

Forschungsbericht BWPLUS

INLAB

—

Intelligentes Laden in der nutzerorientierten Büroimmobilie

von

Georg Göhler und Felix Otteny

Universität Stuttgart, IAT

Förderkennzeichen: BWINP21128

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

Dezember 2022



Universität Stuttgart
Institut für Arbeitswissenschaft und
Technologiemanagement IAT

**DREES &
SOMMER**

ABSCHLUSSBERICHT

INLAB – Intelligentes Laden in der nutzerorientierten Büroimmobilie

Demonstrations- und Transfervorhaben zur energetischen und nutzerbezogenen Umsetzung innovativer prognosebasierter uni- und bidirektionaler Lademanagementstrategien für Büroimmobilien

Georg Göhler, Universität Stuttgart IAT
Felix Otteny, Universität Stuttgart IAT
Thomas Berner, 2. Building Agency GmbH
Fabian Gierl, Drees & Sommer SE

Stuttgart, 23.12.2022

Gefördert durch das Umweltministerium Baden-Württemberg im Rahmen des Projekts »INLAB« über das Programm » Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung «. Zuwendungsnummer: BWINP21128, Projektlaufzeit: 15.09.2021 - 31.12.2022. Betreut durch den Projektträger Karlsruhe (PTKA-BWP).



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT



PTKA
Projektträger Karlsruhe

Karlsruher Institut für Technologie

Inhalt

1	Zusammenfassung	4
1.1	Kurzbeschreibung der Forschungsergebnisse	4
1.2	Fortschritte für die Wissenschaft und/oder Technik durch die Forschungsergebnisse	5
1.3	Nutzen, insbesondere praktische Verwertbarkeit der Ergebnisse und Erfahrungen	5
1.4	Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer auch in projektfremde Anwendungen und Branchen	6
2	Einleitung und Projektziele	8
2.1	Motivation und Hintergrund	8
2.2	Projektbeschreibung und Ziele	9
2.3	Beteiligte Partner und deren Rollen im Projekt	11
2.4	Stand der Forschung und Praxis	12
2.4.1	Elektrofahrzeuge und Ladeeinrichtungen	12
2.4.2	Ablauf und normative Regelung des Ladeprozesses	14
2.4.3	Systemdienstleistungen und Use Cases	16
2.4.4	Regulatorische Hürden	18
3	Planung und Ablauf des Vorhabens	20
3.1	Arbeitspakete und Aufgabenstellungen	20
3.2	Zeitplan und Abweichungen zur ursprünglichen Planung	21
4	Ergebnisse	22
4.1	Universität Stuttgart IAT	22
4.1.1	Arbeitspaket 1	22
4.1.2	Arbeitspaket 2	25
4.2	Drees & Sommer	35
4.2.1	Arbeitspaket 3	35
5	Verwertung und Anschlussfähigkeit	39
6	Anhang	41
6.1	Lademanagementalgorithmen	41
	Abbildungsverzeichnis	44
	Tabellenverzeichnis	45
	Literaturverzeichnis	46

1.1 Kurzbeschreibung der Forschungsergebnisse

Im Rahmen des Projekts »INLAB« wurde das Bürogebäude von Drees & Sommer in den Oberen Waldplätze 12 als Umsetzungsobjekt einer gebäudeintegrierten innovativen Ladeinfrastruktur genutzt, welches einen Schwerpunkt auf der Nutzerorientierung des Lastmanagements hat. Mit Fertigstellung des Innovationsgebäudes konnte mit Hilfe des Förderprojekts ein Vollausbau der Ladeinfrastruktur der zweigeschossigen Tiefgarage vollzogen werden. Große Erkenntnisgewinne konnten bei der Durchführung des Projekts insbesondere im Bereich der Einbindung des nutzerorientierten Lastmanagements von OLI-Systems in die technische Umgebung des Gebäudes sowie in die softwareseitige Ausstattung des Unternehmens gewonnen werden. Schnittstellen- und Stakeholdermanagement waren zentrale Themen auf dem Weg zur Umsetzung. Ebenso galt es den Nutzerkomfort im Fokus zu behalten und softwareseitig eine ideale Lösung anzubieten. Nach Inbetriebnahme der Ladeinfrastruktur und Integration des OLI Move Lademanagements konnten Mitarbeitende das System testen und im Alltag nutzen. Problem im Bereich der Technik oder des Anwenders traten lediglich in den ersten Tagen auf, so dass das System als voll funktionsfähig beschrieben werden kann. Auch die Deckelung der Ladekapazität über das gesamte Testfeld konnte erfolgreich erprobt werden. Die Wallboxen konnten automatisch Engpässe erkennen und gezielt Ladeströme für nicht priorisierte Fahrzeuge herunterregeln. Eine Reduzierung der Lastspitzen zu Tagesbeginn (in der Regel zwischen 08:00 -10:00 Uhr) war damit möglich.

Im Rahmen des Projekts wurden verschiedene uni- und bidirektionale Lademanagementstrategien entwickelt, welche auf Basis lokaler Prognosen arbeiten. Diese Algorithmen weisen mehrere Optionen auf, so wie beispielsweise die Abfertigungsregel am Lademanagement teilnehmender Fahrzeuge oder in welchem Ausmaß der Fahrzeugnutzer seinen Mobilitätsbedarf mitteilt. Die unidirektionalen und V2H-Strategien wurden alle in einem realitätsnahen Fallbeispiel, der hier beschriebenen Büroimmobilie von Drees & Sommer, getestet und auf eine zuvor modellierte Fahrzeugflotte aus Mitarbeiterfahrzeugen und Dienstwagen angewendet. Hierzu wurden vorab verschiedene Betriebsstrategien definiert und über Lademanagementalgorithmen abgebildet. So wurde beispielsweise variiert, ob die Fahrzeuge uni- oder bidirektional laden, wie sie priorisiert werden und welche Informationen der Fahrzeugnutzer an das Lademanagement weitergibt. Es zeigte sich, dass die Strategien zur Eigenverbrauchsmaximierung zielführend arbeiten. Insbesondere bidirektionale Strategien, bei denen die Fahrzeuge entsprechend ihrer verbleibenden Zeit bis zur Erreichung ihrer Zielladung priorisiert werden und der Fahrzeugnutzer der Ladeinfrastruktur Informationen seiner nächsten Fahrt übermittelt, weisen erhebliches Potenzial auf, den Eigenverbrauch zu erhöhen. Durch die Anwendung des Fallbeispiels wurde die Funktionsfähigkeit der Algorithmen und der energetische, ökonomische und ökologische Mehrwert aufgezeigt und sichergestellt.

1.2

Fortschritte für die Wissenschaft und/oder Technik durch die Forschungsergebnisse

Die Forschungsergebnisse zeigen, dass ein Lademanagement, welches auf Basis von lokalen Prognosen arbeitet und individuelle Ladepläne für teilnehmende Elektrofahrzeuge erstellt, einen messbaren Mehrwert in ökonomischer und ökologischer Hinsicht liefert. Daraus lässt sich eine Eignung von Optimierungsverfahren, wie beispielsweise einer linearen Programmierung oder eines genetischen Algorithmus zur Erstellung von Ladeplänen, ableiten.

Während die Ladepläne in diesem Forschungsprojekt das Ziel verfolgen, den Eigenverbrauch aus lokaler Erzeugung zu maximieren, ist das Verfahren auf weitere Zielkriterien übertragbar. Das Simulationsmodell kann ohne großen Aufwand angepasst werden, so dass beispielsweise die Strombezugskosten, welche durch den Ladevorgang verursacht werden, minimiert werden. Somit wurde eine allgemein anwendbare Methode entwickelt, welche auf eine ganze Flotte, aber auch auf ein einzelnes Elektrofahrzeug angewendet werden kann.

Außerdem konnte durch die Simulationsergebnisse gezeigt werden, dass bidirektionale Ladestrategien (insb. Vehicle-to-Home) weitere Potenziale zur Optimierung des Gesamtsystems aufweisen. Denn die bidirektionalen Lademanagementstrategien sorgen für eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und energetischer Kriterien. Des Weiteren lässt sich den Forschungsergebnissen entnehmen, dass eine Kommunikation zwischen Lademanagement und Fahrzeugnutzer einen Mehrwert liefert.

1.3

Nutzen, insbesondere praktische Verwertbarkeit der Ergebnisse und Erfahrungen

Auch Drees & Sommer steht vor der Herausforderung den eigenen CO₂-Fußabdruck zu senken und dabei bestehende betriebliche Prozesse weiterhin sicherzustellen. Auch steigende Energiekosten gefährden wirtschaftliche Ziele des Unternehmens. Als Dienstleistungsunternehmen liegen die Schwerpunkte der CO₂-Emissionen im Bereich der Gebäude und der Mobilität. Mit der Etablierung eines übergeordneten Mobilitätskonzepts im Jahr 2021 stellt Drees & Sommer die Weichen auf reine Elektromobilität im Bereich der Dienstwagenflotte, um ökologische und ökonomische Mehrwerte generieren zu können. Sowohl der Ausbau der Ladeinfrastruktur als auch ein effizienter und netzdienlicher Umgang mit Strom sind hierbei Schlüsselfaktoren für eine erfolgreiche Umsetzung. Gerade Spitzenlasten, die sich zu Tagesbeginn ergeben, stellen große Herausforderungen an das Netz und die Wirtschaftlichkeit dar. Eine Senkung von Spitzenlasten und eine maximale Ausreizung der hauseigenen Photovoltaikkapazitäten ist dabei eine zentrale Zielstellung. Diese Herausforderungen und Zielsetzungen betreffen auch Kunden, welche Drees & Sommer im Bereich der Unternehmensberatung begleitet. Die Elektrifizierung der Dienst- und Nutzwagenflotten in Kombination eines intelligenten Ausbaus der Ladeinfrastruktur bei gleichzeitigem Ziel einer wirtschaftlichen und netzdienlichen Lösung sind priorisierte Beratungsinhalte.

Im Rahmen der Etablierung von OLI Systems war ursprünglich eine Integration in die bestehende Thing-it App oder das Outlook der Mitarbeitenden angedacht, um eine möglichst hohe Nutzerkomfortabilität zu generieren. Während bei Outlook eine hohe Abhängigkeit in der Sorgfalt der Termineinstellung beim Nutzer ausgemacht wurde, stellten sich bei der Implementierung in das bestehende Thing-it technische und datenschutzrechtliche

Herausforderungen dar, die innerhalb der Projektlaufzeit in der Komplexität nur schwer lösbar erschienen. Entsprechend wurde auf die Lösung von OLI-Systems zurückgegriffen, die mit der App "OLI-Move" nun eine Standalone-Lösung bietet. Im Rahmen des Projekts wurde hierfür die App für Apple-Geräte programmiert und ausgerollt, um eine Nutzung mit den Diensthandys der Mitarbeitenden zu ermöglichen. Eine Einbindung in Thing-it ist auch weiterhin angestrebt und möglich, um eine höhere Nutzerfreundlichkeit zu ermöglichen – technisch sind mit der "OLI Move"-App keine Einschränkungen verbunden, so dass diese Umsetzung bereits eine geeignete Lösung darstellt, die für Drees & Sommer als auch zukünftige Beratungsansätze kommuniziert und etabliert werden kann.

OLI-Systems als unterbeauftragtes Unternehmen der 2. Building Agency wiederum konnte zahlreiche Entwicklungsschritte im Rahmen des Projekts verwirklichen. Neben der bereits angesprochenen Programmierung der Nutzerschnittstelle OLI Move in iOS konnten erste Erfahrungen mit Mennekes-Wallboxen gesammelt werden. Diese wiederum helfen OLI-Systems bei zukünftigen Kunden, das System schneller und zuverlässiger anzubinden. Auch verschiedene Feedbacks aus der Nutzerbedienung der App konnten im Rahmen des Projekts gelöst werden und damit die Qualität des Produkts nachhaltig verbessert werden.

Der prognosebasierte Algorithmus lässt sich problemlos in die Praxis übertragen. Da die hierzu benötigten Prognosen lokal erstellt werden, wird keine gesonderte Datenerhebung benötigt. Alle Größen, welche das hier entwickelte Lademanagement fordert, sind im Energiemanagementsystem des Standorts verfügbar. Die daraus berechneten Ladepläne können mittels des gängigen ISO/IEC 15118-Datenübertragungsprotokolls an die angesteckten Elektrofahrzeuge weitergeleitet werden, wobei eine Kommunikation zwischen Fahrzeugnutzer und Lademanagement mittels OCPP 2.1 denkbar ist, welches das bidirektionale Laden unterstützt und auf ISO/IEC 15118 aufbaut.

Die Lademanagementalgorithmen wurden in ein Tool des IATs, den Local Grid Planner (LGP), implementiert. Der LGP verfügt über eine grafische Benutzeroberfläche (GUI), um weitere Anwendungsfälle effizient zu berechnen. Die GUI ermöglicht eine praktische Anwendbarkeit von einem breiten Nutzerkreis (insbesondere Planer von dezentralen Energiesystemen).

1.4

Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer auch in projektfremde Anwendungen und Branchen

Eine klare Zielsetzung im Projekt besteht darin, das Demonstrationsvorhaben nicht nur für die lokale Umsetzung bei Drees & Sommer durchzuführen, sondern eine möglichst hohe Anschlussfähigkeit und Übertragbarkeit auf bestehende und neu entstehende Büroimmobilien zu gewährleisten.

Die erarbeiteten Kompetenzen des IAT der Universität Stuttgart zur Planung von Energie- und Ladeinfrastruktursystemen, insbesondere der Integration großer Ladeinfrastrukturen in dezentrale Energiesysteme und zur Entwicklung und Erprobung verschiedener Betriebssystematiken sind dabei förderlich, um lokal vernetzte Energie- und Mobilitätssysteme effizient betreiben zu können. Diese gewonnenen Erkenntnisse können auf andere Gebäude übertragen werden und bilden somit die Grundlage für Folgeprojekte. Das IAT und das Schwesterinstitut Fraunhofer IAO befinden sich derzeit in der Akquise eines großen Forschungsprojektes zum Thema bidirektionales Laden mit Partnern aus Industrie und Forschung.

Durch die Implementierung der hier entwickelten Lademanagementalgorithmen in das Planungstool LGP ist der Forschungstransfer in projektfremde Anwendungen und Branchen

sehr gut umzusetzen. Durch das Tool kann eine Vielzahl unterschiedlicher Anwendungsfälle betrachtet und simuliert werden. Durch die grafische Benutzeroberfläche gelingt dies einem breiten Anwenderkreis. Außerdem ist dank der allgemeinen Anwendbarkeit des Lademanagementalgorithmus auf verschiedene Zielvorstellungen bzw. auf beliebig große Flotten dieses Verfahren auf Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen in beliebigen Szenarien denkbar.

Zusammenfassung

2.1

Motivation und Hintergrund

Um den anthropogenen Klimawandel zu bremsen und dem 2-Grad-Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens der internationalen Staatengemeinschaft gerecht zu werden, bedarf es einer deutlichen Reduzierung des Ausstoßes an CO₂-Emissionen (Schwab, 2012). Daher hat sich die Europäische Union im Einklang mit dem Weltklimarat (IPCC) dazu verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 zu verringern (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2016). Hierfür bedarf es neben dem fortlaufenden Ausbau der erneuerbaren Energien auch der Etablierung einer ökologisch nachhaltigen Form der Individualmobilität. Denn der Verkehrssektor ist beispielsweise in Deutschland für nicht unerhebliche 19 Prozent der Treibhausgasemissionen verantwortlich (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2019). Die nach aktuellem Kenntnisstand am besten geeignete Lösung, um diese Emissionen zu vermeiden, stellen für den individuellen Personenverkehr batterieelektrisch angetriebene Fahrzeuge (BEVs) dar, da sie im Vergleich zu anderen alternativen Antriebstechnologien über den besten Gesamtwirkungsgrad verfügen (Agora Verkehrswende, 2019). Daher hat sich die Bundesregierung bis 2030 das Ziel gesetzt, dass sieben bis zehn Millionen Elektrofahrzeuge in Deutschland zugelassen sein sollen (Bundesregierung, 2022).

Eine steigende Anzahl batterieelektrischer Fahrzeuge auf deutschen Straßen bringt jedoch auch Herausforderungen mit sich. So konnte in einer Metastudie von Göhler et al. ermittelt werden, dass mit zunehmender Anzahl von Elektrofahrzeugen im Netz das ungesteuerte Laden zu einem kritischen Zusammenfallen der Ladelastspitzen mit den charakteristischen abendlichen Haushaltslastspitzen führt (Göhler, et al., 2019). Vor allem im lokalen Niederspannungsnetz, wo ein geringerer Durchmischungseffekt herrscht und demnach die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge relativ hoch ist, kann es zukünftig zu punktuellen Netzbelastungen kommen. Die Folgen sind eine verstärkte Beanspruchung der Netzkomponenten, wie Umspanner und Leitungen, sowie eine Absenkung der Netzspannung. Es wird mit 95-prozentiger Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen, dass bei bestehenden Netzstrukturen das Niederspannungsnetz ab einer Elektromobilitätsquote von 30 Prozent flächendeckend überlastet ist (Friedl, et al., 2018). Um Stromausfälle zu vermeiden, müssen bei fortschreitender Elektrifizierung des Verkehrssektors massive Investitionen in den Netzausbau fließen. Bedingt durch die lange Vorlaufzeit beim Ausbau der Netze, besteht bereits akuter Handlungsbedarf, damit diese den kommenden Herausforderungen gewachsen sind.

Auch Drees & Sommer ist auf dem Weg zu einer vollelektrifizierten Dienstwagenflotte. Angestoßen durch steuerliche Vorteile für Mitarbeitende aber auch durch unternehmerische Verantwortungen sowohl auf wirtschaftlicher als auch auf ökologischer Ebene, forcieren einen schnellen Wandel der Dienstwagenflotte. Mit weltweit über 1.000 Dienstwagen liegt ein gewichtiger Anteil des CO₂-Fußabdrucks von Drees & Sommer in der technischen Veränderung des motorisierten Individualverkehrs und der hierzu benötigten Infrastruktur. Mit dem Ziel bis 2029 einen Fuhrpark ohne Verbrennungsmotoren zu führen, ergeben sich erste Prognosen zur Dienstwagenstruktur, mit welcher die Ladeinfrastruktur mithalten muss. Neben dem reinen Ausbau gilt es intelligente Lösungen zu finden, um ressourceneffizient zu wirtschaften.

