

# **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</b>	<b>Ausgangslage und Zielsetzung</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Verwendung und grafische Benutzeroberfläche</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Methodik</b>	<b>5</b>
3.1	Energiesystemblöcke . . . . .	6
3.2	CAPEX-Berechnung . . . . .	7
3.3	Zeitschrittsimulation und Energiemanagement . . . . .	8
3.4	OPEX-Berechnung . . . . .	8
3.5	Technische Leistungskennzahlen (KPIs) . . . . .	9
3.6	Extrapolation . . . . .	10
3.7	Wirtschaftliche Leistungskennzahlen (KPIs) . . . . .	10
3.8	Ökologische Kennzahlen . . . . .	11
<b>4</b>	<b>Parameter und Standardwerte</b>	<b>11</b>
4.1	Blöcke . . . . .	12
4.1.1	Netzanschluss . . . . .	12
4.1.2	PV-Anlage . . . . .	12
4.1.3	Stationärspeicher . . . . .	12
4.1.4	Ladeinfrastruktur . . . . .	12
4.1.5	Flotte . . . . .	13
<b>5</b>	<b>Quellen</b>	<b>14</b>

## Abkürzungen

**BDEW** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

**CAPEX** investitionsbedingte Kosten / Emissionen

**CIS** Ladeinfrastruktur

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

**DEM** Standortverbrauch

**ESS** Stationärspeicher

**FLT** Flotte

**GCP** Netzanschlusspunkt

**GUI** grafische Benutzeroberfläche

**KPI** Leistungskennzahl

**LIFT** Logistics Infrastructure and Fleet Transformation

**OPEX** betriebsbedingte Kosten / Emissionen

**PV** Photovoltaik

**PVGIS** Photovoltaic Geographical Information System

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 techno-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 techno-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 prädiktives 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 Beratungsgesprächs 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 anzuzeigenden 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

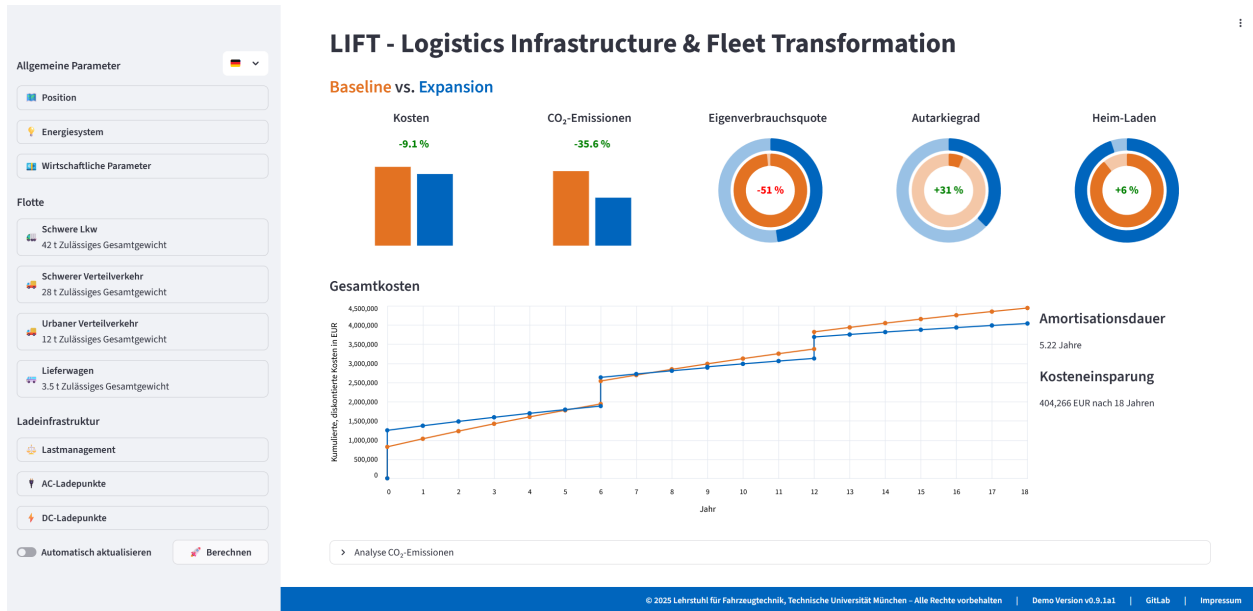


Abbildung 1: Die GUI von LIFT in Version 0.9.1a1 mit der linken Seitenleiste zur Eingabe der Szenario-Parameter und exemplarischer Darstellung von Ergebnissen im rechten Hauptbereich.

