

Elektromobilität in der Praxis

Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC)

1 Projektdaten

Projekttitel	StorEbility	
Projektnummer	KR20NM0K18551	
Programm	Elektromobilität in der Praxis Ausschreibung 2021	
Beauftragter	Sticon e.U. (A) - STI Wolfgang Stieger	
Projektpartner	Reisenbauer Solutions GmbH (P1) - RSO FH Technikum Wien (P2) - FHTW Kurt Leonhartsberger (P3) – KLE Gmeiner GmbH (P4) - GME	
Projektstart und Dauer	Projektstart: 01.02.2022	Dauer: 9 Monate

Synopsis:

Im vorliegenden Projekt wurden folgende Ziele verfolgt bzw. folgende Aktivitäten durchgeführt:

- Inbetriebnahme von zwei bidirektionalen Ladesäulen in Österreich bei einem privaten Haushalt (Einfamilienhaus in OÖ mit 5 kWp PV, Nissan Leaf Elektroauto mit 40 kWh Batterie) sowie einem Gewerbebetrieb (Autohaus in OÖ mit 11 kWp PV, Nissan Leafs mit 30 bzw. 60 kWh Batterie) sowie anschließender Demobetrieb um erstmalig praktische Erfahrungen und Erkenntnisse zum realen Betrieb einer bidirektionalen Ladeinfrastruktur sowie entsprechende Messwerte aus der Praxis (z. B. Wirkungsgrad, Latenzzeiten,...) gewinnen zu können
- softwareseitige Implementierung der OCPP Schnittstelle zur Anbindung der bidirektionalen Ladesäule an ein cloud-basiertes Energiemanagementsystem (EMS) sowie anschließende Software- und Funktionstests des Systems (Ladesäule + Energiemanagementsystem + Elektroauto) im Labor
- Test der bidirektionalen Ladesäule im Labor sowie in zwei ausgewählten Testbeds unter realen Bedingungen um erstmalig praktische Erfahrungen und Erkenntnisse zum realen Betrieb sowie gemessene Parameter/Messwerte/Kenngrößen für die Simulation zu gewinnen
- Untersuchung der Netzurückwirkungen von bidirektionalen Ladesäulen um einen ordnungsgemäßen Netzbetrieb sicherzustellen
- Erhebung der energietechnischen und -wirtschaftlichen Potenziale bidirektionaler Ladestrategien für verschiedenen Use-Cases im Privat- und Gewerbebereich (z. B. PV-Eigenverbrauchsmaximierung, Lastspitzenreduktion,...) sowie für Energiegemeinschaften mittels Simulation sowie anschließende Demonstration der Machbarkeit ausgewählter Lade-/Entladestrategien in der Praxis anhand eines privaten und eines gewerblichen Demo-Standortes
- Sicherstellung einer hohen Replizierbarkeit der Projektumsetzung sowie Verwertung der Projektergebnisse in Österreich

Ergebnisse:

- Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Elektronik in der Ladesäule und die durchgeführten Wechsel-/Gleichrichtvorgänge in der Ladestation Oberschwingungen entstehen. Überall dort wo es bereits rechtliche Vorgaben gibt, werden die Grenzwerte im Normalbetrieb der Ladestation eingehalten.
- Es gibt jedoch auch Frequenzbänder (z. B. zwischen 2,1 und 150 kHz) wo es noch keine normativen Regelungen gibt. In diesem Bereich wurden teils grenzwertige Netzurückwirkungen festgestellt. Um Netzemissionen zu minimieren und die Netzeffizienz weiter zu steigern, sollte die Einführung entsprechender Grenzwerte in diesen Bereichen zumindest diskutiert werden.
- Die Simulationsergebnisse zeigen, dass der Einsatz eines Elektroautos als mobiler Speicher sowohl wirtschaftlich als auch energetisch Sinn macht. Im Vergleich zum ungesteuerten Laden kann der Eigenverbrauch und somit auch die Wirtschaftlichkeit durch eine PV-optimierte Ladestrategie deutlich erhöht werden.
- Der Eigenverbrauchsanteil wird dabei primär von der Verfügbarkeit des Elektroautos beeinflusst. Weniger starken Einfluss hat die Anzahl der gefahrenen Kilometer. Die Nutzung des Elektroautos als mobiler Speicher ist daher speziell für jene NutzerInnen empfehlenswert, bei denen eine hohe Verfügbarkeit an der Ladesäule gegeben ist (z. B. Zweitauto).
- Aus wirtschaftlicher Sicht bietet die lastspitzenoptimierten Ladestrategie keine Vorteile, da der Eigenverbrauchsanteil im Vergleich zum ungesteuerten Laden nur bedingt gesteigert werden kann.

zumindest wenn kein leistungsorientiertes Netzentgelt berücksichtigt wird.

- Der Vergleich der Simulationsergebnisse mit und ohne EEG zeigt, dass die gemeinschaftliche Nutzung und Bereitstellung von Energie in einer Energiegemeinschaft nicht nur energetische, sondern auch wirtschaftliche Vorteile für die TeilnehmerInnen dieser mit sich bringt.

2 Inhaltliche Beschreibung des Projektes

2.1 Kurzfassung

Elektroautos gewinnen in Österreich zunehmend an Bedeutung: Ende November 2022 waren in Österreich mehr als 106.000 rein elektrisch betriebene Fahrzeuge angemeldet. Auch wenn das nur 2,1 % des gesamten Pkw-Bestands in Österreich entspricht, ist gerade die Entwicklung der letzten Monate äußerst dynamisch (siehe Abbildung 1): Allein heuer wurden bis November über 30.000 rein elektrisch betriebene Fahrzeuge neu zugelassen, was 15,3 % aller Neuzulassungen entspricht.¹

Problemstellung: Unabhängig davon stellt die Elektromobilität unser Energiesystem aber auch vor neue Herausforderungen. So kann unregelmäßiges Laden mit hoher Ladeleistung im Bereich von 11 bis 22 kW zu einer hohen Belastung des Stromnetzes führen. Hier spielt die Gleichzeitigkeit eine wichtige Rolle, denn umso mehr Elektroautos gleichzeitig in einem Netzabschnitt beladen werden, umso höher ist die Belastung für das Netz.

Eine Lösung dafür stellt das geregelte Laden von Elektroautos dar. Vor allem in Verbindung mit der Möglichkeit das Elektroauto bidirektional zu be- und entladen (und das Elektroauto damit als Stromspeicher zu nutzen), können nicht nur unerwünschte Auswirkungen der Elektromobilität reduziert bzw. eliminiert werden, sondern – richtig eingesetzt - auch ein netz- und systemdienlicher Zusatznutzen für unser Energiesystem geschaffen werden.

Während es in Deutschland und anderen Ländern bereits erste Umsetzungen bidirektionaler Ladesäulen gibt und damit erste Erfahrungen mit dieser zukunftsweisenden Technologie gewonnen werden, gibt es nach Wissensstand des Konsortiums in Österreich bisher noch keine bidirektionale Ladesäule in Betrieb. Österreichische Unternehmen verlieren somit zunehmend den Anschluss an internationale Entwicklungen.

Ziele und Tätigkeiten: Um das zu ändern, wurden im vorliegenden Projekt einerseits die Machbarkeit netz- und systemdienlicher Lade- und Entladestrategien demonstriert werden, andererseits wurden die damit verbundenen Potenziale für unser zukünftiges Energiesystem sowohl in der Theorie als auch in der Praxis ermittelt. Dazu wurden folgende Ziele verfolgt bzw. folgende Aktivitäten durchgeführt:

- Inbetriebnahme von zwei bidirektionalen Ladesäulen in Österreich bei einem privaten Haushalt sowie einem Gewerbebetrieb sowie anschließender Demobetrieb um erstmalig praktische Erfahrungen und Erkenntnisse zum realen Betrieb einer bidirektionalen Ladeinfrastruktur sowie entsprechende Messwerte aus der Praxis gewinnen zu können

¹ <https://www.beoe.at/statistik/>

- softwareseitige Implementierung der OCPP Schnittstelle zur Anbindung der bidirektionalen Ladesäule an ein cloud-basierte Energiemanagementsystem
- Test der bidirektionalen Ladesäule im Labor sowie in zwei ausgewählten Testbeds unter realen Bedingungen um erstmalig praktische Erfahrungen und Erkenntnisse zum realen Betrieb sowie gemessene Parameter/Messwerte/Kenngrößen für die Simulation zu gewinnen
- Untersuchung der Netzurückwirkungen von bidirektionalen Ladesäulen um einen ordnungsgemäßen Netzbetrieb sicherzustellen
- Erhebung der energietechnischen und -wirtschaftlichen Potenziale bidirektionaler Ladestrategien für verschiedenen Use-Cases im Privat- und Gewerbebereich sowie für Energiegemeinschaften mittels Simulation sowie anschließende Demonstration in der Praxis

Resultate und Schlussfolgerungen

- Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Elektronik in der Ladesäule und die durchgeführten Wechsel-/ Gleichrichtvorgänge in der Ladestation Oberschwingungen entstehen. Überall dort wo es bereits rechtliche Vorgaben gibt, werden die Grenzwerte im Normalbetrieb der Ladestation eingehalten.
- Es gibt jedoch auch Frequenzbänder wo es noch keine normativen Regelungen gibt. In diesem Bereich wurden teils grenzwertige Netzurückwirkungen festgestellt. Um Netzemissionen zu minimieren und die Netzeffizienz weiter zu steigern, sollte die Einführung entsprechender Grenzwerte in diesen Bereichen zumindest diskutiert werden.
- Die Simulationsergebnisse zeigen, dass der Einsatz eines Elektroautos als mobiler Speicher sowohl wirtschaftlich als auch energetisch Sinn macht. Im Vergleich zum ungesteuerten Laden kann der Eigenverbrauch und somit auch die Wirtschaftlichkeit durch eine PV-optimierte Ladestrategie deutlich erhöht werden.
- Der Eigenverbrauchsanteil wird dabei primär von der Verfügbarkeit des Elektroautos beeinflusst. Weniger starken Einfluss hat die Anzahl der gefahrenen Kilometer. Die Nutzung des Elektroautos als mobiler Speicher ist daher speziell für jene NutzerInnen empfehlenswert, bei denen eine hohe Verfügbarkeit an der Ladesäule gegeben ist (z. B. Zweitauto).
- Aus wirtschaftlicher Sicht bietet die lastspitzenoptimierten Ladestrategie keine Vorteile, da der Eigenverbrauchsanteil im Vergleich zum ungesteuerten Laden nur bedingt gesteigert werden kann. zumindest wenn kein leistungsorientiertes Netzentgelt berücksichtigt wird.
- Der Vergleich der Simulationsergebnisse mit und ohne EEG zeigt, dass die gemeinschaftliche Nutzung und Bereitstellung von Energie in einer Energiegemeinschaft nicht nur energetische, sondern auch wirtschaftliche Vorteile für die TeilnehmerInnen dieser mit sich bringt.

Ausblick und Zusammenfassung

Das vorliegende Projekt zählt zu den ersten Projekten (wenn nicht überhaupt das erste Projekt), in denen bidirektionale Ladesäulen in Österreich im Realbetrieb eingesetzt wurden. Dadurch konnten die Potenziale von bidirektionalem Laden nicht nur in der Theorie sondern auch in der Praxis demonstriert werden.

Darüber hinaus kann unregelmäßiges Laden mit hoher Ladeleistung im Bereich von 11 bis 22 kW zu einer hohen Belastung des Stromnetzes führen. Hier spielt die Gleichzeitigkeit eine wichtige Rolle, denn umso mehr Elektroautos gleichzeitig in einem Netzabschnitt beladen werden, umso höher ist die Belastung für das Netz.

Eine Lösung dafür stellt das geregelte Laden von Elektroautos dar: Dabei werden Elektroautos nicht immer mit voller Leistung geladen, sondern die Beladung erfolgt in Abhängigkeit der Netzauslastung, der PV Erzeugung sowie anderer Faktoren. Dadurch kann sich zwar die Ladezeit verlängern, die Belastung des Netzes ist jedoch deutlich geringer.⁷

Zukünftig werden Elektroautos jedoch nicht nur gesteuert geladen, sondern können auch entladen werden. Durch die Möglichkeit ein Elektroauto bidirektional zu be- und entladen, wird dieses zum mobilen Batteriespeicher. Im Vergleich zu stationären Batteriespeichern (z. B. in Kombination mit einer PV Anlage) sind sowohl die Be- und Entladeleistung eines Elektroautos (> 11 kW oder höher) als auch die Speicherkapazität (> 30 kWh) deutlich höher. Der Nachteil ist jedoch, dass das Elektroauto nicht immer verfügbar ist und daher nicht immer dann be- und entladen werden kann, wenn dies gerade sinnvoll ist bzw. Bedarf besteht. Statistisch gesehen ist die Verfügbarkeit eines Elektroautos jedoch durchaus hoch, denn Studien zeigen, dass Autos nur ca. 5 % der Zeit aktiv genutzt werden, was im Umkehrschluss bedeutet, dass ein Elektroauto theoretisch zu 95 % der Zeit be- und entladen werden kann.⁸ Darüber hinaus zeigt das Projekt „Pilotprojekt Elektromobilität 2030“ dass der Großteil der Ladevorgänge zu Hause erfolgt. Großen Einfluss darauf hat das Nutzungsprofil – gerade das Zweitauto hat hier großes Potenzial, ist es doch in der Regel häufig auch unter tags zu Hause verfügbar. Andererseits sind Elektroautos von TagespendlerInnen nur bedingt geeignet um als mobiler Stromspeicher im Privatbereich eingesetzt zu werden – sehr wohl aber am Pendler- oder Firmenparkplatz.

Elektroautos können jedoch nicht nur genutzt werden um überschüssige PV-Energie zu speichern, sondern können auch netz- und systemdienlich eingesetzt werden z. B. um Regelenergie zu erbringen oder das Verteilnetz zu stabilisieren. Auch hier eröffnet die Möglichkeit des bidirektionalen Ladens zusätzliche Möglichkeiten, die jedoch noch erforscht und zur Marktreife entwickelt werden müssen. Wie Elektroautos auf diese Art und Weise zukünftig einen aktiven Beitrag zur Energiewende leisten können, beschäftigt bereits seit einigen Jahren ForscherInnen in unzähligen Forschungsprojekten. In Österreich ist hier das Leitprojekt „Car2Flex“ zu nennen, das sich mit der Frage beschäftigt, wie der steigende Anteil der Elektromobilität am besten in unsere Energieversorgung integriert werden kann. Zudem sollen Konzepte für PrivatnutzerInnen, E-Fahrzeugflotten (z. B. in Unternehmen) und für E-Car-Sharing in Mehrparteienwohnhäusern um neue wirtschaftliche Anreize für die

⁷ <https://www.enbw.com/blog/elektromobilitaet/laden/ist-das-stromnetz-den-e-autos-gewachsen/#eine-hohe-stromleistung-die-gleichzeitig-zur-verfugung-stehen-muss>

⁸ <https://www.economist.com/leaders/2017/04/06/the-perilous-politics-of-parking>

Elektromobilitätsnutzung zu schaffen. Geplant ist dabei auch die Entwicklung einer bidirektionalen Ladesäule und deren Einsatz im Rahmen ausgewählter Use-Cases.⁹

International ist hier das Projekt „i-rEzEPT - Intelligente Rückspeisefähige Elektrofahrzeuge zur Eigenstrommaximierung und Primärregelleistungsmarkt-Teilnahme“, im Rahmen dessen Nissan gemeinsam mit ausgewählten ProjektpartnerInnen die Integration von Elektroautos in öffentliche und private Stromnetze erprobt. Die Fahrzeuge (Nissan Leafs) werden dabei als Pufferspeicher für überschüssige Energie aus lokalen regenerativen Quellen verwendet und stellen darüber hinaus Strom für den Regelenergiemarkt bereit.¹⁰

Auch in Utrecht gibt es bereits erste Demonstrationsprojekte, die sich mit dem Thema bidirektionales Laden beschäftigen. Gemeinsam mit Renault bzw. Sion wird dort das Potenzial für ausgewählte Netz- und Systemdienstleistungen erhoben.^{11 12}

Begrenzte Verfügbarkeit bidirektionaler Ladeinfrastruktur: Die bidirektionale Ladeinfrastruktur stellt somit einen zentralen Baustein der Mobilitäts- und Energiewende dar. In Europa ist der Einsatz von bidirektionaler Ladeinfrastruktur bisher jedoch auf die akademische und industrielle Forschung beschränkt.¹³ Während es in Deutschland und anderen Ländern bereits erste Umsetzungen bidirektionaler Ladesäulen gibt, und erste Erfahrungen mit dieser zukunftsweisenden Technologie gewonnen werden, gibt es nach Wissensstand des Konsortiums in Österreich bisher noch keine bidirektionale Ladesäule in Betrieb.

Um ein Elektroauto bidirektional be- und entladen zu können, sind eine bidirektionale Ladesäule sowie ein geeignetes Elektroauto, das über die dafür notwendige Schnittstelle (z. B. CHAdeMO,...) verfügt, erforderlich. Aktuell bietet nur der CHAdeMO Standard diese Funktionalität. In Europa sind jedoch nur wenige Modelle mit der CHAdeMO Schnittstelle ausgestattet, prominentester Vertreter ist hier der Nissan Leaf. Zukünftig werden hier jedoch auch andere Fahrzeuganbieter nachziehen. Aktuell wird dafür der CCS-Standard erweitert, der in Europa weit verbreitet ist.¹⁴ So setzen unser anderem VW, Skoda und Hyundai auf den CCS Standard.

Bisher bieten darüber hinaus nur wenige Unternehmen bidirektionale Ladesäule an. Neben der Firma Wallbox¹⁵ bieten aktuell Kostal¹⁶ und EVTEC¹⁷ bidirektionale Ladelösungen an. Auf Anfrage ist jedoch keines der 3 Unternehmen in der Lage auch nur kleinere Stückzahlen auszuliefern.

⁹ <https://greenenergylab.at/projects/car2flex/>

¹⁰ <https://germany.nissannews.com/de-DE/releases/release-339d01299e6aa23373c49993c200099c-eigenheimbesitzer-gesucht-nissan-startet-v2g-projekt-i-rezept>

¹¹ <https://www.electrive.net/2019/03/23/renault-startet-v2g-projekte-in-utrecht-und-porto-santos/>

¹² <https://www.electrive.net/2021/09/16/100-sion-fuer-bidirektionales-ladeprojekt-in-utrecht/>

¹³ <https://www.springerprofessional.de/ladeinfrastruktur/elektrofahrzeuge/wie-ist-der-status-quo-beim-bidirektionalen-laden-/18217570>

¹⁴ <https://www.electrive.net/2019/01/24/charin-bidirektionales-laden-mit-ccs-standard-ab-2025/>

¹⁵ <https://besserladen.de/wp->

[content/uploads/2020/07/Wallbox_Quasar_DE_Technisches_Datenblatt.pdf](https://besserladen.de/wp-content/uploads/2020/07/Wallbox_Quasar_DE_Technisches_Datenblatt.pdf)

Darüber hinaus gibt es auch Bestrebungen, die für das Be- und Entladen erforderliche Hardware in das Fahrzeug zu integrieren (Vehicle-to-Load). Dieser Ansatz wird z. B. im Rahmen der Forschungsaktivitäten in Utrecht verfolgt.

Bisher keine bidirektionalen Ladesäulen in Österreich: In Kooperation mit Nissan Energy, Applied Micro Electronics "AME" und Virta International GmbH konnte die Firma Sticon bereits im Sommer 2021 zwei bidirektionale Ladesäulen aus dem Projekt „i-rEzEPT“ ankaufen und diese an der FH Technikum Wien einem ersten manuellen Testlauf unterziehen. Mittels der bidirektionalen Ladesäulen konnte ein Nissan Leaf (zur Verfügung gestellt vom Projektpartner Autohaus Gmeiner) über die Chademo Schnittstelle mit bis zu 11 kW be- und auch entladen werden (siehe Abbildung 2).



Abbildung 2: Bidirektionale Ladesäule von Applied Micro Electronics "AME" im manuellen Testbetrieb an der FH Technikum Wien

Diese beiden Ladesäulen sind eine der wenigen (wenn nicht überhaupt die einzigen) funktionierenden und getesteten bidirektionalen Ladesäulen in Österreich und bieten die seltene Möglichkeit nicht nur theoretische Potenziale mittels Simulation zu ermitteln, sondern auch praktische Erfahrungen zu sammeln.

Fehlende realitätsnahe Erhebung der Potenziale bidirektionaler Ladesäulen für Haushalte, Gewerbebetriebe und Energiegemeinschaften: In Ermangelung an Messwerten und Erkenntnissen von realen bidirektionalen Ladestationen bzw. damit verbundenen Be- und Entladevorgängen basieren bisherige Untersuchungen/Simulationen in der Regel auf Annahmen (z. B. bezüglich Wirkungsgrade, Schwellwerte,...). Der erste Testbetrieb im Labor hat jedoch gezeigt, dass hier einiges zu beachten ist z. B. lässt sich der Nissan Leaf nur bis zu einem SoC von 30 % entladen. Danach riegelt das Fahrzeug ab und lässt keine weitere Entladung mehr zu. Dies ist nach Rücksprache mit Nissan

¹⁶ <https://www.kostal-industrie-elektrik.com/de-de/produkte/electronics/wallboxen>

¹⁷ https://www.evtec.ch/application/files/2616/1204/2062/factsheet_coffeecharge_bidirectional_en.pdf

weder in einem Datenblatt noch sonst wo dokumentiert, beeinflusst aber die Simulationsergebnisse stark, da die zur Verfügung stehende Speicherkapazität damit eingeschränkt wird.

Fehlende praktische Erfahrungen mit dem Betrieb von bidirektionalen Ladesäulen: Auch wenn Simulationen mit realen Messwerten realitätsnah durchgeführt werden, so stellen sie doch eine Vereinfachung der Realität dar und können die Realität nur bedingt wiedergeben. Ein Realbetrieb der simulierten Szenarien und Algorithmen stellt hier eine optimale Ergänzung zu den Simulationsergebnissen dar, die damit einerseits validiert werden können, andererseits können unter Umständen Herausforderungen identifiziert werden, die in der Simulation so nicht berücksichtigt wurden bzw. noch nicht bekannt waren z. B. Eigenheiten in der Kommunikation, Latenzzeiten, limitierende Parameter wie Lade- und Entladeschwellwerte seitens der Ladesäule, Fehlermeldungen der Ladesäule, manuelle Eingriffe durch NutzerInnen,...

Fehlende Analyse der Netzurückwirkungen bidirektionaler Ladesäulen: Wie handelsübliche Ladesäulen muss auch eine bidirektionale Ladeinfrastruktur einen sicheren und netzkonformen Betrieb sowohl beim Be- als auch beim Entladen garantieren. In Ermangelung an bidirektionaler Ladeinfrastruktur konnten die Netzurückwirkungen (z. B. Oberschwingungen, Wirk-, Blind-, Scheinleistung, Leistungsfaktor) bisher nicht gemessen und mit den geltenden normativen Grenzwerten verglichen werden.

2.2.1 Projektziele

Daraus resultieren die folgenden **Projektziele:**

1. Inbetriebnahme von zwei bidirektionalen Ladesäulen bei einem privaten Haushalt (Einfamilienhaus in OÖ mit 5 kWp PV, Nissan Leaf Elektroauto mit 40 kWh Batterie) sowie einem Gewerbebetrieb (Autohaus Gmeiner in OÖ mit 11 kWp PV, Nissan Leafs mit 30 bzw. 60 kWh Batterie)
2. Anbindung der Ladesäule an ein Energiemanagementsystem mittels vorhandener OCPP-Schnittstelle um diese vollautomatisiert ansteuern zu können
3. Ermittlung der energietechnischen und energiewirtschaftlichen Potenziale bidirektionaler Ladesäulen bei Privathaushalten, Unternehmen und Energiegemeinschaften in Theorie und Praxis. Dazu werden unterschiedliche Lade- und Entladestrategien entwickelt, unter Berücksichtigung gemessener Parameter (Wirkungsgrad, Schwellwerte,...) simuliert und bei Bedarf überarbeitet und anschließend im Realbetrieb getestet und validiert. Beispielhaft genannt seien hier unter anderem folgende Bewirtschaftungsstrategien (Use Cases):
 - die Nutzung des Elektroautos als mobiler Speicher für PV-Überschüsse

- die Reduktion von Last- und Erzeugungsspitzen (vor allem in Anbetracht möglicher leistungsorientierte Netzentgelte wie bei den E-Control-Tarifen 2.0 angedacht)
- die Be- und Entladung basierend auf externen Einflussparametern z. B. CO₂-Emissionen des Strommixes, flexible Tarife, Vorgaben der Bilanzgruppe, Fahrplanteue,...

4. Einbindung von E-Mobilitätslösungen in das Konzept der „Energiegemeinschaften“: Das verwendete cloud-basierte Energiemanagementsystem bietet die Möglichkeit mehrere Haushalte zu einer Energiegemeinschaft zusammenzufassen und gemeinsam zu bewirtschaften. Damit können im geplanten Projekt nicht nur die Auswirkungen einer oder mehrerer bidirektionaler Ladesäulen auf einen Haushalt oder einen Gewerbebetrieb untersucht werden, sondern auch die damit verbundenen Potenziale für Energiegemeinschaften.

