



Technische Hochschule Ostwestfalen-Lippe (OWL)

in Zusammenarbeit mit dem

Deutsche Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR)

Masterarbeit

Thema: Strategie für die Nutzung von Wasserstoff im öffentlichen

Nahverkehr

Eingereicht von: Delphine Makougoum Tene
Matr.Nr.: 15402035

Fachbereich: Produktion und Technik
Fachrichtung: Mechatronische Systeme
Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Georg Klepp
Zweitgutachter: Prof. Dr.-Ing Holger Borcharding
Betreuer (DLR): Dipl.-Ing. Xiaoxu Bei
Abgabedatum: 10.06.2026

Der Bericht umfasst 70 Seiten.

Ich erkläre, dass ich die vorliegende Masterarbeit selbstständig angefertigt habe. Zur Anfertigung der Masterarbeit benutzte ich keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel ²⁾).

Die Ausfertigung als CD-ROM liegt bei.

Berlin, den 10.06.2026

(Unterschrift der Autorin / des Autors)

Sperrvermerk

Diese Ausarbeitung beinhaltet vertrauliche Informationen und Daten des Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)..... ³⁾).

Diese Ausarbeitung darf nur vom Erst- und Zweitprüfer sowie berechtigten Mitgliedern des Prüfungsausschusses eingesehen werden. Eine Vervielfältigung und Veröffentlichung dieser Ausarbeitung ist auch auszugsweise nicht erlaubt.

Dritten darf diese Ausarbeitung nur mit der ausdrücklichen Genehmigung der Autorin oder des Autors und des Unternehmens ³⁾ zugänglich gemacht werden.

¹⁾ zutreffende Form wählen.

²⁾ Literaturstellen, Internet-Adressen, persönliche Mitteilungen Dritter, Datenträger etc.

³⁾ Falls kein Unternehmen beteiligt ist, dann „Technische Hochschule Ostwestfalen-Lippe“ einsetzen.

Vorwort und Danksagung

Die globale Energiewende und das Streben nach Klimaneutralität stellen gegenwärtig erhebliche Herausforderungen für die Gesellschaft dar. Im vorliegenden Kontext spielt der Verkehrssektor eine entscheidende Rolle, insbesondere aufgrund seiner Relevanz für die Verringerung der Treibhausgasemissionen. Die Frage, wie der Wechsel zu emissionsfreien Antriebstechnologien, insbesondere die Implementierung von Wasserstoff im öffentlichen Verkehr, sowohl wirtschaftlich sinnvoll als auch ökologisch bedeutsam realisiert werden kann, hat während des gesamten Studiums ein starkes Interesse bei mir geweckt. Die vorliegende Masterarbeit entstand in Kooperation mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Nachdem ich meine Bewerbung beim DLR für die Durchführung dieser Arbeit eingereicht hatte, erhielt ich die wertvolle Möglichkeit, dieses Thema in einem sowohl praktischen als auch wissenschaftlichen und herausfordernden Umfeld zu bearbeiten. Mein Ziel bestand darin, durch die Anwendung von Analysen und Optimierungsmodellen zur Analyse über die strategische Planung zukünftiger Verkehrssysteme beizutragen.

Eine wissenschaftliche Arbeit in diesem Umfang stellt jedoch niemals das Resultat einer ausschließlich individuellen Leistung dar. Aus diesem Grund gilt mein herzlicher Dank allen Personen, die mich auf dieser Reise begleitet, unterstützt und ermutigt haben.

Mein besonderer Dank richtet sich zunächst an **Prof.Dr.-Ing. Georg Klepp**, der durch seine Fachkompetenzen im Bereich Wasserstoff die Verantwortung für die Betreuung dieser Arbeit übernommen hat. Ich schätze seine Verfügbarkeit, die wissenschaftliche Unterstützung, die wertvollen Empfehlungen sowie das Interesse, das er diesem aktuellen und bedeutenden Thema gewidmet hat, sehr.

Mein herzlicher Dank gilt ebenfalls **Prof. Dr.-Ing. Holger Borchering**. Nachdem mir die Möglichkeit gegeben wurde, meine Masterarbeit am DLR zu verfassen, hat er seine Zustimmung hervorgehoben, mich bei dieser Arbeit zu unterstützen. Neben dieser Masterarbeit hat er mich während meines gesamten Studiums an der TH OWL unterstützt und motiviert. Er hat stets an mich geglaubt, auch in den Augenblicken, in denen der Weg herausfordernd wirkte, und mir die Energie vermittelt, fortzufahren. Sein Institut für Energieforschung (IFE) und die dort tätigen Mitarbeiter waren mir ebenfalls eine erhebliche Unterstützung. Für das entgegengebrachte Vertrauen, die beständige Unterstützung und die Freundlichkeit empfinde ich große Dankbarkeit.

Mein aufrichtiger Dank gilt ebenfalls dem **Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)**, insbesondere dem Institut für Transportsysteme sowie der Abteilung Technisches Transport und Mobilitätsmanagement (TTM), die mir die Gelegenheit geboten haben, diese Arbeit in einem professionellen und praxisorientierten Umfeld umzusetzen. In diesem Zusammenhang möchte ich meinen ehrlichen Dank an meinen Betreuer, Herrn **Xiaoxu Bei**, zum Ausdruck bringen. Während der gesamten Ausführung dieser Arbeit hat er mich mit großem Einsatz, Geduld und Bereitschaft unterstützt. Seine Empfehlungen, seine Unterstützung und seine bedeutende Hilfe haben entscheidend zum Erfolg dieser Arbeit beigetragen.

Abschließend möchte ich meinen aufrichtigsten und intimsten Dank an meine Familie aussprechen. Ich möchte meinem Ehemann **Alex Yvan Tchagwo Nkwatche** und meinem Sohn **Karl Konrad Tchagwo Ngagmeni** von Herzen danken. Ihr wart meine Stärke, mein Gleichgewicht und meine Inspiration in den intensivsten Phasen dieser Arbeit. Sie haben mir Beistand geleistet, mich motiviert und gestärkt, als die Erschöpfung und die Unsicherheiten deutlich wurden. Die Zuneigung, die Geduld und die Präsenz haben mir die erforderliche Kraft verliehen, um bis zum Schluss durchzuhalten. Ohne Ihre Unterstützung wäre diese Arbeit nicht realisierbar gewesen.

Abstract

The decarbonisation of public transport is an important element of the transition towards climate-neutral mobility systems. In this context, hydrogen buses represent a potential alternative to conventional diesel buses, particularly for routes with high daily mileage and operational requirements that are difficult to meet with battery electric vehicles. This master's thesis develops and applies a methodological approach to analyse hydrogen supply strategies for public bus transport using the case study of Eberswalde.

The study combines traffic simulation, demand estimation, and mathematical optimisation. First, certain bus lines selected in the Eberswalde region are modelled and simulated using SUMO to determine the kilometres travelled per day and the corresponding hydrogen demand. Based on these results, an optimisation model is formulated as a facility location problem with capacity. The model determines the appropriate locations for refuelling stations, assigns bus routes to the selected stations, and evaluates different hydrogen supply options. The optimisation is implemented in Python using Pyomo and solved with Gurobi.

