

Forschungsbericht BWPLUS

LuCa

**Laden unterm PV Carport - intelligentes Lademanagement im
Industriequartier am Beispiel Eltroplan**

Kurztitel: „LuCa“

von

Dennis Huschenhöfer (ZSW), Michael Pawellek (Eltroplan)

Zentrum für Sonnenenergie- und
Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
Abteilung Photovoltaik: Module Systeme Anwendungen

und

Eltroplan Engineering GmbH (Eltroplan)

Förderkennzeichen: BWINP 21123 und BWINP 21124

Laufzeit: 15.09.2021-31.12.2022

Die Arbeiten des Baden-Württemberg-Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung
(BWPLUS) werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert.

Januar 2023

**Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung BW**

Meitnerstraße 1

D-70563 Stuttgart

Projektleitung

Dennis Huschenhöfer

Tel.: +49 (0)711 8760-118

Eltroplan Engineering GmbH

Vogesenstraße 7

D-79346 Endingen

Geschäftsführer

Michael Pawellek

Tel.: +49 (0) 7642 9049-33

Titel	Abschlussbericht		
Projekt	LuCa		
Versions-Nr.	Änderung	Gesamt-Seitenzahl	Datum
1	Abschlussbericht	25	27.02.2023
2	Abschlussbericht inklusive Korrekturen	25	05.05.2023

Inhalt

1	Management Summary	5
2	Ausgangssituation und Ziele des Vorhabens	6
3	Projektdurchführung.....	7
3.1	Errichtung des Parkplatzes sowie des PV-Carports.....	7
3.2	Datensammlung Mitarbeiterbefragung	8
3.3	Definition der Schnittstellen und Entwicklung des Systemschaubilds	9
3.4	Simulation des Ladebedarfs	10
3.5	Simulation des Energiemanagements.....	11
4	Ergebnisse	13
4.1	Mitarbeiterbefragung.....	13
4.1.1	Perspektive E-Mobilität	13
4.1.2	Persönliches Mobilitätsverhalten	15
4.1.3	Persönliches Ladeverhalten.....	15
4.1.4	Persönliche Information	18
4.2	Nutzung von Solarstrom und von Flexibilität beim Laden	18
4.2.1	Feste Ladestrategien „unbeschränkt“ und „gleichverteilt“	19
4.2.2	Variable Ladestrategien.....	20
5	Verwertung und Transfer.....	28
5.1	Vorstellungen/Präsentationen	28
5.2	Weiternutzung der Ladeinfrastruktur und Vorbildcharakter.....	28
6	Fazit und Ausblick.....	29

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Konzept für PV-Carport von C&C Architekten BDA (Bildquelle: C&C Architekten BDA).....	6
Abbildung 2: Spatenstich für den Parkplatz und des PV-Carports bei Eltroplan Engineering GmbH. Bildquelle: focusEnergie.....	7
Abbildung 3: Ladepunkte vor dem Haupteingang (Quelle: Ralf Bickel).....	8
Abbildung 4: Ladepunkte unter dem PV-Carport (Quelle: Ralf Bickel).....	8
Abbildung 5: Ladepunkte auf dem Mitarbeiter Parkplatz (Quelle: Michael Pawellek)	8
Abbildung 6: Ladepunkte unter dem PV-Carport (Quelle: Ralf Bickel).....	8
Abbildung 7: Konzept für Datenfluss zum Lade- & Energiemanagement	9
Abbildung 8: Konzept für Simulation des Ladebedarfs.....	10
Abbildung 9: Wochentagsabhängige Mitarbeiteranwesenheit im aktuellen Szenario	10
Abbildung 10: Perspektivische Ansicht des PV-Carports inkl. Umgebung erstellt mit PVsyst. 11	
Abbildung 11: PVsyst Ergebnisse der Simulation des PV-Carports normalisiert auf kWh/kWp/Tag.....	12
Abbildung 12: Geäußertes Interesse an einem (teil-)elektrisch betriebenes Fahrzeug beim nächsten Fahrzeugwerb.....	13
Abbildung 13: Ergebnisse bzgl. Frage nach Zeitraum für mögliche Anschaffung eines (weiteren) vollelektrischen E-Fahrzeugs.....	13
Abbildung 14: Ergebnisse bzgl. Fragen nach dem Einfluss verschiedener Aspekte zur möglichen Anschaffung eines E-Fahrzeuges.....	14
Abbildung 15: Ergebnis bzgl. Frage nach Einfluss von Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz.....	14
Abbildung 16: Ergebnis bzgl. Frage nach Reichweite eines E-Fahrzeuges für typische Nutzung	14
Abbildung 17: Nutzung verschiedener Verkehrsmittel für den Arbeitsweg.....	15
Abbildung 18: Antworten bzgl. Lademöglichkeiten zu Hause	16
Abbildung 19: Antworten bzgl. der (voraussichtlichen) Anzahl von Ladevorgängen pro Woche	16
Abbildung 20: Verteilung der (voraussichtlichen) Ladevorgänge ohne und mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz (AP).....	16
Abbildung 21: Stimmungsbild zu verschiedenen Aspekten vom Laden am Arbeitsplatz.....	17
Abbildung 22: Antworten zur Relevanz von Schnelllademöglichkeiten am Arbeitsplatz.....	17
Abbildung 23: Verteilung der Altersgruppen bei der Umfrage.....	18
Abbildung 24: Ergebnisse bzgl. Eigendeckung (mit PVsyst erstellt)	19
Abbildung 25: Ergebnisse bzgl. Eigenverbrauch (mit PVsyst erstellt)	20
Abbildung 26: Ergebnisse des „aktuellen“-Szenarios mit konstanten Preisen.....	22
Abbildung 27: Ergebnisse des 80%-Szenarios mit konstanten Preisen	22
Abbildung 28: Simulation des 19.11.2019 im Szenario 80% mit der Ladestrategie „unbeschränkt“	23
Abbildung 29: Simulation des 19.11.2019 im Szenario 80% mit der Ladestrategie „gleichverteilt“	23
Abbildung 30: Simulation des 19.11.2019 im 80%-Szenario mit der Ladestrategie „optimiert“	24
Abbildung 31: Ergebnisse des „aktuellen“-Szenarios mit dynamischen Preisen.....	25
Abbildung 32: Ergebnisse des 80%-Szenarios mit dynamischen Preisen	25

Abbildung 33: Simulation des 19.11.2019 im 80%-Szenario mit der Ladestrategie „optimiert“ mit dynamischen Preisen	26
Abbildung 34: Speicherladung und -entladung am 19.11.2019 im 80%-Szenario mit der Ladestrategie „optimiert“	27

1 Management Summary

Im Rahmens des Projektes LuCa – Laden unterm PV Carport – wurde der Mitarbeiter- und Kundenparkplatz der Eltroplan Engineering GmbH in Endingen am Kaiserstuhl mit einem PV-Carport und moderner Ladeinfrastruktur technisch ausgestattet. Damit stellt die Eltroplan Engineering GmbH ein positives Beispiel dar, wie innovative, baden-württembergische Mittelständler zur Energiewende und modernen Elektromobilität im Land beitragen können.

Das Projekt LuCa legte sowohl den Fokus auf die technische Aufrüstung als auch auf die intelligente Anbindung. Im Rahmen der technischen Aufrüstung wurde am Firmenparkplatz ein Solar Carport mit 319 kWp und fünf Ladesäulen á 22kW mit je zwei Ladepunkten errichtet. Vier Ladepunkte der Ladeinfrastruktur wurden nach Projektabschluss Anfang Januar 2023 in Betrieb genommen und dabei temporär über die Hauptverteilung von Eltroplan angeschlossen. Die restlichen Ladepunkte werden nach Errichtung des für die Ladeinfrastruktur vorgesehenen Verteilerschranks voraussichtlich im April 2023 in Betrieb genommen. Der PV-Carport konnte wegen Verzögerungen beim Netzanschluss erst nach Projektende am 07.02.2023 in Betrieb genommen werden.

Außerdem wurden drei Energiespeicher mit jeweils einer Kapazität von 65 kWh und einer Leistung von 24 kW projiziert und bestellt. Auf Grund aktueller Lieferschwierigkeiten konnten diese aber nicht während der Projektlaufzeit in Betrieb genommen werden. Deren Inbetriebnahme steht noch aus.

Im Rahmen der intelligenten Anbindung wurde das Lademanagement aus dem Projekt eLISA-BW zu einem Lade- und Energiemanagement weiterentwickelt. Dieses bezieht die verschiedenen Komponenten mit ein und steuert die Ladung der Flotten und der privaten Elektrofahrzeuge optimal, sodass ein netzdienliches Gesamtverhalten bei möglichst hohem Eigenverbrauch und bedarfsgerechtem Laden ermöglicht wird.

Der Nutzen des Lade- und Energiemanagements wird in diesem Bericht auf Basis durchgeführter Simulationen dargelegt, da der Feldversuch noch aussteht. Dieser ist für April 2023 bis Juni 2023 geplant.

2 Ausgangssituation und Ziele des Vorhabens

Die Eltroplan Engineering GmbH ist ein mittelständisches Unternehmen mit dem Hauptstandort inkl. Fertigung in Endingen am Kaiserstuhl. Vor dem Projekt wurde bereits ein geringer Anteil des Unternehmensstrombedarfs durch bestehende Dach-PV-Anlagen gedeckt. Allerdings gab es keine Möglichkeit Dienst- oder Mitarbeiterfahrzeuge zu laden. Deshalb war eine Anschaffung eines elektrischen Fahrzeuges (EV) nicht attraktiv und teils auch nicht umsetzbar.

Deswegen war das Ziel des Projektes LuCa – Laden unterm PV Carport – den Mitarbeiter- und Kundenparkplatz von der Eltroplan Engineering GmbH mit einem PV-Carport und moderner Ladeinfrastruktur technisch auszustatten und intelligent anzubinden. Damit sollte am Beispiel von Eltroplan demonstriert werden, wie innovative, baden-württembergische Mittelständler einen Beitrag zur Energiewende und modernen Elektromobilität im Land beitragen können.

Im Rahmen des Projekts LuCa sollte sowohl der Fokus auf der technischen Aufrüstung als auch auf der intelligenten Anbindung liegen. Zur technischen Aufrüstung sollten am Firmenparkplatz ein Solar Carport mit 319 kWp und fünf Ladesäulen à 22kW mit je zwei Ladepunkten zählen. Das Konzept des projektbeteiligten Architekten C&C Architekten BDA ist in Abbildung 1 dargestellt.



Abbildung 1: Konzept für PV-Carport von C&C Architekten BDA (Bildquelle: C&C Architekten BDA)

Ein weiteres besonderes Ziel des Projektes war die Weiterentwicklung des Lade- und Energiemanagements aus dem Projekt eLISA-BW, um verschiedene Komponenten zu berücksichtigen und die Ladung der Dienst- und Mitarbeiterfahrzeuge optimal zu steuern und ein netzdienliches Gesamtverhalten bei möglichst hohem Eigenverbrauch und bedarfsgerechtem Laden zu ermöglichen.

3 Projektdurchführung

3.1 Errichtung des Parkplatzes sowie des PV-Carports

Nachdem das Projekt am 15.09.2021 begonnen werden konnte, wurde zunächst ein geologisches Gutachten im November 2021 erstellt. Damit der PV-Carport inklusive der Ladeinfrastruktur errichtet werden konnte, musste zunächst der Parkplatz dafür erstellt werden. Zuvor handelte es sich um eine einfache Schotterfläche, die zum Parken genutzt wurde. Der Spatenstich für die Errichtung des Parkplatzes erfolgte am 02.02.2022 (siehe Abbildung 2).



Abbildung 2: Spatenstich für den Parkplatz und des PV-Carports bei Eltroplan Engineering GmbH. Bildquelle: focusEnergie

Hierfür waren verschiedenste Arbeiten wie Erd- und Pflasterarbeiten sowie die Errichtung einer Entwässerungsanlage notwendig. Für den PV-Carport wurden die entsprechenden Fundamente erstellt, sodass auf dem Parkplatz die Stahlkonstruktion errichtet werden konnte. Anschließend erfolgte die Montage der PV-Anlage auf dieser Stahlkonstruktion. Der PV-Carport, bestehend aus der Stahlkonstruktion sowie der PV-Anlage mit Modulen, Wechselrichtern und Blitzschutz, wurde im Juni 2022 fertiggestellt. Während des Projektes konnte die PV-Anlage aufgrund von Verzögerungen durch den Netzbetreiber nicht in Betrieb genommen werden. Zur Verstärkung des Netzanschlusses, die wegen dem PV-Carport notwendig wurde, erfolgte im Oktober 2022 ein Austausch des vorhandenen 250 kVA-Transformators durch einen 630 kVA-Transformator.

