

Wirtschaftlichkeitsanalyse für den Einsatz von Smart Charging für Wohngebäude

Economic Analysis of Installing Smart Charging in Residential Buildings

Wang Ziqian

Matrikelnummer: 407274

Bachelorarbeit

Die vorliegende Arbeit wurde eingereicht bei
RWTH Aachen University
Faculty of Electrical Engineering and Information Technology
Institute for Automation of Complex Power Systems
Univ.-Prof. Antonello Monti, Ph. D.

Betreuer: Jana Schneeloch, M.Sc (Fraunhofer UMSICHT); Erdem Gümrükcü, M.Sc. (RWTH)

Aachen, den _____

1. Prüfer

Eidesstattliche Versicherung

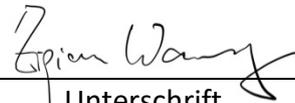
Ich, Ziqian Wang (Matrikelnummer407274), versichere hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Masterarbeit mit dem Titel

Wirtschaftlichkeitsanalyse für den Einsatz von Smart Charging für Wohngebäude

selbstständig und ohne unzulässige fremde Hilfe erbracht habe. Ich habe keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt. Für den Fall, dass die Arbeit zusätzlich auf einem Datenträger eingereicht wird, erkläre ich, dass die schriftliche und die elektronische Form vollständig übereinstimmen. Die Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegen.

Aachen, 20.12.2022

Ort, Datum



Unterschrift

Belehrung

§156 StGB: Falsche Versicherung an Eides Statt

Wer vor einer zur Abnahme einer Versicherung an Eides Statt zuständigen Behörde eine solche Versicherung falsch abgibt oder unter Berufung auf eine solche Versicherung falsch aussagt, wird mit einer Freiheitsstrafe bis zu drei Jahren oder mit Geldstrafe bestraft.

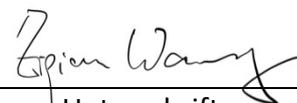
§161 StGB: Fahrlässiger Falscheid; fahrlässige falsche Versicherung an Eides Statt

- (1) Wenn eine der in den §§ 154 bis 156 bezeichneten Handlungen aus Fahrlässigkeit begangen worden ist, so tritt Freiheitsstrafe bis zu einem Jahr oder Geldstrafe ein.
- (2) Straflosigkeit tritt ein, wenn der Täter die falsche Angabe rechtzeitig berichtigt. Die Vorschriften des §158 Abs. 2 und 3 gelten entsprechend.

Die vorstehende Belehrung habe ich zur Kenntnis genommen:

Aachen, 20.12.2022

Ort, Datum



Unterschrift

Kurzfassung

Deutschland befindet sich mitten in der Energiewende, für die sich die Bundesregierung eine Reihe von Umweltschutzziele gesetzt hat. Der Verkehrssektor, der zu einem der größten Energieverbraucher Deutschlands gehört, steht ebenfalls vor einer Renovierung. Mit der technologischen Entwicklung von Elektrofahrzeugen entscheiden sich viele Haushalte für die Anschaffung eines solchen anstelle von Fahrzeugen mit konventionellem Brennstoff. Dies bedeutet auch, dass herkömmliche Tankstellen dezentralisiert und elektrifiziert werden müssen. Dies führt jedoch zu einer Überlastung des Stromnetzes. In den letzten Jahren ist das Aufladen von Elektrofahrzeugen smarter geworden, so dass sich eine Reihe von Ladestrategien wie das gesteuerte Laden entwickelt hat. Die Stadtwerke als Brücke zwischen den Haushalten und den Energieversorgungsunternehmen stehen also vor einer Veränderung ihres Betriebsmodells. In diesem Beitrag werden die wirtschaftlichen sowie systemtechnischen Aspekte des gesteuerten Ladens hinsichtlich des zukünftigen Energiesystems für private Wohngebäude analysiert und ein Vorschlag für die Umstellung des Betriebsmodells des kommunalen Sektors unterbreitet.

Stichwörter: Elektromobilität, PV-Anlagen, Batterie, Wallbox, BEV, Energiesystem, Gesteuertes Laden, V1G, Wirtschaftlichkeit, Wohngebäude.

Abstract

Germany is in the middle of the energy turnaround, for which the government has set several environmental protection goals. The traffic sector, which is one of the largest energy consumers in Germany, is also facing renovation. With the technological development of electric vehicles, many households are electing to use electric vehicles instead of conventional fuel vehicles. This also means that conventional filling stations must be decentralized and electrified. However, this leads to overloading of the electricity grid. In recent years, charging of electric vehicles has become smarter, so that several smart-charging strategies such as controlled charging (Vehicle-to-Grid) have appeared. Municipal utilities, as the bridge between households and energy suppliers, are thus facing a change in their business model. This paper analyses the economic as well as system aspects of smart charging regarding the future energy system for private residential buildings and presents a proposal for the change of the operating model of the municipal sector.

Keywords: Electromobility, PV systems, battery, wall box, BEV, energy system, controlled charging, V1G, econ

Inhaltverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	vi
1 Einleitung	2
2 Theoretischer Hintergrund und aktueller Forschungsstand	4
2.1 Elektrofahrzeuge.....	4
2.2 Aufladen des Elektrofahrzeugs	5
2.2.1 Ladeschnittstellen	6
2.2.2 Ladebetriebsarten.....	7
2.2.3 Home-Charging und Wallbox	8
2.2.4 Ladestrategien	9
2.3 Herleitung der Forschungsfragen	11
3 Modellierung und Optimierung	13
3.1 Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsmodelle	13
3.2 Modellierungsframework	13
3.2.1 Open energy Modelling Framework	13
3.2.2 Energy System Optimization Tool	15
3.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse	16
4 Berechnung der Mobilitätskonzepte	18
4.1 Szenario-Definition	18
4.2 Simulation der Fahrprofile	20
4.3 Konzeptionierung der zu untersuchenden Nutzungstypen	21
4.4 Modellierung der Hausenergieversorgungssysteme	22
4.4.1 Das elektrische Energiesystem mit Stromanschluss (K0).....	22
4.4.2 Energiesystem mit PV-Anlagen (K1).....	23
4.4.3 Energiesystem mit Speichern (K2)	24
4.5 Inputparameter	24
5 Auswertung der Optimierungsergebnisse	26
5.1 Analyse für Einfamilienhaus.....	26
5.1.1 Lastgang „EFH_VZB“	26
5.1.2 Lastgang „EFH_H“	29
5.1.3 Lastgang „EFH_VZB_S“	30
5.1.4 Zwischenergebnisse für EFH	31

5.2	Analyse des Wohngebäudetyps „MFH8“	32
5.2.1	Lastgang „MFH8_unsaniert“	32
5.2.2	Lastgang „MFH8_saniert“	37
5.2.3	Zwischenergebnis „MFH8“	39
5.3	Analyse des Wohngebäudetyps „MFH20“	40
5.3.1	Lastgang „MFH20_unsaniert“	40
5.3.2	Lastgang „MFH20_saniert“	43
5.4	Handlungsempfehlung für Stadtwerke	46
5.4.1	Eigenverbrauchsoptimierung mit Ladesystem.....	47
5.4.2	Kostenorientiertes Energiesystem	48
6	Diskussion und Beantwortung der Forschungsfragen	50
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	53
	Literaturverzeichnis	55

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ladeschnittstelle am Fahrzeug (Tschöke et al., 2019, S. 395)	6
Abbildung 2: Aufbau eines intelligentes Messsystem (iMsys).....	9
Abbildung 3: Bildliche Darstellung der "oemof"-Klassen.....	14
Abbildung 4: Energiesystem "Wallbox+Stromanschluss" (K0).....	23
Abbildung 5: Energiesystem "Wallbox+PV+Stromanschluss" (K1)	23
Abbildung 6: Energiesystem "Wallbox+PV+Stromanschluss+Speicher" (K2)	24
Abbildung 7: 2021 EFH_VZB Gesamtkosten	27
Abbildung 8: 2035-1 EFH_VZB Gesamtkosten	28
Abbildung 9: EFH_VZB Gesamtkosten	29
Abbildung 10: EFH_H Gesamtkosten	30
Abbildung 11: EFH_VZB_S Gesamtkosten	30
Abbildung 12: Kosteneinsparung durch gesteuerte Ladestrategie.....	32
Abbildung 13: 2021 MFH8_unsaniert Gesamtkosten.....	33
Abbildung 14: 2035 MFH8_unsaniert Gesamtkosten.....	34
Abbildung 15: 2050 MFH8_unsaniert Gesamtkosten.....	36
Abbildung 16: 2021 MFH8_saniert Gesamtkosten	37
Abbildung 17: Regressionsgraden der Gesamtkosten in MFH8_saniert	39
Abbildung 18: 2021 MFH20_unsaniert Gesamtkosten.....	41
Abbildung 19: 2035 MFH20_unsaniert Gesamtkosten.....	42
Abbildung 20: 2021 MFH20_saniert Gesamtkosten.....	43
Abbildung 21: Zukunftsszenarien MFH20_saniert Gesamtkosten.....	44
Abbildung 22: Ausgleichsgraden K1D und K2D in MFH20	45
Abbildung 23: Ausgleichsgraden MFH20 K1G und K2G	45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Energiefaktoren für die Ausprägungen	19
Tabelle 2: Anlagengröße 2021 "EFH_VZB"	27
Tabelle 3: Anlagengröße 2021 MFH8_unsaniert	33
Tabelle 4: Anlagengröße 2035 MFH8_unsaniert	35
Tabelle 5: Autarkie und EVQ für 2035 MFH8_unsaniert.....	35
Tabelle 6: Anlagengröße 2050 MFH8_unsaniert	36
Tabelle 7: Autarkie- und EVQ-Vergleich zwischen MFH8_unsaniert und MFH8_saniert im Jahr 2021	38
Tabelle 8: Anlagengröße 2021 MFH20_unsaniert	41
Tabelle 9: Autarkie- und EVQ-Vergleich zwischen 2035-1 und 2035-2 in MFH20_unsaniert.....	42

Anhang

Anhang 1: Gestehungs- und Gesamtkosten von MFH8 in Zukunftsszenarien.....	58
Anhang 2: Regressionsergebnisse für die Gesamtkosten im MFH8_saniert	59
Anhang 3: Optimierte PV-Leistung für alle Energiesysteme.....	61
Anhang 4: Kostenunterschiede durch die Steuerung von Energiesystemen	64
Anhang 5: Auswahl der Batteriegröße in Energiesystemen	67

1 Einleitung

Energiewende bezeichnet die dauerhafte Versorgung der Haushalte und Industrien mit Energie aus nachhaltig nutzbaren Quellen (erneuerbare Energien), z. B. Strom aus Photovoltaikanlagen sowie Wärme aus Geothermie (Bundesregierung, 2022). Bei der Verbrennung der fossilen Energieträger wie Kohle, Erdöl, Erdgas usw. wird das Treibhausgas Kohlendioxid freigesetzt, das wesentlich umweltbelastend wirkt und ‚Global Warming‘ verursacht.

Im Zuge der Energiewende müssen erneuerbare Energiequellen die konventionellen fossilen Brennstoffe bei Strom- und Wärmeerzeugung sowie im Verkehrssektor ablösen, um die Treibhausgasemission zu reduzieren sowie den zunehmenden Klimawandel zu bekämpfen. Die Bundesregierung hat sich am 24. Juni 2021 zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemission für das Jahr 2030 um 65 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren und für 2040 um 88 Prozent (BMWK, 2021).

Darüber hinaus sind die Ausschöpfung von Energiesparpotential und die Steigerung der Energieeffizienz als weitere Ansatzpunkte der Energiewende anzusehen. Im Rahmen dessen zielt das Projekt *SW. Developer* darauf ab, die Umstrukturierung der Geschäftsmodelle von Stadtwerken hinsichtlich der Energiewende sowie der ökologischen Entwicklung der Energiewirtschaft durch modellbasierte Optimierung von Energiesystemen zu erreichen. Diese Arbeit ist im Projekt *SW. Developer* eingebettet und befasst sich mit dem Mobilitätskonzept in Wohngebäuden.

Bei der Umsetzung der Energiewende müssen verschiedene Energiesysteme gekoppelt werden, um die Systemeffizienz zu maximieren. Die energietechnische und energiewirtschaftliche Kopplung von Sektoren bezeichnet den zunehmenden Einsatz von Strom aus erneuerbaren Quellen zur Ersetzung von fossilen Energieträgern zur Befriedigung des Energieverbrauchs in Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor, indem die vorhandenen Energiequellen effizienter und flexibler genutzt werden (BMWK, 2021; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016). Das primäre Ziel der Sektorkopplung ist die Reduzierung der Treibhausgasemissionen durch den Austritt fossiler Energieträger. Die Erzeugung von Strom durch erneuerbare Energiequellen ist daher eine wichtige Forschungsrichtung. Sekundäre Ziele können sich aus der Nutzung optimierter Freiheitsgrade in einem zunehmend dekarbonisierten Energie- und Wirtschaftssystem ergeben sowie durch Beiträge zur Flexibilität und erhöhten Energieeffizienz (Wietschel et al., 2018).

Die Sektorenkopplung geschieht zum einen durch direkte Stromnutzung, wozu die strombasierte Wärme-/Kälteerzeugung (Power-to-heat) gehört (Wietschel et al., 2018). Zum anderen über die Umwandlung von Strom in synthetische Energieträger, z. B. Power-to-Gas, Power-to-Liquid. Ein typischen Szenarios zur direkten Sektorkopplung ist die Elektromobilität. Der Sektor Mobilität zeichnet mit 36 % für den größten Anteil der deutschen Emissionen verantwortlich (Zimmer et al., 2022) und bietet daher großes Potenzial zur Elektrifizierung und zur Umstellung auf erneuerbare Energien. Die Technologie der heutigen Elektrofahrzeuge und der Stromerzeugungsprozess können die Treibhausgasemissionen über die gesamte Lebensdauer des Fahrzeugs um etwa 30 % unter denen von Benzinfahrzeugen halten und bis zu 42 % im Jahr 2030 (Kämper et al., 2020). Der Ausbau der Elektromobilität wird daher zunehmend als integraler Bestandteil der Dekarbonisierung anerkannt. Sie bietet außerdem die Potentiale, die Abhängigkeit von fossilem Treibstoff zu reduzieren, die Emission

zu minimieren sowie die Fahrzeuge besser in ein multimodales Verkehrssystem zu integrieren (Bundesregierung, 2009).

Der Anschluss einer großen Anzahl von Elektrofahrzeugen an das bestehende elektrische Energiesystem kann erhebliche Probleme für dieses System verursachen. Die Elektromobilität führt daher zu neuen Herausforderungen im Energiesystem. Viele Studien zeigen, dass die ungesteuerte Ladestrategie von Elektrofahrzeugen zu einer Verschärfung der Lastspitzen insbesondere am Abend führen kann (Biere et al., 2009). Um die Lastspitzen im Netz auszugleichen, soll dann der teure Spitzenlaststrom geliefert werden, der in den Abendstunden überwiegend aus fossil betriebenen Stromkraftwerken stammt. Die Nutzung der Elektrofahrzeuge zielt jedoch auf einen emissionsarmen Mobilitätssektor, bei dem der Bedarf der Elektrofahrzeuge so weit wie möglich aus erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden sollte.

Ziel muss es also sein, erneuerbare Energie mit Hilfe der Elektromobilität besser ins Energiesystem einzubinden. Im privaten Haushalt bedeutet dies, dass die Elektrofahrzeuge in einem kleinem Energiesystem eingebettet werden sollen. Dies kann beispielsweise erreicht werden, indem die Elektrofahrzeuge gesteuert auf- bzw. entladen werden. Durch eine bessere Ausnutzung von dezentral erzeugter erneuerbarer Energie im Energiesystem mit Elektromobilen ergibt sich die Möglichkeit einer signifikanten Reduktion der Emission im Verkehrssektor. Das Problem liegt dann nicht mehr in den technischen Hemmnissen, sondern in den Betriebsstrategien sowie deren Wirtschaftlichkeit. Da 80 % aller Ladevorgänge derzeit zu Hause oder am Arbeitsplatz stattfinden (Schulze, 2022, S. 139), ist es entscheidend für potentielle Kunden, einen kostengünstigen Ladetarif zu haben. Die Stadtwerke sollen daher anhand der Wirtschaftlichkeit der Ladestrategien den Kunden neue Tarif anbieten, damit die Hauseigentümer sich für die Nutzung von Elektrofahrzeugen entscheiden.

Im Rahmen dieser Arbeit wird die wirtschaftliche Effizienz verschiedener Ladestrategien in Haushaltensystemen untersucht. Hierzu werden zunächst Energiesysteme mit Photovoltaikanlagen und ggf. Energiesysteme mit Stromspeichern unter Verwendung bestehender Programmierungsstruktur aus dem Modellierungsframeworks "Open Energy Modelling Framework" (oemof) modelliert. Diese Systeme werden dann in verschiedenen Szenarien und für unterschiedliche Fahrzeugnutzungstypen betrieboptimiert. Schließlich sollen auf Grundlage der Optimierungsergebnisse neue Geschäftsmodelle für Stadtwerke entworfen werden, an denen sich die Stadtwerke orientieren können.

2 Theoretischer Hintergrund und aktueller Forschungsstand

In diesem Kapitel wird ein Überblick über den theoretischen Hintergrund sowie den Stand der Technik gegeben. Das gesamte Elektromobilitätssystem enthält diverse Technologien wie z. B. Elektrofahrzeuge, Ladestationen, Ladevorgänge sowie Home-Charging. Die Vorstellung der verschiedenen Technologien erfolgt ebenfalls in diesem Kapitel.

2.1 Elektrofahrzeuge

Die extern aufladbaren Fahrzeuge, die überwiegend von einem Elektromotor angetrieben werden und ihre für den Antrieb benötigten Energie aus dem Stromnetz beziehen, bezeichnet die Bundesregierung als Elektromobilität. Ohne chemische Umwandlungsprozesse bieten Elektrofahrzeuge eine Möglichkeit, erneuerbare Energien direkt im Straßenverkehr einzusetzen. Damit tragen sie entscheidend zur Energieversorgungsoption und Energiewende bei (Umweltbundesamt, 2022).

Gängige Elektrofahrzeuge sind im Folgenden aufgeführt (Doppelbauer, 2020):

Battery Electric Vehicle (BEV): Vollelektrische Fahrzeuge werden ausschließlich mit elektrischer Energie betrieben, wobei der Großteil des Stroms aus dem im Fahrzeug implementierten Batteriesatz stammt. Diese wird nicht nur über das Stromnetz, sondern auch durch die rekuperierte Bremsenergie aufgeladen. Da BEV keinen fossilen Kraftstoff verbraucht, fährt es lokal emissionsfrei.

Range Extender Electric Vehicle (REEV): Verbaut man zusätzlich zum BEV einen Generator als Reichweitenverlängerer, wird das Fahrzeug als REEV bezeichnet. Im Vergleich zu BEV besitzt REEV kleinere Speicherkapazität, jedoch größere Reichweite, indem der Generator Brennstoffe verbrennt und als ergänzender ‚Stromerzeuger‘ fungiert, der die Batterie auflädt, aber nicht direkt das Fahrzeug antreibt.

Plug-In-Hybrid Electric Vehicle (PHEV): Ein Hybridfahrzeug (HEV) besitzt einen konventionellen Verbrennungs- und einen batteriebetriebenen Motor. Die alltägliche Fahrt mit Kurzstrecken wird elektrisch zurückgelegt. Sobald die maximale elektrische Reichweite überschritten wird oder die Leistung des elektrischen Antriebs nicht ausreicht, treibt der Verbrennungsmotor das Fahrzeug weiter an. Gleichzeitig lädt er die Batterie mit überschüssigem Strom und rückgewonnener Bremsenergie. Wenn die Batterie im HEV auch mit Strom aus dem Stromnetz aufgeladen werden kann, wird es als PHEV bezeichnet.

Fuel Cell Electric Vehicle (FCEV): Um Elektrizität zu erzeugen, kann Wasserstoff in Form von Kraftstoff verbrannt werden. Fahrzeuge mit Brennstoffzellen fallen ebenfalls in die Kategorie der Elektrofahrzeuge, da sie über Brennstoffzellen mit elektrischer Energie angetrieben werden. Sie unterscheiden sich jedoch stark von anderen Typen von Elektrofahrzeugen. Die Energie in FCEV wird durch die Reaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff erzeugt, anstatt durch direkte Energiezufuhr von außen. Die erzeugte elektrische Energie wird entweder direkt in kinetische Energie umgewandelt oder

in einem Pufferspeicher zwischengespeichert. Da die technologische Entwicklung von FCEVs noch am Anfang steht, sind FCEVs derzeit sehr teuer und haben noch keinen hohen Marktanteil.

Laut Kraftfahrt-Bundesamt betrug im Januar 2022 die Anzahl der neu zugelassenen PKW in Deutschland 48.540.000, was einem Anstieg von 0,6 % gegenüber der gleichen Zeit im Jahr 2021 entspricht (Kraftfahrt-Bundesamt, 2022). Der Anteil der Benzinfahrzeuge liegt bei 63,9 % und der der Dieselfahrzeuge bei 30,5 %, was widerspiegelt, dass Fahrzeuge, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, den Markt immer noch dominieren. Dennoch ist der Anstieg des Anteils der Elektrofahrzeuge nicht zu vernachlässigen: Reine Elektrofahrzeuge (BEV) wiesen im Vergleich zu 2021 mit einer Steigerung um 100,1 % eine Verdoppelung auf 618.460 Einheiten oder 1,3 % des gesamten Fahrzeugbestands auf und Hybridfahrzeuge einschließlich PHEV um 66,2 % ebenfalls eine beachtliche Steigerung mit 1.669.051 Fahrzeuge oder 3,4 %. Insgesamt machen elektrisch betriebene Fahrzeuge 4,7 % des gesamten Fahrzeugbestands in Deutschland bis 1. Januar 2022 aus (Kraftfahrt-Bundesamt, 2022).

Die Bundesregierung fordert eine 40-prozentige Reduzierung der CO₂-Emissionen im Verkehrssektor bis 2030 im Vergleich zu 1990 – oder von 164 auf 98 Millionen Tonnen CO₂ (Bundesregierung, 2009). Dafür wurde das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 zwischen 7 und 10 Millionen Elektrofahrzeuge in Deutschland zuzulassen, um den Umstieg auf Elektromobilität zu ermöglichen. Dies ist auch ein Zeichen für den wachsenden Marktanteil von Elektrofahrzeugen.

2.2 Aufladen des Elektrofahrzeugs

Neben der Fahrzeugtechnik sind die dazu gehörigen Infrastrukturen und die Energieversorgung weitere Erfolgsfaktoren, die die Elektrifizierung der Straßenverkehr vorantreiben. Jede Antriebsart in einem Kraftfahrzeug muss mit Energie vom öffentlichen Energieversorgungssystem beliefert werden.

Normalerweise nimmt ein Kraftfahrzeug Energie in Form von Kraftstoff oder Strom in einem Zwischenspeicher am Board auf. Der Energieträger gibt diesen dann zum Antrieb des Fahrzeugs frei, zum Beispiel durch Verbrennung. Für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor, die den Markt derzeit noch dominieren, kommt überwiegend fossiler Kraftstoff wie Benzin zum Einsatz. Die gespeicherte Energie kann eine Fahrtstrecke von 300–1000 km abdecken und der Tankvorgang dauert durchschnittlich 8 Minuten. Der Prozess der Energiebetankung für elektrisch betriebene Fahrzeuge unterscheidet sich jedoch stark von dem oben beschriebenen (Tschöke et al., 2019, S. 391).

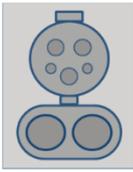
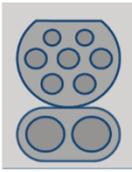
Aufgrund der begrenzten Speicherkapazität der Batterie und Superkondensator reicht die gespeicherte Energie (Strom) in BEV bis zu 700 km und in PHEV nur 10 bis etwa 200 km. Je nach Ladeleistung und Speicherkapazität dauert der Ladevorgang von 7 Minuten bis zu mehreren Stunden. Beispielsweise benötigen moderne BEV mit Schnellladern immerhin nur noch 30 Minuten, um auf 80 % geladen zu werden (Doppelbauer, 2020). Trotzdem wird die Ladezeit noch für lange Zeit wesentlich länger dauern als die acht Minuten an der konventionellen Tankstelle für das Einfüllen des Treibstoffs. Für den Fahrer bedeutet dies jedoch eine geringere persönliche Inanspruchnahme, da er während des Ladevorgangs nicht zugegen sein muss. Darauf müssen sich Elektroautofahrer einstellen.

2.2.1 Ladeschnittstellen

Ladeinfrastruktur als ein weitreichendes Themenfeld befindet sich an der Schnittstelle zwischen Elektrofahrzeug und Stromnetz. Grundsätzlich sind die gängigen Ladesysteme in zwei unterschiedliche Klassen einzuteilen: induktives Laden und induktives Laden (Tschöke et al., 2019, 391ff.).

Konduktives Laden mittels Kabel ist heute die gängigste Ladeoption sowie derzeitiger Stand der Technik zum Aufladen von privaten Elektrofahrzeugen. Bei konduktivem Laden besteht eine kontaktgebundene Verbindung zwischen der Fahrzeug- und der Infrastrukturseite, die in der Regel über ein elektrisch leitendes Kabel hergestellt wird. Ladekabel sind weltweit in verschiedenen Konfigurationen und nach unterschiedlichen Standards erhältlich (siehe Abbildung 1). In Europa wird vorwiegend der Steckertyp 2 zum privaten Zweck verwendet, welcher Ladeleistungen von 11kW, 22kW oder 43kW zulässt.

Abbildung 1: Ladeschnittstelle am Fahrzeug (Tschöke et al., 2019, S. 395)

	Typ 1	Combo 1	Typ 2	Combo 2	CHAdeMO	GB/T DC
						
Norm	IEC 62196-2	IEC 62196-2, IEC 62196-3	IEC 62196-2	IEC 62196-2, IEC 62196-3	IEC 62196-3	IEC 62196-3
Übertragbarer Strom	16 A bei 120 VAC; 32 A bei 230 VAC	16 A bei 120 VAC; 32 A bei 230 VAC; 500 A (DC)	70 A bei 230 VAC; 63 A bei 400 VAC; Low-DC normativ angedacht	70 A bei 230 VAC; 63 A bei 400 VAC; 500 A (DC)	500 A (DC)	250 A (DC)
Anschluss	1-phasig AC 1 Signalleitung 1 Wegfahrsperre/ Proximitykontakt 1 Schutz Erde 1 Neutral	1-phasig AC 2-polig DC 1 Signalleitung 1 Wegfahrsperre/ Proximitykontakt 1 Schutz Erde 1 Neutral	1-phasig AC 3-phasig AC 1 Signalleitung 1 Wegfahrsperre/ Proximitykontakt 1 Schutz Erde 1 Neutral	1-phasig AC 3-phasig AC 2-polig DC 1 Signalleitung 1 Wegfahrsperre/ Proximitykontakt 1 Schutz Erde 1 Neutral	2-polig DC 1 Funktionserde 6 Kommunikations- und Signalleitungen 1 optionale Signalleitung für Entladen	2-polig DC 1 Schutz Erde 6 Kommunikations- und Signalleitungen
Übertragbare Leistung	1,9 kW AC 7,6 kW AC	1,9 kW AC 7,6 kW AC 500 kW DC	3,7-43 kW AC DC normativ angedacht	3,7-43 kW AC 500 kW DC	500 kW DC	250 kW DC
Länder	Amerika / Japan	Amerika	Europa	Europa	Japan	China

Je nach Bauart der Ladesäule sowie der Wallbox unterscheidet sich die Form der übertragenen Spannung:

Beim Laden mit Wechselspannung (AC-Laden) wird die elektrische Energie zunächst vom Wechselstromnetz gezogen. Entweder hausüblicher einphasiger Wechselstrom ($U_N = 230\text{ V}$) oder dreiphasiger Drehstrom ($U_N = 400\text{ V}$) wird in das Fahrzeug eingespeist. Die Batterien benötigen jedoch eine Gleichspannungsversorgung. Der in allen Elektrofahrzeugen integrierte Rectifier (On-Board-Charger) konvertiert dann den aufgenommenen Wechselstrom in Gleichstrom und überträgt den Gleichstrom via Batterie-Management-System (BMS) in die Batterien. Darüber hinaus stimmt die Ladespannung mit der Batteriespannung nicht überein, daher muss das Spannungsniveau mittels eines

Transformators angepasst werden (Raum et al., 2013). Aufgrund der leistungselektronischen Betriebsart der OBC wird die Ladeleistung stark limitiert. Für ein Fahrzeug mit einer Batteriekapazität von 40 kWh und einer Ladeleistung von 6,6 kW muss eine Ladezeit von 6–8 Stunden eingeplant werden, um die Batterie vollständig aufzuladen (Botsford & Szczepanek, 2009).