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 (CO<sub>2</sub>)-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.

Die Szenarien modellieren jeweils ein Energiesystem, das aus mehreren Blöcken besteht, die reale Systeme abbilden (Abschnitt 3.1). CAPEX dieser Blöcke hängen unmittelbar von den Eingangsparametern ab und können daher direkt (*a priori*) berechnet werden (Abschnitt 3.2). In diesem Energiesystemmodell werden zu jedem simulierten Zeitschritt Leistungsflüsse heuristisch (regelbasiert) bestimmt (Abschnitt 3.3), deren integrierte Energieflüsse die Basis für die Berechnung von OPEX im Simulationszeitraum (Abschnitt 3.4) und technischen Leistungskennzahlen (KPIs) (Abschnitt 3.5) sind. Gesamtkosten und -emissionen

werden unter Annahme von Blocklebensdauern und entsprechenden Ersatzinvestitionen 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 Fahrzeugflotte oder bei der verfügbaren PV-Energie, abgebildet werden. Saisonale Schwankungen sind mit einer Simulationsdauer von einem Jahr, wie sie in der GUI verwendet wird, ausreichend abgebildet.

### 3.1 Energiesystemblöcke

Ein modelliertes Energiesystem beinhaltet stets die folgenden Blöcke. Sollte die Berücksichtigung eines Blocks bzw. Systems nicht gewünscht sein, dann kann dies durch entsprechende Parameterwahl (z. B.  $P = 0$ ) erreicht werden.

Der **Netzanschlusspunkt (GCP)** modelliert die leistungsbeschränkte Schnittstelle zum elektrischen Netz unabhängig von dessen Spannungsebene, also die örtliche Messstelle, an der Leistungspreis und Arbeitspreis anfallen. Der Leistungspreis wird grundsätzlich auf Jahresbasis berücksichtigt. Bei Zeitschritten über 15 min (dem realen Bemessungszeitraum des Leistungspreises) ist zu berücksichtigen, dass reale Lastspitzen über den Zeitschritt gemittelt und damit gedämpft werden. Blindleistung im Wechselstromnetz wird nicht berücksichtigt.

Die **Photovoltaik (PV)-Anlage** modelliert ein homogen und unbeweglich für maximales Energiepotential ausgerichtetes und aufgeständertes Array von polykristallinen PV-Modulen inklusive ihres Wechselrichters. Das entsprechende zeitvariable Leistungspotential wird für den gewählten Standort in stündlicher Auflösung vom Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) der Europäischen Union für das Bezugsjahr 2023 abgerufen. Neuere oder zeitlich feiner aufgelöste Daten sind bei diesem Anbieter nicht verfügbar. Temperatureffekte sowie Verschattungen durch Wolken (im Bezugsjahr) oder Gelände sind berücksichtigt, Verschattungen durch Bäume und Gebäude jedoch nicht. Die heruntergeladenen Daten für einen Standort werden zwischengespeichert und in derselben Session nicht nochmals angefordert, was die Netzwerkanforderungen bei lokaler Ausführung reduziert.

Der **Stationärspeicher (ESS)** modelliert einen stationären und verlustfreien Batteriespeicher mit einer maximalen Lade- und Entladeleistung ("C-Rate") von  $0,5 \text{ h}^{-1}$  bzw. C. Er kann also schnellstens innerhalb von 2 h vollständig ge- oder entladen werden, was der Leistungsgrenze gängiger Modelle entspricht. Alterung und limitierte nutzbare Ladezustände sind nicht berücksichtigt.

Der **Standortverbrauch (DEM)** modelliert den Energieumsatz der Gebäude und sonstiger Infrastruktur am Standort exklusive der vorhandenen oder aufzubauenden Ladeinfrastruktur. Hierfür werden auszuwählende Standardlastprofile des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) verwendet, die auf den angegebenen 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 und verfälschen die in der Simulation auftretenden Lastspitzen am GCP gegenüber der Realität. Im Rahmen einer Erstberatung ist diese Vereinfachung zwar nötig und zulässig, um schnell Potentiale abzuschätzen, in weiteren Planungsphasen ist davon jedoch abzuraten.