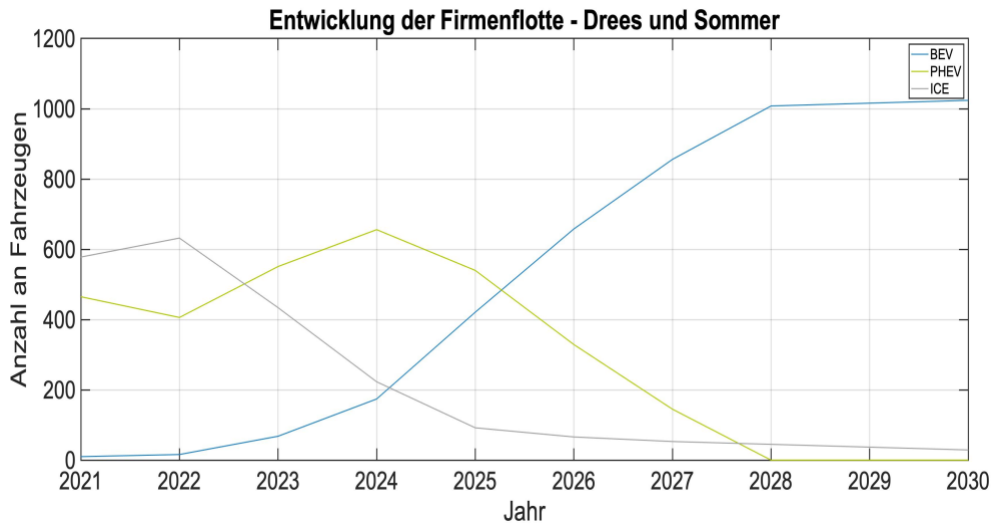


Abbildung 1: Prognose der Elektrifizierungsdynamik der Dienstwagenflotte bei Drees & Sommer

Die Flexibilisierung des Ladevorgangs mit einem intelligenten Lademanagement bildet hierzu eine kostengünstige und attraktive Alternative, die im Optimalfall den Netzausbau überflüssig macht (Friedl, et al., 2018). Die Arbeitsweise eines Lademanagements kann von recht simplen Strategien bis hin zu komplexeren Ansätzen variieren. Einfache Strategien umfassen das Verschieben des Ladevorgangs in Perioden geringer Netzbelastung oder die Drosselung der Ladeleistung. Auf der anderen Seite stehen komplexere Strategien, die eine Prognose der Stromgenerierung aus regenerativen Quellen berücksichtigen und/oder die Fahrzeugbatterie teilweise als lokalen Stromspeicher nutzen können. Insbesondere diese Rückspeisung des Stroms aus der Fahrzeugbatterie in das Haushalts- oder Verteilernetz, welche auch als Vehicle-to-Home bzw. Vehicle-to-Grid bezeichnet wird, eröffnet eine Vielzahl von Geschäftsmodellen und Netzdienstleistungen.

2.2

Projektbeschreibung und Ziele

Übergeordnetes Ziel des Projekts „INLAB“ ist es eine intelligente Ladeinfrastruktur in Zusammenspiel mit der Gebäudeenergieversorgung sowie den Nutzerpräferenzen zu schaffen und ein Leuchtturmprojekt für die kosteneffiziente Ausgestaltung von Ladelösungen in Tiefgaragen und auf Firmenparkplätzen zu erstellen.



Abbildung 2: Innovationsgebäude Obere Waldplätze 12, Foto: Maximilian Schwarz

Drees & Sommer baut auf dem eigenen Campus ein intelligentes Bürogebäude mit einer zweigeschossigen Tiefgarage. Bauherr ist die 2. Building Agency GmbH. Geplant ist alle 50 Stellplätze mit Ladeinfrastruktur auszustatten. Dabei sollen 49 Ladepunkte mit 11 kW und 1 Schnelllader >50 kW mit einem dynamischen Lastmanagement installiert werden. Das Gebäude verfügt über eine Photovoltaikanlage auf dem Dach mit einer Peak Leistung von 143 kW und fassadenintegrierten Photovoltaikmodulen mit weiteren 100 kW Peak. Insgesamt ergibt sich eine mögliche Jahresleistung von 201 MWh. Das Gebäude verfügt darüber hinaus über einen eigenen Trafo mit einer Leistung von 800 kVA. In Summe mit der Photovoltaikanlage (120 kVA) ergibt sich eine Scheinleistung von 920 kVA. Neben einer Geothermieanlage befindet sich im Gebäude auch eine Großküche.



Abbildung 3: Photovoltaikausstattung, Foto: Jürgen Pollak

Ziel ist es, die geplanten Energieerzeuger und -abnehmer in die Intelligenz des Gebäudes zu integrieren. Neben Synergien aus einem Zusammenspiel der einzelnen Komponenten des Gebäudes sollen im Zusammenspiel mit dem Versorgungsnetz Mehrwerte gewonnen werden. Darüber hinaus soll die Ladeinfrastruktur nutzerorientiert gestaltet werden und beispielsweise Buchungsmöglichkeiten oder Verfügbarkeiten in eine Mitarbeiter-App integriert werden. Die App Thing-it wird bereits jetzt von Mitarbeitern für Raum- und Servicebuchungen genutzt und soll in ihrer Funktion erweitert werden.

Das Ziel des IATs in INLAB ist es, ein bestehendes Planungstool für dezentrale Energiesysteme im Kontext der Elektromobilität weiterzuentwickeln. Das bestehende Planungstool wird in der frühen Phase der Bauplanung eingesetzt und bewertet verschiedene Energiesysteme im Sinne der Sektorenkopplung. Die Elektromobilität wird bisher über Lastprofile eingebettet. Im Zuge des Projektes soll die Flexibilität der Elektrofahrzeuge erhöht werden. Durch die Integration verschiedener Algorithmen, die bidirektionales und prognosebasiertes Laden ermöglichen, soll das Planungstool vermehrt in der Planung großer Ladeinfrastrukturen eingesetzt werden. Im Rahmen des Projekts sollen deshalb die zukünftigen Leistungsanforderungen mittels Lastflusssimulationen abgeschätzt werden. Mit den Ergebnissen werden Potenziale für ein Lastmanagement abgeleitet.

2.3

Beteiligte Partner und deren Rollen im Projekt

Das **Institut für Arbeitswissenschaft und Technologiemanagement (IAT) der Universität Stuttgart** beschäftigt sich mit dem komplexen Gesamtsystem der Mobilität und Infrastruktur, insbesondere der Entwicklung der Elektromobilität. Dazu gehören auch die Schnittstellen zu lokalen Energiesystemen und übergeordneten Stromnetzstrukturen. Hervorzuheben sind dabei die Entwicklung und Anwendung von Planungstools für den Aufbau von Micro Smart Grids, die Entwicklung von Simulationen zur Evaluation geeigneter Betriebsstrategien sowie der Aufbau und Betrieb eines Micro Smart Grid am Fraunhofer IZS in Stuttgart (in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IAO). Die Tätigkeiten des IATs in diesem Projekt waren:

- Erstellung nutzerorientierter Lastprofile für die Büroimmobilie
- Individuelle Erzeugung der Fahrprofile
- Weiterentwicklung des Planungstools für Micro Smart Grids
- Entwicklung verschiedener Lademanagementalgorithmen zur Integration in den Planungsprozess
- Erprobung des Planungstools und Berechnung eines Fallbeispiels

Drees & Sommer SE (assoziiertes Partner) ist die führende deutsche Unternehmensgruppe für Projektmanagement, Immobilienberatung und Engineering bei komplexen Projekten aller Art. Verschiedene Expertenteams beraten und Planen im Bereich nachhaltiger Mobilitätsstrategien für Unternehmen, Städte und Kommunen. Hierzu zählen auch Themen im Bereich der Ladeinfrastruktur sowie alternativer Energien. Im Rahmen des Projekts stellte Drees & Sommer die fachlichen Experten für die Umsetzungsbegleitung des Projekts. Neben Ladeinfrastruktur und Energieexperten wurde das Facility Management sowie die interne IT in das Projekt eingebunden. Sowohl die Koordination innerhalb des Unternehmens als auch die Projektkoordination seitens der 2. Building Agency GmbH wurden durch die Drees & Sommer SE unterstützt.

2. Building Agency GmbH: Vertreten durch die Drees & Sommer SE ist die 2. Building Agency GmbH Bauherr des geplanten Gebäudes der Oberen Waldplätze 12. Der Neubau auf dem Campus bietet dem expandierenden Unternehmen am Hauptsitz in Stuttgart-Vaihingen

zusätzlich benötigte Büroarbeitsplätze und die Möglichkeit, Innovationen weiter voranzutreiben. Es dient auch künftig als zentrales Empfangsgebäude für alle Besucher des Unternehmens. Kernaufgabe der 2. Building Agency ist die Entwicklung, Planung und Durchführung von Bauprojekten mit ausgewählten Baupartnern mit Kosten- und Termingarantie. In der Rolle des Bauherrn finanzierte die 2. Building Agency im Rahmen des Projekts die Ladeinfrastruktur sowie das nutzerorientierte Lademanagement durch OLI Systems. Betraut mit dem Projektmanagement, setzte die 2. Building Agency GmbH die Inhalte des Projekts um.

2.4 Stand der Forschung und Praxis

2.4.1 Elektrofahrzeuge und Ladeeinrichtungen

Aktuelle Entwicklungstrends im Bereich der Elektromobilität sind einerseits eine Resonanz auf die von den Nutzern häufig aufgeführten Nachteile: Geringe Reichweite, lange Ladezeiten und hohe Anschaffungskosten. Daraus resultiert eine hohe F&E-Aktivität insbesondere auf dem Gebiet der Lithium-Ionen-Akkumulatoren, welche immer noch als dominierende Batterietechnologie für diesen Einsatz betrachtet wird. Es wird prognostiziert, dass der technologische Fortschritt die gravimetrische Energiedichte um etwa 30 Prozent erhöhen wird. Dies führt zu höheren Energieinhalten, respektive Reichweiten bei gleichem Batteriegewicht oder zu kleineren und leichteren Batterien. Durch verbesserte Produktionstechniken und Skaleneffekte wird eine Kostenreduzierung pro kWh auf ein Drittel erwartet. Eine Standardisierung der Zellgeometrie unterstützt zusätzlich die Kostenreduzierung in der Zellproduktion (PricewaterhouseCoopers AG, 2012). Andererseits stellen aktuelle Entwicklungsanstrengungen eine Antwort auf den Klimawandel und die dadurch angestoßene Mobilitäts- und Energiewende dar. So werden bidirektionalen Energieflüssen und dadurch ermöglichten Systemdienstleistungen ein hohes Potenzial zugeschrieben einen signifikanten Beitrag zum Gelingen dieser Transformation zu leisten. Hierbei handelt es sich um eine kommerziell in Anbahnung aber technologisch in fortgeschrittenem Stadium befindliche Ladetechnik, welche die potenziell enorme Speicherkapazität der Batterien der Elektrofahrzeuge für das Energiesystem nutzbar macht. Darauf legt die Bundesregierung laut eigener Aussage einen verstärkten Förderschwerpunkt (Hannen, 2022). Bidirektionales Laden ergibt vor allem dort Sinn, wo Fahrzeuge lange stehen und an einer Ladestation angeschlossen bleiben, also insbesondere zu Hause oder am Arbeitsplatz, wo hauptsächlich AC-Ladesysteme zum Einsatz kommen (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2020). Hierfür sind für Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur geltende Ladestandards zentral. Dazu müssen unter anderem Hersteller dafür sorgen, dass notwendige Geräte untereinander vernetzt werden und miteinander kommunizieren können. Dies muss in enger Abstimmung mit den Netzbetreibern erfolgen, damit über entsprechende Geräte wie Smart Meter Gateways (SMG) oder Steuerboxen kommuniziert und gesteuert werden kann (Regnery, et al., 2021). Die OEMs haben diesen Trend hin zu BEVs, welche zu bidirektionalen Leistungsflüssen fähig sind, erkannt. Folglich wächst das Angebot an Elektrofahrzeugen mit dieser Fähigkeit fortlaufend. In Tabelle 1 sind bereits erhältliche rückspeisefähige Fahrzeuge zusammengestellt, welche für Vehicle-to-Home bzw. Vehicle-to-Grid geeignet sind. Neben dem Umfang der Rückspeisefähigkeit werden weitere technische Parameter der Fahrzeuge erfasst, welche Relevanz für die Simulation in Kapitel 4.1 haben.

Marke und Modell	Verbrauch [kWh/100km]	Nutzbare Batteriekapazität [kWh]	Maximale AC-Ladeleistung [kW]	Umfang der Fähigkeit zu bidirektionalem Laden
Citroën C-Zero	12,6	14,5	2,3	Vehicle-to-X
Honda e	17,8	35,5	6,6	Vehicle-to-X
Hyundai Ioniq 5	16,8	72,6	11	Vehicle-to-Load
Kia EV6	16,5	77,4	11	Vehicle-to-Load
Mitsubishi iMiev	13,5	14,5	2,3	Vehicle-to-X
Mercedes EQE	16,5	89	22	Vehicle-to-X (geplant)
Nissan Leaf	18,5	59	6,6	Vehicle-to-X
Peugeot iOn	13,5	14,5	2,3	Vehicle-to-X
Renault Mégane E-Tech	16,1	60	22	Vehicle-to-X
VW ID.4	17,7	77	11	Vehicle-to-X (neue Modelle)
VW ID.5	16,3	77	11	Vehicle-to-X

Tabelle 1: Übersicht von Fahrzeugen mit der Fähigkeit zum bidirektionalen Laden (ADAC, 2022); (E-Mobileo, 2022)

Bidirektionale Ladesysteme sind zwar auch schon am Markt verfügbar, bislang jedoch noch mit signifikanten Mehrkosten verbunden. So kostet eine bidirektionale Wallbox gegenwärtig bis zu 530 €/a mehr im Vergleich zu einem Ladesystem ohne diese Funktionalität. Hierbei fallen insbesondere die erhöhten Installationskosten ins Gewicht, während zusätzliche Hardware den geringsten Anteil ausmacht. Es ist jedoch zu erwarten, dass die Chancen auf eine finanziell erfolgreiche Einführung bis 2025 durch eine starke Kostenreduktion steigen (siehe Abbildung 4) (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2022).

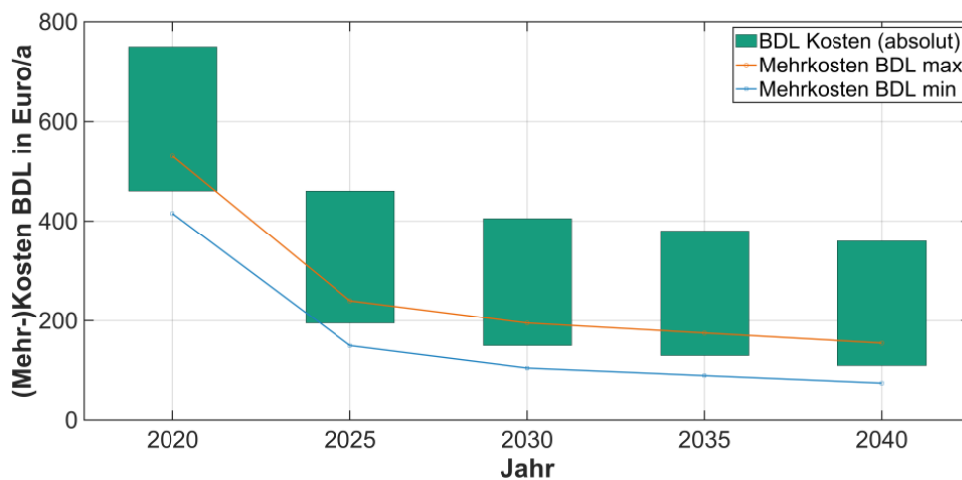


Abbildung 4: Mehrkosten für eine bidirektionale Wallbox (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2022)

Beim Ladevorgang von Elektrofahrzeugen sind grundsätzlich drei Akteure involviert: Elektrofahrzeug, Ladeeinrichtung und Lademanagement. Während die beiden Erstgenannten nun behandelt wurden, wird das Augenmerk jetzt auf das Lademanagement gerichtet. Solch ein Lademanagement sollte folgenden Anforderungen gerecht werden, um den Ladevorgang gezielt zu optimieren (Detzler, 2016):

- Einhalten der vorgegebenen Lastgrenze
- Einhalten der technischen Restriktionen des Fahrzeugs
- Berücksichtigung des Einsatzplanes für das Fahrzeug
- Protokollkonformes Lademanagement orientiert an zukünftigen Standards
- Preisoptimierte Einplanung
- Berechnung der verschiebbaren Last
- Reaktion auf Demand-Response-Signale

Zentral beim Ladevorgang ist das Kommunikationsprotokoll ISO/IEC 15118. Dieses baut auf der Signalisierung entsprechend der Vorgaben aus IEC 61851 auf und ergänzt dadurch das analoge sicherheitstechnische Protokoll um ein digitales Protokoll, das darauf abzielt eine IP-basierte Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation zu ermöglichen (Mültin, 2014). Es bringt einen benutzerfreundlichen Plug-and-Charge-Mechanismus (PnC) für die Authentifizierung, Autorisierung, Abrechnung und flexible Lastkontrolle mit (ISO/IEC, 2009). So genügt es nach einmaliger Registrierung des Fahrzeugs und Autorisierung für eine Bezahlungsfunktion bei jedem Ladevorgang, wenn der Nutzer das Ladekabel in das Elektrofahrzeug (und ggf. in die Ladestation) einsteckt. Das Fahrzeug identifiziert und autorisiert sich dann im Namen des Fahrers automatisch an der Ladestation. Die Funktion PnC ist vor allem für das Laden an öffentlicher Ladeinfrastruktur relevant. Für die Nutzung der Funktion PnC müssen neben dem Fahrzeug und dem Ladepunkt beziehungsweise der Ladestation weitere Kommunikationsstrecken und Systeme angepasst werden (siehe Abbildung 5). Es wird eine Public-Key-Infrastruktur für die verschlüsselte Kommunikation benötigt, es besteht Konsolidierungsbedarf bei den verwendeten Protokollen für die Kommunikation zwischen Backend des Ladesäulenbetreibers und der Roaming-Plattform und es gibt bislang keine Standardisierungsaktivitäten für die Kommunikationsstrecke zwischen Backend des Ladestromanbieters und dem Backend des Automobilherstellers (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2020). Des Weiteren wurden mit der ISO/IEC 15118-20 die Funktionen der ISO/IEC 15118-2 weiterentwickelt, um unter anderem bidirektionale Leistungsflüsse zu handhaben (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2020). Sie ermöglicht unter anderem das Hinterlegen mehrerer Ladezertifikate im Fahrzeug für PnC und ergänzt die Lastmanagementfunktion der ISO 15118-2 um die Möglichkeit einer Rückspeisung von geladenem Strom zum bidirektionalen Laden (V2G).

