

PHU EMOB
Projekthaus Ulm - Sektorkopplung mit
Elektromobilität

Abschlussbericht



Gefördert mit Mitteln der Solarstiftung Ulm/Neu-Ulm



Unterstützt mit Daten des Projekthaus Ulm

Autoren: Dr.-Ing. Holger Ruf
Ingenieurbüro Holger Ruf, Dornstadter Straße 15, 89081 Ulm
ruf@holger-ruf.de

Patrick Kober
Robert-Bosch-Schule Ulm, Egginger Weg 30, 89077 Ulm
patrick.kober@rbs-ulm.de

Version: 1.00

Datum: 20.11.2019

I Inhaltsverzeichnis

I	Inhaltsverzeichnis	I
II	Abkürzungsverzeichnis	II
1	Einleitung	1
2	Datengrundlage	4
2.1	Projekthaus Ulm	4
2.2	Photovoltaik-Anlage	5
2.3	Energiebedarf	5
2.4	Luftwärmepumpe	7
2.5	Elektrofahrzeug und Ladeinfrastruktur	7
3	Datenanalyse	8
3.1	Datenbasis	8
3.2	Auswertung der Bewegungsdaten	9
3.3	Messdaten Ladeinfrastruktur	12
3.4	Zusammenfassung Datenanalyse	14
4	Simulation eines vollständigen Jahres	16
4.1	Simulationsmodell	16
4.2	Ladestrategien	16
4.3	Kennzahlen	16
4.4	Ergebnisse	21
5	Planungsansatz	21
5.1	Simulation Fahrprofile	22
5.2	Literaturrecherche zu Elektrofahrzeugen	22
5.3	Ankunftszeit	23
5.4	Temperatureinfluss auf die Reichweite	23
5.5	Ergebnisse	24
5.6	Empfehlungen für Planungsansätze	26
6	Ergebnisveröffentlichungen	28
7	Zusammenfassung und Ausblick	28

II Abkürzungsverzeichnis

ADAC	Allgemeine Deutsche Automobil-Club e. V.
AxIOME BAR	Anwendungsorientierte InfOrmationen für Moderne hEizsysteme im neuBau für pLANung und betRieb
AZ	Arbeitszahl
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
IAB	Institut für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung
iMSys	Intelligentes Messsystem, ugs. Smart Meter
NETCHEK-PV	NETzverträgliChes HEizen und Kühlen mit PV-Strom
PHU Emob	Projekthaus Ulm - Sektorkopplung mit Elektromobilität
PV	Photovoltaik
RBS	Robert-Bosch-Schule Ulm
SWU	Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH
THU	Technische Hochschule Ulm
TUM	Technische Universität München
unw	Ulmer Initiativkreis nachhaltige Wirtschaftsentwicklung e.V.
WLTP	Worldwide harmonised Light vehicle Test Procedure

1 Einleitung

Die Transformation des deutschen Energiesystems ist im vollen Gange und die Beschlüsse von Paris zeigen auch den mehrheitlichen, internationalen Willen für eine Begrenzung des Klimawandels [?]. Die Energiewende in Deutschland findet vor allem auf regionaler Ebene sowie mit und für die Bürger statt. Ausgehend von dem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien im Stromsektor, rückt unter dem Begriff *Sektorenkopplung* nun auch die Energiewende im Wärme- und Verkehrsbereich zunehmend in den Fokus.

Die Städte Ulm und Neu-Ulm, sowie deren Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm, arbeiten aktiv an der Integration von Erneuerbaren Energien. Eine Herausforderung ist dabei der Umgang mit den Überschüssen aus über 100 MW installierter Photovoltaik (PV) im Netzgebiet der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH (SWU) und einer zunehmender Anzahl an Elektrofahrzeugen und Ladeinfrastrukturen. Die SWU erwarten eine steigende Nachfrage an privaten Ladeeinrichtungen für Elektroautos in den kommenden Jahren und wie die PV-Anlagenbetreiber nach Ablauf der zwanzigjährigen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Förderung mit ihren funktionierenden PV-Anlagen reagieren. Im Jahr 2021 wird für das erste Megawatt PV-Leistung in Ulm die Förderung auslaufen. Ein ganzheitlicher Ansatz kann zusätzliche Synergien bei der Energieeinsparung und nachhaltiger Ressourcennutzung geben. Dies zeigen auch Vorarbeiten im *Projekthaus Ulm* zusammen mit den Projektpartnern (Robert Bosch Schule Ulm, SWU).

Die Autoren erwarten, dass die reinen Einspeiseanlagen zu Eigenverbrauchsanlagen umgebaut werden, da der Eigenverbrauch wirtschaftlicher als das Einspeisen und ein Verkauf an der Strombörse ist. Eine Möglichkeit ist dann, wenn möglich, das Elektroauto zu Hause direkt mit dem eigenen PV-Strom zu laden und damit weniger Strom aus dem öffentlichen Netz zu beziehen. Eine intelligente Kombination der Photovoltaik-Anlage mit der Ladeinfrastruktur kann sowohl für den Hausbewohner wie auch für die Stadtwerke als Netzbetreiber Vorteile bieten und sollte aufeinander abgestimmt sein.

Ziel des Projektes Projekthaus Ulm - Sektorkopplung mit Elektromobilität (PHU Emob), als Erweiterung zum Projekt Anwendungsorientierte InforMationen für Moderne hEizsysteme im neuBau für plAnung und betRieb (AxIOME BAR), ist es, objektive und unabhängige Informationen über den Betrieb von Elektroautos und deren Ladeinfrastruktur in Kombination mit einer PV-Anlage in modernen Wohngebäuden aufzubereiten und zur freien Verfügung zu stellen. Für die Umsetzung der Energiewende müssen jedoch alle Bereiche der Gesellschaft die Vor- und Nachteile von Technologien kennen, um eine optimale Lösung für lokale Herausforderungen und Gegebenheiten zu finden. Unabhängige Informationen, ohne verborgene Interessen oder Hintergedanken, sind dabei ein wichtiger Baustein für die Bürger in ihrer Entscheidungsfindung.

Das erarbeitete Fachwissen versorgt nicht nur die Bürger in Ulm/Neu-Ulm mit Informationen, sondern bietet auch der Industrie sowie dem Forschungs- und Entwicklungsstandort Ulm/Neu-Ulm Chancen für wirtschaftliche Weiterentwicklungen. Die berücksichtigten Zielgruppen sind:

- breite Öffentlichkeit,
- Energieberater,
- Handwerker,
- Schüler und Studenten.

Als Grundlage der Datenerhebung dient das „Plusenergie Projekthaus Ulm für nachhaltige Energienutzung“, ein seit Anfang 2014 bewohnter Einfamilienhausneubau (13 kW PV-Anlage, 4 kWh Batteriespeicher, Luftwärmepumpe mit Direktkondensation, Pellet-Heizung, Lüftung mit Wärme- und Feuchterückgewinnung), dessen thermischer und elektrischer Verbrauch hochaufgelöst gemessen werden. Die Messdaten dieses Gebäudes waren die Eingangsgröße für die vorangegangene Förderprojekte NETZverträgliches HEIZEN und KÜHLEN mit PV-Strom (NETCHEK-PV) und AXIOME BAR, gefördert aus Mitteln der Solarstiftung Ulm/Neu-Ulm. Hierbei wurden das Heizungssystem und die Verbräuche detailliert analysiert. Diese Untersuchung wird nun durch die Sektorkopplung hinsichtlich Elektromobilität ergänzt um auf kommende Entwicklungen vorbereitet zu sein.

Während der Projektlaufzeit von PHU EMob vom 07.05.2019 bis 07.11.2019 wurde, ausgehend von den Vorarbeiten und bisherigen Ergebnissen, die Aufgabenstellung in mehreren Arbeitspaketen bearbeitet. Das zentrale Element des Projektes war die Datenerfassung eines Elektroautos an einem realen Gebäude und die abgeleitete Simulationen für ein gesamtes Jahr für die Region Ulm/Neu-Ulm. Hieraus lassen sich die notwendigen Daten und Ergebnisse für die verschiedenen, zielgruppenorientierten Informationen ermitteln. Es wurden hochaufgelöste Daten von den Bewohnern des *Projekthaus Ulm* und Nutzern in Region Ulm/Neu-Ulm zur Verfügung gestellt.

Im Rahmen von Arbeitspaket 1 wurden reale Bewegungs- und Nutzungsdaten eines Elektroautos in der Region Ulm erfasst und die Kombination mit den lokalen Erzeugungs- und Verbrauchsdaten des zugehörigen Einfamilienhauses der Nutzer analysiert. Die Bewertung erfolgte hinsichtlich Eigenverbrauch, Autarkie und Netzurückwirkungen.

Das Arbeitspaket 2 beinhaltete die Erstellung und Durchführung einer Simulation der Verbrauchs- und Erzeugungsprofile auf ein komplettes Jahr unter Berücksichtigung von anderen Fahrzeugtypen und alternativen Fahrzyklen. Als Ergebnis wurden Empfehlungen für Planungsansätze zur Integration der Ladeinfrastruktur in die Wohnbebauung für die

SWU erarbeitet.

2 Datengrundlage

2.1 Projekthaus Ulm

Das *Projekthaus Ulm*, ein seit Anfang 2014 bewohnter Einfamilienhausneubau, bietet die Chance, hochaufgelöste Verbrauchsdaten im Strom- und Wärmebereich für die verschiedenen Zwecke zu erheben. Die Technische Universität München (TUM) und SWU unterstützten die Ausstattung des Niedrigenergiehaus mit Messtechnik und Datenaufzeichnungsequipment. Der Einbau und die Inbetriebnahme erfolgten im Jahr 2014 ehrenamtlich durch Mitarbeiter der Technische Hochschule Ulm (THU) und Robert-Bosch-Schule Ulm (RBS).

Die Gebäudetechnik umfasst eine 13,5 kW PV-Anlage, einen 4 kWh Batteriespeicher, eine Luftwärmepumpe mit Direktkondensation, eine Pellet-Heizung und eine kontrollierte Wohnraumlüftung mit Wärme- und Feuchterückgewinnung. Aufgrund der Nutzung des Wohnhauses durch eine vierköpfige Familie lassen sich reale Daten hoher Qualität generieren und untersuchen. Für das Projekt AxIOME BAR wird diese Infrastruktur zur Verfügung gestellt (Abbildung 1).

Die PV-Anlage als lokaler Erzeuger und das Heizungssystem (Luftwärmepumpe, Pelletofen und elektrischer Heizstab) als steuerbarer Verbraucher sind an ein übergeordnetes Energiemanagementsystem angeschlossen. Dieses Energiemanagementsystem sorgt für eine zentrale Steuerung und Optimierung der Betriebsweise nach den Wünschen der Bewohner.

Ein Hauptfokus des *Projekthaus Ulm* liegt in der Kombination aus PV-Anlage und Luftwärmepumpe zur Deckung des jährlichen Wärmebedarfs. Im vorangegangenen Projekt NETCHEK-PV zeigte sich, dass sich das Optimierungsziel eines möglichst hohen Eigenverbrauchs des Solarstroms für die Luftwärmepumpe nachteilig auf deren Arbeitszahl (AZ) auswirkt. Die Gründe hierfür liegen einerseits in den hier einfließenden Energiebedarf der Steuerung und Pumpen bei gleichzeitig geringem Wärmebedarf im Sommer und andererseits in der ineffizienteren Betriebsweise bei der Einmal-Ladung des Wärmespeichers [?]. Das Ziel der Einmal-Ladung ist, eine möglichst hohe Energiemenge als Wärme zu speichern, solange ausreichend Energie von der PV-Anlage bereitgestellt wird. Um dieses Ziel zu erreichen, bedarf es einer Steuerung der Luftwärmepumpe durch die PV-Anlage. Das notwendige Energiemanagementsystem wurde mittels Hausautomation realisiert. Diese Lösung stellt die größte Flexibilität für die Ansteuerung bereit und kann ebenfalls Prämissen durch andere Systeme (z.B. Batteriespeicher) berücksichtigen.

Im *Projekthaus Ulm* steht der Pelletofen als weiterer Wärmeerzeuger zur Verfügung. Die Steuerung des Pelletofens und der Luftwärmepumpe erfolgt als sog. bivalenter, alterna-

tiver Betrieb. Bivalent bedeutet, dass mit dem Pelletofen ein zweiter Wärmeerzeuger mit anderer Wärmequelle (hier: Pellets) zur Verfügung steht. Oberhalb einer festgelegten Abschalttemperatur erfolgt die Wärmebereitstellung ausschließlich über die Luftwärmepumpe. Unterhalb der Abschalttemperatur wird der Pelletofen betrieben, der die gesamte Heizwärme bereitstellt. Das bedeutet, an kalten Tagen wird die Luftwärmepumpe nicht betrieben.

