



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna | Austria



Diplomarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades eines

Diplom-Ingenieurs (Dipl.Ing.)

der Studienrichtung Elektrotechnik

an der TU Wien

über das Thema

**Kosten-Nutzen-Analyse von intelligenten AC und DC Ladesäulen
bei privaten Haushalten**

eingereicht am

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Begutachter: Associate Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Johann Auer

Assistent: Projektass. Dipl.-Ing. Dr.techn. Carlo Corinaldesi

von

Daniel Langthaler, BSc

Wien, Jänner 2023

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen Personen bedanken, die mich beim Anfertigen dieser Masterarbeit unterstützt haben.

Zuerst gilt mein Dank Prof. Dr.techn. Johann Auer und Dr.techn. Carlo Corinaldesi, die meine Masterarbeit betreut sowie begutachtet haben. Ich bedanke mich sehr herzlich für ihr konstruktives Feedback und die zahlreich hilfreichen Anregungen.

Meinen Schwiegereltern Elisabeth und Anton, die meine Diplomarbeit korrekturgelesen haben, bin ich zu großem Dank verpflichtet.

Auch bei meinen Eltern Kornelia und Erich muss ich mich für ihre fantastische Unterstützung während des gesamten Studiums bedanken und dafür, dass Sie mir dieses Unterfangen erst ermöglicht haben. Ohne sie wäre dies alles nicht möglich gewesen.

Abschließend möchte ich mich bei meiner Frau Lisa für ihren emotionalen Rückhalt und dem ermutigenden Zuspruch während meines gesamten Studiums bedanken.

Kurzfassung

Die Zahl an Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen ist in den letzten Jahren stetig gewachsen. Nicht zuletzt auch wegen der stark steigenden Energiekosten ist das Verlangen bei privaten Haushalten nach kostensparender Nutzung des Fahrzeugs ebenfalls gestiegen. Neben energiesparender Fahrweise bieten auch die Ladesäulen Möglichkeiten Kosten einzusparen.

Mithilfe der Auswertung eines gemischt-ganzzahligen linearen Modells sollen in dieser Diplomarbeit intelligente Ladesäulen auf deren Einsparungspotential für einen fiktiven Dreipersonenhaushalt untersucht werden. In den Simulationen für ein Jahr werden aufgezeichnete Daten (PV-Erzeugung, Day-Ahead Preis) aus dem Jahr 2020 herangezogen. Die Kostenzielfunktion, die minimiert werden soll, beschreibt die Gesamtkosten (Energie-, Betriebskosten) eines ganzen Kalenderjahres. Eine besondere Betrachtung kommt der Nutzung des EV zu – es werden 3 verschiedene Fahrprofile untersucht.

Anfangs wird von einem Basisszenario ausgegangen, in dem kein flexibles Lademanagement möglich ist. Die Ergebnisse der nachfolgenden Szenarien in denen intelligente Lademanagementmethoden zum Einsatz kommen zeigen, dass im Vergleich zum Basisszenario eine Ersparnis von einem Viertel bzw. von einem Achtel der ursprünglichen Kosten möglich ist.

Die später folgenden Sensitivitätsanalysen geben einen Einblick über die Auswirkung auf die Gesamtkosten bzw. auf den Einsatz der Ladestationen bei einer veränderten Fahrweise. So kann gezeigt werden, dass bei einem Fahrzeugnutzer, der sein Elektrofahrzeug nur in seiner Freizeit nutzt, der Energiebezug aus dem Netz bis zu einem Drittel gesenkt werden kann.

Abstract

The number of new registrations of electric vehicles has been steadily growing in recent years. Due to the high rise in energy costs, households has been using their vehicles in a more economical way. In addition to energy-saving driving, charging stations also offer opportunities to cut down costs.

The purpose of this thesis is to examine the saving potentials of intelligent charging stations of a three-person household by means of a mixed-integer linear model. In the simulations, which consider the time span of one year, recorded data (PV generation, day-ahead price) from the year 2020 are used. The cost objective function, which must be minimised, describes the total costs (energy, operating costs) of an entire calendar year. Special consideration is given to the use of the EV whereby threeline different driving profiles are examined.

Initially, a baseline scenario is presented in which no flexible charging management is possible. The results of the subsequent scenarios, in which intelligent charging management methods are used, illustrate savings of a quarter or an eighth of the original costs compared to the base scenario.

The sensitivity analyses, which follow later, investigate the impact on the total costs or on the use of the charging stations in the case of a different driving style. It can be shown that a vehicle user who only uses his electric vehicle in his pastime can reduce his energy consumption from the grid up to one third.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	IV
Abstract	V
1 Einleitung	1
1.1 Motivation.....	1
1.2 Fragestellung.....	2
1.3 Kurzbeschreibung der Methode.....	2
1.4 Gliederung der Diplomarbeit.....	3
2 State of the Art	4
2.1 Allgemeine Hintergrundinformationen.....	4
2.2 State of the Art in der Forschung.....	5
3 Methode	12
3.1 Allgemeine Beschreibung des Sachverhalts.....	12
3.2 Mathematische Beschreibung des Modells.....	13
3.2.1 Zielfunktion.....	13
3.2.2 Nebenbedingungen.....	15
3.2.3 Entscheidungsvariablen.....	17
3.3 Aufbereitung der Eingangsdaten und Parameter des Modells.....	17
3.3.1 Technische und finanzielle Parameter.....	17
3.3.2 Eingangsdaten – Zeitreihen.....	17
3.4 Definition der Szenarien.....	21
4 Ergebnisse	26
4.1 Basisszenario.....	26
4.2 Erweiterung mit einer PV-Anlage.....	27
4.3 Erweiterung mit einem stationären Batteriespeichersystem.....	28
4.4 Vollständiges flexibles Lademanagement des Haushalts.....	31
4.5 Eigenverbrauchsmaximierung.....	35
4.6 Kostenvergleich.....	37
4.7 Zweistufige Ladestrategie in Abhängigkeit vom EV-Speicherstand.....	38
5 Sensitivitätsanalysen	41
5.1 Variation des Fahrverhaltens.....	42
5.2 Variation der EV Speicherkosten.....	44
5.3 Haushalt ohne Heimspeichersystem.....	46
5.4 Erhöhung der maximalen Ladeleistung.....	47
5.5 Strompreise für das Jahr 2022.....	48
6 Schlussfolgerungen und Ausblick	52

6.1	Diskussion der Ergebnisse	52
6.2	Ausblick	54
	Literaturverzeichnis	LVI
	Abbildungsverzeichnis	LIX
	Tabellenverzeichnis	LIX
	Anhang	LX

1 Einleitung

1.1 Motivation

Das Übereinkommen von Paris aus dem Jahr 2015, dem viele Nationen aus der ganzen Welt (darunter auch Österreich) zugestimmt haben, setzt sich zum Ziel, einerseits mit bestimmten Maßnahmenpaketen die voranschreitende Erderwärmung zu begrenzen, und andererseits die schrittweise Reduzierung von Emissionen von Treibhausgasen bis Mitte des 21. Jahrhunderts zu erreichen. [1]

Zur Erfüllung der Klimaziele dieses Pariser Abkommens nimmt dabei der Transportsektor eine wichtige Rolle ein, da dieser Sektor durch die Verbrennung von Treibstoff für 24% der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich ist [2].

„Fast 20 Prozent der deutschen Treibhausgasemissionen werden aktuell durch den Verkehr verursacht. Seit 1990 sind die Emissionen im Verkehrssektor nicht gesunken.“

– Volker Quaschnig, 2022¹

Der Transportsektor war in den letzten Jahren einem starken Wandel unterworfen. Und zwar vor allem durch die immer weiter fortschreitende Elektrifizierung des weltweiten Straßenverkehrs, welche als Teil der Lösung angesehen wird [3]. Dies führt zu einem weltweiten Zuwachs an Elektrofahrzeugen (EV). Berichte aus 2017 zeigen, dass die Zahl an EVs die 3 Millionen Grenze erreicht hat. Sogar die Zahl von 100 Millionen EVs sollte bis zum Jahr 2035 möglich sein. [4]

Dieser wachsende EV-Markt führt in weiterer Folge auch zu einem stetigen Ausbau der Ladeinfrastrukturen für EVs. Diese können einerseits in Form von öffentlich zugänglichen Ladestationen (wie beispielsweise auf öffentlichen Parkplätzen, in Parkhäusern oder am Arbeitsplatz) ausgeführt sein, andererseits auch in Form einer Heimpladestation zuhause in der eigenen Garage. In dieser Diplomarbeit werden nur Heimpladestationen betrachtet.

Die hohe Anzahl an EVs stellt auch das elektrische Netz vor neue Herausforderungen. Werden die Ladezyklen unkoordiniert durchgeführt, so bedeutet dies, dass die Batterie sofort nach Anschließen des EV an die Ladestation aufgeladen wird. Unkoordinierte Ladezyklen erhöhen tendenziell die Last zu Spitzenzeiten: diese können zu Überlastungen von Verteiltransformatoren und Kabeln, zu erhöhten Stromverlusten sowie zu einer geringeren Zuverlässigkeit des Netzes führen [5]. Dieser Umstand bedingt auch die Notwendigkeit von optimierten und koordinierten Ladezyklen der Fahrzeuge.

¹ Quaschnig, V. und C., Energierevolution Jetzt!, 2022, S.161

Parallel zu den Verkaufszahlen von EV ist auch die Zahl an Neuinstallationen von Photovoltaikanlagen (PV) und Heimspeichersystemen in den letzten Jahren bei privaten Haushalten enorm gestiegen, und dies nicht zuletzt auch aufgrund der stark steigenden Energiepreise im Jahr 2022. Dadurch ergeben sich im Haushaltsbereich weitere Möglichkeiten wie eine dezentrale Speicherung von PV-Strom sowie auch für ein alternatives Lademanagement der EV. Die Kopplung der beiden Technologien EV und PV verstärkt die Reduzierung von CO₂-Emissionen um einen hohen Faktor. *Elgowainy et al.* zeigen in [6], dass die „*well to wheel*“ Emissionen eines EVs, welches mit PV-Energie geladen wird, gegen Null gehen könnten.

Ein EV kann zudem auch als ein mobiles Heimspeichersystem angesehen werden. Eine der zukünftigen Herausforderungen wird sein, das Zusammenspiel von Ladesäulen mit allen anderen erwähnten Komponenten in Hinsicht auf Netz-, System- und auch Benutzerdienlichkeit zu koordinieren.

Die Investitionen von PV, EV und Heimspeichersystemen sollen privaten Haushalten mehr Unabhängigkeit gegenüber Preisschwankungen sowie mehr Versorgungssicherheit bringen. Die Wirtschaftlichkeit für den Benutzer (Benutzerdienlichkeit) steht somit in dieser Diplomarbeit im Vordergrund: so sollen vorzugsweise intelligent betriebene EV-Ladestationen die Wirtschaftlichkeit erhöhen.

1.2 Fragestellung

Darauf Bezug nehmend lässt sich die zentrale Fragestellung formulieren, die in dieser Arbeit beantwortet werden soll:

1. „*Welches finanzielles Einsparungspotential bieten intelligente Ladesäulen bei privaten Haushalten?*“

Davon abgeleitet werden weitere Fragestellungen wie:

2. „*Welche Effekte bewirken die möglichen Kosteneinsparungen?*“

und

3. „*Wie wirkt sich das Nutzungsverhalten des Elektrofahrzeugs auf die Nutzung der intelligenten Ladesäule aus?*“

1.3 Kurzbeschreibung der Methode

In dieser Diplomarbeit wird ein gemischt-ganzzahliges lineares Modell (MILP) zur Einsatzoptimierung eines privaten Haushalts verwendet. Dieses Optimierungsmodell wird in *MATLAB*[®] [7] mithilfe der frei zugänglichen Modellbeschreibungstoolbox *YALMIP* [8]

implementiert. Zur Lösung des Optimierungsmodells wird *GUROBI* [9], ein für Studenten frei verfügbarer Solver, verwendet. Die Zielfunktion, die minimiert werden soll, beschreibt die Gesamtkosten (Energie- und Betriebskosten) eines Kalenderjahres.

Den betrachteten Rahmen, welchen dieses Modell beschreibt, bildet ein fiktiv angenommener Dreipersonenhaushalt: fiktiv in dem Sinne, dass die verwendeten Verbrauchsdaten (Lastprofil, Fahrzeugverbrauch und anderes mehr) nicht aus real gemessenen Daten gewonnen, sondern mit verschiedenen Softwaretools künstlich erzeugt werden.

Diese Verbrauchsdaten dienen in Form von Zeitreihen neben anderen technischen Parametern dem Modell als Eingangsdaten.

1.4 Gliederung der Diplomarbeit

Die vorliegende Diplomarbeit ist folgendermaßen aufgebaut:

Nach der Einleitung gibt das Kapitel 2 eine kurze allgemeine Einführung über Heimladestationen für den Heimgebrauch und bringt sodann eine Auflistung, welche bisher verfassten Arbeiten zu diesem Thema als Quelle von Ideen und Konzepten dienen.

Die in dieser Diplomarbeit verwendeten Methoden, welche zur Beantwortung der vorgestellten Forschungsfragen herangezogen werden, präsentiert das Kapitel 3. Ebenfalls im Kapitel 3 findet sich die mathematische Beschreibung des verwendeten Optimierungsmodells. Die untersuchten Fallszenarien werden beschrieben; ebenso werden alle verwendeten Eingangsdaten und Parameter erläutert.

In Kapitel 4 werden die Ergebnisse der verschiedenen Fallszenarien strukturiert aufbereitet und dargestellt. Die Beschreibung erfolgt formal in Form von Gleichungen; Grafiken dienen dazu als unterstützendes Erklärungsmittel.

In Kapitel 5 werden verschiedenste Sensitivitätsanalysen durchgeführt und beschrieben. Die Sensitivitäten betreffen unterschiedliches Fahrverhalten, Variationen der Fahrzeugspeicherkosten, Variationen der Ladesäulenleistung und des Day-Ahead Spotmarktpreises.

Den Abschluss der Diplomarbeit bilden in Kapitel 6 die Schlussfolgerungen sowie die Diskussion der wichtigsten Erkenntnisse der ausgewerteten Ergebnisse; im Anschluss wird außerdem versucht, einen Ausblick auf mögliche Vertiefungen zu geben.

2 State of the Art

Dieses Kapitel soll einen kurzen Überblick über den aktuellen Stand der Technik von Heimpladestationen geben und in weiterer Folge den Bogen zur Thematik der „*intelligenten Ladestationen*“ (im Bezugsrahmen von Wissenschaft und Forschung) spannen, die in dieser Diplomarbeit näher betrachtet werden. Abschließend wird auf Literatur eingegangen, die sich bereits mit diesem Thema auseinandergesetzt hat und auch für diese Diplomarbeit relevant ist.

2.1 Allgemeine Hintergrundinformationen

In Österreich sind von 5.133.836 angemeldeten PKW (Stand Dezember 2021) circa 77.000 vollelektrische Fahrzeuge (EV). Der Trend geht steil nach oben, da Österreich sich als Ziel gesetzt hat, dass ab dem Jahr 2030 nur mehr emissionsfreie Fahrzeuge neu zugelassen werden dürfen. [10]

Der Begriff des „Tankens“ muss dabei komplett neu interpretiert werden. Die meisten Ladevorgänge (80 bis 90%) werden zuhause an der eigenen Ladestation oder an einer Ladestation am Parkplatz der Arbeitsstätte durchgeführt, da die im Durchschnitt täglich zurückgelegte Distanz mit 35 km [10] ein zwischenzeitliches Laden des EV überflüssig macht. Somit ist eine nähere Untersuchung von Ladestationen für den privaten Gebrauch sehr interessant. Die Ladeleistung von handelsüblichen Heimpladestationen („*Wallboxen*“, Abbildung 1) reichen von 3.7 kW bis 11 kW [11] und sind unidirektional in Bezug auf den Leistungsfluss. Eine Ladung von 30 kWh reicht bereits für die Bewältigung einer Distanz zwischen 200 km bis 250 km [10]. Das bedeutet, mit einer Wallbox mit 3.7 kW Ladeleistung benötigt man zu einer Vollladung ca. 8 Stunden, ist über Nacht also leicht zu erreichen. Für den Alltag ist somit solch eine Wallbox vollkommen ausreichend.

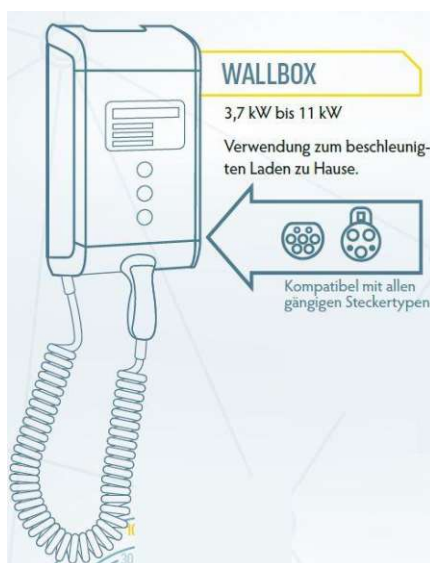


Abbildung 1: Wallbox für den Heimgebrauch, adaptiert aus [11]

Die in dieser Arbeit behandelten Ladestationen besitzen gegenüber den „normalen“ Ladestationen noch folgende zusätzliche Eigenschaften:

- „*intelligent*“: Die Ladestation ist mit einem Informationsnetzwerk (Stichwort „*Smart Grid*“) verbunden und kann dadurch auf Informationen (aktueller Haushaltsverbrauch, PV-Erzeugung, ...) zugreifen, um damit die Ladevorgänge zu steuern und somit diese mit den anderen Verbrauchern im Haushalt zu koordinieren. Diese Thematik wird in der Literatur als „*Demand Side Management*“ (kurz: DSM) bezeichnet.
- „*bidirektional*“: Die Ladestation ist in der Lage, Energie von der Batterie des Fahrzeugs zurückzuspeisen. Es wird dabei von „*Vehicle to Grid*“ (kurz: V2G) bzw. von „*Vehicle to Home*“ (kurz: V2H) gesprochen, je nachdem wohin die Energie zurückfließt.

Die Vorteile von intelligenten Heimpladestationen sind sehr vielfältig: angefangen von regulierbaren Ladeleistungen bis hin zu der Möglichkeit einer adäquaten Reaktion bei temporären Preisveränderungen am Strommarkt. Durch die zeitliche Steuerung kann der Ladevorgang in Niedrigtarifzeiten gestartet werden. Möglich macht dies die Einbindung der Ladestation in das Kommunikationsnetzwerk des Smart Homes. Ist die Ladestation zusätzlich auch bidirektional, so ergibt sich ein weiterer Mehrwert. Je nach Verfügbarkeit kann das EV mit der PV-Einspeisung geladen werden, wenn der Verbrauch am niedrigsten ist. Später am Abend, wenn der Verbrauch wieder steigt, kann die Energie wieder vom Fahrzeug zurückgespeist werden: damit wird der Bezug von Spitzenstrom aus dem Netz vermieden.

Ein Nachteil ergibt sich durch die noch geringe Verfügbarkeit bzw. den höheren Preis von jenen Geräten, welche derzeit bereits am Markt sind.

2.2 State of the Art in der Forschung

Die immer stetig steigenden Zahlen an Zulassungen von Elektrofahrzeugen und installierten PV-Anlagen bewirken auch eine wachsende Aufmerksamkeit seitens der Wissenschaft zu diesem Thema. Etliche Studien beschäftigen sich bereits mit diesem Forschungsgegenstand. Ihr Ziel ist herauszufinden, in welcher Weise diese neuen PV-Anlagen und Elektrofahrzeuge mit dem bestehenden Energiesystem am besten interagieren, um damit in weiterer Folge technische und wirtschaftliche Vorteile zu erzielen. *Fachrizal et al.* [12] tragen in ihrer Arbeit die neuesten Studien zum Thema des intelligenten Ladens mit Berücksichtigung der PV-Erzeugung und des Stromverbrauchs zusammen und zwar in Hinblick auf verwendete mathematische Modelle, räumliche Konfigurationen, Zielsetzungen etc. Die Studien zu diesem Thema fassen sie laut Abbildung 2 zusammen:

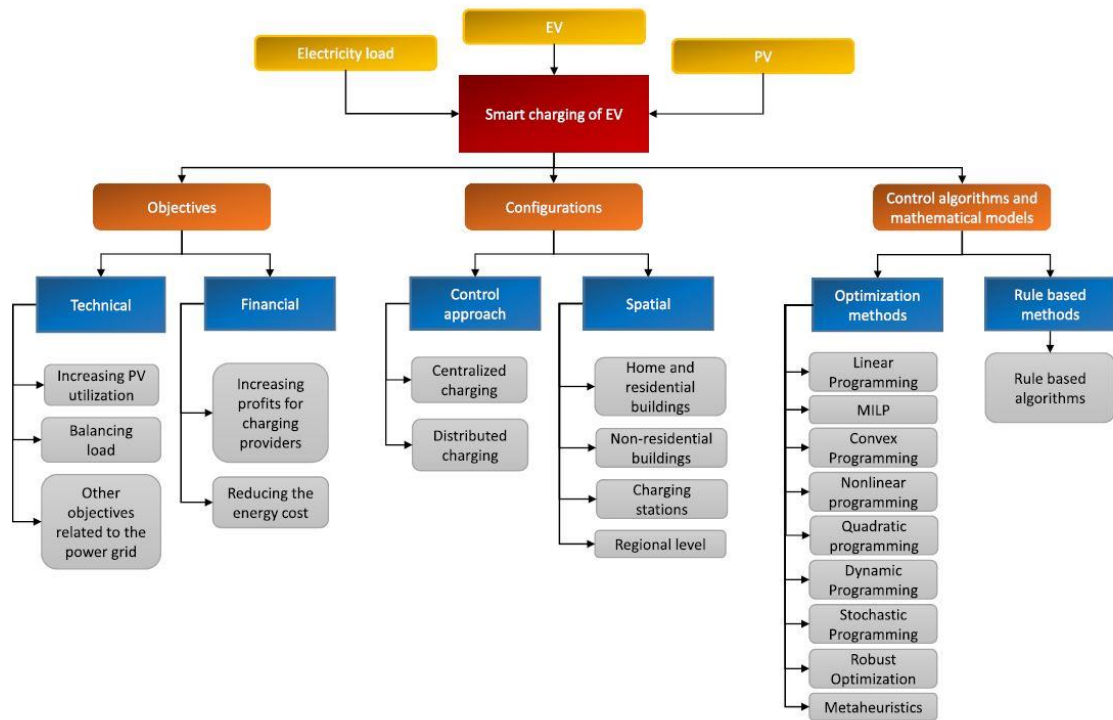


Abbildung 2: Einteilung von „smart charging EV“ Forschungen nach [12]

Die Methodik der vorliegenden Diplomarbeit kann nach Abbildung 2 folgenderweise eingeteilt werden:

- Objectives: Financial → Reducing the energy cost
- Configurations: Spatial → Home and residential buildings
- Control algorithms and mathematical models: Optimization methods → MILP

Grundsätzlich unterscheidet *Fachrizal et al.* in [12] die vorgestellten Optimierungsansätze bzw. Optimierungsmodelle zu dem Thema des intelligenten Ladens eines EV nach der Zielvorgabe der Optimierung (systemorientiert, benutzerorientiert), dem zu modellierenden Setting (öffentliches Gebäude, Privathaushalt, öffentliche Ladestation, etc.) sowie dem verwendeten Algorithmus und mathematischen Modell.

Optimierungsansätze zur Abhilfe von netzbezogenen Problematiken, die vor allem bei einer hohen Anzahl von nicht gesteuerten Ladevorgängen auftreten können, werden in den Arbeiten [13], [14] und [15] behandelt: so zum Beispiel das Auftreten von Spannungsüberhöhungen und Netzüberlastungen in Verteilnetzen, welche durch das gleichzeitige Laden einer großen Anzahl von EV auftreten.

Richardson et al. [13] erproben die Koordinierung von Ladevorgängen unter der Berücksichtigung von Netzbeschränkungen, welche in Irland gelten. Dabei soll jeweils in 15-minütigen Zeitintervallen die Ladeleistung maximiert werden. Eine erste Anwendung fin-

det das Optimierungsmodell in einem Testnetz, welches ein Verteilnetz mit 134 Haushalten repräsentieren soll. Der Zeitraum, an dem die EV angeschlossen sind, wird als konstant angenommen. Die Speicherstände der Fahrzeuge werden zufällig zugewiesen.

Pang et al. [14] zeigen in ihrer Arbeit die Verwendung der Betriebsmodi V2G, um bei starker Belastung im Netz die Speicherkapazitäten des EV zur Unterstützung und Entlastung des Netzes heranzuziehen.

Sortomme et al. [15] zeigen mit ihrem nichtlinearen Optimierungsmodell, dass eine Reduzierung von Übertragungsverlusten im System möglich ist, indem Lastfaktoren des Verteilnetzes maximiert werden.

