



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech

Schlussbericht vom 12. Dezember 2025

TEC-OFF

Techno-ökonomische Netzanschlussoptimierung für elektrische Güterflotten



Quelle: DPD (Schweiz) AG, 2022

**Subventionsgeberin:**

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.energieforschung.ch

Subventionsempfänger/innen:

DPD (Schweiz) AG
8107 Buchs
www.dpd.com/ch/de

ZHAW School of Engineering
CH-8400 Winterthur
www.zhaw.ch/de/engineering/

sun2wheel AG
CH-6012 Obernau
www.sun2wheel.com

novatlantis gmbh
CH-8005 Zürich
www.novatlantis.ch

Autorinnen und Autoren:

Ville Heimgartner, DPD (Schweiz) AG, ville.heimgartner@dpd.ch
Maike Scherrer, ZHAW School of Engineering, scek@zhaw.ch
Joel Weingart, ZHAW School of Engineering, weig@zhaw.ch
Sandro Schopfer, sun2wheel, sandro.schopfer@sun2wheel.ch
Regina Flury von Arx, novatlantis gmbh, regina.flury@novatlantis.ch
Marco Piffaretti, novatlantis gmbh, marco.piffaretti@task53.org
Jonas Rosenmund, IWB, jonas.rosenmund@iwb.ch
Samuel Pillichody, SBB, samuel.pillichody@sbb.ch
Michelle Aoun, SBB, michelle.aoun@sbb.ch

BFE-Projektbegleitung:

Luca Castiglioni, luca.castiglioni@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502716-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren / Autorinnen dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Eine Möglichkeit, um das Netto-Null Ziel der Schweiz zu unterstützen, ist die Elektrifizierung des Güterverkehrs. Dies ist alles andere als trivial. Die Fahrzeugflotte muss entsprechend der Bedürfnisse des Betreibers und wirtschaftlich betrieben werden können: Rechtzeitig geladen und bereit sein für den täglichen Einsatz.

Das vorliegende Projekt «Techno-ökonomische Netzanschlussoptimierung für elektrische Güterflotten» im Rahmen des Forschungsprogramms Mobilität mit einer Dauer von 1. November 2023 bis 31. Oktober 2025 soll dabei nicht nur Erkenntnisse für DPD und dessen Umschlagsplattform am Standort Wolf Basel liefern, sondern ebenso Entscheidungshilfen für weitere Standorte und andere Logistikdienstleister ergeben.

Das erste Projektjahr war dem Aufbau der Fallstudie Wolf, der Erfassung und Aufbereitung von Betriebsdaten sowie ökonomischer Daten für eine erste Version des techno-ökonomische Simulationsmodells als strategisches Modell der ZHAW und als operatives Modell von sun2wheel gewidmet. Diese beiden Modelle greifen ineinander und ergänzen sich zu einem ganzheitlichen Simulationsmodell.

Im zweiten Projektjahr wurden die beiden Modelle verfeinert und ausführlich getestet, um die Entscheidungsmechanismen zu validieren. Daran anschliessend wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um eventuelle «Tipping Points» des Modells zu ermitteln. Diese wirtschaftliche Analyse liefert wichtige Erkenntnisse, welche eine entscheidende Wissensgrundlage für die Konfiguration von elektrischen Lieferfahrzeugflotten und den zugehörigen Ladesystemen bilden. Die beiden Modelle sind neuartig und bieten für Anwender einen signifikanten Mehrwert durch die schnelle Auslegung eines optimalen Ladesystems und dessen Betrieb «auf Knopfdruck». Es kann von verschiedensten Akteuren, insbesondere Logistikdienstleistern, in der Standortkonfiguration für elektrische Lieferfahrzeug- und Schwerlastflotten eingesetzt werden.

Dieses strukturierte Vorgehen und das nun vorliegende holistische Verfahren, wie ein Standort unter Berücksichtigung der «Total Cost of Ownerships» (TCO) geplant und später auch betrieben werden kann, beinhaltet sämtliche Aspekte der Lade- und Energieinfrastruktur. Somit lassen sich bei der Elektrifizierung des Fuhrparks ebenfalls Solaranlagen sowie Speichersysteme (stationäre und/oder bidirektionale mobile Speicher) berücksichtigen. Neben den Anschaffungskosten für Energie- und Ladeinfrastruktur kann ebenfalls der Ausbau des Netzanschlusses berücksichtigt werden, um beispielsweise dem Schnellladebedürfnis von eLKW gerecht zu werden.

Für die DPD-Umschlagsplattformen Wolf Basel und Buchs wurde der Prozess der strategischen Dimensionierung der Lade- und Energieinfrastruktur durchgespielt. Da die Flottenkomposition und Möglichkeit/Bedürfnis Solarstrom zu produzieren und allenfalls zu speichern an verschiedenen Standorten unterschiedlich ist, bedarf es einer massgeschneiderten Auswertung pro Standort. Mit diesem strategischen Modell kann bereits früh abgeschätzt werden, welcher Anteil der Flotte mit Solarstrom geladen werden kann und ob es Sinn macht, einen Teil des geladenen Stroms wieder ins Gebäude zurückzuspeisen.

Neben dem strategischen Modell wurde ein weiteres Betriebsmodell entwickelt, welches mit der optimal ausgelegten Energieinfrastruktur (Ladeinfrastruktur, Grösse des Speichers und der PV-Anlagen) den optimalen Betrieb gewährleisten kann. Das Modell berücksichtigt Import-, Export- und Peak-Kosten auf voll dynamisierten 15 Min. Zeitfenstern (d.h. alle Input-Parameter können auf einer 15-Minuten-Basis angepasst werden) und berücksichtigt den nicht-linearen Zusammenhang zwischen Effizienz-Kurve und Lade- bzw. Entladeleistung. Auf dieser Basis lassen sich komplexe Ladepläne herleiten (inkl. Photovoltaik to Vehicle (PV2V), Vehicle to Building (V2B), Vehicle to Vehicle (V2V)), welche den Preispfad unter Berücksichtigung des Abfahrtszeitpunkts optimieren.

Die Modelle können unterschiedliche Komplexitäten berücksichtigen und diese ausgehend vom statischen Lastmanagement hin zum dynamischen Lastmanagement (Smart-Charging) steigern. Bei den analysierten Standorten hat sich gezeigt, dass der Netzanschluss meist viel zu hoch ausgelegt ist. Mittels Smart-Charging kann die nötige Leistungskapazität auf 1 kW pro Lieferfahrzeug reduziert



werden. Im Weiteren eignen sich Güterflotten sehr gut für dynamische Tarife: Im Gegensatz zum typischen Heimbetrieb können bei einer Fahrzeugflotte unter einem dynamischen Tarifsysteem mit bidirektionalem Laden die TCO optimiert werden, indem eine hohe Netto-Netzlast in tiefpreisige Perioden verschoben wird. Damit sind gegenüber reinem Smart-Charging weitere 30% Betriebseinsparungen möglich.

Résumé

L'électrification du transport de marchandises est l'un des moyens permettant d'atteindre l'objectif de zéro émission nette en Suisse. Cela n'a rien de trivial. La flotte de véhicules doit pouvoir être exploitée de manière économique et en fonction des besoins de l'exploitant : elle doit être rechargée à temps et prête à l'emploi quotidiennement.

Le projet « Optimisation technico-économique du raccordement au réseau pour les flottes de marchandises électriques » présenté dans le cadre du programme de recherche Mobilité, qui s'étend du 1er novembre 2023 au 31 octobre 2025, vise non seulement à fournir des informations à DPD et à sa plate-forme de transbordement sur le site de Wolf Basel, mais aussi à aider à la prise de décision pour d'autres sites et d'autres prestataires de services logistiques.

La première année du projet a été consacrée à l'élaboration de l'étude de cas Wolf, à la collecte et au traitement des données d'exploitation et des données économiques pour une première version du modèle de simulation technico-économique en tant que modèle stratégique de la ZHAW et modèle opérationnel de sun2wheel. Ces deux modèles s'imbriquent et se complètent pour former un modèle de simulation holistique.

Au cours de la deuxième année du projet, les deux modèles ont été affinés et testés de manière approfondie afin de valider les mécanismes décisionnels. Une analyse de sensibilité a ensuite été réalisée afin d'identifier les éventuels « points de basculement » du modèle. Cette analyse économique fournit des informations importantes qui constituent une base de connaissances décisive pour la configuration des flottes de véhicules de livraison électriques et des systèmes de recharge associés. Les deux modèles sont novateurs et offrent aux utilisateurs une valeur ajoutée significative grâce à la conception rapide d'un système de recharge optimal et à son fonctionnement « sur simple pression d'un bouton ». Ils peuvent être utilisés par divers acteurs, en particulier les prestataires de services logistiques, dans la configuration des sites pour les flottes de véhicules de livraison électriques et de poids lourds.

Cette approche structurée et la procédure holistique désormais disponible, qui permet de planifier et d'exploiter un site en tenant compte du « coût total de possession » (TCO), englobe tous les aspects de l'infrastructure de recharge et d'énergie. Ainsi, l'électrification du parc automobile peut également tenir compte des installations solaires et des systèmes de stockage (stockage stationnaire et/ou mobile bidirectionnel). Outre les coûts d'acquisition de l'infrastructure énergétique et de recharge, l'extension du raccordement au réseau peut également être prise en compte, par exemple pour répondre aux besoins de recharge rapide des camions électriques.

Le processus de dimensionnement stratégique de l'infrastructure de recharge et d'énergie a été simulé pour les plateformes de transbordement DPD de Wolf Basel et Buchs. La composition de la flotte et la possibilité/le besoin de produire et, le cas échéant, de stocker de l'énergie solaire variant d'un site à l'autre, une évaluation sur mesure est nécessaire pour chaque site. Ce modèle stratégique permet d'estimer très tôt la part de la flotte pouvant être rechargée à l'énergie solaire et de déterminer s'il est judicieux de réinjecter une partie de l'électricité rechargée dans le bâtiment.

Outre le modèle stratégique, un autre modèle d'exploitation a été développé, qui permet de garantir un fonctionnement optimal grâce à une infrastructure énergétique parfaitement dimensionnée (infrastructure de recharge, taille du stockage et des installations photovoltaïques). Le modèle prend en compte les coûts d'importation, d'exportation et de pointe sur des fenêtres temporelles de 15 minutes entièrement dynamisées (c'est-à-dire que tous les paramètres d'entrée peuvent être ajustés sur une



base de 15 minutes) et tient compte de la relation non linéaire entre la courbe d'efficacité et la puissance de charge ou de décharge. Sur cette base, il est possible de dériver des plans de recharge complexes (y compris Photovoltaic to Vehicle (PV2V), Vehicle to Building (V2B), Vehicle to Vehicle (V2V)), qui optimisent la trajectoire des prix en tenant compte de l'heure de départ.

Les modèles peuvent prendre en compte différents niveaux de complexité et les augmenter, passant d'une gestion statique de la charge à une gestion dynamique (charge intelligente). L'analyse des sites a montré que le raccordement au réseau est généralement surdimensionné. Grâce à la charge intelligente, la puissance nécessaire peut être réduite à 1 kW par véhicule de livraison. De plus, les flottes de marchandises se prêtent très bien aux tarifs dynamiques : contrairement à une utilisation domestique typique, le coût total de possession d'une flotte de véhicules peut être optimisé dans le cadre d'un système tarifaire dynamique avec recharge bidirectionnelle, en reportant une charge réseau nette élevée vers des périodes où les prix sont bas. Cela permet de réaliser 30 % d'économies supplémentaires par rapport à la recharge intelligente pure.

Summary

One way to support Switzerland's net-zero target is to electrify freight transport. This is anything but trivial. The vehicle fleet must be able to be operated in accordance with the operator's needs and in an economical manner: charged in good time and ready for daily use.

The project “Techno-economic grid connection optimization for electric freight fleets” within the framework of the Mobility Research Program, which ran from November 1, 2023, to October 31, 2025, was intended not only to provide insights for DPD and its transshipment platform at the Wolf site Basel, but also to provide decision-making support for other sites and logistics service providers.

The first year of the project was devoted to developing the Wolf case study, collecting and processing operating data and economic data for an initial version of the techno-economic simulation model as a strategic model for ZHAW and an operational model for sun2wheel. These two models are interlinked and complement each other to form a holistic simulation model.

In the second year of the project, the two models were refined and tested extensively to validate the decision-making mechanisms. This was followed by a sensitivity analysis to identify any tipping points in the model. This economic analysis provides important insights that form a crucial knowledge base for the configuration of electric delivery vehicle fleets and the associated charging systems. The two models are innovative and offer users significant added value through the rapid design of an optimal charging system and its operation “at the touch of a button.” It can be used by a wide range of players, especially logistics service providers, in the location configuration for electric delivery vehicle and heavy-duty fleets.

This structured approach and the now available holistic method for planning and subsequently operating a site, considering the total cost of ownership (TCO), covers all aspects of the charging and energy infrastructure. This means that solar systems and storage systems (stationary and/or bidirectional mobile storage) can also be considered when electrifying the vehicle fleet. In addition to the acquisition costs for energy and charging infrastructure, the expansion of the grid connection can also be considered, for example, to meet the fast-charging needs of electric trucks.

The process of strategic dimensioning of the charging and energy infrastructure was carried out for the DPD transshipment platforms in Wolf Basel and Buchs. Since the fleet composition and the possibility/need to produce and, if necessary, store solar power varies from location to location, a customized evaluation is required for each location. This strategic model can be used to estimate at an early stage what proportion of the fleet can be charged with solar power and whether it makes sense to feed part of the charged electricity back into the building.

In addition to the strategic model, another operating model was developed which can ensure optimal operation with the optimally designed energy infrastructure (charging infrastructure, size of the storage facility and PV systems). The model takes into account import, export, and peak costs on fully dynamic



15-minute time windows (i.e., all input parameters can be adjusted on a 15-minute basis) and considers the non-linear relationship between the efficiency curve and charging or discharging power. On this basis, complex charging plans can be derived (including Photovoltaic to Vehicle (PV2V), Vehicle to Building (V2B), Vehicle to Vehicle (V2V)), which optimize the price path taking into account the departure time.

The models can take different levels of complexity into account and increase them from static load management to dynamic load management (smart charging). The locations analyzed have shown that the grid connection is usually designed to be much too high. Smart charging can reduce the required power capacity to 1 kW per delivery vehicle. Furthermore, commercial fleets are very well suited to dynamic tariffs: in contrast to typical home use, a vehicle fleet can optimize its TCO under a dynamic tariff system with bidirectional charging by shifting a high net grid load to low-price periods. This enables a further 30% in operating savings compared to pure smart charging.



Kernbotschaften («Take-Home Messages»)

Take-Home-Message 1: «Ganzheitliche Betrachtung von Depotstandorte»

Die Elektrifizierung von Lieferflotten erfordert eine ganzheitliche Betrachtung von Depotstandorten als Energie- und Mobilitätshubs. Aufgrund standortspezifischer Unterschiede bei Energiebedarf, Flotteneinsatz, Netzkapazität und Infrastrukturbeschränkungen sind pauschale Strategien nicht zielführend. Eine datenbasierte, modellgestützte Standortanalyse ist entscheidend, um wirtschaftlich tragfähige und technisch realistische Investitionsentscheidungen zu treffen.

Take-Home-Message 2: «Optimierung der Ladestrategie»

Das strategische Optimierungsmodell zeigt, dass der optimale Mix aus PV-Anlage, stationärem Speicher und bidirektionalem Laden stark vom jeweiligen Depotbetrieb abhängt. Während bidirektionales Laden und intelligente Speicherlösungen erhebliche Kosteneinsparungen ermöglichen, sind Saisonalitäten und betriebliche Einschränkungen ausschlaggebend für ihre Wirksamkeit. Eine massgeschneiderte Planung jedes Standorts ist somit Voraussetzung für eine effiziente und resiliente Flottenelektrifizierung.

Take-Home-Message 3: «Prädiktives Modell ermöglicht neue Optimierungs-Möglichkeiten»

Das operative Modell für prädiktives Laden überwindet die Nachteile von bereits publizierten Modellen in der relevanten Literatur. Das Modell kann kombiniert Peak-Shaving und dynamische Tarifoptimierung durchführen und dabei völlig dynamische State of Charge- (SoC) Zielbänder einhalten (d.h. unterer und oberer Ziel-SoC können pro 15 Min. Zeitfenster definiert werden). Zudem berücksichtigt es den nicht-linearen Zusammenhang zwischen Round-Trip-Effizienz und Lade- bzw. Entladeleistung. Die Simulationsergebnisse des Modells und ein Praxistest zeigen, dass der Netzanschluss oft überdimensioniert wird. Am Standort Wolf reichten 10 kW Netzanschluss für 10 Fahrzeuge bei weitem aus.