Die Ladeinfrastruktur wurde schließlich im Dezember 2022 installiert und in Betrieb genommen. Eine Wallbox mit zwei Ladepunkten wurde direkt vor dem Haupteingang platziert (Abbildung 3), wo in der Regel Besucher parken. Vier weitere Ladepunkte wurden auf dem Mitarbeiterparkplatz unter und neben dem PV-Carport installiert (Abbildung 4, Abbildung 5 und Abbildung 6).



Abbildung 3: Ladepunkte vor dem Haupteingang (Quelle: Ralf Bickel)



Abbildung 4: Ladepunkte unter dem PV-Carport (Quelle: Ralf Bickel)



Abbildung 5: Ladepunkte auf dem Mitarbeiterparkplatz (Quelle: Michael Pawellek)



Abbildung 6: Ladepunkte unter dem PV-Carport (Quelle: Ralf Bickel)

Der geplante Batteriespeicher konnte erst im Oktober 2022 bestellt werden. Aufgrund langer Lieferzeiten wird jedoch frühestens im April 2023 mit einer Installation des Speichers gerechnet.

3.2 Datensammlung Mitarbeiterbefragung

Für ein optimales Lademanagement ist es wichtig den Ladebedarf so gut wie möglich prognostizieren zu können. Um sowohl den aktuellen als auch den zukünftigen Ladebedarf abzuschätzen, hat sich das Projektkonsortium dazu entschlossen eine Mitarbeiterbefragung durchzuführen. Die Ergebnisse sollten direkt in die Entwicklung des Lademanagements für Eltroplan einfließen, um später den solaren Anteil der Ladevorgänge maximieren zu können.

Die Befragung wurde vom ZSW erstellt und nach Rücksprache mit Eltroplan vom ZSW durchgeführt.

Es wurde ein Onlinefragebogen gewählt, da dieser am flexibelsten von Mitarbeitern ausfüllbar und eine maschinelle Auswertung möglich ist. Der Fragebogen wurde im Mai 2022 erstellt.

Nach Rücksprache mit dem Projektpartner Eltroplan Anfang Juni 2022 wurde die Befragung bis Mitte September online gestellt. Ein Link zur Umfrage wurde an die Mitarbeiter verteilt.

Es wurde sich für eine Fragebogen-Lösung der Onlineplattform [socisurvey.de](https://www.socisurvey.de) der SoSci Survey GmbH entschieden. Diese Plattform wurde gewählt, da der Fragebogen einerseits sehr frei erstellt werden kann und zum anderen die Daten in Deutschland gespeichert werden. Außerdem ist das Angebot für Forschungszwecke kostenlos.

Für die Onlineumfrage wurde ein Umfang von 25 Seiten mit einem Bearbeitungszeitraum von 10 bis 15 Minuten gewählt. Die Fragen wurden so gestellt, dass keine Rückschlüsse auf einzelne Personen möglich sind.

Nach einer Einleitung erfolgten mehrere Fragen zu folgenden Themenbereichen:

1. Perspektive E-Mobilität
2. Persönliches Mobilitätsverhalten
3. Persönliches Ladeverhalten
4. Persönliche Information

3.3 Definition der Schnittstellen und Entwicklung des Systemschaubilds

Als Eingangsdaten für das Lade- und Energiemanagement wurden die aktuelle Leistungsbilanz am Netzanschlusspunkt, die mit einem Messgerät von Janitza ermittelt wird, die PV-Erzeugung, die an der Hardwarekomponente von SolarLog abgefragt wird, und Wetterprognosen identifiziert. Als zu steuernde Elemente wurden der Batteriespeicher von ecoBattery und die Ladeinfrastruktur gesammelt über eine Controller-Wallbox festgelegt.

Zur Abstimmung der benötigten Dateninfrastruktur und zur Definition der Schnittstellen zum Lade- und Energiemanagement wurde das Konzept in Abbildung 7 erstellt.

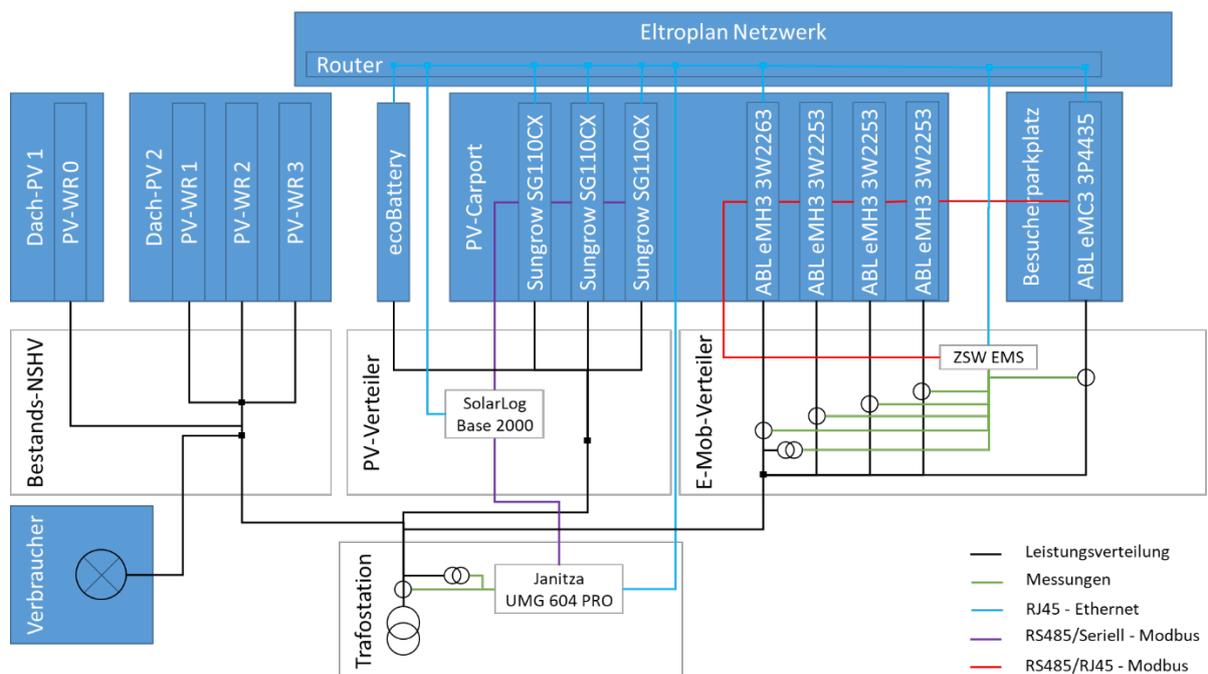


Abbildung 7: Konzept für Datenfluss zum Lade- & Energiemanagement

3.4 Simulation des Ladebedarfs

Um den Energiebedarf durch die Ladeinfrastruktur abschätzen zu können, erfolgte eine Simulation des zukünftigen Ladebedarfs. Basis dieser Simulation sind zum einen die Ergebnisse der Mitarbeiterbefragung und zum anderen aktuelle Nutzungsdaten der Dienst- und der Poolfahrzeuge (siehe Abbildung 8).

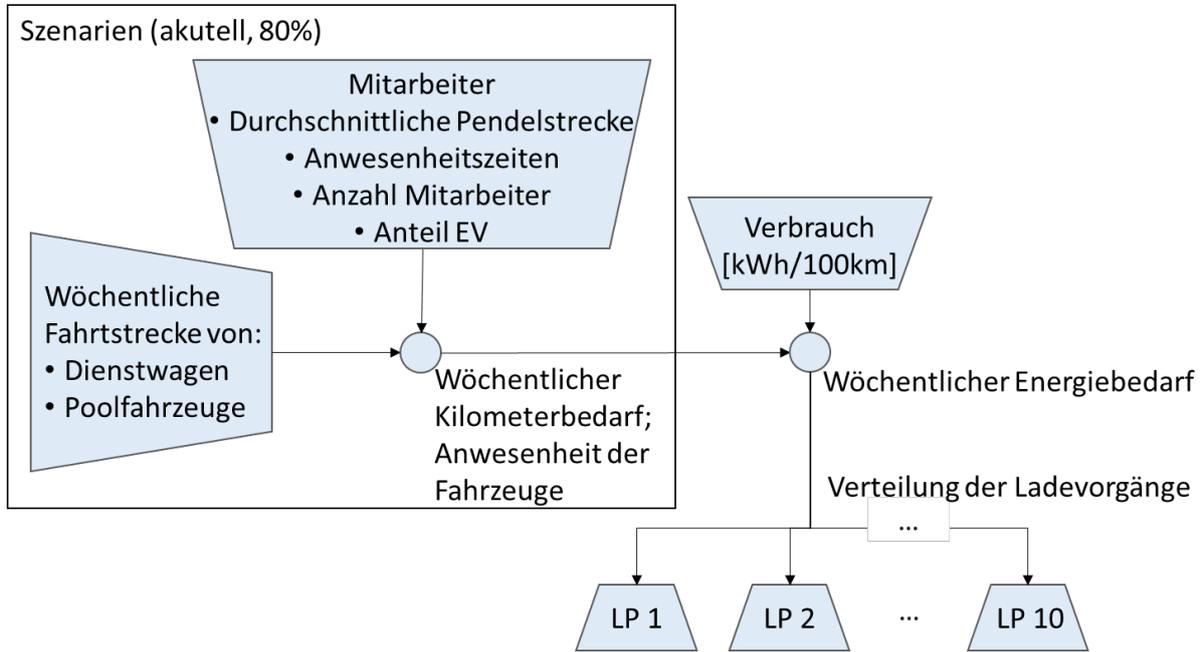


Abbildung 8: Konzept für Simulation des Ladebedarfs

Es wurden zwei Szenarien aufgestellt.

Das erste stellt die potentiell aktuelle Nutzung der Ladeinfrastruktur da. Hierfür wurde ein Mitarbeiter-EV-Anteil entsprechend der Umfrage von 10 % angenommen. Hinzu kommt eine durchschnittliche Gesamtfahrtstrecke der Dienst- und der Poolfahrzeuge von 300 km. Ein Beispiel für die Mitarbeiteranwesenheit entsprechend dem aktuellen Szenario ist in Abbildung 9 dargestellt.

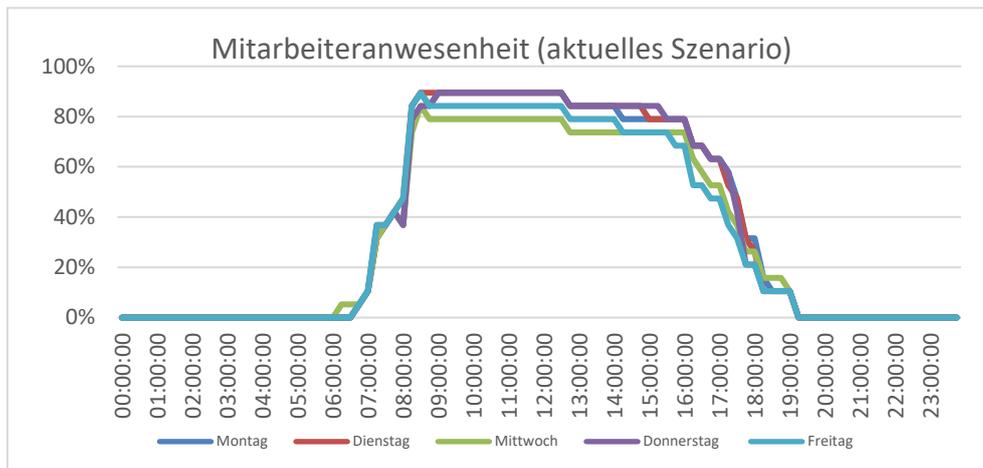


Abbildung 9: Wochentagsabhängige Mitarbeiteranwesenheit im aktuellen Szenario

Im zweiten Szenario erfolgte eine Erhöhung des Anteils an Mitarbeiter-EVs auf 80 % und die Gesamtfahrtstrecke der Dienst- und der Poolfahrzeuge auf 650 km.

Für die Poolfahrzeuge wurde angenommen, dass deren Ladung nur am Wochenende erfolgt. Grund hierfür waren die geringen benötigten wöchentlichen Reichweiten (<200 km).

Es wurden folgende drei Ladestrategien definiert:

- „unbeschränkt“ – Ladevorgänge erhalten so lange eine Leistung von 11 kW bis der ermittelte Ladebedarf gedeckt wird
- „gleichverteilt“ – Ladevorgänge erhalten entsprechend des ermittelten Ladebedarfs und der ermittelten Standzeit eine konstante Ladeleistung über die gesamte Standzeit
- „optimiert“ – Ladeleistungen werden flexibel während der Standzeit variiert mit der Bedingung den Ladebedarf zu decken.

Für den Anteil des Ladebedarfs, der nicht durch die Ladeinfrastruktur von Eltroplan gedeckt werden kann, wird eine externe Nachladung angenommen. Diese wird separat bilanziert.

3.5 Simulation des Energiemanagements

Da eine Einrichtung des Energiemanagements während der Projektlaufzeit nicht möglich war, wurden mehrere Simulationen durchgeführt. Ziel war es den Mehrwert der Steuerung der Ladevorgänge aufzuzeigen.