Die Modellansätze, die sich mit intelligent zu betreibenden Ladestationen auf öffentlichen Parkplätzen beschäftigen, haben meist die Maximierung des Profits des Betreibers zum Ziel. Derartige Ansätze finden sich in den Arbeiten von [16] bis [17]. Einer der häufigsten anzutreffenden Strategien ist die Minimierung der Stromeinkäufe in Zeiten hoher Energiepreise. Dies führt zumeist auf zeitgestaffelte Ladezyklen der EV, durch „*valley-filling*“ – Methoden.

Auch die Integration von PV-Anlagen bei öffentlichen Ladestationen kann von den Anlagenbetreibern zur Profitsteigerung verwendet werden. *Chandra Mouli et al.* [16] und *Ivanova et al.* [18] zeigen dies mit einem MILP-Modellansatz. *Chen et al.* verwenden dagegen in [19] einen regelbasierten Systemmodellansatz. Ein weiterer regelbasierter Ansatz ist von *Kiaee et al.* [20]. Dieser konzentriert sich auf das Potential von V2G-Ladestrategien in einem IEEE genormten Testsystem.

Eldeeb et al. fügen in [17] dem Modell einer öffentlichen Ladestation noch eine Speicherkomponente hinzu. Außerdem besitzt das verwendete Optimierungsmodell nicht nur eine einzige Zielfunktion, sondern deren mehrere. So soll neben der Maximierung des Profits auch eine Minimierung der Speicherabnutzung erreicht werden.

Eine zentrale Einheit, meist Aggregator genannt, steuert die Ladevorgänge bei denjenigen Modellen, in denen ein gesamtes Verteilnetz betrachtet wird. Solche Ansätze finden sich in der Literatur als „*Central Controlled Algorithms*“. Derartige Optimierungsmodelle bzw. Optimierungsalgorithmen sind bevorzugt für Netzbetreiber von großem Interesse. Daher zählen auch die meisten der vorher erwähnten Ansätze zur Verbesserung der Netzeigenschaften zur Gruppe der „*Central Controlled Algorithms*“. *Mehboob et al.* zeigen in [21] in einem „*Genetic-Optimierungsalgorithmus*“ die Koordination von Regeltransformatoren (Tapchangers) und schaltbaren Kapazitätsbatterien zur Blindleistungsregelung in Verbindung mit EV-Ladezyklen zum Ausgleich von Spannungsschwankungen.

Dagegen finden sich in den „*Distributed Controlled Algorithms*“ Modellansätze, welche sich auf einzelne Systemeinheiten (zum Beispiel auf einen einzigen Haushalt) konzentrieren. Diese richten sich in besonderem Ausmaß an einen einzelnen Endanwender, so

wie auch der Hauptfokus in dieser Diplomarbeit auf der Betrachtung eines einzelnen Haushalts liegt. Es wird, wie in der Einleitung bereits erwähnt, in der Gestaltung der EV-Ladezyklen in Richtung der Benutzerdienlichkeit optimiert. Das wiederum korrespondiert direkt mit dem Ziel, die Energiekosten möglichst effizient zu reduzieren. Aus diesem Grund folgen nun Literaturquellen, welche in ihren Optimierungsmodellen bzw. Optimierungsalgorithmen die Zielsetzung auf die Energiekostenreduzierung legen. Solche zielgerichtete Ansätze werden in [22] bis [24] untersucht.

Wu et al. wenden in [22] ein konvexes Modell zur Optimierung des Energiemanagements eines Smart Homes an. Dieses enthält (ähnlich wie in dieser Diplomarbeit) eine PV-Anlage, ein Heimspeichersystem und eben ein EV. Die Lastgänge, die PV-Daten und Preisdaten stammen von historischen Aufzeichnungen des US-Bundestaates Kalifornien. Einzig das EV-Fahrverhalten wird in ihren Betrachtungen als konstant angenommen. Die Abfahrts- und Ankunftszeit des EV ist jeden Tag gleich. Sie zeigen, dass Kosteneinsparungen durch Verschieben der Ladezyklen von Heimspeicher und EV in Zeiten eines geringen Energiepreises bzw. hoher PV-Erzeugung möglich sind.

In der Arbeiten von *Wi et al.* [24] wird in Hinblick auf die zunehmende Verbreitung von Photovoltaikanlagen in Haushalten ein intelligenter Algorithmus präsentiert. Dieser soll, basierend auf der vorhergesagten PV-Leistung und dem Stromverbrauch, Zeitpläne bereitstellen für das optimale Laden des EV mit dem Ziel, die Gesamtkosten für den Haushalt zu senken. Dabei wird jedoch die Bidirektionalität der Ladestationen nicht berücksichtigt. Wie in [22] werden auch hier zeitlich konstante Fahrzyklen betrachtet. In [23] wird das Modell von *Wu et al.* um stochastische Komponenten erweitert, so auch die Fahrzyklen.

Ein dynamisches Modell eines Hauses wird von *Barone et al.* in [25] vorgestellt. Es soll den Einfluss der Ladestrategie „Vehicle2Home“ auf die Zielsetzung eines Nullenergiehauses zeigen.

Kuang et al. [26] berücksichtigen zusätzlich in ihrem MILP-Modell thermische Komponenten, um so mit verschiedenen Gebäudetypen die Effektivität der Ladestrategien „V2G“ und „V2H“ zu testen. Außerdem werden verschiedene Fahrtypen in Augenschein genommen. Diese unterscheiden sich durch die Vorgabe des gewünschte Speicherstands am Anfang eines Tages.

Sehr viele Ansätze in der Literatur betrachten die Fahrzyklen als konstant. Das bedeutet, dass die EV jeden Tag zur selben Zeit an der Ladestation angeschlossen sind; der Energieverbrauch wird ebenfalls als konstant angenommen. Dieser Umstand führt in dieser Diplomarbeit zu der Forschungsfrage:

„Wie wirkt sich das Nutzungsverhalten des Elektrofahrzeugs auf die Nutzung der intelligenten Ladesäule aus?“

Die zu erreichenden Ziele der Optimierungsmethoden werden durch Effekte wie „valley-filling“ bzw. „load-shifting“, also die Verschiebung der Ladezyklen in Zeiten eines geringeren Strompreises oder hoher PV-Erzeugung, erreicht. Um herauszufinden, ob es noch andere Möglichkeiten gibt, stellt sich diese Diplomarbeit die Forschungsfrage:

„Welche Effekte bewirken die möglichen Kosteneinsparungen?“

Diese Effekte können als Formen von DSM klassifiziert werden. DSM-Methoden können dazu beitragen, dass die Systemkomponenten – im Falle dieser Diplomarbeit sind dies die Systemkomponenten im Haushalt (PV-Anlage, EV, Heimspeichersystem) - im Verbund effizienter genutzt werden.

Das Laden des EV kann als eine zusätzliche Lastkurve betrachtet und zur allgemeinen Haushaltslast addiert werden. Es entsteht dabei bei unkontrollierten Ladevorgängen eine Lastkurve mit einer hohen Lastspitze am Abend eines Tages (vgl. blaue Kurve in Abbildung 3).

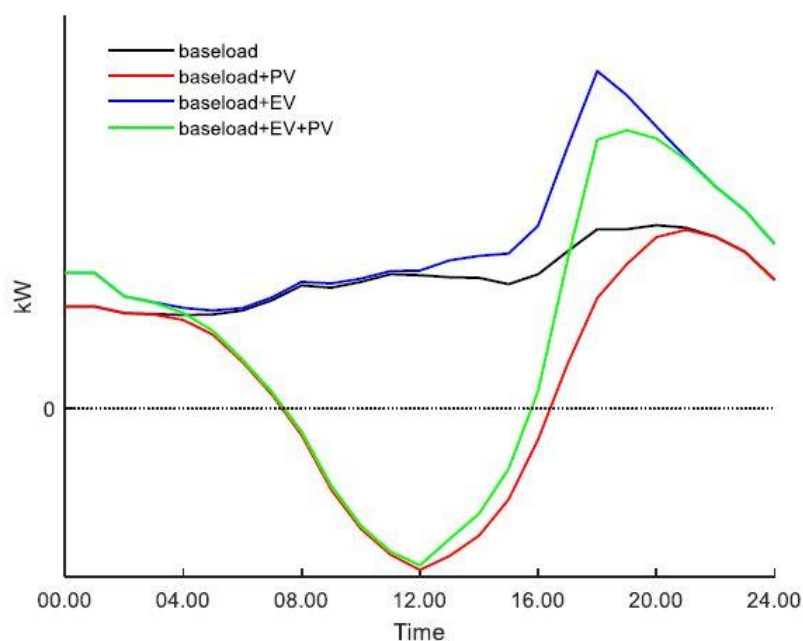


Abbildung 3: Superposition von Lastkurven, entnommen aus [12]

Mithilfe von DSM soll vor allem die resultierende Lastkurve in der Form verändert werden, um sie auf die externen Gegebenheiten außerhalb des Haushalts (Strompreis, Sonneneinstrahlung, ...) optimal anzupassen. Abbildung 4 gibt einen Überblick über die gängigsten Formen von DSM:

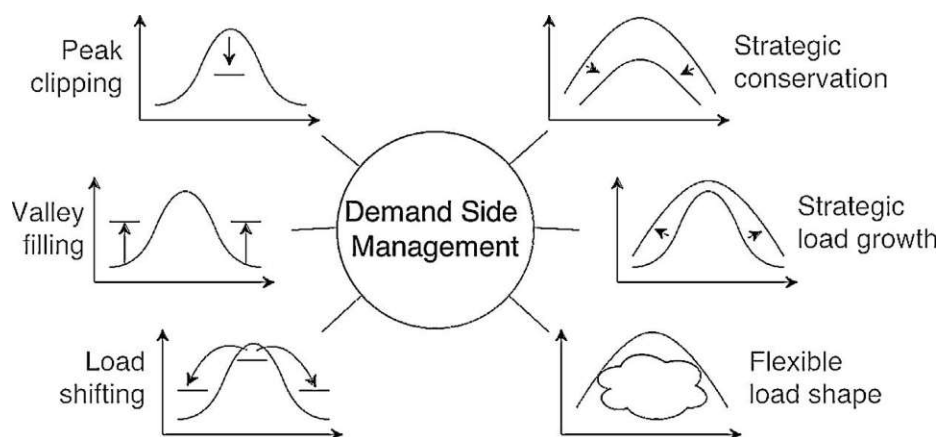


Abbildung 4: Formen von DSM, entnommen aus [27]

Seit einigen Jahren wird in der Wissenschaft an DSM-Methoden und deren Implementation im Smart Grid bzw. Smart Home geforscht. Wie *Gelazanskas et al.* [27] im Jahr 2013 erklären, versprechen die Fortschritte der Batteriespeicherung in Zukunft einen erhöhten Anstieg an EVs. Dies wiederum führt unweigerlich zu einem erhöhten Strombedarf, vor allem durch abendliche Lastspitzen, sollten die Ladevorgänge nicht gemanagt werden. Auf der anderen Seite könnten dadurch Tausende oder sogar Millionen von neuen EVs als riesiger verteilter Energiespeicher dienen.

Im Folgenden sollen zusätzlich noch zwei Arbeiten angeführt werden, die für diese Diplomarbeit als Anknüpfungspunkt und tiefere Informationsquelle dienen.

Erdinc et al. [28] präsentieren ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell (MILP), welches im Vergleich zu den vorherigen Arbeiten zusätzlich ein dynamisches Preissignal des türkischen Strommarkts mitberücksichtigt. Die Betriebsmodi V2H und V2G werden hier erprobt. Außerdem wird der kombinierte Betrieb mit einem Heimspeichersystem vorgeführt.

Als Anknüpfungspunkt für diese Diplomarbeit dienen die Arbeit von *Corinaldesi et al.* [29]. Auf dem darin verwendeten Modell wird entsprechend aufgebaut und in weiterer Folge im Zuge der Diplomarbeit um eine PV-Anlage erweitert. Außerdem wird die räumliche Konfiguration von einem öffentlichen Gebäude mit mehreren darin befindlichen Elektrofahrzeugen hin zu einem privaten Haushalt mit einem einzigen Fahrzeug verändert.

Hervorzuheben ist, dass in dieser Diplomarbeit eine Ladestrategie präsentiert und untersucht wird, in der das Laden des Elektrofahrzeugs in Abhängigkeit seines aktuellen Speicherzustands steht. Weiters ist anzumerken, dass das verschiedene Nutzungsverhalten des Fahrzeugs betrachtet wird, um damit deren Einfluss auf die untersuchten Ladestrategien zu zeigen.

Ebenso wird auch auf die aktuellen Entwicklungen des Strompreises (Stichwort *Russisch-Ukrainischer Krieg*) im Erscheinungsjahr dieser Diplomarbeit eingegangen sowie auf deren Auswirkungen auf die Einsparungsmöglichkeiten und Energiekosten eines Haushalts.

3 Methode

In diesem Kapitel wird das zu Grunde liegende mathematische Modell aufbereitet, welches für die verschiedene Simulationsszenarien (die im weiteren Verlauf noch genauer definiert werden) herangezogen wird. Abbildung 5 zeigt einen Überblick der zu betrachtenden Situation eines beispielhaften privaten Haushalts. Der Haushalt kann mit einer Photovoltaikanlage am Dach, einem Elektrofahrzeug (EV) inklusive Ladestation und zusätzlich einem Batteriespeichersystem ausgestattet werden. Über den Verbindungspunkt zum Netz (Grid) treten die Bewohner des Haushalts auf dem Day Ahead Market als sogenannter „Prosumer“ auf.

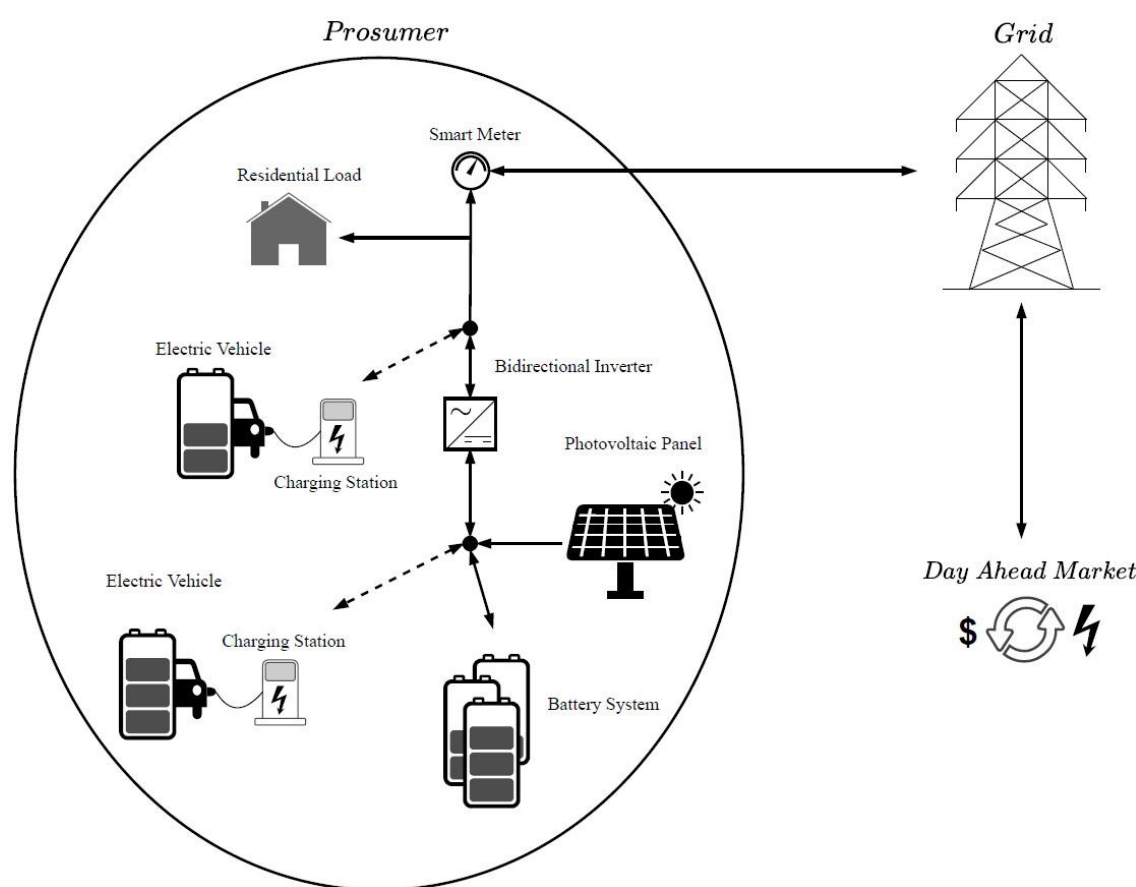


Abbildung 5: Beispielhafte Situation eines privaten Haushalts

3.1 Allgemeine Beschreibung des Sachverhalts

Ziel eines Haushalts ist es, eine kostengünstige Deckung seiner Haushaltslast (Heizung, Küchenherd, Elektroendgeräte, ...) mithilfe des Einsatzes der möglichen Technologien (PV-Anlage, Batteriespeicher, bidirektionale Ladestation) zu finden. Dies stellt ein klassisches Optimierungsproblem dar.

Ganz allgemein besteht ein Optimierungsproblem aus einer Zielfunktion $f(x_1, x_2, \dots)$, welche optimiert werden soll (minimiert bzw. maximiert), unter der Berücksichtigung gewisser Nebenbedingungen. Dies können Ungleichungsnebenbedingungen $u(x_1, x_2, \dots)$ oder Gleichungsnebenbedingungen $g(x_1, x_2, \dots)$ sein. Dabei bezeichnen die Punkte x_1, x_2, \dots die Entscheidungsvariablen. Alle Punkte x_1, x_2, \dots die die Zielfunktion f lösen und zusätzlich den Gleichungen u und g genügen, spannen einen Lösungsraum auf. Die Aufgabe des Optimierungsprozesses besteht nun darin, die Punkte des Lösungsraums zu finden, in denen die Zielfunktion minimal bzw. maximal wird. Somit kann das Optimierungsproblem formal folgendermaßen angeschrieben werden:

$$\min_{x_1, x_2, \dots} f(x_1, x_2, \dots) \quad (1a)$$

$$\text{Nebenbedingungen } u(x_1, x_2, \dots) \leq b \quad (1b)$$

$$g(x_1, x_2, \dots) = 0 \quad (1c)$$

Die Zielfunktion für den Haushalt aus Abbildung 5 wird als Kostenfunktion beschrieben, bestehend aus dem Strompreis, den Betriebskosten des Batteriespeichersystems, der Batterie des Elektrofahrzeugs sowie den Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlage.

Die Nebenbedingungen des Modells werden durch die physikalischen Gesetzmäßigkeiten im System gebildet. Dazu zählen einerseits die Leistungsflüsse im Haushalt als auch die physikalische Beschreibung der Speicher.

3.2 Mathematische Beschreibung des Modells

3.2.1 Zielfunktion

Das Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Systemkosten des Haushalts, daher beschreibt die Zielfunktion die gesamten Systemkosten des Haushalts. Die Kosten können in folgenden Komponenten aufgeteilt werden:

$$C_{System} = C_{DA} + C_{Grid} + C_{SS} + C_{EV} + C_{PV} \quad (2)$$

Wobei C_{DA} die Spotmarktkosten, C_{Grid} die Netzkosten, C_{SS} die Betriebskosten des stationären Speichers, C_{EV} die Betriebskosten des Elektrofahrzeugs und C_{PV} die Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlage bezeichnen.

Die Spotmarktkosten C_{DA} (Energiekosten in Abbildung 6) werden über die Spotmarktpreise ermittelt, welche als Zeitreihe

$$P_{DA,t} = [P_{DA,1}, P_{DA,2}, \dots, P_{DA,T}], \forall t \in T \quad (3)$$

für den betrachteten Zeitraum T gegeben ist. Der Zeitvektor T besteht aus

$$T = [0, 1, 2, \dots, \tau], \quad (4)$$

wobei τ der letzte Zeitschritt im Zeitraum T ist. Die Länge des Zeitvektors hängt von der gewählten zeitlichen Auflösung Δt ab.

Die Kosten bilden sich somit:

$$C_{DA} = \sum_{t=1}^{\tau} P_{DA,t} \cdot (p_t^{GCP,in} - p_t^{GCP,out}), \forall t \in T \quad (5)$$

Die Netzkosten C_{Grid} (Netznutzungsentgelte in Abbildung 6) setzen sich aus den zwei Komponenten „Leistung“ C_{pwr} und „Arbeit“ C_{egy} zusammen. Die Leistungskosten hängen von der maximalen bereitgestellten momentanen Leistung des Leistungsflusses $p_{GCP,in}$ ab, die der Haushalt vom Netz bezieht. Die Arbeitskosten dagegen hängen von der Summe der Energie ab, die vom Netz bezogen werden.

$$C_{pwr} = P_{pwr} \cdot \max(p_t^{GCP,in}) \quad (6)$$

$$C_{egy} = \left(\sum_{t=1}^{\tau} P_{egy} \cdot p_t^{GCP,in} \cdot \Delta t \right), \forall t \in T \quad (7)$$

Für die Netzebene 7, an die der Haushalt angeschlossen ist, können aus [30] die entsprechende Preise P_{pwr} und P_{egy} entnommen werden. Alle anderen Strompreiskomponenten aus Abbildung 6 werden für die weiteren Betrachtungen in dieser Arbeit vernachlässigt.

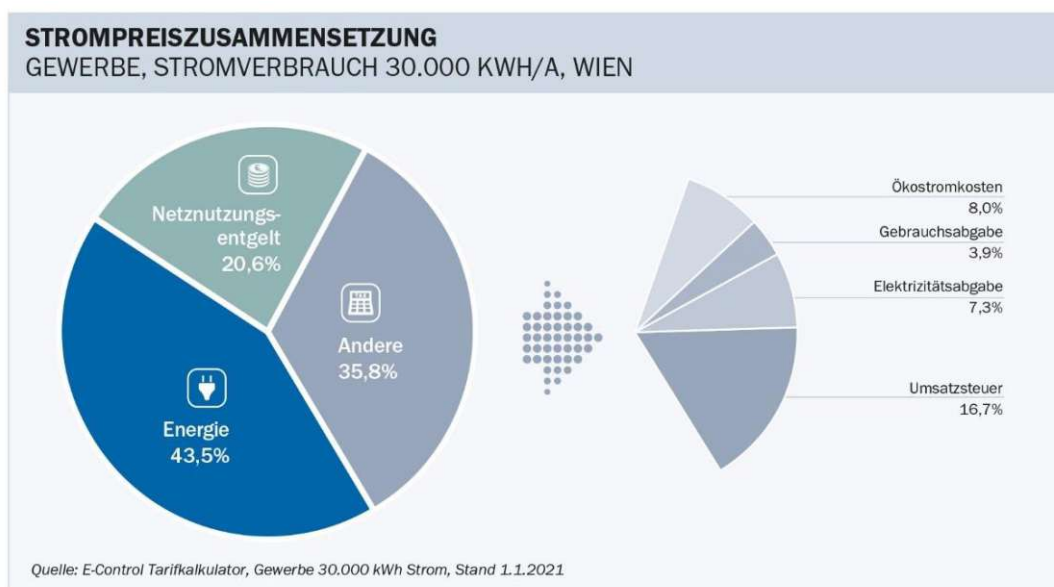


Abbildung 6: Strompreiszusammensetzung, entnommen aus [31]

Die Betriebskosten der stationären Batterie und der EV-Batterie werden in diesem Modell mittels den „*Levelized Costs of Storage*“ (LCOS) modelliert. Die LCOS beschreiben die Kosten pro zur Verfügung gestellter Energie aus einem Speicher bzw. Batterie. In den

LCOS sind Parameter wie Investitionskosten, Ladekosten und Wartungskosten mitberücksichtigt. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass Batterien mit jedem Ladezyklus an Effizienz verlieren und eine endliche Lebensdauer besitzen.

$$C_{SS} = \left(\sum_{t=1}^{\tau} LCOS \cdot p_t^{SS,in} \cdot \Delta t \right), \forall t \in T \quad (8)$$

$$C_{EV} = \left(\sum_{t=1}^{\tau} LCOS \cdot p_t^{EV,in} \cdot \Delta t \right), \forall t \in T \quad (9)$$

Die LCOS für beide Speicher werden aus [32] herangezogen. Diese wurden entsprechend eines ähnlichen Settings – „Residential: PV+Storage“ – berechnet. Es wird weiters angenommen, dass es sich beim Heimspeicher um eine Lithiumbatterie handelt.

Die Betriebskosten der Photovoltaikanlage werden ähnlich zu denjenigen der Batterien mit den Stromgestehungskosten „Levelized Cost of Energy“ (LCOE) gebildet.

$$C_{PV} = \left(\sum_{t=1}^{\tau} LCOE \cdot p_t^{PV,out} \cdot \Delta t \right), \forall t \in T \quad (10)$$

Den Wert von $LCOE$ für die PV-Anlage wird aus [33] entnommen.