2.2 Photovoltaik-Anlage

Die kumulierte Nennleistung der PV-Anlagen im *Projekthaus Ulm* beträgt 13,5 kW und dient zur Deckung des eigentlichen Stromverbrauchs des Hauses sowie auch für Raumheizung und Warmwasserbereitung mit Hilfe der Luftwärmepumpe¹. Darüber hinaus wird der Batteriespeicher ebenfalls durch die PV-Anlage geladen. Überschüsse, die nicht lokal gespeichert oder genutzt werden, werden über den Hausanschluss in das öffentliche Netz eingespeist.

Die bisherige PV-Anlage mit 9 kW ist mit einer Ausrichtung von 195° um 15° nach Westen gedreht und hat eine Neigung von nur 15°. Trotz dieser nicht optimalen Ausrichtung lag der mittlere Jahresertrag aus den Jahren 2015 bis 2018 bei 9.019 kWh. Das entspricht einem spezifischen Ertrag von 1.002 kWh/kW. Die optimale, d.h. jahresertragsmaximierte, Anlagenausrichtung liegt bei 180° und einer Neigung von 33°.

Zusätzlich wurde zum Sommer 2018 noch eine weitere PV-Anlage mit einer Nennleistung von 4,5 kW auf dem Carport installiert. Diese zusätzliche Leistung soll den höheren Bedarf aufgrund der Ladeinfrastruktur des Elektroautos decken und damit der Optimierung des Eigenverbrauchs und der Autarkie dienen.

2.3 Energiebedarf

Der gesamte Strombedarf des Projekthaus, inklusive der Energie für die Luftwärmepumpe, lag im Jahr 2018 bei etwa 8.600 kWh. Davon entfielen etwa 3.000 kWh auf die Luftwärmepumpe. Der Jahreswärmebedarf inklusive Warmwasserbereitung lag 2018 bei etwa 13.200 kWh.

Zur besseren Beschreibung und für Vergleiche des Gebäudes werden zusätzliche Kennzahlen genutzt. Die Eigenverbrauchsquote ist definiert als die Summe der direkt verbrauchten elektrischen Arbeit und der elektrischen Arbeit, die in dem Batteriespeicher gespeichert wird, bezogen auf die elektrische Arbeit, welche von der PV-Anlage bereitgestellt wird.

Der Autarkiegrad ist definiert als die Summe der direkt verbrauchten elektrischen Arbeit

¹auch als Power-to-Heat bezeichnet

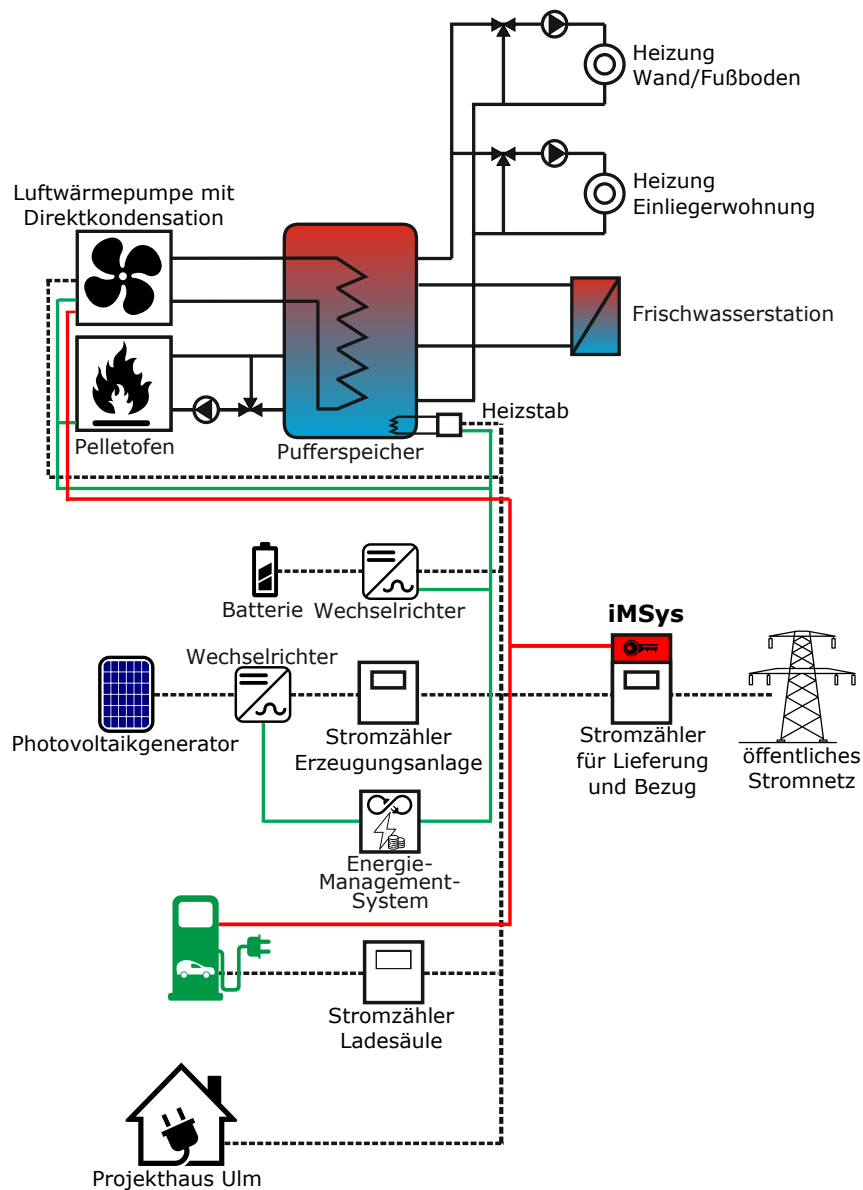


Abbildung 1: Schematische Darstellung der installierten Technologien im Projektthaus Ulm. Die schwarzen Linien stellen die Verbindungen der Energiesysteme dar (Wärme als durchgezogene Linie und elektrischer Strom als gestrichelte Linie). Die grüne Linie sind die Kommunikationsverbindungen der einzelnen Geräte zum Energiemanagementsystem. Neu hinzugekommen ist die Ladeinfrastruktur für die Sektorkopplung Mobilität. Zukünftig wird noch ein iMSys nach Verfügbarkeit nachgerüstet.

und der elektrischen Arbeit aus der Entladung des Batteriespeichers, bezogen auf die gesamte, benötigte elektrische Arbeit.

Durch das Energiemanagementsystem und die installierten Speichertechnologien lag die Eigenverbrauchsquote 2018 bei nur noch 38,4% und das *Projekthaus Ulm* hatte einen Autarkiegrad von etwa 39,1%. Dies ist ein deutlicher Rückgang im Vergleich zu den bisherigen Jahren, liegt jedoch im Zubau der weiteren PV-Anlage und damit der steigenden lokalen Erzeugung begründet. Auch diese geänderten Werte sind mit der Literatur vergleichbar [?].

2.4 Luftwärmepumpe

Der Haupterzeuger des Heizungssystems ist eine Luftwärmepumpe mit Direktkondensation im Wärmespeicher und Frischwassersystem. Hauptvorteile sind die energiesparende Direktkondensation, da kein weiterer Wärmetauscher und keine zusätzliche Pumpe zwischen Luftwärmepumpe und Speicher mehr benötigt werden, sowie der reduzierte Raumbedarf des Speichers. Ergänzt wird das Heizsystem noch durch einen Pelletofen, da der Wirkungsgrad der Luftwärmepumpe stark von der Außenlufttemperatur abhängt. Hierdurch kann die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems in Bezug auf die jährlichen Betriebskosten im Betrieb verbessert werden und bietet einen erhöhten Wohnkomfort durch die Feuerstelle im Wohnraum sowie eine erhöhte Versorgungssicherheit durch den redundanten Wärmeerzeuger. Das Heizsystem erzeugt die Raumwärme und eine direkt angeschlossene Frischwasserstation das benötigte Warmwasser. Eine ausführliche Beschreibung und Analysen sind in den bisherigen Projektberichten [? ?] verfügbar.

2.5 Elektrofahrzeug und Ladeinfrastruktur

Im Frühjahr 2019 wurde von den Bewohnern des *Projekthaus Ulm* ein Elektroauto vom Typ Renault Zoe beschafft (Abbildung 2). Dieses Auto dient als Zweitwagen für das werktägliche Pendeln zur Arbeit und für kleinere Erledigungen im näheren Umkreis. Der fünftürige Zoe hat eine Batterie mit 22 kWh Nennkapazität und kann mit bis zu 22 kW geladen werden. Laut Datenblatt beträgt der Verbrauch nach Worldwide harmonised Light vehicle Test Procedure (WLTP) 16,8 kWh auf 100 km, die Reichweite ist mit 175 km und die Höchstgeschwindigkeit mit 135 km/h angegeben [?]. Die Ladedauer liegt im Bereich von 13,5 h (einphasige Schuko-Ladung mit 2,3 kW bei 230 V und 10 A), über 8 h (einphasige Standardladung mit 3,7 kW bei 230 V und 16 A) und 3 h (dreiphasige beschleunigte Ladung mit 11 kW bei 400 V und 16 A) bis hin zu 1 h (dreiphasige beschleunigte Ladung mit 22 kW bei 400 V und 32 A). Bei der bisherigen Fahrerfahrung konnten ein Verbrauch von 13,8 kWh auf 100 km ermittelt werden.



Abbildung 2: Renault Zoe vom *Projekthaus Ulm* als Zweitwagen

3 Datenanalyse

3.1 Datenbasis

Die elektrischen Verbrauchsdaten der Ladeinfrastruktur werden mit Hilfe eines digitalen Stromzählers (EasyMeter Q3A, Drehstromzähler der Genauigkeitsklasse B gemäß EN50470-1) erfasst und in 15 Minutenaufösung gespeichert. Der betrachtete Zeitraum mit diesem Messsystem umfasst die Tage vom 24. August 2019 bis 17. September 2019. Aufgrund von Verzögerungen bei der Beschaffung und Installation der Ladeinfrastruktur wurde der Zoe zu Beginn mit Hilfe des beigefügten Not-Ladekabels geladen. Die Messdaten dieses Ladebetriebs liegen für den Zeitraum vom 5. Juni 2019 bis 5. Juli 2019 vor. Die Erzeugungs- und Verbrauchsdaten für die Simulation basieren auf den Messwerten des Jahres 2018 der PV-Anlage und der Luftwärmepumpe.

Die Bewegungsdaten des Elektroautos vom *Projekthaus Ulm* wurden mit Hilfe eines GPS-Datenloggers der Firma Columbus erhoben. Dieser Datenlogger speichert jede Sekunde das Datum und die Uhrzeit, die GPS-Position, die Höhe, die Geschwindigkeit und die Bewegungsrichtung. Die untersuchten Daten umfassen den Zeitraum vom 7. April 2019 bis 19. Juli 2019. Diese Daten werden in den folgenden Kapiteln als *PHU* gekennzeichnet. Zusätzlich konnten noch die Daten eines weiteren Fahrzeugs (Hyundai Ioniq Plugin Hybrid) anhand dessen Fahrtenbuchs ermittelt werden. Darin sind nur das Datum und die Strecke pro Fahrt enthalten. Dieser Datensatz umfassen den Zeitraum vom 2. März 2018 bis 16. Mai 2019. Dieser Datensatz wird im Folgendem als *Ioniq* gekennzeichnet. Weiterhin wurden noch die Daten aus einer Studie vom Institut für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung (IAB) der Bundesagentur für Arbeit [?] berücksichtigt. Die Studie wer-

tet auf Basis der IAB-Beschäftigten-Historik die Distanz zwischen Wohn- und Arbeitsort aus. Die mittlere Pendeldistanz zwischen Wohnsitz und Arbeitsplatz von sozialversicherungspflichtig Beschäftigten lag bei 10,5 km.

Die bisher genannten Datenquellen sind für die einzelnen Strecken vorhanden und geben das Verhalten von Personen im Privatleben bzw. bei dem täglichen Weg zur Arbeit wieder.

Unter dem Begriff *Flinkster* bietet die Deutsche Bahn eine Carsharing-Lösung mit über 3000 Fahrzeugen und 1000 Standorten an. Auf der konzerneigenen Open-Data Plattform der Deutschen Bahn ist ein Datensatz mit anonymisierten Buchungsdaten von *Flinkster* unter einer Creative Commons Lizenz CC BY 4.0 verfügbar [?]. Darin sind Fahrzeugdaten, Stationsdaten und Auslastungen enthalten. Die Auslastungen geben Informationen über die Buchungsdauer und die Fahrdistanz wieder, woraus sich eine mittlere Tagesstrecke berechnen ließ. Der Datensatz enthält die Buchungsdaten vom 1. Januar 2014 bis zum Stichtag 15. Mai 2017 und spiegelt das Profil von Carsharing-Fahrzeugen wieder.

