



Schlussbericht der SMA Solar Technology AG
Verbundprojekt im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung

PVtec-Charger

**Zuverlässige und kostenoptimierte Ladestationen und
vernetzte neue Ladelösungen für die netzdienliche und
wirtschaftliche Ladung von Elektrofahrzeugen
mit Strom aus Erneuerbaren Energien**

Teilvorhaben: Leistungselektronik und Systemintegration

Förderkennzeichen: 03ETE037A
Laufzeit des Vorhabens: 01.09.2021 - 31.12.2024
Projektleitung: Rolf Hockauf
Autoren des Berichtes: Rolf Hockauf, Thomas Wappler, Detlef Beister, Lisa Spangenberg,
Ümit Sahin, Simon Butterweck, Oliver Führer

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ETE037A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung.....	5
2	Aufgabenstellung und Zielsetzung des Vorhabens.....	6
3	Planung und Ablauf des Vorhabens	9
4	Wissenschaftliche und technische Ausgangssituation.....	11
5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	12
6	Erzielte Ergebnisse	14
6.1	Potentialanalyse des bidirektionalen Ladens.....	14
6.2	Konzept der bidirektionalen DC-Wallbox.....	23
6.2.1	Hardware-Anpassungen.....	24
6.2.2	Software-Anpassungen.....	27
6.2.3	Inbetriebnahme und Tests.....	28
6.3	Hochintegrierte AC-Ladelösung	29
6.4	Energiemarktintegration von Flottenladeparks	39
6.4.1	Motivation	39
6.4.2	Konzept	40
6.4.3	Wesentliche wissenschaftlich-technische und andere Ergebnisse	41
6.4.4	Feldtest	50
6.4.5	Innovation.....	51
6.4.6	Verwertung und Nutzen	52
7	Bekanntgewordener Fortschritt von anderen Stellen.....	53
8	Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse.....	54
9	Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse.....	56
10	Erfolgte oder geplante Veröffentlichung der Ergebnisse	58
11	Literaturverzeichnis.....	59

Impressum

Herausgeber:

SMA Solar Technology AG

Sonnenallee 1

34266 Niestetal

Telefon: +49 561 95 22-0

Telefax: +49 561 95 22-100

www.sma.de

Juni 2025

© Copyright 2025, SMA Solar Technology AG

Alle Rechte vorbehalten

1 Kurzfassung

Ladelösungen für die Elektromobilität und entsprechende Ladestationen sind derzeit noch durch zu hohe Kosten und eine noch unzureichende Integrierbarkeit in das sich dynamisch wandelnde Energiesystem geprägt. Im Verbundforschungsvorhaben PVtec-Charger haben daher in einer interdisziplinären Kooperation Hersteller und Lösungsanbieter aus dem Bereich Ladeinfrastruktur, Leistungselektronik & Solar-Systemtechnik, Ladecontroller und Sicherheitstechnik gemeinsam mit entsprechenden Wissenschaftspartnern ihre Expertise und Lösungen zusammengeführt, um hier eine deutliche Verbesserung von Wirtschaftlichkeit, Nutzbarkeit und Nachhaltigkeit zu erreichen. Gemeinsames Ziel war die Vorbereitung einer neuen Generation von zuverlässigen und kostenoptimierten Ladestationen und vernetzten neuen Ladelösungen für die netzdienliche und wirtschaftliche Ladung von Elektrofahrzeugen mit Strom aus Erneuerbaren Energien.

In diesem Rahmen befasste sich das Teilvorhaben von SMA neben der Verbundkoordination vor allem mit der Stromrichter- und Ladestationstechnik sowie der Systemintegration von Ladelösungen in PV-Energiesysteme – sowohl in lokale Systeme für Home und Gewerbe wie auch im größeren Verbund zur Energiemarktintegration in die zukünftigen EE-versorgten Netze. Hierbei konnten vielfältige Funktionsmusterlösungen für Ladestationen und ihre digitale Systemintegration in Energiesysteme, Energiemarkt und Netz erfolgreich realisiert und ein breites Grundlagenwissen erarbeitet werden. Die gewonnenen Erkenntnisse zur Integration der Elektromobilität in ein zukünftig rein aus Erneuerbaren Energien gespeistes Energiesystem und die entsprechenden, im Projekt entwickelten neuen Lösungen werden zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit von Elektromobilitätsladelösungen beitragen und insb. auch eine weitere Beschleunigung des Ladeinfrastrukturausbau erlauben.

2 Aufgabenstellung und Zielsetzung des Vorhabens

Ladelösungen für die Elektromobilität und entsprechende Ladestationen sind derzeit noch durch zu hohe Kosten und eine noch unzureichende Integrierbarkeit in das sich dynamisch wandelnde Energiesystem geprägt. Übergeordnetes gemeinsames Leitziel des Verbundforschungsvorhabens PVtec-Charger war daher die interoperable und netzdienliche Systemintegration und deutliche Kostenreduktion bei gleichzeitiger Verbesserung der Zuverlässigkeit und Sicherstellung aller aktuell und zukünftig relevanten Funktionalitäten, Zukunftsfähigkeit, Sicherheit (insb. Cyber-Security), Effizienz und ressourcenschonender langer Lebensdauern. Für die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, Nutzbarkeit, Umwelteigenschaften und Nachhaltigkeit von Ladelösungen in einem zukünftig vollständig aus Erneuerbaren Energien gespeisten Energiesystem.

Die gemeinsame Zielsetzung des Verbundvorhabens insgesamt umfasste dabei die drei Hauptschwerpunkte:

- ➔ Verbesserung der **Wirtschaftlichkeit** von Ladelösungen & Ladestationen
(inkl. Leistungselektronik, Vernetzung, eichrechtskonforme Abrechnung, Betriebsführung, Betriebskosten & Erlöse) durch ihre Weiterentwicklung im Hinblick auf
 - Kostenreduktion (Ladestation, Zusatzkomponenten, Dienste)
 - Qualitäts- & Zuverlässigkeitsverbesserung (inkl. Nachweis, Lebensdaueroptimierung)
 - Erbringung von Netz-Systemdienstleistungen (zusätzliche Erlöse)
 - Flexibilitäts- & Lastmanagement (inkl. Prognose) für energiewirtschaftliche Marktteilnahme (reduzierte Strombezugskosten)
 - Vereinfachung der Systemintegration, Vernetzung und Inbetriebnahme

- ➔ Verbesserung von **Umwelteigenschaften** und Nutzen/Nutzbarkeit durch
 - verstärkte Nutzung Erneuerbarer Energien (EE) durch Synchronisation mit EE-Angebot (sowohl marktorientiert durch Teilnahme an EE-Märkten, wie auch für Eigenverbrauchs-Anwendungen, inkl. Inselnetz)
 - Flexibilitätserbringung für das zukünftig rein EE versorgte Netz (stärkt EE-Verbreitung)
 - kostenminimale Reduktion der Geräuschemissionen (insb. bei Schnellladung)
 - lebensdaueroptimierte, robuste Lösungen (reduzieren Material- & Rohstoffverbrauch)

- ➔ Nachweis der technischen und wirtschaftlichen **Realisierbarkeit** mittels
 - Entwicklung innovativer Ladestations-Funktionsmusterlösungen für den öffentlichen Raum und für das private Laden (inkl. Digitalisierungslösungen für die Systemintegration)
 - Piloterprobung & Evaluation der neuen Lösungen im Praxisbetrieb und Flottenversuch

Hierbei sollten alle Systemklassen der Elektromobilität und Energiesysteme adressiert werden, von der privaten Wallbox über die Flottenlösung im Gewerbe bis hin zu großen Ladeparks und öffentlichen Ladestationen für Deutschland und auch weltweit.

Erreicht werden sollten diese Ziele durch einen neuartigen Lösungsansatz mit einer Reihe technologischer Innovationen aus der Wechselrichter- und Digitalisierungstechnik sowie einer ganzheitlichen Betrachtung von der Leistungselektronik auf Baugruppenebene bis hin zur optimalen Integration ins Energiesystem und weltweiten Anwendbarkeit für alle Systemkonstellationen. Ein spezieller technologischer Innovationsansatz des Vorhabens war dabei u.a., die Errungenschaften der Photovoltaik und ihrer Wechselrichter (Skaleneffekte, Kosten, Qualität, Zuverlässigkeit, Netzintegration) auf die Ladeinfrastruktur anzuwenden und gleichzeitig im Hinblick auf konsequente Sektorenkopplung und Digitalisierung weiterzuentwickeln.

Hierfür wollten Ladeinfrastruktur-Hersteller mit Unternehmen der Solar- und Wechselrichter-Technik und der Sicherheitstechnik eng zusammenarbeiten, um ihre Expertise und Lösungen zusammenzuführen und im Hinblick auf die Projektziele und mit wissenschaftlicher Unterstützung weiterzuentwickeln. Im gemeinsamen Vorhaben sollten die grundlegenden Systemarchitekturen und Technologielösungen für skalierbare Anwendungen geschaffen und neuartige Ladelösungen bis zur Funktionsmusterreife und Felderprobung realisiert und evaluiert werden. Konkreter Fokus der im Rahmen des Projekts angestrebten 3 Pilotlösungen der verschiedenen Partner sollten hier zunächst das Laden @ Home mit einer DC-Wallbox kleiner Leistung und das Laden im öffentlichen Raum mit einer Ladestation großer Leistung sowie Aggregationslösungen für die Systemintegration ins Energiesystem sein. Für weitere Einzelheiten zu Hintergrund & Motivation der Thematik siehe auch Kapitel 4 und zu Partnern & Konsortium siehe Kapitel 5.



Bild 1: Netzdienliche Systemintegration von kosteneffizienter, robuster Ladeinfrastruktur in einem mit Erneuerbaren Energien versorgten Energiesystem, Visualisierung der Verbundprojekt-Vision bei Antragstellung/Projekt-konzeption in 2021

Vor dem Hintergrund dieser übergeordneten Zielsetzung des Verbundvorhabens insgesamt, sollten im Teilvorhaben von SMA – neben der Verbundkoordination – als wissenschaftlich-technische Arbeitsziele des Teilvorhabens im Einzelnen die folgenden Erkenntnisse und Lösungen erarbeitet und anwendungsnah erprobt werden:

- Erkenntnisse zu nationalen & internationalen Anforderungen und Rahmenbedingungen und zu langfristigen, belastbaren Trends für Ladestationslösungen und ihre Use-Cases (inkl. der Energiesystem-Integration) sowie Formulierung langfristiger Zukunftsszenarien hierzu
- Technologielösungen und Erkenntnisse zur Eignung von PV-Wechselrichter-Großserien-Plattformen für den Einsatz in Ladestationen, inkl. Technologieentwicklung für die Adaption an den Ladestationseinsatz und Bewertung der erzielbaren Vorteile hinsichtlich Kosten, Zuverlässigkeit, Qualität
- im Labortest erprobte, feldtesttaugliche Funktionsmusterlösung einer kleinen, netzdienlichen DC-Wallbox (Zwanzig-Kilowatt-Klasse) als zukunftsfähige, kostengünstige Ladelösung für das „Laden@home“, inkl. Integration in lokale Energie- und Energiemanagement-Systeme (insb. PV-Prosumer-Systeme)
- Erkenntnisse zu neuen optimalen Systemarchitekturen (Konzepte, Systempartitionierung, Schnittstellen & Protokolle, Betriebsstrategien) für einen weltweiten Einsatz und somit der Möglichkeit Skaleneffekte zu erschließen, inkl. neu erarbeiteten Strategien zur Sicherstellung der Zukunftsfähigkeit für eine lange Nutzbarkeit der Ladeinfrastrukturlösungen
- Neuartige skalierbare Digitalisierungslösungen und Datendienste zur Systemintegration von Ladelösungen und zur Aggregation von Ladesystemen in einem mit Erneuerbaren Energien versorgten Energiesystem, um so eine netzdienliche und wirtschaftliche Netz- und Marktintegration der Ladeinfrastruktur und ihrer Betriebsführung zu ermöglichen
- Labortest-Charakterisierung (inkl. neue angepasste Testverfahren) sowie Feldtestevaluation der neuen Lösungen im realen Praxisbetrieb (Flotten-Feldtest, Einfamilien- & Mehrfamilienhaus Pilottest, Aggregations- & Marktintegrations-Feldtest) und Nachweis von Funktionalität und Realisierbarkeit der neuen Lösungen und Charakterisierung ihrer technischen und ökonomischen Betriebseigenschaften

3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Zu Beginn des Vorhabens wurden in einer ganzheitlichen Betrachtung der Ladestations- und Ladelösungsthematik insgesamt zunächst die Grundlagen für die weiteren FuE-Arbeiten im Projekt gelegt. Dies umfasste eine systematische Ermittlung und Analyse aller Anforderungen, Use-Cases, Rahmenbedingungen und Zukunftstrends, insb. auch für den weltweiten Einsatz und mit Berücksichtigung des Gesamtsystems Fahrzeug, Ladestation und Energiesystem. Einen besonderen Schwerpunkt bildeten die Untersuchung und Erarbeitung von Strategien zur Zukunftsfähigkeit und von optimalen Systemarchitekturen (inkl. Betrachtung Cyber-Security, Interoperabilität usw.). Hiermit wurde ein fundierter Rahmen für die weiteren Forschungsarbeiten und die angestrebten Lösungen gesetzt. Wegen des sich dynamisch ändernden Umfelds in diesem Themenbereich, wurden diese Grundlagenarbeiten über die gesamte Projektlaufzeit immer wieder aufgegriffen und kontinuierlich aktualisiert. Des Weiteren wurden in diesem Rahmen aber auch die Grundlagenuntersuchungen der Projektpartner zu Mission Profiles und Fehlerfrüherkennung und weiterführende bzw. vertiefende wissenschaftliche Arbeiten sowie der Weiterentwicklung von speziellen Testverfahren für Ladestationen und Ladelösungen und die entsprechende Labortest-Charakterisierung im Rahmen des Teilvorhabens begleitet und aktiv unterstützt.

In der auf den Grundlagenuntersuchungen aufbauenden Technologie-Entwicklungsphase für Ladestations-Bauteile und -Komponenten wurden die entsprechenden Arbeiten vor allem von den Verbundprojektpartnern durchgeführt (insb. Ladecontroller, Sicherheitstechnik und Ladepark-Technik) und aus den Arbeiten des Teilvorhabens von SMA heraus unterstützt, insb. vor dem Hintergrund einer späteren Systemintegration in SMA Ladelösungen.

Aufbauend auf einer vorhandenen Wechselrichterplattform für PV- und Batteriewechselrichter der 50-Kilowatt-Klasse und unter Einbeziehung der zuvor erarbeiteten neuen Grundlagenerkenntnisse, Technologielösungen und Ladestationskomponenten wurden anschließend Konzepte für systemkompatible DC-Wallboxen für das Laden@home auf Basis vorhandener Großserien-PV-Wechselrichter-Leistungselektronik-Plattformen erarbeitet und eine erste entsprechende Funktionsmusterlösung im Labormaßstab realisiert und getestet. Besonderer Fokus war dabei das bidirektionale Laden.

Parallel dazu wurde an der datentechnischen Systemintegration von Ladestationen und anderen Ladelösungen und ihrer Vernetzung mit Fahrzeugen, lokalen und zentralen Energiemanagementlösungen, Nutzern und Märkten gearbeitet. Dies erfolgte vor allem aus Sicht der entsprechenden Digitalisierungslösungen und Datendienste und im Hinblick auf Anwendernutzen, Wirtschaftlichkeit, Interoperabilität, Zukunftsfähigkeit und die Ziele und Anforderungen des Energiesystems, insb. der Energiewende und der sich abzeichnenden Energie- und Netzdienstleistungsmärkte. Die entsprechenden FuE-Arbeiten umfassten die Integration von Ladelösungen in lokale Energieanlagen und Energiemanagementsysteme sowie die Systemintegration und Adaption & Optimierung von AC-Ladelösungen. Ein besonderer Arbeitsschwerpunkt war dabei die Entwicklung der Funktionsmusterlösung einer grundlegend neu konzipierten AC-Ladestation der 20 Kilowattklasse für eine umfassend verbesserte und optimierte Systemintegrierbarkeit für Anwendungen in Home und Gewerbe.

Zum Abschluss wurden die neuen Lösungen in entsprechenden Pilotversuchen im Praxiseinsatz getestet: die Funktionsmusterlösung der neuartigen AC-Ladeladestation in einem ersten Feldtest mit 5 Geräten, die Pilotlösung des Mehrplatz-Ladesystems mit intelligenter Aggregationslösung in einem Flottenversuch mit 24 Ladepunkten und für

den Use-Case „Börsenstrom-optimiertes Laden“ und das Labor-Funktionsmuster der bidirektionale DC-Ladestation in einem entsprechenden ersten Labortest. Weitere Untersuchungen sollen im Folgevorhaben „Systemladen2025“ (FKZ 01MV23012A) erfolgen. Mit der Aufbereitung und Bewertung aller gewonnenen Erkenntnisse, Lösungen und Erfahrungen und der Ableitung von Empfehlungen für die vertiefende und ergänzende Weiterarbeit wurde das Verbundforschungsvorhaben PVtec-Charger Ende 2024 erfolgreich beendet.

Zusammenarbeit im Verbund

Das Teilvorhaben von SMA im Verbundforschungsvorhaben PVtec-Charger wurde wie geplant in enger arbeitsteiliger Zusammenarbeit mit den Teilvorhaben der anderen Projektpartner durchgeführt, wobei jedes dieser Teilvorhaben einen speziellen Kompetenz- und Arbeitsschwerpunkt umfasste, wie in nachfolgender Tabelle als Übersicht dargestellt ist. Verbundkoordinator war SMA. Siehe hierzu auch Kapitel 5.

Verbundvorhaben: PVtec-Charger – Zuverlässige und kostenoptimierte Ladestationen und vernetzte neue Ladelösungen für die netzdienliche und wirtschaftliche Ladung von Elektrofahrzeugen mit Strom aus Erneuerbaren Energien	
Teilvorhaben	
Leistungselektronik und Systemintegration	SMA Solar Technology AG *
Optimierter Ladecontroller	aixACCT Systems GmbH
Sensorik zur Gewährleistung der elektrischen Sicherheit	Bender GmbH & Co. KG
DC-Funktionsmuster größerer Leistung	elexon GmbH **
Mission-Profiles und thermisches Monitoring	Universität Kassel
Charakterisierung und Analyse von Leistungselektronik	RWTH Aachen

* inkl. FuE-Unterauftrag an die **coneva GmbH**

** inkl. FuE-Unterauftrag an die **AixControl GmbH**

SMA Solar Technology AG

Die SMA Solar Technology AG mit einem Umsatz von 2 Mrd. Euro in 2023 und einer jährlichen Wechselrichter-Produktion im Umfang von rund 20 GW Wechselrichter-Nennleistung, ist einer der weltweit führenden Solar- und Batterie-Wechselrichterhersteller und Spezialist für entsprechende Systemlösungen. Sie beschäftigt rund 4.000 Mitarbeiter und verfügt über vier Jahrzehnte Erfahrung auf dem Gebiet der Wechselrichter-Entwicklung sowie ihrer systemtechnischen Einbindung in Energieversorgungssysteme, Verbund- und Inselnetze. Sie hat ihren Hauptsitz in Niestetal bei Kassel und ist in 20 Ländern mit Tochtergesellschaften vertreten. SMA produziert ein breites Spektrum von Wechselrichtertypen, das geeignete PV- und Batterie-Wechselrichter für alle Photovoltaikanwendungen und alle Leistungsgrößen von PV-Anlagen und Speichersystemen bietet und auch innovative Systemlösungen für PV-Kraftwerke und die Sektorenkopplung in Haus und Gewerbe miteinschließt, insb. auch Monitoring- und Energiemanagementsysteme, Ladelösungen für die Elektromobilität und netzdienliche Elektrolysestromrichter für die Wasserstoffherstellung.

4 Wissenschaftliche und technische Ausgangssituation

Bezogen auf die Projektthematik stellte sich die wissenschaftlich-technische Ausgangssituation und der Stand von Wissenschaft und Technik bei Projektstart in 2021 wie folgt dar.

Ladelösungen für die Elektromobilität und entsprechende Ladestationen waren seinerzeit bereits für unterschiedliche Einsatzbereiche und Use-Cases in vielen Varianten und Leistungsklassen marktverfügbar. Für einen breiten, mit konventioneller Verkehrstechnik wettbewerbsfähigen und gleichzeitig nachhaltig umweltverträglichen, masentauglichen Großserieneinsatz bestanden jedoch noch vielfältige und höchst anspruchsvolle Herausforderungen, die es zu lösen galt:

- Ladestationen und Ladelösungen sind für einen breiten Einsatz derzeit noch deutlich zu teuer, hier ist eine drastische Kostenreduktion nötig
- Ungewissheit, wohin sich die zukünftigen Rahmenbedingungen, Use-Cases und Anforderungen entwickeln werden – dies gefährdet die nachhaltige Nutzbarkeit der Ladeinfrastruktur
- proprietäre und inkompatible Lösungen behindern oft Nutzbarkeit und Komfort
- Elektromobilität ist nur dann nachhaltig, wenn der Strom aus Erneuerbaren Energien kommt
- bei der Energiewende muss auch die Elektromobilität ihren Beitrag zu Netzsystemdienstleistungen und Flexibilitätserbringung leisten

Mit dem geplanten Vorhaben sollte ein relevanter Beitrag zur Kostenreduktion und nachhaltigen Systemintegration und somit der Lösung all dieser Herausforderungen geleistet werden. Kerngedanke war es dabei, die Errungenschaften der Photovoltaik (Skaleneffekte, Kosten, Qualität, Zuverlässigkeit, Netzintegration) auf die Ladeinfrastruktur anzuwenden und gleichzeitig im Hinblick auf Sektorenkopplung und Digitalisierung weiterzuentwickeln. Insbesondere der seinerzeit in drei Jahrzehnten Forschung und Entwicklung erreichte Stand der PV-Wechselrichtertechnik mit in 2021 bereits 100 Gigawatt pro Jahr Weltmarktvolumen bot und bietet hier eine hervorragende technologische Ausgangsbasis und das Potential für einen schnellen, kurzfristigen Innovationssprung.

