

# **LIFT**

## Logistics Infrastructure & Fleet Transformation

### Dokumentation und Anwenderleitfaden

Brian Dietermann<sup>1</sup>, Anna Paper<sup>1</sup>, Philipp Rosner<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Lehrstuhl für Fahrzeugtechnik, Technische Universität München

12. November 2025

#### **Zusammenfassung**

Das Softwaretool LIFT dient zur Unterstützung des Planungsprozesses der Elektrifizierung von Nutzfahrzeugflotten sowie des begleitenden Ausbaus des Energiesystems am dazugehörigen Depot. Über eine grafische, webbasierte Benutzeroberfläche lassen sich der Ist-Zustand von Flotte und Depot sowie ein mögliches Elektrifizierungs- und Ausbauszenario definieren. Basierend auf einer Energiesystem-Zeitschrittsimulation berechnet LIFT techno-ökonomische Kennzahlen für beide Szenarien und vergleicht diese. Somit lassen sich erste Erkenntnisse über den Effekt der beabsichtigten Maßnahmen treffen und bereits eine erste Planung der Depot-Erweiterung ableiten. Die mit LIFT erarbeitete Ersteinschätzung ist die Basis für weitere Schritte in der Detailauslegung und Realisierung eines entsprechenden Projektes.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1 Ausgangslage und Zielsetzung</b>	<b>4</b>
<b>2 Verwendung und grafische Benutzeroberfläche</b>	<b>4</b>
<b>3 Methodik</b>	<b>5</b>
3.1 Energiesystemkomponenten . . . . .	6
3.2 investitionsbedingte Kosten / Emissionen (CAPEX)-Berechnung . . . . .	6
3.3 Zeitschrittsimulation . . . . .	7
3.4 OPEX-Berechnung . . . . .	7
3.5 Technische Leistungskennzahlen (KPIs) . . . . .	8
3.6 Extrapolation . . . . .	8
3.6.1 Standortverbrauch . . . . .	9
3.6.2 Netzanschluss . . . . .	9
3.6.3 PV-Anlage . . . . .	9
3.6.4 Stationärspeicher . . . . .	9
3.6.5 Ladeinfrastruktur . . . . .	10
3.6.6 Flotte . . . . .	10
3.7 Wirtschaftliche Kennzahlen . . . . .	12
3.8 Ökologische Kennzahlen . . . . .	13
<b>4 Parameter und Standardwerte</b>	<b>13</b>
4.1 Komponenten . . . . .	13
4.1.1 Netzanschluss . . . . .	13
4.1.2 PV-Anlage . . . . .	14
4.1.3 Stationärspeicher . . . . .	14
4.1.4 Ladeinfrastruktur . . . . .	14
4.1.5 Flotte . . . . .	14
<b>5 Quellen</b>	<b>15</b>

## Abkürzungen

**CAPEX** investitionsbedingte Kosten / Emissionen

**CIS** Ladeinfrastruktur

**CO<sub>2</sub>** Kohlenstoffdioxid

**DEM** Standortverbrauch

**ESS** stationärer Energiespeicher

**FLT** Flotte

**GCP** Netzanschlusspunkt

**GUI** grafische Benutzeroberfläche

**KPI** Leistungskennzahl

**LIFT** Logistics Infrastructure and Fleet Transformation

**OPEX** betriebsbedingte Kosten / Emissionen

**PV** Photovoltaik

Formelzeichen glattziehen: Sowohl den Aufbau der verwendeten Zeichen prüfen als auch deren konsistente Verwendung durch das ganze Dokument

Berechnung/Formelzeichen für Ladeinfrastruktur/Flotte konsistent gestalten

Standardwerte in Tabelle mit sinnvoller Formatierung überführen

# 1 Ausgangslage und Zielsetzung

Das Softwaretool Logistics Infrastructure and Fleet Transformation (LIFT) wurde am Lehrstuhl für Fahrzeugtechnik der Technischen Universität München in Zusammenarbeit mit der Rödl GmbH entwickelt. Es unterstützt die Elektrifizierung von Flotten und den begleitenden Ausbau des Depot-Energiesystems (inkl. Ladeinfrastruktur) bereits in der frühen Phase mit technisch-ökonomischen Potentialabschätzungen und schafft so eine Entscheidungsgrundlage für die Fortsetzung des Planungsprozesses. Sein Zielanwendungsgebiet ist das initiale Auslegungsgespräch zwischen Kundenberater und Flottenbetreiber. Dafür muss LIFT mit wenigen, schnell abzuschätzenden oder bekannten Eingangsparametern arbeiten und die berechneten Ergebnisse schnell und intuitiv darstellen.

LIFT schafft dies, indem es die Ist-Situation (*Baseline-Szenario*) von Depot und Flotte mit einem möglichen Elektrifizierungs- und Ausbauplan (*Expansion Szenario*) vergleichend darstellt. Für beide wird mit den definierten Parametern jeweils eine Zeitschrittsimulation der Energieflüsse in Depot und Flotte über ein Jahr ausgeführt, auf deren Grundlage alle weiteren technisch-ökonomischen Kennzahlen und der Vergleich der beiden Szenarien erstellt wird. Um die beschriebenen Anforderungen zu erfüllen, arbeitet LIFT mit Vereinfachungen und Annahmen, die in einer frühen Planungsphase der Elektrifizierung noch vertretbar sind.