3.2.2 Nebenbedingungen

Wie bereits zu Beginn des Kapitels erwähnt, werden die physikalischen Gesetzmäßigkeiten des Systems (Leistungsflüsse, und Leistungsgleichgewicht) und die Speicherelemente im System mit den Nebenbedingungen modelliert.

Stationärer Batteriespeicher SS

Zu Beginn muss der Anfangswert des Speicherzustands $SOC_{t=0}^{SS}$ für den Zeitpunkt $t = 0$ festgesetzt werden:

$$SOC_{t=0}^{SS} = SOC_{init}^{SS} \quad (11)$$

Um zu garantieren, dass das Optimierungsmodell linear ist, muss auch der Speicher linear modelliert werden. Dazu wird der Parameter d , der als Speicherdauer bezeichnet wird, berücksichtigt. Die Speicherdauer wird als konstant angenommen und gibt das Verhältnis der Speichergröße zur installierten Leistung der Ladestation an [34]:

$$d = \frac{SOC_{max}^{SS}}{p_{Installed}^{SS}} \quad (12)$$

Dadurch kann durch die folgende Nebenbedingung der aktuelle Speicherzustand SOC_t^{SS} zum Zeitschritt t begrenzt werden:

$$0 \leq SOC_t^{SS} \leq p_{Installed}^{SS} \cdot d, \forall t \in T \quad (13)$$

Die Lade- und Entladeleistung $p_t^{SS,in}$ und $p_t^{SS,out}$ werden durch die installierte Leistung $p_{SS,installed}$ der Ladestation begrenzt:

$$0 \leq p_t^{SS,in} \leq p_{Installed}^{SS} \cdot u_t^{SS}, \forall t \in T \quad (14)$$

$$0 \leq p_t^{SS,out} \leq p_{Installed}^{SS} \cdot (1 - u_t^{SS}), \forall t \in T \quad (15)$$

, wobei u_t^{SS} eine binäre Entscheidungsvariable darstellt. Sie stellt sicher, dass der Speicher nicht gleichzeitig geladen und entladen werden kann. Der aktuelle Speicherzustand SOC_t^{SS} selbst wird folgendermaßen bestimmt:

$$SOC_t^{SS} = SOC_{t-1}^{SS} \cdot (1 - v_{loss}) + \left(p_t^{SS,in} \cdot \eta_{eff}^{in} - \frac{p_t^{SS,out}}{\eta_{eff}^{out}} \right) \cdot \Delta t, \forall t \in T \setminus \{0\}, \quad (16)$$

wobei v_{loss} die Standby-Verluste, η_{eff}^{in} den effektiven Ladewirkungsgrad und η_{eff}^{out} den effektiven Entladewirkungsgrad bezeichnen.

Elektrofahrzeug EV

Die Nebenbedingungen des Elektrofahrzeugs sind grundsätzlich ähnlich aufgebaut wie bei der stationären Batterie. Der Unterschied besteht darin, dass die EV-Batterie im System nur verfügbar ist, wenn das Fahrzeug im System angeschlossen ist, also nicht unterwegs ist.

Wie auch bereits bei der stationären Batterie muss der Anfangswert definiert werden:

$$SOC_{t=0}^{EV} = SOC_{init}^{EV} \quad (17)$$

Der Speicherstand soll am Ende wieder den Ausgangswert erreichen:

$$SOC_{t=0}^{EV} = SOC_{t=\tau}^{EV} \quad (18)$$

Weiters wird auch zu jedem Zeitpunkt t der Speicherzustand durch die Größe der Fahrzeugbatterie SOC_{max}^{EV} begrenzt:

$$0 \leq SOC_{t=0}^{EV} \leq SOC_{max}^{EV}, \forall t \in T \quad (19)$$

Die Lade- und Entladeleistungen $p_{EV,in,t}$ und $p_{EV,out,t}$ dürfen beim EV sowie bei der stationären Batterie die definierten Leistungsgrenzen nicht verlassen,

$$0 \leq p_t^{EV,in} \leq p_{Installed}^{EV} \cdot u_t^{EV}, \forall t \in T \quad (20)$$

$$0 \leq p_t^{EV,out} \leq p_{Installed}^{EV} \cdot (1 - u_t^{EV}), \forall t \in T \quad (21)$$

wobei die binäre Variable u_t^{EV} denselben Zweck erfüllt wie u_t^{SS} bei der stationären Batterie. Die Gleichungen (20) und (21) gelten nur im Zeitintervall zwischen der Ankunftszeit T_A und der Abfahrtszeit T_D des Elektrofahrzeugs. Außerhalb dieses Zeitintervalls gelten folgende Bedingungen:

$$p_t^{EV,in} = 0, \forall t \notin (T_A; T_D) \quad (22)$$

$$p_t^{EV,out} = 0, \forall t \notin (T_A; T_D) \quad (23)$$

Der aktuelle Speicherzustand SOC_t^{EV} zum Zeitpunkt t berechnet sich über:

$$SOC_t^{EV} = SOC_{t-1}^{EV} \cdot (1 - \nu_{loss}) + \left(p_t^{EV,in} \cdot \eta_{eff}^{in} - \frac{p_t^{EV,out}}{\eta_{eff}^{out}} \right) \cdot \Delta t - E_t^{drv}, \forall t \in T \setminus \{0\}, \quad (24)$$

wobei E_t^{drv} der aktuelle Energieverbrauch des EV im Zeitpunkt t angibt.

Gleichgewicht der Leistungsflüsse

Alle Leistungsflüsse der im System enthaltenen Komponenten können schlussendlich in einer Gleichung zueinander in Beziehung gesetzt werden:

$$p_t^{GCP,in} - p_t^{GCP,out} = p_t^{EV,in} - p_t^{EV,out} + p_t^{SS,in} - p_t^{SS,out} - p_t^{PV,out} + p_t^{HH}, \quad (25)$$

wobei $p_t^{PV,out}$ die erzeugte Ausgangsleistung der PV-Anlage und p_t^{HH} die Haushaltslast zum Zeitpunkt t ist.

3.2.3 Entscheidungsvariablen

Die gesamten Leistungsflüsse p im System sowie die Zustandsgrößen der beiden Speicher SOC und die binären Variablen u bilden die Entscheidungsvektoren x_t für jeden Zeitschritt t im Optimierungsmodell. Alle Entscheidungsvektoren zusammen ergeben die Entscheidungsmatrix X .

$$x_t = [p_t^{GCP,in}, p_t^{GCP,out}, p_t^{EV,in}, p_t^{EV,out}, SOC_t^{EV}, p_t^{SS,in}, p_t^{SS,out}, SOC_t^{SS}, u_t^{SS}, u_t^{EV}]^T, \forall t \in T \quad (26)$$

$$X = [x_0, x_1, \dots, x_T] \quad (27)$$

3.3 Aufbereitung der Eingangsdaten und Parameter des Modells

3.3.1 Technische und finanzielle Parameter

Eine Tabelle, welche einen Überblick über die im Modell verwendeten technischen sowie finanziellen Parameter gibt, ist im Anhang zu finden. Zusätzlich sind die entsprechenden Quellen angegeben, von welchen die Werte herangezogen wurden.

3.3.2 Eingangsdaten – Zeitreihen

Die Eingangsdaten des Optimierungsmodells werden in Form von diskreten Zeitreihen vorgegeben. Der Zeithorizont der Zeitreihen beträgt ein Jahr, die Auflösung eines Zeitintervalls Δt beträgt 15 Minuten. Für das betrachtete Jahr 2020 sind dies entsprechend 366

Tage mit insgesamt 35136 Zeitintervalle. Als Zeitreihen werden die Haushaltslast (als Jahreslastprofil), die PV-Anlage (als Erzeugungsprofil), das Fahrverhalten des Fahrzeugs (als Verbrauchsprofil) sowie das Preissignal des Day-Ahead Markts dargestellt.

Haushaltslast

Der Energieverbrauch des Haushalts wird mit dem Softwaretool „*LoadProfileGenerator*“ [35] modelliert. Damit ist es möglich, Lastprofile für verschiedene vordefinierte Haushalte mit bestimmten Eigenschaften (Anzahl der Haushaltsmitglieder, Erwerbstätigkeit, Alter, Freizeitgewohnheiten, etc...) zu erzeugen. Konkret wurde für diese Betrachtungen der Haushalt „*CHR03 Family, 1 child, both at work*“ ausgewählt. Der Jahresenergiebedarf für diesen dreiköpfigen Haushalt beträgt 3584.32 kWh. Dieser Wert korreliert mit durchschnittlichen Vergleichswerten [36].

PV-Erzeugungsprofil

Die „*ENTSO-E Transparency Platform*“ [37] des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber bietet ein detailliertes Datenarchiv der Energieproduktionen von Erzeugungsanlagen verschiedenster Typen (Fossil, Wind, Wasser, etc...) der europäischen Länder an. Mithilfe der Aufzeichnungen für PV-Anlagen in Österreich aus dem Jahr 2020 kann das Erzeugungsprofil (Abbildung 7) der betrachteten PV-Anlage modelliert werden. Aufgrund der Tatsache, dass es sich bei den Rohdaten um aggregierte Werte in der Einheit MW handelt, müssen die Daten vor der Verwendung (in der Einheit $\frac{kW}{kW_{pk}}$) aufbereitet werden. Hierzu werden die aggregierten Werte der Leistungserzeugung durch die insgesamt installierte Erzeugungsleistung aller PV-Anlagen in Österreich dividiert:

$$P_t^{PV} = \frac{P_t^{PV,agg}}{P^{PV,I}} \quad (28)$$

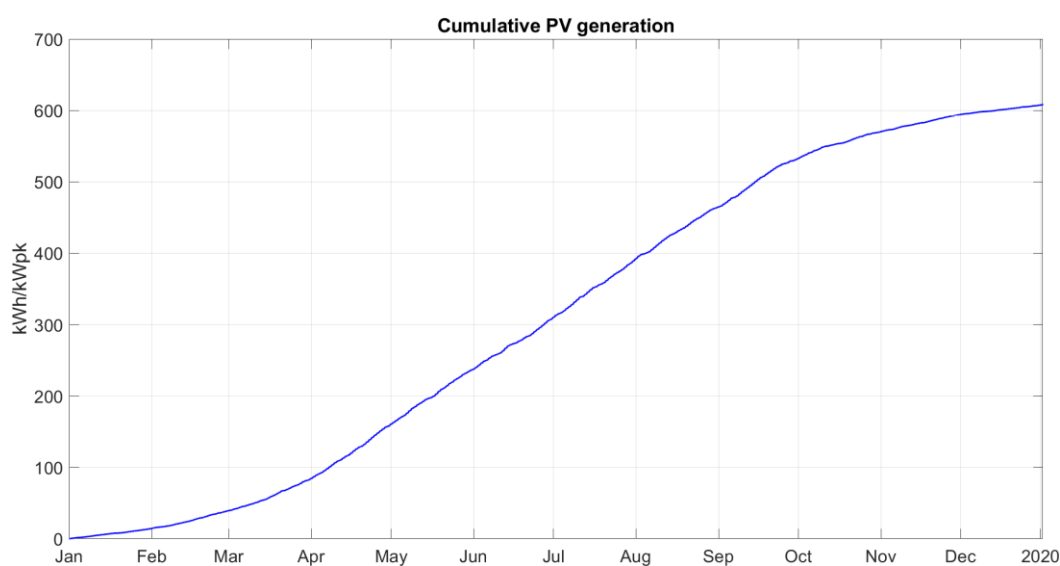


Abbildung 7: Kumulierte PV-Erzeugung

Abbildung 7 zeigt die kumulierte erzeugte PV-Erzeugung in Kilowattstunden pro installierte Spitzenleistung für das Jahr 2020.

Fahrverhalten - Verbrauchsprofil

Das Fahrverhalten des Haushalts, aus dem schließlich das Verbrauchsprofil bzw. der Energiebedarf abgeleitet wird, wird mit der Python Toolbox „*emobpy*“ [38] erzeugt. Diese Toolbox erstellt auf Grundlage von deutschen Mobilitätsstatistiken [39] Zeitreihendaten, die aus Fahrzyklen bestehen (ähnlich wie ein Fahrtenbuch). Insgesamt werden hier drei verschiedene Typen von Fahrverhalten betrachtet. Sie unterscheiden sich durch die Dauer bzw. der dabei zurückgelegten Distanz sowie der Anzahl der einzelnen Fahrzyklen in dem betrachteten Jahr.

1. „*Freetime Driver*“: Dieser Typ von Autofahrer verwendet das Fahrzeug nur in seiner Freizeit zur Deckung privater Fahrten. Für die Wegstrecke zur Arbeit nutzt er öffentlichen Verkehrsmittel, was zur Folge hat, dass das Fahrzeug längere Zeit an der Ladestation angeschlossen ist und dem System als Batterie zur Verfügung steht.
2. „*Parttime Worker Driver*“: Dieser Typ soll einen Teilzeitbeschäftigten darstellen, der das Fahrzeug sowohl beruflich und privat verwendet.
3. „*Fulltime Worker Driver*“: Dieser Typ repräsentiert einen typischen Autopendler, der Vollzeit arbeitet. Somit weist dieser Typ die größte Anzahl an Fahrzyklen auf. Das Fahrzeug ist deutlich seltener im System verfügbar als bei den anderen beiden Fahrtypen.

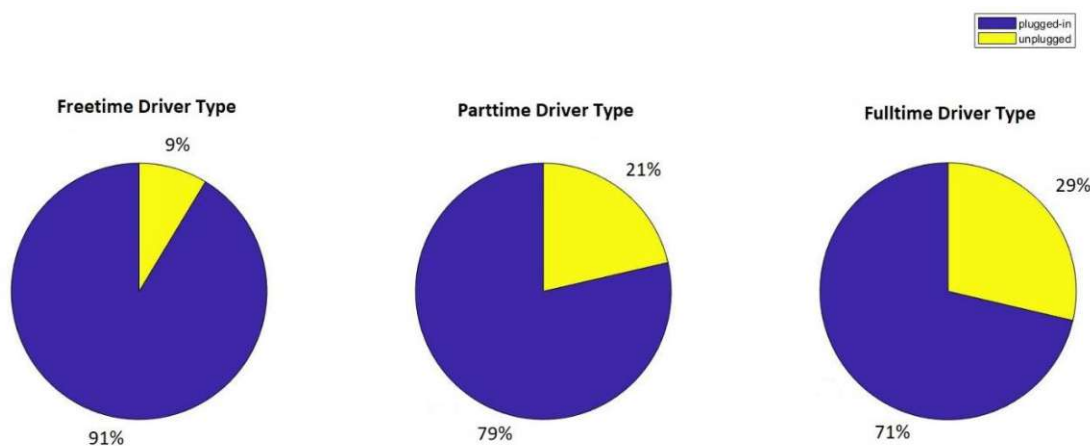


Abbildung 8: Absolute prozentuale Verfügbarkeit der verschiedenen Fahrtypen

Abbildung 8 zeigt die absolute prozentuale Verfügbarkeit der Fahrtypen in dem betrachteten Jahr. So ist der Freizeitfahrer nur zu einem Zehntel der Zeit eines Jahres mit seinem Fahrzeug unterwegs. Da jedoch der Vollzeitbeschäftigte sein Fahrzeug auch nur zu

einem guten Drittel zur Fortbewegung nutzt, so kann durchaus von einem „Stehzeug“ gesprochen werden [40]

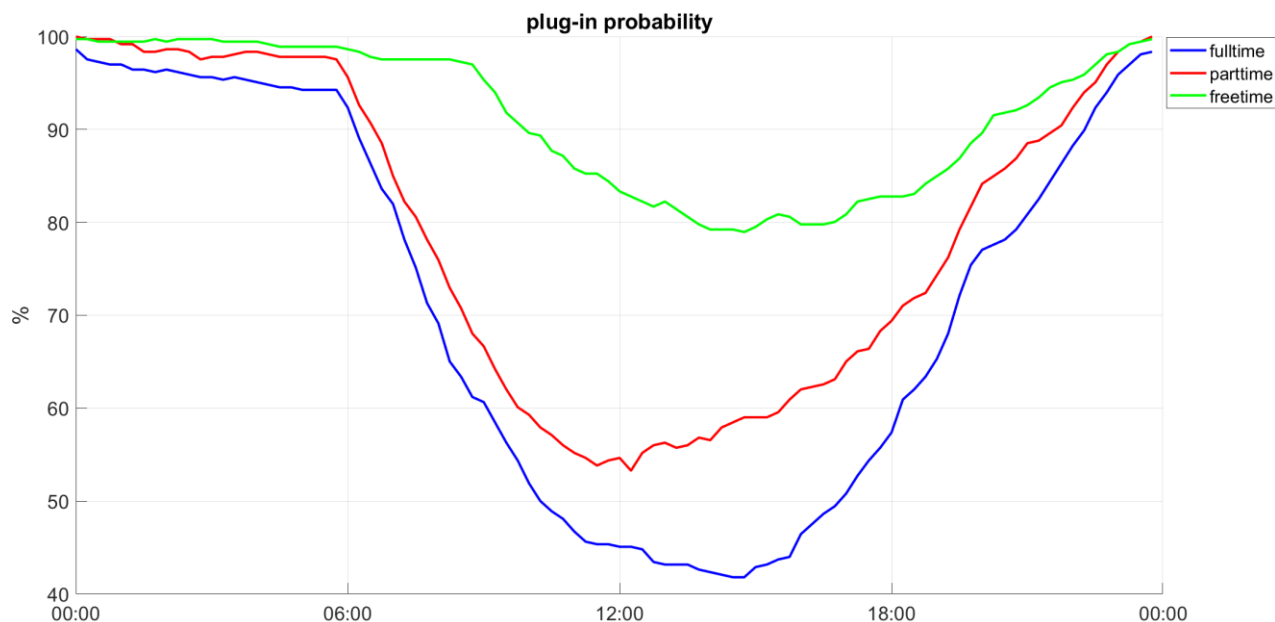


Abbildung 9: Gemittelte Wahrscheinlichkeitsverteilung des EVs über einen Tag

Die gemittelte prozentuale Verfügbarkeit des EV im Haushalt über einen Tagesverlauf zeigt Abbildung 9. Hier sind wiederum die Unterschiede der EV-Verfügbarkeit an der Ladestation gut zu erkennen. Das EV eines Vollzeitbeschäftigten (in blauer Farbe eingezeichnet) ist während der Arbeitszeit viel seltener an der Ladestation zuhause verfügbar als bei einem Freizeitfahrer. Aus der Verfügbarkeit des EV untertags (vor allem beim Freizeitfahrer), in denen auch die PV-Erzeugung am höchsten ist, ergibt ein hohes Potential zur Zwischenspeicherung der Sonnenenergie.

Fahrtyp	Jahresdistanz [km]
Fulltime	8338
Parttime	8622
Freetime	3756

Tabelle 1: Jahresdistanzen der verschiedenen Fahrtypen

Bezüglich der im Jahr zurückgelegten Distanz unterscheiden sich die Typen „Fulltime“ und „Parttime“ kaum. Der Typ „Freetime“ hingegen legt in etwa die Hälfte der Distanz der anderen beiden Typen zurück.

Diese drei Fahrtypen werden herangezogen, um die verschiedenen Ladeszenarien einer Sensitivitätsanalyse zu unterziehen. So soll die Frage beantwortet werden, welches Szenario das kostenoptimalste für den jeweiligen Typ des Fahrzeugbenutzers ist.

Day-Ahead Marktpreis

Wie auch für die Erzeugungsanlagen finden sich auf der Plattform der *ENTSO-E* [37] aufgezeichnete Preisdaten der europäischen Strombörse für kurzfristigen Stromhandel „*EPEX SPOT SE*“. In dieser Diplomarbeit kommen die Daten für Österreich zur Anwendung. Die Daten liegen dabei in stündlicher Auflösung vor, daher müssen sie vor der weiteren Verwendung in den Simulationen auf eine zeitliche Auflösung von 15 Minuten skaliert werden.

3.4 Definition der Szenarien

Wie zu Beginn des Kapitels erwähnt, wird ein privater Haushalt wie in Abbildung 5 betrachtet, für den das vorgestellte Modell angewandt wird. Zu Beginn der Untersuchungen besitzt der Haushalt noch keine der dargestellten Technologien (ausgenommen ein Elektrofahrzeug) zum Management seiner Lastdeckung. In den weiteren Schritten (Szenarien) soll analysiert werden, wie ein Haushalt (durch die Investition von weiteren Technologien) einerseits seinen Energieverbrauch im Alltag (Haushaltslast), und andererseits seinen Energieverbrauch durch die Verwendung des EV kostenoptimieren kann.

Zusätzlich dazu werden diese Szenarien für verschiedene Fahrtypen als Sensitivitätsanalysen betrachtet. Somit soll am Ende die kostenoptimalste Option für jeden Fahrtypus gefunden werden.

1. Basisszenario „Basis“

Das Basisszenario soll den Status Quo des Haushalts darstellen, in dem sich die Bewohner für die Anschaffung eines EV inklusive Heimpladestation entschieden haben. Für die ersten drei Szenarien wird das nichtflexible und unidirektionale Laden betrachtet. Das bedeutet, dass in diesem Szenario anstatt den Gleichungen (20) und (21) die folgenden Gleichungen bezüglich den Lade- und Entladeleistungen des EV berücksichtigt werden.

$$p_t^{EV,in} = p_{Installed}^{EV}, \forall t \in [T_A ; T_D] \quad (29)$$

$$p_t^{EV,out} = 0, \forall t \in [T_A ; T_D] \quad (30)$$

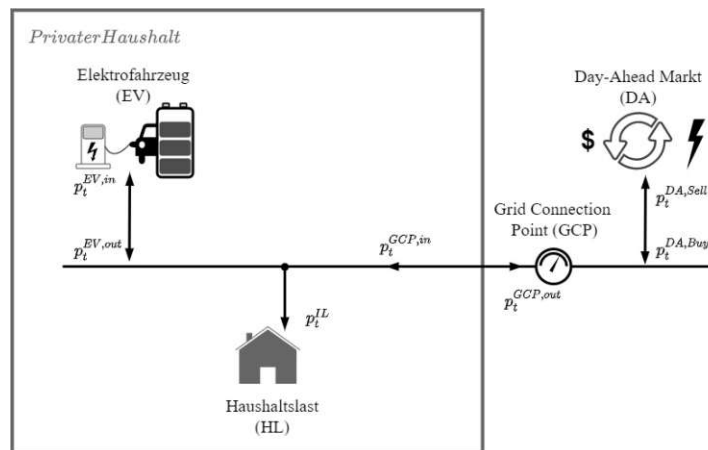


Abbildung 10: Strukturschaltbild „Basis“

2. Erweiterung mit einer PV-Anlage „Basis+PV“

Seit einigen Jahren werden PV-Anlagen in privaten Eigenheimen immer öfter eingesetzt. Grund dafür ist der Wunsch nach mehr Unabhängigkeit als Folge der steigenden Energiepreise. So sollen auch für den hier betrachteten Haushalt durch die Anschaffung einer solchen Anlage die Energiekosten reduziert werden. Es wird eine Größe von 5 kWp der Anlage angenommen. Die dabei entstehenden Mehrkosten werden durch die Betriebskosten C_{PV} berücksichtigt, zu denen auch die Stromgestehungskosten $LCOE$ für solch eine PV-Anlage (vgl. [33]) einfließen. Die Betriebskosten C_{PV} bleiben für alle weiteren Szenarien konstant, da die PV-Erzeugung für alle Szenarien als gleichbleibend angenommen wird.

Zusätzlich anzumerken ist, dass bei diesem Szenario noch kein Optimierungsalgorithmus bezüglich der Heimpladestation des EV aktiv eingreift, also es gelten wiederum die Gleichungen (29) und (30) anstatt von (20) und (21)

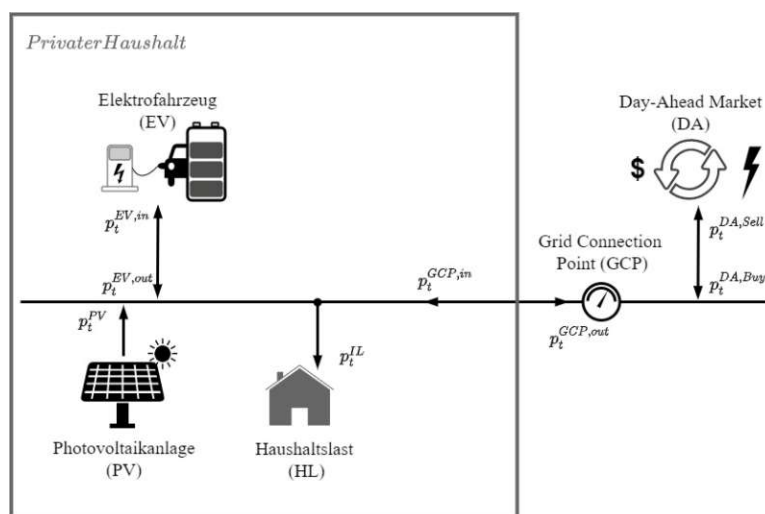


Abbildung 11: Strukturschaltbild „Basis+PV“

3. Erweiterung mit einem stationärem Batteriespeicher „Basis+PV+Speicher“

Für einen Haushalt ist oftmals die Erweiterung zu einem Heimspeichersystem der nächste Schritt zur Senkung der Kosten. Die Idee dahinter ist, dass mit einem Batteriespeichersystem in Zeiten geringen Bedarfs (Vormittag bis Nachmittag) die erzeugte Energie der PV-Anlage zwischengespeichert und in Zeiten höheren Bedarfs (Abendstunden) selbst verwendet werden kann. So soll gezeigt werden, um wieviel (quantitativ) die Kosten reduziert werden können.