5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Um die anspruchsvolle Zielsetzung des Verbundforschungsvorhabens – einen signifikanten und im Praxisbetrieb nachgewiesenen Fortschritt bei Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit und Systemintegration von Ladelösungen – erreichen zu können, bedurfte es einer branchenübergreifenden, engen Zusammenarbeit von Ladeinfrastruktur-Herstellern mit Unternehmen der Solar- und Wechselrichter-Technik, der Energiesystemtechnik und der Sicherheitstechnik sowie entsprechender Wissenschaftspartner aus der ingenieurwissenschaftlichen Forschung:

- **SMA Solar Technology AG**, Niestetal
- **coneva GmbH**, Niestetal
- **aixACCT Systems GmbH**, Aachen
- **Bender GmbH & Co. KG**, Grünberg
- **elexon GmbH**, Aachen
- **AixControl GmbH**, Aachen
- **Universität Kassel**
- **RWTH Aachen**

Wobei die coneva GmbH und die AixControl GmbH über entsprechende FuE-Unteraufträge eingebunden waren. Einen Überblick über das Konsortium und die Aufgaben- und Rollenverteilung gibt die nachstehende Tabelle.

Arbeitsteilung & Aufgaben der Projektpartner im Verbundprojekt		
	Branche / Kompetenzen	Aufgaben / Rollenverteilung
	PV-Wechselrichter-Hersteller, Energiesystemtechnik & Datendienste	laden@home & Funktionsmuster kleine DC-Wallbox sowie Integration in PV- & Energiemanagement-Lösungen
	Entwicklung Ladestations-Komponenten	Technologieentwicklung für Ladestations-Komponenten
	Hersteller elektr. Sicherheitstechnik und Ladecontroller	Elektr. Sicherheits- und Steuerungstechnik für transformatorlose Ladestationen
	Herstellung & Vertrieb Ladestationen	Funktionsmuster innovative Ladestation großer Leistung für den öffentlichen Raum
	Forschung zur Elektrotechnik in Fahrzeugen	Mission Profiles und thermisches Monitoring
	Forschung zur Leistungselektronik und Ladetechnik	Labortest-Charakterisierung und Erprobung & Evaluation der Ladesäulen

Weitere Zusammenarbeit

Über die enge Zusammenarbeit innerhalb des Konsortiums des Verbundforschungsprojekts PVtec-Charger hinaus fand auch eine Vernetzung mit parallelen Forschungsvorhaben und ein intensiver Erfahrungsaustausch mit nationalen und internationalen Akteuren aus Wissenschaft und Industrie zu unterschiedlichen Fragestellungen, Aspekten der Elektromobilität und geeigneter Ladelösungen sowie ihrer System- und Netzintegration statt. Zu nennen sind hier beispielsweise die Verbundforschungsvorhaben Systemladen2025 (FKZ 01MV23012A), MELANI (FKZ 03EI3012D), TradeEVs II (FKZ 01MV20006A-D) und WBInspektion (FKZ 01MV23027A-B).

6 Erzielte Ergebnisse

Im Rahmen der gemeinsamen Zielsetzung des Verbundforschungsvorhaben PVtec-Charger insgesamt, der Vorbereitung einer neuen Generation von zuverlässigen und kostenoptimierten Ladestationen und vernetzten neuen Ladelösungen für die netzdienliche und wirtschaftliche Ladung von Elektrofahrzeugen mit Strom aus Erneuerbaren Energien, wurden im Teilvorhaben von SMA neben der Verbundkoordination und Fragen der Stromrichter- und Ladestationstechnik vor allem auch die Systemintegration von Ladelösungen in PV-Energiesysteme behandelt – sowohl in lokale Systeme für Home und Gewerbe, wie auch im größeren Verbund zur Energiemarktintegration in die zukünftigen EE-versorgten Netze. Hierbei konnten vielfältige Funktionsmusterlösungen für Ladestationen und ihre digitale Systemintegration in Energiesysteme, Energiemarkt und Netz erfolgreich realisiert und ein breites Grundlagenwissen erarbeitet werden. Die im Teilvorhaben von SMA erzielten Ergebnisse werden nun im Folgenden ausführlich dargestellt.

6.1 Potentialanalyse des bidirektionalen Ladens

Um das Potential des bidirektionalen Ladens und dessen Markthochlauf einschätzen und bewerten zu können, wurden im Rahmen des Teilvorhabens von SMA zwei Masterarbeiten erstellt und begleitet sowie eine externe Studie durchgeführt. Auszüge dieser Arbeiten werden im Folgenden beschrieben.

Zu Beginn des Projektes wurden die verschiedenen Stufen (Vehicle to Grid/ Home/ Load) des bidirektionalen Ladens hinsichtlich ihrer Marktreife bewertet. Nach den ersten Recherchen war schnell klar, dass die Anwendung Vehicle to Home (V2H), also innerhalb einer Liegenschaft auf Grund der geringeren technischen und regulatorischen Komplexität als erste Anwendung von Marktakteuren umgesetzt werden wird.

Im Rahmen der Masterarbeit [1] wurde im Frühjahr 2022 die Analyse und der Vergleich von verschiedenen Vehicle-to-Home-Konzepten durchgeführt. Hierzu wurde eine empirische Untersuchung durchgeführt, die auf 17 Experteninterviews und eine Online-Umfrage mit 189 Rückmeldungen basiert. Ziel der Arbeit war es, die zukünftige Entwicklung von V2H einzuordnen und die Akzeptanz sowie die Perspektiven verschiedener Marktakteure zu erfassen.

Randbedingungen der Umfrage:

- **Experteninterviews:** Es wurden 17 Experten befragt, die aus verschiedenen Akteursgruppen wie Automobilherstellern, Ladetechnikherstellern, Energieversorgern und Forschern stammen. Die Experteninterviews dienten dazu, Prognosen für die zukünftige Entwicklung von V2H zu erstellen.
- **Onlineumfrage:** Die Umfrage richtete sich an potenzielle Nutzer von V2H und lieferte wichtige Einblicke in deren Akzeptanz der Vehicle to Home Use Cases. Insgesamt gab es 189 Rückmeldungen, die zur Analyse der Nutzerakzeptanz herangezogen wurden.

Kernergebnisse der Arbeit:

1. **Marktentwicklung von V2H:**

- Die Ergebnisse der Arbeit zeigen, dass V2H das erste große Anwendungsgebiet für bidirektionales Laden sein wird.
- Es wird erwartet, dass der Markthochlauf in den nächsten zwei Jahren beginnt. Bis zum Jahr 2025 wird ein Marktpotenzial von bis zu **zwei Millionen Anwendungen** prognostiziert. (Aussage aus Mitte 2022)
- V2H wird sich zunächst auf DC-Ladestationen konzentrieren, da diese als technisch ausgereifter und effizienter gelten.

2. **Nutzerakzeptanz:**

- Die Akzeptanz der potenziellen Nutzer hängt stark von finanziellen Vorteilen und der Erfüllung von Mobilitätsbedürfnissen ab.
- Ein erheblicher Teil der Umfrageteilnehmer sah in V2H ein Potenzial für die **Substitution eines stationären Heimspeichers**, wobei Bedenken hinsichtlich der Kosten und technischen Machbarkeit geäußert wurden.

3. **Kooperation der Marktakteure:**

- Der Markterfolg von V2H wird maßgeblich von der Zusammenarbeit zwischen Automobilherstellern, Energieversorgern und der Ladeinfrastruktur-Industrie abhängen.
- Automobilhersteller werden voraussichtlich den technologischen Weg maßgeblich bestimmen.

Im Detail wurde Vehicle to Home nochmal in die relevante Use Cases für das bidirektionale im Einfamilienhaus aufgeteilt. Die sinnvollsten Use Cases im Eigenheim sind demnach:

1. **Eigenverbrauchsmaximierung:** Beschreibt die Maximierung des Eigenverbrauchs, des von der eigenen PV-Anlage erzeugten Energie.
2. **Notstromversorgung:** Beschreibt die Energieversorgung des gesamten Eigenheims während eines Stromausfalls im öffentlichen Stromnetz.
3. **Tarifoptimiertes Laden/Entladen:** Beschreibt die Ausnutzung von zeitvariablen Energiepreisen, die an den Eigenheimbesitzer genutzt werden können. Energiepreis hoch = Fahrzeugakku entladen zur Eigenheimversorgung; Energiepreis niedrig = Fahrzeugakku laden.

Die Use Cases wurden, unter Berücksichtigung der Situation des deutschen Energiemarkts mit Stand Juni 2022, von oben genannten Experten und Mitgliedern des Konsortiums nach den folgenden Kriterien bewertet:

1. **Wirtschaftlichkeit für den Kunden:** Wie hoch ist die Einsparung des Kunden durch die Nutzung der eigens erzeugten PV-Energie vom Dach des Eigenheims oder die Vermeidung des Bezugs von Strom aus dem öffentlichen Netz? (5=hoch; 1=niedrig)

2. **Umweltfreundlichkeit:** Wie viel mehr Energie aus der PV-Anlage oder erneuerbaren Quellen lässt sich durch den Use Case nutzen? (5=viel; 1=wenig)
3. **Marktakzeptanz:** Wie hoch ist die Wahrscheinlichkeit, dass sich dieser Use Case bei den Eigenheimbesitzern durchsetzt? (5=hoch; 1=niedrig)
4. **Grad der techn. Machbarkeit:** Wie einfach lässt sich der Use Case im Eigenheim technisch umsetzen? (5=einfach; 1=komplex)
5. **Regulatorische Sicherheit:** Wie viele regulatorische Voraussetzungen sind bereits geschaffen, um diesen Use Case gesetzeskonform umzusetzen? (5=viel; 1=wenig)

Speziell das letzte Kriterium gibt Aufschluss darüber, ob ein Use Case zeitnah zur Umsetzung gebracht werden kann, da die Regulatorik ein entscheidendes Kriterium dafür ist, ob eine technische Anwendung gesetzeskonform in den Markt gebracht werden darf oder nicht.

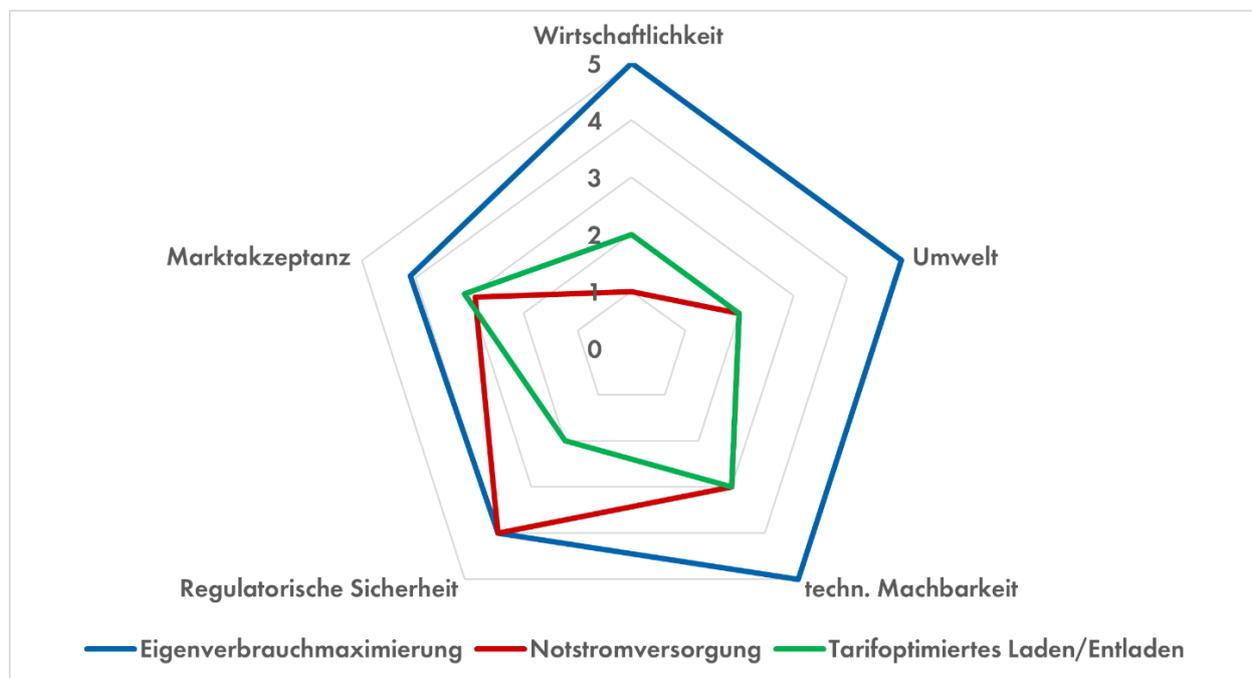


Bild 2: Bewertung von Use Cases für das bidirektionale Laden@home

Bild 2 zeigt, dass der Use Case Eigenverbrauchsmaximierung in allen Kriterien heraussticht. Da die Eigenverbrauchsmaximierung als Anwendungsfall bereits mit Heimspeichern existiert, ist eine Übertragung der Erkenntnisse und regulatorischen Anforderungen verhältnismäßig einfach möglich. Die Notstromversorgung aus dem Fahrzeugakku liefert dem Eigenheimbesitzer zwar eine emotionale Sicherheit, spielt laut der Umfrage für die Einsparung von Kosten oder die Förderung von erneuerbaren Energien jedoch keine Rolle. Das tarifoptimierte Laden bedarf zeitvariabler Tarife, die tatsächlich an den Eigenheimbesitzer weitergereicht werden. Dafür fehlten bei Durchführung der Befragung allerdings die regulatorischen Grundlagen sowie ein praktikables Messkonzept bei geringen Kosten. Nun bei Abschluss des Projektes gibt es zahlreiche Anbieter für zeitvariable Stromtarife und die Bewertung würde wahrscheinlich positiver ausfallen.

Für eine genauere Betrachtung der Einsparpotenziale innerhalb eines Haushaltes durch bidirektionales Laden im Vergleich zum unidirektionalen Fahrzeugladen wurde eine weitere Masterarbeit [2] durchgeführt. Dabei wurden mehrere Einflussfaktoren zur Berechnung der Ersparnisse im Rahmen des bidirektionalen Ladens (V2H) herangezogen. Diese Faktoren umfassen:

1. **PV-Erzeugung in Abhängigkeit der Jahreszeit:** Die Menge der durch Photovoltaikanlagen (PV) erzeugten Energie, die jahreszeitbedingt direkt im Haushalt genutzt oder in die Batterie des Elektrofahrzeugs (EV) gespeichert wird.
2. **Haushaltsbedarf:** Der Gesamtenergiebedarf des Haushalts, der durch Netzstrom oder Eigenproduktion gedeckt wird.
3. **Fahrverhalten des EVs:** Die Zeit, in der das Elektrofahrzeug verfügbar ist, um als Energiespeicher zu fungieren. Insbesondere die Anwesenheit des Fahrzeugs zwischen 18:00 und 22:00 Uhr wird als entscheidend für die maximale Kosteneinsparung beschrieben.
4. **Tarifstrukturen:** Zwei-Tarif-Strom (Hoch-/Niedrigtarife, HT/NT), die das Laden und Entladen des Fahrzeugs zu bestimmten Zeiten attraktiver machen. Die Nutzung von Niedrigtarifzeiten für das Laden und die Einspeisung des Stroms während der Hochlastzeiten ist ein wesentlicher Aspekt.

Bild 3 und Bild 4 zeigen die Tagesersparnis zweier Haushalte an verschiedenen Wochentagen innerhalb des Winters oder Sommers durch Nutzung von bidirektionalen im Vergleich zu unidirektionalem Laden. Hinter den Ergebnissen von Profil 1 steht das Bedarfsprofil eines Haushaltes mit berufstätigen Eltern ohne Homeoffice und schulpflichtigen Kindern, die entsprechend ihre Peak-Verbräuche in den Morgen- und Abendstunden haben [2]. Als Kontrast bildet Profil 2 des Haushaltsbedarfs eine identische Familie mit Homeoffice ab. Dieser Haushalt hat einen über den Tag verteilten Energiebedarf.

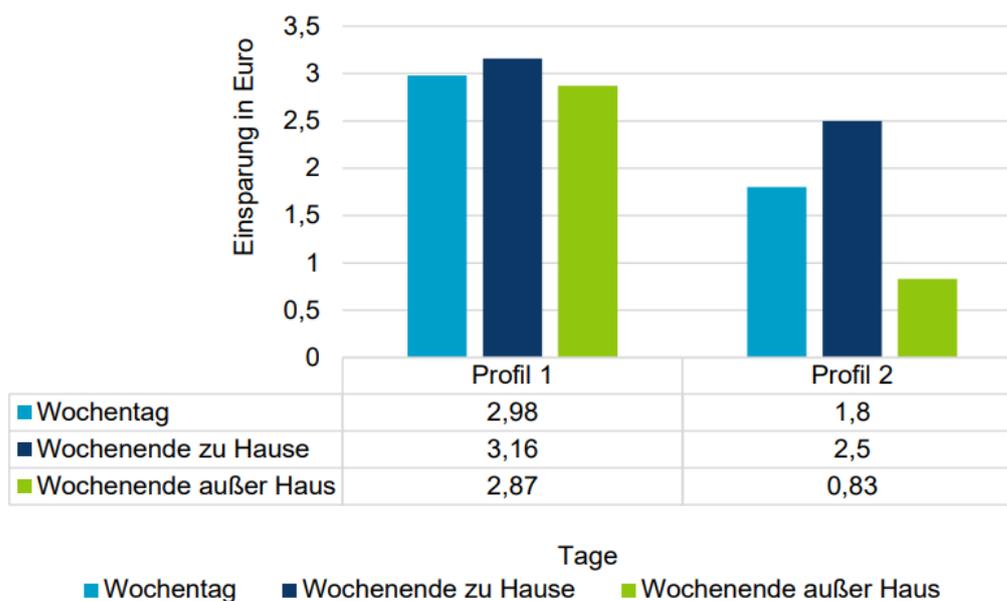


Bild 3: Einsparpotenzial des bidirektionalen Ladens gegenüber dem unidirektionalen Laden in €/d innerhalb der Wintermonate für zwei Haushalte

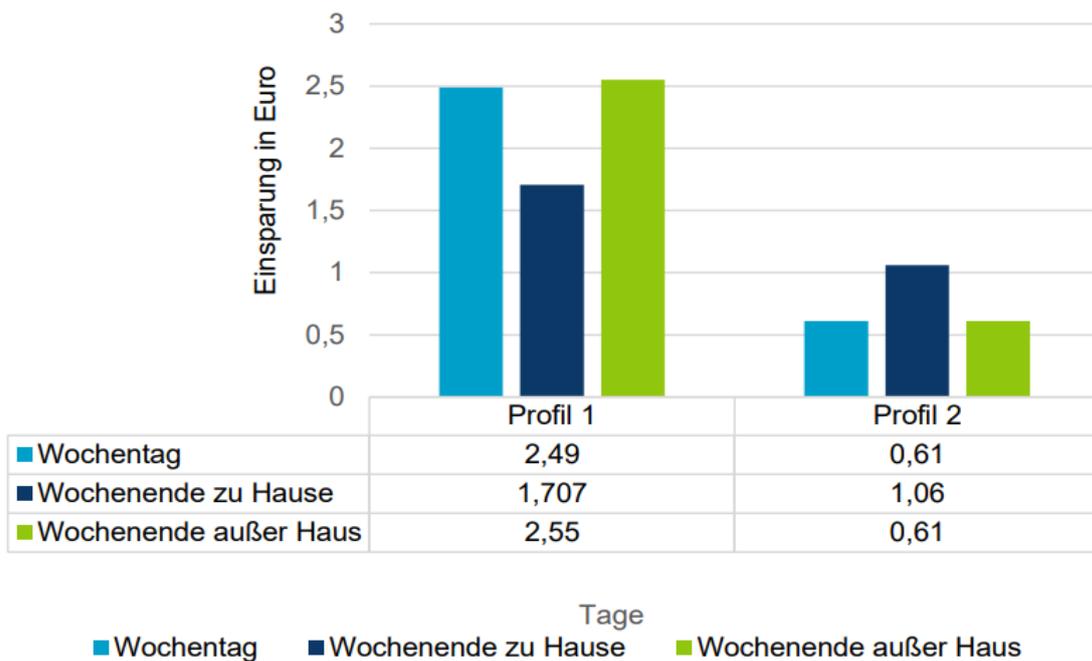


Bild 4: Einsparpotenzial des bidirektionalen Ladens gegenüber dem unidirektionalen Laden in €/d innerhalb der Sommermonate für zwei Haushalte

Es zeigt sich, dass die Wintermonate mit geringerer PV-Erzeugung etwas höhere Einsparpotential bieten, da hier der für Zwischenspeicherung günstige Nachtтарif im Vergleich zur PV-Strom-Nutzung mehr zum Tragen kommt. Auf Grund der vielen Einflussfaktoren sind diese Ergebnisse nur eine Stichprobe und die Eignung des bidirektionalen sollte im Einzelfall betrachtet werden. Für diese Arbeit lassen sich allerdings zwei Extremfälle festhalten.