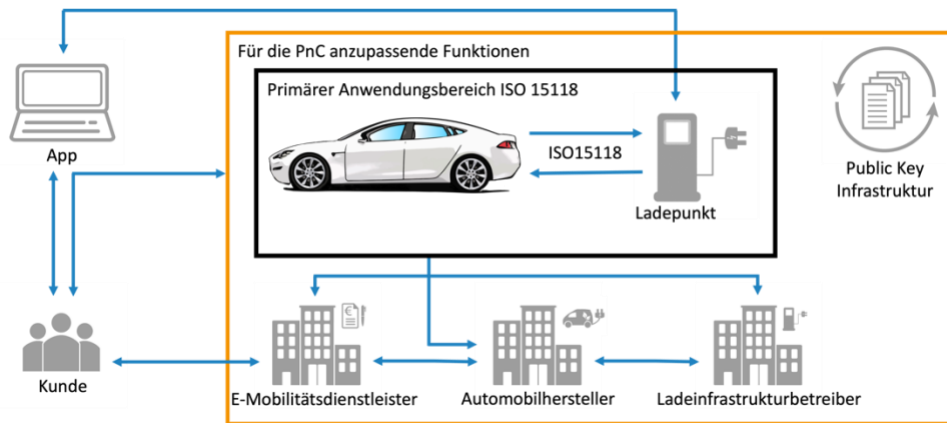


Abbildung 5: Vereinfachte Darstellung der für die Funktion PnC erforderlichen Markttrollen und Kommunikationsstrecken (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2020)

Mittels des ISO/IEC 15118 Standards wird es möglich Demand-Response-Szenarien zu realisieren. Demand Response bezeichnet eine Anpassung des Stromverbrauchs auf der Verbrauchsseite als Reaktion auf externe Signale, wie beispielsweise Preissignale oder einen Eingriff des Verteilnetz- oder Übertragungsnetzbetreibers (Holzleitner, et al., 2022). Im Kontext der Elektromobilität sind diverse Szenarien denkbar, die primär die Ziele verfolgen, das Verteilnetz zu entlasten und/oder ökonomische Vorteile zu erreichen, wie zum Beispiel die Reduktion des Strombedarfs zu teuren Spitzenlastzeiten und/oder die Reduktion der Gesamtlast, um technische oder vertragliche Lastgrenzen einzuhalten (Detzler, 2016). Im Hinblick auf Demand-Response-Ereignisse bringen Flotten eine höhere Verlässlichkeit mit sich (Detzler, 2016). Dies begründet sich in dem im Voraus bekannten Einsatzplan und weniger häufigen Spontanfahrten. Eine Änderung des Lastverhaltens während eines Demand-Response Ereignisses muss dem Energiemarkt mitgeteilt werden. Allgemein müssen mehr Parameter bei Privatkunden hinzugezogen werden, z.B. eine Mindestenergiemenge, welche in der Batterie zu einem bestimmten Zeitpunkt vorhanden sein sollte und ein Kundenprofil. Hierdurch wird die Optimierung im Vergleich zum Flottenszenario eingeschränkt. Daher ist es in Szenarien der privaten Nutzung von Elektromobilität umso wichtiger eine Schnittstelle zum Endkunden zu schaffen, um so bereits vor Ladebeginn die gewünschte Ladezeit für das Lademanagement zur Verfügung zu stellen. Auf diesem Gebiet der Vorbereitung des Ladevorgangs sind bislang jedoch noch keine Standardisierungs-/Normungsaktivitäten vorhanden (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2021).

Neben den eben umrissenen Standards existiert noch der in Europa weit verbreitete de facto Standard Open Charge Point Protocol (OCPP), welcher aktuell in der Version 2.0 vorliegt und vom niederländischen E-laad Konsortium geschaffen wurde. Diese Spezifikation ist abwärtskompatibel zur weitverbreiteten Vorgängerversion 1.5 und bewahrt somit deren Funktionalität, erweitert sie jedoch um dringend benötigte neue Funktionen, welche die Preisgestaltung von Ladevorgängen, ein gesteuertes Laden basierend auf energierelevanten Mehrwertinformationen (PnC) und verbesserte Wartungsmöglichkeiten einer Ladestation ermöglichen (OCPP, 2020). Dieses webbasierte Protokoll orientiert sich eng am ISO/IEC 15118 Standard und übernimmt in diesem Zuge daraus eine Vielzahl von Parametern für das gesteuerte Laden (Mültin, 2014). Das verdeutlicht das enge Zusammenspiel zwischen diesen beiden Kommunikationsprotokollen und signalisiert einen weiteren wichtigen Schritt in Richtung interoperabler und standardisierter E-Mobilitätslösungen. Die Kombination dieser beiden Protokolle ermöglicht eine Vielzahl von Möglichkeiten (Detzler, 2016), wie die Übermittlung von Ladeparametern von der Fahrzeugseite und die Weiterleitung von Ladeplänen an das Fahrzeug. Wegen der letztgenannten Funktionalität muss dem Fahrzeug nicht ständig die maximale zulässige Stromstärke mitgeteilt werden, sondern die Lastgrenze kann direkt dem Fahrzeug übergeben werden. Optional kann dem Fahrzeug noch eine

Preiskurve übermittelt werden, so dass eine kostenoptimierte Lademanagementstrategie umsetzbar wird. Zusätzlich können alle eben genannten Parameter dem Nutzer auf dem Display der Ladesäule ausgegeben werden. Das OCPP-Protokoll wird in seiner bald erscheinenden Nachfolgerversion 2.1 nun auch das bidirektionale Laden unterstützen (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2020).

Es wird davon ausgegangen, dass OCPP mittelfristig durch den aktuell in Arbeit befindlichen internationalen Standard IEC 63110 im Markt abgelöst werden wird, der ebenfalls ISO/IEC 15118-fähig ist und auch bidirektionales Laden unterstützen wird (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2020). Dieser Standard wird in Gänze voraussichtlich Ende 2022 / Anfang 2023 verfügbar sein. Das IEC 63110 Protokoll zum Management von Lade- und Entladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge definiert bereits die abstrakte Kommunikation einer Ladestation mit einem lokalen oder zentralen Energiemanagementsystem, nimmt aber noch keine Vereinheitlichung der konkreten Kommunikation vor (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2021). Aus diesem Grund besteht zusätzlicher Normungs- und Standardisierungsbedarf. Abschließend sind in Abbildung 6 die relevanten Normen und Protokolle zum kabelgebundenen Laden von Elektrofahrzeugen kompakt dargestellt.

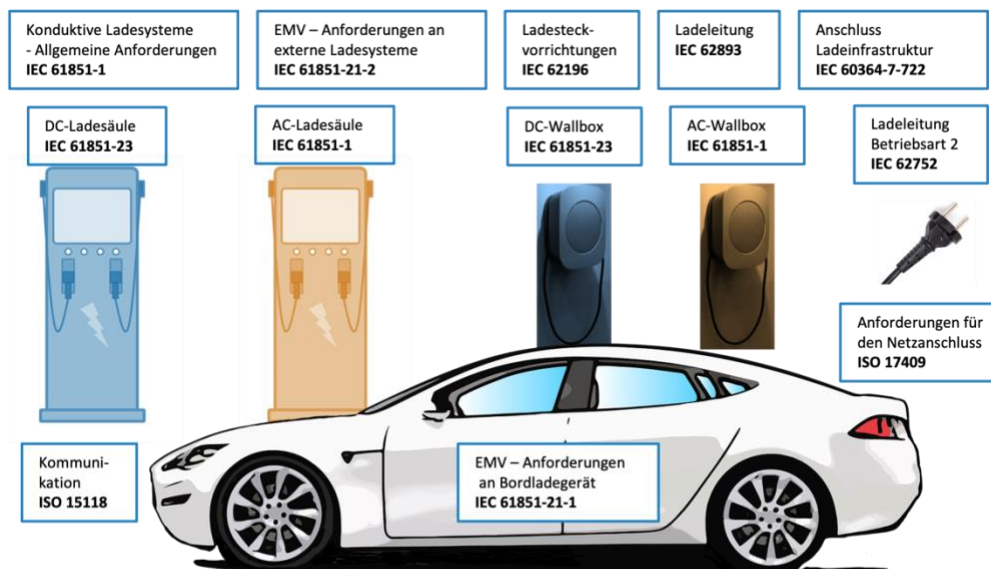


Abbildung 6: Übersicht über gängige Normen für kabelgebundenes Laden (Nationale Plattform Elektromobilität, 2020)

2.4.3 Systemdienstleistungen und Use Cases

Elektrofahrzeuge bieten Potenzial für die Sicherung der Netzstabilität, da sie bei intelligenter Einbindung in die Energieinfrastruktur durch diverse Systemdienstleistungen für Entlastung sorgen (Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement – BDL“, 2022). Ein Elektrofahrzeug ist in diesem Kontext immer dann von besonderem Interesse und kann potenziellen Mehrwert schaffen, wenn es mit der Ladeinfrastruktur verbunden ist, da es zu jedem Zeitpunkt beladen (oder auch entladen) werden könnte. Im Folgenden werden relevante Use Cases für Elektrofahrzeuge beschrieben, wobei die Funktionalität des bidirektionalen Ladens unterstellt wird. Es werden hierbei zuerst jene präsentiert, welchen eine baldige Marktreife unterstellt wird. Die Zusammenstellung der Use Cases orientiert sich weitgehend an (Nymoer, et al., 2022):

Eigenverbrauchserhöhung:

Das Ziel in diesem Use Case ist es, den in einer hauseigenen EE-Anlage generierten Strom weitgehend selbst zu verwenden, ohne ihn in das Netz einzuspeisen. Hier bietet die Fahrzeugbatterie Abhilfe, da sie den überschüssig generierten Strom, der nicht direkt lokal verbraucht wird, zwischenspeichern kann. Dabei ist die Ergänzung der Speicherkapazität der Transaktionsbatterie durch einen stationären Speicher nicht ausgeschlossen. Diese Strategie ermöglicht es ökonomisch und ökologisch sinnvoll zu laden.

Notstromversorgung:

Das Elektrofahrzeug speist im Falle eines Stromausfalls die zuvor geladene Energie zurück und versorgt das Gebäude mit Strom, so dass dieses über einen gewissen Zeitraum autark versorgt werden kann. So reicht bereits die Batteriekapazität eines elektrischen Kleinwagens aus, um einen durchschnittlichen 2-Personen-Haushalt für vier Tage vollständig autark zu versorgen.

Tarifoptimiertes Laden/Entladen:

Bei dynamischen Strompreisen kann die Batterie des EVs zu Zeiten niedriger Strompreise geladen werden und zu Zeiten hoher Strompreise entladen werden, um den Haushalt zu versorgen. Dadurch ist eine Netzentlastung bei geeigneter Tarifierung erzielbar.

Nachbarschaftsversorgung:

Das Elektrofahrzeug versorgt über eine mit dem Haushalt gekoppelte Wallbox dritte Haushalte, die sich in unmittelbarer Nähe befinden entgeltlich. Auf diese Weise kann im Optimalfall zusätzlich eine Entlastung des Netzes erzielt werden.

Flexible physische Grünstromlieferung:

Die rückspeisefähigen Fahrzeuge werden in Zeiten mit geringen spezifischen CO₂-Emissionen (hoher Anteil Erneuerbarer Energien) im Netzgebiet geladen und speisen in Zeiten mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen (niedriger Anteil Erneuerbarer Energien) Strom zurück. Dies stellt eine greifbarere Alternative zu den bislang rein auf bilanziellen Tarifen dargestellten Grünstromlieferungen dar.

Lokale Flexibilitätsdienstleistungen:

Hierbei stellt das EV lokale Flexibilität für den Verteilnetzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen zur Verfügung. Die bidirektionalen Fahrzeuge laden beziehungsweise entladen basierend auf einem Signal des Netzbetreibers oder per Abruf eines Aggregators, der die Leistungen verschiedener Fahrzeuge bündelt. Solch ein Signal kann die Reaktion auf eine lokal zu hohe Last- oder auch Verbrauchsspitze sein.

Regelleistung:

Die Übertragungsnetzbetreiber setzen Regelreserveprodukte (Regelleistung und Regelarbeit) ein, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz zu gewährleisten. Regelleistung kann dabei grundsätzlich auch durch eine Steuerung der Lade- und Entladeleistung der Batterien von Elektrofahrzeugen erbracht werden. Hierbei wird beim Abruf von negativer Regelleistung die Ladeleistung erhöht und beim Abruf von positiver Regelleistung die Ladeleistung reduziert bzw. aus den Batterien ins Netz zurückgespeist. Dazu werden viele Fahrzeuge zu Pools aggregiert und am Regelreservemarkt angeboten.

Redispatch:

Elektrofahrzeuge können zur Bereitstellung von regionaler Flexibilität für die Übertragungs- oder auch Verteilnetzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen im Netz genutzt werden. Hierzu laden bidirektionale Fahrzeuge vor dem Engpass und/oder entladen hinter dem

Engpass. Der Einsatz von Elektrofahrzeugen macht ansonsten notwendige Kraftwerke überflüssig bzw. reduziert die Notwendigkeit von Redispatchmaßnahmen allgemein.

2.4.4 Regulatorische Hürden

Systemdienstleistungen können bei bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen somit nicht nur durch gesteuertes Laden, sondern auch durch gesteuertes Entladen der Fahrzeuge erbracht werden. Eine Rückspeisung der Energie aus der Fahrzeugbatterie in das öffentliche Netz wird jedoch von einer Reihe von Gesetzen tangiert, welche häufig nicht unter Beachtung dieser Funktionalität formuliert wurden und die Attraktivität von V2G-Anwendungen in ihrer jetzigen Form schmälern. Abbildung 7 gibt einen Überblick über Gesetze und Verordnungen, die in diesem Kontext von Bedeutung sind. Von besonderer Relevanz ist in diesem Zusammenhang, wie mit den bei einem Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu entrichtenden Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte bei einer Rückspeisung von Strom in das öffentliche Netz umgegangen wird.

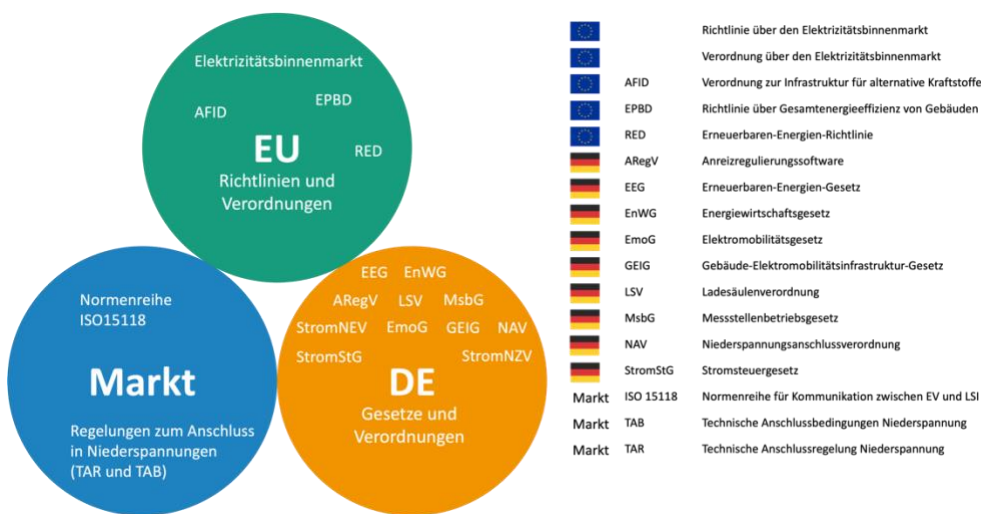


Abbildung 7: Übersicht über zentrale Normen und Standards im Kontext von V2G-Anwendungen (Nymoer, et al., 2022)

Für Strom, der aus stationären Batteriespeichern in das öffentliche Netz rückgespeist wird, gelten derzeit Ausnahmeregelungen von Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten. Mobile Speicher, sprich Elektrofahrzeuge, sind hier jedoch nicht mit einbezogen. Demnach müssen BEVs für den aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom auch dann die vollen Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte entrichten, wenn der eingespeicherte Strom zu einem späteren Zeitpunkt als V2G-Dienstleistung wieder zurückgespeist wird. Da der zurückgespeiste Strom jedoch wieder nachgeladen werden muss, um anstehende Fahrten anzutreten, würden die zuvor bereits entrichteten Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten ein zweites Mal und damit doppelt anfallen. Dies führt zu hohen Opportunitätskosten für die Fahrzeughalter und damit zu hohen Angebotspreisen für Systemdienstleistungen, wodurch diese an Attraktivität einbüßen. Außerdem führt dies zu ökologischen Nachteilen, da energieintensiv produzierte Batteriespeicher angeschafft werden müssten, um vergleichbare SDLs zu ermöglichen, obwohl großflächig mobile Speicher verfügbar wären. Um diese regulatorische Hürde zu beseitigen und eine Nutzung der Flexibilitätspotenziale von Elektrofahrzeugen für V2G-Anwendungsfälle im vollen Umfang zu ermöglichen, sollte die Ladeeinrichtung daher im deutschen Ordnungsrahmen als Speichereinheit definiert und damit stationären Stromspeichern gleichgesetzt werden (Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement – BDL“, 2022).

3.1

Arbeitspakete und Aufgabenstellungen

In den folgenden Abschnitten werden die Schwerpunkte im Projekt beschrieben. Eine detailliertere Darstellung sämtlicher geplanter Arbeitspakete und Tätigkeiten findet sich im Projektantrag. Das Projekt ist in fünf Hauptbausteine unterteilt.