Die **Ladeinfrastruktur (CIS)** modelliert mehrere (in der GUI zwei, siehe ??) Klassen von Ladepunkten für Fahrzeuge, von der jeweils mehrere Ladepunkte existieren. Die gesamte Ladeinfrastruktur unterliegt einem Lastmanagement, das statisch oder dynamisch sein kann. Das statische Lastmanagement begrenzt in jedem Zeitschritt die für die gesamte CIS klassenübergreifend zur Verfügung stehende Ladeleistung auf einen in der GUI konstanten Wert. Dieser wird normalerweise bestimmt, indem die Spitzenlast des Standortverbrauchs von der maximalen Leistung des Netzanschlusspunktes abgezogen wird. Für große Simulationszeitschritte ( $> 15$  min) verhält sich das statische Lastmanagement nicht realistisch, da DEM-Lastspitzen, die die maximale Ladeleistung maßgeblich bestimmen, zu stark geglättet 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.

Die **Flotte (FLT)** besteht aus mehreren (in der GUI vier, siehe ??) Subflotten, die jeweils Fahrzeuge des gleichen Typs und Nutzungsprofils zusammenfassen. Dies können entweder rein verbrennungsmotorisch oder batterieelektrisch angetriebene Fahrzeuge sein, hybride Mischformen sind nicht abgebildet. Das Mobilitätsprofil einer Subflotte beinhaltet Zeitreihen, in denen für jedes Fahrzeug die Anwesenheit am Depot sowie der Energieverbrauch von Fahrten definiert wird. Dieses Profil ist (im Falle der GUI aus stochastischem Sampling, siehe Abschnitt 4) vordefiniert und als Datei abgelegt. Jedes Fahrzeug ist nur mit der in der Subflotte definierten Ladepunktklasse kompatibel. Die tatsächlich maximale Ladeleistung eines Fahrzeugs entspricht dem Minimum aus in der Subflotte definierten Fahrzeugladeleistung und der in der assoziierten Ladepunktklasse definierten Leistung. Je nach Flottengröße und CIS-Konfiguration sind sowohl die Anzahl verfügbarer Ladepunkte als auch die aktuell zur Verfügung stehende Ladeleistung eine knappe Resource. Eine Priorisierung nach kleinster “Flexibilitätszeit” (Restzeit bis zum spätestmöglichen Ladebeginn, um die kommende Fahrt ohne öffentliches Laden zu erfüllen) verteilt beide Ressourcen in jedem Zeitschritt unter allen Fahrzeugen der Flotte. Öffentliches (On-Route-) Laden wird daher nur bei unbedingter Notwendigkeit und auch in geringstmöglichem Umfang genutzt, sodass solche Fahrten mit einem Ladezustand von 0 % wieder am Depot enden. Dem Priorisierungsalgorithmus liegt die Annahme zugrunde, dass physische Ladepunkte und damit Parkplätze in jedem Zeitschritt neu verteilt werden können, was in der Realität bei kleinen Zeitschritten nicht möglich ist.

### 3.2 CAPEX-Berechnung

Beim Aufbau jedes Blocks  $b$  (mit Ausnahme von DEM, CIS und FLT) entstehen ökonomische (Gleichung 1a) und ökologische (Gleichung 1b) CAPEX, die jeweils in Abhängigkeit der Dimensionierung des Blocks  $S^b$  sowie den spezifischen Werten  $c_{cap}^b$  und  $e_{cap}^b$  pro Größeneinheit berechnet und über alle Blöcke addiert werden. Für Ladeinfrastruktur und Flotte ist hingegen keine Dimensionierungsabhängigkeit vorgesehen, sondern es entstehen fixe CAPEX pro Element  $n$  (Fahrzeug oder Ladepunkt) eines Subblocks  $m$  (Fahrzeug- oder Ladepunktklasse). Spezifische Kosten einer  $c_{cap,m}$  sind hierbei in der GUI definierbar, für spezifische Emissionen ist dies nicht vorgesehen.

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

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

Ersatzinvestitionen nach den parametrisierten Lebensdauern werden je Block mit konstanten Nominal-CAPEX berücksichtigt. Die ökonomischen CAPEX werden gemäß Abschnitt 3.6 diskontiert. Mögliche Unterschiede in Lebensdauern verhindern eine sinnvolle Aggregation von CAPEX über Subblöcke.