Best-Case-Szenario:

- Im **Best-Case-Szenario** wurde eine maximale Ersparnis von bis zu **50 %** der Stromkosten bidirektionalen Laden gegenüber dem unidirektionalen Laden erzielt, insbesondere wenn das Elektrofahrzeug den ganzen Tag zu Hause ist (Profil/Haushalt 2) und überschüssige PV-Energie speichert.
- Haushalte, die durchgehend PV-Überschuss erzeugen und gleichzeitig das Fahrzeug häufig verfügbar haben, können den Eigenverbrauch auf bis zu **100 %** steigern und können auf den Bezug von hohen Netzstromkosten verzichten.

Worst-Case-Szenario:

- Im **Worst-Case-Szenario** lag die Ersparnis bei **7 %** im Vergleich zum unidirektionalen Laden, was insbesondere dann der Fall ist, wenn das Fahrzeug weniger verfügbar ist (Profil/Haushalt 1), wie z. B. an Wochentagen oder bei geringer PV-Erzeugung während der Wintersaison. Auch wenn das Fahrzeug während der Hauptbedarfszeiten nicht zu Hause ist, sinkt das Einsparungspotenzial deutlich.

Da die Anschaffung einer Wallbox zum bidirektionalen Laden voraussichtlich um den Faktor 2 bis 3 teurer sein wird als eine AC-unidirektionale Wallbox, spielt das Einsparvermögen der Anwendungen im Vehicle to Home eine entscheidende Rolle für den Markthochlauf. Aus diesem Grund wurde eine externe Studie beauftragt, um das jährliche Einsparpotential mit Hilfe von Realdaten zu ermitteln.

Es wurden Datensätze von 13 PV-Anlagen mit SMA-Systemtechnik in Deutschland (5), Spanien (5) und Großbritannien (3) mit deren Haushaltslastprofilen und PV-Erzeugung herangezogen. Diese wurden mit 11 verschiedenen Mobilitätsprofilen (Verfügbarkeit zuhause von 67 bis 96% und Fahrleistung zwischen 4.501 und 14.777 km/a) gepaart. Zusätzlich wurden starre und variable Stromtarife (börsenstrompreisorientiert) und die Einspeisevergütung im jeweiligen Land berücksichtigt. Sowohl der Verbrauch des Elektrofahrzeugs als auch die Akkugröße wurden variiert. Darüber hinaus gab es ein Set an Szenarien bei den die PV-Erzeugung ignoriert wurde und das bidirektionale Laden aus dem Netz im Fokus stand.

Für jeden der 13 Standorte wurden entsprechend drei Hauptuntersuchungen durchgeführt, die im Folgenden ausgewertet werden:

1. Jährliches Einsparpotential mit starrem Stromtarif und PV-Erzeugung:

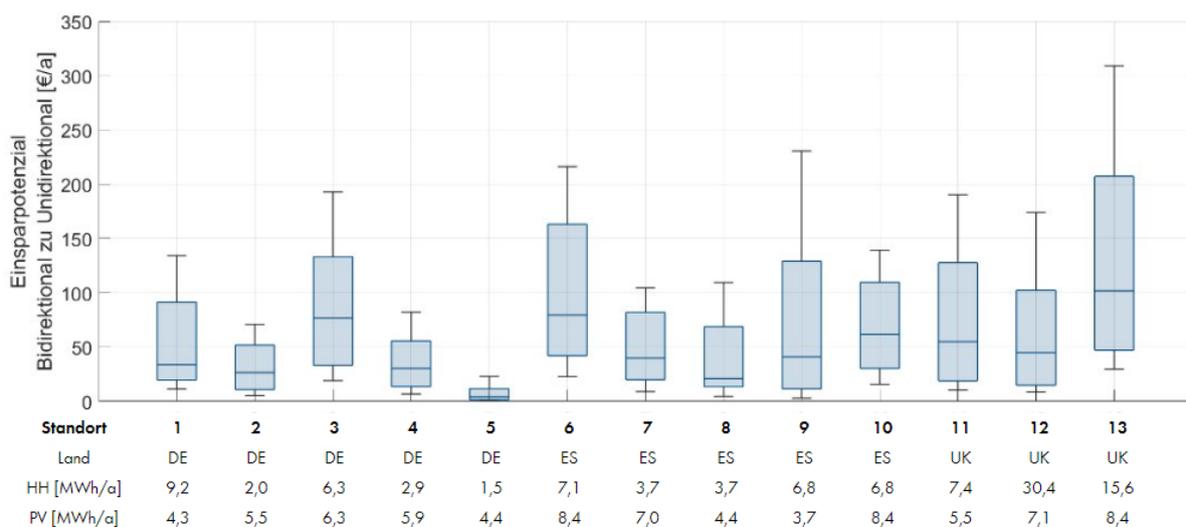


Bild 5: jährliches Einsparpotential des bidirektionalen Ladens im Vergleich zum unidirektionalen Laden mit starrem Stromtarif

Für das Szenario „Starrer Stromtarif und PV-Anlage“ konnten für die untersuchten Standorte im Durchschnitt Kosteneinsparungen von ca. 64 €/a erzielt werden. Das Einsparpotential ist dabei stark abhängig von dem untersuchten Standort und dem zugrunde gelegten Mobilitätsverhalten. Im Best-Case (Standort 13, Mobilitätsprofil 1) ließen sich Kosteneinsparungen von ca. 309 €/a ermitteln. Im Worst-Case (Standort 5, Mobilitätsprofil 4) nahezu keine Kosteneinsparungen (ca. 1 €/a). Das Kosteneinsparpotential von bidirektionalem Laden ist in diesem Szenario stark durch die Kostenstruktur und PV-Erzeugung beschränkt: Es besteht ausschließlich dann ein Kosteneinsparpotential, wenn der Eigenverbrauch der PV-Erzeugung erhöht werden kann und die zusätzliche

eingespeicherte Energie in Zeiten von fehlender PV-Erzeugung zur Lastdeckung im Haushalt genutzt werden kann. Sobald dem Batteriespeicher mehr Energie entnommen wird, als zuvor durch PV-Erzeugung eingespeichert wurde, entsteht ein Kostennachteil im Vergleich zum Netzbezug. Die Eigenverbrauchsrate konnte durch bidirektionales Laden im Schnitt um 11,5% erhöht werden. Den Parametern „Maximaler SoC“ (hier 90%) und „Ziel-SoC“ (Ladeziel am Morgen zur EV-Nutzung, hier 80%) kommt in diesem Zusammenhang eine große Bedeutung zu, da sie direkt über die Höhe des Einsparpotenzials entscheiden.

2. Jährliches Einsparpotential mit variablem Stromtarif und PV-Erzeugung:

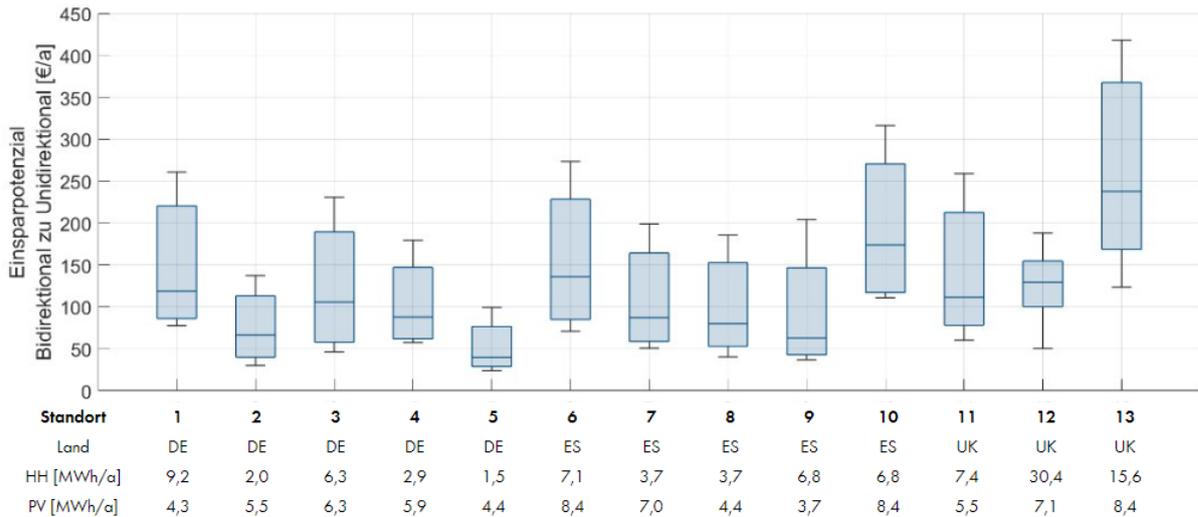


Bild 6: jährliches Einsparpotential des bidirektionalen Ladens im Vergleich zum unidirektionalen Laden mit variablem Stromtarif

Für das Szenario „Variabler Stromtarif mit PV-Anlage“ konnten für die untersuchten Standorte im Durchschnitt Kosteneinsparungen von ca. 131 €/a erzielt werden. Erneut ergeben sich große Unterschiede für das Kosteneinsparpotential je nach Standort und zugrundeliegendem Mobilitätsverhalten: Im Best-Case (Standort 13, Mobilitätsprofil 1) ließen sich Kosteneinsparungen von ca. 418 €/a ermitteln. Im Worst-Case (Standort 5, Mobilitätsprofil 4) nur Kosteneinsparungen von ca. 24 €/a. Was allerdings zusätzlich berücksichtigt werden muss, sind mögliche Grundgebühren, die bei variablen Stromtarifen je nach Anbieter anfallen können. Im Falle von aWattar (Deutschland) können diese einer Stichprobe mit 50 Standorten zufolge zwischen ca. 10 und 20 €/Monat liegen, was die Kosteneinsparungen deutlich reduziert. Im Vergleich zum Szenario mit fixem Stromtarif setzt sich das Einsparpotential hier neben dem erhöhten Eigenverbrauch der PV-Erzeugung (ca. +25%) auch aus der Preisdifferenz der variablen Strompreise am Tag zusammen. Die Kosteneinsparungen aus den Preisdifferenzen überwiegen, sodass der saisonale Effekt der PV-Erzeugung eine geringere Auswirkung auf die Gesamtkosteneinsparungen in diesem Szenario hat. Die Ergebnisse zeigen, dass aufgrund der Unsicherheiten (PV-Erzeugung, HH-Last und ggf. Strompreisentwicklung) noch viel Optimierungspotenzial besteht, da die zugrunde liegende Strategie (Entladen, wenn Strompreis im oberen 30%-Quantil und Laden, wenn Strompreis im unteren 30%-Quantil) nicht immer zu Kosteneinsparungen führt.

3. Jährliches Einsparpotential mit variablem Stromtarif ohne PV-Erzeugung:

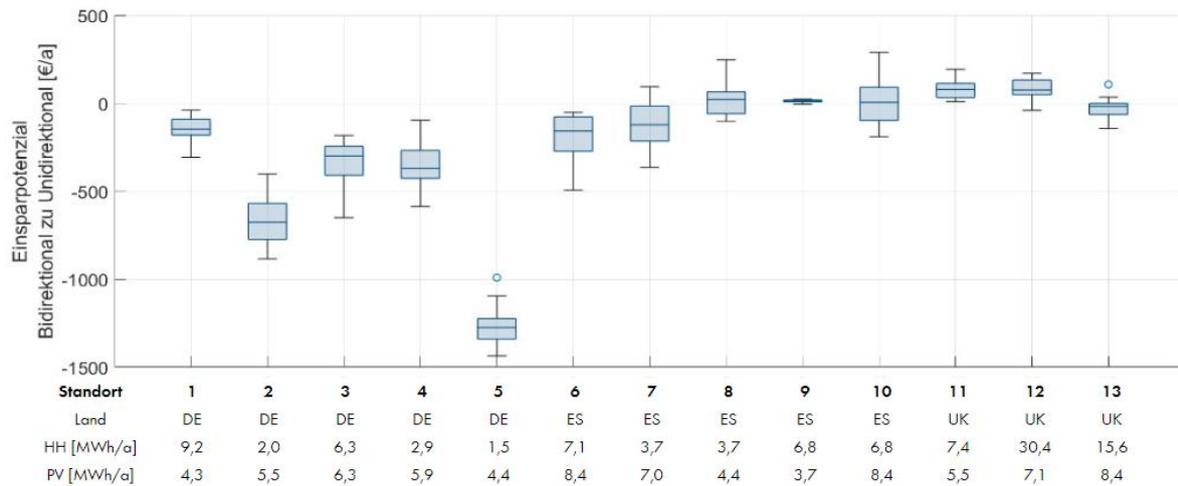


Bild 7: jährliches Einsparpotential des bidirektionalen Ladens im Vergleich zum unidirektionalen Laden mit variablem Stromtarif ohne PV-Erzeugung

Für das Szenario „Variabler Stromtarif ohne PV-Anlage“ konnte mit dem vorliegenden Simulationsmodell für die untersuchten Standorte im Durchschnitt **kein** Kosteneinsparpotential ermittelt werden. Das genutzte Simulationsmodell verfolgte die gleiche Strategie wie bei den Simulationen mit PV-Anlage (Entladen der EV-Batterie, wenn Strompreise im oberen 30%-Quantil; Laden, wenn Strompreise im unteren 30%-Quantil), es ergeben sich jedoch große Unterschiede darin, wie gut diese Strategie für die einzelnen Standorte und Mobilitätsprofile funktioniert:

- Während sich im Best-Case (Standort 10, Mobilitätsprofil 1) noch Kosteneinsparungen von bis zu ca. 290 €/a erzielen ließen (abzüglich möglicher Grundgebühr für variablen Stromtarif), beliefen sich die Mehrkosten im Worst-Case (Standort 5, Mobilitätsprofil 4) durch die verfolgte Strategie auf bis zu ca. 1.437 €/a.
- Deutlich wird das Optimierungspotenzial des Algorithmus bei Betrachtung der Kosteneinsparungen pro Tag im Jahresverlauf: Während für die anderen beiden Szenarien die Tage mit bidirektionalem Laden erzielten Kosteneinsparungen überwiegen, gibt es im Szenario ohne PV-Anlage viele Ausreißer nach oben (hohe Kosteneinsparung) und nach unten (hohe Mehrkosten). Dies zeigt, dass die verfolgte Lade- und Entladestrategie an einigen Tagen sehr gut und an anderen Tagen überhaupt nicht gut funktioniert.

Das Optimierungspotenzial besteht darin eine Strategie zu entwickeln, die die vorhandenen Unsicherheiten (HH-Last und ggf. Strompreisentwicklung) möglichst präzise abdeckt, sodass es idealerweise nie zu Mehrkosten im Vergleich zum unidirektionalen Laden kommen kann.

Abschließend wurde in der Studie eine Sensitivitätsanalyse für alle Standorte durchgeführt, um herauszufinden welche der Variablen den größten Einfluss auf das Einsparpotential hat. Exemplarisch zeigt das Bild 8, dass das Einsparpotential sowohl in der besten als auch in der schlechtesten Paarung zwischen dem Haushaltslast- und den Mobilitätsprofilen maßgeblich von Strompreisvolatilität und der Akkukapazität der Elektrofahrzeuge bestimmt wird.

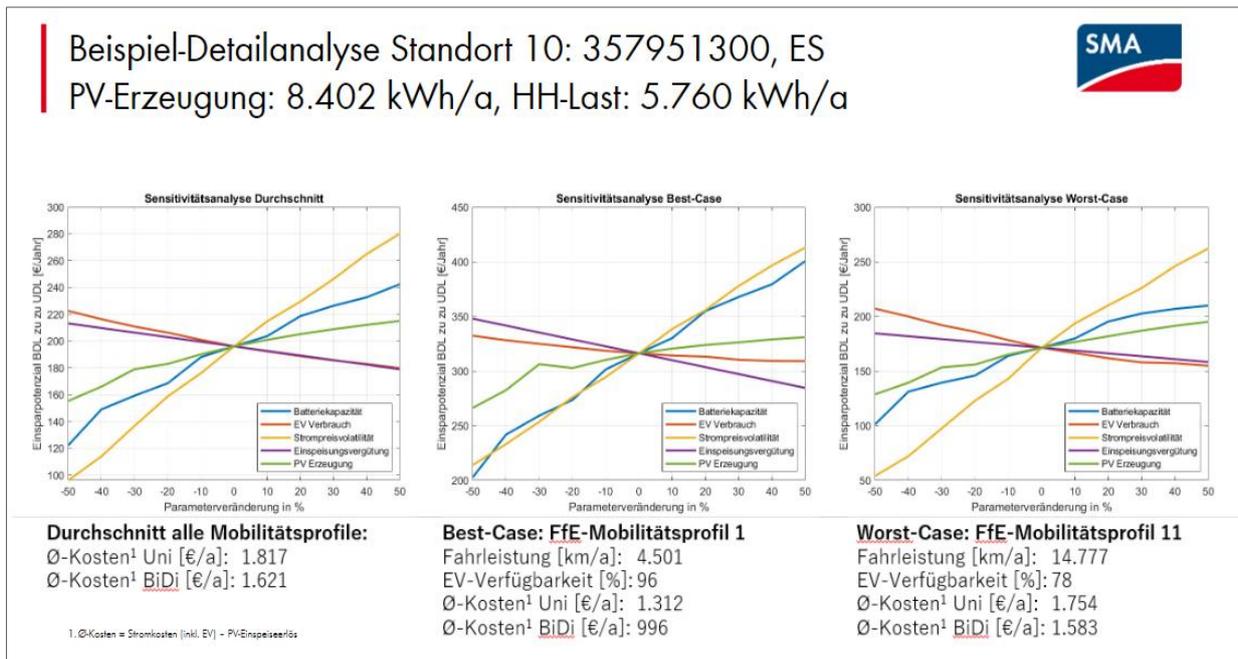


Bild 8: Sensitivitätsanalyse am Beispiel eines spanischen Standorts mit variablen Stromtarifen und PV-Erzeugung

Bietet das Fahrzeug also einen größeren Akku, lässt sich zu Niedrigstrompreisen auch mehr günstige Energie zwischenspeichern. Und je nach dem wie groß die Spanne zwischen Strompreistiefst- und -höchststand ist, lässt sich durch das bidirektionale Laden das Einsparpotential verbessern.

Abschließend konnte durch diese Arbeiten ein durchschnittliches Einsparvermögen von 100 bis 250 € pro Jahr ermitteln werden, wenn die eigens erzeugte PV-Energie und börsenstromorientierte Tarife genutzt werden. Bei Mehrkosten einer bidirektionalen Wallbox von 1.000 bis 2.000 € wäre eine Amortisation im Bereich von 4 bis 20 Jahren möglich. Diese große Spanne zeigt, dass das bidirektionale Laden keine Anwendung für jeden Haushalt ist und im Einzelfall bewertet werden muss, ob der Einsatz lohnenswert ist.

6.2 Konzept der bidirektionalen DC-Wallbox

In diesem Abschnitt werden die Erkenntnisse bei der Ableitung einer bidirektionalen DC-Wallbox aus einem PV-Batteriewechselrichter zusammengefasst.



Bild 9: Versuchsmuster bidirektionale DC-Ladestation auf Basis angepasster Großserien-Wechselrichtertechnik

Als Basis dafür wurde ein dreiphasiger Batterie-Wechselrichter mit 50 kW Nennleistung für industrielle Anwendungen gewählt. Im Gegensatz zu den String-Wechselrichtern im Heimbereich mit deutlich kleinerer Leistung (1,5 bis 12 kW) ist dieses mit einem symmetrischen DC-Steller (geringere Spannungsbelastung für das Fahrzeug) ausgestattet, modular aufgebaut und verfügt über hinreichend Ressourcen (interne Stromversorgung, Rechenleistung, Platz, ...) für eine effiziente Entwicklungsarbeit. Die Übertragbarkeit der Erkenntnisse auf Geräte kleinerer Leistung ist sichergestellt.

Im Bereich der Betriebsführung und Regelungstechnik waren umfangreiche Anpassungen für den Betrieb als Wallbox notwendig. Bei dem Betrieb mit einer stationären Batterie sind die primären Regelziele auf die AC-Seite, also das Netz, gerichtet. Aufgrund von höheren Anforderungen an die Dynamik beim Einsatz als bidirektionale Wallbox, müssen nun auch die Regelziele der DC-Seite, also des Fahrzeugakkus, berücksichtigt werden.

Die erstellte Regelungsstruktur wurde bereits an einer bidirektionalen DC-Laborquelle getestet. Diese ersetzt hierbei das Elektro-Fahrzeug. Manuelle Ladevorgänge ohne Kommunikation in beide Richtungen sind bereits möglich. Die Aktivitäten zur Integration des Ladecontrollers von AixACCT sind weiterhin in Arbeit. Die Hardware-Schnittstelle wurde auf CAN festgelegt. So lassen sich die erforderlichen Latenzen mit der gegebenen Hard- und Softwarestruktur bei geringem Umsetzungsaufwand sicherstellen. Zur Unterstützung der Entwicklung bei AixACCT ist ein Sonderbetriebsmodus integriert, in dem sich die Rechnerbaugruppen wie ein komplettes Gerät verhalten, so dass für die Entwicklung dort keine Leistungsteil benötigt wird.

Im Bereich der Hardware sind zusätzliche Trennstellen und Messstellen an der Fahrzeugseite erforderlich. Die umfangreichste Anpassung ist die Ertüchtigung zum Aufschalten der AC-Spannung. Während PV- und Batterie-Wechselrichter üblicherweise aus der DC-Spannung starten, die aus dem PV-Generator oder der stationären Batterie stammen, ist dies bei einer Wallbox nicht möglich. Um das zu ermöglichen, wurden Vorladekomponenten, die im Umfeld von weiteren Förderprojekten zu DC-Industrie und Elektrolyse entwickelt wurden, in das Gerät integriert. Diese dienen auch zur normativ geforderten Vorladung des Kabels und Fahrzeugs beim Ladestart.