Wenn der Ladestrom als Gleichstrom (DC-Laden) in die Bordbatterie eingespeist wird, umgeht er den OBC. Der Gleichrichter und der Spannungstransformator befinden sich hierbei in der externen Ladesäule. Das setzt jedoch eine einheitliche Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladesäule voraus. Die bereits bestehende Norm IEC 62196 vereinheitlicht das leitungsgebundene Laden von Elektromobilität. Der Vorteil des DC-Ladens besteht darin, dass Fahrzeuge in der Lage sind, unmittelbar durchmodulierten Gleichstrom mit hoher Stromstärke aufzunehmen. Dadurch können höhere Leistungen übertragen werden. Resultierend ermöglicht es deutlich kürzere Ladezeiten im Vergleich zum AC-Laden. Üblicherweise erreicht die Batterie 80 % des *State-of-Charge* (SoC) innerhalb von einer Stunde. Mit 150 kW verkürzt sich die Ladezeit auf 16 min, um zusätzliche 200 km nutzbare Reichweite zu erzielen (Chatterjee & Hermwille, 2020).

Induktives Laden ermöglicht dagegen eine kabellose Kommunikation zwischen dem Fahrzeug und der Ladesäule durch galvanische Trennung. In diesem Fall erhöht die Wallbox die Frequenz des Wechselstroms bis zu 140 kHz, um die Übertragungsleistung hochzutreiben. In der Primärseite entsteht ein magnetisches Wechselfeld durch die Änderung der Stromrichtung mit hoher Frequenz, welches bei der im Fahrzeug integrierten Sekundärspule Wechselfeldspannung induziert, die wiederum gleichzurichten und zu konvertieren ist. Allerdings ist es fraglich, ob sich diese Lademethode jemals durchsetzen wird, da der Aufwand für den Aufbau flächendeckender Netze nur schwer abzuschätzen ist. Zurzeit gibt es nur eine standardisierte Empfehlung zum induktiven Laden (IEC 61980-1¹) (Kämper et al., 2020, S. 234).

2.2.2 Ladebetriebsarten

Die Ladebetriebsarten beziehen sich auf die Art und Weise, wie das Elektrofahrzeug mit dem externen elektrischen Energieversorgungsnetz zwecks Energieübertragung verbunden wird. Grundsätzlich lassen sie sich in vier Betriebsarten unterteilen, die gemeinhin als Mode 1 bis 4 bezeichnet werden (Cichowski, 2021). Da der Ladebetrieb vierter Art für das DC-Laden mit gesonderten Ladestationen vorgesehen ist, wird er im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Ladebetriebsart 1: Das Fahrzeug wird mittels Ladekabel direkt an einer landesüblichen Normalsteckdose („Schutzkontaktsteckdose“) ohne zusätzliche Kommunikation oder Schutzeinrichtung angeschlossen. Der maximale Ladestrom beträgt 16A/230V. Aufgrund des geringen Sicherheitsniveaus darf diese Ladebetriebsart derzeit nur das Laden von Elektrokleinfahrzeugen unterstützen.

Ladebetriebsart 2: Hierbei wird das Elektrofahrzeug ebenfalls an einer Schuko-Steckdose geladen. Im Unterschied zur Ladebetriebsart 1 ist jedoch eine Steuer- und Schutzeinrichtung („In-Cable Control-and-Protection-Device“, IC-CPD) in der Anschlussleitung zwischengeschaltet, um den Schutz vor

¹ IEC 61980-1: Electric equipment for the supply of energy to electric road vehicles using an inductive coupling; General requirements

elektrischem Kurzschluss während des Anschlusses zu gewährleisten. Informationsaustausch und Überwachung erfolgen über die IC-CPD sowie über ein Pilotsignal, mit dem der Ladestrom im Falle eines Fehlers oder bei Erreichen des SOC verriegelt werden kann (DKE, 2021). Trotz der höheren Sicherheit dieser Ladebetriebsart ist die dauerhafte Belastung der Steckdosen durch einen Ladevorgang mit max. 8kW (32A,250V) über mehreren Stunden riskant, da die Elektroinstallation einer Steckdose in Wohngebäuden nicht dafür ausgelegt ist. Deswegen stellt die Ladebetriebsart 2 immer noch keine optimale Ladelösung dar.

Ladebetriebsart 3: An einer ortsfest installierten Ladestation (EVSE = Electrical-Vehicle-Supply-Equipment, Wallbox) wird das zu ladende Fahrzeug angeschlossen. Die Sicherheitseinrichtungen und der Signalprozessor sind in der Wallbox zu integrieren, sodass nur ein Kabel mit gebundenem Stecker (Typ 2) zwischen der Wallbox und dem Fahrzeug besteht. Beide Seiten des Kabels werden in diesem Fall verriegelt, womit der Spannungszufuhr in gefährlichen Situationen oder bei Überlastungen vermieden wird. Der maximale dreiphasige Ladestrom beträgt 63A/400V. Eine bidirektionale Ladestrategie (siehe Kapitel 2.2.4) ist mit dieser Ladebetriebsart realisierbar.

2.2.3 Home-Charging und Wallbox

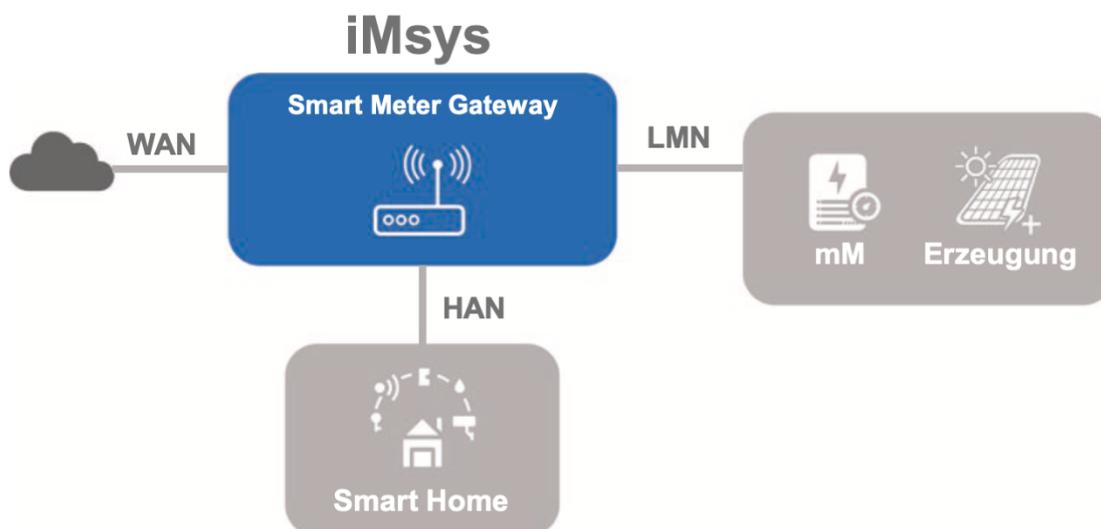
Das Aufladen auf einem privaten Grundstück wird als Home-Charging bezeichnet, wenn die Ladeinfrastruktur ausschließlich für private Nutzung verfügbar ist. Dabei befinden sich alle Einrichtungen auf dem Parkplatz (Schulze, 2022, S. 142). Private Elektrofahrzeuge können in den Zeitfenstern aufgeladen werden, wenn sie nachts in Garagen oder auf Parkplätzen abgestellt sind. Um diese Zeit auszunutzen, darf die Leistung reduziert sein. Eine Ladeleistung mit 11 kW an den Wallboxen wird vom ADAC sowie vom VDI (Norm VDI 2166) empfohlen (Cichowski, 2021). In der Regel liefern die Wallbox sowie das Ladekabel AC-Wechselstrom. Um das DC-Laden zu realisieren, soll ein Gleichrichter in der Wallbox ausgerüstet werden. Allerdings ist dies für kleinere Ladeleistungen technisch zu komplex und zu teuer. Für Home-Charging bevorzugen daher die Stadtwerke für private Kunden Ladebetriebsart 3.

Das EVSE wird im Wohngebäude häufig an der Wand oder in der Garage montiert. Wandladestationen sind nach VDE als Wallboxen oder auch als ‚Wall Connector‘ bezeichnet. Sie übertragen kleineren Ladestrom als Ladestationen, verfügen daher über geringere Leistung und werden fest an die Wand montiert. Im Vergleich zu Schukosteckdosen bietet eine Wallbox die Möglichkeit, die Netzinstallation zu schützen. Die marktübliche Ladeeinrichtung für private Nutzung ist deutlich einfacher zu konzipieren als die für die Öffentlichkeit. Die Wallbox kann überall in der Nähe des Autostellplatzes installiert werden, zum Beispiel an einer Wand in der Garage. Der Anschluss findet nicht hinter der Wallbox, sondern direkt beim Stromkasten statt. Daher ist sie sicher, leistungsstärker und effizienter als der Steckdosenanschluss (Cichowski, 2021). Eine separate Zählung wird bis jetzt kaum durchgeführt. Soll ein Elektroauto in Abhängigkeit des Marktpreises oder der Netzsituation abgeregelt werden, so ist eine Kommunikationseinrichtung, ein *intelligentes Messsystem* (iMsys) zu installieren (Johnsen et al., 2020).

Intelligentes Messsystem bezeichnet eine Messeinrichtung, welche in ein Kommunikationsnetz gemäß den geltenden technischen Standards des BSIs integriert wird. In der Abbildung wird ein Messsystem

mit Kommunikationsmodul dargestellt (Linnemann & Nagel, 2020), um die Daten zu erfassen, zu analysieren, zu speichern, zu schicken sowie zu empfangen.

Abbildung 2: Aufbau eines intelligentes Messsystem (iMsys)



Ein elektrischer Verbrauchszähler sowie ein Smart-Meter-Gateway sind in das System eingebettet. iMsys erhebt die Menge der verbrauchten elektrischen Energie und übermittelt die gesammelten Daten an das Energieversorgungsunternehmen. Des Weiteren werden die echtzeitigen Tarifinformationen von den Stadtwerken an das iMsys weitergeleitet. Dann wird der Ladevorgang an die aktuelle Situation angepasst. Verfügt der Haushalt über eine eigene erneuerbare Energiequelle oder einen privaten Stromspeicher, muss eine Anbindung sowie Fernsteuerung der Anlagen möglich sein (Linnemann & Nagel, 2020, S. 23).

Ob es wirtschaftlich ist, einen separaten Zähler zur Protokollierung der verbrauchten elektrischen Energie einzusetzen und somit eine erfolgversprechende Ladestrategie für die Stadtwerke zu entwickeln, wird im Rahmen dieser Arbeit modelliert und diskutiert.

2.2.4 Ladestrategien

Um den Marktanteil der Elektrofahrzeuge in der Zukunft deutlich zu steigern, spielt die Entwicklung der verfügbaren Ladeinfrastruktur eine entscheidende Rolle. Es ist zu erwarten, dass bis 2030 60–85 % der Ladevorgänge mit einer privaten Wallbox ermöglicht werden (DKE, 2021). Laut dem Ergebnis der Studie „Privates Ladeinfrastrukturpotenzial in Deutschland“ der Deutschen Energie-Agentur (dena) werden im Jahr 2030 bis zu 13,9 Mio. private Parkplätze von Ein- und Mehrfamilienhäusern über Ladeeinrichtungen verfügen. Für den heutigen Zustand verursachen die unbeeinflussten Ladevorgänge von 1,48 % der privaten Elektrofahrzeuge einen Spitzenlastanstieg von bis zu 2.000 MW (dena, 2020). Schließen mehr dezentrale Endkunden die Elektrofahrzeuge gleichzeitig ans Stromnetz an, führt dies unmittelbar zu einer signifikanten Zusatzbelastung der Netzelemente oder sogar zum Netzausfall. Um dies zu vermeiden, muss die Ladestrategie verbessert und das Umfeld der Netznutzung von Grund auf verändert werden (Renner, 2007). Lädt das Stromnetz die Elektrofahrzeuge gezielt außerhalb der Spitzenlastzeiten (Smart-Charging), geschieht keine Überlastung, selbst wenn 20 % der Elektrofahrzeuge aufgeladen werden (Stigler et al., 2010). Als Teil eines intelligenten Stromnetzes

basieren intelligente Ladestrategien auf Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). Monetäre Anregungen treiben den Ausbau des *Smart Charging* voran. Die folgenden Ladestrategien können mit der Energiemanagementkomponente der Wallbox realisiert werden.

Die einfachste Form des Anreizes ist die zeitlich gestaffelte Preisgestaltung. Die Verbraucher reagieren auf höhere Strompreise, indem sie ihre Nachfrage am Zeitpunkt ihres Stromverbrauchs ändern, um die strombezogenen Ausgaben zu reduzieren. Auf diese Weise ist es möglich, die Stromlastspitzen, die durch das Laden von Fahrzeugen verursacht werden, auf Off-Peak-Stunden zu verschieben. Dazu soll eine Steuereinheit im EVSE eingreifen, um den Ladevorgang nach einer voreingestellten Zeit ein- oder auszuschalten. Eine einfache, zeitlich variierende Tarifstruktur kann jedoch zu einem ausgeprägten Rebound der Gesamtstromnachfrage der Haushalte führen (Muratori & Rizzoni, 2016).

Bei hoher Marktdurchdringung der EV werden die direkte Steuerung des Fahrzeugs oder der EVSE als langfristige Lösung erforderlich sein, um ein Ausgleichspotential bei der Belastung anzubieten. Solche Mechanismen reichen vom einfachen Ein- und Ausschalten des Ladevorgangs bis zur unidirektionalen Leistungssteuerung von EVSE (auch V1G genannt), welche im Rahmen dieser Arbeit modelliert wird. V1G ist intelligentes Laden in seiner einfachsten Form und ermöglicht nur die Kontrolle über den Aufladungsvorgang. ‚Intelligent‘ bedeutet in diesem Sinne, dass es den Fahrzeugen die Möglichkeit bietet, die Ladetarife und -zeiten dynamisch zu ändern, indem es das Elektrofahrzeug über eine Datenverbindung mit externen Stationen verbindet, z. B. Energieversorgungsunternehmen. Wenn das Dach eines Wohngebäudes mit Sonnenkollektoren ausgestattet ist, ist es auch durchaus möglich, die Eigenverbrauchsquote über intelligente Steuerungselemente zu maximieren, insbesondere wenn die PV-Produktion überschüssig ist, indem sowohl die ins Netz eingespeiste als auch die lokal verbrauchte Strommenge optimiert wird (IRENA, 2019). Darüber hinaus kann V1G mittels maschinellen Lernens prognostizieren, wie viel Energie das Fahrzeug beim Aufladen verbrauchen wird und dies an die Steuerungskomponente weitergeben. Es muss zugleich sichergestellt werden, dass die nächste geplante oder zufällige Fahrt durchgeführt werden kann. Es könnte dem Fahrer helfen, sich zu orientieren, wann der Strom kostengünstiger und ökologischer ist, sobald die echtzeitigen Informationen des Spotmarktes vorliegen. Mit V1G kann einfach auf die Details des Stromverbrauchs eines Elektroautos zugegriffen werden, da die iMSys diesen erfassen und aktuelle Preise analysieren, damit die Nutzer von Elektroautos effiziente Entscheidungen treffen können.

Außerdem besteht die Möglichkeit, die Elektromobilität bidirektional zu laden und die Fahrzeugbatterien als Regelleistung bereitzustellen, indem sie die elektrische Energie in das öffentliche Stromnetz oder das Heimstromnetz zurückspeisen. Es wird als Vehicle-to-Grid (V2G) bzw. Vehicle-to-Home (V2H) bezeichnet. Dadurch kann der lokale Energieverbrauch weiter optimiert werden. Bei überschüssiger PV-Produktion kann durch die Rückspeisung der im BEV gespeicherten Energie ein weiterer Teil der Last durch Eigenverbrauch abgedeckt werden. Es ist jedoch wichtig zu bedenken, dass die Lebensdauer der Batterie aufgrund der erhöhten Ladezyklen von Ladungen und Entladungen kürzer sein wird als vorgeschrieben. Viele kurze Lade- und Entladezyklen sind zu vermeiden. Weiterhin forschen weitere Automobilproduzenten wie Audi an der Realisierbarkeit des V2H als ein geplantes Zukunftsladeszenario. Allerdings erlangt V2G in Europa bis jetzt noch keine Marktreife (IRENA, 2019).

Größere Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu decken, bringt jedoch schon heute, bei einem Anteil von knapp 15 %, neue Herausforderungen mit sich (Franke, 2018). Studien zeigen, dass ungesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen zu einer Verschärfung der Lastspitzen insbesondere in den Abendstunden führen kann (Biere et al., 2009). Daher besteht großes Potential, dass Elektrofahrzeuge als steuerbare Lasten und potenzielle Bereitsteller von Systemdienstleistungen mittelfristig ökonomisch positive Effekte auf das Energiesystem haben werden, da die Vorhaltung emissions- sowie kostenintensiver Regelleistung aus Spitzenlastkraftwerken reduziert und somit ein teurer Netzausbau vermieden werden kann (Schönfelder et al., 2009).

2.3 Herleitung der Forschungsfragen

Um den Mobilitätssektor zu dekarbonisieren, ist ein universeller Zugang zu Elektrofahrzeugen sowohl für den privaten als auch für den öffentlichen Gebrauch erforderlich. Einerseits muss die Forschung im Bereich der Ladetechnologien weiterentwickelt werden, z. B. wie die Kommunikation und Steuerung zwischen dem Netz und den privaten Fahrzeugen erreicht werden kann. Andererseits sind neue Marktmodelle für unterschiedliche Ladestrategien zu entwickeln, um den Übergang vom konventionellen Automobilmarkt zu einem weitgehend auf erneuerbare Energien ausgerichteten Mobilitätssektor zu bewältigen. Im Rahmen dieser Arbeit sollen Ladestrategien für unterschiedliche Arten von Wohngebäuden unter wirtschaftlichen Aspekten entwickelt werden, um die Nutzung von Elektrofahrzeugen in Wohngebäuden durch niedrige Betriebskosten sowie eine umweltfreundliche Energienutzung anzuregen und ein profitables Geschäftsmodell für die Stadtwerke zu schaffen.

Setzen sich BEVs erst einmal auf dem Markt durch, stellt sich die Frage nach der Rentabilität eines intelligenten Steuerungselements von Lade- oder Energiesystemen in Wohngebäuden. Die möglichen Einsparungen sind für kommunale Versorgungsunternehmen von Nutzen, da sie durch potenzielle Kostensenkungen mehr Kunden einbinden können. Daher wird die erste Forschungsfrage zur Wirtschaftlichkeit der Steuerung gestellt:

1. Wie sehen die Gesamtgestehungskosten unterschiedlicher Ladestrategien in der Zukunft aus?

Da in Zukunft mehr erneuerbare Energie im Stromversorgungssystem eingreift, stellt sich die Frage, inwiefern die erneuerbaren Energiequellen zum Stromverbrauch im Wohngebäude mit Lademöglichkeiten beitragen. Die ökologischen Vorteile werden mit folgender Forschungsfrage untersucht:

2. Wie viel weniger Energie kann beim System mit erneuerbaren Energiequellen vom Stromversorgungsnetz entnommen werden als beim konventionellen Energiesystem?

Darüber hinaus gilt es zu ermitteln, ob das gesteuerte oder das ungesteuerte Ladesystem durch den Einsatz neuer Energiequellen und Batterien unterschiedliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben wird. Es ist daher notwendig zu beantworten, welches Hausenergiesystem eine bessere Rendite bringt:

3. Welche Ladestrategie und welches Energiesystem eignet sich hinsichtlich ökonomischer Kriterien für EFH (Einfamilienhäuser) oder MFH (Mehrfamilienhäuser) am besten?

In vielen Artikel wird beschrieben, dass der Einsatz von Stromspeichern einen wirtschaftlichen Nachteil mit sich bringt. In der letzten Forschungsfrage werden die Speichereffekte genauer untersucht.

4. Welche wirtschaftlichen sowie systemtechnischen Effekte hat der Einsatz von Stromspeichern auf das Lade- bzw. Stromversorgungssystem in Wohngebäuden?

Zur Beantwortung der vier Forschungsfragen wurden sechs Energiekonzepte erstellt und hinsichtlich der Kosten betrieblich optimiert. Diese Konzepte werden in den folgenden Abschnitten ausführlich vorgestellt.

3 Modellierung und Optimierung

Die innerhalb dieser Arbeit durchzuführenden Optimierungen modellieren die diversen Wohnungstypen mit deren Ladestrategien. Ein Modell bildet ein praktisches Problem vereinfacht ab, indem es einige zielorientierte Eigenschaften des Originals abstrahiert. Mit Erstellung eines Modells zielt man darauf ab, den Komplexitätsgrad des Problems zu begrenzen, so dass das ursprüngliche Problem in weiteren Arbeitsschritten manipuliert werden kann, wie z. B. bei der intellektuellen Kommunikation oder der Lösung des Problems (Kallrath, 2013). Soll ein Optimierungs- oder Entscheidungsproblem spezifisch abgebildet werden, spielt das mathematische Optimierungsmodell eine wichtige Rolle bei der Lösung dieses Problems. Die einheitliche Formulierung des Abgebildeten ermöglicht es, die mathematische Modellierung des Optimierungsproblems an Standardsoftware, die sogenannten Solver, weiterzugeben. Die Modelle lassen sich dann mit den Solver optimal oder heuristisch lösen.

3.1 Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsmodelle

Die in dieser Arbeit verwendeten Lade- bzw. Energiesystemmodelle können als gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsmodelle (engl.: *mixed integer linear programming*; Abk.: MILP) kategorisiert werden. Die ganzzahlige und gemischt-ganzzahlige Optimierung wird manchmal als kombinatorische oder diskrete Optimierung bezeichnet, da darin alle oder zumindest einige Variablen ganzzahlig oder diskret sind. Die Null-Eins-Entscheidung ist zum Beispiel ein typisches ganzzahliges Entscheidungsproblem. Bei den Energiesystemmodellen wird als Zielfunktion häufig die Investitions- oder Betriebskostenminimierung betrachtet. Durch die einschränkenden Nebenbedingungen, in der Literatur häufig als ‚*Constraints*‘ bezeichnet, wird ein Lösungsraum (LR) in der Form eines Polyeders skizziert, dessen Eckpunkte den möglichen Lösungen entsprechen (Kallrath, 2013, S. 72). Zur Lösung eines linearen Optimierungsproblems (LP-Problem) kommt häufig das Simplexverfahren zum Einsatz. Hierbei iteriert der Solver nach der Zielfunktion alle Eckpunkte, um die optimale Lösung auszusuchen.

3.2 Modellierungsframework

Das Modellierungsframework Open Energy Modelling Framework (oemof), auf dem das UMSICHT-interne Energy System Optimization Tool („ESyOpT[®]“) basiert, bestimmt maßgeblich die Grundstruktur des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Energiesystems.

3.2.1 Open energy Modelling Framework

Unter dem Gedanken „Open-Science“ zielt die oemof-Community darauf ab, durch eine kollaborative Entwicklung eine Toolbox für die Erstellung integrierter Energiesystemmodelle mit freier Lizenz zu veröffentlichen (Hilpert et al., 2017). Die Entwicklung des oemof-Modells stützt sich auf die Python-Bibliothek „*Python Optimization Modelling Objects*“ (*Pyomo*), was es den Benutzern ermöglicht, mathematische Optimierungsprobleme in Python mit leicht verständlicher algebraischer Formulierung zu beschreiben. Um die gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsprobleme zu lösen, unterstützt

Pyomo gängige Solver wie CPLEX und Gurobi (Hart, 2017, S. 144). Da Gurobi auf wissenschaftliche Forschung ausgerichtet ist, wird es in dieser Arbeit überwiegend verwendet.

Das oemof-Paket `oemof.solph` wurde für die Modellierung integrierter Energiesysteme mit (gemischt) ganzzahligen linearen Optimierungsproblemen entwickelt, indem eine standardisierte Graphenstruktur aufzubauen ist. Der Graph besteht aus Bussen sowie Komponenten, die durch gerichtete Kanten verbunden sind. Bei der Programmierung werden alle Komponenten vom Graphen als Klasse dargestellt. Die von `oemof.solph` bereitgestellten Klassen `Source`, `Bus`, `Storage`, `Transformer` und `Sink` können über gerichtete Energieflüsse miteinander verknüpft werden, um komplexe sowie sektorübergreifende Energiesysteme zu modellieren.

Die Klasse `Source` steht für die Energiequelle, die Wärme oder Strom für das gesamte Energiesystem liefert und keine Energie für sich aufnimmt. Wenn das öffentliche Stromnetz als elektrische Energiequelle genutzt wird, um ein Gebäude oder Quartier mit Strom zu versorgen, dann ist es als eine `Source`-Klasse zu klassifizieren. Mit dem `Bus` kann Energie ohne Verlust übertragen werden. Da die `Bus`-Klasse selbst keine Energie verbraucht oder speichert, hat sie ein Gleichgewichtsverhältnis, d. h., der eingehende Lastfluss wird durch den ausgehenden Lastfluss ausgeglichen. Obwohl es im realen Energiesystem keine idealen Leiter oder Rohre gibt, wird dieser Verlust vernachlässigt, um die Berechnungen innerhalb der Abweichungstoleranz zu vereinfachen. Die `Transformer`-Klasse lässt Strom sektorübergreifend in Wärme umwandeln oder umgekehrt. An dieser Schnittstelle befindet sich zum Beispiel der elektrische Heizstab. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Wärmesektor nicht berücksichtigt und daher erscheint der `Transformer` nicht im Energiesystem hinsichtlich der Elektromobilität. Die BEV ist ein `Storage`-Objekt, denn in V2G kann das BEV während des Anschlusses die elektrische Energie ein- bzw. aus speichern. Im Gegensatz zu `Source` bietet Oemof die Klasse `Sink`, um einen Energieverbraucher oder -ablass darzustellen, wobei sie nur Energie aufnimmt. Alle Komponenten werden durch gerichteten `Flow` miteinander verbunden, was die Energieströmung abbildet (oemof-develop-group, 2021).

Abbildung 3: Bildliche Darstellung der "oemof"-Klassen



Basierend auf einer grafischen Darstellung von Energiesystemen (s. Abbildung 3) eignet das oemof-Paket sich gut für die flexible Modellierung komplexer sektorübergreifender Systeme unterschiedlicher Größenordnungen und umfasst eine Vielzahl von Modellierungsansätzen. In dieser Arbeit liegt der Schwerpunkt der Energiesystemmodellierung auf den Sektoren Strom und Mobilität.

3.2.2 Energy System Optimization Tool

Das institutsinterne Tool ‚ESyOpT‘ verfügt über viele fertige oemof.solph-Komponenten wie beispielweise PV-Anlagen, Stromspeicher oder Wärmepumpen, die direkt als sichtbare Kapselung mit Schnittstellen angewendet werden können. Des Weiteren enthält *ESyOpT* eine Menge an Kennzahldatensätzen sowie eine Bibliothek mit Zeitreihen. Die Bibliothek erleichtert den Entwicklungsaufwand neuer Modelle.

Realistische Probleme können durch Modelle dargestellt werden. Bei der Erstellung eines Modells wird jedoch ein Teil der Informationen ignoriert und ein Teil der Variablen wird als Annahme vorausgesetzt, so dass jede Form der Modellierung verlustbehaftet sein kann. Der Informationsverlust kann dazu führen, dass das Modell von der Realität abweicht, er kann aber auch das Modell vereinfachen und die Berechnungen erleichtern. Je näher ein Modell an der Realität ist, desto mehr Variablen oder Nebenbedingungen wird es enthalten, die Rechenaufwand verursachen. Daher müssen einige Komponenten entsprechend ihrer physikalischen Eigenschaften und der erforderlichen Kennwerte angenommen sowie vereinfacht werden. Im Folgenden werden die Simulationsansätze für die mit diesem Modell verbundenen Komponenten beschrieben.

PV-Anlage:

Die Photovoltaikanlage ‚Canadian_Solar_Inc_CS1H_325M5‘ wurde als Referenz aus der pvlib-Datenbank ausgewählt, um das PV-Modell zu erstellen. Die PV-Anlage nimmt die Photonen aus Sonnenstrahlung auf. Unter Ausnutzung des photoelektrischen Effektes wird Gleichstrom durch die unterschiedlich dotierten Siliziumschichten erzeugt. Um den Gleichstrom nutzen bzw. in das öffentliche Stromnetz einspeisen zu können, ist ein Converter einzurichten, der den DC-Strom in AC-Strom wandelt. In *ESyOpT* wird der Converter nicht explizit abgebildet, sondern direkt in der PV-Anlage implementiert. Die Ausgabe dieses Objekts ist der direkt anwendbare Wechselstrom. Unter Berücksichtigung der Wetterdaten (siehe Kapitel 4.1), des Flächenbedarfs sowie der Ausrichtung der Anlage ist die Nennleistung der PV-Anlage je nach lokaler Voraussetzung zu optimieren und in das Energiesystem einzusetzen. Leistungsschwankungen aufgrund von Verschattung und Alterung werden hier nicht analysiert, da sie nur schwer annualisiert werden können.

