



MACHBARKEITSSTUDIE

Busse mit emissionsfreien Antrieben

Datum: 19.06.24

Untersuchtes Unternehmen:

**Geldhauser Linien- und Reiseverkehr
GmbH und Co. KG**

Fichtenstraße 29

85649 Hofolding

Deutschland

Konzepterstellung:

Wendlandt Unternehmensberatung GmbH

Gerichtsstraße 4

56410 Montabaur

IZAAC. ENERGY GmbH

Bei den Mühlen 69A

20457 Hamburg

INHALTSVERZEICHNIS

1	Zusammenfassung	3
2	Einleitung	4
3	Vorgehensweise	5
3.1	Betrachtungsbereiche	5
3.2	Technische Randbedingungen für die Systemmodellierung	5
4	Analyse des Busbetriebs	6
4.1	Geldhauser Linien- und Reiseverkehr GmbH und Co. KG	6
4.2	Gesetzte Ziele und Erwartungen	6
5	Technologische Grundlagen	7
5.1	Energiezuführung	7
5.1.1	Ladekonzepte	7
5.1.2	Energiezuführung	7
5.2	Elektrische Energiespeicher	8
5.3	Elektrische Verteilung	9
5.3.1	Wechselstromnetze	9
5.4	Energiemarkt	11
5.4.1	Leistungspreis	11
5.4.2	Unterscheidung von Verbrauchspreis & Leistungspreis	11
5.4.3	Klassischer Stromversorger / -vertrag	12
5.4.4	PPA – Power Purchase Agreement	13
5.4.5	Börse	14
5.4.6	Eigene Erzeugung	15
5.5	Marktmechanismen	15
5.5.1	Beschreibung des Marktes	15
5.5.2	Strommarkt / Börse	15
5.5.3	Regelleistung	16
6	Umstellungsplanung im Rahmen der Elektrifizierung	18
6.1	Werkstatt und Wartung	18
6.1.1	Notwendige Werkstattausstattung	20
6.1.2	Notwendige Mitarbeiterqualifikation	21
6.2	Erhöhung der Wertschöpfungstiefe im Betrieb	21
6.3	Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft	22
6.4	Entscheidungsfindung Klimakonzept Fahrzeuge	22
6.4.1	Rein elektrische Konditionierung	22

6.4.2	Konditionierung mit Zusatzheizung	22
6.4.3	Einordnung der Alternativen	23
7	Elektrifizierung der Umläufe	26
7.1	Stufe 1 – Umstellung von 22 Solobussen auf batterieelektrischen Antrieb	26
7.1.1	Umlaufgestaltung und Auswahl	27
7.1.2	Interdependente Umlaufplanung und Energiesystemauslegung	30
7.1.3	Gegenüberstellung unterschiedlicher Ladestrategien	31
7.2	Stufe 2 – Vollausbau	32
8	Derzeitiger Technischer Zustand	35
9	Technische Analyse und Konzeption	36
9.1	Geplanter technischer Zustand	36
9.2	Energiesystem	37
9.3	Schematische Darstellung der Energiesystem-Varianten	38
9.3.1	PV-Planung für die Variante 2	39
9.4	Platzierung der Infrastruktur	41
9.5	Zeitfenster für die Ladung der E-Busse	42
9.6	Berechnungsparameter	44
9.7	Ausbaustufe 1 - 22 Busse (Jahr 2025)	45
9.7.1	Energetischer Variantenvergleich der Ausbaustufe 1	48
9.7.2	Empfehlung für Ausbaustufe 1	52
9.8	Vollausbau – 47 Busse (ab Jahr 2027)	53
9.8.1	Zeitfenster für die Ladung der E-Busse	54
9.8.2	Energetischer Variantenvergleich für den Vollausbau	55
9.8.3	Degradation der PV-Anlage	58
9.8.4	Weiterführender Ausblick	59
9.9	Übergeordnete Steuerung	59
9.10	CO ₂ -Bewertung	60
10	Wirtschaftlichkeit	62
10.1	Wettbewerbskalkulation für die Ausbaustufe 1	62
10.1.1	Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen	62
10.2	Gesamtkostenbetrachtung und Vergleichsrechnung inkl. Förderung	64
10.3	Auswirkungen der Wahl der Ladestrategie - Ausblick auf die Betriebsoptimierung	65
11	Fazit und Handlungsempfehlungen	66
12	Literaturverzeichnis	67
13	Anhang	68

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Übersicht über die Energiekosten für den Vollausbau.....	3
Abbildung 2 Vorgehen in der Machbarkeitsstudie.....	5
Abbildung 3 Scopes der energetischen Betrachtung.....	5
Abbildung 4: Kategorien der Energiezuführung (VerkehrsConsult Dresden-Berlin GmbH).....	7
Abbildung 5: Dockings-Stationen - Stromabnehmer am Fahrzeug (links) und Stromabnehmer an der Ladestation (rechts)	8
Abbildung 6 Veranschaulichung der physikalischen Unterschiede zwischen Direct und Alternating Current	10
Abbildung 7: Zusammenhänge eines PPA-Vertrages.....	13
Abbildung 8: Aktivierungs- und Laufzeiten von Regelleistung	16
Abbildung 9: Ermittlung der notwendigen Qualifikation von Beschäftigten für Arbeiten an Bussen mit HV-Systemen (Quelle: V.-B. (VBG) [2016], S. 57)	19
Abbildung 10: Solobusumlaufängen an Schultagen	28
Abbildung 11: Solobusumlaufängen an Ferientagen.....	29
Abbildung 12: Solobusumlaufängen samstags.....	29
Abbildung 13: Solobusumlaufängen sonntags und an Feiertagen.....	30
Abbildung 14: Tageslaufleistung Dieselbetrieb Mo-Fr Schule	32
Abbildung 15: Schematische Darstellung des Energiesystems mit Batteriespeicher	38
Abbildung 16 Schematische Darstellung des Energiesystems mit PV-Anlagen und Batteriespeicher.....	39
Abbildung 17: PV-Planung für Stromeigenerzeugung.....	40
Abbildung 18: 3D-Modell des Betriebshofs mit Photovoltaikanlagen.....	40
Abbildung 19: Visualisierung des PV-Carports (Quelle: www.dhp-technology.ch).....	41
Abbildung 20: Exemplarische Platzierung der Ladepunkte).....	41
Abbildung 21 Stufe 1: Anteil der Lademöglichkeiten an der Gesamt-Umlaufzeit.....	42
Abbildung 22 Stufe 1: Gesamte Zeit der Abwesenheit vom Betriebshof der jeweiligen Umläufe.....	43
Abbildung 23: Energiefluss für Ausbaustufe 1 – Variante 1 mit reinem Strombezug und Batterie	48
Abbildung 24: Energiefluss für Ausbaustufe 1 und Variante 2 mit PV und Batterie.....	48
Abbildung 25: Ausbaustufe 1 – Energievergleich – Chart.....	49
Abbildung 26: Ausbaustufe 1 – Kostenvergleich - Chart.....	49
Abbildung 27: Ausbaustufe 1 – Strompreisvergleich für Netzstrom – Chart	49
Abbildung 28: Ausbaustufe 1 – Vergleich jährliche Brennstoff- und Stromkosten und Kostenvorteil gegenüber Diesel	50
Abbildung 29: Ausbaustufe 1 – Zusammensetzung der elektrischen Verluste	51
Abbildung 30: Ausbaustufe 1 - Zusammensetzung des Energieverbrauchs der Busse	51
Abbildung 31: Aufbaustufe 1 – Zusammensetzung des Energieverbrauchs der Busse pro Monat	52
Abbildung 32 Vollausbau: Anteil der Lademöglichkeiten an der Gesamt-Umlaufzeit.....	54
Abbildung 33 Vollausbau: Gesamte Zeit der Abwesenheit vom Betriebshof der jeweiligen Umläufe.....	54
Abbildung 34: Energiefluss für Vollausbau und Variante 1 mit reinem Strombezug und Batterie.....	55
Abbildung 35: Energiefluss für Vollausbau und Variante 2 mit PV und Batterie.....	55
Abbildung 36: Vollausbau – Energievergleich - Chart.....	56
Abbildung 37: Vollausbau – Kostenvergleich - Chart.....	56
Abbildung 38: Vollausbau – Strompreisvergleich für Netzstrom – Chart	57

Abbildung 39: Vollausbau – Kostenvergleich Brennstoff- und Strombezugskosten und Kostenvorteil gegenüber Diesel	57
Abbildung 40: Vollausbau - Variante 2 - Durchschnittlicher Energiepreis pro Kilometer und Monat.....	58
Abbildung 41: Vollausbau - Variante 2 - Zusammensetzung der monatlichen Energiekosten.....	58
Abbildung 42 PV-Bestandsanlage: Degradation der PV-Erzeugung (01.01.2025 - 31.12.2034)....	59
Abbildung 43 Teilausbau: CO2-Reduktion	61
Abbildung 44: Vollausbau - CO2-Reduktion.....	61

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht über die Ausbaustufen	26
Tabelle 2: Energiesystem der Ausbaustufe 1 - Variantenübersicht	37
Tabelle 3: Energiesystem der Ausbaustufe 2 - Variantenübersicht.....	37
Tabelle 4: Berechnungsparameter.....	44
Tabelle 5: Ausbaustufe 1 - Energie- und Kostenvergleich	45
Tabelle 6: Ausbaustufe 1 - Verbrauch pro Kilometer.....	50
Tabelle 7: Vollausbau - Energie- und Kostenvergleich.....	53
Tabelle 8: Vollausbau - Verbrauch pro Kilometer	58
Tabelle 9: Kalkulatorische AFA – Werkstattausstattung	63
Tabelle 10: Schulungskosten	63

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AFA	Absetzung für Abnutzung
BOL	Beginn-of-Life: Beschreibt die Batteriekapazität zum Beginn der Nutzungsdauer
BYD	Build Your Dreams Europe B. V.
E-Bus	Kraftomnibus mit batterieelektrischem Antrieb
EEX	European Energy Exchange
ESb-A	Solo-Elektrobus Kategorie A
EOL	End-of-Life: Beschreibt die Batteriekapazität zum Ende der Nutzungsdauer
HVAC	Heating, Ventilation and Air Conditioning
i. V. z.	im Vergleich zu
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMU	Kleine und mittelständische Unternehmen
LIS	Ladeinfrastruktur
LP	Ladepunkt
MCV	Manufacturing Commercial Vehicles, Bushersteller
PV	Photovoltaik
Sb-A	Solobus (Diesel) Kategorie A
Sb-B	Solobus (Diesel) Kategorie B
SOC	State-of-Charge – verbleibende Batteriekapazität während des Nutzungsvorgangs
SOH	State-of-Health – Gibt die max. Batteriekapazität im Verhältnis zum Ursprungszustand an
SORT	Standardised On-Road Test – Gibt den Traktionsenergieverbrauch für spezifizierte Testzyklen vor (SORT I: Schwerer Stadtverkehr, SORT II: Stadt-/Überland Mischverkehr, SORT III: Überlandverkehr)

Disclaimer:

Alle folgenden Hinweise und Empfehlungen gelten nur als Richtwerte und sollen dabei helfen, fundierte Entscheidungen zu treffen, bei Lieferanten die richtigen Fragen stellen zu können oder auch die korrekten Begriffe zu verwenden. Die nachfolgenden Details haben keinen Anspruch auf Vollständigkeit und sollen zur Orientierung dienen.

In keinem Fall sind die Verfasser in irgendeiner Stufe vertraglich, deliktisch, verschuldensunabhängig, haftpflichtig, gewährleistetspflichtig oder anderweitig haftbar für besondere, zufällige oder Folgeschäden wie z. B. Verzögerung, Unterbrechung, Produktverlust, Verlust erwarteter Gewinne oder Einnahmen.

1 ZUSAMMENFASSUNG

Diese Studie beinhaltet ein Konzept für die sukzessive Umstellung aller Fahrzeuge auf emissionsfreie Antriebe unter Berücksichtigung der Umläufe und Antriebs-Charakteristik sowie der hieraus abgeleiteten Anforderungen an die Infrastruktur und Energiebereitstellung. Im folgenden Kapitel werden die wichtigsten Ergebnisse der Machbarkeitsstudie zusammengefasst. Wie das Kapitel 7 Elektrifizierung der Umläufe zeigt, sind die bestehenden Dieselumläufe geeignet, ohne einen Fahrzeugmehrbedarf auf batterieelektrischen Antrieb umgestellt zu werden. Hierzu sind häufig allerdings nur die Fahrzeuge des Herstellers BYD geeignet, die daher auch der Wirtschaftlichkeitsberechnung zugrunde gelegt werden. Eine fossile Zusatzheizung ist für viele Umläufe zwingend erforderlich. Um die Fahrzeuge rollierend einsetzen zu können, sollten daher alle Busse mit Zusatzheizung beschafft werden.

Durch die Erweiterung der PV-Anlage in Kombination mit einem stationären Batteriespeicher ergibt sich in der 100% Elektrifizierung eine sowohl ökologisch als auch ökonomisch wirtschaftliche Systemkomposition bezogen auf die variablen fahrleistungsabhängigen Kosten. Der erzeugte Strom kann in der Ausbaustufe 3 mit 47 batterieelektrischen Solo-Bussen zu 97 % selbstgenutzt werden. Der Anteil der Zwischenpufferung mithilfe des Batteriespeichers beträgt 68 % und 24 % des erzeugten Stroms können direkt in die Fahrzeuge geladen werden. Im Vergleich zum Netzbezug ohne PV- Anlage ergibt sich ein Vorteil von ca. 220.000 €/a.

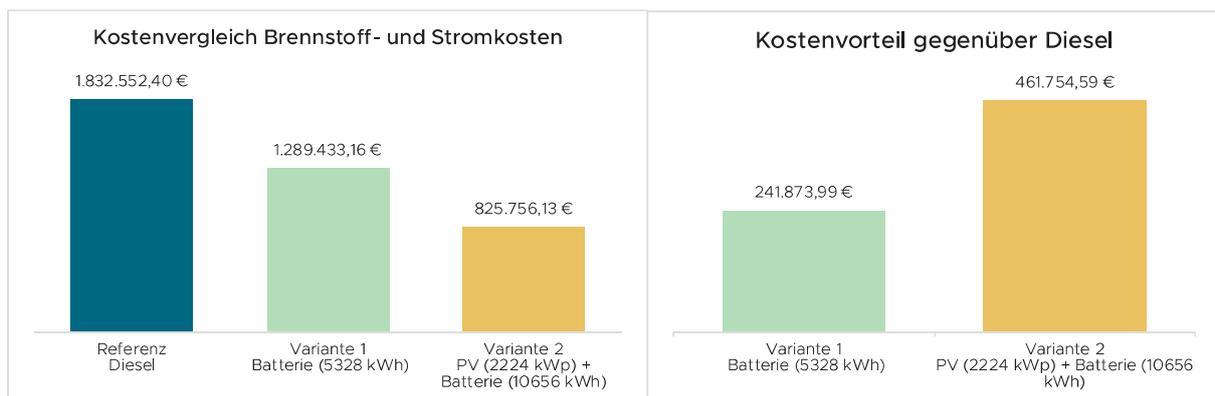


Abbildung 1: Übersicht über die Energiekosten für den Vollausbau

2 EINLEITUNG

Die Transformation des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und die damit einhergehende Umstellung der Busflotten auf emissionsfreie Antriebe bieten sowohl Chancen als auch Herausforderungen. Durch eine sorgfältige Konzeptionierung und den damit möglichen maßgeschneiderten Aufbau der Ladeinfrastruktur eröffnet die Umstellung auf elektrische Antriebe die Möglichkeit, das Unternehmen neu und zukunftsorientiert auszurichten.

Aus diesem Grunde beauftragte die Geldhauser Linien- und Reiseverkehr GmbH und Co. KG die Durchführung einer Machbarkeitsstudie. Ziel ist es eine frühzeitige Anpassung des Unternehmens an die neuen Technologien vorzunehmen und damit einen strategischen Vorteil zu verschaffen, indem gezielt Know-how aufgebaut und eine Positionierung als innovativer Betrieb angestrebt wird.

Allerdings stehen diesen Chancen höhere Anschaffungskosten im Vergleich zu den etablierten Dieselmotoren sowie die geringere Reichweite der batterieelektrischen Busse gegenüber. Ein optimiertes Umlauf- und Investitionskonzept ist daher unabdingbar. Ein Umdenken von den gewohnten Mustern ist auch hinsichtlich der geänderten Energiezuführung erforderlich. Die Erzeugung von erneuerbaren Energien am Standort (Fahrstrom) und die damit erhöhte Wertschöpfungstiefe bieten neben ökonomischen Vorteilen insbesondere auch ökologische Vorteile und können dem inhärenten Anspruch ein proaktiver Teil der Antriebs- und Verkehrswende zu sein, gerecht werden.

Die Umstellung auf elektrische Antriebssysteme geht über die erwartbaren Anpassungen hinaus, wie Planung, Errichtung und Betrieb der Infrastruktur. Um die Chancen der Umstellung vollständig zu nutzen, müssen alle Unternehmensbereiche einbezogen und Anpassungen in der Disposition, dem Personalmanagement und der Werkstatt vorgenommen werden.

Es ist wichtig, die regulatorischen und herstellerspezifischen Vorgaben mit den lokalen Rahmenbedingungen in Einklang zu bringen. Die Umsetzung der Elektromobilität an den Betriebshöfen ist ein individuelles Vorhaben. Eine Einheitslösung kann aufgrund der vielfältigen Möglichkeiten sowie der baurechtlichen Beschränkungen nicht möglich sein. Daher erfordert die Elektrifizierung des Fuhrparks eine sorgfältige Planung, Vorausschau und Vorbereitung. Die Machbarkeitsstudie beinhaltet daher Überlegungen zur Technologieauswahl, Energiebedarfsermittlung und Infrastruktur, um daraus den Aufbau des Betriebshofs abzuleiten.

3 VORGEHENSWEISE

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Struktur der Machbarkeitsstudie. Zu unterscheiden in der Energiesystemmodellierung sind drei Ausbaustufen, wobei in der letzten Stufe die Vollelektrifizierung erfolgt.

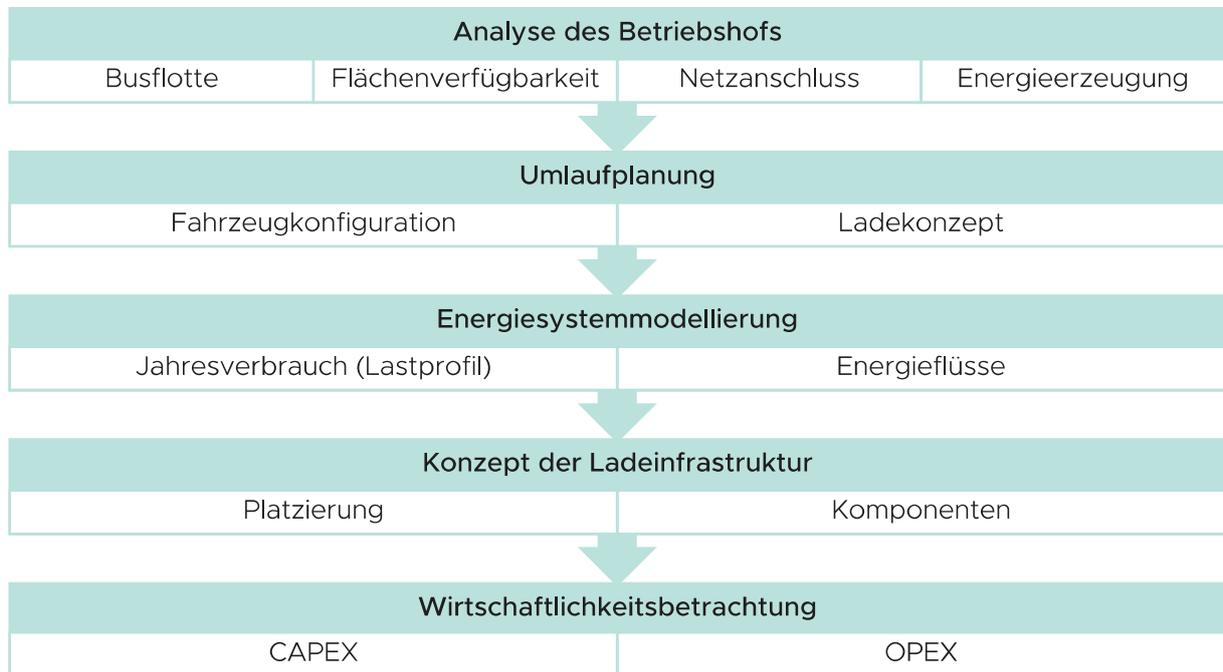


Abbildung 2 Vorgehen in der Machbarkeitsstudie

3.1 Betrachtungsbereiche

Bei der Betrachtung von Energiesystemen unterscheiden wir, wie in der folgenden Abbildung veranschaulicht, drei Bereiche. Im Fokus einer Analyse ist die betrachtete Liegenschaft und die Möglichkeiten der eigenen lokalen Energieerzeugung und die maximale Ausnutzung des lokal erzeugten Stroms. Im zweiten Schritt wird betrachtet, ob und welche Möglichkeiten im näheren Umfeld bestehen. Dies kann überschüssiger Photovoltaik- oder Wind-Strom benachbarter Betriebe / Grundstücke sein. Die Betrachtung des Energiemarktes in Wechselwirkung mit dem eigenen Energiesystem bietet durch die Nutzung von Marktmechanismen das Potential der energiewirtschaftlichen Optimierung.

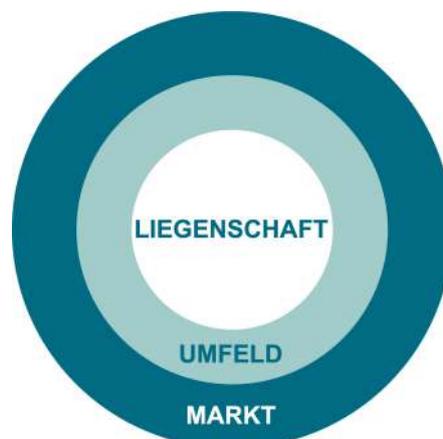


Abbildung 3 Scopes der energetischen Betrachtung

3.2 Technische Randbedingungen für die Systemmodellierung

Mithilfe der Umlaufplanung werden Zeitreihen mit Fünfminuten-Auflösung erzeugt, aus denen hervorgeht, zu welcher Zeit und an welchem Ort die Busse geladen werden. Wir berücksichtigen dabei Rüstzeiten von jeweils 5 Minuten am Anfang und am Ende des Ladevorgangs sowie eine Mindestladedauer von 20 Minuten. Diese Mindestladedauer ist notwendig, um sicherzustellen, dass sich der Aufwand des Ladeprozesses lohnt. Dies bedeutet, dass ein Bus mindestens 30 Minuten an dem Ladeort verweilen muss, damit eine Berücksichtigung in unserer Planung erfolgt. Für jeden einzelnen Bus erstellen wir ein eigenes Verbrauchsprofil, das auf Daten basiert, die wir in einer Auflösung von 15 Minuten über das gesamte Jahr hinweg modellieren. Dies ermöglicht es uns, eine genaue Vorstellung davon zu bekommen, wann und wie viel Energie der Bus verbraucht.

Um eine noch genauere Planung zu ermöglichen, legen wir auch die lokalen Wetterdaten zugrunde. Wir berücksichtigen dabei die Sonneneinstrahlung für die Photovoltaik-Stromerzeugung sowie die Außentemperatur in Bezug auf die (Vor-)Konditionierung des Busses. Zusätzlich modellieren wir die Verluste, die seitens des Netzanschlusses bzw. der Photovoltaik-Anlage über die Ladepunkte bis in die Batterien der Busse entstehen.

Schließlich berücksichtigen wir auch den Preis auf dem Spot-Markt für den Stromeinkauf. Dies ermöglicht es uns Kosten zu optimieren. Gleichzeitig wird sichergestellt, dass wir jederzeit genug Energie zur Verfügung haben, um unsere Busse zu betreiben.

4 ANALYSE DES BUSBETRIEBS

4.1 Geldhauser Linien- und Reiseverkehr GmbH und Co. KG

Die Firma Geldhauser wurde 1962 von Martin Geldhauser, dem Großvater des heutigen Geschäftsführers gegründet. Grundstein des Geschäftsbetriebs war damals noch ein Transportunternehmen, um Teer für den Bau der Autobahn A8 zu transportieren. 1966 erfolgte die erste Gewerbeanmeldung eines Omnibusunternehmens für den Schulbus Brunthal. Seit Gründung ist die Busflotte und das Unternehmen stetig gewachsen. Neben dem Reiseverkehr ist das Unternehmen auch im ÖPNV und in Behindertenverkehren aktiv. Inzwischen ist der Fuhrpark der Firma auf eine mittlere dreistellige Anzahl an Bussen und Kleinbussen angewachsen.

Im Jahr 2023 stieg die Firma Geldhauser in die Antriebswende ein. Auf dem Betriebshof in Hofolding wurde durch HyBayern eine Wasserstofftankstelle errichtet, an der die Geldhauser Wasserstoffbusse betankt werden können. Für die Linie 225 in Oberhaching wurden MAN Lion's City E angeschafft. Somit steht neben der Brennstoffzellentechnologie auch die rein batterieelektrische Mobilität für die firmenindividuelle Antriebswende zur Verfügung. Die Erweiterung des Fuhrparks mit alternativen Antrieben steht im Rahmen der Elektrifizierung der Linie 222 / 270 und 224 an. Hierbei werden erste Pantograph-Lader beschafft.

4.2 Gesetzte Ziele und Erwartungen

Primäre Zielsetzung der Machbarkeitsstudie ist die Zukunftssicherung des Betriebsstandorts. Es soll herausgestellt werden, ob eine Vollelektrifizierung möglich ist. Flankierend soll das zu erarbeitende Konzept sowohl ökologisch als auch ökonomisch optimiert werden. Hierzu soll die Möglichkeit erörtert werden, am Standort lokal emissionsfreie Energien zu erzeugen und bestmöglich in die Betriebsabläufe einzubinden. Ergänzend soll ein Ladeinfrastrukturaufbau konzipiert werden. Anfahrtschäden sollen durch geschickte Positionierung der Komponenten bestmöglich vermieden werden.

5 TECHNOLOGISCHE GRUNDLAGEN

Im folgenden Kapitel werden elektrische Antriebskonzepte hinsichtlich technischer Faktoren verglichen. Anschließend werden weitere Einflussfaktoren auf den Energieverbrauch und die Technologieauswahl beschrieben.

5.1 Energiezuführung

5.1.1 Ladekonzepte

Die Ladekonzepte werden hinsichtlich des Laderegimes differenziert. Die Laderegime unterscheiden sich in Gelegenheitslader & Volllader. Die Wahl des Ladekonzepts beeinflusst die benötigte Kapazität der Batterie.

- Volllader (Betriebshof- oder Übernachtladung): Die Ladestrategie sowie Betriebsstrategie sind bei diesem Konzept flexibel. Die Ladeinfrastruktur befindet sich ausschließlich auf dem Betriebshof. Die Reichweite wird durch die Batteriekapazität begrenzt.
- Gelegenheitslader (Opportunity Charging): Bei diesem Lademanagement kann an ausgewählten Haltestellen oder Endpunkten mit Schnellladesystemen nachgeladen werden. Mit dieser Methode kann die Reichweite der Busse verlängert werden, führt aber auch zu höheren Infrastrukturkosten, kurzen Betriebsunterbrechungen und komplexeren Betriebsabläufen.

5.1.2 Energiezuführung

Mithilfe der in Abbildung 3 aufgelisteten Technologien kann die Zuführung der elektrischen Energie erfolgen. Zu den stationären Methoden gehören alle Energiezuführungsarten, bei denen ein Bus im Stillstand geladen wird, während bei dynamischen Ladeverfahren die Energie während der Fahrt bereitgestellt wird.

Abbildung 4: Kategorien der Energiezuführung (VerkehrsConsult Dresden-Berlin GmbH)

5.1.2.1 Stationäre, konduktive Ladung

Bei konduktiver Energiezuführung handelt es sich um leitungsverbundenen Laden über eine form- oder kraftschlüssige Verbindung. Die Energiespeicher werden mit Gleichspannung nachgeladen. Wenn der Ladestrom aus einer Wechselstromquelle bezogen wird, ist dieser in Gleichstrom zu wandeln. Das Ladegerät mit Gleichrichter kann fahrzeug- oder infrastrukturseitig verbaut werden.

- Fahrzeugseitig: Bei der Integration des Ladegeräts in das Fahrzeug können die Infrastrukturkosten reduziert werden, jedoch steigt das Fahrzeuggesamtgewicht. Der Ladestrom ist aufgrund der komplexeren Kühlung begrenzt, was zu höheren Ladezeiten führt.

- Infrastrukturseitig: Durch externe, stationär installierte Ladestationen mit Gleichrichter kann eine höhere Ladeleistung erzielt werden. Diese Methode ermöglicht eine einfache und kostengünstige Implementierung, insbesondere in Busdepots und an Endhaltestellen.

Das AC/DC-Plug-In-System wird für das Laden in Betriebsruhe verwendet. Die Ladezeit beim Übernachtladen wird durch die Ladeleistung und die Ladekapazität der Batterien bestimmt.

- Docking-Stationen: Eine Alternative sind Docking-Stationen, die das punktuelle Nachladen des Energiespeichers an im Linienverlauf installierten Ladestationen ermöglichen. Dies erfolgt während planmäßiger Fahrzeugstopps an Wendepunkten oder Haltestellen. Der Ladevorgang kann mit hoher Ladeleistung vollautomatisch und in kürzester Zeit durchgeführt werden. Stromabnehmer werden nach Kopplungsrichtung unterschieden. Das linke Bild zeigt einen Pantographen.



Abbildung 5: Dockings-Stationen - Stromabnehmer am Fahrzeug (links) und Stromabnehmer an der Ladestation (rechts)

Induktives Laden erfolgt kontaktlos mithilfe elektromagnetischer Felder. Bei dem induktiven Energieübertragungssystem wird der Ladestrom von einer Primärspule in der Fahrbahndecke der Haltestelle auf eine absenkbare Sekundärspule, die als Abnehmerspule (Pick-Up) im Fahrzeugboden des Elektrobusses montiert ist, übertragen. Der Investitionsbedarf in Infrastruktur und Fahrzeug ist vergleichsweise hoch.