Zunächst wurde eine Simulation der PV-Erzeugung des PV-Carports mittels PVSyst durchgeführt. Grundlage dieser Simulation waren die Planungsdaten zum PV-Carport des Unterlieferanten focusEnergie sowie meteorologische Daten von Endingen (Meteonorm 8.0, 1996-2015). Zur Einbeziehung möglicher Verschattungen wurden Pläne des Unternehmensgebäudes verwendet, um ein 3D-Modell zu erstellen (siehe Abbildung 10). Die Ergebnisse für den simulierten Zeitraum von einem Jahr sind in Abbildung 11 pro Monat dargestellt. Die Simulation erfolgte mit einer Auflösung von einer Stunde.

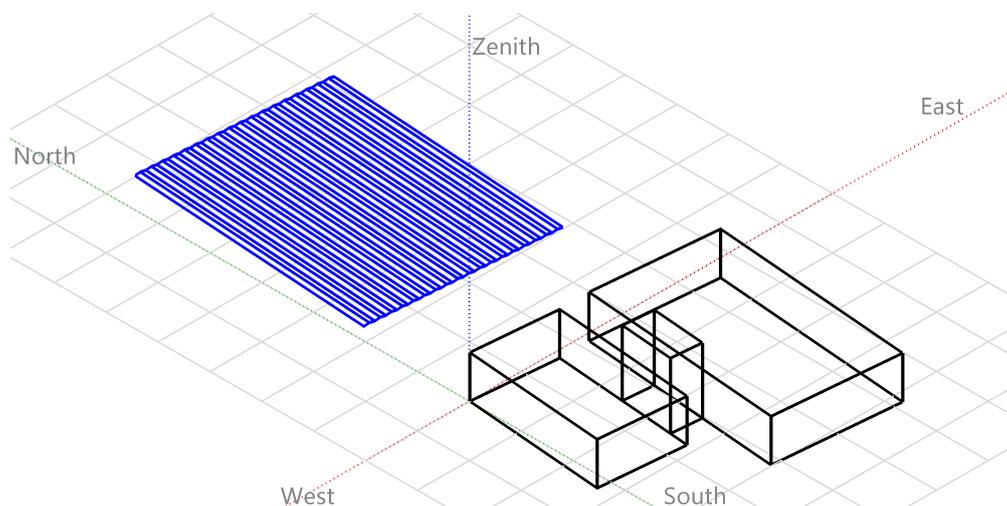


Abbildung 10: Perspektivische Ansicht des PV-Carports inkl. Umgebung erstellt mit PVSyst

Die Simulation ergab pro Jahr eine Gesamtenergieerzeugung von 311,8 MWh und eine spezifische Erzeugung von 982 kWh/kWp. In Abbildung 11 sind ebenfalls Verluste verschiedenster Art, die innerhalb der PV-Anlage entstehen, aufgeführt.

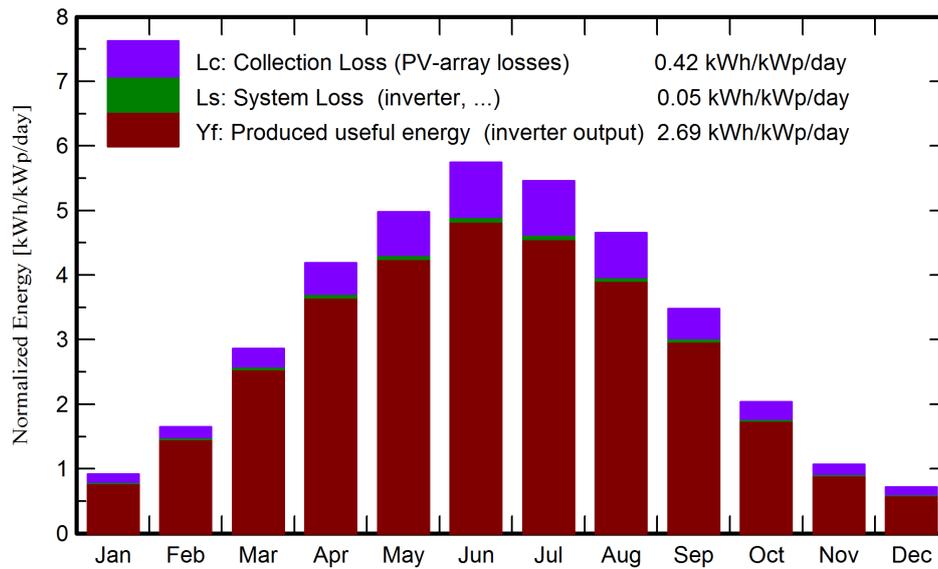


Abbildung 11: PVSyst Ergebnisse der Simulation des PV-Carports normalisiert auf kWh/kWp/Tag

Ebenfalls mit PVSyst erfolgte eine Simulation mit nicht gesteuerten Ladevorgängen. Hierfür wurden Ladekurven entsprechend des Ladebedarfs der Mitarbeiter aus Abschnitt 3.4 verwendet. Da PVSyst keine Simulation mit einem gesteuerten Lademanagement ermöglicht, wurde eine weitere Simulation mittels Python und dort insbesondere dem Open Energy Modelling Framework (oemof) durchgeführt. Hier war auch eine Simulation des Ladebedarfs der Dienstwagen und der Poolfahrzeuge möglich. Zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse wurden die Varianten mit den ungesteuerten Ladevorgängen erneut berechnet.

Alle Simulationen wurden mit und ohne Einbeziehung der beiden projektieren Speicher durchgeführt. Außerdem wurde untersucht, in wie weit man den Eigenverbrauch zur Optimierung des Netzbezuges steuern kann. Außerdem wurden mehrere Parameter der Strombezugskosten variiert. Die Ergebnisse der Simulationen und deren Auswertung erfolgt im nachfolgenden Kapitel 4.2.

4 Ergebnisse

4.1 Mitarbeiterbefragung

Bei der Mitarbeiterbefragung nahmen von 50 Mitarbeiter*innen insgesamt 23 teil. Diese Interviews bilden für die folgenden Ergebnisse die Grundlage. Damit keine Rückschlüsse auf einzelne Personen möglich sind, wird auf eine Kreuzauswertung von mehreren Fragen verzichtet.

4.1.1 Perspektive E-Mobilität

Bezugnehmend auf die Frage, wie interessiert man daran ist, bei der nächsten PKW-Anschaffung ein (teil-)elektrisch betriebenes Fahrzeug zu erwerben, gab nur eine Person an sowohl an Plug-In-Hybrid als auch an vollelektrischen Fahrzeugen sehr uninteressiert zu sein (Abbildung 12). Dies lässt darauf schließen, dass es eine allgemeine Aufgeschlossenheit gegenüber der E-Mobilität gibt.

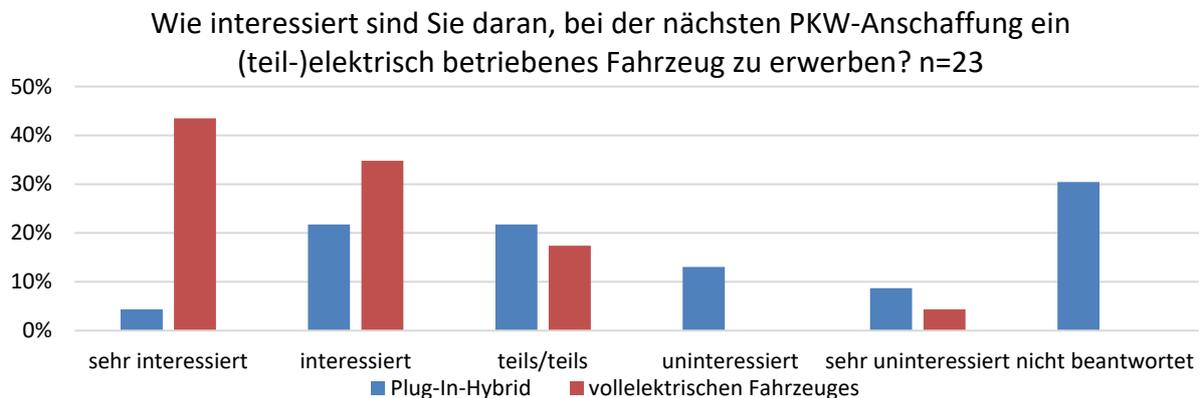


Abbildung 12: Geäußertes Interesse an einem (teil-)elektrisch betriebenen Fahrzeugs beim nächsten Fahrzeugwerb

Der überwiegende Teil der Mitarbeiter gab zudem an, dass sie die Anschaffung eines vollelektrischen Fahrzeuges innerhalb der nächsten 5 Jahre planen (Abbildung 13). Insbesondere ökologische Aspekte, niedrige Betriebskosten und Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz können dies positiv beeinflussen (Abbildung 14 und Abbildung 15).

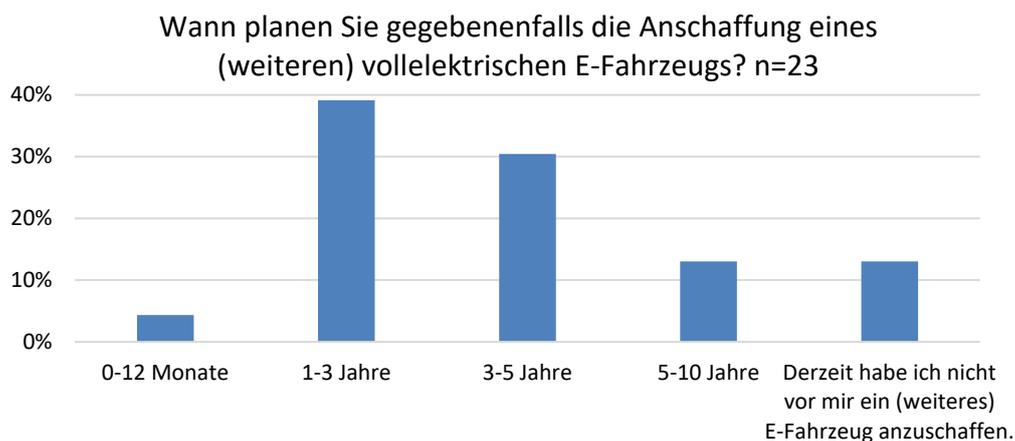


Abbildung 13: Ergebnisse bzgl. der Frage nach Zeitraum für mögliche Anschaffung eines (weiteren) vollelektrischen E-Fahrzeugs

Wie würden die folgenden Aspekte ****aktuell**** Ihre Entscheidung zur Anschaffung eines E-Fahrzeugs beeinflussen? n=23

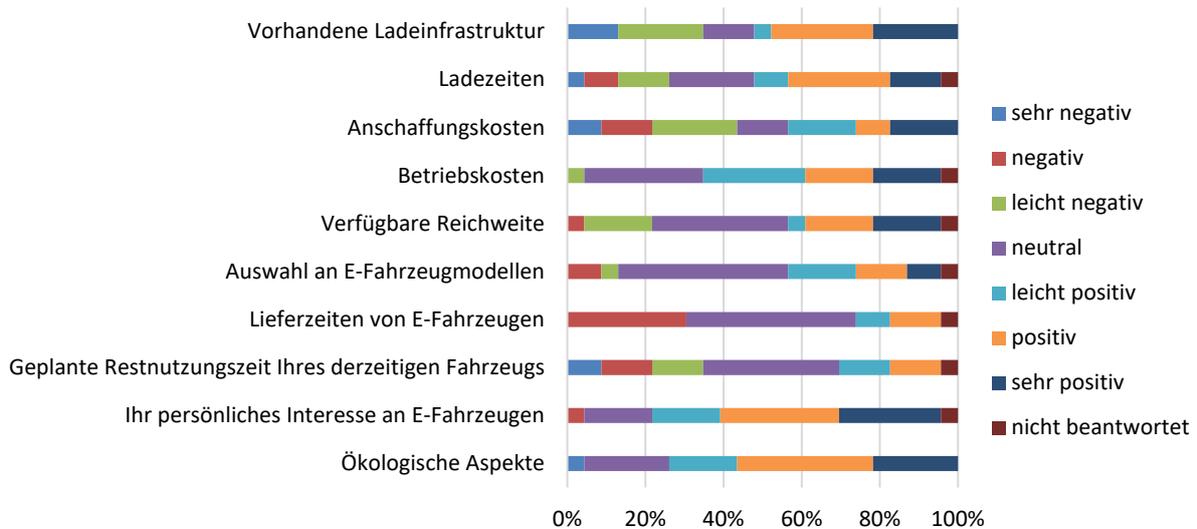


Abbildung 14: Ergebnisse bzgl. der Fragen nach dem Einfluss verschiedener Aspekte zur möglichen Anschaffung eines E-Fahrzeuges

Würde das Angebot von Ladeinfrastruktur bei Ihnen am Arbeitsplatz diese Entscheidung positiv beeinflussen? n=23

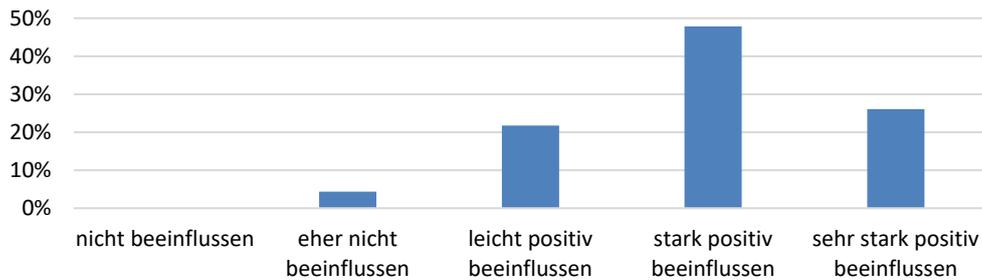


Abbildung 15: Ergebnis bzgl. der Frage nach Einfluss von Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz

Rund 60 % der Teilnehmenden gaben eine Reichweite von 200-400 km eines E-Fahrzeugs für ihre typische Nutzung an, was den aktuell marktverfügbaren Modellen entspricht (Abbildung 16).