Take Home Message 4: «Kostensenkungspotential durch dynamische Tarife»

Die Anwendung von dynamischen Tarifen (wie z.B. bei Groupe E) bringt für grosse Flotten entscheidende Vorteile gegenüber statischen Tarifen. Der grösste Teil der Ladeprozesse kann bei monodirektionalem Laden in die Nacht (typischerweise zwischen 2:00 Uhr und 5:00 Uhr) und damit in eine Tiefpreisperiode verschoben werden. Die Beispieloptimierungen mit dem operativen Modell und unter dynamischen Tarifen zeigen insbesondere grosses Potential bei bidirektionalem Laden und Speichern. Gegenüber monodirektionalem Smart-Charging kann mit bidirektionalem Laden nochmals 30 % Einsparung erzielt werden, was im dargestellten Use-Case über CHF 1'000 pro Lieferfahrzeug und Jahr bedeuten. Interessant ist dabei, dass diese Einsparungen nur minim sinken, wenn die genutzte Speicherkapazität von 100 % auf 40 % gesenkt wird.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	4
Summary	5
Kernbotschaften («Take-Home Messages»)	7
Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	10
Abkürzungsverzeichnis	11
1 Einleitung	12
1.1 Kontext und Motivation	12
1.2 Projektziele	12
2 Vorgehen, Methode, Ergebnisse und Diskussion	14
2.1 Fallstudie Areal Wolf Basel	14
2.2 Übersicht über die Simulationsmodelle	17
2.3 Strategisches Modell	18
2.3.1. Einleitung und Übersicht	18
2.3.2. Datenerhebung für das strategische Modell	20
2.3.3. Methodik des Strategischen Modells	22
2.3.4. Analyse und Ergebnisse am Fallbeispiel Areal Wolf Basel	24
2.3.5. Anwendung auf DPD Standort Buchs, Zürich	28
2.3.6. Schlussfolgerungen und Diskussion zum strategischen Modell	31
2.4 Operatives Modell	32
2.4.1. Zielvorstellung & Design	32
2.4.2. State of the Art	33
2.4.3. Modellierungsansatz	34
2.4.4. User Interface	35
2.4.5. Simulationsbeispiele	36
2.4.6. Insights aus der Wolf-Flotte	40
3 Schlussfolgerungen und Ausblick	41
4 Nationale und internationale Zusammenarbeit	41
5 Publikationen und andere Kommunikation	41
6 Literaturverzeichnis	42



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schema der Energiequellen, -speichersysteme und -verbraucher	13
Abbildung 2:	Das Areal Wolf Basel befindet sich links des Gleisfeldes in der Nähe des Hauptbahnhofes SBB	14
Abbildung 3:	Betriebsstandort DPD auf dem Areal Wolf Basel	15
Abbildung 4:	Für die Simulationsmodelle werden Inputdaten aus unterschiedlichsten Quellen kombiniert	16
Abbildung 5:	Schema der Stromversorgung Areal Wolf Basel	17
Abbildung 6:	Integration von strategischem und operativem Modell	18
Abbildung 7:	Schematische Darstellung der Ladeinfrastruktur einer Distributionsbasis	20
Abbildung 8:	Methodischer Aufbau des strategischen Modells – Kombination aus statischer TCO-Analyse und dynamischem Optimierungsmodell	22
Abbildung 9:	Modellergebnis Verlaufsdiagramm des Energieinhalts der Fahrzeuge für das Pilotszenario	24
Abbildung 10:	Ergebnisse des Pilotszenarios	25
Abbildung 11:	Strombezugskosten bei Konfigurationsvariation am Standort Wolf Basel in Abhängigkeit der Nennleistung PV-Anlage	26
Abbildung 12:	Aufteilung der Energiequellen nach Konfigurationsvariante und der Nennleistung PV-Anlage am Standort Wolf Basel	27
Abbildung 13:	Strombezugskosten bei Variation der stationären Batteriekapazität und dem der Nennleistung PV-Anlage am Standort Wolf Basel	27
Abbildung 14:	TCO-Kosten inklusive Strombezugskosten von PV-Anlage und stationärer Batterie bei Variation der Konfiguration am Standort Wolf Basel	28
Abbildung 15:	Strombezugskosten in Bezug zur Nennleistung PV-Anlage am Standort Buchs	29
Abbildung 16:	Strombezugskosten bei Variation der stationären Batteriekapazität und der Nennleistung PV-Anlage am Standort Wolf Basel	30
Abbildung 17:	TCO-Kosten inklusive Strombezugskosten von PV-Anlage und stationärer Batterie für unterschiedliche Konfigurationen am Standort Buchs	31
Abbildung 18:	Teile des User-Interfaces des entwickelten Algorithmus	35
Abbildung 19:	Simulationen mit einem Fahrzeug, Beispiel 1	36
Abbildung 20:	Simulationen mit einem bidirektionalen Fahrzeug und zwei monodirektionalen Fahrzeugen, Beispiel 2	37
Abbildung 21:	Wochensimulation mit einem bidirektionalen Fahrzeug, Beispiel 3	38
Abbildung 22:	Ladekurven der Elektroautos am Standort Wolf (ohne Intervention)	40
Abbildung 23:	Aktives Lastmanagement mit 10 kW Restriktion ab 1.5.2025	40



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Daten und Erhebungsmethoden für die Fallstudie Areal Wolf Basel	15
Tabelle 2: Benötigte Daten für TCO-Optimierungsmodell (Strategisches Modell)	21
Tabelle 3: Überblick über die Ergebnisse der durchgeführten Literaturrecherche	33
Tabelle 4: Inputgrößen des Modells / Algorithmus	34
Tabelle 5: Einsparungen in Abhängigkeit der für das bidirektionale Laden genutzten Speicherkapazität	39



Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
DSO	Distribution System Operators (Verteilnetzbetreiber (VNB))
eLKW	Elektro-Lastwagen
EV	Elektrofahrzeuge (Electro Vehicles)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
HAK	Hausanschlusskasten (Point of Supply PoS)
IWB	Industrielle Werke Basel
KTT	Knowledge & Technology Transfer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt Peak
LCC	Life Cycle Costing (Lebenszykluskosten)
LEC	Local Energy Community (Lokale Energieverbrauchsgemeinschaft LEG)
LEG	Lokale Energieverbrauchsgemeinschaft (Local Energy Community LEC)
MILP	Mixed-Integer Linear Program (Gemischt-ganzzahliges lineares Programm)
PCC	Peak Charging Capacity (Spitzenladekapazität)
PoS	Point of Supply (Hausanschlusskasten HAK)
PV	Photovoltaik
PV2V	Photovoltaik zu Vehicle (Vernetzung der Photovoltaikanlage mit dem EV)
ROI	Return on Investment
SCA	Self Consumption Association (Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ZEV)
SoC	State of Charge (Batterieladezustand)
SoH	State of Health (Batteriezustand/-leistungsfähigkeit)
TCO	Total Cost of Ownership
V2B	Vehicle to Building (Vernetzung von EVs mit einem Gebäude)
V2G	Vehicle to Grid (Vernetzung von EVs untereinander und mit dem Stromnetz)
V2H	Vehicle to Home (Vernetzung von EVs mit einem Wohnhaus)
V2V	Vehicle to Vehicle (Vernetzung von EVs untereinander)
V2X	Vehicle to everything (Vernetzung von EVs untereinander und mit ihrer Umwelt)
VNB	Verteilnetzbetreiber
WP	Work Package
WTT	Wissens- und Technologietransfer
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (Self Consumption Association SCA)
ZHAW	Zürcher Hochschule der Angewandten Wissenschaften



1 Einleitung

1.1 Kontext und Motivation

Eine Möglichkeit, das Netto-Null Ziel der Schweiz zu unterstützen, ist die Elektrifizierung des Güterverkehrs. Dies ist alles andere als trivial. Die Fahrzeugflotte muss entsprechend der Bedürfnisse des Betreibers wirtschaftlich betrieben werden können: Rechtzeitig geladen und bereit sein, für den täglichen Einsatz.

Die begrenzte Leistungskapazität des Netzanschlusspunktes des Betriebsareals stellt eines der Hauptprobleme dar, die Kosten für einen Netzausbau können jedoch prohibitiv hoch sein. Die Literatur zeigt, dass ohne ein gesteuertes Ladeverfahren das gesamte Potenzial zur Elektrifizierung von Güterverkehrsflotten und zur Verringerung der Kohlenstoffemissionen nicht ausgeschöpft werden kann. Dennoch ist die Frage, wie die Ladung der Elektrofahrzeuge (EV) so gesteuert werden kann, dass die Flotte abgestimmt auf die Bedürfnisse des Flottenbetreibers einsatzbereit ist und die Kosten minimiert werden, noch nicht gelöst (Lu et al., 2023). Bestehende Forschungsarbeiten behandeln eine Optimierung des Flottenbetriebs unter verschiedenen Randbedingungen, wie z. B. dem Ladeverhalten und der Optimierung der Fahrdistanzen (Bektas et al., 2019), aber nicht unter der Voraussetzung, dass zwar die Flotte zu den geplanten Zeiten aufgeladen und betriebsbereit ist, aber die dafür benötigte Energie flexibel zu Zeiten genutzt wird, in denen sie wirtschaftlich am günstigsten ist. Das zeitlich dynamische Aufladen der Flotte wird vernachlässigt (Lu et al., 2023), obwohl geschätzt wird, dass mehr als 80 % der Lebenszyklusemissionen beim Laden von E-Fahrzeugen von Zeit und Ort abhängen (Tamayao et al., 2015). Auch die Lebenszykluskosten von E-Fahrzeugen hängen massgeblich von der genutzten Ladeinfrastruktur ab. Folglich sind strategische Überlegungen zum Laden und zur vorgehaltenen Ladeinfrastruktur im Zusammenspiel mit dem Netz von entscheidender Bedeutung (Rupp et al., 2020), auch wenn sie selten zu finden sind (Lu et al., 2023).

Die resultierenden Energieeinsparungen und Nachhaltigkeitsaspekte werden die Netto-Null-Ziele der Schweiz unterstützen: Heute sind 1.7 % der rund 500'000 immatrikulierten Güterverkehrsfahrzeuge elektrifiziert (BFS, 2024). Die jährliche Fahrleistung im Strassengüterverkehr verursacht ca. 3.02 Millionen Tonnen CO_{2eq}-Emissionen. Die Lösung, die im vorliegenden Projekt erarbeitet wurde, leistet einen Beitrag für die Einsparung dieser Emissionen.

DPD hat sich zum Ziel gesetzt, seine Güterflotte bis ins Jahr 2035 vollständig auf elektrischen Antrieb umzustellen. Die Klärung der technischen Machbarkeit, abhängig von den lokalen Standortbedingungen sowie die Abschätzung der Kosten verschiedener Ausbau- und Betriebsvarianten, ist deshalb entscheidend bei der Planung der Umstellung.

1.2 Projektziele

Das Ziel des Projektes war die Entwicklung und Folgenabschätzung von Massnahmen, die auf dem Betriebsgelände und mit der Infrastruktur des Güterflottenbetreibers umgesetzt werden können und die einen Netzausbau hinauszögern oder sogar unnötig machen. Mit Hilfe von technisch-ökonomischen Simulationen auf der Basis realer Daten wurde analysiert, wie verschiedene Massnahmen – auch in Kombination – wirken. Alternativen für Energieerzeugung, Energiespeicherung und Lastmanagement wurden entwickelt, um den Herausforderungen eines begrenzten Netzanschlusses zu begegnen. Abbildung 1 stellt die verschiedenen Komponenten schematisch dar, welche im Zusammenspiel ein optimales betriebswirtschaftliches und CO₂-armes Betreiben eines Logistikzentrums ermöglichen.

Mit diesem Projekt wurden folgende Fragen beantwortet:

- 1) Inwieweit kann der Ausbau des Netzanschlusses durch die Umsetzung der folgenden Massnahmen minimiert werden und wie hoch sind die Kosten und Vorteile von
 - a. Smart Charging mit individualisiertem Ladeplan für jedes einzelne Logistiktfahrzeug?
 - b. Integration von Pufferbatterien für den Zweitgebrauch nach der Nutzungsphase in EVs?



c. Einsatz von bidirektionalen EVs und entsprechender bidirektionaler Ladeinfrastruktur?

- 2) Wie können die oben genannten Massnahmen die verfügbare Speicherkapazität (durch Zweitbatterien und/oder bidirektionale EVs) erhöhen? Kann diese Speicherkapazität bei geringer Flottenauslastung system- und netzdienlich, in Lokalen Energieverbrauchsgemeinschaften (LEG), in Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV), Spotmärkten usw. genutzt werden, um die Total Costs of Ownership (TCO) durch Vermarktung von Flexibilität zu senken?
- 3) Welche Laderegimes müssen installiert werden, um die Betriebsfähigkeit der Flotte bei bekannten Abfahrtszeiten und Tourenlängen zu gewährleisten?
- 4) Welcher Anteil der Frachtflotte kann zu welchen Kosten mit einer oder mehrerer der oben genannten Massnahmen aufgeladen werden?
- 5) Welche Anforderungen müssen an einem ZEV oder LEG Standort erfüllt sein, damit ein Logistikdienstleister von niedrigen Energiekosten profitieren kann?

Dafür wurden

- A) eine Softwarelösung für intelligentes Laden (individualisierte Ladepläne von EVs) zur Optimierung der Lade-Kapazitäten für die gesamte Flotte) entwickelt, (siehe Kapitel 2.4)
- B) die Wirkung des Einsatzes von Second-Use-Batterien nach der Nutzungsphase in EV (Laden bei geringem Energiebedarf innerhalb des Betriebsareals und Entladen bei hohem Energiebedarf) (siehe Kapitel 2.3), und
- C) die Wirkung des Einsatzes von bidirektionalen EVs unter denselben Prinzipien wie B (siehe Kapitel 2.3), sowie
- D) die zusätzlichen Einnahmen durch Flexibilitätsangebote sowohl in der Form von unidirektionalem Laden (V1G) als auch in der Form bidirektionalen Ladens (V2G), abgeschätzt (siehe Kapitel 2.4).

Die Optimierung umfasst auch die bestmögliche Schnittstelle zum Verteilernetzbetreiber (VNB) in Bezug auf die Leistungsebene und die Option eines eigenen Transformators (Spannungsebene), damit die Anforderungen eines VNB an einem Point of Supply (PoS, Hausanschlusskasten HAK) erfüllt werden können. Zudem bietet der PoS die Möglichkeit, einen intelligenten Zähler für dynamische Preisgestaltungssysteme durch den VNB einzusetzen.

Die Ergebnisse des Projektes zeigen, wie sich die verschiedenen Massnahmen auf die Gesamtwirtschaftlichkeit einer Güterverkehrsflotte in Bezug auf die Gesamtbetriebskosten (TCO) und die Lebenszykluskosten (LCC) auswirken.

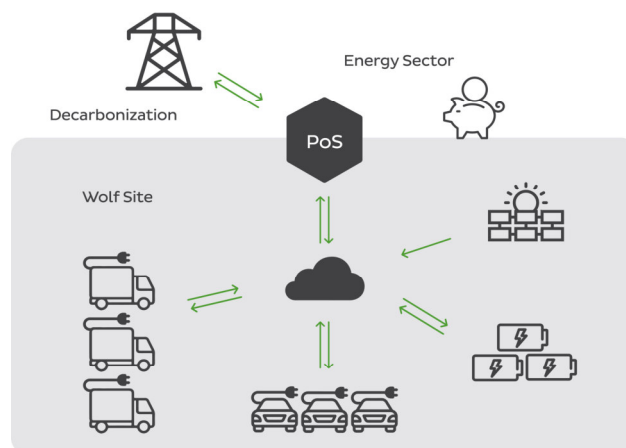


Abbildung 1: Schema der Energiequellen, -speichersysteme und -verbraucher



2 Vorgehen, Methode, Ergebnisse und Diskussion

2.1 Fallstudie Areal Wolf Basel

Als Ort der Fallstudie diente das Areal Wolf Basel, welches im Eigentum der SBB ist. Das Areal des ehemaligen Güterbahnhofs umfasst 16.7 Hektar. Bis vor kurzem beherbergte es verschiedene Bahn- und bahnahe Einrichtungen, wie das Terminal für kombinierten Verkehr, den Freiverlad, den Cargo-Domizil Standort und diverse Logistiknutzungen, wie diejenige der DPD. Nun befindet es sich am Beginn einer Transformation: Es bietet, dank seiner zentralen Lage in unmittelbarer Nähe zum Bahnhof SBB, grosses städtebauliches Entwicklungspotenzial. Der internationale Güterverkehr in der Region Basel soll verlagert werden und zukünftig zum Gateway Basel Nord umziehen. Im Areal selbst eröffnet sich die Möglichkeit, die derzeitigen Logistiknutzungen neu zu organisieren. Dadurch werden, vor allem im westlichen und südlichen Teil, beträchtliche Flächen für Umnutzungen frei. Der nordöstliche Teil des Areals wird als Containerterminal durch SBB-Cargo weiterhin genutzt werden, während im westlichen und mittleren Teil, im Zuge der Veränderungen, Wohnungen und Gewerbeflächen entstehen sollen.



Abbildung 2: Das Areal Wolf Basel befindet sich links des Gleisfeldes in der Nähe des Hauptbahnhofes SBB

In diesem Areal war von 2021 bis Spätsommer 2025 ein Betriebsstandort von DPD angesiedelt. Durch die intensive Planungs- und Entwicklungstätigkeit, die ehrgeizigen Nachhaltigkeitsziele der SBB sowie die Absicht, hochwertige und einmalige Projekte zu entwickeln, hat sich für DPD die Gelegenheit ergeben, mit den Standortpartnern SBB und Industriellen Werken Basel, auf dem Areal Wolf Basel eine Fallstudie durchzuführen.

Am DPD-Betriebsstandort Wolf Basel wurde die Situation eingehend analysiert, die zukünftigen Anforderungen elektrifizierter Flotten definiert und mögliche technisch-ökonomische Massnahmen zur Optimierung der Ladeinfrastruktur sowie des Betriebs evaluiert.



Abbildung 3: Betriebsstandort DPD auf dem Areal Wolf Basel

1) Datenerhebung

Die Flotte am Betriebsstandort der DPD auf dem Areal Wolf in Basel umfasste 10 Zustellfahrzeuge und ebenso viele Ladestationen. Die Fahrzeuge legten im Tagesdurchschnitt in 7 Std. 40 Min 39 km zurück und stellten an 111 Stopps Sendungen zu.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Input-Daten, die im Areal Wolf Basel für die beiden Simulationsmodelle dienten. Die Inbetriebnahme der Photovoltaikanlage (PV-Anlage) mit einer Leistung von 60 kWp und einer 220 kWh Batterie hat sich verzögert. Die PV-Anlage und der ZEV wurden nur für ca. 2 Monate betrieben, bevor mit dem Rückbau des Standorts gestartet wurde. Der ZEV wurde durch Upvolt organisiert und durch Primeo abgerechnet.

Tabelle 1: Daten und Erhebungsmethoden für die Fallstudie Areal Wolf Basel

Data	Beschrieb	Quelle
Fahrzeug-Betriebsdaten von 10 Fahrzeugen	zurückgelegte Distanz, Betriebszeiten, Standzeiten, Stopps	DPD, Geotab (Dongles)
Fahrzeug-Batterie & Verbrauchsdaten	Fahrzeug-Ladelimit, Fahrzeugverbräuche, Kapazität Fahrzeugbatterie	DPD, Geotab (Dongles) & Designwerk Backend
Kosten	Fahrzeugkosten Lieferfahrzeuge & eLKW, stationäre Batterien (Verkaufspreis und kWh Kosten pro stationäre Batterie)	DPD, Offerten von Mercedes, Ford, VW, Designwerk
Second Use Batteriedaten	Speicherkapazitäten und Ladeleistungen	DPD, Designwerk
Geplante Umstellung auf Elektroantrieb	Ausbauplanung, geplante Fahrzeugbeschaffung	DPD
Daten zum Stromnetz	Netzanschluss Daten & Gebühren (Netz-Ausbaukosten klein, mittel, gross, Leistungstarif, Energietarif) Flexibilitäten	IWB, Swissgrid, Groupe e



Strombedarf Areal	Normallast und Spitzenbedarf	SBB
PV-Produktionsrate pro kW installierte Leistung	Tagesganglinien	Zählerdaten Upvolt / Primeo
Öffentlich verfügbare Daten	Kantonale Fördermassnahmen, Strassen- und Infrastrukturdaten, Steuern	Diverse Quellen



Abbildung 4: Für die Simulationsmodelle werden Inputdaten aus unterschiedlichsten Quellen kombiniert

2) Standort Wolf Basel aus der Sicht der Stromversorgung

Die SBB haben um den Bahnhof Basel SBB ein grösseres Arealnetz mit eigenen Transformatorstationen und beziehen die elektrische Energie auf der Mittelspannungsebene (Netzebene 5) aus dem Netz der Industriellen Werke Basel (IWB). Das Areal vom Güterbahnhof Wolf wird aktuell über dieses Arealnetz mit Strom versorgt und eine der Transformatorstationen dieses überlagerten Arealnetzes befindet sich auf dem Wolf. Auf der Niederspannungsebene (Netzebene 7, 400 V) verteilen die SBB den Strom bis zu den Mietparteien innerhalb des Areals Güterbahnhof Wolf. Auf Basis einer Vereinbarung zwischen den SBB und IWB werden die Strombezüge direkt durch IWB abgerechnet.