Wallbox:

Das ESyOpT-Modell ‚BatteryElectricVehicle‘ ist zwar nur für die Weitergabe von Strom an das Fahrzeug zuständig, gilt dennoch als ein Objekt der oemof-Klasse ‚Storage‘ und wurde im Projekt ‚SW-Developer‘ als ‚Wallbox_carsharing‘ weiterentwickelt. Es nimmt elektrische Energie von ‚el_bus‘ auf und gibt sie an das Fahrzeug ab, sobald ein Auto zum Laden verfügbar ist. Während des Autoanschlusses entscheidet iMSys, ob die Fahrzeugbatterie in ‚el_bus‘ oder ‚el_grid‘ zurückgespeist werden soll. In der Modellierung geschieht dies über eine binäre Variable ‚can_unload‘. Allerdings wird im Rahmen dieser Arbeit V2G nicht berücksichtigt und daher die Variable nur als ‚False‘ definiert. Eine weitere binäre Variable ‚direct_load‘ bestimmt, ob der Ladevorgang gesteuert ist. Insbesondere wird zwischen ungesteuertem bzw. direktem Laden und V1G unterschieden. Die konstante Ladeleistung der Wallbox ist auf 11 kW begrenzt, da die hausüblichen Wallboxen für ‚Slow-charge‘ in der Regel eine maximale Leistung von 11 kW haben. Dies entspricht auch dem aktuellen Markt. Da die Wallbox eng mit dem

BEV verbunden ist, ist die maximale Energiekapazität je nach ausgewähltem BEV-Typ eindeutig bestimmt. Laut Marktforschung der SWD-Elektrofahrzeugabteilung ist das Elektrofahrzeug ‚Renault ZOE Intern (41kWh)‘ das beliebteste auf dem deutschen Markt, sowohl aus preislichen Gründen als auch wegen der Marktpositionierung. Bei der Simulation der Fahrprofile wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass jeder Haushalt ein oder mehrere Elektrofahrzeuge vom Typ ZOE besitzt. In diesem Fall kann die Wallbox nach Angaben des Herstellers bis zu 41 kWh Strom speichern. Die Batterien von ZOE werden mit einem Wirkungsgrad von 82,8 % geladen und der Verlust der gespeicherten Energie bleibt aufgrund der kurzen Speicherdauer unberücksichtigt.

Stromspeicher:

Das Element ‚Stromspeicher‘ ist im oemof in der ‚Storage‘-Klasse eingeordnet. Es gilt besonders zu beachten, dass der Stromspeicher beim Auf- und Entladevorgang immer mit Effizienz von 95 % verlustbehaftet ist. Im Rahmen dieser Arbeit bleibt die verkürzende Lebensdauer der Batterie durch mehrfaches Laden und Entladen vernachlässigt.

3.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Alle Wirtschaftlichkeitsanalysen sollen darauf ausgerichtet sein, den Nutzen der Ressourcen unter Berücksichtigung des Grundsatzes der Wirtschaftlichkeit zu maximieren, d. h. die nachhaltig günstigste Relation zwischen Nutzen und Kosten herauszufinden. Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit kann nach zwei Prinzipien erfolgen: Erstens zielt das Ertragsprinzip, auch bekannt als Maximierungsprinzip, darauf ab, den Nutzen der vorgegebenen Ressourcen zu maximieren. Zweitens: Nach dem Sparsamkeitsprinzip, oder Minimalprinzip, versucht der Entscheidungsträger, die gesetzten Ziele mit dem geringstmöglichen Einsatz von Ressourcen zu erreichen.

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Wirtschaftlichkeitsanalyse folgt dem Sparsamkeitsprinzip. Die Gesamtkosten der jeweiligen Systeme sind unter bestimmten Rahmenbedingungen zu minimieren. Wenn es erforderlich ist, die Kosten unter verschiedenen Bedingungen zu vergleichen, sollten die Gesamtkosten auf jede kWh Strom umgerechnet werden.

Für die Berechnung der jährlichen Gesamtkosten gilt (Kost et al., 2018):

$$\begin{aligned} \text{Jährliche Betriebskosten } A_t \\ = \text{Fixe Betriebskosten} + \text{Variable Betriebskosten} (+ \text{Restwert der Anlage}) \end{aligned}$$

Zudem umfassen die fixen Betriebskosten die Wartungskosten. Die variablen Betriebskosten enthalten dann die Stromkosten und die Einspeisevergütungen. Durch die Diskontierung aller Kosten und der verbrauchten Strommenge auf dem gleichen Referenzjahr wird der Vergleich zwischen den Stromgestehungskosten aussagekräftig. Die Stromgestehungskosten (LCOE) sind mit der folgenden Formel zu berechnen:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

wobei das I_0 für die annualisierte Investitionskosten, A_t für die jährlichen Gesamtkosten, M_{el} für die im Jahr t verbrauchte Strommenge und i für den realen kalkulatorischen Zinssatz steht. Da im Rahmen der Modellierung die jährlich verbrauchte Strommenge konstant bleibt, wird die Berechnung mit dem Annuitätsfaktor einfacher ausgeführt (Tegen et al., 2012):

$$LCOE = \frac{(I_0 * ANN) + A}{M_{el}}$$

$$ANN_{t,i} = \frac{i * (1 + i)^t}{(1 + i)^t - 1}$$

4 Berechnung der Mobilitätskonzepte

Forschungsziel dieser Arbeit ist es, Maßnahmen für sektorübergreifende Energieversorgungskonzepte für private Wohngebäude unterschiedlicher Größe unter Anwendung geeigneter wirtschaftlicher Kriterien vorzuschlagen und neue Geschäftsmodelle für Energieversorgungsunternehmen zu entwickeln. Hierbei werden verschiedene Mobilitätskonzepte mit dezentralen erneuerbaren Energiequellen auf Basis unterschiedlicher Prognosen der Strommarktentwicklung entworfen und betriebsoptimiert. Die optimierten Berechnungsergebnisse werden anschließend untereinander sowie mit einem Referenzsystem ohne erneuerbare Energiequelle verglichen. Zunächst werden die zu untersuchenden Szenarien definiert, danach die simulierten Lastgänge als Eingabe des Energiesystems erklärt und anschließend die Konzeptionierung der Energiesystems beschrieben.

4.1 Szenario-Definition

Bei der Szenario-Vorbereitung wird der Mobilitätssektor als Umfeld festgesetzt. Die zeitlichen und geographischen Rahmenbedingungen werden hier identifiziert. Ausgehend von den verfügbaren Daten ist es dann möglich, die Situation im Jahr 2021 zu analysieren und die Ausgaben im Jahr 2035 sowie im Jahr 2050 zu prognostizieren. Aus den drei gewählten Jahren ergeben sich insgesamt fünf Ausprägungen: eine im Jahr 2021 und jeweils zwei im Jahr 2035 und 2050.

Geographisch gesehen befinden sich die zu modellierenden Energiesysteme vor allem in diversen Wohngebäuden innerhalb der Stadt Düsseldorf. Nach Rücksprache mit den Stadtwerken Düsseldorf konzentriert sich diese Arbeit auf die folgenden sieben Gebäudetypen:

1. EFH_VZB: Einfamilienhaus mit einer Vollzeitbeschäftigten
2. EFH_VZB_HM: Einfamilienhaus mit einer Vollzeitbeschäftigten und einem Hausmann/-frau
3. EFH_VZB_TZB_S: Einfamilienhaus mit einer Vollzeitbeschäftigten, einer Teilzeitbeschäftigten und einem Schüler/-in
4. MFH8_unsaniert: Mehrfamilienhaus mit 8 Wohneinheiten mit wenigen BEVs im Besitz
5. MFH8_saniert: neu saniertes Mehrfamilienhaus mit 8 Wohneinheiten
6. MFH20_unsaniert: Mehrfamilienhaus mit 20 Wohneinheiten mit wenigen BEVs im Besitz
7. MFH20_saniert: neu saniertes Mehrfamilienhaus mit 20 Wohneinheiten.

Jedem Gebäudetyp wurde ein elektrischer Energieverbrauch zugewiesen. Gemäß VDI 4655 (2021) wurden im Rahmen des Projekts „*SW.Developer*“ synthetische Lastgänge für Strom erstellt. Anhand der 7-Tage-Temperatur, des Bedeckungsgrads und des Wochentags ändert sich entsprechend die Stromlastkurve für jede Stunde. Der jährliche Gesamtbedarf für denselben Gebäudetyp bleibt jedoch konstant, und wird auf alle Zeitpunkte des Jahres verteilt. Die folgende Tabelle gibt Auskunft über die Energiepreise für jeden einzelnen Gebäudetyp:

Tabelle 1: Energiepreise für die Ausprägungen

	2021	2035		2050	
Ausprägungen		2035-1 (UMSICHT)	2035-2 (SWD)	2050-1 (UMSICHT)	2050-2 (SWD)
Strompreis [€/kWh]	0.097	0.076	0.062	0.067	0.053
Verbraucheraufpreis Strom [€/kWh]	0.24 (WG)	0.26(WG)	0.29(WG)	0.305(WG)	0.335(WG)
PV Einspeisevergütung [€/kWh]	0.075 (bis 10 kW) / 0.073 (bis 40 kW) / 0.057 (bis 100 kW)	Börsenpreis	Börsenpreis	Börsenpreis	Börsenpreis

Für die Szenario-Vorbereitung müssen die Schlüsselfaktoren entsprechend ihres Zusammenhangs zum Untersuchungsgegenstand ausgewählt werden. Zum einen ist dies der Faktor Strompreis: Für die Ausprägung im Jahr 2021 wurde der Day-Ahead-Strompreis vom FfE angenommen (FfE, 2022). Die Ausprägungen für 2035 und 2050 bauten auf internen Datensätzen aus Fundamentalmodellen von UMSICHT und SWD auf. Dadurch entstehen jeweils zwei Szenarien für die beiden Jahre und eins für 2021:

1. 2021: Day-Ahead-Price von FfE im Jahr 2021
2. 2035-1: UMSICHT-Stromzeitreihen im Jahr 2035
3. 2035-2: SWD-Stromzeitreihen im Jahr 2035 von SWD
4. 2050-1: UMSICHT-Stromzeitreihen im Jahr 2050
5. 2050-2: SWD-Stromzeitreihen im Jahr 2050 von SWD.

Neben dem Spotpreis ist der Verbraucheraufpreis ein großer Bestandteil des Strompreises, der sich aus Steuern, Abgaben und Umlagen zusammensetzt. Dies entsprach 24 ct/kWh im Jahr 2021, wird in der Zukunft weiter aufgehoben (Boston Consulting Group, 2021, S. 48).

Die PV-Einspeisevergütungen im Jahr 2021 stammen aus monatlichen Angaben der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, 2022). Es wird in den Zukunftsjahren davon ausgegangen, dass aufgrund des Ausbaus von EE-Anlagen die Einspeisevergütungen den Börsenpreisen in Echtzeit entsprechen.

$$pv_{feedin} = -1 * price_{spot}$$

Um die Photovoltaik-Produktion zu berechnen, sind Wetterdaten wie direkte Solarstrahlung, diffuse Solarstrahlung und Wolkendeckungsgrad mit Zeitreihen erforderlich. Die Wetterdaten sind den (TRY)-Datensätzen des Deutschen Wetterdienstes für Testreferenzjahre entnommen (Deutscher Wetterdienst, 2022). Für jede Stunde eines Jahrs enthalten TRY-Datensätze meteorologische Daten

auf jedem Quadratkilometer in Deutschland. Sie stellen einen für das Jahr typischen Witterungsverlauf repräsentativ dar. Für die Modellierung der Ausprägung des Jahres 2021 wurden die historischen Daten des Zeitraums 1995 bis 2012 gewählt. Um die zukünftige PV-Produktion zu prognostizieren, wurde der Datensatz der Jahre 2030–2060 anhand der regionalen Klimamodelle für die vier Szenarien im Jahr 2035 sowie 2050 eingelesen. Geographisch sind die TRY-Wetterdaten mit einer Fläche von jeweils 1 km² abrufbar. Die Düsseldorfer Stadtmitte wird in dieser Arbeit als Referenzgebiet gewählt.

4.2 Simulation der Fahrprofile

Im Jahr 2017 wurde die Erhebung des Mobilitätsverhaltens unter dem Namen *Mobilität in Deutschland* (MiD) vom Bundesministerium für Verkehr durchgeführt. Die verfügbaren Datensätze stellen Informationen zur Soziodemographie von Personen und Haushalten sowie zu ihrem Mobilitätsverhalten bereit, die die Angaben von 316.000 Personen aus 156.000 Haushalten umfassen. Je nach räumlicher und soziodemographischer Auflösung sind vier Datensatzpakete zu unterscheiden. Die in dieser Arbeit simulierten Mobilitätslastgänge beruhen auf dem Datensatz B1, welcher die am höchsten aufgelösten Angaben beinhaltet. Die Teildatensätzen „Haushalt“, „Person“ und „Wege“ finden bei der Simulation Anwendung.

Das Fahrprofilsimulationstool wurde im Rahmen einer Masterarbeit bei Fraunhofer UMSICHT erstellt. Es ermöglicht eine Simulation von Carsharing und öffentlichen Ladesäulen in viertelstündlicher Auflösung. Zuerst werden Fahrereignisse für jede Person oder jeden Haushalt modelliert und die zurückgelegte Fahrstrecke simuliert. Für die öffentliche Ladesäule werden anschließend alle relevanten Ereignisse zusammengefügt. Diese Arbeit befasst sich mit der privaten Nutzung von Wallboxen in Wohngebäuden. Wallbox-Sharing oder Carsharing werden nicht berücksichtigt, sodass eine Überlagerung der verschiedenen Profile nicht notwendig ist.

Anhand der vorliegenden Datensätze wird eine Abfrage des Timers über jeden Tag und über jede Viertelstunde iteriert, welcher angibt, ob der aktuelle Tag ein Arbeitstag ist, ob der Fahrer anwesend oder abwesend ist sowie zu welchem Zweck er das E-Auto benutzt. Es wird anschließend stochastisch bestimmt, ob ein Fahrereignis vorliegt oder nicht. Bei vorliegendem Fahrereignis wird der Wert Eins eingeordnet. Danach wird anhand der wegweckspezifischen Streckenverteilung eine Strecke zugewiesen. Wegweckspezifisch wird die Aufenthaltszeit für das Fahrereignis. Die Wegwecke, Strecken, Fahrzeiten sowie Aufenthaltszeiten werden je nach Arbeitstag oder Wochenende in der entsprechenden „Excel“-Datei gespeichert.

Da in dieser Arbeit nur die Ladevorgänge untersucht werden, sind Daten wie die Dauer des Anschlusses an die Wallbox, der viertelstündliche Energieverbrauch bei der Fahrzeugnutzung sowie die zu jedem Zeitpunkt im Fahrzeug verfügbare Mindestmenge an Energie notwendige Eingangsdaten. Bei vorliegendem Fahrereignis wird der „is-connect“-Liste der Wert Null zugewiesen. Der Energieverbrauch „e_el_drive“ für das Fahrereignis sowie die Mindestenergiemenge „e_el_min“ können aus den Fahrtstrecken und der Fahrzeit von einem vorher angenommenen Automodell „Renault-ZOE“ abgeleitet werden. Da die Annahme, dass alle Bewohner im Mehrfamilienhaus zum gleichen Zeitpunkt das Haus verlassen oder das Fahrzeug aufladen, unrealistisch ist, muss die Simulation randomisiert und mehrmals durchgeführt werden, um mehrere Datensätze von

Fahrprofilen zu erhalten. Im Rahmen dieser Arbeit werden folgende Nutzungstypen mit ihrem Fahrverhalten simuliert:

- Vollzeitbeschäftigte (VZB) mit 1 Arbeitsweg und 2 Nicht-Arbeitswegen pro Tag
- Teilzeitbeschäftigte (TZB) mit 1 Arbeitsweg und 2 Nicht-Arbeitswegen pro Tag
- Hausfrauen/-männer mit 2 Nicht-Arbeitswegen pro Tag
- Schüler/innen mit 2 Nicht-Arbeitswegen pro Tag

Da das Simulationstool eine viertelstündliche Lastgangeliste mit Zeitreihe ausgibt, aber die Wetterdaten sowie die Strompreiszeitreihe nur stündlich aufgelöst sind, sollen die Output-Daten stündlich angepasst werden. Treten innerhalb einer Stunde zwei oder mehrere Fahrereignisse auf, werden sie als eine längere Fahrt betrachtet, wobei dies einen Datenverlust verursachen kann. Das Simulationstool und die neu gesampelten Ergebnisse bestimmen lediglich stochastisch basierend auf den verfügbaren Daten, ob ein Fahrereignis eintreten wird oder nicht. Die Lastgänge greifen hier jedoch keine spezifische Ladestrategie auf.

4.3 Konzeptionierung der zu untersuchenden Nutzungstypen

Ein Nutzungstyp hinsichtlich der Elektromobilität kennzeichnet im Rahmen dieser Arbeit die Lastkurve, wie ein EFH das E-Auto täglich benutzt, sowie den Lastgang des Stromverbrauchs. Für die MFH werden mehrere Lastgänge im Energiesystem eingelesen und aufsummiert. Angesichts des wachsenden Marktanteils von Elektrofahrzeugen wird prognostiziert, dass sich in Zukunft immer mehr Haushalte für Elektrofahrzeuge anstelle von Fahrzeugen mit konventionellem Kraftstoff entscheiden werden. Die Anzahl der den Haushalten zur Verfügung stehenden Fahrzeuge ist deshalb nicht von Jahr zu Jahr gleich. In den bereits vorgestellten fünf Szenarien und sieben Wohngebäude- bzw. Nutzungstypen wird eine unterschiedliche Anzahl von BEVs je nach Anzahl der Bewohner, Berufstätigkeit im Haushalt, Größe des Hauses sowie Sanierungsgrad des Gebäudes zugewiesen, um die Simulationsergebnisse markt- und situationsgerechter zu erfassen. Im Folgenden wird die Anzahl der Elektrofahrzeuge in verschiedenen Szenarien und Nutzungstypen konkret dargestellt.

Nutzungstyp I: EFH_VZB: Bei diesem Nutzungstyp besteht der Haushalt lediglich aus einem Vollzeitbeschäftigten, der ein BEV besitzt. Es gilt für alle fünf Szenarien.

Nutzungstyp II: EFH_HM: In diesem Nutzungstyp teilen sich zwei Personen in einem Haushalt ein Auto und es wird eine Carsharing-Situation simuliert. Es gilt für alle fünf Szenarien.

Nutzungstyp III: EFH_VZB_TZB_S: Hier wird eine größere Familie simuliert. In diesem Fall haben die drei Bewohner zwei BEVs, d. h., es sind zwei Wallboxen installiert. Jedes Familienmitglied wird das Elektrofahrzeug nach Bedarf nutzen. Es gilt für alle fünf Szenarien.

Da ein Mehrfamilienhaus eine Kombination aus mehreren Nutzungstypen von *Einfamilienhaus* ist, wird es mit Bezug auf die drei oben genannten grundlegenden Nutzungstypen modelliert. Um

Mehrfachbeschreibungen zu vermeiden, wird die Anzahl der BEVs für Mehrfamilienhäuser basierend auf den Diskussionsergebnissen mit SWD wie folgt aufgezählt.

MFH8_unsaniert:

Szenario 2021: 2 BEVs: 2 * Nutzungstyp I

Szenario 2035: 4 BEVs: 2 * Nutzungstyp I, 1 * Nutzungstyp III

Szenario 2050: 8 BEVs: 4 * Nutzungstyp I, 2 * Nutzungstyp III

MFH8_saniert:

Szenario 2021: 3 BEVs: 3 * Nutzungstyp I

Szenario 2035: 8 BEVs: 4 * Nutzungstyp I, 2 * Nutzungstyp III

Szenario 2050: 8 BEVs: 4 * Nutzungstyp I, 2 * Nutzungstyp III

MFH20_unsaniert:

Szenario 2021: 4 BEVs: 4 * Nutzungstyp I

Szenario 2035: 9 BEVs: 5 * Nutzungstyp I, 2 * Nutzungstyp III

Szenario 2050: 20 BEVs: 10 * Nutzungstyp I, 5 * Nutzungstyp III

MFH20_saniert:

Szenario 2021: 7 BEVs: 7 * Nutzungstyp I

Szenario 2035: 20 BEVs: 10 * Nutzungstyp I, 5 * Nutzungstyp III

Szenario 2050: 20 BEVs: 10 * Nutzungstyp I, 5 * Nutzungstyp III

4.4 Modellierung der Hausenergieversorgungssysteme

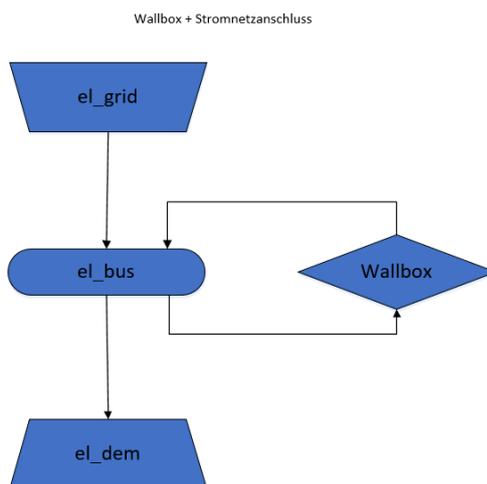
Um den Betrieb des Gebäudeenergiesystems zu analysieren und zu optimieren ist es notwendig, alle Energieflüsse detailliert zu simulieren. Das komplexitätsreduzierte Modell, wie das hier mit ‚oemof‘ entwickelte, ergibt durch die Anwendung von gemischt ganzzahliger linearer Programmierung ein geschlossenes Optimierungsergebnis. Auf der Abstraktionsebene der Gebäudeversorgung ist das lokale Zusammenspiel von Stromnetz, PV-Anlage, elektrischem Speicher sowie steuerbarer Wallbox mit E-Fahrzeug als potenzielle Speicher von Bedeutung. Die Tatsache, dass die Einbeziehung mehrerer Energiequellen und mehrerer Energiespeicherelemente dem gesamten Energiesystem Komplexität verleiht, verdeutlicht den Bedarf, die optimalen Lastprofile mit einer Simulation auszurechnen, um möglichst hohe Rendite zu erzielen. Jedes Gebäudeenergiesystem wird im Rahmen dieser Arbeit für sieben Haushaltstypen mit unterschiedlichen Szenarien simuliert, um die Effekte der Haushaltsprofile durch die Steuerung durch die Wallbox zu untersuchen.

4.4.1 Das elektrische Energiesystem mit Stromanschluss (K0)

Das als Referenzsystem gewählte Konzept enthält als Stromquelle ausschließlich der konventionellen Stromversorgung über das öffentliche Netz und deckt über den Elektrizität-Bus (el_bus) den häuslichen Strombedarf (el_dem) sowie den Wallboxstrombedarf (el_wb). In Anbetracht der Tatsache, dass keine dezentralen erneuerbaren Energiequellen zur Verfügung stehen, spiegelt dieses Referenzkonzept

direkt die Stromkosten wider, die durch die Wallbox in den jeweiligen Szenarien und für die unterschiedlichen Wohngebäudetypen verursacht werden. Für Konzept 0 sind zwei Varianten zu unterscheiden: direktes Laden (KOD) und gesteuertes Laden (KOG). Bei Wohngebäuden mit mehreren BEVs werden alle Wallboxen als Ganzes modelliert. Folgende Abbildung stellt die zu KO_D und KO_G gehörende Modellierungs-Flow-Chart (MFC) für die Stromversorgung eines Wohngebäudes dar (s. Abbildung 4).

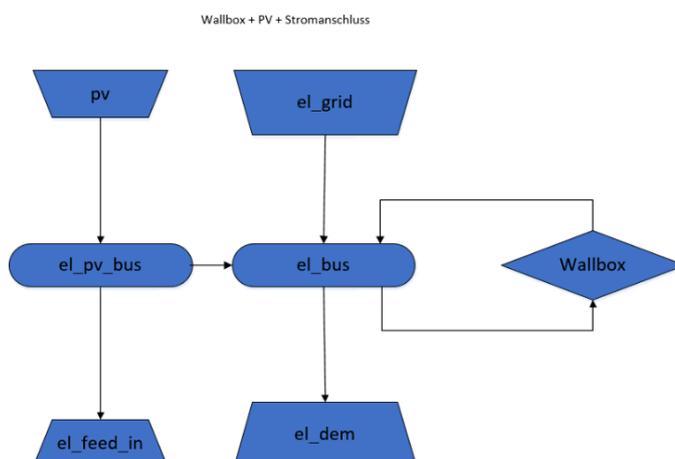
Abbildung 4: Energiesystem "Wallbox+Stromanschluss" (K0)



4.4.2 Energiesystem mit PV-Anlagen (K1)

Im Konzept 1 werden die Effekte der gesteuerten Ladevorgänge auf die Wirtschaftlichkeit eines Gebäudeenergiesystems mit erneuerbaren Energiequellen untersucht. Für die Deckung elektrischen Energiebedarfs des Gebäudes stehen demnächst die PV-Anlage und das Stromnetz bereit. Der gelieferte Strom wird in die jeweiligen virtuellen Busse zugeführt. Der PV-Bus kann wahlweise die optimierte Strommenge in den Elektrizität-Bus oder den überschüssig produzierten PV-Strom gegen Vergütung ins öffentliche Stromnetz (*el_feed_in*) einspeisen. Der *el_bus* deckt sowohl den

Abbildung 5: Energiesystem "Wallbox+PV+Stromanschluss" (K1)

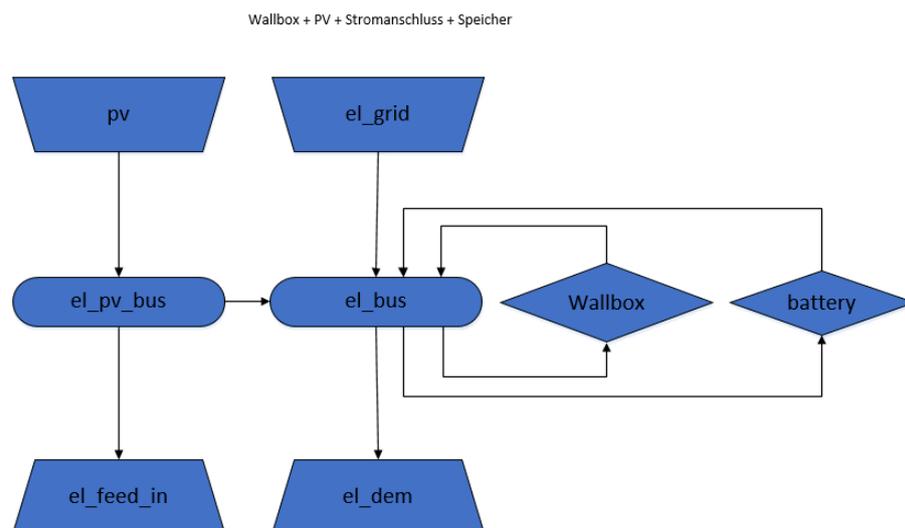


Haushaltstrombedarf als auch die Versorgung der Wallboxen (s. Abbildung 5). Im MFC wird kein Unterschied zwischen gesteuertem Laden (K1D) und ungesteuertem Laden (K1G) skizziert, da beide den gleichen Energiefluss mit lediglich unterschiedlichen Inputparametern haben.

4.4.3 Energiesystem mit Speichern (K2)

Analog zu Konzept 1 wird in Konzept 2, wie in der Abbildung 6 gezeigt, zusätzlich der Einsatz von elektrischen Energiespeichern berücksichtigt. Die Batterie kann direkt den Bedarf decken, aber ein Rückspeisen ins Netz findet nicht statt. Die maximale Kapazität sowie die Ladeleistung werden durch die Berechnung optimiert. Diese Arbeit liefert Handlungsempfehlungen für die Auslegung der Batterien. Damit die Batteriekennwerte während der Betriebsoptimierung nicht auf Null gesetzt werden, weil sich die Installation der Batterie möglicherweise negativ auf die Gesamtwirtschaftlichkeit des Systems auswirkt und um die Systemintegrität aufrechtzuerhalten, werden während der Modellierung eine untere Energiegrenze von 10 kWh und eine untere Leistungsgrenze von 4 kW anhand kommerziell verfügbarer Batteriedaten festgelegt.

Abbildung 6: Energiesystem "Wallbox+PV+Stromanschluss+Speicher" (K2)



4.5 Inputparameter

PV-Anlage:

Die Investitionskosten werden anhand der vorhandenen Kostenspanne (Kost et al., 2018, S. 10) mit einer linearen Kostenfunktion abgebildet.

$$Invest_{PV} = OFFSET_{PV} + CAPEX_{PV} * Leistung_{PVmax}$$

Mit konkreten Zahlen beträgt dies:

$$Invest_{PV} = 4010[\text{€}] + 598 \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}_{Peak}} \right] * Leistung_{PVmax}$$

Um eine Leistung von 1 kW zu erreichen, ist nach dem heutigen technischen Stand eine PV-Fläche von 5,009 m² erforderlich. Für EFH und MFH stehen 65 m² bzw. 175 m² Dachfläche für die Installation von PV-Anlagen zur Verfügung (Fechner, 2020). Daher ist die maximal realisierbare Leistung auf 12,977 kW und 34,937 kW begrenzt. Zusätzlich soll der Hauseigentümer jährlich 1 % der Investitionskosten für Betrieb und Wartung ausgeben. Die Lebensdauer einer kleinen PV-Dachanlage wird laut der Studie mit 25 Jahren angenommen. Da sich im Rahmen dieser Arbeit die Kalkulation der Kosten immer nur auf ein Jahr bezieht, sollen die Investitionskosten mit den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten von 0,06 (engl.: Weighted Average Cost of Capital = WACC) diskontiert werden.