5.1.2.2 Dynamische Ladung

Oberleitungsbusse nutzen das dynamische, leitungsgebundene Energieübertragungssystem. Die Energie wird über die abschnittsweise installierte Fahrleitung als Energiequelle durch die fahrzeugseitigen Stangenstromabnehmer übertragen. Auf oberleitungsfreien Abschnitten wird dann die zuvor gespeicherte Energie genutzt.

5.1.2.3 Chemisch

Die chemische Energiezuführung erfolgt immer stationär. Im Bereich der alternativen Antriebe nutzen Brennstoffzellenbusse Wasserstoff zur Stromerzeugung. Die erzeugte elektrische Energie wird verwendet, um einen Elektromotor anzutreiben. Die Betankung erfolgt an einer Wasserstofftankstelle.

5.2 Elektrische Energiespeicher

Zum einen bieten elektrische Speicher die Möglichkeit zur Lastverschieben, mit der dezentrale Energiequellen wie Solar- oder Windenergie verbrauchsspezifisch zwischengespeichert und bei Bedarf nutzbar gemacht werden. Zudem ermöglichen sie es Energiekosten zu senken, indem sie Energie zu Zeiten mit niedrigeren Preisen kaufen und zwischenspeichern und zu Zeiten mit höheren Preisen nutzen. Dies bietet das Potential der Energiekostensenkung und Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit. Gleichzeitig entlasten Batteriespeicher somit auch das Stromnetz und

erhöhen die Netzstabilität, denn zu günstigen Zeiten ist ein Überangebot an Strom vorhanden und hohen Preisen ein Unterangebot.

Um eine hohe Wirtschaftlichkeit für einen Batteriespeicher zu erreichen, sind folgende Faktoren und Möglichkeiten relevant:

- Hohe Anzahl an Lade- / Entladezyklen: Je mehr Vollastzyklen ein Batteriespeicher erreicht, desto geringer werden die spezifischen Investitionskosten pro Zyklus. Eine übliche Berechnung der Vollzyklen ist das Integral der zugeführten elektrischen Energie in den Speicher nach dem Umrichter geteilt durch die Bruttokapazität des Speichersystems über ein definiertes Zeitintervall (Jahr oder Nutzungszeit des Batteriespeicher). Dies führt zu sinkenden Kosten pro kWh Speicherkapazität und erhöht damit die Wirtschaftlichkeit des Speichers. Allerdings sollten immer die Grenzkosten betrachtet werden, denn Batterie können sowohl kalendarisch als auch zyklisch degradieren. Neben klassischen Lithiumbatteriesystem oder Bleisäure-Batteriesystem befinden sich neue Zellchemie-Technologien in der Industrialisierungsphase, wie Natriumschwefel oder Zinkbromidbatterien, die extrem Zyklen fest sind. Klassische Lithiumbatteriesysteme eignen sich hervorragend, aufgrund von hohen Entladekoeffizienten, für die kurzzeitige Leistungsbereitstellung und somit für die Vermeidung von hohen Lastspitzen.
- Optimale Auslegung der Speicherkapazität: Eine möglichst gleichmäßige Auslastung des Speichers führt zu einer hohen Wirtschaftlichkeit. Eine Überdimensionierung der Speicherkapazität ist zu vermeiden, da ansonsten ein großer Teil der Investitionskosten für eine Kapazität anfallen, die nur selten genutzt wird. Die Speicherkapazität sollte so bemessen werden, dass der Speicher über das Jahr möglichst gleichmäßig und vollständig ausgelastet ist, dies kann durch die Lastverlagerung durch mehr als eine lokale Energiequelle (Photovoltaikanlage, Blockheizkraftwerk oder Windkraft). Durch Spotmarkt-orientierte Nutzung des Batteriespeichers kann die Anzahl der Vollzyklen verbessert werden.
- Niedriger Selbstentladeverlust: Ein geringer Selbstentladeverlust ermöglicht eine längere Speicherdauer und damit eine bessere Ausnutzung des Speichers. Je geringer die Selbstentladung des Speichers ist, desto länger können geladene Energiemengen im Speicher verbleiben und bei Bedarf abgerufen werden. Dadurch kann der Speicher eine höhere Anzahl an Zyklen erreichen und die investierte Speicherkapazität besser ausnutzen, was die Wirtschaftlichkeit steigert.
- Mehrfachnutzung: Die gleichzeitige Nutzung des Speichers zur Lastspitzenkappung, zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen und zur Optimierung des Eigenverbrauchs der lokalen Stromerzeugung führt zu einer höheren Auslastung und Wirtschaftlichkeit. Je mehr Anwendungsfälle ein Batteriespeicher gleichzeitig abbilden kann, desto höher ist seine Auslastung und desto geringer werden die spezifischen Kosten pro Anwendung. Dadurch steigt die Wirtschaftlichkeit des Speichers insgesamt. Außerdem kann auch üblicherweise der Leistungsbedarf durch etablierte Umrichtertechnologien bereitgestellt werden und somit der Blindleistungsbedarf reduziert werden. Sollten die Umrichtersysteme inselnetzfähig sein, kann auch in einem möglichen Strom-Blackout ein Notstromnetz gebildet werden und einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

5.3 Elektrische Verteilung

5.3.1 Wechselstromnetze

AC-Stromnetze (Engl. Alternating Current) sind die etablierte und bewährte Technologie zur Stromverteilung, haben jedoch einige technische Nachteile wie komplexere Übertragung, aufwändigere Schutztechnik und notwendige Phasensynchronisation (siehe Abbildung).

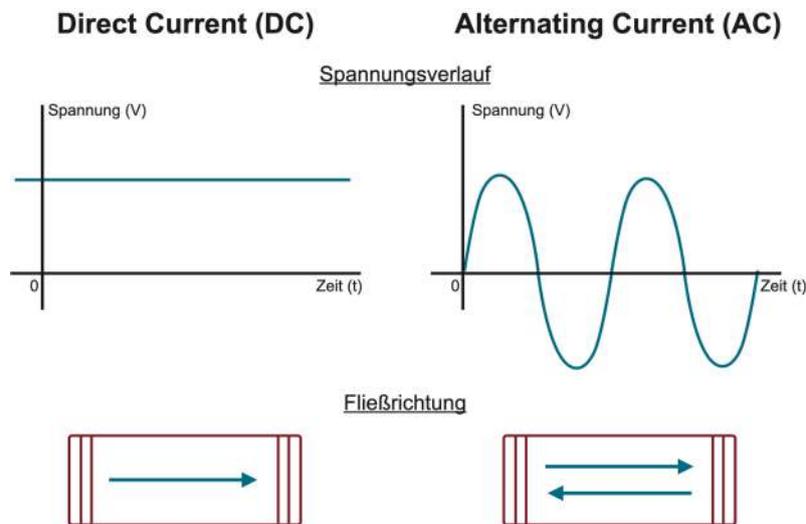


Abbildung 6 Veranschaulichung der physikalischen Unterschiede zwischen Direct und Alternating Current

Vorteile von AC-Stromnetzen sind:

- Die einfache Verteilung über weite Strecken mit geringen Verlusten. Durch die Verwendung von Wechselstrom können Spannungen mit Hilfe von Transformatoren effizient angepasst werden, was eine Verteilung über große Entfernungen ermöglicht.
- Die Möglichkeit der Spannungstransformation. Durch den Einsatz von Transformatoren kann die Spannungsebene einfach an unterschiedliche Anwendungsfälle angepasst werden.
- Eine etablierte und zuverlässige Technologie. AC-Stromnetze haben sich seit über 100 Jahren bewährt und die Technologie ist ausgereift.

Nachteile von AC-Stromnetzen sind:

- Die komplexe Übertragung von Wechselstrom. Wechselstrom ist mathematisch komplexer als Gleichstrom und erfordert aufwändigere Schalt- und Regeltechnik.
- Die aufwändige Schutztechnik. Um AC-Stromnetze vor Überlastung und Kurzschlüssen zu schützen, sind aufwändige Schutzschaltungen erforderlich.
- Die notwendige Phasensynchronisation. Um mehrere AC-Stromquellen oder -netze miteinander zu verbinden, müssen deren Phasen aufeinander abgestimmt werden. Dies erfordert zusätzlichen technischen Aufwand.

5.3.1.1 DC-Stromnetze

DC-Stromnetze (Engl. Direct Current) bieten theoretische Vorteile wie einfachere Übertragung und höhere Energieeffizienz, sind jedoch aktuell erst in der Industrialisierungsphase.

Vorteile von DC-Stromnetzen sind:

- Reduzierter technischer Aufwand. Es sind keine aufwändigen Transformatoren und keine Phasensynchronisation erforderlich. Die Schutztechnik ist ebenfalls einfacher.

- Höhere Energieeffizienz. Durch den Wegfall der Spannungstransformation per Transformatoren gehen weniger Energie verloren. Lokale Gleichstromnetze (DC-Netze) ermöglichen eine Minimierung der Wandlungsverluste. Da kein Wechselrichter benötigt wird, reduziert sich auch der Platzbedarf. Durch die Wandlung in Wechselrichtern entstehen Energieverluste von 2-4 %.
- Bessere Integration erneuerbarer Energien. Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen erzeugen Gleichstrom, sodass keine aufwändige Gleich-Wechselstrom-Wandlung erforderlich ist.

Nachteile von DC-Stromnetzen sind:

- Schwierige Transformation der Spannungsebene. Anders als bei Wechselstrom können Spannungen bei Gleichstrom nicht einfach per Transformatoren angepasst werden, was die Verteilung über große Entfernungen erschwert.
- Komplexere Schalt- und Regeltechnik. Für das Schalten und Regeln höherer Gleichspannungen sind aufwändigere Technologien erforderlich.
- Höhere Kosten. DC-Stromnetze sind aufgrund der komplexeren Technologie teurer in der Errichtung und im Betrieb.

5.4 Energiemarkt

5.4.1 Leistungspreis

Der Leistungspreis im Bereich der Netznutzungsentgelte ist ein Element der Stromtarife und bezieht sich auf die Höhe der maximal benötigten Leistung in einer bestimmten Periode und gelten in dem jeweiligen Verteilnetz. Die Preise werden durch den Verteilnetzbetreiber festgelegt. Stromverbraucher, insbesondere gewerbliche und industrielle, haben oft stark schwankende Stromverbräuche. Während an manchen Stunden des Tages wenig Strom aus dem Netzbezogen wird, können in anderen Stunden hohe Leistungsspitzen auftreten zum Beispiel verursacht durch das Anlaufen von Maschinen oder durch Schnellladeinfrastrukturen für die Ladung von der Elektromobilität. Der Leistungspreis ist ein Preis, den der Verbraucher für die maximal in Anspruch genommene Leistung in einer Abrechnungsperiode zahlt. Dies wird oft als "Spitzenlast" oder "Maximalleistung" bezeichnet. Der Leistungspreis wird in der Regel pro Kilowatt (kW) der maximalen Leistung berechnet, die in einem Monat oder einem Jahr in Anspruch genommen wird. Der Zweck des Leistungspreises besteht darin, die Kosten für die Bereitstellung der Infrastruktur zu decken, die notwendig ist, um diese maximalen Leistungsanforderungen zu erfüllen. Der Leistungspreis motiviert Stromverbraucher, ihre Stromnutzung effizienter zu gestalten und Spitzen in ihrem Verbrauch zu vermeiden durch u.a. Nutzungsänderungen: beispielsweise können Unternehmen, die in der Lage sind, ihre Betriebszeiten anzupassen, um Spitzenbelastungen zu vermeiden, Geld sparen.

5.4.2 Unterscheidung von Verbrauchspreis & Leistungspreis

Vereinfacht gesagt bezieht sich der Verbrauchspreis auf die Menge an verbrauchtem Strom gemessen in der Einheit kWh. Der Leistungspreis hingegen bezieht sich auf die jährliche Spitzenleistung in kW und kann unter anderem durch intelligentes Lastmanagement oder Einsatz von Batteriespeichern zum Peak-Shaving reduziert werden. Außerdem wird mit der jährlichen bezogenen Energiemenge und den maximalen Leistungsspitze die Volllaststunden festgelegt, womit die Netznutzungskoten definiert werden. Je nachdem aus welcher Stromnetzebene man

den Strom bezieht, ergeben sich unterschiedliche Netznutzungsentgelte. Die Höhe des Arbeitspreises und des Leistungspreises verändern sich bei 2.500h Volllaststunden. Ein Beispiel zur Berechnung von Volllaststunden:

$$\text{Volllaststunden} = \frac{\text{bezogene Energiemenge (kWh) über Kalenderjahr}}{\text{Maximale Leistungsbezugsspitze im Kalenderjahr (kW)}}$$

Ein Industrieunternehmen bezog in Hamburg im Jahre 2022 3.200.000,00 kWh mit einer maximalen Spitzenleistung von 1.200 kW Strom aus dem Mittelspannungsnetz. Die Messung erfolgte im Niederspannungsbereich (Umspannung von Mittel- auf Niederspannung)

$$\text{Volllaststunden} = \frac{3.200.000,00 \text{ kWh}}{1.200,00 \text{ kW}} = 2.666,67 \text{ h}$$

$$\text{Leistungspreis} = 108,27 \frac{\text{€}}{\text{kW}} * 1.200,00 \text{ kW} = 129.924,00 \text{ €}$$

$$\text{Arbeitspreis} = 3.200.000,00 \text{ kWh} * 0,021 = 67.200,00 \text{ €}$$

(Stromnetz Hamburg 2023)

Außerdem bieten Verteilnetzbetreiber Kunden ein Anreizmodell den Stromverbrauch in Schwachlastzeiten zu legen durch „Atypische Netznutzungsentgelte“. Wenn stromintensive Kunden (>10.000.000 kWh) auf mehr als 7.000 Volllaststunden kommen, werden individuelle Netzentgelte gezahlt. Bei individuelle Netznutzungsentgelten wird nur ein Bruchteil der sonst üblichen Netznutzungsentgelte fällig.

5.4.3 Klassischer Stromversorger / -vertrag

Der Industriekunde vereinbart einen festen Abnahmepreis je kWh über mindestens 1 Jahr oder auch mehrere Jahre. Industriekunden haben meist eine registrierende Leistungsmessung (RLM), welche ab einem jährlichen Verbrauch von 100.000 kWh verpflichtend ist. Basierend auf der Leistungsmessung ist ein Lastprofil der Leistung (kW) und somit der Verbrauch (kWh) 15-Minuten genau ermittelbar. Die Abrechnung erfolgt monatlich auf den tatsächlichen Verbräuchen und nicht pauschaliert wie in privaten Haushalten.

5.4.4 PPA – Power Purchase Agreement

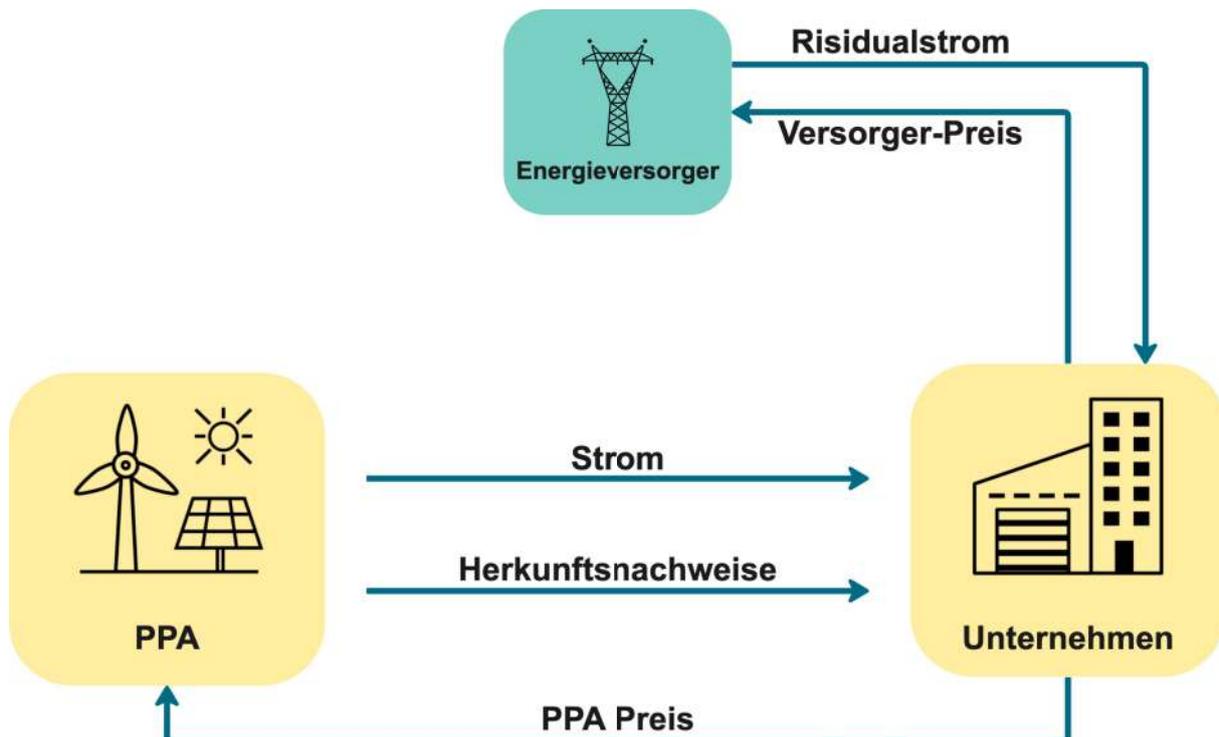


Abbildung 7: Zusammenhänge eines PPA-Vertrages

Ein Power Purchase Agreement (PPA) ist ein Vertrag zwischen einem Stromerzeuger (z.B. einem Solar- oder Windpark) und einem Stromabnehmer (z.B. einem Industriekunden). Der Stromerzeuger verpflichtet sich, den erzeugten Strom an den Abnehmer zu liefern. Im Gegenzug verpflichtet sich der Abnehmer, den gelieferten Strom zu einem festgelegten Preis abzunehmen (siehe Abbildung 7).

In der EU wird als Nachweis des Grünstroms zudem der Herkunftsnachweise an den Vertragsnehmer übertragen. Diese werden in einem separaten Prozess im Herkunftsnachweisregister erzeugt, geführt und bei Verbrauch der kWh entwertet. Da erneuerbare Energien wetterbedingt und saisonal schwanken, wird eine Residualstrom vom beauftragten Energieversorger benötigt. Vereinfacht gesagt, liefert dieser den restlichen nicht durch die erneuerbaren Energien gedeckten Verbrauch.

Es gibt verschiedene Arten von PPAs. Sie unterscheiden sich in der Laufzeit, den Preisen und dem Volumenrisiko:

- Langfristige PPAs haben typischerweise eine Laufzeit von 10-25 Jahren, manchmal aber auch länger. Sie bieten dem Erzeuger eine hohe finanzielle Sicherheit durch die garantierte Abnahme und den über einen langen Zeitraum festgelegten Preis. Der Abnehmer profitiert von einem günstigeren Strompreis, da er durch die lange Laufzeit und das große Volumen in der Regel einen niedrigeren Preis aushandeln kann. Allerdings ist er auch an den Vertrag für einen langen Zeitraum gebunden und trägt das Risiko, dass die Preise am Markt deutlich sinken.
- Kurzfristige PPAs haben eine Laufzeit von 1-5 Jahren, manchmal kürzer. Sie berücksichtigen die aktuelle Marktsituation durch regelmäßige Anpassung der Preise, in der Regel jährlich. Das Risiko für den Erzeuger ist höher, da er keine langfristige Preisgarantie hat, aber auch die Chance auf höhere Preise. Für den Abnehmer ist der Vertrag flexibler, aber auch der Strompreis kann stärker schwanken.

- Beim Direktvermarktungsmodell verkauft der Erzeuger den Strom direkt an den Endkunden, also Industrieunternehmen oder Energieversorger. Er trägt das volle Marktrisiko, kann aber auch die höchsten Preise erzielen, wenn er den Strom zu einem günstigen Zeitpunkt und in ausreichender Menge verkaufen kann
- Virtuelle PPAs sind finanzielle Vereinbarungen ohne physische Stromlieferung. Der Erzeuger und der Abnehmer einigen sich auf einen festen Preis für die potenzielle Stromproduktion eines Kraftwerks. Der Erzeuger erhält die Differenz zwischen dem Marktpreis und der Vereinbarung, der Abnehmer die Einsparung gegenüber dem Marktpreis. Hier besteht kein Volumenrisiko, aber das Preisrisiko bleibt.
- Corporate PPAs werden direkt zwischen einem Erzeuger und einem gewerblichen Stromabnehmer wie einem Industrieunternehmen geschlossen. Der Vorteil für den Abnehmer ist die Versorgung mit ökologisch erzeugtem Strom und eine Preisstabilität. Der Nachteil ist das hohe Volumenrisiko, da der Abnehmer in der Regel den Großteil seines Strombedarfs über das PPA decken muss.

5.4.5 Börse

Die European Energy Exchange (EEX) ist eine der führenden Energiebörsen in Europa. Sie ist eine unabhängige und transparente Plattform für den Handel mit Energieprodukten wie Strom, Erdgas, Kohle und Emissionszertifikaten. Die EEX hat ihren Sitz in Leipzig und betreibt weitere Büros in London, Paris, Wien und Madrid. Die EEX spielt eine wichtige Rolle auf dem europäischen Energiemarkt. Sie bietet Marktteilnehmern wie Energieversorgern, Händlern, Banken und Industriekunden eine zentrale Plattform, um Energie in großen Mengen handeln zu können. Auf der EEX werden sowohl kurzfristige als auch langfristige Energieprodukte gehandelt. Der Handel an der EEX ist transparent und unterliegt einer strengen Preisbildung nach Angebot und Nachfrage. Die Preise der gehandelten Produkte werden fortlaufend festgestellt und veröffentlicht.

Unternehmen können auf verschiedene Weisen von der EEX profitieren:

- Sie können an der EEX-Energieprodukte wie Strom, Gas, Kohle und Emissionszertifikate mit unterschiedlichen Laufzeiten kaufen und verkaufen, um ihr Energieportfolio zu diversifizieren, Risiken zu streuen und Preisschwankungen abzufedern. Durch den Handel verschiedener Energieträger können Unternehmen Preisschwankungen einzelner Energieträger ausgleichen und ihre Energieversorgung auf eine breitere Basis stellen.
- Die transparenten Preise an der EEX helfen Unternehmen dabei, den Wert ihrer Energieverträge besser einschätzen zu können. Sie erhalten einen besseren Überblick über die aktuellen Marktpreise und können auf Basis dieser Preise fundierte Entscheidungen über den Kauf und Verkauf von Energieprodukten treffen.
- Unternehmen können ihre Energiebeschaffung an die EEX anbinden, um von den niedrigeren und volatileren Preisen zu profitieren. Indem Unternehmen einen Teil ihres Energiebedarfs über kurzfristige Handelsgeschäfte an der EEX decken, können sie von Preisschwankungen profitieren und ihre Energiekosten senken.
- Die EEX trägt zu einer stärkeren Marktintegration in Europa bei. Unternehmen können von einer größeren Transparenz und Liquidität auf dem europäischen Energiemarkt profitieren, was zu einem effizienteren Energiehandel und günstigeren Preisen führt.

Insgesamt ermöglicht die EEX Unternehmen eine kostengünstigere, risikoärmere und transparentere Energieversorgung. Durch die Anbindung ihrer Energiebeschaffung an die EEX können Unternehmen von den Vorteilen eines integrierten und wettbewerbsorientierten Energiemarktes profitieren.

5.4.6 Eigene Erzeugung

Die eigene Energieerzeugung bietet gewisse Vorteile gegenüber dem Netzbezug. Neben einer erhöhten Unabhängigkeit werden Netzentgelte, Stromnebenkosten und Stromsteuer gespart. Diese gesparten Kostenfaktoren unterstützen die Investitionen in eigene Anlagen und müssen im Vergleich der Wirtschaftlichkeit einzelner Maßnahmen berücksichtigt werden.

5.5 Marktmechanismen

5.5.1 Beschreibung des Marktes

Der deutsche Energiemarkt ist ein sehr komplexer Markt, der aus vielen Akteuren und Sektoren besteht. Der Energiemarkt umfasst die Bereiche Strom, Wärme und Kraftstoffe. Die wichtigsten Akteure auf dem deutschen Energiemarkt sind Energieerzeuger wie Kohle-, Gas- und Ölkraftwerke sowie Erneuerbare-Energien-Anbieter wie Wind- und Solarparks. Weitere Akteure sind Energielieferanten, Netzbetreiber, Energiehändler und Kunden.

Der deutsche Strommarkt ist seit der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 1998 ein freier Markt. Die Strompreise werden über die Strombörse EEX gebildet, wo Strom gehandelt und der Marktpreis bestimmt wird. Die Stromproduktion in Deutschland stammt zu einem großen Teil aus konventionellen Energieträgern wie Kohle und Erdgas. Jedoch nimmt der Ausbau der Erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie stetig zu. Die Energiewende in Deutschland zielt darauf ab, die Stromerzeugung bis 2030 zu 55-60% aus Erneuerbaren Energien zu decken. Der Wärmemarkt umfasst den Vertrieb und die Nutzung von Fernwärme, Erdgas, Heizöl und Holzpellet. Fernwärme und Erdgas dominieren dabei den Wärmemarkt.

5.5.2 Strommarkt / Börse

Mit Bezug auf die Strombörse ergeben sich drei nutzbare Zeithorizonte im Energiehandel:

- **Intraday-Handel:** Der Intraday-Handel findet während eines einzigen Handelstages statt. Intraday-Produkte ermöglichen es den Händlern, auf kurzfristige Preisschwankungen zu reagieren und ihre Positionen entsprechend anzupassen. Auf dem Strommarkt wird der Intraday-Handel oft genutzt, um kurzfristige Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Zum Beispiel, wenn eine Windfarm aufgrund von unerwartet starkem Wind mehr Strom produziert als erwartet, können die zusätzlichen Mengen auf dem Intraday-Markt verkauft werden.
- **Day-Ahead-Handel:** Der Day-Ahead-Handel bezieht sich auf Geschäfte, bei denen der Lieferzeitpunkt 24 Stunden nach dem Handelszeitpunkt liegt. Im Kontext der Strommärkte werden im Day-Ahead-Markt Strommengen für jeden Stundenblock des nächsten Tages gehandelt. Der Day-Ahead-Handel ist ein wichtiges Instrument zur Planung und Sicherung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs.
- **Termingeschäft:** Ein Termingeschäft bezieht sich auf den Kauf oder Verkauf eines Produkts zu einem festgelegten Preis, bei dem die Lieferung und Zahlung zu einem späteren, festgelegten Zeitpunkt erfolgen. Auf den Strommärkten werden Termingeschäfte genutzt, um das Risiko von Preisschwankungen in der Zukunft gerecht zu werden. Beispielsweise könnte ein Stromerzeuger ein Termingeschäft abschließen, um den Preis, den er in sechs Monaten für den von ihm erzeugten Strom erhalten wird, im Voraus festzulegen.
- Jeder dieser Handelsmechanismen spielt eine wichtige Rolle bei der Verwaltung der Risiken und der Sicherstellung der Zuverlässigkeit auf den Strommärkten.

5.5.3 Regelleistung

Die Energieversorgung eines Landes basiert auf einer ausgewogenen Bereitstellung von Strom, der den Bedarf der Verbraucher deckt. Um auch kurzfristige Schwankungen im Stromnetz auszugleichen und die Netzfrequenz konstant zu halten, ist die so genannte Regelleistung erforderlich. Diese kommt zum Einsatz, wenn es zu Abweichungen von der Normalkraft kommt, etwa durch plötzliche Laständerungen im Netz. Ohne Regelleistung wäre ein stabiler Netzbetrieb und damit eine sichere Stromversorgung der Bevölkerung nicht möglich.

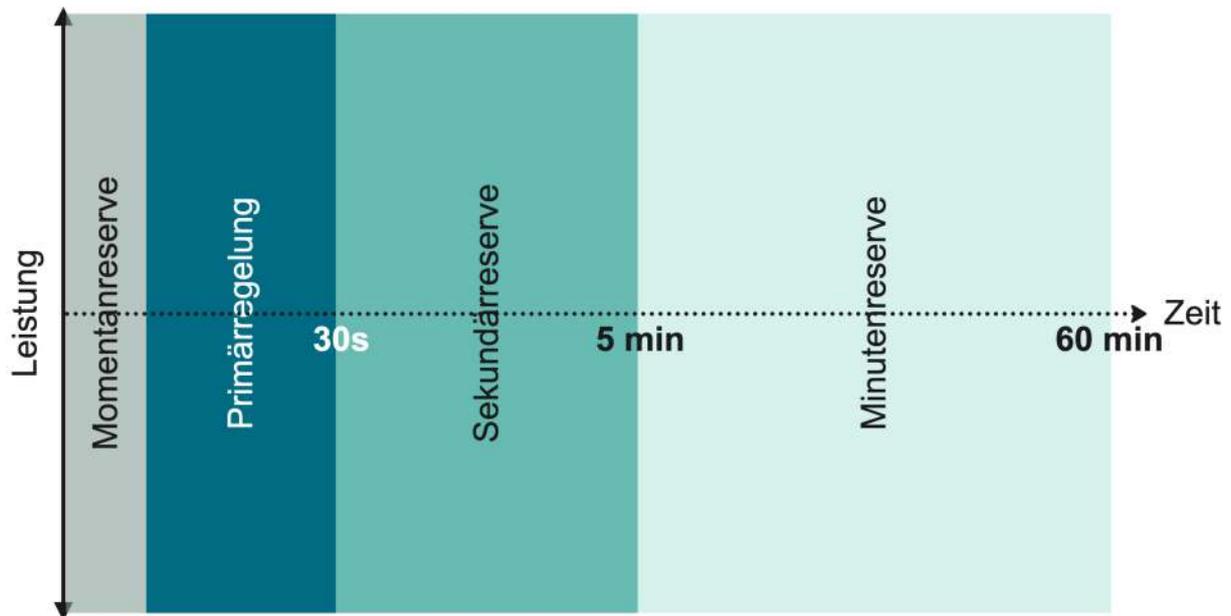


Abbildung 8: Aktivierungs- und Laufzeiten von Regelleistung

Primäre Regelleistung wird automatisch innerhalb der ersten 30 Sekunden nach einer Frequenzänderung eingesetzt. Sie dient der unmittelbaren Stabilisierung der Netzfrequenz, um eine Über- oder Unterschreitung der Normfrequenz von 50 Hertz zu vermeiden. Kraftwerke, die primäre Regelleistung bereitstellen, müssen sehr schnell reagieren können, um dem Netzbetreiber kurzfristig zusätzliche Leistung zur Verfügung stellen oder Leistung aus dem Netz nehmen zu können (siehe Abbildung 8). In der Regel übernehmen thermische Kraftwerke auf Basis von Kohle, Gas, Öl oder Biomasse diese Aufgabe. Sie können ihre Leistung innerhalb kürzester Zeit hoch- oder herunterfahren. Durch die Umstellung auf erneuerbare Energien und die Reduzierung von Kohle- und Gaskraftwerken kommen eben diese für die Regelleistung nicht mehr in Betracht. Dieser Wegfall kann zum Beispiel durch leistungsorientierte Speichertechnologien ausgeglichen werden.