Neben den Arbeiten zur Entwicklung der DC-Wallbox aus PV-Batteriewechselrichtern wurde auch weiter am transformatorlosen Betrieb gearbeitet. Ein Aspekt ist dabei der Schutz des Gerätes und des Fahrzeugs vor hohen Erdschlussströmen, die beispielsweise bei einer Beschädigung des Ladekabels auftreten könnten. Eine Lösung dazu ist in der Patentanmeldung DE 10 2023 128 758.3 beschrieben. Weiterhin ist es notwendig die Isolation vor dem Zuschalten bei Ladestart festzustellen. Ein Verfahren dazu ist in der Patentanmeldung DE 10 2023 136 097 beschrieben. Beide Patentanmeldungen sind im Rahmen des Verbundprojektes angemeldet und mit den Partnern diskutiert wurden. Weitere Aspekte zum transformatorlosen Betrieb, wie z.B. der Schutz vor gefährlicher Körperdurchströmung, sind noch zu betrachten.

6.2.1 Hardware-Anpassungen

Die folgende Abbildung zeigt einen Überblick der Komponenten des erstellten Demonstrators. Dabei sind, bis auf wenige Ausnahmen, nur Komponenten dargestellt die angepasst oder ergänzt wurden. Die einzelnen Änderungsstellen sind im Folgenden beschrieben.

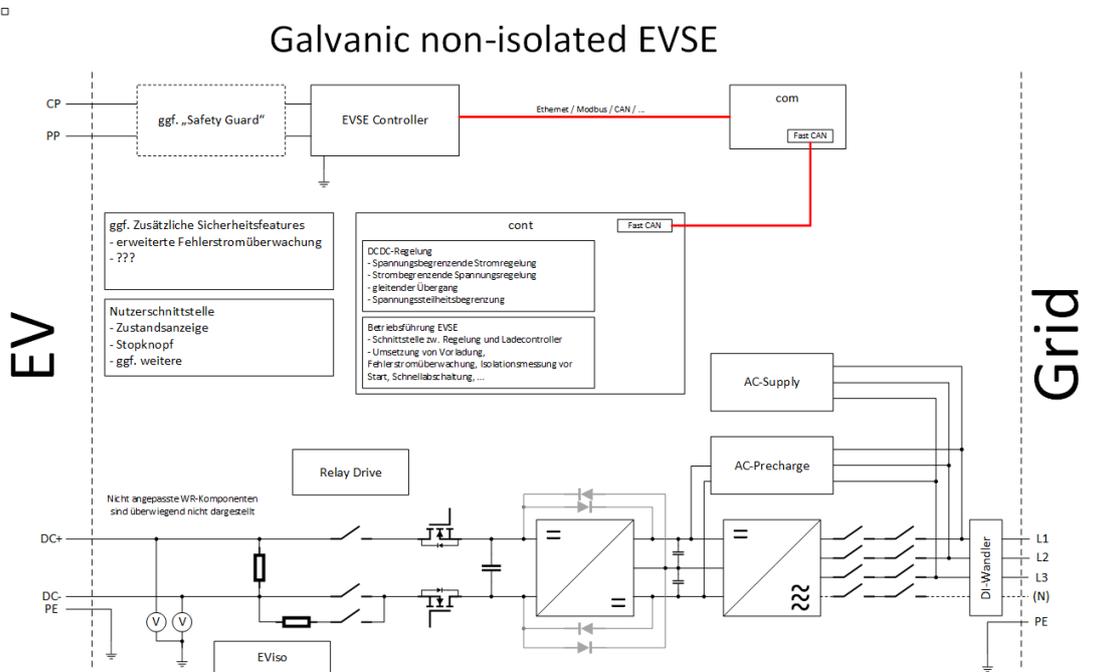


Bild 10: Übersichtgraphik zu den Systemkomponenten des Demonstrators

1. Integration des Ladecontrollers

Eine wesentliche Änderung der Hardware bestand in der Integration eines Ladecontrollers. Dieser stellt die Kommunikation zum Fahrzeug her, und gibt die erforderlichen Grenz- und Sollwerte sowie Kommandos weiter. Der Ladevorgang wird vom Fahrzeug geführt. Daraus folgt, dass im Gegensatz zu PV- und Batteriewechselrichtern, eine geringe Latenz im Bereich von wenigen 100ms der Kommunikation erforderlich ist. Um diese zu erreichen, wird als Schnittstelle CAN gewählt und der Ladecontroller direkt an die Regelungsbaugruppe (cont in Bild 10) angebunden.

2. Starten von der AC-Seite und strombegrenztes Vorladen des Fahrzeugs

PV- und Batteriewechselrichter beziehen ihre Eigenversorgung beim Starten üblicherweise DC-seitig. Das betrifft sowohl die Versorgung der internen Komponenten wie z.B. die Rechnerbaugruppen, als auch das Laden des Zwischenkreises. Eine DC-Wallbox muss aber mit dem Fahrzeug kommunizieren und auch das Fahrzeug an der Trennstelle vorladen, bevor ein Ladevorgang starten kann.

Die Eigenversorgung wird durch Standardkomponenten hergestellt. Für die Vorladung des Zwischenkreises wird eine bereits vorhandene Komponente aus dem Umfeld von industriellen DC-Netzen und Elektrolyse-Anwendungen eingesetzt.

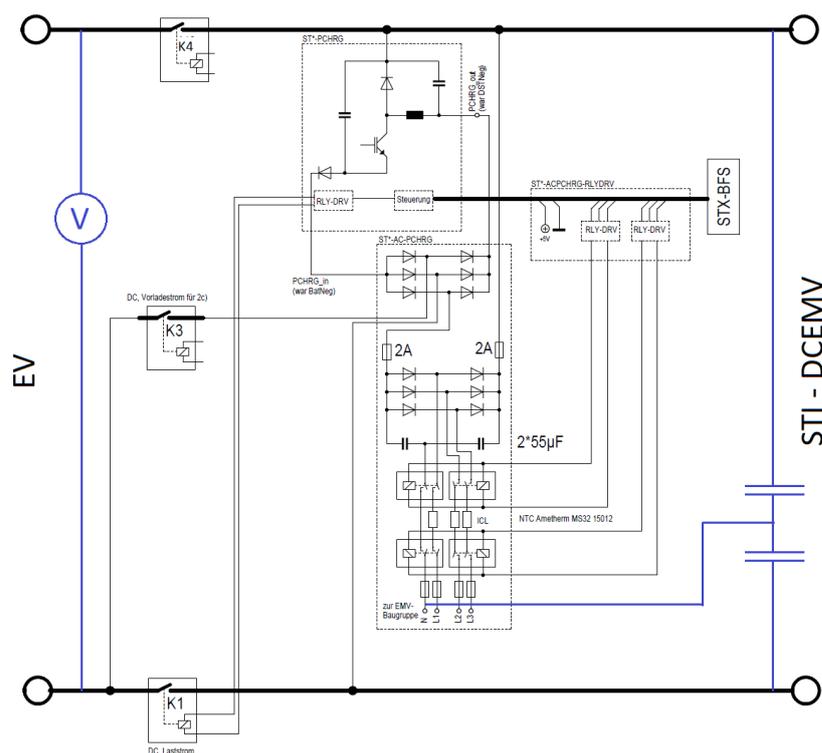


Bild 11

Diese Komponente besteht aus drei wesentlichen Teilen. Ein Tiefsetzsteller erlaubt die effiziente und strombegrenzte Anpassung von Spannungen aneinander (ST*-PCHRG im Bild 11). Dieser Tiefsetzsteller benötigt keine eigene Spannungsversorgung und kann über eine Dioden-Anordnung an verschiedene Potenziale mit

gemeinsamem positivem Pol angeschlossen werden (in ST*-AC-PCHRG im Bild 11). Bei der DC-Wallbox ist das der Eingang des DC-Stellers (STI-DCEMV im Bild 11), das Fahrzeug (EV im Bild 11) und der Ausgang eines Gleichrichters (in ST*-AC-PCHRG im Bild 11). Dieser Gleichrichter erzeugt aus der dreiphasigen Netzspannung eine Gleichspannungsversorgung für die Vorladung des Zwischenkreises.

Damit kann zunächst beim Starten des Demonstrators der Zwischenkreis über den DC-Steller aus dem Netzgleichrichter aufgeladen werden. Um Kreisströme zu vermeiden, werden kurz vor dem Schließen der Netzrelais des Leistungspfad die Relais der Vorladebaugruppe geöffnet. Damit wird auch vermieden, dass das Fahrzeug ungewollt vom Netz vorgeladen wird. Die Relais K1, K3 und K4 sind für diesen Vorgang geöffnet.

Zum Vorladen des Fahrzeugs werden K3 und K4 geschlossen. Die Spannungsquelle für diesen Vorgang ist dann der DC-Steller des Geräts (an STI-DCEMV im Bild 11). Nach Abschluss des Vorgangs kann dann, auf Kommando des Fahrzeugs K1 geschlossen werden.

3. Isolationsmessung des EV & Entladung des EV

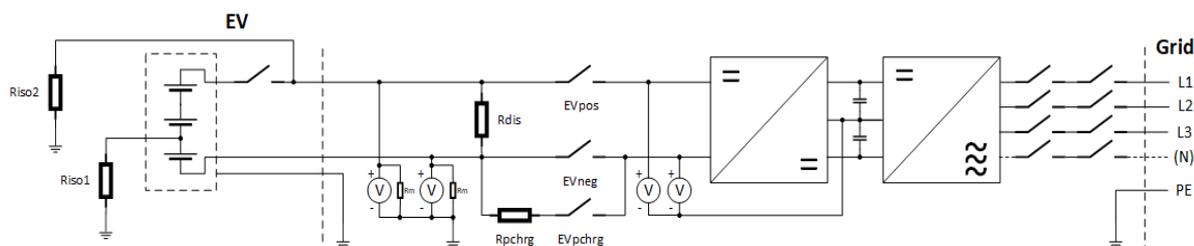


Bild 12

Normativ ist eine Entladung der Kapazitäten des Fahrzeugs und des Kabels vorgeschrieben. Diese kann einfach durch den Widerstand Rdis erreicht werden.

Neben der Entladung wird der Entladewiderstand auch für die Isolationsmessung des Fahrzeugs und Ladekabels genutzt. Dazu wird jeweils nur eine der Trennstellen EVpos oder EVneg (bzw. EVpchrg) geschlossen und über den Entladewiderstand ein Spannungsteiler mit dem Isolationswiderstand (beispielsweise Riso1 oder Riso2 in Bild 11) aufgebaut. Mit den beiden Spannungsmessungen am positiven und negativen Leiter der Fahrzeug-Seite kann nun die gesamte Spannung am Teiler und die geteilte Spannung gemessen werden. Wenn diese Messung mit zwei verschiedenen Quellspannungen durchgeführt wird, kann der unbekannte Isolationswiderstand Riso und die unbekannte Quellspannung berechnet werden. Damit die Messung im zu erwartenden Bereich (galvanisch getrennte Systeme müssen ab 500 Ohm/V warnen und ab 100 Ohm/V abschalten) von einigen zehn bis hundert Kiloohm genaue Werte liefert, sollte der Entladewiderstand auch in dieser Größenordnung liegen. Das ist größer als für die Entladefunktion nötig.

4. Trennstellen und Messung der Fahrzeugspannung

Für die Trennstelle zum Fahrzeug wurden Standardkomponenten verwendet. Ebenso ist die Umsetzung der zusätzlichen Messung der Fahrzeugspannung Standardtechnik. Diese ist zusätzlich nötig, weil bei Ladeende, auch bei geöffneter Trennstelle, weiterhin die Spannung am Ladekabel an das Fahrzeug gemeldet werden muss. Dieses führt damit die Prüfung seiner eigenen Trennstelle durch.

5. Anpassung des Ausgangsfilters

Beim ausgewählten Basisgerät war der Rippleanteil des DC-Stroms etwas höher als normativ gefordert. Das konnte durch eine Anpassung des Ausgangsfilters gelöst werden.

6.2.2 Software-Anpassungen

Regelung und Betriebsführung

In üblichen Batteriewechselrichtern stellt der DC-Steller eine feste Zwischenkreisspannung her, der AC-Steller versorgt sich daraus, um die Regelungsziele für die Netzleistung zu erfüllen. Wenn Regelungsziele für die Batterie-seite bestehen (z.B. die Batterie auf einen gewissen Wert aufladen), dann wird das über Sollwerte der AC-Seite umgesetzt.

Bei der Ladung und Entladung von Fahrzeugen sind alle Regelungsziele auf die DC-Seite gerichtet, und die AC-Seite dient nur als Energiequelle für den Zwischenkreis.

Konkret erfüllen die Regelung und Betriebsführung folgende Anforderungen:

- Einregeln eines vorgegebenen Stroms unter Einhaltung der Hardware-Grenzen
- Einregeln einer vorgegebenen Spannung unter Einhaltung der Hardware-Grenzen
- Überlagerte Begrenzung der Ausgangsspannung auf vorgegebene Grenzwerte
- Überlagerte Begrenzung der Steilheit der Ausgangsspannung
- Die Regelung muss mit einer Batterie (harte Spannungsquelle) und offenen Klemmen (also nur Y- und Kabelkapazität) als Last stabil arbeiten
- Die Regelung muss auch bei 100% Lastabwurf stabil bleiben, weiter die Spannungssteilheit begrenzen und nicht mehr als 10% über die Maximalspannung überschwingen
- Nahtloser Wechsel zwischen Spannungs- und Stromregelung
- Ausführen von Shutdown- und Emergency-Shutdown-Prozeduren
- Die Betriebsführung muss die Schrittkette bis zum Ladestart gemäß IEC 61851-23 mit Isolation prüfen, Vorladen, usw. ausführen

6.2.3 Inbetriebnahme und Tests

Die Erprobung des Demonstrators inkl. Aixacct Ladecontroller erfolgte mit einem bei SMA vorhandenen Vector-Prüfsystem. Die Firma Vector ist führend im Bereich Fahrzeugkommunikation und die Nutzung es Systems fand auch bei der Weiterentwicklung der AC Wallbox Anwendung. Über das Prüfsystem lässt sich das Fahrzeug-Verhalten im Bereich Kommunikation und Ladestrategie nachempfinden und implementierte Protokolle testen.

Mit dem Aufbau, der Inbetriebnahme und dem Test im Labor waren die Arbeiten im Förderprojekt PVtec Charger abgeschlossen. Der Demonstrator durfte mit dem noch unvollständigen Sicherheitskonzept nicht an Serienfahrzeugen getestet werden. Die Weiterentwicklung des Gerätekonzepts und die Erprobung des bidirektionalen Ladens erfolgte im parallel-laufenden Verbundförderprojekts Systemladen 2025.

6.3 Hochintegrierte AC-Ladelösung

Vor der Weiterentwicklung des SMA EV Chargers, wie die zu Projektbeginn existierende AC-Ladelösung hieß, wurde eine Auswertung der bisherigen Einsatzgebiete durchgeführt. Darüber hinaus wurde der Einfluss der elektrisch zurückgelegten Kilometer auf die Umwelt ermittelt. Die Auswertung basiert auf Daten aus dem Sunny Portal, einer webbasierten Oberfläche über die das Energiemanagement der SMA-Kundenanlagen gesteuert und überwacht werden kann. Für die Auswertung wurde die anonymisierte Datenbasis von mehr als 25.000 PV-Anlagen aus 35 Ländern (80% davon in Deutschland) herangezogen. An diesen ausgewählten Anlagen wurde im Zeitraum von Juli 2020 bis November 2022 je mindestens ein SMA EV Charger installiert. Die Anlagengröße erstreckt sich dabei von sehr kleiner (1,5 kWp) bis verhältnismäßig großer (1.390 kWp) Wechselrichterleistung. Den klassischen Eigenheimbereich von 1,5 bis 15 kWp decken dabei 76% der Anlagen ab. In 53% dieser Haushalte sind Heimspeicher installiert. Knapp ein Zehntel der Haushalte im definierten Eigenheimbereich haben sogar zwei oder drei SMA EV Charger installiert. In Tabelle 1 ist die Gesamtenergiemenge, die von allen Anlagen über die SMA EV Charger geladen wurde und deren Anteil aus PV- und Netzbezug dargestellt.

Tabelle 1: Anteil der Energiemenge, die von allen Haushalten geladen wurde im Zeitraum von Juli 2020 bis November 2022

Gesamtenergie	PV-Energie	Aus dem Speicher	Netzbezug
28,5 GWh (100%)	12,1 GWh (42%)	3,1 GWh (12%)	13,3 GWh (46%)

Da die Energiemenge, die aus dem stationären Speicher bezogen wurde, vollständig aus PV-Erzeugung stammt und nur zwischengespeichert war, werden PV- und Speicherenergie in der folgenden Betrachtung aufsummiert. Somit ergeben sich 15,2 GWh PV-Energie, die im Betrachtungszeitraum über den SMA EV Charger in Elektroautos geladen wurden. Mit 15,2 GWh könnte ein durchschnittliches Elektroauto mit einem Verbrauch von 18 kWh/100km ungefähr 84 Mio. km zurücklegen. Das entspricht der Strecke zwischen Erde und Mars. Wären diese Kilometer mit einem Benziner bei 7l/100km und 2,37 kg CO₂ pro Liter zurückgelegt worden, entspräche das einem CO₂ Äquivalent von ca. 14.000 t CO₂. Da durch das PV-optimierte Laden neben dem Kraftstoff, auch kein Bezug aus dem Stromnetz erforderlich war, kommt diese Einsparung hinzu. Bei einem durchschnittlichen CO₂ Äquivalent des deutschen Strommix von 420 g/kWh konnten durch PV-optimiertes Laden zusätzliche 6.400 t CO₂ eingespart werden. In Summe konnte also in den vergangenen 2,5 Jahren die Emission von 26.300 t CO₂ vermieden werden. Um eine ähnliche Reduktion zu erreichen, wäre 1,6 ha, also 16.000 m², europäischer Mischwald über den betrachteten Zeitraum nötig gewesen.

In diesem Abschnitt wird der Einfluss der Jahreszeiten auf die Ladestrategie beschrieben. Da die individuelle Mobilität mit dem PKW für die meisten Nutzer unabhängig von der Jahreszeit ist, kann davon ausgegangen werden, dass die Fahrleistung über das Jahr gleich verteilt ist. Konkret wird gemittelt über jeden SMA EV Charger pro Monat eine Energiemenge von 100 bis 135 kWh geladen. Das entspricht einer Fahrleistung von 550 bis 750 km pro Monat oder 6.600 bis 9.000 km Fahrstrecke im Jahr. Da besonders in den Urlaubs- und Wintermonaten auch öffentlich geladen wird, sind diese Werte durchaus plausibel. Eine saisonale Abhängigkeit der Energiemenge ist nicht feststellbar. Um den Einfluss der Jahreszeiten auf die Ladestrategie zu untersuchen, werden

die Daten der Jahre 2021 und 2022 in „Sommermonate“ (Mai bis August) und „Wintermonate“ (November bis Februar) geteilt. Da nahezu alle Daten in Europa erhoben wurden, gibt es keinen Einfluss der südlichen Hemisphäre und „vertauschter“ Jahreszeiten. Im Mittel werden in den Sommermonaten 78% der Fahrstrecke mit PV-Energie direkt aus der PV-Anlage oder aus dem Zwischenspeicher zurückgelegt. Wie in Bild 4 zu sehen, folgt die in die Elektrofahrzeuge geladene Energiemenge der PV-Erzeugungskurve. Mit zunehmender PV-Erzeugung nimmt auch die in die Fahrzeuge geladene Energiemenge zu.

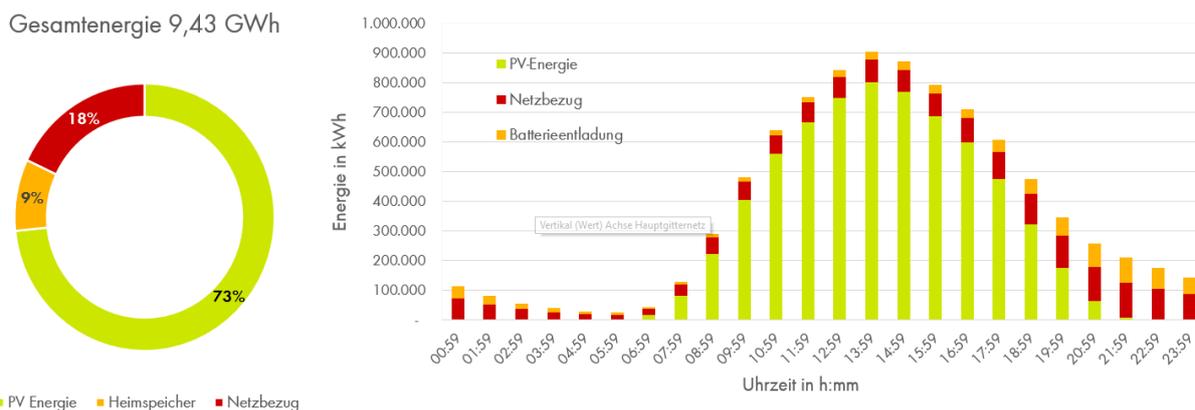


Bild 13: gemittelte Energiemenge für Ladungen zwischen April und September

Daraus lässt sich ableiten, dass gemittelt über die Gesamtzahl der Anlagen, eine signifikante Anzahl der Fahrzeuge während des Tages laden kann. Das wird u.a. auf das vermehrte Homeoffice während der Corona-Pandemie und die Nutzung des Elektroautos als Zweitwagen zurückgeführt. Ein weiterer Grund sind die Anlagen über 15 kWp (knapp 25%), die zum großen Teil auf Gewerbebetrieben installiert sind und mit dem SMA EV Charger die Fahrzeuge der Kunden oder Mitarbeiter tagsüber laden. Mit abnehmender PV-Erzeugung, ab etwa 14 Uhr, nimmt die geladene Energiemenge nicht im gleichen Maße ab. Hier kommt die Teilmenge der Nutzer zum Tragen, die ihr Fahrzeug für die Fahrt zu Arbeit einsetzen und am Nachmittag den Ladevorgang beginnen. In diesen Haushalten konnte sich der Heimspeicher über den Vormittag und die Tagesmitte aufladen und gibt nun seine Energie an das Fahrzeug ab. Neben der zunehmenden Heimspeicherentladung steigt in den Abendstunden auch der Netzbezug. Im Mittel steuert der Heimspeicher 8% der Energie bei. Dieser kleine Wert entsteht durch die Mittelung aller Anlagen, von denen nur knapp die Hälfte einen Heimspeicher nutzt. In den Wintermonaten ist die Energiemenge zum Laden nicht signifikant an die solare Erzeugung gekoppelt. Es kommt zu zwei Peaks, einem PV-orientierten um 14 Uhr und einem nutzerorientierten Peak um 19 Uhr. Besonders der zweite Peak wird größtenteils durch Netzbezug gedeckt (Bild 5). Es können nur 27% der Ladung mit PV-Energie gedeckt werden. Wo im Sommer von 8 bis 21 Uhr eine Ladung mit PV-Energie möglich ist, kann im Winter nur zwischen 10 und 16 Uhr auf PV-Energie zurückgegriffen werden. Der Heimspeicher trägt mit 6% der Energie ebenfalls zur Ladung in der zweiten Tageshälfte bei, muss allerdings von einer großen Menge Netzenergie unterstützt werden. Der Netzbezug liegt bei 73%. In beiden Diagrammen ist das geringste Ladeaufkommen zwischen 4 und 6 Uhr morgens.