Wallbox:

Die maximale Leistung des Heimpladegeräts wurde auf 11 W festgelegt. Da die Parameter der Wallbox nahezu einheitlich sind, war es nur notwendig, die Investitionskosten für das direkte Laden und das gesteuerte Laden zu bestimmen. Eine Übersicht über die auf dem Markt erhältlichen Wallboxen zeigt, dass der Medianpreis für die ungesteuerte Wallbox bei 1.500 € und für eine gesteuerte bei 1.700 € liegt. Die Wartungskosten sind bei ordnungsgemäßer Verwendung vernachlässigbar. Die Lebensdauer der Wallbox wird von keinem der Hersteller angegeben. Eine frühe Gruppe von Nutzern begann vor etwa 7 Jahren mit der Wallbox und hat sie seitdem immer wieder verwendet. Daher wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass die Lebensdauer einer Wallbox 10 Jahre beträgt.

Stromspeicher:

Bei der Modellierung müssen die Systemeffekte des Stromspeichers berücksichtigt werden. Jeder Auf- und Entladungsvorgang führt zu einem Energieverlust von 5 %. Um die Lebensdauer zu verlängern, soll der Ladevorgang eingeleitet werden, sobald der maximale State-of-Charge (SOC) von 80 % erreicht ist. Der Wirkungsgrad während der Energiespeicherung liegt bei 100 %, da der Stromspeicher klein ausgelegt wird und er Strom nicht über einen längeren Zeitraum speichert. Nach mehreren Studien über die Marktsituation von Stromspeichern sind die Investitionskosten auf zwei Parameter zurückzuführen: Kapazität und Leistung. Die bivariate Kostenfunktion beschreibt die Preisentwicklung des Stromspeichers:

$$Invest_{bat} = Leistung_{bat} * 150 \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] + Kap_{bat} * 432 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] + 2130\text{€}$$

Die Investitionskosten sollen auch mit WACC auf 20 Jahre annualisiert werden.

5 Auswertung der Optimierungsergebnisse

Bei einer Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Wallboxen in Wohngebäuden können zwei Fälle wie in Kapitel 4 unterschieden werden. Der Ladevorgang beginnt, sobald das Elektrofahrzeug an die Wallbox angeschlossen wird, und endet, wenn es vollständig aufgeladen ist oder wenn das Fahrzeug die Wallbox verlässt (direktes Laden). Alternativ bestimmt ein intelligentes Steuerelement während der Anschlusszeit den genauen Ladezeitpunkt anhand des Spotmarktpreises und steuert somit das Ein- und Ausschalten, wobei der Energieverbrauch für die nächste Nutzung sichergestellt wird (gesteuertes Laden, V1G). Durch den kontinuierlichen Anstieg der Strompreise auf dem Markt und das Umdenken in der Formulierung von Motiven für die Nutzung von sauberer Energie sowie für die Dekarbonisierung starten immer mehr Hausbesitzer das Dach ihres Hauses mit Solarmodulen aus. Einerseits können sie ihre Haushalte mit selbst produziertem Strom versorgen, andererseits können sie in das Stromnetz gegen Vergütungen einspeisen und profitieren so von einem höheren Gewinn (Ritter, 2021). Diese Arbeit geht daher davon aus, dass alle Hauseigentümer eine PV-Anlage anhand der berechneten optimalen Installationsfläche anbringen und diese sorgfältig nutzen.

Die Wirtschaftlichkeit von V1G ergibt sich ausschließlich aus dem Preisunterschied zwischen dem Day-Ahead-Spotmarkt und dem jährlich konstanten Strompreis. Darüber hinaus wird die Einspeisung in das Stromnetz variieren, was zu einer Änderung der Vergütung führt. Durch die Nutzung von elektrischen Energiespeichern kann der Umfang des selbstverbrauchten PV-Stroms erhöht werden. Dies ist attraktiv, da der Strompreis mit Verbraucheraufpreis höher liegt als der Vergütungssatz.

In den Systemen mit Speichereinsatz kann der selbst produzierte Strom besser ausgenutzt und damit eine bessere Wirtschaftlichkeit erzielt werden. Viele Untersuchungen (Bergner & Quaschnig, 2019) zeigen jedoch, dass Batteriespeicher aufgrund der hohen Investitionskosten das wirtschaftliche Ergebnis der PV-Anlage verschlechtern. Zudem sind die Systemeffekte der Batterie zu bedenken, da sowohl Aufladen als auch Entladen mit Energieverlust verbunden sind. Dadurch vermindert jede Batterienutzung die nutzbare Strommenge. Lediglich im Zusammenschluss eines kleinen dezentralen Stromspeichers mit einer großen PV-Anlage lässt sich überhaupt eine schwache positive Rendite zu erzielen (Bergner & Quaschnig, 2019). Im Rahmen dieser Arbeit werden die Speichereffekte bei der Integration von Elektromobilität in die Hausenergieversorgung erneut untersucht.

5.1 Analyse für Einfamilienhaus

5.1.1 Lastgang „EFH_VZB“

Bei der Modellierung des Szenarios 2021 wurde der durchschnittliche Day-Ahead-Strompreis als 33,7 ct/kWh angenommen. Ohne Betrachtung der Wallbox betragen die jährlichen Stromkosten in einem Einfamilienhaus mit einem Vollzeitbeschäftigten im Referenzsystem 1.348 €. Die Verwendung von Echtzeitpreisen für Haushaltsstrom würde zu einem Anstieg von 17,85 € führen. Dies geschieht, weil die Haushalte den Strom vor allem zu Spitzenzeiten verbrauchen, zu denen die Nachfrage das Angebot übersteigt und somit den Strompreis in die Höhe treibt. Ist ein Hausenergiesystem mit einer ungesteuerten Wallbox für direktes Laden ausgestattet, kostet dies 2.363,97 € mehr. Im Vergleich dazu

liegen die jährlichen Kosten mit einer gesteuerten Wallbox bei 2.096,71 €. Das Steuerungssystem erzielte also eine Kosteneinsparung von 11,3 %.

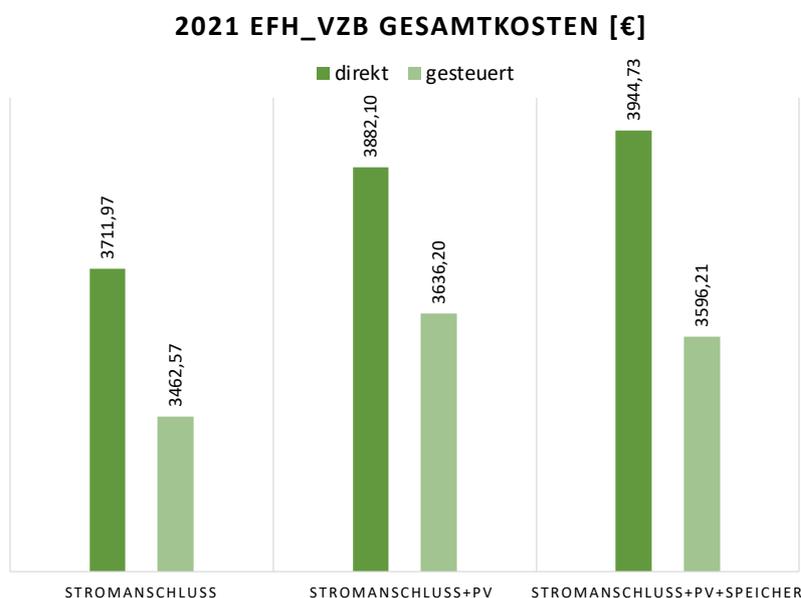
Bei Systemen mit erneuerbaren Energiequellen zeigen die Optimierungsergebnisse, dass es wirtschaftlicher ist, PV-Anlagen auf kleinen Flächen zu installieren als vollständig auf dem Dach. Die optimierte Größe für jedes Element sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 2: Anlagengröße 2021 "EFH_VZB"

EFH_VZB (2021)	PV-Leistung [kW]	Speicherkapa. [kWh]	Speicherleistung [kW]
K1_D (Wallbox+PV)	1,985		
K1_G (gesteuerte Wallbox+PV)	2,171		
K2_D (Wallbox+PV+Speicher)	5,909	9,393	2,966
K2_G (gesteuerte Wallbox+PV+Speicher)	9,321	13,969	4,353

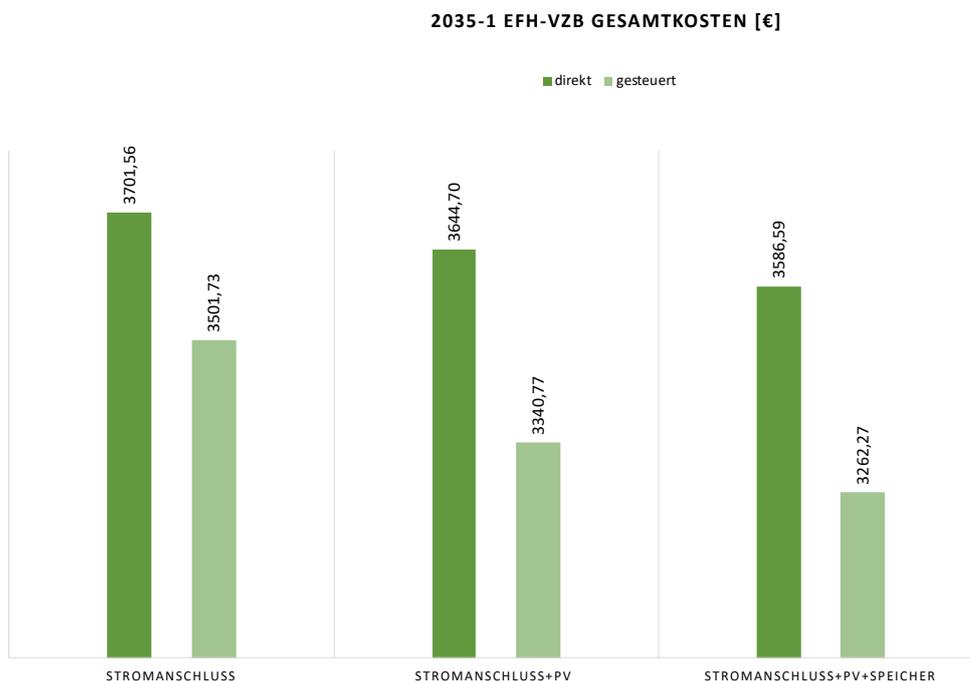
K1_D und K1_G werden jeweils mit einer PV-Leistung von 1,99 kW und 5,91 kW versorgt. Die PV-basierten Energiesysteme sind jedoch unwirtschaftlicher als konventionelle Energiesysteme, da die Vorteile von PV in Einfamilienhäusern mit geringem Bedarf nicht ausreichen, um die hohen Investitionskosten zu decken. Dennoch können die Hauseigentümer mit dem gesteuerten Laden 245 € im Vergleich zum direkten Laden sparen. Im System mit Stromspeicher kann die Einsparung auf 348 € erhöht werden. Mit 71 % des selbst produzierten Stroms lassen sich 49,6 % des gesamten Stromverbrauchs in K2_G decken. Allgemein haben die erneuerbare Energiequelle und die Stromspeicher einen negativen Effekt auf die gesamte Kostenrechnung von sowohl gesteuertem Laden auch direktem Laden (s. Abbildung 7).

Abbildung 7: 2021 EFH_VZB Gesamtkosten



Im Zukunftsszenario 2035-1 wird anhand der Optimierungsergebnisse empfohlen, die PV-Anlage mit 12,977 kW auszulegen, d. h., die gesamte Dachgröße darf für die PV-Anlagen ausgenutzt werden. Damit erreicht man Gewinne von 56 € bei einem einfachen PV-Wallbox-System im Vergleich zum Referenzsystem. Mit einer deutlichen Steigerung der selbst erzeugten Energie kann die Wallbox durch ihr Steuerungssystem noch höhere Einsparungen bis zu 324 € erzielen. Trotz des prognostizierten weiteren Anstiegs der Strompreise in der Zukunft ist es immer noch möglich, die Ladekosten durch gesteuertes Laden, um etwa 350 € zu senken. Und im Vergleich zu Energiesystemen ohne Batterien können Stromspeicher bei einem Anstieg der Strompreise Einsparungen von 80–200 € bringen, während der Anteil des Eigenverbrauchs deutlich steigt (s. Abbildung 8).

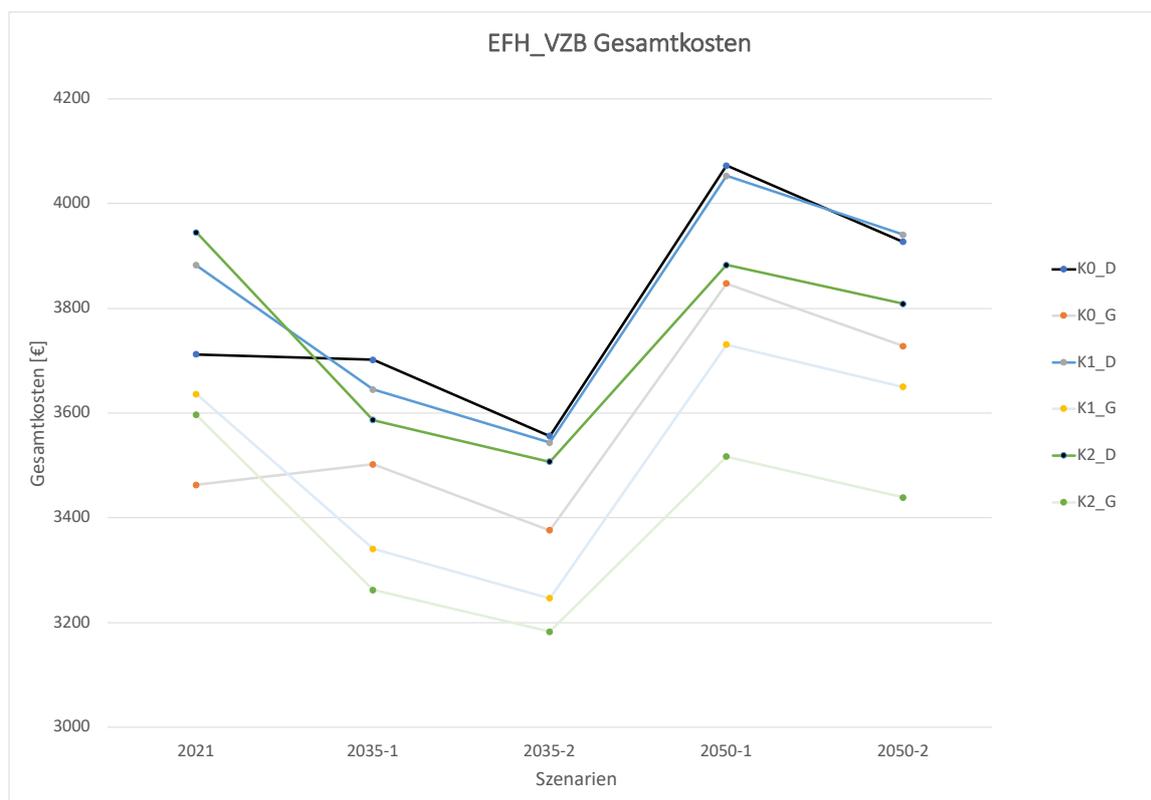
Abbildung 8: 2035-1 EFH_VZB Gesamtkosten



Nach einigen Berechnungen wird weiterhin die Installation eines Stromspeichers in Einfamilienhäusern mit einem VZB bzw. einem BEV empfohlen, der im Jahr 2035 eine Speicherkapazität von 12 kWh und im Jahr 2050 von 15 kWh aufweist. Das Energiesystem für das direkte Laden sollte mit einer leistungsstärkeren Batterie ausgestattet sein (6 kW), wohingegen das gesteuerte Laden nur mit maximal 4,3 kW erforderlich ist.

In Abbildung 9 werden die Szenarien in einem Einfamilienhaus mit einer vollzeitbeschäftigten Person zusammengefasst. Die Gesamtkosten von 2035-2 sowie 2050-2 sind niedriger als die des jeweiligen Szenario 1, weil die Strompreisreihen der Stadtwerke Düsseldorf etwas niedriger geschätzt werden als die von UMSICHT. Mit Ausnahme des Jahres 2021 wird die Installation von Solarmodulen oder auch von Batterien im System in den zukünftigen Jahren einige wirtschaftliche Vorteile bringen, unabhängig von der Betriebsweise der Wallbox. Dies gilt insbesondere für das gesteuerte Laden, da die Batterien in Zeiten hoher Strompreise als Puffer agieren und Ladespitzen abfedern können.

Abbildung 9: EFH_VZB Gesamtkosten

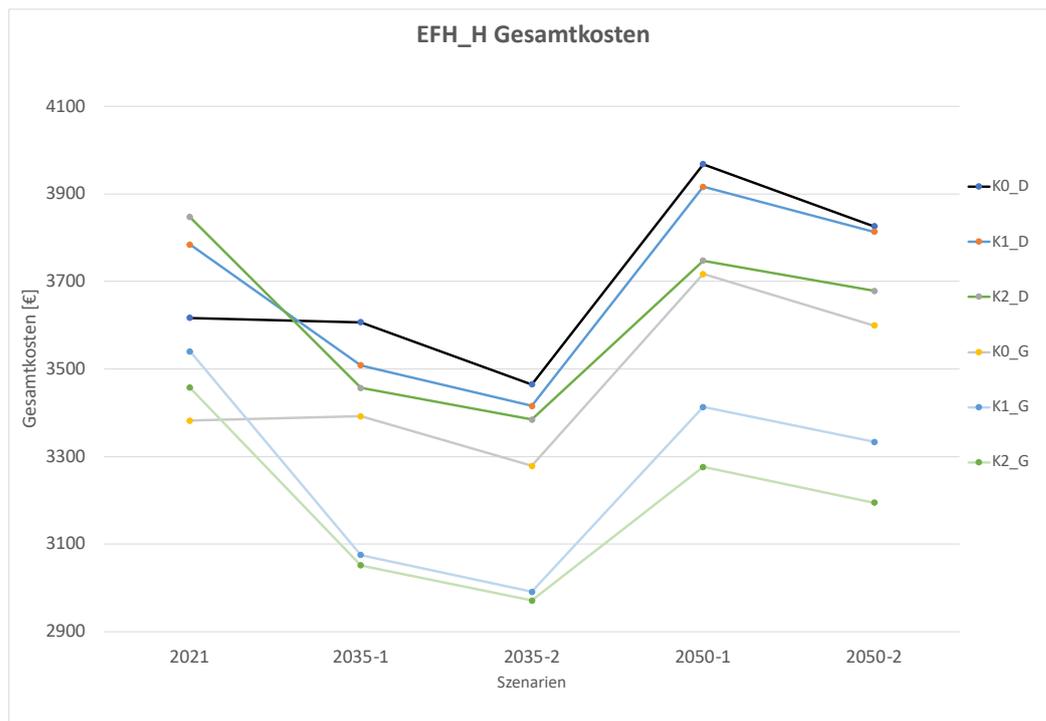


Obwohl das System mit PV im Jahr 2050-2 mit 13 € etwas teurer ist als das Referenzsystem, ist es dennoch empfehlenswert, es zu installieren, da es etwa 15 % des Stromverbrauchs aus Eigenerzeugung liefert und somit Preisschwankungen oder Energieengpässe im Netz besser bewältigen kann. Die Gesamtkosten für das gesteuerte Laden sind allgemein niedriger als die für das ungesteuerte Laden. Besonders in Energiesystemen mit Batterien können durch die Steuerung des Ladevorgangs Energieeinsparungen von bis zu 502 € erzielt werden. Die Stadtwerke können diesen Preisunterschied nutzen, um Hausbesitzer zur Installation von gesteuerten Wallboxen zu motivieren, da dies auch eine Verschiebung von Spitzenlast im Netz ermöglicht.

5.1.2 Lastgang „EFH_H“

Zwischen einem Einfamilienhaus mit einem VZB und dem mit einem/einer Hausmann/-frau lässt sich der Wallboxstromverbrauch unterscheiden. Durch die Fahrplansimulation werden beim Lastgang „EFH_H“ statt einer Person, die das Auto fährt, zwei Personen, die sich ein Auto teilen, als Nutzungstyp festgesetzt. Da das Simulationstool die Stromlastgänge zufällig generiert, werden insgesamt weniger Fahrten für das Nutzungstyp EFH_H eingeplant. Analog zu EFH_VZB sind die Systeme mit erneuerbarer Anlage im Jahr 2021 unwirtschaftlicher als die Referenzsysteme (s. Abbildung 10). Die Steuerung des Ladens bietet hierbei eine maximale Einsparung von 484 €. Dies taucht ebenfalls beim Szenario 2050-2 mit dem Speichersystem auf.

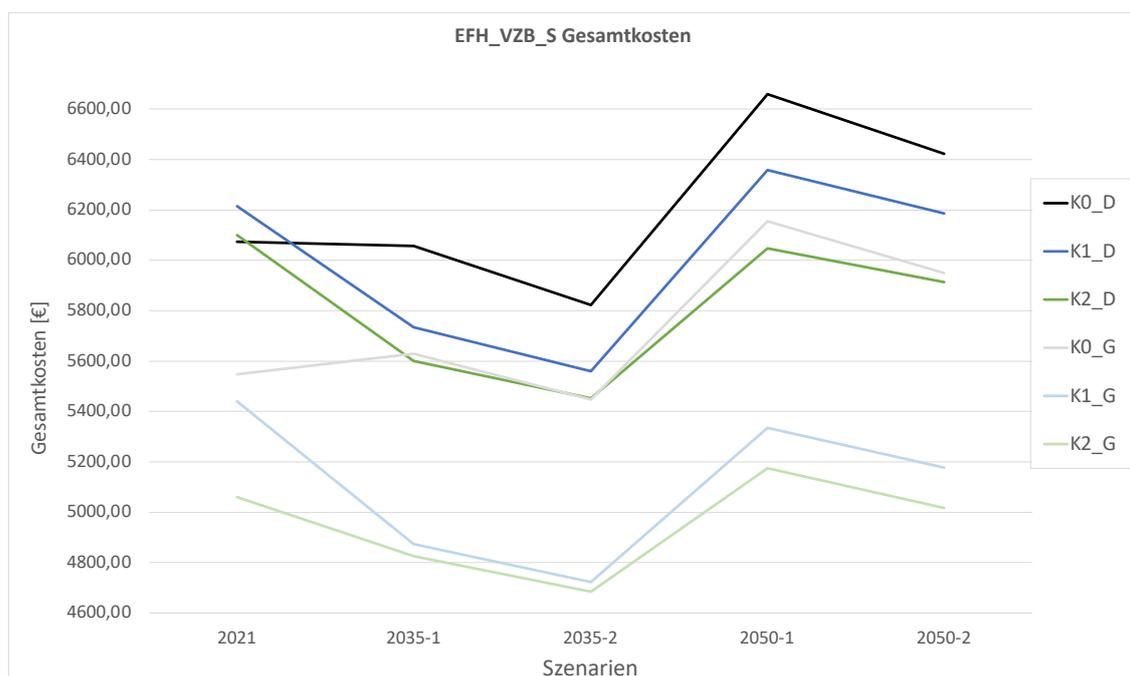
Abbildung 10: EFH_H Gesamtkosten



5.1.3 Lastgang „EFH_VZB_S“

Mit weiterer Erhöhung des Wallbox-Stromverbrauchs wird der Nutzungstyp „EFH_VZB_S“ bezeichnet, bei dem zwei BEVs zur Verfügung stehen. Für jede BEV wird eine Wallbox im System implementiert. Mit Steigerung des Energieverbrauchs sind die Steuerungseffekte auf die Gesamtkosten deutlich zu erkennen. Beim Szenario 2050 wird eine maximale Kostenreduktion von 1.484 € durch den Zubau von PV-Anlagen, Batterie sowie gesteuerter Wallbox erreicht. Ohne Einsatz von erneuerbarer Energiequelle und Stromspeichern beträgt die Ersparnis durch die Steuerung nur 500 € (s. Abbildung 11).

Abbildung 11: EFH_VZB_S Gesamtkosten



5.1.4 Zwischenergebnisse für EFH

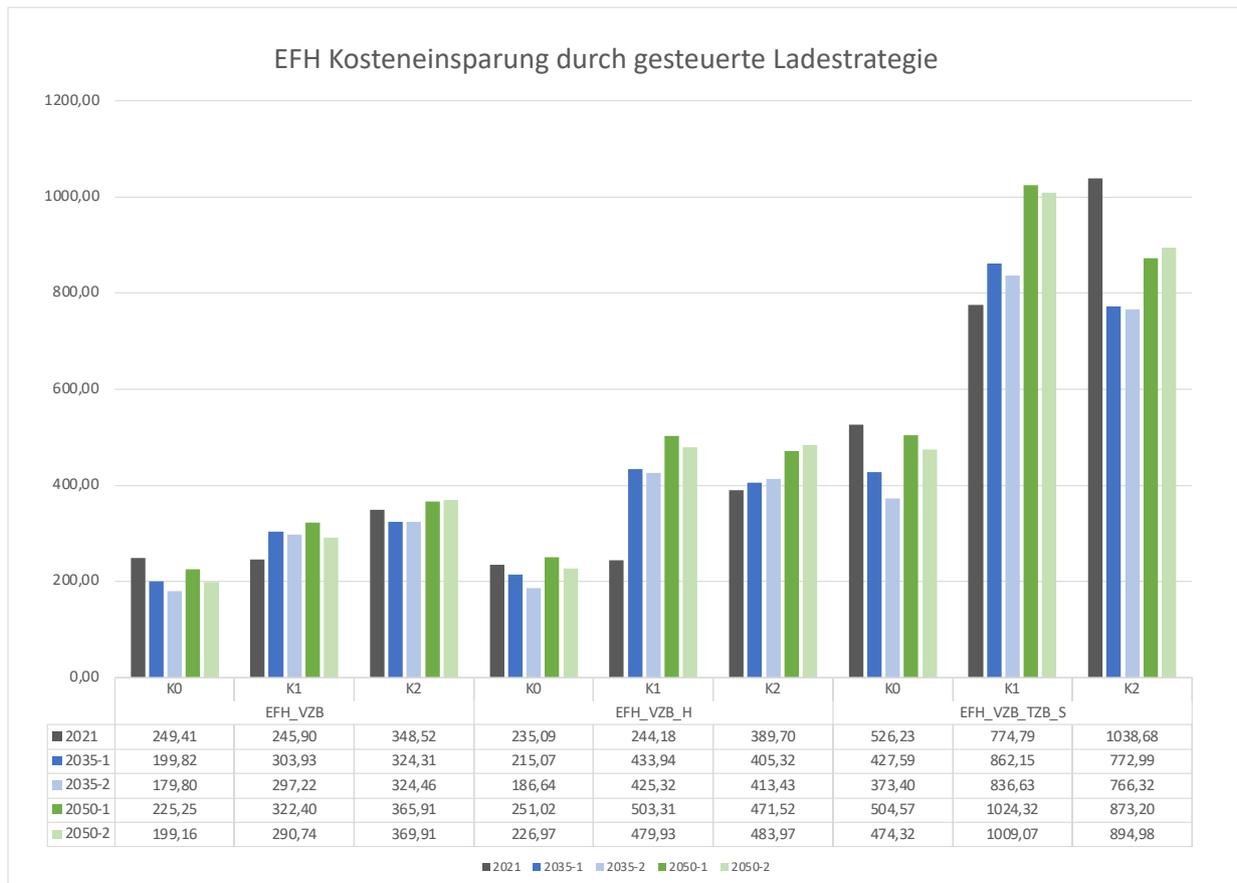
In diesem Beitrag werden drei Nutzungsarten für Einfamilienhäuser modelliert. Bei den einzelnen Systemen der drei Nutzungstypen im Szenario 2021 wirkt sich die Anschaffung von PV-Anlagen und Batterien stets negativ auf die Gesamtsystemkosten aus, außer beim dritten Nutzungstyp mit K1G und K2G. In allen Zukunftsszenarien sind die Strompreise positiv mit dem Gewinn korreliert, der durch die Installation der PV-Anlagen und der Batterien anfällt. Die Gesamtkosten hängen jedoch von einer Reihe verschiedener Variablen ab, wie z.B. der Leistung der PV-Anlage, der Echtzeit-Einspeisevergütung usw., so dass eine genaue lineare Regression der Gesamtkosten nicht aussagekräftig ist. Der Haushaltstrompreis für 2035-1 ist um 1,4 ct/kWh teurer als der für 2035-2. Zwischen den beiden Szenarien beträgt die Steigung der Gesamtkostengrade im System K0D und in Nutzungstyp II in Bezug auf den Strompreis 10.128, d.h. für eine Erhöhung des Strompreises um 1 ct/kWh steigen die jährlichen Ausgaben um 101,28 Euro. Im Vergleich dazu beträgt die Steigung bei K1D 6.623 und bei K2D nur 5.162. Die gleiche Entwicklung der Steigung ist auch bei anderen Nutzungsarten zu beobachten. Es zeigt sich somit, dass die Photovoltaik-Anlagen als sekundäre Stromquelle die Schwankungen des Strompreises glätten können, und die Hinzunahme von Batterien verstärkt diesen Effekt noch weiter.