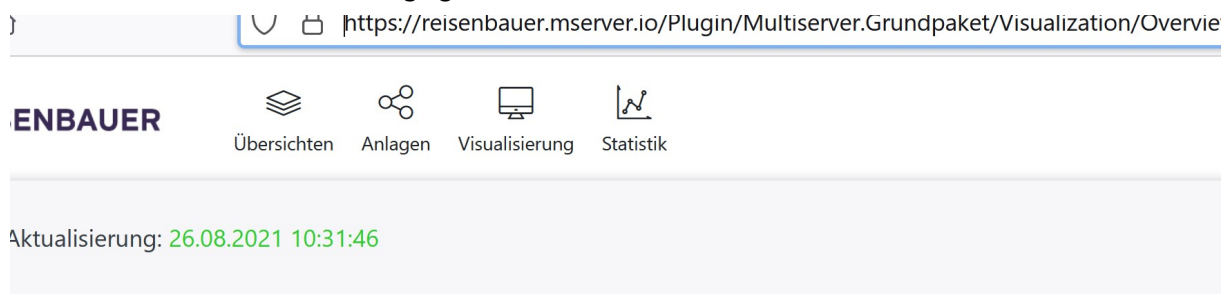


Abbildung 3: Visualisierung der Energiegemeinschaftsplattform

5. Untersuchung der Netzurückwirkungen von bidirektionalen Ladesäulen: Um zukünftig einen sicheren und netzkonformen Betrieb sowohl beim Be- als auch beim Entladen garantieren zu können, sollen im Projekt folgende Fragen beantwortet werden:

- Welche elektrischen Oberschwingungen (bis 150 kHz) und Leistungsfaktoränderungen entstehen im bidirektionalen, lastdynamischen Betrieb der getesteten konduktiven Gleichstromladesäule, welche normativen Grenzwerte gelten dafür und können diese eingehalten werden?
- Welche supraharmische Oberschwingungsströme zwischen 2 und 150 kHz entstehen im bidirektionalen, lastdynamischen Betrieb der getesteten Gleichstromladesäule und inwiefern können bereits bestehende, nicht für dieses Betriebsmittel geltende, normative Grenzwerte auf dieses Betriebsmittel umgelegt werden?
- Welche Leistungsfaktoränderungen entstehen bei einem lastdynamischen Betrieb einer bidirektionalen, konduktiven Gleichstromladesäule im Lade- und Entladebetrieb?

6. Test der bidirektionalen Ladesäule im Labor sowie in zwei ausgewählten Testbeds unter realen Bedingungen um erstmalig praktische Erfahrungen und Erkenntnisse zum realen Betrieb sowie

gemessene Parameter/Kenngrößen für die Simulation (z. B. Wirkungsgrade beim Be- und Entladen mit verschiedenen Leistungen,...) zu gewinnen.

7. Demonstration der technischen Machbarkeit und der Potenziale bidirektionaler Ladestrategien für unterschiedliche Anwendungen im Privat- und Gewerbebereich: Dabei geht es vor allem darum zu zeigen bzw. unter Beweis zu stellen, dass die entwickelten Technologien/Systeme in der Praxis tatsächlich funktionieren und theoretische Potenziale auch in der Praxis (zumindest annähernd) erreichbar sind.

8. Sicherstellung einer hohen Replizierbarkeit der Projektumsetzung sowie Verwertung der Projektergebnisse in Österreich: Eines der wesentlichen Ziele des Projekts ist die Verbreitung der Projektergebnisse: Einerseits um den Leuchtturmcharakter des Projekts zu forcieren und das Potenzial des bidirektionalen Ladens nicht nur theoretisch zu zeigen, sondern dieses auch in der Praxis unter Beweis zu stellen (Bewusstseinsbildung, Vorbildwirkung). Andererseits um der Forschungscommunity die Möglichkeit zu bieten, auf den Projektergebnisse – in erster Linie auf den Messwerten wie z. B. den Wirkungsgraden,... und praktischen Erkenntnissen – aufzubauen bzw. diese anzuwenden. Projektergebnisse, wie z. B. das Konzept für die Einbindung der bidirektionalen Ladesäule oder die erarbeiteten Lade- und Entladestrategien sollen daher so aufbereitet werden, dass diese auch in weiteren Umsetzungsprojekten angewendet werden können.

Methoden und Tätigkeiten: Um die Projektziele zu erreichen, wurden im Projekt unter anderem folgende Tätigkeiten in 3 Projektphasen durchgeführt:

Phase 1: Vorbereitungen und Tests

- Erhebung der technischen, wirtschaftlichen und rechtlich/regulatorischen Rahmenbedingungen mittels Recherche und bei Bedarf ExpertInnen-Interviews
- Softwareseitige Implementierung der OCPP Schnittstelle zur Anbindung der bidirektionalen Ladesäule an ein cloud-basiertes Energiemanagementsystem (EMS)
- anschließende Software- und Funktionstests des Systems (Ladesäule + Energiemanagementsystem + Elektroauto) im Energy Systems Lab der FHTW
- Untersuchung der Netzzrückwirkungen im Energy Systems Lab mittels zwei NEO PQA 8000 und ein Dewetron Sirius Messgerät, jeweils ausgestattet mit Rogowski Spulen für die Strommessung

Phase 2: Modellierung und Simulation

- Entwicklung unterschiedlicher Lade- und Entladestrategien z. B. zur Nutzung des Elektroautos als mobiler Speicher für PV-Überschüsse bzw. zur Reduktion von Last- und Erzeugungsspitzen sowie anschließende Implementierung ausgewählter Lade-/Entladestrategien in das EMS
- Modellierung und Simulation in MatLab oder Python, Auswertung der Ergebnisse

Phase 3: Realbetrieb

- Vorbereitung der Testbeds: Installation, Inbetriebnahme und Test der erforderlichen Infrastruktur
- Testbetrieb ausgewählter Lade-/Entladestrategien in den Testbeds, Monitoring und Auswertung
- abschließende Evaluierung der Erkenntnisse und Ableitung von Handlungsempfehlungen: gemeinsam im Konsortium um einen Gesamtüberblick über die Projektergebnisse zu schaffen

2.3 Stand der Technik

2.3.1 Bidirektionales Laden

Bidirektionales Laden, bedeutet dass die Batterien der Elektrofahrzeuge an der Ladestation nicht nur aufgeladen werden können, sondern auch eine Entladung möglich ist. Grundsätzlich wird hier zwischen Vehicle-to-Grid (V2G) und Vehicle-to-Home (V2H) unterschieden. Bei V2H dient die Batterie des Fahrzeugs als Heimspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung. Bei V2G wird hingegen versucht, durch kontrollierte netzdienliche Be- und Entladung der Fahrzeugbatterie Leistungsspitzen zu reduzieren.

2.3.1.1 Technik

Die technischen Richtlinien für bidirektionales Laden werden bereits im ISO Standard *ISO15118 – Straßenfahrzeuge – Kommunikationsschnittstelle Fahrzeug und Ladestation* beschrieben. Dieser enthält neben den technischen Rahmenbedingungen auch Beschreibungen möglicher Business Cases und Anwendungsbeispiel.

ISO 15118-1:2019(E)

ÖNORM

7.8.9 Managed bidirectional power transfer into the grid and/or

Table 29 — Managed bidirectional power transfer into the

No.	Type	Descri
1	Business use case	Managed bidirectional power transfer

Abbildung 4: Auszug ISO15118

Um Ladestationen zu steuern und ihre maximale Ladeleistung anzupassen, wird der OCPP Standard (Open Charge Point Protocol) verwendet (has.to.be 2015). Dieser Standard ermöglicht eine Kompatibilität des Backend mit der Ladestation. Die Ladestation verfügt über eine 4G-Mobilfunkschnittstelle, mit welcher sie über ein von OCPP 1.5 vorgefertigtes SOAP/XML Interface angesprochen werden kann. Mithilfe dieser Kommunikation ist es möglich, die Ladung zu stoppen/starten, die Ladeleistung zu variieren und die Ladestation in den V2G-netzunterstützenden

Modus zu schalten. Ebenso erhält man von der Ladestation den aktuellen Status und die Ladeleistung.

Die aktuellen Entwicklungen zeigen ein klares Kommitment der großen Fahrzeughersteller zur Entwicklung und Markteinführung der technischen Erfordernisse, die die bidirektionalen Bewirtschaftung eines Elektroautos ermöglichen. Während chinesische Hersteller bereits seit einiger Zeit diese Möglichkeit standardisiert implementieren, plant Volkswagen alle Elektrofahrzeuge entsprechend umzurüsten und die technischen Rahmenbedingungen für die bidirektionale Be- und Entladung bis 2022 zu schaffen. Konkret bezeichnet Volkswagen seine Fahrzeuge als „Powerbanks auf Rädern“ (Volkswagen AG, 2022). Alle Fahrzeuge mit einem Energiegehalt > 77kWh sollen gemäß Aussendungen von Volkswagen bis 2022 entsprechend nutzbar sein.

Auch die benötigten bidirektionalen Ladestation sind bereits am Markt erhältlich. Handelsübliche Größen sind günstig erwerbbar. Beispiele mit 7,4kW Be- und Entladeleistung sind im Internet bereits zu finden.

Unklar ist noch die Frage nach dem notwendigen Stecker zum Anschluss des Fahrzeuges an die Ladestation. Derzeit unterstützt nur der CHAdeMO Stecker die bidirektionale Ladefunktion. Der Erste Schritt in Richtung Standardisierung wurde mit der Publikation der ISO15118 gesetzt – der internationale Standard definiert die Kommunikation zwischen Fahrzeug, Ladesäulen und Betreibern mit dem Ziel die Interoperabilität zwischen verschiedenen Herstellern sicher zu stellen.

2.3.1.2 Potenziale

Voraussetzungen für V2G Applikationen

- Verfügbarkeit: Das Fahrzeug muss im Verbund der EEG verfügbar sein und am Netz mittels Ladestation angebunden sein, um genutzt werden zu können. Im Rahmen der Simulationen dieser Arbeit wird der Schwerpunkt auf unterschiedliche Mobilitätsprofile gesetzt, diese setzen genau in diesem Punkt an. Die Verfügbarkeit des Speichers ist von essenzieller Bedeutung für die Bewirtschaftungsmöglichkeiten (Freyman, 2020).
- Technologische Grundvoraussetzungen: Derzeitige Technologien sind meist nur für reine Ladevorgänge entworfen. Im vorgehenden Kapitel wurden bereits die technischen Möglichkeiten und Prognosen des bidirektionalen Ladens erläutert. Eine entsprechende Infrastruktur ist unerlässlich zur Ausschöpfung des vollen Potentials. (Freyman, 2020)
- Finanzielle Anreize: Veränderungen sind häufig mit Kosten verbunden – die Installation einer bidirektionalen Infrastruktur muss kosteneffizient und interessant für die Endnutzer sein. (Freyman, 2020)

Die Energiemenge, welche durch die Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen zur externen Nutzung zur Verfügung steht, ist stark vom Mobilitätsverhalten des Fahrzeughalters und des Fahrzeugs abhängig. Als Beispiel wird ein Wohngebäude mit PV-Anlage inklusive einer E-Ladestation zur

Überschussladung eines Elektrofahrzeugs angenommen. Der/Die BesitzerIn des Fahrzeugs fährt wochentags mit dem Elektrofahrzeug in die Arbeit, das Fahrzeug befindet sich daher von ca. 08:00 – 17:00 Uhr nicht beim Wohngebäude. Ein mögliches Lastprofil für diesen Fall ist in Abbildung 5 dargestellt, wobei zudem eine Lastspitze am Abend zu erkennen ist.

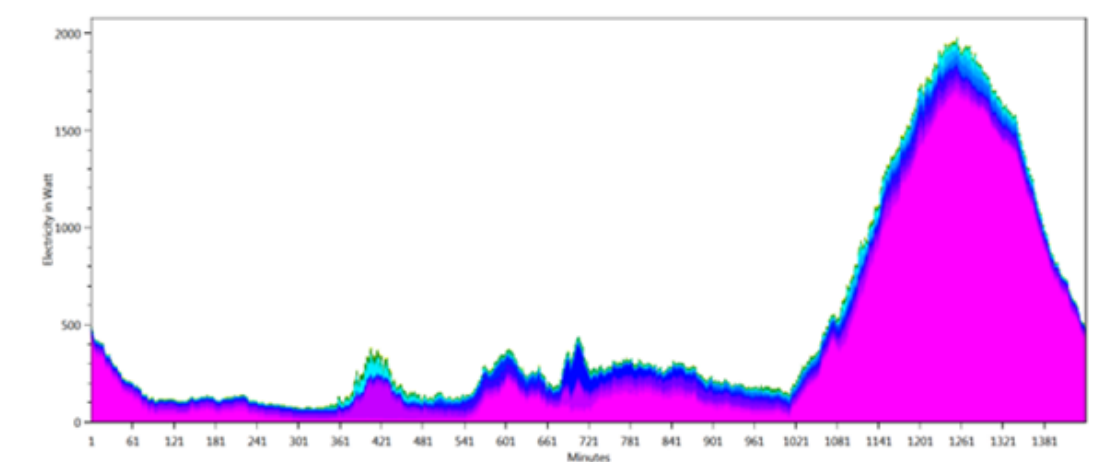


Abbildung 5: Büro Tätigkeit (Pflugradt, 2018)

Fährt der Besitzer nun mit dem Auto zu seinem Arbeitsort, steht das Fahrzeug beim Wohngebäude nicht zur Ladung durch die PV-Anlage zur Verfügung, wodurch die überschüssige Energie ins Netz abgeregelt werden muss, soweit kein zusätzlicher stationärer Batteriespeicher installiert ist. Je nach Fahrdistanz ist nach dem Weg von der Arbeitsstelle nachhause im Idealfall noch eine gewisse Restmenge an Energie im Speicher, welche nun einen Teil der Lastspitze am Abend decken kann. Zusätzlich muss das Fahrzeug über Nacht wieder geladen werden, um die gewünschte Fahrdistanz am nächsten Tag zurücklegen zu können.

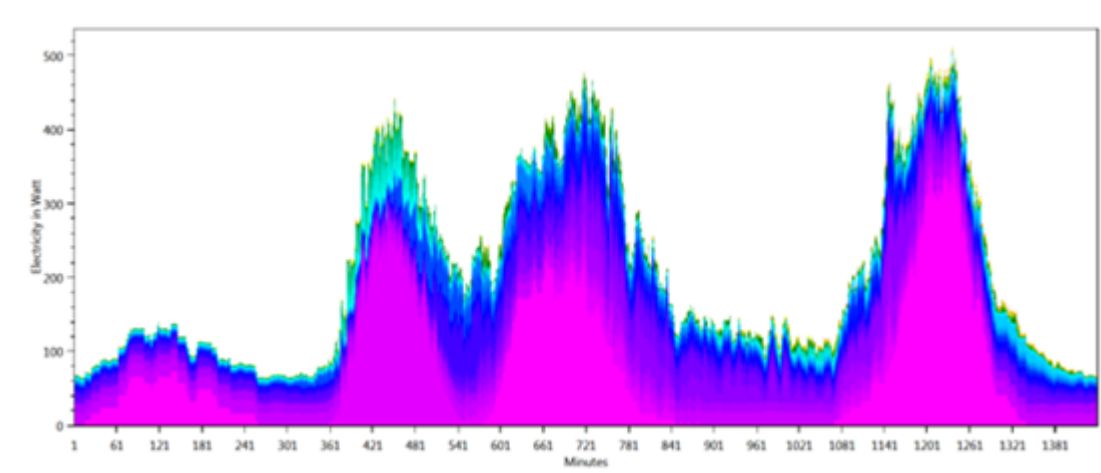


Abbildung 6: Home Office (Pflugradt, 2018)

Im Vergleich dazu ist in Abbildung 6 das Lastprofile eines Bewohners im Homeoffice dargestellt. Hier befindet sich das Fahrzeug unter Tags am Wohnort und kann daher durch die PV-Anlage geladen werden, sobald der Haushaltsbedarf gedeckt werden kann. Dadurch kann zum einen der Eigenverbrauch der Anlage gesteigert und zudem ein höherer Bedarf am Abend durch den

Batteriespeicher des Fahrzeugs gedeckt werden. Dies ist von der benötigten Fahrleistung am nächsten Tag abhängig, da je nach Reichweite die mögliche Verbrauchsdeckung variiert.

Zurzeit sind unterschiedliche Konzepte und Ideen zur Integration von Elektrofahrzeugen in das Energiesystem denkbar, die es zum Ziel haben die Partizipation von Elektrofahrzeugen am Strommarkt im Rahmen einer V2X Applikationen zu ermöglichen. Grundsätzlich kann die erste Unterscheidung zwischen V2G (direkt am Stromnetz) und V2H (hinter dem Stromzähler, daher rein lokal am Hausanschluss) getroffen werden. In einer EEG muss der Verbund als V2G Lösung betrachtet werden, um die haushaltsübergreifende Partizipation am Strommarkt und Bewirtschaftung des Speichers zu ermöglichen.

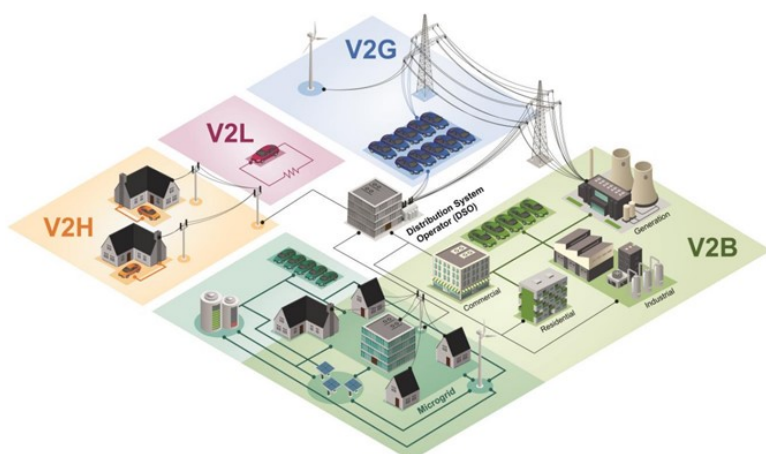


Abbildung 7: V2X Applikationen und Partizipation am Strommarkt (Thompson & Perez , 2019)

Das theoretische Potential ist groß – typische Elektroautos verfügen über Batteriekapazitäten mit bis zu 100 kWh, der Tagesbedarf eines normalen Haushaltes kann mit einem Speicher dieser Größe gedeckt werden. Durch den bereits einhergehend beschriebenen signifikanten Anstieg der Anteile von Elektrofahrzeugen am PKW-Markt entwickelt sich ein sehr großes nutzbares Speichervolumen im Straßenverkehr. (Thompson & Perez , 2019)

2.3.1.3 Ziele und Möglichkeiten

Technisch können mit der bidirektionalen Bewirtschaftung von Elektrofahrzeugen unterschiedliche Ziele verfolgt und realisiert werden. Nachfolgenden werden drei grundlegende, denkbare Ziele bzw. Anwendungsfälle beschrieben. Viele Institutionen und Forschungsgruppen beschäftigen sich zurzeit mit den Möglichkeiten und Chancen, die das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen und deren Integration in den Strommarkt bieten. Grundsätzlich ist es immer notwendig möglichst viele Daten über das Ziel-Netz verfügbar zu haben und die Integration mit einem soliden, überlegten Konzept zu realisieren. So wird etwa in (Crozier, et al., 2019) nachfolgende treffende Formulierung gewählt:

Bi-directional charging has the potential to reduce peak demand on a residential network compared to uni-direction charging

“This difference highlights the necessity of using representative load and network data in order to inform decisions about the viability of V2G in residential networks”

Lastreduktion: Durch die gezielte und aktiv geregelte Bewirtschaftung von Elektrofahrzeugen werden Lastspitzen verschoben. In Zeiten geringer Last, wird das Elektrofahrzeug geladen, im Falle eines Auftretens von Lastspitzen wird das Fahrzeug entladen und Energie / Strom im Netz zur Verfügung gestellt. Das Ziel dieser Methode ist die Entlastung des Netzes und die Verteilung der Kapazitäten. (Sebastian Faller, 2020)

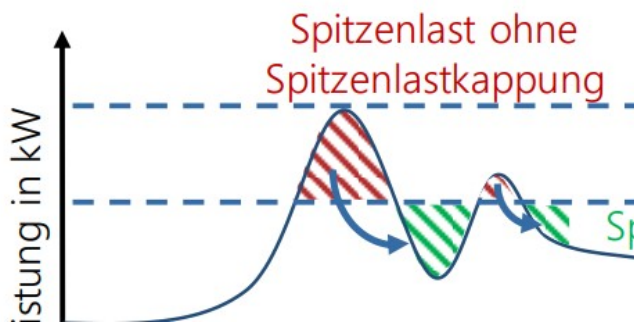


Abbildung 8: Lastreduktion (Sebastian Faller, 2020)

Eigenverbrauchsmaximierung: Neben der Reduktion von Lastspitzen können die Speicher genutzt werden, um den Nutzungsanteil des selbst erzeugten Stromes zu maximieren – dies wird im Rahmen einer Eigenverbrauchsmaximierung realisiert. Strom aus einer PV Anlage soll primär zur Deckung des Eigenverbrauchs verwendet werden, Überschuss kann im Elektrofahrzeug zwischengespeichert werden und zu einem späteren Zeitpunkt (z.B. in der Nacht) verwendet werden. (Sebastian Faller, 2020) Das Ziel dieser Regelung ist klar die Erhöhung der Eigenverbrauchsanteils von selbst erzeugtem Strom und ist daher von besonderem Interesse zur Anwendung in einer EEG, um den Autarkiegrad dieser zu erhöhen. Im Rahmen einer EEG muss die Betrachtung des Eigenverbrauchsanteiles ausgeweitet werden und auf alle an der EEG teilnehmenden Haushalte umgelegt werden, die Bewirtschaftung eines Elektrofahrzeuges mit selbst erzeugtem Strom würde dann unter der Prämisse einer aktiv geregelten EEG im Verbund der Haushalte verteilt werden und verfügbare Elektrofahrzeuge bewirtschaftet werden.

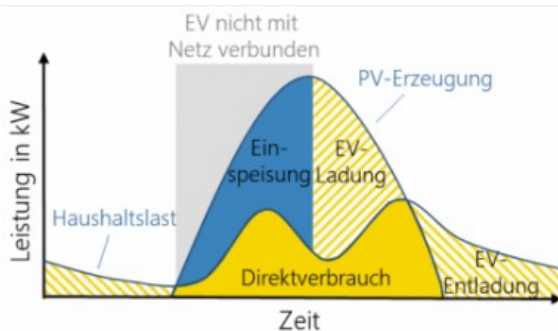


Abbildung 9: FFE Positionspapier - Bidirektionales Lademanagement – BDL (Sebastian Faller, 2020)

Zeitliche Arbitrage: Eine weitere Denkbare Anwendung ist eine Regelung basierend auf der Nutzung zeitvariabler Stromtarife. Das Ziel ist den Speicher des Elektrofahrzeuges zu Zeiten niedriger Strompreise zu laden und zu Zeiten hoher Einspeisetarife zu entladen und einen wirtschaftlichen Vorteil zu aggregieren. (Sebastian Faller, 2020)

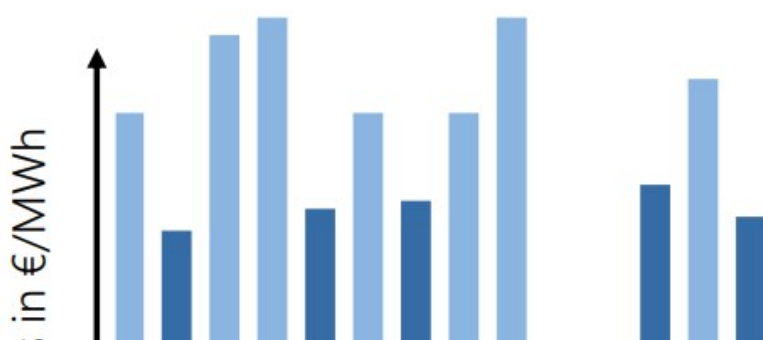


Abbildung 10: Zeitliche Arbitrage (Sebastian Faller, 2020)

2.3.1.4 Forschungsarbeiten

Car2Flex (FH Technikum Wien)

Das Forschungsprojekt Car2Flex beschäftigt sich mit dem Thema kontrolliertes Laden von Elektrofahrzeugen und den daraus folgenden Vorteilen für das Energiesystem durch den Vehicle2Grid-Ansatz (V2G) wie beispielsweise Lastspitzenreduktion und Nachfrageverschiebung. Die Technologie des V2G-Ansatzes ist auf theoretischer Basis bereits gut erforscht, die praktische Anwendung sowie die Akzeptanz, langfristige Auswirkungen auf das Energiesystem und vor allem die Anwendung in Car-Sharing Konzepten ist jedoch noch nicht erprobt.

Ziel des Projekts ist die Entwicklung von bidirektionalen Ladepunkten zur Direktnutzung von PV-Strom sowie Regelalgorithmen für netzdienliche Ladestrategien mittels verschiedenen Use-Cases. Durch neue wirtschaftliche Anreize für den E-Mobilitätssektor soll die Integration von erneuerbaren Energien gefördert werden. Die Kernergebnisse werden in einem Anforderungskatalog zusammengefasst und zugänglich gemacht. (Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft, 2021)

BDL: Bidirektionales Laden: Von der Last zur Lösung!

Im Projekt BDL werden nutzerfreundliche Lösungen für rückspeisefähige Elektrofahrzeuge zusammen mit Partnern aus der Automobilbranche und Wirtschaft entwickelt, um für das Energiesystem der Zukunft ein intelligentes Zusammenspiel von Fahrzeugen, Ladeinfrastruktur und Stromnetzen realisieren zu können.