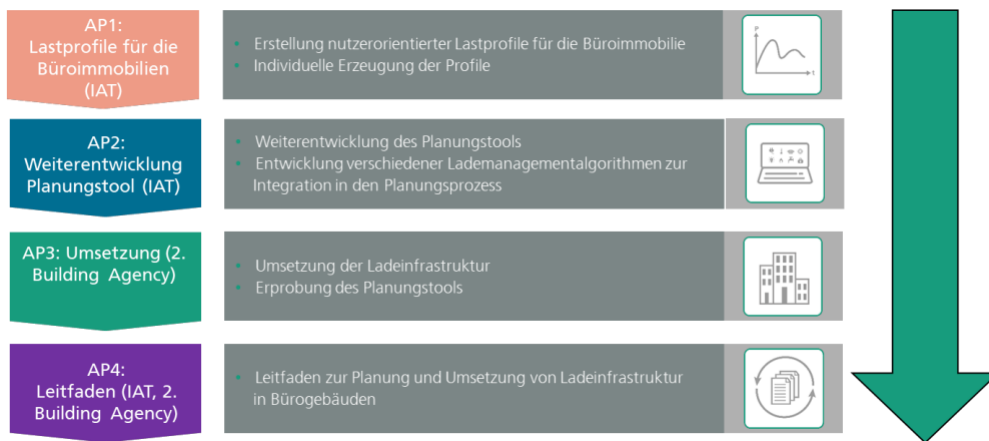


Abbildung 8: Übersicht der Arbeitspakete des Gesamtprojekts "INLAB"

Die tatsächlichen Lastverläufe von Elektrofahrzeugen hängen stark vom Nutzerverhalten ab. Aufgrund der bisher niedrigen Durchdringung von Elektrofahrzeugen liegen bisher nur wenige Messwerte für ähnliche Ladeinfrastrukturen mit hinreichender Auslastung vor. Kenntnisse über die zu erwartenden Lastprofile in hoher zeitlicher Auflösung sind jedoch Voraussetzung für die Planung und Auslegung eines netzfreundlichen und wirtschaftlichen Energiemanagements. Ziel des ersten Arbeitspakets ist eine **nutzerorientierte Lastprognose für 50 Ladestationen** in einer Büroimmobilie. Die Ergebnisse sind auf weitere Bürogebäude übertragbar.

Das Ziel des zweiten Arbeitspakets ist es, ein bestehendes **Planungstool für dezentrale Energiesysteme** im Kontext der Elektromobilität weiterzuentwickeln. Das bestehende Planungstool wird in der frühen Phase der Bauplanung eingesetzt und bewertet verschiedene Energiesysteme im Sinne der Sektorenkopplung. Die Elektromobilität wird bisher über Lastprofile eingebettet. Im Zuge des Projektes soll die Flexibilität der Elektrofahrzeuge modelliert werden. Durch die Integration verschiedener Algorithmen, die bidirektionales und prognosebasiertes Laden ermöglichen, soll das Planungstool vermehrt in der Planung großer Ladeinfrastrukturen eingesetzt werden.

Im Rahmen des Arbeitspakets 3 sollen anhand realer **Umsetzungsbeispiele** die Planung optimiert, das Planungstool erprobt und die Infrastruktur umgesetzt werden. Das Pilotvorhaben „Obere Waldplätze“ dient zur Evaluation der Forschungsgegenstände sowie zum großflächigen Test der Algorithmen und des Gesamtsystems.

In Arbeitspaket 4 soll ein standardisiertes Planungsvorgehen erarbeitet und beschrieben werden, das Erkenntnisse aus dem Projekt für zukünftige Entwicklungen zur Verfügung stellt. Der hier entstehende **Leitfaden** soll Projekterfahrungen aufzeigen, die bei der Umsetzung

eine wichtige Rolle spielen. Des Weiteren werden verschiedene Lademanagementoptionen dargestellt, die auch für weitere große Ladeinfrastrukturen zum Einsatz kommen können.

3.2 Zeitplan und Abweichungen zur ursprünglichen Planung

Trotz großer Herausforderungen im Bereich der Verfügbarkeit von Ladestationen sowie Kapazitätsengpässen im Bereich des Handwerks, konnte mit der Implementierung der Ladeinfrastruktur fristgerecht begonnen werden. Die Installation und Inbetriebnahme erfolgten planmäßig Ende des Jahres 2021 und im ersten Quartal 2022. Im Bereich der Softwareimplementierung des intelligenten Lademanagements wurde ein paralleler Abstimmungsprozess mit zahlreichen Stakeholdern aufgesetzt. In enger Zusammenarbeit mit zentralen Personen der Dresco-internen IT, dem FM und Experten im Bereich der Ladeinfrastruktur wurden OLI-Systems sowie die etablierten Betreiber der Ladeinfrastruktur des Campus EMobility Netz in den Umsetzungsprozess integriert. Ebenso eingebunden wurden Entwicklerteams rund um die bereits bestehende Thing-it-App. Im Laufe diverser Workshops wurde festgehalten, die OLI-eigene App Lösung „OLI Move“ im Rahmen des Projekts für die Authentifizierung als Nutzerschnittstelle zu verwenden. Eine Integration in Thing-It stellte sich aufgrund der geringen Projektlaufzeit und Herausforderungen im Bereich der Technik und des Datenschutzes als zeitkritisch heraus. Durch zusätzliche Entwicklungsaufwände bei OLI Systems und den vorausgehenden Entscheidungsprozess verkürzte sich die Testphase um ca. 3 Monate. Letztlich konnte aber sowohl die Installation und der Betrieb der gesamten Ladeinfrastruktur als auch die Testphase mit OLI-Systems im Rahmen des Projekts, wie vorgesehen, erfolgreich umgesetzt und erprobt werden.

Das IAT der Universität Stuttgart konnte seine Arbeiten und Meilensteine gemäß Zeitplan erfüllen. Die Integration der Lademanagementalgorithmen in das Tool „Local Grid Planner“ verlief reibungslos und konnte ab September 2022 getestet werden.

In enger Abstimmung zwischen IAT und Drees & Sommer konnte der Dateninput für eine beispielhafte Simulation der Büroimmobilie zusammengetragen werden. Drees & Sommer konnte sich somit einen Einblick in das Planungstool verschaffen, um auch zukünftig Simulationen zusammen mit dem IAT durchführen zu können.

Einen Überblick des angepassten Zeitplans liefert folgende Abbildung:

AP	Beteiligung	2021												2022														
		Okt	Nov	Dec	Jan	Feb	März	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Dec												
	IAT 2.BA																											
AP1 Erstellung nutzorientierter Lastprofile für Elektrofahrzeuge in der Büroimmobilie	x			■M1																								
AP2 Weiterentwicklung des Planungstools	x																											
Modellierung der Elektromobilität (Lademanagement und Integration der Lademanagementalgorithmen in das Planungstool)																												
AP3 Umsetzung Ladeinfrastruktur (inklusive Aufbau)	x																											
Erprobung des Zusammenspiels von Lademanagement und Umsetzung des Lastmanagements am konkreten Bauvorhaben																												
Auswertung																												
AP4 Projektmanagement und Leitfaden für die Planung eines Energiesystems mit Ladeinfrastruktur	x x																											
Projektmanagement																												
Dokumentation der Planungsschritte																												
Vorstellung des Planungstools und seiner Anwendung																												
Erstellung des standardisierten Planungsleitfadens																												

Abbildung 9: Angepasster Zeitplan im Projekt

4.1 Universität Stuttgart IAT

4.1.1 Arbeitspaket 1

Für das Stromlastprofil wird das Standardlastprofil (SLP) *Business (GO)* des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hinzugezogen, welches sich auf eine Büroimmobilie bezieht. SLPs ersetzen die nicht vorhandene gemessene Lastganglinie von Letztverbrauchern durch eine errechnete Prognose der Stromabnahme im Viertelstundentakt, welche auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh normiert ist und eine Differenzierung nach Werktag, Samstag, Sonntag und drei Jahreszeiten aufweist (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 2017). Dieses Lastprofil wird auf den Jahresverbrauch der Büroimmobilie normiert. Für den Jahresverbrauch der Büroimmobilie werden rund 200.000 kWh/a veranschlagt, worin die Großküche vor Ort noch nicht inkludiert ist, deren Jahresverbrauch auf zusätzliche 100.000 kWh/a geschätzt wird. Das Gebäude wird elektrisch mit einer Wärmepumpe beheizt, worauf circa 35 % des elektrischen Jahresenergieverbrauchs entfallen. Um einen realistischen Betrieb der Wärmepumpe zu gewährleisten, arbeitet diese anhand eines Standardwärmeprofiles. Der elektrische Jahresverbrauch abzüglich der Wärmepumpe berechnet sich dann wie folgend:

$$E_{Last,el} = 0,65 * E_{Last,el ges} \quad (4.1)$$

mit $E_{Last,el ges} = 300.000 \text{ kWh/a}$

Daraus resultiert ein elektrischer Jahresverbrauch ohne Wärmepumpe von $E_{Last,el} = 195.000 \text{ kWh/a}$, wodurch sich der in Abbildung 10 dargestellte Lastgang ergibt. Hierbei ist oben eine durchschnittliche Woche und unten der Jahreslastgang zu sehen.

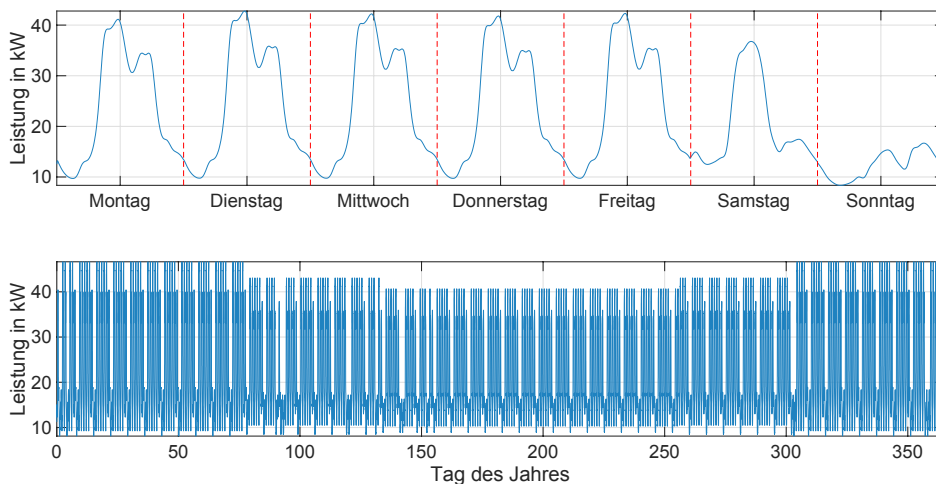


Abbildung 10: Stromlastgang für die Simulation der Büroimmobilie

Für das Wärmelastprofil wird das Standardlastprofil *Bank (GKO)* des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hinzugezogen, welches sich auf ein Bankgebäude bezieht. Dieses Profil wurde verwendet, da kein Wärmeprofil für eine Büroimmobilie

vorhanden ist und das Bankgebäude diesem am nächsten kommt. Solche SLPs ersetzen die nicht vorhandene gemessene Lastganglinie von Letztverbrauchern durch eine errechnete Prognose der Wärmeabnahme im Viertelstundentakt, welche auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh normiert ist und eine Differenzierung nach Werktag, Samstag, Sonntag und drei Jahreszeiten aufweist (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 2018). Dieses Lastprofil wird auf den Jahresverbrauch der Büroimmobilie normiert. Für die Berechnung des Jahresverbrauchs der Büroimmobilie wird die folgende Formel genutzt:

$$E_{Last,th} = 0,35 * \frac{COP_{Luft} * P_{WP\ Luft,el} + COP_{Sole} * P_{WP\ Sole,el}}{P_{WP\ Luft,el} + P_{WP\ Sole,el}} * E_{Last,el\ ges} \quad (4.2)$$

mit $E_{Last,el\ ges} = 300.000 \text{ kWh/a}$

Somit resultiert ein Jahresverbrauch von $E_{Last,th} = 430.609 \text{ kWh/a}$, wodurch sich der in Abbildung 11 dargestellte Lastgang ergibt. Hierbei ist oben der Jahreslastgang und unten eine durchschnittliche Woche zu sehen.

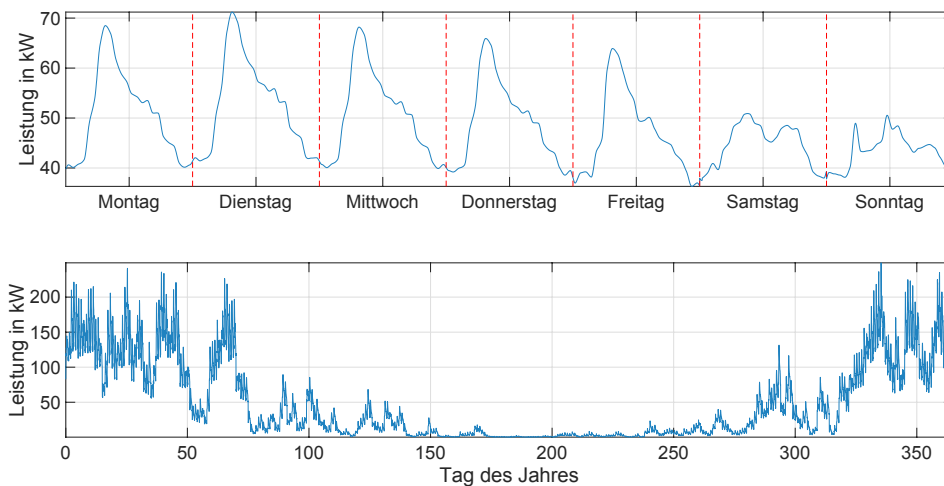


Abbildung 11: Wärmelastgang für die Simulation der Büroimmobilie

Im behandelten Szenario verfügt der Stromsektor über zweierlei Elemente. Zum einen hat die simulierte Büroimmobilie einen Netzanschluss mit einer Kapazität von 800 kVA. Zum anderen wird eine Photovoltaikanlage installiert, deren durchschnittliche Erzeugung (oben) und Jahreserzeugung (unten) in Abbildung 12 dargestellt sind. Die PV-Erzeugung orientiert sich an hinterlegten Wetterdaten. Da in dieser Arbeit das Gesamtsystem über einen Betrachtungszeitraum mehrerer Jahre betrachtet wird, ist es sinnvoll ein durchschnittliches Wetterjahr zu verwenden. Daher werden für die Simulation des Szenarios Testreferenzjahre (TRY) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) hinzugezogen (Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR); Deutscher Wetterdienst (DWD), 2017). Der Wärmesektor verfügt über die Komponenten Wärmepumpe und Wärmespeicher. Fernwärme steht nicht zur Verfügung. Während die technischen Größen der Wärmepumpe durch den Bau vorab definiert sind, wurde der Wärmespeicher anhand des Wärmelastprofils dimensioniert. Diesem modellierten Energiesystem wird eine Vergleichsvariante gegenübergestellt, welche weder über eine PV-Anlage noch über eine Wärmepumpe verfügt und die thermische Last allein mit einem Heizkessel bedient.

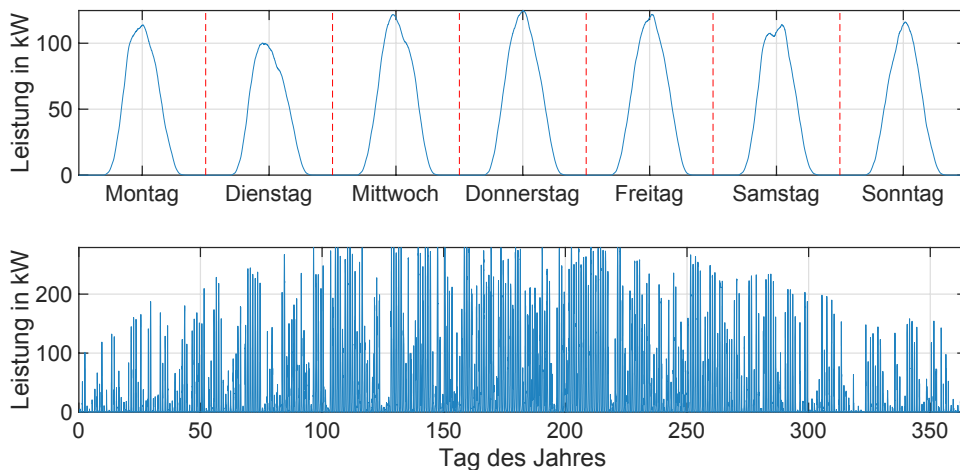


Abbildung 12: Durchschnittliche Leistung und Jahresleistung aus PV-Erzeugung

Die Modellierung der Elektromobilität erfolgt anhand eines Verfahrens zur Rekonstruktion des Mobilitätsverhaltens und zur Lastprofilgenerierung. Damit wurden insgesamt 50 Anwesenheits- und Fahrprofilpaare erzeugt. In dem hier beschriebenen Fallbeispiel wird jedem Profilpaar ein Fahrzeug und ein Ladepunkt zugewiesen. Für alle Varianten wird eine Ladeleistung von 11 kW mit einem Ladewirkungsgrad von 95% festgelegt und es wird angenommen, dass die Fahrzeuge immer angesteckt werden, wenn sie sich am Standort befinden. Die 50 Profilpaare setzen sich aus 12 „Charge At Work“-Profilen, welche das Laden von Mitarbeiterfahrzeugen abbilden, und 38 „Company Car“-Profilen, sprich Dienstwagenprofilen, zusammen. Dies spiegelt die reale Situation der betreffenden Büroimmobilie wider. Die den Profilpaaren zugeordneten Fahrzeuge mit ihren technischen Parametern sind in Tabelle 1 zusammengetragen. Den „Charge At Work“-Profilen wurden hierbei insbesondere Klein- und Mittelklassefahrzeuge zugeteilt, da angenommen wurde, dass Mitarbeiter weniger mit hochpreisigen Fahrzeugen zur Arbeit fahren. Für die Dienstwagen wurden ausschließlich Mittelklassefahrzeuge ausgewählt. Die durchschnittliche Jahresfahrleistung der „Charge At Work“- und „Company Car“-Profile unterscheidet sich deutlich. So erstreckt sich diese für die Mitarbeiterfahrzeuge von 6314 km bis lediglich 18383 km, während diese für zuletzt genannte von 15302 km bis 82767 km reicht. Diese hohe Jahreslaufleistung ist durch die langen Dienstreisen begründet, welche mit diesen Fahrzeugen angetreten werden, wobei die Mitarbeiterfahrzeuge hauptsächlich für die Fahrstrecken von unter 50 km verantwortlich sind (siehe Abbildung 13).