3.2 Auswertung der Bewegungsdaten

Dieser Abschnitt beschreibt die Ergebnisse der Auswertung der Bewegungsdaten aus den einzelnen Quellen. Es werden dabei, wo möglich, die einzelnen Strecken bzw. die Tagesstrecken ausgewertet.

Eine erste Analyse der Bewegungsdaten wurde hinsichtlich der mittleren und maximalen Geschwindigkeit durchgeführt. Dies wurde für jede einzelne Fahrt ausgewertet und die Auftrittshäufigkeit als eine kumulierte Dichtefunktion dargestellt (Abbildung 3). Die x-Achse zeigt die Geschwindigkeit, während die y-Achse die Auftrittshäufigkeit über alle Fahrten zeigt. So lässt sich ermitteln, dass z.B. mehr als 95 % aller Fahrten eine mittlere Geschwindigkeit von 50 km/h oder weniger hatten. Die Durchschnittsgeschwindigkeit über alle Fahrten lag bei 28 km/h aufgrund der hohen Streckenanteilen innerorts.

Analog zur gewählten Darstellung der Geschwindigkeit wurden auch die zurückgelegten Distanzen pro Fahrt und Strecke ausgewertet. Abbildung 4 zeigt die kumulierte Dichtefunktion der Strecken pro Fahrt in absoluten Werten (links) und relativ bezogen auf die mögliche Fahrstrecke mit einer vollen Batterie (rechts).

Die absoluten Werte sind für die beiden ausgewerteten Fahrzeuge *PHU* und *Ioniq* sowie für die Statistik des IAB abgebildet. Da es bei der IAB-Studie kein definiertes Fahrzeug gab ist eine Darstellung der relativen Strecken, bezogen auf die fahrzeugspezifische Reichweite mit voller Batterie, nicht möglich. Die relativen Werte sind nur für die Fahrzeuge *PHU* und *Ioniq* abgebildet.

Die beiden ausgewerteten Profile der realen Fahrzeuge zeigen ein ähnliches Verhalten; bei

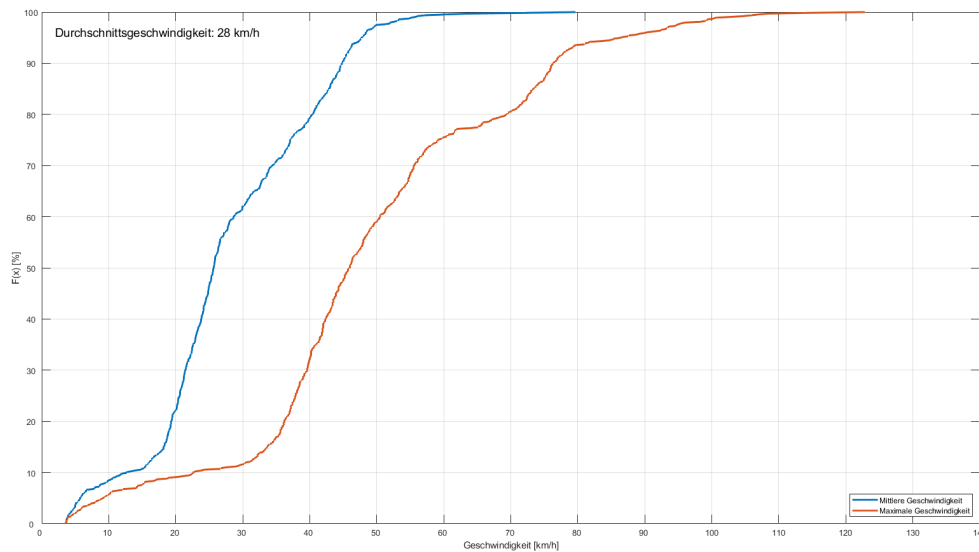


Abbildung 3: Auswertung der Geschwindigkeiten der einzelnen Fahrten aus den Bewegungsdaten des Renault Zoe vom *Projekthaus Ulm*. Die mittlere Geschwindigkeit ist in blau, die höchste in rot dargestellt.

bis zu 60 % aller Fahrten werden ähnliche Strecken zurückgelegt (*PHU*: 2-3 km, *Ioniq*: 7-8 km). Danach steigen die Distanzen deutlich an, jedoch sind immer noch 95 % aller Fahrten kürzer als 15 - 20 km. Die Statistik des IAB zeigt eine deutlichere Zunahme der Distanzen und repräsentiert eine große Stichprobe im Vergleich zu den beiden einzelnen Auswertungen. So legen nur 75 % aller Pendler Distanzen von 20 km oder weniger zurück. Danach steigen die Strecken deutlich an. 95 % aller Pendler legen Distanzen von 55 km oder weniger zurück. Bei einer ausreichenden Menge an Ladeinfrastrukturen und Ladezeiten sind demnach Elektrofahrzeuge für das zurücklegen der täglichen Wegstrecke zur und von der Arbeit ausreichend.

Dies wird auch nochmals deutlich bei der Auswertung der relativen Werte. Beim *PHU*-Fahrzeug hatte keine Fahrt mehr als 30 % der Batteriekapazität genutzt, etwa 98 % aller Fahrten hatten nur bis zu 10 % der Batteriekapazität benötigt. Etwa 90 % aller Fahrten des *Ioniq*-Fahrzeugs, als Plugin-Hybrid mit geringerer Batteriekapazität, lagen bei 30 % der Batteriekapazität oder darunter. Jedoch gab es auch einzelne Fahrten, die die Batteriekapazität überschritten haben und daher ein Nachladen während der Fahrt notwendig gewesen wäre. Die beiden Fahrten vor und nach einem Ladestopp wurden dabei als eine Fahrt betrachtet.

Abbildung 5 zeigt die kumulierte Dichtefunktion aller Fahrten an einem Tag in absoluten Werten (links) und relativ bezogen auf die mögliche Fahrstrecke mit einer vollen Batterie

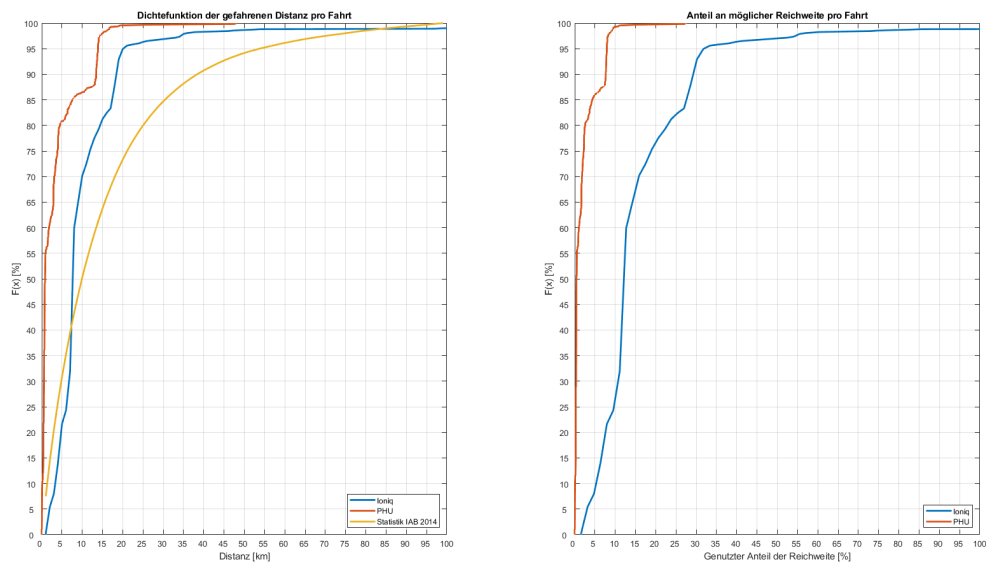


Abbildung 4: Kumulierte Dichtefunktion der Einzelfahrten in absoluten Distanzen (links) und relativ bezogen auf die fahrzeugspezifische Batteriekapazität (rechts). Die Werte von *Ioniq* sind blau, die von *PHU* rot und die der IAB-Studie gelb dargestellt.

(rechts).

Es sind die Werte der Datenquellen *PHU*, *Ioniq* und *Flinkster* dargestellt. Auch hier zeigt sich Ähnlichkeit der absoluten Werte für die beiden ausgewerteten Fahrzeuge *PHU* und *Ioniq*. So lagen 90 % aller Fahrten pro Tag unter 35 bis 45 km. Nur die 5 bis 7 % aller Fahrten an einem Tag hatten deutlich längere Distanzen zurückgelegt.

Im Unterschied hierzu hatten die Werte des Carsharing-Anbieters *Flinkster* deutlich höhere Distanzen. So machten Fahrten bis zu 45 km am Tag nur etwa 62 % aus. Über 15 % aller Fahrten an einem Tage hatten Distanzen von mehr als 100 km.

Eine Auswertung der einzelnen *Flinkster*-Fahrzeuge wurde nicht vorgenommen, daher gibt es keine Darstellung der relativen Strecken. Die relativen Werte sind für die Fahrzeuge *PHU* und *Ioniq* abgebildet.

Die höchste Entladung beim *PHU*-Fahrzeug an einem Tag lag bei gut 55 % der Batteriekapazität. Zu 95 % aller Tagesfahrten wurde nur 25 % der Batteriekapazität genutzt. Als Alternative zum täglichen Laden wäre es daher möglich, nur alle drei bis vier Tage das Elektroauto wieder voll zu laden. Im Gegensatz hierzu hatte das *Ioniq*-Fahrzeug, mit seiner geringeren Batteriekapazität, etwa 5 % aller Tagesfahrten bei denen die komplette Batteriekapazität benötigt wurde. Es kann davon ausgegangen werden, dass bei diesen Fahrten über längere Strecken das Plugin-Hybrid-Fahrzeug seinen Verbrennungsmotor genutzt hat. Der Anteil an Tagesfahrten mit einer Nutzung von bis zu 50 % der Batterie-

kapazität, lag bei etwa 67%. Dies spricht für eine tägliche oder zwei-tägige Ladestrategie.

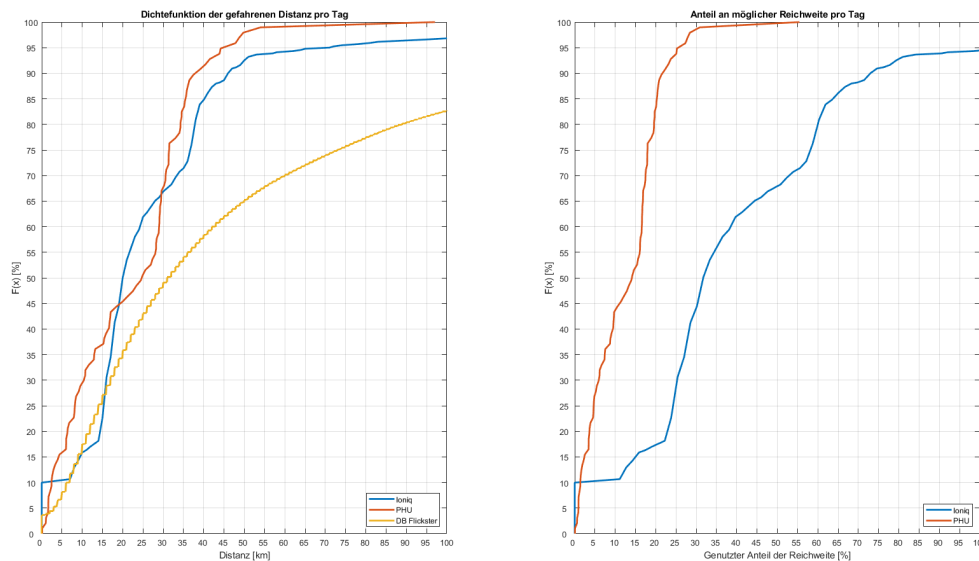


Abbildung 5: Kumulierte Dichtefunktion der Tagessummen für die Datenquellen *PHU*, *Ioniq* und *Flinkster*. Die absoluten Werte der Distanzen sind links, die relativen Werte bezogen auf die mögliche Fahrstrecke mit einer vollen Batterie sind rechts dargestellt.

Zusammenfassend kann anhand der eigenen Messungen und der Statistik des IAB davon ausgegangen werden, dass auch die heutigen möglichen Reichweiten von Elektrofahrzeugen für den meisten täglichen Bedarf ausreichend sind. Eine Prämisse ist jedoch, dass die Ladeinfrastruktur in ausreichender Menge vorhanden ist und genutzt werden kann. Je nach Fahrdistanz ist ein täglicher Ladevorgang notwendig, bei kürzeren Fahrstrecken kann die Ladestrategie auch ein Laden mit Pausen über mehrere Tage beinhalten. Die Auswirkungen sind in der Simulation über ein gesamtes Jahr verdeutlicht (siehe Kapitel 4).

3.3 Messdaten Ladeinfrastruktur

Im folgenden Abschnitt werden die Datenaufzeichnungen der Ladeinfrastruktur analysiert und diskutiert.