Mehrere der Strombezüge, darunter DPD und UpVolt, schlossen sich gegen Ende der Projektzeit zu einem ZEV zusammen. Damit können sich PV-Produktion, stationäre und mobile Speicher (DPD-Fahrzeuge) sowie Verbraucher möglichst gut ergänzen, sodass ein möglichst geringer Leistungsbezug (Leistungsspitze) und keine oder geringe PV-Überschussrückspeisung resultiert.

Mit den mittelfristigen Änderungen in der Arealnutzung wird auch die Stromversorgungsinfrastruktur komplett neu geplant. Die bestehende Transformatorstation hat die technische Nutzungsdauer erreicht und mit der Transformation des Areals wird der Leistungsbedarf deutlich höher liegen als heute. Mit



dem Aufbau der neuen Stromversorgung wird auch die Situation zwischen SBB und IWB bereinigt werden. Voraussichtlich wird der Güterbahnhof Wolf aus dem übergeordneten Mittelspannungsnetz der SBB gelöst, sodass IWB künftig die Strombezüge oder ZEVs direkt beliefert. Die Planungen diesbezüglich haben begonnen, stehen aber noch am Anfang. Im Grundsatz wird aller Voraussicht nach DPD mit weiteren Partnern auch künftig Teil eines ZEVs auf dem Areal sein. Dieser wird aber nicht am aktuellen Standort sein, sondern im Logistikbereich der erst 2030 umgebaut wird.

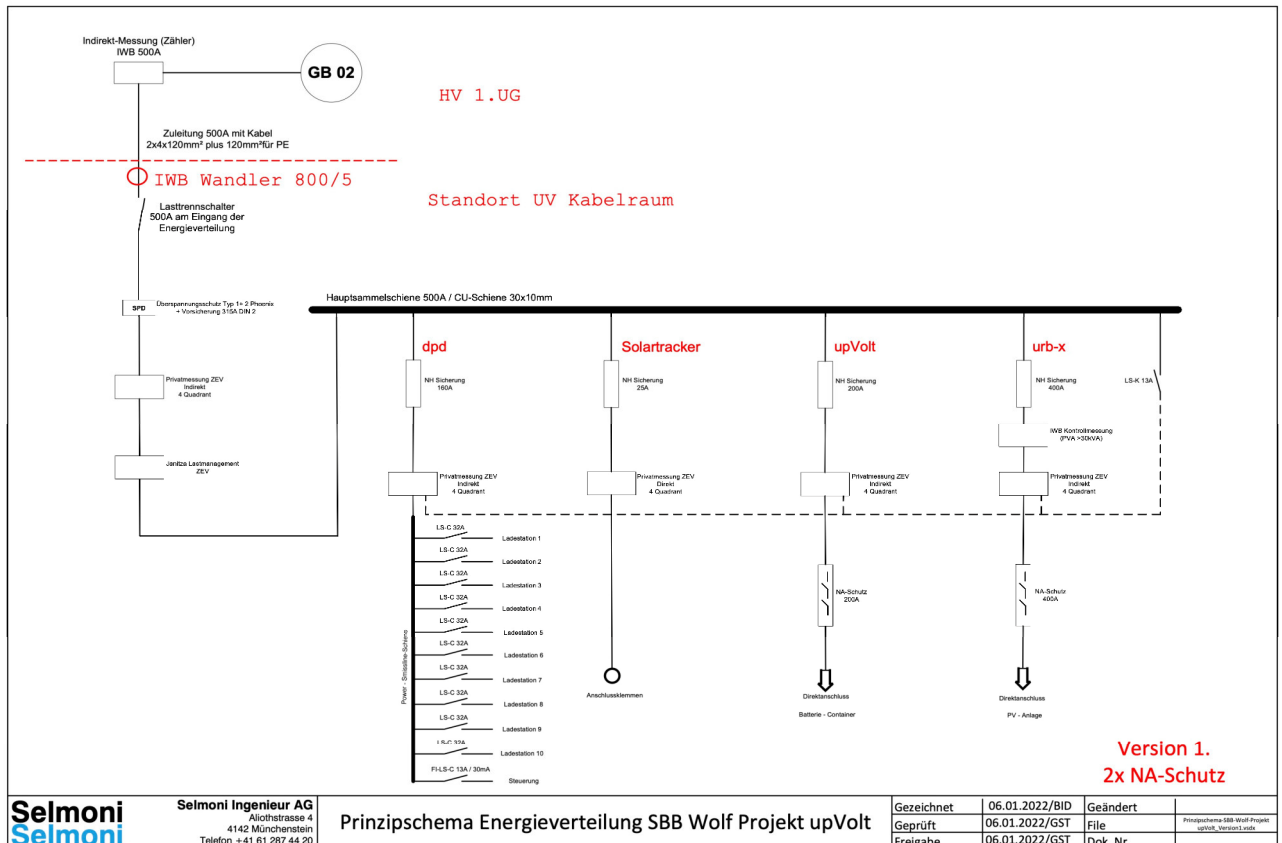


Abbildung 5: Schema der Stromversorgung Areal Wolf Basel

Im Verlaufe des Projektes hat sich gezeigt, dass insbesondere für das strategische Modell ein weiterer Betriebsstandort von DPD untersucht werden muss, um die Sensitivitäten des Modells ausdrücken zu können (siehe Seite 19).

2.2 Übersicht über die Simulationsmodelle

Das Projektteam hat sich entschlossen basierend auf realen Daten des Areals Wolf Basel zwei mathematische Modelle aufzubauen, welche einen unterschiedlichen Detailgrad und unterschiedliche Sensitivitäten aufweisen und somit verschiedene Aspekte der TCO einer elektrischen Gütertransportflotte beleuchten können:

- **Strategisches Modell:** Das strategische Modell verwendet einen holistischen Ansatz und agiert auf einer strategischen, langfristigen Planungsebene. Ziel des Optimierungsmodells ist die Ermittlung einer kosten-minimalen Infrastruktur- bzw. Asset-Konfiguration für eine elektrische



Lieferfahrzeugflotte, analog einer TCO-Betrachtung. Das Modell betrachtet die Investitionskosten für Ladeinfrastruktur und Fahrzeuge, sowie die Entwicklung eines neuartigen Optimierungsmodells zur Abschätzung der operativen Kosten des Betriebs.

- **Operatives Modell:** Das operative Modell setzt den Fokus auf den Betrieb und geht vorerst von einer bereits definierten Infrastruktur / Assets aus. Danach wird für jedes Fahrzeug bzw. jeden Speicher (unabhängig davon, ob er mono-, bidirektional oder stationär ist) eine Optimierung durchgeführt, welche vollständig mit dynamischen Tarifen und mit lokaler Solarproduktion kombiniert werden kann.

Die Interaktion der beiden Modelle ist in Abbildung 6 dargestellt. Das strategische Optimierungsmodell ermittelt die kostenoptimale Systemkonfiguration für einen bestimmten Standort. Der Output des Modells, z.B. Grösse der PV-Anlage, die Kapazität des Batteriespeichers, oder die Dimensionierung des Netzanschlusses, dient dem operativen Modell als Input. Dieses optimiert in höherem Detailgrad den täglichen Flottenbetrieb und die Auslastung der Ladeinfrastruktur inkl. Begrenzungen des Netzanschlusses. Im nachfolgenden werden diese zwei Modelle beschrieben.

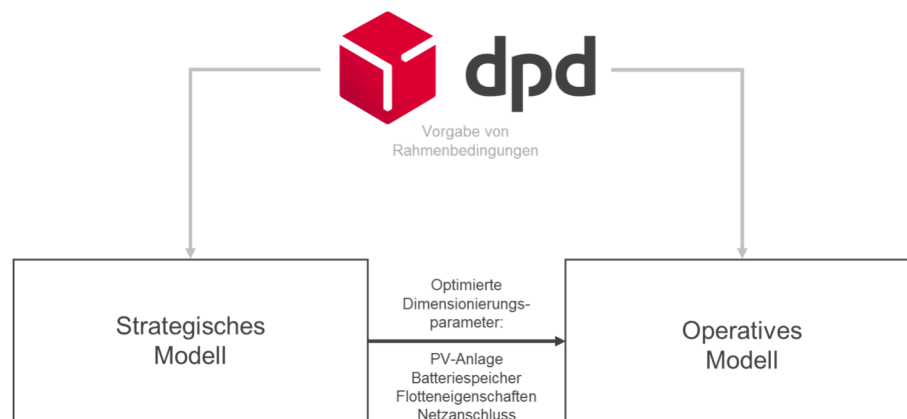


Abbildung 6: Integration von strategischem und operativem Modell

2.3 Strategisches Modell

2.3.1. Einleitung und Übersicht

Im Rahmen der Hochskalierung der Elektrifizierung von Lieferflotten übernehmen Depotstandorte zunehmend eine zusätzliche Rolle als Elektromobilitätshubs. Logistikdepots, die traditionell mit geringen Energieverbräuchen auskommen, müssen parallel zur Entwicklung und Vergrößerung der Flotten auch ihre Energieinfrastruktur schrittweise ausbauen, um den elektrischen Betrieb zu unterstützen. Dies ist häufig mit erheblichen Herausforderungen verbunden, da Unsicherheiten über die erforderliche Anschlussleistung, notwendige Investitionen in Photovoltaikanlagen, stationäre Speicher und Ladeinfrastruktur bestehen. Die Bestimmung dieser Parameter ist ohne eine tiefgehende Datenanalyse und modellgestützte Bewertung kaum möglich.

Aus diesem Grund wurde im Rahmen des Forschungsvorhabens eine umfassende Wirtschaftlichkeitsanalyse zur Elektrifizierung von Zustellflotten an Depotstandorten durchgeführt. Ziel ist die Bewertung der TCO unter Berücksichtigung sowohl der Fahrzeugflotte als auch der erforderlichen stationären Infrastruktur. Die Untersuchung dient als Entscheidungsgrundlage für eine wirtschaftlich tragfähige und technisch umsetzbare Elektrifizierung von Lieferflotten in der Schweiz.



Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Bewertung der Energieinfrastruktur. Das entwickelte Modell unterstützt die Bestimmung der laufenden Betriebskosten sowie die Quantifizierung potenzieller Erlöse aus dem Energieaustausch zwischen verschiedenen Systemkomponenten. Dies ist insbesondere bei komplexen Infrastrukturen, wie stationären Batteriespeichern, bidirektionalem Laden oder Photovoltaikanlagen, von Bedeutung, da deren wirtschaftlicher Nutzen für Betreiber nur schwer direkt quantifizierbar ist. Darüber hinaus ermöglicht das Modell die Dimensionierung der benötigten Netzanschlussleistungen und unterstützt die Optimierung der Betriebsstrategie im laufenden Betrieb. Die Analyse basiert auf einem strategischen Optimierungsmodell, das die Gesamtkosten des Ladebetriebs elektrischer Lieferfahrzeuge minimiert und gleichzeitig alle relevanten technischen und wirtschaftlichen Einflussgrössen berücksichtigt. Das Modell vereint Ansätze der Investitions- und Betriebskostenrechnung mit einer dynamischen Simulation der Energieflüsse zwischen Fahrzeugen, PV-Anlage, stationärem Batteriespeicher und Netzanschluss.

Im Vordergrund berücksichtigt werden:

- die Dimensionierung der PV-Anlage und des Netzanschlusses,
- die Grösse und Leistungsfähigkeit des stationären Batteriespeichers,
- die Batteriekapazität der Fahrzeuge und deren Ladegeschwindigkeit,
- das Potenzial für bidirektionales Laden (Vehicle-to-Grid, V2G),
- sowie die Zuordnung der jeweiligen Investitions- und Betriebskosten.

Das strategische Modell verfolgt einen langfristigen Planungsansatz, um die Dimensionierung zentraler Infrastrukturkomponenten zu optimieren und Investitionsentscheidungen datenbasiert zu unterstützen. Hauptziel ist die Minimierung der TCO durch ein optimales Zusammenspiel von Kapitalaufwand, Betriebskosten und möglichen Erlösen aus Eigenstromnutzung von PV-Strom.

Während in der Literatur häufig kurzzeitige Betrachtungen über wenige Wochen durchgeführt werden, verfolgt das vorliegende Modell ausdrücklich das Ziel, ein vollständiges Kalenderjahr abzubilden.

Dies bietet mehrere Vorteile:

- Saisonale Schwankungen – insbesondere die Übergangszeiten im Frühling und Herbst – werden vollständig berücksichtigt.
- Die zeitliche Latenz von Energiespeicherung über mehrere Wochen kann realistisch abgebildet werden, was insbesondere bei grossen Energiespeichern relevant ist.
- Die Dimensionierung der Energieinfrastruktur kann auch unter Berücksichtigung längerer Phasen geringer PV-Erträge erfolgen, was bei rein wochenweiser Betrachtung nicht ausreichend möglich ist.

Zur exemplarischen Anwendung wird das Modell auf zwei Standorte des Projektpartners DPD Schweiz angewendet:

- 1) das Depot Wolf Basel, welches als Fallstudie des Projekts dient, sowie auf
- 2) das grössere Depot Zürich Buchs als Vergleichsstandort mit deutlich höherem Energiebedarf.

Die Gegenüberstellung dieser beiden Standorte erlaubt es, die Wirtschaftlichkeit und Systemauslegung unter unterschiedlichen Betriebsgrössen und infrastrukturellen Rahmenbedingungen zu analysieren.

Die schematische Darstellung der modellierten Ladeinfrastruktur ist in Abbildung 7 ersichtlich.

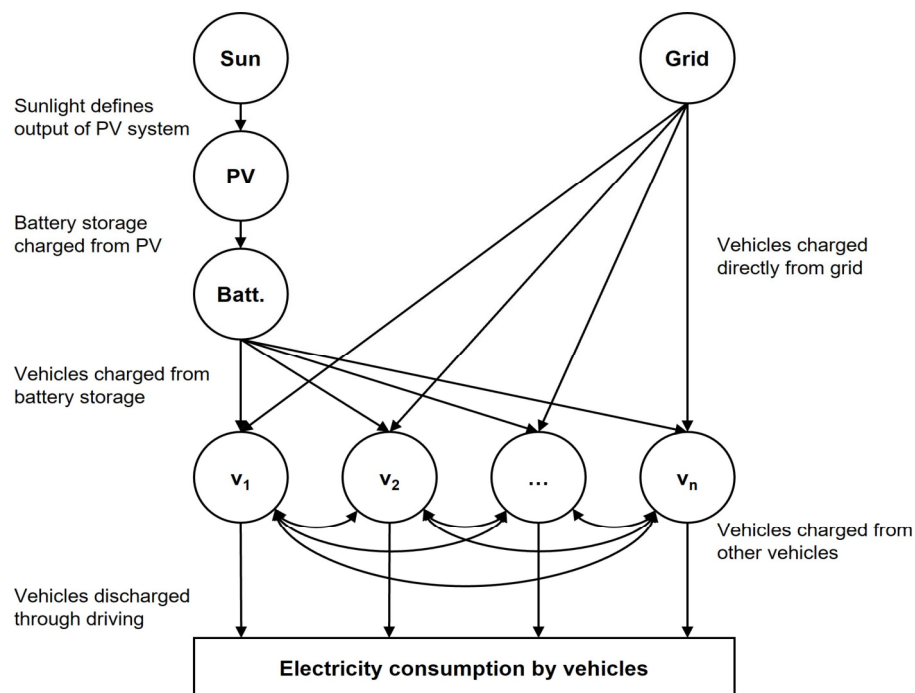


Abbildung 7: Schematische Darstellung der Ladeinfrastruktur einer Distributionsbasis

2.3.2. Datenerhebung für das strategische Modell

Die Datengrundlage des strategischen Modells basiert auf realen Betriebs-, Verbrauchs- und Kostendaten des Projektpartners DPD Schweiz sowie ergänzenden Informationen der Technologie- und Energiepartner. Diese Kombination aus Primär- und Sekundärdaten bildet die Basis für eine realitätsnahe Abbildung der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen an den untersuchten Depotstandorten.

Im übergeordneten Transportprozess werden die auszuliefernden Pakete durch elektrische Lastwagen (eLKW) von den regionalen Verteilzentren zu den Zustellbasen transportiert. Von dort übernehmen elektrische Kleintransporter die Verteilung auf der «letzten Meile». Die Kleintransporter Fahrzeuge sind mit dem Telematiksystem «Geotab» ausgestattet, das Fahrten, Energieverbräuche und Ladevorgänge kontinuierlich erfasst. Diese Daten werden über eine Onlineplattform exportiert und zur Ermittlung von Energieprofilen, Lastgängen und Nutzungsmustern ausgewertet. Für den eLKW liegen aggregierte Verbrauchsdaten aus dem Regelbetrieb vor. Da dieser auf standardisierten Routen eingesetzt wird, können typisierte Verbrauchswerte verwendet werden.

Weitere energieintensive Verbraucher am Depotstandort werden explizit miteinbezogen, auch wenn diese keinen Bezug auf den Liefer-/Fahrzeugverkehr haben. Darunter fällt beispielsweise die Paketsortieranlage, welche eine erhebliche Energieleistung benötigt und zu verschiedenen Tageszeiten operativ ist. Am Standort der Fallstudie Wolf Basel ist keine Paketsortieranlage verbaut. Am DPD Standort Buchs, ZH ist eine Paketsortieranlage und entsprechende Leistungsdaten vorhanden.

Ergänzende Angaben zu Netzanschlussleistungen und Energietarifen wurden vom Energieversorger IWB, resp. für den Standort Buchs von DPD, bereitgestellt. Dazu zählen die maximale Anschlussleistung, mögliche Ausbauoptionen sowie die aktuell gültigen Energie- und Leistungstarife. Diese Daten bilden die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für das Optimierungsmodell.

Zusätzlich wurden PV-Erzeugungsprofile auf Stundenbasis über das Jahr 2024, Batteriespezifikationen, sowie lokale Stromtarife mit dynamischen Preisstrukturen berücksichtigt. Diese hohe zeitliche Auflösung



erlaubt Simulationen über vollständige Jahreszyklen und stellt sicher, dass saisonale Schwankungen in PV-Erzeugung und Energiebedarf realitätsnah abgebildet werden.