Die sekundäre Regelleistung kommt nach der primären Regelleistung zum Einsatz, um das Gleichgewicht von Stromerzeugung und -verbrauch wieder herzustellen. Sie muss innerhalb von 15 Minuten aktiviert werden können. Auch konventionelle Kraftwerke sowie Pumpspeicher- und Batteriespeicher werden für die Bereitstellung sekundärer Regelleistung eingesetzt. Anders als die primäre Regelleistung wird die sekundäre Regelleistung vom Netzbetreiber gezielt bei einzelnen Kraftwerken angefordert.

Die Minutenreserve stellt die dritte Stufe der Regelleistung dar. Sie wird innerhalb von 15 bis 30 Minuten nach der Aktivierung sekundärer Regelleistung eingesetzt, um diese zu entlasten. Für die Minutenreserve eignen sich insbesondere steuerbare Verbraucher wie Industriebetriebe aber auch Biogasanlagen oder Notstromaggregate. Sie werden vom Netzbetreiber bei Bedarf

zugeschaltet, um zusätzliche Leistung ins Netz zu bringen oder Leistung aus dem Netz zu nehmen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass ein stabiles Stromnetz auf der kontinuierlichen Bereitstellung von ausreichender Regelenergie in Form von primärer, sekundärer und Minutenreserve beruht. Nur so können kurzfristige Schwankungen im Stromnetz ausgeglichen und die Netzstabilität gewährleistet werden. Die Regelenergie trägt somit entscheidend zur Versorgungssicherheit eines Landes bei. Ohne sie wären weder die stabile Netzfrequenz noch die jederzeitige Deckung des Strombedarfs der Bevölkerung und Wirtschaft möglich.

6 UMSTELLUNGSPLANUNG IM RAHMEN DER ELEKTRIFIZIERUNG

In diesem Kapitel werden die Möglichkeiten und Alternativen im Rahmen der Umstellungsplanung diskutiert, die einen erheblichen Einfluss auf die die Betriebsabläufe und die daraus resultierenden Kostenstrukturen aufweisen. Insbesondere zählen hierzu Fahrzeugreparatur und -wartung sowie der Auswahl des Heizungs-, Lüftungs- und Klimakonzeptes (engl. Heating, Ventilation and Air-Conditioning kurz HVAC) der Fahrzeuge und die Erhöhung der Wertschöpfungstiefe durch eigene Stromerzeugung.

6.1 Werkstatt und Wartung

Neben dem Aufbau von Ladeinfrastruktur für E-Busse gehört auch der Aufbau von Werkstattinfrastruktur und die Mitarbeiterqualifikation im Werkstattbereich zum Veränderungsprozess dazu. Je nach strategischer Betriebsausrichtung und Verfügbarkeit von qualifiziertem und veränderungsbereitem Werkstattpersonal lassen sich hier grundsätzlich mehrere Möglichkeiten unterscheiden:

- Full-Service Vertrag mit Fahrzeughersteller
- E-Bus qualifizierte Fremdwerkstatt ohne Full-Service-Vertrag
- Abrede mit dem Fahrzeughersteller und Qualifikation der eigenen Werkstatt zur Regiewerkstatt des Herstellers
- Qualifikation der eigenen Werkstatt

Für einen leichteren Einstieg in die E-Mobilität mit einer geringen Fahrzeuganzahl kann die einfache Lösung, also dem Rückgriff auf eine externe Fremdwerkstatt entweder mittels Full-Service Vertrag, aber auch ohne gesonderten Vertrag, eine interessante Lösung darstellen. Die Herausforderungen der (besonderen) Mitarbeiterqualifikation und auch der Investition in Werkstattausstattung kann hier entgangen werden. Diese beiden Modelle sind bis zu einer gewissen Fahrzeuganzahl trotz Ihrer Mehrkosten bezogen auf Service und Wartung betrieblich ggf. günstiger, da auf die (tiefgreifende) Mitarbeiterqualifikation und die Investition in die Ertüchtigung der Werkstattausstattung verzichtet werden kann. Bezogen auf die Standzeiten der Fahrzeuge für ungeplante Ausfälle durch Defekte oder Unfälle steht diese Lösung dem eigenen Kompetenzaufbau jedoch hinten an. Schon für kleinere Tätigkeiten an den Fahrzeugen ist die Qualifikation der Mitarbeiter im Umgang mit Hochvoltkomponenten notwendig. Reinigungskräfte benötigen die Unterweisung Stufe HV-Bus-R und das Fahrpersonal benötigt die Unterweisung HV-Bus-F.¹ Diese stellen die Grundvoraussetzung dar, um die übrigen Sachverhalte über eine externe Werkstatt abwickeln zu können.

Eine Orientierungshilfe, welche Qualifikation für welche Tätigkeiten benötigt wird, bietet Abbildung 9.

¹ V.-B. (VBG) [2016], S. 48.

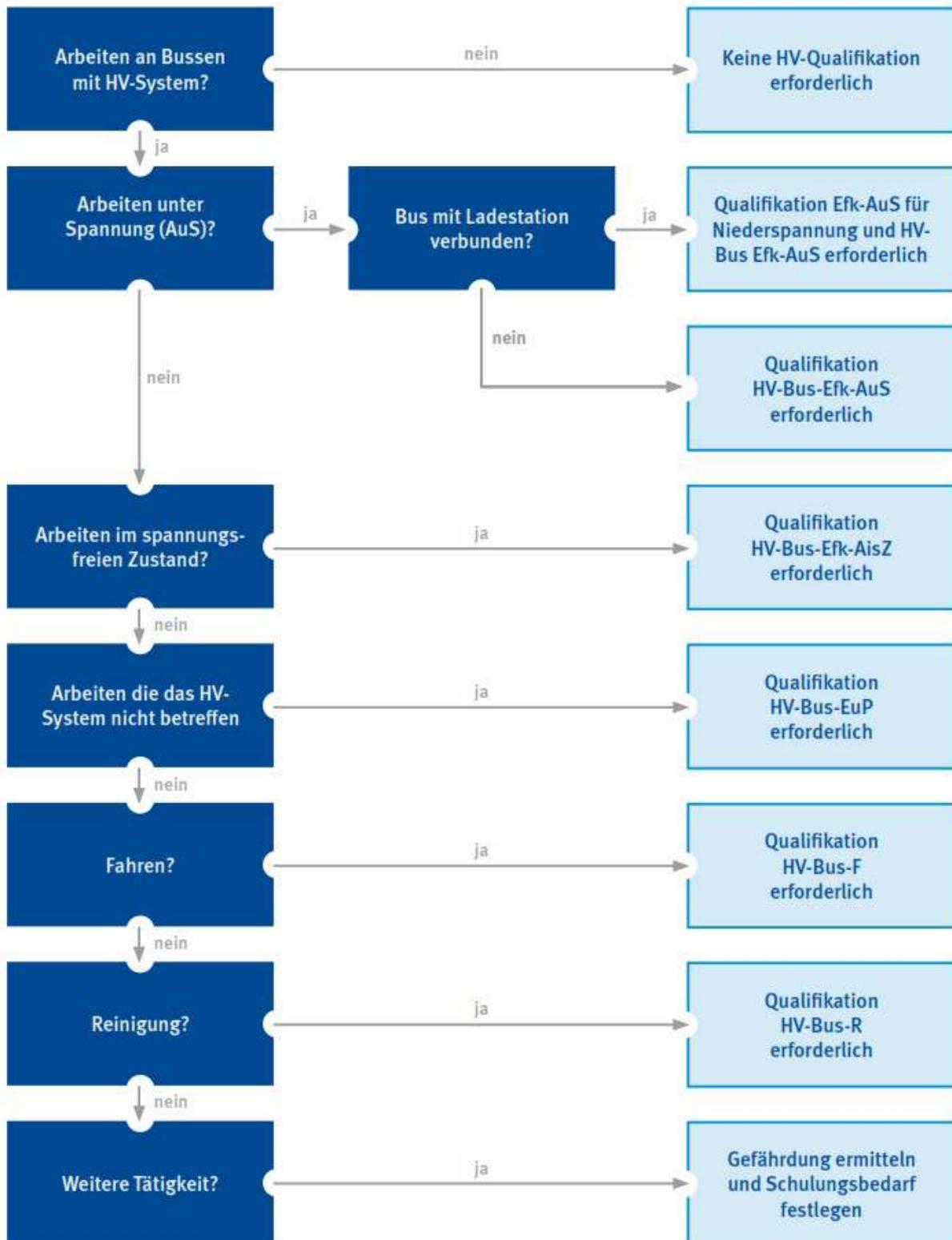


Abbildung 9: Ermittlung der notwendigen Qualifikation von Beschäftigten für Arbeiten an Bussen mit HV-Systemen (Quelle: V.-B. (VBG) [2016], S. 57)

Aufgrund der relativ hohen Fahrzeuganzahl in Stufe 1 der betrieblichen Antriebswende und dem gewünschten Knowhow Aufbau zur Reduzierung der Standzeiten empfiehlt sich für die Firma Geldhauser die Variante 3. oder 4. Aufgrund der Personalsituation der Werkstatt und der weiterhin notwendigen Werkstattkapazitäten für die teilweise noch bestehende Dieselflote sind Auftragsarbeiten für andere Busbetriebe vermutlich nur mit zusätzlichen Mitarbeitern

möglich. Daher wäre eine Qualifikation der eigenen Werkstatt ohne vertragliche Vereinbarungen mit den Fahrzeugherstellern als Regiewerkstatt denkbar. Eine Regiewerkstatt wäre denkbar, sofern die Hersteller sich darauf einlassen, dass die Firma Geldhauser nur die eigenen Fahrzeuge wartet und repariert.

Als potenzielle Mischlösung wäre weiterhin denkbar, über die marktüblichen 2-4 Garantiejahre einen Full-Service-Vertrag abzuschließen und währenddessen den internen Kompetenzaufbau flankierend mit den Erfahrungen der herstellereigenen Werkstatt voranzutreiben. Die Kosten für Full-Service-Verträge schwanken innerhalb der Herstellerpalette stark. Es ist davon auszugehen, dass diese Kosten im Zuge vermehrter Qualifikationen von Vertragswerkstätten zukünftig als rückläufig eingeschätzt werden können.

6.1.1 Notwendige Werkstattausstattung

Da eine Qualifikation der eigenen Werkstatt für die Firma Geldhauser vorteilhaft wäre, soll nachfolgend näher auf die notwendigen Investitionen für die Ertüchtigung eingegangen werden. Mit wenigen Ausnahmen verbauen die Hersteller zumindest ein Teil der Batteriepakete auf dem Fahrzeugdach. Um ein sicheres Arbeitsumfeld für die Arbeiten an diesen Energiespeichern oder weiteren technischen Komponenten (z. B. Klimaanlage) zu erhalten, ist die Investition in einen Dacharbeitsstand notwendig. Hier sollte die Auswahl mit Blick in die Zukunft getroffen werden. Es gibt mobile Arbeitsstände und feststehende Arbeitsstände. Bei feststehenden Arbeitsständen sollte sich von Beginn an die Frage gestellt werden, ob perspektivisch auch Gelenk-Busse elektrifiziert werden sollen, da dort eine längere Einrüstung erforderlich wird. Mobile Arbeitsstände sind günstiger erschweren jedoch ggf. durch mehrfaches Umsetzen die Arbeitsabläufe. Es ist mit den spezifischen Anbietern jeweils die Erfordernisse der Berufsgenossenschaft zu prüfen. Erfahrungen in diesem Bereich haben beispielsweise die Fa. C. O. Weise GmbH & Co. KG oder Günzburger Steigtechnik. Je nach Zielsetzung sind Kosten zwischen 30.000 € und 200.000 € zu erwarten. Für die Wirtschaftlichkeitsbeurteilung dieser Studie, wird eine Investition in Höhe von 130.000 € für einen Hocharbeitsstand unterstellt. Hierbei ist anzumerken, dass im Zuge der weiteren Elektrifizierung ein zweiter oder dritter Dacharbeitsstand notwendig werden kann, insofern die Erfahrung gemacht wird, dass häufig Arbeiten am Fahrzeugdach auszuführen sind. Dies ist wiederum von den Wartungsintervallen der Fahrzeughersteller abhängig. MAN gibt beispielsweise eine Jahreswartung vor, wohingegen Mercedes 30.000 km als Intervall unterstellt, wodurch auch drei Wartungen pro Jahr möglich werden. Hier entscheidet also auch die Herstellerwahl über die notwendige Investition in die Werkstattinfrastruktur.

Für einen möglichen Batterietausch oder eine Batteriereparatur ist eine Hebevorrichtung notwendig. Diese sollte min. 850 kg Nutzlast und eine minimale Höhe von 4m bis zur Hakenunterkante aufweisen. Auch in diesem kostenintensiven Punkt besteht ein Spielraum, günstige Ständerkräne oder flexible Traversensysteme mit Laufkatze mit wahlweise Deckenmontage oder Gerüstkonstruktion. Für die infrage kommende Auswahl ist ein Statiker hinzuzuziehen. Auch bei einem bodenverankerten Ständerkran ist die Kraftaufnahme erfahrungsgemäß durch den Busbetrieb nachzuweisen. Für die Wirtschaftlichkeitsbeurteilung dieser Studie, wird eine Investition in Höhe von 21.500 € inklusive statischem Nachweis unterstellt. Für den Transport der Lasten im Werkstattbereich ist ein Flurfördermittel (Gabelstapler oder Hubwagen) notwendig sowie die insgesamt notwendigen Ladungssicherungsmittel. Diese werden gleichwohl beim Werkstattservice für Dieselfahrzeuge notwendig und werden im Rahmen dieser Untersuchung als gegeben vorausgesetzt.

Als weitere kostenrelevante Position sind mobile Ladegeräte notwendig. Diese dienen der Aufrechterhaltung der Betriebsspannung und der Wiederverfügbarkeit des Fahrzeugs nach dem

Werkstattservice, der ablaufbedingt in den vorgesehenen Ladepausen erfolgen sollte, um die Fahrzeugverfügbarkeit zu steigern. Auch für die Prüfung des State-of-Health (SOH) ist das mobile Ladegerät notwendig. Hier sollte in Abhängigkeit der Fahrzeugauswahl eine Abstimmung mit dem Fahrzeughersteller für die Wartungsanforderungen bezogen auf das mobile Ladegerät vorgenommen werden. Für die Wirtschaftlichkeitsbeurteilung dieser Studie, wird eine Investition für zwei mobile Ladegeräte á 20.000 € unterstellt. Aufgrund des noch jungen Alters der Werkstatt der Firma Geldhauser sind genügend Starkstromsteckdosen für den Betrieb der mobilen Ladegeräte vorhanden. Es ist keine Investition in die Gebäudestromversorgung notwendig.

Bei vielen Herstellern werden von Haus aus CO₂-Wärmepumpen verbaut, bei einigen Herstellern gibt es die CO₂-Wärmepumpe als Sonderausstattung buchbar. Hierzu wird eine bislang nicht benötigte Klimateilservice benötigt, welches auch dieses Kältemittel verarbeiten kann. Für die Wirtschaftlichkeitsbeurteilung wird eine Investition in Höhe von 11.500 € unterstellt.

Für Werkzeuge, Lagerboxen, Schutzausrüstung, Defibrillator und Diagnosegeräte und die Markierung eines Havarieplatzes werden weitere 35.000 € als Budgetansatz angenommen. Nähere Informationen zu den einschlägig notwendigen Materialien finden sich in der Studie „Elektrifizierung von KMU-Busunternehmen“ des VDE Renewables in Zusammenarbeit mit dem LBO.²

6.1.2 Notwendige Mitarbeiterqualifikation

Für die Mitarbeiterqualifizierung im Werkstattbereich werden Initialkosten in Höhe von 22.000 € unterstellt. Hierbei ist anzumerken, dass je nach Herstellerwahl der Fahrzeuge häufig die Mitarbeiterqualifikation des Werkstattpersonals Bestandteil des Fahrzeugkaufpreises sind oder verhandelt werden können.

Für Auffrischungsschulungen werden 4.000 € alle 3 Jahre unterstellt.

Neben der Qualifizierung des Werkstattpersonals ist das Fahrpersonal entscheidend. Beim E-Bus Einsatz kann ein Teil der kinetischen Energie des Fahrzeugs wieder über das Prinzip der Rekuperation (elektromagnetische Bremswirkung des Motors im Generatorbetrieb) in potenzielle Energie überführt werden. D. h. anstelle eines Bremsvorgangs, bei dem Bewegungsenergie über die Reibung an der Bremsanlage in Abwärme umgewandelt wird, die nicht mehr für den Fahrbetrieb nutzbar ist, kann beim E-Bus der Traktionsmotor in umgekehrtem Wirkprinzip als Generator arbeiten und die Batterien aufladen. Hierdurch kann ein Teil der Bewegungsenergie wieder in nutzbares Beschleunigungspotenzial umgesetzt werden. Eine vorrausschauende Fahrweise, bei der die Rekuperation maximiert und die Nutzung der mechanischen Bremse minimiert wird, ist entscheidend, um die Herstellvorgaben bezüglich der Verbräuche und damit auch der angegebenen Reichweiten einhalten zu können.

Der Einfluss der Fahrweise des Fahrers hat einen proportional höheren Einfluss auf die Verbrauchswerte beim E-Bus, als er beim Dieselbus hat. Als Best-Practice Ansätze können, hierbei Gamification Ansätze, bei dem die Fahrer in einen gegenseitigen Niedrig-Verbrauch-Wettbewerb treten, helfen, den notwendigen Energiebedarf nachhaltig zu reduzieren. Hierzu werden in der Studie laufende Kosten von 35€ je Fahrzeugmonat unterstellt. Ergänzend wird im Rahmen der Berechnung der Effektivstundenlöhne des Fahrpersonals ein zusätzlicher Schultag pro Jahr berücksichtigt.

6.2 Erhöhung der Wertschöpfungstiefe im Betrieb

² VDE (2023), S. 28

Zur Erhöhung der Wertschöpfungstiefe im Betrieb sowie zur Verbesserung des ökologischen Fußabdrucks der Verkehrsleistung ist der Aufbau von Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energie zu empfehlen. Über die notwendigen Investitionskosten informiert Kapitel 9 detailliert. Die Investitionskosten werden im Verlauf der Wirtschaftlichkeitsberechnung als Stromgestehungskosten verstanden und nicht gesondert als Investitionskosten ausgewiesen.

6.3 Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft

Neben der ständigen Verfügbarkeit der Fahrzeuge spielt auch die ständige Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur eine zentrale Rolle in der Aufrechterhaltung der Verkehrsleistung. Für eine schnelle Fehlerbehebung ist es sinnvoll, das Werkstattpersonal auch für die Wartung und Reparatur der Ladeinfrastruktur zu schulen und ggf. Ersatzteilverhaltungen mit den Herstellern zu vereinbaren. Hierfür werden entsprechende Kostenansätze in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unterstellt. Für die Ersatzteilverhaltung der Ladeinfrastruktur werden 20.000 € angenommen, um einen Lagerbestand aufzubauen. Die Mitarbeiterschulung zur Instandsetzung der Ladeinfrastruktur wird mit 10.000 € als Initialkosten angenommen. Für die jährlichen laufenden Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen werden 2% der Hardwareinvestitionen (ohne Baukostenzuschuss und Tiefbau/Verkabelung) unterstellt.

6.4 Entscheidungsfindung Klimakonzept Fahrzeuge

Grundsätzlich lassen sich zwei unterschiedliche Klimakonzepte zur Innenraumtemperierung des Fahrerarbeitsplatzes und des Fahrgastraums identifizieren.

6.4.1 Rein elektrische Konditionierung

Bei der rein elektrischen Konditionierung wird sowohl die Klimatisierung als auch die Aufheizung rein elektrisch vorgenommen. In der Regel bieten die Fahrzeughersteller nahezu flächendeckend Wärmepumpen an, die bei besonders kalten Temperaturen durch Hochvolt-Widerstandsheizer unterstützt werden. Teilweise gegen Aufpreis sind CO₂-Wärmepumpen erhältlich, die neben dem klimaunschädlicheren Kältemittel auch eine bessere Effizienz bei kalten Temperaturen versprechen. Durch die große Temperaturdifferenz im Winter zwischen einer Soll-Innenraumtemperatur von beispielsweise 18° bei einer Außentemperatur von -5 ° (23° Unterschied) ist im Vergleich zum Sommer, bei dem bei einer Außentemperatur von 30° auf 25° Soll-Innenraumtemperatur (5° Unterschied) gekühlt wird, eine erheblich höhere Energiemenge notwendig. Hierdurch verringert sich die zur Verfügung stehende Batteriekapazität für den Traktionsenergiebedarf und die Reichweiten sinken.

Eine Ausnahme dieser physikalischen Gesetzmäßigkeit gibt lediglich der Hersteller VDL an, durch sein effizientes Dämmsystem geschaffen zu haben. Hier besteht die Fahrzeugträgerstruktur aus einem Wärme-Verbund-Dämmstoff und die durch die Fahrgäste eingebrachte Körperwärme kann einen Großteil des Heizenergiebedarfs abdecken, da die Kältebrücken zur Außentemperatur minimiert wurden.

6.4.2 Konditionierung mit Zusatzheizung

Alternativ zur rein elektrischen Konditionierung des Fahrer- und Fahrgastraums besteht bei den meisten Herstellern die Option, eine Verbrennerzusatzheizung hinzuzubestellen. Hierdurch kann ein Großteil des Heizenergiebedarfs im Winter über eine separate Energiequelle gedeckt und damit eine höhere Mindestreichweite erzielt werden. Die Einsatzmöglichkeiten des Energieträgers bestimmen hierbei den CO₂-Fußabdruck. Beim Einsatz von beispielsweise Bioethanol kann weiterhin Emissionsfreiheit unterstellt werden. Beim Einsatz von Heizöl oder

Diesel ist auf die innerstädtische Geruchsentwicklung zu achten, da Zusatzheizgeräte i. d. R. keine Abgasnachbehandlung haben. In der Praxis gelten jedoch auch Fahrzeuge mit Verbrennerzusatzheizung als emissionsfrei unabhängig vom verwendeten Brennstoff.

6.4.3 Einordnung der Alternativen

Je nach Herstellerkonzept der rein elektrischen Heizvariante (Art der Wärmepumpe bzw. des Kältemittels, Temperaturbereich ab dem Hochvoltheizer einsetzen) liegen die Herstellerangaben zur Worst-Case Reichweite bis zu einem Drittel unter den Reichweiten mit der Option des Zusatzheizgeräts. Hieraus kann sich im weiteren Sinne schlechtesten Falles eine Fahrzeugmehrunge von analog einem Drittel ergeben.

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit sollen die Varianten am Beispiel der Herstellerangaben eines MAN Lion's City 12 E gegenübergestellt werden:

Beispielrechnung		elektrisch	Zusatzheizung
			g
Fahrzeugparameter	Fahrzeugreichweite (Worst-Case) im Jahr 10	200	300
	Verbrauch inkl. Konditionierung im Jahresmittel [kWh/h]	1,082	0,958
	Verbrauch Konditionierung Zusatzheizung Jahresmittel [Liter/h]		0,6
	Durchschnittsgeschwindigkeit [km/h]	20	

Die angenommene Durchschnittsgeschwindigkeit von 20 km/h entspricht in etwa der Prüfgeschwindigkeit SORT II, also einer Mischung aus Überland- Stadtverkehr. Korrespondierend beziehen sich auch die Reichweiten und Verbrauchswerte auf den SORT II Zyklus.

Energieverbrauch	Gesamtkilometer [km]	40.000	50.000	60.000	70.000	80.000	90.000
	Einsatzstunden [h]	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500
	Elektrischer Energieverbrauch [kWh]	43.280	54.100	64.920	75.740	86.560	97.380
	Elektrischer Energieverbrauch bei vorhandenem Zusatzheizer [kWh]	38.320	47.900	57.480	67.060	76.640	86.220
	Dieserverbrauch für Zusatzheizung [l]	1.200	1.500	1.800	2.100	2.400	2.700

Der ermittelte Dieserverbrauch für die Zusatzheizung ist nicht zu verachten und bedingt, dass auch die Tankstelle des Betriebshofs bei Vollelektrifizierung vermutlich weiterhin notwendig bleiben wird. Fordert der Aufgabenträger den Betrieb mit emissionsarmen Treibstoffen (z.B. HVO 100) ist darauf zu achten, dass die Treibstoffe nicht mit konventionellen Dieseldieselkraftstoffen gemischt werden dürfen. Eine solche Vorgabe führt in der Regel zu Investitionen in eine separate Tankstelle für emissionsarme Treibstoffe. In der vorliegenden Untersuchung wird hierauf jedoch verzichtet.

Bei aktuellen Marktpreisen von 28 Cent für eine Kilowattstunde Strom und 1,40 € für einen Liter Diesel ergibt sich in den variablen Kosten eine annähernde Kostenparität der beiden Heizungsalternativen.

Kosten	Gesamtkilometer [km]	40.000	50.000	60.000	70.000	80.000	90.000
	Energiekosten pro Bus ohne Zusatzheizung	12.118 €	15.148 €	18.178 €	21.207 €	24.237 €	27.266 €
	Energiekosten pro Bus mit Zusatzheizung	12.410 €	15.512 €	18.614 €	21.717 €	24.819 €	27.922 €

Anzumerken ist hierbei jedoch, dass die Verbrauchswerte aus den Herstellerangaben für an der Ladesäule vorkonditionierte Fahrzeuge gelten.

Eine Fahrzeugmehrung hat bei den hohen Investitionskosten für die batterieelektrischen Fahrzeuge eine enorme Abschreibung und damit Steigerung der jährlichen Kosten zur Folge. Zur Sicherstellung eines robusten Betriebsablaufs und zur Erhaltung der Flexibilität gegen End-of-Life (EOL) der Batterien kann empfohlen werden, die Fahrzeuge mit Zusatzheizern zu bestellen und im Sinne der Ökonomie und der Ökologie die Funktionalität der Zusatzheizung so lange

abzuschalten, solange die Umläufe sicher bedienbar bleiben. Demgegenüber ist zu beachten, dass durch die Verwendung der Zusatzheizung auch der Energiedurchsatz auf den Traktionsbatterien verringert und sich die nutzungsbedingte Alterung hierdurch geringer auswirkt. Die Leistungsschütze werden aus sicherheitstechnischen Gründen nach einer gewissen Schaltzahl außer Kraft gesetzt, wodurch das Fahrzeug ohne einen Batterietausch dann nicht mehr einsatzfähig ist. Die Verbrauchsangaben von MAN unterscheiden sich im Jahr 10 in den Modellvarianten mit oder ohne Zusatzheizung um 1% SOH.

Zur Beurteilung der verkürzten Batterienutzungsdauer kann überschlägiger Kostenvergleich herangezogen werden, der auf reinen Schätzwerten basiert und hier nur ein Gefühl vermitteln soll:

Sofern die Investitionskosten zur Ertüchtigung der Batterien bzw. der Anteil des ursprünglichen Kaufpreisanteils der Batterien mit ca. 200.000 € angenommen werden und die Verlängerung der Einsatzzeit, aufgrund der Zusatzheizung (Aufpreis 5.000 €) eine Nutzung von 11,5 Einsatzjahren anstelle von 11 Einsatzjahren, bewirkt, verringert sich die Abschreibung um ca. 350 € p. a. sofern eine vorhandene Zusatzheizung in den ersten Jahren nicht genutzt wird und die Umläufe dennoch fahrbar bleiben.

	Fossile Heizung	Elektrische Heizung
Batterieinvestition	200.000,00 €	200.000,00 €
Mehrkosten Fossile Heizung	5.000,00 €	
NZD	11,5 Jahre	11 Jahre
AFA	17.826,09 €	18.181,82 €
Minderkosten	355,73 €	

Diese geringe Minderbelastung in der Abschreibung kann die geringe Mehrbelastung in den variablen Kosten daher teilweise decken.

Die Vorteilhaftigkeit der hinzugewonnenen Flexibilität über die Fahrzeugnutzungsdauer im Verhältnis zu der jährlichen Belastung (höhere variable Kosten abzüglich geringere AFA) von ca. -50 € bei 40.000 km Jahresfahrleistung bis zu ca. +300 € bei 90.000 km Jahresfahrleistung pro Bus und Jahr kann im Falle fahrbarer Umläufe, unabhängig davon, ob eine Zusatzheizung notwendig ist, nur eine Empfehlung sein und obliegt letztlich der unternehmerischen Entscheidung des Geschäftsführers.

Sofern durch diese Flexibilität jedoch eine Fahrzeugeinsparung resultiert, wendet sich das Blatt und die Alternative ist gegenüber einem rein elektrischen Betrieb aufgrund der geringeren Anzahl an abzuschreibenden Fahrzeugen deutlich wirtschaftlicher.

Ergänzend sei in diesem Zusammenhang angemerkt, dass das HVAC-Konzept im Zusammenhang mit der erforderlichen Fahrgastsitz- und -stehplatz-Kapazität abgestimmt sein muss. Es gibt Hersteller, bei denen der Einbau von fossilen Zusatzheizungen zum Wegfall von zwei Fahrgastsitzen und insgesamt zur Reduzierung der Fahrgastkapazität führt.