Die Ladeleistung des Not-Ladekabels beträgt 1,9 kW. Anhand des Messzeitraums konnte die kumulierte Ladeenergie im Tagesverlauf ermittelt werden (Abbildung 6). Anhand dieser wird deutlich, dass alle Ladevorgänge tagsüber stattfinden und die meisten Ladevorgänge ab etwa 14:00 Uhr begonnen haben. Es kann davon ausgegangen werden, dass

bei regelmäßigen Arbeitszeiten und einer vergleichbaren Verkehrslage die Ankunftszeit, und damit der Beginn der Ladezeit, immer etwa gleich sind.

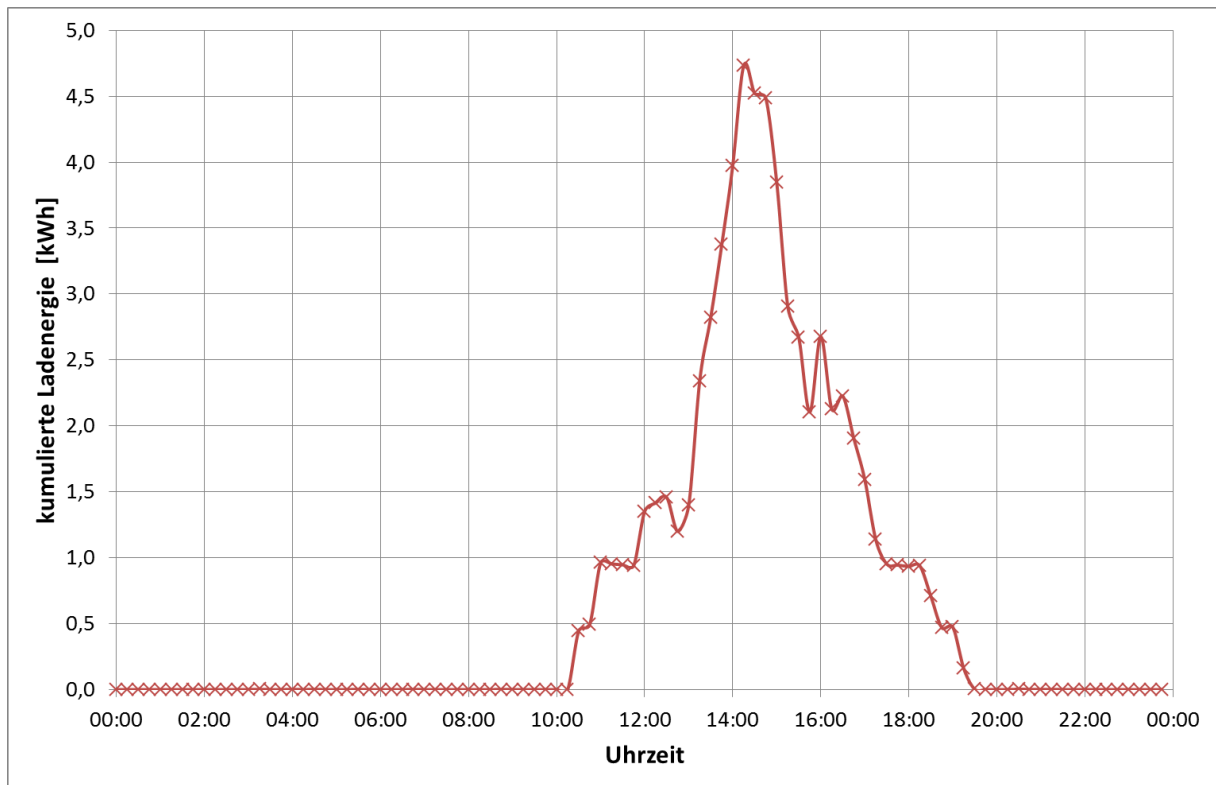


Abbildung 6: Kumulierte Ladenergie über das Ladekabel im Tagesverlauf.

Die installierte Ladeinfrastruktur ist eine *Amtron Xtra 11 C2* von der Firma Mennekes, deren Ladeleistung auf 3 kW gedrosselt wurde. Durch die notwendige Elektroinstallation und technische Probleme bei der Messdatenerfassung lagen die Messdaten nur für die Tage vom 24. August 2019 bis 17. September 2019 vor. Auf Wunsch des Nutzers wurde die Ladeleistung auf 3 kW beschränkt um die Leistungsspitzen zu reduzieren und eine Deckung durch die installierte PV-Anlage wahrscheinlicher zu machen. Die Wirksamkeit dieser Einstellung bestätigte sich im Nachgang auch durch die Simulation (siehe Kapitel 4.3).

Exemplarisch sind in den Abbildungen 7 und 8 die Messdaten der Ladeinfrastruktur und der PV-Anlage für jeweils ein Tag ohne und mit Leistungsbegrenzung dargestellt. Am 30. August 2019 war die Ladeleistung nicht begrenzt. Es ist deutlich ein Anteil der Leistung in Leistungsspitze zu erkennen, der die Leistung der PV-Anlage übersteigt. Dies führte zu einem Netzbezug und senkte den Autarkiegrad. Am 03. September 2019 war die Ladeleistung auf 3 kW begrenzt und die gesamte Energie konnte durch die PV-Anlage gedeckt werden. Dies führte zu einer Steigerung des Autarkiegrads, was auch durch die Simulation bestätigt wurde (siehe Kapitel 4.3).

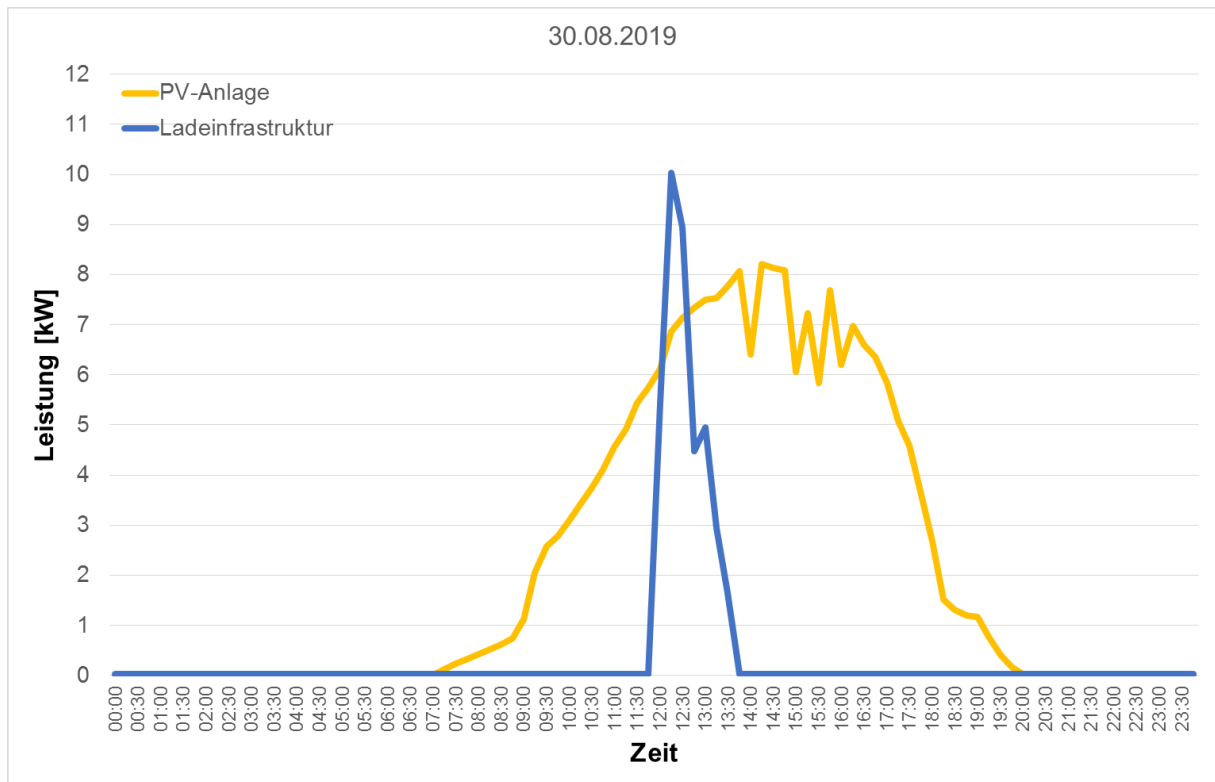


Abbildung 7: Zeitreihen der Leistungsmessung der PV-Anlage und der Ladeinfrastruktur ohne Leistungsbegrenzung am 30.08.2019.

Aufgrund der kurzen Messperioden wurde auf eine Kombination mit den lokalen Erzeugungs- und Verbrauchsdaten des zugehörigen Einfamilienhauses der Nutzer in der Messung verzichtet. Die Daten wurden im Rahmen der Simulation mit den Messdaten der PV-Anlage und der Wärmepumpe ergänzt.

3.4 Zusammenfassung Datenanalyse

Anhand der Bewegungsprofile zeigen die beiden untersuchten Fahrzeuge (*PHU*, *Ioniq*) ähnliche Fahrdistanzen. Diese decken sich ebenfalls mit statistischen Untersuchungen des IAB und zeigen, dass Elektrofahrzeuge für einen sehr hohen Anteil an den täglichen Berufspendlerstrecken schon heute eine ausreichende Reichweite besitzen. Auch in der relativen Darstellung reicht die verfügbare Batteriekapazität für die meisten Tagesstrecken. Die Nutzung als Mietwagen im Car-Sharing-Bereich ist anhand der *Flinkster*-Daten jedoch begrenzt. Über 15 % aller Fahrten dieses Datensatzes waren über 100 km lang und daher nur bedingt für Elektrofahrzeuge geeignet. Umgekehrt kann angenommen werden, dass die etwa 85 % eher im urbanen Raum zurückgelegt wurden und sich für Elektrofahrzeuge eignen.

Ausgehend von der vorgenommenen Datenanalyse lässt sich für das Elektrofahrzeug am

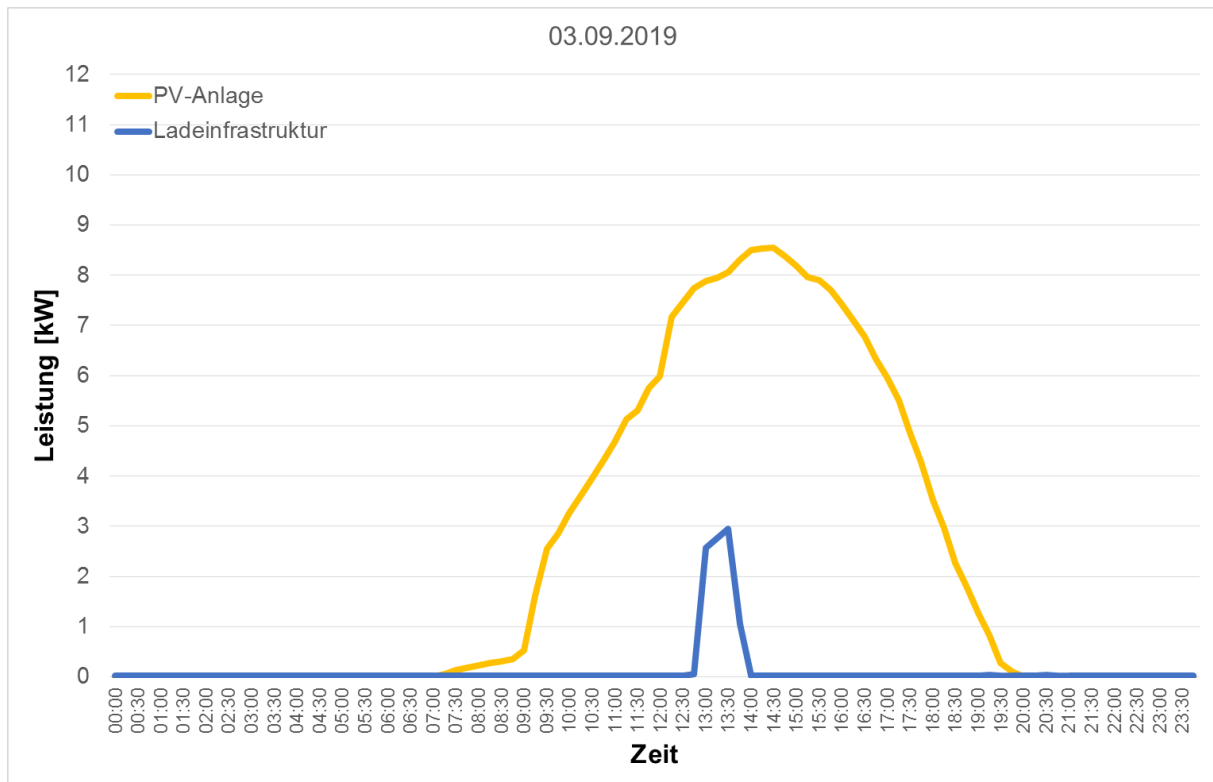


Abbildung 8: Zeitreihen der Leistungsmessung der PV-Anlage und der Ladeinfrastruktur mit Leistungsbegrenzung am 03.09.2019.