### 3.3 Zeitschrittsimulation und Energiemanagement

Die in LIFT verwendete Zeitschrittsimulation simuliert die Energieflüsse im Energiesystem des Depots und der zugehörigen Flotte über einen gleichmäßig in Zeitschritte geteilten Simulationszeitraum. In jedem Zeitschritt wird der addierte Leistungsbedarf von Standortverbraucher und Flotte, der mithilfe des CIS-Lastmanagements ermittelt wird (Abschnitt 3.1), 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. Diese Energiemanagementstrategie wird typischerweise “Nulllastregelung” genannt.

Trotz des szenarioadaptiven Vorgehens kann zu kleine Dimensionierung der drei Quellenblöcke in unerfüllbaren Anforderungen resultieren und eine entsprechende Fehlermeldung (“Netzanschlussfehler”) hervorrufen. Wirkungsgrade, dynamische Strompreise und Flexibilität 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.

### 3.4 OPEX-Berechnung

OPEX fallen ausschließlich in den Blöcken GCP und FLT an.

Am **GCP** fallen sowohl in Abhängigkeit des Energiedurchsatzes in Bezugs- ( $W_{\text{buy}}^{GCP}$ ) und Einspeiserichtung ( $W_{\text{sell}}^{GCP}$ ) als auch der Spitzenlast im Simulationszeitraum ( $P_{\text{peak}}^{GCP}$ ) ökonomische OPEX gemäß Gleichung 2 an. Die spezifischen Kostenwerte  $c_{\text{buy}}^{GCP}$  und  $c_{\text{sell}}^{GCP}$  werden dabei sinngemäß positiv bzw. negativ verrechnet, obwohl letzterer in der GUI positiv definiert ist. Alle spezifischen Kostenwerte  $c^{GCP}$  sind in der GUI anpassbar. Die ökologischen OPEX bemessen sich hingegen ausschließlich nach dem Energiedurchsatz in Bezugsrichtung, da eingespeiste Energie nicht mit Emissionen assoziiert wird. Der entsprechende spezifische Emissionswert  $e_{\text{buy}}^{GCP}$  ist nicht in der GUI anpassbar.

spezifischen Emissionswert in GUI auf Strommix anpassen und Quelle referenzieren

$$C_{op,sim}^{GCP} = W_{buy}^{GCP} \cdot c_{buy}^{GCP} + W_{sell}^{GCP} \cdot c_{sell}^{GCP} + P_{peak}^{GCP} \cdot c_{peak}^{GCP} \quad (2a)$$

$$E_{op,sim}^{GCP} = W_{buy}^{GCP} \cdot e_{buy}^{GCP} \quad (2b)$$

In der **FLT** muss zur Berechnung der OPEX gemäß Gleichung 3 nach verbrennungsmotorischen Subflotten  $i$  und batterieelektrischen Subflotten  $j$  unterschieden werden. Die Kosten und Emissionen der am Depot geladenen Energie für letztere sind bereits im Energiesystem bzw. GCP erfasst und daher im Gegensatz zum öffentlichen Laden nicht der Flotte zugeordnet.

$$C_{op,sim}^{FLT} = \sum_i d^i (c_{mnt}^i + c_{toll}^i \cdot x_{toll}^i + c_{fuel} \cdot b^i) + \sum_j d^j \cdot (c_{mnt}^j + c_{toll}^j \cdot x_{toll}^j) + W_{pub}^j \cdot c_{pub} \quad (3a)$$

$$E_{op,sim}^{FLT} = \sum_i d^i \cdot b^i \cdot e_{fuel} + \sum_j W_{pub}^j \cdot e_{buy}^{GCP} \quad (3b)$$

Dabei bezeichnen  $*d^{i/j}$  die gefahrene Distanz aller Fahrzeuge der Subflotte  $i$  oder  $j$ ,  $c_{mnt}^{i/j}$  ihre spezifischen Wartungskosten pro Kilometer,  $c_{toll}^{i/j}$  ihre spezifischen Mautkosten pro Kilometer,  $*x_{toll}^{i/j}$  ihren Anteil der mautpflichtigen Strecken,  $*c_{fuel}$  die spezifischen Dieseldkosten pro Liter,  $b^i$  ihren spezifischen Kraftstoffverbrauch  $L km^{-1}$ ,  $W_{pub}^j$  die öffentlich geladene Energie aller Fahrzeuge der Subflotte  $j$  und  $*c_{pub}$  die öffentlichen Ladekosten pro kWh. Die mit \* markierten Werte sind in der GUI einstellbar. Für die spezifischen Emissionen des öffentlichen Ladens wird der Wert des Standortes verwendet.