Anhand von Use-Cases wurden Anwendungsfälle des bidirektionalen Lademanagements erstellt, um die verschiedensten Einsatzmöglichkeiten identifizieren zu können. Diese sind in Abbildung 11 dargestellt. Die drei Hauptanwendungsfälle sind dabei die Spitzenlastkappung, die Erhöhung des

Eigenverbrauchs und der Autarkie sowie die zeitliche Arbitrage. Diese Anwendungsmöglichkeiten wurden bereits in Abschnitt 0 genau erläutert. (Sebastian Faller, 2020)

Name	Erlös-Ort	Kunden-gruppe	Regelung
Spitzenlastkappung			Zentra
Eigenverbrauchserhöhung			Lokal
Zeitliche Arbitrage (Intraday)			Zentra
Zeitliche Arbitrage (Day-Ahead)			Zentra
„Echter“ Grünstrom (mit PPA)			Zentra
Primärregelleistung			Lokal
Lokale Netzdienstleistung			Zentra
Redispatch			Zentra
Blindleistungsbereitstellung			Zentra
Tarifontimiertes Laden/Entladen			Lokal

Abbildung 11: Projekt BDL (Sebastian Faller, 2020)

2.3.2 Netzurückwirkungen

2.3.2.1 Oberschwingungen

Oberschwingungen in elektrischen Netzen entstehen durch nichtlineare Lasten im Netz (Chapman 2002). Diese Lasten charakterisieren sich durch die Umwandlung der sinusförmigen Versorgungsspannung in eine andere Frequenz oder Gleichspannung. Diese Transformation wird mittels Elektronikschaltungen durchgeführt. Diese Elektronikschaltungen takten meistens mit Frequenzen, welche über der Netzfrequenz von 50-Hertz liegen und emittieren dadurch überlagerte, höherfrequente Emissionen in das Netz.

In *Abbildung 12* ist ersichtlich, dass der Strom der dargestellten Last nicht sinusförmig ist. Aufgrund dieser Kurvenform des Stromes ist der Momentanwert des Stromes nicht proportional zu der angelegten Spannung (Chapman 2002). Dies bedeutet, dass zu jedem Zeitpunkt die angelegte sinusförmige Spannung einen sinusförmigen Strom hervorruft. In *Abbildung 12* ist ersichtlich, dass der aus einem Zweiweg-Gleichrichter mit Glättungskondensator entstehende Strom nicht sinusförmig ist. Durch diese Stromkurvenform entsteht eine nichtlineare Lastkennlinie. Diese periodische Stromkurvenform kann nun mittels einer Fourier Transformation in die einzelnen periodischen Oberschwingungsanteile zerlegt werden und beschrieben werden. Dadurch können, bezugnehmend auf die 50 Hz Netzgrundschwingung, harmonische Oberschwingungen ausfindig gemacht werden.

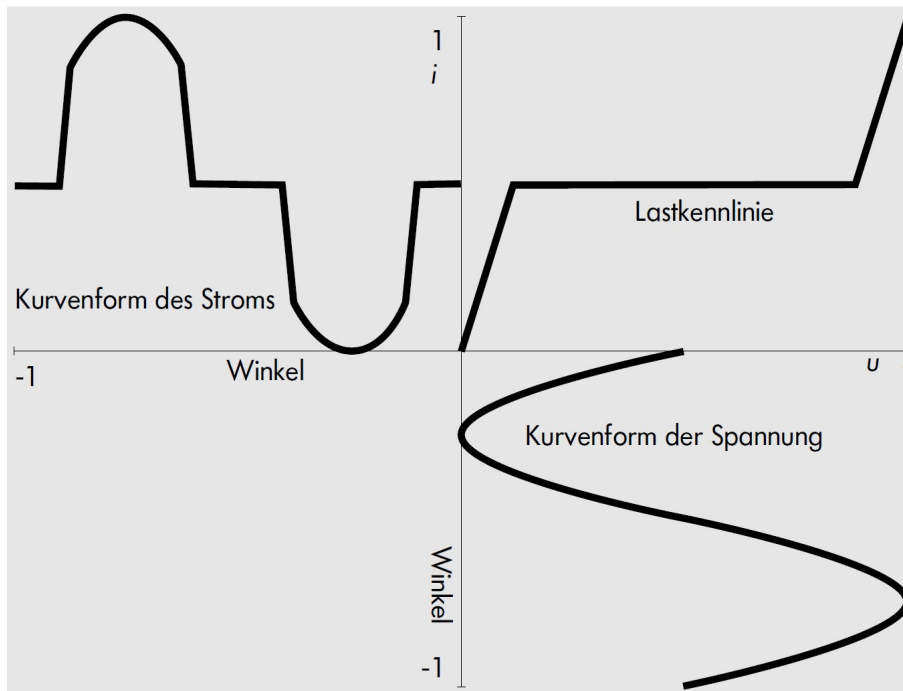


Abbildung 12: Stromschwingung einer nichtlinearen Last (Chapman 2002)

Nachdem heutzutage immer mehr nichtlineare Lasten im Netz vorhanden sind, entstehen auch mehr Oberschwingungen im Netz. Diese Oberschwingungen können je nach Auftreten in der Spannung oder dem Strom folgenden Probleme im Netz erzeugen.

- *„Durch Oberschwingungsströme verursachte Probleme:*
 - *Überlastung von Neutralleitern*
 - *Überhitzung von Transformatoren*
 - *Fehlauslösungen von Leitungsschutzschaltern / Leistungsschaltern*
 - *Überbeanspruchung von Kompensations-Kondensatoren*
 - *Skineffekte*
 - *Spannungsverzerrung*
- *Durch Oberschwingungsspannungen verursachte Probleme:*
 - *Überhitzung oder Hochlaufschwierigkeiten von Drehfeldmotoren*
 - *Nulldurchgangsstörungen (bei elektronischen Schaltungen, die sich an dem Nulldurchgängen orientieren)“ (Chapman 2002 S. 6ff)*

Nachdem es im ausdrücklichen Interesse der Netzbetreiber und Netznutzer ist, dass das Versorgungsnetz stabil und hoch qualitativ ist, ist es selbstverständlich, dass der Anteil an Oberschwingungen im Netz so gering wie möglich gehalten werden muss. Hierfür gibt es Normen und Regularien, welche in Kapitel 2.3.2.3 erörtert werden.

Zuzüglich zu den Oberschwingungen bis zur 50. harmonischen Oberschwingung wird ein primärer Fokus auf die höherfrequenten harmonischen Oberschwingungen (supraharmonische Oberschwingungen) bis zu Frequenzen von 150 kHz gelegt.

Die Auswertung der Oberschwingung bezieht sich auf die folgenden drei Parameter:

- Strom
- Spannung
- Phasenwinkel

Für eine fundierte Aussage über die Oberschwingungen ist es nötig, neben den Oberschwingungen auch die Grundwelle und die Parameter dieser zu betrachten. Hierfür werden dieselben drei Parameter herangezogen. Zuzüglich dazu gibt es Auswertungsfaktoren, welche die Oberschwingungen in Bezug mit der Grundschiwingung setzen und hierdurch die Interpretation vereinfachen. Die relevantesten Auswertungsfaktoren sind die Total Harmonic Distortion (THD) und die Total Demand Distortion (TDD) jeweils in Strom- und Spannungsbezug.

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{\theta=2}^H I_{\theta}^2}}{I_1} \quad (1)$$

$THD_{I,U}$ = Total Harmonic Distortion von Strom oder Spannung [%]

H = Anzahl der Harmonischen (lt. IEC 61000-3-2 bis zu 50.)

I_{θ}^2 = RMS – Wert des Stroms ab der zweiten Harmonischen [A]

I_1 = RMS – Wert der Grundschiwingung von Strom [A]

$$TDD_I = \frac{\sqrt{\sum_{\theta=2}^H I_{\theta}^2}}{I_L} \quad (2)$$

I_L = RMS – Wert der Grundschiwingung für die Nennstrom [A]

Wie in Formel (1) und Formel (2) ersichtlich ist, unterscheiden sich die beiden Faktoren nur im Nenner (E-Control 2017). Hierbei wird bei der THD der aktuelle Wert der fundamentalen Schwingung des Gerätes herangezogen. Bei der TDD wird der Nennwert der Last herangezogen, welches es ermöglicht auch bei Schwachlast eines Betriebsmittels einen verhältnismäßigen Wert zu bekommen. Für den THD bzw. TDD der Spannung kann anstatt dem Strom die Spannung eingesetzt werden.

Ströme und Spannungen, welche starke Oberschwingungen aufweisen, können bei kurzzeitigem Auftreten zu Störeffekten von elektronischen Geräten oder Einrichtungen in der Nähe führen (OVE/TK EMV 2020c). Bei einem langfristigen Auftreten entstehen durch die Oberschwingungen erhöhte Verluste und somit eine höhere thermische Belastung von Bauteilen in der Nähe.

2.3.2.2 Leistungsfaktor

Der Leistungsfaktor, umgangssprachlich auch bekannt als $\cos \varphi$, wird aus den drei Leistungsgrößen von Wechselstromkreisen gebildet (Paul und Paul 2017). Mit Wirk-, Blind- und Scheinleistung können

über die Beziehung $S^2 = P^2 + Q^2$ die Leistungskomponenten linearer Lasten abgebildet werden. Bei nichtlinearen Lasten im Netz muss der beschriebene Leistungsfaktor angepasst werden. Durch die mathematische Transformation (Paul und Paul 2017 S. 726) ergeben sich zwei neue Blindleistungskomponenten, welche die Blindleistung für nichtlineare Verbraucher beschreiben.

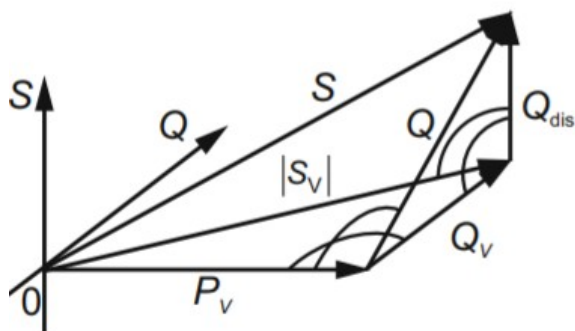


Abbildung 13: Leistungsgrößen bei nichtlinearen Lasten (Paul und Paul 2017)

Wie in Abbildung 13 ersichtlich, teilt sich der Anteil der Blindleistung Q in die Komponenten Q_v (Verschiebeblindleistung) und Q_{dis} (Verzerrungsblindleistung) auf (Paul und Paul 2017). Hierbei gilt es hervorzuheben, dass sich die Verschiebeblindleistung aus allen harmonischen Leistungsanteilen ergibt und die Verzerrungsblindleistung aus mischfrequenten Anteilen gebildet wird. Die Verzerrungsblindleistung tritt nur bei nichtlinearen Netzen auf und wird bei überschwingungsfreien Netzen null.

2.3.2.3 Normative Regelungen

Um die Versorgungssicherheit und Qualität im Netz zu gewährleisten, müssen alle Netzbenutzer die Netzregeln einhalten. Neben den Netzregeln gibt es eine Anzahl von Normen, welche auf die angeschlossenen Betriebsmittel gelten und eingehalten werden müssen. Diese Regeln und Normen sind:

- Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Nutzer von Netzen (TOR)
 - Teil C - Technische Regeln für Netze mit einer Nennspannung unter 110 kV
 - Teil D1 – Netzurückwirkungsrelevante elektrische Betriebsmittel
 - Teil D2
 - Teil D4 – Typ A Erzeuger
- IEC 61000-3-2
- IEEE 519
- DIN EN 50160
- IEC 61000-4-7
- IEC 61000-4-30

2.3.3 Energiegemeinschaften

Energiegemeinschaften sind ein Zusammenschluss von mindestens zwei Teilnehmern, um erzeugte Energie zu teilen, indem sie gemeinsam verbraucht, gespeichert oder verkauft wird. Durch intelligente Strommessgeräte (Smart Meter) und der Messung sowie Speicherung von Viertelstundenwerten wird es möglich, die Abrechnung innerhalb der Energiegemeinschaften durchzuführen. (Klima- und Energiefonds, 2022) Energiegemeinschaften sind zudem Teil des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket, dessen Ziel es ist, die Stromversorgung in Österreich bis 2030 auf 100% Strom (bilanziell) durch erneuerbare Energieträger bereitzustellen sowie bis 2040 die Klimaneutralität zu erreichen. (E-Control, 2022)

Erneuerbare Energiegemeinschaften (EEG): Hier steht die Energieerzeugung mittels erneuerbarer Energieträger im Mittelpunkt. Die Teilnehmer müssen sich in derselben Netzebene befinden und werden so lokal eingegrenzt. Teilnehmer einer lokalen EEG sind innerhalb der Netzebenen 6 und 7, Teilnehmer einer regionalen EEG können sich auch in Netzebene 4 und 5 befinden. (Klima- und Energiefonds, 2022) Zudem haben sie alle je einen Netznutzungsvertrag bei dem gleichen Netzbetreiber, was den Vorteil von günstigeren Netztarifen für die Teilnehmer durch die Nähe der Energiebezüge bedeutet. Darüber hinaus gibt es für Teilnehmer einer EEG einige finanzielle Anreize. Für die erzeugte und verbrauchte Energie muss kein Erneuerbaren-Förderbetrag geleistet werden. Außerdem kann von der Befreiung der Elektrizitäts-Abgabe für erzeugten und verbrauchten PV-Strom sowie reduzierten Netzkosten profitiert werden. (E-Control, 2022) EEGs können in verschiedenen Organisationsformen gegründet werden, jedoch soll dabei die Gemeinnützigkeit im Vordergrund stehen. Der Hauptzweck liegt in der gemeinsamen Erzeugung und Nutzung von erneuerbarer Energie und nicht im finanziellen Gewinn, was auch in den Statuten der EEG festgesetzt werden muss. (Klima- und Energiefonds, 2022)

Bürgerenergiegemeinschaften (BEG): Energiegemeinschaften können auch über den Lokal- bzw. Regionalbereich sowie über Netzbereiche hinausreichen. Dies wird in Form von Bürgerenergiegemeinschaften realisiert. Hierbei darf nur elektrische Energie erzeugt, geteilt und verbraucht werden, wobei dieser nicht ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern stammen muss. Durch die fehlende Lokalität entfallen die reduzierten Netztarife und für den geteilten Strom innerhalb der BEG muss auch der Erneuerbaren-Förderbetrag gezahlt werden. (E-Control, 2022) Auch bei BEGs darf die Gewinnerzielung nicht im Vordergrund stehen, was auch hier in den Statuten oder der Organisationsform festgelegt sein muss. (Klima- und Energiefonds, 2022)

2.4 Tätigkeiten, Methoden und Resultate

2.4.1 Vorbereitungen und Tests

Die verwendete Ladesäule konnte zu Projektstart nur manuell über das am Touchscreen verfügbare User-Interface bedient werden. Damit die Ladesäule basierend auf der hinterlegten Lade- und Entladestrategie (z. B. um PV-Überschuss zwischenspeichern, Lastspitzen zu reduzieren,...) automatisch angesteuert werden kann, wurde diese in eine Energiemanagementsystem (EMS) eingebunden. Dies erfolgte über die verfügbare OCPP-Schnittstelle an der Ladesäule. OCPP steht für „Open Charge Point Protocol“ und hat sich als Standard für die Kommunikation zwischen einer Ladesäule und einem Energiemanagementsystem etabliert. Ein Überblick über das Gesamtsystem (Ladesäule + Energiemanagementsystem + Elektroauto) ist in Abbildung 14 zu finden.

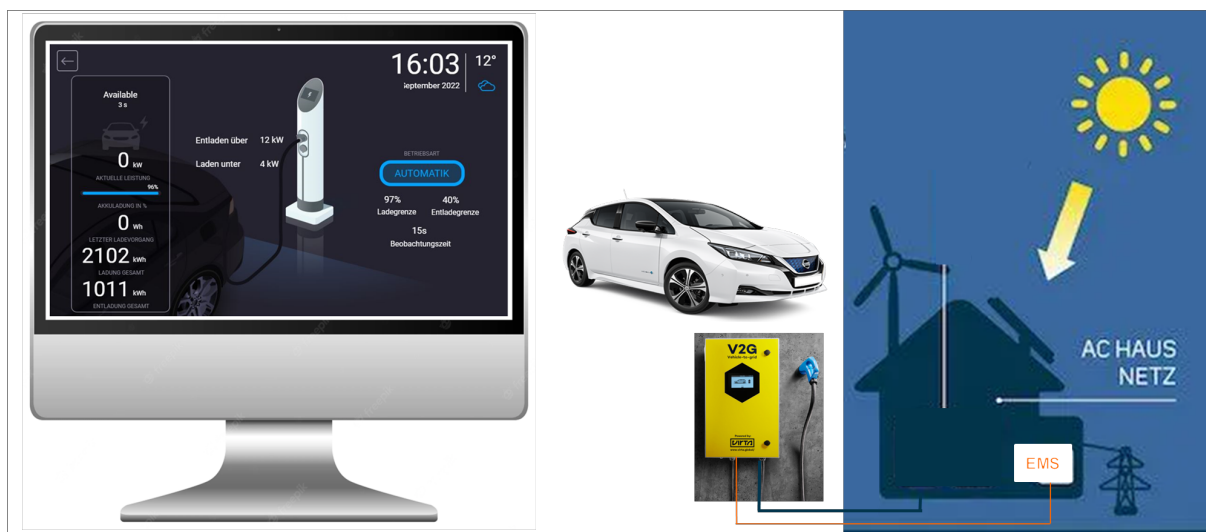


Abbildung 14 Überblick über das Gesamtsystem (Ladesäule + Energiemanagementsystem + Elektroauto)

Darüber hinaus wurde die bidirektionale Ladesäule vollumfassend in das Energiemanagementsystem integriert. Das bedeutet:

- Implementierung der ausgewählten Lade-/Entladestrategien (PV-optimiert, Lastspitzen-optimiert)
- Visualisierung der Ladesäule und aller Parameter
- Möglichkeit zur Steuerung und Parametrierung z. B. durch Veränderung von Parameter oder Ladestrategien, siehe Abbildung 15 (links) und Abbildung 16
- Sicherstellung der Datenaufzeichnung hochauflösend (Intervall 5 sek) sowie Standard (1 min) siehe Abbildung 15 (rechts)

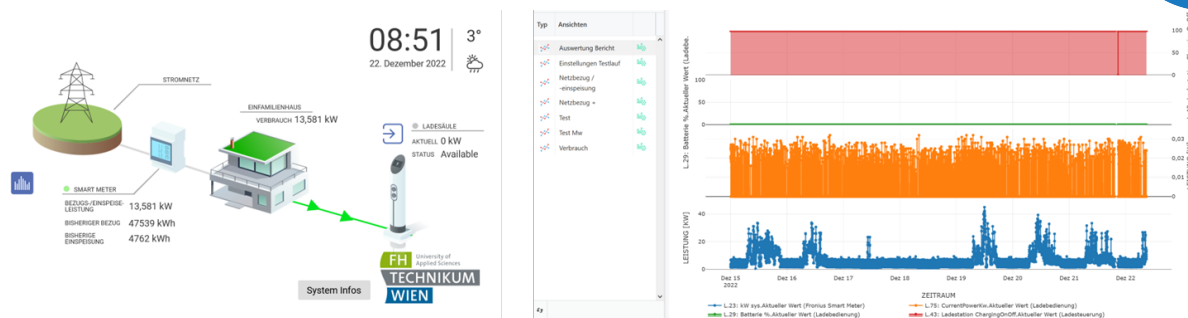


Abbildung 15 Visualisierung der Ladestation (links) sowie Visualisierung der aufgezeichneten Daten (rechts)



Abbildung 16 ExpertInnen-Ansicht der Ladestation

Anschließend wurden Software- und Funktionstests des Systems (Ladesäule + Energiemanagementsystem + Elektroauto) durchgeführt. Abbildung 2 zeigt die ersten provisorischen Testaufbauten. Nach erfolgreichem Abschluss wurde erforderliche Hardware (bidirektionale Ladesäule, Energiemanagementsystem inkl. Gateway, Smart Meter) sowohl beim ausgewählten Privathaushalt als auch beim Autohaus installiert, in Betrieb genommen und getestet.

2.4.2 Funktionstest sowie Untersuchung der Netzurückwirkungen im Energy Systems Lab

Durch die Verwendung von bidirektionalen Ladesäulen wird erstmals im Haushalt ein Gerät installiert, welches als Last und Erzeuger im Netz tätig sein kann und diesen Zustand jederzeit wechseln kann. Hierfür muss die bidirektionale Ladeinfrastruktur einen sicheren und ordnungsgemäßen Betrieb in beiden Zuständen garantieren. Um diesen Betrieb zu gewährleisten, müssen die Netzurückwirkungen dargestellt und die normativen Grenzwerte eingehalten werden. Durch diese Darstellung der Netzurückwirkungen kann die Netzauslastung mit einer hohen Dichte an bidirektionaler Ladeinfrastruktur effizient und verlustarm gestaltet werden. Diese Entwicklungen und verschiedene normative Qualitätskriterien lassen folgende Fragestellungen aufkommen:

- Welche elektrischen Oberschwingungen (bis 150 kHz) und Leistungsfaktoränderungen entstehen im bidirektionalen, lastdynamischen Betrieb der getesteten konduktiven Gleichstromladesäule und welche normativen Grenzwerte gelten für diese Netzurückwirkungen?

- Welche Oberschwingungen (bis zur 50. harmonischen Oberschwingung) entstehen im bidirektionalen, lastdynamischen Betrieb der getesteten Gleichstromladesäule und sind diese Oberschwingungen innerhalb der normativen Vorgaben?
- Welche supraharmische Oberschwingungsströme zwischen 2 und 150 kHz entstehen im bidirektionalen, lastdynamischen Betrieb der getesteten Gleichstromladesäule und inwiefern können bereits bestehende, nicht für dieses Betriebsmittel geltende, normative Grenzwerte auf dieses Betriebsmittel umgelegt werden?
- Welche Leistungsfaktoränderungen entstehen bei einem lastdynamischen Betrieb einer bidirektionalen, konduktiven Gleichstromladesäule im Lade- und Entladebetrieb?

Um diese Fragestellungen zu beantworten und die dazu nötigen Werte zu erzeugen, werden mit geeigneten Messgeräten die Ströme und Spannungen bis zu 150 kHz aufgelöst. Dies ermöglicht es, harmonische und supraharmische Oberschwingungen in Strom und Spannung darzustellen und auszuwerten. Durch die Nachbearbeitung der Daten ist es ebenso möglich, auf Wirk-, Blind- und Scheinleistung zu schließen und daraus die Leistungsfaktoren der einzelnen Lastfälle zu errechnen.

Messaufbau: Für die Ermittlung der Daten wird an der FH Technikum Wien Energy Base ein Messaufbau mit einem Fahrzeug (*Nissan Leaf*), einer bidirektionalen Ladesäule (Fa. *EMA*) und Messtechnik (Fa. *Dewetron* und Fa. *NEO*) aufgebaut.

Als Fahrzeug für die bidirektionale Ladung dient ein *Nissan Leaf ZEO Acenta*, Baujahr 2015. Das Fahrzeug verfügt über einen 30 kWh Batteriespeicher und einen Typ1 AC-Ladeanschluss und einen CHAdeMO Gleichstromanschluss für Ladeleistungen bis zu 46 kW (EV Database 2021).

Um Ströme und Spannungen aufzuzeichnen, werden drei Messgeräte verwendet. Zwei PQA 8000 und ein Dewetron Sirius, jeweils ausgestattet mit Rogowski Spulen für die Strommessung.

Zur Datenaufzeichnung wurden drei Messgeräte, wie in Abbildung 17 dargestellt, verwendet. Die beiden NEO Messgeräte waren mit den hauseigenen Flex-Mini-3000 Stromsensoren versehen, welches Rogowski Spulen mit einer typischen Genauigkeit von <1 % sind (NEO Messtechnik 2021). Für die Strommessung mit dem Dewetron-System wurden wiederum hauseigene Rogowski Spulen verwendet (Dewesoft 2021). Auf den Phasen 2 und 3 wurden DS-FLEX-3000-35 mit einer Genauigkeit von <1 % verwendet. Für die Auflösung der supraharmischen Oberschwingungen wurde auf der Phase 1 eine Rogowski Spule (DS-FLEX-3000-35HS mit höherer Frequenzauflösung, bis 1 MHz, verwendet.

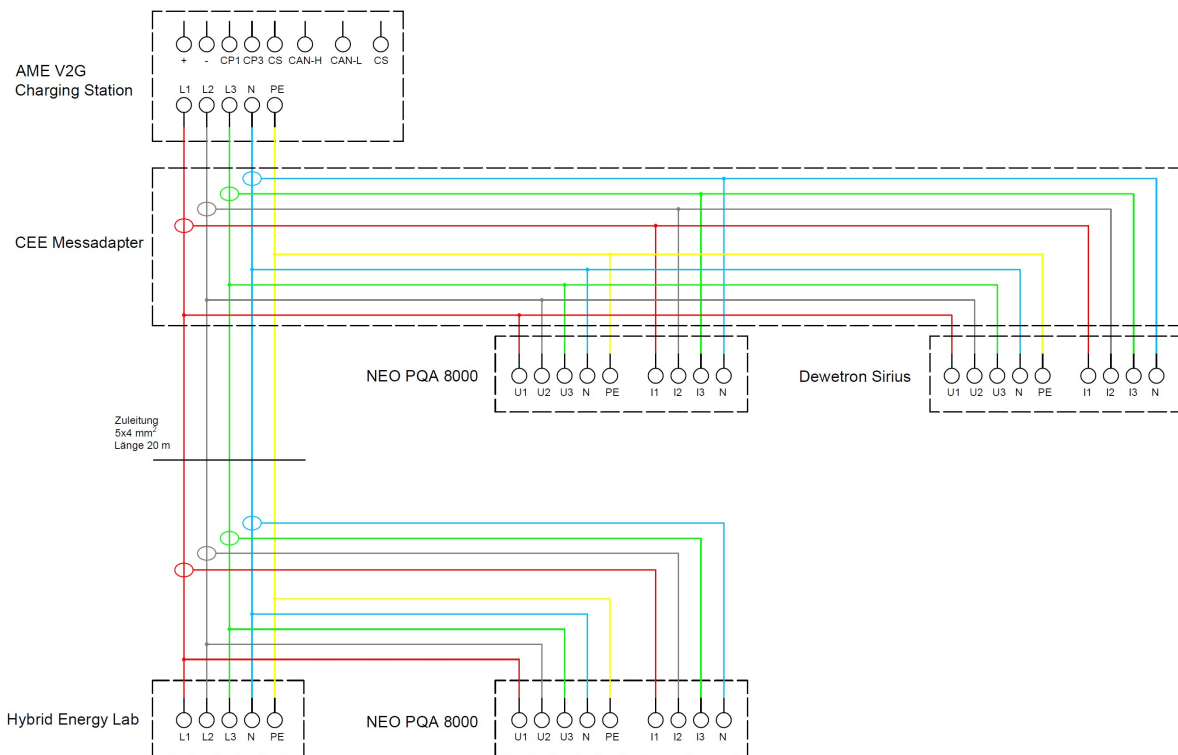


Abbildung 17: Messaufbau

Untersuchte Lastfälle der Ladesäule: Die unterschiedlichen untersuchten Lastfälle stellen verschiedenste Anwendungsszenarien dar. Durch die statische Ladung werden unterschiedliche Ladezustände in privaten und öffentlichen Orten abgedeckt. Bei der dynamischen Ladung könnte eine netzstützende oder eigenbedarfsoptimierte Anwendung in Kombination mit anderen erneuerbaren Verbrauchern als Nutzungsbeispiel dargestellt werden. Der untersuchte Lastfall mit aktivierten fahrzeugseitigen Verbrauchern stellt eine Nachbildung eines Langstreckenszenarios mit Heiz-/ Kühlbedarf während der Ladung dar.