Projekthaus Ulm eine ähnliche, tägliche Ankunftszeit und damit auch mögliche Ladezeit bestimmen. Diese Ankunftszeit am frühen Nachmittag ist vorteilhaft für das Laden zuhause, ist jedoch nicht repräsentativ und hängt stark vom möglichen Nutzerverhalten ab. Anhand der Messdaten der PV-Anlage und der Ladeinfrastruktur zeigt sich, dass die Lastspitze durch eine nicht gedrosselte Ladesäule mit etwa 11 kW die Erzeugungsleistung eher überschreiten kann und zu Strombezug aus dem Netz oder einem anderen Speicher führt. Das drosseln der Ladeleistung führt zwar zu längeren Ladezeiten, diese lassen sich jedoch eher durch die eigene PV-Anlage decken.

4 Simulation eines vollständigen Jahres

Aufgrund der kurzen Projektlaufzeit wurden Verbrauchs- und Erzeugungsprofile für ein komplettes Jahr simuliert, um weitere Aussagen treffen zu können. Dabei wurden auch andere Fahrzeugtypen und Fahrzyklen berücksichtigt.

4.1 Simulationsmodell

Die Grundlage der lokalen PV-Erzeugung waren die Messdaten vom *Projekthaus Ulm* aus dem Jahr 2018. Um den Zubau der neuen PV-Anlage auf dem Carport zu berücksichtigen, wurden die Leistungsmessdaten um 50 % erhöht.

Auch die Wärmepumpe wurde anhand ihrer Messdaten berücksichtigt. Die Kombination aus lokaler Erzeugung sowie Bedarf der Wärmepumpe und der Ladesäule bilden die Residuallast für die Untersuchung der Netzzrückwirkungen. Der sonstige Verbrauch im Gebäude wurde vernachlässigt.

Für die Simulation des Elektroautos wurde der Renault Zoe mit einem mittleren Verbrauch von 13,75 kWh für 100 km und der Kapazität von 22 kWh angenommen. Anhand der ermittelten Häufigkeitsverteilung der einzelnen Strecken (siehe Abschnitte 3.2) und einer Rückkehr zum *Projekthaus Ulm* um 14:00 Uhr wurde für jeden Tag des Jahres ein Verbrauch ermittelt. Dabei wurde zur Vereinfachung nicht zwischen Werktagen und Wochenenden unterschieden. Auch wurde die Temperaturabhängigkeit des Verbrauchs aufgrund der kurzen Messzeit und der damit fehlenden Wintermonate vernachlässigt.

Für die Auswertung wurden verschiedene, konstante Ladeleistungen von 3,7, 11 und 22 kW sowie zwei Ladestrategien untersucht.

4.2 Ladestrategien

In der Simulation werden zwei unterschiedliche Ladestrategien untersucht. Zum Einen das tägliche Laden unmittelbar nach Rückkehr zur heimischen Ladeinfrastruktur, zum Anderen das bedarfsorientierte Laden wenn sich der Ladestand der Batterie dem Ende neigt. Auch bei dieser zweiten Ladestrategie wird ein Beginn der Ladung unmittelbar nach Rückkehr zur heimischen Ladeinfrastruktur angenommen, jedoch können mehrere Tage Pause dazwischen liegen. Ein Laden an öffentlichen oder anderen Ladeinfrastrukturen, die nicht dem heimischen Gebäude zugeordnet sind, wird nicht angenommen.

4.3 Kennzahlen

Anhand der Zeitreihen, die in der Simulation berechnet werden, konnten die einzelnen Kennzahlen und Verbräuche analysiert werden. Die Kennzahlen sollen dabei die Deckung

des Bedarfs durch die eigenen PV-Anlagen bewerten und Hinweise auf mögliche Netzzurückwirkungen geben. Die untersuchten Kennzahlen sind im Folgenden kurz erläutert.

Für die Netzbetreiber sind die Erzeugungs- bzw. Einspeiseleistung von PV-Anlagen wichtig. Deshalb wurden die maximalen Leistungswerte der Anlagen als erste Kennzahl erhoben. Bei der Auswertung lagen die Leistungsspitzen unterhalb der Nennleistungen, und wurden als unkritisch angesehen.

Die Integrale der Leistungszeitreihen über die Zeit ergeben die elektrische Arbeit und sind für die bilanziellen Vergleiche wichtig. Diese elektrische Arbeit wurde für die PV-Anlage, Wärmepumpe und Ladesäule ermittelt. Die PV-Anlage wurde in der Simulation mit 12771 kWh (spezifischer Ertrag 946 kWh/kW) berechnet. Die etwas geringeren Werte im Vergleich zu den Jahreswerten lassen sich durch Lücken in der Datenerfassung erklären. Der Bedarf der Ladeinfrastruktur war etwa 1110 kWh und die der Wärmepumpe etwa 3330 kWh.

Aus der vorzeichenrichtigen Summe wurde eine Residuallast ermittelt um den Bezug oder die Einspeisung ins öffentliche Netz zu bewerten. Somit wurden die bezogene Arbeit und eingespeiste elektrische Arbeit ermittelt. Der restliche Verbrauch im Haus wird zur besseren Darstellung vernachlässigt. Dabei wird das Verbraucherpfilsystem angewandt, d.h. bezogene Leistung ist positiv und eingespeiste Leistung ist negativ.

Zu Bewertung der direkt genutzten Energiemengen der PV-Anlage wurden die Eigenverbrauchsquote und der Autarkiegrad ermittelt.

Die Eigenverbrauchsquote beschreibt, wie hoch der Anteil des selbstverbrauchten Stroms am gesamt produzierten Solarstrom ist, also den Quotienten aus eigenverbrauchtem Solarstrom und gesamt produzierter Solarstrom.

Nach [?] ist der Eigenverbrauch ein wenig geeignetes Qualitätskriterium, da auch offensichtlich negative Anlageneigenschaften zu einer Verbesserung der Eigenverbrauchsquote führen. Beispiele sind ungünstige Ausrichtung oder Verschattung der PV-Anlage, Erhöhung des Verbrauchs durch unnötige Stromverbraucher, Ausfälle und Alterung bei PV-Modulen und Wechselrichtern oder die Verkleinerung der PV-Anlage.

Der Autarkiegrad bezeichnet den Anteil des eigenverbrauchten Stroms an der gesamten Strombezugsmenge aus dem öffentlichen Stromnetz und wird den Quotienten aus eigenverbrauchtem Solarstrom und gesamtem Stromverbrauch gebildet. Je höher der Autarkiegrad, desto unabhängiger ist man vom öffentlichen Strombezug.

Zur Ermittlung wird aus den Leistungszeitreihen der Energiebedarf, der während des Betriebs der PV-Anlage auftritt, und der Teil des Energiebedarfs, der direkt durch die PV-Anlage gedeckt werden kann, berechnet.

Abbildung 9 zeigt die Eigenverbrauchsquote für verschiedene Ladestrategien und Ladeleistungen ohne (blau) und mit (orange) der Luftwärmepumpe. Deutlich ist zu erkennen, dass die Luftwärmepumpe aufgrund des höheren Strombedarfs und der Laufzeiten die Eigenverbrauchsquote deutlich erhöht. Bei der reinen Betrachtung von Erzeugung und Verbrauch durch die Ladeinfrastruktur wird sichtbar, dass höhere Ladeleistungen zu geringeren Eigenverbrauchsquoten führen. Auch erhöht die tägliche Ladestrategie, im Vergleich zur bedarfsorientierten Ladung die Eigenverbrauchsquote.

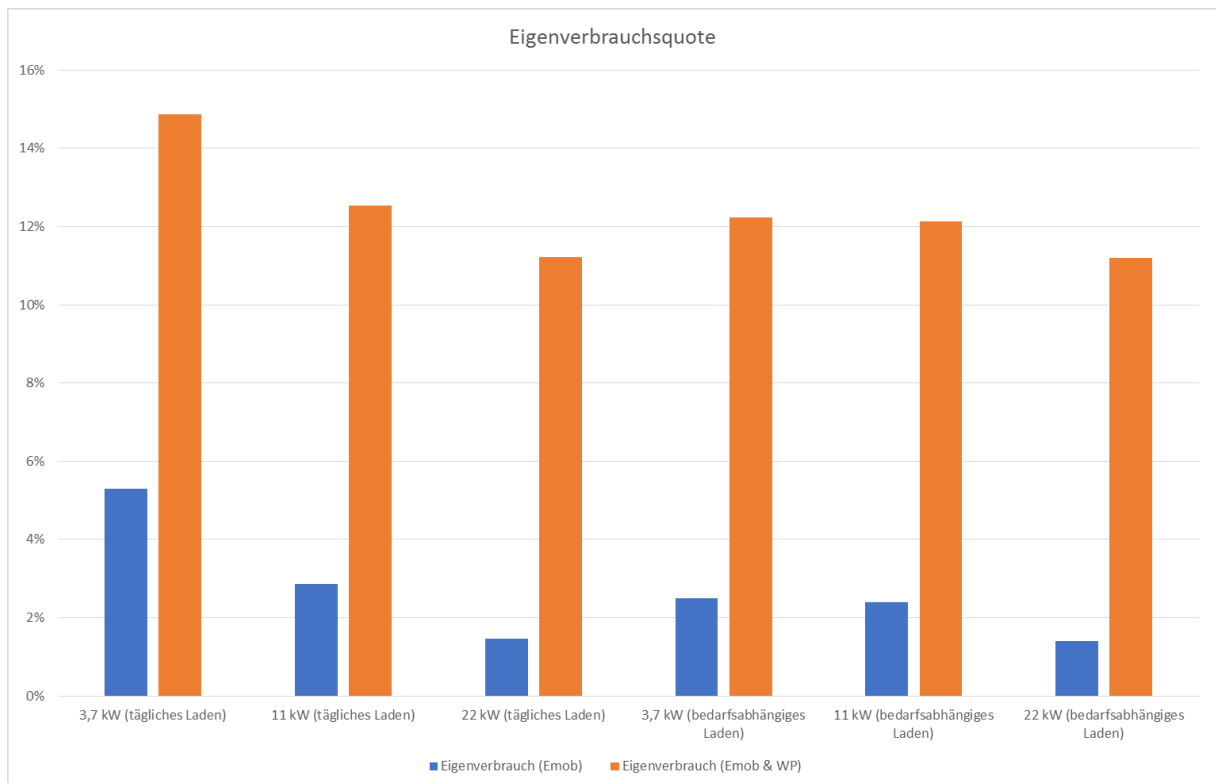


Abbildung 9: Eigenverbrauchsquote für verschiedene Ladestrategien und Ladeleistungen. Die Luftwärmepumpe beeinflusst die Kennzahl zusätzlich.

Abbildung 10 zeigt den Autarkiegrad für verschiedene Ladestrategien und Ladeleistungen ohne (blau) und mit (orange) der Luftwärmepumpe. Auch hier zeigt sich ein umgekehrter Zusammenhang zwischen Ladeleistung und Autarkiegrad, je höher die Ladeleistung umso niedriger der Autarkiegrad. Auch bei der Ladestrategie zeigt sich, dass das tägliche Laden zu einem höheren Autarkiegrad führt und das bedarfsorientierte Laden niedrigere Werte verursacht. Die kürzeren Laufzeiten bei der täglichen Ladestrategie führen zu einer besseren Übereinstimmung mit der Erzeugung durch die PV-Anlage.

Im Bereich der Quantifizierung solarer Variabilität werden häufig die Leistungsgradienten, auch Rampen genannt, genutzt. Die Ramp Rate ist eine Kennzahl, die die Leistungsrampen beschreibt und die für PV-Kraftwerksbetreiber und Netzbetreiber wichtig ist [?].