### 3.5 Technische 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:

$$\gamma_{Eigenverbrauch} = 1 - \frac{E_{Kappung}^{PV} + E_{Einspeisung}^{Netz}}{E_{Pot}^{PV}} \quad (4)$$

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:

$$\gamma_{Autarkie} = \frac{E_{Pot}^{PV} - E_{Kappung}^{PV} - E_{Einspeisung}^{Netz}}{E_{Depot}^{Flotte} + E_{Standort}^{gesamt}} \quad (5)$$

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.

$$\gamma_{Heim-Laden} = \frac{E_{Depot}^{Flotte}}{E_{Depot}^{Flotte} + E_{On-Route}^{Flotte}} \quad (6)$$

### 3.6 Extrapolation

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

### 3.7 Wirtschaftliche KPIs

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

$$v^j = \frac{1}{(1+r)^{j-z}}, \quad \text{mit } z = \begin{cases} 1 & \text{Investitionskosten} \\ 0 & \text{Betriebskosten} \end{cases} \quad \text{und } j \in \{1, 2, \dots\} \quad (7)$$

Die initialen Investitionskosten für eine Block entstehen am Anfang des Projektzeitraums, also am Beginn des ersten Jahres. Nach Ablauf der Lebensdauer der Block 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 Block über deren Lebensdauer linear verhält, ergibt sich am Ende der Projektlaufzeit der Restwert

$$C_{Restwert}^k = \begin{cases} -C_{Invest, einmalig}^k \cdot \left(1 - \frac{(T_{prj} \bmod ls)}{ls}\right) & \text{if } T_{prj} \bmod ls \neq 0 \\ 0 & \text{if } T_{prj} \bmod ls = 0 \end{cases} \quad (8)$$

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:

$$C_{Restwert}^k \leq 0 \quad \forall k \quad (9)$$

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

$$C_{Invest}^k = \begin{pmatrix} C_{Invest, einmalig}^k \\ 0 \\ \vdots \\ C_{Invest, einmalig}^k \\ 0 \\ \vdots \\ C_{Restwert}^k \end{pmatrix}, \quad C_{Betrieb}^k = \begin{pmatrix} C_{Betrieb, jrl}^k \\ C_{Betrieb, jrl}^k \\ \vdots \\ C_{Betrieb, jrl}^k \\ 0 \end{pmatrix} \quad \text{mit } C_{Invest}^k, C_{Betrieb}^k \in \mathbb{R}^{T_{prj}+1 \times 1} \quad (10)$$

Jährliche Betriebskosten  $C_{Betrieb, jrl}^k$  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 7 und Gleichung 10 zu

$$C_{u, diskontiert}^k = C_u^k \circ \begin{pmatrix} v_u^1 \\ v_u^2 \\ \vdots \\ v_u^{T_{prj}+1} \end{pmatrix} \quad \text{mit } u \in \{\text{Invest, Betrieb}\} \quad (11)$$

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 Blöcke

### 4.1.1 Netzanschluss

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

### 4.1.2 PV-Anlage

$c_{Invest}^{PV}$ : 900 €/kWp  
 $co2_{Invest}^{PV}$ : 798,0 kg/kWp  
 $l_s^{PV}$ : 18 Jahre

### 4.1.3 Stationärspeicher

$c_{Invest}^{Speicher}$ : 450 €/kWh  
 $co2_{Invest}^{Speicher}$ : 69,0 kg/kWh  
 $l_s^{Speicher}$ : 9 Jahre

### 4.1.4 Ladeinfrastruktur

#### AC-Ladepunkte

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

$l_s^{SLadepunkt,AC}$ : 6 Jahre

### DC-Ladepunkte

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

$l_s^{SLadepunkt,DC}$ : 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

$l_s$ : 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

$l_s$ : 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

$l_s$ : 6 Jahre

### Lieferwagen

$S_{Batterie}$ : 81 kWh  
 $CO2^{Fahrzeug, BEV}$ : 13870 kg  
 $CO2^{Invest}$   
 $CO2^{Fahrzeug, ICEV}$ : 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
spezifischen Emissionswert in GUI auf Strommix anpassen und Quelle referenzieren . .	8
Standardwerte in gleicher Spalte mit Quellen belegen . . . . .	11
Alle (auch GUI-) Parameter in Tabelle integrieren . . . . .	11