Die in das Optimierungsmodell einflussenden Daten sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Benötigte Daten für TCO-Optimierungsmodell (Strategisches Modell)

Daten	Beschrieb	Quelle
PV-Leistungsfaktor	Abhängig von der Uhrzeit des Tages verändert sich der PV-Output. Unterscheidung Frühling, Sommer, Herbst, Winter	sun2wheel, IWB, ZHAW
Netzanschluss-Limit (derzeit)	Maximaler Ladestrom, welcher über den Netzanschluss bezogen werden kann. Dies ist die Obergrenze für die totale Ladeleistung aller Fahrzeuge gleichzeitig	IWB, DPD
Netzanschluss-Limit (Ausbaustufen)	Mögliche Ausbaustufen des Netzschlusses und jeweilige Kosten (spezifisch für Anwendungsfall Areal Wolf Basel)	IWB
Fahrzeug-Ladelimit	Maximaler Ladestrom des Fahrzeuges «v»	DPD, Geotab
Fahrzeug-Verbrauch	Stromverbrauch Fahrzeug «v» in Zeitperiode «t» durch Fahren	DPD, Geotab
Kapazität Fahrzeugbatterie	Batteriekapazität von Fahrzeug «v»	DPD
Grid-Kosten	Kosten je kWh, welche aus dem Stromnetz bezogen wird (Berücksichtigung Energietarif / Leistungstarif)	IWB, DPD
kWp-Kosten	Kosten je installiertem kW-Peak Solarleistung (fix / variabel)	Recherche, aktuelle Marktdaten
kWh-Kosten	Kosten je installierter kWh stationärer Batteriekapazität (fix / variabel)	Recherche, aktuelle Marktdaten
Fahrzeugkosten	Fixe und variable Kosten für Anschaffung und Betrieb der benötigten Fahrzeugflotte, inkl. Ladesäulen	Recherche, aktuelle Marktdaten, DPD
Ladeeffizienz Fahrzeuge	Effizienzfaktor beim Laden und bidirektionalem Laden von Fahrzeugbatterien	Recherche, sun2wheel
Ladeeffizienz Batterie	Effizienzfaktor beim Laden des stationären Batteriespeichers	Recherche, sun2wheel
Verbrauchsprofil von weiteren Verbrauchern	Verbrauchsprofile von weiteren, energieintensiven Verbrauchern, wie zum Beispiel einer Paketsortieranlage	DPD



2.3.3. Methodik des Strategischen Modells

Die methodische Grundlage des strategischen Modells erlaubt sowohl eine konventionelle Berechnung der TCO als auch eine detaillierte Simulation der resultierenden Betriebskosten und Energieflüsse unter realen Last- und Erzeugungsbedingungen. Die Prozessschritte dieses Ansatzes sind in Abbildung 8 abgebildet. Die Aufteilung in zwei Module ist in der Aufteilung auf die zwei grossen Blöcke dargestellt:

- 1) eine statische, traditionelle Analyse, die Investitions- und Wartungskosten, klassisch bilanziert auf der linken Seite der Grafik.
- 2) eine dynamische Optimierung, die zusätzlich zeitabhängige Einflüsse und die gegenseitigen Wechselwirkungen aller Systemkomponenten berücksichtigt, auf der rechten Seite der Grafik.

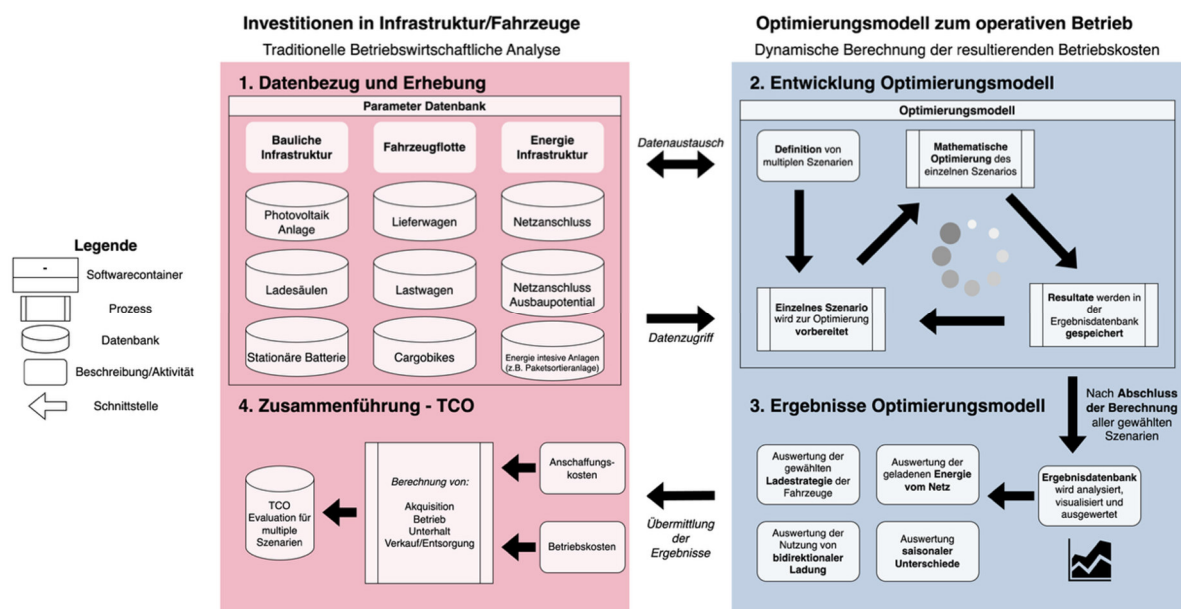


Abbildung 8: Methodischer Aufbau des strategischen Modells – Kombination aus statischer TCO-Analyse und dynamischem Optimierungsmodell

Die Prozessschritte von 1 bis 4, wie in Abbildung 8 dargestellt, werden im Folgenden genauer erklärt:

1) Datenbezug und Erhebung

Im ersten Schritt werden alle Eingangsparameter für beide Module in einer zentralen Datenbank zusammengeführt. Diese umfasst technische, wirtschaftliche und betriebliche Daten zu Fahrzeugflotte, Photovoltaikanlage (PV), stationärem Batteriespeicher, Ladeinfrastruktur sowie Netzanschluss. (vgl. Tabelle 2).

Die Grundlage bilden reale Betriebs- und Verbrauchsdaten des Projektpartners DPD Schweiz, ergänzt durch Angaben des Energieversorgers IWB zu Netzanschlussleistungen, Ausbaupoptionen und dynamischen Stromtarifen.

2) Entwicklung des Optimierungsmodells

Kernstück des Ansatzes ist ein mathematisches Optimierungsmodell, das die Wechselwirkungen zwischen der Elektrofahrzeugflotte, der PV-Stromerzeugung vor Ort, der stationären



Energiespeicherung und dem Netzanschluss abbildet. Das Modell ist als gemischt-ganzzahliges lineares Programm (Mixed-Integer Linear Programme, MILP) formuliert und in Python mit dem Gurobi-Solver implementiert.

Ziel ist die Minimierung der Strombezugskosten aus dem Netz, wobei gleichzeitig die Lade- und Entladevorgänge der Fahrzeuge optimiert werden. Alle Berechnungen unterliegen technischen und betrieblichen Restriktionen wie Ladezustand der Fahrzeuge, Stationskapazitäten, Netzanschlussgrenzen und Effizienzverlusten beim Be- und Entladen.

Das Modell arbeitet in einem szenariobasierten Rahmen, in dem unterschiedliche Parameter, wie PV-Systemgrößen, Batterie- und Fahrzeugkapazitäten, Ladeleistungen oder bidirektionale Ladeoptionen, systematisch variiert werden. Jedes Szenario stellt einen eigenständigen Optimierungslauf dar; die Ergebnisse werden in einer zentralen Ergebnisdatenbank gespeichert, um eine vergleichende Auswertung zu ermöglichen.

Die Szenarioauswahl orientiert sich an praktischen Rahmenbedingungen der untersuchten Standorte (z. B. verfügbare Dachflächen, technische Limitierungen, Energiepreise, Ladezeiten) und deckt einen breiten Parameterraum ab, um Kompromisse und optimale Systemkonfigurationen zu identifizieren.

3) Ergebnisse des Optimierungsmodells

Die Simulationsergebnisse eines einzelnen Szenarios liefern zentrale Kennwerte wie:

- optimale Lade- und Entladestrategien der Flotte,
- Eigenverbrauchs- und Autarkiegrade,
- Netzabhängigkeit und Spitzenlastverhalten,
- Effizienz der bidirektionalen Energieflüsse,
- saisonale Schwankungen in PV-Ertrag und Netzbezug,
- resultierende Energiekosten und Einsparpotenziale.

Die Resultate werden in der Ergebnisdatenbank gespeichert und zur grafischen Aufbereitung genutzt, um Lademuster, Batterienutzungsprofile und Energiequellenanteile übersichtlich darzustellen.

4) Zusammenführung – TCO-Berechnung

Die aus der Optimierung gewonnenen dynamischen Betriebskosten werden mit den Ergebnissen der statischen Kostenanalyse (Investition, Wartung, Abschreibung) zusammengeführt.

Damit ergibt sich eine konsistente Berechnung der TCO, die sowohl kurzfristige betriebliche als auch langfristige strategische Effekte berücksichtigt.

Aufgrund der Wechselwirkungen zwischen den Systemkomponenten ist das Optimierungsproblem inhärent komplex: Eine grössere PV-Anlage kann etwa die Abhängigkeit von stationären Batterien verringern, wenn Fahrzeuge während der Ertragszeiten verfügbar sind und direkt geladen werden können. In der Praxis hängt dieser Effekt jedoch stark von Fahrzeugverfügbarkeit, Ladeleistung und Speichergrösse ab. Dies sind Faktoren, die im Modell dynamisch abgebildet werden.

Das entwickelte Modell bietet somit ein Entscheidungsinstrument zur ganzheitlichen Bewertung von Investitionen und Betriebskosten und ermöglicht eine präzise Dimensionierung von PV-Anlagen, Batteriespeichern, Ladeinfrastruktur und Netzanschlussleistungen. In den Ergebnissen werden im Folgenden nur die TCO-Berechnungen für die Energieinfrastruktur berücksichtigt und die Fahrzeuge betont nicht inkludiert. Es wird angenommen, dass die elektrischen Fahrzeuge in jedem Fall angeschafft werden, weshalb die Gesamtbetriebskosten der Fahrzeuge in jedem Fall anfallen.



2.3.4. Analyse und Ergebnisse am Fallbeispiel Areal Wolf Basel

Das Areal Wolf Basel ist das zentrale Untersuchungsobjekt des Projektes. DPD betreibt dort während der Projektzeit eine Flotte von zehn Elektrolieferfahrzeugen, die jeweils einer eigenen Ladestation zugeordnet sind. Durchschnittlich legen die Fahrzeuge täglich 39 Kilometer in 7 Stunden und 40 Minuten zurück und halten 111 Mal. Die Installation einer 60-kWp-PV-Anlage und eines stationären 220-kWh-Batteriespeichers wurden vorgesehen, um den Bedarf der Elektrofahrzeuge und weiterer Verbraucher vor Ort zu decken. Zusätzlich wird angenommen, dass im Depot ein eLKW stationiert ist, der nachts täglich rund 400 km zurücklegt und tagsüber an einer Gleichstrom-Schnellladestation parkt. Aufgrund weiterer Energieverbraucher am Standort steht in der aktuellen Konfiguration nur eine Netzkapazität von 173 kWp zum Laden der Fahrzeugflotte zur Verfügung. Das Stromtarifmodell verfügt über einen Hoch- und Niedertarif in Höhe von 0.2575 und 0.202 CHF.

Auswertung Pilotszenario

Unter Verwendung der Betriebs- und Erzeugungsdaten des gesamten Jahres 2024 wurden die Ergebnisse des Pilotszenarios in zwei Abbildungen dargestellt. In Abbildung 9 ist der Energieverlauf der Fahrzeuge als direktes Resultat der Simulationsrechnung ersichtlich. Obwohl die Darstellung in erster Linie den zeitlichen Verlauf der Energieflüsse zeigt und daher nur begrenzt Aufschluss über die Gesamtergebnisse bietet, lassen sich einige charakteristische Muster erkennen.

So ist deutlich sichtbar, dass der eLKW (rote Linie) regelmässig bis zum Kapazitätslimit seiner Batterie geladen wird. Auch der Ladeverlauf des stationären 220-kWh-Batteriespeichers (blaue Linie) ist erkennbar und zeigt über das Jahr hinweg deutliche saisonale Unterschiede:

Während in den Sommermonaten vermehrt PV-Energie zwischengespeichert wird, verändert sich das Ladeverhalten in den Frühjahrs-, Herbst- und Wintermonaten aufgrund geringerer PV-Erträge und höherer Netzhängigkeit. Da die Einzeldarstellung auf Fahrzeugebene nur eine eingeschränkte Aussagekraft hinsichtlich der wirtschaftlichen und systemischen Zusammenhänge besitzt, werden im weiteren Verlauf ausschliesslich aggregierter Kennwerte und Vergleichsszenarien analysiert.

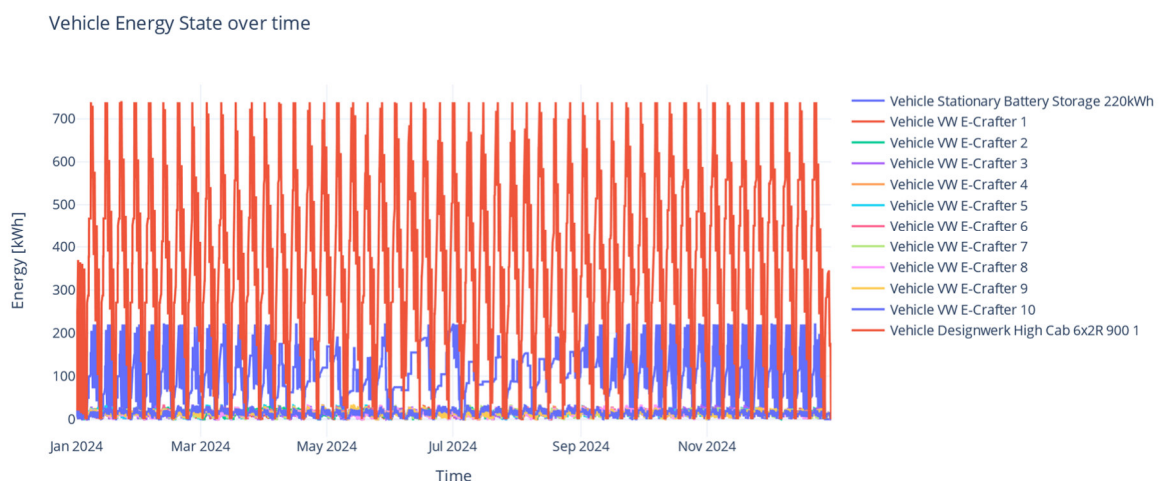


Abbildung 9: Modellergebnis Verlaufsdiagramm des Energieinhalts der Fahrzeuge für das Pilotszenario

Abbildung 10 zeigt nun die aggregierten Werte für das Pilotszenario. Die Photovoltaikleistung (grüne Kurve, unterstes Bild) folgt dem erwarteten jahreszeitlichen Verlauf mit geringeren Erträgen im Winter und den höchsten Werten während der Sommermonate. Im Tagesverlauf führen die längeren Sommertage zu einer grösseren Überlappung zwischen PV-Erzeugung und der Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Depot. Dadurch kann ein grösserer Anteil der Fahrzeugflotte direkt mit Solarstrom geladen werden, der ansonsten aufgrund der Einsatzzeiten nicht genutzt werden könnte.



Dieser saisonale Effekt zeigt sich auch in der Nutzung des bidirektionalen Ladens (gelbe Kurve, mittleres Bild in Abbildung 10), welche sowohl das Laden und Entladen des stationären Batteriespeichers als auch mögliche Vehicle-to-Vehicle-Prozesse abbildet. Während die Nutzung im Sommer geringer ausfällt, da die PV-Erträge hoch sind und die Fahrzeuge durch die längeren Tageszeiten auch bei Sonnenschein und PV-Stromproduktion teilweise verfügbar sind, gewinnt das bidirektionale Laden insbesondere in den Sonnenschein-schwachen Monaten an Bedeutung. In dieser Zeit wird der stationäre Batteriespeicher vermehrt während günstiger Niedrigtarifzeiten aus dem Netz geladen und anschliessend zur Versorgung der Fahrzeuge genutzt.

Der Netzstrombezug (blaue Kurve, oberstes Bild in Abbildung 10) ist insbesondere in den Wintermonaten deutlich höher, da die PV-Erzeugung nicht ausreicht, um den Energiebedarf der Flotte zu decken. Im Sommer hingegen reduziert die stärkere Eigenstromnutzung den Netzbezug deutlich, was sich in einer flacheren Kostenkurve (rote, kumulierte Kostenkurve) widerspiegelt. Damit wird der Einfluss saisonaler Schwankungen auf die Betriebskosten klar ersichtlich: Die PV-Erträge senken im Sommer die Energiekosten signifikant, während in den Wintermonaten ein stärkerer Rückgriff auf Netzstrom erforderlich bleibt.

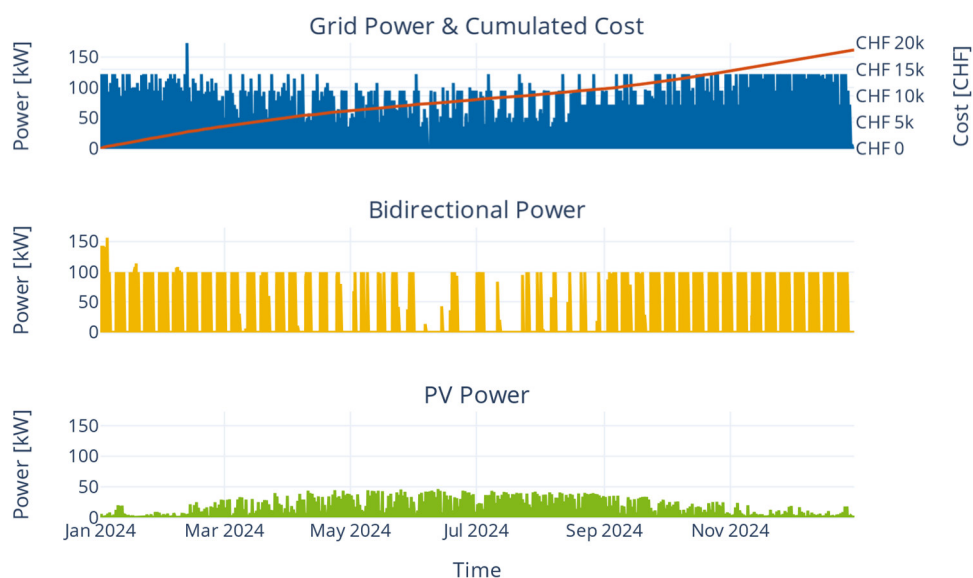


Abbildung 10: Ergebnisse des Pilotszenarios

Auswertung Parametervariation

In der folgenden Analyse wird untersucht, wie sich die Variation der PV-Leistung auf die jährlichen Energiekosten aus dem Netzbezug auswirkt. Abbildung 11 zeigt auf der x-Achse die installierte PV-Leistung in kWp und auf der y-Achse die daraus resultierenden Energiekosten. Die verschiedenen Linien repräsentieren unterschiedliche Infrastruktur-Konfigurationen des Depots:

- **Rot:** Keine stationäre Batterie und keine bidirektionale Ladefähigkeit; PV-Energie kann ausschliesslich direkt in die Fahrzeuge geladen oder ins Netz abgegeben werden.
- **Blau:** Stationäre Batterie mit einer Kapazität von 220 kWh installiert.
- **Hellblau:** Stationäre Batterie (220 kWh) installiert, zusätzlich bidirektionales Laden des eLKW (739 kWh) möglich.
- **Hellgrün:** Stationäre Batterie (220 kWh) installiert, sowohl der eLKW (739 kWh) als auch die Zustellfahrzeuge verfügen über bidirektionale Ladefähigkeit.
- **Dunkelgrün:** Nur bidirektionales Laden der Fahrzeuge (eLKW und Zustellfahrzeuge), jedoch ohne stationäre Batterie.