- Lade- und Entladevorgang mit variablen Leistungen: Als erster untersuchter Lastfall wurden Lade- und Entladevorgänge mit unterschiedlichen Leistungen aufgezeichnet. Hierfür wird die Ladestation über einen OCPP-Server angesteuert und die Leistung wird in 500 W-Schritten variiert. Die Schrittweite der Leistungsänderungen beträgt 35 bis 45 Sekunden.
- Lade- und Entladevorgang im dynamischen Betrieb: In weiterer Folge wurden die Umschaltvorgänge zwischen den Lade- und Entladeleistungen dynamisch durchgeführt. Hierbei wird die Leistung sowohl von positiver zu negativer Leistung verändert und auch Leistungssprünge von bis zu 16 kW durchgeführt. Die maximale Lade- und Entladeleistung wird bei dieser Messung ebenfalls erreicht.
- Lade- und Entladevorgang mit aktivem fahrzeugseitigem Verbraucher: In batterieelektrischen Fahrzeugen gibt es neben dem Antriebsstrang auch andere elektrische Verbraucher. Das untersuchte Fahrzeug hat eine Wärmepumpe und ein PTC-Heizelement (Nissan NA 2013). Diese Verbraucher werden unter Umständen auch während Ladevorgängen oder zum Vorheizen vor

einer Fahrt genutzt. Im Falle einer bidirektionalen Ladesäule ist somit das Betreiben solcher Verbraucher während des Ladevorgangs möglich. Aufgrund dieser Tatsache wurde auch dieser Lastfall im Hinblick auf die Netzzrückwirkungen und den Leistungsfaktor untersucht.

Ergebnisse und Interpretation: Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass durch die Elektronik in der Ladesäule und die durchgeführten Wechsel-/ Gleichrichtvorgänge in der Ladestation Oberschwingungen entstehen. Diese Oberschwingungen können im Betrieb je nach Lastzustand unterschiedlich stark ausgeprägt sein und dennoch die normativen Grenzwerte, eingehalten werden. All diese untersuchte Lastfälle verursachen teils unterschiedliche, teils gleiche Netzzrückwirkungen. Diese Netzzrückwirkungen müssen für den stabilen, effizienten, ausfallssicheren Betrieb von Netzen bekannt sein und unter Umständen normativen Grenzwerten unterliegen. Da vor allem im Bereich zwischen 2,1 und 150 kHz noch keine normative Regulierung für Ladeinfrastruktur vorhanden ist, besteht Handlungsbedarf für die Betrachtung der Sachlage und Formulierung notwendiger Grenzwerte.

Nähere Informationen dazu sind im „Inhaltlichen Endbericht“ sowie in „D2.1 Ergebnisbericht: Netzzrückwirkungen der bidirektionalen Gleichstromladestation“ zu finden.

2.4.3 Potenzialabschätzung

2.4.3.1 Auswertung der Simulationsergebnisse - Erste Potenzialabschätzung in Einzelhaushalten

Im Rahmen der getätigten Untersuchungen wurden verschiedene Ladealgorithmen zur bidirektionalen Be- und Entladung von Elektroautos betrachtet und deren Auswirkungen auf ausgewählte Parameter wie z. B. Eigenverbrauchsanteil analysiert. Daraus ergibt sich die folgende wissenschaftliche Fragestellung:

“Welche energietechnischen und energiewirtschaftlichen Potentiale können durch bidirektionales Laden in Haushalten erschlossen werden und wie werden diese durch unterschiedliche Anwesenheiten von Elektroautos und unterschiedliche Ladestrategien beeinflusst?”

Methode: Zur Beantwortung der Fragestellung wurden folgende Schritte durchgeführt:

- Erarbeitung unterschiedlicher Szenarien
- Modellierung eines Simulationsmodell
- Simulation der Szenarien
- Auswertung der Ergebnisse

Die Szenarien sind in Tabelle 1 ersichtlich und unterscheiden sich durch folgende Parameter:

- Haushaltsprofil
- Ladestrategie

- Mobilitätsprofil (gefahrte Kilometer, Verfügbarkeit des Autos)

Tabelle 1: Betrachtete Szenarien

Nr.	Ladestrategie	Fahrprofil	Lastprofil
1	Ungesteuert	PendlerInnen	Lastprofil A, Lastprofil B
2	Ungesteuert	Kurzstrecken	Lastprofil A, Lastprofil B
3	Ungesteuert	PensionistInnen	Lastprofil A, Lastprofil B
4	PV-Optimiert	PendlerInnen	Lastprofil A, Lastprofil B
5	PV-Optimiert	Kurzstrecken	Lastprofil A, Lastprofil B
6	PV-Optimiert	PensionistInnen	Lastprofil A, Lastprofil B
7	Lastspitzen-Optimiert	PendlerInnen	Lastprofil A, Lastprofil B
8	Lastspitzen-Optimiert	Kurzstrecken	Lastprofil A, Lastprofil B
9	Lastspitzen-Optimiert	PensionistInnen	Lastprofil A, Lastprofil B

Annahmen und Rahmenbedingungen: Für die Erlöse aus der Einspeisung des PV-Überschusses wird der Marktpreis gemäß §41 Ökostromgesetz 2012, der von der E-Control quartalsweise ausgegeben wird, herangezogen. Dieser betrug für das 3. Quartal im Jahr 2021 78,41 €/MWh oder umgerechnet 7,84 ct/kWh (e-Control 2021).

Für die Berechnungen der Strombezugskosten wird der Stromtarif der Wien Energie „Optima-Float“ mit variablen Stromkosten mit einem jährlichen Durchschnitt von 17,15 ct/kWh, herangezogen.

Folgende Key-Performance Indikatoren wurden definiert:

Energetechnische KPI:

1. Eigenverbrauch in %
2. Autarkiegrad in %
3. Netzbezug und Netzeinspeisung dargestellt mittels Jahresdauerlinien

Wirtschaftliche KPI:

1. Jährliche Stromkosten
2. Jährliche Erlöse

Ergebnisse: Beim Vergleich der verschiedenen Ladestrategien von Lastprofil A konnte der durchschnittliche Netzbezug bei den PV-Optimierten Ladestrategien um 34,33 % und die Netzeinspeisung um 28,21 % reduziert werden – wie in Abbildung 18 ersichtlich. Bei den Lastspitzenoptimierten Ladestrategien konnte der Netzbezug (-0,46 %) und die Netzeinspeisung (-0,28%) nur bedingt reduziert werden.

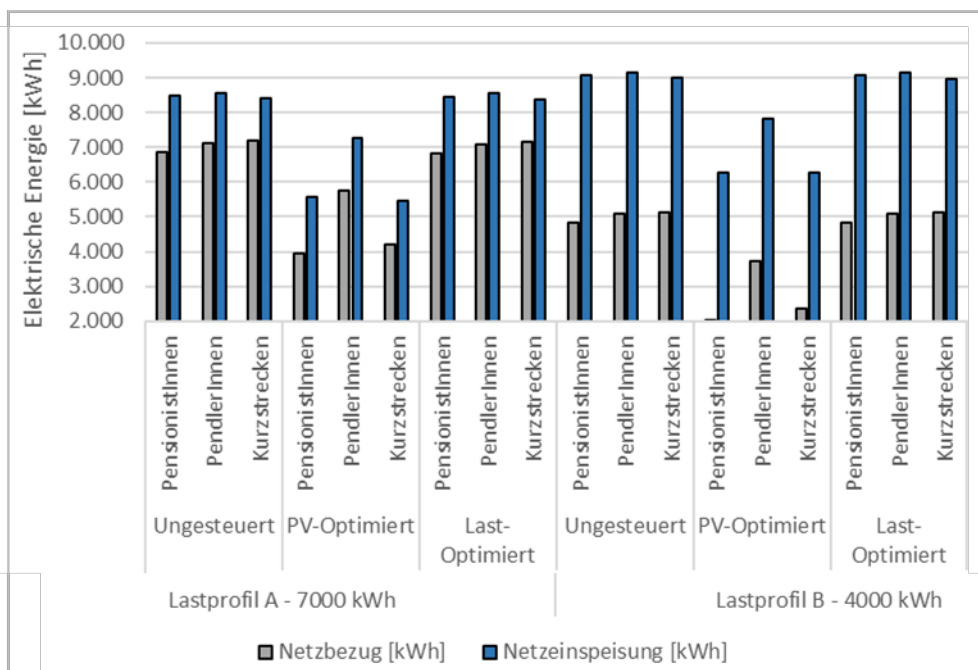


Abbildung 18 Vergleich des Netzbezugs und der Netzeinspeisung aller Szenarien

Bei Lastprofil A kann die größte Reduktion im Vergleich zur ungesteuerten Ladestrategie mit -46,25 % beim Netzbezug und -25,71 % bei der Netzeinspeisung bei der PV-optimierten Ladestrategie erzielt werden. Bei Lastprofil B verhält es sich ähnlich, nur die Größenordnungen variieren leicht.

Bei jeder Ladestrategie konnte mit dem Fahrprofil PensionistInnen ein geringerer Netzbezug als mit den anderen Mobilitätsprofilen erreicht werden.

In Abbildung 19 werden der Autarkiegrad und der Eigenverbrauchsanteil aller Szenarien verglichen. Es ist zu erkennen, dass die PV-Optimierten Szenarien sowohl bei Lastprofil A als auch bei Lastprofil B die höchsten Autarkiegrade und Eigenverbrauchsanteile im Vergleich zum untersteuerten Laden aufweisen.

Bei Lastprofil A konnte mittels der PV-Optimierten Ladestrategie und dem PensionistInnen Fahrprofil ein Autarkiegrad von bis zu 57,28 % erreicht werden. Der höchste Eigenverbrauchsanteil konnte beim PV-Optimierten Kurzstrecken Szenario mit 49,77 % erreicht werden. Werden die PV-optimierten Ladestrategien von Lastprofils A mit der ungesteuerten Ladestrategie verglichen, so ist zu erkennen, dass bei den PV-Optimierten Szenarien der Autarkiegrad durchschnittlich um 25,43 Prozentpunkte und der Eigenverbrauchsanteil um durchschnittlich 22,00 Prozentpunkte gesteigert werden kann. Bei den Lastspitzenoptimierten Szenarien beträgt diese Steigerung des Autarkiegrades rund 0,26 Prozentpunkte und beim Eigenverbrauchsanteil 0,22 Prozentpunkte. Durch Anpassung der Ladestrategie kann somit abhängig von Fahrprofil eine Steigerung des Autarkiegrades von 0,26 bis 25,43 Prozentpunkten und eine Eigenverbrauchssteigerung von 0,22 bis 22,00 Prozentpunkten erreicht werden.

Bei Lastprofil B konnte der höchste Autarkiegrad ebenfalls mit dem Fahrprofil PensionistInnen und der PV-Optimierten Ladestrategie erreicht werden: Dieser beträgt in diesem Szenario 69,30 %. Der höchste Eigenverbrauchsanteil beträgt 42,38 % und wird beim Kurzstrecken Fahrprofil und der PV-Optimierten Ladestrategie erreicht. Durch eine optimierte Ladestrategie kann bei Lastprofil B mittels PV-Optimierung der Autarkiegrad um durchschnittlich 33,77 Prozentpunkte gesteigert werden und der Eigenverbrauchsanteil um durchschnittlich 21,06 Prozentpunkte. Bei der Last-optimierten Ladestrategie kann der Autarkiegrad um rund 0,09 Prozentpunkte und der Eigenverbrauchsanteil um 0,06 Prozentpunkte gesteigert werden. Durch Anpassung der Ladestrategie kann somit abhängig von Fahrprofil eine Steigerung des Autarkiegrades von 0,09 bis 33,77 Prozentpunkten und eine Eigenverbrauchssteigerung von 0,06 bis 21,06 Prozentpunkten erreicht werden.

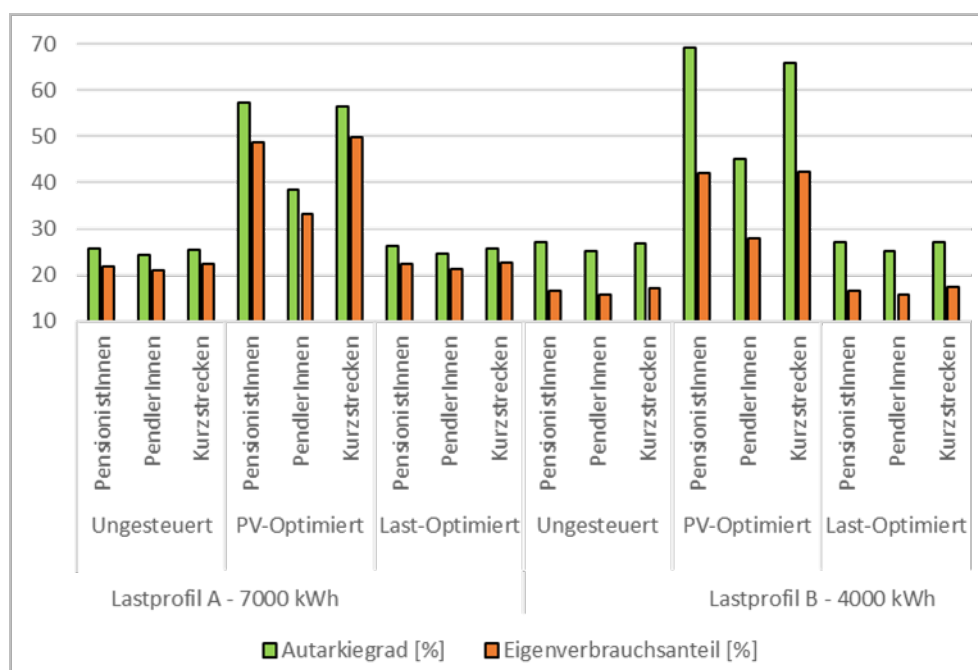


Abbildung 19 Vergleich des Autarkiegrades und des Eigenverbrauchanteils aller Szenarien

Wie in Abbildung 20 und Abbildung 21 ersichtlich können die Stromkosten bei einer PV-optimierten Ladestrategien sowohl für Lastprofil A als auch für Lastprofil B deutlich gesenkt werden. Bei Lastprofil A können die Stromkosten um bis zu 53 % reduziert werden (Mobilitätsprofil PensionistInnen), bei Lastprofil B sogar um bis zu 220 % (ebenfalls Mobilitätsprofil PensionistInnen).

So gut wie keine Kosteneinsparungen sind bei der lastspitzenoptimierten Ladestrategie zu erzielen. Dies liegt daran, dass die berücksichtigten Tarife kein leistungsorientiertes Netzentgelt berücksichtigen, wodurch die Reduktion der Lastspitzen keine Auswirkungen auf die Netzentgelte haben. Darüber hinaus kann bei der lastspitzenoptimierten Ladestrategie der Eigenverbrauchsanteil im Vergleich zum ungesteuerten Laden nicht wirklich gesteigert werden – und dieser Parameter beeinflusst die Wirtschaftlichkeit maßgeblich.

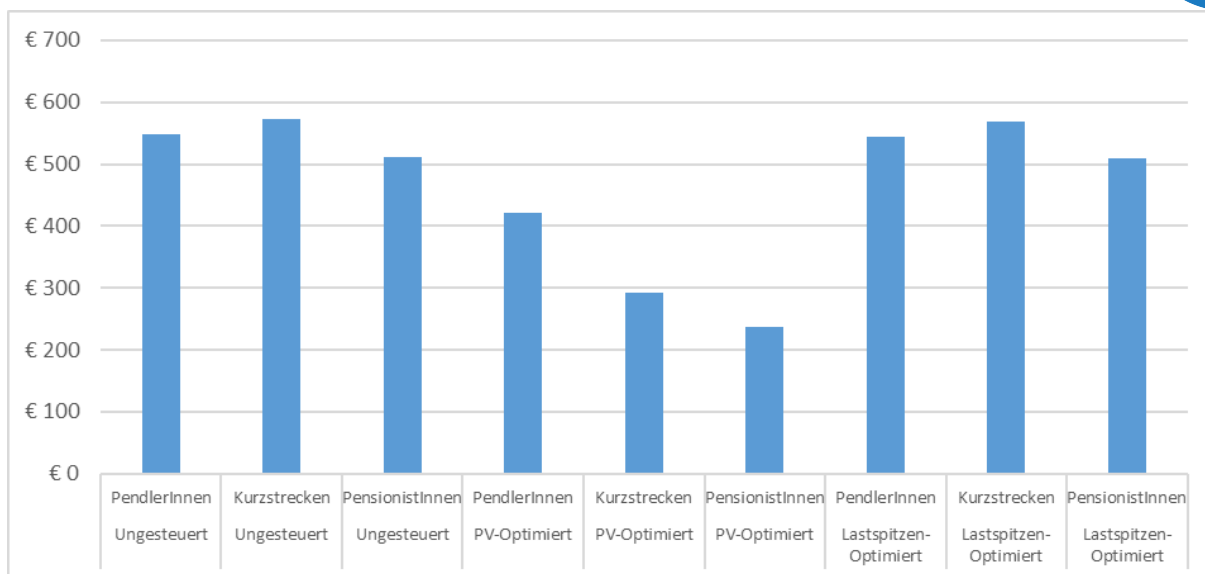


Abbildung 20 Vergleich der gesamten Stromkosten eines Jahres aller Szenarien für Profil A

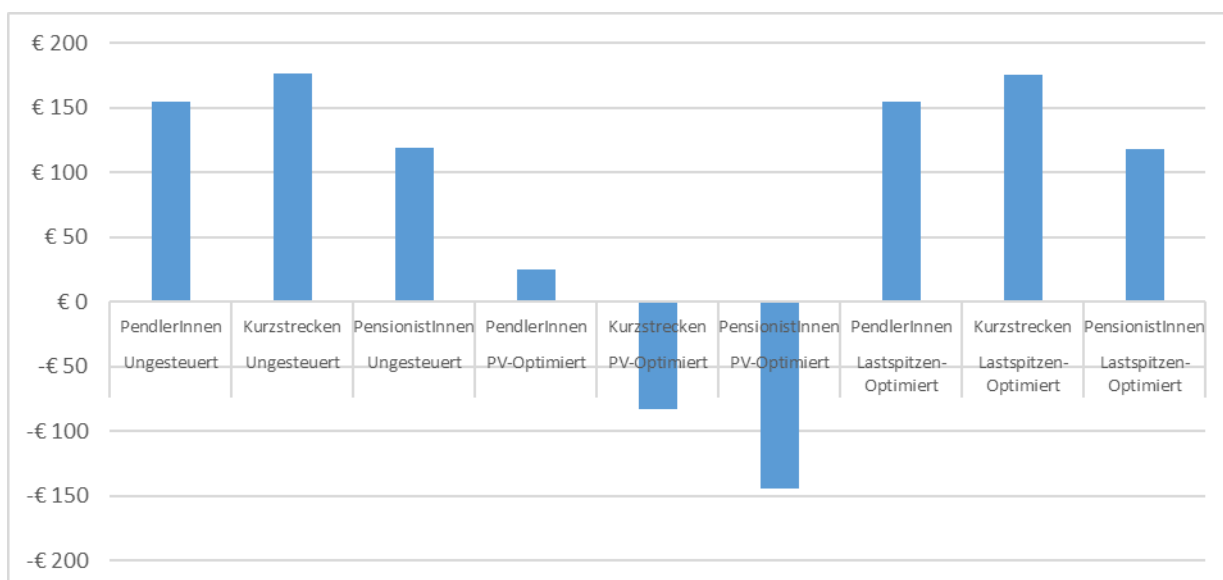


Abbildung 21 Vergleich der gesamten Stromkosten eines Jahres aller Szenarien für Profil B

Nähere Informationen dazu sind im „Inhaltlichen Endbericht“ sowie in „D3.1a Ergebnisbericht: Auswertung der Simulationsergebnisse- Potenziale bidirektional be- und entladbarer Elektrofahrzeuge in Haushalten“ zu finden.

2.4.3.2 Auswertung der Simulationsergebnisse - Erste Potenzialabschätzung in Energiegemeinschaften

Ziel war es, den Zusammenhang und die Abhängigkeiten zwischen unterschiedlichen Mobilitätsprofilen, der Zusammensetzung der EEG und den Bewirtschaftungsmöglichkeiten von bidirektional be- und entladbaren Elektrofahrzeugen in EEGs zu analysieren und zu bewerten. Die

unterschiedlichen im Rahmen dieser Arbeit definierten Szenarien wurden gemäß den festgelegten KPIs bewertet und verglichen. Das konkrete Ziel der Arbeit ist die Entwicklung eines Simulationsmodelles zur Untersuchung der Auswirkungen von verschiedenen Mobilitätsprofilen und variierenden Fahrzeugverfügbarkeiten auf die Bewirtschaftung von Elektrofahrzeugen in EEGs.

Modellierung und Simulation: Anhand des Simulationsmodelles wurden mehrere Szenarien verglichen und deren Auswirkungen auf den Autarkiegrad und die Stromkosten innerhalb der EEG untersucht. Die EEG wird als typische Gemeinschaft aus Einfamilienhäusern in Niederösterreich modelliert. Diese besteht aus Prosumern (Verbraucher sowie Erzeuger) und Consumern (ausschließlich Verbraucher) mit unterschiedlichen Einspeise- und Bezugstarifen und variierenden Erzeugungs- und Lastprofilen basierend auf realen Messungen. Das Konzept des Modells ist in Abbildung 3 zu sehen. Dabei sind sowohl die benötigten Eingangsgrößen zur Simulation als auch die Energieflüsse innerhalb der EEG und die erwarteten Ergebnisse in Form von KPIs (Key Performance Indicators) dargestellt. Als Ergebnis sollen die Eigendeckung (Autarkiegrad) der EEG sowie die Stromkosten für die einzelnen Teilnehmer berechnet und ausgegeben werden.

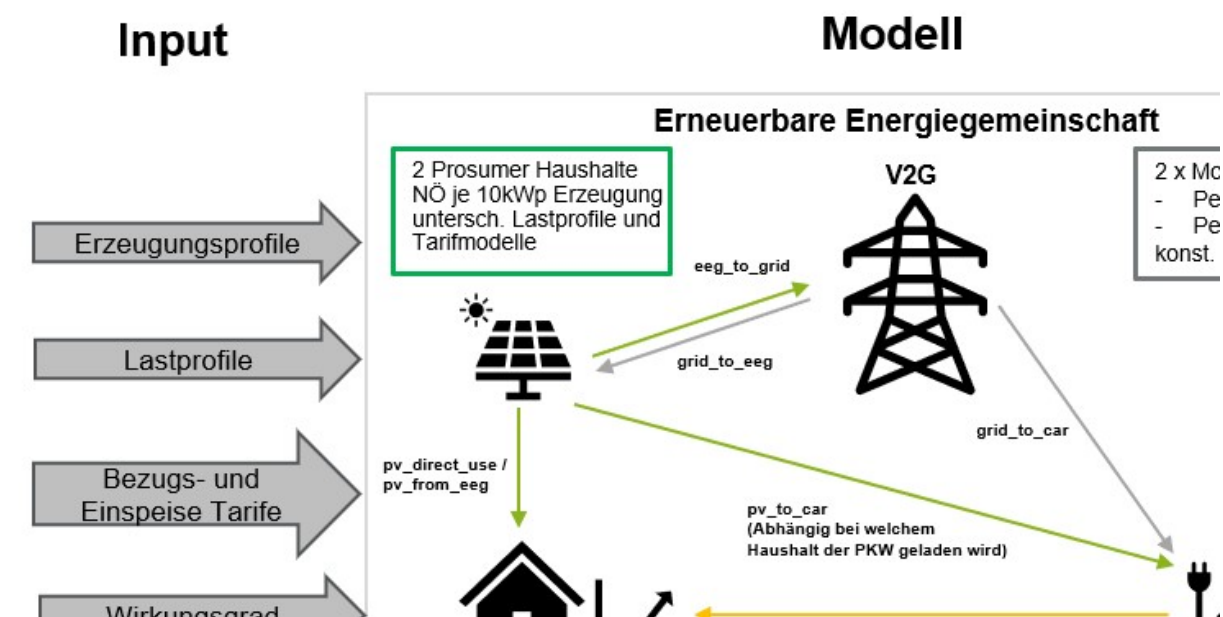


Abbildung 22: Konzept Modell

Folgende Tabelle stellt vereinfacht die Input Parameter dar:

Tabelle 2: Input Parameter

Erzeugungsprofil	10kWp PV Anlage mit einem PV Profil von Niederösterreich
Lastprofile	Je zwei unterschiedliche Prosumer und Consumer Profile
Tarife	Vier unterschiedliche Tarife - 2x Bezug mit Einspeisung und 2x Bezug Für den Fall einer EEG wird ein eigener Tarif für den Austausch innerhalb der Gemeinschaft festgelegt.