Komplexere Szenarien wie aktive Flexibilitätssteuerung durch Energiemanagement oder individuelle Mobilitätsprofile und/oder automatisierte Komponentendimensionierung erfordern dann einerseits detailliertere Daten als auch komplexere Modellierung mit mathematischer Optimierung zur Auflösung der getroffenen Vereinfachungen. Diese Schritte sind mit anderen Werkzeugen als LIFT im Nachgang des Beratungsgespräches durchzuführen. Die Anwendung solcher Tools, die oft nicht über eine grafische Benutzeroberfläche verfügen und ggf. an die jeweilige Anwendung angepasst werden müssen, und vor allem die Interpretation ihrer Ergebnisse erfordert Expertenwissen und Rechenzeit.

# 2 Verwendung und grafische Benutzeroberfläche

LIFT ist in Python programmiert und verfügt über eine browserbasierte grafische Benutzeroberfläche (GUI), die auf der *streamlit*-Bibliothek basiert. Die Installation von LIFT, entweder auf einem lokalen Rechner oder auf einem Server ist im *readme* des dazugehörigen *git repository* beschrieben. Es zeigt zusätzlich, wie der Berechnungsalgorithmus von LIFT losgelöst von der GUI für eine skalierbare Bewertung vieler Szenarien eingesetzt werden kann. Dieses Dokument beschränkt sich auf die Verwendung von LIFT zur Simulation einzelner Szenarien über die integrierte und in Abbildung 1 dargestellte GUI.

Diese ist in zwei Bereiche aufgeteilt. Die linke Seitenleiste dient zur Definition der Eingabeparameter für die anschließenden Berechnungen, sowie der Einstellung der anzuseigenden Sprache (aktuell sind Deutsch und Englisch verfügbar). Hierbei wird nach allgemeinen Parametern (Standort, Energiesystem und wirtschaftliche Kenngrößen), denen der Flotte (in vier Subklassen von Nutzfahrzeugen) und denen der Ladeinfrastruktur unterschieden. Für jeden Eingabeparameter stehen in der GUI Hilfetexte zur genaueren Erklärung zur Verfügung, die bei Positionierung des Mauszeigers über dem jeweiligen Fragezeichensymbol erscheinen. Die Simulation und Berechnung der Ergebnisse (siehe Abschnitt 3) wird am unteren Ende der

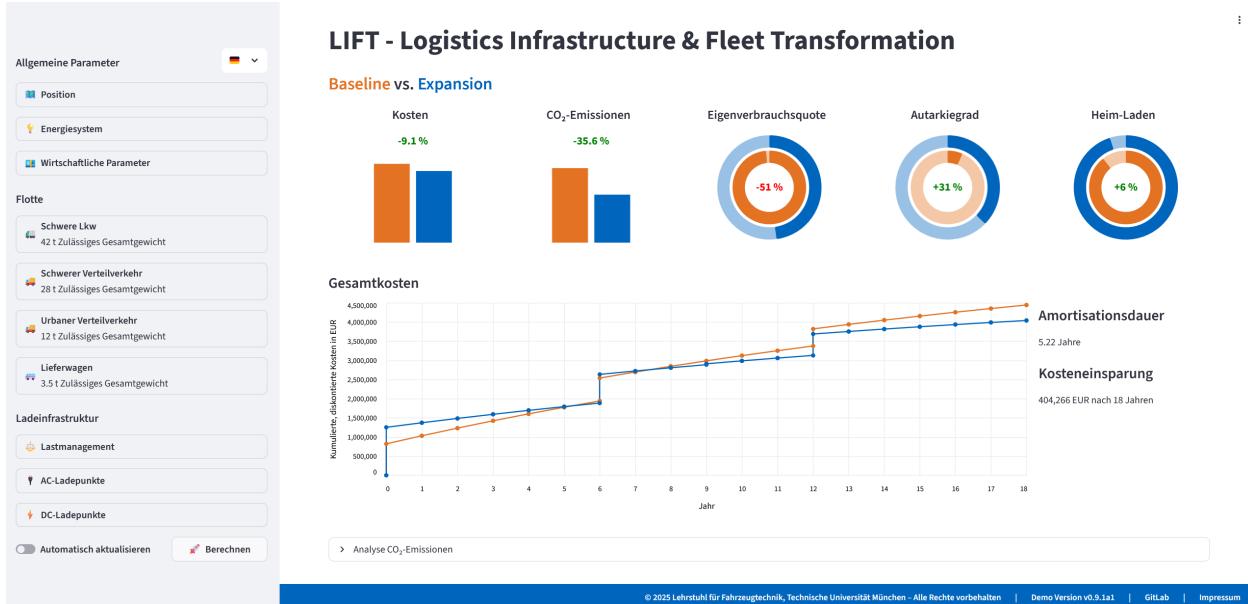


Abbildung 1: Die GUI von LIFT in Version 0.9.1a1 mit der linken Seitenleiste zur Eingabe der Szenario-Parameter und exemplarischer Darstellung von Ergebnissen im rechten Hauptbereich.

Seitenleiste ausgelöst. Der rechte Hauptbereich der GUI visualisiert daraufhin die Ergebnisse. Berechnete Kennwerte werden jeweils vergleichend für Baseline- und Expansions-Szenario dargestellt, um Effekte der getroffenen Maßnahmen intuitiv beurteilen zu können. Für die angezeigten Ergebnisse und Grafiken sind ebenfalls erläuternde Hilfetexte durch Bewegung des Mauszeigers über das Fragezeichensymbol verfügbar.

### 3 Methodik

Dieses Kapitel beschreibt den grundsätzlichen Ablauf einer Berechnung mit LIFT sowie die damit getroffenen qualitativen bzw. methodischen Annahmen. Quantitative Annahmen (Parameterwerte für die Einzelnutzung in der GUI) sind hingegen in Abschnitt 4 definiert.