7 ELEKTRIFIZIERUNG DER UMLÄUFE

Das Umstellungskonzept gliedert sich in drei Stufen. In der ersten Stufe hat die Fa. Geldhauser mit dem Aufgabenträger eine Umstellung von 22 Solobussen auf batterieelektrischen Antrieb vereinbart. In der zweiten Stufe im Jahr 2026 wird die Busflotte auf 37 Solobusse erweitert. Zuletzt wird eine Einschätzung zur nahezu Vollelektrifizierung der gesamten Solobusflotte für das Jahr 2027 gegeben. Die Tabelle gibt einen Überblick über die Ausbaustufen. In der folgenden Analyse werden die erste Stufe in 2025 und der Vollausbau in 2027 genauer betrachtet.

Tabelle 1: Übersicht über die Ausbaustufen

AUSBAUSTUFE	JAHR	ANZAHL E-BUSSE	BATTERIEKAPAZITÄT DER BUSSE	LADELEISTUNG DER BUSSE
1	2025	22	480 kWh	300 kW
2	2026	37	22 Busse mit 480 kWh + 15 Busse	22 Busse mit 300 kW + 15 Busse
3	2027	47	22 Busse mit 480 kWh + 25 Busse	22 Busse mit 300 kW + 25 Busse

7.1 Stufe 1 – Umstellung von 22 Solobussen auf batterieelektrischen Antrieb

Die Erweiterung des Fuhrparks mit alternativen Antrieben steht im Rahmen der Elektrifizierung der Linie 222 / 270 und 224 / 225 an. Hierbei sollen erste Pantograph-Lader beschafft werden. Der Aufgabenträger hat sich hier dazu entschieden an der Endhaltestelle Höllriegelskreuth für die Linien 222 / 270 zwei Pantograph Ladestationen zu errichten. Im Rahmen der Umstellungsplanung stand jedoch immer wieder in Frage, ob die Pantographen gebaut werden können. Der geplante Installationsort befindet sich auf einem Bahnhofsgelände, wodurch zustimmungs- und genehmigungsrechtlich Unstimmigkeiten resultierten. Parallel hierzu soll die Linie 224 / 225 als Depotlader elektrifiziert werden.

Durch den vorgegebenen Fahrplan seitens des Auftraggebers verblieb aus verkehrsplanerischer Sicht nur eine Erarbeitung fahrbarer Umläufe anhand der vorgegebenen Fahrplanzeiten. Diese resultierte in 22 Umläufen und bedarf daher der gleichen Anzahl an Fahrzeugen. Für die Linie 222 / 270 werden 15 Pantographen-Busse und für die Linie 224 / 225 7 Depot-Lader Busse benötigt. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten erfolgt die Reservevorhaltung anhand konventioneller Antriebe.

Die Herstellerwahl hat bezüglich der Service- und Reparaturgestaltung einen erheblichen Einfluss. Aktuell zeichnet sich eine Marktveränderung im deutschen Bus Markt ab. Neue, bislang nicht am (Diesel-)Markt vertretene Unternehmen, bieten E-Busse an. Hier sei beispielsweise BYD oder MCV angeführt. Den Newcomern fehlt allerdings noch das Aftersales Netzwerk, das für die notwendige permanente Einsatzbereitschaft der Fahrzeuge allerdings in der Branche unerlässlich ist. Hier lässt sich jedoch durch z. B. den Aufbau von Regiewerkstätten bei Busbetrieben ein besseres Aftersales Netzwerk erarbeiten.

In der aktuellen Marktphase hat der Geschäftsführer der Firma Geldhauser auch BYD in Betracht gezogen, da die Fahrzeuge ein gutes Preis-/Leistungsverhältnis vorweisen und die Gespräche zur Ersatzteilverhaltung entgegenkommend verliefen.

Als beispielhafte infrage kommende Fahrzeuge wurde daher für diese Studie ein Solobus des Herstellers BYD und MAN mit einem erprobten Aftersales-Netzwerk in der Analyse zugrunde gelegt.

7.1.1 Umlaufgestaltung und Auswahl

Die Optimierung der ökonomischen und ökologischen Zielsetzung kann im weiteren Verlauf zum einen über

1. die Minimierung der Fahrerlohnstunden,
2. die Minimierung der notwendigen Fahrzeuganzahl,
3. die Minimierung der umlaufbedingten Leerkilometer,
4. die Minimierung der Strombezugskosten

erfolgen. Hierbei sind die Fahrerlohnkosten der größere finanzielle Hebel. Häufig besteht hier jedoch auch Zielharmonie im Zusammenhang mit der Minimierung der Leer-Kilometer, aufgrund der einzuhaltenden Lenk- und Ruhezeiten ist dies jedoch nicht zwangsläufig gegeben. Gerade aufgrund der hohen Anschaffungskosten der E-Busse besteht auch die Zielsetzung, die Fahrzeuganzahl auf das notwendige Minimum zu reduzieren. Aus ökologischer Sicht ist dies auch unter den gegebenen Rahmenbedingungen (Grünstrom) die vorgegebene Zielgröße. Somit wird der klimabilanzielle „Rucksack“, den die Fahrzeuge aufgrund Ihrer Produktion mitbringen reduziert. Eine Reduzierung der Klimawirkung aufgrund der Minderung der Leerkilometer, welche sich durch eine kleinere Fahrzeuganzahl und längeren Fahrzeugumläufen ergeben würden, wäre im Sinne des klimaneutralen Fahrstroms ohne Einfluss auf die Klimabilanz.

Die Herkunft des bezogenen Stroms für den Betrieb der E-Busse ist entscheidend für deren ökologischen Fußabdruck aber auch für die Ökonomie. Da die Firma Geldhauser als Auftragnehmer die Fördermittel des Aufgabenträgers übernehmen kann und hieraus eine Verpflichtung zum Bezug von Grünstrom resultiert, besteht hierbei sodann nur die Wahl, ob bei der Pantograph Linie auf der Strecke geladen wird, oder ob der eigens auf dem Betriebshof erzeugte PV-Strom genutzt wird und die Differenz zur Eigenversorgung über Grünstrom aus dem Netz am Betriebshof abgedeckt wird. Regelmäßig ist der Strom nachts günstiger als Tagsüber, weshalb es aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten vorteilhaftig ist, den Großteil der Strommenge nachts am Betriebshof zu laden und die Pantograph-Ladung auf das notwendige Minimum zu reduzieren, sodass die Umläufe weiterhin fahrbar bleiben. Hierzu wäre eine Strombeschaffung über die Börse nach Kapitel 5.5.2. abzuschließen.

Einige Umläufe weisen an spezifischen Tagen, beispielsweise vor Feiertagen, längere Umlauflängen und Einsatzzeiten aus. Für die Untersuchung wurde in diesen Fällen jeweils die maximale Einsatzmöglichkeit unterstellt, da auch der verlängerte Einsatz stets mit dem vorhandenen Fuhrpark bedienbar bleiben muss.

Die Untersuchung gliedert sich nachfolgend anhand der Verkehrstage.

7.1.1.1 Verkehrstag: Schule

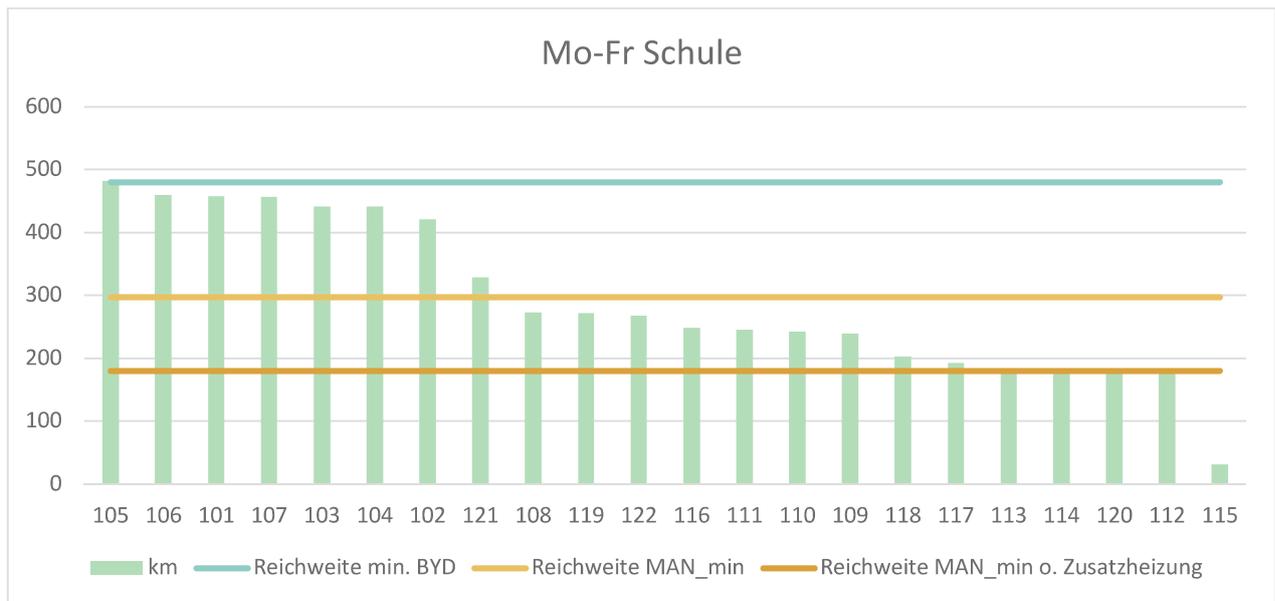


Abbildung 10: Solobusumlaufängen an Schultagen

In Abbildung 10 sind die Umlaufängen der Solobusse an Schultagen dargestellt. Zur Einordnung der Möglichkeiten der Umstellung auf alternative Antriebe sind die Herstellerangaben vom BYD B12 mit Zusatzheizung (Reichweitenangabe laut Hersteller, Werte ohne Zusatzheizung liegen nicht vor) und vom MAN Lion's City 12 E mit 6 Batteriepaketen in der Behaglichkeitskennlinie Economy Advanced bei 100.000 km p.a. im Worst-Case Szenario im SORT II

1. mit Zusatzheizung bei +30° Celsius nach 10-jähriger Batterienutzung (73% SOH)
 - a. Die minimale Fahrleistung beziffert der Hersteller hier auf 297 km
2. ohne Zusatzheizung bei -15 ° Celsius nach 10-jähriger Batterienutzung (72% SOH)
 - a. Die minimale Fahrleistung beziffert der Hersteller hier auf 180 km

dargestellt.

Wie der Abbildung 10 zu entnehmen ist, sind ohne Zwischenladung und ohne eine Zusatzheizung (MAN) lediglich 3 Umläufe der Fahrzeuge batterieelektrisch fahrbar. Zur Erreichung der minimalen Fahrzeuganzahl, auch bei Nichtrealisierung der Pantographen, wurden die Umläufe daher anhand der Herstellerangaben von BYD ausgeplant. Die Umläufe wurden hierbei nahe der Grenzübergang umgewandelt.

Auch bei der Linie 224 /225 liegt der längste Umlauf 121 mit 328 km Tagesfahrleistung über den Herstellerangaben von MAN mit Zusatzheizung im 10. Betriebsjahr, weshalb auch für diese Linie (Depotladung) nur der Hersteller BYD zur geringsten Fahrzeuganzahl führt.

Detaillierte Umlaufanalyse

Der Umlauf 105 mit 482 km Tagesfahrleistung liegt leicht über den Herstellerangaben von BYD. Hier ist demnach an besonders heißen Tagen der Einsatz von Zwischenladungen über den Pantographen unabdingbar. Es müsste mindestens eine einmalige Aufladung über den Pantographen in den sechs 18 Minuten Zeitfenstern erfolgen, um auch im Worst-Case-Szenario die übrige Energiemenge nachts am Depot laden zu können.

7.1.1.2 Verkehrstag Ferien

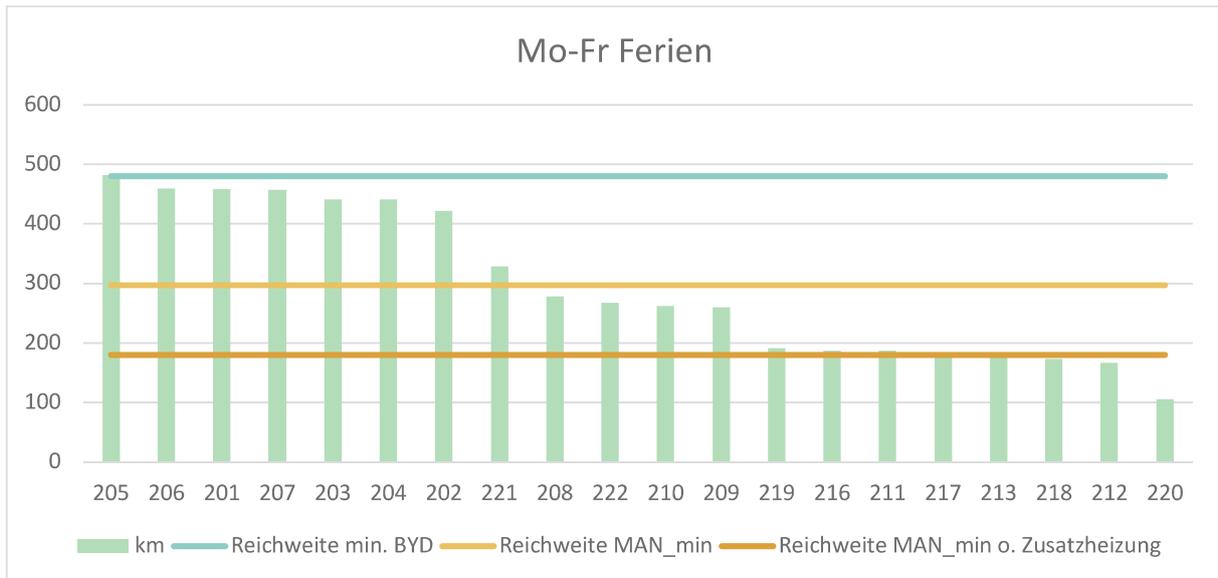


Abbildung 11: Solobusumlaufängen an Ferientagen

An Ferientagen sind auf der Linie 222 / 270 lediglich 13 der 15 Fahrzeuge im Einsatz. Auch hier beträgt der längste Umlauf 482 km und bedarf einer Zwischenladung am Pantographen. Sofern an diesen Tagen die Reservevorhaltung elektrisch sein soll, müssten die Fahrzeuge über Nacht geladen werden. In den übrigen Fällen ist hier eine Direktladung über den PV-Strom sinnvoll. Wenn die Fahrzeuge rollierend eingesetzt werden, können in den Ferien also täglich zwei Fahrzeuge gänzlich aus der PV-Anlage geladen werden, sofern an diesem Tag genügend Strom erzeugt wird.

7.1.1.3 Verkehrstag Samstag

Die Umlaufängen der Samstagsleistung sind in nachfolgender Abbildung 12 dargestellt:

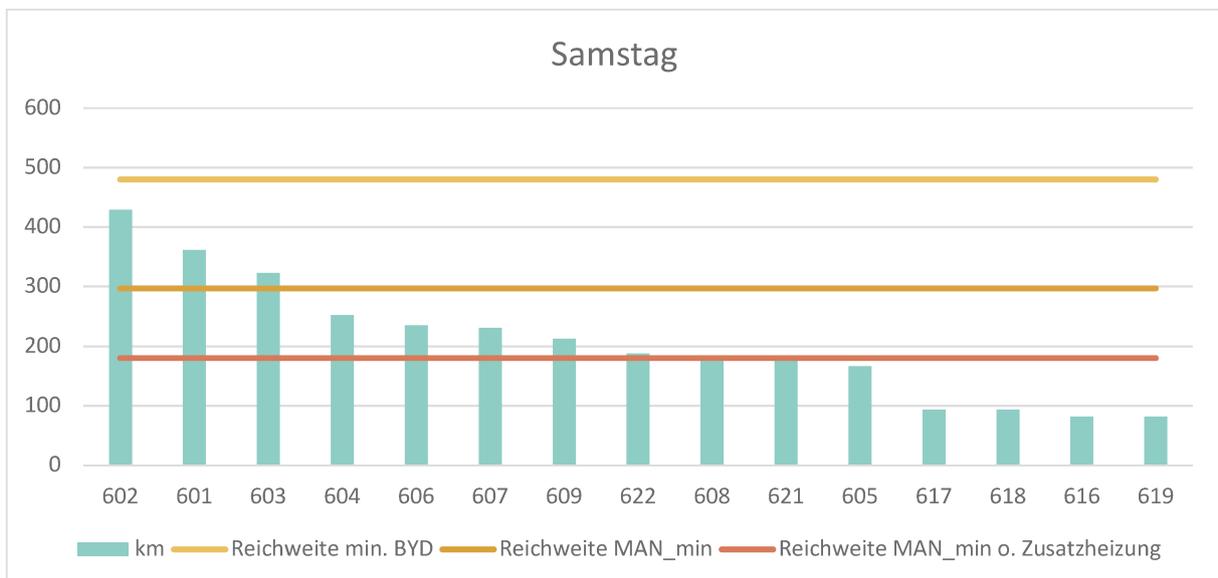


Abbildung 12: Solobusumlaufängen samstags

An Samstagen sind auf der Linie 222 / 270 lediglich 9 der 15 Fahrzeuge im Einsatz. Der längste Umlauf 602 hat eine Tagesfahrleistung von 429 km und wäre ohne Zwischenladung auch im 10. Betriebsjahr fahrbar. Auf der Linie 224 / 225 werden von 7 Fahrzeugen samstags nur 6 eingesetzt. Sofern an diesen Tagen die Reservevorhaltung elektrisch sein soll, müssten die

Reservefahrzeuge über Nacht am Freitag geladen werden. In den übrigen Fällen ist hier eine Direktladung über den PV-Strom sinnig. Wenn die Fahrzeuge rollierend eingesetzt werden, können an Samstagen also sieben Fahrzeuge gänzlich aus der PV-Anlage geladen werden, sofern an diesem Tag genügend Strom erzeugt wird.

7.1.1.4 Verkehrstag Sonntag und Feiertag

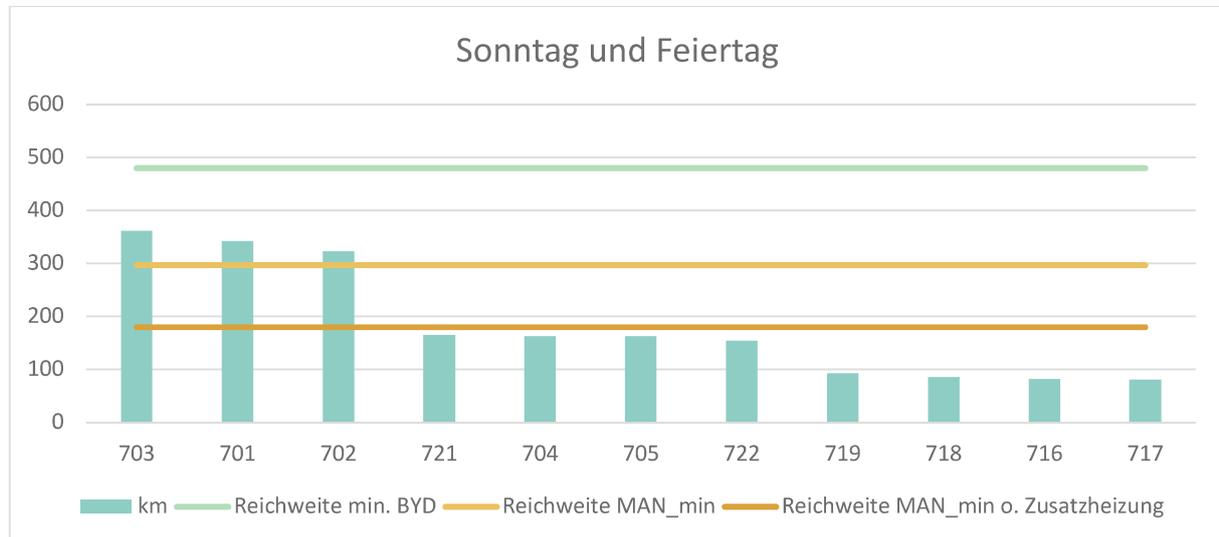


Abbildung 13: Solobusumlaufängen sonntags und an Feiertagen

An Sonntagen und Ferientagen sind auf der Linie 222 / 270 lediglich 5 der 15 Fahrzeuge im Einsatz. Der längste Umlauf 703 hat eine Tagesfahrleistung von 362 km und wäre ohne Zwischenladung auch im 10. Betriebsjahr mit dem BYD Bus fahrbar. Auf der Linie 224 / 225 werden von 7 Fahrzeugen samstags nur 6 eingesetzt. Sofern an diesen Tagen die Reservevorhaltung elektrisch sein soll, müssten die Reservefahrzeuge über Nacht am Freitag geladen werden. In den übrigen Fällen ist hier eine Direktladung über den PV-Strom sinnig. Wenn die Fahrzeuge rollierend eingesetzt werden, können an Samstagen also elf Fahrzeuge gänzlich aus der PV-Anlage geladen werden, sofern an diesem Tag genügend Strom erzeugt wird.

7.1.2 Interdependente Umlaufplanung und Energiesystemauslegung

Die Elektrifizierung der Busflotte eröffnet der Firma Geldhauser die Möglichkeit, die Wertschöpfungstiefe im Unternehmen zu erhöhen und auf einer vorgelagerten Produktionsebene, nämlich der Stromerzeugung, aktiv zu werden. Die Hürden zur Erzeugung erneuerbarer Energien direkt am Standort sind gering und im Vergleich zur Dieselproduktion auch wirtschaftlich für ein KMU erschwinglich. Zusätzlich ist am Standort bereits eine Dach-PV Anlage installiert. Deren Einbindung in die Systemkomposition allerdings wirtschaftlich nicht sinnvoll umgesetzt werden kann. Dies könnte erst nach Auslaufen der gesicherten EEG Vergütung in Betracht gezogen werden.

Im Zuge dieser Studie wird der Aufbau von Photovoltaikanlagen zur Maximierung lokal emissionsfreier erneuerbarer Energien betrachtet. Die Gestehungskosten von eigenerzeugtem PV-Strom liegen in der Regel deutlich unter den Fremdbezugskosten, da hier keine Netzentgelte und Umlagen zu zahlen sind.

In der wechselseitigen Optimierung hat sich eine Ost-West Ausrichtung der geplanten PV-Installationen als die wirtschaftlichste Kombination herausgestellt. Zwar sinkt der Gesamtertrag der PV-Produktion im Vergleich zu einer reinen Südausrichtung, jedoch erhöht sich die Direktnutzungsquote und somit sinkt der Bedarf an stationärem Batteriespeicher. Einige Umläufe

enden insbesondere an Samstagen und Sonntagen / Feiertagen in den frühen Abend- / Nachmittagsstunden, bei denen die nach Westen ausgerichteten Module noch Strom erzeugen. Die Umläufe wurden in eine Energiesystemmodellierung überführt. Die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung finden sich in Kapitel 9. Hierin wird auch die Dimensionierung des stationären Pufferspeichers behandelt. Dieser überführt Strom in die Nachtstunden, um ihn dann in die Fahrzeuge zu transferieren.

7.1.3 Gegenüberstellung unterschiedlicher Ladestrategien

Aufgrund der Ungewissheit, ob die Pantograph-Lader in Höllriegelskreuth gebaut oder nicht gebaut werden wurde sich auch für die Pantograph-Linie für die Anschaffung von BYD Bussen entschieden, da der Hersteller hier die erforderliche Reichweite auf die Laufzeit von 10 Jahren garantiert. Bis auf die Worst-Case Tage im 10. Betriebsjahr (Umlauf 105 an Schultagen und Umlauf 205 an Ferientagen) besteht daher die Möglichkeit zur Wahl, ob auf der Strecke oder auf dem Betriebshof geladen wird. Da sowohl am Pantographen als auch am Betriebshof Grünstrom getankt wird, hat die Entscheidung keinen Einfluss auf die Ökologie. Sie hat allerdings einen erheblichen Einfluss auf die Ökonomie.

Die wirtschaftliche Gegenüberstellung der Ladestrategien erfolgt in Kapitel 10.

7.2 Stufe 2 – Vollausbau

In der zweiten Untersuchungsstufe dieser Machbarkeitsstudie wird der Vollausbau mit 47 Solobussen behandelt.

Für das Jahr 2027 wurden Dienstpläne von 47 Fahrzeugumläufen ausgewertet. Zu den Auswertungen aus Kapitel 7.1 Stufe 1 kommen nachfolgend dargestellte Gesamtkilometerlaufleistungen je Schultag hinzu:

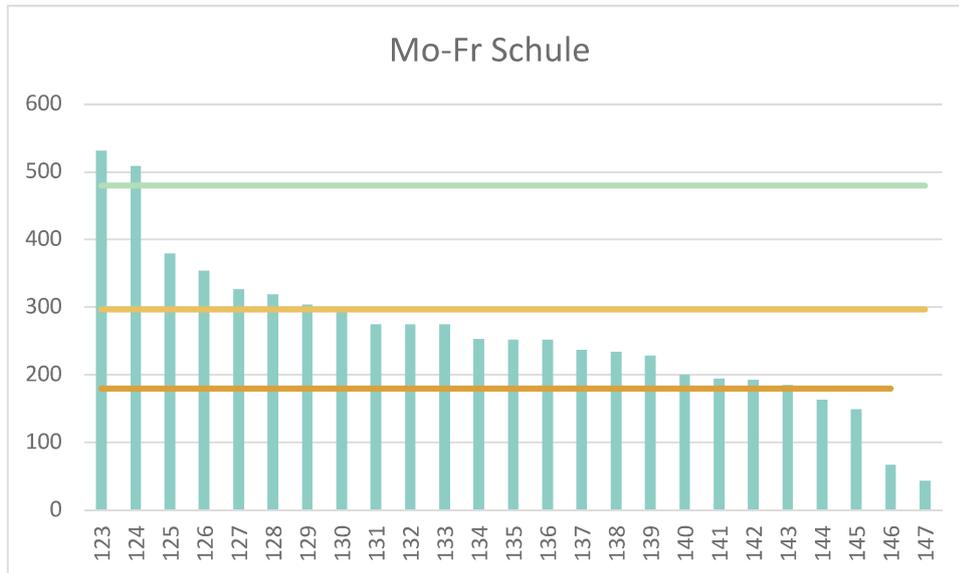


Abbildung 14: Tageslaufleistung Dieselbetrieb Mo-Fr Schule

Wie Abbildung 14 zeigt, sind die zu Beginn der Studie unterstellten Batteriekapazitäten von 383 kWh (MAN) für die nach Stufe 1 hinzukommenden Fahrzeuge auf den ersten Blick nicht überall ausreichend.

Zur Beurteilung einer notwendigen Fahrzeugmehrung, um die Dieselbusumläufe elektrifizieren zu können wird nachfolgend detailliert auf die Umläufe oberhalb der 297 km Grenze (MAN mit Zusatzheizung) eingegangen.

Die **Umläufe 123 und 124** (Betriebsinterne Bezeichnung Fa. Geldhauser 200102, 200103) bedienen die Schnellbuslinie X 200 von Taufkirchen nach München Ostbahnhof.

Beide Umläufe haben um die Mittags-/Nachmittagszeit ein Ladefenster am Betriebshof:

- Umlauf 123
 1. Teilabschnitt 06:05 bis 14:35 Uhr 252 km
 2. Teilabschnitt 15:13 bis 23:23 Uhr 284 km
- Umlauf 124
 1. 1. Teilabschnitt 06:13 bis 13:55 Uhr 248 km
 2. 2. Teilabschnitt 15:33 bis 23:03 Uhr 256 km

Die Nachtladezeitfenster sind bei beiden Umläufen ausreichend, um die Fahrzeuge zu Betriebsstart mit 100% SOC auf die Strecke zu schicken. Entscheidend ist das Ladefenster zwischen den jeweiligen Teilabschnitten. Nach den vorliegenden Ladekurven von MAN kann hier von einer mittleren Ladeleistung von 125 kW ausgegangen werden, sodass im SORT III nach 10 Jahren Betriebsdauer der zweite Fahrtabschnitt mit einem SOC von 66% bzw. 52% angetreten wird, was nicht ausreicht, um die jeweiligen zweiten Teilabschnitte zu Ende zu fahren.

BYD verspricht als einziger Hersteller am Markt, dass auch ohne Pantographen mit zwei CCS-Steckern beim alten Modell des B12 300 kW und beim neuen Modell des B12 sogar 400 kW Ladeleistung verfügbar sind. Die uns vorliegende Ladekurve bezieht sich auf das alte Modell und

gibt von 10% SOC bis zum SOC von 90% die volle Leistung von 300 kW an. Mangels vorliegender Herstellerangaben kann der SOC im Jahr 10 nur abgeschätzt werden. Bei anfänglich 500 kWh und verbleibenden 80% SOH ergäbe sich bei garantierten 480 km Minimalreichweite ein Verbrauchswert von 0,83 kWh im Worst-Case (exkl. Zusatzheizung). Damit wären beide Umläufe selbst mit einer mittleren Ladeleistung von 285 kW (im Vergleich zu den angegebenen 400 kW) insofern fahrbar, dass sich ein minimaler SOC beim Umlauf 123 von 41% nach dem zweiten Teilabschnitt ergibt.

Es lässt sich also festhalten, dass selbst die Schnellbuslinien mit einer Tagesfahrleistung von über 500 km ohne Fahrzeugmehrung im Vergleich zum Dieseltreib mit dem Fahrzeug von BYD elektrifizierbar sind.

In Betracht ziehen könnte man auch die Installation eines Pantographen auf dem Betriebshof, um genügend Ladeleistung zwischen den beiden Teilabschnitten aufzubringen und andere Fabrikate ohne Fahrzeugmehrung nutzen zu können. Dies wäre jedoch aufgrund der höheren Investitionskosten des Pantographen von mindestens 150.000 € im Vergleich zu zwei 150 kW Schnellladern unwirtschaftlicher. Desweiteren ergäbe sich bei den Angaben von MAN und einer angenommenen mittleren Ladeleistung von 250 kW nur ein SOC von 2% nach dem zweiten Teilabschnitt des Umlaufes 124.

Der **Umlauf 125** (Betriebsinterne Bezeichnung Fa. Geldhauser 200107) verdichtet den Takt auf der Schnellbuslinie X 200 und besteht auch aus zwei Teilabschnitten:

1. Teilabschnitt 07:10 bis 14:20 Uhr 227 km
2. Teilabschnitt 15:23 bis 19:40 Uhr 153 km

Die Ladepause wäre ausreichend, um MAN Fahrzeuge auf der Linie einsetzen zu können.