Welche Reichweite bei einem E-Fahrzeug wäre für Ihre typische Nutzung passend? n=23

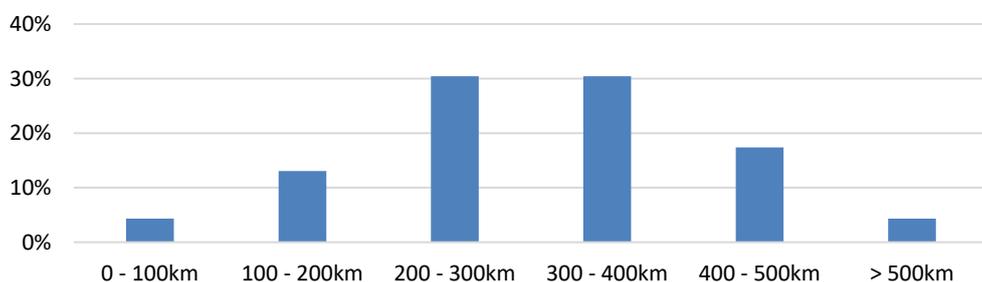


Abbildung 16: Ergebnis bzgl. der Frage nach Reichweite eines E-Fahrzeuges für typische Nutzung

4.1.2 Persönliches Mobilitätsverhalten

Um das persönliche Mobilitätsverhalten und den zukünftigen Ladebedarf abzuschätzen, wurden im zweiten Abschnitt die jährliche Fahrleistung, die Anzahl der Nutzungen der Fahrzeuge, die wöchentlich gefahrenen Kilometer sowie die Pendelstrecke erfragt. Wie für den ländlichen Raum zu erwarten, stellte sich die Ergebnisse nach der Wahl der Verkehrsmittel da (Abbildung 17). So setzen die Mitarbeiter in der Regel auf einen PKW und dabei die überwiegende Mehrheit auf einen Verbrenner für den Arbeitsweg. Hieraus lässt sich auf ein hohes Elektrifizierungspotential schließen. Die Frage nach der Pendelstrecke ergab einen durchschnittlichen Wert von 30 km und wurde so in Simulationen miteinbezogen.

Zu welchem Anteil (bezogen auf die Strecke) nutzen Sie die folgenden Verkehrsmittel auf Ihrem Arbeitsweg in einer typischen Arbeitswoche?
n=18

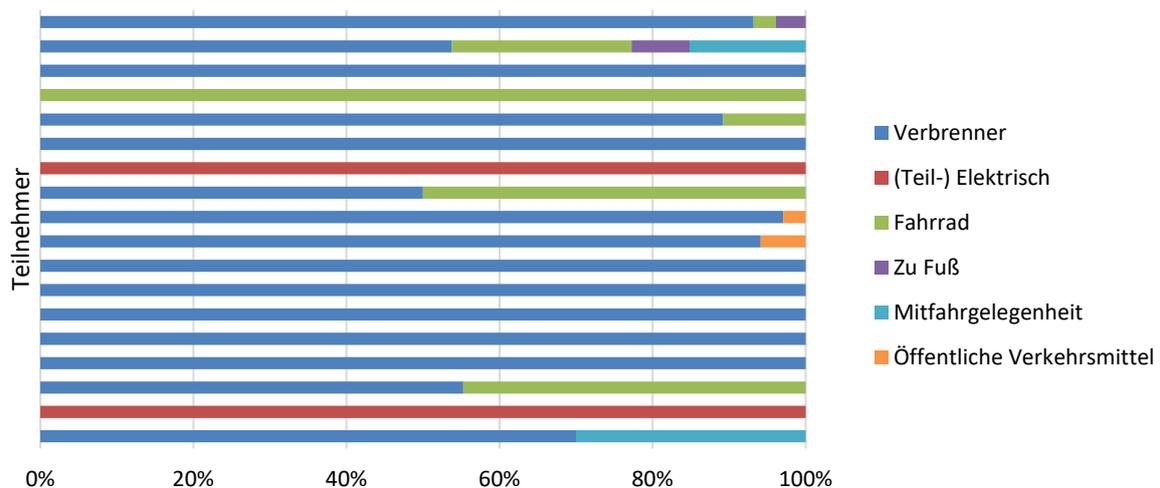


Abbildung 17: Nutzung verschiedener Verkehrsmittel für den Arbeitsweg

Ebenfalls in die Simulation wurden die Aussagen zu der durchschnittlichen Anzahl der Arbeitstage pro Woche, der Anzahl der Home-Office-Tage und den üblichen Ankunfts- und Abfahrtszeiten an der Arbeitsstelle mit einbezogen.

4.1.3 Persönliches Ladeverhalten

Im dritten Abschnitt wurde das (potentielle) persönliche Ladeverhalten erfragt. Dazu zählte die Möglichkeit zu Hause zu laden. Die Resultate der Frage sind Abbildung 18 zu entnehmen. Aktuell besitzen zwar nur wenige einen eigenen Ladepunkt aber in etwa 70 % der Fälle wäre eine Installation möglich. Die Versorgung der Ladevorgänge mit PV-Strom wäre aber nur bei etwa jedem vierten möglich. Dies zeigt, dass Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz in Verbindung mit einer PV-Anlage eine nachhaltige Alternative ist.

Welche Lademöglichkeiten bestehen bei Ihnen zu Hause? n=20

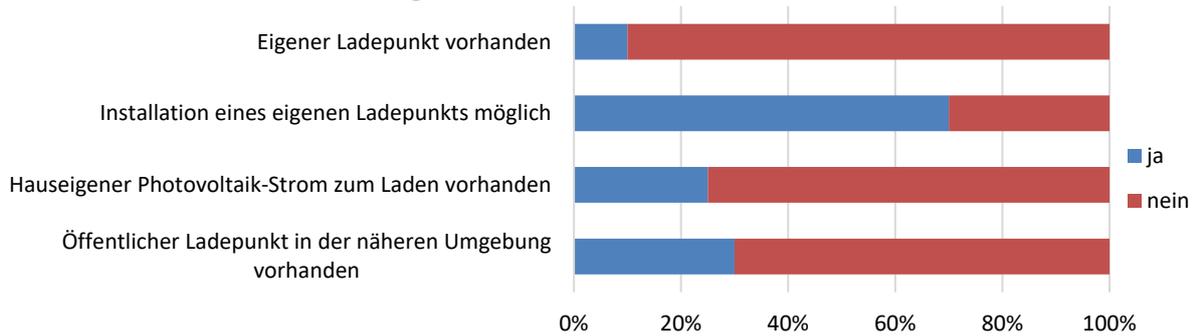


Abbildung 18: Antworten bzgl. Lademöglichkeiten zu Hause

Die Umfrage ergab außerdem, dass die Befragten ihr E-Fahrzeug entweder täglich oder spätestens jeden zweiten Tag laden möchten (Abbildung 19). Dies lässt auf einen zukünftig wachsenden Bedarf an Ladeinfrastruktur auch am Arbeitsplatz schließen.

Wie oft laden Sie Ihr E-Fahrzeug üblicherweise pro Woche?
n=18

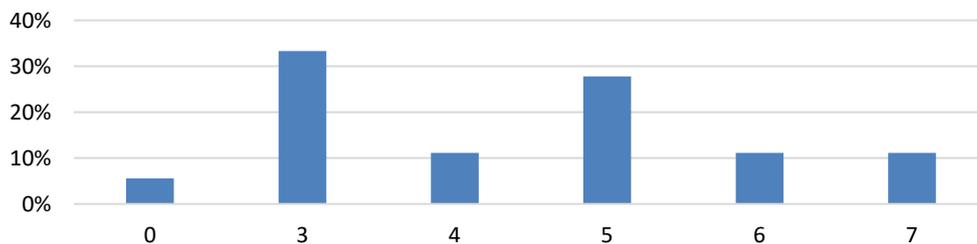


Abbildung 19: Antworten bzgl. der (voraussichtlichen) Anzahl von Ladevorgängen pro Woche

Das diese auch angenommen werden würde, zeigten die Umfrageergebnisse bzgl. der räumlichen Verteilung der Ladevorgänge. Hierbei standen zunächst nur „zu Hause“ und „öffentlich“ zur Auswahl. In einer späteren Frage kam die Option „Arbeit“ hinzu.

Wie verteilen sich Ihre Ladevorgänge auf die unterschiedlichen Bereiche? n=18

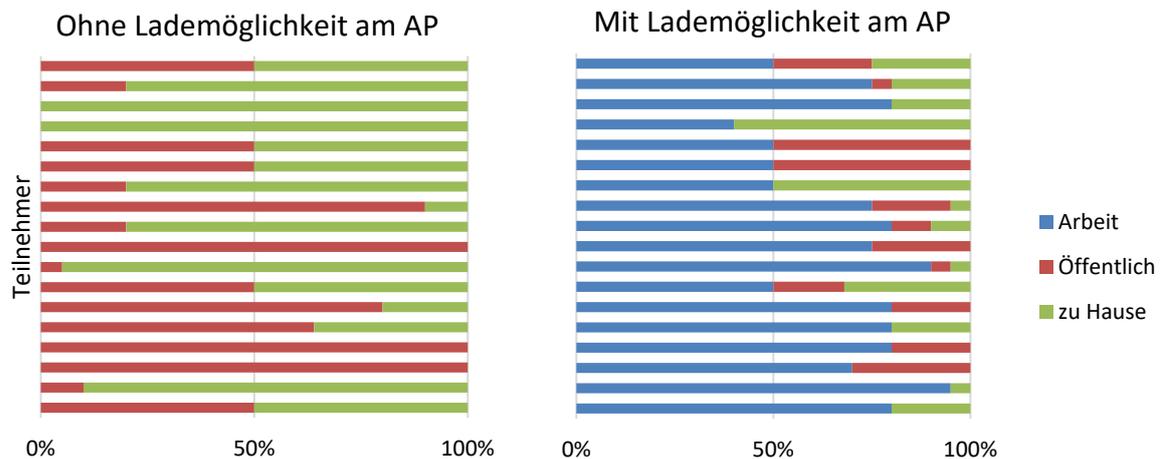


Abbildung 20: Verteilung der (voraussichtlichen) Ladevorgänge ohne und mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz (AP)

Zur Erfassung der Bereitschaft, dass Ladevorgänge gesteuert werden, wurde ein Stimmungsbild abgefragt (Abbildung 21). Es ergab, dass die Mitarbeiter sowohl daran interessiert sind, dass ihre Fahrzeuge nachhaltig geladen werden als auch den Wunsch haben, dass es nach der Arbeit vollgeladen ist. Die Antworten lassen auch auf eine grundlegende Bereitschaft für ein gesteuertes Laden schließen. Dabei wird aber auch der Wunsch geäußert in Ausnahmefällen das Fahrzeug schneller laden zu können. Insbesondere die Antworten in Abbildung 22 zeigen, dass eine Schnelllademöglichkeit gewünscht ist.

Stimmen Sie den folgenden Aussagen zum Laden am Arbeitsplatz zu?