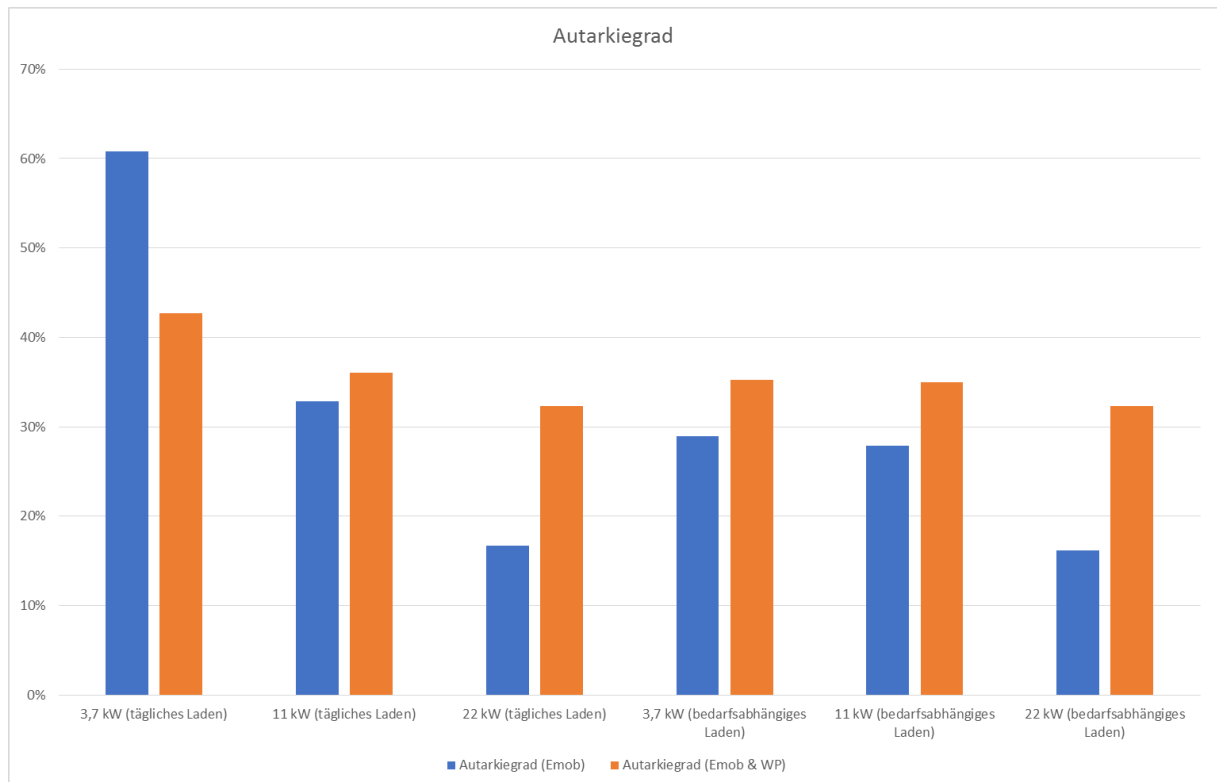


Abbildung 10: Autarkiegrad für verschiedene Ladestrategien und Ladeleistungen ohne (blau) und mit (orange) der Luftwärmepumpe

Die Ramp Rates werden mit den Differenzen der Leistungszeitreihe, geteilt durch die Zeitskala, berechnet. Die Definition des Intervalls der Zeitskala ist wichtig. Ramp Rates mit kürzeren Zeitschritten werden meist kleiner sein als Ramp Rates mit größeren Zeitschritten, da sie weniger Zeit für die Änderung vom vorausgegangenen Wert haben. Als Zeitschritt wird eine Minute empfohlen.

Aus Sicht des Netzbetreibers soll die Ramp Rate möglichst gering sein. Dies dient einer besseren Auslastung des Netzes und der Vermeidung von Netzrückwirkungen (z.B. Flicker, Spannungsänderungen).

Der Variability Score der Ramp Rate Verteilung (VSRRdist) wurde unter der Annahme definiert, dass Rampen, die häufiger auftreten und hohe Amplituden haben, einen höheren, negativen Einfluss auf den Netzbetrieb haben [?]. Der VSRRdist ist definiert als der maximale Wert der Ramp Rate Amplitude (RR0) multipliziert mit der Ramp Rate Eintrittswahrscheinlichkeit. Die Amplitude wird in Prozent der maximalen Amplitude angegeben. Die Eintrittswahrscheinlichkeit wird ebenfalls in Prozent definiert. Ausgehend hiervon kann der VSRRdist Werte von 0 (keine Variabilität) bis zu 10.000 (alle Rampen haben 100% der maximalen Amplitude) annehmen. Grundsätzlich bedeuten größere VSRRdist Werte mehr Variabilität.

Abbildung 11 zeigt die einzelnen Verteilungskurven der PV-Rampen des Projekthaus für jeden Tag des Jahres 2018. Die Farbe repräsentiert den VSRRdist jeder Verteilung. In der Jahresverteilung der PV-Anlage sind etwa 6 % aller Rampen größer als 10 % der Nennleistung, also 900 W/min, bzw. 2 % aller Rampen größer als 30 % der Nennleistung. An einzelnen Tagen sind hohe VSRRdist Werte zu erkennen (rote Kurven). So gab es Tage an dem sogar etwa 12 % aller Rampen größer als 30 % der Nennleistung waren.

Die Verteilungen der Rampen und die VSRRdist Jahreswerte der PV-Anlage, der Luftwärmepumpe und des Residualwertes aus beiden Zeitreihen ist in Abbildung 12 dargestellt. Die VSRRdist Werte der PV-Anlage und der Luftwärmepumpe sind ähnlich hoch, auch wenn anhand der Verteilung deutlich zu erkennen ist, dass die PV-Anlage häufiger Rampen mit niedrigeren Amplituden hat. Die Höhe und die Häufigkeit der Rampen der Luftwärmepumpe führen in diesem Fall zufällig zu einem vergleichbaren VSRRdist.

Diese niedrigen VSRRdist Werte und die auftretenden Rampen sind aus Sicht des Verteilnetzbetreibers als unkritisch zu bewerten. Eine Vielzahl an Elektrogeräten in Haushalten (z.B. Haartrockner, Spülmaschine, Elektroherd, usw.) haben Nennleistungen von 2000 bis 3000 W und können beim Einschalten Leistungsrampen in gleichem Leistungsbereich verursachen.

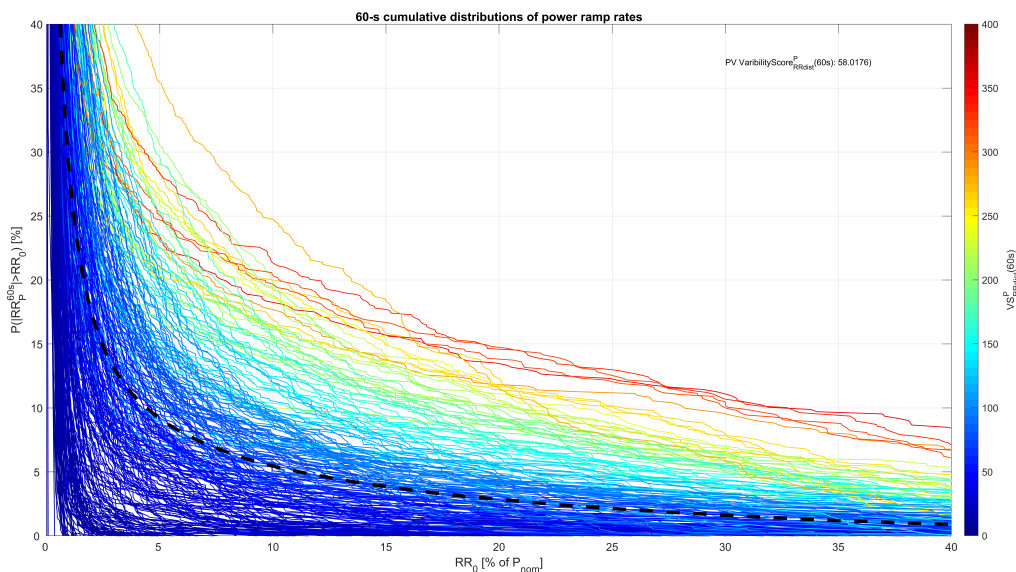


Abbildung 11: Tägliche und Jahreskurve des Variability Score der Ramp Rate Verteilung (VSRRdist) für die PV des Projekthaus basierend auf den Minutenmittelwerten des Jahres 2018.

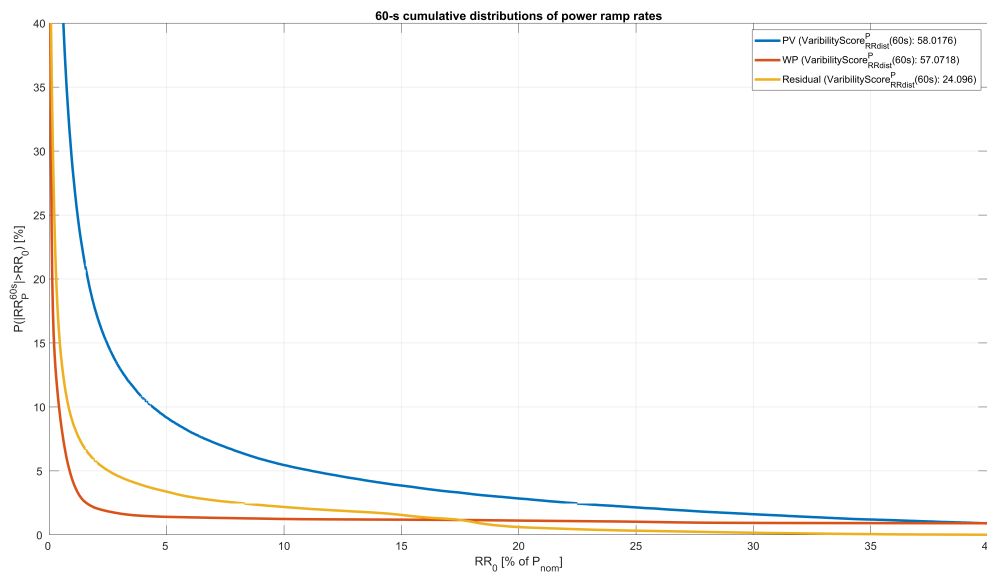


Abbildung 12: Variability Scores der Ramp Rate Verteilung (VSRDist) für die PV-Anlage, der Luftwärmepumpe und des Residualwertes aus beiden Zeitreihen des Projekthaus basierend auf den Minutenmittelwerten des Jahres 2018. Bei der PV sind etwa 6% aller Rampen größer als 10% der Nennleistung, also 900 W/min.

4.4 Ergebnisse

In der Simulation wurde die Erzeugungsleistung der Photovoltaik-Anlage aus dem Jahr 2018 genutzt und zwei verschiedene Ladestrategien und drei Ladeleistungen berücksichtigt. Die Ladestrategien umfassen ein tägliches und ein bedarfsorientiertes Laden, jeweils nach Feierabend und Ankunft zuhause. Dabei zeigt sich, dass der Autarkiegrad mit steigender Ladeleistung sinkt und ein tägliches Laden höhere Autarkiegrade als bedarfsorientiertes Laden bewirkt. Der Autarkiegrad gibt den Anteil des Ladestromverbrauchs an, der durch die Photovoltaik-Anlage direkt gedeckt wird. Je höher der Autarkiegrad ist, desto weniger Strom wird aus dem Stromnetz bezogen. Umgekehrt bedeutet natürlich eine niedrige Ladeleistung eine längere Ladedauer.

Aus Sicht des Netzbetreibers wurden die ermittelten Werte als unkritisch für ein einzelnes Haus angesehen.

5 Planungsansatz

Die SWU bestätigt eine zunehmende Anzahl an Anfragen nach Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge im kommunalen und gewerblichen Bereich und gehen davon aus, dass zeitnah auch in der Wohnungswirtschaft mit vermehrter Anschlussleistung zu rechnen

ist. Um diesen Leistungsanstieg in die bestehenden und zukünftigen Stromnetze zu integrieren, ist eine Ergänzung der Planungsansätze für die Stromnetze notwendig. In den folgenden Abschnitten sollen hierzu die Ergebnisse der Simulation diskutiert und erste Empfehlungen gegeben werden.

Für die Planung ist in der Regel nicht das Verhalten eines Nutzers mit seinem Fahrzeug ausschlaggebend, sondern die Vielzahl an Nutzern. Für die Untersuchung wird das o.g. Simulationsmodell zu einer sogenannten Monte-Carlo-Simulation erweitert. Die Monte-Carlo-Simulation ist ein Verfahren, bei dem eine sehr große Zahl gleichartiger Zufallsexperimente die Basis darstellt und aufwendig lösbare Probleme mit Hilfe der Wahrscheinlichkeitstheorie numerisch zu lösen. Um die notwendige große Anzahl an Zufallsexperimenten zu erzeugen, wurden die Profile von 250 Nutzern generiert. Dieser Versuch wurde insgesamt zehnmal wiederholt.

5.1 Simulation Fahrprofile

Für jeden simulierten Nutzer wurde zunächst zufällig bestimmt, welches Elektrofahrzeug zum Einsatz kommt und welche Verbrauchswerte angenommen werden müssen (siehe Tabelle 1).

Anhand der schon ermittelten kumulierten Dichtefunktion der Einzelfahrten des IAB (siehe Kapitel 3.2) wurde mit Hilfe von gleich-verteilten Zufallszahlen für jeden Tag eines Jahres eine Pendeldistanz errechnet. Diese Distanz wurde zusammen mit dem durchschnittlichen Stromverbrauch des Elektroautos zum täglichen Stromverbrauch umgerechnet. Dieser Tagesverbrauch wurde durch die tägliche oder bedarfsorientierte Ladestrategie gedeckt und bildet die notwendige Ladeenergie. Verluste beim Laden wurden vernachlässigt.