In allen Zukunftsszenarien wird empfohlen, beim gesteuerten Laden die PV-Anlage so groß wie möglich zu installieren, um maximale Kostenreduktion zu erzielen. Bei K2G können dazu die Stromspeicher mit Leistungsstufen 3–4 kW und 9–15 kWh Kapazität gewählt werden. Mit zunehmendem Bedarf an elektrischer Energie steigt die Batterieleistung. Für direktes Laden werden die Batterien tendenziell größer und leistungsstärker ausgelegt als für gesteuertes Laden.

Im intelligenten Stromnetz der Zukunft werden Dezentralisierung und ein hoher Anteil neuer Energiequellen erforderlich sein. Autarkie- und Eigenverbrauchsquoten sind daher geeignete Kriterien, um zu beurteilen, ob ein Energieversorgungssystem zukunftsorientiert ist. In Systemen ohne PV ist die Autarkie gleich Null, unabhängig davon, ob sie gesteuert ist oder nicht, und die Eigenverbrauchsquote kann nicht berechnet werden. Bei einem System mit direktem Laden und PV-Anlage können zwischen 15 und 22 % des Stromverbrauchs durch die PV-Anlage gedeckt werden, was insgesamt 20–30 % der von der PV erzeugten Gesamtenergie ausmacht. Mit dem Einbau von Batterien verdoppeln sich beide Zahlen, wobei die Autarkierate 30–50 % und die Eigenverbrauchsrate 48–66 % erreicht. Durch die Steuerung von Ladevorgängen können alle Anteile um etwa 10 % erhöht werden.

Gesteuertes Laden führt in allen Szenarien und in allen Jahren zu einem unterschiedlich großen Kostenvorteil gegenüber dem direkten Laden mit demselben System. Stadtwerke können die Einrichtung von gesteuerten Ladevorgängen sowie die gesteuerte Stromversorgung fördern, indem sie den Kunden bei Abschluss des Stromlieferungsvertrags einen Rabatt nach dem geschätzten Strompreis gewähren, um Stabilität und Spitzenlastigkeit des Stromversorgungssystems zu sichern. Die spezifischen Werte sind in der Abbildung 12 aufgeführt.

Abbildung 12: Kosteneinsparung durch gesteuerte Ladestrategie



5.2 Analyse des Wohngebäudetyps „MFH8“

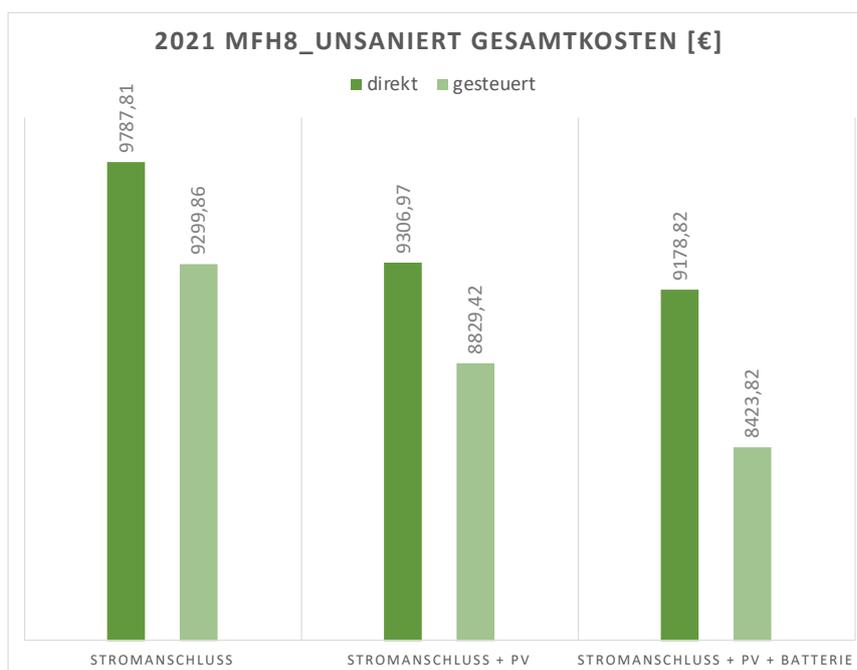
Da die Anzahl der Elektrofahrzeuge in einem Mehrfamilienhaus je nach Szenario variiert, lässt sich die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Systeme nicht direkt mit einem Längsschnittvergleich des Lastgangs und der damit verbundenen Gesamtkosten bestimmen. Unterschiedliche Energiesysteme werden innerhalb eines Szenarios verglichen.

5.2.1 Lastgang „MFH8_unsaniert“

Szenario 2021: Mit dem signifikanten Anstieg des Haushaltsstromverbrauchs und des Gesamtenergieverbrauchs von Elektrofahrzeugen im Vergleich zu Einfamilienhäusern ohne vorhandene Elektrofahrzeuge sind Systeme mit PV und Speicher bereits ab 2021 wirtschaftlicher als die nur mit Stromanschluss. Wird das System schrittweise ausgebaut, sinken die Gesamtausgaben allmählich. Der wirtschaftliche Vorteil bei Verwendung von Batterien in einem Direktladesystem im Vergleich zu einem System, das nur aus PV besteht, beträgt jedoch nur 128 €, was als gering angesehen werden kann. Im Gegensatz dazu ist der Einfluss der Batterien bei gesteuerten Ladesystemen mit 405 € viel höher als bei direkten Ladesystemen (s. Abbildung 13).

Bei K0 und K1 ergibt sich durch die Steuerung der Ladevorgänge jeweils eine Kosteneinsparung von 497 und 477 €. Mit dem Zubau von Batterien steigt die Einsparung auf 755 €. Zugleich werden 46,3 % der verbrauchten elektrischen Energie lokal erzeugt.

Abbildung 13: 2021 MFH8_unsaniert Gesamtkosten



Da das Mehrfamilienhaus ein größeres Dach besitzt als ein Einfamilienhaus, kann die maximale PV-Leistung bis zu 34,9 kW gewählt werden. Im Szenario 2021 soll die Dachfläche noch nicht komplett für PV-Anlagen ausgenutzt werden. Im K1G und K1D empfiehlt es sich, eine PV-Anlage von 7–9 kW als zusätzliche Energiequelle zu installieren, während in dem entsprechenden System mit Stromspeichern die Leistung der PV-Anlage um den Faktor 2,5 erhöht werden sollte. Die einzelnen Parameter sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 3: Anlagengröße 2021 MFH8_unsaniert

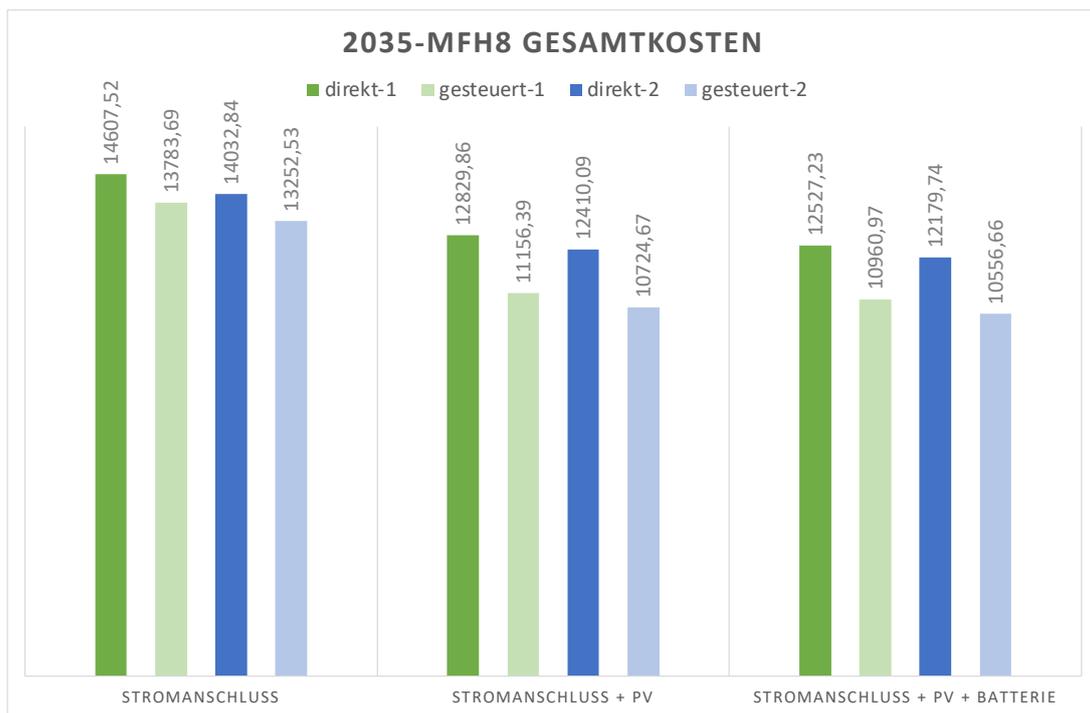
MFH8_unsaniert (2021)	PV-Leistung [kW]	Speicherkapa. [kWh]	Speicherleistung [kW]
K1_D (Wallbox+PV)	7,54		
K1_G (gesteuerte Wallbox+PV)	9,32		
K2_D (Wallbox+PV+Speicher)	18,20	29,34	6,59
K2_G (gesteuerte Wallbox+PV+Speicher)	21,44	33,66	7,60

Szenario 2035: Zusätzlich zum Szenario 2021 ist für das Jahr 2035 geplant, dass das MFH8 um einen Haushalt mit Nutzungstyp III entsprechend zwei BEVs erweitert wird. Durch den Anstieg des Gesamtverbrauchs verschärft der Effekt durch die PV-Anlage und den Stromspeicher die Tatsache, dass der marginale Kostenvorteil von K1 im Vergleich zu K0 deutlich größer ist als der von K2 im Vergleich zu K1. Die Installation der PV-Anlage im Energiesystem mit direkter Ladestrategie kann zu Kostensenkungen zwischen 1.622 € und 1.777 € bei einem Strompreis von 0,322–0,336 €/kWh führen. Bei gesteuerter Ladestrategie werden bis zu 2.627 € gespart. Das Einbauen einer zusätzlichen Batterie

bringt jedoch nur einen marginalen Gewinn von 230–302 €. In einem System mit gesteuerter Ladestrategie sinkt der marginale Gewinn von Batterie weiter auf 168–195 € (s. Abbildung 14).

Anhand der Kalkulation der Steigung lässt sich erkennen, welches System gleichmäßiger auf Änderungen der Strompreise reagiert. Die Steigung von K0D ist am größten, wobei jede Erhöhung der Strompreise um 1 ct die Gesamtkosten um 410 € erhöht, während K2D nur zusätzliche 248 € kostet. Daher kann K2D den Anstieg der Strompreise besser bewältigen. Dies entspricht dem gleichen Ergebnis wie beim energiesparsamen EFH.

Abbildung 14: 2035 MFH8_unsaniert Gesamtkosten



Beim Vergleich der Kostenreduzierung durch die Steuerung des Ladevorgangs sind die 780–823 € für K0 immer noch erzielbar. Je höher der Strompreis ist, desto geringer ist jedoch der Unterschied. Hingegen steigen die Einsparungen für K1 sowie K2 mit dem Anstieg des konstanten Strompreises, was zu Einsparungen von bis zu 1.685 € (2035-2 K1) führen würde.

Die PV-Anlagen werden nun so ausgelegt, dass die maximale Dachgröße ausgenutzt werden soll. Dies entspricht einer Leistung von 34,93 kWh. Im Gegensatz zu 2021 sollte in beiden Szenarien die Batterie bei K2G kleiner sein als bei K2D, sowohl die Leistung als auch die maximale Kapazität (s. Tabelle 4). Das ungesteuerte Laden benötigt nun größere Kapazität als das gesteuerte.

Tabelle 4: Anlagengröße 2035 MFH8_unsaniert

MFH8_unsaniert (2035)	PV-Leistung [kW]	Speicherkapa. [kWh]	Speicherleistung [kW]
2035-1 K1_D (Wallbox+PV)	34,93		
2035-1 K1_G (gesteuerte Wallbox+PV)	34,93		
2035-1 K2_D (Wallbox+PV+Speicher)	34,93	35,80	8,17
2035-1 K2_G (gesteuerte Wallbox+PV+Speicher)	34,93	24,21	6,79
2035-2 K1_D (Wallbox+PV)	34,93		
2035-2 K1_G (gesteuerte Wallbox+PV)	34,93		
2035-2 K2_D (Wallbox+PV+Speicher)	34,93	29,13	7,77
2035-2 K2_G (gesteuerte Wallbox+PV+Speicher)	34,93	19,04	6,26

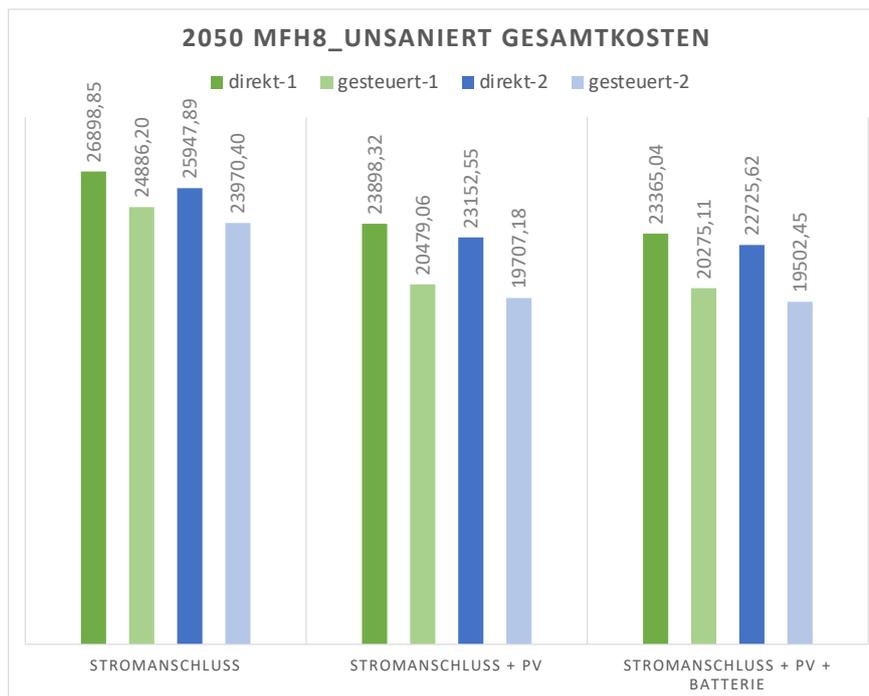
Die Erhöhung des Stromtarifs zeigt keine signifikanten Auswirkungen auf die Autarkie und die Eigenverbrauchsquote in Systemen mit PV-Anlagen. Die Steuerung bringt jedoch eine Eigenverbrauchserhöhung von ungefähr 20 %. Somit erhöht sich der autarke Anteil des gesamten Stromverbrauchs um 5–9 %. In Tabelle 5 werden die Autarkie und EVQ aufgelistet:

Tabelle 5: Autarkie und EVQ für 2035 MFH8_unsaniert

Szenario	Konzept	Autarkie	EVQ
2035-1	K0D	0,00%	-
2035-2	K0D	0,00%	-
2035-1	K1D	22,73%	33,30%
2035-2	K1D	22,70%	33,26%
2035-1	K2D	40,09%	59,78%
2035-2	K2D	37,65%	56,00%
2035-1	K0G	0,00%	-
2035-2	K0G	0,00%	-
2035-1	K1G	33,95%	49,48%
2035-2	K1G	33,93%	49,46%
2035-1	K2G	45,55%	67,31%
2035-2	K2G	43,69%	64,45%

Szenario 2050: Beim Szenario 2050 verdoppelt sich nun die Anzahl des BEVs. Das Energiesystem enthält insgesamt 8 Elektrofahrzeuge: vier bei EFH_VZB und vier bei EFH_VZB_TZB_S. Nach einem weiteren Anstieg des Gesamtstromverbrauchs nimmt der wirtschaftliche Nutzen von Batterien einen noch kleineren Anteil ein. Durch die Installation von PV-Anlagen werden 3.000 € beim direkten Laden und 4.407 € mit gesteuerter Ladestrategie gespart. Batterien können jedoch nur eine weitere Ersparnis von 200–500 € erbringen. Durch die Umstellung der Ladestrategien kann eine Kostenreduzierung von 2.012 € in Energiesystemen mit nur Stromnetzanschluss erzielt werden, die sich in K1- und K2-Systemen auf 3.419 € erweitern lässt. Die ähnlichen Effekte sind auch mit dem Stadtwerke-Strompreis zu sehen (s. Abbildung 15).

Abbildung 15: 2050 MFH8_unsaniert Gesamtkosten



Der Vergleich der Wirtschaftlichkeit des direkten Ladens mit dem gesteuerten Laden führt weiterhin zu einer ähnlichen Schlussfolgerung wie im Szenario 2035, d. h., um die Strompreisschwankung zu bewältigen, ist das System K2D empfehlenswert. Denn jede Erhöhung der Strompreise um 1 ct erhöht die Gesamtkosten im K2D nur um 456 €, aber im K1D bereits um 532 €. Um zu entscheiden, ob eine gesteuerte Wallbox installiert werden sollte, ist es noch notwendig, die folgenden Aussagen zu treffen. Die wirtschaftlichen Vorteile des gesteuerten Ladens spiegeln sich mit dem sinkenden Strompreis in K0 nicht wider. Im K1 bewirkt jeder Strompreissrückgang um 1 ct eine Einsparung von 18 € für das gesteuerte Laden und im K2 95 €. Das bedeutet, dass die Kombination PV mit Batterie durch gesteuertes Laden noch mehr Kosten sparen kann, wenn der Stromtarif gesenkt wird.

Die Auslegung der PV-Anlage soll immer noch maximal eingerichtet werden. Bei steigendem Gesamtstromverbrauch werden beim direkten Ladesystem immer noch größere Batterien gewählt. Das System des gesteuerten Ladens hingegen reduziert die Batteriekapazität und erhöht die Leistung. Die einzelnen Parameter sind in Tabelle 6 angegeben.

Tabelle 6: Anlagengröße 2050 MFH8_unsaniert

MFH8_unsaniert (2050)	PV-Leistung [kW]	Speicherkapa. [kWh]	Speicherleistung [kW]
2050-1 K1_D	34,93	-	-
2050-1 K1_G	34,93	-	-
2050-1 K2_D	34,93	38,17	10,51
2050-1 K2_G	34,93	30,68	9,56
2050-2 K1_D	34,93	-	-
2050-2 K1_G	34,93	-	-
2050-2 K2_D	34,93	16,96	7,23
2050-2 K2_G	34,93	15,56	7,27

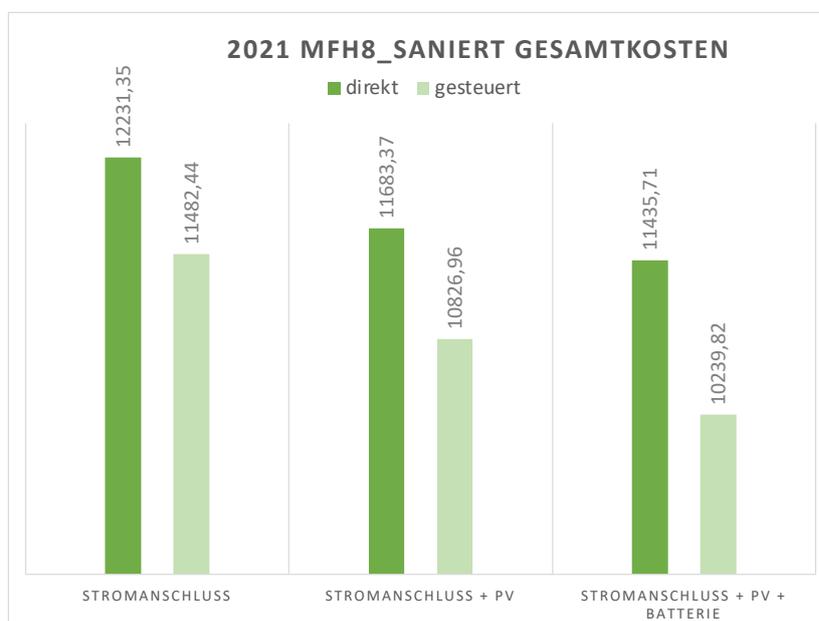
5.2.2 Lastgang „MFH8_saniert“

Beim Vergleich der MFH8_saniert zwischen den Jahren ist es aufgrund des unterschiedlichen Gesamtstromverbrauchs nicht angemessen, nur die Gesamtkosten zu betrachten. An dieser Stelle müssen die Stromgestehungskosten eingeführt werden, um die verschiedenen Systeme vergleichen zu können. Die Stromgestehungskosten setzen sich aus zwei Komponenten zusammen, den Investitionsgestehungskosten und den Betriebsgestehungskosten. Die Investitionsgestehungskosten sind die annualisierten Investitionskosten aller Geräte, die auf jede verbrauchte kWh verteilt werden. Die Betriebsgestehungskosten entsprechen den Betriebskosten der Anlagen, also den Stromkosten sowie der Einspeisevergütung. Die konkreten Kosten sind im Anhang 1 aufgelistet.

In den Fällen mit K0-Systemen sind die Betriebskosten des direkten Ladesystems der Tarifpreis. Für indirektes Laden wird der durchschnittliche Spotpreis angenommen. Zwischen 2035 und 2050 steigen die Stromgestehungskosten im Durchschnitt um 4 ct/kWh für direkte Ladesysteme und um etwa 3,1 ct/kWh für gesteuerte Ladesysteme. Nach der Analyse der Daten lässt sich feststellen, dass die Nachrüstung von Batterien zu höheren Investitionsgestehungskosten führt, während die Betriebsgestehungskosten sinken. Im Allgemeinen hat das K2-System im Vergleich zum K1-System in allen Szenarien niedrigere Gesamtgestehungskosten.

Im Jahr 2021 bedeutet die Sanierung des MFH8 im Rahmen dieser Arbeit die Ergänzung eines Energiesystems durch ein BEV, während sie in den anderen Studien dieses Projekts eine Änderung des Wärmebedarfs darstellt. Ähnlich wie im Fall des unsanierten MFH8 kann die PV einen wirtschaftlichen Vorteil von 547 € und 655 € jeweils für das direkte bzw. gesteuerte Ladesystem bringen. In Systemen, in denen bereits eine PV-Anlage installiert ist, werden die Batterien im gesteuerten System besser ausgenutzt. Dadurch kann eine weitere Ersparnis von 587 € zusätzlich zu den 655 € erzielt werden. Die durch Steuerung erreichte Kostenreduzierung wird mit Steigerung des Gesamtstromverbrauchs deutlicher als in unsaniertem MFH8. Im K2 wird eine Differenz von 1.195 € errechnet (s. Abbildung 16).

Abbildung 16: 2021 MFH8_saniert Gesamtkosten



Trotz des Anstiegs des Stromverbrauchs und der daraus resultierenden Vergrößerung der von der PV-Anlage bedeckten Fläche reicht diese immer noch nicht aus, um das gesamte Dach zu bedecken. Es bringt jedoch den Vorteil, die restliche Fläche zu nutzen, um Solarthermieanlagen für die Deckung des Wärmebedarfs zu installieren. Die Speicherkapazität von K2G erreicht den maximalen Wert von 40,25 kWh und mit 9,44 kW. Zwischen der Speicherkapazität und dem Gesamtstromverbrauch kann folgende quadratische Beziehung hergestellt werden:

$$E_{bat}[kWh] = -0,012 * E_{verbrauch}^2[MWh] + 1,16 * E_{verbrauch}[MWh] + 12,569$$

Nach der Ableitung dieser Funktion bekommt man ein Maximum an der Stelle 48,33, d. h., bei einem jährlichen Stromverbrauch von 48.333 kWh erreicht der Speicher im Szenario 2021 seine maximale Kapazität von 40,6 kWh.

Tabelle 7: Autarkie- und EVQ-Vergleich zwischen MFH8_unsaniert und MFH8_saniert im Jahr 2021

Eigenschaft Lastgang System	Autarkie		Eigenverbrauchsquote	
	MFH8_unsaniert	MFH8_saniert	MFH8_unsaniert	MFH8_saniert
K1D	14,52%	13,52%	67,22%	63,30%
K2D	38,74%	37,24%	75,71%	75,44%
K1G	17,12%	20,62%	63,92%	56,38%
K2G	46,32%	47,11%	77,30%	77,27%

Im Vergleich zum Lastprofil MFH8_unsaniert sind die Systeme mit direkter Ladestrategie bei einem geringen Anstieg des Stromverbrauchs weniger autark. In gesteuerten Ladesystemen können jedoch höhere Autarkiegrade erzielt werden. Ein Anstieg der Verbrauchskurve hat eine negative Auswirkung von ca. 5 % auf die Eigenverbrauchsquote von Systemen, die nur PV enthalten, während er bei Systemen mit Stromspeichern kaum einen Effekt aufweist (s. Tabelle 7).

In den Zukunftsszenarien ist der sanierte MFH8 mit 8 BEVs ausgerüstet. Die Lastkurve und der Stromtarif für die verschiedenen Szenarien im Jahr 2050 sind für das unsanierte MFH8 identisch, weshalb die Gesamtkosten sowie die Auslegungen einzelner Geräte ebenfalls gleichbleiben. Daher wird es hier möglich, die Wirtschaftlichkeit des gleichen Energiesystems im MFH8 unter vier verschiedenen Stromtarifen zu untersuchen.

Zudem werden die deskriptiven Regressionsrechnungen anhand der vorliegenden Daten ausgeführt. Das Ziel der deskriptiven linearen Regression ist die Approximation des zweidimensionalen Arrays (Strompreis₁, Gesamtkosten₁) ... (Strompreis_n, Gesamtkosten_n) durch eine Ausgleichsgerade. Die Approximation erfolgt so, dass versucht wird, die Gesamtkosten eines Systems bestmöglich durch den Stromtarif zu erklären. Eine lineare Regression der Daten kann mittels ‚Excel-Datenanalyse‘ durchgeführt werden. Aufgrund der kleinen Datensätze liegt das Bestimmtheitsmaß R^2 der Regression zwischen 99,2 und 99,8 %. Folgende geschätzte Regressionsgrade sind anhand der Output-Daten zusammenzufassen. Die konkreten Ausgaben befinden sich im Anhang 2.

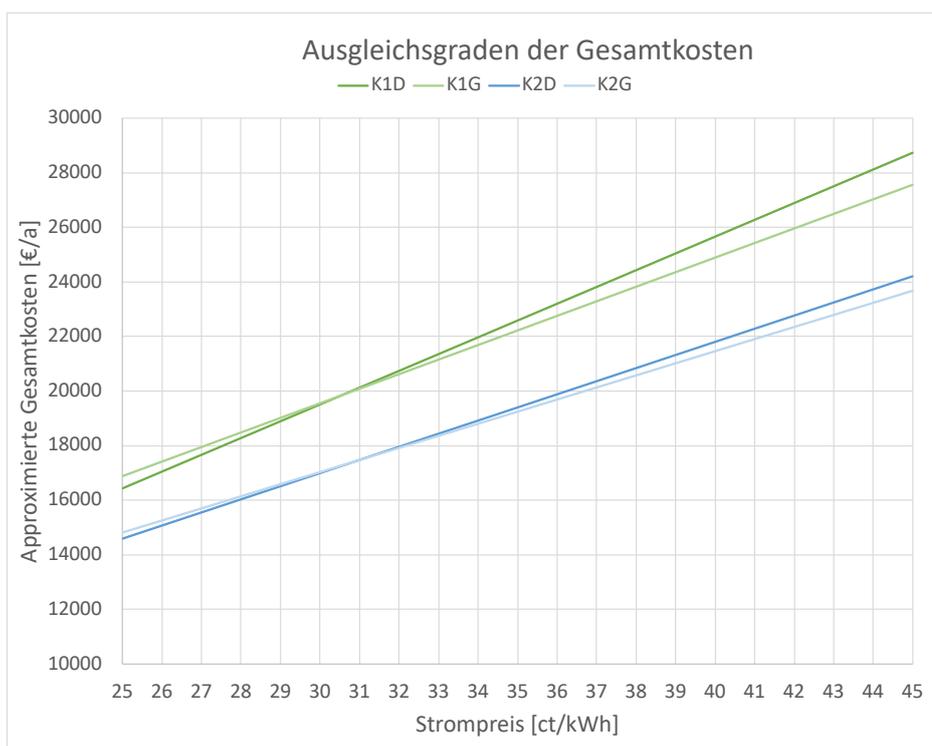
$$\text{Gesamtkosten}_{K1D} = 613,87 * \text{Strompreis} + 1098,02;$$

$$\text{Gesamtkosten}_{K1G} = 533,97 * \text{Strompreis} + 3539,30;$$

$$\text{Gesamtkosten}_{K2D} = 481 * \text{Strompreis} + 2571,51;$$

$$\text{Gesamtkosten}_{K2G} = 443,53 * \text{Strompreis} + 3727,62.$$

Abbildung 17: Regressionsgraden der Gesamtkosten in MFH8_saniert



In Abbildung 17² ist deutlich zu erkennen, dass das Energiesystem K2 das System mit PV im Preisintervall von 25 ct/kWh bis 45 ct/kWh durchweg übertrifft. Ein Stromtarif von weniger als 11 ct würde das K1-System kostengünstiger machen. Dies ist jedoch nicht realistisch und die lineare Regression kann extreme Tarifsätze nicht berechnen oder approximieren. Bei einem Strompreis in Höhe von 30,55 ct/kWh ist das direkte Ladesystem von K1 wirtschaftlich ausgeglichen mit dem gesteuerten Ladesystem. Im K2 System mit Stromspeichern beträgt dieser Preis 30,85 ct/kWh.