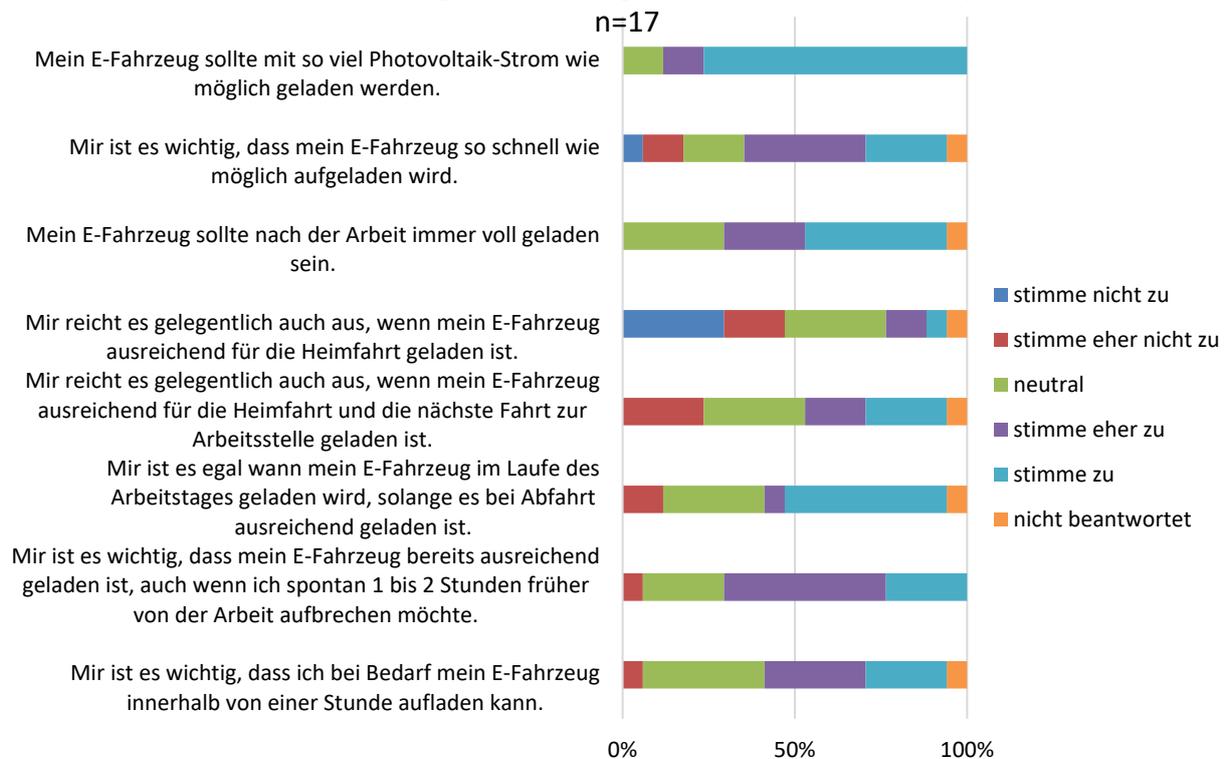


Abbildung 21: Stimmungsbild zu verschiedenen Aspekten vom Laden am Arbeitsplatz

Wie wichtig ist es Ihnen, dass eine Schnelllademöglichkeit am Arbeitsplatz zur Verfügung steht? n=17

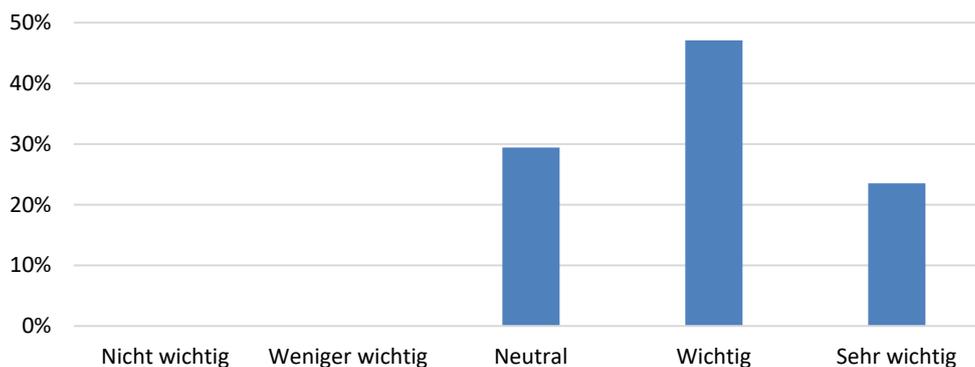


Abbildung 22: Antworten zur Relevanz von Schnelllademöglichkeiten am Arbeitsplatz

4.1.4 Persönliche Information

Die Auswertung der Altersgruppen zeigt, dass eine sehr diverse Gruppe teilgenommen hat. Dies lässt auf eine gute Übertragbarkeit auf die restliche Belegschaft schließen.

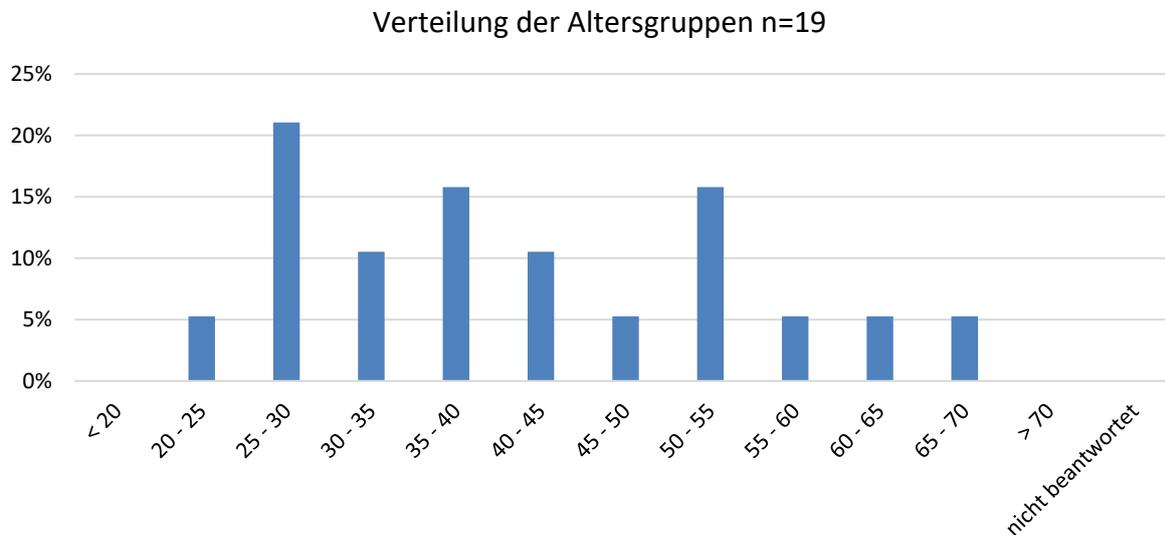


Abbildung 23: Verteilung der Altersgruppen bei der Umfrage

4.2 Nutzung von Solarstrom und von Flexibilität beim Laden

Im Folgenden werden die Simulationsergebnisse für die Deckung des Strombedarfs des Unternehmens und der E-Fahrzeuge unter Einbezug des Solarertrags des PV-Carports dargestellt. Weiterhin werden die Einsparungen der Stromkosten durch Nutzung der Flexibilität beim Laden und durch geeigneten Einsatz des Batteriespeichers untersucht.

Konkret wird dabei zwischen den folgenden Variationen unterschieden:

Batteriespeicher:

Hinsichtlich des Batteriespeichers werden Variationen mit und ohne Batteriespeicher berücksichtigt. Sofern ein Batteriespeicher eingesetzt wird, wird von einer Speicherkapazität von 130 kWh ausgegangen.

Konstante/variable Strombezugpreise und Netzentgelte:

Hinsichtlich der Bezugpreise für den Strom wird zwischen konstanten und variablen Strompreisen unterschieden. Die variablen Strompreise sind aus historischen Börsenpreisen ermittelt und beziehen sich auf das Jahr 2019. Hinsichtlich der Netzentgelte wird zwischen zwei Kombinationen aus Leistungs- und Arbeitspreisen unterschieden, die sich auf Basis der Jahresnutzungsdauer ergeben.

E-Mobilität:

Es werden drei Variationen hinsichtlich des Ladebedarfs der Elektrofahrzeuge berücksichtigt. Zunächst wird angenommen, dass keine Elektrofahrzeuge am Standort geladen werden können (Zustand vor Projektbeginn). Zusätzlich wird auf Basis der Umfrageergebnisse der derzeitige Ladebedarf für Elektrofahrzeuge am Standort abgeschätzt. Als drittes Szenario wird ein Szenario betrachtet, das von einer 80-prozentigen Durchdringung von Elektrofahrzeugen unter den Mitarbeitern ausgeht.

Das 80 %-Szenario für die Durchdringung an Elektroautos wurde gewählt, um deutlich den Einfluss darzustellen, den Elektroautos auf die entstehenden Stromprofile, Werte für die Eigendeckung, Wirtschaftlichkeit der Anlagen und Optionen für den Stromeinkauf haben können.

Lademanagement:

In Szenarien, in denen E-Mobilität berücksichtigt wird, gibt es verschiedene Ladestrategien. Die Strategien unterscheiden sich darin, wie die Ladung der E-Autos gesteuert wird. Bei der **"unbeschränkten Ladung"** wird angenommen, dass die E-Autos nicht auf einen bestimmten Ladestrom begrenzt sind und von Beginn des Ladevorgangs an mit maximaler Ladeleistung geladen werden. Bei der **"gleichverteilten Ladung"** wird hingegen eine konstante Ladeleistung über die gesamte Ladedauer hinweg verwendet, die von der Lademenge abhängt. Bei der **"variablen Ladung"** hingegen werden ökonomisch optimale Ladeleistungen ermittelt, indem die Vorteile von selbst erzeugtem Strom, variablen Strompreisen und Spitzenlastkappung kombiniert werden.

4.2.1 Feste Ladestrategien „unbeschränkt“ und „gleichverteilt“

Die Ladestrategien „unbeschränkt“ und „gleichverteilt“ konnten mit der Software PVSyst berechnet werden. Mit dieser wurde auch die detaillierte stündlich aufgelöste Ertragssimulation der PV Anlage des Carports erstellt. PVSyst kann jedoch nur mit festen Lastprofilen arbeiten. Daher werden in diesem Fall neben dem Lastprofil des Unternehmens auch für die Ladeinfrastrukturnutzung zwei feste Ladeprofile hinterlegt.

In Abbildung 24 und Abbildung 25 sind Eigendeckung bzw. Eigenverbrauch einerseits ohne Ladeinfrastruktur (der Fall „Last“) und andererseits mit Ladeinfrastruktur für die zwei Ladestrategien „unbeschränkt“ und „gleichverteilt“ beim 80 %-Szenario dargestellt. Die Simulationen wurden jeweils einmal ohne und einmal mit Batteriespeicher durchgeführt.

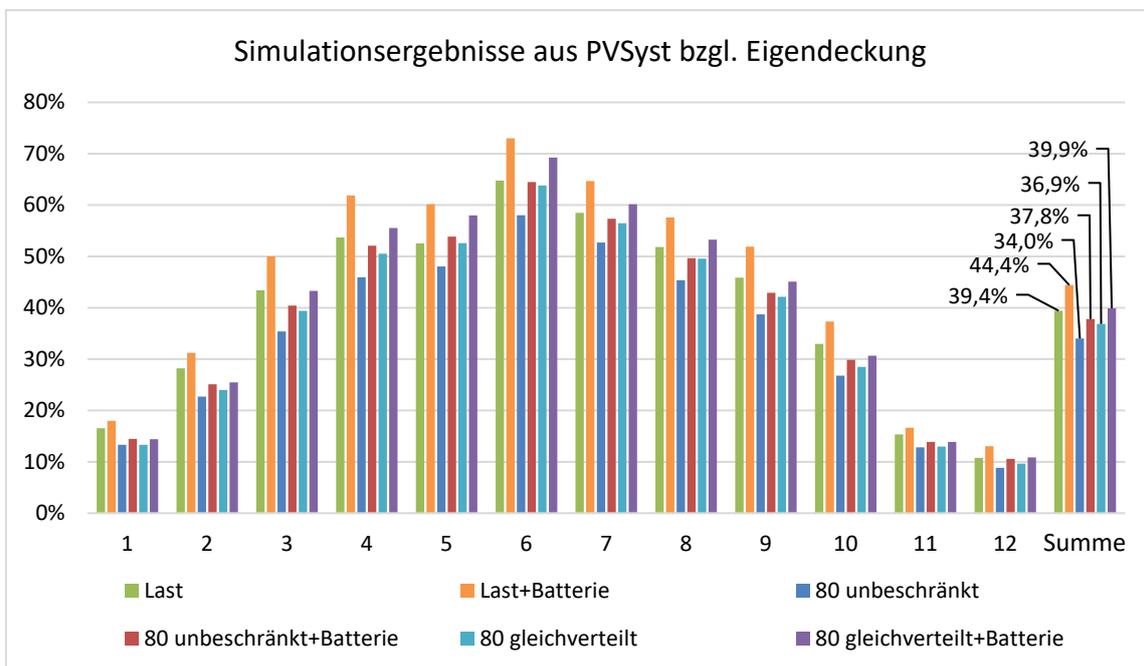


Abbildung 24: Ergebnisse bzgl. Eigendeckung (mit PVSyst erstellt)