Der **Umlauf 126** (Betriebsinterne Bezeichnung Fa. Geldhauser 216134) hat eine Tagesfahrleistung von 355 km. Er kommt zwar für einen Fahrerwechsel auf den Betriebshof, hat aber kein Ladefenster. Hier kann ein 1:1 Austausch des aktuellen Dieselfahrzeugs also nur mit dem B12 von BYD erfolgen.

Der **Umlauf 127** (Betriebsinterne Bezeichnung Fa. Geldhauser 200101) hat eine Tagesfahrleistung von 327 km und verdichtet den Takt auf der Schnellbuslinie X 200. Er hat ein Ladefenster zwischen 09:56 und 14:30 Uhr und fährt im zweiten Teilabschnitt lediglich 180 km und ist damit mit jedem Fahrzeughersteller im 1:1 Tausch durch E-Busse elektrifizierbar.

Der **Umlauf 128** (Betriebsinterne Bezeichnung Fa. Geldhauser 216133) hat eine Tagesfahrleistung von 319 km. Er kommt zwar für einen Fahrerwechsel auf den Betriebshof, hat aber kein Ladefenster. Hier kann ein 1:1 Austausch des aktuellen Dieselfahrzeugs also nur mit dem B12 von BYD erfolgen.

Der **Umlauf 129** (Betriebsinterne Bezeichnung Fa. Geldhauser 200105) hat eine Tagesfahrleistung von 305 km und verdichtet den Takt auf der Schnellbuslinie X 200. Er hat ein Ladefenster zwischen 10:36 und 15:03 Uhr und fährt im zweiten Teilabschnitt lediglich 180 km und ist damit mit jedem Fahrzeughersteller im 1:1 Tausch durch E-Busse elektrifizierbar.

Für die Elektrifizierung des Fuhrparks und der Umläufe sind die abgebildeten Tageslaufleistungen an Schultagen niedrig genug. Es ist davon auszugehen, dass die Bestandsleistung ohne Fahrzeugmehrung elektrifiziert werden kann. Auf die Untersuchung der übrigen Verkehrstage

Mo-Fr Schulfrei, Sa, So/F wird verzichtet, da die dortigen Fahrleistungen unterhalb derer der Schulzeit liegen.

Die Spitzenleistungen von über 500 Tageskilometer sind durch die Ladefenster mit dem BYD B12 fahrbar. Des Weiteren wird bis zur Elektrifizierung der Verkehre die Entwicklung der Hersteller von Omnibussen voranschreiten. Beispielsweise versprechen die in 2024 neu aufgelegten MAN Fahrzeuge eine Reichweitensteigerung von 10%. Auch MCV schreitet in der Entwicklung voran und will künftig stärkere Zentralmotoren verbauen, die dann jedoch im Effizienzband laufen und trotz höherer Leistung weniger Verbrauch aufweisen sollen.

Im Zusammenhang der detailliert aufgeführten langen Umläufe wird ersichtlich, dass sich bei einer erhöhten Elektrifizierungsquote des Gesamtbetriebs mehr Tagesladefenster für PV-Strom ergeben, die sich positiv auf die Energiesystemmodellierung und den Mischkostensatz des bezogenen Stroms auswirken.

8 DERZEITIGER TECHNISCHER ZUSTAND

Das Unternehmen Geldhauser Linien- und Reiseverkehr GmbH und Co. KG verfügt auf dem Betriebsgelände über keine elektrische DC-Ladeinfrastruktur und keinen kundenseitigen Transformator.

Die Stromversorgung der Liegenschaft erfolgt über einen Hausanschluss, der an einem Ortsnetztransformator angeschlossen ist, mit einer Leistung von 120 kVA ohne registrierte Leistungsmessung. Der Gesamtstrombedarf der Liegenschaft beträgt ca. 30.000kWh. Laut Aussagen des Verteilnetzbetreibers Bayernwerk besteht keine Möglichkeit mehr Leistung am Ortsnetztransformator abzurufen, die Gesamtleistung von 630 kVA wird bereits im Ortsteil verwendet und lässt sich nicht erweitern.

Zusätzlich ist eine Photovoltaik-Anlage vorhanden, die sich allerdings in der EEG-Vermarktung befindet und somit in der Energiebetrachtung vernachlässigt werden kann.

Der wesentlich höhere und sehr stark volatile Energiebedarf für mehrere auf dem Betriebsgelände geplanten Ladesäulen für Elektromobilität ist damit allerdings nicht im Bestand zu realisieren.

	Nicht ausreichende Netzanschlussleistung für Elektromobilität
	Kein kundenseitiger Anschluss an das Mittelspannungsnetz
	Keine PV-Bestandsanlagen für die Elektromobilität
	Keine DC-Ladeinfrastruktur vorhanden

9 TECHNISCHE ANALYSE UND KONZEPTION

Im folgenden Kapitel wird auf die technischen Lösungskonzepte und deren Komponenten, sowie die erzeugten Energiemodelle und deren Ergebnisse eingegangen.

9.1 Geplanter technischer Zustand

Es wird beabsichtigt, das wirtschaftlichste und passendste Konzept hinsichtlich der zu tätigen Infrastrukturmaßnahmen zu ermitteln, um den nachhaltigen Betrieb zu ermöglichen. Dies beinhaltet die folgenden Bestandteile.

	Ausbau von Netzanschlussleistung und Mittelspannungsnetz auf dem Betriebsgelände
	Kundeneigener Mittelspannungstransformator
	Erweiterung von regenerativer Stromerzeugung am Standort mit der Priorität auf eine PV-Freifläche
	Modular erweiterbare Ladeinfrastruktur für die Elektrifizierung der Flotte
	Virtuelle Netzanschlusserweiterung aufgrund des begrenzten Netzanschlusses sowie die Lastverlagerung bei der regenerativen Tagesstromerzeugung für die Depotladung in die Nacht / Lastverlagerung bei Strombezug

9.2 Energiesystem

Bei der Konzeptionierung und Bewertung der Energiezuführungssysteme sowie die Platzierung der Komponenten wurde die Praktikabilität in der Umsetzung und im Betrieb, die technische Umsetzbarkeit, die Energieeffizienz sowie die Kosten berücksichtigt.

Es werden in den zwei Ausbaustufen zwei verschiedene Varianten eines Energiesystems aufgezeigt. Diese Varianten werden hinsichtlich dem Energiefluss sowie der finanziellen Bedeutung verglichen. Die Tabelle 2 und Tabelle 3 geben einen Überblick über die Energiesysteme.

Tabelle 2: Energiesystem der Ausbaustufe 1 - Variantenübersicht

	REFERENZ	VARIANTE 1	VARIANTE 2
Antriebssystem	Dieselmotoren	Elektromotoren	Elektromotoren
Spannungsart Liegenschaftsnetz	AC	AC	DC
Spotmarkt-Optimierung	Nein	Nein	Ja
Netzanschlussgröße	-	1800 kVA	1800 kVA
Transformator-Nennleistung	-	2000 kW	2000 kW
Regenerative Stromerzeugung	-	-	PV-Anlage mit 2224 kWp Leistung
Stromspeicher	-	Batterie mit 5328 kWh Brutto-Kapazität	Batterie mit 5328 kWh Brutto-Kapazität

Tabelle 3: Energiesystem der Ausbaustufe 2 - Variantenübersicht

	REFERENZ	VARIANTE 1	VARIANTE 2
Antriebssystem	Dieselmotoren	Elektromotoren	Elektromotoren
Spannungsart Liegenschaftsnetz	AC	AC	DC
Spotmarkt-Optimierung	Nein	Nein	Ja
Netzanschlussgröße	-	3500 kVA	3500 kVA
Transformator-Nennleistung	-	4000 kW	4000 kW
Regenerative Stromerzeugung	-	-	PV-Anlage mit 2224 kWp Leistung
Stromspeicher	-	Batterie mit 5328 kWh Brutto-Kapazität	Batterie mit 10.656 kWh Brutto-Kapazität

9.3 Schematische Darstellung der Energiesystem-Varianten

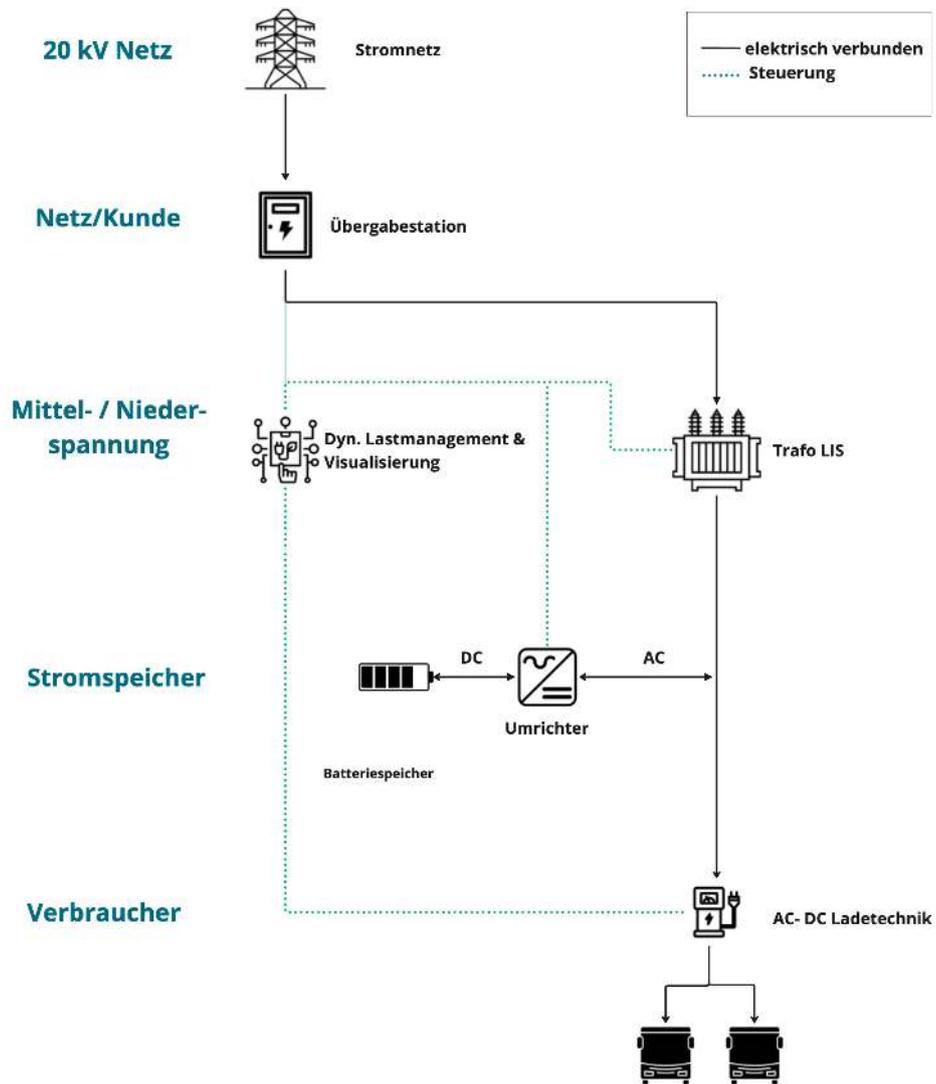


Abbildung 15: Schematische Darstellung des Energiesystems mit Batteriespeicher

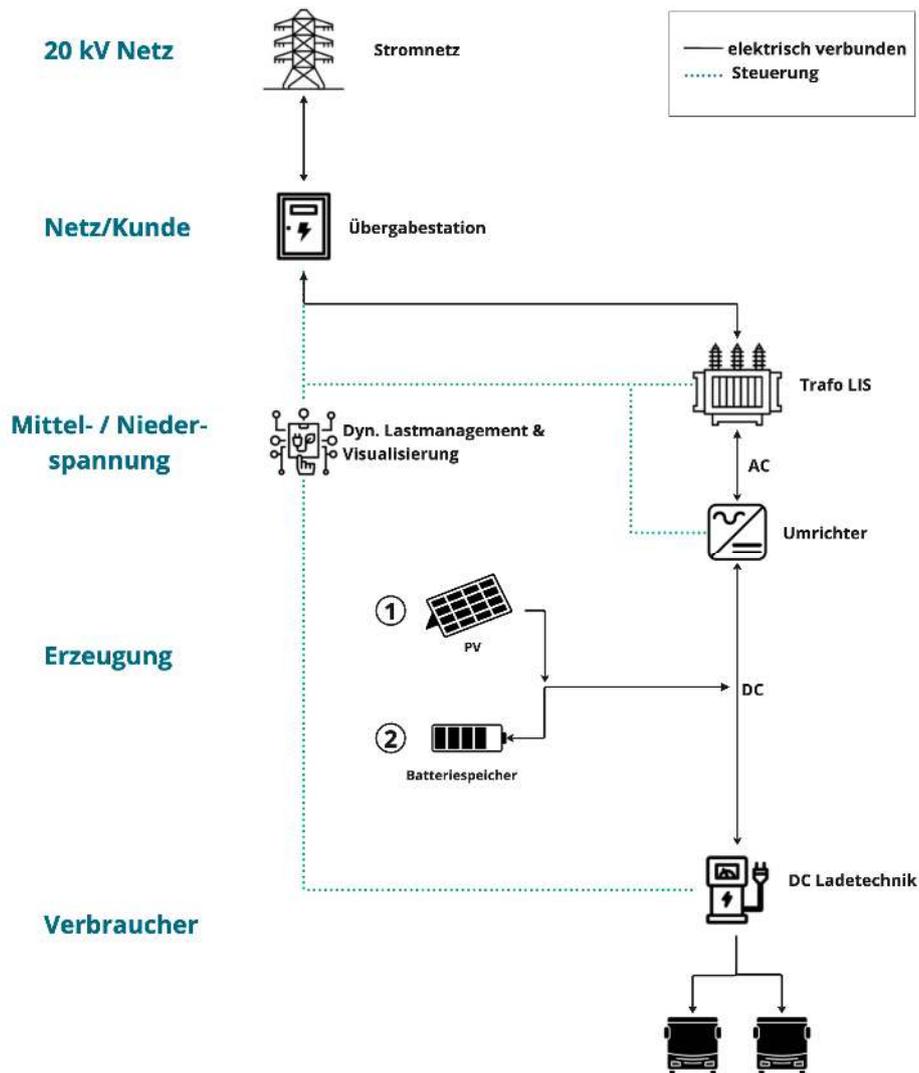


Abbildung 16 Schematische Darstellung des Energiesystems mit PV-Anlagen und Batteriespeicher

9.3.1 PV-Planung für die Variante 2

Da die Bestands-PV-Anlage nicht für die Elektromobilität eingeplant wird, ist diese in der folgenden PV-Planung unberücksichtigt. Die Freifläche im Norden besteht bisher noch nicht zur Verfügung und wird deshalb in dieser PV-Planung nicht betrachtet. Die Stromerzeugung am Betriebshof soll durch weitere PV-Module auf dem Hauptdach und Nebendach sowie ein PV-Faltdach und eine Freiflächen-PV-Anlage auf der vorhandenen Ausgleichsfläche ausgebaut werden, wie in dem 3D-Modell in Abbildung 18 visualisiert.

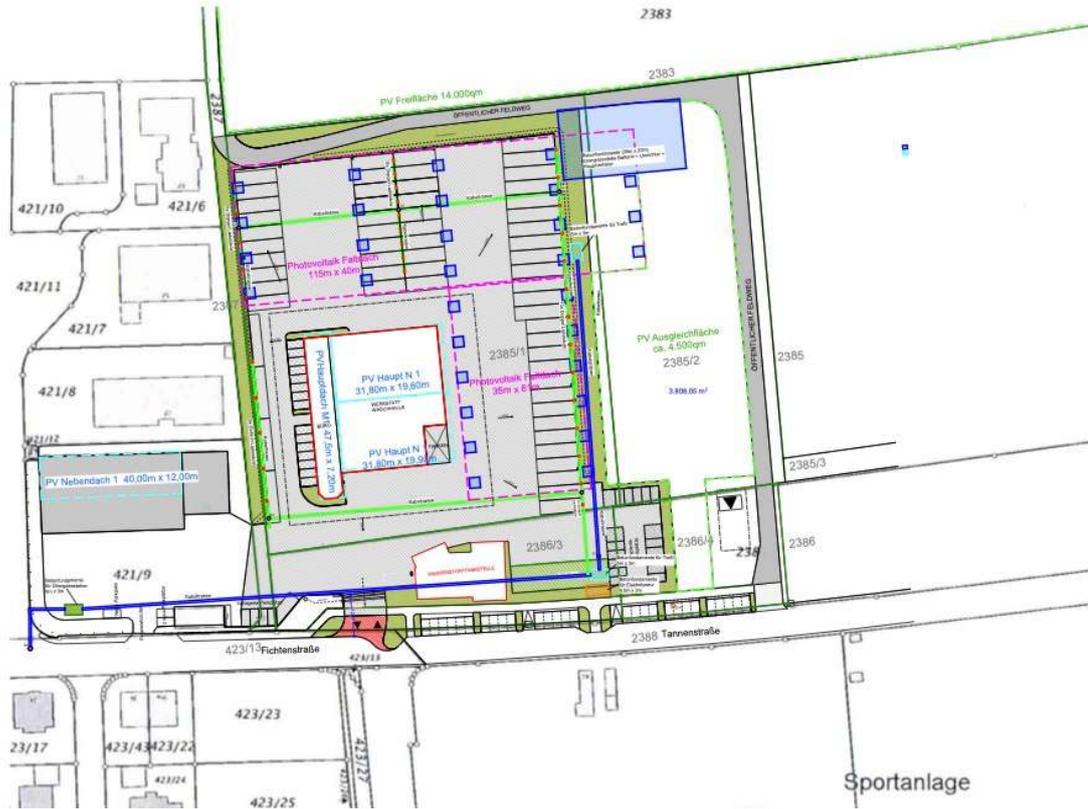


Abbildung 17: PV-Planung für Stromeigenerzeugung



Abbildung 18: 3D-Modell des Betriebs hofs mit Photovoltaikanlagen



Abbildung 19: Visualisierung des PV-Carports (Quelle: www.dhp-technology.ch)

9.4 Platzierung der Infrastruktur



Abbildung 20: Exemplarische Platzierung der Ladepunkte)

Ladeinfrastruktur

Für die Ladung die Elektrobusse der ersten Ausbaustufe sind Ladeleistungen $>100\text{kW}$ notwendig. Die Umsetzung ist mittels klassischer Kompaktladestationen in diesem Fall empfohlen. Empfohlener Anbieter ist hierbei VTS. Zudem besteht gegebenenfalls die Möglichkeit die Ladepunkte unter das PV-Faltdach zu hängen und so zu vermeiden, dass Stand-Ladestationen das operative Handling der Busse beeinträchtigt und um Anfahrtsrisiken zu vermeiden.

Kabelführungen

Mit Blick auf die Ertüchtigung für die 2. Ausbaustufe, sollten direkt weitere Ladepunkte mit Blick auf den Tiefbau und notwendige Leerrohre berücksichtigt werden sowie die zukünftige Anbindung einer weiteren PV-Freifläche sowie der Ladeinfrastruktur. Aufwändig hinsichtlich

Kosten und Tiefbauarbeiten im operativen Betrieb sind die Querungen der versiegelten Flächen, welche zum Rangieren und Parken täglich von Relevanz sind, sowie die starke Verteilung der Ladepunkte, sobald es über 10 Ladepunkte hinausgehen wird. Somit sollte das klare Ziel sein, den Vollausbau mit einem einmaligen Tiefbauaufwand bestmöglich vorzubereiten. Die Kabelführung erfolgt unterirdisch, es sei denn gewisse Ladepunkte können nach einer weiterführenden Planung des PV-Daches angehängt werden. Diese Kabelzuführung werden folglich über Kabeltrassen erfolgen.

9.5 Zeitfenster für die Ladung der E-Busse

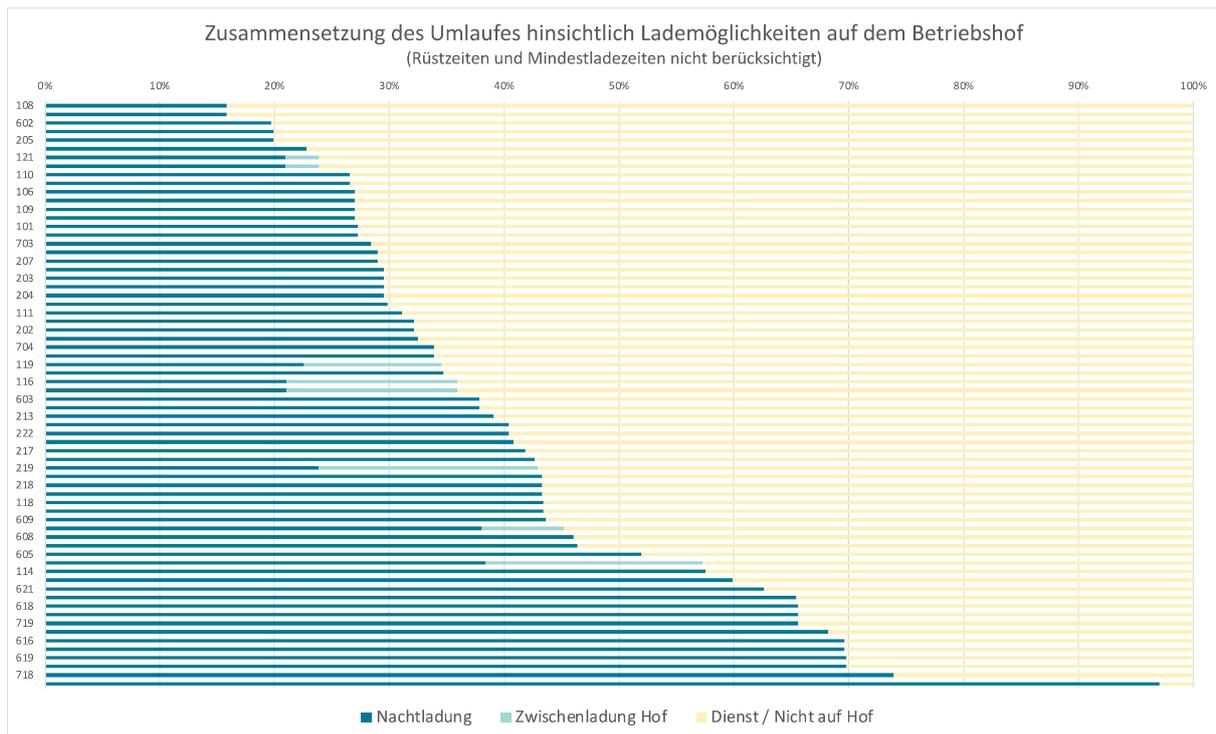


Abbildung 21 Stufe 1: Anteil der Lademöglichkeiten an der Gesamt-Umlaufzeit

In Abbildung 22 wird erkennbar welchen Anteil an dem gesamten Umlauftag die Lademöglichkeiten ausmachen. Es sei darauf hingewiesen, dass ein Umlauftag nicht auf 24 Uhr begrenzt ist, sondern auch in den nächsten Tag übergehen kann. Um einen besseren Bezug auf die prozentualen Anteile in Abbildung 22 zu ermöglichen, wird in Abbildung 23 aufgezeigt über welchen summierten Zeitraum ein Fahrzeug nicht auf dem Betriebshof ist.

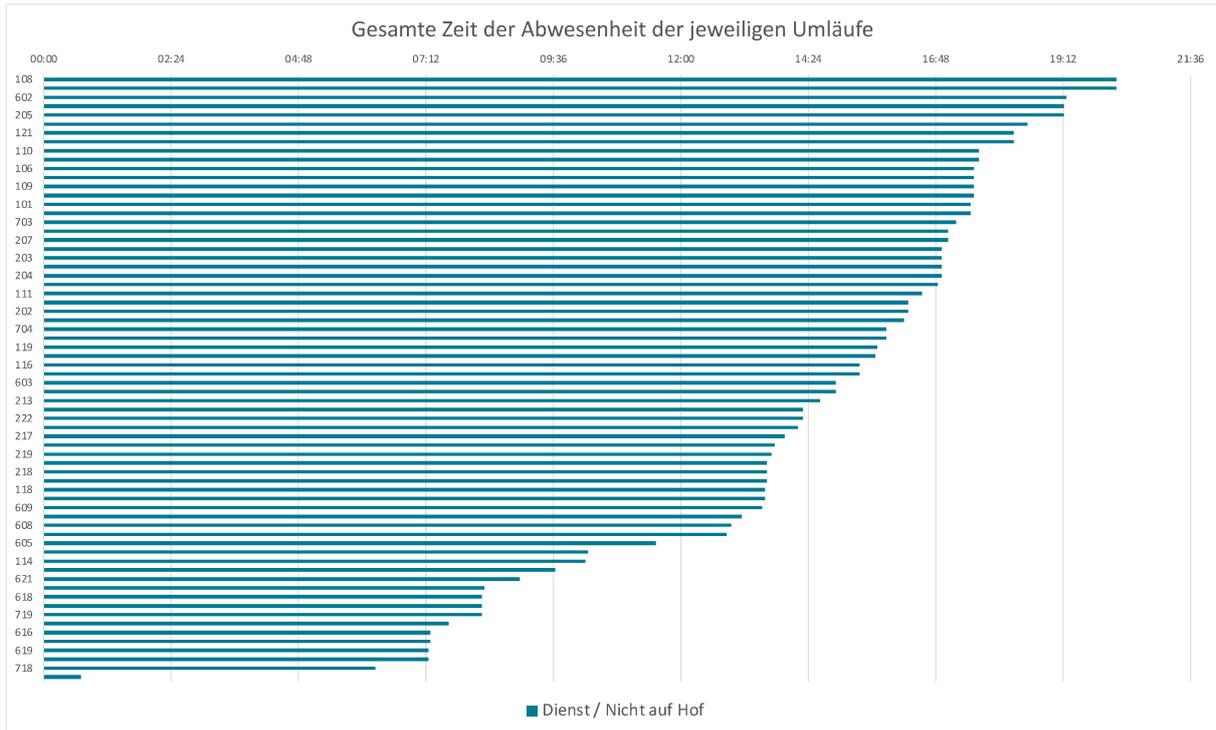


Abbildung 22 Stufe 1: Gesamte Zeit der Abwesenheit vom Betriebshof der jeweiligen Umläufe

9.6 Berechnungsparameter

Folgende Parameter wurden für die Modellierung der Ausbaustufen und Varianten angewendet:

Tabelle 4: Berechnungsparameter

Projekteinstellungen	Wert	Einheit
Inflation Revenue	0,02	Jährliche Zuwachsrate
Inflation Opex	0,02	Jährliche Zuwachsrate
Basisjahr Preise	2023	
Streckenladung	nein	
Stromkosten		
Arbeitspreis bis 2500h	0,0744	€/kWh
Leistungspreis bis 2500h	23,62	€/kW
Arbeitspreis ab 2500h	0,0075	€/kWh
Leistungspreis ab 2500h	190,8	€/kW
Konzessionsabgabe Schwachlast	0,0061	€/kWh
Konzessionsabgabe	0,0132	€/kWh
Messstellenbetrieb	221,39	€/Jahr
KWK Umlage	0,00275	€/kWh
Strom NEV	0,00643	€/kWh
Offshore	0,00656	€/kWh
Abschaltbare Lasten	0,00003	€/kWh
Stromsteuer	0,0205	€/kWh
Energiepreise		
Strom (bei Modellierung mit Festpreis)	0,1	€/kWh
Strom Erlös (bei Modellierung mit Fixpreis)	0,1	€/kWh
Diesel	1,3	€/Liter
Heizöl	1,3	€/Liter
CO2-Emissionen		
Strom_CO2	0	tCO2/MWh
Heizöl_CO2	0,266	tCO2/MWh
Diesel_CO2	0,266	tCO2/MWh
Sonstiges		
Herkunftsnachweise	0,005	€/kWh
Direktvermarkter	0,01	€/kWh
Wartungskosten		
Photovoltaik	12500	€/Jahr
Batteriespeicher	4000	€/Jahr
Elektrolyseur	50000	€/Jahr
Elektrolyseur		
Wasser Input	0,00147	€/Liter
Wärmeenergie	0,05	€/kWh
Wasserstoff	13,85	€/kg
Bürgschaften		
Rückbaubürgschaft	10	€/kWp/Jahr

9.7 Ausbaustufe 1 - 22 Busse (Jahr 2025)

Mithilfe des Simulationsmodells ergeben sich für die erste Ausbaustufe die in der Tabelle 5 zusammengefassten Ergebnisse. Die Tabelle 5 ermöglicht einen Überblick über den energie- und kostentechnischen Vergleich der zuvor aufgezeigten zwei Ausbauvarianten mit Dieselflotten als Referenz. Im Anschluss an die Tabelle wird die Vorgehensweise bei der Berechnung erläutert.

Wie die Tabelle zeigt, wird der Gesamtenergiebedarf in MWh durch eine Elektrifizierung der Busflotte annäherungsweise halbiert. Durch die hohen Anfangsinvestitionskosten und die entsprechend hohen laufenden Abschreibungen im ersten Jahr ergibt sich kein Kostenvorteil durch die Elektrifizierung.