In diesem Szenario wird, wie in den beiden vorangegangenen, kein flexibles Laden des Elektrofahrzeugs betrachtet. Jedoch kommen erstmalig Teile des Optimierungsmodells ins Spiel. Das Batteriespeichersystem kann somit die Haushaltslast und das EV mit Energie versorgen. Weiter wird damit verhindert, dass der Speicher permanent mit netzbezogener Energie geladen wird, was nicht Sinn der Sache sein kann.

Das dazugehörige Strukturschaltbild ist in Abbildung 12 dargestellt und fungiert des Weiteren für die nachfolgenden restlichen Szenarien ebenfalls als Strukturschaltbild.

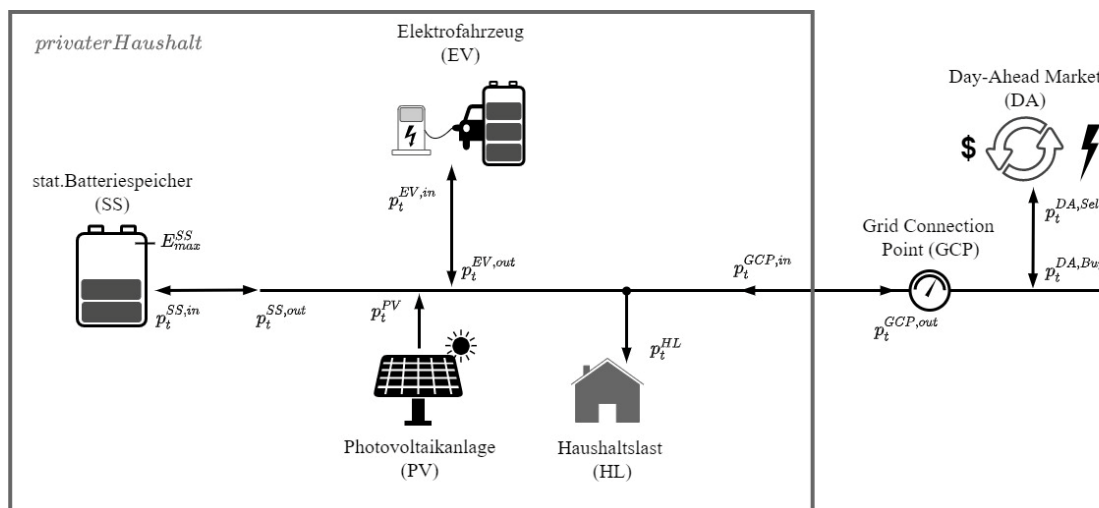


Abbildung 12: Strukturschaltbild „Basis+PV+Speicher“

4. Vollständiges flexibles Lademanagement des Haushalts „flex charging“

Mit der Anschaffung einer neuen Ladestation, die bidirektionales Laden ermöglicht, wird nun erstmals in diesem Szenario das flexible Laden des EV berücksichtigt. Diese Möglichkeit des flexiblen Ladens wird auch „*Vehicle2Grid*“ bzw. „*Vehicle2Home*“ genannt, je nachdem ob die Energie ins Netz zurückgespeist wird oder im Haushalt verbleibt. So kann das Elektrofahrzeug als zusätzlicher Energiespeicher im Haus fungieren.

Ein vollständiges flexibles Laden bedeutet eine maximale Kontrolle der Leistungsflüsse durch den Optimierungsalgorithmus, was in weiterer Folge bedeutet, dass dieses Szenario das kostenoptimalste sein sollte.

5. Eigenverbrauchsmaximierung „max selfconsum“

Dieses Szenario soll nicht mehr den Hauptfokus auf die Minimierung der Kosten für den Haushalt legen, sondern darauf, dass so viel an erzeugter Energie von der PV-Anlage wie möglich im Haushalt selbst genutzt wird. Das bedeutet die Maximierung des Eigenverbrauchsanteil. Dabei wird es besonders darum gehen, die beiden Möglichkeiten zur Zwischenspeicherung von Energie (Heimspeicher und EV-Batterie) so gut wie möglich zum Einsatz zu bringen.

6. Zweistufige Ladestrategie in Abhängigkeit vom EV-Speicherstand

Im letzten Szenario soll untersucht werden, wie sich die Kostenanteile verändern, wenn nur in einem gewissen Bereich es möglich ist, das EV flexibel zu laden bzw. zu entladen.

Genauer gesprochen hängt die Möglichkeit des flexiblen Ladens vom Speicherzustand SOC_t^{EV} des EVs im Vergleich zu einer gewissen Grenze SOC_{flex}^{EV} ab. Es werden dabei zwei Bereiche unterschieden. Unterhalb eines gewissen Grenzwerts SOC_{flex}^{EV} (der von 0% bis 100% vom maximalen Ladezustand SOC_{max}^{EV} variiert) liegt der Bereich des unflexiblen Ladens, das bedeutet, dass das Laden des EV wie in Szenario 1 bis 3 möglich ist und mit den Gleichungen (29) und (30) beschrieben wird. Ist der Speicherstand SOC_t^{EV} größer gleich dem Grenzwert SOC_{flex}^{EV} , kann flexibel geladen werden, und somit wird das Laden mit den Gleichungen (20) und (21) beschrieben. Mathematisch können die zwei Bereiche wie folgt zusammengefasst definiert werden

$$p_t^{EV,in} = \begin{cases} p_{Installed}^{EV}, & 0 \leq SOC_t^{EV} < SOC_{flex}^{EV} \\ 0 \leq p_t^{EV,in} \leq p_{Installed}^{EV} \cdot u_t^{EV}, & SOC_{flex}^{EV} \leq SOC_t^{EV} \leq SOC_{max}^{EV} \end{cases}, \forall t \in [T_A; T_D] \quad (31)$$

$$p_t^{EV,out} = \begin{cases} 0, & 0 \leq SOC_t^{EV} < SOC_{flex}^{EV} \\ 0 \leq p_t^{EV,out} \leq p_{Installed}^{EV} \cdot (1 - u_t^{EV}), & SOC_{flex}^{EV} \leq SOC_t^{EV} \leq SOC_{max}^{EV} \end{cases}, \forall t \in [T_A; T_D] \quad (32)$$

Ist der Grenzwert SOC_{flex}^{EV} gleich 0, so bedeutet dies, dass die Ladestation ohne Einschränkung flexibel verwendet werden kann. Dieser Fall korrespondiert mit dem Szenario „flex charging“. Ist der Grenzwert SOC_{flex}^{EV} gleich SOC_{max}^{EV} , so bedeutet dies, dass das EV nie flexibel geladen oder entladen werden kann. Dieser Fall korrespondiert mit den Szenarien „Basis“, „Basis+PV“ und „Basis+PV+Speicher“.

Es soll nun untersucht werden, wie sich die Kosten in Abhängigkeit des Grenzwerts SOC_{flex}^{EV} verändern. Dieses Szenario kann in Verbindung mit einem eigenen Tarifmodell für die Zukunft interessant werden. Den Anreiz für einen Haushalt zu solch einem Preismodell könnten niedrigere Energiepreise sein im Falle, dass dem Netzbetreiber die

Freiheit überlassen wird, wie (Vorgabe der Ladeleistung) und zu welchen Zeiten das EV geladen wird.

Diese Freiheiten für den Netzbetreiber haben für das Netz positive Auswirkungen, denn so kann zum Beispiel während höherer PV-Einspeisung entschieden werden, EVs mehr zu laden, um so die erhöhten Energiemengen aus dem Netz zu bekommen, welche sonst das Netz zu stark belasten würden. Zusätzlich kann damit in weiterer Folge auch eine erhöhte Integration erneuerbarer Energieerzeuger sichergestellt werden.

4 Ergebnisse

Dieses Kapitel stellt die Ergebnisse der Simulationen für die im vorherigen Kapitel definierten Szenarien zusammen. Zur Anwendung kommt dabei das ebenfalls vorgestellte Optimierungsmodell. Jedes Szenario soll einerseits die Auswirkungen des Einsatzes von PV-Anlage und Batteriespeicher aufzeigen, andererseits liegt das Hauptaugenmerk der Betrachtungen dabei auf verschiedenen Möglichkeiten des „intelligenten“ Ladens bzw. auf Ladestrategien des Elektrofahrzeugs (EV) und deren Einfluss auf die Kosten für den betrachteten Haushalt.

Die Darstellung der Simulationsergebnisse erfolgt in der Form, wie in Abschnitt 3.2.1 beschrieben. Alle Zwischen- sowie Endergebnisse werden dabei auf ganze Zahlen gerundet dargestellt. Es wird auch auf qualitative Effekte der einzelnen technologischen Komponenten eingegangen. In diesem Kapitel werden alle folgenden Szenarien für den vollzeitbeschäftigten Fahrzeughalter („*Fulltime*“) betrachtet. Die anderen beiden Fahrtypen werden erst im Kapitel der Sensitivitätsanalyse hinzugenommen. Der Zeitraum eines Simulationslauf ist das ganze Jahr 2020 (insgesamt 366 Tage). Die zeitliche Auflösung der Simulationen beträgt 15 Minuten. Das bedeutet, es gibt insgesamt

$$n = 366d \cdot 24 \frac{h}{d} \cdot 4 \frac{steps}{h} = 35136 steps \quad (33)$$

15-minütige Zeitschritte je Simulation.

4.1 Basisszenario

Das Basisszenario soll den Status quo des Haushalts darstellen, in dem sich die Bewohner für die Anschaffung eines EV inklusive Heimpladestation entschieden haben. Für die ersten drei Szenarien wird das nichtflexible und unidirektionale Laden betrachtet.

In den weiteren Schritten (Szenarien) soll analysiert werden, wie der Haushalt (durch die Investition von weiteren Technologien) einerseits seinen Energieverbrauch im Alltag (Haushaltslast) und andererseits seinen Energieverbrauch durch die Verwendung des EV, kostenoptimieren kann.

Eingespeicherte Energie in das Elektrofahrzeug, Betriebskosten

Im Basisszenario wird das EV sofort nach Ankunft an der Heimpladestation mit der vollen Ladeleistung von 3.7 kW geladen. Die gesamte eingespeicherte Energie ins Fahrzeug $E_{total}^{EV,in}$ beträgt

$$E_{total}^{EV,in} = \sum_{t=1}^{t=n} p_t^{EV,in} \cdot \Delta t = 2698 kWh \quad (34)$$

Das ergibt in der weiteren Betrachtung jährliche Betriebskosten des EV von

$$C_{EV} = E_{total}^{EV,in} \cdot LCOS = 2698 \text{ kWh} \cdot 0.2 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 540\text{€} \quad (35)$$

Gesamtkosten und Energiebedarf aus dem Netz

Die Jahresenergiebedarf des Haushalts aus dem $E_{total}^{GCP,in}$ beträgt

$$E_{total}^{GCP,in} = \sum_{t=1}^n p_t^{GCP,in} \cdot \Delta t = 6283 \text{ kWh} \quad (36)$$

Die Gesamtkosten für den Haushalt C_{System} für das Basisszenario ergeben nach Hinzunahme der Netzentgelte (Leistungs- C_{pwr} - und Arbeitspreiskomponente C_{egy})

$$C_{egy} = E_{total}^{GCP,in} \cdot P_{egy} = 6282 \text{ kWh} \cdot 0.04 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 251\text{€} \quad (37)$$

$$C_{pwr} = \max(p_t^{GCP,in}) \cdot P_{pwr} = 8 \text{ kW} \cdot 32.4 \frac{\text{€}}{\text{kW}} = 274 \text{ €} \quad (38)$$

und den Spotmarktkosten C_{DA} ,

$$C_{DA} = \sum_{t=1}^n P_{DA,t} \cdot (p_{GCP,in,t} - p_{GCP,out,t}) = 219\text{€} \quad (39)$$

$$C_{System} = C_{EV} + C_{DA} + C_{egy} + C_{pwr} = 1284\text{€} \quad (40)$$

Aufgrund der Tatsache, dass das Elektroauto die meiste Zeit mit der vollen Ladeleistung geladen wird, machen die Betriebskosten des EV den Großteil der Gesamtkosten aus. Das Bestreben des Haushalts besteht nun darin, die Gesamtkosten C_{System} mithilfe von weiteren technologischen Investitionen zu senken.

4.2 Erweiterung mit einer PV-Anlage

Eingespeicherte Energie in das Elektrofahrzeug, Betriebskosten

Dieses Szenario berücksichtigt noch keine Möglichkeit des Lademanagements. Aus diesem Grund sind die eingespeicherte Energie $E_{total}^{EV,in}$ und die Betriebskosten des EV C_{EV} gleich den Werten des Basisszenarios.

$$E_{total}^{EV,in} = 2698 \text{ kWh} \quad (41)$$

$$C_{EV} = 540\text{€} \quad (42)$$

Gesamtkosten und Energiebedarf aus dem Netz

Die Jahresenergiebedarf des Haushalts aus dem Netz $E_{total}^{GCP,in}$ beträgt

$$E_{total}^{GCP,in} = \sum_{t=1}^n p_t^{GCP,in} \cdot \Delta t = 3241 \text{ kWh} \quad (43)$$

Durch den Einsatz der PV-Anlage kann somit der Energiebedarf stark reduziert werden. Die Gesamtkosten für den Haushalt C_{System} ergeben nach Hinzunahme der Netzentgelte (Leistungs- C_{pwr} - und Arbeitspreiskomponente C_{egy})

$$C_{egy} = E_{total}^{GCP,in} \cdot P_{egy} = 3241 \text{ kWh} \cdot 0.04 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 130\text{€} \quad (44)$$

$$C_{pwr} = \max(p_t^{GCP,in}) \cdot P_{pwr} = 8 \text{ kW} \cdot 32.4 \frac{\text{€}}{\text{kW}} = 262 \text{ €} \quad (45)$$

und den Spotmarktkosten C_{DA} ,

$$C_{DA} = \sum_{t=1}^n P_{DA,t} \cdot (p_{GCP,in,t} - p_{GCP,out,t}) \cdot \Delta t = 130\text{€} \quad (46)$$

sowie den Betriebskosten der PV-Anlage C_{PV}

$$C_{PV} = \sum_{t=1}^n LCOE \cdot p_t^{PV} \cdot \Delta t = 243\text{€} \quad (47)$$

insgesamt

$$C_{System} = C_{EV} + C_{DA} + C_{egy} + C_{pwr} + C_{PV} = 1305\text{€} \quad (48)$$

Die Gesamtkosten sind zwar höher als im Basisszenario, jedoch ist dies die Folge der zusätzlichen Betriebskosten der PV-Anlage. Alle andere Kostenkomponenten (bis auf die Betriebskosten C_{EV} des EV, da hier noch immer unflexibel geladen wird) werden erwartungsgemäß durch die PV-Einspeisung gesenkt. Dies betrifft vor allem die Komponenten C_{DA} und C_{egy} , da sich die vom Netz bezogene Energiemenge deutlich reduziert.

4.3 Erweiterung mit einem stationären Batteriespeichersystem

Eingespeicherte Energie in das Elektrofahrzeug, Betriebskosten

Dieses Szenario berücksichtigt noch keine Möglichkeit des Lademanagements. Aus diesem Grund sind die eingespeicherte Energie $E_{total}^{EV,in}$ und die Betriebskosten des EV C_{EV} gleich den Werten des Basisszenarios.

$$E_{total}^{EV,in} = 2698 \text{ kWh} \quad (49)$$

$$C_{EV} = 540\text{€} \quad (50)$$

Eingespeicherte Energie in das Heimspeichersystem, Betriebskosten

Das Heimspeichersystem wird vom Optimierungsalgorithmus zur Vermeidung von abendlichen Lastspitzen verwendet, die hervorgerufen werden durch die unflexiblen La-

dezyklen des EV. Hier spricht man von der DSM-Strategie „peak shaving“. Diese Lastzyklen beginnen bei einem Vollzeitbeschäftigten meist abends, in denen keine PV-Leistung vorhanden ist. Bei Bedarf speichert das Heimspeichersystem die PV-Leistung temporär und gibt sie bei Rückkunft des EV wieder ab (Abbildung 13).

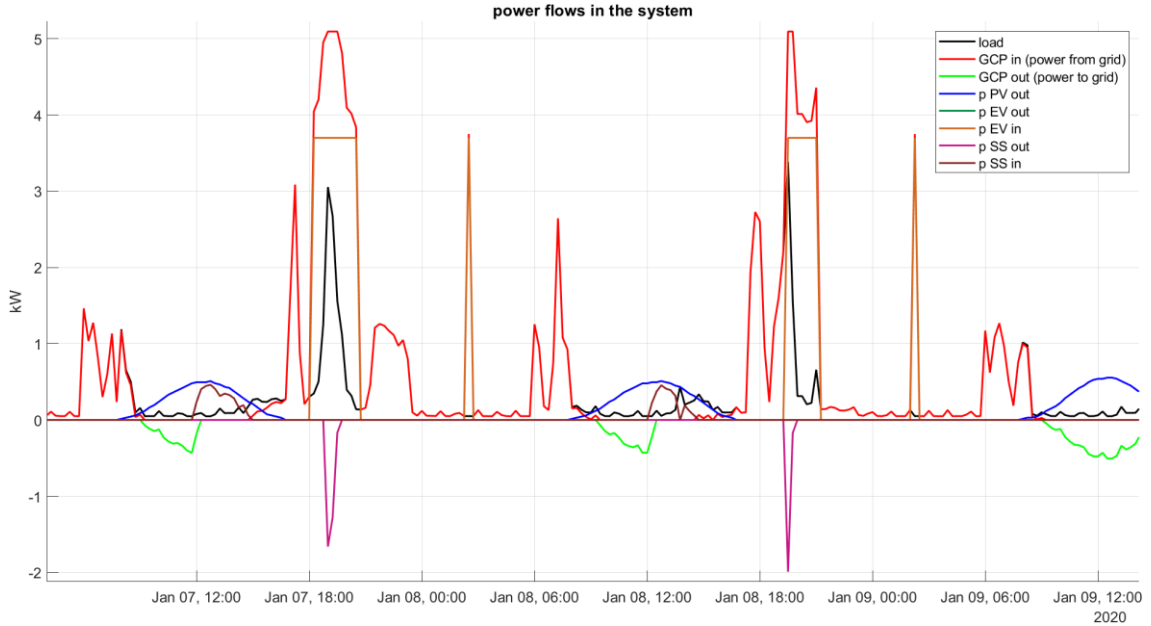


Abbildung 13: Abendliche Lastdeckung durch das Heimspeichersystem, „peak shaving“

Teilweise wird der Speicher zusätzlich bei lokalen Minima des Day-Ahead Preissignals geladen, dies zeigt Abbildung 14.

Insgesamt wird in dem Jahr eine Energiemenge $E_{total}^{SS,in}$ von

$$E_{total}^{SS,in} = \sum_{t=1}^{t=n} p_t^{SS,in} \cdot \Delta t = 52 \text{ kWh} \quad (51)$$

in den Batteriespeicher geladen. Das ergibt jährliche Betriebskosten C^{SS} von

$$C_{SS} = E_{total}^{SS,in} \cdot LCOS = 52 \text{ kWh} \cdot \frac{0.2\text{€}}{\text{kWh}} = 10\text{€} \quad (52)$$

Gesamtkosten und Energiebedarf aus dem Netz

Der Energiebedarf aus dem Netz beträgt

$$E_{total}^{GCP,in} = \sum_{t=1}^n p_t^{GCP,in} \cdot \Delta t = 5244 \text{ kWh} \quad (53)$$

Durch den Einsatz des zusätzlichen Speichers werden die Gesamtkosten im Vergleich zum vorherigen Szenario minimal gesenkt. Sie werden wie bereits bekannt durch die folgenden Kostenkomponenten berechnet.

$$C_{egy} = E_{total}^{GCP,in} \cdot P_{egy} = 5243 \text{ kWh} \cdot 0.04 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 210\text{€} \quad (54)$$

$$C_{pwr} = \max(p_t^{GCP,in}) \cdot P_{pwr} = 5kW \cdot 32.4 \frac{\text{€}}{kW} = 165\text{€} \quad (55)$$

$$C_{DA} = \sum_{t=1}^n P_{DA,t} \cdot (p_{GCP,in,t} - p_{GCP,out,t}) \cdot \Delta t = 130\text{€} \quad (56)$$

$$C_{System} = C_{EV} + C_{DA} + C_{egy} + C_{pwr} + C_{PV} + C_{SS} = 1298\text{€} \quad (57)$$

Ausnutzung des Heimspeichersystem

Der maximale Speicherstand SOC_t^{SS} innerhalb der Simulation erreicht den Wert

$$\max(SOC_t^{SS}) = 1.72 kWh \quad (58)$$

Die angenommene Speichergröße SOC_{max}^{SS} von 12 kWh ist nach diesem Ergebnis zu hoch angesetzt. Für den Haushalt wäre ein kleineres Speichersystem bei diesem Setting des Szenarios vollkommen ausreichend. Der Heimspeicher dient zur Vermeidung von zu hohen Lastspitzen und demzufolge zur Vermeidung eines zu hohen Leistungspreises (Gleichung (6)).

Vergleicht man die Volllaststunden T von

$$T = 1460h \quad (59)$$

aus [41], die zur Berechnung der LCOS dienen, mit jenen, die aus der Simulation resultieren,

$$T = \frac{E_{total}^{SS,in}}{P_{inst}} = \frac{52 kWh}{3.7 kW} = 14h \quad (60)$$

so ergibt dies eine um den Faktor 100 geringere Ausnutzung des Speichers.

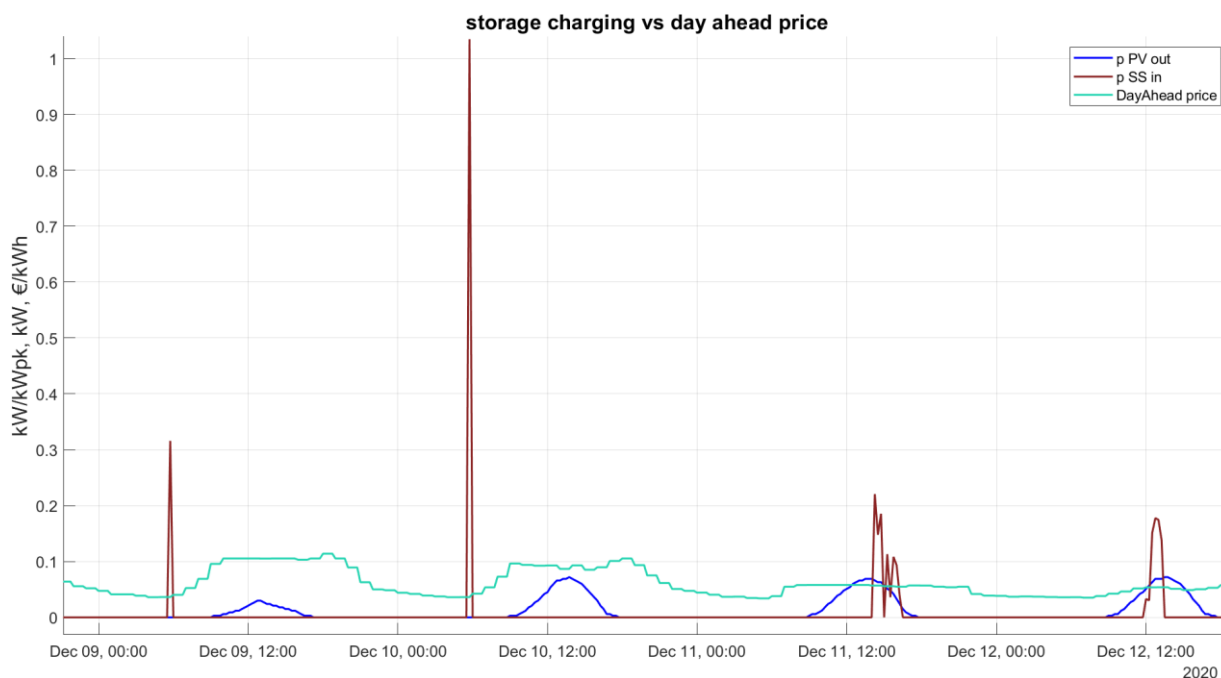


Abbildung 14: Laden des Heimspeichers in lokalen Minima des Spotmarktpreises

4.4 Vollständiges flexibles Lademanagement des Haushalts

Eingespeicherte Energie in das Elektrofahrzeug, Betriebskosten

Der Vorteil der intelligenten Ladestation ist schon deutlich zu erkennen, wenn die Summe der eingespeicherten Energie in das Fahrzeug mit der Summe des Basisszenarios verglichen wird. Die eingespeicherte Energie $E_{total}^{EV,in}$ beträgt durch die flexible Ladeleistungseinstellungen

$$E_{total}^{EV,in} = \sum_{t=1}^{t=n} p_t^{EV,in} \cdot \Delta t = 1885 \text{ kWh} \quad (61)$$

Das sind um 813.5 kWh weniger. Die Betriebskosten des Fahrzeugs betragen damit

$$C_{EV} = E_{total}^{EV,in} \cdot LCOS = 1885 \text{ kWh} \cdot \frac{0.2\text{€}}{\text{kWh}} = 377\text{€} \quad (62)$$

Ein weiterer Vorteil der intelligenten Ladestation ist, dass sie Zugriff auf das Preissignal des Day-Ahead Markt hat. Die Optimierung steuert die Ladezyklen derart, dass in den Zeiten, in denen das EV an der Ladestation angeschlossen ist (bei einem Vollzeitmitarbeiter am Abend, wenn weniger PV-Erzeugung verfügbar ist bzw. auch generell in den Wintermonaten), bei Auftreten von lokalen Minima des DayAhead-Preises geladen wird (Abbildung 15).