Mobilitätsprofile	Zwei unterschiedliche Mobilitätsprofile, Pendler und Pensionisten
Fahrzeuge	Zwei E-PKW Modelle - Tesla Model 3, VW Golf e

Ein grundlegender Bestandteil des Simulationsmodells ist die Bewirtschaftungsstrategie der EEG. Dabei steht die Eigenverbrauchsmaximierung der Haushalte im Vordergrund. Der Überschuss-Strom in der EEG wird je Haushalt mittels dynamischer Allokation verteilt. Jedem Haushalt der EEG steht Energie in Abhängigkeit des Verbrauches zur Verfügung. Wurde der Direktverbrauch der Haushalte in der EEG gedeckt können verfügbare Elektrofahrzeuge als zentrale, gemeinschaftliche Speicher beladen werden. Ist die Last der EEG bzw. die vorhandene Speicherkapazität geringer als die Erzeugung, wird der Überschuss in das öffentliche Netz eingespeist. Ist die Last die benötigte Energie der EEG höher als die durch PV-Produktion und Entladen der Elektrofahrzeuge vorhandene Energie wird die Differenz vom öffentlichen Stromnetz bezogen.

Um die einzelnen Szenarien bewerten und vergleichen zu können werden Key Performance Indikatoren (KPI) definiert.

Tabelle 3: Output Parameter

Autarkiegrad	Der Autarkiegrad ergibt sich aus dem Anteil des Verbrauchs, welcher entweder durch die Direktnutzung der PV-Energie oder durch die Entladung des Elektrofahrzeugs gedeckt wird.
Stromkosten pro Haushalt	Die Stromkosten werden mittels der festgelegten Tarife der einzelnen Teilnehmer sowie der Haushaltsverbräuche ermittelt.

Szenarien: Um die Auswirkungen unterschiedlicher Bewirtschaftungsformen von Elektrofahrzeugen in der EEG zu untersuchen, werden verschiedene Szenarien mit variierenden Parametern erstellt. Insgesamt werden 16 verschiedene Szenarien, simuliert und verglichen bei denen sich folgende Parameter unterscheiden:

- Mobilitätsprofil
- Fahrzeugtyp
- Standort Elektrofahrzeug

Jedem Teilnehmer der EEG wird abwechselnd das Elektrofahrzeug zugeordnet, wobei die Mobilitätsprofile sowie der Fahrzeugtyp variiert werden. Die Lastprofile sowie Tarife der Teilnehmer bleiben bei jedem Szenario konstant

Ergebnisse: In dieser Arbeit wurden Elektrofahrzeuge als fahrende Speicher simuliert. Die wesentlichen Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass das Mobilitäts- bzw. Nutzungsverhalten des Fahrzeuges einen signifikanten Einfluss auf die Bewirtschaftungsmöglichkeiten eines Elektrofahrzeugs in einer EEG haben. Steht das Fahrzeug zu Spitzenproduktionszeiten zum Laden durch die PV-Anlagen zur Verfügung, entweder direkt oder im Verbund der EEG, können sowohl der

Eigenverbrauchsanteil gesteigert als auch die gesamten Stromkosten der Teilnehmer der EEG reduziert werden.

Dementsprechend erzielen die Szenarien mit Pensionisten-Mobilitätsprofil im Vergleich zu den Szenarien mit Pendler-Mobilitätsprofil optimalere energetische und wirtschaftliche Ergebnisse, da das Elektrofahrzeug durch die höhere Verfügbarkeit optimaler als Energiespeicher genutzt werden kann. Im Gegensatz dazu haben unterschiedliche Speicherkapazitäten, in diesem Fall realisiert durch die Variation des Fahrzeugtypen, vergleichsweise geringe Auswirkungen auf die Gesamtstromkosten und den Eigenverbrauch.

Der Vergleich der Simulationsergebnisse mit und ohne EEG zeigt (siehe Abbildung 23), dass die gemeinschaftliche Nutzung und Bereitstellung von Energie in Form einer Energiegemeinschaft nicht nur energetische, sondern auch wirtschaftliche Vorteile für die Teilnehmer dieser mit sich bringt. Somit konnten durch den gemeinschaftlichen Ansatz der EEG die Gesamtstromkosten im Durchschnitt um 25,8% reduziert werden.

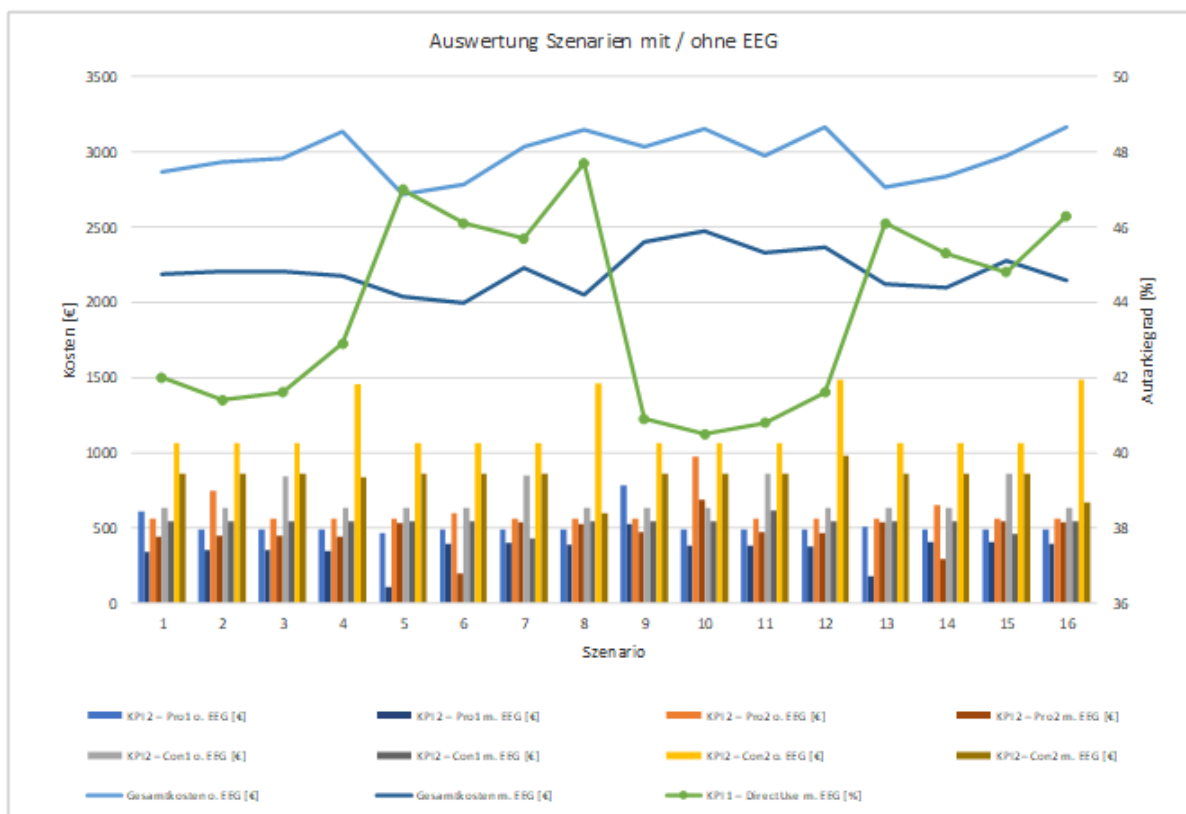


Abbildung 23: Auswertung der Szenarien mit und ohne EG

Nähere Informationen dazu sind im „Inhaltlichen Endbericht“ sowie in „D3.1b Ergebnisbericht: Auswertung der Simulationsergebnisse - Bewirtschaftung bidirektional be- und entladbarer Elektrofahrzeuge in Erneuerbaren Energiegemeinschaften“ zu finden.

2.4.3.3 Auswertung der Simulationsergebnisse – Detaillierte Potenzialabschätzung in Einzelhaushalten und Energiegemeinschaften

Ziel dieser Untersuchung war es, das Potential aufeinander abgestimmter Lade- und Entladestrategien von Elektrofahrzeugen in Energiegemeinschaften, bestehend aus Privathaushalten, zu analysieren. Dabei soll hervorgehoben werden, welche energiewirtschaftlichen und energietechnischen Auswirkungen sich für die Gemeinschaft und das Netz bei der jeweiligen Bewirtschaftungsstrategie ergeben. Außerdem wurde analysiert, welchen Einfluss hier das Mobilitätsverhalten der TeilnehmerInnen hat.

Diese Arbeit soll somit betrachten, ob es netztechnisch und energiewirtschaftlich Vorteile bietet, die Be- und Entladung von Elektrofahrzeugen in einer Energiegemeinschaft übergeordnet zu steuern. Ebenso kann diese Arbeit als Stütze für die reale Umsetzung von übergeordneten, Be- und Entladestrategien von Elektrofahrzeugen in Energiegemeinschaften verwendet werden.

Rahmenbedingungen und Eingangsparameter: Es wurde eine Siedlung, bestehend aus 10 Haushalten, welche sich zu einer EEG zusammenschließen, gebildet. Dabei wurden real gemessene Lastprofile den einzelnen Haushalten verwendet. Die Verbrauchswerte wurden in 15-minütiger Auflösung gemessen und wurden von der von HTW Berlin aufbereitet. Die Datensätze stammen aus dem Gebiet eines Netzbetreibers, wodurch eine gewisse räumliche Nähe zwischen den Haushalten gegeben ist.

Die Mobilitätsprofile wurden anhand österreichischer Mobilitätsstatistiken erstellt. Ebenso wurden die zurückgelegten Strecken anhand Statistiken definiert. Sämtliche Profile wurden für eine Woche in Stundenwerten erstellt und dabei auf ein ganzes Jahr hochgerechnet. Folgende Profile wurden für die Berechnungen herangezogen:

- PendlerInnenprofile
- PendlerInnenprofile mit Homeoffice
- Kurzstreckenprofil
- Gemischte Profile

Für die Simulation wurden für jeden Haushalt einheitliche Fahrzeuge des Typs NISSAN LEAF e+ mit einer Batteriekapazität von 62 kWh gewählt.

Die PV-Profile wurden in PV*SOL erstellt und weisen durchschnittliche Größen und Ausrichtungen von PV-Anlagen für Einfamilienwohnhäuser auf. Um zu vermeiden, dass die Ergebnisse durch unterschiedliche Witterungsverhältnisse verfälscht werden, wurden die PV-Profile jeweils für denselben Standort erstellt.

Es wurde der Tarif „Mein Strom Ideal und Mein Sonnenstrom Kombi“ der LinzAG gewählt. Die Tarife sind in

Tabelle 4 dargestellt. Dabei wurde der Strompreis inklusive den reduzierten Netzentgelten mit dem Tool „EEG-Photovoltaik-Benefit“ berechnet (energiegemeinschaften.gv 2022).

Tabelle 4: Verwendete Tarife

	Konventionell	EEG
Energiebezugspreis exkl. Ust. & Gebühren [ct/kWh]	28,99	22,74
Grundpauschale inkl. Ust. [€/a]	56,28	
Strompreis inkl. Ust. und Netzentgelte [ct/kWh]	43,014	30,294
Einspeisetarif/Energieverkaufspreis [ct/kWh]	16,49	22,74
Grundpauschale inkl. Ust[€/a]	14,4	

Ausgangsparameter und KPIs: Folgende Indikatoren werden einerseits für die gesamte Gemeinschaft berechnet, andererseits auch für jeden/jede TeilnehmerIn. Dadurch soll analysiert werden können, wer bei der jeweiligen Ladestrategie besonders profitiert.

- Netzbezug [kWh/a] - Der Netzbezug beschreibt wie viel elektrische Energie pro Jahr vom öffentlichen Netz zur Verbrauchsdeckung bezogen werden muss.
- Netzeinspeisung [kWh/a] - Die Netzeinspeisung beschreibt die Energiemenge pro Jahr, welche von den Prosumern nicht selbst verbraucht werden kann und somit ins öffentliche Netz eingespeist wird.
- Arithmetischer monatlicher Mittelwert der Netzbezugs-Viertelstunden-Fernbezugsspitzen [kWh/Viertelstunde] - Dieser Wert setzt sich aus der viertelstündlichen Fernbezugsspitze jedes Monats zusammen. Die Summe dieser Bezugsspitzen wird durch 12 dividiert, um diesen Mittelwert für ein Jahr zu erhalten.
- Eigenverbrauchsanteil [%] - Der Eigenverbrauchsanteil beschreibt, wie viel Prozent der erzeugten elektrischen Energie aus der Photovoltaikanlage, der Prosumer selber verbraucht.
- Durchschnittlicher SOC [%] - Dieser Parameter beschreibt den durchschnittlichen Ladezustand des jeweiligen Fahrzeugs.
- Strombezugskosten [€/a] - Die Strombezugskosten beschreiben, wie viel die TeilnehmerInnen pro Jahr für elektrische Energie bezahlen.
- Einspeisevergütung [€/a] - Die Einspeisevergütung gibt an, wie hoch der jährliche finanzielle Ertrag durch die Einspeisung des Überschusses ist.

Szenarien: Für die Beantwortung der wissenschaftlichen Fragestellung werden insgesamt 36 Szenarien benötigt. Diese sind in Abbildung 24 dargestellt und unterscheiden sich hinsichtlich Vorhandenseins einer Energiegemeinschaft, der Möglichkeit des bidirektionalen Ladens, der Ladestrategie und des Mobilitätsverhaltens. Die ungesteuerte Strategie dient dabei als Referenzszenario.

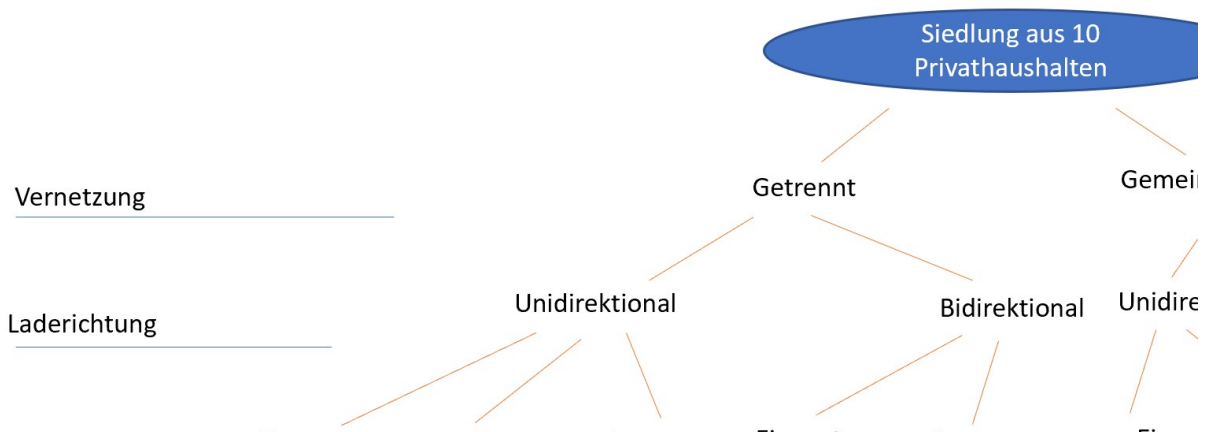


Abbildung 24: Unterteilung der verschiedenen Szenarien

In Abbildung 1 ist eine schematische Beschreibung des Modells dargestellt.

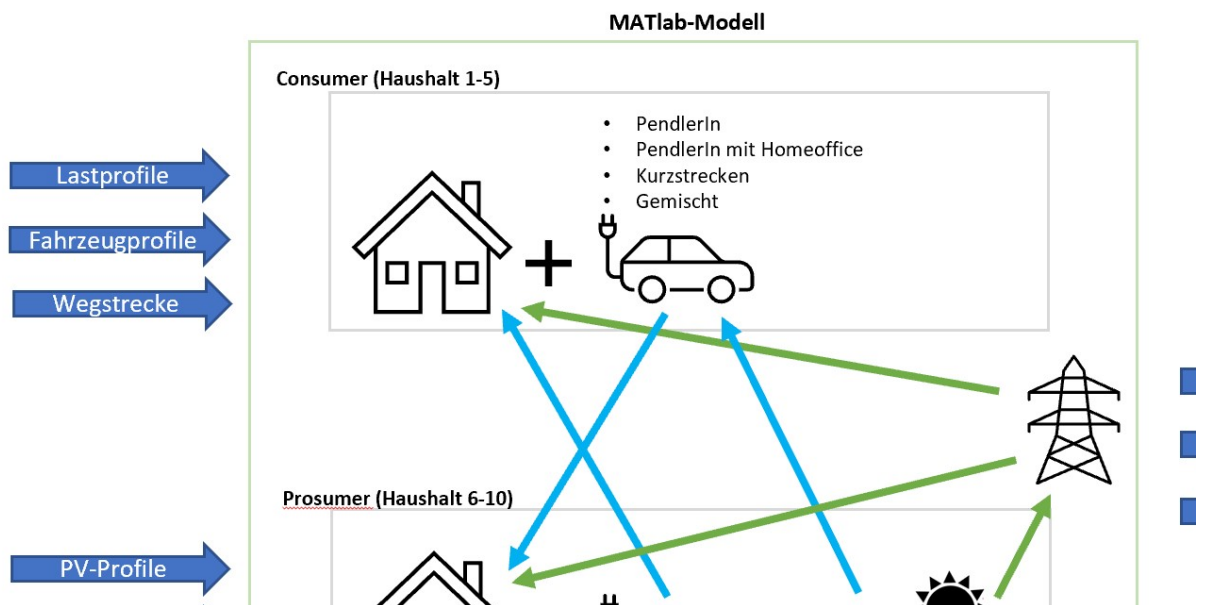


Abbildung 25: Schematische Darstellung des Simulationsmodells und der Inputdaten

Ergebnisse: Um die Effekte der unterschiedlichen Ladestrategien darzustellen, wurden diese mit einer Referenzstrategie verglichen, bei der die Elektrofahrzeuge ungesteuert geladen wurden und die TeilnehmerInnen nicht in einer EEG waren. Bereits bei dieser Strategie zeigt sich, dass bei Profilen, bei denen das Fahrzeug öfter während des Tages an der Ladestation zwischenladet, der höchste Eigenverbrauchsanteil erreicht wird. So erreichen die Prosumer beim Kurzstreckenprofil durchschnittlich einen um 4,34 Prozentpunkten höheren Eigenverbrauchsanteil als beim PendlerInnenprofil.

Ohne Energiegemeinschaft können bei Prosumern durch die eigenverbrauchsoptimierten bidirektionalen Strategien die Netzeinspeisung und der Netzbezug am deutlichsten verringert

werden. Diese Strategien haben allerdings negative Auswirkungen auf den SOC und somit auf die Reichweite der BEVs. Der durchschnittliche SOC reduziert sich hier auf bis zu 68,98 %. Dennoch können trotz dem geringeren SOC sämtliche Fahrten laut Fahrprofil ohne Zwischenladen durchgeführt werden. Am deutlichsten erhöht sich der Eigenverbrauchsanteil, wenn unidirektional-eigenverbrauchsoptimiert geladen wird. Hier steigt dieser Anteil um bis zu 22,55 Prozentpunkte. Durch die bidirektional-eigenverbrauchsoptimierte Strategie kann hingegen der der Eigenverbrauchsanteil der Prosumer nur noch maximal um weitere 15,27 Prozentpunkte erhöht werden. Das eigenverbrauchsoptimiertes Laden hat auch Einfluss auf die Bezugsspitzen und reduziert diese teilweise. Speziell wenn das BEV oft an der Ladestation ist, also beim Kurzstreckenprofil oder zwei Homeofficetagen, reduziert sich der arithmetische Mittelwert des Fernbezugs-Viertelstunden-Monatsmaximums um bis zu 0,89 kWh.

Kommt es zur Einbindung der TeilnehmerInnen in die EEG, so ist bei der eigenverbrauchsoptimierten Strategie der potentielle Überschuss für die Consumer deutlich geringer als bei den lastspitzenoptimierten Strategien. Der Grund ist, dass die Prosumer mehr elektrische Energie von der eigenen Photovoltaikanlage nutzen und dadurch weniger überschüssige elektrische Energie für die anderen TeilnehmerInnen zur Verfügung steht.

Bei der Betrachtung aller TeilnehmerInnen, kommt es bei der bidirektional-eigenverbrauchten Strategie zur höchsten Kostenreduktion (siehe Abbildung 26). Hier können sich die TeilnehmerInnen im Optimalfall knapp 5.700 EUR in Summe pro Jahr sparen.

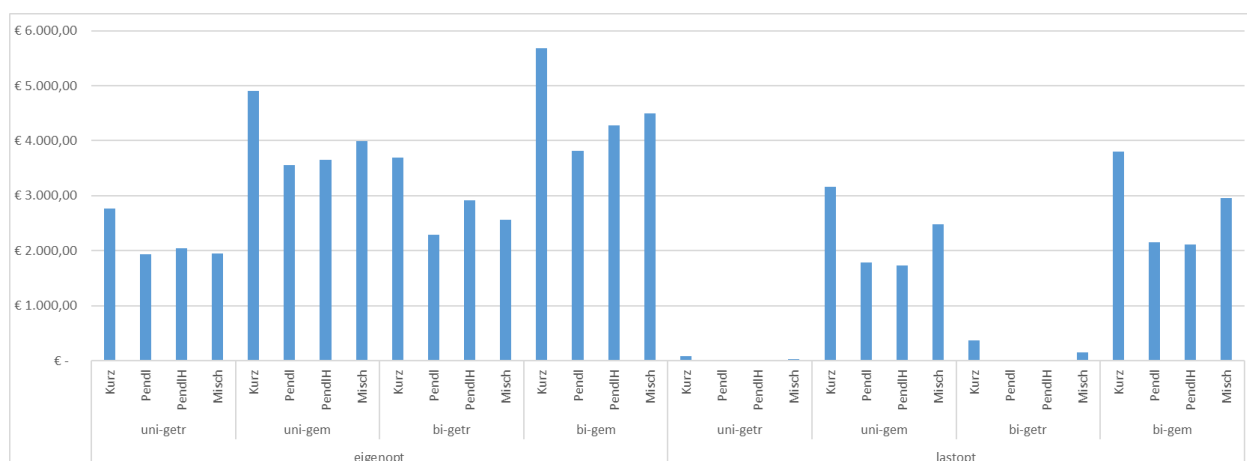


Abbildung 26: Einsparungen für die gesamte Gemeinschaft

In der Masterarbeit mit dem Titel „Smart charging of electric vehicles with photovoltaic power and vehicle-to-grid technology in a microgrid“ konnte der Eigenverbrauchsanteil durch bidirektionales Laden auf bis zu 87 % gesteigert werden (Van der Kam 2013). In dieser Arbeit liegt der maximale

Wert bei 56,36 %, was primär mit dem Nichtvorhandensein einer prädiktiven Bewirtschaftungsstrategie begründet werden kann.

Die Lastspitzenoptimierten Strategien haben das Ziel den arithmetischen Mittelwert des Fernbezugs-Viertelstunden-Monatsmaximums zu reduzieren. Die Vorgabe der Regelung lautete hier, dass dieser Wert des Haushaltsverbrauchs durch das Laden des BEVs bei der unidirektionalen Strategie nicht überschritten werden darf bzw. bei der bidirektionalen Strategie um 50 % reduziert werden sollte. Bei der unidirektionalen Strategie kann die Vorgabe bei jedem Fahrprofil und Haushalt eingehalten werden. Die Anwendung der Ladestrategie hat auch nahezu keinen Einfluss auf den durchschnittlichen SOC des BEV, da die Lastspitzen der Haushalte immer nur sehr kurz auftreten. Das Fahrzeug wird sofort in den darauffolgenden Zeitschritten geladen.

Durch bidirektionales-lastspitzenoptimiertes Laden können die Fernbezugsspitzen noch weiter reduziert werden. Allerdings wird bei der Variante ohne EEG die vorgegebene Reduktion um 50 % nicht erreicht. Der Grund dafür ist, dass Spitzen zu Zeiten auftreten, in denen das BEV nicht entladen werden kann, weil es nicht an der Ladestation ist. Dass ein BEV nicht entladen werden darf, weil es eine Unterschreitung des Mindest-SOC gibt, konnte in keinem Fall festgestellt werden. Der durchschnittliche SOC hat sich im Vergleich zur unidirektionalen Variante nur geringfügig reduziert.

Bei der lastspitzenoptimierten Strategie mit Integration in die EEG, gibt es die Möglichkeit, von den anderen BEVs elektrische Energie zu beziehen, um Lastspitzen zu reduzieren. Dies ist allerdings nur möglich, wenn das eigene BEV nicht entladen werden kann, da es beispielsweise nicht an der Ladestation ist. Diese Entladung anderer Fahrzeuge ist an sehr wenigen Zeitpunkten im Jahr notwendig, hat aber einen großen Effekt auf den arithmetischen Mittelwert des Fernbezugs-Viertelstunden-Monatsmaximums. Von den Fahrzeugen der TeilnehmerInnen werden dabei zwischen 6,42 kWh bis 29,34 kWh zur Spitzenreduktion anderer TeilnehmerInnen benötigt. Es wird dadurch in den meisten Szenarien der vorgegebene Zielwert erreicht. Lediglich wenn sämtliche TeilnehmerInnen das PendlerInnenprofil haben, ist dies nicht möglich, da hier es Zeiten gibt, in denen sämtliche BEVs sich nicht an den Ladestationen der TeilnehmerInnen befinden.