Several supply scenarios are compared, including a diesel reference case, centrally supplied grey hydrogen, decentralised green hydrogen produced by on-site electrolysis, and centrally supplied green hydrogen. The evaluation is based on two main objectives: the total cost of ownership and CO₂ emissions. The results show that hydrogen-based solutions can significantly reduce direct emissions compared to diesel operation, while the economic feasibility heavily depends on hydrogen production costs, infrastructure investments, transportation costs, and the use of refuelling stations. Green hydrogen offers the greatest ecological potential, while its cost competitiveness remains sensitive to electricity prices and the investment costs of electrolyzers.

The thesis demonstrates that the combination of demand estimation based on simulation and infrastructure planning based on optimisation provides a useful decision support approach for the strategic transformation of bus fleets. At the same time, the results highlight the importance of considering operational constraints, supply concepts, and long-term cost developments when evaluating hydrogen as an energy carrier for public transportation.

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	VIII
Abbildungsverzeichnis	IX
Abkürzungsverzeichnis	X
1 Einleitung.....	1
2 Theoretische und technische Grundlage	3
2.1 Wasserstoff als Energieträger	3
2.1.1 Produktion von Wasserstoff	3
2.1.2 Technologie für Wasserstofftransport und -speicherung	4
2.1.3 Funktionsweise von Brennstoffzellenbussen	4
2.1.4 Einsatzgebiete und Anwendungspotenziale von Wasserstoff	5
2.2 Vergleich von Wasserstoff, Diesel und Batterietechnologie im ÖPNV	5
2.3 Politischer Rahmen und Regulierung (EU, Deutschland)	5
3 Bestandsaufnahme und Analyse bestehender Konzepte.....	6
3.1 Überblick nationaler und internationaler Wasserstoffkonzepte im ÖPNV	6
3.2 Fallbeispiele und Evaluation bestehender Strategien (Deutschland und Europa)	6
3.3 Erfolgsfaktoren und Herausforderungen im ÖPNV	7
4 Methodische Grundlagen der Optimierung	9
4.1 Mathematische Standortplanungsprobleme (Facility Location, P-Median).....	9
4.2 Flottenmanagement und Betriebsplanung im ÖPNV	9
4.3 Mixed-Integer Linear Programming (MILP)	10
4.4 Multi-Objective Optimierung (ϵ -Constraint-Methode und Pareto Analyse)	11
4.5 Software und Simulationsumgebung	11
5 Datenbasis und Untersuchungsraum	12
5.1 Beschreibung Untersuchungsgebiet: Stadt Eberswalde	12
5.2 Verkehrsnetz, Linienführung und Simulationsgrundlage	13
5.3 Fahrzeugdaten und Energieverbrauch der Busse	16
5.4 Kostenparameter und Emissionsfaktoren	18
5.5 Potenzielle Tankstellenstandorte.....	19
6 Modellarchitektur.....	22
6.1 Gesamtkonzeption des Modells	22
6.2 Kopplung von Verkehrssimulation (SUMO) und Optimierung	23

6.3	Entscheidungsvariablen und Modellstruktur	23
6.4	Mathematische Modellformulierung	25
6.4.1	Zielfunktion 1: Minimierung der Gesamtkosten	25
6.4.2	Zielfunktion 2: Minimierung der CO ₂ -Emissionen	26
6.4.3	Nebenbedingungen NB1- NB8 (Kapazität, Zuordnung, Versorgung).....	26
6.4.4	Multi-Objective Ansatz und Lösungsstrategie: ϵ -Constraint-Methode, Pareto-Analyse	28
6.5	Implementierung des Optimierungsmodells.....	28
7	Szenariendefinition.....	30
7.1	Überblick über die betrachteten Szenarien.....	31
7.2	Szenario A: Dieselbusse (Referenzfall).....	32
7.3	Szenario B: Grauer Wasserstoff – zentrale Produktion und LKW-Transport.....	35
7.4	Szenario C: Grüner Wasserstoff – dezentrale Produktion	39
7.5	Szenario D: Grüner Wasserstoff-zentrale Produktion - LKW-Transport.....	44
7.6	Vergleichsparameter der Szenarien: Kostenstruktur, CO ₂ -Emissionen, Infrastrukturbedarf.....	46
8	Ergebnisse und Diskussion	48
8.1	Simulationsergebnisse und Kosten vor der Optimierung.....	48
8.2	Optimierungsergebnis: Tankstellenorte, Versorgungstyp, CO ₂ und Linienzuweisung	50
8.3	Vergleich der optimierten Szenarioergebnisse.....	53
8.3.1	Gesamtkostenvergleich nach der Optimierung	53
8.3.2	CO ₂ -Emissionsvergleich und Reduktionspotenzial der Szenarien.....	54
8.3.3	Fixkostenbetrachtung: Infrastrukturkosten vor und nach der Optimierung	55
8.4	Staatliche Förderprogramme und Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit	56
8.4.1	Überblick über Förderprogramme	57
8.4.2	korrigierte Kosten unter Berücksichtigung von Förderung	58
8.5	Pareto-Analyse: Zielkonflikt zwischen Kosten und CO ₂	59
8.5.1	Pareto-Front für Szenarien.....	59
8.5.2	Interpretation: Welcher Punkt auf der Pareto-Front ist optimal?	61
8.6	Sensitivitätsanalyse und politische Hebel	61
8.6.1	CO ₂ -Preisentwicklung 45-130 €/t und Wirkung auf Kosten und CO ₂	61
8.6.2	Wirkung politischer Hebel: EU-Flottengrenzwerte, Vergaberecht	63

8.7	Langfristprojektion: Kosten und CO ₂ nach 20 Jahren	64
8.7.1	Erwartete H ₂ -Preisentwicklung	65
8.7.2	Kostendeckungspunkt: Wann ist grüner H ₂ günstiger als Diesel?	65
8.8	Limitationen der Analyse	66
9	Fazit und Ausblick	68
9.1	Zusammenfassung der zentralen Erkenntnisse	68
9.2	Handlungsempfehlungen für Verkehrsbetriebe	69
9.3	Ausblick auf zukünftige Forschung	70
10	Literatur	i
11	Anhang	iv
11.1	Anhang 1: Ausgewählte SUMO-Konfigurations- und Zusatzdateien	iv
11.2	Anhang 2: SUMO-Zusatzdatei zur Definition der Bus-, Obus-, Bahn- und MIV-Fahrzeugtypen	iv
11.3	Anhang 3: SUMO-Zusatzdatei zur Definition der Wasserstofftankstellen	iv
11.4	Anhang 4: Python-Skripte zur Szenarienberechnung	v
11.5	Anhang 5: Python-Skript zur Auswertung der Optimierungsergebnisse	vi