Tabelle 5: Ausbaustufe 1 - Energie- und Kostenvergleich

ENERGIEVERGLEICH (2025 - 22 E-Busse)	Referenz Diesel	Variante 1 Batterie (5328 kWh)	Variante 2 PV (2224 kWp) + Batterie (5328 kWh)
Gesamtenergiebedarf	5.729,88 MWh	3.038,61 MWh	3.164,35 MWh
Fossiler Brennstoffverbrauch	584.681,14 l	75.904,11 l	75.904,11 l
Strombedarf	0,00 MWh	1.720,95 MWh	1.720,60 MWh
Elektrische Verluste	0,00 MWh	573,80 MWh	699,89 MWh
Strombedarf inkl. elektr. Verluste	0,00 MWh	2.294,75 MWh	2.420,49 MWh
Strombezug	0,00 MWh	2.294,32 MWh	1.126,69 MWh
Stromerzeugung PV	0,00 MWh	0,00 MWh	2.147,42 MWh
Einspeisung	0,00 MWh	0,00 MWh	883,97 MWh
PV-Nutzung	0,00 MWh	0,00 MWh	1.293,80 MWh
PV-Eigennutzungsquote	0,00%	0,00%	60,25%
Autarkiegrad	0,00%	0,00%	53,45%
KOSTENVERGLEICH			
Brennstoffkosten (exklusive CO2-Kosten)	775.287,19 €	81.293,30 €	81.293,30 €
CO2-Kosten Brennstoff	85.504,64 €	11.893,21 €	11.893,21 €
Stromkosten Energiepreis	0,00 €	178.868,97 €	79.030,37 €
Stromnebenkosten	0,00 €	120.208,10 €	68.163,03 €
Stromnetzkosten	0,00 €	231.752,78 €	135.878,83 €
Gesamt	860.791,83 €	624.016,36 €	376.258,74 €
PREIS			
Energiepreis	150,23 €/MWh	77,96 €/MWh	70,14 €/MWh
Stromnebenkosten	0,00 €/MWh	52,39 €/MWh	60,50 €/MWh
Netzkosten	0,00 €/MWh	101,01 €/MWh	120,60 €/MWh
Gesamt	150,23 €/MWh	231,37 €/MWh	251,24 €/MWh
ABSCHREIBUNGEN			
Invest regenerative Erzeugung (inkl. Förderung)		0,00 €	2.772.242,44 €
Invest Infrastruktur (inkl. Förderung)		2.480.588,85 €	2.080.588,85 €
Aufteilungsfaktor Batterie		0	0,5
Abschreibungszeitraum		20 a	20 a
Jährliche Abschreibung regenerative Erzeugung & Infrastruktur		182.526 €/a	357.080 €/a
Invest LIS (inkl. Förderung)		928.489,23 €	928.489,23 €
Abschreibungszeitraum LIS		10 a	10 a
Jährliche Abschreibung LIS		114.474 €/a	114.474 €/a
Gesamte jährliche Abschreibung		297.000 €/a	471.554 €/a
Jährliche Wartungskosten		4.080 €/a	39.515 €/a
STROMGESTEHUNGSKOSTEN			
Wartung & Rückbau PV		0 €/a	35.435 €/a
50 % von Wartung Batterie		0 €/a	2.040 €/a
Abschreibung regenerative Erzeugung		0 €/a	203.986 €/a
Einnahmen durch Stromeinspeisung		0 €/a	88.998 €/a
Gestehungskosten regenerative Erzeugung		0,00 €/MWh	117,84 €/MWh
KOSTENVORTEIL			
gegenüber Diesel		-64.304,91 €	-26.535,85 €
CO2-EMMISSIONEN			
Fossile Brennstoffe	1.524,15 tCO2	197,87 tCO2	197,87 tCO2
Strombezug	0,00 tCO2	0,00 tCO2	0,00 tCO2
Eigenverbrauch PV	0,00 tCO2	0,00 tCO2	0,00 tCO2
Gesamt	1.524,15 tCO2	197,87 tCO2	197,87 tCO2
ANMERKUNG			
	Dieselflotten Sort2 Keine Zusatzheizung mit Heizöl	Elektroflotten Sort2 Zusatzheizung mit Heizöl Vorkonditionierung	Elektroflotten Sort2 Zusatzheizung mit Heizöl Vorkonditionierung Einspeisevergütung

Folglich werden die Ergebnisse der Tabelle 5 erläutert. Eingerückt unter den jeweiligen Abschnitten sind die Berechnungsformeln der restlichen Daten:

- Energievergleich
 - Gesamtenergiebedarf
 - Strombedarf
 - Strombezug
 - Elektrische Verluste
 - Photovoltaikerzeugung
 - Einspeisung
 - PV-Nutzung

Der Gesamtenergiebedarf ist die Summe des fossilen Brennstoffverbrauchs (Diesel und Heizöl) in MWh sowie dem Strombedarf der Busse inklusive aller am Betriebshof anfallender Verluste.

$$\text{Strombedarf} = \text{Fossiler Brennstoffverbrauch} + \text{Strombedarf inkl. elektr. Verluste}$$

Die PV-Eigennutzungsquote sowie der Autarkiegrad ermitteln sich wie folgt:

$$\text{PV_Eigennutzungsquote} = \left(1 - \frac{\text{Einspeisung}}{\text{Photovoltaikerzeugung}}\right) * 100$$

$$\text{Autarkiegrad} = \frac{\text{Photovoltaikerzeugung} - \text{Einspeisung}}{\text{Strombedarf inkl. elektrischer Verluste}} * 100$$

- Kostenvergleich
 - Stromkosten Energiepreis
 - Stromnebenkosten
 - Stromnetzkosten

Bei der Referenz werden für den Energiepreis die Brennstoffkosten inkl. CO₂-Kosten auf die Brennstoffmenge in MWh bezogen. Die Strompreise für den Netzbezug werden pro MWh angegeben und errechnen sich wie folgt:

$$\text{Energiepreis} = \frac{\text{Stromkosten Energiepreis}}{\text{Strombezug}}$$

$$\text{Stromnebenkosten} = \frac{\text{Stromnebenkosten}}{\text{Strombezug}}$$

$$\text{Stromnetzkosten} = \frac{\text{Stromnetzkosten}}{\text{Strombezug}}$$

- Abschreibungen
 - Jährliche Abschreibung für regenerative Erzeugung und Infrastruktur
 - Jährliche Abschreibung für Ladeinfrastruktur (LIS)
 - Gesamte jährliche Abschreibung

Da der Batteriespeicher prinzipiell ein Teil der Infrastruktur ist, aber ab einer gewissen Speichergröße auch zur Optimierung der PV-Eigennutzungsquote dient, wird die Investition in den Batteriespeicher mithilfe eines Aufteilungsfaktors je nach Anwendungsfall auf die Investition in Infrastruktur und die Investition in regenerative Erzeugung aufgeteilt.

- Gestehungskosten
 - Kosten für Wartung und Rückbau der PV-Anlage
 - Kostenanteil für Wartung der Batterie
 - Abschreibung regenerative Erzeugung (Inkl. Finanzierungszinsen)
 - Einspeisevergütung

Zur Bestimmung der Gestehungskosten des PV-Stroms werden die jährliche Abschreibung für regenerative Erzeugung sowie die jährlichen Betriebskosten für die PV-Anlage und anteilig den Batteriespeicher aufsummiert und die Einspeisevergütung subtrahiert. Anschließend werden diese Kosten auf Energiemenge der PV-Eigennutzung bezogen, um einen Strompreis zu ermitteln:

Gestehungskosten / MWh

$$= \frac{\text{Jährliche Abschreibung} + \text{Zinsen} + \text{Wartung und Rückbau} - \text{Einspeisevergütung}}{\text{Strombedarf} - \text{Strombezug}}$$

Für den Vergleich zur Referenz mit Dieselmotoren wird der jährliche Kostenvorteil ermittelt, indem von den Brennstoffkosten der Referenz die Gesamtkosten der Variante und die Abschreibung subtrahiert wird:

$$\text{Kostenvorteil} = \text{Brennstoffkosten Referenz} - \text{Kostenvergleich Gesamt} - \text{Abschreibung Gesamt}$$

9.7.1 Energetischer Variantenvergleich der Ausbaustufe 1

In der folgenden Abbildung 23 wird der Energiefluss für den Teilausbau mit Variante 1 ersichtlich. Dabei wird deutlich, an welchen Stellen elektrische Verluste auftreten. Die Ladeverluste sind mit ca. 12,5 % deutlich höher als die Netzverluste, die am Transformator entstehen.

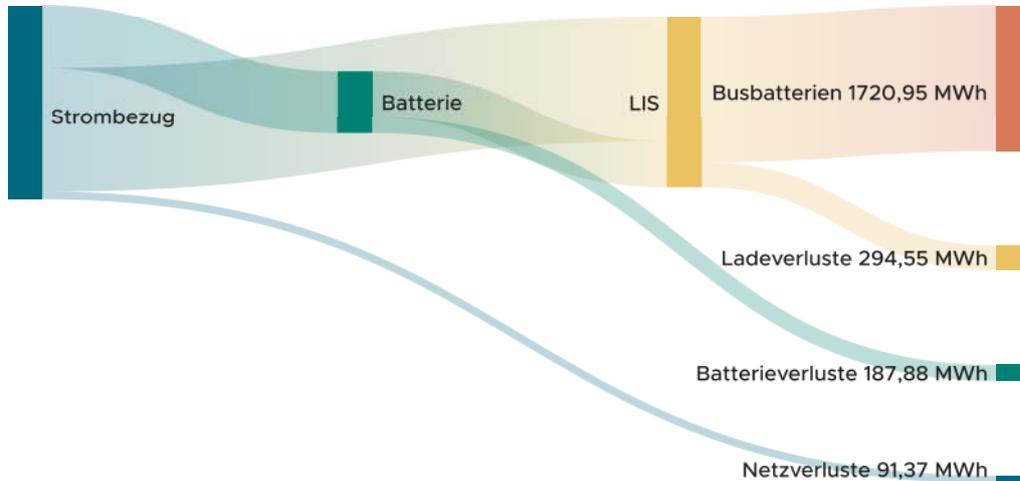


Abbildung 23: Energiefluss für Ausbaustufe 1 – Variante 1 mit reinem Strombezug und Batterie

Die Abbildung 24 zeigt den Energiefluss für die Variante 2 mit PV-Anlage und Batterie. Der von der PV-Anlage erzeugte Strom kann zu 60 % zum Laden der Busbatterien genutzt werden, weshalb der Autarkiegrad auf 53 % steigt. Der Anteil des PV-Stroms, der zu Direktladung genutzt werden kann, ist gering. Die Nutzung des Stromspeichers für den PV-Strom resultiert in zusätzlichen Energieverlusten, aber auch in einer Halbierung des Strombezugs im Vergleich zur ersten Variante ohne PV-Anlage.

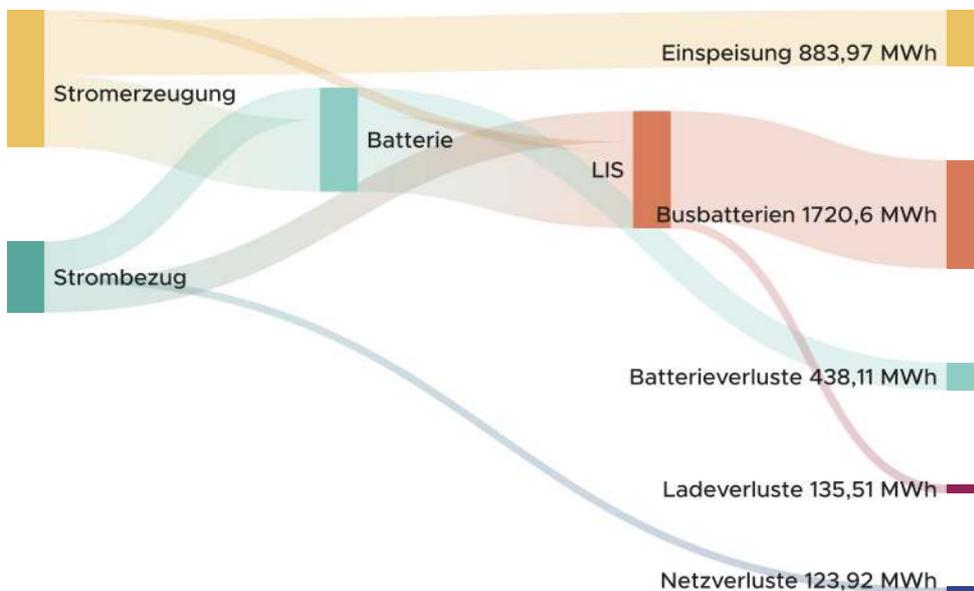


Abbildung 24: Energiefluss für Ausbaustufe 1 und Variante 2 mit PV und Batterie

Die folgenden Abbildungen 25-27 ermöglichen eine visuelle Gegenüberstellung der zwei Varianten mithilfe der Daten aus der Tabelle. Der energetische Vergleich zeigt die höheren elektrischen Verluste der zweiten Variante, da durch die Nutzung der PV-Anlage auch deutlich

mehr Lade- und Entladevorgänge der Batterie vorkommen. Zudem ist die Halbierung der Strombezug durch die Variante 2 im Vergleich zur Variante 1 ersichtlich.

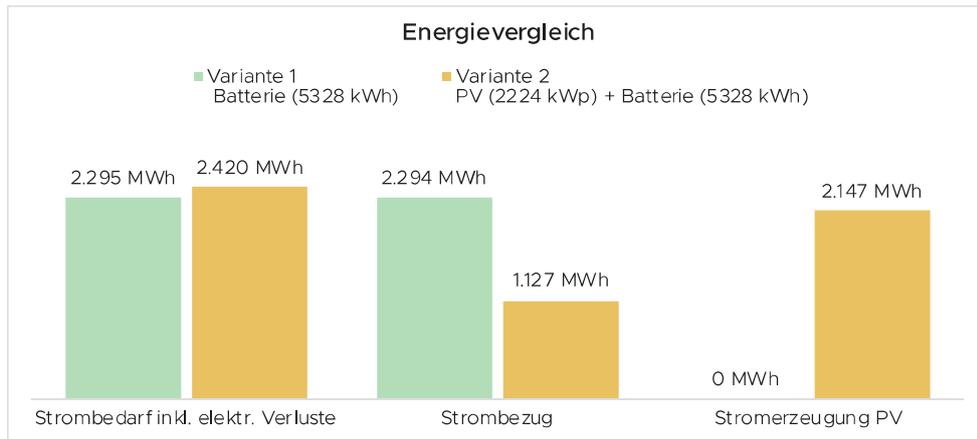


Abbildung 25: Ausbaustufe 1 – Energievergleich – Chart

Da der Strombezug von Variante 1 zu Variante 2 sinkt, nehmen auch die absoluten jährlichen Strombezugskosten ab. Der Strompreis wiederum ist für die erste Variante geringer, da sich bei höheren Bezugsmengen geringere Netz- und Nebenkosten ergeben.

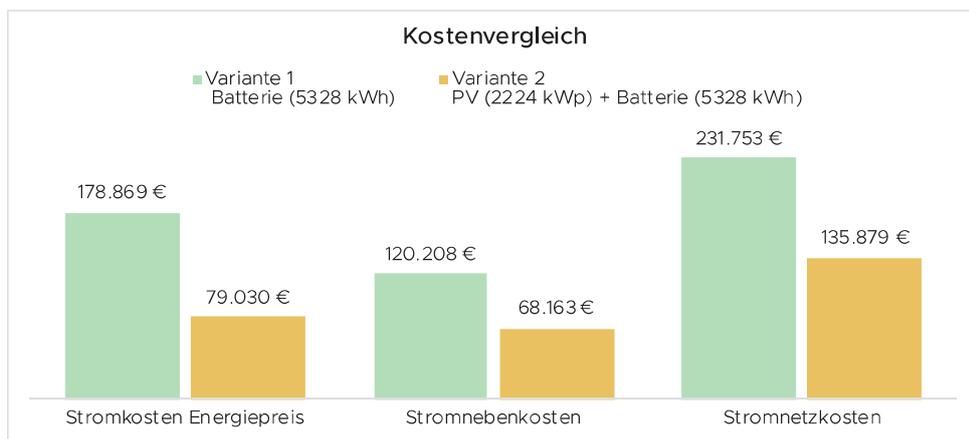


Abbildung 26: Ausbaustufe 1 – Kostenvergleich - Chart

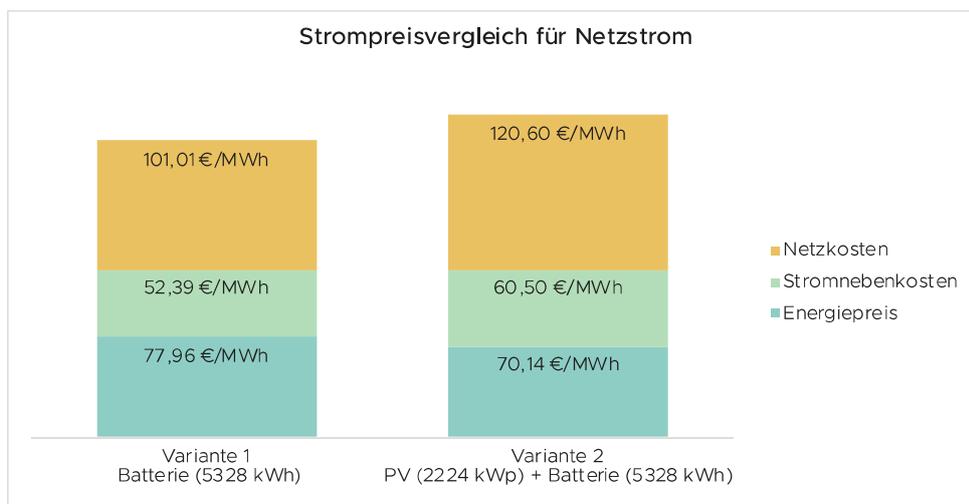


Abbildung 27: Ausbaustufe 1 – Strompreisvergleich für Netzstrom – Chart

In der Abbildung 28 werden die jährlichen laufenden Kosten für Strom mit den jährlichen Dieselposten verglichen. Bei der Variante 1 werden 27 % eingespart und bei der Variante 2 werden 56 % eingespart.

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit werden im nächsten Schritt die jährlichen Abschreibungen der Investitionen in elektrische Infrastruktur berücksichtigt. Durch die hohen Investitionskosten für den energetischen Ausbau ergeben sich im ersten Jahr bei 22 E-Bussen noch keine Kostenvorteile bezogen auf die fahrleistungsabhängigen Kosten. Mit der nächsten Ausbaustufe verbessern sich jedoch die Kostenverhältnisse deutlich, da sich der Unterschied in den Betriebskosten mit zunehmender Anzahl der Busse verstärkt.

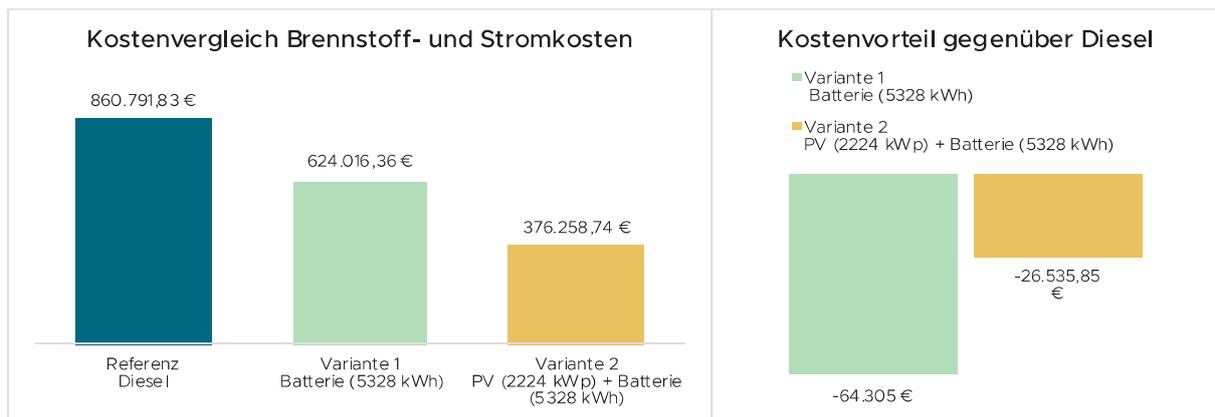


Abbildung 28: Ausbaustufe 1 – Vergleich jährliche Brennstoff- und Stromkosten und Kostenvorteil gegenüber Diesel

Mithilfe des Gesamtenergieverbrauchs und den gefahrenen Kilometern pro Jahr lässt sich ein Verbrauch pro Kilometer abschätzen. Der Gesamtenergieverbrauch wird ab dem Netzanschlusspunkt inklusive aller Verluste (Netz-, Batterie-, und Ladeverluste) betrachtet.

$$\text{Verbrauch pro Kilometer} = \frac{\text{Brennstoffbedarf} + \text{Strombedarf inkl. Verluste}}{\text{jährliche Gesamtkilometer}}$$

Somit ergeben sich die folgenden Verbräuche pro Kilometer:

Tabelle 6: Ausbaustufe 1 - Verbrauch pro Kilometer

ENEGIESYSTEM	VERBRAUCH PRO KILOMETER
Referenz	3,10 kWh/km
Variante 1 (Batterie)	1,64 kWh/km
Variante 2 (PV+Batterie)	1,71 kWh/km

In der folgenden Abbildung wird für beide Varianten verdeutlicht, welche elektrischen Verluste bei der Ladung von E-Bussen auf dem Weg vom Stromnetz bis zur Busbatterie anfallen. Die Batterieverluste sind in der zweiten Variante aufgrund der höheren Anzahl an Ladezyklen höher. Durch das DC-System fallen dafür die Ladeverluste geringer aus. Die Netzverluste sind in der Variante 2 höher, da hier die Verluste enthalten sind, die beim Umrichten von AC-Spannung auf DC-Spannung entstehen.

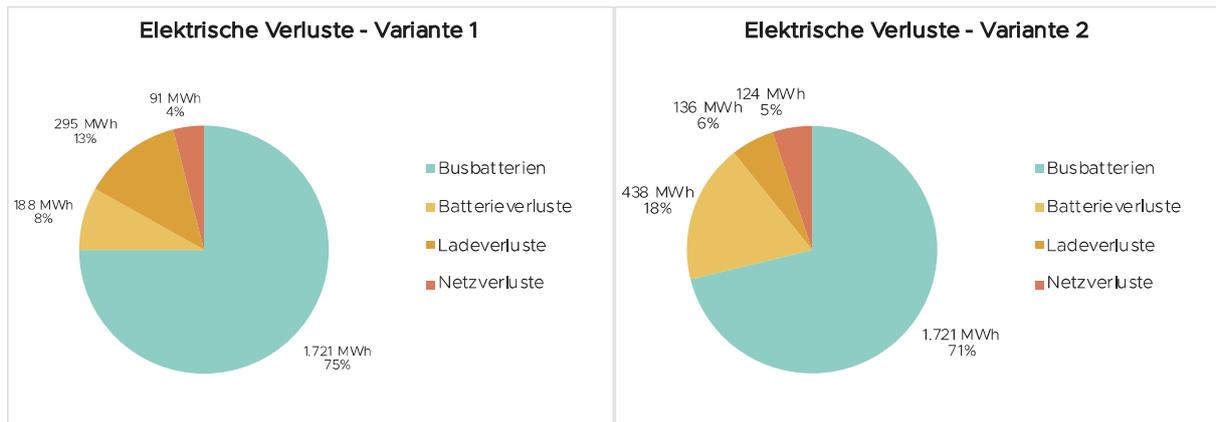


Abbildung 29: Ausbaustufe 1 – Zusammensetzung der elektrischen Verluste

Die Zusammensetzung des elektrischen Energieverbrauch der Busse ist unabhängig der Energiesystem-Variante und wird in Abbildung 30 dargestellt. 59 % des Stroms sind für den elektrischen Antrieb notwendig und 41 % für die thermische Konditionierung des Businnenraums. Entscheidend hierbei sind die Klimaverhältnisse des Bedienegebiets und die SORT-Klasse.

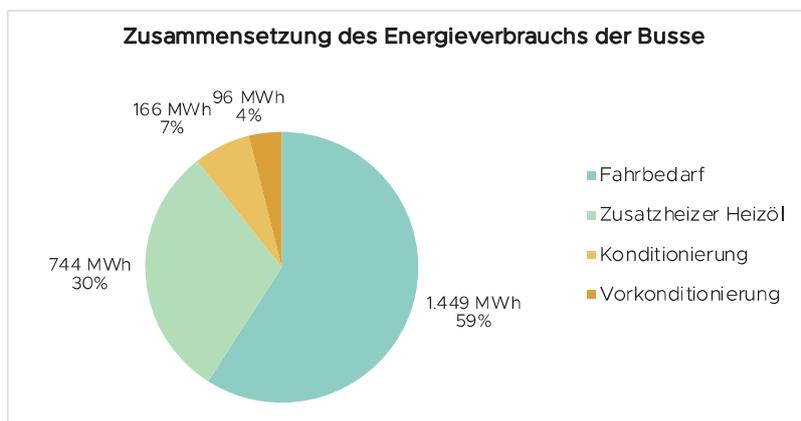


Abbildung 30: Ausbaustufe 1 - Zusammensetzung des Energieverbrauchs der Busse

Mit der Abbildung 31 wird aufgezeigt, wie energieeffizient E-Busse im Vergleich zu Dieselnissen sind, wenn der Dieserverbrauch ebenfalls in MWh (1 Liter = 9,8 kWh) umgerechnet und gegenübergestellt wird. Die saisonale Abhängigkeit des elektrischen Energiebedarfs ist gering. In den Sommermonaten lässt sich eine deutliche Abnahme des Heizölbedarfs verzeichnen.

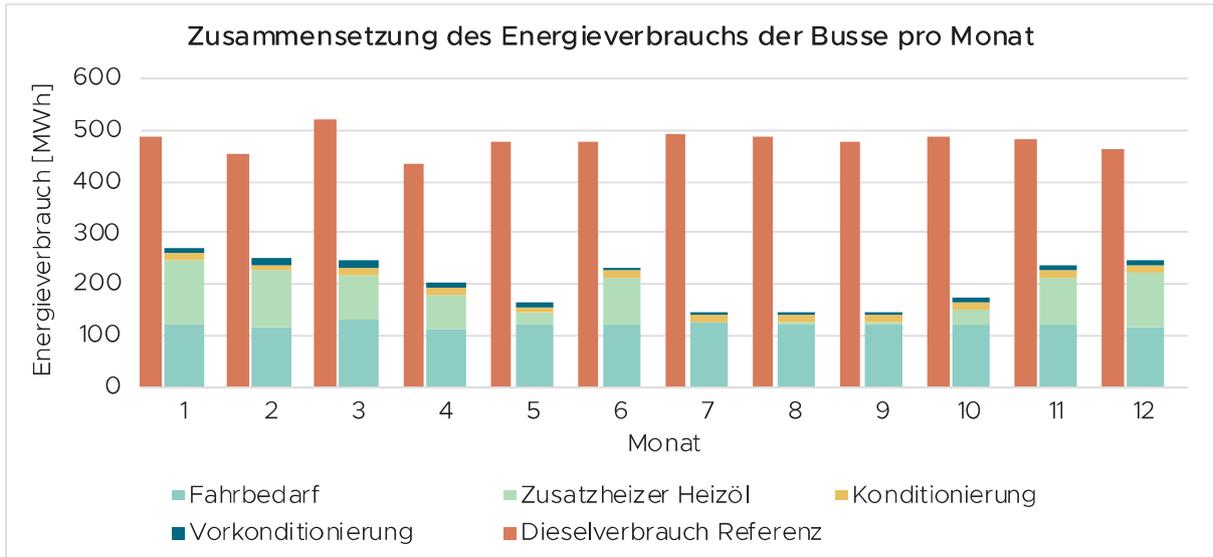


Abbildung 31: Ausbaustufe 1 – Zusammensetzung des Energieverbrauchs der Busse pro Monat

9.7.2 Empfehlung für Ausbaustufe 1

Es wird mit Blick auf den weiteren Ausbau klar empfohlen bereits alles für die weiteren Ausbauschritte und die 100% Elektrifizierung so weit wie möglich vorzusehen. Es kann eine klare Empfehlung für die Variante 2 mit PV-Anlage ausgesprochen werden. Ab der zweiten Ausbaustufe liegen die Kosten der Stromgestehung und des Strombezugs unterhalb der Referenzkosten für den Dieselbezug.

9.8 Vollausbau – 47 Busse (ab Jahr 2027)

Im Folgenden werden die gleichen Varianten für den Vollausbau auf 47 E-Busse gegenübergestellt und verglichen. Die 25 weiteren E-Busse ab dem Jahr 2027 verfügen über eine Ladeleistung von 150 kW und konditionieren ohne Zusatzheizer, weshalb die Heizölbedarfe und CO₂-Emissionen mit dem Ausbau nicht weiter ansteigen. Je nach Fahrzeugauswahl und Entscheidung des Geschäftsführers ob mit oder ohne Zusatzheizung gefahren wird, kann die tatsächliche CO₂-Emission hiervon abweichen.

Mit der nächsten Ausbaustufe ist der Gesamtenergiebedarf des Unternehmens deutlich höher. Die energetische Einsparung durch eine Elektrifizierung beträgt für den Vollausbau knapp mehr als 50 %. Die jährlichen Betriebskosten der Busse sinken durch die Variante 1 um 30 % und durch die Variante 2 um 55 %.