Über alle Varianten hinweg zeigt sich ein zunächst linearer Rückgang der Netzbezugskosten mit zunehmender PV-Leistung. Ab einer bestimmten Anlagengrösse flacht die Kurve ab, und die zusätzlichen Einsparungen werden deutlich geringer. Dies ist darauf zurückzuführen, dass nicht mehr die gesamte PV-Erzeugung direkt für das Laden der Fahrzeuge genutzt werden kann. Durch den Einsatz eines stationären Batteriespeichers kann dieser Punkt zwar zu höheren PV-Kapazitäten verschoben werden, tritt jedoch auch dort schliesslich ein.

Bei der bidirektionalen Ladefähigkeit ohne stationären Speicher verläuft die Kurve zunächst ähnlich wie jene ohne Energiespeicher, da in beiden Fällen alle Fahrzeuge während ihrer Verfügbarkeit optimal geladen werden. Sobald jedoch der Punkt der abnehmenden Kosteneinsparung erreicht ist, zeigt sich ein Vorteil der bidirektionalen Konfiguration: Überschüssige Energie kann zwischen den Fahrzeugen flexibel ausgetauscht und somit besser genutzt werden.

Alle Szenarien mit stationärem Batteriespeicher erzielen bereits ohne PV-Anlage eine deutliche Kosteneinsparung. Dies liegt daran, dass die Batterie gezielt während Niedertarifzeiten geladen werden kann und damit eine Lastverschiebung zugunsten günstiger Strompreise ermöglicht.

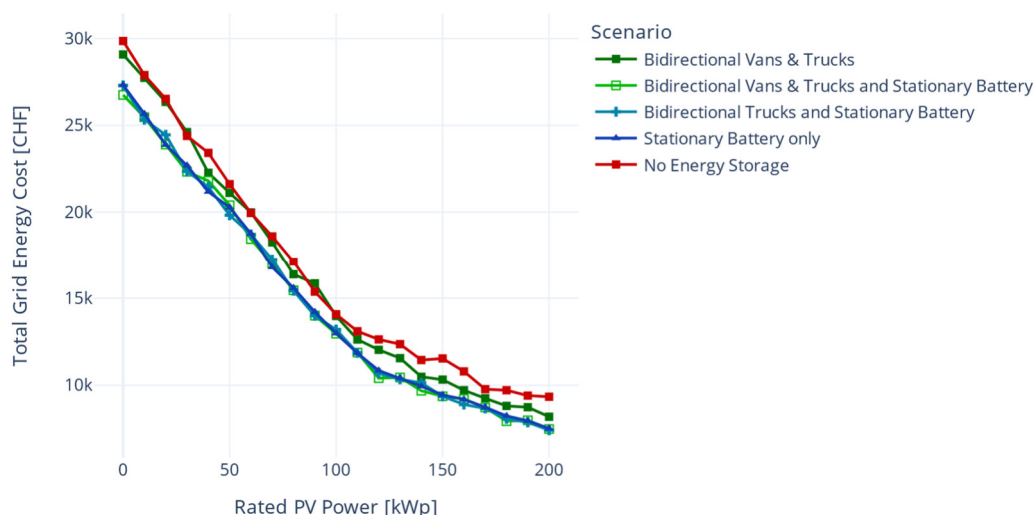


Abbildung 11: Strombezugskosten bei Konfigurationsvariation am Standort Wolf Basel in Abhängigkeit der Nennleistung PV-Anlage

Wird die Aufteilung der bezogenen Energie in Abbildung 12 betrachtet, zeigt sich, dass selbst bei einer starken Skalierung der Photovoltaikanlage nur etwa zwei Drittel des gesamten Energiebedarfs durch PV-Strom gedeckt werden können (grüne Balken). Ab diesem Punkt stellt sich ein asymptotisches Verhalten ein, bei dem zusätzliche PV-Leistung kaum noch zur Reduktion des Netzbezugs (blaue Balken) beiträgt.

Diese Begrenzung ist in erster Linie auf die Saisonalität der PV-Erzeugung zurückzuführen: Während in den Sommermonaten regelmässig PV-Überschüsse entstehen, reicht die Stromproduktion im Winter, selbst bei grosser installierter Leistung und erweitertem Speicher, nicht aus, um den Bedarf vollständig zu decken.

Grössere Speichersysteme und bidirektionales Laden können daher vor allem kurzfristige Schwankungen oder mehrtägige Schlechtwetterphasen ausgleichen, tragen jedoch nicht zur vollständigen energetischen Autarkie über die Wintermonate bei.

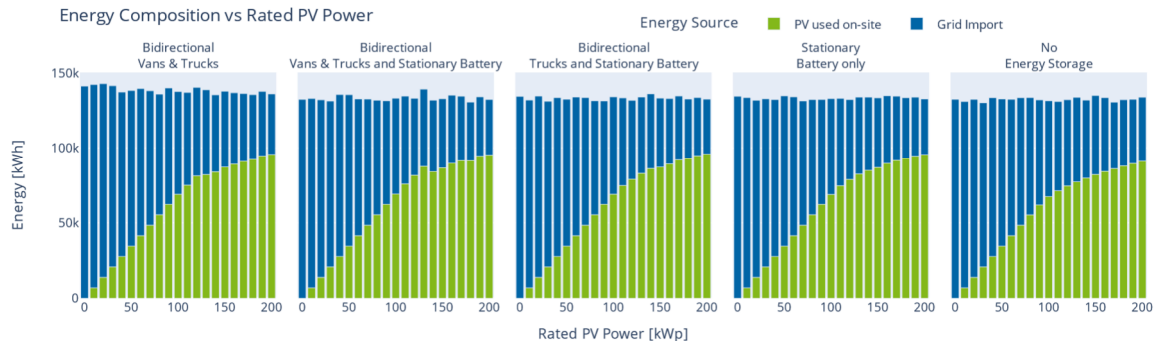


Abbildung 12: Aufteilung der Energiequellen nach Konfigurationsvariante und der Nennleistung PV-Anlage am Standort Wolf Basel

Werden anstelle der Ladeinfrastrukturkonfiguration nun die Kapazitäten des stationären Batteriespeichers in 40-kWh-Schritten variiert, ergibt sich ein ähnliches Bild wie in der vorherigen Analyse. Zunächst ist in Abbildung 13 erkennbar, dass bereits ohne PV-Anlage (0 kWp) eine Kostenersparnis erzielt werden kann. Diese resultiert unmittelbar aus der Nutzung der Hoch- und Niedertarifstruktur: je grösser die Batterie, desto mehr Energie kann in Niedertarifzeiten bezogen und später wieder genutzt werden.

Mit zunehmender PV-Leistung zeigt sich jedoch, dass eine Erweiterung der stationären Speicherkapazität über 80 kWh hinaus keine nennenswerten zusätzlichen Einsparungen mehr bewirkt. Grössere Speicher können nicht mehr effektiv genutzt werden, da die PV-Erzeugung in diesen Grössenordnungen bereits den grössten Teil der tagsüber benötigten Energie abdeckt.

Dies bedeutet allerdings nicht, dass der gesamte Energiebedarf durch die PV-Anlage gedeckt wird. Die Saisonalität der PV-Erzeugung spielt hierbei eine entscheidende Rolle.

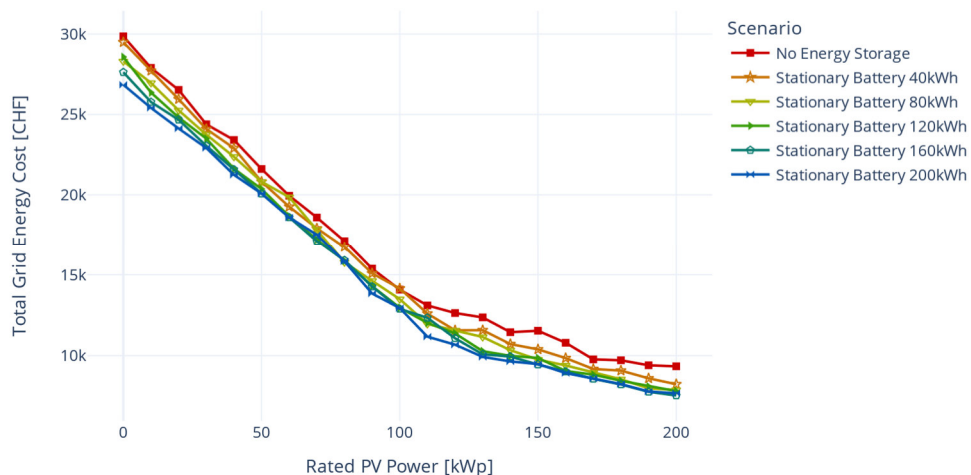


Abbildung 13: Strombezugskosten bei Variation der stationären Batteriekapazität und dem der Nennleistung PV-Anlage am Standort Wolf Basel

Werden nun die Investitionskosten der PV-Anlage und der stationären Batterie miteinbezogen, kann eine Kostenkurve für den TCO des Gesamtsystems gezogen werden. Für die vorliegende Berechnung wurden Kosten für die PV-Anlage von 1000 CHF/kWp einbezogen, welche über eine Laufzeit von 20



Jahren amortisiert werden. Für den stationären Energiespeicher wurden Kosten von 500 CHF/kWh angenommen, welche über 15 Jahre amortisiert werden. Für die bidirektionale Infrastruktur wurde keine Mehrkosten angenommen. Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass dies nur Richtwerte sind und tatsächliche Kosten abweichen können. Abweichende Kosten verschieben den Arbeitspunkt der Analyse und sind daher, identisch zu allen anderen Variablen des Modells, stark abhängig von Evaluationsobjekt.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 14 dargestellt. Erneut ist ein linearer Absenkungspfad der Energiekosten über alle Konfigurationsvarianten hinweg erkennbar. Aufgrund der erforderlichen Investitionssumme für den stationären Speicher zeigen sich die Varianten mit reinem bidirektionalem Laden oder ohne zusätzliche Energiespeichertechnologie an diesem Standort als deutlich kostengünstiger im Unterhalt.

Der Effekt des bidirektionalen Ladens wird erst ab einer PV-Anlagenleistung von rund 100 kWp wirksam. Bei einer weiteren Erhöhung der PV-Kapazität über diesen Wert hinaus steigen die Energiekosten wieder leicht an, da die zusätzliche PV-Leistung nicht mehr zu weiteren Einsparungen führt. Die Grafik verdeutlicht zudem die Vorteile des bidirektionalen Ladens, insbesondere dann, wenn die entsprechende Infrastruktur bereits vorhanden ist und somit Kostenparität mit unidirektionalen Ladeeinrichtungen erreicht werden kann.

Die Ergebnisse der Variation der stationären Speicherkapazität werden im Folgenden nicht mehr grafisch dargestellt. Sie zeigen jedoch, dass durch den Einsatz stationärer Energiespeicher an diesem Standort keine zusätzlichen Kosteneinsparungen erzielt werden können, sodass deren wirtschaftlicher Nutzen unter den gegebenen Rahmenbedingungen begrenzt bleibt.

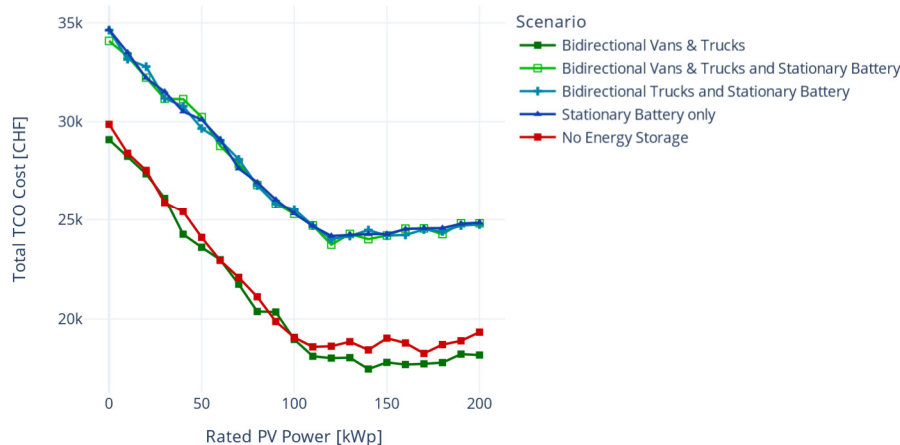


Abbildung 14: TCO-Kosten inklusive Strombezugskosten von PV-Anlage und stationärer Batterie bei Variation der Konfiguration am Standort Wolf Basel

2.3.5. Anwendung auf DPD Standort Buchs, Zürich

Der zweite Standort ist deutlich grösser und beherbergt eine Flotte von 32 Zustellfahrzeugen und einem eLKW. Er liegt zentral in der Schweiz, in der Nähe eines bevölkerungsreichen Stadt- und Vorortgebiets. Die Fahrzeuge fahren auf vergleichbaren Fahrstrecken wie am ersten Standort. Darüber hinaus beherbergt der Standort eine Paketsortieranlage, die 15 Stunden pro Tag mit einer konstanten Leistung von 100 kW in Betrieb ist. Um diesen deutlich höheren Energiebedarf zu decken, ist der Standort mit einem Netzanschluss ausgestattet, der eine maximale Leistungsaufnahme von 550 kWp ermöglicht. Es wird ebenfalls mit einem Hoch- und Niedertarif gerechnet in Höhe von 0.2203 und 0.2073 CHF.



Um sicherzustellen, dass der weitere Austausch der verbleibenden Verbrennerflotte und potenzieller weiterer Stromverbraucher machbar ist, führte DPD eine Analyse durch, um die erforderliche Infrastruktur vor Ort weiter zu untersuchen. Die Anzahl der elektrischen Zustellfahrzeuge wurde daher auf 69 erhöht, was die aktuell mögliche Maximalanzahl an Parkplätzen und Ladepunkten bedeutet.

Aufgrund des deutlich höheren Gesamtenergiebedarfs dient dieser Standort als Kontrastfall zum kleineren Depot in Basel. Durch den fallübergreifenden Vergleich der Ergebnisse können die Strategie und das Optimierungsmodell unter unterschiedlichen Betriebsgrössen und Infrastrukturbedingungen bewertet werden. Der Gesamtenergiebedarf wird dominiert durch die grösstenteils nachts operierende Paketsortieranlage, die rund 1500 kWh pro Tag benötigt. Dies steht im Kontrast zu den 69 Zustellfahrzeugen, die täglich rund 2000 kWh benötigen und dem eLKW mit rund 350 kWh.

Auswertung Parametervariation

Für die Auswertung der Parametervariation wird zunächst erneut die Infrastrukturkonfiguration variiert (Abbildung 15). Dabei werden die gleichen Konfigurationskategorien wie am Standort Wolf Basel betrachtet. Der stationäre Batteriespeicher verfügt in diesem Fall jedoch über eine standardmässige Kapazität von 500 kWh, um dem grösseren Energiebedarf des Depots gerecht zu werden.

Aufgrund der geringeren Differenz zwischen Hoch- und Niedertarifzeiten fällt der Kostenvorteil für Strombezugskosten bei fehlender PV-Anlage zunächst geringer aus. Dieser Effekt bleibt auch bei einer schrittweisen Erhöhung der PV-Leistung bestehen, solange die PV-Erzeugung vollständig zur Batterieladung genutzt werden kann.

Mit zunehmender Skalierung der PV-Anlage in 100 kWp-Schritten bis auf rund 1500 kWp beginnen sich die Kostenkurven ab etwa 300 kWp voneinander zu unterscheiden. Es zeigt sich, dass die Konfiguration ohne Energiespeicher oder bidirektionales Laden am schnellsten abflacht, wodurch die Kosteneinsparungen mit weiterer PV-Erhöhung abnehmen.

Die Konfigurationen mit stationärem Speicher oder bidirektionalem Laden zeigen hingegen einen stärkeren Absenkungspfad der Energiekosten, der mit zunehmender PV-Leistung graduell abflacht. Am grössten ist das Einsparpotenzial in den Varianten mit bidirektionalen eLKW in Kombination mit stationärem Speicher, was vor allem auf die hohe verfügbare Speicherkapazität und die damit verbundene erhöhte Flexibilität bei der Eigenstromnutzung zurückzuführen ist.

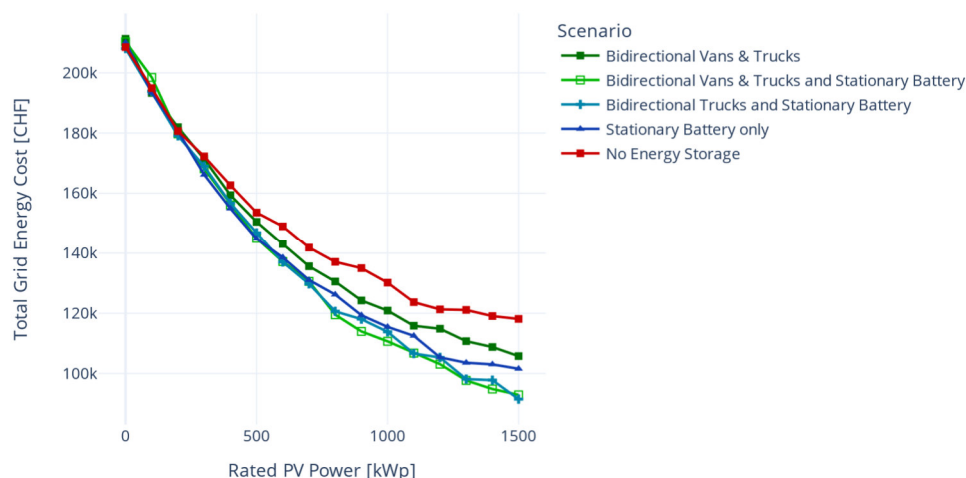


Abbildung 15: Strombezugskosten in Bezug zur Nennleistung PV-Anlage am Standort Buchs

Bei der Variation der stationären Speicherkapazität in Abbildung 16 zeigt sich erneut eine Kapazitätsgrenze, ab der zusätzliche Speichergrosse keine nennenswerten weiteren Kosteneinsparungen bewirkt.