Gesamtenergie 9,88 GWh

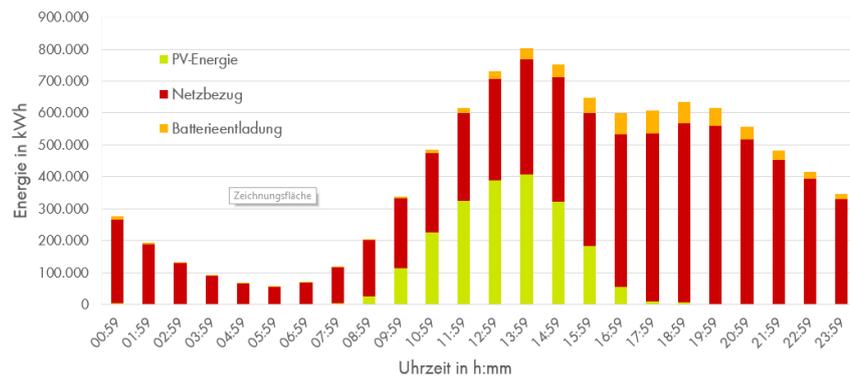
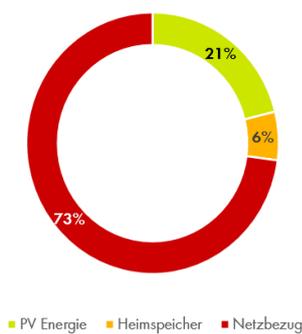


Bild 14: gemittelte Energiemenge für Ladungen zwischen Oktober und März

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die benötigte Energiemenge pro Tag übers Jahr verteilt, sehr ähnlich ist. Jedoch kann speziell in den Wintermonaten die benötigte Energie kaum noch über die eigene PV-Energie gedeckt werden, d.h. es kommt zu verstärktem Netzbezug und damit auch zu real erhöhten Emissionen von CO₂.

Es wird weiterhin in der Auswertung auf das Nutzerverhalten von zwei beispielhaften Haushalten eingegangen. Für Details verweisen wir auf die Veröffentlichung der Auswertung beim 38. PV-Symposium in Bad Staffelstein 2023 [3].

Durch die Steuerung intelligenter, flexibler Verbraucher wie dem Elektroauto, lässt sich mit Hilfe von Prognosen der Netzbezug in Hochzeiten verringern. Das vermeidet nicht nur den Ausstoß von CO₂ in Spitzenlastkraftwerken, sondern gibt jedem Einzelnen das Gefühl von Unabhängigkeit und Versorgungssicherheit. Für die Auslegung und Abstimmung der Einzelkomponenten gibt es noch Optimierungsbedarf, allerdings zeigt der Erfahrungsbericht eindrucksvoll, welches Potential bereits vorhanden ist. Für die Zukunft der E-Mobilität gilt es nicht nur die Netze durch PV-optimiertes Laden zu entlasten, sondern auch sie aktiv zu stabilisieren. Die technischen Voraussetzungen durch bidirektionales Laden sind bekannt und erprobt, es werden jedoch regulatorische Grundlagen und auch Anreize für die E-Mobilisten benötigt, um die Vision von virtuellen Kraftwerken aus Elektroautos (oder Vehicle to Grid) umzusetzen.



Bild 15: erstes Funktionsmuster im Gehäuse des alten EV Chargers

Im Gegensatz zum bisherigen SMA AC-Charger zielt die Weiterentwicklung im Rahmen von PVtec-Charger darauf ab, eine deutlich integriertere, universelle Ladelösung von Heim- und Gewerbeanwendungen zu erreichen. Das Funktionsmuster (Bild 15, rechts) ermöglicht signifikante Kostenreduktion der gesamten Ladeinfrastruktur, durch die Abkehr von marktüblichen Aufbauten mit Hutschienenkomponenten und Verkabelung.

Durch eine tiefe Systemintegration konnten der Funktionsumfang erweitert und die Komplexität des gesamten Systems verringert werden. Umfangreiche Schnittstellen in Hardware und Software bilden eine zukunftssichere Ladelösung. Ein integrierter RFID-Leser und die Möglichkeit der Nutzung eines optionalen GSM (Global System for Mobile Telecommunication) Moduls erweitert den Einsatzbereich der Ladestation. Der RFID-Leser ermöglicht die Authentifizierung des Nutzers im privaten, öffentlichen und halb-öffentlichen Bereich, um im Backend Zugangsberechtigungen, hinterlegte Tarife oder Ladefunktionalitäten freizuschalten. Zudem lässt sich durch den RFID-Tag auch der Missbrauch der Ladesäule verhindern und die geladene Energiemenge einem speziellen Tag zugewiesen. Das GSM-Modul erlaubt die kommunikativen Anbindungen der Wallbox über Mobilfunk ohne Nutzung von Ethernet oder WLAN. Hierdurch lassen sich auch entlegene bzw. weitläufige Liegenschaften mit intelligenter Ladeinfrastruktur ausstatten.

Um in der Fertigung der Wallbox Kosten zu reduzieren, wurde das Aufbaukonzept ohne geräteinterne Verkabelung erstellt. Die Montagezeit an der Fertigungslinie konnte durch den in Bild 16 dargestellten Aufbau drastisch auf unter 5 Minuten verkürzt werden. Zudem können in der Fertigung automatisierte Prozesse eingesetzt werden und somit die Qualität durch Wegfall händischer Arbeitsschritte erhöht werden. Durch weniger Ausschuss kommt es zu reduzierten Nacharbeiten und Verschwendung, was in der Folge die Nachhaltigkeit des Endprodukts erhöht.

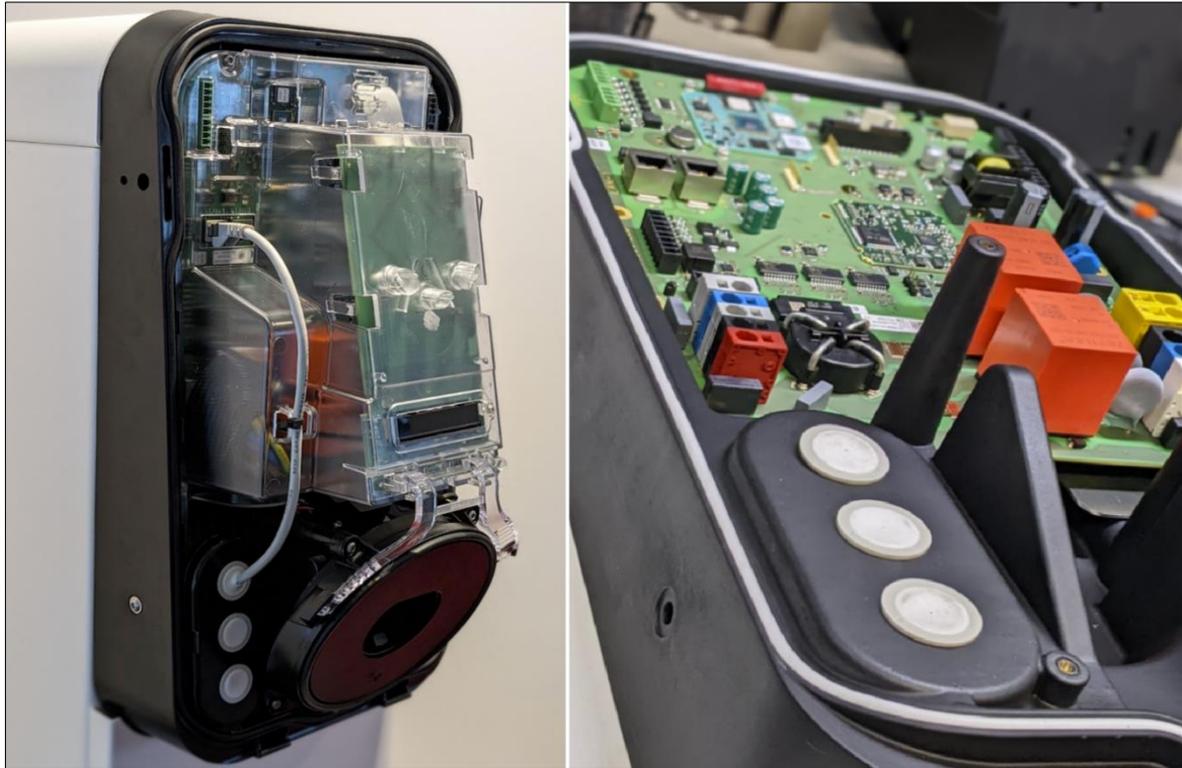


Bild 16: weiterentwickeltes Funktionsmuster im Gehäuse des neuen eChargers

Die Integration auf einer PCB (engl. Printed Circuit Board) und dem Einsatz von Industriekomponenten steigert außerdem die Zuverlässigkeit der Wallbox im Einsatz. Die ersten Lebensdauertest der vollintegrierten Kernkomponenten zur Energiemessung, Netztrennung und weiteren Sicherheitsbausteinen zeigten im Projektzeitraum keinerlei Ausfälle. Bild 17 zeigt den Leistungstest des eCharger bei in der Klimakammer unter verschiedenen Umgebungstemperaturen (-20 bis 50°C).



Bild 17: Klimakammer zum Gerätetest bei SMA

Es wurde ein Benchmark Test mit zwei Wettbewerber-Geräten durchgeführt und ermittelt, wie die Geräte auf Temperaturen zwischen 20 und 55°C reagieren. Bild 18 zeigt das alle getesteten Wallboxen ein Derating, also eine Leistungsreduktion vornehmen, um ihre Bauteile zu schützen. Durch ein stufenloses Temperatur-Derating beim eCharger wird die Ladung selbst bei 55°C noch aufrechterhalten, wobei die Vergleichsgeräte bereits den Ladevorgang bei 48 und 50°C abbrechen.

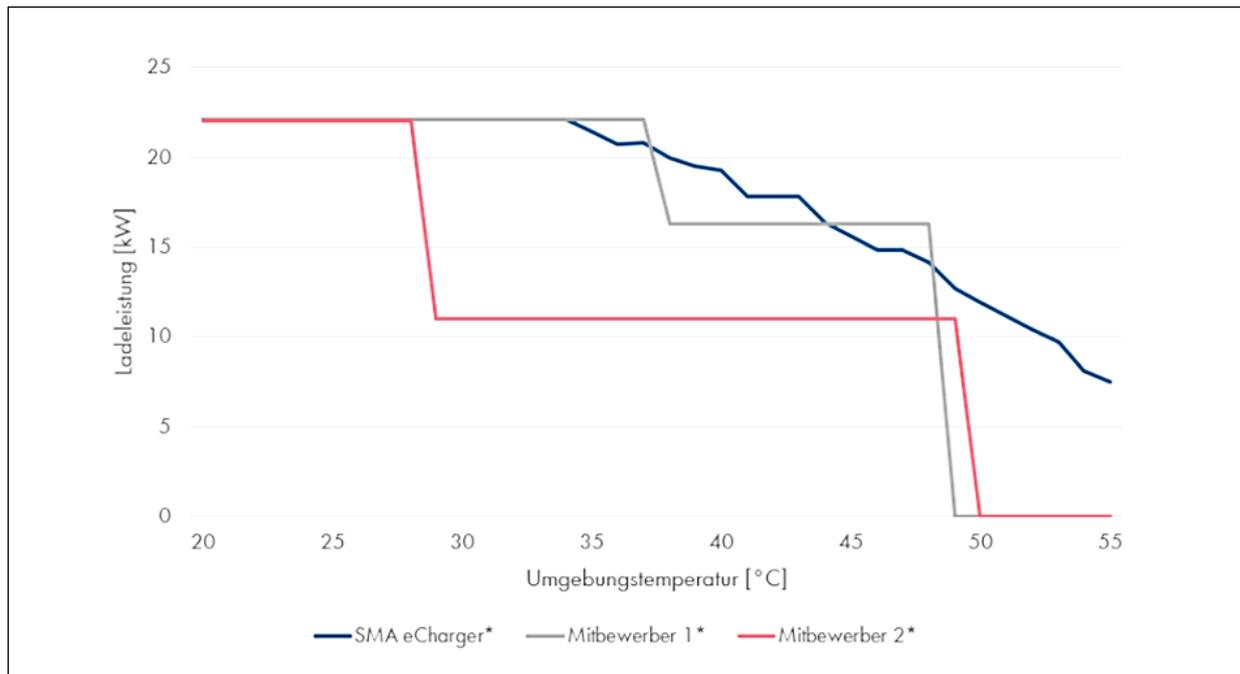


Bild 18: Temperatur-Derating Benchmark

Die durch Marktbeobachtungen identifizierten Verbesserungen der AC Wallbox sind Steigerung der Integrierbarkeit und verbesserte Nutzerinteraktion.

Um die Integrierbarkeit zu steigern, wurden zusätzlich zum SEMP Protokoll die Standardprotokolle Modbus und EEBus zur Systemintegration in der Liegenschaft und OCCP für die an Abrechnungsdienste in das Gerät integriert. Hierdurch können auch zeitvariable bzw. börsenstrompreisorientierte Stromtarife einfacher genutzt werden. Um die Integration der Ladeinfrastruktur in Liegenschaften und Haushalte mit erneuerbarer Erzeugung aus Sonne, Wind oder BHKWs zu optimieren, wird nun eine sehr feine Abstufung des regelbaren Stroms (0,1A Schritte statt vorher 1A Schritte) ermöglicht.

Um die Nutzerinteraktion zu verbessern hat die AC Wallbox ein Display und Klopfsensor erhalten, die es ermöglichen den Lademodus umzuschalten und die geladene Energiemenge sowie aktuelle Ladeleistung abzulesen (Bild 19). Dies ist im Rahmen der Erreichung der Eichrechtskonformität für halböffentliches und öffentliches Lade erforderlich. Die Klopfensoren haben sich bei Geräten der PV-Systemtechnik über Jahrzehnte bewährt, da mechanische Schalter mit ihren beweglichen Teilen oft die Lebensdauer von 20 Jahren nicht erreichen. Klopfensoren brauchen darüber hinaus keine Gehäusedurchführung, so dass das Eindringen von Feuchtigkeit vermieden werden kann.



Bild 19: Display mit Anzeige des Lademodus, bisher geladener Energie und aktueller Ladeleistung

Um die Gesamtinstallationskosten für den Anwender zu reduzieren, bietet das Gerät eine integrierte Ladeplatzbeleuchtung (Bild 20). Besonders auf gewerblichen Flächen, in Parkhäusern oder unter Carports kann durch die integrierte Beleuchtung eine zusätzliche Umfeldbeleuchtung eingespart werden.



Bild 20: Integrierte Ladeplatzbeleuchtung zur Senkung der Installationskosten

Zur Erprobung der Funktionsmuster wurde am Hauptsitz von SMA ein Outdoor-Versuchsfeld bestehend aus drei SMA eChargern, einem Energiemanager und PV-Anlage (14kWp) mit Hochvoltbatterie (11kWh) eingerichtet.

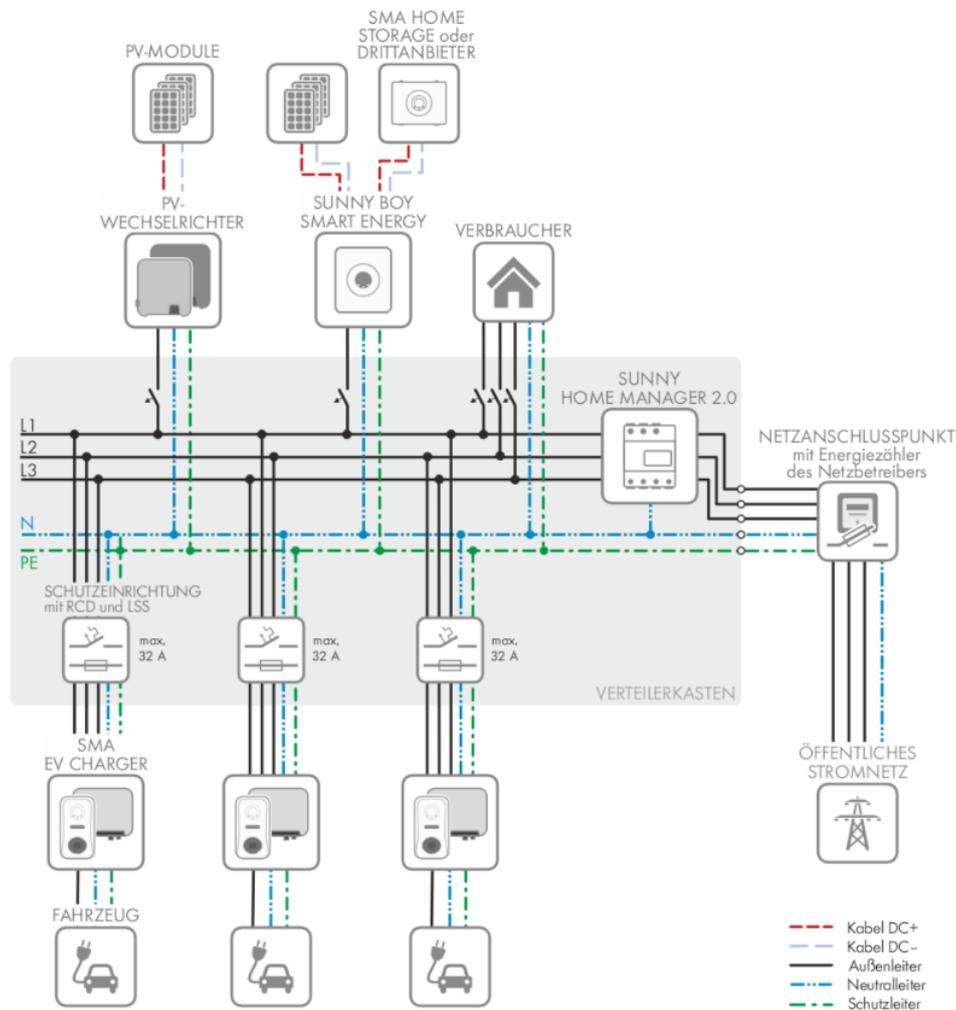


Bild 21: Blockschaltbild Versuchsfeld eCharger

Die Multi-Use-Funktion der AC-Charger, also der Betrieb mehrerer Charger in einem Energiesystem, sowie das vollintegrierte Lastmanagement wurden im Projektverlauf getestet, um die Einhaltung der Anforderungen an Schiefast und Netzanschluss zu gewährleisten. Der Multi-Use-Betrieb erlaubt den Anschluss von bis zu drei SMA eChargern. Im Multi-Use-Betrieb werden die Ladestationen rollierend an das öffentliche Stromnetz angeschlossen. Der Sunny Home Manager liefert den Ladestationen im Minutentakt Informationen zur Anzahl der aktiven Stationen. Bei gleichzeitiger Ladung mehrerer Fahrzeuge, von denen eines 2-phasig lädt, wird dieses aus Symmetriegründen auf 1-phasiges Laden beschränkt. Fällt die Kommunikation zwischen Sunny Home Manager und den Ladestationen aus, können nur 1-phasig oder 3-phasig ladende Fahrzeuge betrieben werden. 2-phasig ladende Fahrzeuge werden auch in diesem Fall auf 1-phasiges Laden begrenzt. Für den Kommunikationsausfall können Rückfallwerte definiert werden.

Im Folgenden werden Auszüge aus den Erprobungstest grafisch dargestellt. In Bild 22 ist das PV-optimierte Laden mit zwei E-Autos dargestellt. Neben der Grundlast (grau) und der Batterieladung (rot) verlaufen die Leistungskurven beider Fahrzeuge trotz unterschiedlicher Ladestartzeitpunkte innerhalb der PV-Erzeugungskurve (gelb).