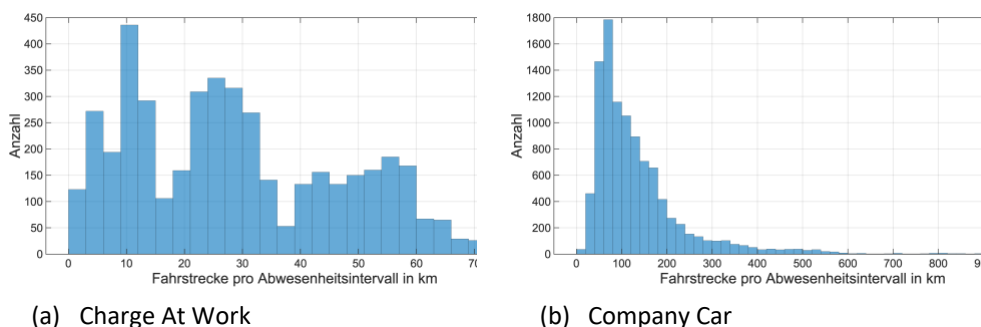


Abbildung 13: Fahrstrecken pro Abwesenheitsintervall

Wie Abbildung 14 zu entnehmen ist, laden die Fahrzeuge der Mitarbeiter (obere Grafik) ohne Eingriff eines Lademanagements hauptsächlich am frühen Vormittag. Dies liegt daran, dass diese Fahrzeuge bei Arbeitsbeginn angesteckt werden und in diesem Fall direkt mit dem

Laden beginnen. Die Dienstwagen kehren vor allem am Nachmittag von ihrer Reise zurück, wodurch sich eine Lastspitze gegen 16 Uhr ergibt.

Ergebnisse

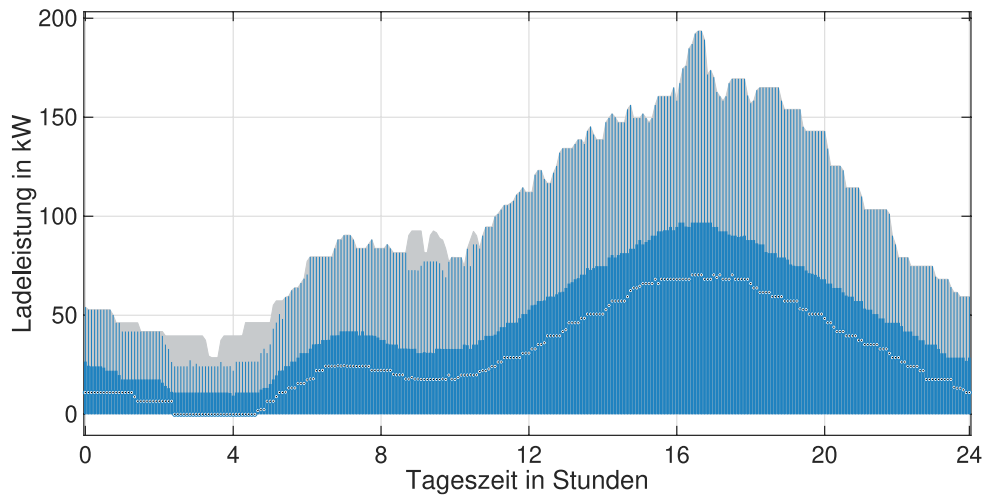
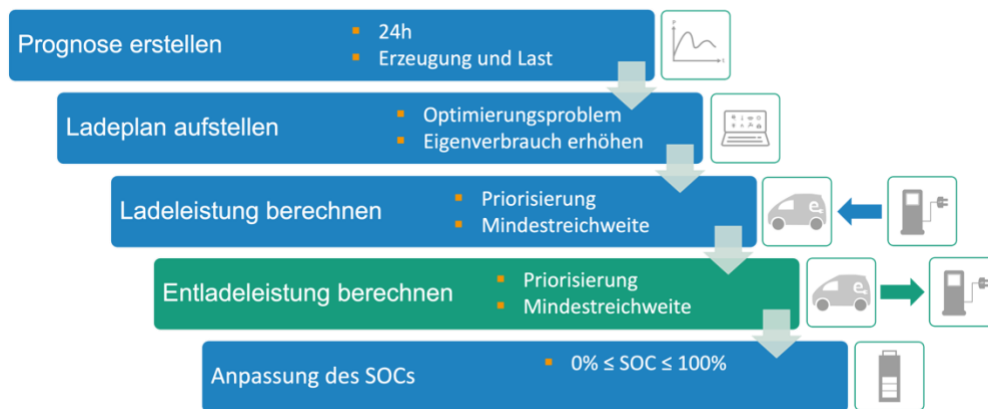


Abbildung 14: Durchschnittliche Ladeleistung pro Tag

4.1.2 Arbeitspaket 2

Im Rahmen des Projekts wurden auf Grundlage geeigneter mathematischer Methoden verschiedene Lademanagementalgorithmen zur Eigenverbrauchsmaximierung vom IAT der Universität Stuttgart entwickelt, die in ein Simulationstool für Micro Smart Grids eingebunden wurden. Diese Algorithmen weisen mehrere Optionen auf, so wie beispielsweise die Abfertigungsregel am Lademanagement teilnehmender Fahrzeuge oder in welchem Ausmaß der Fahrzeugnutzer seinen Mobilitätsbedarf mitteilt. Die unidirektionalen und V2H-Strategien wurden alle in einem realitätsnahen Fallbeispiel, einer im Bau befindlichen Büroimmobilie, getestet und auf eine zuvor modellierte Fahrzeugflotte aus Mitarbeiterfahrzeugen und Dienstwagen angewendet. Hierzu wurden vorab verschiedene Strategien definiert, welche sich mit den Algorithmen realisieren lassen. So wurde beispielsweise variiert, ob die Fahrzeuge uni- oder bidirektional Laden, wie sie priorisiert werden und welche Informationen der Fahrzeugnutzer an das Lademanagement weitergibt. Es zeigte sich, dass die Strategien zur Eigenverbrauchsmaximierung zielführend arbeiten. Insbesondere bidirektionale Strategien, bei denen die Fahrzeuge entsprechend ihrer verbleibenden Zeit bis zur Erreichung ihrer Zielladung abgefertigt werden und der Fahrzeugnutzer der Ladeinfrastruktur Informationen seiner nächsten Fahrt übermittelt, weisen erhebliches Potenzial auf, den Eigenverbrauch zu erhöhen.

1.) Modellierung der Lademanagementstrategien



Ergebnisse

Abbildung 15: Ablauf des prognosebasierten uni- bzw. bidirektionalen Ladealgorithmus

Prognose der lokalen Erzeugung und Last:

Für den Ablauf der Lademanagementalgorithmen ist die Funktion essenziell, den fluktuierenden Verlauf elektrischer Erzeuger, der Lasten sowie den Strompreis für die jeweils nächsten 24 Stunden zu prognostizieren. Ohne Einblick in die energetische bzw. monetäre Situation der jeweils nahen Zukunft, lässt sich keine fundierte Entscheidung darüber treffen, wann Ladeprozesse optimal eingeplant werden sollen. In der simulativen Anwendung können der Prognoseeinheit hierzu die tatsächlich verwendeten Leistungsverläufe bereitgestellt werden. Dies entspricht dann einer idealen Prognose. In der Live-Anwendung ist diese Form der Vorhersage nicht möglich, da der spätere Leistungsverlauf zum aktuellen Zeitschritt noch nicht bekannt ist. Bei der realistischen Prognose, die auf historischen Verläufen basiert, ergeben sich zwangsläufig Prognosefehler.

Die Prognosen der Lasten und der fluktuierenden Erzeuger werden alle mittels nachfolgender Formel unter Zuhilfenahme der Daten der letzten Wochen erstellt. Da zum aktuellen Zeitpunkt jeweils die Prognose für denselben Zeitpunkt des darauffolgenden Tages erstellt wird, so dass immer eine Prognose für die nächsten 24 Stunden vorliegt, müssen die Daten des kommenden Wochentages der vergangenen Wochen verwendet werden. Im Folgenden ist die Formel zur Berechnung der Prognose auf Basis der Daten der letzten Woche präsentiert:

$$x_t = y_{t-(7-1)*1440} \quad (4.3)$$

Aufstellen des Ladeplans:

Wenn ein Elektrofahrzeug mit der Ladeinfrastruktur verbunden wird, wird unmittelbar ein individueller Ladeplan für dieses Fahrzeug erstellt. Dieser Vorgang ist im Anhang durch ein Flussdiagramm (Abbildung 26) entsprechend der Umsetzung im Local Grid Planner (LGP) dargestellt. Die Dauer des Ladeplans kann über die Benutzeroberfläche des Lademanagements definiert werden. Hier kann entweder pauschal eine feste Dauer, die dann für alle Fahrzeuge gilt, definiert werden oder ausgewählt werden, dass der Ladeplan sich bis zur Abfahrt des Fahrzeugs erstreckt. Der Ladeplan wird dann so lange verfolgt, wie das Fahrzeug eingesteckt ist bzw. es wird ein neuer Ladeplan für das Elektrofahrzeug erstellt, wenn der bisherige Ladeplan ausläuft. Dies kann vorkommen, wenn die Einsteckdauer des Fahrzeugs die maximale Prognosedauer von 24 Stunden übersteigt. Falls eine pauschale Dauer für alle Ladepläne festgelegt wird, kann es sein, dass der Ladeplan durch Abfahrt des Fahrzeugs abgebrochen wird.

Die Berechnung des Ladeplans je Fahrzeug lässt sich im LGP einerseits mittels einer linearen Programmierung und andererseits mit einem genetischen Algorithmus durchführen. Da Simulink über keine integrierte Funktion für den genetischen Algorithmus verfügt, muss hierzu eine Matlabfunktion aufgerufen werden, welche die Berechnungszeit des Simulinkmodells unverhältnismäßig erhöht. Da beide Methoden zu demselben Ergebnis führen, ist die Verwendung der linearen Programmierung zu empfehlen. Unabhängig von der ausgewählten Methode ist eine Zielfunktion zu definieren, deren Minimum im Rahmen der Optimierung unter Beachtung von Nebenbedingungen zu finden ist. Diese ist so gestaltet, dass sie die Einspeisung des selbsterzeugten Stroms in das Netz minimiert und somit den Eigenverbrauch erhöht. Hierzu wird die Differenz aus prognostizierter Last $P_{Prog\ 24h,Last,i}$ und prognostizierter Erzeugung $P_{Prog\ 24h,Lokal,i}$ für den jeweiligen Zeitschritt gebildet:

$$z = f(x_1, \dots, x_{t_{LP},i}) = \sum_{i=1}^{t_{LP}} (P_{Prog\ 24h,Last,i} - P_{Prog\ 24h,Lokal,i}) * x_i \rightarrow \min \quad (4.4)$$

Des Weiteren wird noch eine Nebenbedingung definiert. Diese bezieht sich auf die vom EV zu ladende Energiemenge $E_{EV,LP}$ während der Laufzeit des Ladeplans t_{LP} . Diese Nebenbedingung weist abhängig davon, ob eine feste Dauer für den Ladeplan vorgegeben ist oder ob er sich bis zur Abfahrt des Fahrzeugs erstreckt eine andere Ausprägung auf. Bei einer festen Dauer des Ladeplans wird Formel 4.5 verwendet und es wird beabsichtigt, dass das Fahrzeug in der vorgegebenen Zeit vollgeladen werden soll. Hierzu müssen Informationen über die Batteriekapazität C_{Batt} und den aktuellen Batteriefüllstand SOC_t des Fahrzeugs erhoben werden. Wenn der Ladeplan sich hingegen bis zur nächsten Fahrt erstreckt, wird unterstellt, dass der Nutzer die benötigte Fahrdistanz seiner nächsten Fahrt mit dem Lademanagement teilt, da er ohnehin den Abfahrtszeitpunkt mitteilen muss und es somit einen verschwindend geringen Mehraufwand darstellen würde. Die zu ladende Energiemenge für die nächste Fahrt $E_{EV,soll}$ wird hier mit einem Sicherheitsfaktor $SF_{LP} = 1,2$ multipliziert. Hier wird dann Gleichung 4.6 verwendet. Beide Ausprägungen begrenzen zusätzlich die zu ladende Energiemenge auf die maximale Energiemenge, welche maximal in der Zeit geladen werden kann, indem der maximal möglichen Ladeleistung $P_{EV\ real,max}$ Rechnung getragen wird.

$$Aeq * x = \sum_{i=1}^{t_{LP}} x_i = \min \left\{ \begin{array}{l} ((100 - SOC_{t-1})/100 * C_{Batt}) \\ P_{EV\ real,max} * t_{LP}/60 \end{array} \right. = E_{EV,LP} = beq \quad (4.5)$$

$$Aeq * x = \sum_{i=1}^{t_{LP}} x_i = \min \left\{ \begin{array}{l} E_{EV,soll} * SF_{LP} \\ P_{EV\ real,max} * t_{LP}/60 \end{array} \right. = E_{EV,LP} = beq \quad (4.6)$$

Abschließend müssen noch die Randbedingungen definiert werden, d. h. der Wertebereich den x annehmen kann. Hier muss unterschieden werden, ob es sich um eine uni- oder bidirektionale Ladestrategie handelt. Hiervon hängt die untere Begrenzung der Werte, die x annehmen kann, ab. Die Randbedingung 4.7 entspricht dem unidirektionalen Fall, während 4.8 dem bidirektionalen Fall entspricht.

$$x \in [0; P_{EV\ real,max}] \quad (4.7)$$

$$x \in [-P_{EV\ real,max}; P_{EV\ real,max}] \quad (4.8)$$

Berechnung der (Ent-/Ladeleistung:

Ergebnisse

Die Arbeitsweise des Lademanagements unterscheidet sich je nachdem, ob es sich um einen uni- oder bidirektionalen Ladealgorithmus handelt. Bei jeder Form des Algorithmus gilt jedoch die Restriktion, dass wenn die maximal erzielbare Reichweite s_t des Elektrofahrzeugs, welche jeden Zeitschritt aktualisiert wird, unterhalb der Mindestreichweite s_{min} liegt, mit maximal verfügbarer Ladeleistung geladen wird, um eine geringe Einschränkung der Mobilitätsansprüche zu gewährleisten. Für die erzielbare Reichweite s_t gilt die folgende Formel 4.9 unter Berücksichtigung des Verbrauchs $C_{Verbrauch}$ des Elektrofahrzeugs.

$$s_t = SOC_{t-1} * \frac{C_{Batt}}{C_{Verbrauch}} + t_{Park,t} * \frac{P_{EV\ real,max} * \eta_{Laden} * 100}{60 * C_{Verbrauch}} \quad (4.9)$$

Für die Berechnung der Mindestreichweite s_{min} wird bei fester Dauer eines Ladeplans Formel 4.10 verwendet und auf Formel 4.11 zurückgegriffen, wenn der Ladeplan sich bis zum Abfahrtszeitpunkt erstreckt. Diese Berechnungen werden jeden Zeitschritt für jedes angesteckte Elektrofahrzeug durchgeführt.

$$s_{min} = s_{min,def} \quad (4.10)$$

$$s_{min} = \frac{E_{EV,soll} * 100}{C_{Verbrauch}} * SF_{LP} \quad (4.11)$$

Ein Smart Grid bzw. jede beliebige Energieinfrastruktur verfügt entweder, falls sie netzgebunden ist, über eine definierte Netzanschlusskapazität, welche nicht überschritten werden darf, oder andernfalls über eine maximal verfügbare lokal erzeugte Leistung. Dies begrenzt die für die Ladeinfrastruktur verfügbare Ladeleistung insofern die Ladeansprüche der Fahrzeuge, die sich aus den aufgestellten Ladeplänen oder eines zu gewährleistenden Mindestfüllstandes der Batterie ergeben, jene überschreiten sollten. Auch die Entladeleistung der Fahrzeuge unterliegt Restriktionen im V2H-Szenario. Denn die in das lokale Netz rückgespeiste Leistung aus den Fahrzeugbatterien darf die aktuell anliegende Last nicht übersteigen, da die überschüssige Ladeleistung andernfalls in das Verteilnetz eingespeist werden würde. Dies hat zur Folge, dass unter Umständen nicht zu jedem Zeitpunkt alle zu ladenden bzw. entladenden Fahrzeuge entsprechend der Vorgaben ge- bzw. entladen werden können, da die (Ent-/Ladeleistung gedrosselt wird. In solch einem Fall muss entschieden werden, welchen Fahrzeugen die begrenzte Leistung zugeteilt wird. Hierfür werden die angesteckten Fahrzeuge priorisiert. In diesem Sinne werden zwei Listen erstellt. Eine Liste sortiert die zu ladenden Elektrofahrzeuge. Als solche gelten alle angesteckten EVs, welche einen SOC unter 100 % aufweisen. Eine Weitere ist für die rückspeisebereiten Fahrzeuge verantwortlich. Also im Grunde alle EVs deren Batterie nicht vollständig entladen ist. Dies kann im Local Grid Planner mittels drei auswählbaren Abfertigungsregeln vorgenommen werden:

First In First Out:

Hierbei werden die angesteckten und ladebereiten Fahrzeuge entsprechend ihrer bisherigen Ansteckdauer absteigend sortiert, d. h. jene Mobile, die ihren Ladevorgang als erstes begonnen haben, werden auch vorrangig bei der Zuteilung der Ladeleistung behandelt. Die rückspeisebereiten Fahrzeuge werden nach selbem Kriterium aufsteigend sortiert. Diese Form des Scheduling gewährleistet zwar keine optimale Befriedigung der Mobilitätsansprüche, wird jedoch von den Fahrzeughaltern als fair empfunden.