Am Standort Buchs (ZH) tritt dieser Effekt bei einer Speicherkapazität von rund 700 kWh ein, womit die Wirtschaftlichkeit grösserer Batteriesysteme unter den gegebenen Rahmenbedingungen deutlich abnimmt.

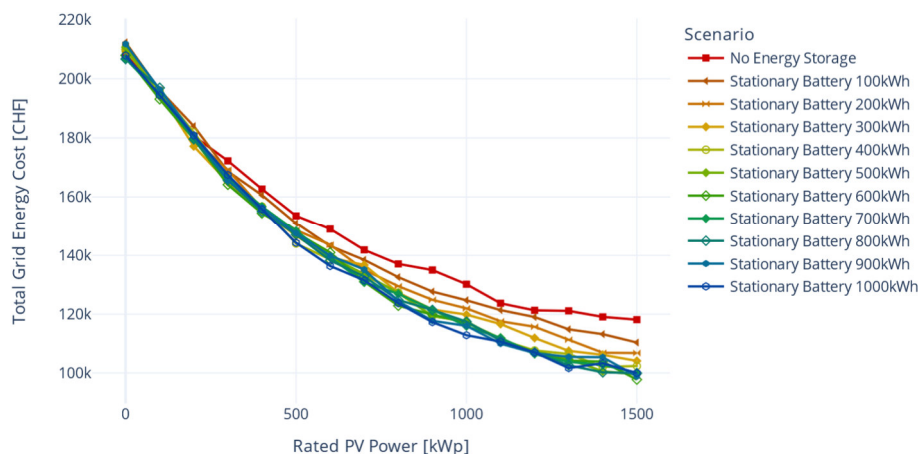


Abbildung 16: Strombezugskosten bei Variation der stationären Batteriekapazität und der Nennleistung PV-Anlage am Standort Wolf Basel

Werden nun zusätzlich die Investitions- und Betriebskosten der PV-Anlage und der stationären Batteriespeicher in die TCO-Betrachtung einbezogen, ergibt sich das in Abbildung 17 dargestellte Bild. Für die Kostensätze werden hier erneut die Werte vom Standort Wolf Basel verwendet. Für den Standort Buchs (ZH) zeigt sich dabei eine parabelförmige Kostenentwicklung, wenn die verschiedenen Infrastrukturkonfigurationen miteinander verglichen werden.

Die Konfigurationen ohne Investition in einen stationären Speicher erweisen sich zunächst bei geringeren PV-Kapazitäten als wirtschaftlich günstiger. Ab einer PV-Leistung von etwa 400 kWp wird jedoch die Variante mit bidirektionalem Laden zur kosteneffizientesten Lösung. Ab einer PV-Kapazität von rund 700 kWp steigen die Kosten der Konfiguration ohne Energiespeichertechnologien über jene mit stationärem Speicher an, während die bidirektionale Variante weiterhin die niedrigsten Gesamtkosten aufweist und ihr Kostenminimum bei rund 800 kWp PV-Leistung erreicht. Zudem erreichen die Lösungen mit stationärer Batterie bei rund 1300 kWp die Kostenparität mit der Konfiguration ohne jegliche Energiespeicherung.

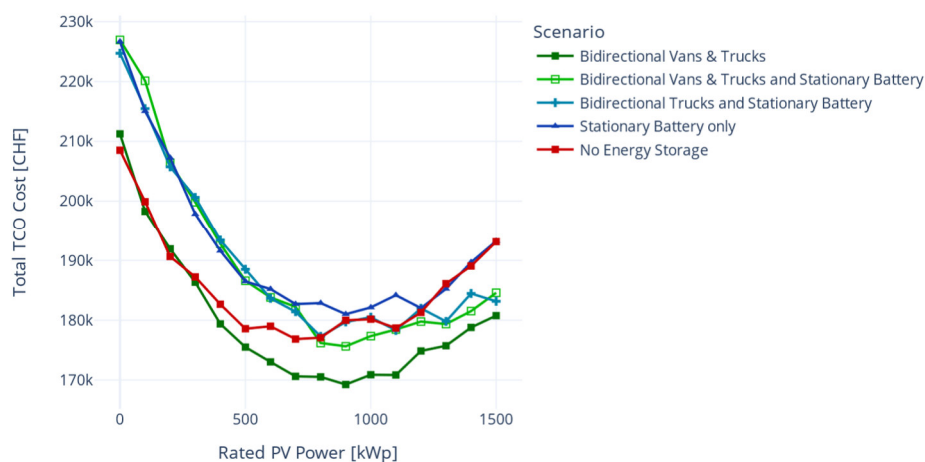




Abbildung 17: TCO-Kosten inklusive Strombezugskosten von PV-Anlage und stationärer Batterie für unterschiedliche Konfigurationen am Standort Buchs

2.3.6. Schlussfolgerungen und Diskussion zum strategischen Modell

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass Elektrifizierungsstrategien nicht standortübergreifend verallgemeinert werden können. Jedes Depot weist spezifische Betriebsprofile, Infrastrukturbeschränkungen, Kostenprofile für Infrastruktur und Energiebedarfsmuster auf, die die Wirksamkeit verschiedener Massnahmen wesentlich beeinflussen. Entsprechend müssen Berechnungen und Investitionsentscheidungen standortspezifisch durchgeführt werden. Eine massgeschneiderte Modellierung ist notwendig, um Kosteneffizienz, Netzstabilität und Betriebssicherheit in Einklang zu bringen.

Besonders deutlich wird dies beim Einsatz von Energiespeichern, deren wirtschaftliche Bewertung, insbesondere hinsichtlich des Returns on Investment (ROI), traditionell schwierig ist. Im Rahmen der Modellrechnungen konnte keine allgemeingültige Faustregel zur idealen Speicherdimensionierung abgeleitet werden. Die optimale Speicherkapazität muss individuell für jedes Depot und dessen spezifische Betriebsbedingungen bestimmt werden, da sie von Faktoren wie PV-Erträgen, Netzgrenzen, Lastprofilen und Tarifstrukturen abhängt.

Auch die Betriebsprofile der Fahrzeugflotten haben einen entscheidenden Einfluss auf die Wirksamkeit der untersuchten Technologien. Das bidirektionale Laden erweist sich als besonders effektiv, wenn tagsüber Fahrzeuge mit grosser Batteriekapazität und hoher Lade- und Entladeeffizienz am Depot verfügbar sind. Unter diesen Bedingungen können PV-Eigenstromanteile erhöht und Netzbezugskosten deutlich reduziert werden. Sind jedoch alle Fahrzeuge während des Tages im Einsatz, ist das Potenzial für bidirektionale Energieflüsse stark eingeschränkt, wodurch sich stationäre Speicherlösungen oder Tarifoptimierungen als wirtschaftlich sinnvollere Optionen erweisen können.

Da die aktuelle TCO-Berechnung ausschliesslich die Energieinfrastruktur berücksichtigt, sollte künftig auch der Einfluss unterschiedlicher Fahrzeugmodelle auf die Gesamtkosten untersucht werden. Dies umfasst Parameter wie Batteriekapazität, Energieverbrauch, Ladeleistung und Anschaffungskosten. Die Funktionalität zur Integration dieser Parameter ist im bestehenden Modell bereits implementiert, wurde bislang jedoch noch nicht im Detail untersucht.

Darüber hinaus wurde bislang kein Erlös aus der Einspeisung von PV-Überschüssen berücksichtigt. Sollten in Zukunft durch Direktvermarktung oder variable Netzeinspeisetarife relevante Umsätze erzielt werden können, kann dieser Aspekt in die Modellstruktur integriert werden. In der aktuellen Modellversion liegt der Fokus auf der Maximierung der Eigennutzung und der Reduktion der Netzabhängigkeit, um eine stabile und kosteneffiziente Energieversorgung sicherzustellen.

Die Ergebnisse verdeutlichen ausserdem die Grenzen der Eigenverbrauchsmaximierung: Eine vollständige energetische Autarkie ist aufgrund saisonaler Schwankungen der PV-Erträge und begrenzter Speicherkapazitäten nicht erreichbar. Eine ausgewogene Kombination aus PV-Ausbau, Batteriespeicher und Netzbezug stellt daher die ökonomisch sinnvollste Lösung dar.

Zudem zeigen die Berechnungen deutliche Skaleneffekte: Grössere Depots mit höherem Energiebedarf, wie der Standort Buchs (ZH), profitieren stärker von Investitionen in PV-Anlagen und Energiespeicher, da höhere Lasten eine effizientere Nutzung ermöglichen. Für kleinere Standorte hingegen sind oft kompaktere, weniger komplexe Systeme wirtschaftlicher.

Ein weiterer Aspekt betrifft die Planung und Netzinteraktion. Die Elektrifizierung von Logistikdepots bedingt eine enge Abstimmung zwischen Flottenbetreibern, Energieversorgern und Netzbetreibern, um Engpässe und hohe Anschlusskosten zu vermeiden. Frühzeitige Planung und koordinierte Investitionsentscheidungen können hier wesentlich zur Reduktion von Gesamtkosten beitragen.



2.4 Operatives Modell

2.4.1. Zielvorstellung & Design

Die Ladeinfrastruktur von heutigen Flotten wird meist noch mit regelbasierten oder «Rule-Based» Lastmanagementsystemen gesteuert. Dabei wird jedes Fahrzeug beim Einstecken so schnell wie möglich geladen. Das Lastmanagement überwacht dabei, dass Leistungsschutzschalter in den verschiedenen Verteilkreisen nicht ausgelöst werden. Dies verursacht unnötige Spitzen und lastet den Netzanschlusspunkt unnötig stark aus, sodass Fahrzeuge unter Umständen nicht schnell genug geladen werden können.

Die Lösung für diese Problematik ist deshalb ein prädiktiver Ansatz. Dabei wird für jedes Fahrzeug ein dynamischer Bereich für den Batterieladezustand (SoC-Range) für einen Planungshorizont (typischerweise 24h) definiert. Muss ein Fahrzeug zu einem gewissen Zeitpunkt für die nächste Tour geladen sein, wird die untere Grenze des SoC-Ranges angehoben. Der SoC-Range kann völlig dynamisch sein (für alle 15 Min. frei definierbar) und hat somit den Vorteil, dass das Konzept auch für bidirektionales Laden genutzt werden kann. Dabei kann der Flottenverantwortliche für typische Anwendungen den unteren SoC so definieren, dass bei typischen Abfahrtsperioden (z.B. immer morgens, nach der Mittagspause) der minimale SoC angehoben werden und z.B. über das Wochenende mit einem breiteren Range gearbeitet werden kann. Bei Buchungsplattformen oder ähnlichem, kann der SoC-Range automatisch aus den Buchungsdaten abgeleitet werden.

Der prädiktive Algorithmus versucht deshalb, den Ladeplan so auszugestalten, dass der SoC-Range nicht verletzt wird und dabei die Kosten minimiert werden. Die Ausgestaltung der Kostenfunktion « $J=J_1+J_2+J_3+J_4$ » ist die zentrale Aufgabe für das Design des Regelalgorithmus und beinhaltet 4 Komponenten:

- **J1: Importkosten:**
Für jedes 15 Min. Zeitfenster werden Energie- und Netzkosten mit der optimalen Ladeleistung für jedes Fahrzeug aufsummiert. Überschüssiger Solarstrom wird als kostenlose Energiequelle interpretiert.
- **J2: Exportkosten:**
In Zukunft kann die Einspeisung von PV-Strom (speziell über Mittagszeit während Sommermonaten) Kosten verursachen, deshalb sind Exportkosten vorgesehen, welche über 15 Min. Zeitfenster definiert werden können.
- **J3: Inkonvenienzkosten:**
Für unter- oder überschrittener SoC-Range-Verletzungen fallen Kosten in der Höhe einer Schnellladung an. Die Idee dahinter ist, dass die Ladung anderswo kompensiert werden muss (z.B. während der Paketauslieferungs-Route) wenn der SoC nicht eingehalten werden kann.
- **J4: Peak-Kosten:**
Viele Netzbetreiber wenden das Peak-Pricing an. Der höchste Bezug über eine Abrechnungsperiode (typischerweise ein Monat) bildet dabei die Grundlage für die Netzkostenberechnung. Diese Komponente stellt sicher, dass die Fahrzeuge möglichst keine Peaks verursachen. Im Design wird explizit auf eine Kostenfunktion verzichtet, welche die Überschreitung der Netzanschlusskapazität abbildet, da die Netzanschlussleistung eine Outputgrösse und keine Inputgrösse darstellt. Mit dieser Kostenkomponente kann daher der höchste (optimierte) Peak aus der Optimierung als Grundlage zur Dimensionierung des Netzanschlusses herbeigezogen werden.

Beim Design der Kostenfunktion wurde grossen Wert daraufgelegt, dass möglichst wenig Parameter spezifiziert werden müssen. Insbesondere wurde versucht, möglichst wenig Hyperparameter einzuführen, welche das Verhältnis von J_1 , J_2 , J_3 , J_4 beeinflussen und separat angepasst werden müssen. Die allermeisten Parameter haben eine physikalische Bedeutung und können entsprechend interpretiert werden (wie z.B. die Inkonvenienzfunktion).



Eine weitere Anforderung ist die Berücksichtigung der Effizienzkurve beim Laden und Entladen der Fahrzeuge. Bei tiefen Lade- und Entladeströmen kann die Effizienz empfindlich sinken und es ist daher wichtig, dass der Algorithmus selbst entscheiden kann, ob bei einer tiefen Last das Fahrzeug/Batterie entladen oder ob eine Energiebedarfs-Spitze abgewartet werden soll, während der die zwischengespeicherte Energie besser eingesetzt werden kann.

Die Modellierung und numerische Lösung des Problems ist nicht trivial, da die Effizienzkurve und die Peak-Kosten im nicht-linearen Verhältnis zur optimierenden Ladeleistung stehen.

2.4.2. State of the Art

In der einschlägigen Literatur gibt es bereits viele Ansätze für das prädiktive Laden. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die durchgeführte Literaturrecherche und stellt die Ergebnisse kategorisiert nach Eigenschaften dar.

Tabelle 3: Überblick über die Ergebnisse der durchgeführten Literaturrecherche

Eigenschaft	Šolić, A.J et al. (2023)	Kumar, G.V.B.et al. (2022)	Foroozandeh et al. (2020)	Tec-Off Betriebsmodell
Eigenverbrauchs-optimierung	✓	✓	✓	✓
Duale-Tarife	✓	✓	✓	✓
15 Min. scharfe dynamische Tarife	x	✓	✓	✓
Berücksichtigt Peak Pricing	✓	✓	✓	✓
Kann mit N Fahrzeugen und Batterien umgehen	✓	✓	✓	✓
Dynamische SoC-Bounds/Range	x	x	(✓)	✓
Kommt ohne Schwellenwert für Peak-Shaving aus	✓	x	x	✓
Nicht-lineare Effizienzkurve	x	x	x	✓
Score	5	5	5.5	8

Die Literaturrecherche hat ergeben, dass die meisten entwickelten Modelle auf linearen Programmen und/oder «Model-predictive-control» basieren. Diese Methodik kann sehr gut mit Linearkombinationen von Kosten und Ladeleistung umgehen. Sobald es zu nicht linearen Wechselwirkungen kommt, wie z.B. beim Lade- und Entladeprozess (es ist effizienter mit hoher Leistung zu Laden / Entladen als mit tiefer) wird es sehr aufwändig mit Modellen aus der Klasse «lineare Programme» zu arbeiten. Aus diesem Grund wurde ein neuer Ansatz für die Optimierung der Kostenfunktion entwickelt (siehe Kapitel 2.4.1). Die Ansätze von «Model-predictive-control» sind ebenfalls sehr weit verbreitet, die Umsetzung der Kostenfunktion ist jedoch eingeschränkter und allenfalls abhängig von der Effizienz des Modells, welches dieses Schema implementiert.



2.4.3. Modellierungsansatz

Um der nicht-linearen Natur des Problems gerecht zu werden, wurde ein Gradient- basiertes Verfahren gewählt. Damit solche Probleme in der Grössenordnung von 10 bis 100 ms gelöst werden können, ist es wichtig, dass die Kostenfunktion in geschlossener mathematischer Form ausgedrückt werden kann. Unter geschlossener Form versteht man, dass man nur «Mathematik» benötigt und keine numerische Umsetzung (z.B. ein Computerprogramm) davon. Dies wiederum erlaubt es, den Gradienten der Kostenfunktion in Abhängigkeit der Ladeleistung des j-ten Fahrzeugs ebenfalls in geschlossener mathematischer Form darzustellen. Das gleiche gilt für die «Hessische Matrix» (Gradient des Gradienten), welche mit diesem Ansatz ebenfalls geschlossen spezifiziert werden kann. Mit diesem Ansatz kann die Kostenfunktion völlig frei (unabhängig von Frameworks wie Model-Predictive-Control) umgesetzt werden. Sobald die Kostenfunktion, sowie die Gradienten und Hessische Matrix definiert sind, können gängige Methoden der nicht-linearen Optimierung und des maschinellen Lernens angewendet werden (z.B. Gradient-Descent o.ä.).

Im Projekt Tec-Off wurde ein solcher prädiktiver Algorithmus entwickelt und wird künftig von sun2wheel unter dem Namen «V2X Oracle» weitergeführt. Die Inputgrössen dieses Algorithmus finden sich in Tabelle 4. Es wurden sehr viele Iterationen durchgeführt, bis die ideale Kostenfunktion für alle Anwendungsfälle gefunden wurde, die zu einer robusten Prognose der Ladepläne führt.