Tabellenverzeichnis

Tabelle 5-1: Buslinien und Tagesfahrleistungen.....	15
Tabelle 5-2: Spezifischer Energiebedarf im ÖPNV nach Tageslaufleistung.....	17
Tabelle 5-3: Fahrzeugparameter der betrachteten Bustypen [49], [50]	17
Tabelle 5-4: Kostenparameter.....	18
Tabelle 5-5: Emissionsfaktoren der betrachteten Energieträger.....	19
Tabelle 5-6: Potenzielle Tankstellenstandorte in Eberswalde.....	20
Tabelle 6-1: Entscheidungsvariablen des MILP-Modells.....	24
Tabelle 6-2: Wichtigste Modellparameter mit Einheiten.....	26
Tabelle 7-1: Überblick über die betrachteten Szenarien.....	31
Tabelle 7-2: Eingangsparameter für Szenario A.....	32
Tabelle 7-3: Eingangsparameter für grauen H ₂	35
Tabelle 7-4: Eingangsparameter für Szenario C.....	39
Tabelle 7-5: die Zusammensetzung des systembezogenen H ₂ -Preises.....	42
Tabelle 8-1: Förderannahmen für die Modellrechnung.....	57
Tabelle 8-2: TCO-Vergleich vor und nach staatlicher Förderung.....	59
Tabelle 8-3: Pareto-Front der Wasserstoffversorgungspfade.....	60
Tabelle 8-4: CO ₂ -Preissensitivität von Szenario B und Vergleich mit Szenario C und D.....	62
Tabelle 8-5: Langfristprojektion der Kosten und CO ₂ -Emissionen über 20 Jahre.....	64

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 5-1: Liniennetz der Stadt Eberswalde [45].....	13
Abbildung 5-2: Übersichtskarte des Stadtgebiets Eberswalde.....	14
Abbildung 5-3: Visualisierung des in SUMO modellierten Straßenverkehrsnetzes von Eberswalde	15
Abbildung 7-1: TCO-Kostenaufschlüsselung der Buslinien im Dieselreferenzszenario A.....	35
Abbildung 7-2: TCO-Kostenaufschlüsselung je Buslinie im Szenario B mit grauem Wasserstoff	38
Abbildung 7-3: TCO-Kostenaufschlüsselung je Buslinie im Szenario C mit grünem Wasserstoff	44
Abbildung 7-4: TCO-Kostenaufschlüsselung je Buslinie im Szenario D mit zentral bereitgestelltem grünem Wasserstoff	46
Abbildung 8-1: Täglicher Diesel- und Wasserstoffbedarf je Buslinie.....	48
Abbildung 8-2 : CO ₂ -Emissionen und die daraus resultierenden CO ₂ -Kosten pro Tag.....	49
Abbildung 8-3: Tägliche Gesamtkosten der Szenarien.....	49
Abbildung 8-4: Systembezogener Kraftstoffpreis und spezifische Kosten pro Kilometer	50
Abbildung 8-5: Aktivierte Tankstellenstandorte und Auslastung nach der Optimierung.....	51
Abbildung 8-6: Optimale Linienzuweisung und Tankstellenstandorte.....	52
Abbildung 8-7: H ₂ -Bedarf je Linie.....	52
Abbildung 8-8: H ₂ -Menge und Kapazitätsgrenze je aktivierter Tankstelle.	53
Abbildung 8-9: Optimierte Gesamtkosten der Szenarien	54
Abbildung 8-10: CO ₂ -Emissionen nach der Optimierung	55
Abbildung 8-11: Fixkosten vor und nach der Optimierung	56
Abbildung 8-12: Pareto-Front: Zielkonflikt zwischen Kosten und CO ₂	60

Abkürzungsverzeichnis

BBG.....	Barnimer Busgesellschaft
CAPEX.....	Capital Expenditure
EPC.....	Engineering, Procurement and Construction
FL	Facility-Location
GTFS	General Transit Feed Specification
JIVE.....	joint initiative for hydrogen vehicles across europe
LCOH.....	Levelized Cost of Hydrogen
Lkw.....	Lastkraftwagen
MILP	Mixed-Integer Linear Programming
NOW	Nationale Organisation für den Wandel in der Mobilität
OPEX	Operating Expenditure
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PEM.....	Proton Exchange Membrane
Pkw.....	<i>Personenkraftwagen</i>
SUMO	Simulation of Urban Mobility
TCO.....	Total Cost of Ownership

1 Einleitung

Energie bildet eine zentrale Grundlage moderner Gesellschaften. Sie wird nicht nur in der Industrie und im Verkehrssektor benötigt, sondern auch in Haushalten, Krankenhäusern, Bildungseinrichtungen, der Wasser- und Wärmeversorgung sowie in digitalen Infrastrukturen. Besonders kritisch ist die Energieversorgung in Bereichen, in denen Versorgungssicherheit und Verfügbarkeit unmittelbar mit gesellschaftlicher Stabilität verbunden sind, etwa im Gesundheitswesen, im öffentlichen Verkehr oder in der kommunalen Grundversorgung. Gleichzeitig beruht ein erheblicher Teil des heutigen Energieverbrauchs weiterhin auf fossilen Energieträgern wie Erdöl, Erdgas und Kohle. Deren Nutzung ist mit erheblichen Treibhausgasemissionen, Luftschadstoffen und langfristigen Umweltbelastungen verbunden. Im Verkehrssektor entstehen Emissionen insbesondere durch die Verbrennung fossiler Kraftstoffe in Pkw(Personenkraftwagen), Lkw(Lastkraftwagen), Bussen und anderen Nutzfahrzeugen [1], [2]. Vor diesem Hintergrund gewinnt die Transformation des Energiesystems zunehmend an Bedeutung. Ziel ist es, fossile Energieträger schrittweise durch emissionsärmere oder emissionsfreie Alternativen zu ersetzen. Die Motivation hierfür liegt weniger in einer direkten Zerstörung der Ozonschicht durch den Verkehrssektor, sondern vor allem in der Reduktion von Treibhausgasemissionen, Luftschadstoffen und klimaschädlichen Wirkungen. Der Verkehrssektor steht dabei besonders im Fokus, da er hohe Anforderungen an Energiedichte, Reichweite, Betankungs- beziehungsweise Ladezeiten und betriebliche Verfügbarkeit stellt. Während batterieelektrische Fahrzeuge in vielen Anwendungsbereichen bereits eine hohe Bedeutung erreicht haben, bleiben für bestimmte Einsatzfelder mit hoher Fahrleistung, langen Umläufen oder begrenzten Standzeiten zusätzliche technologische Optionen erforderlich [2], [3]. Wasserstoff wird in diesem Zusammenhang als ein möglicher Energieträger für eine klimafreundlichere Energie- und Verkehrswende diskutiert. Er kann aus unterschiedlichen Quellen hergestellt werden und ist vielseitig einsetzbar, beispielsweise in der Industrie, im Schwerlastverkehr, im öffentlichen Verkehr, in der Stromspeicherung oder in der Sektorenkopplung. Besonders grüner Wasserstoff, der mithilfe erneuerbarer Energien durch Elektrolyse erzeugt wird, gilt als wichtiger Baustein für ein zukünftiges klimaneutrales Energiesystem[1], [4], [5]. In Energieszenarien wird Wasserstoff vor allem dort als relevant angesehen, wo eine direkte Elektrifizierung technisch schwierig, wirtschaftlich ungünstig oder betrieblich eingeschränkt ist [1], [4]. Dabei ist Wasserstoff nicht automatisch klimaneutral. Seine ökologische Wirkung hängt wesentlich von der Art der Herstellung ab. In der Praxis wird häufig zwischen grauem, blauem und grünem Wasserstoff unterschieden. Grauer Wasserstoff wird in der Regel aus fossilen Energieträgern hergestellt und ist mit relevanten CO₂-Emissionen verbunden. Blauer Wasserstoff basiert ebenfalls auf fossilen Ausgangsstoffen, wobei ein Teil der entstehenden CO₂-Emissionen abgeschieden und gespeichert wird. Grüner Wasserstoff wird dagegen durch Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt und kann im Betrieb nahezu emissionsfrei eingesetzt werden [1], [6]. Diese Unterscheidung ist für die Bewertung von Wasserstoff im Verkehrsbereich von wesentlicher Bedeutung, da Fahrzeuge mit Brennstoffzellen vor Ort keine CO₂-Emissionen erzeugen. Wasserstoffbusse können besonders vorteilhaft sein, wenn hohe Reichweiten, kurze Betankungszeiten und flexible Einsatzpläne erforderlich sind. Zudem stehen sie in Zusammenhang mit erhöhten Fahrzeugkosten, zusätzlicher Infrastruktur für Tankstellen sowie Unsicherheiten bezüglich der Preise für Wasserstoff, dessen Verfügbarkeit und den Auswirkungen auf das Klima.[2], [3].