Earliest Due Date:

In diesem Fall werden die angesteckten und ladebereiten Fahrzeuge entsprechend ihres verbleibenden Zeitpuffers zur Erreichung der Mindestladung für ihre nächste Fahrt bzw. zur Erreichung eines SOC von 100 % aufsteigend sortiert, so dass die Mobilitätsansprüche

optimal bedient werden. Hierzu wird die verbleibende Ladeplandauer hinzugezogen $t_{verbl. Ladeplan}$. Die rückspeisebereiten Fahrzeuge werden anhand ihres Zeitpuffers absteigend sortiert. Dadurch werden zuerst jene E-Mobile entladen, welche entweder ihren angesetzten Mindestladestand schon erreicht haben oder noch viel Zeit haben, um diesen zu erreichen. Der hierzu benötigte Zeitpuffer je Fahrzeug wird wie folgt berechnet:

$$\text{Zeitpuffer} = t_{verbl. Ladeplan} - \frac{(E_{EV,soll} - E_{EV,ist})}{P_{EV,real,max} * \frac{1}{60}} \quad (4.12)$$

Bei dem unidirektionalen Ladealgorithmus bzw. als erster Schritt bei dem bidirektionalen Algorithmus wird jedem Elektrofahrzeug, sortiert nach einer der beiden zuvor erläuterten Abfertigungsregeln, eine Ladeleistung zugeteilt. Hierbei entspricht die Soll-Ladeleistung je Fahrzeug der optimalen prognostizierten Ladeleistung, insofern ihre Reichweite über der vom Nutzer des Local Grid Planners definierten bzw. durch den Fahrbetrieb geforderten Mindestreichweite liegt. Falls dieser Fall eintritt, wird mit maximal zulässiger Ladeleistung geladen, welche dem Minimum aus der maximalen Ladeleistung des Fahrzeugs und jener der Ladeinfrastruktur entspricht. Die insgesamt an die Fahrzeuge verteilte Ladeleistung wird durch die maximal verfügbare Leistung limitiert, d.h. die Leistung wird gedrosselt, um den Netzanschluss nicht zu überlasten. An dieser Stelle kommt die Priorisierung der Fahrzeuge zur Geltung. In einem nachgelagerten Schritt wird dann ggf. die verbleibende Leistung aus lokaler Erzeugung ganz im Sinne der Eigenverbrauchsmaximierung an die Fahrzeuge unter Beachtung der maximal zulässigen Ladeleistung verteilt. Dabei wird derselben Priorisierung, wie schon im vorherigen Schritt, Rechnung getragen. Dieser Modellschritt wird dadurch nötig, da die Ladepläne nicht auf einer idealen Prognose beruhen und es somit Abweichungen zur realen Situation vor Ort gibt. Zum Schluss wird noch die Mindestladeleistung beachtet. Falls einem Fahrzeug eine Ladeleistung zugeteilt wird, welche unter der technische minimal umsetzbaren Ladeleistung liegt, wird diese auf 0 gesetzt. Die Differenz der Ladeplan-Ladeleistung und der tatsächlich ermittelten Soll-Ladeleistung wird in den nächsten Zeitschritt überführt und dort auf die Ladeplan-Ladeleistung addiert. Bei Abfahrt des Fahrzeugs wird diese in den nächsten Zeitschritt weitergereichte Differenzleistung auf 0 gesetzt. Sobald alle Fahrzeuge vom Algorithmus abgearbeitet wurden, wird zum nächsten Zeitschritt übergegangen. Der Algorithmus findet sich als Flussdiagramm aufbereitet im Anhang unter Abbildung 27.

Die bidirektionale Ausführung des Algorithmus zur Eigenverbrauchsmaximierung beinhaltet nun auch die Rückspeisung der angesteckten Elektrofahrzeuge in das lokale Energienetz im Sinne von V2H. Dieser Algorithmus baut auf dem eben beschriebenen unidirektionalen Ladealgorithmus zur Eigenverbrauchsmaximierung auf und erweitert diesen. Dabei wird die Rückspeisung der Energie aus der Fahrzeugbatterie nur dann in Erwägung gezogen, wenn die Leistung aus lokaler Erzeugung vollständig verbraucht wird, da dies sonst einen kontraproduktiven Effekt auf den Eigenverbrauch hätte. Die entladebereiten Fahrzeuge werden erneut anhand der Priorisierung in umgekehrter Reihenfolge abgearbeitet. Hierbei werden im Gegensatz zu den ladebereiten Fahrzeugen auch solche mit einem SOC von 100 % einbezogen. Ein Fahrzeug wird nur dann entladen, wenn die prognostizierte Ladeleistung negativ ist, es eine zu deckende Haushaltslast gibt und das betreffende Fahrzeug vorab keine Ladeleistung zugeteilt bekommen hat. Die Differenzladeleistung, die in den nächsten Zeitschritt überführt wird und welche bei den unidirektionalen Algorithmen nach der Zuteilung verbleibender Leistung aus lokaler Erzeugung gebildet wurde, wird nun am Ende des Algorithmus nach der Ermittlung der Entladeleistung gebildet, bevor zum nächsten Zeitschritt übergegangen wird. Bei Abfahrt des Fahrzeugs wird die weitergereichte Differenzleistung auf 0 gesetzt. Auch beim Entladevorgang wird die Mindestladeleistung der Fahrzeuge beachtet. Die Erweiterung des unidirektionalen Algorithmus zu der bidirektionalen Ausführung findet sich als Flussdiagramm aufbereitet im Anhang unter Abbildung 28.

Anpassung des SOC:

Durch die Aufnahme bzw. Abgabe von Batterieleistung oder durch die Abfahrt eines Fahrzeugs ändert sich der modellierte Batteriestand des jeweiligen Fahrzeugs (SOC). Nach jedem Simulationsschritt wird daher der SOC aller Fahrzeuge aktualisiert. Wird ein Fahrzeug weder geladen oder entladen noch für den Beginn einer anstehenden Fahrt genutzt, bleibt der SOC konstant. Batteriestandsänderungen werden gemäß folgender Gleichung 4.13 berechnet:

$$SOC_{t+1} = SOC_t + 100 * \frac{1}{C_{Batt}} * (E_{EV,Laden,t} + E_{EV,Entladen,t} - E_{EV,Verbrauch,t}) \quad (4.13)$$

Somit kann eine Batteriestandsänderung durch eine der drei angegebenen Energiegrößen erfolgen. Die Energiemenge $E_{EV,Laden,t}$ steht hierbei in kWh für die im Simulationsschritt vom EV geladene Energiemenge. Die entladene Energiemenge $E_{EV,Entladen,t}$ stellt die abgegebene Batterieenergie im Zuge der V2H/V2G-Funktion dar. Die Formel ist aus der Perspektive des Elektrofahrzeugs formuliert, weshalb die geladene Energiemenge mit positivem Vorzeichen und die entladene Energiemenge mit negativem Vorzeichen in die Gleichung eingehen. Die geladene bzw. entladene Energiemenge berücksichtigt dabei den Ladewirkungsgrad, welcher vom Nutzer definiert werden kann. Die Energie $E_{EV,Verbrauch,t}$ repräsentiert den elektrischen Verbrauch einer im aktuellen Simulationsschritt anstehenden Fahrt und wird berechnet aus dem spezifischen Fahrzeugverbrauch und der jeweiligen Fahrtweite. Innerhalb eines Simulationsschritts kann für jedes Fahrzeug nur maximal eine der drei Energiemengen zu einer Batteriestandsänderung führen. Die jeweils beiden anderen Energiemengen sind dann Null.

Die nutzbare Batteriekapazität in kWh ist in der Gleichung durch C_{Batt} dargestellt. Falls notwendig, erfolgt anschließend eine Begrenzung des SOC auf den Bereich von 0 % bis 100 %. Eventuelle kleine Energiemengen nach Begrenzung des SOC auf 100 % werden als Verlust modelliert. Muss der SOC von einem rechnerisch negativen Wert auf 0 % angepasst werden, wird die fehlende Energiemenge als Ladedefizit festgehalten. Der Fall kann bei sehr langen Fahrten oder Entladungen von Fahrzeugen mit sehr niedrigem SOC auftreten. Fehlende Energiemengen für anstehende Fahrten müssen extern nachgeladen werden.

2.) Umsetzung im Local Grid Planner

Der Local Grid Planner erlaubt eine Vielzahl von Energiekomponenten für die Speicherung und dezentrale Erzeugung von regenerativer Energie. Hierzu lassen sich zahlreiche Komponenten in eine lokale Energieinfrastruktur einbinden und individuell dimensionieren. Als Verbraucher können Haushalts- und Gewerbelasten verschiedener Art integriert werden. Der Stromsektor ist an das öffentliche Netz angebunden, d. h. es kann, wenn nötig, Strom aus dem Netz bezogen bzw. Strom in das Netz eingespeist werden. Eingespeister Strom wird im Modell mit der EEG-Einspeisevergütung verrechnet, für Bezugsstrom wird wahlweise ein konstanter oder dynamischer Stromtarif angesetzt, wobei in diesem Fallbeispiel ein dynamischer Strompreis angesetzt wird. Auf der Wärmeseite existiert jedoch keinerlei Anbindung an beispielsweise ein Fernwärmenetz, so muss sämtliche Wärmeenergie der modellierten Haushalts- und Industrielasten vor Ort gewonnen werden. Der LGP stellt stets eine oder mehrere Varianten, welche über dezentrale Erzeugungskomponenten und intelligentes Lastmanagement verfügen, einer klassischen Vergleichsvariante ohne jene Elemente gegenüber. Somit verfügt die Vergleichsvariante in jedem Fall nur über einen Netzanschluss, einen Heizkessel und einen Wärmespeicher. Nach Eingabe der Nutzerdaten und der daraus resultierenden Aufbereitung der Erzeuger- sowie Verbraucherkomponenten, wird der jährliche Betrieb des MSG im ausgewählten Referenzjahr mit minütiger Schrittweite simuliert. Das zugrunde liegende Simulationsmodell ist in Matlab/Simulink aufgebaut. Die Simulationsergebnisse können anschließend energetisch, ökonomisch sowie ökologisch

ausgewertet werden. Hierzu enthält der Local Grid Planner eine Vielzahl von Auswertungsgrafiken, welche eine anschauliche Darstellung der Resultate erlauben. Abbildung 16 bildet eine vereinfachte Darstellung des Simulationsmodells ab, welche jedoch alle integrierbaren Komponenten beinhaltet. Diese sind mittels Icons dargestellt, welche Bestandteil des LGPs sind.

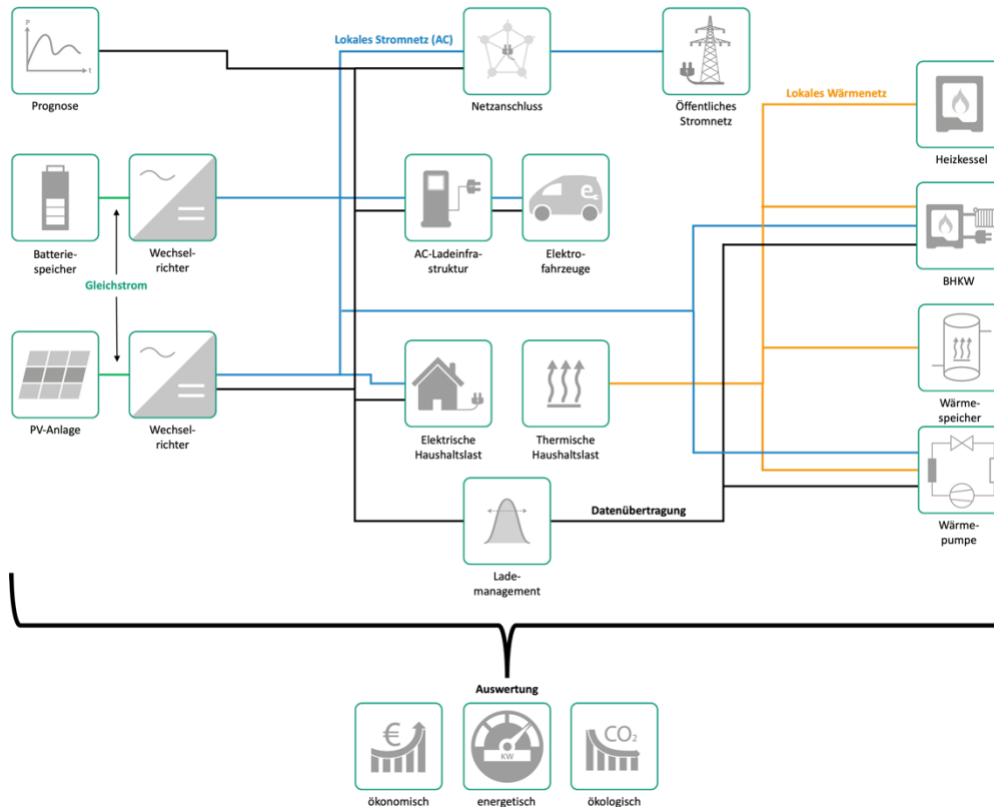



Abbildung 16: Schematische Darstellung der Energie- und Datenflüsse im Local Grid Planner mit bidirektionalem Lademanagement

Der Local Grid Planner ermöglicht das Einlesen der Mobilitätsansprüche verschiedener Nutzungsformen, indem eine eigene Auswahl mehrerer individueller Nutzerprofile ausgewählt und mit aktuellen Fahrzeugmodellen kombiniert werden kann. Zur Auswahl des Betriebsmodus des Lademanagements und der Spezifikation der jeweils relevanten Kenngrößen verfügt der Local Grid Planner über eine Eingabemaske. In Abbildung 17 ist der entsprechende Bildausschnitt dargestellt. Je nach ausgewähltem Betriebsmodus sind unterschiedlich viele Größen vom Nutzer einzugeben: In allen Fällen umfassen diese die maximale Ladeleistung der Ladeinfrastruktur, die Mindestladeleistung, den (Ent-)Ladewirkungsgrad, die Ladekurve und das Einsteckverhalten. In den Modi 1-3 werden die einzugebenden Größen um einen Wert für die Leistung, auf welche die Ladeleistung gedrosselt werden soll, ergänzt. Für Modi 4 und 5 müssen zusätzlich das Optimierungsziel für den zu erstellenden Ladeplan, die Optimierungsmethode, die Priorisierungsregel für die eingesteckten Fahrzeuge, eine Mindestreichweite, bis zu deren Erreichung mit maximaler Ladeleistung geladen wird, und die Dauer des Ladeplans definiert werden. In Modus 5 ist außerdem das Ausmaß der Rückspeisung auszuwählen, d.h. ob V2H oder V2G erwünscht ist.

Charge Management
Electric Vehicles



Off On

Local EV charging

Charge management mode: Mode 5 Info

Maximum charge power: 11 kW

Charging behaviour user: Normal

Load curve shape: Rectangular

Minimum charge power: 2.3 kW

Charge efficiency: 95 %

Maximum peak power from grid: 500 kW

Target Function: Maximize Self Consumption

V2H V2G

Optimization Method: Linear Programming

Scheduling: Earliest Due Date Info

Max charge power till: 100 km

Duration charging plan: Manual 8 h

Ergebnisse

Abbildung 17: Benutzeroberfläche des Lademanagements

3.) Simulierte Varianten

Diese Gruppe von Varianten dient dazu die Ladestrategien zur Eigenverbrauchsmaximierung zu untersuchen und sowohl der Vergleichsvariante V0 als auch der Basisvariante V1 gegenüberzustellen. Es werden die uni- und bidirektionalen Algorithmen simuliert. Diese werden jeweils einerseits mit einer FIFO-Priorisierung simuliert, bei welcher keinerlei Informationsaustausch zwischen Fahrzeugnutzer und Lademanagement erforderlich ist, und andererseits mit einer EDD-Priorisierung, die vom Nutzer den Zeitpunkt der nächsten Fahrt und deren Distanz erwartet. Die Lademanagementstrategien drosseln allesamt die Ladeleistung im Falle einer drohenden Überlastung des Netzanschlusses, so dass die Kapazität des Netzanschluss nicht überschritten wird. Dem Lademanagement wird hierfür eine maximale Kapazität von 500 kVA vorgegeben. Die in untenstehender Tabelle zusammengefassten Varianten werden energetisch und ökologisch ausgewertet. Außerdem wird die durch die jeweiligen Strategien verursachte Einschränkung der Mobilitätsansprüche untersucht.

Komponenten	V0	V1	V2	V3	V4	V5
Spitzenlastkessel	✓					
Photovoltaik		✓	✓	✓	✓	✓
Wärmepumpe		✓	✓	✓	✓	✓
Lademanagement			✓	✓	✓	✓
V2H					✓	✓

Tabelle 2: Simulierte Varianten

4.) Ergebnisse und Vergleich der entwickelten Lademanagementstrategien

Ergebnisse

Die Basisvariante V1 mit einer Photovoltaikanlage und einer Wärmepumpe ist der Vergleichsvariante V0, welche ausschließlich über einen Heizkessel und einen Netzanschluss verfügt, in ökonomischen und ökologischen Belangen überlegen, wie Tabelle 3 zu entnehmen ist.

Variante	Bezug [kWh]	Einspeisung [kWh]	Eigenverbrauch [%]	Jährliche Stromkosten [€]
V0	819.925	0	0	345.917
V1	650.568	139.088	56,25	277.181

Tabelle 3: Ergebnisse der Vergleichs- und Basisvariante

Der selbst erzeugte Strom der PV-Anlage senkt den Netzbezug maßgeblich, wodurch die Stromkosten deutlich reduziert werden. Nichtsdestotrotz liegt der Eigenverbrauch bei nur 56,25 %. Dies liegt daran, dass die tägliche Leistungsspitze der PV-Erzeugung gegen 12 Uhr mittags auftritt (siehe Abbildung 12). Zu diesem Zeitpunkt überschreitet die Erzeugung in den meisten Fällen die am Netzanschluss anliegende Last, wodurch um die Mittagszeit auch unter der Woche häufig eingespeist wird, wie der durchschnittlichen täglichen Last am Netzanschluss zu entnehmen ist, welche oben in Abbildung 18 dargestellt ist. Auf die energetischen, ökonomischen und ökologischen Vorteile, welche sich durch die Nutzung einer Wärmepumpe anstatt eines Heizkessels ergeben, wird nicht näher eingegangen.

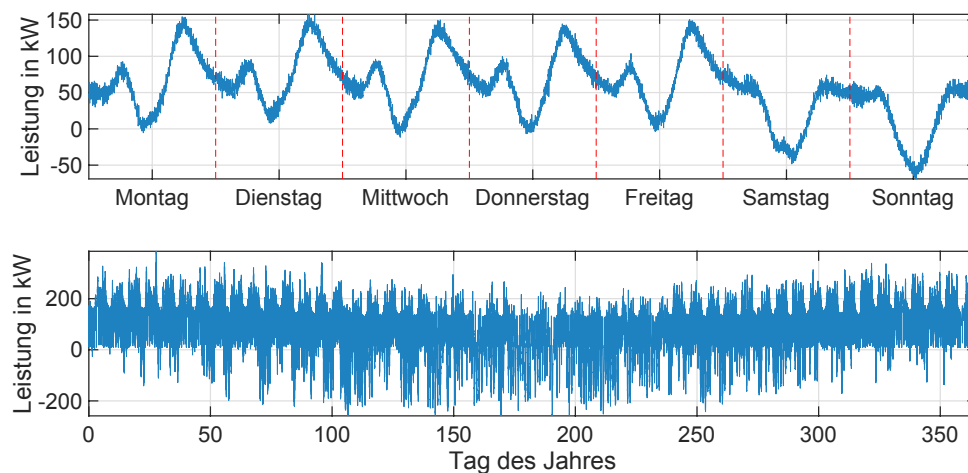


Abbildung 18: Durchschnittliche Last und Jahreslast am Netzanschluss ohne Lademanagement

Die Lademanagementstrategien V2 - V5 arbeiten zielführend und erhöhen den Eigenverbrauch. Die zur Beurteilung der Strategien hinzugezogenen Parameter sind in Tabelle 4 zusammengetragen. Unabhängig davon, ob es sich um eine uni- oder bidirektionale Ladestrategie handelt, zeigt sich, dass eine EDD-Priorisierung sowie das Mitteilen der Distanz der nächsten Fahrt und deren Zeitpunkt durch den Fahrzeugnutzer, einen Mehrwert bringt. So sorgt dies allgemein für eine zusätzliche Erhöhung des Eigenverbrauchs bei geringerer Einschränkung der Mobilitätsansprüche. Die beiden bidirektionalen Strategien V4 und V5 sind ihren unidirektionalen Gegenstücken dabei überlegen den Eigenverbrauch zu steigern.