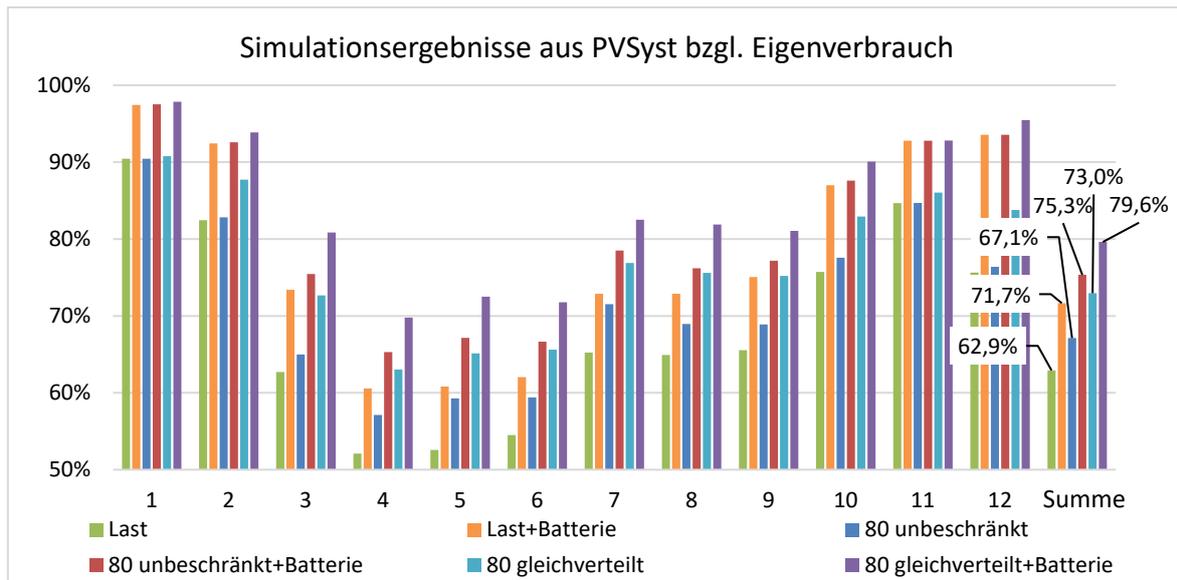


Abbildung 25: Ergebnisse bzgl. Eigenverbrauch (mit PVSyst erstellt)

Die Simulationsergebnisse bzgl. der Eigendeckung und des Eigenverbrauchs zeigen, dass bereits die Wahl zwischen den beiden Ladestrategien „unbeschränkt“ und „gleichverteilt“ einen großen Einfluss hat. So wird bereits mit der Ladestrategie „gleichverteilt“ fast so viel Strombedarf mit der eigenen PV-Erzeugung gedeckt wie mit der Ladestrategie „unbeschränkt“ in Verbindung mit dem Batteriespeicher. Beim Vergleich des Ergebnisses zur Simulation ohne Ladebedarf mit Batteriespeicher mit denen des 80 %-Szenarios mit der Ladestrategie „gleichverteilt“ ohne Batteriespeicher zeigt sich, dass der Ladebedarf bereits den Eigenverbrauch mehr steigert als es durch den Batteriespeicher der Fall gewesen ist.

Wie zu erwarten, nimmt die Eigenverbrauchssteigerung durch einen Batteriespeicher mit den Szenarien ab. Daraus folgt, dass dessen Wirtschaftlichkeit sinkt.

Die Simulationen ergaben, dass im 80 %-Szenario mit der Ladestrategie „unbeschränkt“ der Batteriespeicher 23.468 kWh und im 80 %-Szenario mit der Ladestrategie „gleichverteilt“ 18.913 kWh Netzbezug einspart. Bei einem Kostenvorteil von 13,5 ct/kWh (20 ct/kWh Netzbezugskosten - 6,5 ct/kWh Einspeisevergütung) ergibt das eine jährliche Ersparnis von 3.168,18 € bzw. 2.553,26 €.

4.2.2 Variable Ladestrategien

Mit dem Ziel der Spitzenlastreduktion unter Einbeziehung verschiedener Arbeits- und Leistungspreise wurden mit dem Open Energy Modelling Framework weitere Simulationen zur Optimierung der Ladevorgänge und des Einsatzes des Speichers durchgeführt. Dabei wurden folgende Parameter variiert:

- die Ladestrategie („unbeschränkt“, „gleichverteilt“ und „optimiert“)
- das Szenario (aktuell mit einem Ladebedarf von 17.558 kWh/a und 80 % mit einem Ladebedarf von 127.140 kWh/a)
- die Verfügbarkeit des Batteriespeichers
- die Netznutzungsentgelte der Strombezugskosten (Arbeitspreis: 20 ct/kWh bzw. 16 ct/kWh; Leistungspreis 18 €/kW bzw. 117 €/kW) in Abhängigkeit von der

Jahresbenutzungsdauer (< 2.500 h/a bzw. \geq 2.500 h/a) entsprechend dem für Eltroplan aktuell geltenden Preisblatt des Netzbetreibers

- die Variabilität der Stromkosten (fester Strompreis wie zuvor oder viertelstündlich entsprechend dem Börsenstrompreis von 2019)

Die Nachladung im Fall der „optimierten“ Ladestrategie wurde mit den zwei folgenden Varianten bilanziert.

Tabelle 1: Ermittlung des Verrechnungswertes für externes Laden mit und ohne Heimlademöglichkeit

	Tarif [€/kWh]	Berechnung mit Heimladen	Berechnung ohne Heimladen
zu Hause mit PV	0,2	50%	0%
Öffentlich	0,3	30%	70%
Schnell	0,5	20%	30%
Verrechnungswert für externes Laden [€/kWh]		0,29	0,36

Das ergab die Berechnung von 48 verschiedenen Varianten. Bei der folgenden Auswertung wird auf die Auswirkung der Variation wesentlicher Aspekte genauer eingegangen. Da es bei der Wahl zwischen den beiden möglichen Netzbezugsentgelten (bei mindestens oder weniger als 2.500 Jahresvolllaststunden) immer eine wirtschaftlichere gibt, wird bei den folgenden Ergebnissen nur diese dargestellt. Ergebnisse mit Jahresvolllaststunden \geq 2.500 sind durch die vergleichsweise hohen Leistungskosten und dafür niedrigere Arbeitskosten erkennbar.

Die Simulation der Varianten mit den konstanten Preisen ergaben folgende Ergebnisse (Abbildung 26 und Abbildung 27). Dabei fließen die Gewinne, die durch die Einspeisevergütung erzielt werden als subtraktiv, und die Kosten auf Grundlage der Lastspitze und des Energiebezugs additiv in die Berechnung der Gesamtkosten ein. Da im 80 %-Szenario die Ladepunkte nicht zum Laden der ermittelten Mengen ausreichen, sind externe Nachladungen für die Mitarbeiter notwendig. Diese wurden mit den Verrechnungswerten aus Tabelle 1 ermittelt. Sie sind kein Bestandteil der Gesamtkosten, da sie nicht beim Unternehmen anfallen.

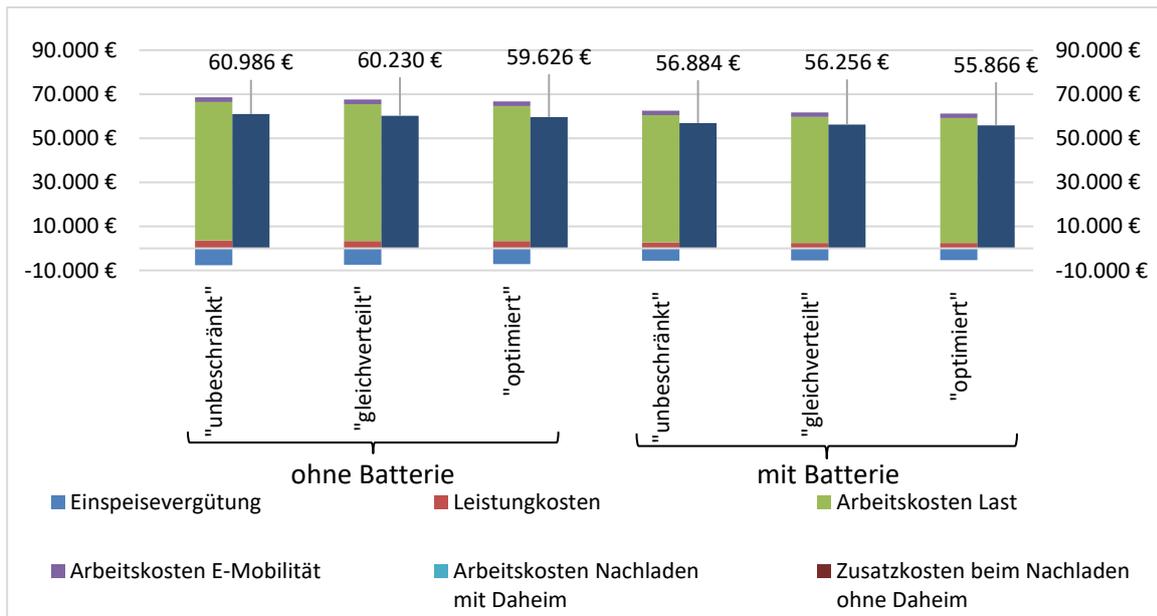


Abbildung 26: Ergebnisse des „aktuellen“-Szenarios mit konstanten Preisen

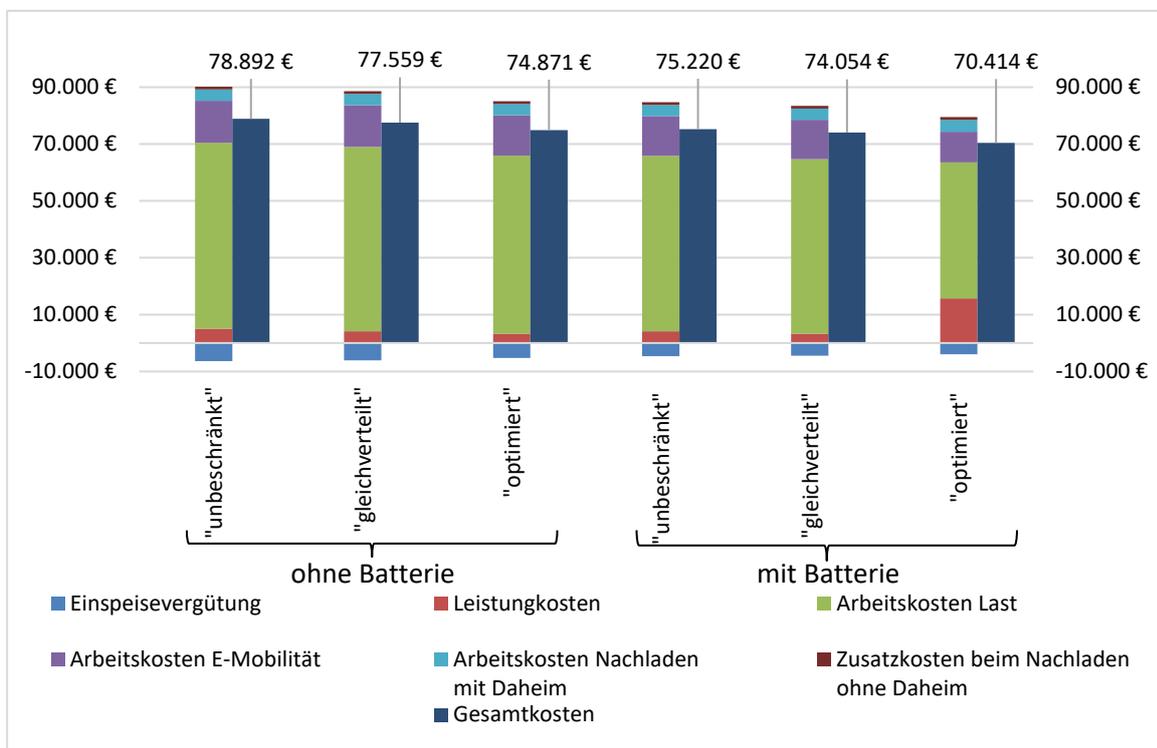


Abbildung 27: Ergebnisse des 80 %-Szenarios mit konstanten Preisen

Die Simulationen ergaben, dass ein Wechsel des Netznutzungsentgelts hin zu denen bei mehr als 2.500 Jahresvolllaststunden nur mit der „optimierten“ Ladestrategie und auch erst bei einem hohen Ladebedarf (80 %-Szenario) wirtschaftlich sinnvoll ist. Die Simulationen zeigten daneben, dass eine solcher Wechsel mit einer „unbeschränkten“-Ladestrategie bei einem hohen Ladebedarf (80 %-Szenario) sogar technisch nicht möglich ist. Grund hierfür ist, dass die Leistungsspitzen wegen den unbeschränkten Ladevorgängen nicht durch den Batteriespeicher kompensiert werden können. In den anderen Fällen ist theoretisch möglich die Jahresbezugsdauer so zu erhöhen, dass ein günstigerer Arbeitspreis fällig ist. Dafür muss

im Umkehrschluss aber mehr PV-Strom in das Netz eingespeist werden. Dies würde jedoch zu höheren Gesamtkosten führen.