Die vorliegende Arbeit untersucht die Nutzung von Wasserstoff im öffentlichen Busverkehr anhand des Beispiels Eberswalde. Im Mittelpunkt steht die Frage, wie eine Wasserstoffversorgung für ausgewählte Buslinien technisch, wirtschaftlich und ökologisch bewertet werden kann. Dazu werden Fahrplan- und Straßennetzdaten in einer Verkehrssimulation verarbeitet, um Tagesfahrleistungen und Energiebedarfe der betrachteten Linien zu bestimmen. Auf dieser Grundlage wird ein Optimierungsmodell eingesetzt, das geeignete Tankstellenstandorte, Wasserstoffmengen und

Versorgungspfade bewertet. Damit verbindet die Arbeit eine realitätsnahe Verkehrssimulation mit Kostenanalyse, Emissionsbewertung und strategischer Infrastrukturplanung.

Ziel der Arbeit ist es, eine methodische Grundlage zur Bewertung wasserstoffbasierter Busverkehre im ÖPNV (Öffentlicher Personennahverkehr) zu entwickeln und diese auf den Untersuchungsraum Eberswalde anzuwenden. Im Mittelpunkt stehen drei Forschungsfragen: Erstens wird untersucht, welche raum- und betriebsstrukturellen Kriterien die Eignung potenzieller Wasserstofftankstellenstandorte bestimmen. Zweitens wird analysiert, wie sich das Dieselreferenzszenario sowie die Wasserstoffpfade hinsichtlich Total Cost of Ownership (TCO) und CO₂-Emissionen unterscheiden. Drittens wird der Zielkonflikt zwischen Kostenminimierung und Emissionsminderung bei der Auswahl der Wasserstoffbereitstellungsstrategie bewertet. Die Arbeit ist entsprechend aufgebaut: Nach den theoretischen Grundlagen zu Wasserstoff, Brennstoffzellenbussen und alternativen Antriebssystemen werden bestehende Konzepte und der Forschungsstand dargestellt. Anschließend folgen die methodische Modellierung, die Datengrundlage, die Szenariendefinition sowie die Simulation und Optimierung. Die Ergebnisse werden abschließend hinsichtlich Kosten, Emissionen, Standortwahl, Förderwirkungen und Sensitivitäten ausgewertet und in Handlungsempfehlungen sowie einen Ausblick überführt.

2 Theoretische und technische Grundlage

Dieses Kapitel stellt die theoretischen und technischen Grundlagen für die spätere Bewertung wasserstoffbasierter Busverkehre dar. Zunächst wird Wasserstoff als Energieträger eingeordnet. Anschließend werden zentrale Produktionspfade, Technologien für Transport und Speicherung sowie die Funktionsweise von Brennstoffzellenbussen erläutert. Darauf aufbauend werden Einsatzgebiete und Anwendungspotenziale von Wasserstoff beschrieben. Abschließend erfolgt ein Vergleich von Wasserstoff-, Diesel- und Batterietechnologie im ÖPNV sowie eine Einordnung des politischen und regulatorischen Rahmens in der Europäischen Union und in Deutschland.

2.1 Wasserstoff als Energieträger

Wasserstoff wird in zahlreichen Energieszenarien als wichtiger Baustein für die Dekarbonisierung des Energiesystems betrachtet. Insbesondere im Kontext einer weitgehenden Treibhausgasneutralität nehmen Wasserstoff und wasserstoffbasierte synthetische Energieträger eine zentrale Rolle ein, da sie Energie speichern, transportieren und sektorübergreifend nutzbar machen können [4]. Die Relevanz von Wasserstoff ergibt sich vor allem aus seiner vielseitigen Einsetzbarkeit. In der Industrie kann er als Rohstoff oder Prozessenergieträger genutzt werden. Im Stromsystem dient er als Speicher- und Flexibilitätsoption, während er auch im Wärme- und Verkehrssektor Anwendung finden kann [1], [5]. In einem zukünftigen Energiesystem mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien kann Wasserstoff dazu beitragen, zeitliche und räumliche Unterschiede zwischen Energieangebot und Energienachfrage auszugleichen. Für den Verkehrssektor ist Wasserstoff insbesondere deshalb relevant, weil er in Brennstoffzellenfahrzeugen lokal emissionsfrei eingesetzt werden kann. Bei der elektrochemischen Umwandlung im Fahrzeug entstehen im Wesentlichen Wasser beziehungsweise Wasserdampf, sodass keine direkten lokalen CO₂-Emissionen auftreten [6], [7]. Gleichzeitig ist Wasserstoff nicht automatisch klimaneutral. Seine ökologische Bilanz hängt wesentlich von der eingesetzten Energiequelle und dem Herstellungsverfahren ab. In der Literatur wird daher zwischen grauem, blauem, türkischem und grünem Wasserstoff unterschieden [6], [8]. Grauer Wasserstoff wird aus fossilen Energieträgern hergestellt und verursacht im Produktionsprozess relevante CO₂-Emissionen. Blauer Wasserstoff basiert ebenfalls auf fossilen Ausgangsstoffen, wobei ein Teil des entstehenden CO₂ abgeschieden und gespeichert oder genutzt wird. Grüner Wasserstoff wird dagegen mithilfe erneuerbarer Energien produziert und gilt bei entsprechender Strombereitstellung als klimafreundlichster Wasserstoffpfad [9],[6]. Für die vorliegende Arbeit ist diese Differenzierung wesentlich. Brennstoffzellenbusse verursachen im Betrieb zwar keine direkten lokalen CO₂-Emissionen, ihre vorgelagerten Emissionen hängen jedoch maßgeblich davon ab, ob grauer oder grüner Wasserstoff eingesetzt wird.

2.1.1 Produktion von Wasserstoff

Die Produktion von Wasserstoff kann über verschiedene Verfahren erfolgen. Heute wird Wasserstoff überwiegend aus fossilen Energieträgern hergestellt, insbesondere durch Dampfreformierung von Erdgas. Dieses Verfahren ist technisch etabliert und wirtschaftlich vergleichsweise günstig, verursacht jedoch erhebliche CO₂-Emissionen [8].