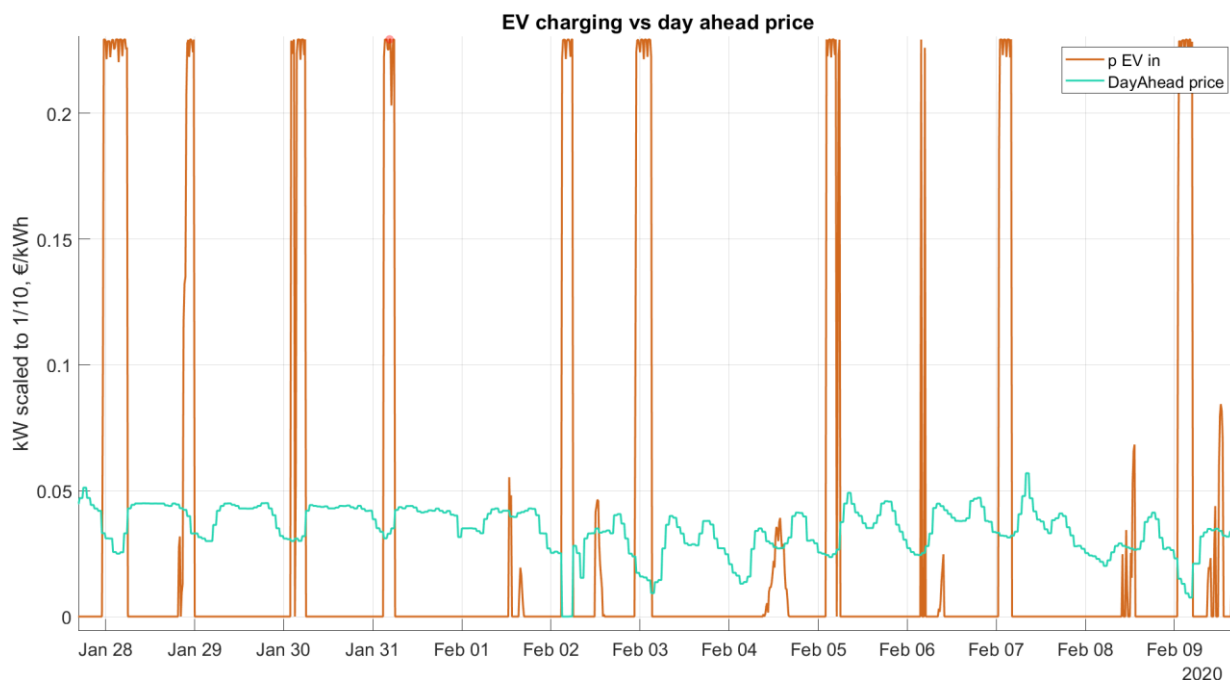


Abbildung 15: EV Ladezyklen in Zeiten geringen Preises

Bei Abbildung 15 ist zu beachten, dass die Ladeleistung auf ein Zehntel des Wertes skaliert abgebildet ist, um einen besseren Vergleich beider Zeitverläufe gewährleisten zu können.

Sollte das EV tagsüber an der Ladestation verfügbar sein (bzw. generell in den Sommermonaten), wird das EV auch vermehrt mit der PV-Leistung geladen. Weiters ist zu beobachten, dass die intelligente Ladestation die Ladezyklen auch in Zeiten verschiebt, in denen die Basislast des Haushalts geringer ist (so vor Allem in den Nachtzeiten). In diesen Fällen wird von den typischen DSM-Strategien „*load shifting*“ und „*valley filling*“ gesprochen.

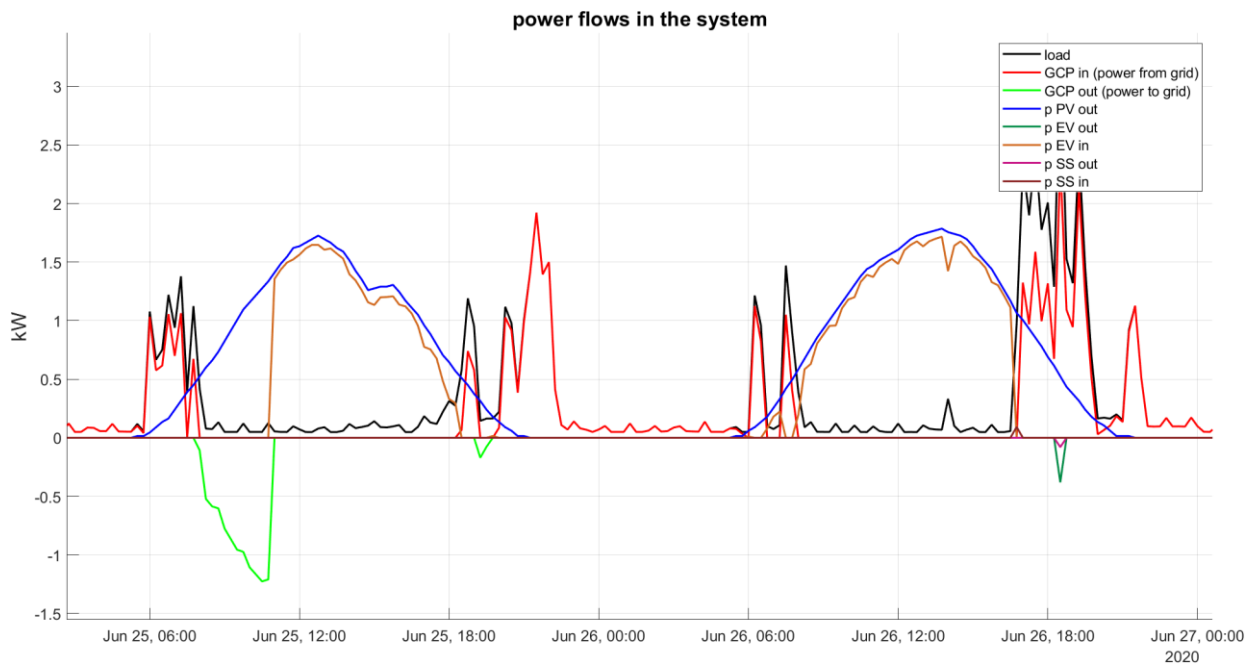


Abbildung 16: Laden des EVs mit PV-Erzeugung

Einsatz des Elektrofahrzeugs als Speicherelement

Das Elektrofahrzeug speist in diesem Szenario insgesamt

$$E_{total}^{EV,out} = \sum_{t=1}^{t=n} p_t^{EV,out} \cdot \Delta t = 11 \text{ kWh} \quad (63)$$

in das System zurück. Dabei dient hier das EV, wie das Heimspeichersystem in Abbildung 13 dargestellt wird, als Deckung von Spitzenlasten (Abbildung 17). Das verhindert ein Ansteigen der Leistungspreiskomponente C_{pwr} .

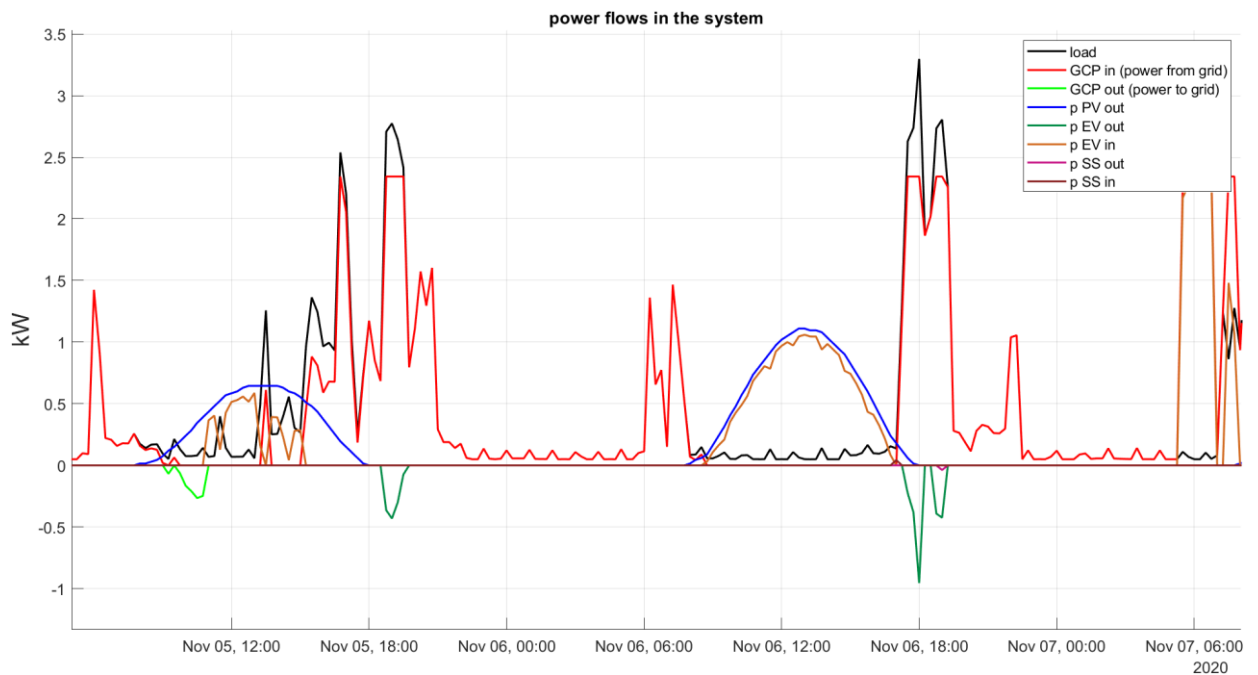


Abbildung 17: Abendliche Lastdeckung durch das EV, „peak shaving“

In den zwei abgebildeten Tagen in Abbildung 17 wird sichtbar, dass das EV mit der verfügbaren PV-Leistung am Tage geladen wird, und diese Energie wird später am Tag zur Lastdeckung genutzt. Daraus ist zu folgern, dass es kostenoptimaler ist, die PV-Leistung intern im Haushalt zu verwenden (wenn es möglich ist, auch temporär im EV zwischenspeichern), als sie dem Netz zu verkaufen.

Eingespeicherte Energie in das Heimspeichersystem, Betriebskosten

Das Heimspeichersystem wird im Gegensatz zum EV aufgrund der Tatsache, dass es permanent im Haushaltssystem verfügbar ist, bei Bedarf ausschließlich mit PV-Leistung geladen. Insgesamt wird in diesem Szenario eingespeichert:

$$E_{total}^{SS,in} = \sum_{t=1}^{t=n} p_t^{SS,in} \cdot \Delta t = 71 \text{ kWh} \quad (64)$$

Der Ausnutzungsgrad erhöht sich gering im Vergleich zu vorher mit

$$T = 19h. \quad (65)$$

Die dabei entstehenden Betriebskosten berechnen sich folgendermaßen:

$$C_{SS} = E_{total}^{SS,in} \cdot LCOS = 71 \text{ kWh} \cdot \frac{0.2\text{€}}{\text{kWh}} = 14\text{€} \quad (66)$$

Gesamtkosten und Energieaustausch mit dem Netz

Der Jahresenergiebezug aus dem Netz $E_{total}^{GCP,in}$ für dieses Szenario beträgt

$$E_{total}^{GCP,in} = \sum_{t=1}^n p_t^{GCP,in} \cdot \Delta t = 3853 \text{ kWh} \quad (67)$$

An das Netz wird insgesamt eine Energiemenge von $E_{total}^{GCP,out}$

$$E_{total}^{GCP,out} = \sum_{t=1}^n p_t^{GCP,out} \cdot \Delta t = 1424 \text{ kWh} \quad (68)$$

abgegeben. Ein Großteil der verkauften Energie stammt dabei von der PV-Anlage. Die Kostenanteile können nun schlussendlich bestimmt werden.

$$C_{egy} = E_{total}^{GCP,in} \cdot P_{egy} = 3853 \text{ kWh} \cdot 0.04 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 154\text{€} \quad (69)$$

$$C_{pwr} = \max(p_t^{GCP,in}) \cdot P_{pwr} = 2 \text{ kW} \cdot 32.4 \frac{\text{€}}{\text{kW}} = 76\text{€} \quad (70)$$

$$C_{DA} = \sum_{t=1}^n P_{DA,t} \cdot (p_{GCP,in,t} - p_{GCP,out,t}) = 81\text{€} \quad (71)$$

$$C_{System} = C_{EV} + C_{DA} + C_{egy} + C_{pwr} + C_{PV} + C_{SS} = 946\text{€} \quad (72)$$

4.5 Eigenverbrauchsmaximierung

Eingespeicherte Energie in das Elektrofahrzeug, Betriebskosten

Aufgrund der Bedingung, dass die erzeugte Energie von der PV-Anlage selbst verwendet werden soll, wird mehr Energie in das EV zwischengespeichert. Insgesamt werden

$$E_{total}^{EV,in} = \sum_{t=1}^{t=n} p_t^{EV,in} \cdot \Delta t = 2033 \text{ kWh} \quad (73)$$

im betrachteten Jahr gespeichert. Die Betriebskosten sind dementsprechend

$$C_{EV} = E_{total}^{EV,in} \cdot LCOS = 2033 \text{ kWh} \cdot 0.2 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 407\text{€} \quad (74)$$

Eingespeicherte Energie in das Heimspeichersystem, Betriebskosten

Noch deutlicher sieht man die Maximierung des Eigenverbrauchsanteil beim Heimspeichersystem. Insgesamt werden

$$E_{total}^{SS,in} = \sum_{t=1}^{t=n} p_t^{SS,in} \cdot \Delta t = 1095 \text{ kWh} \quad (75)$$

eingespeichert. Im Vergleich zum Szenario der kostenoptimierten Ladestrategie werden mehr als 1000 kWh zusätzlich eingespeichert. Dies führt jedoch unweigerlich zu einer Erhöhung der Betriebskosten für das Heimspeichersystem

$$C_{SS} = E_{total}^{SS,in} \cdot LCOS = 1095 \text{ kWh} \cdot \frac{0.2\text{€}}{\text{kWh}} = 219\text{€} \quad (76)$$

Bereits die Erhöhung der beiden Betriebskostenkomponenten C^{EV} und C^{SS} deuten darauf hin, dass die Maximierung des Eigenverbrauchsanteils zu Lasten der Gesamtkosten erzielt wird.

Weiters muss bedacht werden, dass eine vermehrte Nutzung der Speicherelemente zu deren schnelleren Abnutzung führt. Somit muss der Haushalt damit rechnen, die Speicherelemente früher auszutauschen zu müssen.

Gesamtkosten und Energiebedarf aus dem Netz

Die Menge an bezogener Energie aus dem Netz $P_{total}^{GCP,in}$ ist die geringste aus allen bisherigen Szenarien mit

$$E_{total}^{GCP,in} = \sum_{t=1}^n p_t^{GCP,in} \cdot \Delta t = 2752 \text{ kWh} \quad (77)$$

An das Netz werden im ganzen Jahr nur

$$E_{total}^{GCP,out} = \sum_{t=1}^n p_t^{GCP,out} \cdot \Delta t = 100 \text{ kWh} \quad (78)$$

zurückgespeist. So kann abgeleitet werden, dass tatsächlich fast die gesamte erzeugte Energie aus der PV-Anlage zur Deckung des Eigenbedarfs herangezogen wird. Die Gesamtkosten für den Haushalt werden wie üblich bestimmt:

$$C_{egy} = E_{total}^{GCP,in} \cdot P_{egy} = 2752.36 \text{ kWh} \cdot 0.04 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 110\text{€} \quad (79)$$

$$C_{pwr} = \max(p_t^{GCP,in}) \cdot P_{pwr} = 1.87 \text{ kW} \cdot 32.4 \frac{\text{€}}{\text{kW}} = 61\text{€} \quad (80)$$

$$C_{DA} = \sum_{t=1}^n P_{DA,t} \cdot (p_{GCP,in,t} - p_{GCP,out,t}) = 90\text{€} \quad (81)$$

$$C_{System} = C_{EV} + C_{DA} + C_{egy} + C_{pwr} + C_{PV} + C_{SS} = 1129\text{€} \quad (82)$$

4.6 Kostenvergleich

Die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien werden nun einem Kostenvergleich unterzogen. Es bietet sich nun an, zwecks einer besseren visuellen Anschaulichkeit die Kostenkomponenten in einem Balkendiagramm darzustellen:

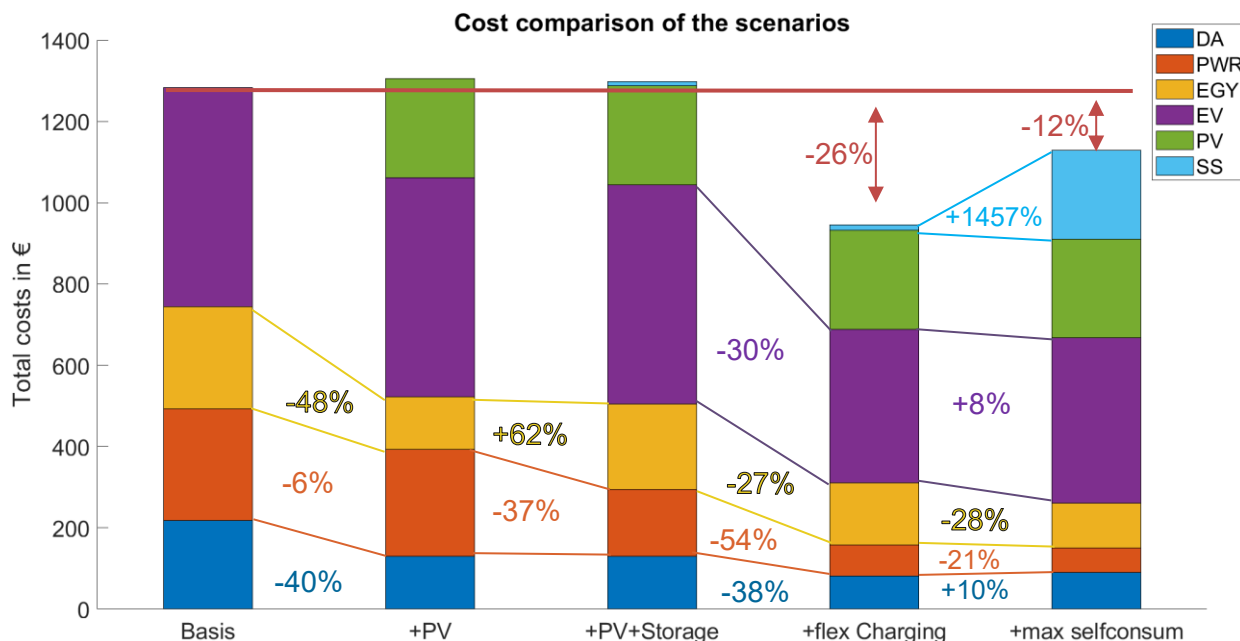


Abbildung 18: Kostenvergleich aller Szenarien

Die Investition einer PV-Anlage (Szenario „Basis+PV“) senkt die energiemengenbezogenen Kosten des Basisszenarios um 48%, also um mehr als 100€. Im Gegenzug müssen für diese Investition Betriebskosten der PV-Anlage in Kauf genommen werden.

Der zusätzliche Heimspeicher im dritten Szenario hat zur Folge, dass damit die leistungsbezogenen Kosten um 37% gesenkt werden können. Entsprechend Abbildung 4 werden mit der Methode „peak clipping“ durch Abruf von Energie aus dem Heimspeicher hohe Lastspitzen vermieden. Der Einsatz des Heimspeichers hat jedoch wiederum eine höhere Menge an Energiebezug vom Netz zur Folge.

Die intelligente Ladestation in Szenario 4 kann durch die flexibel gestalteten Ladezyklen alle Kostenkomponenten bis auf jener der PV-Anlage reduzieren. In diesem Szenario kommen zusätzlich zum „peak clipping“ die DSM-Methoden „load shifting“ und „valley filling“ zum Einsatz, was sich vor allem in der Reduktion von 54% der Leistungspreiskomponente zu Buche schlägt.

Legt der Haushalt zusätzlich einen besonderen Wert auf eine Maximierung seines Eigenverbrauchsanteils, so steigen wiederum die Betriebskosten der beiden Speicherelemente, da auf diese öfters zugegriffen werden muss, um dadurch die selbsterzeugte Sonnenenergie zwischenspeichern zu können.

Im Falle dessen, dass die Betriebskosten vernachlässigt werden, also dass rein die Kosten betrachtet werden, die am Ende des Jahres auf der Jahresabrechnung stehen, ist die Maximierung des Eigenverbrauchsanteils (Szenario 5) die kostengünstigste Option zur Betriebsweise. Sollen jedoch die Gesamtkosten betrachtet werden, müssen die Betriebskosten des Heimspeichers hinzugenommen werden. In diesem Fall stellt sich Szenario 4 („flex charging“) als das kostengünstigste Szenario heraus. In den beiden Szenarien „flex charging“ und „max selfconsum“ können im Vergleich zum Basisszenario 26% bzw. 12% der Kosten verringert werden.

4.7 Zweistufige Ladestrategie in Abhängigkeit vom EV-Speicherstand

Die Kostenanteile werden mit denselben Gleichungen wie zuvor in allen vorherigen Abschnitten bestimmt. Daher werden zur besseren Übersicht für dieses Szenario nur die Endergebnisse zusammengetragen und dargestellt.

Energieumsatz Elektrofahrzeug

Bis zu einem Grenzwert SOC_{flex}^{EV} von 50% wird das EV genutzt, um mit dessen Energie Lastspitzen abzufedern und damit die Kosten der Leistungskomponente (rot eingefärbt in Abbildung 22) zu senken. Ab diesem Grenzwert wird kaum mehr Energie - außer zum Zwecke der Fortbewegung - entnommen.