Die Simulationsergebnisse zeigten auch, dass ohne eine Steuerung der Ladevorgänge die Jahresbenutzungsdauer des Netzanschlusspunktes niedriger und die auftretenden Lastspitzen höher sind als im gesteuerten Fall (Abbildung 28 und Abbildung 29 gegenüber Abbildung 30). Zur Vermeidung dieser Lastspitzen reicht die Entladung der Batterie – dargestellt durch die Unternehmenslast oberhalb der PV-Erzeugung – nicht aus.

Dies kann auch nur begrenzt durch einen Batteriespeicher ausgeglichen werden. Die kostengünstigste Variante für das 80 %-Szenario ist aus den beiden Gesichtspunkten her die Variante mit der „optimierten“ Ladestrategie und dem Einsatz des Batteriespeichers. Hierbei sind die Anschaffungs- und Betriebskosten für den Batteriespeicher jedoch nicht bilanziert.

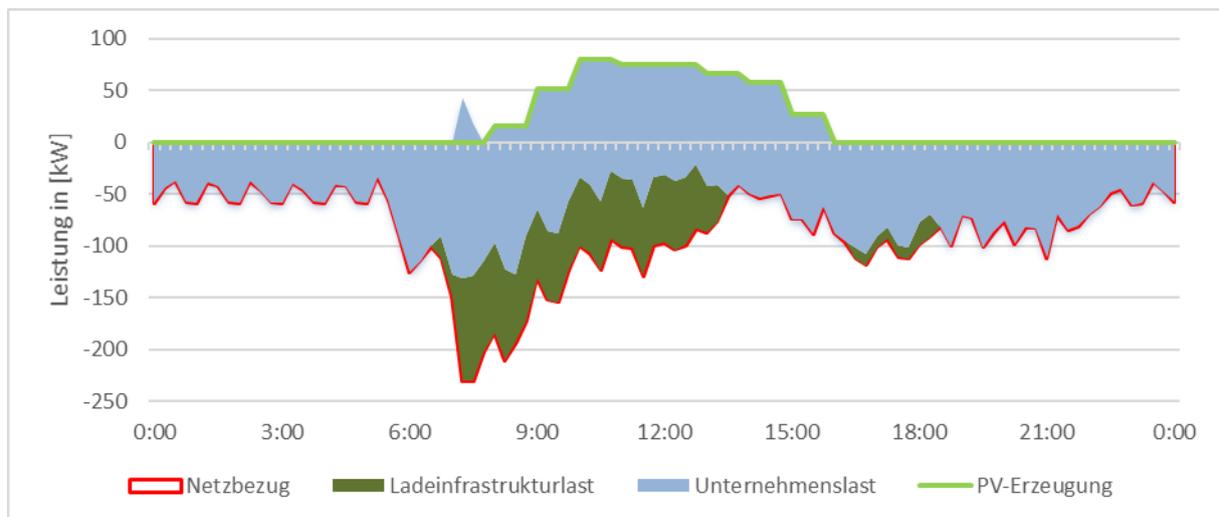


Abbildung 28: Simulation des 19.11.2019 im Szenario 80 % mit der Ladestrategie „unbeschränkt“

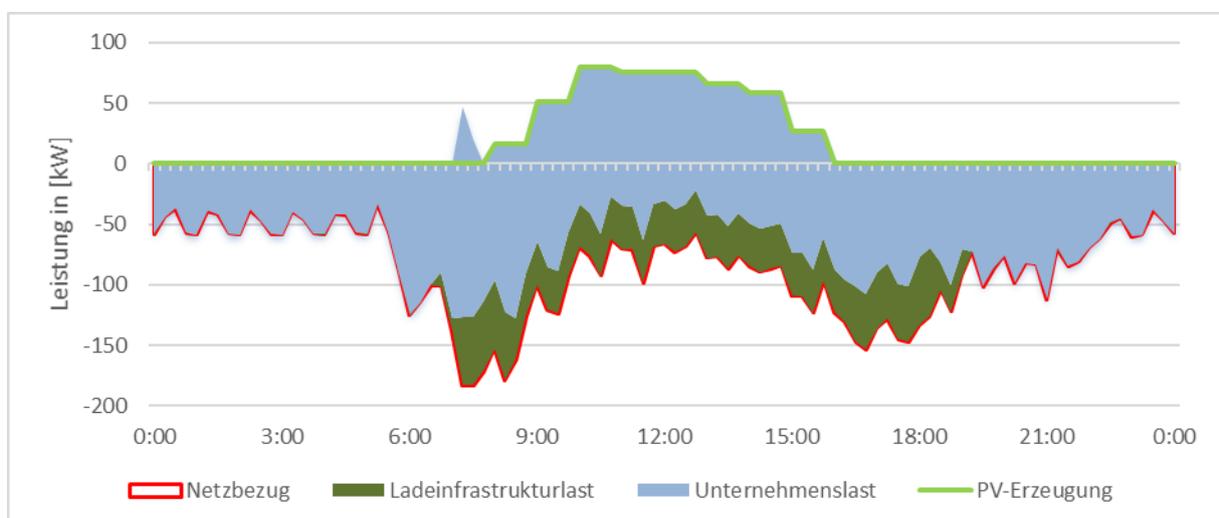


Abbildung 29: Simulation des 19.11.2019 im Szenario 80 % mit der Ladestrategie „gleichverteilt“

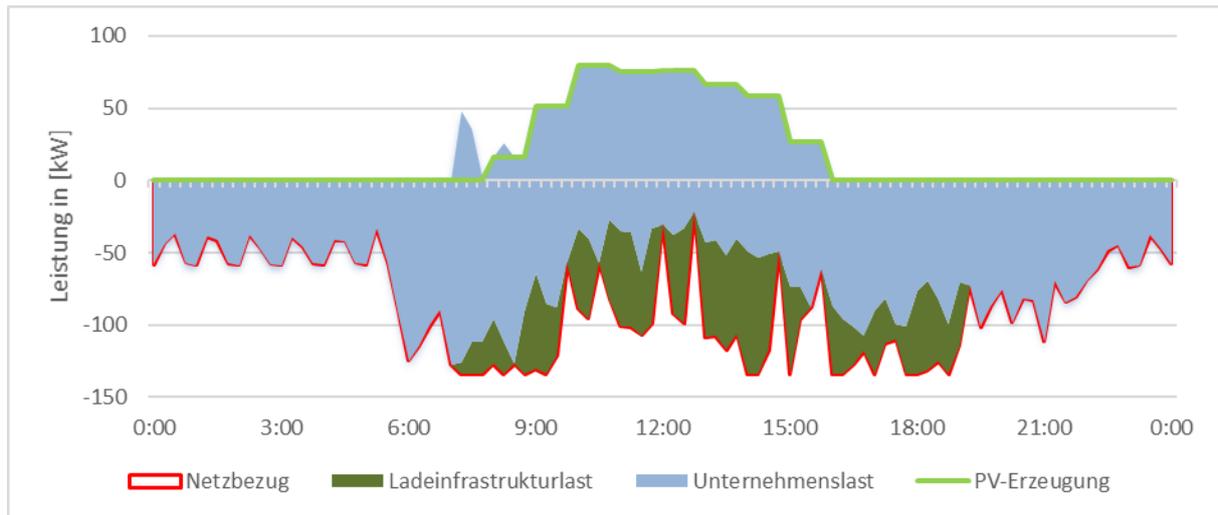


Abbildung 30: Simulation des 19.11.2019 im 80 %-Szenario mit der Ladestrategie „optimiert“

Grundsätzlich kann man an den Ergebnissen erkennen, dass ein schnelles Laden zu höheren Gesamtkosten führt. Dies wird auch beim Vergleich der Kostenersparnis sowohl absolut als auch pro geladene kWh ersichtlich. Die Ersparnisse entstehen zum einen durch die Vermeidung der Lastspitze und zum anderen durch die Steigerung des Eigenverbrauchs.

Tabelle 2: Kostenersparnis der „optimierten“ gegenüber den Ladestrategien „unbeschränkt“ und „gleichverteilt“ absolut und pro geladene kWh bei konstanten Preisen

Kostenersparnis mit der „optimierten“-Ladestrategie		„optimiert“ vs. „unbeschränkt“		„optimiert“ vs. „gleichverteilt“	
		Absolut	pro geladene kWh	Absolut	pro geladene kWh
„aktuell“	ohne Batterie	1.359,80 €	7,7 ct	603,82 €	3,4 ct
	mit Batterie	1.017,20 €	5,8 ct	389,50 €	2,2 ct
80 %	ohne Batterie	4.021,14 €	3,5 ct	2.688,52 €	2,4 ct
	mit Batterie	4.806,02 €	4,2 ct	3.640,00 €	3,2 ct

Die Durchführung der Simulationen mit dynamischen Preisen ergab folgende Ergebnisse (Abbildung 31 und Abbildung 32).