LIFT berechnet für *Baseline*- und *Expansion*-Szenario jeweils Kosten und Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ )-Emissionen. Diese lassen sich jeweils nach zwei Quellen unterscheiden: Investitionen bzw. Aufbau (CAPEX) und Betrieb (OPEX). Die ursprünglich ökonomischen Begriffe CAPEX und OPEX sind im Kontext von LIFT aufgrund dieser Parallelität stets gleichermaßen für Emissionen zu verstehen. CAPEX hängen unmittelbar von den Eingangsparametern ab und können daher unabhängig von Simulation (*a priori*) berechnet werden (Abschnitt 3.2).

Zur Ermittlung von OPEX modelliert und simuliert LIFT je Szenario ein Energiesystem, das aus den Komponenten Netzanschlusspunkt (GCP), Photovoltaik (PV)-Anlage, stationärer Energiespeicher (ESS), Standortverbrauch (DEM), Flotte (FLT) und Ladeinfrastruktur (CIS) besteht. Jede dieser Komponenten existiert genau einfach im modellierten Energiesystem, kann aber durch entsprechende Parameterwertwahl (z.B.  $P_{max} = 0$ ) auch de-

aktiviert werden. Flotte und CIS können variable Anzahlen an Subkomponenten (Ladepunkt-Leistungsklassen und Subflossen) enthalten. Eine Subflosse fasst variable Anzahlen von Fahrzeugen des gleichen Typs und Nutzungsprofils zusammen. In diesem Energiesystemmodell werden zu jedem simulierten Zeitschritt Leistungsflüsse bestimmt (Abschnitt 3.3), deren integrierte Energieflüsse die Basis für die Berechnung von OPEX im Simulationszeitraum (??) und technischen Leistungskennzahlen (KPIs) (Abschnitt 3.5) sind.

Gesamtkosten und -emissionen werden unter Annahme von Komponentenlebensdauern und entsprechenden Ersatzbeschaffungen sowie Kapitalkosten auf einen Projektzeitraum, der typischerweise deutlich länger als der Simulationszeitraum ist, extrapoliert (Abschnitt 3.6) und zu ökonomischen bzw. ökologischen KPIs aggregiert (Abschnitt 3.7). Dabei wird inhärent die Annahme getroffen, dass im Simulationszeitraum alle relevanten Charakteristika, z. B. Schwankungen in der Auslastung der Fahrzeugflosse oder bei der verfügbaren PV-Energie, abgebildet werden.

### 3.1 Energiesystemkomponenten

Der **Netzanschlusspunkt (GCP)** modelliert die Schnittstelle zum elektrischen Netz, unabhängig von dessen Spannungsebene, also die örtliche Messstelle. Blindleistung im Wechselstromnetz wird nicht berücksichtigt.

Der **Standortverbrauch (DEM)** modelliert den Energieverbrauch der Gebäude und sonstiger Infrastruktur am Standort exklusive möglicherweise vorhandener Ladepunkte. Für den Standortverbrauch werden Standardlastprofile des BDEW verwendet, die auf den jährlichen Energieverbrauch des Standorts skaliert werden. Aufgrund ihrer stündlichen Auflösung und der ihnen zugrunde liegenden Methodik sind sie jedoch nur bedingt geeignet, einen realen Lastgang nachzubilden, da sie eine stark geglättete Charakteristik aufweisen. Das verfälscht die in der Simulation auftretenden Lastspitzen am Netzanschlusspunkt, die normalerweise gemittelt über einen 15-minütigen Zeitraum bestimmt werden. Da die Zielsetzung von LIFT jedoch darin besteht, mit einer möglichst geringen Datengrundlage erste Ergebnisse zu erzielen, kann in diesem Schritt des Planungsprozesses mit Standardlastprofilen gearbeitet werden. In weiteren Planungsphasen ist davon jedoch abzuraten, um ein realistischeres Verhalten abbilden zu können. Für den Energieverbrauch des Standorts fallen nur indirekt Kosten und Emissionen durch die aus der PV-Anlage und über den Netzanschlusspunkt bezogene Energie an. Diese sind somit in den beiden genannten Komponenten abgebildet.

### 3.2 CAPEX-Berechnung

Beim Aufbau einer Komponente  $k$  (mit Ausnahme des Standortverbrauchs, der Ladeinfrastruktur und der Flosse) entstehen ökonomische (Gleichung 1a) und ökologische (Gleichung 1b) CAPEX, die jeweils in Abhängigkeit der Dimensionierung der Komponente  $S^k$  sowie den spezifischen Werten  $c_{cap}^k$  und  $e_{cap}^k$  pro Größeneinheit der Komponente berechnet und über alle Komponenten addiert werden. Für Ladeinfrastruktur und Flosse ist keine Dimensionierungsabhängigkeit vorgesehen, sondern es entstehen fixe CAPEX pro Element  $n$  (Fahrzeug oder Ladepunkt) einer Subkomponente bzw. -klasse  $m$  (Fahrzeug- oder Ladepunkttyp). Spezifische Kosten einer  $c_{cap,m}$  sind hierbei in der GUI definierbar, für spezifische Emissionen ist dies nicht vorgesehen.

$$C_{cap,init} = \sum_k S^k \cdot c_{cap}^k + \sum_{m,n} c_{cap,m}^n \quad (1a)$$

$$E_{cap,init} = \sum_k S^k \cdot e_{cap}^k + \sum_{m,n} e_{cap,m}^n \quad (1b)$$