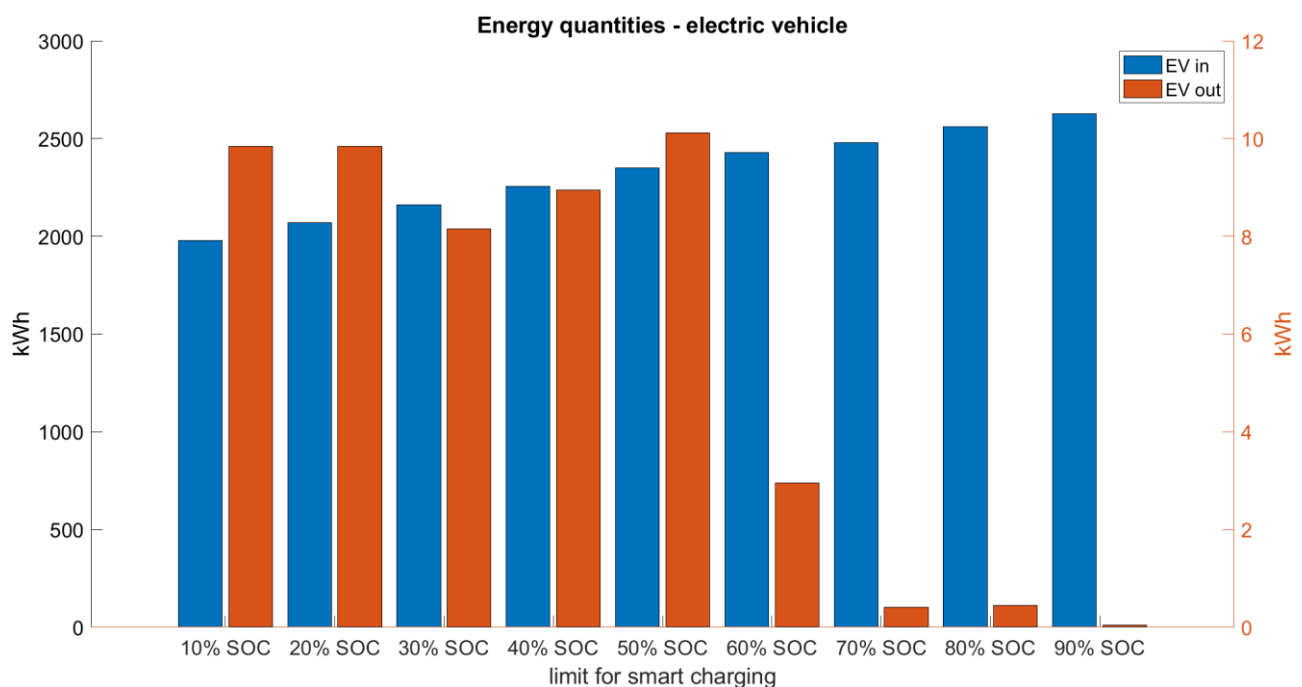


Abbildung 19: Energieumsatz EV in Abhängigkeit von SOC_{flex}^{EV}

Weiters ist in Abbildung 19 zu sehen, dass je kleiner der Optimierungsbereich wird – also der Bereich zwischen maximal möglichem Speicherstand SOC_{max}^{EV} und der flexiblen

Grenze SOC_{flex}^{EV} – umso mehr Energie $E_{total}^{EV,in}$ in das EV geladen werden muss, da deutlich öfters der Optimierungsbereich durch das Fahren des EV verlassen wird. Demzufolge steigen auch die in Abbildung 22 in violetter Farbe eingefärbten Betriebskosten des EV für höhere Werte von SOC_{flex}^{EV} .

Energieumsatz Heimspeichersystem

Für den Energieumsatz im Heimspeichersystem kann keine Abhängigkeit des Grenzwerts SOC_{flex}^{EV} ausgemacht werden. Die eingespeicherten und entladenen Energiemengen verändern sich nur geringfügig im Wertebereich von maximal 50 kWh.

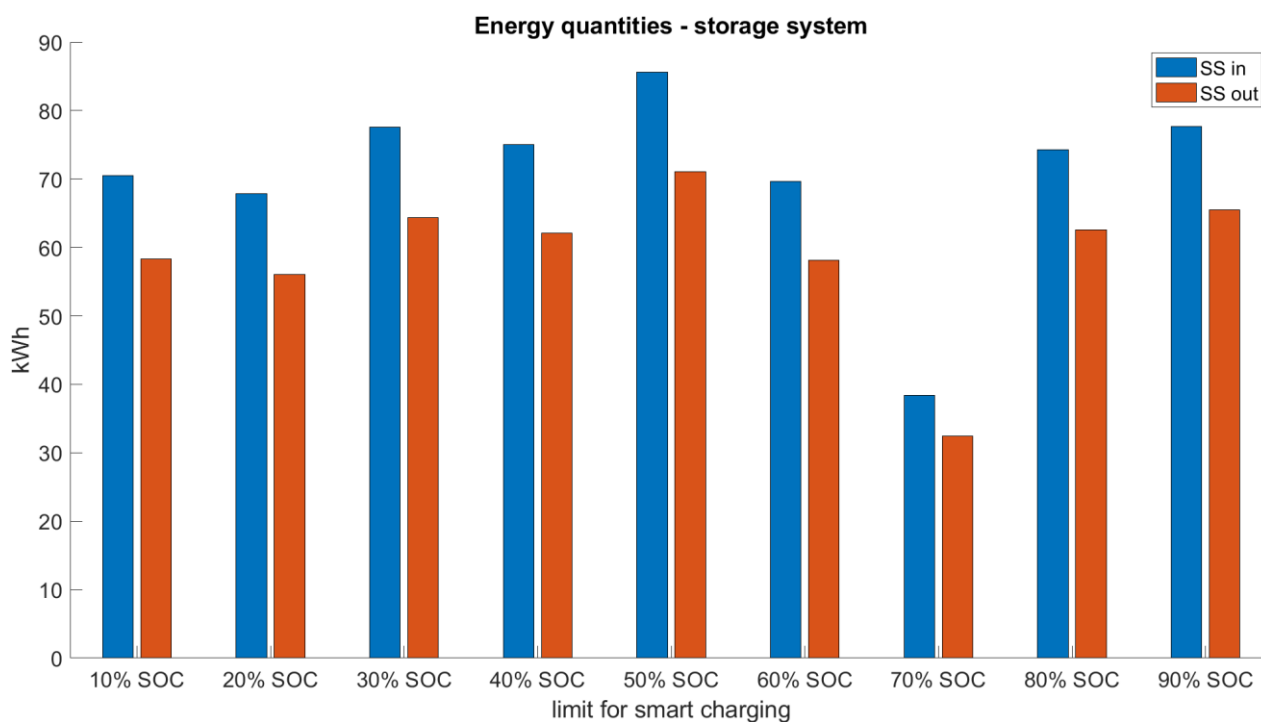


Abbildung 20: Energieumsatz SS in Abhängigkeit von SOC_{flex}^{EV}

Energieaustausch mit dem Netz

Die vom Netz bezogene Energiemenge steigt mit der Erhöhung von SOC_{flex}^{EV} aufgrund des erhöhten Ladebedarfs des EV. Die abgegebene Energiemenge ins Netz verändert sich dagegen in einem Bereich von ± 100 kWh nur geringfügig.

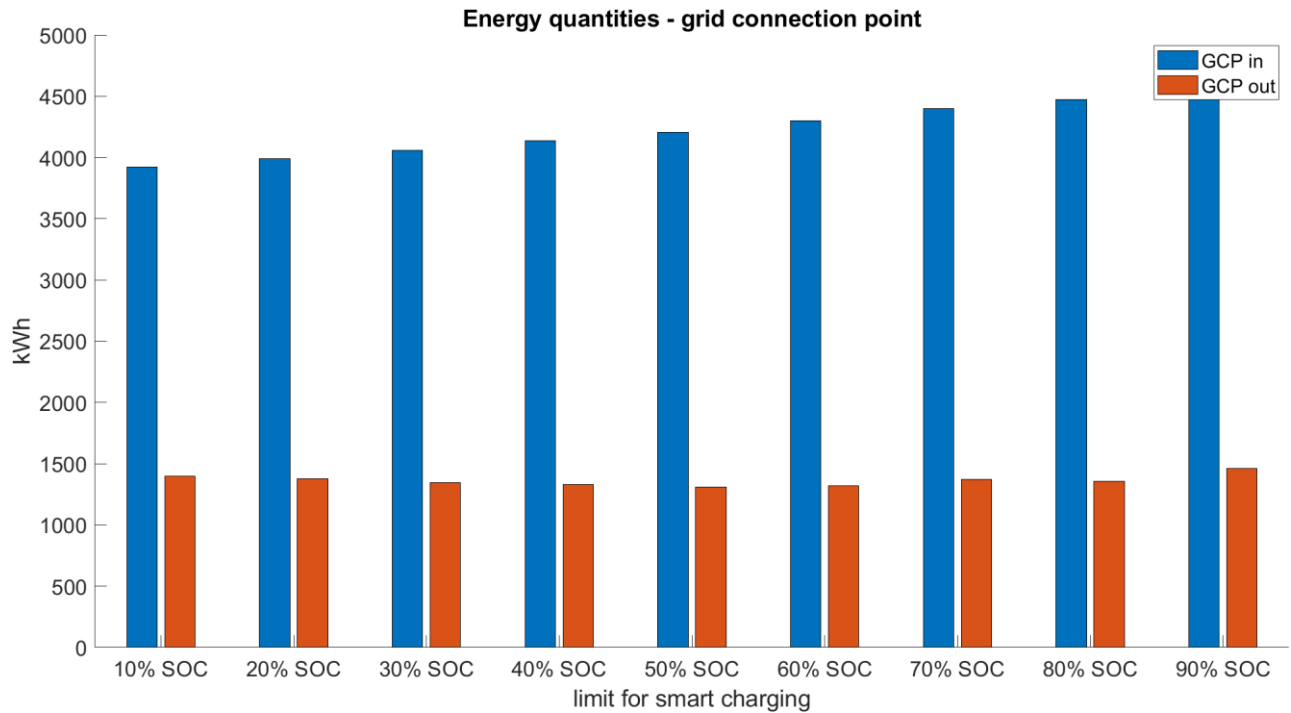


Abbildung 21: Energieumsatz GCP in Abhängigkeit von SOC_{flex}^{EV}

Gesamtkosten

Schlussendlich zeigt Abbildung 22 den Verlauf der Summe aller Kostenkomponenten in Abhängigkeit des Grenzwerts SOC_{flex}^{EV} . Wie bereits zuvor erwähnt, ändern sich die Betriebskosten des EV (in Violett dargestellt) sowie die Leistungspreiskomponente des Energiepreises (in Rot dargestellt) am stärksten durch eine Veränderung von SOC_{flex}^{EV} . Alle weiteren Kostenkomponenten verändern sich in einem gewissen Bereich nur marginal.

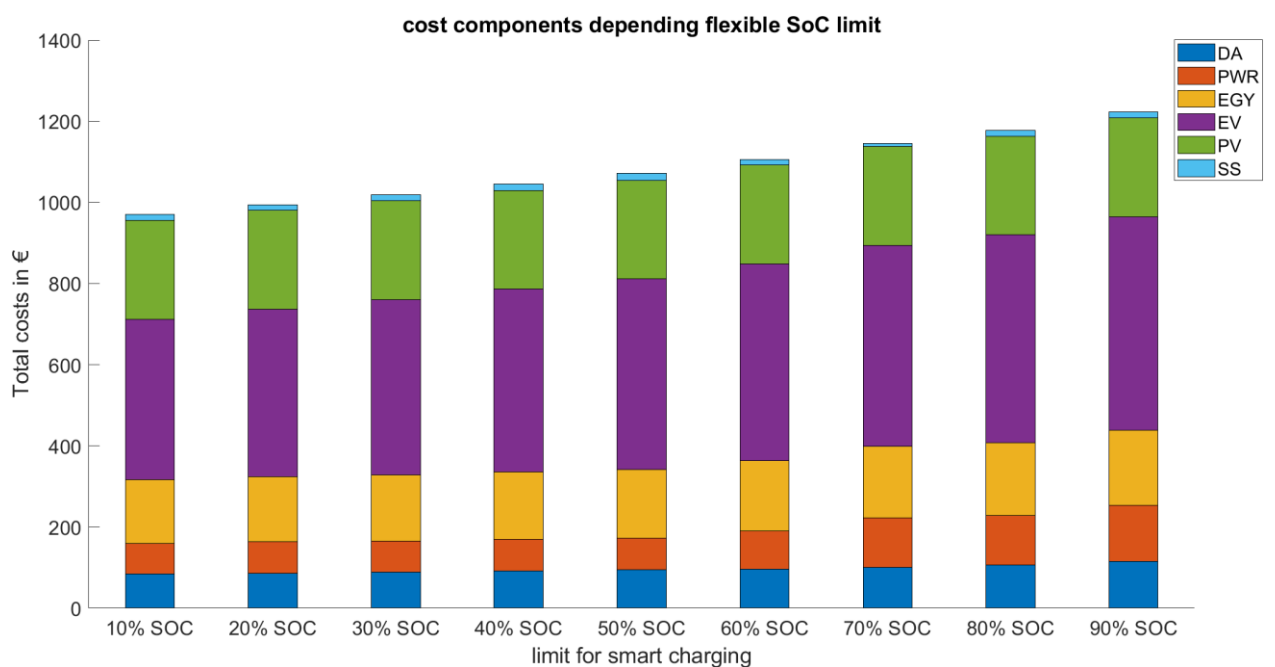


Abbildung 22: Gesamtkosten in Abhängigkeit von SOC_{flex}^{EV}

5 Sensitivitätsanalysen

In den folgenden Sensitivitätsanalysen sollen Auswirkungen von verschiedenen Parametervariationen untersucht beziehungsweise gezeigt werden. Zu Beginn wird eine Veränderung des Fahrzeugnutzungsverhalten betrachtet. Die für diese Analyse herangezogenen Nutzerprofile

1. „*Freetime Driver*“
2. „*Parttime Worker Driver*“

sind jene aus dem Kapitel Methodik. Es soll dabei untersucht werden, wie sich die Kostenparameter verändern, wenn das Mobilitätsverhalten der Haushaltsmitglieder ein anderes wäre.

Das erste Nutzungsprofil soll berücksichtigen, dass der Haushalt das Fahrzeug lediglich für private Fahrten (Einkauf, Ausflüge am Wochenende, etc...) verwendet. Dieses Verhalten trifft auf Personen zu, die zur Arbeit öffentlich pendeln. Vor allem aber auch in Zeiten wie im betrachteten Jahr 2020 (Stichwort Coronapandemie) ist dieser Fall allgegenwärtig, da viele Menschen ihre Arbeit von zuhause aus verrichtet haben. Die Durchführung der Analyse ist deshalb von großem Interesse, um zu sehen, welche Möglichkeiten der Ladestrategien sich ergeben, wenn das EV die meiste Zeit des Jahres im Haushalt verbleibt.

Das Nutzungsverhalten eines Teilzeitbeschäftigten wird abschließend berücksichtigt. Es kann als eine Mischung aus den beiden anderen Profilen „*Fulltime*“ und „*Freetime*“ angesehen werden. Einerseits beinhaltet es eine ähnlich zurückgelegte Distanz wie das Profil „*Fulltime*“ (Tabelle 1), und andererseits liegt die prozentuale Verteilung der EV-Verfügbarkeit im Haushalt zwischen „*Fulltime*“ und „*Freetime*“ (Abbildung 9).

Damit die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse und die Ergebnisse aus dem vorangegangenen Kapitel miteinander vergleichbar sind, werden dieselben Szenarien wie auch Eingangsparameter herangezogen. Einzig allein die Zeitreihendaten des EV-Verbrauchsprofils ändern sich. Diese Sensitivitätsanalyse könnte dem Haushalt weiterführende Informationen bringen hinsichtlich der Entscheidung, ob eine intelligente Ladestation auch noch wirtschaftlich sinnvoll betrieben werden kann, wenn das Fahr- und Nutzungsverhalten des EV sich zu einer bestimmten Zeit ändern sollte.

Ein weiterer Aspekt, der in diesem Kapitel untersucht werden soll, besteht darin, wie sich die Verhältnisse verändern, wenn effizientere bzw. langlebigere Batterien im EV eingebaut werden. Für die Berücksichtigung im physikalischen Modell bedeutet dies, dass die Speicherkosten des EV, die sogenannten „*Levelized Costs of Storage*“ $LCOS_{EV}$, verringert werden. Diese Analysen werden hier nur für diejenigen Szenarien durchgeführt, in denen das Laden und Entladen des EV jederzeit flexibel möglich ist.

Ebenso soll auch auf die Möglichkeit eingegangen werden, dass der Haushalt weder in kein Heimspeichersystem noch in eine leistungsstärkere Ladesäule investiert hat.

Der Abschluss der Sensitivitätsanalyse schlägt die Brücke zu aktuellen Ereignissen aus dem Jahr 2022. Aufgrund der knappen Gaslieferungen aus Russland und des dadurch entstandenen Anstiegs des Gaspreises ist auch der Strompreis drastisch angestiegen: denn der Strompreis an der Börse und daher auch am Day-Ahead Markt richtet sich nach dem teuersten produzierenden Kraftwerk der Merit-Order – dem Gaskraftwerk. Im sogenannten Day-Ahead-Markt stieg der Preis für eine Megawattstunde Strom von etwa 240 auf mehr als 500 Euro. Das entspricht 50 Cent pro Kilowattstunde [42].

5.1 Variation des Fahrverhaltens

Die Veränderung des Fahrverhaltens soll im nächsten Abschnitt näher betrachtet werden. Zu diesem Zweck werden die Zeitreihendaten der Fahrprofile „*Freetime Driver*“ und „*Parttime Worker Driver*“ dem Modell für die Szenarien 3,4 und 5 aus dem Abschnitt 3.4 zugeführt. Zum besseren Verständnis wird in den folgenden Abbildungen und Tabellen die Namensgebung für die Szenarien wie folgt verwendet:

- Szenario 3: → „*nonflex EV*“
- Szenario 4: → „*flex EV*“
- Szenario 5 → „*max selfconsum*“

	nonflex EV			flex EV			max selfconsum		
	$E_{total}^{EV,in}$ [kWh]	$E_{total}^{EV,out}$ [kWh]	$E_{total}^{GCP,in}$ [kWh]	$E_{total}^{EV,in}$ [kWh]	$E_{total}^{EV,out}$ [kWh]	$E_{total}^{GCP,in}$ [kWh]	$E_{total}^{EV,in}$ [kWh]	$E_{total}^{EV,out}$ [kWh]	$E_{total}^{GCP,in}$ [kWh]
Full-time	2698	0	5243	1884	11	3852	2033	106	2752
Freetime	1749	0	4267	885	23	3071	1406	407	1838
Part-time	2762	0	5214	1961	17	3830	2045	55	2808

Tabelle 2: Vergleich des Fahrverhaltens bezüglich Energiemengen

Die beiden Fahrprofile „*Fulltime*“ und „*Parttime*“, welche das Pendeln mit dem EV zur Arbeit berücksichtigen, ergeben nach den Ergebnissen aus Tabelle 2 in einem Schwankungsbereich von +/- 60 kWh sehr ähnliche Ergebnisse. Daraus lässt sich ableiten, dass sich nach Anwenden dieses Optimierungsmodells keine großen Kostenvorteile (siehe Ab-

bildung 23) ergeben für den teilzeitbeschäftigten Fahrzeughalter, der zwar um 10% seltener mit dem Fahrzeug ausfährt als der Vollzeitbeschäftigte, der aber doch in Summe auf eine etwas höhere zurückgelegte Distanz im Jahr kommt. Somit überwiegt in diesem konkreten Fall die zurückgelegte Distanz der EV-Verfügbarkeit im Haushalt.

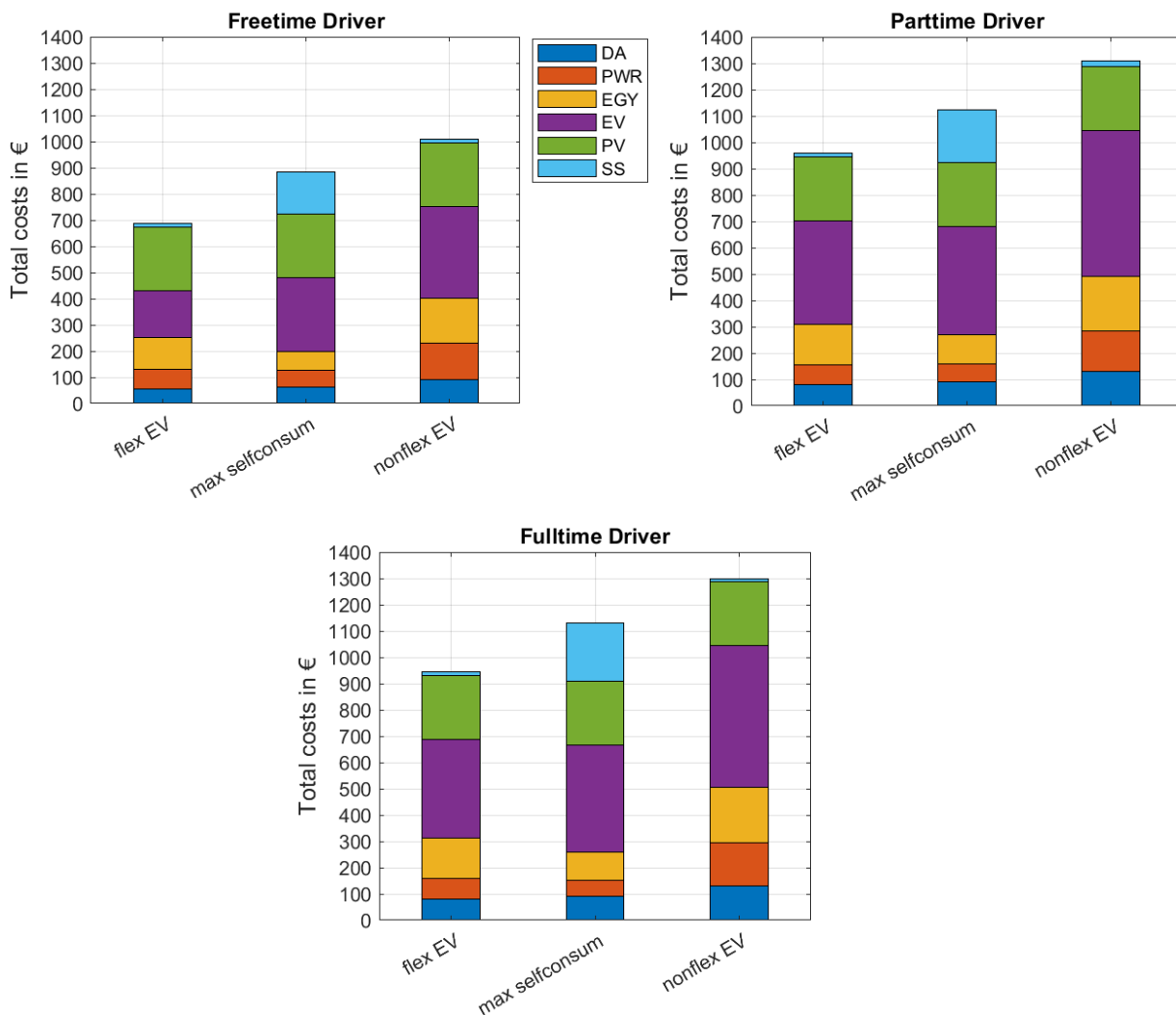


Abbildung 23: Vergleich der Kosten der verschiedenen Fahrzeugnutzertypen

Die Vorteile der erhöhten EV-Verfügbarkeit, die der Fahrtyp „Freetime Driver“ mit sich bringt, wird im Szenario der Eigenverbrauchsmaximierung sehr deutlich sichtbar. In diesem Fall kann der Energiebezug aus dem Netz am besten minimiert werden. Im Vergleich der drei Fahrverhalten im kostenoptimalsten Szenario („flex EV“) beträgt die Kostensparnis für den öffentlichen Pendler ungefähr 272€. Ob sich für den öffentlichen Pendler eine intelligente Ladestation lohnt im Hinblick auf die nichtberücksichtigten Kosten für den öffentlichen Verkehr, sei aber dahingestellt.

Aufgrund dessen, dass sich die Fahrtypen „*Fulltime*“ und „*Parttime*“ sehr stark in ihren Ergebnissen ähneln, wird in den kommenden Sensitivitätsanalysen nur zwischen den Typen „*Fulltime*“ und „*Freetime*“ unterschieden.

5.2 Variation der EV Speicherkosten

Szenario des komplett flexiblen Ladens

Mit Verringerung der Speicherkosten $LCOS_{EV}$ wird im Vergleich zum ursprünglichen Fall aus dem vorigen Kapitel viel mehr Energie im EV gespeichert, und auch deutlich öfter Energie aus dem EV abgerufen (Abbildung 24).