5.2.3 Zwischenergebnis „MFH8“

Ebenfalls in MFH8 werden die Gesamtkosten in allen Szenarien schrittweise sinken, wenn das System ausgebaut wird. Obwohl die niedrigsten Gesamtkosten durchweg im K2G-System erreicht werden, gibt es noch andere Aspekte, um die Wirtschaftlichkeit des Systems zu untersuchen.

² Der Strompreis lässt sich in der bildlichen Darstellung (s. Abbildung16) zwischen 25ct/kWh und 45ct/kWh begrenzen.

Szenario 2021: Im bestehenden PV-System ist die Installation von Stromspeichern im gesteuerten System empfehlenswert. Denn im direkten System erzielt der Stromspeicher nur knapp 100 € Gewinn. Direkte Ladesysteme, die Batterien enthalten, sind daher durch Hinzufügen von iMsys zu einem K2G-System besonders wirtschaftlich. Die Leistung der PV-Anlage lässt sich in einem System mit Stromspeichern verdoppeln, um die Autarkie und somit die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.

Zukunftsszenarien 2035 und 2050: In einem Referenzsystem (K0) erwirtschaftet der Zubau von PV-Anlage einen maximalen Marginalgewinn, dagegen ist der Stromspeicher weniger wirtschaftlich effizient. Allerdings reagiert das System mit Stromspeicher weniger auf eine Strompreisschwankung und besitzt niedrigere Gesamtstromgestehungskosten. Durch die Steuerung des Energiesystems werden maximal 1,685 € Gewinn erzielt, d. h., die Stadtwerke können dem Hauseigentümer maximal 1,685 € Gutschriften anbieten. Mit der Erhöhung des Stromverbrauchs wird im K2G kleinere Speicher ausgelegt. Niedrigere Strompreise werden ebenfalls zur Wahl kleinerer Batterien führen. Bei einem hohen Stromverbrauch wird im Allgemeinen die Eigenverbrauchsquote erhöht, wobei das System weniger autark wird, da die PV-Fläche ihre maximale Größe erreicht.

5.3 Analyse des Wohngebäudetyps „MFH20“

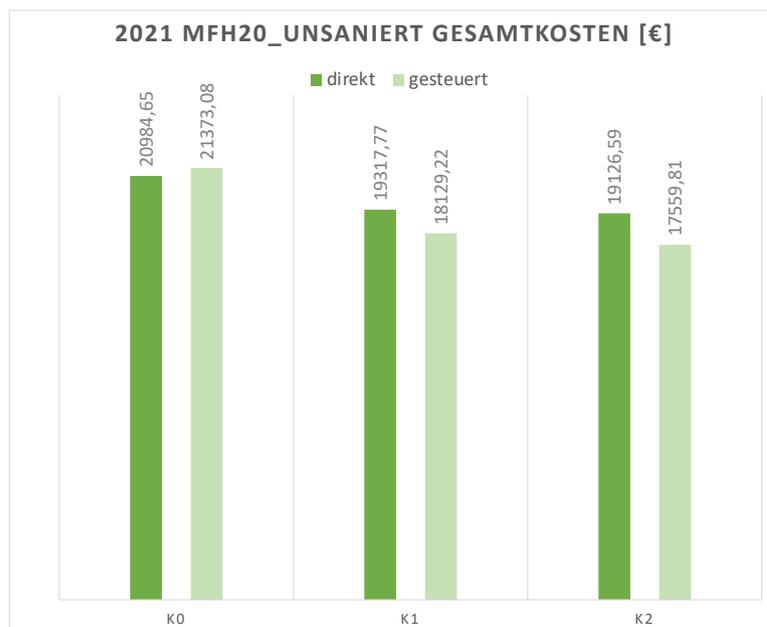
In einem Mehrfamilienhaus mit zwanzig Wohneinheiten ist der jährliche Stromverbrauch mehr als doppelt so hoch wie beim MFH8. Dies gilt nicht nur für den Stromverbrauch der Haushalte, sondern auch für den Energieverbrauch der Elektroautos und Wallboxen. Mit weiterer Erhöhung sind die durch die Systemauslegung verursachten Effekte deutlich zu sehen.

5.3.1 Lastgang „MFH20_unsaniert“

Im Szenario 2021 sind 4 BEVs in dem Energiesystem vorgesehen. Das gesteuerte Laden wirkt negativ auf die Gesamtkosten im Referenzsystem (K0), da die Nutzung des überwiegenden Haushaltstroms immer zu Spitzenlastzeit auftritt. Dadurch erhöhen sich die Gesamtkosten um 388 €. Aber mit der Hinzunahme der PV-Anlage erreicht der Hauseigentümer eine Kostenreduzierung von 1.189 € aufgrund der hohen Eigenverbrauchsquote und der dadurch erzielten Einspeisungsvergütungen. Rüstet der Hauseigentümer einen weiteren Stromspeicher im Energiesystem nach, stiegt die Kostenreduzierung auf 1,567 €.

Die Umstellung auf ein System mit Netzzugang und die Hinzufügung von Photovoltaikmodulen basierend auf der ursprünglichen Ladestrategie können zu einer Kostensenkung von 1666 € führen, wenn es sich um ein direktes Ladesystem handelt, und von 3243 € bei einem gesteuerten Ladesystem. Allerdings bringt der Stromspeicher zum PV-System nur 191 bis 569 € als zusätzlichen Kostenvorteil. Aus Abbildung 18 ist leicht ersichtlich, dass sich die Höhe zwischen K1D und K2D aufgrund des höheren Gesamtkostenniveaus kaum unterscheidet.

Abbildung 18: 2021 MFH20_unsaniert Gesamtkosten



Mit der Verdoppelung des Gesamtenergieverbrauchs werden die Größe der PV-Anlagen im K1D sowie K1G im Vergleich zum Lastgang „MFH8_unsaniert“ verdreifacht. Dies hat zu einem Anstieg der elektrischen Energieautarkie um 4 % beigetragen (s. Tabelle 8). Im K2 System vergrößert sich die PV-Anlage nur um 50 %, wobei aufgrund der Steigerung des Verbrauchs die gesamte Autarkie um ca. 10 % sinkt. Die Autarkie der Speichersysteme liegt mit 29,7 % und 35,5 % wegen der Zwischenspeicherung von Energien sowie der intelligenten Steuerung ohnehin höher als K1. Die Speicherkapazität vergrößert sich im MFH20 nur um 4 kWh, dies entspricht 112 % der Speicherkapazität im MFH8. Mit dem deutlichen Anstieg der Einwohnerzahl und der damit einhergehenden gleichzeitigen Energienutzung liegt die erforderliche Lade- und Entladeleistung bei 10,4 kW im ungesteuerten System und bei 12,14 kW im gesteuerten System. Verglichen mit der Speicherleistung des MFH8 ist das eine Steigerung von 70 %.

Tabelle 8: Anlagengröße 2021 MFH20_unsaniert

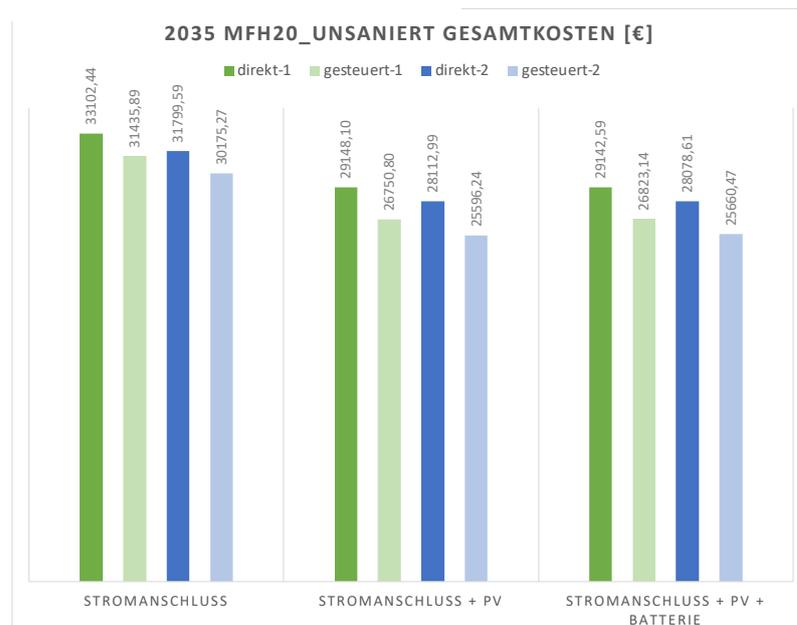
MFH20_unsaniert (2021)	PV-Leistung [kW]	Speicherkapa. [kWh]	Speicherleistung [kW]
2021 K1_D	20,29		
2021 K1_G	30,98		
2021 K2_D	26,17	33,16	10,42
2021 K2_G	34,94	37,43	12,14

In den zukünftigen Jahren werden für jedes Jahr zwei verschiedene Stromtarife vergeben. Im Jahr 2035 betragen sie jeweils 0,336 €/kWh und 0,322 €/kWh. Zudem wird angenommen, dass es insgesamt neun BEVs gibt. Zumal keine anderen Energiequellen dazwischengeschaltet sind, fallen die wirtschaftlichen Vorteile, die das gesteuerte Laden im K0-System bietet, mit dem Rückgang des Strompreises. Einsparungen von 1.600 € lassen sich durch die gesteuerte Ladestrategie in diesem System erzielen. Im Gegensatz dazu steigt die Wirtschaftlichkeit des gesteuerten Ladens im K1- bzw. K2-System mit der Senkung des Strompreises. Ähnlich wie in anderen Szenarien kann eine Umstellung der Ladestrategie auf gesteuertes Laden im K1-System mit einer höheren wirtschaftlichen Rentabilität

erreicht werden als im K2-System. Dies wird umso deutlicher, je mehr die Strompreise fallen. Unter dem Strompreis 0,322 €/kWh ergibt sich eine maximale Kostenreduktion von 2516 €, die im K1-System auftaucht.

Die Installation von PV-Modulen bringt ein Einsparungspotential je nach Ladestrategie und Strompreis von bis zu 2.516 €. Mit der Verdopplung des Wallbox-Verbrauchs verschwindet jedoch die Wirtschaftlichkeit des Einbaus von Stromspeichern. Dies wird verschärft mit steigenden Strompreisen. Im System mit gesteuerter Ladestrategie verursacht die Nachrüstung des Stromspeichers im Vergleich zum K1-System eine Steigerung der Gesamtkosten von 72 € (s. Abbildung 19).

Abbildung 19: 2035 MFH20_unsaniert Gesamtkosten



Nach wie vor wird es im Szenario 2035 für MFH20 empfohlen, die PV-Anlage maximal auszulegen, d. h. mit einer Leistung von 34,93 kW. Die Batterieauswahl im MFH20-System wird im Vergleich zum MFH8 konservativer. Durch die Systemoptimierung beträgt die optimale Batteriekapazität nur 9,5–12 kWh, ein Drittel der Kapazität in MFH8. Eine Vergrößerung der Speicherkapazität führt dann nur zu schlechterer Wirtschaftlichkeit des Systems.

Da die Leistung der PV-Anlage beim Lastgang „MFH8“ bereits ihr Maximum erreicht hat, sinkt die Autarkie des Systems allmählich, wenn die verbrauchte Energie weiter steigt. Darüber hinaus wird die selbstproduzierte Energie, statt sie ins Netz einzuspeisen, mehr lokal verbraucht. Aufgrund der Sättigung der Eigenverbrauchsquote hat die Änderung des Strompreises kaum Einfluss auf die Autarkie oder die Eigenverbrauchsquote. Die konkreten Zahlen werden in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Tabelle 9: Autarkie- und EVQ-Vergleich zwischen 2035-1 und 2035-2 in MFH20_unsaniert

Eigenschaft	Autarkie		Eigenverbrauchsquote	
Szenarien	2035-1	2035-2	2035-1	2035-2
System				
K1D	18,02%	18,01%	59,87%	59,83%
K2D	20,90%	20,50%	69,60%	68,25%
K1G	23,50%	23,50%	77,68%	77,67%
K2G	25,35%	25,34%	84,02%	83,99%

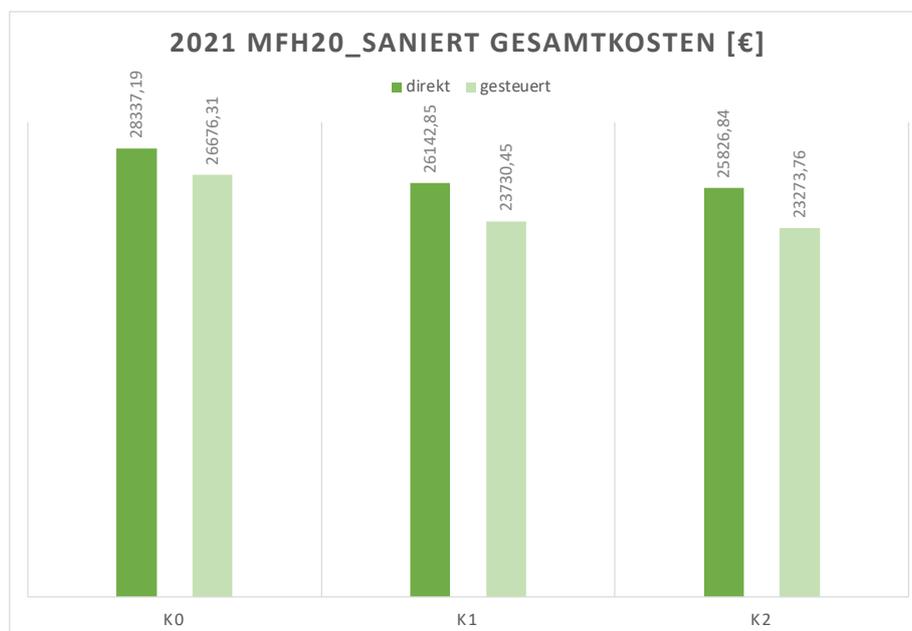
Der simulierte Lastgang „MFH20_unsaniert“ ist der gleiche wie der Lastgang „MFH20_saniert“ im Jahr 2050. Daher werden die Daten im Kapitel 5.3.2 analysiert.

5.3.2 Lastgang „MFH20_saniert“

Es wird angenommen, dass im Jahr 2021 sieben Wohnungen jeweils über ein BEV verfügen. Infolgedessen ist der Gesamtstromverbrauch um drei BEVs höher als der Verbrauch des unsanierten Lastgangs. Größere Einsparungen können durchweg mit der gesteuerten Ladestrategie realisiert werden. Auch im K0-System kann dank der Steuerung eine positive Kostenreduzierung von 1.660 € erzielt werden, was bei der unsanierten Lastkurve nicht der Fall ist. Zugleich kann das PV-System einen Saldo von 2.412 € durch die gesteuerte Ladestrategie erwirtschaften. Das ist der doppelte Betrag im Vergleich zum unsanierten MFH20. Im K2-System belaufen sich die durch die Optimierung berechneten Kosteneinsparungen auf 2.553 € (s. Abbildung 20). Die Gestehungskosten sinken wegen der Steuerung um ca. 3 ct/kWh. Die Gestehungskosten von „MFH20_unsaniert“ übersteigen jedoch die Gestehungskosten von „MFH20_saniert“ aufgrund des Anstiegs der Gesamtstromnachfrage und der Tatsache, dass die PV-Fläche ihr Maximum erreicht hat und somit mehr Strom aus dem Netz bezogen wird (s. Anhang 3).

Wie bereits erwähnt, erreicht die PV-Anlage ihre maximale Leistung bei den Systemen K1G, K2D und K2G. Im Vergleich zu "MFH20_unsaniert" ist die Batteriekapazität trotz Steigerung des Stromverbrauchs kleiner ausgelegt. Die Energieversorgung im MFH20_saniert ist daher weniger autark als im unsanierten MFH20.

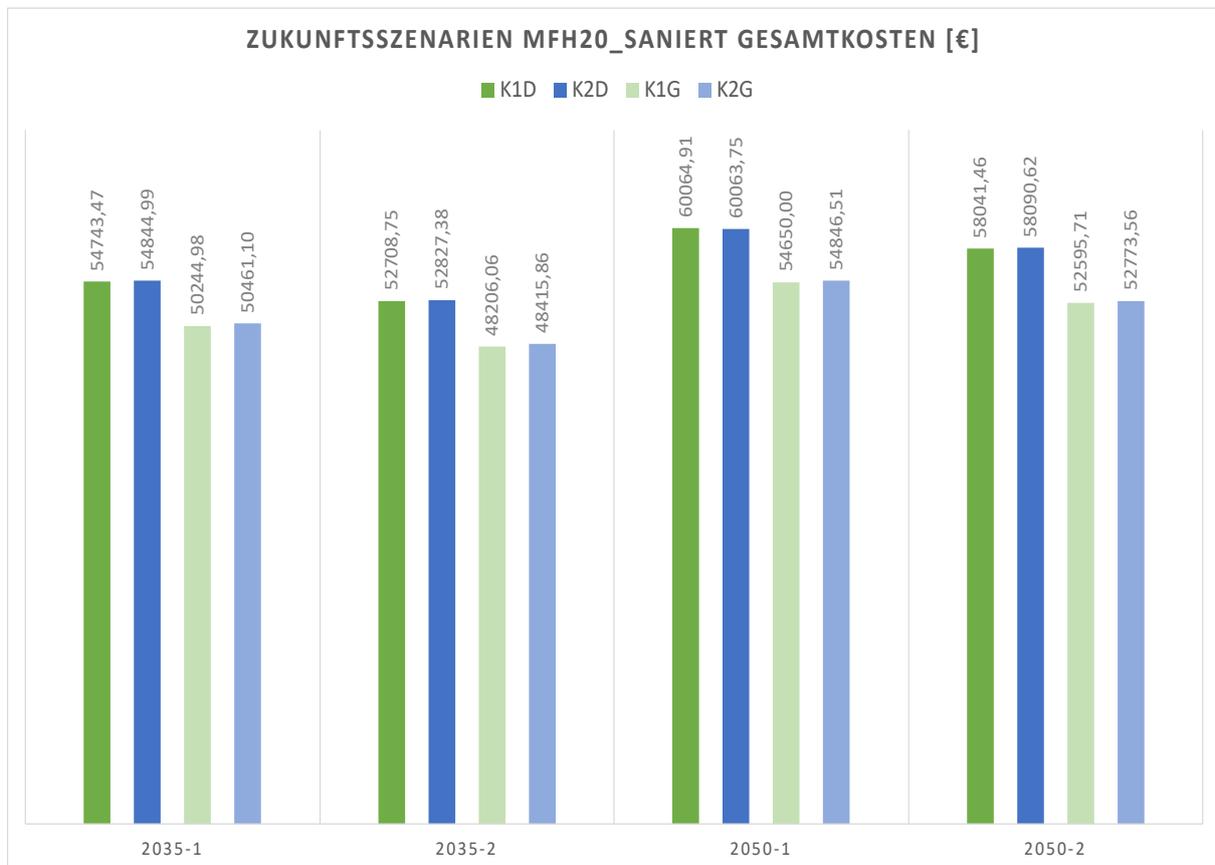
Abbildung 20: 2021 MFH20_saniert Gesamtkosten



Die maximale Lastsituation wird in MFH20 bei allen Zukunftsszenarien erreicht, in denen 20 BEVs gleichzeitig berücksichtigt werden, d. h., die Elektromobilität ist in allen Wohneinheiten durchgedrungen. In der folgenden Abbildung werden die Gesamtkosten in allen Zukunftsjahren mit verschiedenen Energiekonzepten untereinander verglichen. Zudem kann die Aussage getroffen werden,

ob der Stromspeicher für ein großes MFH zukunftsorientiert ist. Hierbei werden systemtechnische sowie ökonomische Aspekte diskutiert.

Abbildung 21: Zukunftsszenarien MFH20_saniert Gesamtkosten



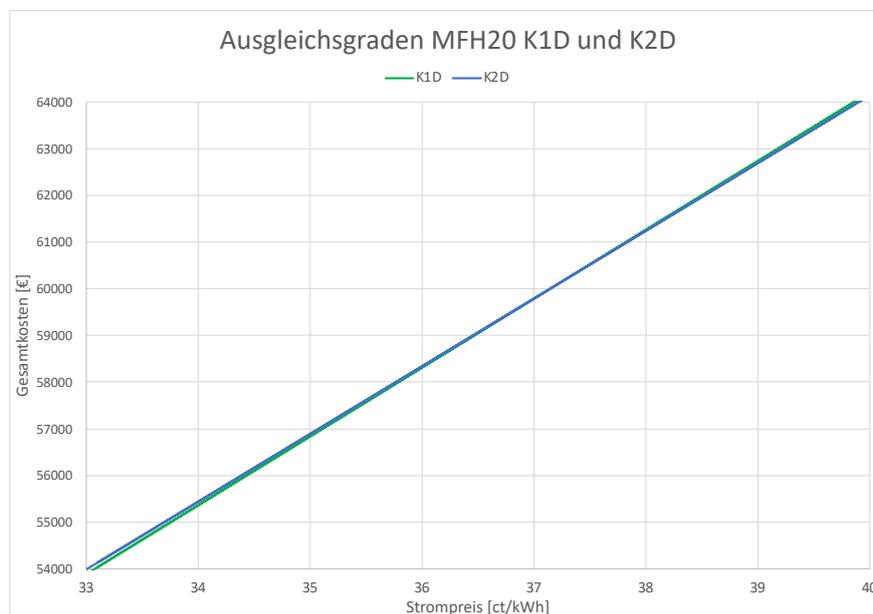
Erstens führt ein Vergleich der Gesamtausgaben zwischen Energiesystemen mit ungesteuerten Wallboxen zu den folgenden Schlussfolgerungen. In den Szenarien 2035-1, 2035-2 und 2050-2 liegen die Gesamtkosten für K2 höher als für K1. Der Speicher bringt nun wirtschaftlichen Nachteil zum Hausenergiesystem. Im Szenario 2050-1 kostet ein System mit Batterien nur 1 € weniger als ein System mit PV, bei dem der Strompreis am höchsten liegt. Ein linearer Zusammenhang zwischen dem Stromtarif und den Gesamtkosten ist hier zu untersuchen. Nach der Regression beschreiben die folgenden Funktionen den linearen Zusammenhang.

$$\text{Gesamtkosten}_{K1D} = 1475,75 * \text{Strompreis} \left[\frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \right] + 5181,09$$

$$\text{Gesamtkosten}_{K2D} = 1451,81 * \text{Strompreis} \left[\frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \right] + 6078,64$$

Aufgrund des geringen Unterschieds der Steigungen fokussiert der graphischen Darstellung (s. Abbildung 22) der Ausgleichsgraden nur auf dem Teil zwischen 33 ct/kWh und 40 ct/kWh, um ihren Querschnitt hervorzuheben.

Abbildung 22: Ausgleichsgraden K1D und K2D in MFH20



Nach der Gleichsetzung der beiden Funktionen taucht der Schnittpunkt bei einem Strompreis von 37,50 ct/kWh. Liegt der aktuelle Stromtarif unterhalb dieser Grenze, wird das System mit PV-Anlagen wirtschaftlicher als zusätzlich mit Stromspeichern. Die PV-Anlagen sind möglichst nach ihrer maximalen Größe auszulegen. Die Batterien sollen jedoch kleinere Kapazität und niedrigere Leistung haben. Die optimale Batteriegröße im Jahr 2050-1 beträgt zum Beispiel 10,9 kWh und 5,4 kW.

Abbildung 23: Ausgleichsgraden MFH20 K1G und K2G



Im Hinblick auf die systemtechnischen Aspekte liegt der Autarkiegrad für Systeme, die nur PV-Anlagen enthalten, bei 12,9 % und ändert sich bei Schwankungen der Marktpreise für Strom nicht um mehr als 0,1 %. Die Eigenverbrauchsquote liegt zwischen 76,5 und 76,6 %. In Systemen mit Stromspeichern

steigt der Autarkiegrad um 0,08 % pro 1 ct Anstieg des Strompreises. Zugleich werden weitere 0,49 % der selbst produzierten Energie im Gebäude verbraucht. Daher wirkt sich die Strompreiserhöhung positiv auf das K2-System aus.

In den Systemen mit gesteuerter Ladestrategie liegt die Wirtschaftlichkeit des K1-Systems nach der Regression durchweg über der von K2 in einem vernünftigen Preisintervall. Nach der Berechnung ergeben sich folgende Regressionsergebnisse:

$$\text{Gesamtkosten}_{K1G} = 1253,06 * \text{Strompreis} \left[\frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \right] + 7943,01$$

$$\text{Gesamtkosten}_{K2G} = 1248,01 * \text{Strompreis} \left[\frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \right] + 8318,28$$

Die Gleichsetzung der beiden Gleichungen führt zu dem Ergebnis, dass bei diesem Lastgang ein Strompreis von mehr als 74,3 ct/kWh für ein System mit Batterien wirtschaftlicher wäre, aber bei der derzeitigen Entwicklung der Strompreise wird dieser hohe Strompreis kaum jemals auftreten. Die Auslegung der PV-Anlagen darf nach der maximalen Dachgröße ausgestattet werden. Bei der Betriebsoptimierung des Stromspeichersystems werden Untergrenzen sowohl für Kapazität als auch Leistung festgelegt, um zu vermeiden, dass der Solver die Größe des Speichers während der Optimierung aufgrund von wirtschaftlichen Ineffizienzen auf Null setzt. Für alle K2-Systeme mit einer gesteuerten Ladestrategie beträgt die Speicherkapazität 4 kWh und die Leistung 2 kW in den Zukunftsszenarien des sanierten MFH20. Daher wird anhand der wirtschaftlichen Berechnungen nicht empfohlen, in der Zukunft Stromspeicher in Mehrfamilienhäusern mit einem hohen Strombedarf zu installieren.

Systemtechnisch gesehen beträgt der Autarkiegrad im K1G-System gegen 15,7 % und die EVQ 92,7 %. Die Werte verändern sich nicht mit steigendem Strompreis. Mit dem Einbau von Batterien steigt der Autarkiegrad um 0,3 % und die Eigenverbrauchsquote um 1,5 %.

Wenn man direkte Ladesysteme mit gesteuerten Ladesystemen vergleicht, lässt sich errechnen, dass durch intelligente Steuerung in Systemen, die nur PV enthalten, Einsparungen von 4.500–5.450 € möglich sind. Dies ergibt eine durchschnittliche Ersparnis von etwa 272,5 € pro Elektrofahrzeug. Das ist etwas weniger als die 324 € im EFH-VZB. Durch die Steuerung des Energiesystems sinken die Stromgestehungskosten jeweils um ca. 4 ct/kWh gegenüber dem Strompreis. Mit dem Anstieg des Stromverbrauchs werden steuerbare Energiesysteme mit PV-Anlagen in der Folge größere Vorteile bringen.

5.4 Handlungsempfehlung für Stadtwerke

Als Knotenpunkt zwischen Stromerzeugern und Verbrauchern müssen die Stadtwerke ihr Geschäftsmodell ändern, um die Ziele der Bundesregierung zu erreichen und gleichzeitig den Verbrauchern einen wirtschaftlichen und attraktiven Tarif zu bieten. Stadtwerke können ein großes Potenzial für die Verbreitung neuer Energiequellen und die Dezentralisierung von Energiesystemen bieten. Elektrofahrzeuge sind ein wichtiger Bestandteil der Systemkopplung und die Zukunft der

Mobilität. Die Stadtwerke können darauf aufbauend verschiedene Energiesysteme anbieten, die sowohl dem Interesse der Kunden als auch den Anforderungen der Bundesregierung entsprechen. Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei Geschäftsmodelle den Stadtwerken als Orientierung angeboten: „Eigenverbrauchsoptimierung mit Ladesystem“ sowie „Kostenorientiertes Energiesystem“.

5.4.1 Eigenverbrauchsoptimierung mit Ladesystem

Das zentrale Ziel dieses Geschäftsmodells ist die intelligente Kopplung der Ladevorgänge mit dem Strommarkt sowie der lokalen Stromerzeugung durch PV-Anlagen. Es sollte ein gewisses Maß an Kostensparsamkeit erreicht werden, während die Eigenverbrauchsquote erhöht wird. Dadurch können die Stadtwerke höhere Stromversorgungsstabilität und -sicherheit anbieten, um die Auswirkungen von Tarifschwankungen auf die Kunden zu minimieren. Weiterhin bietet das Geschäftsmodell die Möglichkeit, die Netzbelastung durch verbesserte Nutzung der dezentralen Energiequellen zu reduzieren und die Lastspitzen somit zeitlich zu verschieben.