### 3.3 Zeitschrittsimulation

Die in LIFT verwendete Zeitschrittsimulation simuliert die Energieflüsse im Energiesystem des Depots und der zugehörigen Flotte beginnend ab  $T_{start}$  über einen Simulationszeitraum  $T_{sim}$  mit einem Zeitschritt von  $T_{step}$ . In jedem Zeitschritt wird der addierte Leistungsbedarf von Standortverbrauches und Flotte, der unter der Annahme eines dynamischen Flotten-Ladelastmanagements für jede gewählte Energiesystemkonfiguration neu berechnet wird (in absteigender Priorität aus PV (soweit zum jeweiligen Zeitpunkt verfügbar), Stationärspeicher (soweit zum jeweiligen Zeitpunkt geladen) und Netzanschluss gedeckt. Im Fall, dass die PV den Leistungsbedarf alleine erfüllen kann, wird der Stationärspeicher mit der durch Leistungsbeschränkung oder Ladezustand limitierten maximalen Leistung geladen. Weitere überschüssige Leistung wird bis zur Leistungsgrenze des Netzanschlusses ins Netz eingespeist, bevor PV-Potential abgeregelt wird.

Trotz des szenarioadpativen Vorgehens kann zu kleine Dimensionierung der drei Quellenkomponenten in unerfüllbaren Anforderungen resultieren und eine entsprechende Fehlermeldung ("Netzanschlussfehler") hervorrufen. Wirkungsgrade, dynamische Strompreise und Flexibilitäten werden nicht berücksichtigt. Die beiden letzteren Dynamiken sind mit regelbasierten Strategien nicht sinnvoll ausschöpfbar und erfordern intelligentere und situationsadaptivere Strategien wie Optimierung und/oder Machine Learning zur Steuerung.

ref  
dyn  
LM

Aussage  
prüfen

### 3.4 OPEX-Berechnung

Für die weitere Berechnung werden die folgenden Ergebnisse der Simulation herangezogen:

- die aus dem öffentlichen Netz bezogene ( $E_{Bezug}^{Netz}$ ) und die ins öffentliche Netz eingespeiste Energie ( $E_{Einspeisung}^{Netz}$ )
- die Lastspitze der aus dem Netz bezogenen Energie ( $P_{max}^{Netz}$ )
- die potenziell erzeugbare ( $E_{Pot}^{PV}$ ) sowie die nicht abgerufene bzw. gekappte PV-Energie ( $E_{Kappung}^{PV}$ )
- die vom Standortverbrauch benötigte Energie ( $E_{gesamt}^{Standort}$ )
- die von der Flotte über die installierte Ladeinfrastruktur am Depot geladene Energie ( $E_{Depot}^{Flotte}$ )
- die von der Flotte während der Fahrt geladene Energie ( $E_{On-Route}^{Flotte}$ )
- die von den Fahrzeugen zurückgelegten Distanzen aufgeteilt nach Subflotte und Antriebsart ( $d_a^f$  mit Subflotte  $f$  und Antriebsart (konventionell oder elektrisch)  $a$ )

### 3.5 Technische Leistungskennzahlen (KPIs)

Die technischen Kennzahlen dienen als Anhaltspunkte, ob sich die definierten Größen für Netzanschluss, PV-Anlage und Stationärspeicher sowie die gewählte Ladeinfrastruktur in einem für das System vorteilhaften Rahmen bewegen.

Die **Eigenverbrauchsquote**  $\gamma_{Eigenverbrauch}$  gibt an, welcher Anteil der potenziell lokal erzeugbaren PV-Energie am Standort selbst verbraucht wurde. Dazu zählen der Standortverbrauch und die am Standort in die Fahrzeuge geladene Energie. Ein zu hoher Eigenverbrauch deutet meist auf eine für den Verbrauch am Standort zu klein dimensionierte PV-Anlage hin. Die Eigenverbrauchsquote berechnet sich zu:

$$\gamma_{Eigenverbrauch} = 1 - \frac{E_{Kappung}^{PV} + E_{Einspeisung}^{Netz}}{E_{Pot}^{PV}} \quad (2)$$

Der **Autarkiegrad**  $\gamma_{Autarkie}$  gibt an, welcher Anteil der lokal verbrauchten Energie am Standort selbst, im Fall von LIFT lediglich über die PV-Anlage, erzeugt wurde. Zur lokal verbrauchten Energie zählen der Standortverbrauch und die am Standort in die Fahrzeuge geladene Energie. Ein zu hoher Autarkiegrad deutet meist auf eine für den Verbrauch am Standort zu groß dimensionierte PV-Anlage hin. Der Autarkiegrad berechnet sich zu:

$$\gamma_{Autarkie} = \frac{E_{Pot}^{PV} - E_{Kappung}^{PV} - E_{Einspeisung}^{Netz}}{E_{Depot}^{Flotte} + E_{gesamt}^{Standort}} \quad (3)$$

Eine hohe Eigenverbrauchsquote führt normalerweise zu einem niedrigen Autarkiegrad und umgekehrt. Zu einem gewissen Grad lässt sich dieser Zielkonflikt durch die Verwendung eines Stationärspeichers kompensieren.

Der Wert **Heim-Laden** gibt an, welcher Anteil der von der Flotte insgesamt geladenen Energie am Depot geladen wurde. Ein geringer Anteil an am Depot geladener Energie deutet auf zu wenige Ladepunkte bzw. Ladepunkte mit zu geringer Ladeleistung oder eine Limitation durch einen zu geringen Netzanschluss hin. Da meistens die Energiekosten am Depot im Vergleich zum On-Route Laden geringer ausfallen, ist hier ein möglichst hoher Wert anzustreben.

$$\gamma_{Heim-Laden} = \frac{E_{Depot}^{Flotte}}{E_{Depot}^{Flotte} + E_{On-Route}^{Flotte}} \quad (4)$$

### 3.6 Extrapolation

In einem ersten Schritt werden diese vom Simulationszeitraum linear auf einen Zeitraum von einem Jahr skaliert.