Eine emissionsärmere Variante ist blauer Wasserstoff. Dabei wird Wasserstoff ebenfalls aus fossilen Ausgangsstoffen erzeugt, jedoch mit CO₂-Abscheidung und Speicherung beziehungsweise Nutzung kombiniert [8], [9]. Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt. Dabei wird Wasser mithilfe elektrischer Energie in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Wenn der dafür eingesetzte Strom vollständig aus erneuerbaren Energien stammt, kann der erzeugte Wasserstoff nahezu CO₂-frei sein [10], [11]. Für die Elektrolyse kommen unter anderem alkalische Elektrolyseure und Proton Exchange Membrane (PEM)-Elektrolyseure infrage. PEM-Elektrolyseure zeichnen sich durch einen kompakten Aufbau, modulare Skalierbarkeit und eine hohe Dynamik aus. Dadurch eignen sie sich besonders für den Betrieb mit fluktuierendem erneuerbarem Strom. Die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff wird

wesentlich durch Stromkosten, Elektrolyseurkosten, Wirkungsgrad, Volllaststunden und Betriebsführung bestimmt [10], [12]. Für die Anwendung im Verkehr ist zudem relevant, ob Wasserstoff zentral erzeugt und anschließend transportiert oder dezentral direkt am Tankstellenstandort produziert wird. Eine dezentrale Elektrolyse kann Transportkosten reduzieren, erfordert jedoch zusätzliche Investitionen in Elektrolyseur, Wasseraufbereitung, Verdichtung, Speicherung und Betankungstechnik. Zentrale Produktion kann Skaleneffekte ermöglichen, verursacht jedoch Transport- und Logistikkosten [13], [14]. Für die vorliegende Arbeit werden daher drei Wasserstoffpfade unterschieden: grauer Wasserstoff aus zentraler Produktion, grüner Wasserstoff aus dezentraler Elektrolyse sowie zentral erzeugter grüner Wasserstoff mit anschließender Anlieferung.

2.1.2 Technologie für Wasserstofftransport und -speicherung

Nach der Herstellung muss Wasserstoff gespeichert und zum Einsatzort transportiert werden. Aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften stellt dies besondere technische Anforderungen. Wasserstoff besitzt eine sehr hohe gravimetrische und eine geringe volumetrische Energiedichte. Das bedeutet, dass pro Kilogramm viel Energie gespeichert werden kann, gasförmiger Wasserstoff jedoch ein erhebliches Volumen benötigt [15]. Deshalb wird Wasserstoff in der Praxis häufig verdichtet, verflüssigt oder chemisch gebunden gespeichert und transportiert. Eine verbreitete Speicherform ist komprimierter gasförmiger Wasserstoff. Im Verkehrssektor werden unterschiedliche Druckniveaus genutzt. Für Busse und schwere Nutzfahrzeuge werden häufig 350-bar-Systeme eingesetzt, während 700-bar-Systeme insbesondere im Pkw-Bereich verbreitet sind [16], [17]. Eine weitere Möglichkeit ist Flüssigwasserstoff. Dabei wird Wasserstoff auf sehr niedrige Temperaturen abgekühlt. Flüssigwasserstoff besitzt eine höhere volumetrische Energiedichte als gasförmiger Wasserstoff, erfordert jedoch eine energieintensive Verflüssigung und kryogene Speichertechnik [15]. Für erhebliche Transportmengen und lange Distanzen können außerdem Wasserstoffderivate wie Ammoniak, Methanol oder flüssige organische Wasserstoffträger relevant sein [14]. Für die Versorgung von Wasserstofftankstellen bestehen grundsätzlich drei Optionen. Erstens kann Wasserstoff zentral erzeugt und per Lkw geliefert werden. Zweitens kann Wasserstoff über Pipelineinfrastruktur transportiert werden. Drittens kann Wasserstoff direkt am Standort durch Elektrolyse erzeugt werden [7], [14]. In frühen Markthochlaufphasen ist die Lkw-Anlieferung häufig praktikabel, weil sie keine flächendeckende Pipelineinfrastruktur voraussetzt. Langfristig kann ein Wasserstoffnetz bei größeren Mengen und kontinuierlicher Nachfrage wirtschaftlich und systemisch vorteilhaft sein [5]. Sicherheitsaspekte sind bei Transport und Speicherung wesentlich. Für diese Arbeit ist die Transport- und Speicherfrage vor allem deshalb relevant, weil sie die Kosten, die Standortwahl und die Machbarkeit der Wasserstoffversorgung beeinflusst. Zentrale Szenarien benötigen eine Transportlogistik, während die dezentrale Elektrolyse Transportkosten reduziert, aber zusätzliche Erzeugungsinfrastruktur am Standort voraussetzt.

2.1.3 Funktionsweise von Brennstoffzellenbussen

Brennstoffzellenbusse nutzen Wasserstoff nicht durch Verbrennung, sondern durch elektrochemische Umwandlung. In der Brennstoffzelle reagiert Wasserstoff mit Sauerstoff aus der Umgebungsluft. Dabei entstehen elektrische Energie, Wärme und Wasser. Die elektrische Energie treibt einen Elektromotor an. Lokal entstehen während des Betriebs keine direkten CO₂-Emissionen [6], [17]. Ein Brennstoffzellenbus besteht typischerweise aus Wasserstofftank, Brennstoffzellensystem, Traktionsbatterie beziehungsweise Pufferspeicher, Elektromotor, Leistungselektronik und Nebenaggregaten. Der entscheidende Vorteil von Brennstoffzellenbussen liegt in der Kombination aus lokal emissionsfreiem Betrieb, vergleichsweise hoher Reichweite und kurzer Betankungszeit [17]. Diese Eigenschaften sind insbesondere bei langen Tagesfahrleistungen, engen Umlaufplänen oder begrenzten Ladezeiten relevant. Neben den Fahrzeugkosten müssen Wasserstofferzeugung, Transport, Speicherung, Verdichtung und Betankung berücksichtigt

werden [18], [19]. Die Wirtschaftlichkeit hängt daher stark vom Wasserstoffpreis, der Tankstellenauslastung, den Investitionskosten und der Fahrleistung ab.

2.1.4 Einsatzgebiete und Anwendungspotenziale von Wasserstoff

Wasserstoff kann in mehreren Sektoren eingesetzt werden. In der Industrie wird Wasserstoff bereits heute als Rohstoff genutzt, beispielsweise in Raffinerien und in chemischen Prozessen. Perspektivisch kann grüner Wasserstoff dazu beitragen, fossile Rohstoffe und fossile Prozessenergien in schwer elektrifizierbaren Industrieprozessen zu ersetzen, insbesondere in der Stahlproduktion, der chemischen Industrie und der Herstellung synthetischer Kraftstoffe [4]. Im Energiesystem kann Wasserstoff als Speicher- und Flexibilitätsoption dienen. Er kann aus erneuerbarem Strom erzeugt und später wieder genutzt werden. Dadurch kann Wasserstoff helfen, Schwankungen aus Wind- und Solarenergie auszugleichen [5].

2.2 Vergleich von Wasserstoff, Diesel und Batterietechnologie im ÖPNV

Im ÖPNV stehen verschiedene Antriebstechnologien zur Verfügung. Dieselbusse stellen die etablierte Referenztechnologie dar. Sie verfügen über eine bestehende Infrastruktur, hohe technische Reife und bekannte Betriebsabläufe. Gleichzeitig verursachen sie direkte CO₂-Emissionen und lokale Luftschadstoffe.