Aus der Ladeenergie in Abhängigkeit der Ladestrategie und der Ladeleistung wird die Ladedauer berechnet. Die Ladeleistung wird als konstant angenommen und ergibt ein rechteckiges Ladeprofil.

5.2 Literaturrecherche zu Elektrofahrzeugen

Anhand einer Gleichverteilung wurde für jeden simulierten Nutzer eines der in Tabelle 1 aufgeführten Elektroautos zufällig ausgewählt. Die notwendigen mittleren Verbrauchsdaten sind ebenfalls angegeben. Die meisten Daten stützen sich dabei auf die veröffentlichten Testberichte des Allgemeinen Deutschen Automobil-Club e. V. (ADAC) [?]. Der mittlere Verbrauch für den Renault Zoe wurde anhand der Messdaten im *Projekthaus Ulm* ermittelt. Weiterhin wurde auch das synthetische Modell der Agora Verkehrswende berücksichtigt [?].

Tabelle 1: Ausgewählte Fahrzeugtypen und mittlerer Stromverbrauch für die Simulation [? ? ?].

Lfd. Nr.	Elektroauto	Mittlerer Verbrauch in kWh/100 km	Quelle
1	Renault Zoe	13.75	Messung
2	Hyundai Ioniq Elektro Style	14.7	[?]
3	VW e-Golf	17.3	[?]
4	BMW i3 (94 Ah)	17.4	[?]
5	Smart Fortwo Coupé EQ Prime	18.3	[?]
6	Hyundai Kona Elektro (64 kWh) Trend	19.5	[?]
7	Opel Ampera-e First Edition	19.7	[?]
8	Renault Zoe Intens	20.3	[?]
9	Nissan Leaf I Acenta (30 kWh)	20.5	[?]
10	Nissan Leaf II Acenta (40 kWh)	22.1	[?]
11	Tesla Model S P90D*	24	[?]
12	Tesla Model X 100D	24	[?]
13	Nissan e-NV200 Evalia	28.1	[?]
14	Agora Energiewende Basisszenario	16	[?]

5.3 Ankunftszeit

Die Simulation der Ankunftszeit und damit der frühesten Zeit zum Nachladen zuhause wurde mit 17:00 Uhr angenommen. Die genaue tägliche Ankunftszeit wurde um diesen Zeitpunkt normalverteilt, das bedeutet, dass die meisten simulierten Nutzer um etwa 17:00 Uhr mit dem Laden beginnen, jedoch auch Ladevorgänge zwischen 16:00 und 18:00 Uhr geben kann. Dies stellt eine sehr konservative Annahme dar, die zu eher höheren Gleichzeitigkeiten und damit höheren Netzbelastungen führt.

5.4 Temperatureinfluss auf die Reichweite

In [?] zeigten die Autoren den Einfluss der Außentemperatur auf den Strombedarf von Elektroautos und damit die wetterabhängige Reichweite. Bei niedrigen oder hohen Temperaturen steigt der Strombedarf für die Komfortsysteme im Fahrzeug an und es bleibt weniger Batteriekapazität für die Fahrt übrig, d.h. die Reichweite sinkt (Abbildung 13). Die Ursache sind die elektrische Heizung bei niedrigen und die Klimaanlage bei hohen Temperaturen.

Der mögliche Einfluss davon wurde anhand der Simulation ebenfalls untersucht. Um hierbei nicht auf die spezifischen Außentemperatur eines Jahres angewiesen zu sein, wurde mit Hilfe der Meteonorm Software [?] ein statistisches Jahr für den Standort Ulm erzeugt. Daraus wurde aus den stündlichen Temperaturwerten die mittlere Tagestemperatur be-

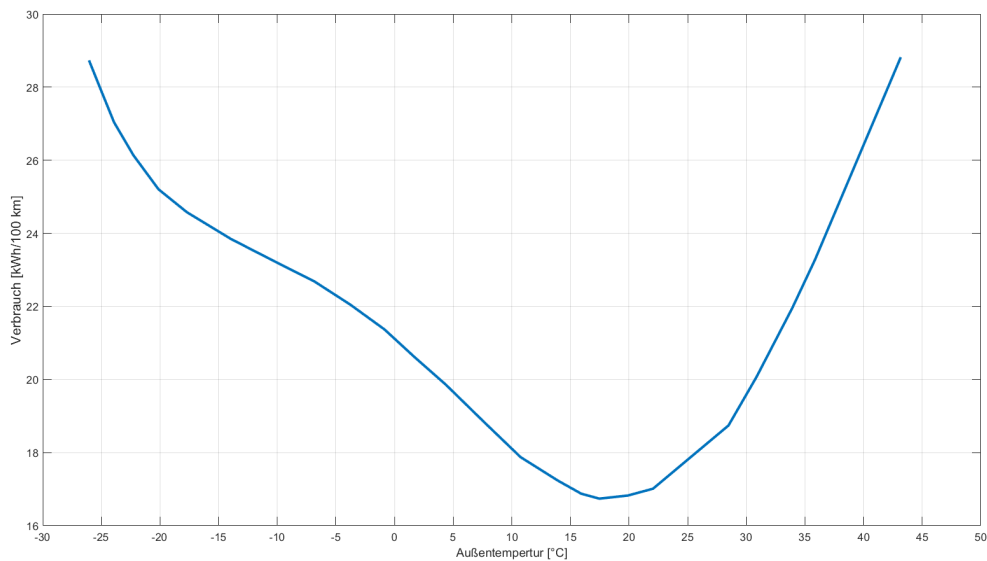


Abbildung 13: Temperatureinfluss auf den Verbrauch eines Elektroautos nach [?].

rechnet und der Simulation hinzugefügt. Der spezifische Fahrzeugverbrauch wurde nach der Funktion aus Abbildung 13 skaliert.

5.5 Ergebnisse

Ein wichtiges Ergebnis stellt die Ermittlung des Gleichzeitigkeitsfaktors der Ladeinfrastruktur dar. Der Gleichzeitigkeitsfaktor beschreibt dabei die tatsächlich auftretende maximale Leistung in einem Zeitraum, bezogen auf die Summe aller installierten Leistungen. Wenn z.B. die Leistungsspitze in einem Jahr bei 20 kW lag und die Summe aller installierten Leistungen 80 kW ist, ergibt sich ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,25.

Analog zu diesem Beispiel wurden die in der Simulation ermittelten 250 Fahr- und Ladeprofile für das Jahr 2018 addiert. Dabei wurde bei jeder Addition ein weiteres Profil hinzugegerechnet und gleichzeitig die Summe aller installierten Leistungen um den Anschlusswert der Ladeinfrastruktur erhöht. Die ermittelte maximale Leistung in diesem Jahreszeitraum wurde dann auf diese Summe bezogen und stellt den Gleichzeitigkeitsfaktor dar. Dieses Vorgehen wurde für die unterschiedliche Anzahl an Ladeprofilen durchgeführt, um die Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit der Anzahl von Elektrofahrzeugen zu erhalten. Die Berechnung wurde zehnmal wiederholt und der Mittelwert als Gleichzeitigkeitsfaktor angewendet.

Bei der Berechnung der Gleichzeitigkeitsfaktoren wurden die unterschiedlichen Ladestrategien und Fahrzeuge, aber keine Steuerbarkeit der Ladeinfrastruktur, berücksichtigt. Ein Vergleich verschiedener Studien [? ? ?] zeigt eine gute Übereinstimmung mit der Berech-

nung in dieser Arbeit.

Abbildung 14 zeigt die verschiedenen Gleichzeitigkeitsfaktoren über der Anzahl an Elektrofahrzeugen für die unterschiedlichen Ladeleistungen 3,7, 11 und 22 kW und die beiden betrachteten Ladestrategien (siehe Abschnitt 4.2). Die höchsten Gleichzeitigkeitsfaktoren ergeben sich für die Ladeleistung von 3,7 kW. Dies ist zu erwarten gewesen, da bei einer niedrigen Ladeleistung sich die Ladedauer erhöht und damit auch die Wahrscheinlichkeit steigt, dass in diesem Zeitraum weitere Fahrzeuge zum Laden angeschlossen werden. Es zeigt sich auch, dass mit steigender Ladeleistung die Gleichzeitigkeitsfaktoren sinken, da die Ladedauer kürzer wird.

Bei der täglichen Ladestrategie ist die Ladedauer kürzer, da nur die Batterie für den Verbrauch des Tages nachgeladen werden muss. Die bedarfsorientierte Ladestrategie führt zwar insgesamt zu weniger Ladevorgängen, diese sind jedoch länger, weil mehr Energie der Batterie zugeführt werden muss. Aufgrund der unterschiedlichen Fahrprofile sinkt die Wahrscheinlichkeit, dass mehrere Fahrzeuge gleichzeitig geladen werden müssen. Daher sinken die Gleichzeitigkeitsfaktoren bei dem bedarfsorientierten Laden und sind bei täglichem Laden höher.

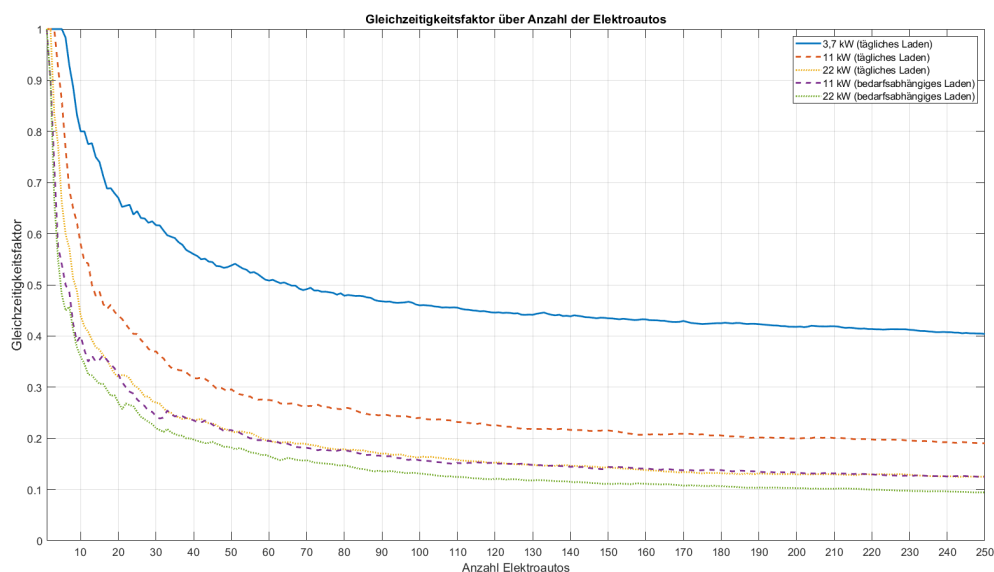


Abbildung 14: Gleichzeitigkeitsfaktoren für verschieden Ladeleistungen und -strategien

Der Einfluss der Temperatur auf die Gleichzeitigkeitsfaktoren ist in Abbildung 15 dargestellt. Wie in Abschnitt 5.4 begründet, wirken sich niedrige und hohe Temperaturen negativ auf den Strombedarf von Elektroautos aus (Heizung, Klimaanlage). Dies führt zu einem erhöhten Strombedarf und damit zu höheren Ladebedarf. Dies spiegelt sich auch in den Gleichzeitigkeitsfaktoren wieder, die sich unter Berücksichtigung der Temperatur

erhöhen. Dabei ist die Erhöhung bei der täglichen Ladestrategie höher als bei der bedarfsorientierten Ladestrategie.

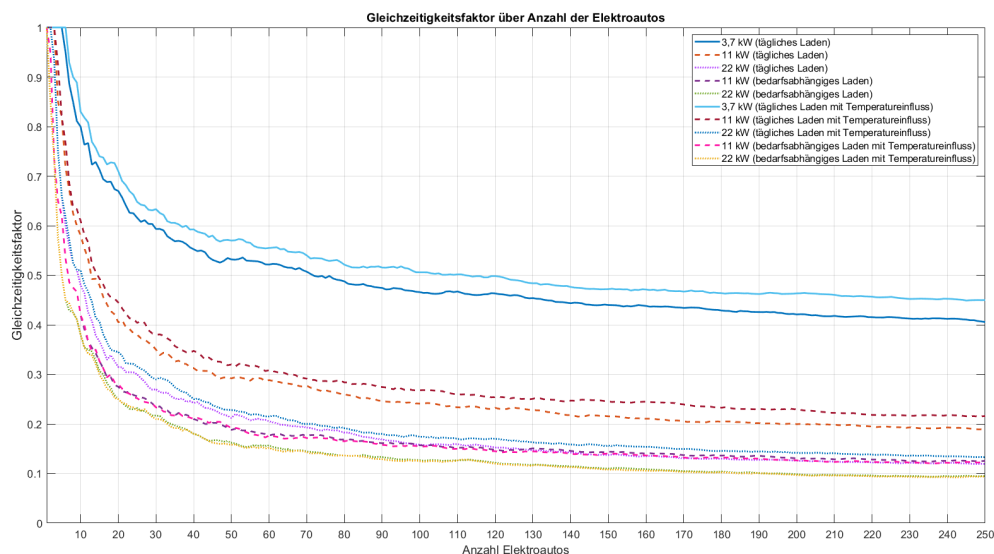


Abbildung 15: Gleichzeitigkeitsfaktoren für verschiedene Ladeleistungen und -strategien unter Berücksichtigung der Lufttemperatur.