In den Einfamilienhäusern ist die Priorität der Installation von Stromspeichern in allen Szenarien am höchsten. Durch den Zubau von Stromspeichern lassen sich 30 % mehr selbstproduzierte Energie lokal verbrauchen und durch die Steuerung der Lastgänge 9 %. Durchaus erzielt man eine Eigenverbrauchsquote von 58 bis 75 % in den K2G-Systemen. Mit einer Erhöhung des Energieverbrauchs steigt die EVQ ebenfalls an. Dabei ist das K2G-System das wirtschaftlichste System für jeden Nutzungstyp im EFH.

Durch eine multiple Regressionsanalyse wird die Auswahl von Stromspeichern untersucht. Der Strompreis hat einen positiven Zusammenhang mit der Speicherkapazität sowie der Leistung. Diese lineare Regression hat ein R-Quadrat von 0,52 für Strompreise von 25–40 ct/kWh. Für jede Erhöhung des Strompreises um 1 ct/kWh muss die Kapazität der Speicher um 0,58 kWh und die Leistung um 0,11 kW erhöht werden. Wenn der Hauseigentümer darüber hinaus planen, zusätzlich 1000 kWh Strom pro Jahr im Haus zu verbrauchen, sollte die Batteriekapazität um 0,38 kWh reduziert werden. Der Verbrauchsanstieg führt jedoch zu keinem signifikanten Leistungsunterschied der Stromspeicher.

$$E_{bat} = 0,58 * \text{Strompreis} \left[\frac{ct}{kWh} \right] - 0,38 * 10^{-3} * E_{verbrauch} [kWh] - 4,03$$

$$P_{bat} = 0,11 * \text{Strompreis} \left[\frac{ct}{kWh} \right] + 0,16$$

Des Weiteren sollte die Speicherkapazität dem 0,7- bis 1,2-Fachen der PV-Kapazität entsprechen und die PV-Kapazität sollte in Zukunft abhängig von der Dachgröße immer maximiert werden.

In dem kleinen MFH erreicht das gesteuerte System mit K2G die EVQ von 64–81 %. Der Strompreisanstieg hat nun einen negativen Effekt darauf. Das Steuerungssystem trägt mit 9 % zur EVQ bei. Ohne Speicher werden maximal 68 % des PV-Stroms lokal verbraucht, was jedoch keinen wirtschaftlichen Vorteil bringt. Im Vergleich dazu erhöht die Batterie die EVQ in einem großen MFH mit 20 BEVs lediglich um 1,5 %, wobei die Wirtschaftlichkeit durch den Zubau einer Batterie verschlechtert wird. Der Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom kann nach der Optimierung im K1G-System 93 % ausmachen.

Die Stadtwerke sollen je nach lokalem Energieverbrauch im MFH den Kunden beraten, ob ein Stromspeicher für das Hausenergiesystem geeignet ist. Nach den Berechnungen in diesem Papier sollte bei einem Systemverbrauch von mehr als 166.600 kWh die Verwendung von Batterien als Mittel zur Verbesserung der EVQ aufgegeben werden, damit die Wirtschaftlichkeit des gesteuerten Energiesystems weiterhin gewährleistet ist. Folgende Funktion kann als Orientierung bei der Auslegung der Speicherkapazität dienen:

$$E_{bat} = 1,627 * \text{Strompreis} \left[\frac{ct}{kWh} \right] - 0,17 * 10^{-3} * E_{verbrauch} [kWh] - 22,551$$

$$\forall E_{verbrauch} < 166.600$$

5.4.2 Kostenorientiertes Energiesystem

Beim Geschäftsmodell „kostenorientiertes Energiesystem“ sollen die Stadtwerke ihren Kunden einen monetären Anreiz anbieten. Die Stadtwerke beschaffen sich elektrische Energie an den Termin- oder Spotmärkten zur Belieferung von Verbrauchern und somit Elektrofahrzeugen. Im zukunftsorientierten Smart-Grid nimmt die Dynamik durch das Einbeziehen von erneuerbaren Energiequellen deutlich zu. Die Haushalte können daher nicht langfristig ihren Bedarf nach dem Standardlastprofil planen, um die Preisschwankungen bzw. -risiken abzusichern. Im Gegensatz zum Terminmarkt liefert der Spotmarkt ein kurzfristiges Signal für den Strompreis, was die Stadtwerke dem Kunden vorab mitteilen. An der EPEX SPOT, dem bedeutendsten Strommarkt in Deutschland, ist die Gesamtmenge des am Spotmarkt gehandelten Stroms von Jahr zu Jahr gestiegen (EPEX SPOT, 2019). Um die Gesamtkosten für das Aufladen von Elektrofahrzeugen sowie den Haushaltstromverbrauch zu minimieren, können die Stadtwerke den Verbrauchern die Möglichkeit anbieten, ihre nächsten Parkzeiten einen Tag im Voraus an das System weiterzuleiten oder ihre Fahrtzeiten zu verlagern. Danach beschaffen die Stadtwerke den am nächsten Tag benötigten Strom vom Spotmarkt. Systemtechnisch gesehen kann dieses Geschäftsmodell ein erhebliches Potenzial schaffen für die Verschiebung von Spitzenlasten in Zeiten, in denen ein Überschuss an Strom im Netz vorhanden ist.

In Einfamilienhäusern, die mit einem BEV ausgestattet sind und nur an das Stromnetz angeschlossen werden, reduziert die Steuerung des Referenzsystems die Kosten nur um 176 bis 251 €. Bei Systemen mit Photovoltaikanlagen erhöht sich diese Differenz auf 503 €. Die Reduzierung wird umso größer, je höher der Strompreis ist. Der wirtschaftliche Vorteil des gesteuerten Ladens verliert sich in gewissem Maße, da die Lade- und Entladevorgänge im K2-System Verluste beim Laden mit sich bringen. Es ist jedoch immer noch möglich, die Gesamtkosten um 483 € zu senken. Mit einer Steigerung des jährlichen Stromverbrauchs des Lastgangs um 1 kWh sinkt der Erlös um 27 ct. Besitzt der Einfamilienhauseigentümer zwei BEVs, verdoppelt sich die Einsparung. Mit dem höchsten Strompreis im Szenario 2050-1 werden 1.024 € wegen der Steuerung des Energiesystems mit PV-Anlagen gespart. Im Vergleich dazu bringt das V1G-Laden im System mit einem Stromspeicher weniger Kostenvorteil.

Beim Lastgang "MFH8" schneidet das gesteuerte System immer besser ab als das ungesteuerte System. Außerdem verspricht die Implementierung von iMsys in das K1-System die größte Kostenersparnis. Es ist zu erwarten, dass die Stadtwerke mit 3.445 € im Jahr 2050 und 2.880 € im Jahr 2035 noch mehr Kunden für die Nachrüstung ihrer Ladesysteme überzeugen können. Hat der Kunde bereits einen

optimalen Stromspeicher installiert, reduziert sich der durch die Steuerung entstehende Kostenvorteil um 111 bis 330 € , wobei die Reduzierung positiv mit dem Strompreis korreliert ist.

Im Rahmen dieser Arbeit stellt „MFH20“ das größte Lastprofil dar. Trotz des signifikanten Anstiegs der Stromnachfrage gilt das oben beschriebene Szenario auch für diese Lastkurve. Der Kunde kann durch das Steuerungssystem eine zusätzliche Kostenermäßigung für das Laden von 20 BEVs von bis zu 5.445 € erlangen. Da in diesem Szenario die Speichervariante nicht unbedingt wirtschaftlich ist, wird es nicht empfohlen, das System mit Speicher nachzurüsten. Aber im K2-System kann das Steuersystem genutzt werden, um die Wirtschaftlichkeit auszugleichen und die Ausgaben für das ursprüngliche System um 5.300 € zu senken.

Die oben aufgeführten Ersparnisse gelten unter der Voraussetzung, dass der Kunde 100 % Ersparnis erhält. In der Realität kann die Gemeinde einen Prozentsatz nehmen, um andere Zahlungen zu decken oder als ihren eigenen Gewinn einzubehalten. Im Anhang sind sämtliche Kostendifferenzen aufgelistet, die bei der Optimierung berechnet wurden.

6 Diskussion und Beantwortung der Forschungsfragen

In diesem Kapitel werden die durch die vorliegende Arbeit resultierenden Ergebnisse diskutiert. Insbesondere werden die getroffenen Annahmen und das Vergleichsverfahren sowie die Ermittlung der sich daraus ergebenden Auswirkungen erörtert. Darüber hinaus werden Variablen, die bei den durchgeführten Simulationen nicht berücksichtigt wurden, und die sich daraus ergebenden Verbesserungsmöglichkeiten angegeben.

Erstens wurde bei der Simulation des Systems nur das elektrische Versorgungssystem berücksichtigt. Im realen Wohnungsbau, insbesondere in Mehrfamilienhäusern, sind die mit der Wärmeversorgung verbundenen Kosten jedoch weitaus höher. Daher wird die Kraft-Wärme-Kopplung in kleinen Wohngebäuden, sprich BHKW, auch in Zukunft zum Einsatz kommen. Die wirtschaftlichen Vorteile, die dieses mit sich bringt, sowie die Vorteile für das System sind nicht zu übersehen. Ähnlich wie bei der Photovoltaik-Stromeinspeisevergütung wird es auch eine BHKW-Strom- oder Wärmeeinspeisevergütung geben. Das Wärmeversorgungssystem sowie die Kopplung des thermischen Energiesystems an das elektrische Energiesystem wird in diesem Papier jedoch nicht modelliert oder erklärt. Zusätzlich können solarthermische Kollektoren für die Versorgung des thermischen Energiesystems installiert werden, aber dies würde einen Teil der Dachfläche in Anspruch nehmen und somit die PV-Fläche nicht maximieren, wie in diesem Beitrag beschrieben. In der Praxis muss die Dachfläche nach effektiver und effizienter Optimierung nach dem Verhältnis zwischen Wärme- und Strombedarf aufgeteilt werden. Das ESYOpt bietet dafür die Möglichkeit, die Strukturoptimierungen von Energiesystemen durchzuführen.

Zweitens ist es nicht möglich, alle unerwarteten Ereignisse bei der Bestimmung von Fahrtzeiten und Energieverbrauch der Fahrzeugnutzung genau vorherzusagen. Die in dieser Arbeit verwendeten Datensätze können als Referenz für Stadtwerke bei der Erstellung neuer Betriebsmodelle verwendet werden, bei denen der Gesamttrend der Ergebnisse konsistent ist. In der Realität ist es jedoch nicht möglich, die Einsparungen bei den Ausgaben auf den Cent exakt zu prognostizieren. Auch der Stromverbrauch der einzelnen Haushalte ist aufgrund verschiedener Faktoren wie Standort und umliegender Einrichtungen nicht einheitlich, so dass die in der Arbeit verwendeten Zahlen nur den durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauch eines Durchschnittshaushalts wiedergeben. Die Definitionen der Lastprofile sind mit SWD vereinbart. Es bestehen jedoch noch andere Wohngebäudetypen, die im Rahmen dieser Arbeit nicht umfassend behandelt werden können. Eine aussagekräftigere Lösung wäre die Verwendung empirischer Daten zur Bereitstellung individueller Lösungen für Haushalte, indem Daten über die Nutzung von BEVs und den Stromverbrauch der Haushalte gesammelt werden. Dies würde zu präziseren Optimierungsergebnissen führen. Es kann aber auch den Arbeitsaufwand der Stadtwerke erheblich erhöhen. Ein realitätsnaher Kompromiss wäre es daher, die Wohngebiete der Stadt in kleinere Quartiere aufzuteilen und Daten von Wohngebäuden unterschiedlicher Größe in jedem Quartier zu sammeln. Dann ist der durchschnittliche Wert anzunehmen, um ein genaueres Lastprofil zu erhalten, das spezifischer für das Gebiet zugeschnitten ist.

Außerdem spiegeln die Annahmen über die Preise der einzelnen Geräte nicht die Marktentwicklung wider. Obwohl sich die PV-Preise in den letzten Jahren stabilisiert haben, können die Stadtwerke immer noch den Leistungspreis mit ihren Lieferanten festlegen. Der derzeitige Marktpreis für einheimische Batterien ist immer noch hoch und wird bis 2050 nicht mehr derselbe sein, da sich die Speichertechnologie weiterentwickelt. Es ist daher aussagekräftiger, vorhergesagte Werte für einzelne Komponenten zu verwenden. Im Falle der Wallbox-Option wurde aufgrund der geringen Marktforschung nur eine grobe Schätzung des Preises vorgenommen. Obwohl die Preise für Wallboxen nicht hoch sind, könnte eine genauere Simulation durchgeführt werden, wenn die Stadtwerke ihre eigenen Anbieter hätten. Um die von der Bundesregierung gesetzten Umweltziele zu erreichen, bietet das Energieministerium diverse Zuschüsse für die Nutzung von Elektrofahrzeugen sowie für die Installation erneuerbarer Energiequellen in Haushalten an. Die Stadtwerke können diesen Zuschuss mit einer zusätzlichen Gutschrift kombinieren, um mehr Kunden einzubinden.

Es gilt bei der Inanspruchnahme der Geschäftsmodelle zu berücksichtigen, dass alle technischen Komponenten unter gewisser Vereinfachung und Vernachlässigung modelliert sind. Die Komplexität der resultierenden Optimierung wird stark reduziert, während die getroffenen Annahmen und Vereinfachungen zu einer Abweichung von der Realität führen.

Bei der Berechnung und Auswertung der Optimierungsergebnisse werden alle Investitionskosten der Komponenten nach ihrer Lebensdauer mit WACC annualisiert und aufsummiert. Die jährlichen Gesamtkosten enthalten somit die jährlichen Investitionskosten und alle Betriebskosten. Das gesamte zu installierende Energiesystem wird gebündelt und zusammen mit dem Strom verkauft.

Dies führt jedoch dazu, dass die Stadtwerke im Basisjahr der Investition die vollen Investitionskosten für den Kunden übernehmen, während der Kunde jedes Jahr nur den annualisierten Preis zahlt. Dies würde sich auf die wirtschaftliche Tätigkeit der Stadtwerke auswirken. Die Stadtwerke können in Erwägung ziehen, vom Kunden zu verlangen, dass er die gesamten Kosten für das Gerät auf einmal bezahlt, oder den Jahrestarif zu erhöhen, um zusätzliche Einnahmen zu erzielen.

Beantwortung der Forschungsfragen:

Im Folgenden werden die Forschungsfragen anhand der ausgewerteten Datensätze beantwortet.

1. Wie sehen die Gesamtgestehungskosten unterschiedlicher Ladestrategien in der Zukunft aus?

Um diese Forschungsfrage zu beantworten, wird das Szenario 2050-1 als Referenzjahr angenommen, zu dem der Strompreis inklusive des Verbraucheraufpreises bei 37,2 ct/kWh liegt. Im System K0 betragen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten im EFH 39,6 ct/kWh. Sie sinken mit der Steuerung des Systems um 2,2 ct/kWh. Rüstet man das System mit PV-Anlagen und Stromspeichern nach, werden nur 30,5 ct für 1 kWh ausgegeben. Im MFH8 kostet der verbrauchte Strom im gesteuerten System ca. 4,2 ct/kWh weniger als im ungesteuerten System. Da der Stromverbrauch weiterhin steigt und die verfügbaren neuen Energiequellen gesättigt sind, sinkt diese Reduzierung auf 3 ct/kWh in MFH20.

2. Wie viel weniger Energie kann beim System mit erneuerbaren Energiequellen vom Stromversorgungsnetz entnommen werden als beim konventionellen Energiesystem?

Der in Kapitel 5 beschriebene Autarkiegrad gibt eine Antwort auf diese Frage. Im Einfamilienhaus sind 17 % (ungesteuert) bis 30 % (gesteuert) der verbrauchten Energie lokal erzeugt. Mit der Implementierung des Stromspeichers erhöht sich der Autarkiegrad um 16 %. Im Mehrfamilienhaus sinkt jedoch der Autarkiegrad mit Steigerung des gesamten Stromverbrauchs, da die Dachgröße begrenzt ist. So liegt der Energieautarkiegrad in MFH20 bei etwa 12–15 %, was jedoch aufgrund der großen Energiebasis ebenfalls von Bedeutung ist. Darüber hinaus ist der Zuwachs an Energieautarkie, den Batterien für gesteuerte Systeme bringen, geringer als für ungesteuerte Systeme.

3. Welche Ladestrategie und welches Energiesystem eignen sich hinsichtlich ökonomischer Kriterien für EFH oder MFH am besten?

Ein gesteuertes Ladesystem ist einem ungesteuerten System sowohl wirtschaftlich als auch systemtechnisch gesehen immer vorzuziehen. Daher ist es stets zu empfehlen, die intelligenten Steuerungselemente im System einzubauen.

4. Welche ökonomisch-ökologischen Effekte hat der Einsatz von Stromspeichern auf das Lade- bzw. Stromversorgungssystem in Wohngebäuden?

Außer im Jahr 2050 in MFH20 bringt die Installation von Batterien eine leichte Preissenkung und einen kleinen Anstieg des Autarkiegrads und der Selbstversorgungsquote mit sich, aber diese Veränderung ist gering im Vergleich zu den Auswirkungen, die die Photovoltaik auf das System hat. Außerdem sind die Preise für Stromspeicherkomponenten noch nicht stabil und die wirtschaftlichen Vorteile, die sie mit sich bringen, könnten noch ausgeglichen werden. Nach den hier erzielten Ergebnissen kann die Installation von PV-Anlagen mit steuerbarem Ladesystem gefördert werden.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Um die Umweltziele zu verwirklichen, sind die Stadtwerke ein wichtiger Akteur in der Zeit der Energiewende. Die Stadtwerke spielen hierbei eine vernetzende Rolle zwischen dem Energiemarkt und den Endverbrauchern. Infolgedessen müssen die Stadtwerke für alle Energiesektoren neue Geschäftsmodelle entwerfen. Das Projekt ‚*SW.Developer*‘ entwickelt in dieser Situation die strategischen Portfolien für die Stadtwerke. Als Beitrag zu diesem Projekt befasst sich die vorliegende Arbeit mit den wirtschaftlichen Aspekten des privaten Mobilitätssektors und kann als Referenz für die kommunalen Energieversorger dienen.

In dieser Arbeit werden zunächst ein grundlegendes Referenzsystem, ein Energiesystem mit Photovoltaik-Anlagen und ein darauf aufbauendes Energiesystem mit Energiespeichern modelliert. Direktes Laden und gesteuertes Laden können auf alle drei Energiesysteme angewandt werden, was eine Auswahl von sechs elektrischen Systemen mit Ladegeräten für Elektrofahrzeuge ermöglicht. Für Einfamilienhäuser wurden insgesamt drei Nutzungstypen modelliert: EFH_VZB, EFH_VZB_H und EFH_VZB_TZB_S. Auf dieser Grundlage entstanden vier Gebäudetypen, darunter ein kleines MFH mit 8 Wohneinheiten und ein großes MFH mit 20 Wohneinheiten. MFH8 und MFH20 können beide nach ihrem Sanierungsstatus unterschieden werden: saniert, unsaniert. Der Unterschied spiegelt sich in dieser Studie in der Anzahl der Elektroautos wider.

Hinsichtlich der ausgewerteten Ergebnisse können die Stadtwerke ihre Kunden mit einem gewissem Rabatt überzeugen, die gesteuerte Ladestrategie im Hausenergiesystem zu implementieren. Die detaillierten Einsparungen wurden in dieser Arbeit ausgerechnet und interpretiert. Dieses Geschäftsmodell wird als „kostenorientiertes Energiesystem“ bezeichnet. Darüber hinaus haben geregelte Energiesysteme ein großes Potenzial für systemtechnische Effekte, wie z. B. die Verschiebung von Lastspitzen sowie den erhöhten Anteil der erneuerbaren Energien. Durch die Betrachtung des Autarkiegrads entsteht das Geschäftsmodell „Eigenverbrauchsoptimierung mit Ladesystem“. Dieses ist selbst für die Kunden überzeugend, die einen Beitrag zum Umweltschutz leisten wollen. Der Einbau von Batterien in das System ist jedoch wenig überzeugend. Der Grund dafür ist, dass der wirtschaftliche Nutzen aufgrund schwankender Marktpreise unbeständig ist. In einigen Fällen hat MFH20 auch wirtschaftliche Einbußen. Da sich die Speichertechnologie weiterentwickelt und der Markt sich verändert, ist es noch fraglich, ob sich die Installation von dezentralen Batterien in kleinen Wohngebäuden durchsetzen wird.

Die Wirtschaftlichkeit von V2G kann auf der Grundlage dieses Papiers fortgesetzt werden. BEVs können unter anderem als eine zusätzliche Batterie betrachtet werden. Durch die Speicherung einer bestimmten Strommenge ist das BEV in der Lage, seinen eigenen Fahrtbedarf zu decken und bei hohen Strompreisen in das Energiesystem für den Hausgebrauch oder sogar gegen eine Vergütung in das Stromnetz einzuspeisen. Mit V2G kann ein intelligentes Ladesystem gebildet werden und die Sektoren für elektrische Energie sowie Mobilität können weiterhin gekoppelt werden.

Zusätzlich zur Wirtschaftlichkeit können die ökologischen Kriterien bei der Erstellung des Konzepts als Epsilon-Constraint im Post-Processing implementiert werden. Damit werden die erstellten

Energiesysteme innerhalb der Optimierung hinsichtlich der CO₂-Emissionen und der Gesamtkosten optimiert.

In *SW.Developer* wird das Projektteam weiterhin mehrere EFHs sowie MFHs als ein ganzes System betrachten, das ein größeres Quartier bildet. Die ökologischen und wirtschaftlichen Vorteile des gesteuerten Ladens werden dann auf Quartiersebene untersucht. Zum Beispiel könnte dort ein dezentraler, aber gemeinsam genutzter Stromspeicher installiert werden. Dies würde zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Im Rahmen dieses Projekts kann der Wärmesektor noch mit dem Stromsektor gekoppelt werden. Das mit *ESyOpt* erstellte Energiesystem kann weiterhin strukturoptimiert werden, um das passende Ladesystem für das Wohngebäude zu finden.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Stadt Düsseldorf. Durch Änderung der meteorologischen Daten können die Ergebnisse jedoch landesweit angewendet werden, um die von der Bundesregierung festgelegten Umweltziele zu erreichen.

Literaturverzeichnis

- Bergner, J. & Quaschnig, V. (März 2019). *Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer*. <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW-Studie-Sinnvolle-Dimensionierung.pdf>
- Biere, D., Dallinger, D. & Wietschel, M. (2009). Ökonomische Analyse der Erstnutzer von Elektrofahrzeugen. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*(02).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.). *Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes*.
- Boston Consulting Group. (Oktober 2021). *Klimapfade 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. <https://web-assets.bcg.com/58/57/2042392542079ff8c9ee2cb74278/klimapfade-study-german.pdf>
- Botsford, C. & Szczepanek, A. (2009). *Fast Charging vs. Slow Charging: Pros and cons for the New Age of Electric Vehicles*. EVS24. https://www.researchgate.net/publication/228997158_Fast_Charging_vs_Slow_Charging_Pros_and_cons_for_the_New_Age_of_Electric_Vehicles
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2016). *Zusammenfassung der Diskussionsbeiträge des BMWi-Workshops „Sektorkopplung – Chance für die Industrie?“*.
- Bundesnetzagentur. (2022). *EEG-Registerdaten und -Fördersätze*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/start.html
- Bundesregierung. (August 2009). *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung*. https://www.erneuerbar-mobil.de/sites/default/files/2016-08/nep_09_bmu_bf.pdf
- Bundesregierung. (2022). *Energiewende im Überblick*. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/energiewende-im-ueberblick-229564#:~:text=Das%20Ziel%20der%20Energiewende%20ist,und%20Strom%20bezahlbar%20zu%20halten>
- Chatterjee, P. & Hermwille, M. (2020). Hochvolt- und 48-V-Systeme: Ladelösungen erhöhen die Akzeptanz von Elektrofahrzeugen. *ATZ elektronik*, 15.(10/2020), 26–30.
- Cichowski, R. R. (2021). *Elektroinstallation und Ladeinfrastruktur der Elektromobilität: Errichten von Niederspannungsanlagen im Zeitalter von E-Mobility unter Berücksichtigung von DIN VDE 0100-722, DIN IEC 60364-8-2 (VDE 0100- 802), DIN EN IEC 61851-1 (VDE 0122-1), DIN EN 61439-7 (VDE 0660-600-7), DIN 18015-1, VDI 2166 Blatt 2, VdS 3471 sow. VDE-Schriftenreihe – Normen verständlich: Bd. 175*. VDE Verlag. http://www.content-select.com/index.php?id=bib_view&ean=9783800754908
- dena. (2020). *Privates Ladeinfrastrukturpotenzial in Deutschland: Herausforderungen bei der Entwicklung der privaten Ladeinfrastruktur zur Beschleunigung des Markthochlaufs der Elektromobilität in Deutschland*.
- Deutscher Wetterdienst. (2022). *Testreferenzjahre*. <https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html>

- DKE. (2021). *Ladeinfrastruktur Elektromobilität: Vision 4*.
<https://www.vde.com/resource/blob/988408/87ed1f99814536d66c99797a4545ad5d/technischer-leitfaden-ladeinfrastruktur-elektromobilitaet---version-4-data.pdf>
- Doppelbauer, M. (2020). *Grundlagen der Elektromobilität: Technik, Praxis, Energie und Umwelt*. Springer Fachmedien Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-29730-5>
- EPEX SPOT. (2019). *Annual Report*. <https://www.epexspot.com/en/downloads>
- Fechner, H. (2020, 10. Februar). *Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können*. mit Fokus auf bis 2030 realisierbare PV-Potentiale im Gebäudesektor und technische Potentiale auf anderen Flächen. Wien. Österreichs Energie.
- FfE. (2022). *Deutsche Strompreise an der Börse EPEX Spot in 2021*. FfE.
<https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/deutsche-strompreise-an-der-boerse-epex-spot-in-2021/>
- Franke, U. (2018). *Energie für Deutschland: Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext*. https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2018/05/81040_DNK_Energie2018_D.pdf
- Hart, W. E. (2017). *Pyomo — Optimization Modeling in Python* (2. Aufl.). SpringerLink Bücher: Bd. 67. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-58821-6>
- Hilpert, S., Kaldemeyer, C., Krien, U., Günther, S., Wingenbach, C. & Plessmann, G. (2017). *The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A novel approach in energy system modelling*. <https://doi.org/10.20944/preprints201706.0093.v1>
- IRENA. (2019). *INNOVATION outlook : Smart charging for electric vehicles*. IRENA.
- Johnsen, D., Strommenge Daniel & Schuster, H. (2020). *Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize*. TÜV Rheinland.
- Kallrath, J. (2013). *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis: Mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Papierindustrie, Metallgewerbe, Produktion und Logistik* (2. Aufl.). Springer eBook Collection. Springer Vieweg. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-00690-7>
- Kämper, C., Helms, H. & Biemann, K. (2020). *Wie klimafreundlich sind Elektroautos?* ifeu.
https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/emob_klimabilanz_bf.pdf
- Kost, C., Shammugan, S., Jülich, V., Nguyen, Huyen-Tran & Schlegl, T. (März 2018). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Fraunhofer ISE.
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
- Kraftfahrt-Bundesamt. (2022). *Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2022 (10/2022)*. KBA.
https://www.kba.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Pressemitteilungen/Pressemitteilungenuche_Formular.html?nn=3325088
- Linnemann, M. & Nagel, C. (2020). *Elektromobilität und die Rolle der Energiewirtschaft: Rechte und Pflichten eines Ladesäulenbetreibers* (1. Aufl.). Springer eBook Collection. Springer Fachmedien Wiesbaden; Springer Vieweg. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-30217-7>

Muratori, M. & Rizzoni, G. (2016). Residential Demand Response: Dynamix energy Management and Time-Varying Electricity Pricing. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 1108-1117.

oemof-develop-group. (2021). *oemoph.solph*. <https://oemof-solph.readthedocs.io/en/latest/usage.html#mixed-integer-linear-problems>

Raum, M., Gerber, N.-K. & Kümmell, S. (2013). Ladeteschnik für Elektrofahrzeuge. *MTZ Wissen*, 74(11/2013), 888–894.