Obwohl bei der eigenverbrauchsoptimierten Strategie die Lastspitzen reduziert werden können, hat das lastspitzenoptimierte Laden nahezu keinen Einfluss auf den Eigenverbrauchsanteil. Dieser bleibt, mit Ausnahme des Kurzstreckenprofils, unverändert im Vergleich zur ungesteuerten Variante. Dementsprechend gibt es durch diese Strategie auch keine Ersparnisse. Bei der bidirektionalen Variante kommt es hier sogar zu Mehrkosten im zweistelligen Bereich beim PendlerInnen und Homeofficeprofil.

Die Ergebnisse hinsichtlich Reduktion der Lastspitzen, decken sich mit anderen Arbeiten wie beispielsweise jene mit dem Titel „Spitzenlastkappung durch uni- und bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen und Analyse der resultierenden Netzbelastung in Verteilnetzen“ bei der sich bei

bidirektionalem-lastspitzenoptimiertem Laden Reduktionen der Lastspitzen von ca. 40 % ergeben, im Vergleich zur ungesteuerten Variante (Weiß et al. 2020).

2.4.4 Umsetzung, Demonstration, Monitoring

2.4.4.1 Eigenverbrauchsoptimierung

Innerhalb des Projekts wurden unter anderem die folgenden Varianten zur Eigenverbrauchsoptimierung getestet:

- Entladung bei Netzbezug (über 0), Beladung bei Netzeinspeisung (unter 0 kW)
- Entladung über 1 kW Bezugsleistung, Beladung bei Netzeinspeisung (unter 0 kW)
- Entladung über 5 kW Bezugsleistung, Beladung bei Netzeinspeisung (unter 0 kW)

Dabei konnte das Elektroauto in allen Szenarien dazu beitragen, den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen – unter der Voraussetzung, dass das Auto an die Ladesäule angeschlossen war.

Exemplarisch für die erfolgreichen Praxistests zeigen die folgenden Abbildungen sowohl für das Autohaus (Abbildung 27 und Abbildung 28) sowie für den Privathaushalt (Abbildung 29 und Abbildung 30) die PV-optimierte Ladestrategie bzw. deren Auswirkungen auf den SoC des Elektroautos.

Abbildung 27 und Abbildung 28 zeigen dabei einen sehr wechselhaften Tagesverlauf beim Autohaus. Die meiste Zeit produziert die PV Anlage mehr als verbraucht wird, der PV Überschuss beträgt zwischen 2 und 4 kW. Regelmäßig treten jedoch hohe Lastspitzen auf, die den PV Ertrag deutlich übersteigen und dazu führen, dass das Elektroauto entladen werden muss und den Netzbezug zu reduzieren. Aufgrund der begrenzten Lade- bzw. Entladeleistung (im konkreten Fall 7 kW) ist es nicht möglich diese Lastspitzen komplett durch das Elektroauto zu decken.

Der SoC steigt über den Tag verteilt leicht an, der Überschuss reicht jedoch nicht um das Auto deutlich zu laden. Gegen 17:00 beträgt der SoC des Elektroautos lediglich ein paar Prozentpunkte mehr als am Morgen. Mit ein Grund dafür: Über die Mittagszeit – jener Zeit wo der Verbrauch im Autohaus am geringsten und die PV Erzeugung an sonnigen Tagen am höchsten ist – steht das Auto im ausgewählten Beispiel nicht zur Verfügung.

Dennoch demonstriert dieses Beispiel die Funktionsweise ausgezeichnet – der Netzbezug an diesem wechselhaften Tag konnte deutlich reduziert werden (Vergleich blaue und orange Linie in Abbildung 27)

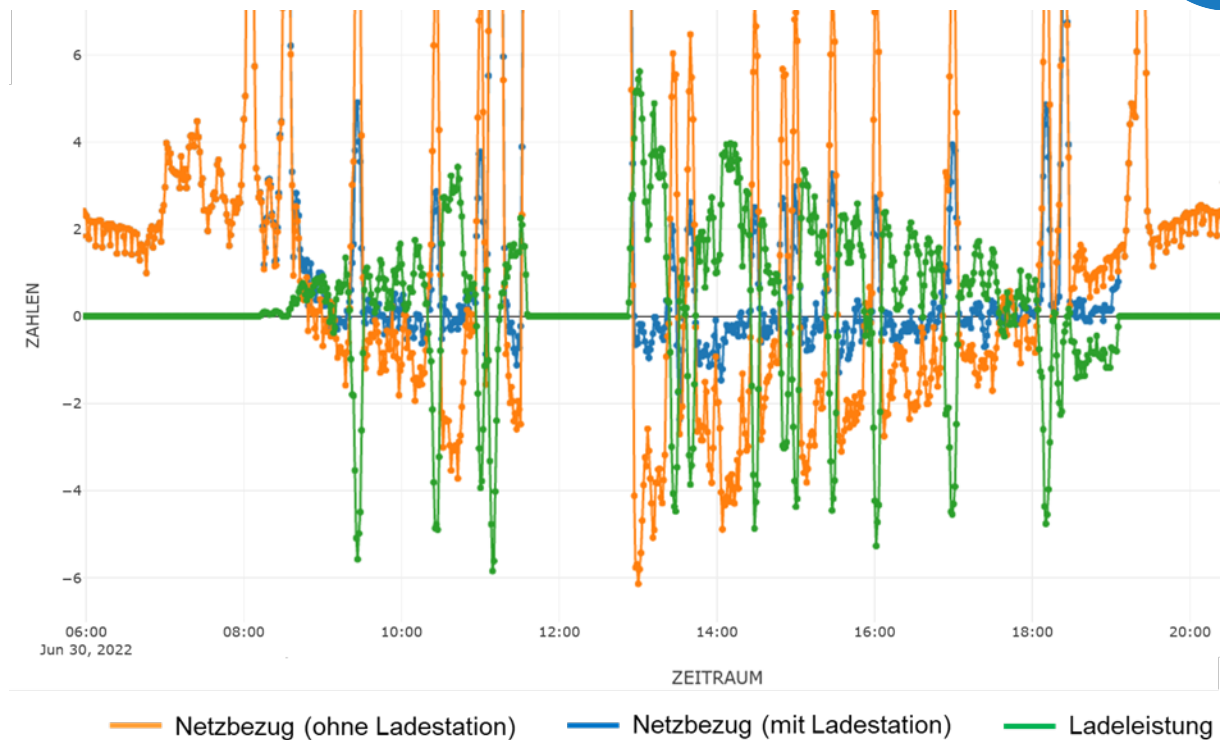


Abbildung 27: Zeitlicher Verlauf der Ladeleistung sowie des Netzbezugs mit und ohne Ladestation mit dem Ziel das Elektroauto als mobilen Speicher für den PV-Überschuss zu nutzen (25. Mai 2022)



Abbildung 28: Zeitlicher Verlauf des SoC als Resultat der in Abbildung 27 dargestellten Be- und Entladungen (25. Mai 2022)

Abbildung 29 und Abbildung 30 zeigen einen deutlich sonnigeren Tag beim Privathaushalt. Der PV Überschuss beträgt die meiste Zeit zwischen 1,5 und 3,5 kW, gelegentlich auch etwas weniger oder etwas mehr. Der SoC steigt in diesem Zeitraum (14:00 bis 16:00) von ca. 55 % auf 66 %.

Ab 16:00 ist die PV Erzeugung geringer als der Verbrauch. Die Ladestation beginnt das Elektroauto zu entladen um den Netzbezug weiter auf 0 zu halten. Der SoC sinkt in dieser Zeit von 66 % auf 57 % (16:00 bis 18:00).

Auch dieses Beispiel zeigt die Funktionsweise der PV-optimierten Ladestrategie deutlich – sowohl Netzbezug als auch Einspeisung konnten an diesem Tag deutlich reduziert werden (Vergleich blaue und orange Linie in Abbildung 29).

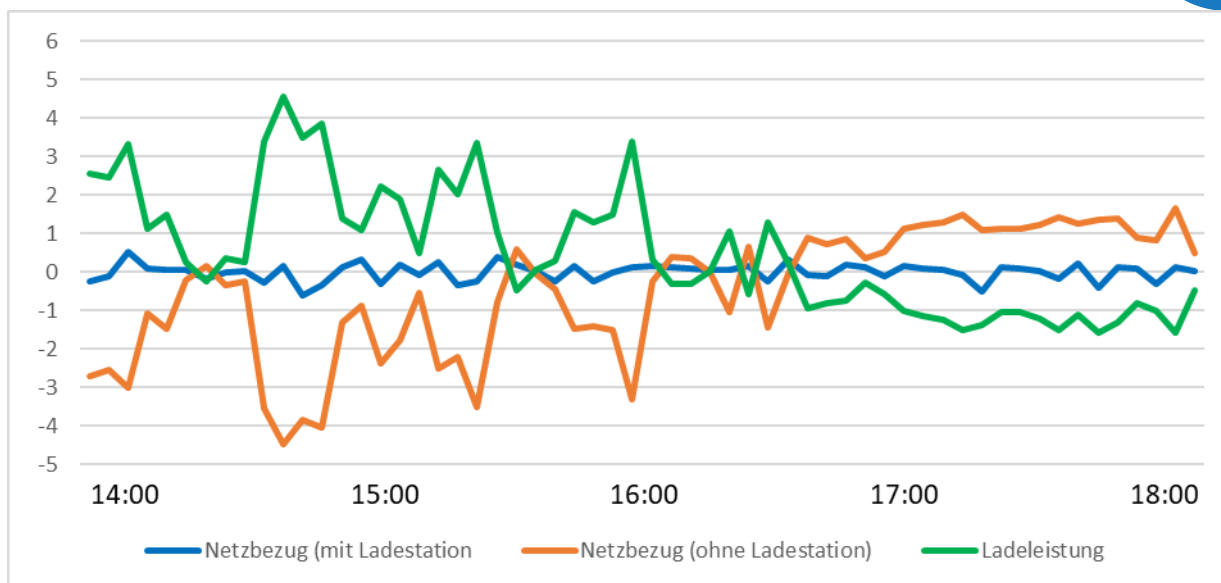


Abbildung 29: Zeitlicher Verlauf der Ladeleistung sowie des Netzbezugs mit und ohne Ladestation mit dem Ziel das Elektroauto als mobilen Speicher für den PV-Überschuss zu nutzen (9. September 2022)



Abbildung 30: Zeitlicher Verlauf des SoC als Resultat der in Abbildung 29 dargestellten Be- und Entladungen (9. September 2022)

2.4.4.2 Lastspitzenreduktion

Im Rahmen der Untersuchungen wurden unter anderem die folgenden Varianten zur Lastspitzenreduktion über einen längeren Zeitraum im Autohaus und/oder beim Privathaushalt getestet:

- Entladung über 18 kW Bezugsleistung, Beladung bei Netzeinspeisung (unter 0 kW)
- Entladung über 15 kW Bezugsleistung, Beladung bei Netzeinspeisung (unter 0 kW)
- Entladung über 12 kW Bezugsleistung, Beladung bei Netzeinspeisung (unter 0 kW)
- Entladung über 12 kW Bezugsleistung, Beladung unter 4 kW

Dabei konnten Lastspitzen in allen Szenarien effektiv reduziert werden – unter der Voraussetzung, dass das Auto an die Ladesäule angeschlossen war.

Exemplarisch für die erfolgreichen Praxistests zeigen Abbildung 31 und Abbildung 33 einen Tagesverlauf, bei dem das Elektroauto zur Reduktion der Lastspitzen bei einer Netzbezugsleistung größer 5 kW eingesetzt wird. Im Gegenzug wird das Elektroauto bei einer Netzbezugsleistung unter 5 kW beladen. Die maximale Lade- bzw. Entladeleistung der Ladesäule wurde auf 7 kW begrenzt.

Abbildung 31 zeigt dabei einen Tagesverlauf, bei dem das Auto primär entladen wurde, da die Netzbezugsleistung bis auf wenige Ausnahmen über dem definierten Schwellwert von 5 kW lag.

zeitlichen Verlauf der Ladeleistung sowie des Netzbezugs mit und ohne Ladestation mit dem Ziel das Elektroauto bei einem Netzbezug größer 5 kW zu entladen. Um die Mittagszeit (ca. 12.30 bis 13:00) sinkt die Netzbezugsleistung jedoch deutlich unter den Schwellwert, was dazu führt, dass das Elektroauto geladen wird. Über den Tag betrachtet, konnte die effektive Bezugsspitze um 7 kW von ca. 23 kW auf ca. 16 kW reduziert werden.

Wie in *Abbildung 32* ersichtlich ist die Speicherkapazität des Elektroautos ausreichend um über den Tag überwiegend entladen und nur in seltenen Fällen beladen zu werden. Am Ende des Tages ist das Elektroauto auf 40 % entladen.

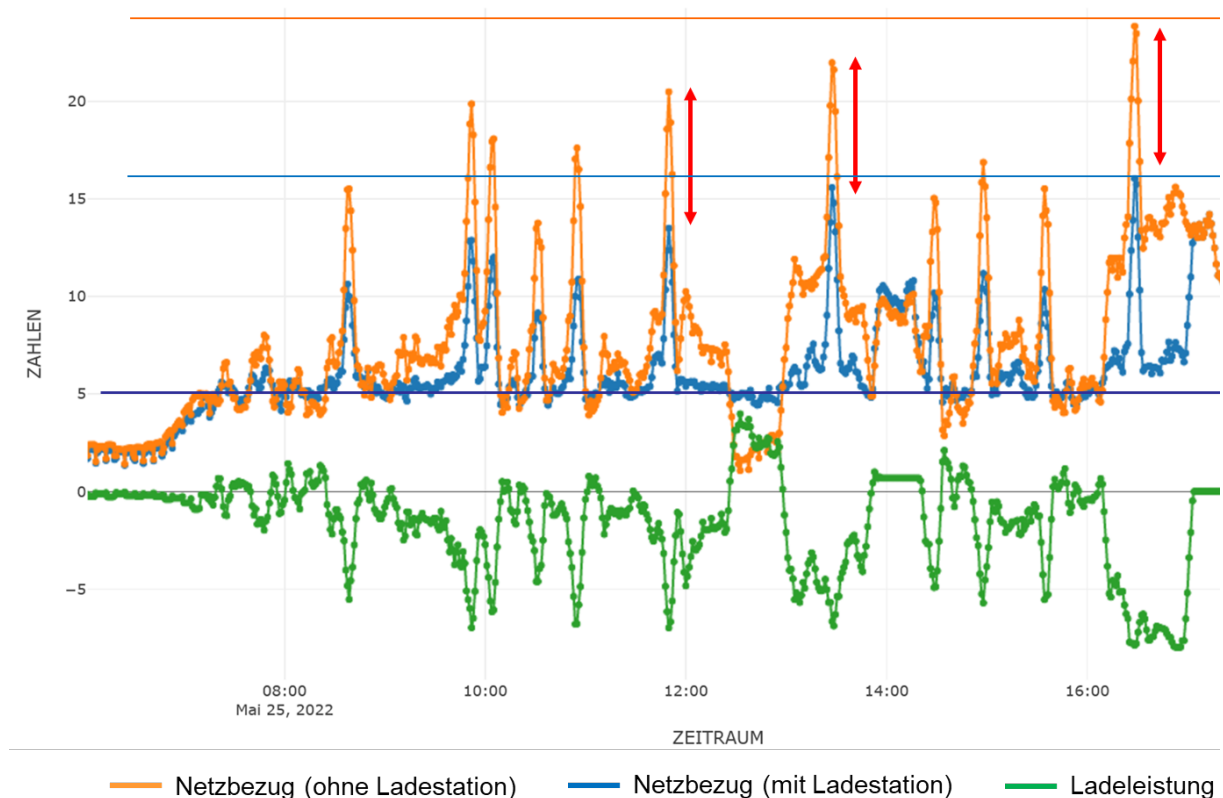


Abbildung 31: Zeitlicher Verlauf der Ladeleistung sowie des Netzbezugs mit und ohne Ladestation mit dem Ziel das Elektroauto bei einem Netzbezug größer 5 kW zu entladen (25. Mai 2022)



Abbildung 32: Zeitlicher Verlauf des SoC als Resultat der in *Abbildung 31* dargestellten Be- und Entladungen (25. Mai 2022)

Im Vergleich zu Abbildung 31 zeigt Abbildung 33 die Nachtstunden, innerhalb derer das Auto ausschließlich geladen wurde, da die Netzbezugsleistung durchgehend unter dem definierten Schwellwert von 5 kW lag. Wie in Abbildung 34 ersichtlich beträgt der SoC des Elektroautos um Mitternacht trotz geringer Ladeleistung ca. 70 %. Unter der Annahme, dass sich die Netzbezugsleistung nicht ändert, ist das Elektroauto am Morgen vollständig geladen und kann wieder zu Lastspitzenreduktion verwendet werden.

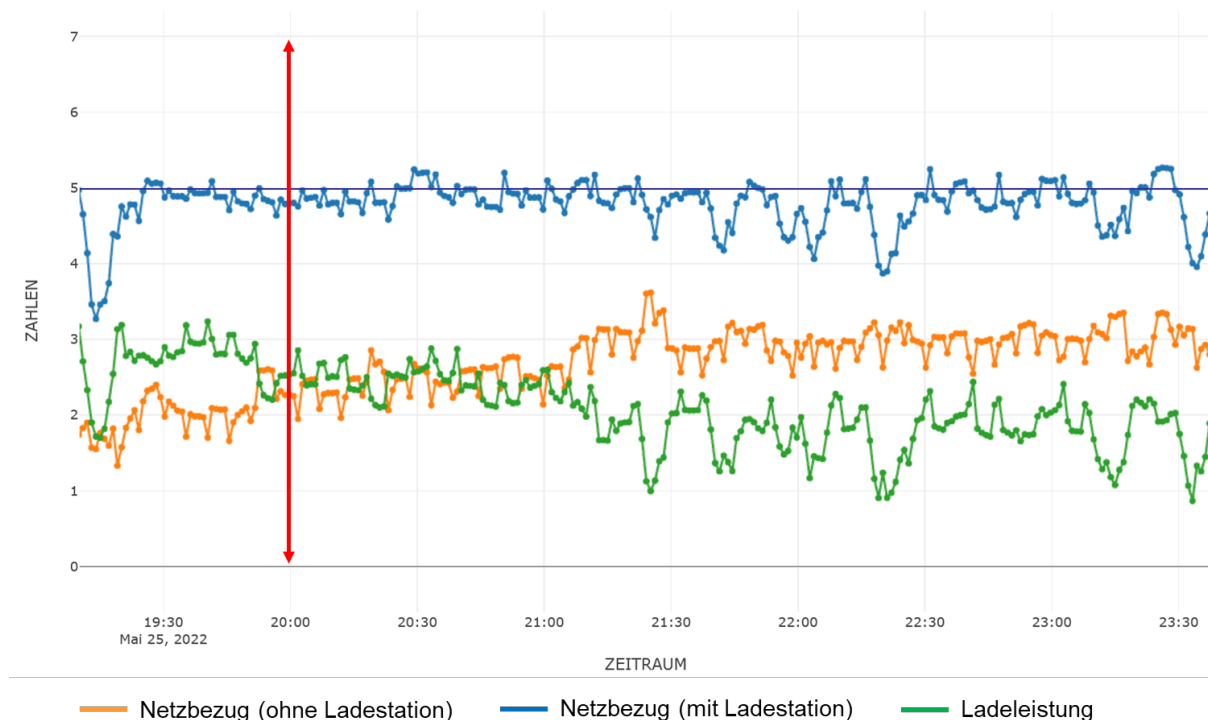


Abbildung 33: Zeitlicher Verlauf der Ladeleistung sowie des Netzbezugs mit und ohne Ladestation mit dem Ziel das Elektroauto bei einem Netzbezug kleiner 5 kW zu beladen.



Abbildung 34: Zeitlicher Verlauf des SoC als Resultat der in Abbildung 33 dargestellten Be- und Entladungen (25. Mai 2022)

Dieses Beispiel zeigt deutlich, dass die Ladesäule aus technischer Sicht dazu geeignet ist Lastspitzen zu reduzieren – unter der Voraussetzung, dass das Elektroauto mit der Ladesäule verbunden ist. Inwiefern diese Bewirtschaftungsform jedoch sinnvoll ist, ist zu diskutieren, einerseits aufgrund der Verfügbarkeit des Elektroautos, andererseits aufgrund der voreingestellten Schwellwerte. Im gezeigten Beispiel wurden die Schwellwerte so gewählt, dass die Speicherkapazität des Elektroautos über den Tag ausreicht um alle Lastspitzen zu reduzieren und selbst am Abend noch über ausreichend Reichweite zu verfügen. Aus wirtschaftlicher und energietechnischer Sicht wäre es jedoch sinnvoller, diesen Schwellwert besser an die Gegebenheiten anzupassen, sodass das Elektroauto nur bei den größten Lastspitzen eingesetzt wird und nicht jede noch so kleine Lastspitze

ausregelt – wie im gezeigten Beispiel der Fall. Dadurch könnte die Batterie des Elektroautos geschont werden, ohne den Effekt für das Netz durch die Lastspitzenreduktion zu reduzieren.

Weiters ist zu diskutieren, ob es tatsächlich sinnvoll ist einen temporär verfügbaren Speicher dafür einzusetzen um Lastspitzen zu reduzieren, denn nur wenn die Reduktion der Lastspitzen verlässlich erfolgt und zu jeder Zeit gewährleistet werden kann, stellt sich tatsächlich eine Netzentlastung ein. Selbst unter der Annahme, dass es pro Haushalt zwei Elektroautos gibt, kann dies nur bedingt sichergestellt werden. Der Fokus sollte daher nicht auf der Betrachtung von einzelnen Haushalten, sondern auf mehreren Haushalten liegen, da dort die Wahrscheinlichkeit, dass zumindest ein Elektroauto verfügbar ist, deutlich höher liegt.

Nähere Informationen dazu sind im „Inhaltlichen Endbericht“ sowie in „D5.1a Ergebnisbericht: Auswertung des Monitorings -Ergebnisse aus der Praxis“ und „D5.1b Ergebnisbericht: Auswertung des Monitorings - Energietechnische und -wirtschaftliche Analyse und Bewertung des Potenzials von Elektrofahrzeugen in Kombination mit bidirektionalen Ladestationen in erneuerbaren lokalen Energiegemeinschaften und dessen Umsetzbarkeit in der Praxis“ zu finden.

2.4.5 Schwierigkeiten sowie Projekt-Highlights

Projekt-Highlights:

- Alle Projektziele konnten innerhalb der verlängerten Projektlaufzeit erreicht werden.
- Die Potenziale von bidirektionalem Laden konnten sowohl in der Theorie als auch in der Praxis nachgewiesen werden. Das vorliegende Projekt zählt somit zu den ersten Projekten (wenn nicht überhaupt das erste Projekt), in denen bidirektionale Ladesäulen in Österreich im Realbetrieb eingesetzt wurden. Damit kann Österreich im internationalen Vergleich z. B. mit Deutschland nachziehen und österreichischen Unternehmen die Möglichkeit bieten, hier frühzeitig Erfahrung mit dieser Technologie zu sammeln.
- Erfreulicherweise wurde das Projekt mit dem Österreichischem Solarpreis 2022 von Eurosolar in der Kategorie „ Transportsysteme mit Erneuerbaren Energien“ ausgezeichnet. Die Preisverleihung fand am 7. Oktober 2022 in Wien statt.
- Im Projekt wurden verschiedene Lade- und Entladestrategien entwickelt und deren Machbarkeit im Realbetrieb demonstriert. Damit kann die Elektromobilität nicht mehr „nur“ zur Dekarbonisierung des Verkehrs beitragen, sondern gewinnt auch im Bereich des Energiemanagements (Erhöhung Eigenverbrauch, Lastspitzenreduktion,...) an Bedeutung. Der mögliche Beitrag der Elektromobilität zur Energiewende kann somit weiter erhöht werden. Parallel dazu wird auch die Ökobilanz eines Elektroautos durch die Nutzung als PV-Speicher (Reduktion von Emissionen durch den Einsatz von Strom aus regenerativen Quellen) weiter verbessert.
- Informationen zu den Netzurückwirkungen von bidirektionalen Ladesäulen waren bisher nicht bzw. nur spärlich vorhanden. Im Projekt wurden dazu erste Erkenntnisse gewonnen und

veröffentlicht. Diese Erkenntnisse können in der Folge bei Bedarf in zukünftige Normen und Richtlinien einfließen und somit einen breiten Einsatz von bidirektionalen Ladesäulen ohne Netzurückwirkungen frühzeitig sicherstellen.

- Von Anfang an stieß das Projekt auf großes Interesse seitens der Medien, was zu zahlreichen Beiträgen geführt hat. Dies stellt einen wertvollen Beitrag zur Dissemination der Projektergebnisse dar.

Schwierigkeiten:

- Die Implementierung der Ladesäule in das Energiemanagementsystem war deutlich aufwändiger und komplexer als geplant, wodurch sich das Projekt etwas verzögerte und auch offiziell verlängert werden musste.

2.5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen aus den Resultaten

- Welche Schlussfolgerungen kann das Projektteam ziehen?
- Welche weiteren Schritte werden durch das Projektteam anhand der Resultate gesetzt?
- Welche anderen Zielgruppen können relevante und interessante Schlussfolgerungen aus den Projektergebnissen ziehen und wer kann auf die Projektergebnisse aufbauend weiterarbeiten?

2.5.1 Funktionstest sowie Untersuchung der Netzurückwirkungen im Energy Systems Lab

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass durch die Elektronik in der Ladesäule und die durchgeführten Wechsel-/ Gleichrichtvorgänge in der Ladestation Oberschwingungen entstehen. Diese Oberschwingungen können im Betrieb je nach Lastzustand unterschiedlich stark ausgeprägt sein, im Endeffekt können die normativen Grenzwerte jedoch eingehalten werden.