### 3.6.1 Standortverbrauch

### 3.6.2 Netzanschluss

#### Betriebskosten und -emissionen

In Abhängigkeit des Energiedurchsatzes in Bezugs- und Einspeiserichtung sowie der Spitzenlast fallen Betriebskosten für den Netzanschlusspunkt an:

$$\begin{aligned} C_{\text{Betrieb,jrl}}^{\text{Netz}} = & E_{\text{Bezug}}^{\text{Netz}} \cdot c_{\text{Bezug}}^{\text{Netz}} \\ & + E_{\text{Einspeisung}}^{\text{Netz}} \cdot c_{\text{Einspeisung}}^{\text{Netz}} \\ & + P_{\text{max}}^{\text{Netz}} \cdot c_{\text{Spitzenlast}}^{\text{Netz}} \end{aligned} \quad (5)$$

Die spezifischen Kosten für den Bezug ( $c_{\text{Bezug}}^{\text{Netz}}$ ) und die Einspeisung ( $c_{\text{Einspeisung}}^{\text{Netz}}$ ) sowie die aufgetretene Spitzenlast ( $c_{\text{Spitzenlast}}^{\text{Netz}}$ ) lassen sich über die GUI definieren. Die spezifischen Emissionen ( $co2_{\text{Bezug}}^{\text{Netz}}$ ) hingegen sind als Annahme in der GUI hinterlegt und im Anhang aufgeführt. Für verkaufte Energie entstehen weder positive noch negative Emissionen. Die Betriebsemisionen berechnen sich analog zu Gleichung 5:

$$CO2_{\text{Betrieb,jrl}}^{\text{Netz}} = E_{\text{Bezug}}^{\text{Netz}} \cdot co2_{\text{Bezug}}^{\text{Netz}} \quad (6)$$

### 3.6.3 PV-Anlage

Die potenzielle PV-Leistung wird für den angegebenen Standort und die optimale Ausrichtung einer nicht-beweglichen PV-Anlage in stündlicher Auflösung von PVGIS für das Jahr 2023 abgerufen. Neuere Daten oder Daten mit einer höheren zeitlichen Auflösung sind bei diesem Anbieter nicht verfügbar.

#### Betriebskosten und -emissionen

Während des Betriebs entstehen weder Kosten noch Emissionen.

### 3.6.4 Stationärspeicher

Der Speicher wird mit einer Leistungslimitation von 0,5 C sowohl in Lade- als auch Entladerichtung betrieben. Dieser Wert entspricht gängigen Modellen für Stationärspeicher. Bei einem 10 kWh Speicher entspricht das einer maximalen Leistung von 5 kW. Die Betriebsstrategie des Speichers sieht eine sogenannte Nulllastregelung am Netzanschlusspunkt vor. Dabei versucht der Speicher im lokalen Netz überschüssige Energie, die durch die PV-Anlage erzeugt, aber nicht lokal verbraucht werden kann, einzuspeichern. Nur, wenn die maximale Ladeleistung des Speichers überschritten wird oder er aufgrund eines zu hohen Ladezustands keine weitere Energie einspeichern kann, wird die überschüssige Energie über den Netzanschlusspunkt ins öffentliche Stromnetz eingespeist. Sollte der Bedarf im lokalen Energiesystems des Depots nicht aus lokalen Quallen gedeckt werden können, wird zuerst der Speicher entladen, bevor zusätzliche Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen wird.

#### Betriebskosten und -emissionen

Während des Betriebs entstehen weder Kosten noch Emissionen.

### 3.6.5 Ladeinfrastruktur

LIFT unterstützt unterschiedliche Typen von Ladeinfrastruktur. Die in der GUI vordefinierten Ladepunkttypen sind in Abschnitt 4.1.4 aufgeführt. Von jedem Ladepunkttyp können mehrere Ladepunkte existieren. Die gesamte Ladeinfrastruktur unterliegt einem Lastmanagement. Dieses kann entweder statisch oder dynamisch ausgelegt sein. Das statische Lastmanagement begrenzt in jedem Zeitschritt die für die gesamte Ladeinfrastruktur typübergreifend zur Verfügung stehende Ladeleistung auf einen in der GUI definierten Wert. Dieser wird normalerweise bestimmt, indem die Spitzenlast des Standortverbrauchs von der maximalen Leistung des Netzanschlusspunktes abgezogen wird. Für große Simulationszeitschritte ( $> 15 \text{ min}$ ) verhält sich das statische Lastmanagement nicht realistisch. Grund hierfür ist die starke Glättung des Standortlastgangs, dessen Lastspitzen normalerweise maßgeblich zur Definition der maximalen Leistung des statischen Lastmanagements berücksichtigt werden. Das dynamische Lastmanagement berechnet für jeden Zeitschritt die für die Flotte zur Verfügung stehende Leistung. Dazu wird die maximale Leistung des Netzanschlusses, die aktuell zur Verfügung stehende PV-Leistung und die maximale Leistung des Stationärspeichers unter Berücksichtigung des Ladezustands addiert und von diesem Wert der Standortverbrauch subtrahiert. Die verbleibende Leistung steht der Ladeinfrastruktur zur Verfügung.

### Betriebskosten und -emissionen

Während des Betriebs entstehen weder Kosten noch Emissionen, da die Energie vom lokalen Energiesystem bereitgestellt wird.