Tabelle 4: Inputgrössen des Modells / Algorithmus

Variable	Beschreibung
a) Freiheitsgrade bzw. Entscheidungsvariablen (Outputvariablen)	
$P_{i,j}$	Lade-/Entladeleistung des j-ten Fahrzeugs zum i-ten 15 Min. Zeitfenster i: $P_{i,j}$ Dabei ist $i = \{1, 2, \dots, T\}, j = \{1, 2, \dots, N\}$
b) Fahrzeug- bzw. batteriespezifische Einstellungen	
E_{bat}^j	Batteriekapazität des j-ten Fahrzeugs
P_{max}^j, P_{min}^j	maximale Lade- bzw. Entladeleistung des j-ten Fahrzeugs
SoC_0^j	initialer SoC des j-ten Fahrzeugs
η_o^j	Offset der Effizienzkurve für das j-te Fahrzeug
β_o^j	Steilheit der Effizienzkurve für das j-te Fahrzeug
c_{ext}^j	Inkonvenienzkosten des j-ten Fahrzeugs für auswärtiges Laden
c) Globale «Behind-the-Meter» Einstellungen	
P_{resid}^i	Residuallast (Import/Export) berücksichtig nicht steuerbare Lasten
c_{import}^i	Kosten für Stromimport (Bezug) in CHF/kWh
c_{export}^i	Kosten für Stromexport (Greed-Feed) in CHF/kWh
c_{peak}	Kosten für Peak in CHF/kWh
Δt	Zeitauflösung: 15 Min.
τ_k	Glattheitsparameter für Kostenkomponenten J_k :

Der wichtigste Output des Modells sind die benötigten Lade-/Entladeleistungen für jedes Fahrzeug für jedes 15-minütige Zeitintervall; allerdings müssen diese Werte in diskrete Lademodi bzw. in «Rule-Based» Kommandos umgewandelt werden, damit sie in einem Lastmanagement-System verarbeitet



werden können. Das Lastmanagement-System ist gewissermassen die Instanz, welche exakte Lastverteilungen vornehmen kann. Somit wird sichergestellt, dass trotz prädiktiver Regelung das Lastmanagement-System auf schnell ändernde und schlecht prognostizierbare Residuallasten (plötzlicher Leistungsabfall einer PV-Anlage oder ungeplantes Zuschalten einer grossen Maschine) reagieren kann.

2.4.4. User Interface

Um den Algorithmus besser zu testen und später die Möglichkeit zu bieten, ein einfaches User-Interface für one-off Simulationen (Einzelsimulation) zu bieten, wurde ein User-Interface erstellt. Die Applikation dient zur Verifizierung/Inspektion der optimierten Ladepläne unter verschiedenen Ausgangslagen und verschiedenen Optimierungszielen.

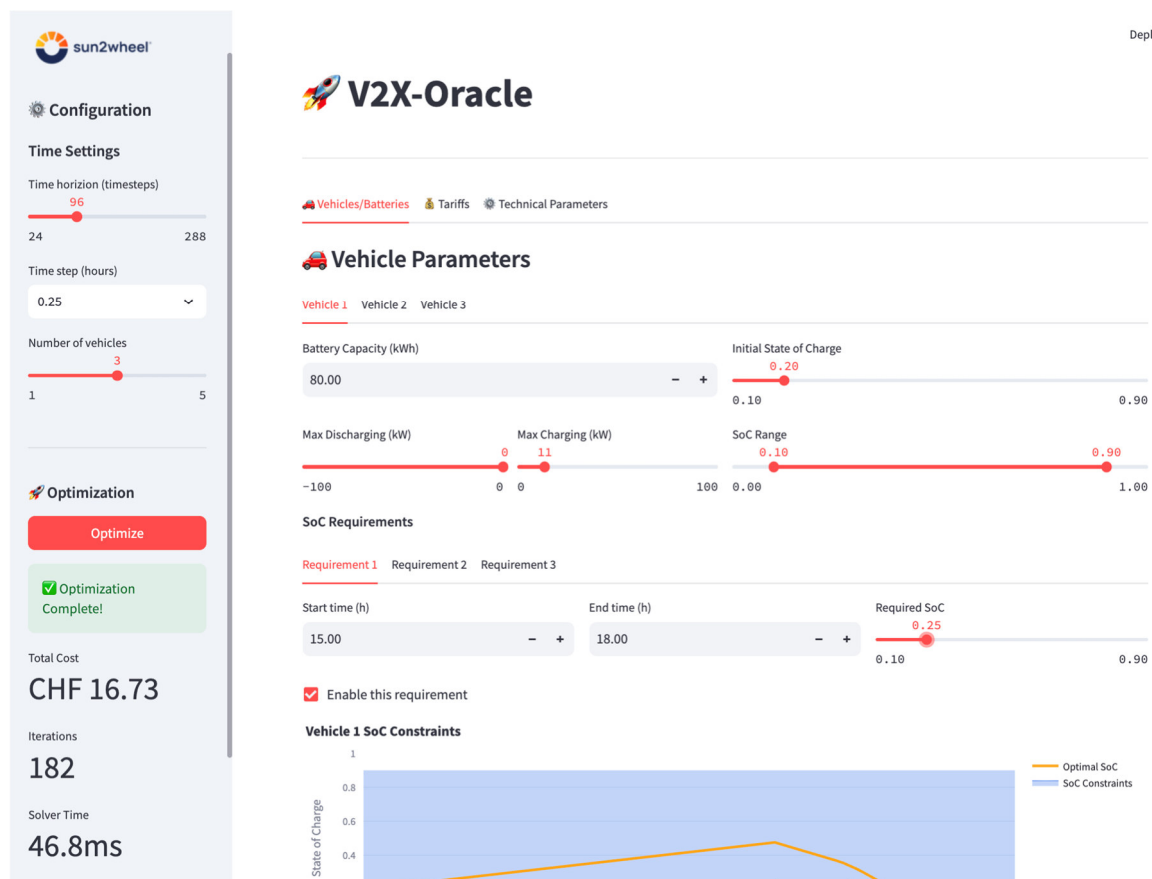


Abbildung 18: Teile des User-Interfaces des entwickelten Algorithmus

Die Applikation ist so aufgebaut, dass für jedes Fahrzeug die entsprechenden Einstellungen (SoC-Range, Lade- und Entladeleistung etc.) vorgenommen und getestet werden können. Auch die Tarife können entsprechend konfiguriert werden (volldynamisch oder nutzerdefiniert).

Bereits beim Design des Modells wurde grossen Wert auf eine sehr schnelle Ausführungszeit gelegt. Viele der sehr aufwändigen Software-Teile wurden direkt in Maschinen-Code (C) transpilliert und «on-demand» kompiliert, um eine schnellstmögliche Optimierung zu erreichen. Eine typische Optimierung dauert, wie obigen Beispiel mit 3 Fahrzeugen, typischerweise unter 50 ms. Dies wäre für die Integration in das sun2wheel Backend nicht nötig: die Optimierung muss nur alle 15 Min. ausgeführt werden. Die schnelle Berechnungszeit ist von Vorteil, aber nicht Voraussetzung. Ziel ist jedoch, das dargestellte Interface auszubauen, damit ganze Jahressimulationen möglich werden und / oder die Dienstleistung



von sun2wheel als API-Lösung für andere Energiemanagementsysteme angeboten werden kann. Dann wird die sehr kurze Berechnungszeit unabdingbar. Als Output stellt die Simulation die Ladekurven über die Zeit dar sowie die Trajektorie des State-of-Charge und berechnet somit die Betriebskosten für den Berechnungshorizont.

2.4.5. Simulationsbeispiele

Als Ausgangslage dient ein Setup mit max. 3 Fahrzeugen und einer typischen Residuallast (nicht steuerbare Last), die zwischen 0 und 10 kW variiert und gemäss den dynamischen Tarifen von Groupe E abgerechnet wird.

Beispiel 1: Ein Fahrzeug, Tagesoptimierung, mono- und bidirektionales Fahrzeug mind. 75 % SoC zwischen 15:00-17:00 Uhr. Vier Fälle A-D (siehe Abbildung 19).

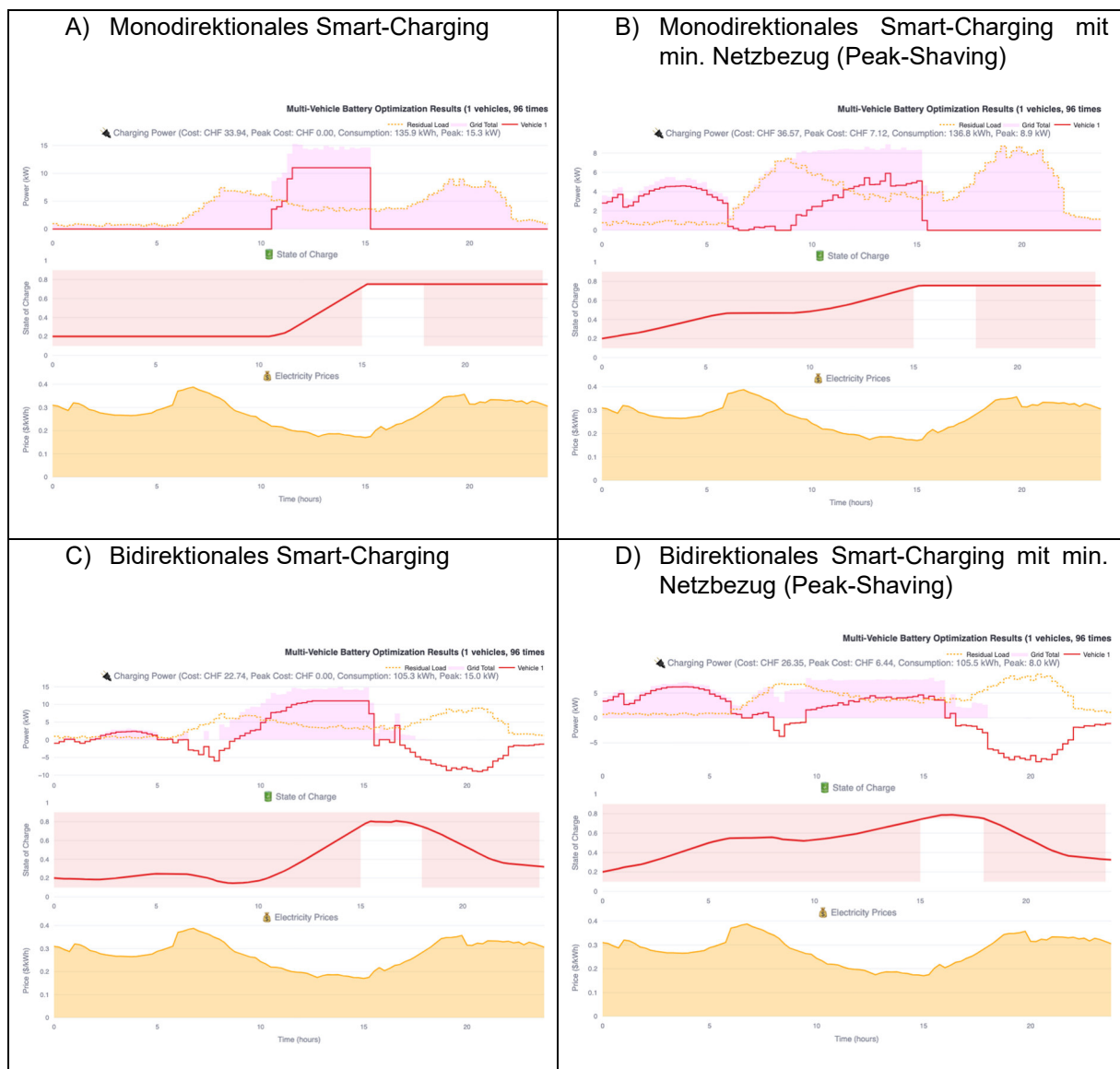


Abbildung 19: Simulationen mit einem Fahrzeug, Beispiel 1

Die linke Spalte zeigt reines Smart-Charging in A) mit monodirektionalem Laden und in C) mit bidirektionalem Laden. In der rechten Spalte wird ebenfalls der Netzbezug eingepreist, um eine



möglichst gleichmässige Netzbelastung ohne Peaks zu erreichen (ebenfalls mit monodirektionalem Laden in B) und bidirektionalem Laden in D)). Obwohl mit monodirektionalem Smart-Charging per se eine Einsparung ermöglicht wird (gegenüber «Plug and Charge»), kann eine erhebliche Reduktion der Smart-Charging Kosten von Fall A) auf C) von 33 % und von B) auf D) von 28 % ausgewiesen werden. Im Weiteren können die Peaks von rund 15 kW in Fall A) und C) auf ca. 9 kW (in Fall B), monodirektionales Charging) und auf rund 8 kW (Fall D) reduziert werden. Im Fall D) könnte mit einem höheren Peak-Preis sogar 6 kW erreicht werden. Dank des Algorithmus kann die benötigte Netzleistung praktisch halbiert werden. Um das Netz weniger zu belasten, müssen die Ladeprozesse jedoch in Perioden verschoben werden, welche nicht gleich optimal sind wie in Fall A) und C). Die daraus entstehenden Differenzen in den Kosten von ca. +10 % sind aber klein gegenüber der deutlichen Reduzierung des Peaks.

Es ist möglich, dass mit einem dynamischen Tarif Peak-Preise obsolet werden, die Limitierung des Netzanschlusses bleibt dennoch bestehen oder seine Dimensionierung muss für erst- oder zukünftige Nutzungen geplant werden. Das Optimierungsverfahren berücksichtigt dies, indem es die Ladepläne in Kombination mit einem dynamischen Tarif immer so ausgestaltet, dass die Peaks minimal bzw. so klein wie möglich werden – darin liegt der Wert der Optimierung.

Beispiel 2: 3 Fahrzeuge, Tagesoptimierung, 2 mono- und 1 bidirektionales Fahrzeug, zwei Fälle E-F (siehe Abbildung 20)

- Fahrzeug 1 (bidirektional) min. SoC von 75 % zwischen 15:00 und 17:00Uhr
- Fahrzeug 2 (monodirektional) min. SoC von 70 % zwischen 7:00 und 8:00Uhr
- Fahrzeug 3 (monodirektional) min. SoC von 65 % zwischen 23:00 und 24:00Uhr

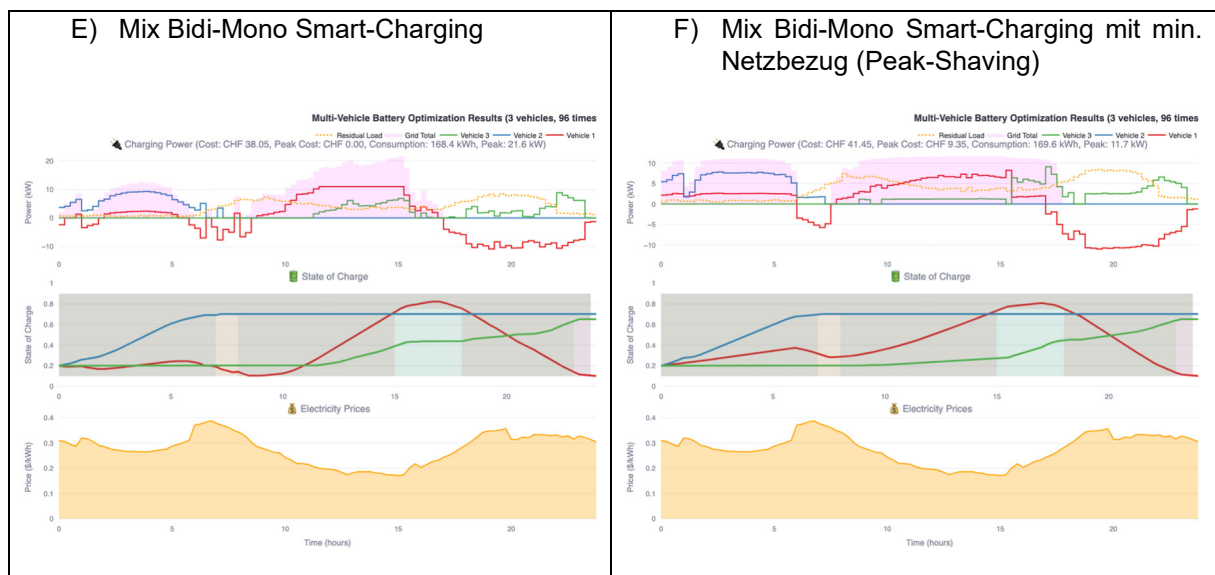


Abbildung 20: Simulationen mit einem bidirektionalen Fahrzeug und zwei monodirektionalen Fahrzeugen, Beispiel 2

Die Optimierungen in Abbildung 20 zeigen reines Smart-Charging in Fall E) gegenüber Smart-Charging mit Peak-Shaving in Fall F). In E) werden 3 Fahrzeuge für die gewünschten Pick-Up-Zeiten geladen. Die Kosten von E) (CHF 38.05) sind nur marginal höher als in Fall A) (CHF 33.95), im Fall A) aber nur mit einem Fahrzeug geladen wird. Da Fahrzeug 1 als Speicher genutzt wird, gibt es im Zeitfenster zwischen 17:00 und 24:00 Uhr einen kombinierten Vehicle2Vehicle- (V2V) und Vehicle2Home-Effekt (V2H-Effekt): Das Fahrzeug 1 (als Speicher) bezieht in Zeiten von tiefen Tarifen günstige Energie und gibt diese dann in Zeiten von hohen Tarifen an das Gebäude und andere Fahrzeuge ab. Im Fall F) ist zusätzlich das Peak-Shaving aktiv, welche die Bezugsspitze praktisch halbiert gegenüber E) von 21.6kW auf 11.7kW.