Die unterschiedlichen untersuchten Lastfälle stellen verschiedenste Anwendungsszenarien dar. Durch die statische Ladung werden unterschiedliche Ladezustände an privaten und öffentlichen Orten abgedeckt. Bei der dynamischen Ladung konnte eine netzstützende oder eigenbedarfsoptimierte Anwendung in Kombination mit anderen erneuerbaren Verbrauchern als Nutzungsbeispiel dargestellt werden. Der untersuchte Lastfall mit aktivierten fahrzeugseitigen Verbrauchern stellt eine Nachbildung eines Langstreckenszenarios mit Heiz-/ Kühlbedarf während der Ladung dar.

Die Netzurückwirkungen in den Oberschwingungen können bis zur 50. harmonischen Oberschwingung bis zu 4 %_{TDD} aufweisen und sind im Lade- sowie im Entladebetrieb ident. Aufgrund dessen, dass der Oberschwingungsanteil bezogen auf die Nennleistung über die Ladeleistung konstant bleibt, ist der

Ladestrom bei geringen Ladeleistungen stark Oberschwingungsbehaftet. Dies kann zu hohen Ladeverlusten in Zuleitung und der Ladestation führen.

Die Oberschwingungen können verschiedenste Phasenlagen aufweisen, welche bis zu 168° phasenverschoben sein können. Je nach betrachteter Ordnung der harmonischen Oberschwingungen können die Phasenlagen mit der Ladeleistung zunehmen.

Supraharmonische Oberschwingungen treten in zwei Frequenzbereichen vermehrt auf, nämlich bei der Frequenz der Schaltelektronik in der Ladesäule und bei rund 5 kHz. Die Schaltfrequenz kann je nach Elektronik und verwendeter Halbleitertechnologie variieren. Jedoch wird die Schaltfrequenz immer zu Oberschwingungen im hochfrequenten Bereich führen, sofern sie nicht explizit mit Filtern reduziert werden. Diese Schaltfrequenz ist weder last- noch ladebetriebsabhängig und liegt an, sobald die Ladestation in Betrieb genommen wird. Die Netzurückwirkungen mit einer Frequenz von rund 5 kHz haben je nach Leistung, Betriebsart und Status der fahrzeugseitigen Verbraucher unterschiedliche Amplituden und Frequenzen. Hier konnte keine Ursache für diese Netzurückwirkungen ausfindig gemacht werden und dies bedarf weiterer Untersuchungen.

Schalthandlungen zwischen Ladezuständen und Ladeleistungen verursachen breitbandige Netzurückwirkungen mit Amplituden von bis zu 10 mA. Dies muss beim Betrieb von bidirektionaler Ladeinfrastruktur berücksichtigt werden.

Da beim Betrieb von fahrzeugseitigen Verbrauchern während der Ladung starke Netzurückwirkungen in Form von supraharmonischen Oberschwingungen auftreten, kann vermutet werden, dass durch die bidirektionale Gleichstromladung der Gleichstromkreis des Fahrzeugs über die Ladestation und deren Wechselrichter mit dem Netz gekoppelt wird. Dies hat zur Folge, dass hohe Netzurückwirkungen entstehen. Je nach Fahrzeug und den verwendeten fahrzeugseitigen Verbrauchern während einer Ladung können diese Netzurückwirkungen variieren.

Der Leistungsfaktor ist grundlegend wirkleistungsabhängig. Die Verzerrungsblindleistung ist bei statischen Ladeleistungen konstant. Bei der Verschiebeblindleistung ist ein deutliches leistungsabhängiges Verhalten ersichtlich. Dieses Verhalten ist allerdings nur bei der statischen Messung ersichtlich, bei den zwei anderen Messungen ist ein ladeleistungsabhängiges Verhalten sowohl bei Verzerrungs- als auch bei der Verschiebeblindleistung ersichtlich.

Interpretation und Schlussfolgerung aus den Ergebnissen: Die Netzurückwirkungen im Bereich bis zur 50. harmonischen Oberschwingungen sind gut reguliert. Durch die Normierung werden die Grenzwerte im Normbetrieb eingehalten und es kommt zu keiner Überbelastung durch Netzurückwirkungen im Netz. Da die Ladestation regelbar ist und diese Regelung im Sinne der Netzstabilisierung oder des bidirektionalen Betriebs relevant ist, müssen auch Leistungen neben der Nennleistung bei der Untersuchung der Oberschwingungen betrachtet werden. Hierbei ist erkennbar, dass der Oberschwingungsanteil steigt, sobald die Leistung reduziert wird und somit auch die THD_i. Dies hat zur Folge, dass je nach Netzimpedanz des Anschlusspunktes, es zu einer Grenzwertüberschreitung der THD_u-Grenzwerte kommen kann. Dies muss im Einzelfall am Anschlusspunkt überprüft werden, da die Netztopologie stark variieren kann. Bei einer

Leistungsreduktion entsteht kein Anstieg der absoluten Oberschwingungseffektivwerte und somit zu keinem Anstieg der Verluste im Netz und in naheliegenden Verbrauchern. Lediglich die in Bezug stehende Leistung der Grundwelle wird variiert und hebt die THD_i . Aufgrund dessen, ist die Betrachtung der TDD in diesem Kontext eine sinnvollere, da sie die netzrückwirkenden Oberschwingungen unabhängig von der bezogenen Leistung darstellt. Somit ist es möglich die Netzurückwirkungen der Ladestation abzuschätzen und die daraus folgenden Maßnahmen zu setzen. Neben der Normierung der THD_u werden auch einzelne Oberschwingungsordnungen normiert. Hierbei ist in den Messergebnissen ersichtlich, dass der Effektivwert der Oberschwingungen bis 2 kHz leistungsabhängig ist. Allerdings ist es nicht möglich den Oberschwingungseffektivwert der einzelnen harmonischen mit der eingestellten Ladeleistung in Bezug zu setzen. Die elfte harmonische Oberschwingung hat bei 7,5 kW den höchsten Effektivwert. Die dritte harmonische Oberwelle ist umgekehrt proportional zu der angeforderten Ladeleistung. Dennoch sind alle Netzurückwirkungen unterhalb der normativen Grenzwerte der IEC61000-3-2 und der IEEE 519.

Aufgrund der aktuellen Normung der Netzurückwirkungen mit hohen Frequenzen ergibt sich ein Frequenzband zwischen 2,1 und 150 kHz in dem keine Grenzwerte für Oberschwingungsrückwirkungen gelten. Dies hat zur Folge, dass Netzurückwirkungen im Betrieb der Ladestation festzustellen sind, welche bei Einführung einer Norm grenzwertig sein können. Vor allem in den Frequenzbereichen der Schaltfrequenzen werden deutliche Oberschwingungen emittiert. Oberschwingungen bis 6 kHz variieren leistungsabhängig sowohl im gemessenen Effektivwert als auch in der Frequenz. Dies hat zur Folge, dass die Netzurückwirkung in einem Frequenzband von 4,7 kHz bis 5,9 kHz mit Effektivwertmaxima von bis zu 25 mA entstehen. Zusätzlich zu diesen Rückwirkungen ist die Schaltfrequenz eindeutig bei einer Frequenz von 20 kHz identifizierbar und erzeugt Netzurückwirkungen unabhängig von Betriebsmodi und angeforderter Leistung. Diese Oberwellen können aufgrund des Effektivwertes von bis zu 23 mA zu Oberschwingungen in der Netzspannung führen. Diese Netzurückwirkungen in der Spannung können aufgrund Frequenz von 20 kHz, welche sich im Frequenzbereich der PLC befindet, zu Störungen der Kommunikation oder anderen Betriebsmittel in der Nähe der Ladestation führen. Neben diesen Störungen wird auch mit jeder Oberschwingung im Netz die Effizienz aufgrund von physikalischen Effekten verringert. Dies kann zu erhöhtem Wartungsaufwand oder Serviceintervallen bei den Netzgeräten führen.

Bei der Gleichstromladung des Fahrzeuges kommt es zu einer Kopplung vom Gleichstromnetz des Fahrzeuges und dem Versorgungsnetz der Ladestation. Wird dann ein fahrzeugseitiger Verbraucher, welcher am Hochvoltnetz des Fahrzeuges angeschlossen ist, aktiviert, werden die Rückwirkungen des Verbrauchers als Netzurückwirkungen emittiert. Dies hat zur Folge, dass sowohl die Ladestation als auch die im Fahrzeug verbauten Verbraucher welche, während einer Gleichstromladung aktiv sein können, als Verbraucher am Netz gesehen werden müssen. Durch diese Tatsache müssen diese Verbraucher auch die geltenden Normen für am Netz angeschlossene Verbraucher einhalten. Die durch die Wärmepumpe und dem PTC-Heizelement hervorgerufenen Netzurückwirkungen sind sehr

breitbandig und haben einen Effektivwert von bis zu 3 mA. Nachdem die Messung auf Frequenzen von bis zu 150 kHz limitiert ist und die Netzurückwirkungen mit derselben Amplitude bei 140 kHz auftreten, ist es durchaus möglich, dass diese Oberschwingungen auch bei Frequenzen über 150 kHz auftreten. Hierdurch kann es bei Ladeparks, welche meist über eigene Netztransformatoren verfügen, zu erhöhtem Wartungsaufwand oder Problemen in der PLC-Kommunikation gemäß ISO 15118 führen. Neben diesen markanten hochfrequenten Oberschwingungen ist eine Anhebung der Oberschwingungen bis zur 50. harmonischen ersichtlich. Da die Ladesäule bereits bei der elften und 13. harmonischen Oberschwingung knapp unter dem normativen Grenzwert war, kann es im Betrieb mit aktivierten fahrzeugseitigen Verbrauchern zu Grenzwertüberschreitungen kommen. Die Problematik mit aktivierten fahrzeugseitigen Verbrauchern ist in weiteren Analysen zu untersuchen. Für diese Analysen könnten sowohl verschiedene Fahrzeuge, als auch verschiedene Ladesäulen herangezogen werden.

Die Wirk-, Blind- und Scheinleistungsanalyse hat gezeigt, dass die Ladestation, unabhängig vom Betriebsmodus oder der Ladeleistung, konstant Blindleistung bezieht. Die bezogene Blindleistung ist über den ganzen Ladeleistungsbereich konstant. Da die Regelung der Ladestationssoftware es ermöglicht, Ladeleistungen bis zu der Leerlaufleistung anzufragen, ist es möglich, dass die Ladestation in einem Betriebszustand betrieben wird, in der sie mehr Blind- als Wirkleistung bezieht. Solch ein Betriebszustand ist fraglich, da in aktuellen Tarifmodelle nur wirkleistungsbezogenen Vertragsmodelle am Markt sind. Eine mögliche Lösung wäre eine Mindestladeleistung bei bidirektionalen Gleichstromladungen. Als Vergleich hierzu, könnte die AC-Ladeleistung herangezogen werden, in der es einen minimalen Ladestrom pro Phase von 5 A gibt.

Abschließend muss gesagt werden, dass beim Einsatz von bidirektionaler Ladeinfrastruktur die Netzurückwirkungen sowohl im normalen Ladebetrieb als auch im bidirektionalen Ladebetrieb die normativen Grenzwerte eingehalten werden müssen. Da durch die Besonderheit der bidirektionalen Ladestationen ein Verbraucher mit sehr hoher Leistung jederzeit zum Erzeuger mit hoher Leistung werden kann, müssen die Netzurückwirkungen in beiden Betriebsmodi untersucht werden. Ebenso müssen unterschiedliche Leistungen und Betriebspunkte gewählt werden, da die Netzurückwirkungen in gewissen Frequenzbereichen leistungsabhängig sein können. Dies hat zur Folge, dass bei geringeren Leistungen, verursacht durch äußere Rahmenbedingungen wie zum Beispiel Batterietemperatur des Fahrzeuges oder der State-of-Charge des Akkus, Netzurückwirkungen die erlaubten normativen Grenzwerte überschreiten können. Ebenso gilt es zu untersuchen, dass bei Ladeanlagen mit mehreren Ladestationen die Netzurückwirkungen zu erhöhten Belastungen der Transformatoren und Netzanlagen des Netzanschlusspunktes führen können. Dies hat zur Folge, dass ein erhöhter Wartungs- oder Reparaturaufwand entsteht und die laufenden Kosten ansteigen. Bei dem Einsatz von PLC-Kommunikationstechnologien ist zu berücksichtigen, dass die hochfrequenten Netzurückwirkungen der verwendeten Leistungselektronik im Frequenzbereich der Kommunikation liegen und diese beeinflussen oder gar verhindern könnten.

In Bezug auf den globalen Kontext können diese Netzurückwirkungen der Ladestationen die Entwicklung der Ladestationskomponenten beeinflussen und weitere Filterungen vorsehen. Ebenso ist es möglich, dass weitere normative Grenzwerte im Bereich von 2,1 bis 150 kHz eingeführt werden, um diese Netzemissionen zu minimieren und die Netzeffizienz weiter zu steigern. Zusätzlich dazu, müssen Verbraucher in den Fahrzeugen, welche bei einer Gleichstromladung des Fahrzeuges verwendbar sind, die Netznormen erfüllen und die daraus folgenden Netzurückwirkungen minimieren. Schnellladeparks mit einer hohen Anzahl an Gleichstromladestationen sind bei Außentemperaturen, die Heizung oder Klimatisierung des Fahrzeuginnenraums erfordern, während der Ladungen Großemittenten von Netzurückwirkungen. Hierzu müssen weitere Untersuchungen in Ladeparks durchgeführt werden, um diese dargelegten Skaleneffekte nachzuweisen.

2.5.2 Potenzialabschätzung

Einzelhaushalte: Beim Vergleich der Ergebnisse wird deutlich, dass die ungesteuerten und Last-Optimierten Ladestrategien bezüglich Netzbezug, Netzeinspeisung, Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad ähnliche Ergebnisse aufweisen. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass die Last-Optimierte Ladestrategie zur Reduktion der im Haushalt auftretenden Lastspitzen entwickelt wurde, jedoch nicht für die Steigerung des Eigenverbrauchs.

Weiters zeigt sich, dass durch PV-Optimiertes Laden die größten Steigerungen beim Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad im Vergleich zur Ungesteuerten Variante erzielt werden können. Der Eigenverbrauchsanteil kann bei der PV-Optimierten Strategie je nach Fahrprofil und Verbrauchsprofil zwischen 57 und 155 % im Vergleich zur ungesteuerten Ladestrategie gesteigert werden.

Bei der Analyse wird deutlich, dass der Eigenverbrauchsanteil primär von der Verfügbarkeit beeinflusst wird. Weniger starken Einfluss hat die Anzahl der gefahrenen Kilometer. Wie bereits von Strasser aufgezeigt, konnte ist bidirektionales Laden daher primär für NutzerInnen eine elektrischen Zweitautos sinnvoll (Strasser 2020).

Bei der Lastspitzen-optimierten Ladestrategie muss berücksichtigt werden, dass nur dann Lastspitzen reduziert werden können, wenn das Elektroauto auch verfügbar ist. Weiters gilt es zu berücksichtigen, dass das Mobilitätsverhalten immer Vorrang hat, sprich wird das Elektroauto mit einem geringen SOC an die Ladestation angeschlossen, wird dieses sofort bis zu einer definierten Schwelle geladen um eine gewissen Mobilität (Kilometerleistung) sicherzustellen. Tritt in diesem Zeitraum eine Lastspitze wird diese nicht reduziert.

Werden die Ergebnisse der Jahresdauerkennlinien der Profile A und B verglichen, ist zu erkennen, dass die Lastspitzen-Optimierte Ladestrategie bei kleineren Haushalten eine stärkere Reduktion der Lastspitzen ermöglicht.

Energiegemeinschaften: Ziel der durchgeführten Untersuchungen war es zu analysieren, welches energietechnische und energiewirtschaftliche Potential unterschiedliche Lade- und Entladestrategien

von Elektrofahrzeugen innerhalb Energiegemeinschaften haben. Ebenso sollte analysiert werden, welchen Einfluss das Mobilitätsverhalten der TeilnehmerInnen auf die Ergebnisse hat.

Die Auswertungen haben gezeigt, dass sämtliche TeilnehmerInnen durch die Einbindung in die EEG und durch die Anwendung der meisten Strategien finanziell profitieren. Den größten finanzielle Anreiz gibt es bei den Prosumern, da diese zusätzlich zu den geringeren Bezugskosten, die überschüssige elektrische Energie zu einem höheren Preis an die anderen TeilnehmerInnen der EEG verkaufen können.

Die Consumer profitieren hier lediglich durch den geringeren Bezugspreis für elektrische Energie aus der EEG. Aufgrund der dynamischen Verteilung der überschüssigen elektrischen Energie, steigt der finanzielle Anreiz zur Teilnahme an der EEG, je höher der Bedarf während untertags ist. Es zeigt sich allerdings auch, dass bei den Varianten mit EEG, die jährlichen Ersparnisse für die Consumer sinken, je effektiver die Prosumer die Energie der eigenen Photovoltaikanlagen nutzen. Dies ist speziell bei den eigenverbrauchsoptimierten Strategien der Fall.

Generell ist zu erkennen, dass bei den Prosumern der größte Hebel für die Erhöhung der jährlichen Ersparnisse nicht die Teilnahme an der EEG ist, sondern das Vorhandensein einer zumindest unidirektionalen- eigenverbrauchsoptimierten Ladestrategie. Durch diese Ladestrategie ergeben sich für die Prosumer aufgrund des höheren Eigenverbrauchsanteils bereits Ersparnisse von durchschnittlich 47 % im Vergleich zur ungesteuerten Variante. Durch die bidirektionale-eigenverbrauchsoptimierte Ladestrategie, kann dieser Wert noch um weitere 15 Prozentpunkte gesteigert werden. Auch hier zeigt sich, dass besonders jene Prosumer durch die Anwendung der Ladestrategien profitieren, die bei der ungesteuerten Variante einen hohen Überschuss aufweisen.

Durch fehlende leistungsbezogene Tarife konnte bei den lastspitzenoptimierten Strategien kein Kostenvorteil erzielt werden. Es hat sich allerdings gezeigt, dass die Fernbezugsspitzen durch eigenverbrauchsoptimiertes Laden reduziert werden können. Hingegen reduzieren sich die monatlichen Fernbezugsspitzen durch die Einbindung in die EEG nur wenig, da diese Spitzen meist zu Zeiten auftreten, in denen innerhalb der EEG keine überschüssige elektrische Energie vorhanden ist. Eine Ausnahme stellt allerdings die Strategie dar, bei der die BEVs der TeilnehmerInnen kontrolliert zur Reduktion der Fernbezugsspitzen entladen werden. Durch diese Zusammenarbeit innerhalb einer EEG und das kontrollierte Entladen der BEVs zur Spitzenlastreduktion anderer TeilnehmerInnen, können die Fernbezugsspitzen in den meisten Fällen im Vergleich zur ungesteuerten Variante halbiert werden. Lediglich beim PendlerInnenprofil kann dieser Zielwert nicht erreicht werden. Hier ist an Wochentagen zwischen 9:00 und 17:00 kein BEV an einer Ladestation, wodurch keine Entladung zur Spitzenreduktion möglich ist.

Durch die Anwendung der lastspitzenoptimierten Strategien konnte nahezu keine Steigerung des Eigenverbrauchsanteil erzielt werden. Lediglich beim Kurzstreckenprofil wird durch die Glättung des

Verbrauchsprofils in Zeiten hoher Überschüsse das BEV mit mehr elektrischen Energie aus der Photovoltaikanlage geladen.

Bei der Betrachtung des Einflusses der Fahrprofile zeigt sich allgemein, dass sich das Kurzstreckenfahrprofil für die behandelten Ladestrategien am besten eignet. Der Vorteil dieses Profils ist, dass die Fahrzeuge verteilt über dem Tag aufgeladen werden. Dies steigert den Eigenverbrauch und reduziert Fernbezugsspitzen, obwohl die jährliche Kilometeranzahl nahezu ident wie beim PendlerInnenfahrzeug ist. Außerdem kann aufgrund der geringeren Abwesenheitszeiten die Batterie des jeweiligen Fahrzeugs effektiver zur Zwischenspeicherung genutzt werden.

Beim PendlerInnenprofil kann das BEV bei allen Haushalten erst am späten Nachmittag oder Abend geladen werden, wodurch für die Gemeinschaft deutlich höhere Fernbezugsspitzen entstehen, im Vergleich zu eher heterogenen Lastprofilen. Ebenso kann aufgrund der fehlenden BEVs an Werktagen bei Prosumern nur wenig Überschuss aus der Photovoltaikanlage in das BEV geladen werden. Eine Ausnahme bilden hier allerdings jene PendlerInnen, welche sehr frühe Arbeitszeiten haben. Da sich das BEV wieder ab 15:00 Uhr an der Ladestation befindet, kann es noch mit der überschüssigen Energie aus der Photovoltaikanlage geladen werden. Consumer profitieren durch frühere Arbeitszeiten ebenfalls. Wenn sie von der Arbeit zurückkommen und ihr BEV wieder aufgeladen werden muss, erhalten sie aufgrund der dynamischen Aufteilung einen hohen Anteil der überschüssigen Energie aus der EEG. Das PendlerInnenprofil hat allerdings aufgrund der ungünstigen Ladezeiten bei der ungesteuerten Strategie das größte Reduktionspotential bei den Lastspitzen. Wenn die TeilnehmerInnen ein bis zwei Tage im Homeoffice sind, kommt es nur zu einer geringeren Verbesserung der Parameter.

Eine Durchmischung der Gemeinschaft mit unterschiedlichen Fahrprofilen hat den Vorteil, dass bei der bidirektional- lastspitzenoptimierten Variante zu jedem Zeitpunkt ein Fahrzeug zur Spitzenreduktion anwesend ist und Überschüsse der EEG besser zum Laden der Fahrzeuge verwendet werden können. Zusammenfassend würde sich ein Fahrprofil als ideal erweisen, bei dem es täglich viele, regelmäßig über den Tag verteilte Fahrten gibt, mit einer geringen Abwesenheitsdauer, aber einer hohen täglichen Kilometeranzahl.

Ein Problem bei der bidirektional- lastspitzenoptimierten Strategie ist, dass der/ TeilnehmerIn, welche/r sein BEV zur Spitzenreduktion anderer TeilnehmerInnen entladen lässt, mit einigen Nachteilen konfrontiert ist. Der/Die TeilnehmerIn erhält zwar eine Vergütung für die eingespeiste Energie, allerdings werden die Lade- und Entladeverluste dadurch nicht vergütet. Ebenfalls gibt es stationäre Verluste, welche allerdings in der Simulation nicht berücksichtigt wurden. Außerdem muss die Energie für die Spitzenreduktion an andere TeilnehmerInnen zum EEG-Einspeisetarif verkauft werden. Die Batterie des BEV muss dann meist mit teurer Energie, welche nicht aus der EEG stammt, aufgeladen werden. Da allerdings jeder ein BEV hat und nahezu jede/r die gleiche Energiemenge von den anderen TeilnehmerInnen zur Spitzenreduktion bezieht, heben sich diese Nachteile auf. Ein Problem würde auftreten, wenn einige TeilnehmerInnen kein BEV hätten.

Bei der zunehmenden Durchdringung von BEVs und der steigenden Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen, wird es unausweichlich sein, Strategien für die Erhöhung des Eigenbedarfs und der Reduktion von Lastspitzen einzusetzen. Ein Problem stellt derzeit noch das Fehlen geeigneter lastspitzenabhängiger Netzentgelte im Privatbereich dar. Dies hat zur Folge, dass die Ersparnisse bei den lastspitzenorientierten Strategien deutlich geringer sind als bei den Eigenverbrauchsoptimierten.

2.5.3 Wirtschaftlichkeit in Anbetracht der aktuellen Marktverwerfungen

Die Marktverwerfungen der letzten Monate haben dazu geführt, dass die wirtschaftlichen Ergebnisse mit einer gewissen Vorsicht betrachtet werden müssen, da sich die Strombezugspreise sowie Einspeisevergütungen in den letzten Monaten massiv verändert haben. Um das zu verdeutlichen wurden einige Szenarien erneut mit aktuellen (Stand Dezember 2022) Tarifen berechnet. Als Strombezugspreis wurden 35 Cent (inkl. Netzentgelte, Steuern und Abgaben) berücksichtigt, als Einspeisevergütung wurden 50 Cent – wie von der OeMAG angeboten – herangezogen.