### 3.6.6 Flotte

Eine Flotte besteht aus mehreren Subfritten, die jeweils Fahrzeuge des gleichen Typs beinhalten. Die Mobilitätsprofile einer Subfritte beinhalten eine Zeitreihe, in der die Anwesenheit am Depot sowie der Energieverbrauch von Fahrten definiert wird. Diese Profile werden stochastisch gesamplet. Die maximale Ladeleistung eines Fahrzeugs berechnet sich aus dem fahrzeugspezifischen Limit und dem Limit des für das Fahrzeug definierten Ladepunkts. Beide Werte lassen sich in der GUI einstellen. Je nach Konfiguration sind sowohl die Anzahl zur Verfügung stehender Ladepunkte als auch die im Zeitschritt zur Verfügung stehende Ladeleistung eine knappe Resource. Aus diesem Grund werden die Fahrzeuge priorisiert und erhalten gemäß dieser Priorisierung Zugriff auf Ladeinfrastruktur und Ladeleistung. Dazu wird für jedes Fahrzeug zu jedem Zeitpunkt der Simulation eine Flexibilitätszeit errechnet. Diese gibt an, in wie vielen Zeitschritten das Fahrzeug spätestmöglich mit dem Laden beginnen muss, um die nächste Fahrt ohne On-Route Laden erfüllen zu können. Das Fahrzeug mit der geringsten Flexibilitätszeit erhält die höchste Priorität bei der Vergabe der Ladepunkte und Ladeleistung. Jedes Fahrzeug ist nur mit dem in der GUI definierten Ladepunkt kompatibel. Ist kein Ladepunkt dieses Typs mehr vorhanden, kann das Fahrzeug in diesem Zeitschritt nicht laden. Aufgrund des Priorisierungsalgorithmus' können Fahrzeuge in jedem Zeitschritt einem anderen Ladepunkt zugeordnet sein, was in der Realität mit einem hohen manuellen Aufwand für das Umstecken und -parken der Fahrzeuge verbunden wäre. Fahrzeuge, deren Ladezustand während einer Fahrt auf oder unter 0% fällt, werden auf der Fahrt

nachgeladen, jedoch nur soweit, dass sie mit einem Ladezustand von exakt 0 % wieder am Depot ankommen.

### Investitionskosten und -emissionen

Beim Kauf eines einzelnen Fahrzeugs  $n$  in der Subflotte  $f$  entstehen die in der GUI definierten Kosten  $C_{\text{Invest, einmalig}}^{\text{Fahrzeug}, f, n}$ . Zur Berechnung der Investitionskosten aller Fahrzeuge einer Subflotte  $C_{\text{Invest, einmalig}}^{\text{fahrzeug}, f, n}$  werden die Kosten der einzelnen Fahrzeuge derselben Subflotte aufsummiert. Eine Aggregation der verschiedenen Subflotten ergibt aufgrund der Möglichkeit unterschiedlicher Lebensdauern je nach Subflotte keinen Sinn. Die bei der Herstellung eines Fahrzeugs entstehenden Emissionen  $CO2_{\text{Invest, einmalig}}^{\text{Fahrzeug}, f, n}$  sind im Abschnitt 4.1.5 aufgeführt. Die Berechnung der Emissionen aller Fahrzeuge einer Subflotte erfolgt analog zu den Kosten.

### Betriebskosten und -emissionen

Bei der Berechnung der Betriebskosten und Emissionen muss nach der Antriebsart des Fahrzeugs unterschieden werden. Für konventionell angetriebene Fahrzeuge einer Subflotte  $f$  berechnen sich die Kosten zu:

$$C_{\text{Betrieb, jrl}}^{\text{Fahrzeuge}, f, \text{ICEV}} = d_{\text{ICEV}}^f \cdot \left( c_{\text{Wartung}}^{f, \text{ICEV}} + c_{\text{Maut}}^{f, \text{ICEV}} \cdot x_{\text{Maut}}^{f, \text{ICEV}} + c^{\text{Diesel}} \cdot v^{f, \text{icev}} / 100 \right) \quad (7)$$

Dabei bezeichnet  $d_{\text{ICEV}}^f$  die gefahrene Distanz der Fahrzeuge der Subflotte,  $c_{\text{Wartung}}^{f, \text{ICEV}}$  die spezifischen Wartungskosten pro Kilometer,  $c_{\text{Maut}}^{f, \text{ICEV}}$  die spezifischen Mautkosten pro Kilometer,  $x_{\text{Maut}}^{f, \text{ICEV}}$  den Anteil der mautpflichtigen Distanz an der Gesamtdistanz,  $c^{\text{Diesel}}$  die spezifischen Dieselkosten pro Liter und  $v^{f, \text{icev}}$  den spezifischen Dieselverbrauch der Fahrzeuge auf 100 km. Bis auf den Anteil der mautpflichtigen Strecke und den spezifischen Diesel- und Mautkosten, die in der GUI eingestellt werden können, werden alle Parameter mit vordefinierten Werten parametriert, die in Abschnitt 4.1.5 aufgeführt sind. Die im Betrieb entstehenden Emissionen der Dieselfahrzeuge lassen sich aus dem benötigten Dieselvolumen und den spezifischen Emissionen für Diesel pro Liter  $co2^{\text{Diesel}}$  (vordefiniert und in Abschnitt 4.1.5 aufgeführt) berechnen:

$$CO2_{\text{Betrieb, jrl}}^{\text{Fahrzeuge}, f, \text{ICEV}} = d_{\text{ICEV}}^f \cdot v^{f, \text{icev}} / 100 \cdot co2^{\text{Diesel}} \quad (8)$$