Aufgrund steigender Klimaschutzanforderungen und regulatorischer Vorgaben geraten Dieselbusse zunehmend unter Transformationsdruck [3]. Brennstoffzellenbusse sind ebenfalls lokal emissionsfrei. Ihre Vorteile liegen insbesondere in der höheren Reichweite und kürzeren Betankungszeit. Dadurch können sie bei langen Umläufen oder geringer Standzeit betrieblich vorteilhaft sein [18]. Im Schwerlastverkehr wird ebenfalls deutlich, dass Brennstoffzellenfahrzeuge insbesondere bei langen Strecken Vorteile haben können [2]. Aus systemischer Sicht unterscheiden sich Diesel und Wasserstoff vor allem in Infrastrukturbedarf und Emissionswirkung. Diesel ist betrieblich etabliert, aber fossil und emissionsintensiv. Wasserstoff bietet Reichweite und schnelle Betankung und ist jedoch mit zusätzlichen Umwandlungsschritten, höherem Infrastrukturbedarf und höheren Kosten verbunden [1]. Für die Bewertung im ÖPNV reicht daher ein rein fahrzeugtechnischer Vergleich nicht aus. Entscheidend ist eine systemische Betrachtung, die Fahrleistung, Energiebedarf, Infrastruktur, Kosten, Emissionen und Standortbedingungen gemeinsam berücksichtigt.

2.3 Politischer Rahmen und Regulierung (EU, Deutschland)

Der politische Rahmen für Wasserstoff und emissionsfreie Mobilität wird sowohl durch europäische als auch durch nationale Vorgaben geprägt. Auf europäischer Ebene stehen Klimaneutralität, der Ausbau erneuerbarer Energien und die Reduktion fossiler Energieträger im Mittelpunkt. In Deutschland bildet die Nationale Wasserstoffstrategie einen wichtigen Rahmen für den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien. Sie adressiert nicht nur grünen Wasserstoff, sondern auch CO₂-arme Herstellungsrouten, Anwendungen im Verkehr, in der Industrie und in Haushalten sowie Konversionstechnologien wie Brennstoffzellen, Gasturbinen und Motoren [6]. Die Studie beschreibt, dass sich die politischen Rahmenbedingungen für Wasserstofftechnologien in Europa und Deutschland deutlich verbessert haben und dass die Nationale Wasserstoffstrategie neben grünem Wasserstoff auch Verkehr, Industrie, Haushalte und Brennstoffzellentechnologien adressiert [20].

Für den Verkehrssektor sind zusätzlich Flottenregulierung, Beschaffungsanforderungen und Förderprogramme relevant. Öffentliche Verkehrsbetriebe stehen zunehmend unter Druck, emissionsarme und emissionsfreie Fahrzeuge zu beschaffen. Wasserstoffbusse können dabei neben batterieelektrischen Bussen eine Option darstellen, insbesondere wenn betriebliche Anforderungen hohe Reichweiten oder kurze Betankungszeiten erfordern [17]. Gleichzeitig bleibt der Einsatz von Wasserstoff politisch und wirtschaftlich sorgfältig abzuwägen.

3 Bestandsaufnahme und Analyse bestehender Konzepte

Dieses Kapitel analysiert bestehende Wasserstoffkonzepte und Praxiserfahrungen im öffentlichen Personennahverkehr. Ziel ist es, die in Kapitel.2 dargestellten technischen Grundlagen mit realen Strategien, Pilotprojekten und Umsetzungserfahrungen zu verbinden. Dabei werden sowohl politische Wasserstoffstrategien auf nationaler und europäischer Ebene als auch konkrete Fallbeispiele aus Deutschland und Europa betrachtet. Auf dieser Grundlage werden zentrale Erfolgsfaktoren und Herausforderungen für den Einsatz von Wasserstoffbussen im ÖPNV abgeleitet.

3.1 Überblick nationaler und internationaler Wasserstoffkonzepte im ÖPNV

Wasserstoffstrategien haben sich in den vergangenen Jahren zu einem wichtigen Bestandteil der Energie- und Verkehrspolitik entwickelt. Sie dienen dazu, den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien politisch, regulatorisch und infrastrukturell zu unterstützen.

Die Strategie verfolgt das Ziel, Wasserstoff als Baustein der Energiewende und als Instrument zur Dekarbonisierung schwer elektrifizierbarer Anwendungen aufzubauen. Neben Industrie, Energieversorgung und Importinfrastruktur wird auch der Verkehrssektor als mögliches Anwendungsfeld betrachtet. Für den ÖPNV bedeutet dies, dass Wasserstoffbusse insbesondere dort relevant sein können, wo hohe Tagesfahrleistungen, kurze Betankungszeiten oder begrenzte Ladeinfrastruktur den Einsatz batterieelektrischer Busse erschweren [20]. Auf europäischer Ebene verfolgt die EU-Wasserstoffstrategie das Ziel, erneuerbaren Wasserstoff schrittweise in das europäische Energiesystem zu integrieren. Dabei werden Wasserstoffcluster, industrielle Nachfragezentren und transeuropäische Verkehrsachsen als wichtige Elemente betrachtet. Für den Verkehrsbereich sind insbesondere Korridore des transeuropäischen Verkehrsnetzes relevant, da entlang solcher Achsen die Entwicklung von Lade- und Wasserstofftankinfrastruktur koordiniert werden kann [21]. Für Deutschland ist neben der nationalen Strategie auch die regionale Umsetzung entscheidend. Programme wie HyLand unterstützen Kommunen, Landkreise und Regionen dabei, Wasserstoffkonzepte zu entwickeln und in konkrete Projekte zu überführen. Dabei unterscheiden sich die Programmelemente nach Entwicklungsstand der Regionen. Während HyStarter vor allem den Einstieg in regionale Wasserstoffkonzepte unterstützt, richten sich HyExperts und HyPerformer stärker an Regionen mit fortgeschrittener Projektentwicklung und konkreten Umsetzungsvorhaben [22], [23]. Solche Programme sind für den ÖPNV besonders relevant, weil Wasserstoffbusse nicht isoliert, beschafft werden können, sondern immer eine abgestimmte Planung von Fahrzeugen, Tankstellen, Wasserstoffbereitstellung, Betriebshoflogistik und Finanzierung erfordern. Der Wasserstoff und Brennstoffzellenstrategie für die Region Stuttgart beschreibt Wasserstoff als sektorübergreifenden Energieträger und betont die Bedeutung von Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Nutzung entlang einer regionalen Wertschöpfungskette. Gleichzeitig wird hervorgehoben, dass für den breiten Einsatz von Wasserstoff noch Herausforderungen bei Infrastruktur, Wirtschaftlichkeit, Serienproduktion und Hochskalierung bestehen [24]. Für den ÖPNV lässt sich daraus ableiten, dass erfolgreiche Wasserstoffkonzepte nicht allein auf die Fahrzeugtechnologie ausgerichtet sein dürfen. Entscheidend ist vielmehr ein integrierter Ansatz, der Fahrzeugbeschaffung, Tankstelleninfrastruktur, Energieversorgung, Betriebskonzepte, Fördermittel und langfristige Skalierung gemeinsam berücksichtigt.