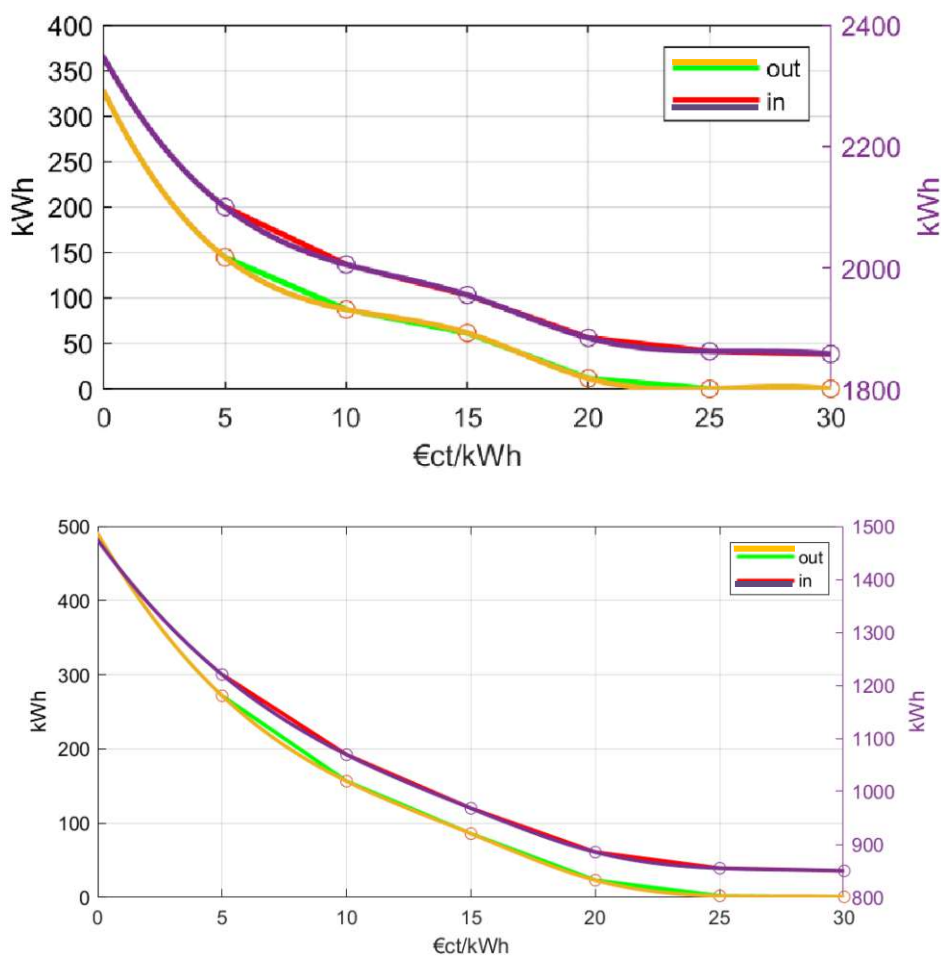


Abbildung 24: Leistungsmengen des EV, oben: Profil Fulltime unten: Profil Freetime

Steigen dagegen die Speicherkosten, so wird deutlich sichtbar, dass sich die eingespeicherte Energiemenge der aufzuwendenden Energiemenge nähert, die das jeweilige Fahrprofil aufweist. In anderen Worten: es wird nur so viel Energie eingespeichert, um gerade noch den Mobilitätsbedarf abzudecken. Zu einem anderen Zweck wird aus dem EV keine Energie entnommen.

Beim Vergleich der Kostenkomponenten bei Variierung von $LCOS_{EV}$ (Abbildung 26) fällt auf, dass die Senkung der Gesamtkosten fast zur Gänze durch die Minderung der Betriebskosten und der Leistungspreiskomponente bewirkt werden. Das kann grafisch sehr gut nachvollzogen werden. Die Gesamtkosten fallen in etwa linear in Abhängigkeit von $LCOS_{EV}$. Das Optimierungsprogramm nutzt die verringerten Speicherkosten, um mehr „hauseigene“ Energie aus der PV-Anlage einzuspeichern, um damit eine geringere maximale Momentanleistung zu bewirken. Abbildung 25 zeigt das.

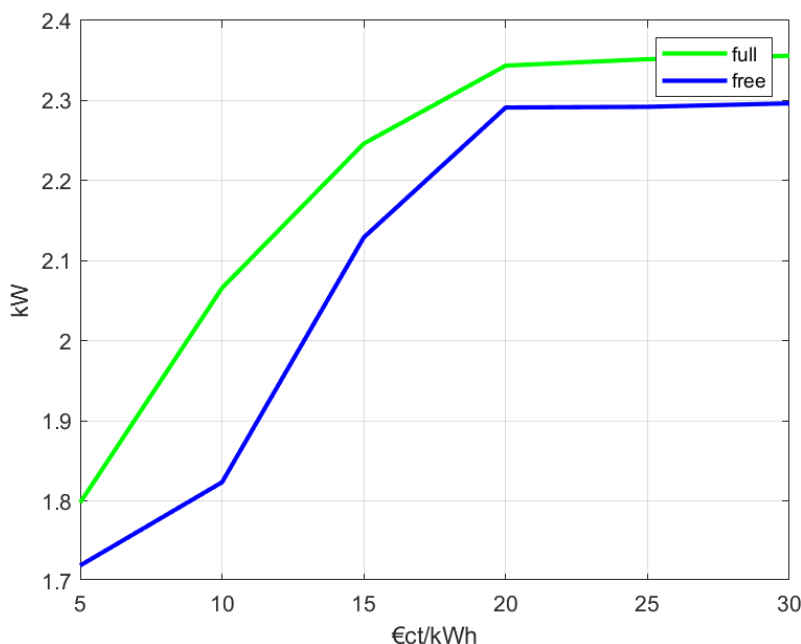
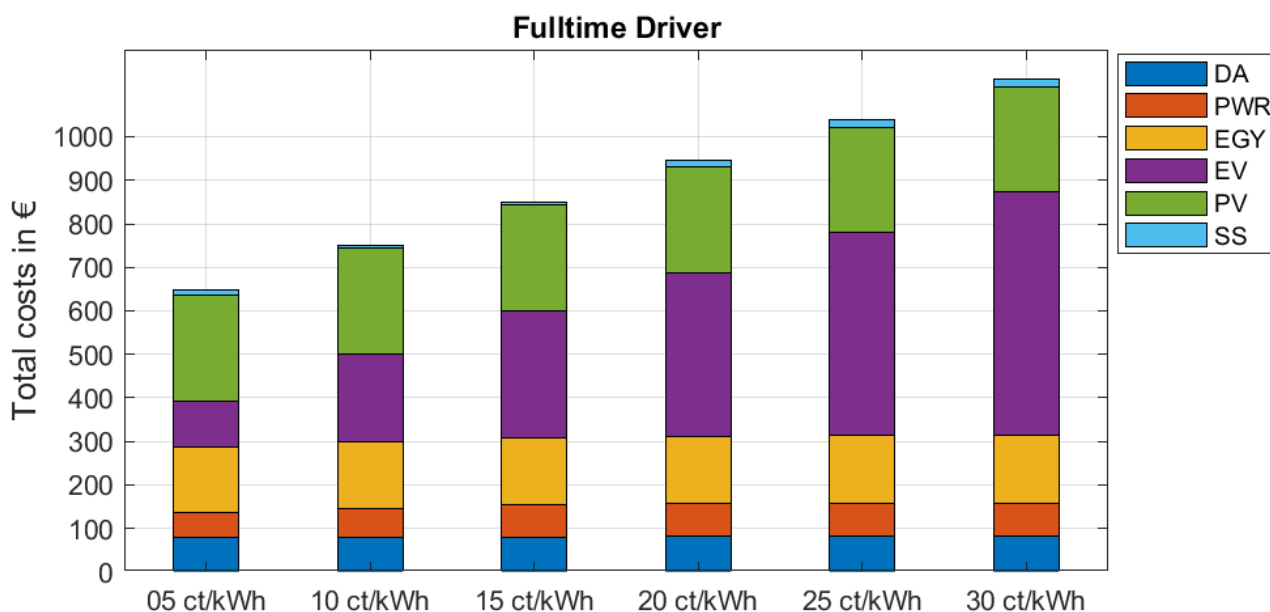


Abbildung 25: Verlauf der maximalen Momentanleistung

Außerdem ist in Abbildung 25 zu sehen, dass beim Maximalwert der Momentanleistung ein Plateau erreicht wird. Diese Begrenzung bewirkt das Heimspeichersystem, was gut in Abbildung 26 zu sehen ist. Bei Erhöhung der Speicherkosten größer 20 ct/kWh steigen die Betriebskosten des Heimspeichersystems, welches für die Spitzenlastdeckung sorgt.



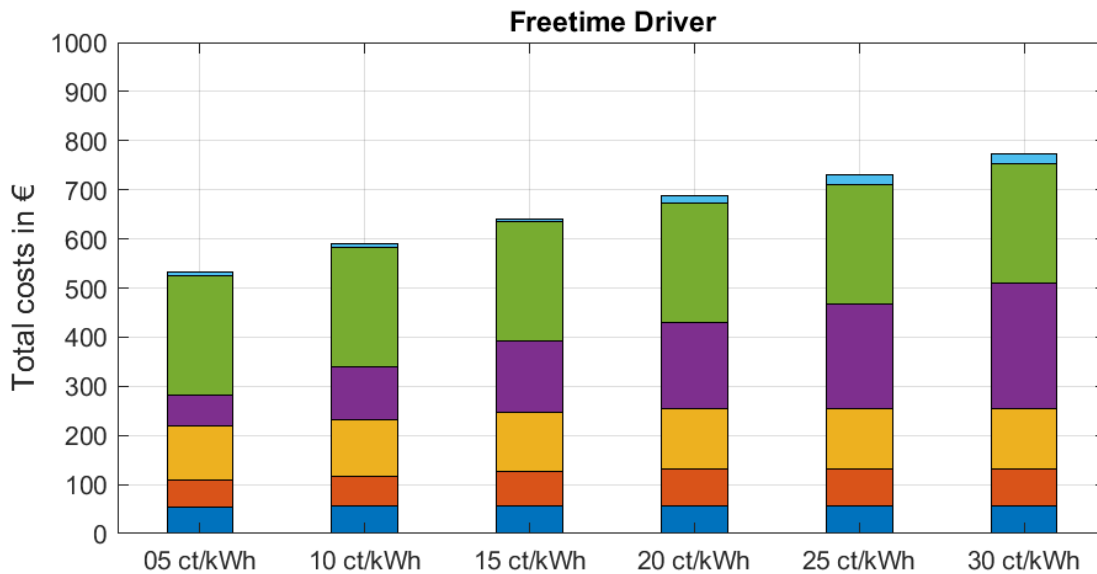


Abbildung 26: Vergleich der Kostenparameter bei Veränderung der LCOS

Die Day-Ahead Kosten sinken mit Verringerung von $LCOS_{EV}$ nur in geringen Ausmaßen. Das bedeutet, dass zwar doch mehr Energie vom EV zurück ins Netz fließt, jedoch nur sehr selten.

Eine weitere Auswirkung hat die Verringerung der Speicherkosten auf die Verwendung des Heimspeichersystems. Im vorigen Kapitel waren die Speicherkosten der beiden Batterien noch als gleich angenommen worden. Da nun die EV-Batterie geringere Speicherkosten besitzt, wird das Heimspeichersystem auch seltener abgerufen. Die EV-Batterie ist in diesem Fall die günstigere Speicherungsmöglichkeit.

Abschließend kann gesagt werden, dass sich die Verbesserung der EV-Batterie (Verringerung von $LCOS_{EV}$) beim Vollzeitbeschäftigten in stärkerem Maße auswirkt. Und zwar aufgrund der Tatsache, dass beim Vollzeitbeschäftigten durch den höheren Mobilitätsbedarf die EV-Batterie öfters entladen wird.

5.3 Haushalt ohne Heimspeichersystem

Für den Fall, dass sich der Haushalt gegen ein Heimspeichersystem entscheidet, sollen in diesem Abschnitt, wie bereits öfters in dieser Diplomarbeit, die Folgen auf die Gesamtkosten des Haushalts untersucht werden.

Szenario des komplett flexiblen Ladens

In den vorigen Simulationen kam das Heimspeichersystem in der Optimierung vor allem zur Spitzenlastdeckung zum Einsatz. Dass nun diese Aufgabe das EV vollkommen übernimmt, ist wohl die naheliegendste Lösung. Der Optimierungsalgorithmus führt jedoch in dieser Hinsicht zu einem anderen Ergebnis bzw. zu einer anderen Lösung. Um nun den

Mobilitätsbedarf zu decken, werden die Ladezyklen des EV großteils zu Zeiten durchgeführt, in denen der Day-Ahead Spotmarktpreis gering ist (Nacht- und Frühzeiten). An Tagen, an denen die Grundhaushaltlast geringer ausfällt und das EV zudem auch verfügbar ist, wird das EV mit Sonnenenergie geladen.

Die Spitzenlastdeckung wird in beiden Fällen für den Fahrtyp „*fulltime*“ und „*freetime*“ nicht durchgeführt. Beim „*Fulltime*“ Fahrzeugnutzer ist das EV zu selten in Zeiten der PV-Erzeugung im Haushalt verfügbar, um damit Energie zwischenspeichern zu können. Die Zwischenspeicherung im EV beim „*freetime*“ Fahrzeugnutzer zum Zwecke der Spitzenlastdeckung ist nach Simulationsberechnung kostspieliger (Speicher- bzw. Betriebskosten) als die damit mögliche Leistungseinsparung. In beiden Fällen wird die überschüssige Energie aus der PV-Erzeugung direkt ins Netz eingespeist.

Szenario Eigenverbrauchsmaximierung

Bei der Eigenverbrauchsmaximierung wird die Zwischenspeicherung der PV-Energie erzwungen. Im Vergleich der maximalen bezogenen Momentanleistung aus dem Netz fällt auf, dass diese gleich groß ist wie im vorherigen Szenario „*flex EV*“.

Es wird zwar nun die Arbeitspreiskomponente stark gesenkt, jedoch erhöhen sich durch die Zwischenspeicherung die Betriebskosten des EVs. Die Tabelle 3 zeigt den Vergleich der Kosten aller untersuchten Szenarien zusammengefasst:

	Mit Heimspeicher				Ohne Heimspeicher			
	flex EV		max selfconsum		flex EV		max selfconsum	
	C_{System} [€]	$E_{total}^{GCP,in}$ [kWh]	C_{System} [€]	$E_{total}^{GCP,in}$ [kWh]	C_{System} [€]	$E_{total}^{GCP,in}$ [kWh]	C_{System} [€]	$E_{total}^{GCP,in}$ [kWh]
Fulltime	945	3852	1129	2752	1008	3910	1041	3614
Freetime	686	3071	884	1838	749	3135	937	1976

Tabelle 3: Kostenvergleich bei Betrieb mit und ohne Heimspeichersystem

Aus den Ergebnissen von Tabelle 3 geht hervor, dass der Kostenvorteil bei Einsatz von einem zusätzlichen Heimspeicher in einem Bereich von unter 100€ in diesem einen betrachteten Jahr beträgt. Im Szenario der Eigenverbrauchsmaximierung bei einem vollzeitbeschäftigten privaten Pendler ist es sogar in diesem einen Jahr kostengünstiger, seinen Haushalt ohne Heimspeicher zu betreiben.

5.4 Erhöhung der maximalen Ladeleistung

Die Frage nach der wirtschaftlichen Sinnhaftigkeit der Anschaffung einer noch leistungsstärkeren Ladesäule soll in diesem Abschnitt beantwortet werden. Angenommen wird nun eine maximale mögliche Ladeleistung von 11 kW anstatt den bisherigen 3.7 kW. Alle anderen Annahmen bleiben dagegen gleich.

Szenario des komplett flexiblen Ladens

Für den Fall des Fahrzeugnutzertyps „*Fulltime*“ beträgt die maximale momentane Ladeleistung im betrachteten Jahr

$$p_{max}^{EV,in} = 4.12 \text{ kW}. \quad (83)$$

Die berechneten Gesamtkosten ergibt das exakt gleiche Ergebnis wie in Kapitel 3 von

$$C_{System} = 945 \text{ €}. \quad (84)$$

Auch beim Typ „*Freetime*“ ist die maximale momentane Ladeleistung des EV mit

$$p_{max}^{EV,in} = 4.08 \text{ kW} \quad (85)$$

nicht viel höher als die zuvor angenommen 3.7 kW. Eine Kostenersparnis ergibt sich dadurch ebenfalls nicht. Die Mehrkosten aus dem höheren Leistungsbezug werden im Gegenzug bei den Betriebskosten des Fahrzeugs und der Spotmarktkosten eingespart.

Szenario Eigenverbrauchsmaximierung

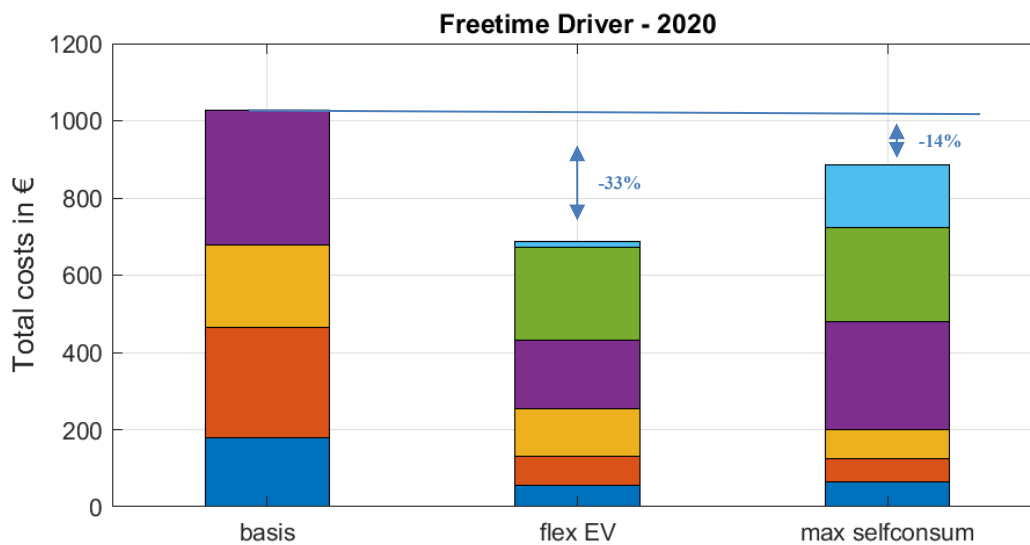
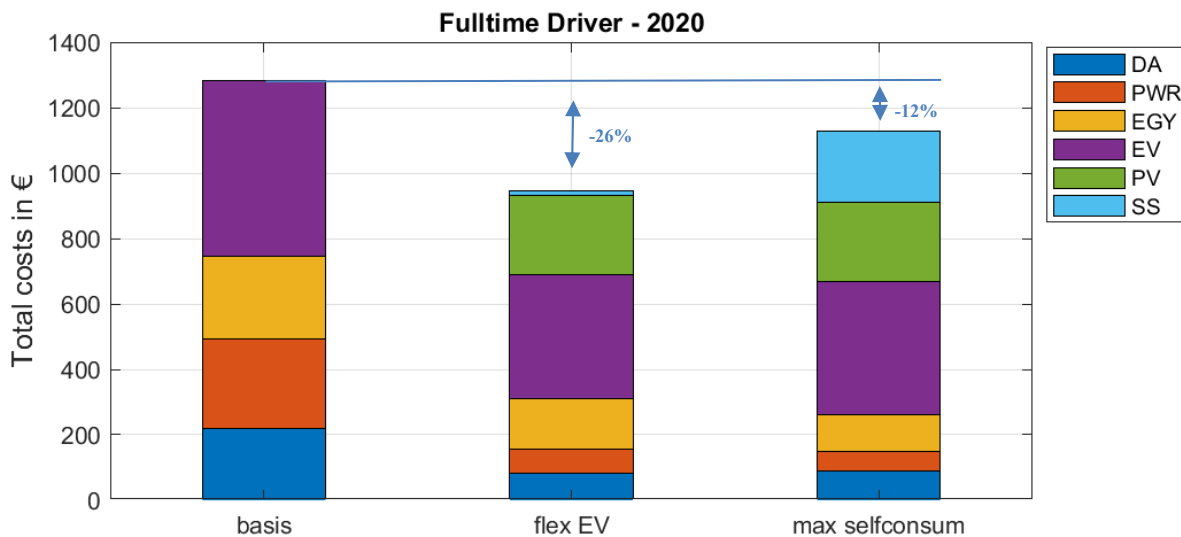
Erst im Falle der Eigenverbrauchsmaximierung wird in gewissen Zeiten die maximal mögliche Ladeleistung von 11 kW erreicht. Eine Kostenersparnis ergibt sich in diesem Fall jedoch nicht. Die Kosten erhöhen sich marginal um 20€. Dagegen kann mit der erhöhten Ladeleistung der Netzbezug im Vergleich um weitere 20 kWh reduziert werden.

Aufgrund der Simulationsergebnisse kann gefolgert werden, dass die Ladesäule mit einer Leistung von 3.7 kW für dieses betrachtete Jahr vollkommen ausreichend ist. Eine Erhöhung der Ladeleistung führt zu keiner Ersparnis für den Haushalt.

5.5 Strompreise für das Jahr 2022

Da die Daten von der „*ENTSO-E Transparency Platform*“ [37] nur bis zum aktuellen Tag abrufbar sind, werden die restlichen Strompreisdaten für den Zeitraum Oktober bis Dezember vom Jahr 2021 verwendet und diese dann auf das durchschnittliche Preisniveau von 2022 aufgerechnet.

Die enorme Preissteigerung im Jahr 2022 (der durchschnittliche Day-Ahead Preis steigt um circa 700% im Vergleich zum Jahr 2020) hat zur Folge, dass auch die absoluten Gesamtkosten steigen. Interessant ist dabei zu sehen, dass die relativen Einsparungen, welche die sinnvoll eingesetzten DSM-Methoden (intelligente Ladesteuerung und Eigenverbrauchsmaximierung) mit sich bringen, im Jahr 2022 voraussichtlich ebenso höher ausfallen werden als zwei Jahre zuvor. Folgende Abbildung soll dies verdeutlichen.



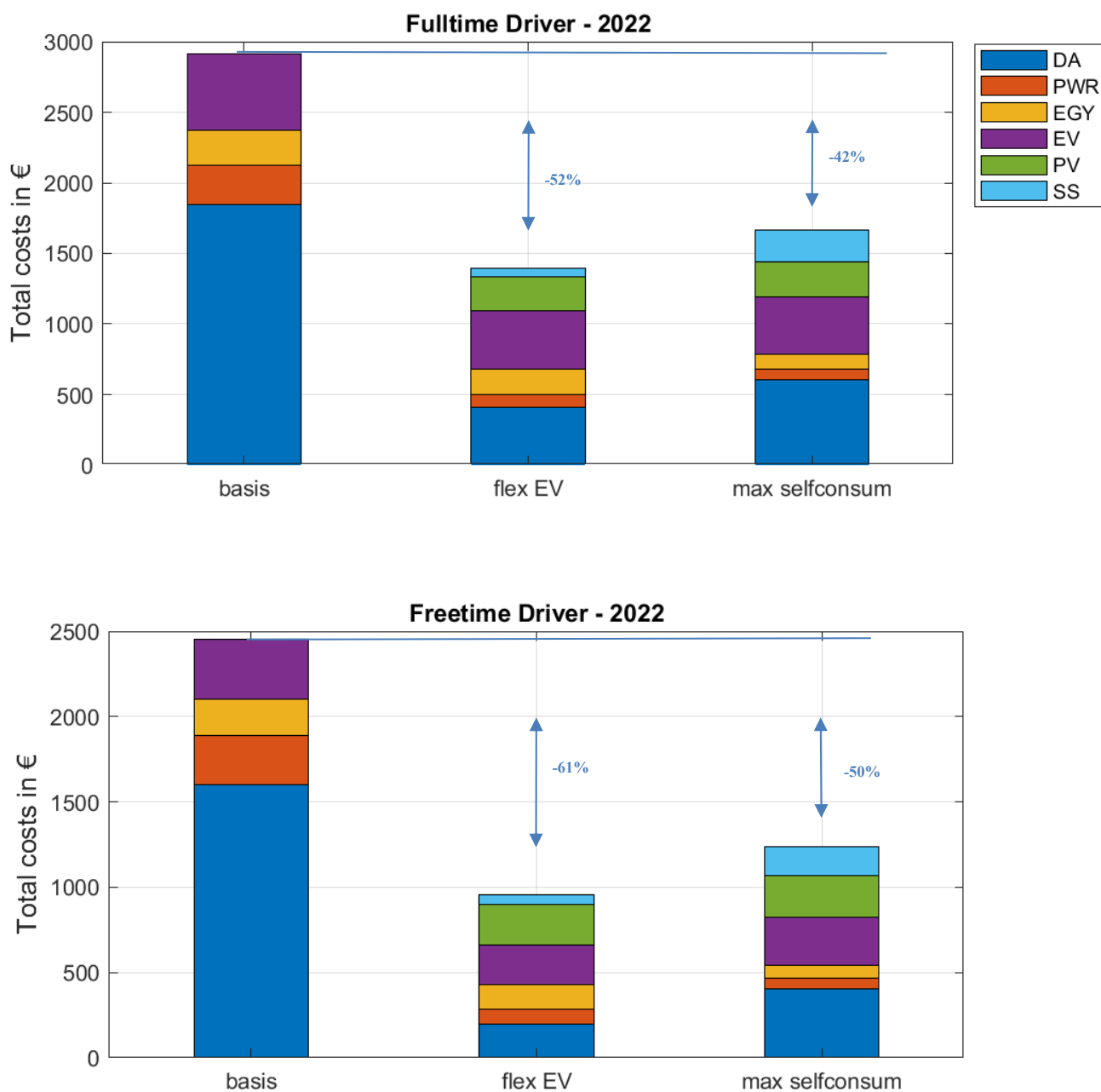


Abbildung 27: Kostenvergleich mit verschiedenen Day-Ahead Preisen

Vor allem beim Freizeitfahrzeugnutzer sind die relativen Einsparungen groß. Es wird im Vergleich zum Jahr 2020 auch mehr zwischengespeicherte Energie aus Fahrzeug und Heimspeicher zurück ans Netz gespeist.