Für batterieelektrisch angetriebene Fahrzeuge einer Subflotte  $f$  berechnen sich die Kosten zu:

$$C_{\text{Betrieb, jrl}}^{\text{Fahrzeuge}, f, \text{ICEV}} = d_{\text{BEV}}^f \cdot \left( c_{\text{Wartung}}^{f, \text{BEV}} + c_{\text{Maut}}^{f, \text{BEV}} \cdot x_{\text{Maut}}^{f, \text{BEV}} \right) \quad (9)$$

Emissionen treten für batterieelektrische Fahrzeuge nicht auf. Die beim On-Route laden entstehenden Kosten und Emissionen werden lediglich auf Flottenebene berechnet.

$$C_{\text{Betrieb, jrl, On-Route}}^{\text{Flotte}} = E_{\text{On-Route}}^{\text{Flotte}} \cdot c_{\text{On-Route}}^{\text{Flotte}} \quad (10)$$

Für die Kosten werden die in der GUI definierten spezifischen On-Route Ladekosten  $c_{\text{On-Route}}^{\text{Flotte}}$  verwendet, während für die Berechnung der beim On-Route Laden verursachten Emissionen die spezifischen Emissionen des öffentlichen Netzes herangezogen werden.

$$CO2_{\text{Betrieb, jrl, On-Route}}^{\text{Flotte}} = E_{\text{On-Route}}^{\text{Flotte}} \cdot co2_{\text{Betrieb}}^{\text{Netz}} \quad (11)$$

### 3.7 Wirtschaftliche Kennzahlen

Bei der Berechnung der wirtschaftlichen Kennzahlen wird zwischen Investitions- und Betriebskosten unterschieden. Während Investitionskosten immer am Anfang eines Jahres auftreten, fallen Betriebskosten erst am Ende des Jahres an. Für jedes Jahr im betrachteten Projektzeitraum werden beide Kostenarten getrennt berechnet und anschließend diskontiert. Der Diskontierungsfaktor  $v^j$  für das Jahr  $j$  berechnet sich für eine Abzinsungsrate  $r$  zu

$$v^j = \frac{1}{(1+r)^{j-z}}, \quad \text{mit } z = \begin{cases} 1 & \text{Investitionskosten} \\ 0 & \text{Betriebskosten} \end{cases} \quad \text{und } j \in \{1, 2, \dots\} \quad (12)$$

Die initialen Investitionskosten für eine Komponente entstehen am Anfang des Projektzeitraums, also am Beginn des ersten Jahres. Nach Ablauf der Lebensdauer der Komponente wird dann eine entsprechende Ersatzinvestition getätigt. Damit ergeben sich die Zeitpunkte der Investitionen zu den Anfängen der Jahre  $n \cdot ls_k$ ,  $n \in \{0, 1, 2, \dots\}$ . Unter der Annahme, dass sich der Wertverlust einer Komponente über deren Lebensdauer linear verhält, ergibt sich am Ende der Projektlaufzeit der Restwert

$$C_{\text{Restwert}}^k = \begin{cases} -C_{\text{Invest, einmalig}}^k \cdot \left(1 - \frac{(T_{\text{proj}} \bmod ls)}{ls}\right) & \text{if } T_{\text{proj}} \bmod ls \neq 0 \\ 0 & \text{if } T_{\text{proj}} \bmod ls = 0 \end{cases} \quad (13)$$

Der so berechnete Restwert wird am Beginn des auf den Projektzeitraum folgenden Jahres verbucht. Nach der zuvor gegebenen Definition wird der Restwert als negative Kosten dargestellt. Deshalb gilt:

$$C_{\text{Restwert}}^k \leq 0 \quad \forall k \quad (14)$$

Damit ergeben sich für eine Komponente  $k$  die zwei Kostenvektoren  $C_{\text{Invest}}^k$  und  $C_{\text{Betrieb}}^k$ :

$$C_{\text{Invest}}^k = \begin{pmatrix} C_{\text{Invest, einmalig}}^k \\ 0 \\ \vdots \\ C_{\text{Invest, einmalig}}^k \\ 0 \\ \vdots \\ C_{\text{Restwert}}^k \end{pmatrix}, \quad C_{\text{Betrieb}}^k = \begin{pmatrix} C_{\text{Betrieb, jrl}}^k \\ C_{\text{Betrieb, jrl}}^k \\ \vdots \\ C_{\text{Betrieb, jrl}}^k \\ 0 \end{pmatrix} \quad \text{mit } C_{\text{Invest}}^k, C_{\text{Betrieb}}^k \in \mathbb{R}^{T_{\text{proj}}+1 \times 1} \quad (15)$$

Jährliche Betriebskosten  $C_{\text{Betrieb, jrl}}^k$  treten dabei jedes Jahr unverändert auf. Lediglich im letzten Eintrag des Vektors, der das Jahr nach der Projektlaufzeit darstellt, treten keine Kosten mehr auf. Dieser Eintrag dient lediglich der Restwertgutschrift.

Die diskontierten Kostenvektoren ergeben sich somit aus Gleichung 12 und Gleichung 15 zu

$$C_{u, \text{diskontiert}}^k = C_u^k \circ \begin{pmatrix} v_u^1 \\ v_u^2 \\ \vdots \\ v_u^{T_{\text{proj}}+1} \end{pmatrix} \quad \text{mit } u \in \{\text{Invest, Betrieb}\} \quad (16)$$

Diese beiden Vektoren werden als Grundlage für die Kostendarstellung in den Ergebnissen verwendet. Entweder als Zeitreihe, wie im Fall des Gesamtkostendiagramms, in dem die Gesamtkosten über die Projektlaufzeit aufgetragen sind, oder bereits aufsummiert, wie zur Berechnung der Projektgesamtkosten.