3.2 Fallbeispiele und Evaluation bestehender Strategien (Deutschland und Europa)

In Deutschland und Europa wurden bereits mehrere Projekte zur Einführung von Wasserstoffbussen im öffentlichen Verkehr umgesetzt. Diese Projekte liefern wichtige Praxiserfahrungen zu Fahrzeugverfügbarkeit, Tankstellenbetrieb, Kosten, Wasserstoffversorgung und organisatorischen Anforderungen [25], [26].

Ein wichtiges europäisches Beispiel sind die Projekte JIVE(joint initiative for hydrogen vehicles across europe) und JIVE 2 [25]. Sie gehören zu den größten europäischen Demonstrationsprogrammen für Brennstoffzellenbusse und haben den Einsatz von Wasserstoffbussen in mehreren Städten und Regionen unterstützt. Dazu gehören unter anderem Standorte wie London, Köln, Wuppertal, Groningen und Barcelona. Die Projekte zeigen, dass Brennstoffzellenbusse grundsätzlich im regulären ÖPNV-Betrieb eingesetzt werden können. Gleichzeitig machen sie deutlich, dass der erfolgreiche Betrieb stark von einer zuverlässigen Wasserstoffversorgung, einer leistungsfähigen Tankstelleninfrastruktur und ausreichend betrieblicher Erfahrung abhängt [25]. Deutsche Fallbeispiele zeigen ebenfalls, dass Wasserstoffbusse vor allem in regional eingebetteten Konzepten erfolgreich umgesetzt werden können. In Städten und Landkreisen mit hoher Fahrleistung, längeren Umläufen oder topografischen beziehungsweise betrieblichen Besonderheiten kann Wasserstoff eine sinnvolle Ergänzung zur Dieselbusflotte darstellen. Besonders relevant sind Projekte, bei denen Fahrzeugflotte, Tankstelle und Wasserstoffquelle gemeinsam geplant werden. Das HyLand-Programm zeigt in diesem Zusammenhang, dass viele Regionen zunächst mit Konzepten, Machbarkeitsstudien und Akteursnetzwerken beginnen, bevor konkrete Fahrzeug- und Infrastrukturinvestitionen umgesetzt werden [27]. Ein zentrales Element bestehender Wasserstoffbusprojekte ist die Tankstelleninfrastruktur. Der Genehmigungsleitfaden der Nationale Organisation für den Wandel in der Mobilität (NOW GmbH) macht deutlich, dass Wasserstofftankstellen nicht nur technisch, sondern auch genehmigungsrechtlich sorgfältig geplant werden müssen. Er behandelt unter anderem sicherheitsrelevante Anforderungen, Genehmigungsabläufe, notwendige Unterlagen und die Rolle von Behörden und Überwachungsorganisationen [28]. Der NOW-Genehmigungsleitfaden weist darauf hin, dass sich für Nutzfahrzeuge wie Busse und Lkw die Speicherung und Betankung von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff bei 350 bar zunächst durchgesetzt hat [28]. Gleichzeitig werden technische Anforderungen an Druckniveau, Zapfsäulen, Vorkühlung und Temperaturgrenzen beim Betankungsvorgang beschrieben [28]. Die bisherigen Fallbeispiele zeigen damit ein differenziertes Bild. Einerseits ist die Technologie grundsätzlich einsatzfähig und kann zur lokalen Emissionsfreiheit im Busverkehr beitragen. Andererseits sind Wasserstoffbusse weiterhin mit höheren Investitionskosten, zusätzlicher Infrastruktur, Genehmigungsaufwand und einer hohen Abhängigkeit von zuverlässiger Wasserstofflogistik verbunden [25]. Diese Erfahrungen sind für die vorliegende Arbeit relevant, da auch im Untersuchungsraum Eberswalde nicht nur die Fahrzeugtechnologie, sondern vor allem die Standortwahl und Versorgung der Wasserstofftankstellen untersucht wird.

3.3 Erfolgsfaktoren und Herausforderungen im ÖPNV

Aus den bestehenden Konzepten und Fallbeispielen lassen sich mehrere Erfolgsfaktoren für den Einsatz von Wasserstoffbussen im ÖPNV ableiten. Ein erster Erfolgsfaktor ist, dass die Technologie und der Betrieb gut zusammenpassen.

Ein zweiter Erfolgsfaktor ist die zuverlässige Wasserstoffversorgung. Der Betrieb einer Wasserstoffbusflotte erfordert eine Tankstelle mit ausreichender Tageskapazität, hoher technischer Verfügbarkeit und klar geregelten Liefer- oder Produktionsprozessen. Dabei muss entschieden werden, ob Wasserstoff zentral produziert und angeliefert oder dezentral am Standort erzeugt wird. Der Nationale Wasserstoffrat betont, dass kleinere Mengen flexibel über Lkw-Trailer transportiert werden können, während größere Mengen perspektivisch eher über Fernleitungen oder Schiffe transportiert werden [20]. Ein dritter Erfolgsfaktor ist die Integration in regionale Wasserstoffökosysteme. Wasserstoffprojekte im ÖPNV sind wirtschaftlich und organisatorisch leichter umsetzbar, wenn sie nicht isoliert betrachtet werden. Synergien können entstehen, wenn Verkehrsbetriebe, Stadtwerke, Industrie, Energieversorger und kommunale Akteure gemeinsam Wasserstoff erzeugen, verteilen und nutzen. Regionale Strategien wie die Wasserstoffstrategie der Region Stuttgart

betonen deshalb die Bedeutung von Akteursvernetzung, Wertschöpfungsketten und sektorübergreifender Nutzung [24]. Ein vierter Erfolgsfaktor ist die Verfügbarkeit von Förderprogrammen.

Da Wasserstoffbusse und Tankstelleninfrastruktur derzeit noch hohe Investitionskosten verursachen, sind Fördermittel für viele Projekte entscheidend. Programme auf Bundes- und EU-Ebene können die Mehrkosten gegenüber Dieseltechnologien reduzieren und den Einstieg in den Markthochlauf erleichtern [20]. Gleichzeitig zeigen bestehende Projekte, dass Förderung allein nicht ausreicht. Sie muss mit einem tragfähigen Betriebskonzept, langfristiger Wasserstoffverfügbarkeit und einer realistischen Kostenplanung verbunden werden.

Neben diesen Erfolgsfaktoren bestehen mehrere Herausforderungen. Erstens sind die Gesamtkosten von Wasserstoffbussen weiterhin hoch. Dazu gehören nicht nur Fahrzeugkosten, sondern auch Tankstelleninvestitionen, Wartung, Wasserstoffbereitstellung, Transport, Betriebshofumbauten und Sicherheitsanforderungen [28]. Zweitens stellt die Tankstellenverfügbarkeit eine kritische betriebliche Größe dar. Fällt eine zentrale Wasserstofftankstelle aus, kann dies den gesamten Busbetrieb beeinträchtigen. Daher müssen Redundanz, Wartung, Ersatzversorgung und Betriebsstrategien bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden [23]. Der NOW-Genehmigungsleitfaden zeigt zudem, dass Wasserstofftankstellen aufgrund ihrer technischen und sicherheitsrelevanten Anforderungen ein strukturiertes Genehmigungsverfahren benötigen [28].