Tabelle 7: Vollausbau - Energie- und Kostenvergleich

	Referenz Diesel	Variante 1 Batterie (5328 kWh)	Variante 2 PV (2224 kWp) + Batterie (10656 kWh)
ENERGIEVERGLEICH (2027 - 52 E-Busse)			
Gesamtenergiebedarf	11.619,81 MWh	5.319,49 MWh	5.587,12 MWh
Fossiler Brennstoffverbrauch	1.185.694,57 l	75.904,11 l	75.904,11 l
Strombedarf	0,00 MWh	3.638,17 MWh	3.638,16 MWh
Elektrische Verluste	0,00 MWh	937,47 MWh	1.205,10 MWh
Strombedarf inkl. elektr. Verluste	0,00 MWh	4.575,63 MWh	4.843,26 MWh
Strombezug	0,00 MWh	4.574,52 MWh	2.781,21 MWh
Stromerzeugung PV	0,00 MWh	0,00 MWh	2.126,00 MWh
Einspeisung	0,00 MWh	0,00 MWh	176,32 MWh
PV-Nutzung	0,00 MWh	0,00 MWh	2.062,05 MWh
PV-Eigennutzungsquote	0,00%	0,00%	96,99%
Autarkiegrad	0,00%	0,00%	42,58%
KOSTENVERGLEICH			
Brennstoffkosten (exklusive CO ₂ -Kosten)	1.635.749,13 €	84.577,55 €	84.577,55 €
CO ₂ -Kosten Brennstoff	196.803,27 €	13.498,58 €	13.498,58 €
Stromkosten Energiepreis	0,00 €	463.711,75 €	248.931,98 €
Stromnebenkosten	0,00 €	249.126,02 €	153.426,41 €
Stromnetzkosten	0,00 €	478.519,26 €	325.321,61 €
Gesamt	1.832.552,40 €	1.289.433,16 €	825.756,13 €
PREIS			
Energiepreis	157,71 €/MWh	101,37 €/MWh	89,50 €/MWh
Stromnebenkosten	0,00 €/MWh	54,46 €/MWh	55,17 €/MWh
Netzkosten	0,00 €/MWh	104,61 €/MWh	116,97 €/MWh
Gesamt	157,71 €/MWh	260,43 €/MWh	261,64 €/MWh
ABSCHREIBUNGEN			
Invest regenerative Erzeugung (inkl. Förderung)		0,00 €	2.812.242,44 €
Invest Infrastruktur (inkl. Förderung)		2.480.588,85 €	2.480.588,85 €
Aufteilungsfaktor Batterie		0	0,5
Abschreibungszeitraum		20 a	20 a
Jährliche Abschreibung regenerative Erzeugung & Infrastruktur		182.526 €/a	389.456 €/a
Invest LIS (inkl. Förderung)		928.489,23 €	928.489,23 €
Abschreibungszeitraum LIS		10 a	10 a
Jährliche Abschreibung LIS		114.474 €/a	114.474 €/a
Gesamte jährliche Abschreibung		297.000 €/a	503.930 €/a
Jährliche Wartungskosten		4.245 €/a	41.112 €/a
STROMGESTEHUNGSKOSTEN			
Wartung & Rückbau PV		0 €/a	36.867 €/a
50 % von Wartung Batterie		0 €/a	2.122 €/a
Abschreibung regenerative Erzeugung		0 €/a	206.930 €/a
Einnahmen durch Stromeinspeisung		0 €/a	135.694 €/a
Gestehungskosten regenerative Erzeugung		0,00 €/MWh	53,45 €/MWh
KOSTENVORTEIL			
gegenüber Diesel		241.873,99 €	461.754,59 €
CO₂-EMMISSIONEN			
Fossile Brennstoffe	3.090,87 tCO ₂	197,87 tCO ₂	197,87 tCO ₂
Strombezug	0,00 tCO ₂	0,00 tCO ₂	0,00 tCO ₂
Eigenverbrauch PV	0,00 tCO ₂	0,00 tCO ₂	0,00 tCO ₂
Gesamt	3.090,87 tCO ₂	197,87 tCO ₂	197,87 tCO ₂
ANMERKUNG			
	Dieselmotoren Sort2 Keine Zusatzheizung mit Heizöl	Elektromotoren Sort2 22 Busse mit Zusatzheizung mit Heizöl Vorkonditionierung	Elektromotoren Sort2 22 Busse mit Zusatzheizung mit Heizöl Vorkonditionierung Einspeiservergütung

9.8.1 Zeitfenster für die Ladung der E-Busse

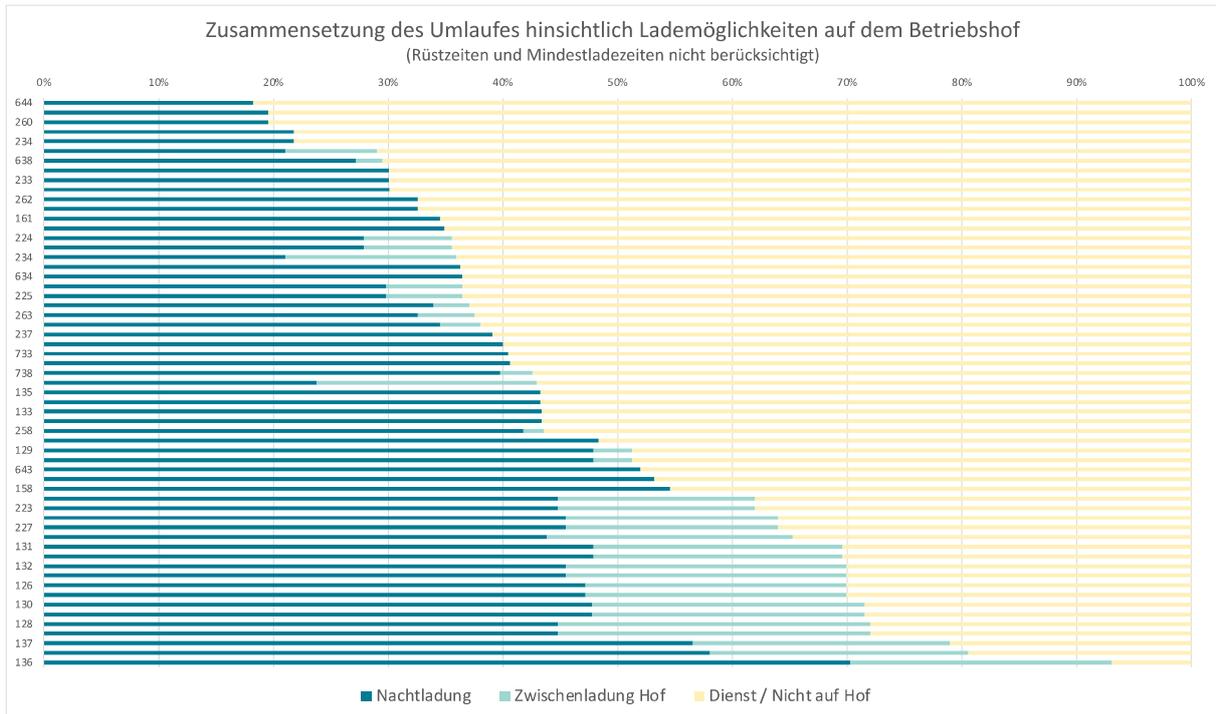


Abbildung 32 Vollausbau: Anteil der Lademöglichkeiten an der Gesamt-Umlaufzeit

In Abbildung 32 wird erkennbar welchen Anteil an dem gesamten Umlauftag die Lademöglichkeiten ausmachen. Es sei darauf hingewiesen, dass ein Umlauftag nicht auf 24 Uhr begrenzt ist, sondern auch in den nächsten Tag übergehen kann. Um einen besseren Bezug auf die prozentualen Anteile in Abbildung 32 zu ermöglichen, wird in Abbildung 33 aufgezeigt über welchen summierten Zeitraum ein Fahrzeug nicht auf dem Betriebshof ist.

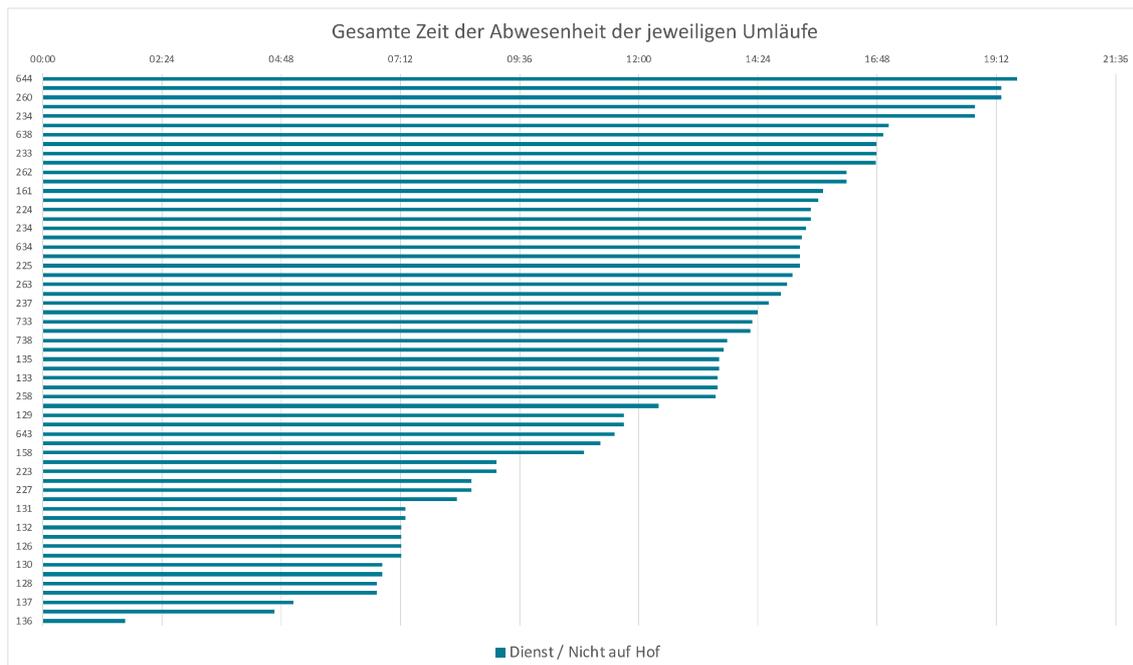


Abbildung 33 Vollausbau: Gesamte Zeit der Abwesenheit vom Betriebshof der jeweiligen Umläufe

9.8.2 Energetischer Variantenvergleich für den Vollausbau

Im Vergleich zur ersten Ausbaustufe findet mehr Direktladung statt. Nur 17 % des Stroms gelangen über die Batterie zur LIS. Entsprechend geringer sind die relativen Batterieverluste im Vergleich zur ersten Ausbaustufe. Die gewählte Batteriekapazität 5328 kWh reicht aus, um die Netzanschlusserweiterung sicherzustellen.

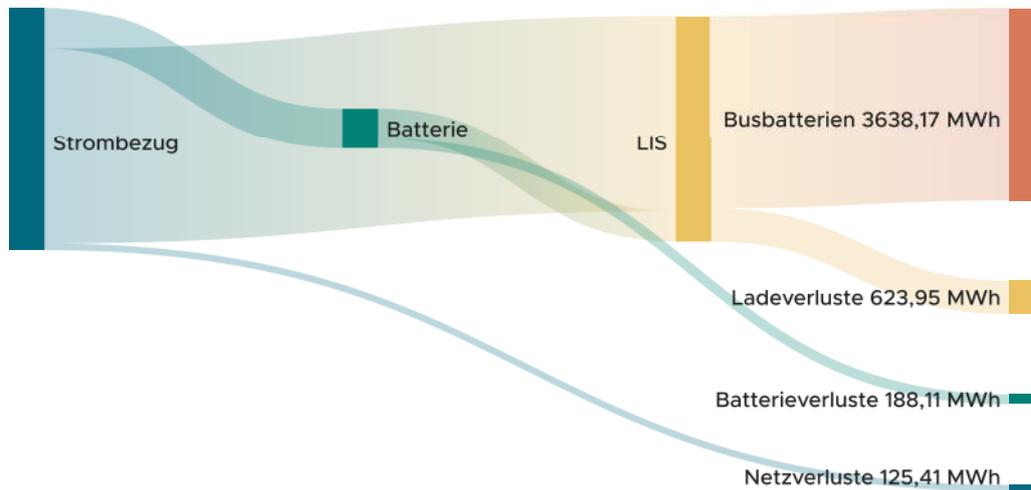


Abbildung 34: Energiefluss für Vollausbau und Variante 1 mit reinem Strombezug und Batterie

Für die Variante 2 wird eine doppelt so große Batteriekapazität (10656 kWh) gewählt. Im Energieflussdiagramm der zweiten Variante wird deutlich, dass mit nahezu 70 % der größte Anteil des mit der PV-Anlage erzeugten Stroms über die Batterie in die Busse gelangt. Durch die höhere Anzahl der E-Busse nimmt im Vergleich zur ersten Ausbaustufe der Anteil der Direktladung zu, was sich positiv auf die Effizienz auswirkt. Der Autarkiegrad bei 47 Busse beträgt ca. 42 %. Lediglich 3 % des PV-Stroms werden eingespeist. Durch das DC-Netz sind die Ladeverluste in der zweiten Variante ca. halbiert.

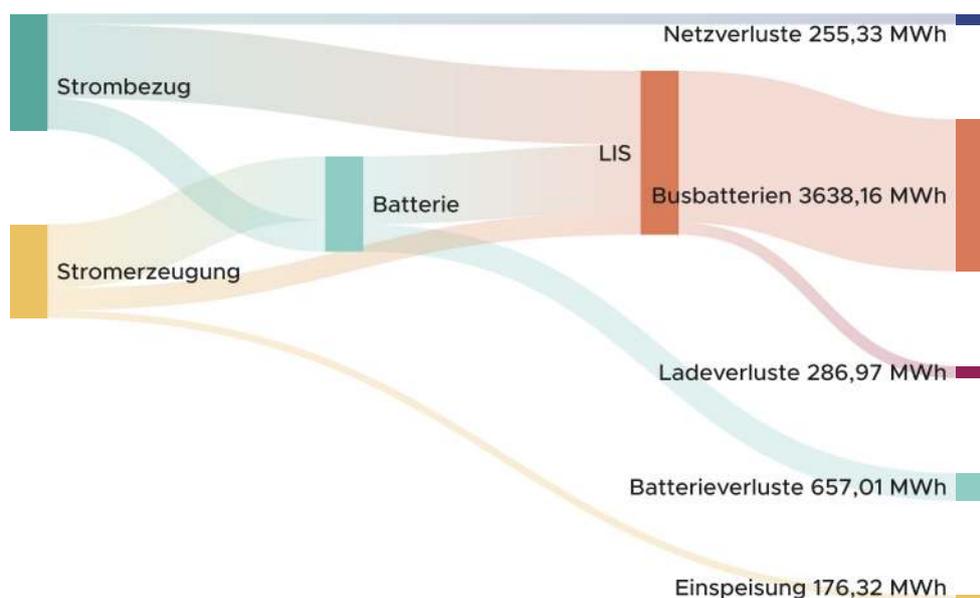


Abbildung 35: Energiefluss für Vollausbau und Variante 2 mit PV und Batterie

Die folgenden Abbildungen ermöglichen eine visuelle Gegenüberstellung der zwei Varianten mithilfe der Daten aus der Tabelle. Die elektrischen Verluste der Variante 2 fallen durch die Anzahl an Batterieladezyklen um ca. 30 % höher aus. Durch die Verwendung des DC-Netzes ließen sich dafür die Ladeverluste begrenzen, da der Umrichter an der Batterie entfällt.

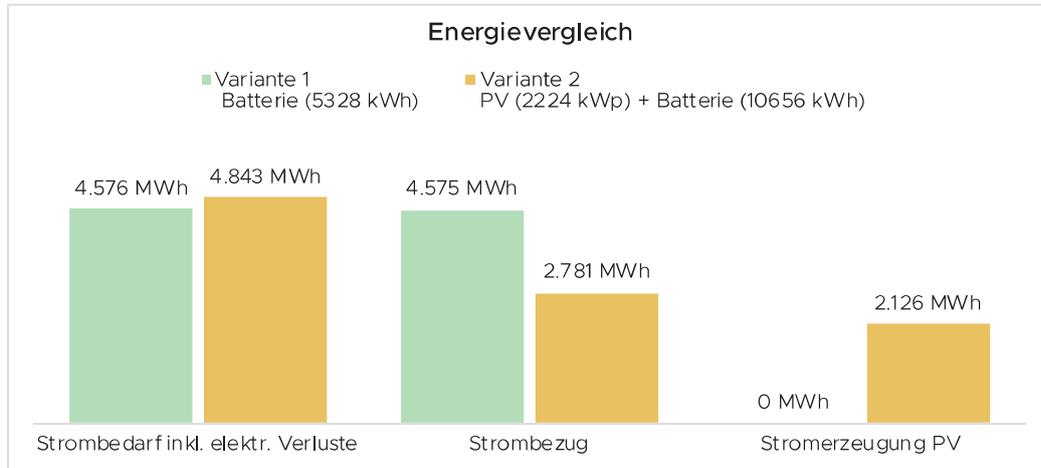


Abbildung 36: Vollausbau – Energievergleich - Chart

Die absoluten Stromkosten fallen in der Variante 2 geringer aus, da der Netzbezug im Vergleich zur Variante 1 um 42 % sinkt.

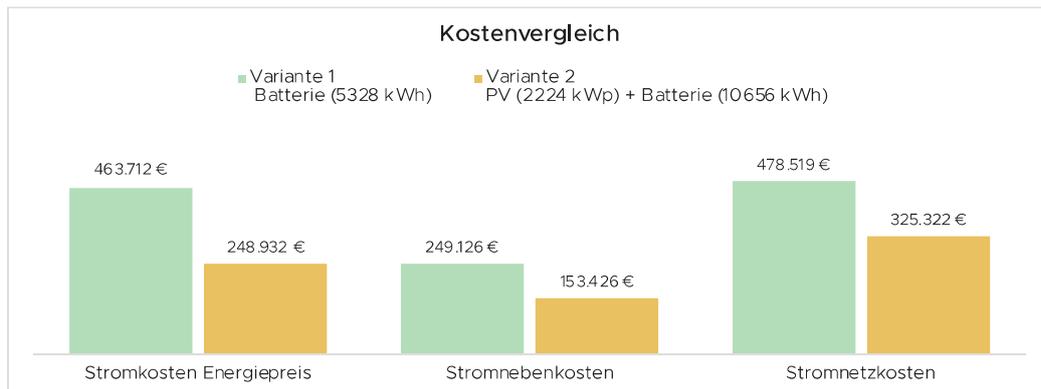


Abbildung 37: Vollausbau – Kostenvergleich - Chart

Aufgrund der deutlich höheren Strombezugsmengen für beide Varianten beim Vollausbau nehmen die Unterschiede zwischen den zwei Varianten bezüglich des Strompreises ab.

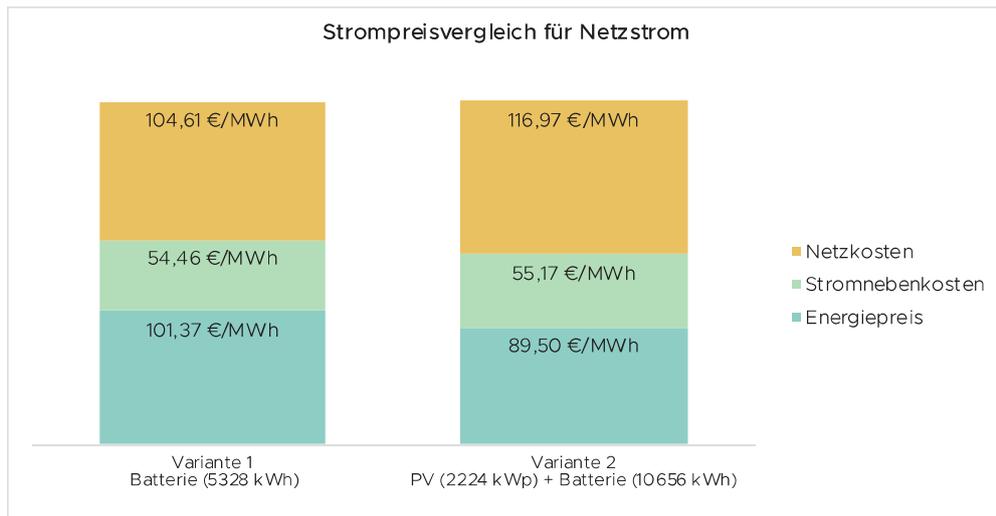


Abbildung 38: Vollausbau – Strompreisvergleich für Netzstrom – Chart

Der Kostenvorteil durch eine Elektrifizierung fällt ähnlich aus wie bei der ersten Ausbaustufe. Die Betriebskosten sinken bei der Variante 1 mit 30 % im Vergleich zur ersten Ausbaustufe etwas stärker und bei der Variante 2 nehmen sie um 55 % ab.

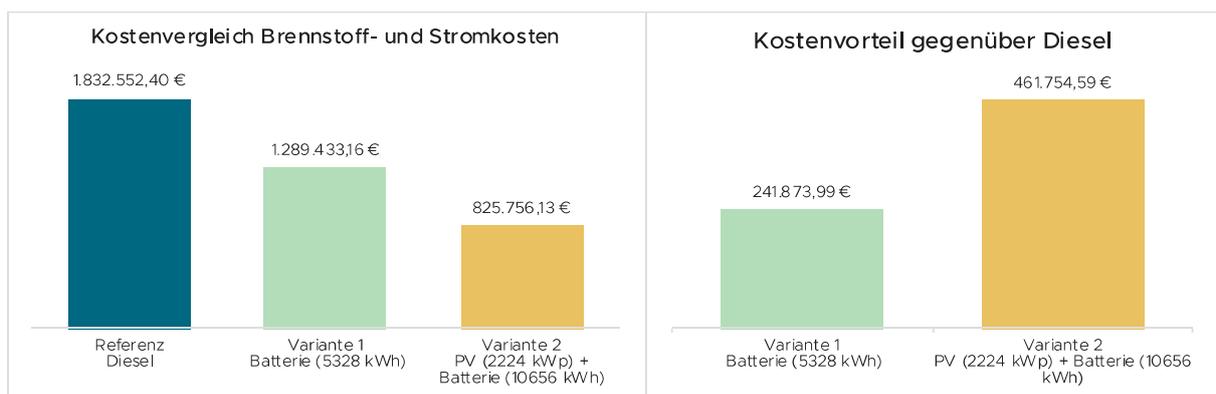


Abbildung 39: Vollausbau – Kostenvergleich Brennstoff- und Strombezugskosten und Kostenvorteil gegenüber Diesel

Für den Vollausbau erweisen sich beide Ausbaupvarianten als wirtschaftlich vorteilhaft. Der Kostenvorteil durch weitere PV-Anlagen und die Nutzung einer größeren Batterie ist nahezu doppelt so hoch wie der Kostenvorteil der Variante 1.

Anhand dieser Betrachtung lässt sich festhalten, dass bei einer Flotte von 47 E-Bussen beide Varianten wirtschaftlich sind, aber die Variante 2 besonders empfehlenswert ist. Durch etwaige Optimierungen an zukünftigen Umläufen steigen Wirtschaftlichkeit und folglich der Vorteil weiter.

Mithilfe des Gesamtenergieverbrauchs und den gefahrenen Kilometern pro Jahr lässt sich ein Verbrauch pro Kilometer abschätzen. Der Gesamtenergieverbrauch wird ab dem Netzanschlusspunkt inklusive aller Verluste (Netz-, Batterie-, und Ladeverluste) betrachtet. Es lässt sich eine Effizienzsteigerung im Vergleich zur ersten Ausbaustufe feststellen.

Tabelle 8: Vollausbau - Verbrauch pro Kilometer

ENERGIESYSTEM	VERBRAUCH PRO KILOMETER
Referenz	3,10 kWh/km
Variante 1 (Batterie)	1,42 kWh/km
Variante 2 (PV + Batterie)	1,49 kWh/km

Folglich wird ein Preis pro Kilometer für die Variante 2 bestimmt, da es sich um die wirtschaftlichere Variante handelt. Dies wird in Abbildung 40 dargestellt. Nach dem Vollausbau beträgt der Energiepreis pro Kilometer der Variante 2 im Winter ca. 35 ct/km und im Sommer sinkt der Kilometerpreis auf ca. 15 ct/km, da die Stromeigenerzeugung in sonnenstarken Monaten eine deutliche Kosteneinsparung wegen des geringeren Strombezugs bewirkt. Die PV-Kosten sinken im Sommer wegen der höheren Einspeisemengen, wie in Abbildung 41 ersichtlich.

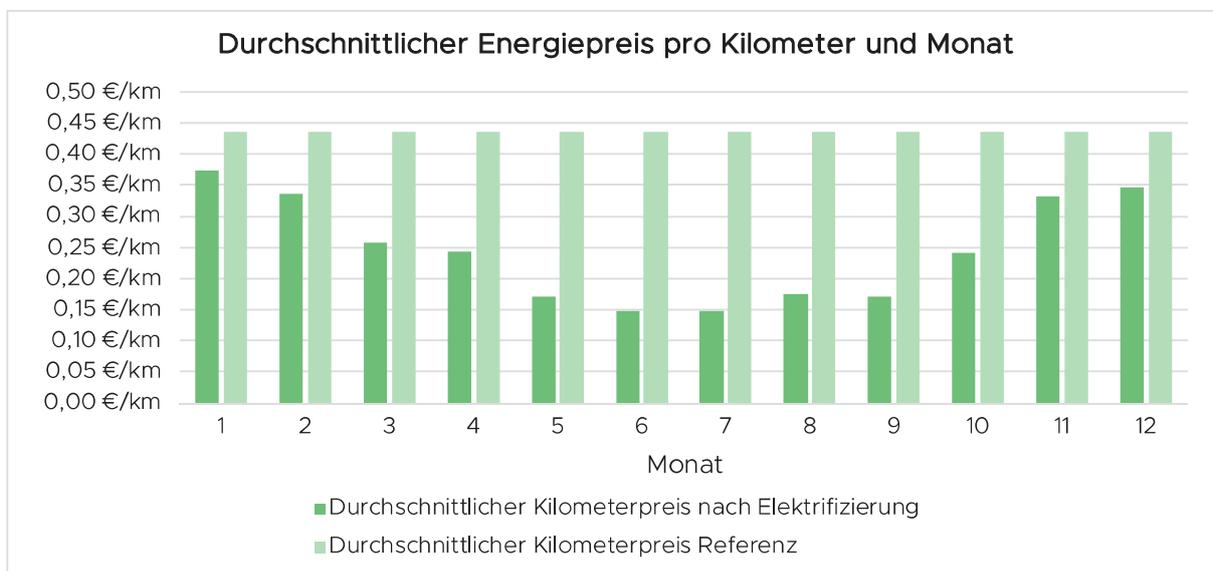


Abbildung 40: Vollausbau - Variante 2 - Durchschnittlicher Energiepreis pro Kilometer und Monat

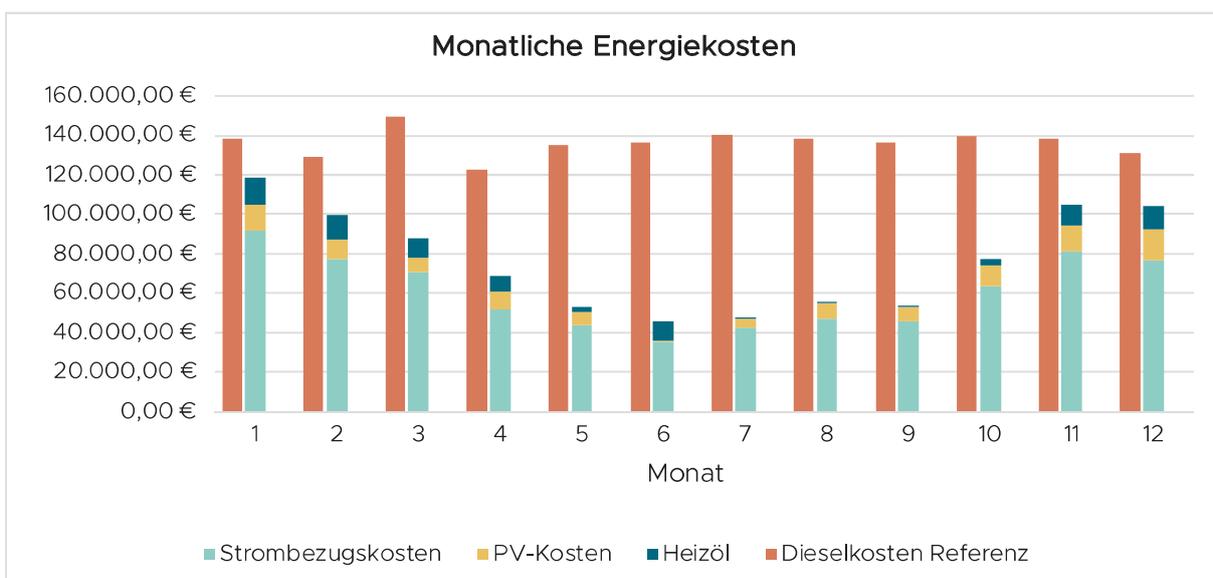


Abbildung 41: Vollausbau - Variante 2 - Zusammensetzung der monatlichen Energiekosten

9.8.3 Degradation der PV-Anlage

In Abbildung 42 wird die Degradation der PV-Anlage sowie deren Auswirkung aufgezeigt. Die entsprechende Entwicklung der Leistung ist in der Modellierung hinterlegt.

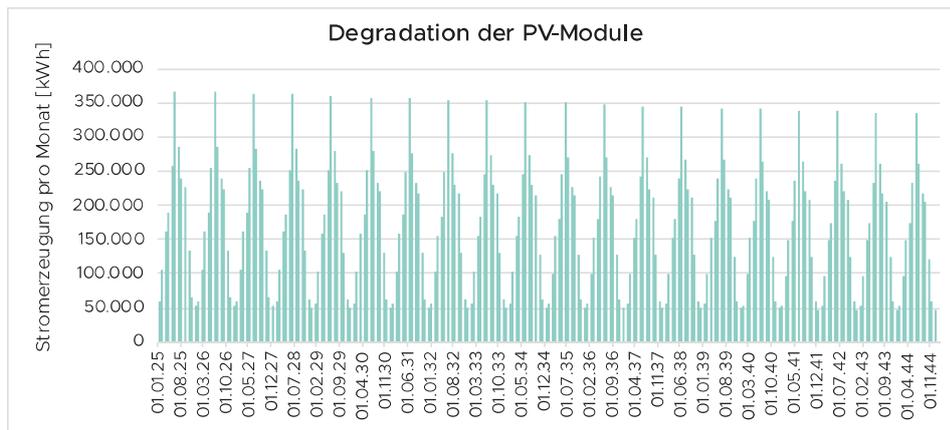


Abbildung 42 PV-Bestandsanlage: Degradation der PV-Erzeugung (01.01.2025 - 31.12.2034)

9.8.4 Weiterführender Ausblick

Eine Verbesserung des Business Cases kann beispielsweise durch weitere Veränderungen im Preisgefüge der Netzkosten sowie PV- und Batteriespeicherpreisen erwachsen. So wird aktuell beispielsweise geplant die Netzkosten gerechter zu verteilen. ([Link Bundesnetzagentur](#)) Dies würde bedeuten, dass die Netzkosten am betrachteten Betriebshof steigen. In Kombination mit weiter sinkenden Preisen für PV-Anlagen und Batteriespeichern würde dies den Business Case für die Erweiterung der lokalen Stromerzeugung verbessern.

Da aktuell keine weiteren Freiflächen für PV-Anlagen vorhanden sind, gibt es keinen ausreichenden Überschussstrom, um einen Elektrolyseur zu betreiben. Sollten weitere PV-Freiflächen genehmigt werden, kann die wirtschaftliche Nutzung eines Elektrolyseurs in Frage kommen. Entscheidend für einen wirtschaftlichen Betrieb mit Netzbezug sind die Netzentgelte und zudem ist eine gewisse Anzahl an Betriebsstunden erforderlich. Unter Umständen greifen besondere Regelungen für den Betrieb von Elektrolyseuren mit Netzstrom, bei denen die Netzentgelte entfallen. Hierfür sollte im Zuge einer detaillierten Ingenieursplanung eine genaue Prüfung erfolgen.