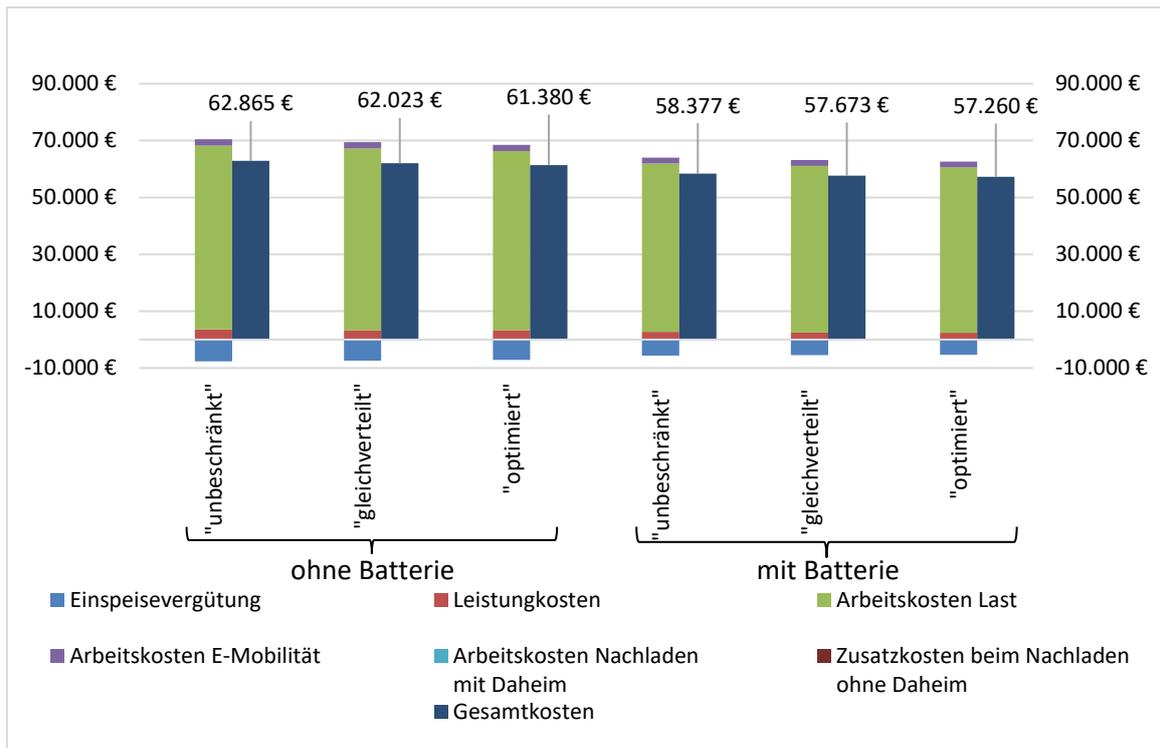


Abbildung 31: Ergebnisse des „aktuellen“-Szenarios mit dynamischen Preisen

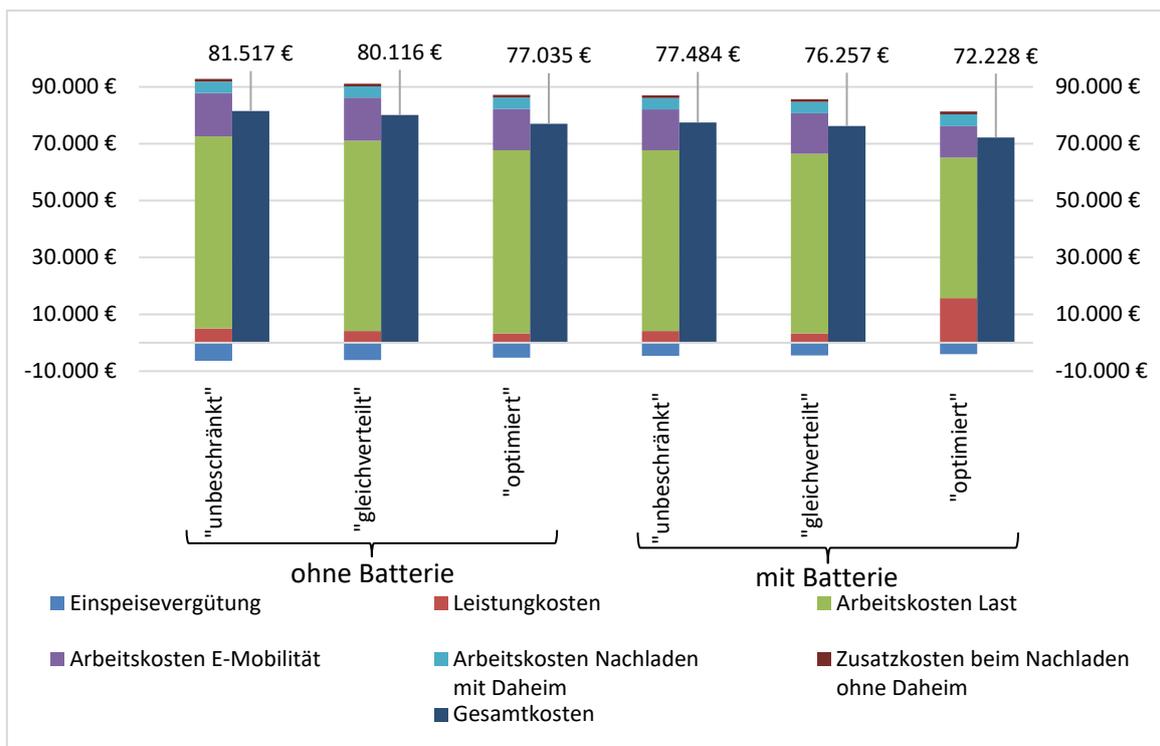


Abbildung 32: Ergebnisse des 80 %-Szenarios mit dynamischen Preisen

Gegenüber den Simulationen mit dem konstanten Preis ergaben sich jeweils etwas höhere Gesamtkosten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Strombezug der Unternehmenslast oftmals in hochpreisigen Zeiten stattfindet. In Zukunft ist jedoch davon auszugehen, dass die konstanten Preise höher als der für die Simulation angenommene Mittelwert des

dynamischen Preises sein werden. Wie zuvor bei dem konstanten Preis ergaben sich mit der „optimierten“ Ladestrategie Kostenersparnisse entsprechend Tabelle 3 gegenüber den anderen Ladestrategien. Der monetäre Unterschied wird in Zukunft im Vergleich zum Basisjahr 2019 steigen, wenn die Schwankungen des Strompreises wegen mehr fluktuierenden Erzeugungsanlagen zunehmen.

Tabelle 3: Kostenersparnis der „optimierten“ gegenüber den Ladestrategien „unbeschränkt“ und „gleichverteilt“ absolut und pro geladene kWh bei dynamischen Preisen

Kostenersparnis mit der „optimierten“-Ladestrategie		„optimiert“ vs. „unbeschränkt“		„optimiert“ vs. „gleichverteilt“	
		Absolut	pro geladene kWh	Absolut	pro geladene kWh
„aktuell“	ohne Batterie	1.484,54 €	8,5 ct	642,88 €	3,7 ct
	mit Batterie	1.117,10 €	6,4 ct	412,58 €	2,3 ct
80 %	ohne Batterie	4.482,37 €	4,0 ct	3.081,35 €	2,7 ct
	mit Batterie	5.256,21 €	4,6 ct	4.029,23 €	3,6 ct

Anhand der Abbildung 33 und der Abbildung 34 wird das Zusammenspiel aus der „optimierten“-Ladestrategie und des Einsatzes des Batteriespeichers bei dynamischen Preisen ersichtlich. Dabei stellen die weißen Flächen zwischen der PV-Erzeugung und der Unternehmenslast das Laden der Batterie da. Sowohl die Verschiebung der Ladevorgänge als auch der Speicherbetrieb sind dominiert von den Preisen. So wird der Batteriespeicher in der Niedrigpreisphase zwischen 2 Uhr und 4 Uhr vollgeladen. Nach der Begrenzung der Spitzenlast gegen 7:30 Uhr erfolgt eine Nachladung über die Mittagszeit und eine Entladung um die Hochpreisphase gegen 18 Uhr.

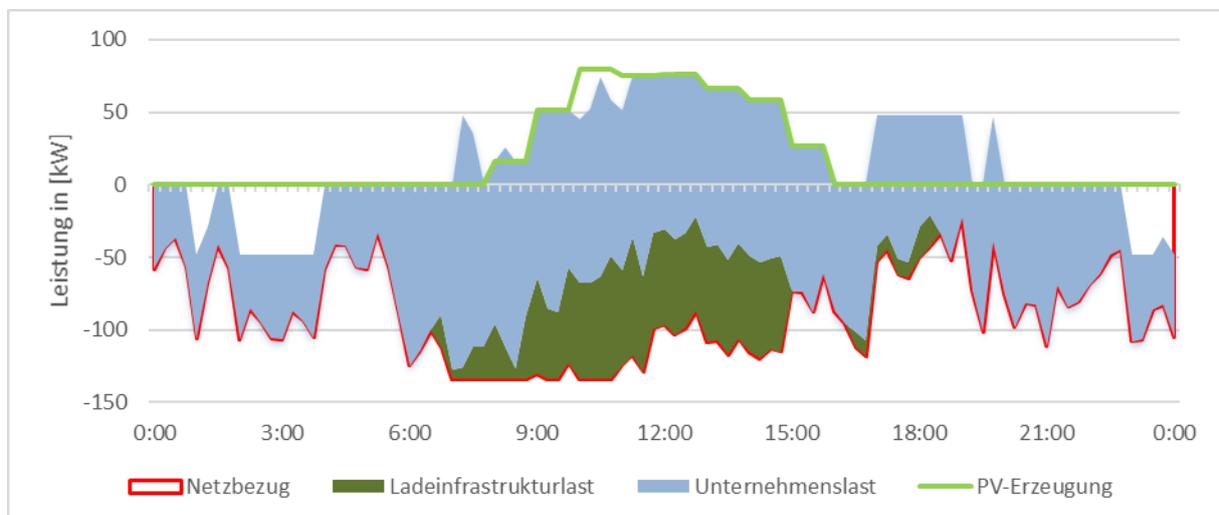


Abbildung 33: Simulation des 19.11.2019 im 80 %-Szenario mit der Ladestrategie „optimiert“ mit dynamischen Preisen

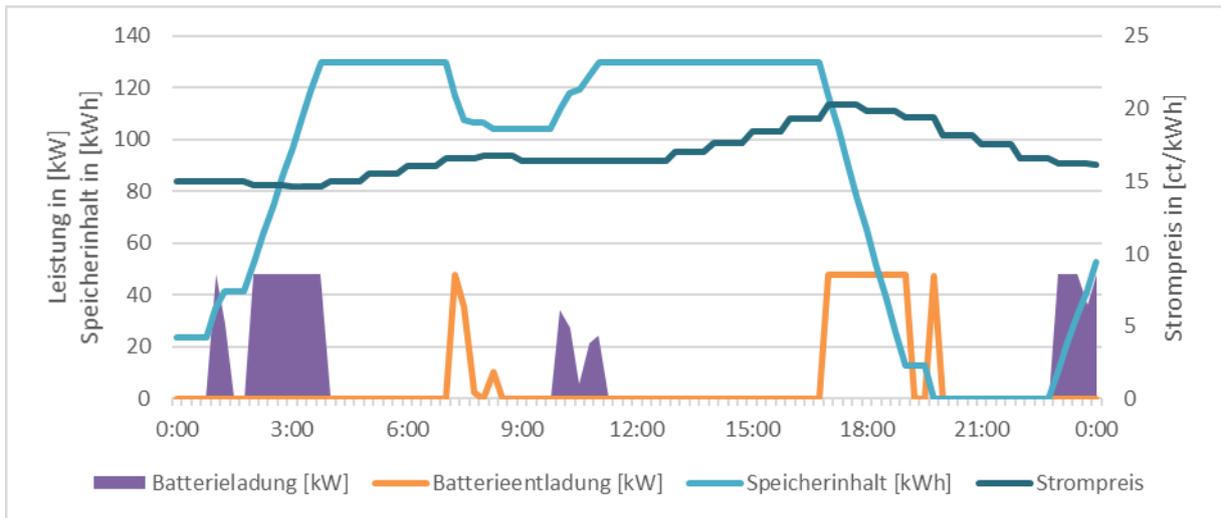


Abbildung 34: Speicherladung und -entladung am 19.11.2019 im 80 %-Szenario mit der Ladestrategie „optimiert“

5 Verwertung und Transfer

5.1 Vorstellungen/Präsentationen

Das Projekt wurde folgenden Veranstaltungen vorgestellt:

- Veranstaltung der INPUT-Projekte im Februar 2022
- Forum Umwelttechnik im April 2022
- Intersolar im Mai 2022
- KLiBA Juni 2022
- SolarCluster-Netzwerktreffen im Juni 2022

5.2 Weiternutzung der Ladeinfrastruktur und Vorbildcharakter

Die Ladeinfrastruktur von Eltroplan wird neben den Mitarbeitern auch Besuchern und der Öffentlichkeit angeboten werden. Dadurch soll die Umstellung von konventionellen auf batterieelektrische Fahrzeuge für alle attraktiver werden. Die Erkenntnisse aus den Simulationen und den zukünftigen Erfahrungen aus dem Betrieb des Lade- und Energiemanagements sollen auf Konferenzen veröffentlicht werden.

Durch das Projekt LuCa stieg das Interesse an PV-Carports und der Elektromobilität. Das zeigte sich dadurch, dass zwei weitere Unternehmen nach der Fertigstellung des PV-Carports ähnliche Projekte mit den gleichen Unterlieferanten begannen. Zum einen handelt es sich um das Unternehmen Oetiker, das ebenfalls einen PV-Carport inkl. Ladeinfrastruktur für Mitarbeiter errichten lässt und zum anderen um das Unternehmen Döpke, das eine Dach-PV-Anlage sowie Ladeinfrastruktur errichten lässt und sich zu dem für die Anschaffung von zwei E-LKWs entschieden hat.

Schließlich werden aufgrund der gesetzlichen Vorschriften des Landes Baden-Württemberg, bei neuen Parkplätzen ab 35 Stellplätzen eine PV Überdachung vorzusehen, vermehrt PV-Carports entstehen. Ein prominentes Beispiel ist der Parkplatz am neuen Bahnhof Merklingen an der ICE-Neubaustrecke zwischen Ulm und Stuttgart. Die Fragen des optimierten Ladens in Bezug auf die Stromkosten und die Netzbelastung werden sich immer wieder stellen. Insofern sind die Erkenntnisse aus dem Projekt sehr relevant, dass gesteuertes Laden in jedem Fall das Netz entlastet, sowie bei lokalem PV-Strom zusätzlich die Stromkosten senkt.

Es bleibt eine Herausforderung für die Regulierung, den Vorteil des gesteuerten Ladens für die Netze den Verbrauchern auch marktlich zur Verfügung zu stellen. Dahin gehen aktuelle Forderungen der Verbände, die im Zusammenhang mit dem aktuellen Entwurf der Novellierung des §14a EnWG geführt werden. ¹

¹ Siehe FAZ vom 29.01.2023 <https://m.faz.net/aktuell/wirtschaft/tesla-und-viessmann-machen-gegenvorschlaege-zur-stromrationierungen-18634924.html>

6 *Fazit und Ausblick*

Im Laufe des Projektes konnten zwar der PV-Carport und die Ladeinfrastruktur errichtet werden, jedoch war dies aus verschiedenen Gründen mit großen Verzögerungen verbunden. Nach Projektende konnte die Inbetriebnahme von vier der zehn Ladepunkte Anfang Januar 2023 temporär und des PV-Carports am 07.02.2023 erfolgen. Die restlichen Ladepunkte werden voraussichtlich im April 2023 in Betrieb genommen.

Die Mitarbeiterbefragung zeigte, dass die Belegschaft gegenüber der Elektromobilität sehr aufgeschlossen ist und Lademöglichkeiten am Arbeitsplatz in Anspruch nehmen würden und zum Teil auch benötigen, da sie keine Möglichkeit haben daheim zu laden.

Die Simulationen ergaben, dass ein Großteil des elektrischen Bedarfs der Ladeinfrastruktur durch den PV-Carport gedeckt werden kann. Dieser Anteil kann durch eine eigenverbrauchsoptimierte Ladestrategie maximiert werden. Es wurde auch der monetäre Mehrwert der Steuerung bei der Optimierung auf Börsenpreise aufgezeigt. Die Simulationen zeigten, dass mit einer „optimierten“-Ladestrategie die Ladekosten um bis zu 8,5 ct pro geladene Kilowattstunde reduziert werden können.

Nach Projektabschluss wird durch das ZSW voraussichtlich im April 2023 das Lademanagement bei der Eltroplan Engineering GmbH installiert und anschließend bis Juni 2023 evaluiert.