Variante	Bezug [kWh]	Einspeisung [kWh]	Eigenverbrauch [%]	Fahrten mit Zwischenladung [-]
V0	819.925	0	0	567
V1	650.568	139.088	56,25	567
V2	576.341	87.863	72,36	1.628
V3	584.163	82.128	74,16	871
V4	580.792	83.456	73,74	1.217
V5	562.053	60.637	80,93	960

Ergebnisse

Tabelle 4: Ergebnisse der Varianten zur Eigenverbrauchsmaximierung

Der Ladeplan zur Eigenverbrauchsmaximierung verlagert unabhängig von seiner Ausführung die Ladevorgänge der Mitarbeiterfahrzeuge nach hinten in die Mittagszeit, damit ihr Ladevorgang zeitlich eher mit der PV-Erzeugung zusammenfällt. Der Ladevorgang spät nachmittags ankommender Dienstwagen, welcher zu Zeiten mit nur noch geringer Sonneneinstrahlung starten würde, wird in die Nacht verlagert, so dass der Ladevorgang wenigstens, wenn schon kein lokal erzeugter Strom dafür zur Verfügung steht, zu Zeiten mit geringer Haushaltslast realisiert wird. Die bidirektionalen Strategien unterscheiden sich zu den unidirektionalen darin, dass sie die Ladeleistung mittags sowie nachts erhöhen, um die Rückspeisung der Energie aus den Fahrzeugbatterien in das Hausnetz am frühen Vormittag und Abend, also zu den Zeiten mit typischen Lastspitzen, zu kompensieren.

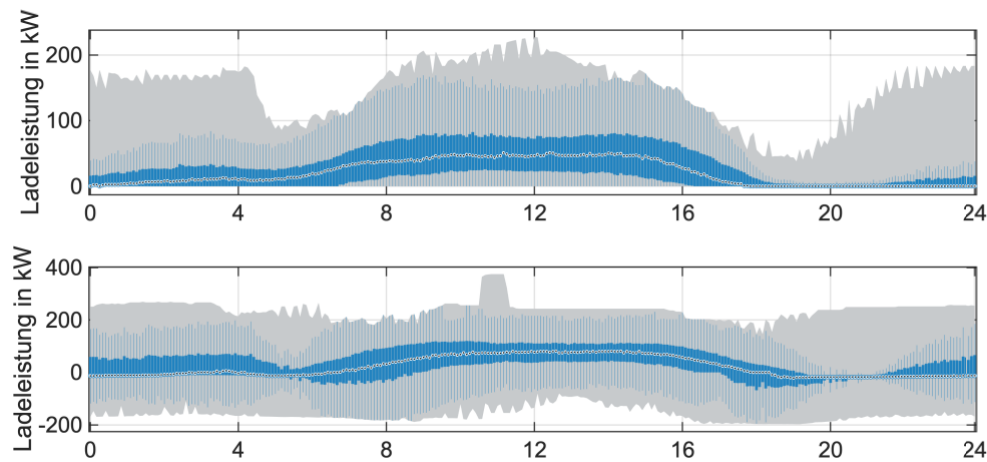


Abbildung 19: Durchschnittliche Ladeleistung je Tag mit uni- (oben) und bidirektionalem (unten) Lademanagement zur Eigenverbrauchsmaximierung

In Abbildung 20 sind die jährlichen CO₂-Emissionen der einzelnen Varianten visualisiert, welche sich weitgehend umgekehrt proportional zu dem Eigenverbrauch verhalten. Die Ausnahme bildet die Strategie V2, da sie zwar einen niedrigeren Eigenverbrauch als V3 oder auch V4 aufweist, dafür jedoch deutlich weniger Energie in die Fahrzeugbatterien lädt, wie den Fahrten mit Zwischenladungen zu entnehmen ist. Dies sorgt für einen geringeren Netzbezug und damit verbunden auch für niedrigere CO₂-Emissionen. Die Varianten V3 und V4 sind somit emissionseffizienter. Eine bidirektionale Ladestrategie, welche die Fahrzeuge abhängig von ihrer verbleibenden Zeit, um den Mindestladestand zu erreichen, sortiert und vom Nutzer diesen inklusive des Abfahrtszeitpunkts abfragt, verspricht die besten Ergebnisse.

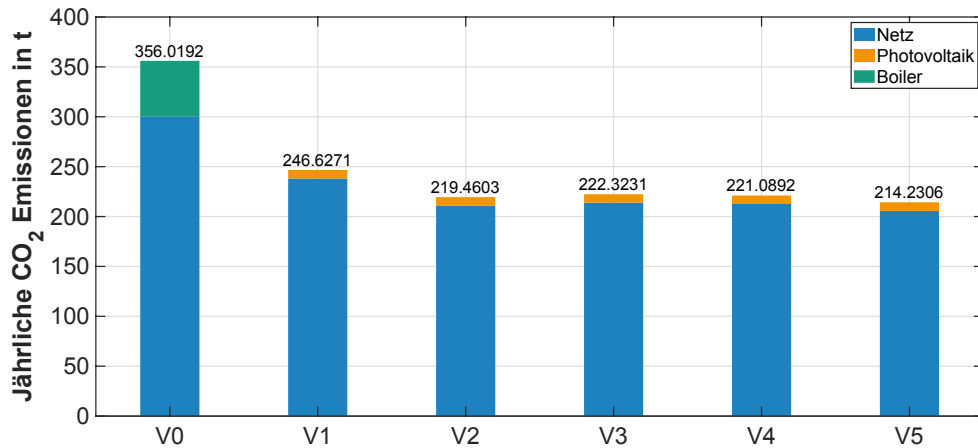


Abbildung 20: CO₂-Emissionen der Varianten zur Eigenverbrauchsmaximierung

In Abbildung 21 werden die Kapitalwerte der Varianten V1 und V2 - V5 mit dem der Vergleichsvariante V0 verglichen. Wie schon bei den Strategien zur Eigenverbrauchsmaximierung ist die bidirektionale Strategie, bei der dem Lademanagement die meisten Informationen übergeben werden, am zielführendsten.

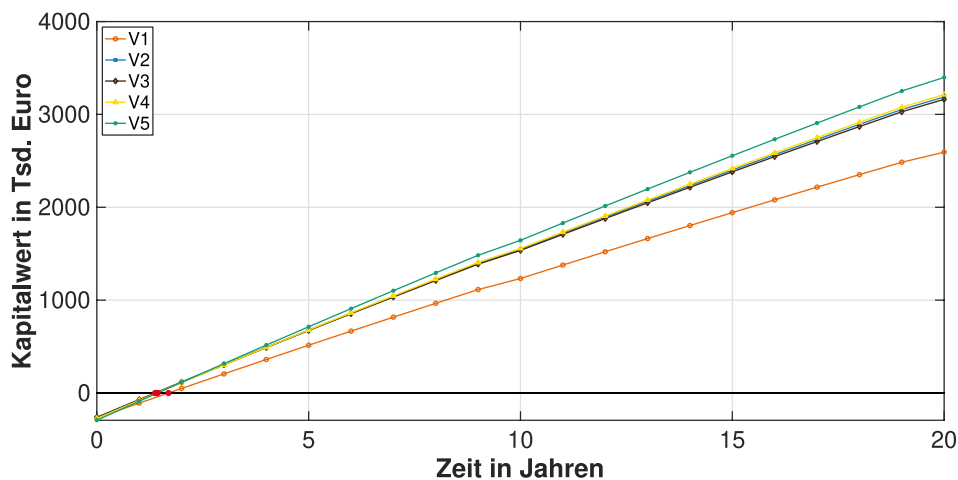


Abbildung 21: Kapitalwertvergleich der Varianten zur Eigenverbrauchsmaximierung

4.2

Drees & Sommer

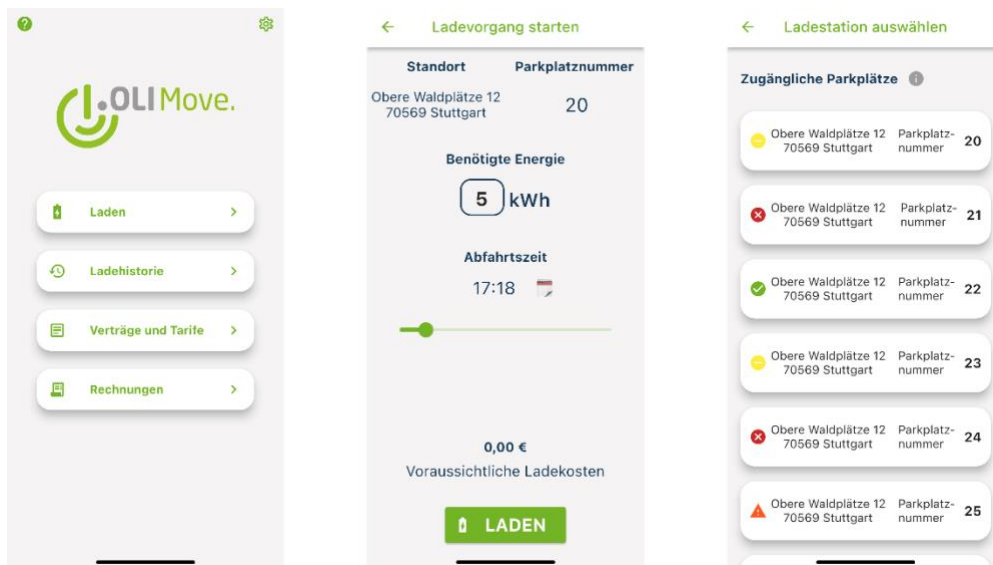
4.2.1 Arbeitspaket 3

Entsprechend den Zielen des Investitionsprojekts konnte die 2. Building Agency die erhaltenen Fördermittel erfolgreich und fristgerecht in den Ausbau einer intelligenten Ladeinfrastruktur des Bürogebäudes der Oberen Waldplätze 12 einbringen. In einem Vollausbau wurden 50 Ladepunkte – hiervon ein Schnelllader > 50 kW – installiert und steht Mitarbeitenden und Besuchern des Gebäudes zur Verfügung.



Abbildung 22: Ladeinfrastruktur der OWP12 inkl. Schnelllader, Foto: Fabian Gierl

Ergänzend stellte OLI-Systems das intelligente Lademanagement OLI Move bereit, um dieses in die Infrastruktur zu integrieren. Hierzu wurde die App für iOS programmiert, um allen Mitarbeitenden die Möglichkeit eines Zugangs zu gewährleisten. Der Authentifizierungs- und Autorisierungsprozess über Dashboard und Smartphone-App ist komplett digitalisiert. Die Nutzer- und Vertragsverwaltung läuft komplett papierlos ab, die Testnutzer können sich ohne RFID-Karte oder Dongle anmelden. In enger Zusammenarbeit mit E Mobility Netz wurde das Backend der Wallboxen in das System von OLI-Systems überführt, um ein intelligentes Lademanagement und die Kommunikation der Wallboxen untereinander zu ermöglichen. Mitarbeitende hatten nun über die Nutzerschnittstelle die Möglichkeit die benötigte Energie sowie die geplante Abfahrtszeit anzugeben. Hierüber lassen sich Ladeprozesse priorisieren, so dass Mitarbeitende, die bereits nach kurzer Zeit erneut aufbrechen müssen vorrangig geladen werden. Fahrzeuge von Mitarbeitenden, welche ganztägig im Büro verweilen, werden bis zu ihrer Abfahrt in den Abendstunden geladen.



Ergebnisse

Abbildung 23: OLI Move App

In einer Testphase wurde für einen Testbereich die Anschlussleistung gedrosselt, um ein intelligentes Lademanagement bewusst zu forcieren und das Priorisieren systemseitig zu erzwingen. Auch hier reagierte das System wie erwartet und ein automatisches Drosseln bzw. priorisiertes Verteilen der Ladeströme konnte beobachtet werden. Um gedrosselte Fahrzeuge weiter in einem stabilen Ladezustand zu halten, wurde die Untergrenze auf 5 kW Ladeleistung gesetzt. Die übrige Leistung stand den priorisierten Fahrzeugen zur Verfügung, so dass diese mit der maximal möglichen Leistung von 11 kW versorgt wurden.

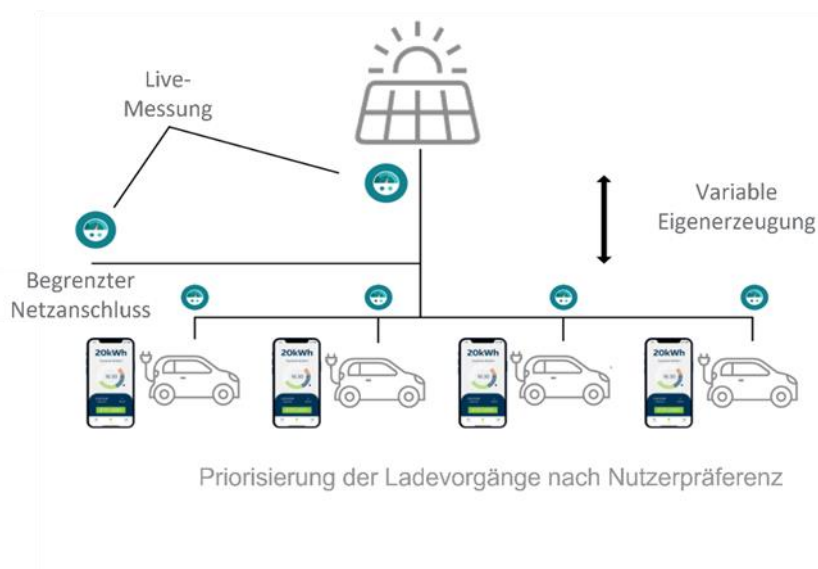


Abbildung 24: Schema des OLI Move Betriebskonzeptes zur gleichzeitigen Maximierung von Nutzerzufriedenheit und Eigenerzeugung

Anschließend an das Forschungsprojekt gilt es nun, zusammen mit OLI Systems das intelligente Lademanagement noch stärker an die Erträge der Photovoltaikanlage zu koppeln, um weitere Lasten aus dem Netzanschluss zu reduzieren und einen höheren Grad der Autonomie zu erreichen.



Abbildung 25: Testfeld OLI Move mit priorisiertem Laden, Foto: Fabian Gierl

Drees & Sommer:

Mit der innovativen und nutzerorientierten Ladeinfrastruktur ist es Drees & Sommer möglich eigene Erfahrungen in diesem Bereich zu sammeln und diese Kunden zu vermitteln. Im Rahmen des Projektes waren bei Drees & Sommer unterschiedliche Kompetenzen in der Umsetzung involviert. Von Facility Management über IT wurden auch beratende und planende Experten im Projektverlauf involviert. Die Querschnittskompetenz „Smart Charging“ bei Drees & Sommer vermittelt Wissensansätze und Umsetzungsmöglichkeiten an Kunden im deutschen und internationalen Raum. Die gesammelten Erkenntnisse des Zusammenspiels aus dem komplexen Energiesystem der OWP12 mit Dach- und Fassadenphotovoltaik in Kombination mit dem nutzerorientierten Lademanagement helfen dem Team zukünftig eine noch fundierte Beratungs- und Planungsleistung anbieten zu können. Die innovative Anwendung im eigenen Haus mit entsprechender Medienwirksamkeit wiederum erhöht die Sichtbarkeit der Beratungskompetenz auf diesem Gebiet bei bestehenden und zukünftigen Kunden. Eine daraus folgende Skalierung der Inhalte ermöglicht gleichzeitig einen höheren Beratungserfolg im Bereich des intelligenten Lademanagements mit entsprechender Netzdienlichkeit.

Das Bürogebäude der oberen Waldplätze 12 ist für Drees & Sommer das Sprachrohr zur haptischen Kommunikation von Innovationen und Werten des Unternehmens. Mit dem Vollausbau der Ladeinfrastruktur und der Integrierung des nutzerorientierten Lademanagements von OLI Systems beinhaltet das Gebäude einen weiteren Innovationsbaustein, der sich von anderen Büroimmobilien abhebt.

In zahlreichen Rundgängen mit Kunden, Studenten und verschiedensten Institutionen wurden im vergangenen Jahr die Erkenntnisse und Mehrwerte der innovativen Ladeinfrastruktur kommuniziert und vorgeführt. Zur Eröffnung des Gebäudes erschienen neben dem Oberbürgermeister der Stadt Stuttgart auch der Ministerpräsident des Landes Baden-Württemberg und erhielten Einblicke in die innovativen Bausteine rund um das Energiekonzept und die intelligente Ladeinfrastruktur. Presse- und medienwirksam konnte sich das Gebäude zahlreiche Male positionieren und auch die Inhalte des Förderprojekts öffentlichkeitswirksam vermitteln.

Einen weiteren Höhepunkt stellte die hochwertige Auszeichnung durch den Bundesverband Freier Immobilien- und Wohnungsunternehmen und FIABCI Prix d'Excellence Germany dar. Mit dem Innovationsgebäude OWP12 in Stuttgart erhielt Drees & Sommer den Sonderpreis „Innovation“ beim FIABCI Prix d'Excellence Germany. „Das Plusenergiehaus mit seiner hybriden Energieversorgung, der modularen Fassade, der bis zum Ende durchdachten Digitalisierung und Automatisierung des Gebäudebetriebs und der gesteigerten Effizienz auf der Baustelle zeigt es uns allen: Die Energiewende im Gebäudesektor ist möglich und wird uns hier vorbildlich und nachahmungswürdig aufgezeigt“, fasste die Laudatorin Prof. Dr. Vanessa Borkmann vom Fraunhofer Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation (IAO) die für die Jury ausschlaggebenden Aspekte zusammen.

Universität Stuttgart IAT:

Die erarbeiteten Kompetenzen des IAT der Universität Stuttgart zur Planung von Energie- und Ladeinfrastruktursystemen, insbesondere der Integration großer Ladeinfrastrukturen in dezentrale Energiesysteme und zur Entwicklung und Erprobung verschiedener Betriebssystematiken sind dabei förderlich, um lokal vernetzte Energie- und Mobilitätssysteme effizient betreiben zu können. Diese gewonnenen Erkenntnisse können auf andere Gebäude übertragen werden und bilden somit die Grundlage für Folgeprojekte.