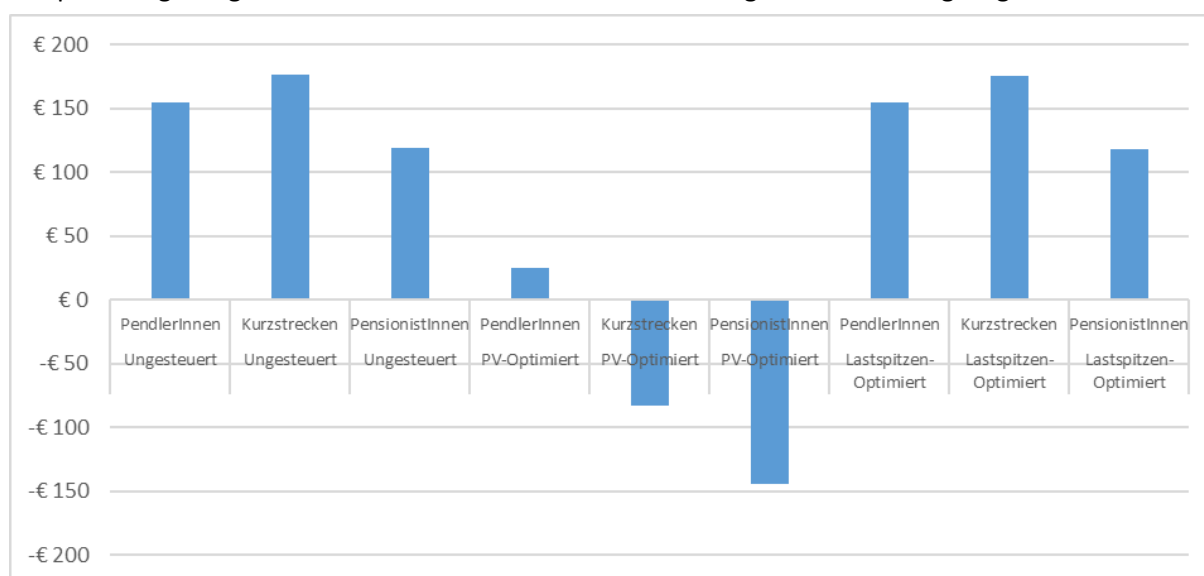


Abbildung 35 Vergleich der gesamten Stromkosten eines Jahres aller Szenarien für Profil B bei einem Bezugspreis von 17,15 Cent und einer Einspeisevergütung von 7,84 Cent

Im Vergleich von Abbildung 35 (Bezugspreis 17,15 Cent, Einspeisevergütung 7,84 Cent) und Abbildung 36 (Bezugspreis 35 Cent, Einspeisevergütung 50 Cent) wird deutlich, dass sich die Wirtschaftlichkeit aufgrund der hohen Einspeisetarife deutlich verbessert hat. Jedoch zeigt Abbildung 36 auch deutlich, dass die Wirtschaftlichkeit durch PV-optimiertes Laden nicht verbessert werden kann, da es mehr Sinn macht Überschuss einzuspeisen, als diesen zu speichern oder selbst zu verbrauchen – ein absolut falsches Signal in Zeiten in den das Stromnetz und dessen Entlastung bzw. Energiegemeinschaften (lokal erzeugen, lokal verbrauchen) immer mehr an Bedeutung gewinnen.

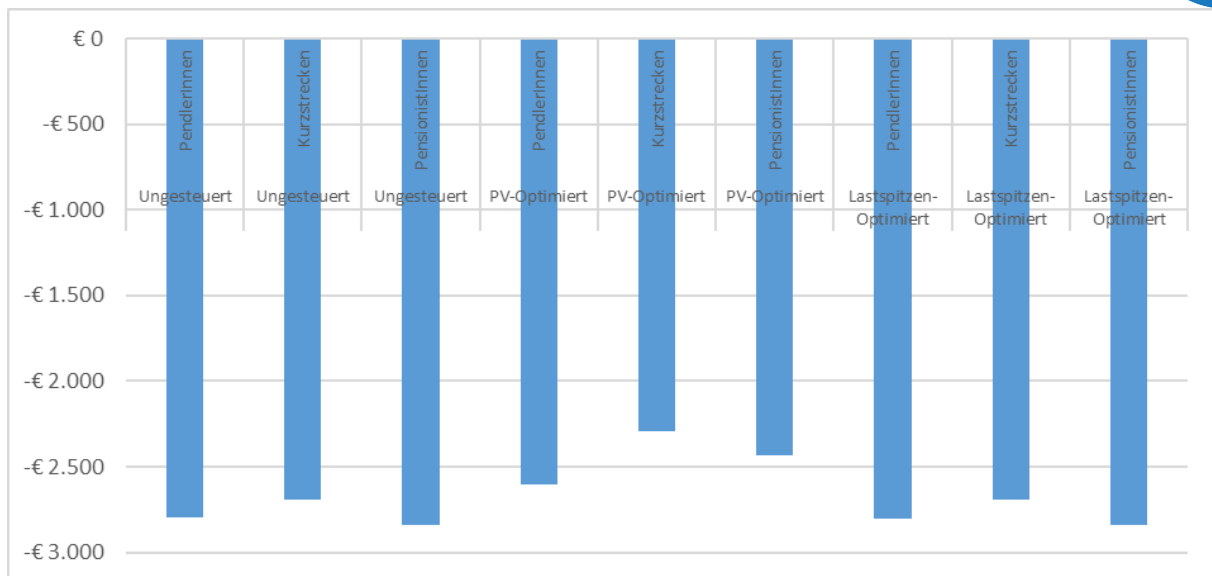


Abbildung 36 Vergleich der gesamten Stromkosten eines Jahres aller Szenarien für Profil B bei einem Bezugspreis von 35 Cent und einer Einspeisevergütung von 50 Cent

2.6 Ausblick

Zusammengefasst konnten im Projekt die folgenden Erkenntnisse gewonnen werden:

- Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Elektronik in der Ladesäule und die durchgeführten Wechsel-/ Gleichrichtvorgänge in der Ladestation Oberschwingungen entstehen. Überall dort wo es bereits rechtliche Vorgaben gibt, werden die Grenzwerte im Normalbetrieb der Ladestation eingehalten.
- Es gibt jedoch auch Frequenzbänder (z. B. zwischen 2,1 und 150 kHz) wo es noch keine normativen Regelungen gibt. In diesem Bereich wurden teils grenzwertige Netzurückwirkungen festgestellt. Um Netzemissionen zu minimieren und die Netzeffizienz weiter zu steigern, sollte die Einführung entsprechender Grenzwerte in diesen Bereichen zumindest diskutiert werden.
- Die Simulationsergebnisse zeigen, dass der Einsatz eines Elektroautos als mobiler Speicher sowohl wirtschaftlich, als auch energetisch Sinn macht. Im Vergleich zum ungesteuerten Laden kann der Eigenverbrauch und somit auch die Wirtschaftlichkeit durch eine PV-optimierte Ladestrategie deutlich erhöht werden.
- Der Eigenverbrauchsanteil wird dabei primär von der Verfügbarkeit des Elektroautos beeinflusst. Weniger starken Einfluss hat die Anzahl der gefahrenen Kilometer. Die Nutzung des Elektroautos als mobiler Speicher ist daher speziell für jene NutzerInnen empfehlenswert, bei denen eine hohe Verfügbarkeit an der Ladesäule gegeben ist (z. B. Zweitauto).

- Aus wirtschaftlicher Sicht bietet die lastspitzenoptimierten Ladestrategie keine Vorteile, da der Eigenverbrauchsanteil im Vergleich zum ungesteuerten Laden nur bedingt gesteigert werden kann. zumindest wenn kein leistungsorientiertes Netzentgelt berücksichtigt wird.
- Der Vergleich der Simulationsergebnisse mit und ohne EEG zeigt, dass die gemeinschaftliche Nutzung und Bereitstellung von Energie in einer Energiegemeinschaft nicht nur energetische, sondern auch wirtschaftliche Vorteile für die TeilnehmerInnen dieser mit sich bringt

Diese Erkenntnisse sind insofern relevant, da damit folgende potenzielle positive Effekte für die Elektromobilität in Österreich verbunden sein könnten:

Erste Umsetzung einer bidirektionalen Ladesäule in Österreich: Das vorliegende Projekt zählt zu den ersten Projekten (wenn nicht überhaupt das erste Projekt), in denen bidirektionale Ladesäulen in Österreich im Realbetrieb eingesetzt wurden. Damit kann Österreich im internationalen Vergleich z. B. mit Deutschland nachziehen und österreichischen Unternehmen die Möglichkeit bieten, hier frühzeitig Erfahrung mit dieser Technologie zu sammeln.

Demonstration der energietechnischen und wirtschaftlichen Potenziale in der Praxis: Im Projekt wurde nicht nur in der Theorie sondern auch in der Praxis gezeigt, welche energietechnischen und wirtschaftlichen Potenziale erschlossen werden können. Dadurch sind die Ergebnisse einerseits wesentlich belastbarer, andererseits im Sinne eines Leuchtturmprojekts auch sichtbarer und angreifbarer.

Verfügbarkeit von Messwerten und praktischen Erkenntnissen aus der Praxis Wie bereits erwähnt, sind Messwerte von bidirektionalen Ladesäulen nach wie vor nicht oder nur bedingt verfügbar. Simulationen müssen daher oftmals mit Annahmen arbeiten, auch praktische Erfahrungen fließen mangels vorhandener Erfahrungswerte in der Regel nicht ein. Die Aussagekraft der damit erzielten Ergebnisse ist daher mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Im vorliegenden Projekt wurden die für die Simulation erforderlichen Werte messtechnisch ermittelt, wodurch zukünftige Simulationsergebnisse die Realität wesentlich besser und genauer abbilden können.

Erste praktische Erfahrungen mit bidirektionalen Ladesäulen und Energiegemeinschaften: Im Projekt wurden Lade- und Entladestrategien nicht nur für einen einzelnen Haushalt, sondern auch für eine Energiegemeinschaft entwickelt und simuliert. Die dabei gewonnen Erkenntnisse können seitens des KLIEN z. B. in die Arbeit der „Österreichischen Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften“ einfließen.

Beitrag zur Energiewende: Im Projekt wurden verschiedene Lade- und Entladestrategien entwickelt und deren Machbarkeit im Realbetrieb demonstriert. Damit kann die Elektromobilität nicht mehr „nur“ zur Dekarbonisierung des Verkehrs beitragen, sondern gewinnt auch im Bereich des

Energiemanagements (Erhöhung Eigenverbrauch, Lastspitzenreduktion,...) an Bedeutung. Der mögliche Beitrag der Elektromobilität zur Energiewende kann somit weiter erhöht werden.

Erhöhung der Akzeptanz: Weiters wird auch die Ökobilanz eines Elektroautos durch die Nutzung als PV-Speicher (Reduktion von Emissionen durch den Einsatz von Strom aus regenerativen Quellen) weiter verbessert. Die Verbesserung der Ökobilanz ist insofern relevant, da die Elektromobilität nach wie vor mit einem Akzeptanzproblem kämpft. (Zu) geringe Reichweite, unklare Auswirkungen auf das Gesamtsystem, fragwürdige Ökobilanz,... sind nur einige der (aus wissenschaftlicher Sicht falschen) Argumente, die gegen die Elektromobilität vorgebracht werden. Im Vergleich dazu weisen Batteriespeicher hohe Akzeptanzwerte auf. Positiv werden hier vor allem die Erhöhung des Autarkiegrades sowie die Möglichkeit zur Notstromversorgung genannt. Im vorliegenden Projekt wurde gezeigt, dass auch Elektroautos diese Funktion erfüllen können, ohne das Mobilitätsverhalten einzuschränken. Bisher gibt es dazu im deutschsprachigen Raum nur sehr wenige Umsetzungsprojekte, die dies auch im Realbetrieb und nicht nur in der Simulation demonstrieren. Speziell der Realbetrieb und die damit verbundene Demonstration der Machbarkeit sind jedoch entscheidend um das Vertrauen in eine Technologie und damit am Ende des Tages auch deren Akzeptanz zu erhöhen.

Höhere Marktdiffusion durch neue Lösungsansätze: Gerade das Zweitauto, das in vielen Familien vor allem im ländlichen Raum mittlerweile Standard ist, zählt zu den Low-Hanging Fruits hinsichtlich des Umstiegs auf ein Elektroauto. Laut der Studie „Erneuerbare Energien in Österreich - Der jährliche Stimmungsbarometer der österreichischen Bevölkerung zu erneuerbaren Energien“¹⁹ liegt der Anteil an potentiellen KäuferInnen und Käufern für E-Autos über die letzten Jahre stabil bei 43 %. Darüber hinaus denken bereits mehr als 70 % der EigenheimbesitzerInnen, die eine PV-Anlage planen, auch über den Kauf eines Stromspeichers nach bzw. sich bereits dafür entschieden haben. Durch die im Projekt demonstrierte Möglichkeit ein Elektroauto auch als Speicher zu nutzen, wird die Attraktivität der Elektromobilität deutlich erhöht und kann somit ein zusätzliches Kaufargument – vor allem für eine Umstellung des Zweitautos – darstellen, was im Idealfall zu einer höheren Marktdiffusion führt. Positiv zu erwähnen ist hier, dass dies nicht nur für Autohäuser ein zusätzliches Verkaufsargument darstellt, sondern auch für andere Branchen z. B. PV Planer und Errichter oder Energieberater, die mit dem Elektroauto ein zusätzliches Werkzeug/Argument erhalten.

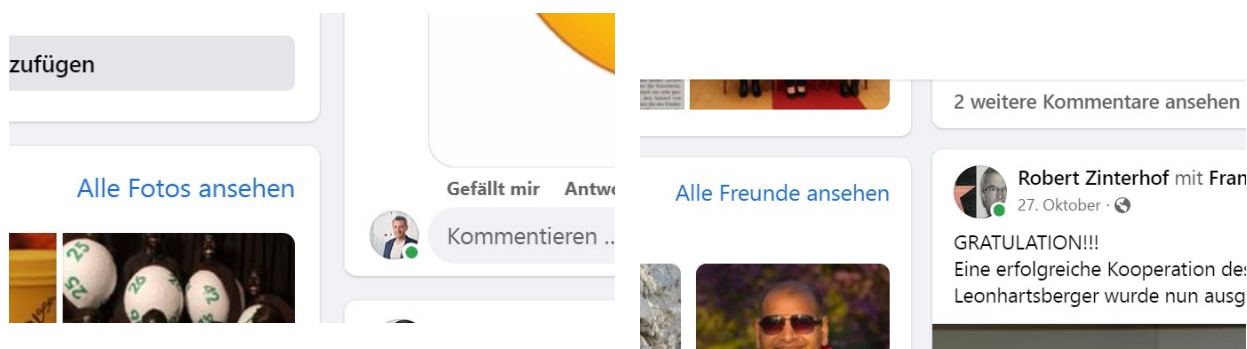
Erkenntnisse zu Netzwirkungen von bidirektionalen Ladesäulen: Informationen zu den Netzwirkungen von bidirektionalen Ladesäulen sind bisher nicht bzw. nur spärlich vorhanden. Im vorliegenden Projekt wurden dazu erste Erkenntnisse gewonnen und veröffentlicht. Diese Erkenntnisse können in der Folge bei Bedarf in zukünftige Normen und Richtlinien einfließen und somit einen breiten Einsatz von bidirektionalen Ladesäulen ohne Netzwirkungen frühzeitig sicherstellen.

Bewusstsein schaffen / Anreize schaffen: Abschließend bleibt festzuhalten, dass es mit Ausnahme der Sorge vor einem Blackout aktuell keine Anreize gibt um sich einen (mobilen oder stationären) Stromspeicher anzuschaffen. Wie in Abschnitt 2.5.3 dargestellt führen die Marktverwerfungen und die fehlende Bereitschaft zur raschen Gegensteuerung seitens der Politik dazu, dass PV-Überschuss kompromisslos eingespeist wird und Verbrauch zunehmend in nicht-sonnige Stunden verschoben wird. Damit wird ein in vielerlei Hinsicht falsches Signal gesendet, daher besteht hier dringender Handlungsbedarf.

3 Auswertung

3.1 Publikations- und Disseminationsaktivitäten

Regelmäßige Updates über die Social Media Accounts der ProjektpartnerInnen dienten dazu, möglichst viele Personen auf das Projekt aufmerksam zu machen.



Mittels Kooperation mit mehreren Klima und Energie Modellregionen bzw. die aktive Mitwirkung einzelner ProjektpartnerInnen an KLARs und KEMs wurden Projektergebnisse effektiv iverbreitet. Beispielhaft erwähnt seien hier die Vorträge in der Klimawandelanpassungsregion Lainsitztal am 22. November 2022 um 19 Uhr im Steinrunnerhof in Lauterbach bzw. in der KEM Lainsitztal am 01.06.2022 in Großschönau, wo gemeinsam dem tschechischen Partner, der Energy Agency Budweis, die mit namhaften Experten besetzte Informationsveranstaltung „Photovoltaik und Stromspeicher – woher und wohin?“ veranstaltet wurde.

Darüber wurde das Projekt bei ausgewählten einschlägigen Veranstaltungen vorgestellt. Beispielhaft erwähnt seien die folgenden Veranstaltungen:

- „Die Energiewende gemeinsam schaffen“ am 14.10.2022 im Rahmen der Veranstaltung „Nachhaltig leben, regional versorgt?“ in Waldhausen im Strudengau
- „Die Energiewende gemeinsam schaffen“ am 30.09.2022 in Fornach

Wie geplant wurde das Projekt auch bei verschiedenen Auszeichnungen eingereicht. Erfreulicherweise wurde das Projekt mit dem Österreichischem Solarpreis 2022 von Eurosolar in der Kategorie „Transportsysteme mit Erneuerbaren Energien“ ausgezeichnet. Die Preisverleihung fand am 7. Oktober 2022 in Wien statt. Folgend zwei Fotos von der Preisverleihung, bei der Geschäftsführer Franz Langeder stellvertretend für das Konsortium den Preis entgegennahm:



Im Rahmen der Auszeichnung wurde das Projekt auch in einer eigenen Broschüre vorgestellt (verfügbar unter <http://www.eurosolar.at/Drucksorten/Solarpreis2022/Solarpreisbroschuere2022.pdf>).

Darüber hinaus berichteten auch regionale Printmedien über die Auszeichnung bzw. das Projekt an sich z. B.

- Bericht über den Solarpreis in „Mein Bezirk“ (verfügbar unter https://www.meinbezirk.at/perg/c-wirtschaft/oesterreichischer-solarpreis-2022-fuer-das-autohaus-gmeiner_a5674420?fbclid=IwAR2ZJiwnAMLZLFSowkEZdsdP-7XOdmPGj2o0jbBMP3Awa1a-xUhULs0YE8Q)

- Bericht „Bidirektionale Ladestation macht Auto zum fahrenden Stromspeicher“ in „Mein Bezirk“

PIONIERARBEIT

Bidirektionale Ladestation Auto zum fahrenden Strom

WALDHAUSEN/WIEN. Als Lehrbeauftragter an der Fachhochschule Technikum Wien beschäftigt sich Kurt Leonhartsberger in leitender Funktion mit der Forschung und Entwicklung im Bereich Erneuerbare Energiesysteme. Projektkooperationen mit Unternehmen stehen dabei auf der Tagesordnung – eine davon läuft derzeit in seiner Heimatgemeinde.



von
MARKUS HOCHGATTERER

Im Mittelpunkt der Zusammenarbeit mit dem Autohaus Gmeiner steht das Thema „Bidirektionales Laden von Elektroautos“. Das dahinter stehende Grundprinzip: Der Energiefluss geht beim Ladevorgang nicht nur in eine Richtung – zusätzlich zum gewohnten Aufladen soll auch das Entladen der Speicherbatterie ermöglicht werden. „Vereinfacht gesagt, Autos tanken nicht nur Energie, sondern können diese bei Bedarf auch beispielsweise in das hauseigene Stromnetz



Franz Langeder, Standortleiter von Gmeiner Waldhausen, und Kurt Leo bei der bidirektionalen Ladestation für das Modell Nissan Leaf.

des Forschungsprojekts mit der FH wurden über Nissan Niederlande zwei Prototypen einer Ladestation angekauft und diese mit Hilfe der Fachhochschule Wien für das Testen des Lade- bzw. Entladevorganges adaptiert. Eine der Ladestationen wurde mittlerweile mit Unterstützung von unserem regionalen Fachmann Kurt Leonhartsberger an

*E-Autos werden durch
nales Laden künftig ein
Bestandteil des Energiesystems.
Sie tanken nicht nur,
sondern geben diese Energie
hauseigen.*

KURT LEONHARTSBERGER

Rückfluss in die Lehre: Die Forschungsergebnisse wurden an der FH Technikum Wien unter anderem in den beiden Studiengängen „Erneuerbare Urbane Energiesysteme“ (Master) und „Urbane Erneuerbare Energietechnologien“ (Bachelor) eingebunden. Studierende bekamen unter anderem in den Lehrveranstaltungen „Aktuelle Themen der EUE“ oder „Energiesysteme: Konzept und Systementwicklung“ einen Einblick in die Ergebnisse des Forschungsprojekts. Darüber hinaus wurden

Studierende aktiv in das Projekt eingebunden z.B. im Rahmen von Semesterarbeiten oder Masterarbeiten. Weiters wurde im Zuge einer Laborübung die Ladesäule vermessen (siehe Abbildung 2).

3.2 Weitere Dokumente

Folgend ist eine Auflistung der weiteren Deliverables, die im Rahmen des Projektes erarbeitet wurden zu finden:

- D2.1 Ergebnisbericht: Netzurückwirkungen der bidirektionalen Gleichstromladestation
- D3.1a Ergebnisbericht: Auswertung der Simulationsergebnisse - Erste Potenzialabschätzung in Einzelhaushalten
- D3.1b Ergebnisbericht: Auswertung der Simulationsergebnisse - Bewirtschaftung bidirektional be- und entladbarer Elektrofahrzeuge in Erneuerbaren Energiegemeinschaften
- D3.1c Ergebnisbericht: Auswertung der Simulationsergebnisse- Untersuchung des Einflusses bidirektionaler Bewirtschaftungsstrategien auf private Energiegemeinschaften
- D5.1a Ergebnisbericht: Auswertung des Monitorings -Ergebnisse aus der Praxis“ zu finden.
- D5.1b Ergebnisbericht: Auswertung des Monitorings - Energietechnische und -wirtschaftliche Analyse und Bewertung des Potenzials von Elektrofahrzeugen in Kombination mit bidirektionalen Ladestationen in erneuerbaren lokalen Energiegemeinschaften und dessen Umsetzbarkeit in der Praxis

4 Unterschrift

Hiermit wird bestätigt, dass der Endbericht vollständig ist und von den Projektpartnern freigegeben wurde sowie vom Auftraggeber veröffentlicht werden kann.

<p>Windhaag 27.12.2021</p> <hr/>	 <p>STIC Immobilien - consulting STICON E.U. Am Südhang 23 - A-4322 WINDHAAG M: +43(0)66475026463 - T: F: +43(0)726440349 E: office@sticon.at / www.sticon.at</p> <hr/>
<p>Ort, Datum</p>	<p>Unterschrift und Stempel des Beauftragten</p>

Literaturverzeichnis

Chapman, D., 2002, Oberschwingungen - Ursachen und Auswirkungen. ; 20; https://www.kupferinstitut.de/fileadmin/user_upload/kupferinstitut.de/de/Documents/Shop/Verlag/Downloads/Anwendung/Elektrotechnik/Leonardo/3.1_Oberschwingungen.pdf

Crozier, C., Morstyn, T., Deakin, M. & McCulloch , M., 2019. The case for Bi-directional charging of electric vehicles in low voltagedistribution networks, Oxford: Science Direct.

Dewesoft, 2021, Technische Daten der Stromsensoren | Dewesoft.; <https://dewesoft.com/de/produkte/schnittstellen-und-sensoren/stromwandler/tech-specs>; 22.5.2021

Doppelbauer, M., 2020, Grundlagen der Elektromobilität. Springer Fachmedien GmbH, Wiesbaden, 978-3-658-29729-9

E-Control, 2017, Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen.

E-Control, 2021, Marktpreis.; <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/oeko-energie/marktpreis>; 28.9.2021

E-Control, 2022. Energiegemeinschaften. [Online] Available at: <https://www.e-control.at/energiegemeinschaften>

Energiegemeinschaften.gv, 2022, Benefit- & Berechnungstool. <https://energiegemeinschaften.gv.at/tools/>, 05.05.2022

EV Database, 2021, Nissan Leaf 30 kWh. EV Database; <https://ev-database.de/pkw/1020/Nissan-Leaf-30-kWh>; 3.6.2021

Freymann, A., 2020. Das Elektroauto: Speicherlösung der Zukunft für die Energiewende?, Online: Fraunhofer Institut.

has.to.be, 2015, DE-Beyond-the-station.pdf.; <https://beenergised.azureedge.net/2016/10/DE-Beyond-the-station.pdf>; 19.6.2021

Klima- und Energiefonds, 2022. Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften. [Online] Available at: <https://energiegemeinschaften.gv.at/>

NEO Messtechnik, 2021, PQA 8000. NEO Messtechnik; <https://www.neo-messtechnik.com/de/pqa8000/>; 19.6.2021

Nissan NA, 2013, Climate Control System.; http://www.nissantechnicianinfo.mobi/htmlversions/2013_EV_Special/Climate_Control.html; 24.5.2021

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft, 2021. Car2Flex. [Online] Available at: <https://projekte.ffg.at/projekt/3851873>

OVE/TK EMV, 2020c, OVE EN 61000-2-2 - Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 2-2: Umgebungsbedingungen - Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen (IEC 61000-2-2:2002 + A1:2017 + A2:2018).

Paul, S., Paul, R., 2017, Grundlagen der Elektrotechnik und Elektronik 3. Berlin, Heidelberg, Springer Berlin Heidelberg

Pflugradt, N. 2018, Elektromobilität - Ladeprofile 2018; Berner Fachhochschule

Sebastian Faller, M. M. A. O. u. T. K., 2020. Bidirektionales Lademanagement – BDL. et- Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Issue Ausgabe 1/2 2020.

Strasser, L., 2020, Wirtschaftliche Analyse von Vehicle-to-Home Konzepten anhand realer Fallbeispiele unter Verwendung eines eigenen Simulationstools. Wien

Thompson, A. & Perez, Y., 2019. Vehicle-to-Anything (V2X) Energy Services, ValueStreams, and Regulatory Policy Implications, Berkeley: HAL Open science.

Van der Kam, M., 2013, Potential of increasing PV selfconsumption with a combination of smart grid technology and storage in electric vehicles in the residential sector. <https://smartsolarcharging.eu/wp-content/uploads/sites/274/2017/08/MSc-Thesis-MJ-van-der-Kam-2013.pdf>, 20.03.2022

Volkswagen AG, 2022. Volkswagen.de. [Online] Available at: <https://www.volkswagen.de/de/elektrofahrzeuge/elektromobilitaet-erleben/elektroauto-technologie/bidirektionales-laden-die-batterie-des-e-autos-als-stromspeicher.html>

Weiß, A., Müller, M., Franz, S., 2020, Spitzenlastkappung durch uni- und bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen und Analyse der resultierenden Netzbelastung in Verteilnetzen. Springer-Verlag GmbH Deutschland, München