### 3.8 Ökologische Kennzahlen

Die ökologischen Kennzahlen werden analog zu den wirtschaftlichen Kennzahlen berechnet. Jedoch entfällt bei der Berechnung der ökologischen Kennzahlen die Diskontierung.

## 4 Parameter und Standardwerte

Standardwerte in gleicher Spalte mit Quellen belegen
Alle (auch GUI-) Parameter in Tabelle integrieren

Formelz.	Parameter	Einheit	GUI-Wert
<b>Simulation</b>			
$T_{Start}^{sim}$	Startzeit der Simulation	keine	01.01.2023 00:00 (UTC+01:00)
$T_{Dauer}^{sim}$	Simulationszeitraum	Tag	365 Tage
$T_{Zeitschritt}^{sim}$	Simulationszeitschritt	Stunde	1 Stunde
<b>Netzanschluss</b>			
<b>PV-Anlage</b>			
<b>Stationärspeicher</b>			
<b>Ladeinfrastruktur</b>			
<b>Flotte</b>			

Tabelle 1: Parameterdefinition, Formelzeichen und Standardwerte mit Quellenangabe in LIFT. Wenn kein GUI-Wert angegeben ist, dann ist dieser Parameter in der GUI anpassbar.

### 4.1 Komponenten

#### 4.1.1 Netzanschluss

$c_{Invest}^{Netz}$ : 200 €/kW  
 $co2_{Invest}^{Netz}$ : 0,0 kg/kW  
 $co2_{Betrieb}^{Netz}$ : 0.400 kg/kWh  
 $ls^{Netz}$ : 18 Jahre

#### 4.1.2 PV-Anlage

$c_{Invest}^{PV}$ : 900 €/kWp  
 $CO2_{Invest}^{PV}$ : 798,0 kg/kWp  
 $ls^{PV}$ : 18 Jahre

#### 4.1.3 Stationärspeicher

$c_{Invest}^{Speicher}$ : 450 €/kWh  
 $CO2_{Invest}^{Speicher}$ : 69,0 kg/kWh  
 $ls^{Speicher}$ : 9 Jahre

#### 4.1.4 Ladeinfrastruktur

##### AC-Ladepunkte

$CO2_{Invest}^{Ladepunkt, AC}$ : 65,4 kg  
 $ls^{Ladepunkt, AC}$ : 6 Jahre

##### DC-Ladepunkte

$CO2_{Invest}^{Ladepunkt, DC}$ : 6520 kg  
 $ls^{Ladepunkt, DC}$ : 6 Jahre

#### 4.1.5 Flotte

$CO2^{Diesel}$ : 3,08 kg CO2-eq./l

##### Schwere Lkw

$S_{Batterie}$ : 480 kWh  
 $CO2_{Invest}^{Fahrzeug, BEV}$ : 84600 kg  
 $CO2_{Invest}^{Fahrzeug, ICEV}$ : 54000 kg  
 $c_{Maut}^{BEV}$ : 0,0 €/km  
 $c_{Maut}^{ICEV}$ : 0,269 €/km  
 $c_{Wartung}^{BEV}$ : 0,1324 €/km  
 $c_{Wartung}^{ICEV}$ : 0,185 €/km  
 $v^{ICEV}$ : 27 l/100km  
 $ls$ : 6 Jahre

##### Schwerer Verteilverkehr

$S_{Batterie}$ : 400 kWh  
 $CO2_{Invest}^{Fahrzeug, BEV}$ : 59000 kg  
 $CO2_{Invest}^{Fahrzeug, ICEV}$ : 31200 kg  
 $c_{Maut}^{BEV}$ : 0,0 €/km  
 $c_{Maut}^{ICEV}$ : 0,242 €/km

$c_{Wartung}^{BEV}$ : 0,1324 €/km

$c_{Wartung}^{ICEV}$ : 0,185 €/km

$v^{ICEV}$ : 23 l/100km

ls: 6 Jahre

### Urbaner Verteilverkehr

$S_{Batterie}$ : 160 kWh

$CO2_{Invest}^{Fahrzeug,BEV}$ : 26700 kg

$CO2_{Invest}^{Fahrzeug,ICEV}$ : 16200 kg

$c_{Maut}^{BEV}$ : 0,0 €/km

$c_{Maut}^{ICEV}$ : 0,137 €/km

$c_{Wartung}^{BEV}$ : 0,1051 €/km

$c_{Wartung}^{ICEV}$ : 0,1577 €/km

$v^{ICEV}$ : 19 l/100km

ls: 6 Jahre

### Lieferwagen

$S_{Batterie}$ : 81 kWh

$CO2_{Invest}^{Fahrzeug,BEV}$ : 13870 kg

$CO2_{Invest}^{Fahrzeug,ICEV}$ : 8622 kg

$c_{Maut}^{BEV}$ : 0,0 €/km

$c_{Maut}^{ICEV}$ : 0,0 €/km

$c_{Wartung}^{BEV}$ : 0,0275 €/km

$c_{Wartung}^{ICEV}$ : 0,0339 €/km

$v^{ICEV}$ : 15 l/100km

ls: 6 Jahre

## 5 Quellen

### Todo list

Formelzeichen glattziehen: Sowohl den Aufbau der verwendeten Zeichen prüfen als auch deren konsistente Verwendung durch das ganze Dokument . . . . .	3
Berechnung/Formelzeichen für Ladeinfrastruktur/Flotte konsistent gestalten . . . . .	3
Standardwerte in Tabelle mit sinnvoller Formatierung überführen . . . . .	3
ref dyn LM . . . . .	7
Aussage prüfen . . . . .	7
Standardwerte in gleicher Spalte mit Quellen belegen . . . . .	13
Alle (auch GUI-) Parameter in Tabelle integrieren . . . . .	13