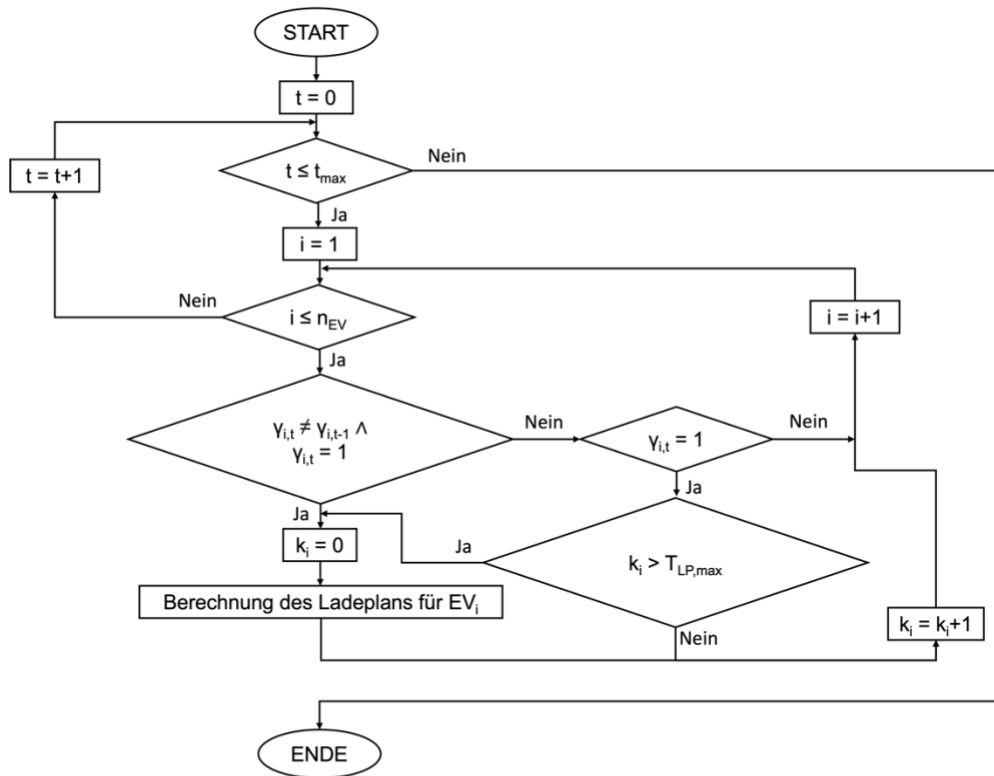
Das IAT und das Schwesterinstitut Fraunhofer IAO befinden sich derzeit in der Akquise eines großen Forschungsprojektes zum Thema bidirektionales Laden mit Partnern aus Industrie und Forschung.

Verwertung und Anschlussfähigkeit

Der prognosebasierte Algorithmus lässt sich problemlos in die Praxis übertragen. Da die hierzu benötigten Prognosen lokal erstellt werden, wird keine gesonderte Datenerhebung benötigt. Alle Größen, welche das hier entwickelte Lademanagement fordert, sind im Energiemanagementsystem des Standorts verfügbar. Die daraus berechneten Ladepläne können mittels des gängigen ISO/IEC 15118-Datenübertragungsprotokolls an die angesteckten Elektrofahrzeuge weitergeleitet werden, wobei eine Kommunikation zwischen Fahrzeugnutzer und Lademanagement mittels OCPP 2.1 denkbar ist, welches das bidirektionale Laden unterstützt und auf ISO/IEC 15118 aufbaut.

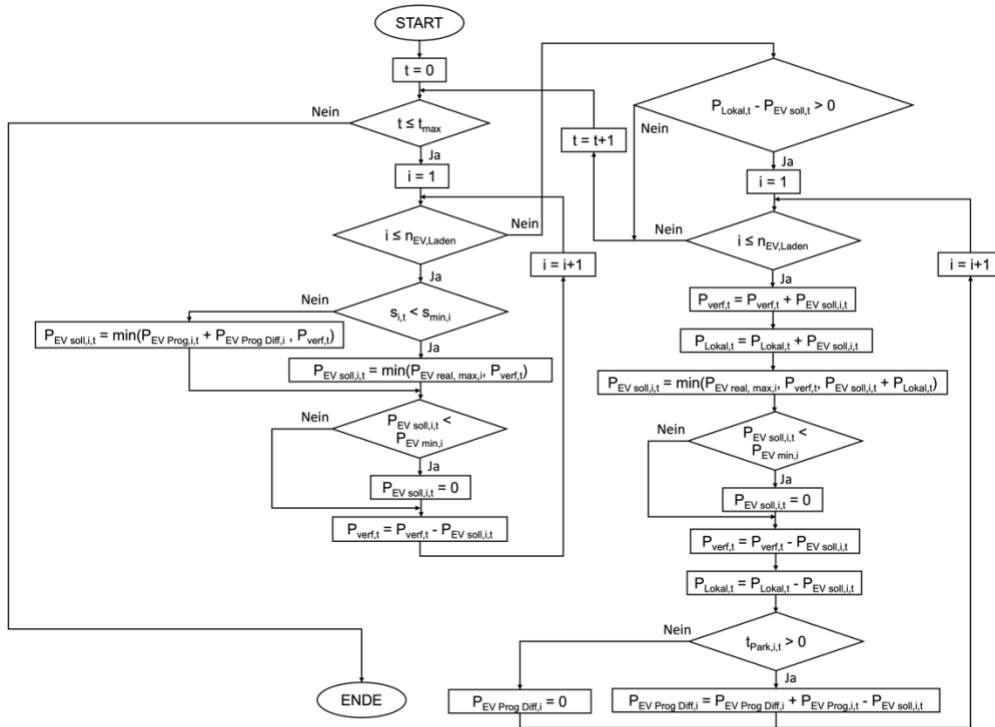
Die Lademanagementalgorithmen wurden in ein Tool des IATs, den Local Grid Planner (LGP), implementiert. Der LGP verfügt über eine grafische Benutzeroberfläche (GUI), um weitere Anwendungsfälle effizient zu berechnen. Die GUI ermöglicht eine praktische Anwendbarkeit von einem breiten Nutzerkreis (insbesondere Planer von dezentralen Energiesystemen).

6.1
Lademanagementalgorithmen



- t = aktueller Zeitschritt
- t_{\max} = Maximale Anzahl an Zeitschritten
- i = Index der EVs
- n_{EV} = Maximale Anzahl an EVs
- $V_{i,t}$ = Einsteckstatus des EVs
- k_i = Zählvariable für Laufdauer des Ladeplans
- $T_{LP,\max}$ = Maximale Dauer, die ein Ladeplan haben kann

Abbildung 26: Flussdiagramm zur Auslösung der Berechnung eines Ladeplans



- t = aktueller Zeitschritt
- t_{max} = Maximale Anzahl an Zeitschritten
- i = Index des EV
- n_{EV,Laden} = Maximale Anzahl ladebereiter EVs
- s_t = Reichweite des EV
- s_{min,j} = Gewünschte Mindestreichweite für das EV
- P_{EV_soll,t} = Soll-Ladeleistung des EV im aktuellen Zeitschritt
- P_{EV_soll,t} = Kumulierte Soll-Ladeleistung der EVs im aktuellen Zeitschritt
- P_{EV_real_max,i} = Maximale Dauer, die ein Ladeplan haben kann
- P_{EV_Prog,t} = Soll-Ladeleistung des EV im aktuellen Zeitschritt laut Ladeplan
- P_{verf,t} = Für die Ladeinfrastruktur verfügbare Leistung im aktuellen Zeitschritt
- P_{EV_min,j} = Mindestladeleistung des EV
- P_{Lokal,t} = Für die Ladeinfrastruktur verfügbare Leistung aus lokaler Erzeugung im aktuellen Zeitschritt
- t_{park,t} = Verbleibende Parkdauer des EV

Abbildung 27: Flussdiagramm des unidirektionalen Ladealgorithmus zur Eigenverbrauchsmaximierung

- t = aktueller Zeitschritt
- t_{max} = Maximale Anzahl an Zeitschritten
- i = Index des EV
- n_{EV,Entladen} = Maximale Anzahl entladebereiter EVs
- t_{Park,i,t} = Verbleibende Parkdauer des EV
- P_{Last,el,t} = Elektrische Haushaltslast im aktuellen Zeitschritt
- P_{EV soll,j,t} = Soll-Ladeleistung des EV im aktuellen Zeitschritt
- P_{EV soll,t} = Kumulierte Soll-Ladeleistung der EVs im aktuellen Zeitschritt
- P_{EV real, max,i} = Maximale Dauer, die ein Ladeplan haben kann
- P_{EV Prog,i,t} = Soll-Ladeleistung des EV im aktuellen Zeitschritt laut Ladeplan
- P_{EV Prog Diff,i} = Differenz zwischen tatsächlicher Soll-Ladeleistung und Soll-Ladeleistung laut Ladeplan im aktuellen Zeitschritt
- P_{EV min,j} = Mindestladeleistung des EV
- P_{Lokal,t} = Für die Ladeinfrastruktur verfügbare Leistung aus lokaler Erzeugung im aktuellen Zeitschritt

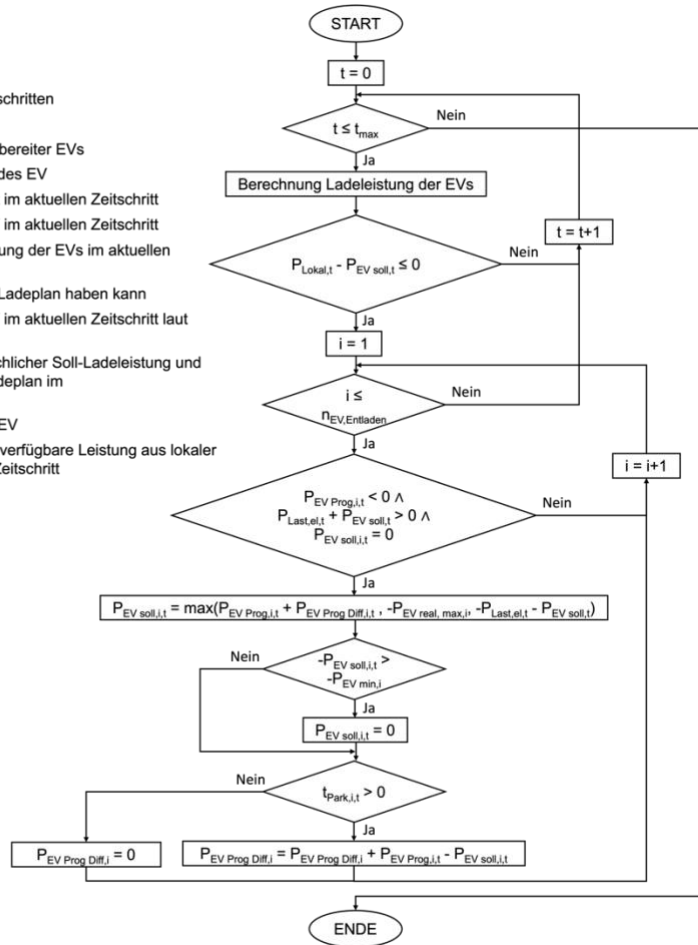


Abbildung 28: Flussdiagramm des bidirektionalen Ladealgorithmus zur Eigenverbrauchsmaximierung

Abbildung 1: Prognose der Elektrifizierungsdynamik der Dienstwagenflotte bei Drees & Sommer	9
Abbildung 2: Innovationsgebäude Obere Waldplätze 12, Foto: Maximilian Schwarz	10
Abbildung 3: Photovoltaikausstattung, Foto: Jürgen Pollak	10
Abbildung 4: Mehrkosten für eine bidirektionale Wallbox (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2022)	13
Abbildung 5: Vereinfachte Darstellung der für die Funktion PnC erforderlichen Marktrollen und Kommunikationsstrecken (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2020)	15
Abbildung 6: Übersicht über gängige Normen für kabelgebundenes Laden (Nationale Plattform Elektromobilität, 2020)	16
Abbildung 7: Übersicht über zentrale Normen und Standards im Kontext von V2G-Anwendungen (Nymoen, et al., 2022)	18
Abbildung 8: Übersicht der Arbeitspakete des Gesamtprojekts "INLAB"	19
Abbildung 9: Angepasster Zeitplan im Projekt	20
Abbildung 10: Stromlastgang für die Simulation der Büroimmobilie	21
Abbildung 11: Wärmelastgang für die Simulation der Büroimmobilie	22
Abbildung 12: Durchschnittliche Leistung und Jahresleistung aus PV-Erzeugung	23
Abbildung 13: Fahrstrecken pro Abwesenheitsintervall	23
Abbildung 14: Durchschnittliche Ladeleistung pro Tag	24
Abbildung 15: Ablauf des prognosebasierten uni- bzw. bidirektionalen Ladealgorithmus	25
Abbildung 16: Schematische Darstellung der Energie- und Datenflüsse im Local Grid Planner mit bidirektionalem Lademanagement	30
Abbildung 17: Benutzeroberfläche des Lademanagements	31
Abbildung 18: Durchschnittliche Last und Jahreslast am Netzanschluss ohne Lademanagement	32
Abbildung 19: Durchschnittliche Ladeleistung je Tag mit uni- (oben) und bidirektionalem (unten) Lademanagement zur Eigenverbrauchsmaximierung	33
Abbildung 20: CO2-Emissionen der Varianten zur Eigenverbrauchsmaximierung	34
Abbildung 21: Kapitalwertvergleich der Varianten zur Eigenverbrauchsmaximierung	34
Abbildung 22: Ladeinfrastruktur der OWP12 inkl. Schnelllader, Foto: Fabian Gierl	35
Abbildung 23: OLI Move App	36
Abbildung 24: Schema des OLI Move Betriebskonzeptes zur gleichzeitigen Maximierung von Nutzerzufriedenheit und Eigenerzeugung	36
Abbildung 25: Testfeld OLI Move mit priorisiertem Laden, Foto: Fabian Gierl	37
Abbildung 26: Flussdiagramm zur Auslösung der Berechnung eines Ladeplans	40
Abbildung 27: Flussdiagramm des unidirektionalen Ladealgorithmus zur Eigenverbrauchsmaximierung	41
Abbildung 28: Flussdiagramm des bidirektionalen Ladealgorithmus zur Eigenverbrauchsmaximierung	42

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht von Fahrzeugen mit der Fähigkeit zum bidirektionalen Laden (ADAC, 2022); (E- Mobileo, 2022)	13
Tabelle 2: Simulierte Varianten	31
Tabelle 3: Ergebnisse der Vergleichs- und Basisvariante	32
Tabelle 4: Ergebnisse der Varianten zur Eigenverbrauchsmaximierung	33

- ADAC. 2022.** Autokatalog. *Autokatalog*. [Online] 2022. [Zitat vom: 22. August 2022.] <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/autokatalog/>.
- Agora Verkehrswende. 2019.** *Klimabilanz von strombasierten Antrieben und Kraftstoffen*. 2019.
- Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR); Deutscher Wetterdienst (DWD). 2017.** *Handbuch - Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse*. Offenbach : s.n., 2017. S. 5, 6.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). 2016.** *Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*. 2016.
- **2019.** *Klimaschutzprogramm 2030 - Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030*. 2019. S. 60,78.
- Bundesregierung. 2022.** Verkehr. *Verkehr*. [Online] 2022. [Zitat vom: 20. Juli 2022.] <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/verkehr-1672896>.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). 2018.** Standardlastprofile Gas. *Standardlastprofile Gas*. [Online] 2018. [Zitat vom: 25. Oktober 2022.] <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-gas/>.
- **2017.** Standardlastprofile Strom. *Standardlastprofile Strom*. [Online] 2017. [Zitat vom: 25. Oktober 2022.] <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>.
- Detzler, Katharina Sarah. 2016.** *Lademanagement für Elektrofahrzeuge*. Karlsruhe : s.n., 2016. S. 50-51, 68, 84, 104, 112, 182.
- E-Mobileo. 2022.** E-Mobileo. [Online] 2022. [Zitat vom: 22. August 2022.] <https://www.e-mobileo.de/bidirektionale-fahrzeuge-liste/>.
- Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement – BDL“.** 2022. *Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Elektrofahrzeugen mit bidirektionalem Lademanagement*. 2022. S. 5,8,11,12.
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2022.** *BDL Mehrkosten Steckbrief*. München : s.n., 2022.
- Friedl, Gunther, et al. 2018.** *Blackout - E-Mobilität setzt Netzbetreiber unter Druck*. 2018. S. 11.
- Göhler, Georg, Schmaus, Claudio und Klingler, Anna-Lena. 2019.** *Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge*. Universität Stuttgart IAT. Stuttgart : s.n., 2019. S. 11.
- Hannen, Petra. 2022.** PV-Magazine. [Online] 5. Juli 2022. [Zitat vom: 28. August 2022.] <https://www.pv-magazine.de/2022/07/05/bundesregierung-legt-foerderschwerpunkt-auf-bidirektionales-laden/>.
- Holzleitner, Marie-Theres und Moser, Simon. 2022.** *Use Case „Demand Response“*. 2022. S. 3.
- ISO/IEC. 2009.** *ISO/IEC 15118*. 2009.
- Mültin, Marc. 2014.** *Das Elektrofahrzeug als flexibler Verbraucher und Energiespeicher im Smart Home*. Karlsruhe : s.n., 2014. S. 19-21, 29, 39.
- Nationale Plattform Elektromobilität. 2020.** *Die Deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität 2020*. 2020. S. 24.
- Nationale Plattform Zukunft der Mobilität. 2020.** *Factsheet "Vehicle to Grid" - Kundennutzen und Netzintegration*. Berlin : s.n., 2020. S. 9.
- **2020.** *Roadmap zur Implementierung der ISO 15118 - Standardisierte Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladepunkt*. 2020. S. 7,9,11.
- **2021.** *Standards und Normen für die Mobilität der Zukunft*. 2021. S. 17,18.
- Nymoens, Håvard, Kimpel, Tim und Kaschade, Christopher. 2022.** *Positionspapier zu notwendigen regulatorischen Anpassungen im Kontext des bidirektionalen Ladens*. 2022. S. 16-18.
- OCCP. 2020.** *OCCP 2.0.1*. 2020.

PricewaterhouseCoopers AG . 2012. *Elektromobilität – Normen bringen die Zukunft in Fahrt.* 2012. S. 109-111.

Regnery, Florian und Lahdo, Ninmar. 2021. *Bidirektionale Energieflüsse.* 2021. S. 3-4.

Schwab, J. Adolf. 2012. *Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie.* s.l. : Springer, 2012. S. 57, 538.