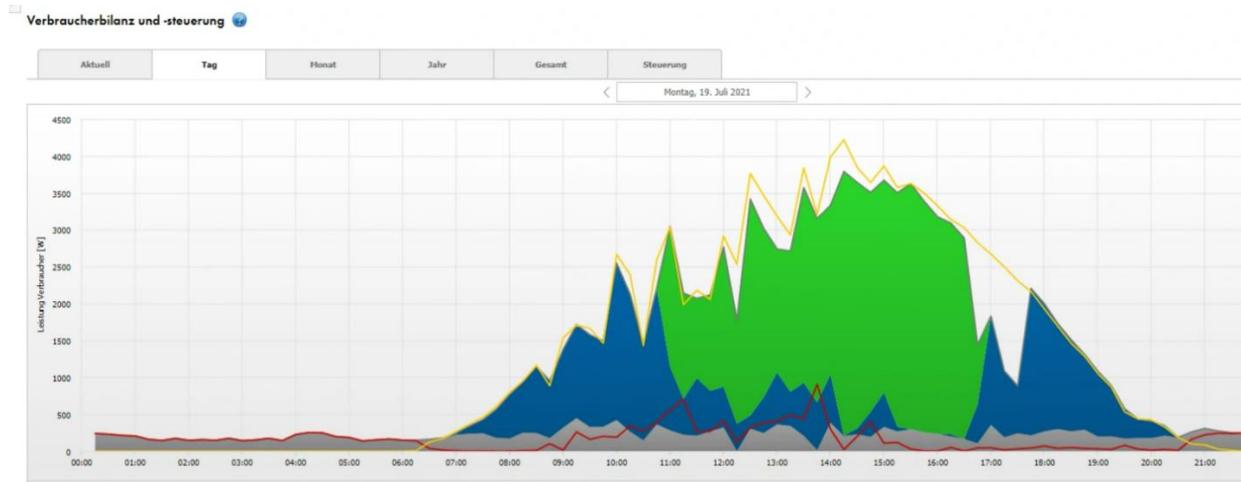


Bild 22: Zwei Fahrzeuge in PV-optimierten Lademodus

In Bild 23 ist der Ladevorgang von drei Fahrzeuge im Versuchsfeld zu sehen. Zwei Fahrzeuge laden im Lademodus „Laden mit Zielladung“ und eines im „Schnelllademodus“ ohne Zielvorgabe. Das Lastmanagement verschiebt die Ladung der ersten beiden Fahrzeuge in den Bereich mit PV-Erzeugung, erst als das Ladeziel kurz bevorsteht, wird eine höhere Leistung mit Netzbezug zugewiesen. Das dritte Fahrzeug, dass später hinzukommt und kein Ladeziel verfolgt, lädt sofort mit volle verfügbarer Ladeleistung von 11 kW.

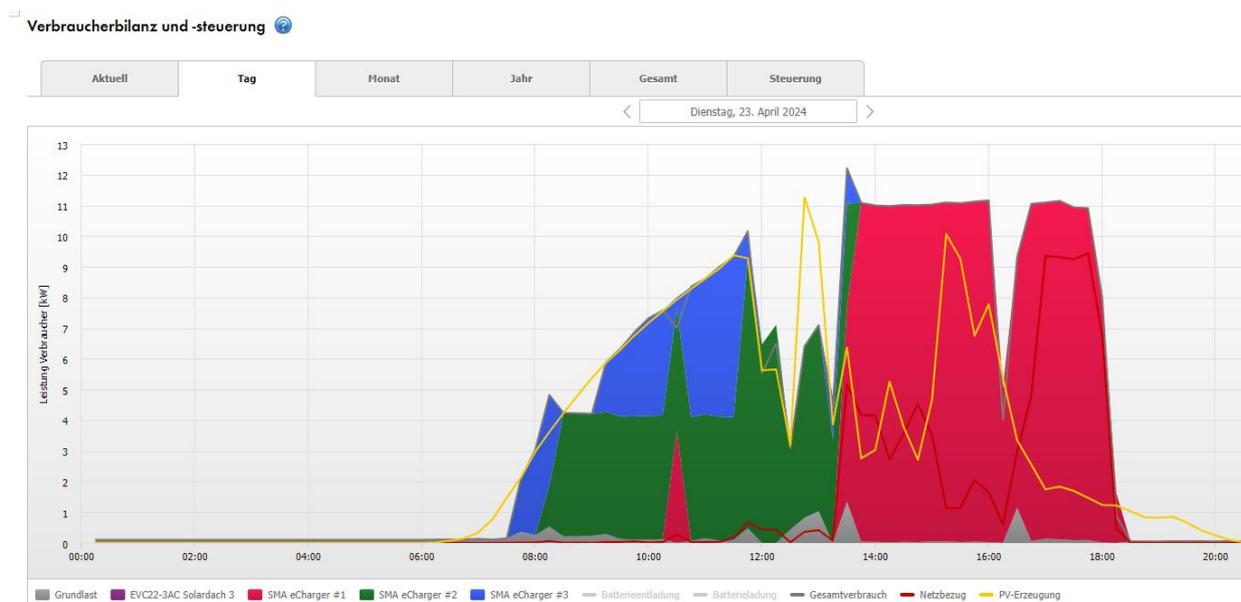


Bild 23: Zwei Fahrzeuge mit Ladeziel und ein drittes mit Schnellladen

Das dritte Beispiel in Bild 24 zeigt nun drei Fahrzeuge, die ein Ladeziel (kWh zum Zeitpunkt x) verfolgen. Wie zu sehen ist, laden zwei der Fahrzeuge einphasig bei 3,6 kW und nur das dritte Fahrzeug erhält über das Energiemanagement einen dreiphasigen Ladestrom im Rahmen der PV-Erzeugung. Erst am Ende der Ladesession bezieht das Fahrzeug 3 eine größere Energiemenge aus dem Netz.

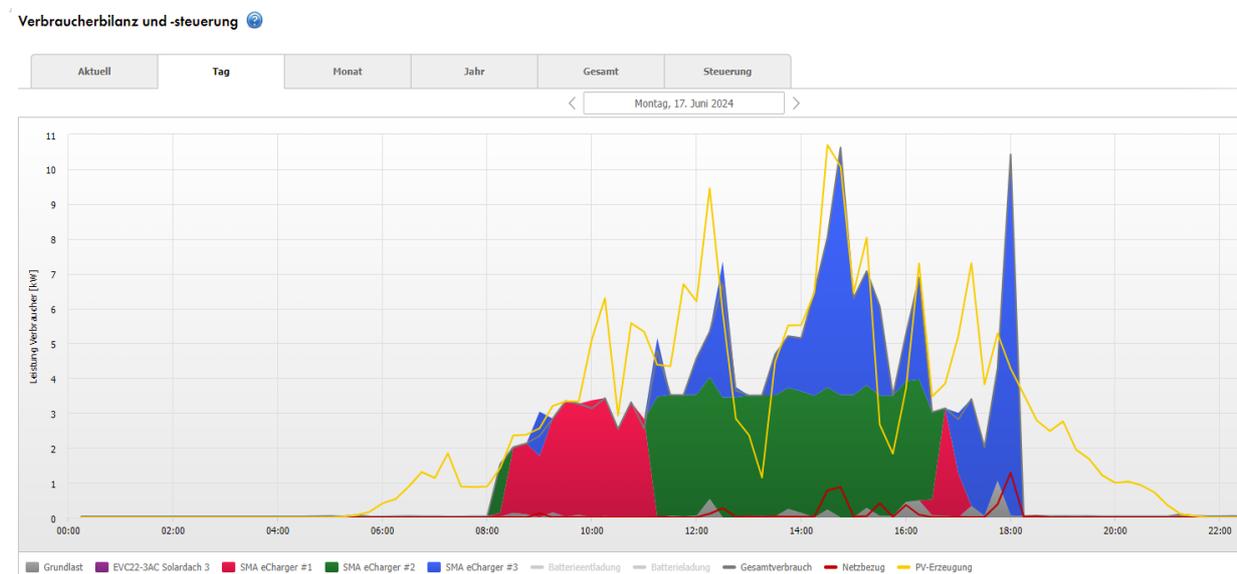


Bild 24: Drei Fahrzeuge mit Zielladung

Sollte es im Multi-Use-Betrieb zu einem Ausfall der Kommunikation oder des Energiemanagements (beispielsweise durch kurzzeitige Stromausfälle) kommen, ist der Rückfallwert der Ladeleistung aus dem Netz auf 4,6 kW begrenzt, um nach dem § 14a EnWG das Netz nicht zusätzlich mit Ladevorgängen zu belasten. So lassen sich Netzstabilität und Mobilitätsbedarf vereinbaren.

6.4 Energiemarktintegration von Flottenladeparks

6.4.1 Motivation

Durch Spotmarkt-optimiertes Laden können Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen im Rahmen vorhandener Flexibilität auf Zeiten mit günstigen Preisen gelegt und damit hohe Bezugspreise vermieden werden. Im folgenden Beispiel werden 10 Elektrofahrzeuge nicht ab 7:00 Uhr morgens aufgeladen, einer Zeit mit relativ hohem Spotmarktpreis, sondern ab 13:00 Uhr, einer Zeit mit relativ niedrigem Spotmarktpreis:

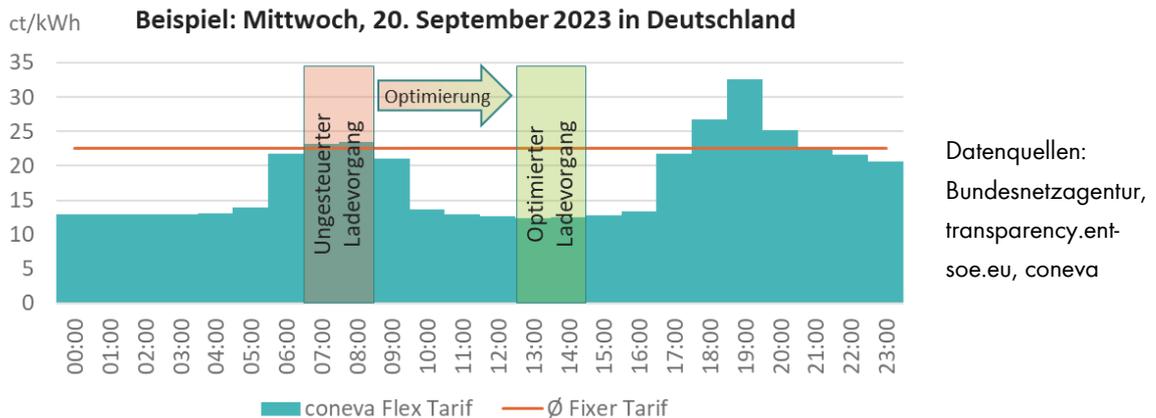


Bild 25: Spotmarkt-optimiertes Laden

Anmerkungen zu Bild 25:

- Der im Beispiel verwendete coneva Flex-Tarif basiert auf EPEX SPOT Day-Ahead zuzüglich Netzentgelten, Abgaben, Steuern und coneva-Verwaltungsgebühr, exkl. Ökostromzuschlag, netto
- Netzentgelte, Konzessionsabgaben und § 19 StromNEV-Umlagen sind das arithmetische Mittel aller gewerblichen Kunden im Jahr 2023
- KWK-Umlage, Offshore-Netzumlage und Stromsteuer Zahlen für 2024
- Der Fix-Tarif ist der mengengewichtete Durchschnittswert der gewerblichen Strompreise im April 2023 bei 50 MWh/a Verbrauch

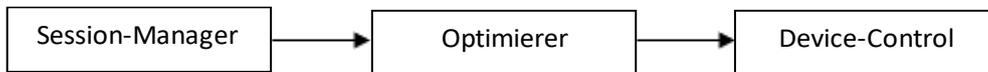
Ungesteuertes und optimiertes Laden führt zu folgenden Stromkosten:

- Ungesteuertes Laden mit je 40 kWh: 400 kWh bei durchschnittlich 23,6 ct/kWh = 94,28 €
- Optimiertes Laden mit je 40 kWh: 400 kWh bei durchschnittlich 12,7 ct/kWh = 50,72 €

Das Ergebnis ist eine Ersparnis von 43,56 € für diesen Tag bzw. 8.712 € pro Jahr bei 200 ähnlichen Tagesverläufen.

6.4.2 Konzept

Das im Projekt entwickelte Konzept für das im vorigen Abschnitt beschriebene Spotmarkt-optimierte Laden besteht aus drei wesentlichen Funktionsblöcken:



Der Session-Manager ermittelt die Flexibilität der angeschlossenen Fahrzeuge und Ladestationen:

- Welche Nutzer möchten laden (z.B. Privat vs. Unternehmen)?
- Wie soll der Ladevorgang abgerechnet werden?
- Wie ist die aktuelle Netzsituation (z.B. max. Anschlussleistung, Engpass VNB)?
- Wie lang ist die zu erwartende Ladedauer?
- Welche Min-/Max-Ladeleistung ist möglich (inkl. Anzahl Phasen)?
- Welcher Min-/Max-Energiebezug wird erwartet?

Der Optimierer bewertet die ermittelte Flexibilität und erstellt unter Berücksichtigung weiterer Rahmenbedingungen einen Fahrplan zur optimalen Nutzung der Flexibilität:

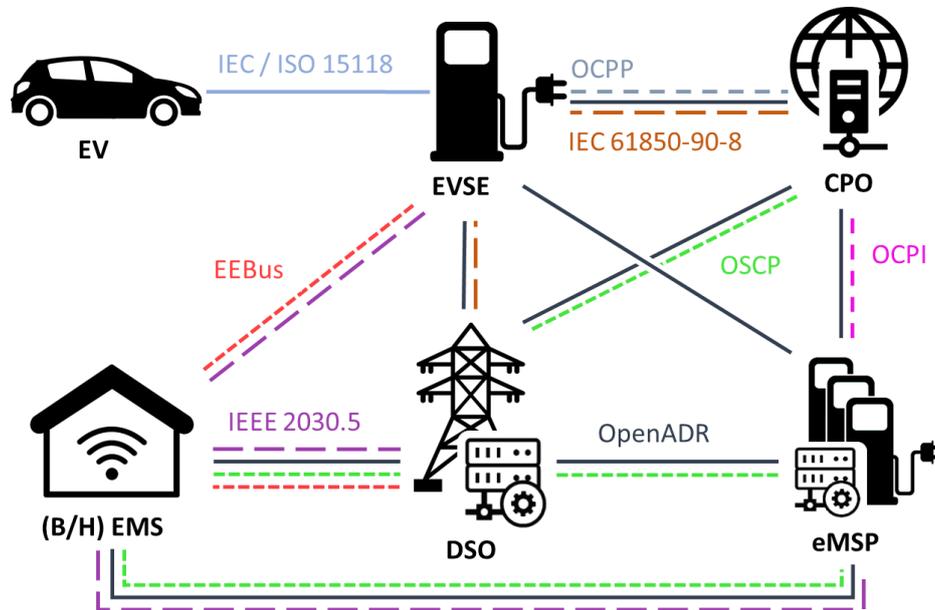
- Lokale (Überschuss-) Erzeugung
- Preise an den Strom-Spotmärkten
- Zugangsvoraussetzungen
- Einschränkungen (z.B. Netz)

Die Device-Control lädt die erstellten Fahrpläne auf die Ladestationen und steuert diese unter Berücksichtigung weiterer Rahmenbedingungen:

- Zugriff auf Ladestationen
- Energierechtliche Einschränkungen (z. B. Smart Meter Gateway / SMGW)
- Kontrolle des Fahrzeugs
- Lokale und Cloud-basierte Steuerungskonzepte
- Lokale Engpässe in Unterverteilungen

6.4.3 Wesentliche wissenschaftlich-technische und andere Ergebnisse

Protokolle im Bereich Gesteuertes Laden



- eMSP: E-Mobility-Service-Provider
- CPO: Charge Point Operator
- ADR: Automated Demand Response
- DSO: Distribution System Operator (Verteilnetzbetreiber)
- EVSE: Electric Vehicle Supply Equipment
- EV: Electric Vehicle
- DER: Distributed Energy Resource

Bild 26: Ökosystem Überblick

Tabelle 2: Kommunikationsprotokolle im Ökosystem

	Name	Anwendungsbereich (Smart Charging)	Akteure
OCPP	Open Charge Point Protocol	Energiemanagement in Ladeinfrastruktur	CPO, EVSE, Local Controller
OCPI	Open Charge Point Interface	Austausch Smart Charging Befehle zwischen eMSP und CPO	eMSP, CPO
OpenADR	Open Automated Demand Response	Informationsaustausch für ADR	DSO, EVSE
OSCP	Open Smart Charging Protocol	Energiemanagement zwischen CPO und DSO/eMSP, insbesondere Kapazitätsprognosen	CPO, eMSP, DSO
EEBUS	EEBUS	Smart Home / Energiemanagement in IoT	IoT-Geräte, EMS / universell
IEEE 2030.5	IEEE Standard for Smart Energy Profile Application Protocol	Smart Home / Energiemanagement in IoT	IoT-Geräte, EMS
IEC/ISO 15118	Road vehicles – Vehicle to grid communication interface	Bedarfs-/ Informationsaustausch zwischen EV und EVSE	EV, EVSE
IEC TR 61850-90-8	Communication networks and systems for power utility automation	Technischer Report für die Integration von E-Mobilität mit anderen DER Geräten (IEC61850-7-420 ed. 2)	EVSE, CPO, DSO
IEC Norm 63110	Protokoll zum Management von Lade- und Entladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge	Die IEC 63110-1 spezifiziert die Begriffe, Anwendungsfälle und die Architektur für das Management von Lade- und Entladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge.	DSO, EV

Für die Kommunikation zwischen den coneva und CPO Backends und den lokalen Gateways sowie zwischen den lokalen Gateways und den Ladestationen wurde im Projekt aufgrund der großen Verbreitung am Markt das Open Charge Point Protocol (OCPP) in der Version 1.6 verwendet.

Softwarearchitektur

Es wurde ein hardware-agnostischer Software-Stack entwickelt. Für Entwicklung und Tests wurden stellvertretend drei von der Architektur her sehr unterschiedliche, lokale Gateways bzw. Plattformen genutzt:

Tabelle 3: Lokale Gateway für Entwicklung und Test

PPC und Theben SMGw	coneva SmartBox	coneva SmartBox Compact
3rd Party, OEM managed	3rd Party, coneva managed	Eigenes Gerät, coneva managed
Größere Standorte (z.B. Mehrfamilienhäuser)	Größere Standorte (z.B. Firmenparkplätze)	Kleinere Standorte (z.B. Haushalte, Kleingewerbe)

Wesentliche Funktionen:

- Container-basierte Kapselung der Applikationslogik
- Automatische Registrierung des Endgeräts im Backend
- Möglichkeit zum Remote-Provisioning (Aufspielen neuer Services aus der Cloud)
- Administrative und operative Datenübertragung (bidirektional)

Ebenso wurde eine vom Anwendungsfall unabhängige Software-as-a-Service (SaaS) Architektur verwendet. Als Beispiel sind hier die verschiedenen Lade-Modi gezeigt:

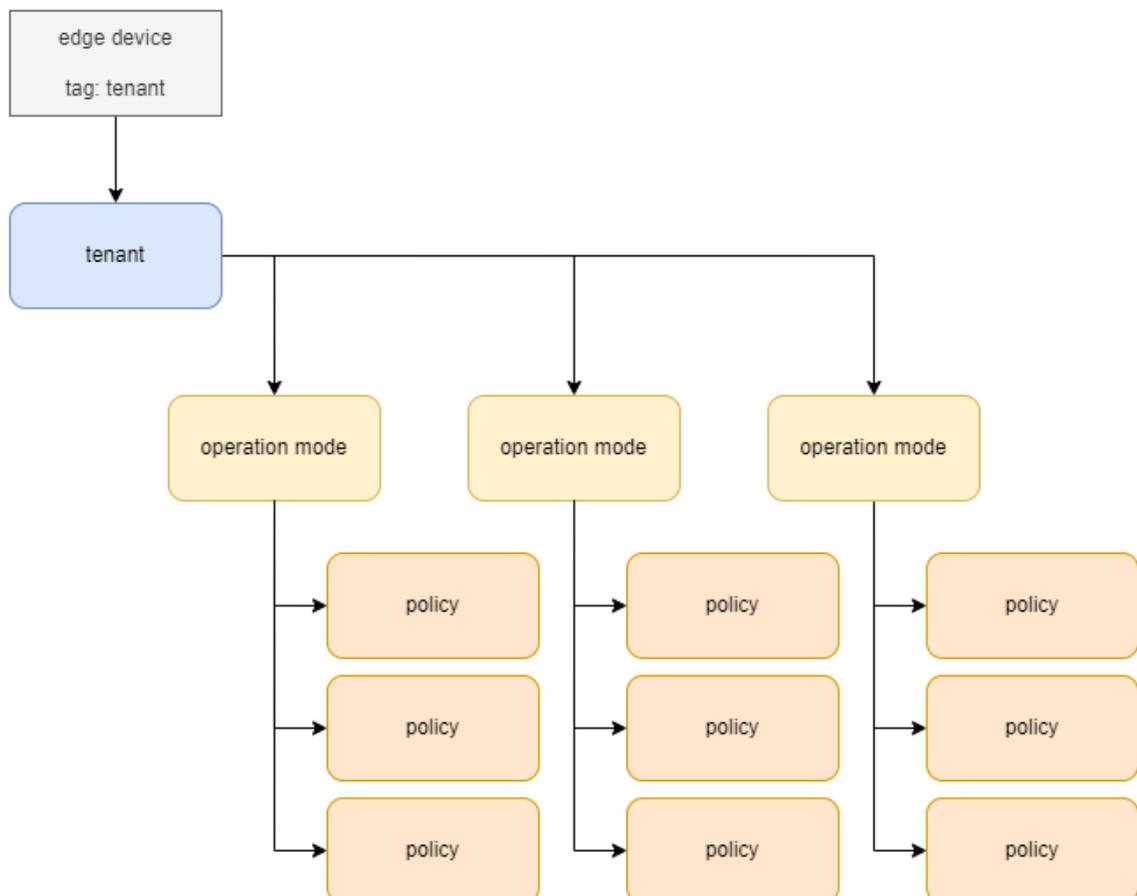
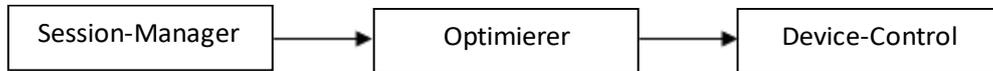


Bild 27: Lade-Modi in SaaS Architektur

Aggregation und Energiemarkt-Zugang

Im Folgenden werden die drei bereits genannten, wesentlichen Funktionsblöcke betrachtet:



Session-Manager

Der Session-Manager ermittelt die Flexibilitäten der angeschlossenen Fahrzeuge und Ladestationen. Im Rahmen des Projektes wurde ein Input-Service mit entsprechendem Application Programming Interface (API) für ihn entwickelt, mit dem die Flexibilität (Energie und Zeit) von Ladepunkten ermittelt werden kann. Zur Erfassung bzw. Ermittlung der Flexibilität wurden drei verschiedene Möglichkeiten genutzt:

Table 4: Erfassung bzw. Ermittlung der Flexibilität

Smartphone-App	Ladekarten	Schätzung ohne Nutzereingabe
Beispiel: coneva Energy-Buddy App	Beispiel: Gelbe und rote RFID-Karte	Statistisches Verfahren
Nutzer teilt Flexibilität aktiv mit	Nutzer teilt Flexibilität aktiv mit	Keine Nutzereingaben
<ul style="list-style-type: none"> • Fokus Privatkunden • Erfassung von Abfahrtszeit und benötigter Energiemenge • Wichtig sind Transparenz und einfache Bedienung 	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus Gewerbekunden • Gelbe Karte: Intelligentes Laden, z.B. PV- oder Tarifoptimiert • Rote Karte: Laden mit maximaler Leistung ohne Flexibilität 	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus größere Flotten • Portfolio-Effekt kompensiert Unsicherheiten

Optimierer

Der Optimierer bewertet die ermittelte Flexibilität und erstellt für die einzelnen Ladestationen einen Fahrplan zur optimalen Nutzung der Flexibilität.