Renner, H. (2007). *Spannungsqualität und Versorgungssicherheit*. TU Graz. https://online.tugraz.at/tug_online/lv.listEqualLectures?pstpspr=108641&pHLDIsabled=TR UE

Ritter, D. (2021). Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen: Eine differenzierte Betrachtung von Volleinspeise- und Eigenverbrauchsanlagen. <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

Schönfelder, M., Pathmaperuma, D., Reiner, U., Fichtner, W., Schmeck, H. & Leibfried, T. (2009). Elektromobilität. *uwf UmweltWirtschaftsForum*, 17(4), 373–380. <https://doi.org/10.1007/s00550-009-0157-9>

Schulze, O. (2022). *Elektromobilität – ein Ratgeber für Entscheider, Errichter, Betreiber und Nutzer*. Springer Fachmedien Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-32611-1>

Stigler, H., Gutschi, C., Nischler, G., Süßenbacher, W. & Otzasek, S. (2010). *Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft*. Österreichs Energie. https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Institute/IEE/files/ENDGUELTIG___Elektromobilitaet_Studie_ENDVERSION_hoheQualitaetiw290610.pdf

Tegen, S., Hand, M., Maples, B., Lantz, E., Schwabe, P. & Smith, A. (2012). *2010 Cost of Wind Energy Review*. <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52920.pdf>

Tschöke, H., Gutzmer, P. & Pfund, T. (Hrsg.). (2019). *ATZ/MTZ-Fachbuch. Elektrifizierung des Antriebsstrangs: Grundlagen - vom Mikro-Hybrid zum vollelektrischen Antrieb*. Springer Vieweg. <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=5977065>

Umweltbundesamt. (2022). *Endenergieverbrauch und Energieeffizienz des Verkehrs*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/endenergieverbrauch-energieeffizienz-des-verkehrs#biokraftstoffe>

Wietschel, M., Plötz, P., Pfluger, B. & Klobasa, M. (2018). *Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen*. Fraunhofer ISI.

Zimmer, W., Blanck, R., Kreye, K., Graichen, J. & Kasten, P. (Juni 2022). *Die Rolle der CO₂-Bepreisung im Instrumentenmix für die Transformation im Verkehrssektor*. Dessau-Roßlau. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/die-rolle-der-co2-bepreisung-im-instrumentenmix-0>

Anhang

Anhang 1: Gesteigungs- und Gesamtkosten von MFH8 in Zukunftsszenarien

scenario	energy_system	Lastgang	Gesteigungskosten	Gesamtkosten
2035-1	K0D	MFH8_ unsaniert	0,3559	14607,5226
2035-2	K0D	MFH8_ unsaniert	0,3419	14032,8428
2050-1	K0D	MFH8_ unsaniert	0,396	26898,8548
2050-2	K0D	MFH8_ unsaniert	0,382	25947,8921
2035-1	K1D	MFH8_ unsaniert	0,3126	12829,863
2035-2	K1D	MFH8_ unsaniert	0,3023	12410,0906
2050-1	K1D	MFH8_ unsaniert	0,3518	23898,3233
2050-2	K1D	MFH8_ unsaniert	0,3409	23152,5522
2035-1	K2D	MFH8_ unsaniert	0,2999	12527,2338
2035-2	K2D	MFH8_ unsaniert	0,2922	12179,7363
2050-1	K2D	MFH8_ unsaniert	0,3403	23365,0423
2050-2	K2D	MFH8_ unsaniert	0,3314	22725,6221
2035-1	K0G	MFH8_ unsaniert	0,3399	13783,6941
2035-2	K0G	MFH8_ unsaniert	0,3259	13252,5326
2050-1	K0G	MFH8_ unsaniert	0,3744	24886,199
2050-2	K0G	MFH8_ unsaniert	0,3623	23970,3973
2035-1	K1G	MFH8_ unsaniert	0,2732	11156,3947
2035-2	K1G	MFH8_ unsaniert	0,2626	10724,6679
2050-1	K1G	MFH8_ unsaniert	0,3033	20479,0597
2050-2	K1G	MFH8_ unsaniert	0,2919	19707,1835
2035-1	K2G	MFH8_ unsaniert	0,2647	10960,9747
2035-2	K2G	MFH8_ unsaniert	0,2554	10556,6562
2050-1	K2G	MFH8_ unsaniert	0,2985	20275,1058
2050-2	K2G	MFH8_ unsaniert	0,2871	19502,4534
2035-1	K0D	MFH8_ saniert	0,3360	24457,9825
2035-2	K0D	MFH8_ saniert	0,3220	23506,8338
2050-1	K0D	MFH8_ saniert	0,3720	26898,8548
2050-2	K0D	MFH8_ saniert	0,3580	25947,8921
2035-1	K1D	MFH8_ saniert	0,3187	21649,8934
2035-2	K1D	MFH8_ saniert	0,3076	20895,9400
2050-1	K1D	MFH8_ saniert	0,3518	23898,3233
2050-2	K1D	MFH8_ saniert	0,3409	23152,5522
2035-1	K2D	MFH8_ saniert	0,3130	21435,1278
2035-2	K2D	MFH8_ saniert	0,3034	20746,1405
2050-1	K2D	MFH8_ saniert	0,3403	23365,0423
2050-2	K2D	MFH8_ saniert	0,3314	22725,6221
2035-1	K0G	MFH8_ saniert	0,3399	22767,7887
2035-2	K0G	MFH8_ saniert	0,3259	21899,2862
2050-1	K0G	MFH8_ saniert	0,3744	24886,1990
2050-2	K0G	MFH8_ saniert	0,3623	23970,3973
2035-1	K1G	MFH8_ saniert	0,2780	18769,4313
2035-2	K1G	MFH8_ saniert	0,2668	18015,1308
2050-1	K1G	MFH8_ saniert	0,3033	20479,0597
2050-2	K1G	MFH8_ saniert	0,2919	19707,1835
2035-1	K2G	MFH8_ saniert	0,2759	18724,0690
2035-2	K2G	MFH8_ saniert	0,2648	17970,6157
2050-1	K2G	MFH8_ saniert	0,2985	20275,1058
2050-2	K2G	MFH8_ saniert	0,2871	19502,4534

Anhang 2: Regressionsergebnisse für die Gesamtkosten im MFH8_saniert

MFH8_Saniert K1D									
<i>Regression Statistics</i>									
Multiple R	1,00								
R Square	1,00								
Adjusted R S	1,00								
Standard Err	83,17								
Observations	4,00								
<i>ANOVA</i>									
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>				
Regression	1,00	5622328,30	5622328,30	812,89	0,00				
Residual	2,00	13833,02	6916,51						
Total	3,00	5636161,32							
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>	
Intercept	1098,02	748,27	1,47	0,28	-2121,54	4317,58	-2121,54	4317,58	
X Variable 1	613,87	21,53	28,51	0,00	521,23	706,51	521,23	706,51	

MFH8_Saniert K1G									
<i>Regression Statistics</i>									
Multiple R	1,00								
R Square	1,00								
Adjusted R S	1,00								
Standard Err	65,62								
Observations	4,00								
<i>ANOVA</i>									
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>				
Regression	1,00	4254012,98	4254012,98	987,89	0,00				
Residual	2,00	8612,31	4306,15						
Total	3,00	4262625,28							
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>	
Intercept	3539,30	590,42	5,99	0,03	998,93	6079,68	998,93	6079,68	
X Variable 1	533,97	16,99	31,43	0,00	460,87	607,06	460,87	607,06	

MFH8_Saniert K2D								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	1,00							
R Square	1,00							
Adjusted R S	1,00							
Standard Err	67,28							
Observations	4,00							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1,00	3466187,12	3466187,12	765,79	0,00			
Residual	2,00	9052,63	4526,31					
Total	3,00	3475239,74						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	2517,51	605,33	4,16	0,05	-86,99	5122,02	-86,99	5122,02
X Variable 1	481,99	17,42	27,67	0,00	407,05	556,94	407,05	556,94

MFH8_Saniert K2G								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	1,00							
R Square	0,99							
Adjusted R S	0,99							
Standard Err	108,03							
Observations	4,00							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1,00	2935028,10	2935028,10	251,48	0,00			
Residual	2,00	23342,50	11671,25					
Total	3,00	2958370,60						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	3727,62	972,02	3,83	0,06	-454,65	7909,88	-454,65	7909,88
X Variable 1	443,53	27,97	15,86	0,00	323,19	563,87	323,19	563,87

Anhang 3: Optimierte PV-Leistung für alle Energiesysteme

scenario	energy_system	Lastgang	PV_Leistung
2021	K1D	EFH_saniert VZB	1,9853
2021	K2D	EFH_saniert VZB	5,9094
2021	K1G	EFH_saniert VZB	2,1705
2021	K2G	EFH_saniert VZB	9,3210
2035-1	K1D	EFH_saniert VZB	12,9766
2035-1	K2D	EFH_saniert VZB	12,9766
2035-1	K1G	EFH_saniert VZB	12,9766
2035-1	K2G	EFH_saniert VZB	12,9766
2035-2	K1D	EFH_saniert VZB	11,0795
2035-2	K2D	EFH_saniert VZB	12,9766
2035-2	K1G	EFH_saniert VZB	12,9766
2035-2	K2G	EFH_saniert VZB	12,9766
2050-1	K1D	EFH_saniert VZB	7,6277
2050-1	K2D	EFH_saniert VZB	12,9766
2050-1	K1G	EFH_saniert VZB	12,9766
2050-1	K2G	EFH_saniert VZB	12,9766
2050-2	K1D	EFH_saniert VZB	6,7879
2050-2	K2D	EFH_saniert VZB	12,9766
2050-2	K1G	EFH_saniert VZB	12,9766
2050-2	K2G	EFH_saniert VZB	12,9766
2021	K1D	EFH_saniert VZB_H	2,0234
2021	K2D	EFH_saniert VZB_H	5,7083
2021	K1G	EFH_saniert VZB_H	2,6184
2021	K2G	EFH_saniert VZB_H	8,6477
2035-1	K1D	EFH_saniert VZB_H	12,9766
2035-1	K2D	EFH_saniert VZB_H	12,9766
2035-1	K1G	EFH_saniert VZB_H	12,9766
2035-1	K2G	EFH_saniert VZB_H	12,9766
2035-2	K1D	EFH_saniert VZB_H	12,9766
2035-2	K2D	EFH_saniert VZB_H	12,9766
2035-2	K1G	EFH_saniert VZB_H	12,9766
2035-2	K2G	EFH_saniert VZB_H	12,9766
2050-1	K1D	EFH_saniert VZB_H	9,5002
2050-1	K2D	EFH_saniert VZB_H	12,9766
2050-1	K1G	EFH_saniert VZB_H	12,9766
2050-1	K2G	EFH_saniert VZB_H	12,9766
2050-2	K1D	EFH_saniert VZB_H	7,7509
2050-2	K2D	EFH_saniert VZB_H	12,9766
2050-2	K1G	EFH_saniert VZB_H	12,9766
2050-2	K2G	EFH_saniert VZB_H	12,9766
2021	K1D	EFH_saniert VZB_TZB_S	2,6396
2021	K2D	EFH_saniert VZB_TZB_S	10,8805
2021	K1G	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2021	K2G	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2035-1	K1D	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2035-1	K2D	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766

2035-1	K1G	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2035-1	K2G	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2035-2	K1D	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2035-2	K2D	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2035-2	K1G	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2035-2	K2G	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2050-1	K1D	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2050-1	K2D	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2050-1	K1G	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2050-1	K2G	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2050-2	K1D	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2050-2	K2D	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2050-2	K1G	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2050-2	K2G	EFH_saniert VZB_TZB_S	12,9766
2021	K1D	MFH20_saniert	26,7939
2021	K2D	MFH20_saniert	34,9371
2021	K1G	MFH20_saniert	34,9371
2021	K2G	MFH20_saniert	34,9371
2035-1	K1D	MFH20_saniert	34,9371
2035-1	K2D	MFH20_saniert	34,9371
2035-1	K1G	MFH20_saniert	34,9371
2035-1	K2G	MFH20_saniert	34,9371
2035-2	K1D	MFH20_saniert	34,9371
2035-2	K2D	MFH20_saniert	34,9371
2035-2	K1G	MFH20_saniert	34,9371
2035-2	K2G	MFH20_saniert	34,9371
2050-1	K1D	MFH20_saniert	34,9371
2050-1	K2D	MFH20_saniert	34,9371
2050-1	K1G	MFH20_saniert	34,9371
2050-1	K2G	MFH20_saniert	34,9371
2050-2	K1D	MFH20_saniert	34,9371
2050-2	K2D	MFH20_saniert	34,9371
2050-2	K1G	MFH20_saniert	34,9371
2050-2	K2G	MFH20_saniert	34,9371
2021	K1D	MFH20_unsaniert	20,2915
2021	K2D	MFH20_unsaniert	30,9838
2021	K1G	MFH20_unsaniert	26,1729
2021	K2G	MFH20_unsaniert	34,9371
2035-1	K1D	MFH20_unsaniert	34,9371
2035-1	K2D	MFH20_unsaniert	34,9371
2035-1	K1G	MFH20_unsaniert	34,9371
2035-1	K2G	MFH20_unsaniert	34,9371
2035-2	K1D	MFH20_unsaniert	34,9371
2035-2	K2D	MFH20_unsaniert	34,9371
2035-2	K1G	MFH20_unsaniert	34,9371
2035-2	K2G	MFH20_unsaniert	34,9371
2050-1	K1D	MFH20_unsaniert	34,9371
2050-1	K2D	MFH20_unsaniert	34,9371

2050-1	K1G	MFH20_unsaniert	34,9371
2050-1	K2G	MFH20_unsaniert	34,9371
2050-2	K1D	MFH20_unsaniert	34,9371
2050-2	K2D	MFH20_unsaniert	34,9371
2050-2	K1G	MFH20_unsaniert	34,9371
2050-2	K2G	MFH20_unsaniert	34,9371
2021	K1D	MFH8_saniert	9,2391
2021	K2D	MFH8_saniert	21,7558
2021	K1G	MFH8_saniert	15,7518
2021	K2G	MFH8_saniert	26,9837
2035-1	K1D	MFH8_saniert	34,9371
2035-1	K2D	MFH8_saniert	34,9371
2035-1	K1G	MFH8_saniert	34,9371
2035-1	K2G	MFH8_saniert	34,9371
2035-2	K1D	MFH8_saniert	34,9371
2035-2	K2D	MFH8_saniert	34,9371
2035-2	K1G	MFH8_saniert	34,9371
2035-2	K2G	MFH8_saniert	34,9371
2050-1	K1D	MFH8_saniert	34,9371
2050-1	K2D	MFH8_saniert	34,9371
2050-1	K1G	MFH8_saniert	34,9371
2050-1	K2G	MFH8_saniert	34,9371
2050-2	K1D	MFH8_saniert	34,9371
2050-2	K2D	MFH8_saniert	34,9371
2050-2	K1G	MFH8_saniert	34,9371
2050-2	K2G	MFH8_saniert	34,9371
2021	K1D	MFH8_unsaniert	7,5408
2021	K2D	MFH8_unsaniert	18,2050
2021	K1G	MFH8_unsaniert	9,3191
2021	K2G	MFH8_unsaniert	21,4490
2035-1	K1D	MFH8_unsaniert	34,9371
2035-1	K2D	MFH8_unsaniert	34,9371
2035-1	K1G	MFH8_unsaniert	34,9371
2035-1	K2G	MFH8_unsaniert	34,9371
2035-2	K1D	MFH8_unsaniert	34,9371
2035-2	K2D	MFH8_unsaniert	34,9371
2035-2	K1G	MFH8_unsaniert	34,9371
2035-2	K2G	MFH8_unsaniert	34,9371
2050-1	K1D	MFH8_unsaniert	34,9371
2050-1	K2D	MFH8_unsaniert	34,9371
2050-1	K1G	MFH8_unsaniert	34,9371
2050-1	K2G	MFH8_unsaniert	34,9371
2050-2	K1D	MFH8_unsaniert	34,9371
2050-2	K2D	MFH8_unsaniert	34,9371
2050-2	K1G	MFH8_unsaniert	34,9371
2050-2	K2G	MFH8_unsaniert	34,9371

Anhang 4: Kostenunterschiede durch die Steuerung von Energiesystemen

System	Lastgang	scenario	Ungesteuertes System	Gesteuertes System	Kostendifferenz
K0	EFH_saniert VZB	2021	3711,97	3462,56	249,41
K0	EFH_saniert VZB_H	2021	3617,02	3381,92	235,09
K0	EFH_saniert VZB_TZB_S	2021	6073,94	5547,70	526,23
K0	MFH20_saniert	2021	28337,19	26676,31	1660,88
K0	MFH20_unsaniert	2021	20984,65	21373,08	-388,43
K0	MFH8_saniert	2021	12231,35	11482,44	748,91
K0	MFH8_unsaniert	2021	9787,81	9299,86	487,95
K0	EFH_saniert VZB	2035-1	3701,56	3501,73	199,82
K0	EFH_saniert VZB_H	2035-1	3606,89	3391,82	215,07
K0	EFH_saniert VZB_TZB_S	2035-1	6057,12	5629,53	427,59
K0	MFH20_saniert	2035-1	60089,43	56025,38	4064,05
K0	MFH20_unsaniert	2035-1	33102,44	31435,89	1666,55
K0	MFH8_saniert	2035-1	24457,98	22767,79	1690,19
K0	MFH8_unsaniert	2035-1	14607,52	13783,69	823,83
K0	EFH_saniert VZB	2035-2	3555,82	3376,01	179,80
K0	EFH_saniert VZB_H	2035-2	3465,09	3278,46	186,64
K0	EFH_saniert VZB_TZB_S	2035-2	5821,73	5448,33	373,40
K0	MFH20_saniert	2035-2	57755,54	53875,10	3880,44
K0	MFH20_unsaniert	2035-2	31799,59	30175,27	1624,32
K0	MFH8_saniert	2035-2	23506,83	21899,29	1607,55
K0	MFH8_unsaniert	2035-2	14032,84	13252,53	780,31
K0	EFH_saniert VZB	2050-1	4072,72	3847,47	225,25
K0	EFH_saniert VZB_H	2050-1	3967,91	3716,89	251,02
K0	EFH_saniert VZB_TZB_S	2050-1	6658,83	6154,27	504,57
K0	MFH20_saniert	2050-1	66062,41	61139,59	4922,83
K0	MFH20_unsaniert	2050-1	66062,41	61139,59	4922,83
K0	MFH8_saniert	2050-1	26898,85	24886,20	2012,66
K0	MFH8_unsaniert	2050-1	26898,85	24886,20	2012,66
K0	EFH_saniert VZB	2050-2	3927,11	3727,95	199,16
K0	EFH_saniert VZB_H	2050-2	3826,25	3599,27	226,97
K0	EFH_saniert VZB_TZB_S	2050-2	6423,57	5949,25	474,32
K0	MFH20_saniert	2050-2	63729,59	58944,09	4785,50
K0	MFH20_unsaniert	2050-2	63729,59	58944,09	4785,50
K0	MFH8_saniert	2050-2	25947,89	23970,40	1977,49
K0	MFH8_unsaniert	2050-2	25947,89	23970,40	1977,49
K1	EFH_saniert VZB	2021	3882,10	3636,20	245,90
K1	EFH_saniert VZB_H	2021	3784,67	3540,49	244,18
K1	EFH_saniert VZB_TZB_S	2021	6214,44	5439,65	774,79
K1	MFH20_saniert	2021	26142,85	23730,45	2412,40
K1	MFH20_unsaniert	2021	19317,77	18129,22	1188,56
K1	MFH8_saniert	2021	11683,37	10826,96	856,40
K1	MFH8_unsaniert	2021	9306,97	8829,42	477,55
K1	EFH_saniert VZB	2035-1	3644,70	3340,77	303,93
K1	EFH_saniert VZB_H	2035-1	3508,66	3074,72	433,94
K1	EFH_saniert VZB_TZB_S	2035-1	5735,18	4873,03	862,15

K1	MFH20_saniert	2035-1	54743,47	50244,98	4498,49
K1	MFH20_unsaniert	2035-1	29148,10	26750,80	2397,30
K1	MFH8_saniert	2035-1	21649,89	18769,43	2880,46
K1	MFH8_unsaniert	2035-1	12829,86	11156,39	1673,47
K1	EFH_saniert VZB	2035-2	3543,60	3246,39	297,22
K1	EFH_saniert VZB_H	2035-2	3415,93	2990,61	425,32
K1	EFH_saniert VZB_TZB_S	2035-2	5560,11	4723,48	836,63
K1	MFH20_saniert	2035-2	52708,75	48206,06	4502,69
K1	MFH20_unsaniert	2035-2	28078,61	25596,24	2482,37
K1	MFH8_saniert	2035-2	20895,94	18015,13	2880,81
K1	MFH8_unsaniert	2035-2	12410,09	10724,67	1685,42
K1	EFH_saniert VZB	2050-1	4053,05	3730,65	322,40
K1	EFH_saniert VZB_H	2050-1	3916,27	3412,96	503,31
K1	EFH_saniert VZB_TZB_S	2050-1	6358,82	5334,50	1024,32
K1	MFH20_saniert	2050-1	60064,91	54650,00	5414,91
K1	MFH20_unsaniert	2050-1	60064,91	54650,00	5414,91
K1	MFH8_saniert	2050-1	23898,32	20479,06	3419,26
K1	MFH8_unsaniert	2050-1	23898,32	20479,06	3419,26
K1	EFH_saniert VZB	2050-2	3940,35	3649,60	290,74
K1	EFH_saniert VZB_H	2050-2	3813,67	3333,74	479,93
K1	EFH_saniert VZB_TZB_S	2050-2	6185,90	5176,83	1009,07
K1	MFH20_saniert	2050-2	58041,46	52595,71	5445,75
K1	MFH20_unsaniert	2050-2	58041,46	52595,71	5445,75
K1	MFH8_saniert	2050-2	23152,55	19707,18	3445,37
K1	MFH8_unsaniert	2050-2	23152,55	19707,18	3445,37
K2	EFH_saniert VZB	2021	3944,73	3596,21	348,52
K2	EFH_saniert VZB_H	2021	3847,30	3457,60	389,70
K2	EFH_saniert VZB_TZB_S	2021	6099,67	5060,99	1038,68
K2	MFH20_saniert	2021	25826,84	23273,76	2553,08
K2	MFH20_unsaniert	2021	19126,59	17559,81	1566,78
K2	MFH8_saniert	2021	11435,71	10239,82	1195,89
K2	MFH8_unsaniert	2021	9178,82	8423,82	755,00
K2	EFH_saniert VZB	2035-1	3586,59	3262,27	324,31
K2	EFH_saniert VZB_H	2035-1	3456,61	3051,29	405,32
K2	EFH_saniert VZB_TZB_S	2035-1	5599,69	4826,69	772,99
K2	MFH20_saniert	2035-1	54844,99	50461,10	4383,90
K2	MFH20_unsaniert	2035-1	29142,59	26823,14	2319,44
K2	MFH8_saniert	2035-1	21435,13	18724,07	2711,06
K2	MFH8_unsaniert	2035-1	12527,23	10960,97	1566,26
K2	EFH_saniert VZB	2035-2	3507,06	3182,60	324,46
K2	EFH_saniert VZB_H	2035-2	3384,34	2970,91	413,43
K2	EFH_saniert VZB_TZB_S	2035-2	5452,50	4686,17	766,32
K2	MFH20_saniert	2035-2	52827,38	48415,86	4411,52
K2	MFH20_unsaniert	2035-2	28112,99	25660,47	2452,52
K2	MFH8_saniert	2035-2	20746,14	17970,62	2775,52
K2	MFH8_unsaniert	2035-2	12179,74	10556,66	1623,08
K2	EFH_saniert VZB	2050-1	3882,82	3516,91	365,91
K2	EFH_saniert VZB_H	2050-1	3747,70	3276,18	471,52

K2	EFH_saniert VZB_TZB_S	2050-1	6047,90	5174,70	873,20
K2	MFH20_saniert	2050-1	60063,75	54846,51	5217,25
K2	MFH20_unsaniert	2050-1	60063,75	54846,51	5217,25
K2	MFH8_saniert	2050-1	23365,04	20275,11	3089,94
K2	MFH8_unsaniert	2050-1	23365,04	20275,11	3089,94
K2	EFH_saniert VZB	2050-2	3808,37	3438,46	369,91
K2	EFH_saniert VZB_H	2050-2	3678,42	3194,45	483,97
K2	EFH_saniert VZB_TZB_S	2050-2	5913,02	5018,04	894,98
K2	MFH20_saniert	2050-2	58090,62	52773,56	5317,05
K2	MFH20_unsaniert	2050-2	58090,62	52773,56	5317,05
K2	MFH8_saniert	2050-2	22725,62	19502,45	3223,17
K2	MFH8_unsaniert	2050-2	22725,62	19502,45	3223,17

Anhang 5: Auswahl der Batteriegröße in Energiesystemen

Lastgang	energy_system	scenario	Speicherkapazität	Speicherleistung
EFH_saniert VZB	K2D	2021	9,3932342	2,965531996
EFH_saniert VZB_H	K2D	2021	8,9742518	2,794094932
EFH_saniert VZB_TZB_S	K2D	2021	16,368575	5,28797932
MFH8_unsaniert	K2D	2021	29,346	6,591
MFH8_saniert	K2D	2021	35,237	8,160
MFH20_unsaniert	K2D	2021	33,16	10,42
MFH20_saniert	K2D	2021	30,220585	12,08829709
EFH_saniert VZB	K2D	2035-1	12,4607	4,9074
EFH_saniert VZB_H	K2D	2035-1	11,6555	4,3137
EFH_saniert VZB_TZB_S	K2D	2035-1	14,2199	4,5364
MFH8_unsaniert	K2D	2035-1	35,7691	8,1699
MFH8_saniert	K2D	2035-1	24,4701	8,0637
MFH20_unsaniert	K2D	2035-1	11,9467	5,6374
MFH20_saniert	K2D	2035-1	7,4082	3,7041
EFH_saniert VZB	K2D	2035-2	12,0431	4,6795
EFH_saniert VZB_H	K2D	2035-2	11,0037	4,0295
EFH_saniert VZB_TZB_S	K2D	2035-2	12,9816	4,4809
MFH8_unsaniert	K2D	2035-2	29,1301	7,7682
MFH8_saniert	K2D	2035-2	18,1675	7,2670
MFH20_unsaniert	K2D	2035-2	10,0204	5,0102
MFH20_saniert	K2D	2035-2	6,5933	3,2967
EFH_saniert VZB	K2D	2050-1	15,0610	6,4527
EFH_saniert VZB_H	K2D	2050-1	13,8530	5,5545
EFH_saniert VZB_TZB_S	K2D	2050-1	17,3702	5,4765
MFH8_unsaniert	K2D	2050-1	38,1700	10,5110
MFH8_saniert	K2D	2050-1	38,1700	10,5110
MFH20_unsaniert	K2D	2050-1	10,8974	5,4487
MFH20_saniert	K2D	2050-1	10,8974	5,4487
EFH_saniert VZB	K2D	2050-2	14,5748	6,1516
EFH_saniert VZB_H	K2D	2050-2	13,5744	5,4240
EFH_saniert VZB_TZB_S	K2D	2050-2	15,9327	5,2230
MFH8_unsaniert	K2D	2050-2	30,6799	9,5609
MFH8_saniert	K2D	2050-2	30,6799	9,5609
MFH20_unsaniert	K2D	2050-2	9,0390	4,5195
MFH20_saniert	K2D	2050-2	9,0390	4,5195
EFH_saniert VZB	K2G	2021	13,968949	4,353356465
EFH_saniert VZB_H	K2G	2021	12,063954	3,538681534
EFH_saniert VZB_TZB_S	K2G	2021	14,910074	5,263902751
MFH8_unsaniert	K2G	2021	33,663	7,599
MFH8_saniert	K2G	2021	40,250	9,442
MFH20_unsaniert	K2G	2021	37,43	12,14
MFH20_saniert	K2G	2021	37,431859	11,06471039
EFH_saniert VZB	K2G	2035-1	12,6705	3,8272
EFH_saniert VZB_H	K2G	2035-1	9,2840	3,3338
EFH_saniert VZB_TZB_S	K2G	2035-1	9,1228	4,1813
MFH8_unsaniert	K2G	2035-1	24,2146	6,7927

MFH8_saniert	K2G	2035-1	12,7270	6,3635
MFH20_unsaniert	K2G	2035-1	9,5209	4,7605
MFH20_saniert	K2G	2035-1	4,0000	2,0000
EFH_saniert VZB	K2G	2035-2	11,6458	3,6503
EFH_saniert VZB_H	K2G	2035-2	9,1550	3,2556
EFH_saniert VZB_TZB_S	K2G	2035-2	8,6059	4,0821
MFH8_unsaniert	K2G	2035-2	19,0401	6,2618
MFH8_saniert	K2G	2035-2	11,7086	5,8543
MFH20_unsaniert	K2G	2035-2	9,5210	4,7605
MFH20_saniert	K2G	2035-2	4,0000	2,0000
EFH_saniert VZB	K2G	2050-1	15,6068	4,2893
EFH_saniert VZB_H	K2G	2050-1	11,6061	3,6199
EFH_saniert VZB_TZB_S	K2G	2050-1	10,1040	4,5637
MFH8_unsaniert	K2G	2050-1	16,9588	7,2303
MFH8_saniert	K2G	2050-1	16,9588	7,2303
MFH20_unsaniert	K2G	2050-1	4,0000	2,0000
MFH20_saniert	K2G	2050-1	4,0000	2,0000
EFH_saniert VZB	K2G	2050-2	15,3068	4,2506
EFH_saniert VZB_H	K2G	2050-2	11,2240	3,6476
EFH_saniert VZB_TZB_S	K2G	2050-2	9,9811	4,4940
MFH8_unsaniert	K2G	2050-2	15,5619	7,2661
MFH8_saniert	K2G	2050-2	15,5619	7,2661
MFH20_unsaniert	K2G	2050-2	4,0000	2,0000
MFH20_saniert	K2G	2050-2	4,0000	2,0000