9.9 Übergeordnete Steuerung

Die übergeordnete Steuerung dient der Visualisierung und intelligenten Steuerung der Energieflüsse für eine Optimierung der Eigenstromnutzung sowie der Reduktion der Netzkosten. Durch dieses Lade- und Lastmanagement lassen sich beispielsweise die durch Leistungspeaks steigenden Netzkosten durch eine zielführende Ladung (notwendiger SOC des Fahrzeuges zu Beginn des Umlaufs) optimieren. Hier ist zu beachten das nicht jeder Umlauf ein zu 100% geladenes Fahrzeug zur Erfüllung der Dienstleistung bedarf.

Zudem wird im Falle der hier vorliegenden Umläufe im Zuge der Zwischenladung die Eigennutzung des erzeugten PV-Stroms maximiert. Zugleich, insofern fahrzeug- und ladeleistungsseitig möglich, wird bei niedrigen Spot-Markt-Preisen zusätzlich Netzstrom in die Fahrzeuge laden.

Zudem sorgt die übergeordnete Steuerung für eine optimierte Fahrweise des Batteriespeichers im Gesamtsystem und optimiert folglich kontinuierlich die Wirtschaftlichkeit. Diese Optimierung wirkt gleichzeitig unterstützend für die Energiewende, da vor allem schwankende erneuerbare Stromerzeuger und deren auf den Moment bezogene Überproduktion genutzt wird.

Dies birgt nicht nur im Sommer deutliche Kostenvorteile hinsichtlich des kWh-Mixpreises, sondern unterstützt auch in den Sonnenstrom schwächeren Monaten. Denn in diesen Monaten wird zwar weniger PV-Strom erzeugt, dafür aber mehr Windenergie. Die Windenergie hat jedoch nicht immer den gleichen Erzeugungszyklus wie eine PV-Anlage, gleicht jedoch die fehlenden PV-Erzeugung mehr als aus und erzeugt teils auch Überproduktion, wodurch im gesamten Tages- und Wochenverlauf Zeitfenster entstehen können mit attraktiven Energiepreisen. Durch Berücksichtigung der Umlaufpläne und Wetterprognosen, kann eine intelligente Steuerung dies nutzen, um auch hier den kWh-Mischpreis beständig zu optimieren.

Der ganzheitliche Vorteil liegt in der multifaktoriellen Optimierung anhand von lokalen und nationalen Wetterprognosen (PV- & Winderzeugung), geplanten Ladefenstern und Umlaufdistanzen der Busse, möglichen Ladeleistungen, Energiemarktpreisen sowie der Netzkosten (Peak-Shaving).

In Zukunft wird zudem die Möglichkeit entstehen, am Markt der Flexibilisierung mit angeschlossenen Bussen teilzunehmen, welche theoretisch weiteres Potential einer wirtschaftlichen Optimierung bietet.

Die Optimierungsgröße ist der minimale kWh- Mischpreis mit Blick auf ein Kalenderjahr und folglich die Kosten pro Umlaufkilometer.

Es wird ein Steuerschrank für die Integration der Teilsysteme vorgesehen. Die in der Niederspannungshauptverteilung integrierte Steuerungselektronik steuert und visualisiert intelligent die Energielasten und Energiequellen am Standort.

Alle relevanten Systemkomponenten werden an ein Leitsystem angeschlossen. Alle relevanten Prozessdaten werden erfasst und langfristig aufgezeichnet.

9.10 CO₂-Bewertung

Folgende Faktoren wurden zugrunde gelegt bei der CO₂-Bewertung:

Es gibt zwei Ansätze eigenerzeugten PV-Strom hinsichtlich CO₂ zu bewerten:

- Lediglich die Erzeugung: 0 tCO₂/MWh
- Produktlebenszyklus: 0,043 tCO₂/MWh

Aus unserer Perspektive sollte immer der ganzheitlichere Ansatz betrachtet werden. Dies gilt ebenfalls für die Fahrzeuge, welche bei ausschließlicher Umlaufbetrachtung nahezu CO₂-frei wären, da jeder Energieträger für sich bewertet wird. Allerdings zeigt sich am Markt, dass eine einfachere Betrachtung üblich ist, ohne Lifecycle-CO₂-Emissionen des Busses, der Erzeugung sowie des grünen Netzstroms. Hierbei wird der Bezug von grünem Strom und der Nachweis mittels Herkunftsnachweis (HKN) akzeptiert und mit 0t CO₂ / MWh angesetzt. Letzteres gilt in hierbei auch für den PV-Strom.

Die folgenden Abbildungen zeigen auf, wie viel CO₂-Emissionen die betrachteten Busse im Dieselbetrieb ausstoßen und was es bedeutet diese durch die Elektrifizierung und den Bezug von Grünstrom mit Herkunftsnachweisen (in den Kosten berücksichtigt) auf null zu reduzieren. Da nur die ersten 22 E-Busse über Zusatzheizter mit Heizöl verfügen, nimmt der CO₂-Ausstoß mit dem Ausbau der Busflotte nicht weiter zu.

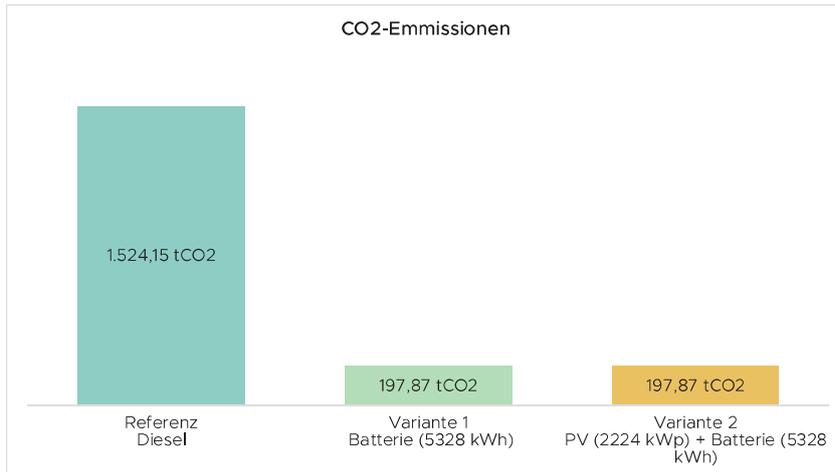


Abbildung 43 Teilausbau: CO2-Reduktion

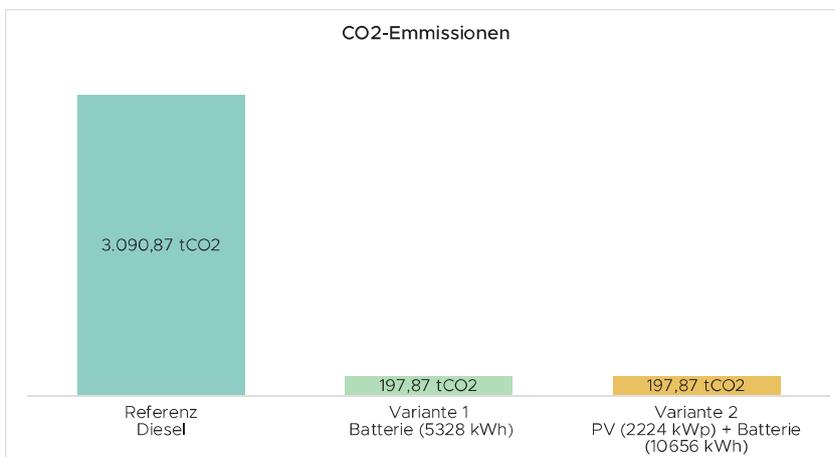


Abbildung 44: Vollausbau - CO2-Reduktion

INFO: Die Herstellung der Fahrzeuge könnte bei einer Lifecycle-Betrachtung mit den folgenden Richtwerten bewertet werden (NOW-GmbH):

- Dieselbus 46 tCO2
- E-Bus 86 tCO2

10 WIRTSCHAFTLICHKEIT

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit bzw. der Kostenänderung durch den Antriebswechsel wird eine detaillierte Vergleichskalkulation aufgebaut. Die notwendigen Investitionen für den Aufbau der Lade- und Wartungsinfrastruktur, die Gebäudeertüchtigung sowie die Investition in das Human-Kapital werden mit kalkulatorischen Abschreibungsraten hinterlegt, sodass in Annäherung an eine Wettbewerbskalkulation die Kosten für ein Jahr Fahrbetrieb miteinander verglichen werden können.

10.1 Wettbewerbskalkulation für die Ausbaustufe 1

Aus den Fahrzeugumläufen der Stufe 1 werden Fahrerdienste abgeleitet, um die Lohnkosten beurteilen zu können. Mittels der Kostenvorgaben zu den ausgewählten und geförderten Fahrzeugmodellen sowie der Abbildung der Referenzpreise für ungeforderte Dieselbusse seitens der Firma Geldhauser werden die Veränderungen auf die Fahrzeugfixkosten herausgearbeitet. Mittels der detaillierten Energieflussanalyse werden Energiesystemmodelle miteinander verglichen, von denen die wirtschaftlichste Variante Einzug in Form von Stromgestehungskosten in diese Kostenkalkulation hält. Variante 2 (Vgl. Tabelle 5, Kapitel 9.7) hat hier die geringeren Mehrkosten bezogen auf die Energiebeschaffung als Variante 1 und findet daher Anwendung. Die angenommenen Kosten für die Energiepreise werden aus der Energieflussanalyse übernommen und beziffern sich wie folgt:

- Dieselpreis nach Abzug Ökosteuer 1,30 € pro Liter, bei einem Verbrauch von 34 Litern auf 100 km
- Strom-Mischpreis aus PV-Anlage und Netzbezug als Produktionskosten von 0,180 €/kWh bei einem Verbrauch von 171 kWh pro 100 km (inkl. Lade- und Netzverluste sowie Vorkonditionierung) bestehend aus:
 - 1.126,7 MWh Netzbezug zu 251,24 €/MWh
 - 1.293,8 MWh PV Eigennutzung zu 117,84 €/MWh

Eine Umlauf- und Dienstplangestaltung von batterieelektrischen Fahrzeugen unterscheidet sich in der Regel von Dieselumläufen und -diensten, da der Reichweitenrestriktion genüge getan werden muss. Werden Umläufe gebrochen, um Ladefenster für die Fahrzeuge zur Verfügung stellen zu können, entstehen regelmäßig höhere Leerkilometer und zusätzlich zu bezahlende Lohnstunden, da die Fahrzeuge häufiger auf den Betriebshof bzw. zur Ladeinfrastruktur zurückkehren müssen.

Aus den konkreten Gegebenheiten der Firma Geldhauser lassen sich jedoch im 1:1 Verhältnis Diesel-Umläufe zu batterieelektrischen-Umläufen überführen, ohne dass hier zusätzliche Leerfahrten notwendig werden.

10.1.1 Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen

Nachfolgend erfolgt die Ermittlungen der kalkulatorischen Abschreibungen, der zugehörigen kalkulatorischen Zinsen sowie die Ermittlung der Servicekosten, die die Grundlage für die Wettbewerbskalkulation bildet.

10.1.1.1 Kostenansatz Werkstattausstattung und Schulung

Für die Werkstattausstattung werden pro Jahr die nachfolgenden kalkulatorischen Abschreibungen angesetzt:

Werkstattausstattung	Investition	Förderquote	Nutzungsdauer	Restwert	AFA	Zins
Hocharbeitsstand	130.000 €	40%	20 Jahre	5.000 €	3.650 €	900 €
Kran	21.500 €	40%	20 Jahre	500 €	620 €	133 €
Mobiles Ladegerät	40.000 €	40%	8 Jahre	- €	3.000 €	200 €
CO2-Klimaservicegerät	11.500 €	40%	8 Jahre	- €	863 €	58 €
Sonstiges	35.000 €	40%	10 Jahre	- €	2.100 €	175 €
Summe	238.000 €	95.200 €		5.500 €	10.233 €	1.465 €

Tabelle 9: Kalkulatorische AFA – Werkstattausstattung

Human-Kapital	Investition	Förderquote	Nutzungsdauer	Restwert	AFA	Zins
Hochvoltschulungen - initial	22.000 €	0%	6 Jahre	- €	3.667 €	550 €
Hochvoltschulungen Auffrischung	4.000 €	0%	3 Jahre	- €	1.333 €	100 €
Summe	26.000 €				5.000 €	650 €

Tabelle 10: Schulungskosten

10.1.1.2 Kostenansatz Ladeinfrastruktur

Für die Investitionen in die Ladeinfrastruktur werden die Kostenansätze aus Kapitel 9 verwendet.

10.2 Gesamtkostenbetrachtung und Vergleichsrechnung inkl. Förderung

Die ermittelten Kostenansätze werden nachfolgend in eine Gesamtkostenbetrachtung überführt und der als Vergleichsbasis dienenden Diesel-Kalkulation gegenübergestellt. Die Ergebnisse sind den Anhängen Wettbewerbskalkulation Diesel, E-Bus und der Vergleichsrechnung E-Bus zu Dieselbus zu entnehmen.

Die ermittelte Laufleistung weicht von den Ergebnissen der Energiesimulation leicht ab, da in der Wettbewerbskalkulation die Fahrleistung fahrtagesse scharf ermittelt wurde, und in der Energiesimulation immer von der längsten Fahrvariante ausgegangen wird.

Im direkten Vergleich des Dieselbetriebs zur Umstellung auf E-Mobilität zeigt sich eine Kostenerhöhung von insgesamt 16,0 %.

Die Linienkosten Fix erhöhen sich um 35,5 %. Dies begründet sich durch:

- Die um 10 Prozentpunkte höhere Reservevorhaltung in Kombination mit den höheren Beschaffungspreisen der E-Busse, wirken sich in Summe zu einer erhöhten Fahrzeugabschreibung von 38,5 % aus
- Die Steigerung der Zinsen für die Fahrzeugfinanzierung, die nicht unerheblich durch höheren Fahrzeugpreisen beeinflusst wird (+22,7 %)
- Die angenommene Erhöhung der Fahrzeugversicherung für die teureren Fahrzeuge (+48,1 %)

Die Linienkosten variabel steigen in Summe um +19,1 %. Dies ergibt sich aus den nachfolgenden Einflussfaktoren:

- Die Substitution des Diesels durch Strom führt zu einem Rückgang der direkten Treibstoffkosten von -30,26 %
- Die Indirekten Treibstoffkosten (Dieselzusatzheizung statt AdBlue) führt zu einer Erhöhung der indirekten Treibstoffkosten von +215 %
- Durch die permanent hohe Drehmomentbelastung und das höhere Leergewicht der Fahrzeuge ist eine Steigerung der Reifenkosten von +20,2 % anzunehmen
- Die Kosten für Wartung und Reparatur sind mit einer Erhöhung von +221,2 % angenommen, was maßgeblich aus den kalkulierten Service-Verträgen und den notwendigen Reparaturarbeiten in fachkundigen Fremdwerkstätten im Vergleich zur Wartung im Betrieb und der zusätzlichen Reserve begründet ist

Bezogen auf die Gesamtkosten des Dieselbetriebs führt die Elektrifizierung bei den Linienfixkosten zu einer Kostensteigerung von +5,8 %. Die variablen Linienkosten erhöhen sich um 4,3 %.

Die Mehrkosten für die Umstellung auf E-Mobilität in Form von Infrastruktur und Knowhow Aufbau zur Basis der Gesamtkosten des Dieselbetriebs belaufen sich in Summe auf +3,3 %.

Aufgrund der notwendigen Werkstattfahrten beim E-Bus erhöhen sich die Personalkosten um 0,3%.

Aufgrund der gestiegenen gesamten Produktionskosten erhöht sich der prozentual ermittelte Unternehmerlohn sowie die kalkulatorischen Wagnisse ebenfalls um rund 2,22 % bezogen auf die Dieselskosten. Aufgrund dysfunktionaler Preisgleitklauseln bei der Fortschreibung der

Stromkosten wurden die kalkulatorischen Einzelwagnisse bezüglich der Kosten im Vergleich zur Dieselkalkulation um 1%-Punkt erhöht.

Der Betrieb der 22 Elektrobusse liegt damit in Summe um rd. 16 % über den Kosten des konventionellen Dieselbetriebs. Erheblichen Einfluss auf die geringen Mehrkosten hat hierbei die einkalkulierte Förderung von Bund und Land.

10.3 Auswirkungen der Wahl der Ladestrategie - Ausblick auf die Betriebsoptimierung
Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Ladestrategie für die Linie 222 / 270 welche als Depot- oder Opportunity Charger gefahren werden kann, sollen nachfolgend folgende Hinweise gegeben werden:

1. Die Pantographen befinden sich im Netzgebiet des Betreibers Stromnetz Pullach
 - a. Jahresbenutzungsdauer < 2.500 h
 - b. Mittelspannung
 - i. Leistungspreis 14,55 € /kW*a
 - ii. Arbeitspreis 4,35 ct/kWh
2. Als Lastspitze wird eine Peakleistung von 700 kW angenommen
3. Es werden 80% der benötigten Energiemenge an den Pantographen geladen, der verbleibende Teil wird nachts auf dem Betriebshof geladen
 - a. Zwei Busse können an den Pantographen übernachten und laden
4. Insgesamt ergäbe sich dort ein Strompreis von ca. 25,7 Cent / kWh und damit eine Mehrbelastung von rd. 158.000 € im Vergleich zum Mischpreis von 17,99 Cent / kWh am Betriebshof. Anzumerken ist jedoch, dass die Gestehungskosten des PV-Stroms mit einer geringeren Eigennutzungsquote steigen und sich damit ein schlechterer Mischpreis für den verbleibenden Strom am Betriebshof ergibt. Die Mehrbelastung liegt also deutlich höher.
5. Gegebenenfalls könnten sich 4 Fahrer aus der unmittelbaren Umgebung von Höllriegelskreuth für die Übernachtungsbusse, deren Dienstbeginn und Dienstende dann an der Haltestelle erfolgt, finden.
 - a. Somit könnten die Lohnzeiten um ca. 1-2 Stunden pro Tag reduziert werden.
6. Da der Strombezugsvertrag an den Pantographen durch die Firma Geldhauser abzuschließen ist, könnte der Abnahmepunkt mit über den Strombezugsvertrag für den Betriebshof eingebunden werden
 - a. Dies ermöglicht es in gewissen Maßen die Ladefenster über den Börsenstrompreis zu steuern.
7. Der Einfluss der schnelleren Batteriealterung durch höhere müsste berücksichtigt werden.
8. Der Verbrauch pro km für die Strecke, welche am Pantograph nachgeladen wird, kann geringer angesetzt werden, da hier die Speicherverluste der stationären Batterie am Betriebshof keinen Einfluss haben.
9. Auf Seiten der Kosten am Betriebshof hat die Ladung an den Pantographen folgenden Einfluss
 - a. Die Investition in den Batteriespeicher könnte weiterhin notwendig sein, da er eine virtuelle Netzanschlusserweiterung darstellt und für die Bereitstellung der Ladeleistung notwendig bleibt
 - b. Ggf. könnte in der Ausbaustufe 1 sogar der stationäre Speicher reduziert oder gänzlich auf die virtuelle Anschlusserweiterung verzichtet werden.

- c. Der gewünschte Ausbau der PV Anlage wird unwirtschaftlicher, da eine geringere Strommenge in die 22 Busse geladen werden kann, wenn mehr an den Pantographen geladen wird

Insgesamt stellt sich hier eine multifaktorielle Optimierungsmöglichkeit dar. Es wird daher empfohlen während des Betriebs Erfahrung zu sammeln und eine tiefgreifende Dokumentation vorzunehmen. Ggf. wird sich im Betrieb eine Mischung aus Opportunity Charging und Depotladung ergeben, die die saisonale Stromproduktion der PV-Anlage berücksichtigt und es im Mischbetrieb günstiger ist, in den sonnenschwachen Zeiten am Pantographen zu laden. Auch sollte der Fahrzeugzuwachs Berücksichtigung finden. In der Ausbaustufe 2 und im Vollausbau ist keine eklatante Steigerung der Eigennutzung der PV-Anlage mehr gegeben, ohne eine weitere Freiflächen-PV-Anlage wäre im Zusammenhang des begrenzten Netzanschlusses am Betriebshof weiterhin eine Optimierungsmöglichkeit durch Opportunity-Charging gegeben.

11 FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die wirtschaftliche Beurteilung der Mehrkostenbelastung durch den Einsatz von E-Bussen zeigt, dass trotz Förderung weiterhin knapp 20 % Mehrkosten i. V. z. Dieselbetrieb entstehen. Trotz Ausbau erneuerbarer Energien am Standort lassen sich die Mehrkosten nicht abfedern. Nachteilig für die Investition in PV sind die mit 4% kalkulierten Zinsen auf den Eigenanteil nach Förderung. Ggf. kann hier das KfW Förderprogramm 240 bzw. 241 die Mehrkostenbelastung reduzieren, sofern dies hier zur Anwendung kommen kann.

Die Analysen der Energieflussbetrachtung der weiteren Ausbaustufen des Betriebshofs in Hofolding zeigen bezogen auf die aktuelle Umlaufverteilung der Bestandsverkehre jedoch Potenziale. Die Investition steht jedoch im Spannungsfeld mit dem sich ergebenden Platzbedarf, sofern die Bestandsflotte gänzlich über Nacht auf dem Betriebshof zu laden wäre. Je nach Umlaufgestaltung der Vollelektrifizierung bestünde jedoch auch die Möglichkeit z. B. Schulbusse tagsüber vollständig zu laden, um die Ladesäulen nachts für die Linienfahrzeuge zugänglich zu machen, sodass nicht zwangsläufig eine 1:1 Beziehung von Fahrzeug zu Ladesäule notwendig wird.

Bei einer Änderung der Fahrleistung, z. B. bei Zu- oder Abbestellungen von Verkehrsleistungen sollte die Eigennutzungsquote des PV-Stroms geprüft werden.

12 LITERATURVERZEICHNIS

[1] V.-B. (VBG), „Elektromobilität – Arbeiten an Omnibussen mit Hochvolt-System“, 2016

[2] VDE Renewables GmbH: Elektrifizierung von KMU-Busunternehmen, Grundsatzstudie, Alzenau (April 2023)

13 ANHANG

Bauvorhaben: *Machbarkeitsstudie für den Ausbau des Omnibusbetriebshofes im Zuge der Erfordernisse der Elektromobilität*
Bauherr: *Geldhauser Linien- und Reiseverkehr GmbH,
Fichtenstraße 31, 85649 Hofolding*

Ergebnisse und Zusammenstellung entsprechend Los II

Im Zuge der Machbarkeitsstudie ist eine Beurteilung der baurechtlichen und der baurelevanten Maßnahmen entsprechend LOS II zu erstellen.

Ergebnis aus LOS I:

Zusammengefasst ergibt sich, dass das Konzept Ladeinfrastruktur bei Berücksichtigung der baurechtlichen Belange umsetzbar ist. Aus LOS I ergibt sich folgender Umfang, der baurechtlich zu klären ist:

Auf Grund der Begrenztheit des Stromanschlusses des Energieversorgers, ist es notwendig, eine zusätzliche Stromversorgung aufzubauen und dies bei der Installation der Ladeinfrastruktur und deren Anordnung zu berücksichtigen.

Für die Sicherstellung der Stromversorgung für die E-Mobilität ergeben sich aus LOS I folgende Maßnahmen:

1. Erwerb der Flurnummer 2383 und Montage einer Solaranlage auf dieser Flurnummer.
2. Erwerb einer neuen Ausgleichsfläche und Nutzung der bisherigen Ausgleichsfläche für eine Solaranlage.
3. Nutzung der vorhandenen Dächer für die Montage von Solaranlagen.

.../2

4. Überdachung des Hofes durch ein Solarfaltdach zur weiteren Energiegewinnung.
5. Aufbau einer Landeinfrastruktur zur Nutzung der Solarenergie für das Laden von Bussen. Die Ladeinfrastruktur besteht aus Ladesäulen, Trafo und Batteriespeicher, um ein nächtliches Laden der Busse zu ermöglichen.
6. Sofern zu den in Los I betrachteten Umsetzungen auf dem bestehenden Betriebshof und der Ausgleichsfläche zusätzliche Freiflächen-PV-Anlagen erworben werden können, wäre ein Bau eines Elektrolyseurs wirtschaftlich ggf. darstellbar. Der Erzeugte Wasserstoff soll sodann für den Betrieb der Brennstoffzellenfahrzeuge nutzbar gemacht werden.
7. Zusätzlicher Anschluss an das Mittelspannungsnetz, um den Strombedarf vollständig zu decken.

Durch die vorgelegte Elektroplanung aus LOS I soll eine Abdeckung bzw. Auslegung der Energieversorgung für 60 Busse mit Elektroantrieb berücksichtigt werden.

Damit ergeben sich für Los II folgende Punkte:

Bedingt durch die Vielzahl der Maßnahmen zur Sicherung bzw. Machbarkeit der E-Mobilität, ergeben sich umfangreiche baurechtliche Probleme.

Zur Deckung des notwendigen Energiebedarfes sind angrenzend zwei Flächen mit einer Solaranlage zu versehen. Die eine Fläche ist eine Ausgleichsfläche.

Hierzu wurde Rücksprache mit der Gemeinde gehalten, um die Möglichkeit einer Verlegung der Ausgleichsfläche zu klären und ebenso die Möglichkeit des Erwerbs und der Nutzung einer Nachbarfläche für das Aufstellen einer Solaranlage und entsprechender Energiegewinnung.

Gleichfalls musste im Zuge dieser Rücksprache geklärt werden, ob die vorhandenen Dächer alle für Solar genutzt werden können und ob die Überdachung der Hoffläche mit einem Solarfaltdach möglich ist.

Nach den Gesprächen hat sich ergeben, dass die Gemeinde grundsätzlich dem Ausbau des Omnibusbetriebshofes im Zuge der Erfordernisse der Elektromobilität positiv gegenübersteht, jedoch sei der Gemeinderat im vorab mit einzubinden.

.../3

In dem Zuge der Klärung wurden deshalb die Möglichkeiten einer entsprechenden Stromversorgung und den damit sich ergebenden Randbedingungen (siehe Punkt 1 bis 7) im Gemeinderat erläutert und die baulichen Veränderungen bildlich dargestellt, um frühzeitig die Machbarkeit abzuklären.

Als Ergebnis hat sich ergeben, dass der Gemeinderat positiv dem Thema E-Mobilität gegenübersteht, jedoch für den entsprechenden Ausbau des Omnibusbetriebshofes, Bebauungsplanänderungen erforderlich sind.

Als Voraussetzung für die Bebauungsplanänderungen ist ein genaues Projekt vorzulegen, damit eine fachliche Beurteilung stattfinden kann.

Damit ergibt sich für eine Realisierung LOS I baurechtlich folgender Ablauf:

Aufstellung einer kompletten Planung unter Berücksichtigung der Vorgaben der Gemeinde für Solaranlagen auf Grundstücken (Eingrünung, Abstände von Grenzen udgl.) Für eine Bebauungsplanänderung ist eine entsprechende Checkliste für die notwendigen Unterlagen über die Gemeinde erhältlich.

Des Weiteren ist eine Bebauungsplanänderung für den Bereich Omnibusbetriebshof notwendig für die Installation der Solarfalanlage.

Die Nutzung der Dächer für Solaranlage ist aus Sicht der Gemeinde unproblematisch.

Bei der Überdachung der Hoffläche mit einer Solarfalanlage ist das Thema Brandschutz zu behandeln, d. h. ob es irgendwelche Auswirkungen gibt bezüglich möglicher Brandausweitungen.

Auf Grund der Einstellung von Gemeinde und Gemeinderat zum Thema E-Mobilität ist das Ergebnis der Machbarkeitsstudie positiv, jedoch ist bei der Realisierung zeitlich der grundsätzliche bürokratische Aufwand zu berücksichtigen.

Zusätzlich muss im Zuge der Realisierung mit der Brandversicherung Rücksprache gehalten werden. Auf Grund der derzeit dezentralen Anordnung der Ladeinfrastruktur, d. h. außerhalb von Gebäuden, ist nicht davon auszugehen, dass es zu Problemen mit der Brandversicherung kommt aber, da bei den Versicherungen das Thema auf Grund vorhandener Schäden auf Grund von Bränden bei Elektrofahrzeugen ernst genommen wird, sollte hier im Zuge der Realisierung eine Abstimmung mit der Versicherung gesucht werden.

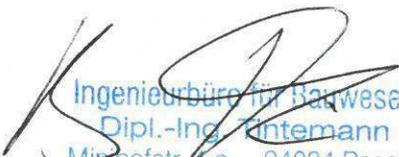
.../4

In LOS I wurden im Zuge der Machbarkeitsstudie die Grundlagen für eine Stromversorgung bzw. Ladeinfrastruktur für die Elektrobusse erarbeitet, unter Berücksichtigung der Stromversorgung sowie der möglichen Aufstellpunkte der kompletten Ladeinfrastruktur einschl. Batteriespeicher auf dem Firmengelände der Firma Geldhauser Linien- und Reiseverkehr GmbH & Co. KG.

Im Rahmen der Arbeiten zu LOS II wurden die möglichen Leitungsführungen überprüft, inwieweit diese ohne größere Kollisionen mit vorhandenen Leitungen und möglichst geringem Eingriff in die vorhandene Hoffläche möglich sind, um bei Realisierung möglichst geringe Auswirkungen auf den Betrieb zu haben.

Gleichzeitig wurde überprüft welche Möglichkeiten der Fundamentierung für das Solarfaltdach bestehen, unter Berücksichtigung der vorhandenen Abstellplätze und zur Vermeidung von Einschränkungen bei der Zahl der Busparkplätze. Entsprechend der Abstimmung mit LOS I haben sich Lösungen gefunden, welche eine Realisierung des Solarfaltdaches für die Stromversorgung möglich machen, ohne nicht akzeptable Beeinträchtigungen. Das Konzept gemäß LOS I ist demzufolge aus baulichen und baurechtlichen Bedingungen nach derzeitiger Rechtslage umsetzbar.

Aufgestellt:
Passau, den 20.06.2024


Ingenieurbüro für Bauwesen
Dipl.-Ing. Antemann
Minimhofstr. 4 a • 94034 Passau
Tel.: (08546) 97 59 87 • Fax (08546) 97 59 35