5.6 Empfehlungen für Planungsansätze

Aufgrund der vorliegenden Daten können keine Aussagen zu gewerblichen Ladeprofilen gegeben werden. Auch müssen öffentliche Parkhäuser und Ladesäulen von der Betrachtung ausgeschlossen werden. Die Hinweise für den Planungsansatz ist somit nur für Wohnbebauung vorgesehen.

Die Anzahl der Lademöglichkeiten hängt direkt mit der Anzahl der Stellplätze zusammen und kann über die Anzahl der Wohneinheiten ermittelt werden. Hierzu kann der Stellplatzschlüssel, also die Anzahl an Stellplätzen je Wohneinheit, aus den Landesbauordnungen Baden-Württemberg [§37, ?] bzw. Bayern [§47, ?] ermittelt werden. Die Kommunen können von diesem Stellplatzschlüssel jedoch durch einen Bebauungsplan abweichende Vorgaben machen.

Je nach Prognose kann dieser Wert nochmals durch einen Faktor variiert werden, wenn z.B. nur davon ausgegangen wird, dass jeder dritte Stellplatz wirklich eine Ladeeinrichtung erhält. Hierbei ist insbesondere auch die aktualisierte EU-Richtlinie zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden zu berücksichtigen [?]. Diese beinhaltet Vorgaben, die bisher jedoch von Deutschland noch nicht im Rahmen des Gebäudeenergiegesetzes in nationales Recht umgesetzt wurde. Die Vorgaben sind u.a. die Anforderung, in neuen Nichtwohngebäuden oder bei größeren Renovierungen, mindestens einen Ladepunkt zu errichten und für

mindestens jeden fünften Stellplatz die notwendige Leitungsinfrastruktur (Schutzrohre für Kabel) zu ermöglichen. Bis zum 1. Januar 2025 muss Deutschland die Mindestanzahl von Ladepunkten für alle Nichtwohngebäude mit mehr als zwanzig Stellplätzen festlegen. Bei Wohngebäuden, sofern das Gebäude über mehr als zehn Stellplätze verfügt, muss bei Neubau und größeren Renovierungen ebenfalls für jeden Stellplatz die Leitungsinfrastruktur (Schutzrohre für Elektrokabel) errichtet werden.

Auch ist die Ladeleistung noch ein offener Punkt. Derzeit zeichnet sich noch nicht ab, ob die Wohnungswirtschaft eher zu niedrigeren oder höheren Leistungen tendieren wird. Durch die Novellierung der Niederspannungsanschlussverordnung [?] müssen Ladeleistungen bis in Summe 12 kVA beim zuständigen Netzbetreiber gemeldet werden, höhere Leistungen sind jedoch zustimmungspflichtig. Es kann daher im Moment davon ausgegangen werden, dass im privaten Bereich Ladesäulen mit Nennleistungen von 3,7, 11 und 22 kW zum Einsatz kommen. Studien [?] gehen davon aus, dass bis zu 90 % aller Ladesäulen im Bereich bis 11 kW liegen.

Wie oben gezeigt wurde, sinkt die Gleichzeitigkeit mit der steigenden Anzahl an Elektroautos in einem Gebiet. Auch dieser Gleichzeitigkeitsfaktor muss berücksichtigt werden. Aus all diesen Faktoren kann dann die Anschlussleistung aller Elektrofahrzeuge in einem Gebiet ermittelt und in der Netzplanung berücksichtigt werden. Die so ermittelte Anschlussleistung muss bei der Dimensionierung der Hauptstromversorgung in Wohngebieten und Wohngebäuden noch zusätzlich den Werten nach DIN 18015-1 berücksichtigt werden.

Der aktuelle Entwurf der Richtlinie VDI 2166-2 [?] schlägt für Nichtwohngebäude vor, 5 % der Stellplätze, mindestens einen Stellplatz, sofort auszubauen und 30 % vorzuhalten. Die Ladeleistung soll bei 3,7 bis 22 kW liegen. Bei Gewerbeobjekten wird weiterhin empfohlen, die Ladeleistung einheitlich mit 11 kW anzunehmen und einzelne DC-Schnellladestationen für priorisiertes Laden zu verwenden. Bei Ladeinfrastrukturen mit einer Gesamtleistung von mehr als 400 kVA wird der Einsatz eines eigenen Transformators empfohlen.

6 Ergebnisveröffentlichungen

Die im Rahmen der vorangegangenen Projekte erstellte Projekthomepage² wurde auch mit den aktuellen Ergebnissen und Informationen weitergepflegt. Die Homepage steht auch nach Ende der Projektlaufzeit zur Verfügung und soll weiterhin über die Entwicklungen am *Projekthaus Ulm* informieren.

Die Ergebnisse von PHU Emob wurden auf der Abschlussveranstaltung des Ulmer Initiativkreis nachhaltige Wirtschaftsentwicklung e.V. (unw) am 05. November 2019 präsentiert. Weitere Vorstellungen der bisherigen Erkenntnisse aus dem *Projekthaus Ulm* werden zukünftig bei verschiedenen Veranstaltungen der Öffentlichkeit der Region Ulm und Neu-Ulm vorgestellt.

Eine wissenschaftliche Veröffentlichung wurde unter dem Titel “*Auswirkung der Ladestrategie auf die Gleichzeitigkeit von Ladeinfrastruktur im Wohnbau*” für das 35. Symposium Photovoltaische Solarenergie im Kloster Banz, Bad Staffelstein, als Beitrag akzeptiert.

Die zugehörigen Autorenentwürfe stehen, soweit urheberrechtlich möglich, auf der Projekthomepage zur Verfügung.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Während das vorangegangene Projekt AxIOME BAR sich auf die Kombination von Photovoltaik und Wärmepumpe konzentriert hat, fokussierte sich die Fortsetzung PHU Emob auf die Kombination aus Photovoltaik und dem heimischen Laden eines Elektroautos. Aufgrund der kurzen Laufzeit von Mai bis November 2019 und der Beschaffung eines vollelektrischen Kleinwagens im April 2019 ließen sich die Messdaten nicht für ein ganzes Jahr erheben. Um dies zu kompensieren und dennoch eine Aussage treffen zu können, dienen die erhobenen Messdaten als Grundlage für eine Simulation über ein ganzes Jahr.

Als Datenquelle diente erneut das *Projekthaus Ulm*, ein seit Anfang 2014 bewohnter Einfamilienhausneubau, dessen thermische und elektrische Verbräuche hochaufgelöst gemessen werden. Um die Messdaten zu erheben wurden einerseits, die bestehende Messtechnik im *Projekthaus Ulm* ergänzt und eine 11-kW-Ladeeinrichtung installiert. Zum anderen, wurden seit April 2019 die Bewegungsdaten (Uhrzeit, Position, Geschwindigkeit) des Elektroautos der Bewohner in Sekundenaufösung gemessen. Zusätzlich konnten auch noch die Fahrstrecken eines weiteren PKWs aus dem Zeitraum März 2018 bis Mai 2019 zur Datenauswertung gewonnen werden.

²<https://www.projekthaus-ulm.de>

Die Datenauswertung der bisherigen Daten beider Fahrzeuge verdeutlicht, dass über 95 % aller Fahrten nur eine Distanz von 30 km oder weniger aufwiesen. Dies sind Strecken, die ohne Weiteres von Elektroautos zurückgelegt werden können und sind vergleichbar mit nationalen Studien. Diese decken sich ebenfalls mit statistischen Untersuchungen des IAB und zeigen, dass Elektrofahrzeuge für einen sehr hohen Anteil an den täglichen Berufspendlerstrecken eine ausreichende Reichweite besitzen. Dies wird auch nochmals deutlich bei der Auswertung der relativen Verbrauchswerte je Fahrt. Beim *PHU*-Fahrzeug hat keine Fahrt mehr als 30 % der Batteriekapazität benötigt, bei etwa 98 % aller Fahrten wurde nur bis zu 10 % der Batteriekapazität benötigt. Das *Ioniq*-Fahrzeug, als Plugin-Hybrid mit geringerer Batteriekapazität, lagen 90 % aller Fahrten bei 30 % der Batteriekapazität oder darunter.

Ausgehend von der vorgenommenen Datenanalyse lässt sich für das Elektrofahrzeug am *Projekthaus Ulm* eine ähnliche, tägliche Ankunftszeit und damit auch mögliche Ladezeit bestimmen. Diese Ankunftszeit am frühen Nachmittag ist vorteilhaft für das Laden zuhause, ist jedoch nicht repräsentativ und hängt stark vom möglichen Nutzerverhalten ab. Anhand der Messdaten der PV-Anlage und der Ladeinfrastruktur zeigt sich, dass die Lastspitze durch eine nicht gedrosselte Ladesäule mit etwa 11 kW die Erzeugungsleistung eher überschreiten kann und zu Strombezug aus dem Netz oder einem anderen Speicher führt. Das drosseln der Ladeleistung führt zwar zu längeren Ladezeiten, diese lassen sich jedoch eher durch die eigene PV-Anlage decken.

In der Simulation wurde die Erzeugungsleistung der Photovoltaik-Anlage aus dem Jahr 2018 genutzt und zwei verschiedene Ladestrategien und drei Ladeleistungen berücksichtigt. Die Ladestrategien umfassen ein tägliches und ein bedarfsorientiertes Laden, jeweils nach Feierabend und Ankunft zuhause. Dabei zeigt sich, dass der Autarkiegrad mit steigender Ladeleistung sinkt und ein tägliches Laden höhere Autarkiegrade als bedarfsorientiertes Laden bewirkt. Der Autarkiegrad gibt den Anteil des Ladestromverbrauchs an, der durch die Photovoltaik-Anlage direkt gedeckt wird. Je höher der Autarkiegrad ist, desto weniger Strom wird aus dem Stromnetz bezogen. Umgekehrt bedeutet natürlich eine niedrige Ladeleistung eine längere Ladedauer.

Ein wichtiges Ergebnis stellt die Ermittlung der Gleichzeitigkeitsfaktoren der Ladeinfrastruktur dar. Der Gleichzeitigkeitsfaktor beschreibt dabei die tatsächlich auftretende maximale Leistung in einem Zeitraum bezogen auf die Summe aller installierten Leistungen. Bei der Berechnung der Gleichzeitigkeitsfaktoren wurden die unterschiedlichen Ladestrategien und Fahrzeuge, aber keine Steuerbarkeit der Ladeinfrastruktur berücksichtigt. Ein Vergleich verschiedener Studien [? ? ?] zeigt eine gute Übereinstimmung mit der Berechnung in dieser Arbeit. Die höchsten Gleichzeitigkeitsfaktoren ergeben sich

für die Ladeleistung von 3,7 kW. Es zeigt sich, dass mit steigender Ladeleistung die Gleichzeitigkeitsfaktoren sinken, da die Ladedauer kürzer wird. Weiterhin sinken die Gleichzeitigkeitsfaktoren bei dem bedarfsorientierten Laden und sind bei täglichem Laden höher.

In der Planungsstrategie der SWU stellt der Gleichzeitigkeitsfaktor ein zentrales Element dar. Um hierzu Aussagen treffen zu können, wurde die Simulation noch um weitere, zufallsgenerierte Fahrprofile und weitere Elektroautotypen erweitert. Aus den Simulationsergebnissen konnten Empfehlungen für die Planungsabteilung der SWU ermittelt werden.

Durch die Beschaffung eines Elektroautos kann zukünftig auch die Sektorenkopplung vom Strom- hin zum Mobilitätssektor weiter untersucht werden. Dies erfolgt in enger Abstimmung mit der SWU, die im *Projekthaus Ulm* auch den proaktiven Einsatz von iMSys testen wollen. Hierzu werden zukünftig die Luftwärmepumpe und eine steuerbare Ladeeinrichtung an das iMSys angeschlossen. Die zu untersuchenden Fragestellungen sind:

- Wie verändert die lokale Sektorkopplung (Strom/Wärme/Mobilität) die Lastprofile?
- Sind Optimierungen für eine verringerte Netzzrückwirkung möglich?
- Welche Anlagen eignen sich für Lastmanagement und wie lassen sich diese in der Praxis steuern?
- Lassen sich Flexibilitäten ferngesteuert oder automatisch heben um das Netz zu entlasten und die Auslastung zu verstetigen?

Auch hier sollen die Projektergebnisse, soweit möglich, über die Homepage des *Projekthaus Ulm* wieder der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt werden.