Im Allgemeinen wird bei den Strompreisen im Jahr 2022 mehr Energie in den zwei Speichern eingespeichert (Tabelle 4). Aufgrund der höheren maximalen Preisspanne von

$$\max(P_t^{DA,22}) - \min(P_t^{DA,22}) = 1.2 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (86)$$

ist es nun wirtschaftlicher, Energie zwischenzuspeichern und dabei die Speicherkosten in Kauf zu nehmen, um sie später in Zeiten eines höheren Day-Ahead Preises wieder zu verkaufen. Dieses Vorgehen war im Jahr 2020 bei einer maximalen Preisspanne von

$$\max(P_t^{DA,20}) - \min(P_t^{DA,20}) = 0.2 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (87)$$

nicht ökonomisch, wenn bedacht wird, dass in diesem Fall sogar die maximal mögliche Preisspanne sowie die Speicherkosten *LCOS* gleich groß sind.

	DayAhead Preise 2020				DayAhead Preise 2022			
	flex EV		max selfconsum		flex EV		max selfconsum	
	$E_{total}^{EV,out}$ [kWh]	$E_{total}^{SS,out}$ [kWh]	$E_{total}^{EV,out}$ [kWh]	$E_{total}^{SS,out}$ [kWh]	$E_{total}^{EV,out}$ [kWh]	$E_{total}^{SS,out}$ [kWh]	$E_{total}^{EV,out}$ [kWh]	$E_{total}^{SS,out}$ [kWh]
Fulltime	11	59	106	912	111	217	106	936
Freetime	23	55	407	661	196	205	412	694

Tabelle 4: Vergleich der Speicherenergiemengen bei verschiedenen Day-Ahead Preisen

6 Schlussfolgerungen und Ausblick

6.1 Diskussion der Ergebnisse

In dieser Arbeit wird ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell vorgestellt, das zum Zweck der Systemkostenanalyse auf einen privaten Haushalt angewendet wird. Im Speziellen wird dabei das Hauptaugenmerk auf die Einsparungsmöglichkeiten der im Haushalt befindlichen intelligenten Ladesäule für ein EV gelegt. So sollen die in der Einleitung deklarierten Fragen beantwortet werden.

Es wird zunächst von einem Basisszenario ausgegangen, in dem eine Ladestation betrachtet wird, bei der kein flexibles Lademanagement möglich ist. Durch Vergleich der Ergebnisse des Basisszenarios kann die Frage beantwortet werden:

„Welches finanzielles Einsparungspotential bieten intelligente Ladesäulen bei privaten Haushalten?“

Die Ergebnisse der Szenarien „flex charging“ bzw. „max selfconsum“ zeigen, dass im Vergleich zum Basisszenario eine **Ersparnis** von **einem Viertel** bzw. **von einem Achtel** der ursprünglichen Kosten erreicht werden kann.

Für den Fall, dass aktuelle Energiepreise aus dem Jahr 2022 herangezogen werden, können sogar bis zu **50% bzw. 60%** (bei entsprechend geringer Fahrzeugnutzung) der **Kosten eingespart** werden. Das bedeutet, dass bei **höheren Energiepreisen** das **Einsparungspotential deutlich höher** ist.

Zur Beantwortung der Frage

„Welche Effekte bewirken die möglichen Kosteneinsparungen?“

müssen die Kostenkomponenten näher betrachtet werden.

Die zu erwarteten Effekte „**peak-shaving**“ und „**load-shifting**“, die bereits aus dem Kapitel 2.2 bekannt sind, treten bei den Simulationsergebnissen in dieser Diplomarbeit ebenfalls auf.

Einen Teil der Einsparungen werden durch „**peak-shaving**“ der Haushaltslast erzielt. Durch gezielte Entladungen der Heimspeicher- und EV-Batterie können Lastspitzen verringert werden; und somit sinkt in der Gesamtkostenbetrachtung die Leistungspreiskomponente.

Das Verschieben von Ladezyklen des EVs („**load-shifting**“) zu Zeiten hoher PV-Erzeugung (abhängig je nach EV-Verfügbarkeit im System) oder in Nacht- bzw. Frühstunden (bei geringeren Day-Ahead Preis) bringt eine Senkung der Arbeitspreiskomponente.

Der Verkauf von zwischengespeicherter Energie aus PV-Erzeugung zurück ans Netz, was im ersten Moment logisch erscheint, wird erst genutzt, wenn die erzielbare Gewinnspanne

höher ausfällt als die anfallenden Speicherkosten zur Zwischenspeicherung. Sollte nach Abdeckung der Haushaltslast noch Energie aus PV-Erzeugung übrig sein, wird diese direkt ohne Umweg (das bedeutet auch ohne zusätzliche Speicherkosten) ans Netz verkauft.

Eine wesentliche Rolle zum Erreichen der Einsparungen trägt die Regulierung der Ladeleistung des EV bei. So wird in den kostenoptimalsten Szenarien gerade so viel Leistung zum Laden verwendet, um den Mobilitätsbedarf zu decken. Somit können die **Betriebskosten des EV um 30%** gegenüber dem Basisszenario gesenkt werden. Die Sensitivitätsanalyse bezüglich der maximalen Ladestationsleistung unterstreicht dies: eine leistungsstärkere Ladestation bringt keine weitere Ersparnis für den Haushalt. Das bedeutet, dass die gesteuerten Ladezeiten mit geringerer Leistung für die betrachtete Fahrzeugnutzung vollkommen ausreichend sind. Es besteht für den Haushalt kein Bedarf an Schnellladestationen.

Die Untersuchung der **zweistufigen Ladestrategie**, welche vom Speicherstand der EV-Batterie abhängt, ergibt, dass die **Betriebskostenkomponente des EV** und die **Leistungspreiskomponente** jene Anteile sind, welche bei Erhöhung der Ladebereichsgrenze die **größte Veränderung** erfahren. Dies ist für die Betriebskosten des EV nicht überraschend, denn mit der Verkleinerung des optimierbaren Ladebereichs befindet sich der Speicherstand des EV öfters im „unflexiblen“ Bereich, in welchem mit maximaler Leistung geladen wird. Die Energie der EV-Batterie wird daher ab jenem Zeitpunkt, an dem der Optimierungsbereich nur noch in der Hälfte des ursprünglichen Bereichs liegt, zur Lastspitzendeckung „*peak-shavings*“ nicht mehr verwendet. Überraschend dabei ist, dass das Heimspeichersystem diese Aufgabe nicht übernimmt, obwohl deren Lade- und Entlademodus jederzeit flexibel nutzbar ist.

In einem weiteren Schritt werden die Szenarien in der Sensitivitätsanalyse für verschiedene Fahrzeugnutzungstypen simuliert. Somit kann nach damit die Frage beantwortet werden:

„Wie wirkt sich das Nutzungsverhalten des Elektrofahrzeugs auf die Nutzung der intelligenten Ladesäule aus?“

In einer ersten Annahme erscheint beim „*freetime*“ Nutzertyp die vermehrte Einspeicherung von PV-Energie aufgrund der höheren Verfügbarkeit als logische Konsequenz. Jedoch wird in der Sensitivitätsanalyse gezeigt, dass die höhere EV-Verfügbarkeit im Haushalt bezüglich einer Kostenersparnis oder der Nutzung des EV als Speicher keinen wesentlichen Vorteil bringt. Die zurückgelegte Distanz ist in diesem Fall ausschlaggebend.

Der Punkt, in dem sich die Erwartungen mit den Ergebnissen decken, ist der, dass sich klarerweise niedrigere Gesamtkosten für den Haushalt ergeben aufgrund des geringeren Mobilitätsbedarf gegenüber dem vollzeitbeschäftigten Fahrzeugnutzers.

Ist sowohl eine hohe Verfügbarkeit als auch eine geringerer Mobilitätsbedarf gegeben, wie beispielsweise beim Fahrtyp „*freetime*“, so ergeben sich beim Szenario der Eigenverbrauchsmaximierung deutliche Vorteile gegenüber dem Fahrtyp „*fulltime*“. Aufgrund der viel höheren EV-Verfügbarkeit beim Fahrtyp „*freetime*“ kann ein größerer Teil der erzeugten PV-Erzeugung zwischengespeichert werden, um den Energiebezug vom Netz um **ein Drittel** zu reduzieren.

6.2 Ausblick

Ein Problem, welches dabei entstehen kann, wenn angenommen alle EV-Nutzer zum Zweck der Energiekostenreduzierung in ihrem Sinne ihr EV laden, ergibt sich dadurch, dass in diesem Fall viele Ladezyklen wieder in denselben Zeitraum fallen und, wie in der Einleitung angemerkt, Spitzenlastzeiten sich ergeben, welche das Netz stark belasten. Das bedeutet, dass ein Mittelweg gefunden werden muss zwischen Lademanagement mit der Orientierung auf Benutzeroptimum und Systemoptimum. Es ist klar, dass nicht in jede Richtung bis zum Maximum hin optimiert werden kann. Dies könnte zu mehrstufigen Ladestrategien führen, welche für zukünftige Betrachtungen interessant zu untersuchen sind: solche können ähnlich aufgebaut sein wie die zweistufige Ladestrategie in Abhängigkeit des EV-Speicherstands (wie in dieser Diplomarbeit aufgezeigt wurde).

Denn eine Berücksichtigung eines zweigeteilten Energiepreistarifs kann dazu beitragen, dass einerseits das System (Netz) und andererseits auch die Endkunden Vorteile aus dem intelligenten Lademanagement erhalten. So kann ein günstigerer Energiepreis bei gleichzeitiger Vorgabe der Lade- oder Entladeleistung von Seiten des Netzbetreibers einen finanziellen Anreiz für Haushalte bieten. Dies verbessert in erster Linie die Zuverlässigkeit des Netzes, da es seltener zu Netzüberlastungen durch Ladelastspitzen kommt. Weiters könnten die EV jener Haushalte, welche sich für dieses Tarifmodell entscheiden, als Pufferspeicher für hohe Energieerzeugung aus PV- und Windanlagen herangezogen werden. Die Leistungsvorgabe kann auch in der anderen Richtung betrachtet werden. Sollten Engpässe in der Energieerzeugung auftreten, kann vom Netzbetreiber Energie von eben diesen EV abgerufen werden (die EV wirken damit sozusagen als zusätzliche Regelkraftwerke im Netz).

Nicht zuletzt ergeben sich auch finanzielle Vorteile für den Endkunden - also eine vorteilhaftere Situation für beide Parteien- der Netzbetreiber kann das Netz entlasten und stabilisieren, der Haushalt kann billigere Energie beziehen. Diese Überlegungen könnten in ein erweitertes Modell einfließen und zu weiteren tiefergehenden Analysen führen.

Das in dieser Diplomarbeit vorgestellte Optimierungsmodell greift auf vollständige Informationen eines ganzen Kalenderjahres zurück (historische Aufzeichnungen bzw. künstlich erzeugte Jahresverläufe) und optimiert entsprechend daraus die Vorgänge eines

bereits vergangenen Zeitraums. In einer realistischen Anwendungssituation, einem kausalen System, kann das Optimierungsmodell nur auf vergangene bzw. auf aktuelle Daten zugreifen, jedoch nicht auf zukünftige. Daher bietet der Bereich des „*Machine Learnings*“ eine mögliche Vertiefung an, in welchem Sinne weitergeforscht werden kann. Mit historischen Daten kann sich das Modell „Wissen“ aneignen, um damit unter Echtzeitverhältnissen Entscheidungen bezüglich der momentan umzusetzenden Ladestrategie zu treffen.

Literaturverzeichnis

- [1] L. E. Erickson und G. Brase, *Reducing greenhouse gas emissions and improving air quality: two interrelated global challenges*. Boca Raton: CRC Press, 2020.
- [2] S. Solaymani, „CO2 emissions patterns in 7 top carbon emitter economies: The case of transport sector“, *Energy*, Bd. 168, S. 989–1001, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.11.145.
- [3] International Energy Agency, *Global EV Outlook 2018: Towards cross-modal electrification*. OECD, 2018. doi: 10.1787/9789264302365-en.
- [4] H. S. Das, M. M. Rahman, S. Li, und C. W. Tan, „Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 120, S. 109618, März 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109618.
- [5] M. A. S. Masoum, P. S. Moses, und S. Hajforoosh, „Distribution transformer stress in smart grid with coordinated charging of Plug-In Electric Vehicles“, in *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Washington, DC, USA, Jan. 2012, S. 1–8. doi: 10.1109/ISGT.2012.6175685.
- [6] A. Elgowainy u. a., „Well-to-wheels analysis of energy use and greenhouse gas emissions of plug-in hybrid electric vehicles.“, ANL/ESD/10-1, 982352, Juni 2010. doi: 10.2172/982352.
- [7] „MATLAB Version 9.9.0.1467703 (R2020b)“. © 1994-2022 The MathWorks, Inc.
- [8] J. Löfberg, „yalmip Version 20210331“.
- [9] „Gurobi Optimization, LLC Version 9.5.1“.
- [10] Klima- und Energiefonds, „Faktencheck E-Mobilität ,Antworten auf die 10 wichtigsten Fragen zur E-Mobilität“, Wien, 2022.
- [11] Energie- und Umweltagentur NÖ, „SIND SIE BEREIT FÜR DEN NEXT LEVEL? Entscheidungshilfe e-Auto“, Wien, 2019.
- [12] R. Fachrizal, M. Shepero, D. van der Meer, J. Munkhammar, und J. Widén, „Smart charging of electric vehicles considering photovoltaic power production and electricity consumption: A review“, *eTransportation*, Bd. 4, S. 100056, Mai 2020, doi: 10.1016/j.etrans.2020.100056.
- [13] P. Richardson, D. Flynn, und A. Keane, „Optimal Charging of Electric Vehicles in Low-Voltage Distribution Systems“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Bd. 27, Nr. 1, S. 268–279, Feb. 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2158247.
- [14] C. Pang, M. Kezunovic, und M. Ehsani, „Demand side management by using electric vehicles as Distributed Energy Resources“, in *2012 IEEE International Electric Vehicle Conference*, Greenville, SC, USA, März 2012, S. 1–7. doi: 10.1109/IEVC.2012.6183273.
- [15] E. Sortomme, M. M. Hindi, S. D. J. MacPherson, und S. S. Venkata, „Coordinated Charging of Plug-In Hybrid Electric Vehicles to Minimize Distribution System Losses“, *IEEE Trans. Smart Grid*, Bd. 2, Nr. 1, S. 198–205, März 2011, doi: 10.1109/TSG.2010.2090913.

- [16] G. R. Chandra Mouli, M. Kefayati, R. Baldick, und P. Bauer, „Integrated PV Charging of EV Fleet Based on Energy Prices, V2G, and Offer of Reserves“, *IEEE Trans. Smart Grid*, Bd. 10, Nr. 2, S. 1313–1325, März 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2763683.
- [17] H. H. Eldeeb, S. Faddel, und O. A. Mohammed, „Multi-Objective Optimization Technique for the Operation of Grid tied PV Powered EV Charging Station“, *Electric Power Systems Research*, Bd. 164, S. 201–211, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2018.08.004.
- [18] A. Ivanova, J. A. Fernandez, C. Crawford, und N. Djilali, „Coordinated charging of electric vehicles connected to a net-metered PV parking lot“, in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Torino, Italy, Sep. 2017, S. 1–6. doi: 10.1109/ISGT-Europe.2017.8260291.
- [19] Q. Chen, N. Liu, C. Hu, L. Wang, und J. Zhang, „Autonomous Energy Management Strategy for Solid-State Transformer to Integrate PV-Assisted EV Charging Station Participating in Ancillary Service“, *IEEE Trans. Ind. Inf.*, Bd. 13, Nr. 1, S. 258–269, Feb. 2017, doi: 10.1109/TII.2016.2626302.
- [20] M. Kiaee, A. Cruden, und S. Sharkh, „Estimation of cost savings from participation of electric vehicles in vehicle to grid (V2G) schemes“, *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, Bd. 3, Nr. 2, S. 249–258, Juni 2015, doi: 10.1007/s40565-015-0130-2.
- [21] N. Mehboob, C. Canizares, und C. Rosenberg, „Day-ahead dispatch of PEV loads in a residential distribution system“, in *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, National Harbor, MD, USA, Juli 2014, S. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2014.6939492.
- [22] X. Wu, X. Hu, Y. Teng, S. Qian, und R. Cheng, „Optimal integration of a hybrid solar-battery power source into smart home nanogrid with plug-in electric vehicle“, *Journal of Power Sources*, Bd. 363, S. 277–283, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.jpowsour.2017.07.086.
- [23] X. Wu, X. Hu, X. Yin, und S. J. Moura, „Stochastic Optimal Energy Management of Smart Home With PEV Energy Storage“, *IEEE Trans. Smart Grid*, Bd. 9, Nr. 3, S. 2065–2075, Mai 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2606442.
- [24] Y.-M. Wi, J.-U. Lee, und S.-K. Joo, „Electric vehicle charging method for smart homes/buildings with a photovoltaic system“, *IEEE Trans. Consumer Electron.*, Bd. 59, Nr. 2, S. 323–328, Mai 2013, doi: 10.1109/TCE.2013.6531113.
- [25] G. Barone, A. Buonomano, F. Calise, C. Forzano, und A. Palombo, „Building to vehicle to building concept toward a novel zero energy paradigm: Modelling and case studies“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 101, S. 625–648, März 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.11.003.
- [26] Y. Kuang, Y. Chen, M. Hu, und D. Yang, „Influence analysis of driver behavior and building category on economic performance of electric vehicle to grid and building integration“, *Applied Energy*, Bd. 207, S. 427–437, Dez. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.07.006.
- [27] L. Gelazanskas und K. A. A. Gamage, „Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction“, *Sustainable Cities and Society*, Bd. 11, S. 22–30, Feb. 2014, doi: 10.1016/j.scs.2013.11.001.

- [28] O. Erdinc, N. G. Paterakis, T. D. P. Mendes, A. G. Bakirtzis, und J. P. S. Catalao, „Smart Household Operation Considering Bi-Directional EV and ESS Utilization by Real-Time Pricing-Based DR“, *IEEE Trans. Smart Grid*, Bd. 6, Nr. 3, S. 1281–1291, Mai 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2352650.
- [29] C. Corinaldesi, G. Lettner, D. Schwabeneder, A. Ajanovic, und H. Auer, „Impact of Different Charging Strategies for Electric Vehicles in an Austrian Office Site“, *Energies*, Bd. 13, Nr. 22, S. 5858, Nov. 2020, doi: 10.3390/en13225858.
- [30] „Stromentgelte 2022 e-control“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.e-control.at/konsumenten/stromnetzentgelte-aktuell>
- [31] „Preiszusammensetzung e-control“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.e-control.at/industrie/strom/strompreis/preiszusammensetzung>
- [32] „Wilson, Mark. ‚Lazard’s leveled cost of storage analysis—version 6.0.‘ Lazard: New York, NY, USA (2020): 40.“
- [33] C. Kost, Shivenes Shammugam, „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2021.
- [34] T. Bowen, I. Chernyakhovskiy, und P. L. Denholm, „Grid-Scale Battery Storage: Frequently Asked Questions“, NREL/TP-6A20-74426, 1561843, Sep. 2019. doi: 10.2172/1561843.
- [35] N. Pflugradt, P. Stenzel, L. Kotzur, und D. Stolten, „LoadProfileGenerator: An Agent-Based BehaviorSimulation for Generating Residential Load Profiles“, *JOSS*, Bd. 7, Nr. 71, S. 3574, März 2022, doi: 10.21105/joss.03574.
- [36] ESSLINGER, Peter; WITZMANN, Rolf., „Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte. In: Symposium Energieinnovation. 2012.“
- [37] „ENTSO-E Transparency Platform“. [Online]. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/>
- [38] C. Gaete-Morales, H. Kramer, W.-P. Schill, und A. Zerrahn, „An open tool for creating battery-electric vehicle time series from empirical data, emobpy“, *Sci Data*, Bd. 8, Nr. 1, S. 152, Dez. 2021, doi: 10.1038/s41597-021-00932-9.
- [39] „Germany’s mobility statistics“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.mobilitaet-in-tabellen.de/>
- [40] Rothfuß, Rainer, et al., „Elektromobilität als Baustein eines zukunftsfähigen Verkehrssystems: Konzepte, Strategien und Methoden für einen ganzheitlichen Ansatz.“ (2012).“
- [41] World Energy Council, „E-storage: shifting from cost to value Wind and solar applications“. 2016.
- [42] Sara Zinnecker, und Nina Hoffmann, „Strompreis 2022: Neue Rekordpreise und was der Staat dagegen tun will“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.forbes.com/advisor/de/strom/strompreis/>
- [43] „EV-Database“. [Online]. Verfügbar unter: <https://ev-database.org/>

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wallbox für den Heimgebrauch, adaptiert aus [11]	4
Abbildung 2: Einteilung von „smart charging EV“ Forschungen nach [12]	6
Abbildung 3: Superposition von Lastkurven, entnommen aus [12].....	9
Abbildung 4: Formen von DSM, entnommen aus [27].....	10
Abbildung 5: Beispielhafte Situation eines privaten Haushalts	12
Abbildung 6:Strompreiszusammensetzung, entnommen aus [31].....	14
Abbildung 7: Kumulierte PV-Erzeugung.....	18
Abbildung 8: Absolute prozentuale Verfügbarkeit der verschiedenen Fahrtypen.....	19
Abbildung 9: Gemittelte Wahrscheinlichkeitsverteilung des EVs über einen Tag.....	20
Abbildung 10:Strukturschaltbild „Basis“	22
Abbildung 11: Strukturschaltbild „Basis+PV“	22
Abbildung 12:Strukturschaltbild „Basis+PV+Speicher“	23
Abbildung 13: Abendliche Lastdeckung durch das Heimspeichersystem, „peak shaving“ ..	29
Abbildung 14: Laden des Heimspeichers in lokalen Minima des Spotmarktpreises	31
Abbildung 15: EV Ladezyklen in Zeiten geringen Preises	32
Abbildung 16: Laden des EVs mit PV-Erzeugung	33
Abbildung 17: Abendliche Lastdeckung durch das EV, „peak shaving“	34
Abbildung 18: Kostenvergleich aller Szenarien.....	37
Abbildung 19: Energieumsatz EV in Abhängigkeit von SOCflexEV	38
Abbildung 20: Energieumsatz SS in Abhängigkeit von SOCflexEV	39
Abbildung 21: Energieumsatz GCP in Abhängigkeit von SOCflexEV.....	40
Abbildung 22: Gesamtkosten in Abhängigkeit von SOCflexEV	40
Abbildung 23: Vergleich der Kosten der verschiedenen Fahrzeugnutzertypen.....	43
Abbildung 24: Leistungsmengen des EV, oben: Profil Fulltime unten: Profil Freetime	44
Abbildung 25: Verlauf der maximalen Momentanleistung.....	45
Abbildung 26: Vergleich der Kostenparameter bei Veränderung der LCOS	46
Abbildung 27:Kostenvergleich mit verschiedenen Day-Ahead Preisen.....	50

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Jahresdistanzen der verschiedenen Fahrtypen	20
Tabelle 2: Vergleich des Fahrverhaltens bezüglich Energiemengen	42
Tabelle 3: Kostenvergleich bei Betrieb mit und ohne Heimspeichersystem.....	47
Tabelle 4: Vergleich der Speicherenergiemengen bei verschiedenen Day-Ahead Preisen	51
Tabelle 5: Technische und finanzielle Modellparameter	LX

Anhang

Parameter	Wert	Quelle
Zeit		
T	1 yr = 366d (2020)	-
Δt	0.25h	-
PV-Anlage		
$p_{Installed}^{PV}$	5 kW _{pk}	-
$LCOE$	0.08 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	[33]
Stationärer Batteriespeicher		
ν_{loss}	0.00225 $\frac{1}{h}$	[29]
η_{eff}^{in}	0.94	[32]
η_{eff}^{out}	0.92	[32]
d	4h	[32]
$LCOS$	0.2 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	[32]
$p_{Installed}^{SS}$	3.7 kW	[11]
Elektrofahrzeug		
SOC_{max}^{EV}	40 kWh	[43]
$efficiency$	0.2 $\frac{\text{kWh}}{\text{km}}$	[43]
ν_{loss}	0.00225 $\frac{1}{h}$	[29]
η_{eff}^{in}	0.94	[32]
η_{eff}^{out}	0.92	[32]
$p_{Installed}^{EV}$	3.7 kW	[11]
$LCOS$	0.2 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	[32]
Energietarif		
P_{egy}	0.04 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	[30]
P_{pwr}	32.4 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	[30]

Tabelle 5: Technische und finanzielle Modellparameter

Eidesstattliche Erklärung

„Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.“

Wien, am 17.01.2023

Datum

Unterschrift