Die Optimierung der erfassten Flexibilität erfolgt entsprechend verschiedener Anwendungsfälle wie z.B. eine PV- und/oder Börsen-Preisoptimierung. Für die wichtigsten Anwendungsfälle wurden im Rahmen des Projektes Simulationsmodelle verwendet, die für die Optimierungsszenarien die monetären und elektrischen (Erlös-) Ströme kundenspezifisch ermitteln.

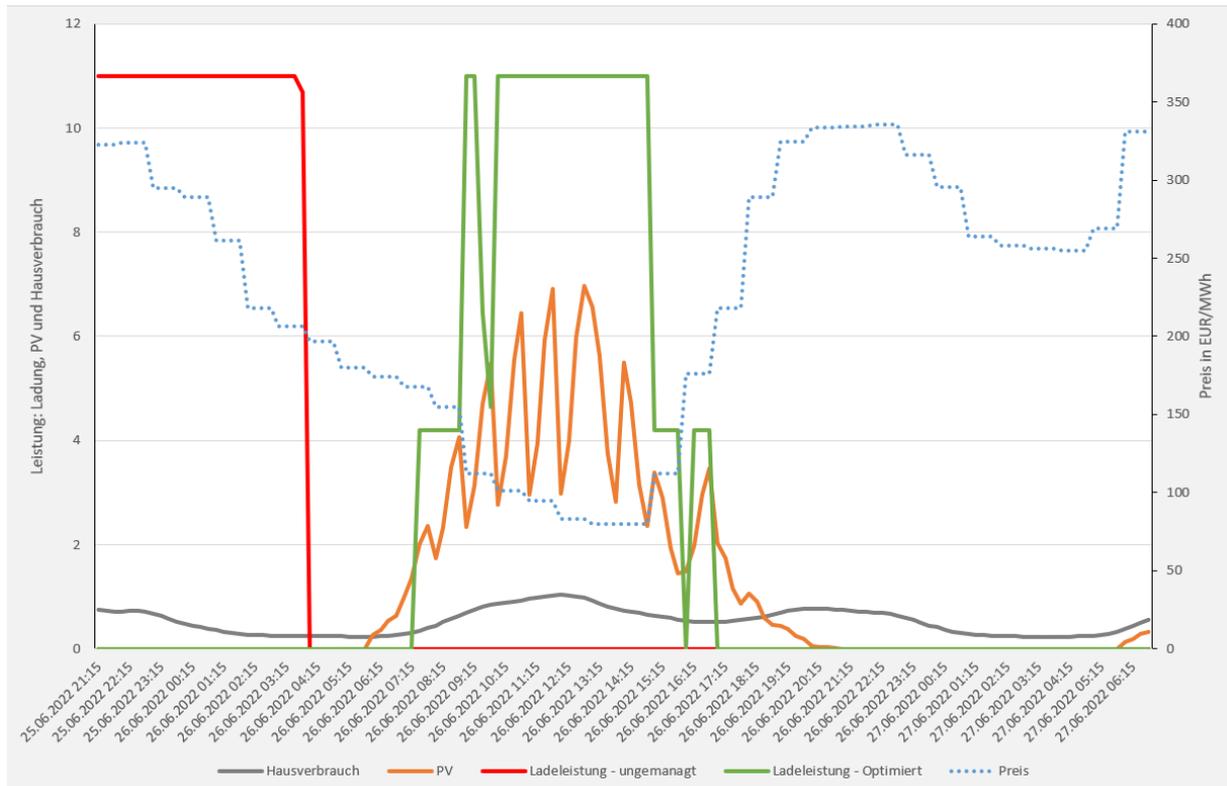


Bild 28: PV-Optimierung

Ungemanagert (dunkelrote Linie) wird das Fahrzeug in diesem Beispiel sofort nach dem Anstecken am späten Nachmittag bis in die Nacht hinein geladen. Zu dieser Zeit steht kein günstiger PV-Strom zur Verfügung und der Börsenstrompreis ist verhältnismäßig hoch. Da die PV-Erzeugung (hellrote Linie) am folgenden Tag die Residuallast übersteigt, würde der PV-Strom größtenteils ins Netz eingespeist und nicht zum Laden des Fahrzeuges verwendet werden.

Gemanagert (grüne Linie) werden zum Laden der vorhandene PV-Strom und für die darüber hinaus benötigte Leistung der verhältnismäßig niedrige Börsenstrompreis (blaue, gepunktete Linie) am Tag verwendet. Die Stufen verdeutlichen die „Flexibilitätsparameter“ der minimalen und maximalen Leistung. Hierbei handelt es sich um einen Ladepunkt mit einem dreiphasigen Fahrzeug und einer minimal notwendigen Leistung von 4,2 kW (3 x 6 A x 230 V) und einer maximal möglichen Ladeleistung von 11 kW, welche typisch für Privatkunden ist.

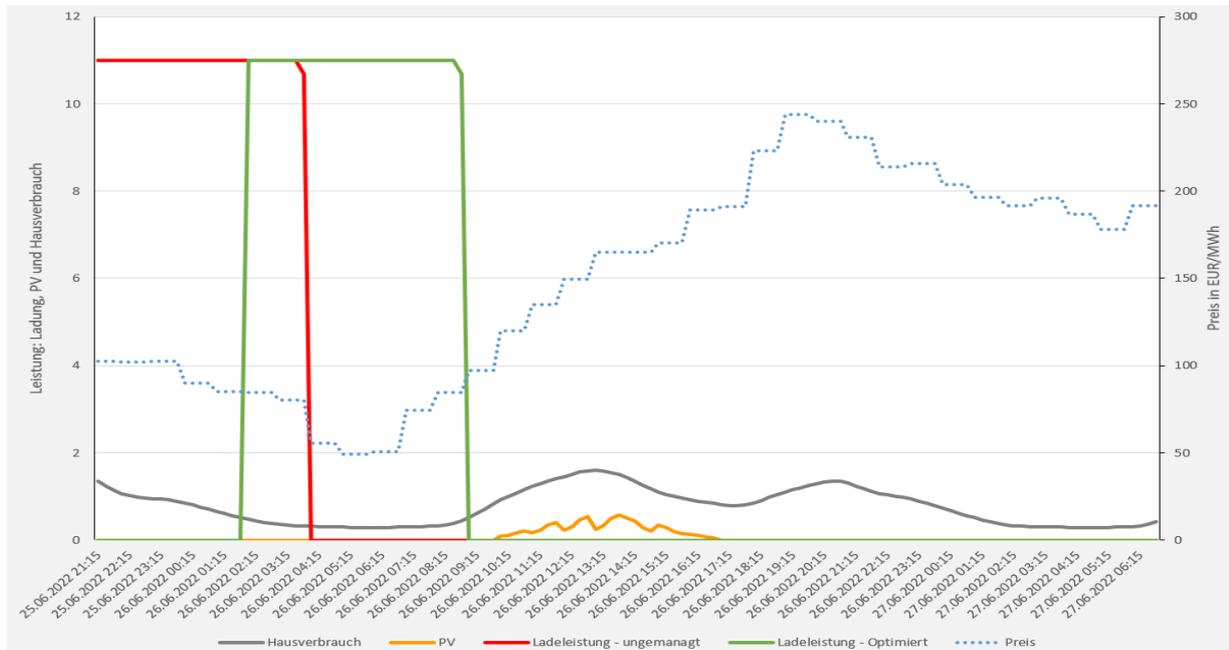


Bild 29: Börsenpreis-Optimierung

Im Beispiel in Bild 29 mit z.B. wetterbedingt sehr geringer PV-Erzeugung (orangene Linie) wird das Ladezeitfenster im gemanagten Fall (grüne Linie) in einen Bereich mit verhältnismäßig niedrigem Börsenstrompreis (blaue, gepunktete Linie) verschoben.

Zum Erreichen der notwendigen Markteintrittsgröße ist in der Regel die Aggregation und Disaggregation (Pooling) einzelner Standorte zu einem/mehreren Portfolio/Portfolien erforderlich:

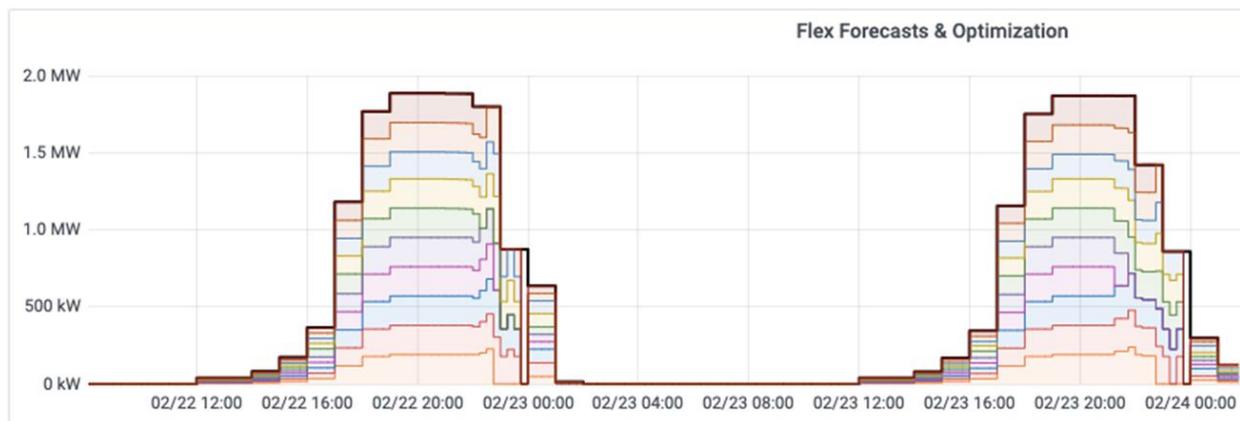


Bild 30: Aggregation und Disaggregation einzelner Standorte

Die dicke schwarze Linie zeigt die Gesamtladeleistung des Standorts. Die farbigen Flächen bzw. Linien stehen für die Ladeleistung der einzelnen Ladestationen.

Aggregation und Disaggregation müssen wegen der sich ständig ändernden Bedingungen (z.B. Teilnahme am kontinuierlichen Intraday-Handel oder Prognosefehler) einem kontinuierlichen Prozess folgen. Ggf. muss auch ein Ausgleich mit dem Erzeugungsportfolio vorgenommen werden.

Im Beispiel in Bild 31 sieht man die Optimierung eines Ladeparks am Day-Ahead Spotmarkt:



Bild 31: Optimierung eines Ladeparks am Day-Ahead Spotmarkt

Die 24 grünen Balken pro Tag stehen für die Stundenpreise am Day-Ahead Spotmarkt. Das Profil mit der durchgezogenen, schwarzen Linie zeigt den aggregierten Ladeplan des Ladeparks. Unter Berücksichtigung weiterer Rahmenparameter wie z.B. eines Lastspitzenmanagements zur Optimierung der Netzentgelte wurden die Ladezeiten nach Möglichkeit in Zeitfenster mit möglichst niedrigen Börsenpreisen gelegt.

Für den Optimierer wurden im Rahmen des Projektes Algorithmen entwickelt, die die Flexibilität aus Ladepunkten auf Preissignale am Day-Ahead Spotmarkt hin optimieren. Die nächsten logischen Schritte mit weiterem Potenzial wären Optimierung am Intraday-Spotmarkt und kontinuierlicher Intraday-Handel.

Device-Control

Die Device-Control lädt zur Realisierung der Optimierungsergebnisse die erstellten Fahrpläne über eine standardisierte Schnittstelle basierend auf OCPP und Modbus auf die Ladestationen und steuert diese. Die wesentliche Herausforderung liegt dabei im unterschiedlichen Verhalten verschiedener Ladestationen, als auch Fahrzeugen bei Pausierung der Ladung. Je nach Kombination aus beidem können Fahrzeuge die Transaktion abrechnen und in einen Zustand verfallen, der aus der Ferne durch entsprechende IT Kommunikationsbefehle nicht mehr änderbar ist. Sofern die Ladung nach Anstecken des Fahrzeuges z.B. Aufgrund eines zu diesem Zeitpunkt gegebenen hohen Börsenpreises sofort pausieren soll, kann es sein, dass das Fahrzeug ohne jegliche Ladung die Ladung abbricht. Das stellt aus Anwendersicht ein Worst Case Szenario dar und ist – insbesondere für gewerbliche Anwendungen – nicht zu akzeptieren. Es wurden daher Mechanismen entwickelt, auf entsprechende Konstellationen rechtzeitig derart zu reagieren, dass diese Situation nicht eintritt.

Die folgende Grafik zeigt die im Rahmen des Projektes realisierte Systemarchitektur:

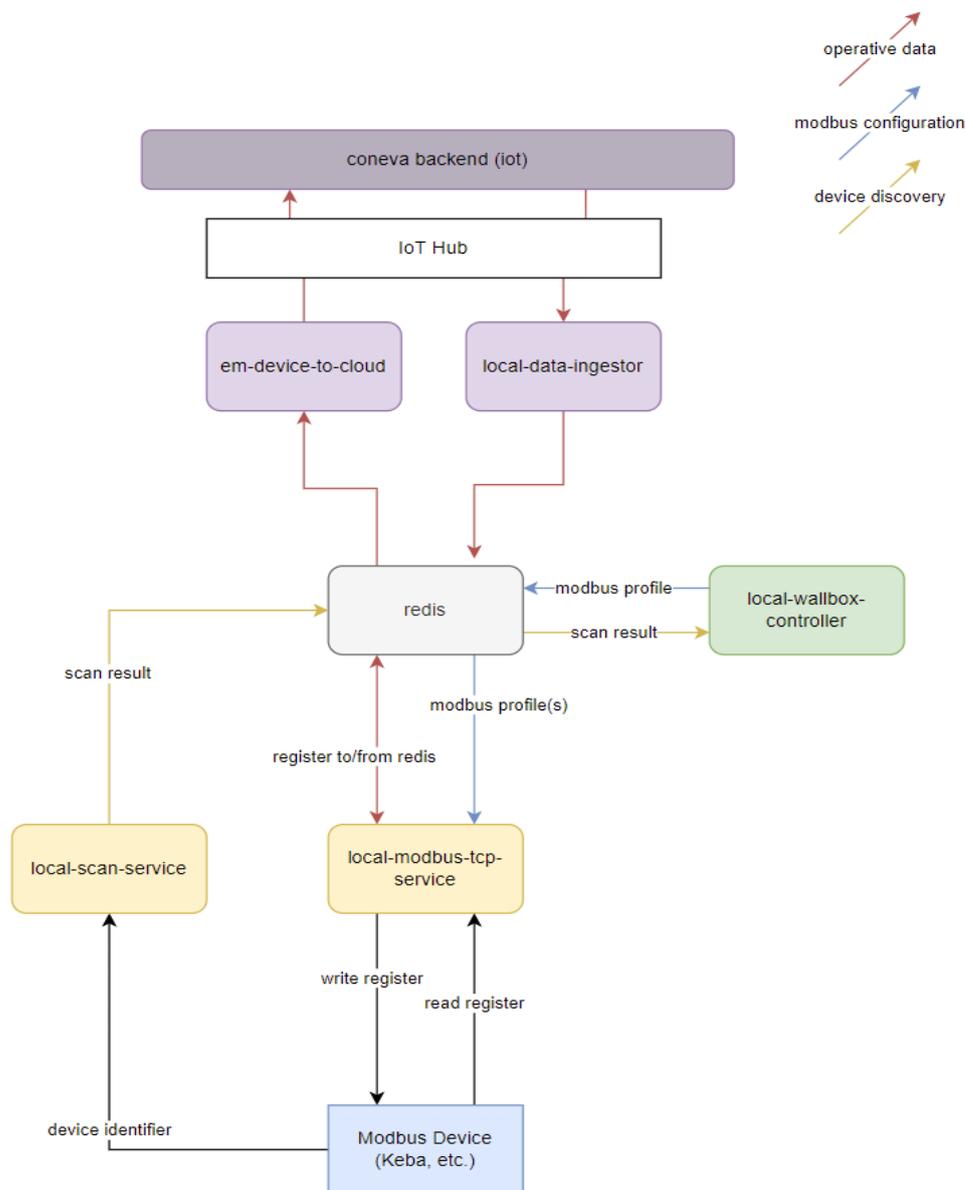


Bild 32: Systemarchitektur

Prognosen

Im Laufe des Projektes wurden algorithmisch / statistische Verfahren für zeitreihenbasierte Energieflüsse entwickelt und verbessert. Somit stehen dem zentralen Funktionsblock „Optimierer“ Prognosen für

- PV-Erzeugung,
- Ladung Batteriespeicher,
- Anzahl erwarteter Ladepunkte und erwartete Ladeleistung und
- Reststrombezug

zur Verfügung. Daraus abgeleitet kann eine dynamische Konfiguration der Ladepunkte vorgenommen werden.

Herausforderung

In Deutschland gibt es bisher nur wenige Anbieter für dynamische Tarife und damit kaum Möglichkeiten, die Nutzer an den möglichen Einsparungen teilhaben zu lassen. Aus diesem Grund hat coneva entschieden, selbst Energieversorger zu werden und einen dynamischen Tarif bereitzustellen, der die Einsparungen unmittelbar an die Nutzer weitergibt. Als Energieversorgungsunternehmen muss coneva stets im Vorfeld (in der Regel am Vortag) wissen, zu welchen Stunden welcher Energiebedarf durch die Nutzer gegeben ist. Es ist somit entscheiden, zu wissen:

- Wann kommen welche und wie viele Fahrzeuge an die Ladestation
- Welchen Energiebedarf haben die Fahrzeuge
- Welche Leistungen (min und max) können sowohl durch das Fahrzeug als auch durch die Ladeinfrastruktur genutzt werden
- Wie lange stehen die Fahrzeuge angeschlossen an der Ladestation, bis sie wieder genutzt werden

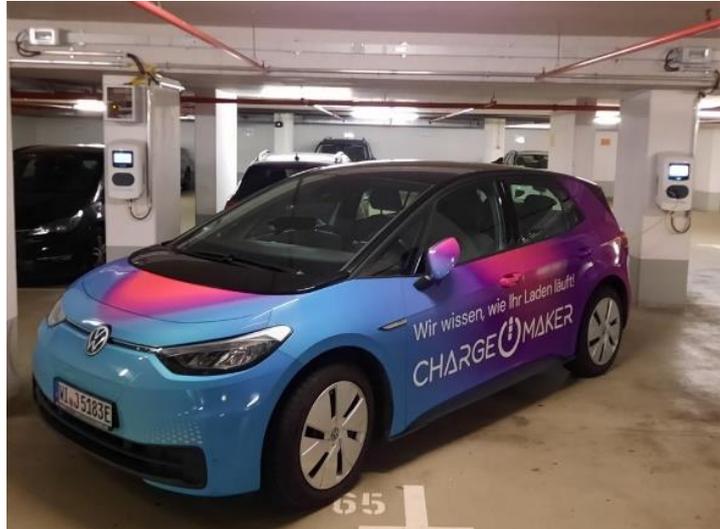
Lassen sich diese Fragen nicht mit hoher Sicherheit oder auch nur anteilig beantworten, ist eine Optimierung wie in den Simulationsbildern dargestellt nicht möglich. Zwar können die Beschaffungskosten durch Einkauf an der Strombörse zu niedrigen Preisen reduziert werden, allerdings entstehen an anderer Stelle Kosten für Ausgleichsenergie, wenn die Ladung aufgrund falscher Prognosen/Annahmen nicht wie geplant physikalisch stattfindet. Aufgrund marktbedingter Regularien sind die Kosten bzw. Preise für Ausgleichsenergie in der Regel höher als die eigentlichen Strompreise an der Börse. Dies kann mitunter dazu führen, dass das Einsparpotenzial durch diese Faktoren aufgezehrt wird. Im Rahmen weiterer Forschungsarbeiten sollen mögliche Szenarien entwickelt werden, die je nach Ausgestaltung der oben genannten Parameter zu einer optimalen Steuerung der Ladeinfrastruktur führt. Dabei sollen insbesondere auch das Risiko und die Kosten für den Bezug von Ausgleichsenergie berücksichtigt werden.