Beispiel 3: Wochensimulation mit einem bidirektionalen Fahrzeug an 2 Tagen, Pick-Up Zeiten (jeweils morgens von 6:00Uhr bis 8:00Uhr)

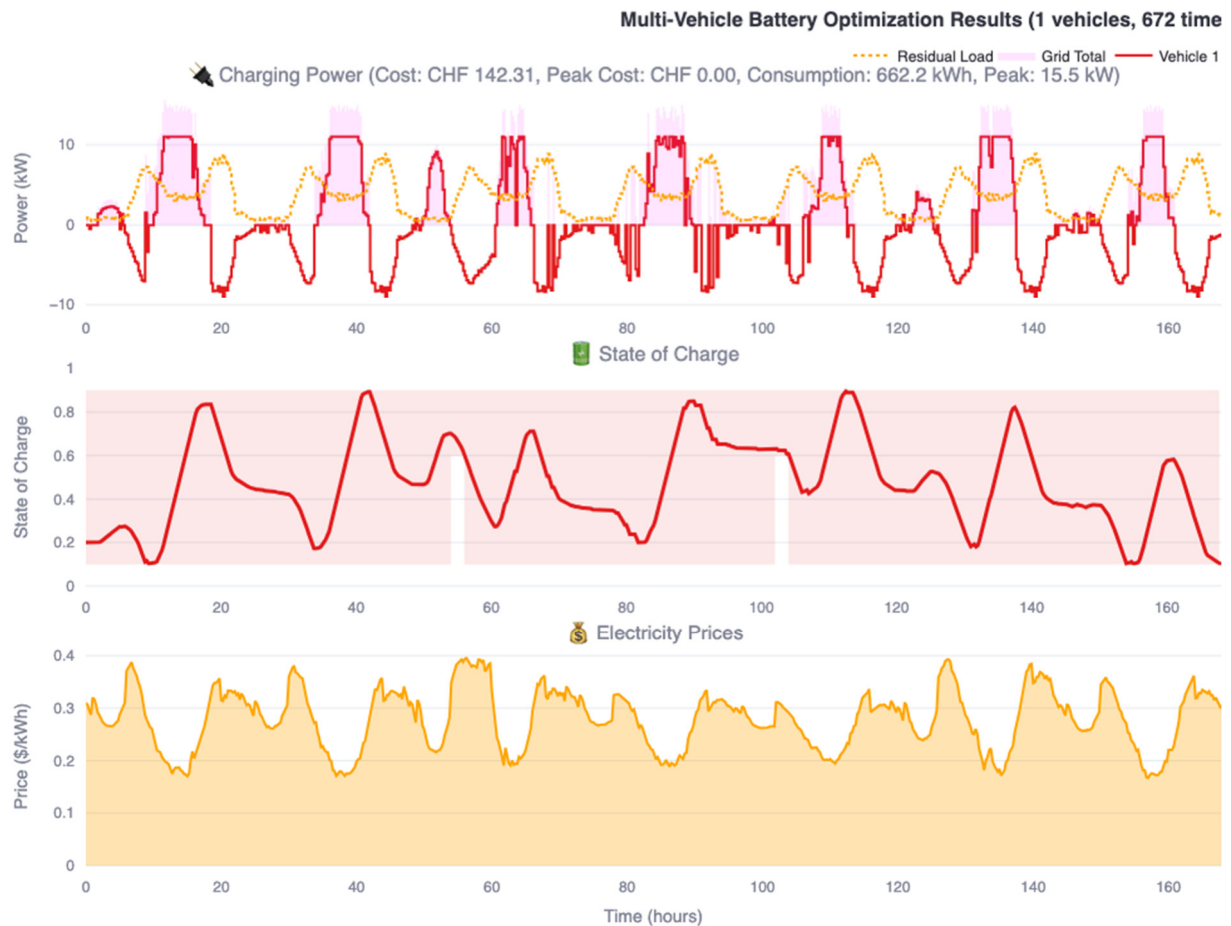


Abbildung 21: Wochensimulation mit einem bidirektionalen Fahrzeug, Beispiel 3

Abbildung 21 zeigt, dass die Optimierung ebenfalls über mehrere Tage durchgeführt werden kann und dabei Nutzereinstellungen eingehalten werden können. Typisch in diesem Betrieb sind die hohen Ladeleistungen in den Tiefpreisperioden. Die Kosten ohne Speicher belaufen sich bei dieser Simulation auf CHF 181.00, durch die Fahrzeugbatterie konnte eine Kostenreduktion von CHF 39.00 erzielt werden (also rund 21.5 % Kostenreduktion). Auf ein Jahr hochgerechnet ergeben sich also Einsparungen von knapp CHF 2'000.– pro Fahrzeug.

Diese Art der «einseitigen» Preisarbitrage (es wird nicht ins Netz zurückgespeist, sondern nur der eigene Bedarf gedeckt), hängt auch davon ab, wie stark die Residuallast mit dem Preissignal korreliert, und ob es wie im obigen Beispiel, zu zwei täglichen Zyklen kommen kann. Es ist deshalb naheliegend, dass nicht der ganze Speicher benötigt wird, um den Anteil der Einsparungen (hier 21.5 %) zu realisieren. In einer Preissensitivitätsanalyse wurde der nutzerbare SoC schrittweise reduziert, um zu festzustellen, welchen Anteil der maximalen Einsparungen von CHF 39.00 realisiert werden konnte. Die Resultate sind in Tabelle 5 dargestellt.



Tabelle 5: Einsparungen in Abhängigkeit der für das bidirektionale Laden genutzten Speicherkapazität

Unterer SoC	Oberer SoC	Genutzte Speicherkapazität	Kosten	Einsparungen gegenüber keiner Batterie	Hochgerechnete Einsparung pro Jahr
0 %	100 %	100 %	142.00 CHF	21.5 %	1'989.00 CHF
10 %	90 %	80 %	142.30 CHF	21.4 %	1'973.70 CHF
20 %	80 %	60 %	147.50 CHF	18.5 %	1'708.50 CHF
30 %	70 %	40 %	149.30 CHF	17.5 %	1'616.70 CHF
40 %	60 %	20 %	166.10 CHF	8.2 %	759.90 CHF
		0 %	181.00 CHF	0.0 %	– CHF

Die Reduktion der genutzten Speicherkapazität von 100 % auf 80 % hat keinen namhaften Einfluss auf die hochgerechneten Einsparungen pro Jahr. Die Reduktion auf 60 % und auf 40 % bringt ebenfalls relativ kleine Einbussen bei den jährlichen Einsparungen mit sich. Eine Reduktion der für das bidirektionale Laden genutzten Speicherkapazität auf 40 % bedeutet nur 4 % (21.5 % – 17.5 %) weniger Einsparungen. Bei 20 % Nutzung des Speichers ergibt sich ein Tipping-Point, bei dem durch bidirektionales Smart-Charging deutlich weniger, aber immerhin noch CHF 759.90 pro Jahr eingespart werden.

Die Resultate für Nutzung von 40 % des Speichers sind von grosser Bedeutung, da der bidirektionale Smart-Charging Betrieb typischerweise zwei Zyklen pro Tag mit sich bringt. Da nur 40 % des Speichers genutzt werden, dürfte dies kaum zu einer erhöhten Alterung der Batterie führen – trotz der grösseren Anzahl Lade- / Entlade-Zyklen. Grund dafür ist, dass die «Exposure-Time» deutlich reduziert wird, wenn der Speicher nur zwischen 30 % und 70 % arbeitet. Zur Generalisierung der Resultate müssen weitere Lastprofile optimiert werden. Es ist aber zu erwarten, dass andere Profile zwar mehr oder weniger Einsparungen erzielen können mit bidirektionalem Smart-Charging, es aber dennoch zu ähnlichen Pareto-Kurven zwischen Einsparung und genutzter Speicherkapazität kommt.



2.4.6. Insights aus der Wolf-Flotte

Auf dem Wolf-Areal wurden die Ladestationen in das sun2wheel Last-Management eingebunden (vorerst nur mit dem existierenden Rule-Based-System). Am Standort Wolf gibt es insgesamt 10 EVs, welche täglich im Einsatz sind. Die Steuerung konnte schnell umgesetzt werden. Das Lastmanagement wurde so eingestellt, dass die Sicherungen der Unter- und Hauptverteilungen nicht überschritten werden. Abbildung 22 zeigt die jeweiligen Ladekurven: Typischerweise starten die Ladevorgänge um etwa 18:00 Uhr und enden bereits um ca. 21:00 Uhr. Dies verdeutlicht, dass der tägliche Energiebedarf der DPD-Flotte doch sehr tief ist. Die Ladekurven zeigen aber auch, dass der strikte Betrieb (fast alle fahren zur gleichen Zeit ab, und kommen zur gleichen Zeit ins Depot zurück) dazu führt, dass fast alle praktisch um die gleiche Zeit einstecken und somit Spitzen von ca. 50 kW verursachen.

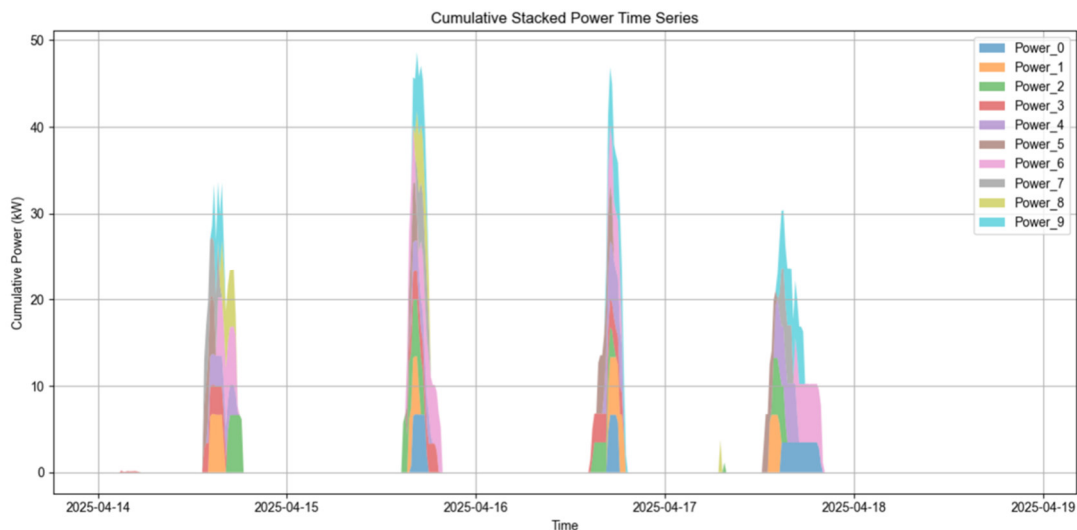


Abbildung 22: Ladekurven der Elektroautos am Standort Wolf (ohne Intervention)

Als Konsequenz hat sun2wheel das Lastmanagement auf 10 kW (aus allen 10 Fahrzeugen kombinierte Ladeleistung) reduziert, da genügend Zeit da ist, um die Fahrzeuge zu laden.

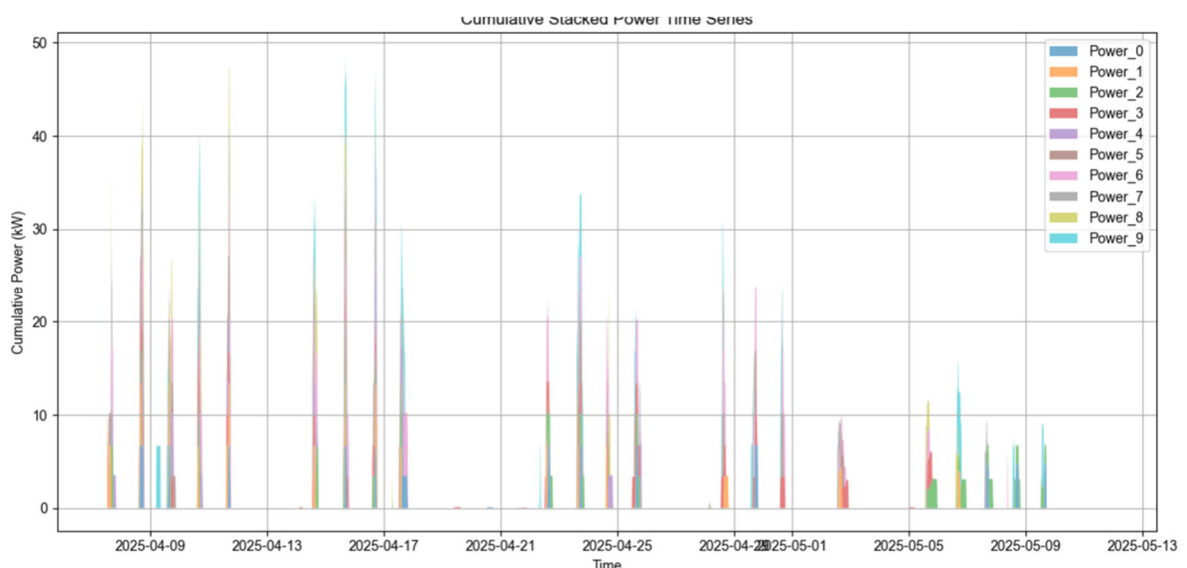


Abbildung 23: Aktives Lastmanagement mit 10 kW Restriktion ab 1.5.2025



Abbildung 23 zeigt das Resultat der Intervention: Die Spitzen fallen im Allgemeinen unter 10 kW. An einigen Punkten wurde der Wert überschritten, da Elektro-Fahrzeuge der ersten Generation nicht mit Lade-Unterbrechungen umgehen können: Sie benötigen immer einen Mindeststrom vom 6 A und führen deshalb sporadisch zu Überschreitungen des Lastmanagements. Trotz der Beschränkung des Lademanagements kam es zu keinen Reklamationen aus dem Betrieb. Dies beweist, dass trotz der sehr restriktiven Intervention, es zu keinen Komforteinbussen kam und eine Flotte wie jene von DPD mit einem sehr tiefen Netzanschluss von 1 kW/Fahrzeug zuverlässig betrieben werden kann.

3 Schlussfolgerungen und Ausblick

Mittels des strategischen Modells werden Szenarien berechnet, um die Dimensionierung von PV-Anlage, Batteriespeicher und Hausanschluss abschätzen zu können. Die genannten Parameter sind von entscheidender Bedeutung für eine präzise Kostenabschätzung, da sie die Anschaffungs-, Betriebs- und Wartungskosten sowie die langfristigen Kosten der Ladeinfrastruktur unmittelbar beeinflussen. Daran anschliessend wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um eventuelle «Tipping Points» des Modells zu ermitteln. Diese wirtschaftliche Analyse, unterstützt durch das Optimierungsmodell, liefert wichtige Erkenntnisse, welche eine entscheidende Wissensgrundlage für die Konfiguration von elektrischen Lieferfahrzeugflotten und den zugehörigen Ladesystemen bilden. Das Optimierungsmodell ist neuartig und verspricht Anwendern einen signifikanten Mehrwert durch die schnelle Auslegung eines optimalen Ladesystems «auf Knopfdruck». Es kann von verschiedensten Akteuren, insbesondere Logistikdienstleistern, in der Standortkonfiguration für elektrische Lieferfahrzeug- und Schwerlastflotten eingesetzt werden. Der Wissenstransfer in Forschung und Praxis wird neben dem Abschlussbericht über eine wissenschaftliche Publikation sichergestellt.

4 Nationale und internationale Zusammenarbeit

- Am 8. Group Innovation Board von der GeoPost in Warschau am 10. April 2024 wurde das OFF-TEC Projekt allen Business Unites der GeoPost vorgestellt.
- Workshop «Ladeinfrastruktur Schwerverkehr/Logistik» vom 15. Mai 2024 mit den Projekten der Ausschreibung Güterlogistik vom Bundesamt für Energie
- Präsentation des Projektes an der Arbeitsgruppensitzung Sektorkopplung und Mobilität vom Landesverband für Erneuerbare Energien Schleswig-Holstein durch DPD, 13. Juni 2024.
- Austausch mit dem ähnlichen Projekt SPIRIT-E «Shared Private Charging Infrastructure and Reservation for Bidirectionally Integrated Truck Electrification» der TU München und vieler weiterer Partner (<https://spirit-e.de>).

5 Publikationen und andere Kommunikation

Durchgeführt:

- Projektwebsite Revolutionäre Wege: Unsere elektrische Zukunft – Vom Kostenpunkt zum Gewinnbringer (<https://www.dpd.com/ch/de/verantwortung/dpd-unsere-elektrische-zukunft/>)
- Pressemitteilung «Forschungsprojekt: DPD-Fahrzeugflotte wird zur Powerbank für Stromnetze», 4. April 2024 (in Deutsch, Französisch, Italienisch, Englisch)
- Workshop mit Advisory Board, 9. April 2024, Buchs



- Präsentation am Innovationsforum Mobility von Ville Heimgartner, DPD. «V2X und Güterverkehr: Techno-ökonomische Netzanschlussoptimierung für elektrische Güterflotten», 5. Juli 2024, Rüschlikon.
- Präsentation am Innovationsforum 04 des Swiss Green Economy Symposium (SGES) / «Logistik auf dem Weg zu Netto-Null» von Ville Heimgartner, 28. August 2024, Winterthur
- Moderation des Innovationsforum 04 des Swiss Green Economy Symposium (SGES) / «Kollaboration in der Logistikbranche: Geteilte Infrastruktur für die Nutzenerhöhung aller» von Maïke Scherrer, 28. August 2024, Winterthur
- Artikel «System-optimierung als Voraussetzung – Elektrifizierung von Güterflotten», Artikel Electrosuisse Bulletin, 18.3.2025, in Deutsch und Französisch
- Workshop mit Advisory Board, 12. Mai 2025, Wolf Basel
- Paper und Präsentation an EVS 38 in Göteborg (<https://www.evs38.org>) / «Strategic and Operational Decision-Making in Delivery Fleet Electrification - A Case Study» von Joel Weingart, Sandro Schopfer, Maïke Scherrer, 15.-18. Juni 2025
- Präsentation und Poster, Roads to the Future Konferenz August 2025 in Göteborg
- Paper und Präsentation an der 9th E-Mobility Power System Integration Symposium / «Optimising Infrastructure and Charging Strategies for bidirectional Electric Delivery Fleets under PV, Grid, and Cost Constraints» von Joel Weingart und Maïke Scherrer, 6.-7. Oktober 2025 in Berlin
- Präsentation an Informs 2025 in Atlanta, USA (<https://meetings.informs.org/wordpress/annual/>) zu Optimierung von Infrastruktur und Ladestrategien von Joel Weingart und Maïke Scherrer, 27.-29. Oktober 2025

In Planung:

- Wissenschaftliche Publikation zum strategischen Modell (White Paper vorliegend, Fertigstellung und Einreichung Anfang 2026)

6 Literaturverzeichnis

Bektaş, T., Ehmke, J. F., Psaraftis, H. N., & Puchinger, J. (2019). The role of operational research in green freight transportation. *European Journal of Operational Research*, 274(3), 807-823.

Lu, D., Lu, Y., Zhang, K., Zhang, C., & Ma, S. C. (2023). An Application Designed for Guiding the Coordinated Charging of Electric Vehicles. *Sustainability*, 15 (14), 10758.

Rupp, M., Rieke, C., Handschuh, N., & Kuperjans, I. (2020). Economic and ecological optimization of electric bus charging considering variable electricity prices and CO_{2eq} intensities. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 81, 102293.

Tamayao, M. A. M., Michalek, J. J., Hendrickson, C., & Azevedo, I. M. (2015). Regional variability and uncertainty of electric vehicle life cycle CO₂ emissions across the United States. *Environmental science & technology*, 49(14), 8844-8855.

Šolić, A. J., Jakus, D., Vasilj, J., & Jolevski, D. (2023). Electric Vehicle Charging Station Power Supply Optimization with V2X Capabilities Based on Mixed-Integer Linear Programming. *Sustainability*, 15(22), 16073.



Foroozandeh, Z., Ramos, S., Soares, J., Lezama, F., Vale, Z., Gomes, A., & Joench, R. (2020). A mixed binary linear programming model for optimal energy management of smart buildings. *Energies*, 13(7), 1719.

Srilakshmi, E., & Singh, S. P. (2022). Energy regulation of EV using MILP for optimal operation of incentive-based prosumer microgrid with uncertainty modelling. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 134, 107353.