6.4.4 Feldtest

Zur Erprobung der neuen Lösungen wurde ein Feldtest durchgeführt und abgeschlossen, in dem börsenpreisoptimierte Ladepläne auf Basis realer Daten an Ladepunkte übergeben, die sich ergebenden Ersparnisse simulativ evaluiert und die technische Machbarkeit bestätigt werden sollte.

Für den Feldtest wurde folgender Standort gewählt:

- Bürogebäude mit gewerblichen Mietern in der Nähe von Frankfurt am Main
- 24 Ladepunkte installiert und in Betrieb genommen
- Ladepunkte in Netzwerk integriert und an CPO-Backend angebunden



Die erforderlichen Installationen und Konfigurationen erfolgten im Dezember 2023. Kommunikationsschnittstellen wurden aufgesetzt, alle Daten erfasst und dem Optimierer zur Ermittlung des Flexibilitäts-Potenzials und der Erzeugung optimierter Ladepläne zur Verfügung gestellt. Dabei wurden verschiedene Parameter berücksichtigt, z.B. die Zahl erwarteter Fahrzeuge, die benötigte Energie, Min.- und Max.-Ladeleistung (z.B. wegen 1- oder 3-phasiger Ladevorgänge). Die Ladepläne wurden disaggregiert und auf die einzelnen Ladestationen verteilt. Dort hätten sie jederzeit aktiviert werden können. Die Ersparnisse durch die Verwendung börsenpreisoptimierter Ladepläne wurde allerdings nur rechnerisch ermittelt und im Feldtest nicht realisiert, da der bestehende Stromliefervertrag mit einem fixen Tarif bestehen blieb. Der Feldtest fand von Januar bis Juni 2024 statt. Folgende Forschungsfragen zur technischen Machbarkeit sollten beantwortet werden:

Tabelle 5: Forschungsfragen für den Feldtest

Nr.	Frage	Ergebnis
1.	Funktioniert das börsenpreisbasierte Laden?	Ja
2.	Wie gut ist die Qualität der Prognosen?	In diesem Szenario nicht ausreichend
3.	Gibt es nicht umgesetzte Verbesserungsideen?	Verbesserter, generischer Optimierer
4.	Welche Verbesserungen könnten sich durch ISO 15118 und OCPP 2 Kommunikation ergeben?	Ein State of Charge (SOC) der Fahrzeugbatterien würde die Prognosen verbessern



Bild 33: Beispiel für Börsenpreise und Ladeplan Dispatch in KW20/2024

Der erzeugte Ladeplan traf zu dieser Zeit bereits die richtigen Zeitfenster mit vergleichsweise niedrigen Börsenpreisen, das geplante Volumen war durch einen Softwarefehler aber noch zu hoch.

Zusammenfassung und Erkenntnisse:

1. In geeigneten Szenarien können durch Spotmarkt-optimiertes Laden die Strombezugskosten optimiert werden
 2. Der Erfolg der Optimierung hängt stark von der Vorhersagbarkeit der Nachfrage im jeweiligen Szenario ab
 3. Das Nutzerverhalten am Pilotstandort entsprach nicht den Erwartungen
 4. Für Standorte mit einer Nachfrage ohne konsistentes Muster ist die Optimierung möglicherweise nicht wirtschaftlich
 5. Ein verbesserter, generischer Optimierer sollte auch mit dem vorliegenden Pilotstandort besser umgehen können
 6. Eine Evaluierung weiterer Beschaffungsoptimierung über den Intraday Markt wäre sinnvoll
- ➔ Der gewählte Pilotstandort war eher nicht für die Fragestellungen geeignet. Neue potenzielle Standorte sollten im Rahmen eines Folgeprojektes klassifiziert und geeignete Szenarien definiert werden, um die Optimierer besser auf die wirtschaftlichen Aspekte auszurichten.

6.4.5 Innovation

Im Rahmen des Projektes sind die folgenden Lösungen oder Lösungskomponenten entstanden, die es bisher nicht am Markt gibt:

- Börsenpreisbasiertes Laden für Standorte mit zahlreichen Ladepunkten
- Prognosen für die Anzahl erwarteter Ladepunkte und der erwarteten Ladeleistung an Standorten mit zahlreichen, aggregierten Ladepunkten
- Holistisches Energiemanagement für Standorte mit PV-Erzeugung, Speichern und Verbrauchern mit Anwendungsfällen vor und hinter dem Zähler

6.4.6 Verwertung und Nutzen

Tabelle 6: Verwertung und Nutzen

Projekt-Ergebnis	Verwertung / Nutzen	Zeithorizont	
Wirtschaftliche Erfolgsaussichten			
1	Technologie- und Funktionsmusterlösungen und Technologie-Erkenntnisse (siehe TVB Zeile 3 - 7)	Auf Basis der Ergebnisse entwickelte Produkte erlauben die Erschließung neuer Märkte (Ladestationslösungen, Komponenten für Ladestationen, Dienstleistungen für Energiemärkte) und dadurch Umsatzwachstum für SMA und Erhalt von Arbeitsplätzen	ab 2026 größere Arbeitsplatz- & Umsatzrelevanz
		Kostenreduktion & Qualitätsverbesserung ganzheitlicher Ladelösungen fördern das Wachstum der Branche generell und beschleunigen die Energiewende im Verkehr	ab 2025 signifikanter volkswirtschaftlicher & ökologischer Nutzen
Wissenschaftliche und/oder technische Erfolgsaussichten			
2	Erkenntnisse zu Systemarchitekturen und Eigenschaften der neuen Lösungen (siehe TVB Zeile 3)	Verbreitung in Fachöffentlichkeit & Gremien und bei Anwendern und Netzbetreibern	2023 - 2026
Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit			
3	Erkenntnisse zu Systemarchitekturen, Use-Cases, Zukunftsfähigkeits-Strategien für Ladelösungen und zu Performance & Nutzen der neuen Lösungen	Nutzung für FuE-Folgeprojekte und im Rahmen von Produktentwicklungen	2024 - 2026
7	Datentechnische Lösungen zur Systemintegration und Aggregation von Ladelösungen usw.	Weiterentwicklung zu Datendienstlösung und Datendienstleistungsangeboten (inkl. Nutzung im SMA Online-Portal)	ab 2023 Marktreife 2025

7 Bekanntgewordener Fortschritt von anderen Stellen

Während der Durchführung des Vorhabens wurden bezogen auf die Arbeitsgebiete des Vorhabens – also die Themengebiete Elektromobilität, Ladestationen und System- und Netzintegration von Ladelösungen – neben der eigenen Analyse in Kapitel 6 über den Projektverlauf hinweg diverse (White-)paper, Studien und Positionspapiere recherchiert, bewertet und die eigene Einschätzung des Markthochlaufes sowie der Nutzerakzeptanz verschiedenster Anwendungen des bidirektionalen Ladens dementsprechend angepasst. Betrachtet wurden u.a. Veröffentlichungen:

- zum V2G Score
- der Fahrzeughersteller und zu Wallboxen
- sowie Forschungsvorhaben wie z.B. BDL

8 Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse

Ladelösungen für die Elektromobilität und entsprechende Ladestationen sind derzeit noch durch zu hohe Kosten und eine noch unzureichende Integrierbarkeit in das sich dynamisch wandelnde Energiesystem geprägt. Im Verbundforschungsvorhaben PVtec-Charger haben daher in einer interdisziplinären Kooperation Hersteller und Lösungsanbieter aus dem Bereich Ladeinfrastruktur, Leistungselektronik & Solar-Systemtechnik, Ladecontroller und Sicherheitstechnik gemeinsam mit entsprechenden Wissenschaftspartnern ihre Expertise und Lösungen zusammengeführt, um hier eine deutliche Verbesserung von Wirtschaftlichkeit, Nutzbarkeit und Nachhaltigkeit zu erreichen. Gemeinsames Ziel war die Vorbereitung einer neuen Generation von zuverlässigen und kostenoptimierten Ladestationen und vernetzten neuen Ladelösungen für die netzdienliche und wirtschaftliche Ladung von Elektrofahrzeugen mit Strom aus Erneuerbaren Energien.

In diesem Rahmen befasste sich das Teilvorhaben von SMA neben der Verbundkoordination vor allem mit der Stromrichter- und Ladestationstechnik sowie der Systemintegration von Ladelösungen in PV-Energiesysteme – sowohl in lokale Systeme für Home und Gewerbe, wie auch im größeren Verbund zur Energiemarktintegration in die zukünftigen EE-versorgten Netze. Hierbei konnten vielfältige Funktionsmusterlösungen für Ladestationen und ihre digitale Systemintegration in Energiesysteme, Energiemarkt und Netz erfolgreich realisiert und ein breites Grundlagenwissen erarbeitet werden. Die wichtigsten Ergebnisse, Erkenntnisse und Erfahrungen, die dabei von SMA erzielt wurden, sind:

1. Know-How-Gewinn zu E-Mobility-Ladelösungen und ihrer optimalen Systemintegration

Know-How-Gewinn zu E-Mobility-Ladelösungen und ihrer optimalen Systemintegration in PV-EE-Systemlösungen und ins Verbundnetz sowie vertiefte Erkenntnisse zu Trends und zukünftigen Anforderungen & Rahmenbedingungen in diesem Bereich.

2. Vielfältige Grundlagenerkenntnisse zu ladelösungs-spezifischen Komponenten, Technologien und Qualifizierungsverfahren

Es wurden vertiefte technische Erkenntnisse zu Lade-Controller-Technologien, Ladekabeln und anderen ladelösungsspezifischen Komponenten & Baugruppen Dritter gewonnen, insb. auch zu zukünftigen Entwicklungen und Lösungen in diesem Bereich sowie zu Qualifizierungs-Verfahren für Ladelösungen, sowohl aus den Arbeiten der Projektpartner wie auch außerhalb des Konsortiums.

3. Erkenntnis, dass Ladestationen auch weiterhin eine galvanische Trennung benötigen

Es wurde die Erkenntnis gewonnen, dass sich elektronische Sicherheitslösungen, als Ersatz für galvanisch getrenntes Laden, auf absehbare Zeit nicht durchsetzen werden und entsprechende Ladelösungen trotz höherer Kosten und geringerer Effizienz zunächst auch weiterhin eine galvanische Trennung (Trafo) benötigen werden.

4. Erfolgreich erprobte Funktionsmusterlösung einer neuartigen AC-Ladestation mit umfassend verbesserter Systemintegrierbarkeit

Funktionsmusterlösung einer neuartigen 22 kW AC-Ladestation mit umfassend verbesserter Systemintegrierbarkeit für den Einsatz in Home und Gewerbe, die sich gegenüber konventionellen AC-Chargern insb. auszeichnet durch:

- erweiterte Interoperabilität und Konnektivität für universelle Einsatzbarkeit
- optimal auf die Kopplung mit PV-Energiemanagementsystemen zugeschnitten, insb. auch für Flottenlösungen mit Betriebsoptimierung mehrerer Ladepunkte
- System- & Technologieansatz der durch hochintegrierten Aufbau deutliche Kostenreduktion und durch die erweiterten systemischen Use-Cases in Kopplung mit Energiemanagementsystem- und Backendlösungen auch deutliche Wirtschaftlichkeitsverbesserungen verspricht
- Erfolgreicher Feldtest mit 5 gekoppelten Systemen und Flotten-Energiemanagement

5. Im Feldtest erprobte Pilotlösung eines Mehrplatz-Ladesystems mit Aggregationslösungen für eine optimierte Energiemarktintegration

Die im Projekt realisierte Pilotlösung eines Mehrplatz-Ladesystems zur Energiemarktintegration umfasst:

- Aggregationslösung für Ladepunktflotten inkl. Ladeprognose-Verfahren und Optimierungsalgorithmen (Optimierung hinsichtlich Wirtschaftlichkeit & Nutzerbedürfnisse) und inkl. Berücksichtigung stationäre Speicher, PV usw.
- Pilotlösung für Börsenstrompreis-optimiertes Laden
- technisch erfolgreiche Evaluation im Flotten-Feldtest in einer Tiefgarage mit 24 Ladepunkten in Frankfurt am Main

6. Erkenntnisse zu Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Spotmarkt-optimiertem Laden

Aus experimentellen Feldtest-Untersuchungen und Analysen gewonnene Erkenntnis, dass einerseits Spotmarkt-optimiertes Laden in entsprechend großen Ladeparks in vielen Fällen wirtschaftlich attraktiv und umsetzbar ist, aber andererseits so stark von der jeweiligen Vorhersagbarkeit des Nutzerverhaltens abhängt, dass es für verschiedene Nutzergruppen und Standorte oftmals unwirtschaftlich ist.

7. Konzeptentwurf für bidirektionale DC-Ladestation mit Großserien-PV/Batterie-Wechselrichtertechnik und experimenteller Laboraufbau des Leistungsteils

Es wurde ein Konzeptentwurf einer bidirektionale DC-Ladelösung auf Basis einer Großserien-PV- und Batterie-Wechselrichter-Leistungselektronik-Plattform erarbeitet, um die Vorteile der Großserientechnik (Robustheit, Lebensdauer, Kostengünstigkeit) für Ladelösungen nutzbar zu machen und ein entsprechender experimenteller Labor-Demonstrator des Leistungsteils (30 kW, ohne galvanische Trennung) aufgebaut. Damit wurde einerseits der Machbarkeitsnachweis für die vorteilhafte Nutzung entsprechender Plattformen erbracht und andererseits aber auch die Einschränkungen (wie z.B. die noch notwendige galvanische Trennung) aufgezeigt.

9 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

Aktuell steht die Elektromobilität nach einhelliger Auffassung vor einem weltweiten Boom, getragen von der Notwendigkeit, aus Umwelt- und Klimaschutzgründen eine generelle Verkehrswende zu vollziehen. Dies erfordert jedoch – neben geeigneten Fahrzeugen – vor allem auch eine umfassende Ladeinfrastruktur, die zwingend in ein neues, zukünftiges, auf Erneuerbare Energien gestütztes Energiesystem integrierbar sein muss. Entsprechenden neuen technischen Lösungen, die dies zuverlässig und kostengünstig ermöglichen, steht hier in den nächsten Jahren ein dynamisch wachsender Multi-Milliarden-Markt gegenüber. In diesem schnell wachsenden neuen Markt-Segment ist derzeit zwar bereits eine Vielzahl von Herstellern und Lösungsanbietern aktiv, wegen der aktuell aber noch bestehenden technischen und sonstigen Herausforderungen, haben innovative Anbieter, die hier mit neuen, kostengünstigen und zuverlässigen Lösungen diese Herausforderungen meistern, ausgesprochen gute Chancen und aussichtsreiche Perspektiven. Gleichzeitig zeichnet sich aber auch ein zunehmend verschärfter, internationaler, preislicher Wettbewerb ab, der zu einem hohen Kostendruck führt, so dass aufgrund notwendiger Skaleneffekte mit einer deutlichen Marktbereinigung auf dann nur noch wenige große verbleibende internationale Geräte- und Lösungsanbieter zu rechnen ist.

Die Projektergebnisse werden im Wesentlichen für verbesserte Ladestationen, Ladesystemlösungen und die Integration von Ladelösungen in PV-Energiesysteme, Stromnetze und den Energiemarkt nützlich sein. Aufbauend auf den im Projekt erzielten Ergebnissen und dem gewonnenen Know-How können zukünftig entsprechende neue Produktlösungen und Dienstleistungsangebote entwickelt bzw. weiterentwickelt werden. Dies wird zu einer deutlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit von Elektromobilitätsladelösungen führen und eine weitere Beschleunigung des Ladeinfrastrukturausbau erlauben. Hierbei ist vor allem das Anwendungssegment der Home- & Gewerbe-Energiesysteme adressiert, was aktuell einen Großteil des o.g. Marktumfeldes umfasst. Aber auch angrenzende Segmente, wie Ladelösungen im halböffentlichen Raum sowie auf Erneuerbare Energien gestützte Energiesysteme generell, werden von den Projektergebnissen mit profitieren können.

So konnte die im Projekt entstandene Funktionsmusterlösung einer neuartigen AC-Ladestation mit umfassend verbesserter Systemintegrierbarkeit bereits in eine anschließende Serienproduktentwicklung außerhalb des geförderten Vorhabens überführt werden und steht dann in Kürze im vollen Funktionsumfang als Serienprodukt zur Verfügung. Der im Projekt entstandene Konzeptentwurf für eine bidirektionale DC-Ladestation mit angepasster Großserien-PV/Batterie-Wechselrichtertechnik und der entsprechende experimentelle Laboraufbau werden aktuell im Rahmen des Parallel- bzw. Folgevorhabens Systemladen2025 (FKZ 01MV23012A) weitergenutzt und im Rahmen der Forschungsarbeiten dort zu einem vollständigen, pilotanlagentauglichen Demonstrator weiterentwickelt – inkl. Anbindung an ein Energiemanagementsystem, Ergänzung der galvanischen Trennung und Integration des von den Projektpartnern in PVtec-Charger erarbeiteten neuen Ladecontrollers für bidirektionales DC-Laden. Anschließend soll dieser Demonstrator im Systemverbund getestet und evaluiert werden. Sofern sich der zugrundeliegende Ansatz dann bewährt, kann darauf aufbauend eine entsprechende Produktlösung entwickelt werden.

Die allgemeinen Erkenntnisse zu Ladelösungen für die Elektromobilität, insb. zu Trends, Anforderungen, Rahmenbedingungen und den unterschiedlichen zukünftigen Use-Cases (wie z.B. bidirektionales Laden@Home, Energiemarktintegration, Flottenlösungen usw.) wurden und werden durch das Verbundprojektkonsortium in die

Fachöffentlichkeit getragen und darüber hinaus auch für die Entscheidungsfindung zur Ausgestaltung der zukünftigen FuE-Roadmap genutzt. Darüber hinaus fließen diese Erkenntnisse aber auch zusammen mit dem neu gewonnenen technischen Know-How zu Ladestationen und den entsprechenden neuen Technologielösungen in zukünftige Produktentwicklungen mit ein, sowohl was Ladestationen und damit verbundene Systemlösungen betrifft wie auch entsprechende Dienstleistungsangebote (wie z.B. Energiemarktteilnahme, Aggregatordienste für B2B, kundenspezifische Angebote für Gewerbebetriebe).

10 Erfolgte oder geplante Veröffentlichung der Ergebnisse

Neben den voranstehenden Darstellungen des hier vorliegenden Abschlussberichts zum Teilvorhaben von SMA sowie den Schlussberichten zu den Teilvorhaben der anderen Projektpartner, wurden und werden die im Projekt gewonnenen Erkenntnisse und Erfahrungen und die auf den Ergebnissen aufbauenden zukünftigen neuen Produkt- bzw. Dienstleistungs-Lösungen über Fachvorträge, öffentliche Veranstaltungen und Veröffentlichungen in Fachzeitschriften, allgemeinen Medien und speziellen SMA Publikationen der Öffentlichkeit vorgestellt. Darüber hinaus wurden und werden sie vor allem zielgruppengerecht (Bauteil- & Komponenten-Hersteller, Automobilindustrie, Fachgremien, Regulierung, Energiewirtschaft, Netzbetreiber Anlagenprojektierer, Systemanbieter und Anwender der SMA Systemlösungen) in zahlreichen einzelnen Fachtreffen präsentiert und diskutiert. Diejenigen Ergebnisse, die im Rahmen der Verwertung (nach entsprechender Weiterentwicklung in außerhalb des geförderten Vorhabens stattfindenden Produktentwicklungen) in Produkte und Dienstleistungsangebote einfließen bzw. bereits eingeflossen sind, werden über die üblichen Vertriebswege und Marketingmaßnahmen den potenziellen Anwendern bekannt und zugänglich gemacht.

Des Weiteren sind im Rahmen des Vorhabens u.a. auch zwei Erfindungen entstanden und zum Schutzrecht angemeldet worden:

- Thomas Wappler, Alexander Unru und Burkard Müller: „Leistungswandler und Verfahren zum Austausch elektrischer Leistung“, Anmeldenummer 102023128758.3 beim DPMA
- Thomas Wappler, Klaus Rigbers: „Elektrische Schaltungsanordnung und Verfahren zur Isolationsmessung an einem batterieelektrischen Fahrzeug“, DE 10 2023 136 097

11 Literaturverzeichnis

- [1] Mirko Schlummer: „Untersuchung und Vergleich verschiedener Vehicle-to-Home Konzepte“; Masterarbeit; 2022

- [2] Gizem Celebi: „Bidirektionalität beim Laden des Elektrofahrzeugs mit Fokus auf Vehicle to Home – Untersuchung von Use Cases“; Masterarbeit; 2022

- [3] 38. PV-Symposium / BIPV-Forum: „Erfahrungsbericht aus 2+ Jahren PV-optimiertem Laden“; Lisa Spangenberg, Simon Butterweck, Dr. Rolf Hockauf; 28.02. - 02.03.2023