Zusammenfassend zeigen bestehende Konzepte und Fallbeispiele, dass Wasserstoff im ÖPNV technisch möglich und strategisch relevant sein kann. Eine erfolgreiche Umsetzung setzt jedoch voraus, dass Fahrzeugtechnologie, Tankstellenstandorte, Wasserstoffbereitstellung, Betriebskonzept und Finanzierung gemeinsam geplant werden. Für die vorliegende Arbeit ergibt sich daraus die zentrale methodische Konsequenz, dass nicht nur der Wasserstoffbedarf der Buslinien, sondern auch die Standortwahl und Kapazität der Tankstellen systematisch optimiert werden müssen.

4 Methodische Grundlagen der Optimierung

Dieses Kapitel stellt die methodischen Grundlagen dar, auf denen das in Kapitel 6 entwickelte Optimierungsmodell basiert. Im Mittelpunkt stehen mathematische Standortplanungsprobleme, die betriebliche Einordnung im ÖPNV, zentrale und dezentrale Wasserstoffbereitstellungskonzepte sowie die verwendeten Optimierungsansätze. Da die Arbeit sowohl wirtschaftliche als auch ökologische Zielgrößen berücksichtigt, werden insbesondere Mixed-Integer Linear Programming (MILP) und die ϵ -Constraint-Methode als Grundlage der späteren Modellformulierung erläutert.

4.1 Mathematische Standortplanungsprobleme (Facility Location, P-Median)

Standortplanungsprobleme gehören zu den klassischen Optimierungsproblemen. Ziel ist es, aus einer Menge potenzieller Standorte diejenigen auszuwählen, die eine Nachfrage möglichst effizient bedienen. In der Literatur werden Facility-Location (FL)-Probleme unter anderem nach der räumlichen Struktur, der Anzahl der Ziele und der Art der Nachfrage unterschieden. Für Wasserstofftankstellen sind solche Modelle besonders relevant, da der Aufbau eines Tankstellennetzes hohe Investitionen erfordert und die Standortwahl langfristige Auswirkungen auf Kosten, Versorgungssicherheit und Nutzerakzeptanz hat [29].

Für diese Arbeit ist insbesondere der Facility-Location-Ansatz relevant. Dabei werden potenzielle Tankstellenstandorte als mögliche Versorgungseinrichtungen betrachtet, während die Buslinien mit ihrem täglichen Wasserstoffbedarf die Nachfrage darstellen. Eine einfache Standortentscheidung kann über eine binäre Variable beschrieben werden:

$$x_s = \begin{cases} 1, & \text{wenn Standort } s \text{ aktiviert wird} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (1)$$

Ein verwandter Ansatz ist das P-Median-Modell. Dieses minimiert die gewichtete Entfernung zwischen Nachfragepunkten und ausgewählten Standorten. Allgemein lässt sich die Zielfunktion wie folgt darstellen:

$$\min \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} d_i \cdot c_{i,s} \cdot y_{i,s} \quad (2)$$

Dabei beschreibt d_i die Nachfrage am Punkt i , $c_{i,s}$ die Entfernung oder Kosten zwischen Nachfragepunkt i und Standort s , und $y_{i,s}$ gibt an, ob Nachfragepunkt i dem Standort s zugeordnet wird. In der Wasserstoffinfrastrukturplanung kann dieser Ansatz genutzt werden, um Standorte so auszuwählen, dass die Versorgung möglichst kurze Wege, geringe Zusatzkosten oder hohe Abdeckung ermöglicht [29].

Für die vorliegende Arbeit wird der klassische Standortplanungsansatz erweitert. Neben der Standortwahl werden Kapazitätsgrenzen, Wasserstoffbedarf, Versorgungstypen und CO₂-Emissionen berücksichtigt. Damit handelt es sich nicht nur um ein einfaches P-Median-Problem, sondern um ein kapazitiertes Facility-Location-Problem mit mehreren Zielgrößen.

4.2 Flottenmanagement und Betriebsplanung im ÖPNV

Die Planung einer Busflotte im ÖPNV umfasst die Zuordnung von Fahrzeugen zu Linien, Umläufen, Betriebshöfen und Versorgungsinfrastrukturen. Bei konventionellen Dieselnissen ist die Betankungsinfrastruktur meist etabliert. Bei wasserstoffbasierten Flotten muss hingegen zusätzlich geplant werden, wo Tankstellen errichtet werden, welche Kapazität sie besitzen und welche Linien dort versorgt werden können. Für die Optimierung bedeutet dies, dass die Standortplanung nicht isoliert, betrachtet werden darf. Vielmehr muss sie mit dem täglichen Betrieb der Buslinien verknüpft werden. Die simulierten Tagesfahrleistungen bestimmen den Energiebedarf der Linien. Dieser Bedarf wird anschließend im Optimierungsmodell als feste Nachfrage verwendet. Damit verbindet die Arbeit die operative Ebene des ÖPNV mit einer strategischen Infrastrukturentscheidung. In der Literatur werden Transport- und Flottenprobleme häufig mit MILP-Modellen beschrieben, da solche Modelle Zuordnungs-, Kapazitäts-, Routen- und Zeitentscheidungen mathematisch

abbilden können [30], [31]. MILP-basierte Transportmodelle werden unter anderem eingesetzt, um Kosten, Fahrzeiten, Fahrzeugnutzung und Emissionen gemeinsam zu berücksichtigen [31]. Für den Betrieb von Brennstoffzellenbussen ist nicht nur der Fahrzeugbedarf entscheidend, sondern auch die Art der Wasserstoffbereitstellung. Grundsätzlich kann zwischen zentraler und dezentraler Versorgung unterschieden werden. Bei der zentralen Bereitstellung wird Wasserstoff an einem externen Produktionsstandort erzeugt und anschließend zur Tankstelle transportiert und bei der dezentralen Bereitstellung wird Wasserstoff direkt am Tankstellenstandort erzeugt, beispielsweise mithilfe eines Elektrolyseurs. Dadurch können Transportwege reduziert werden. Gleichzeitig entstehen zusätzliche Investitionskosten für Elektrolyseur, Stromanschluss, Wasseraufbereitung, Verdichtung und Speicherung. Die Wirtschaftlichkeit hängt daher stark von Strompreis, Elektrolyseurkosten, Wirkungsgrad, Auslastung und Anlagenlebensdauer ab. Studien zu Elektrolyse und Wasserstoffkosten zeigen, dass insbesondere Stromkosten, Investitionskosten, Wirkungsgrad und Volllaststunden wesentliche Einflussgrößen für die Wasserstoffgestehungskosten sind [32], [33].

Für die spätere Szenarienanalyse werden beide Bereitstellungskonzepte berücksichtigt. Dadurch kann untersucht werden, ob eine zentrale Anlieferung oder eine dezentrale Elektrolyse für den ÖPNV in Eberswalde unter den getroffenen Annahmen vorteilhafter ist.

4.3 Mixed-Integer Linear Programming (MILP)

Mixed-Integer Linear Programming (MILP) ist ein mathematischer Optimierungsansatz, bei dem eine lineare Zielfunktion unter linearen Nebenbedingungen optimiert wird. Der Begriff „Mixed-Integer“ bedeutet, dass ein Teil der Entscheidungsvariablen ganzzahlig oder binär ist, während andere Variablen kontinuierlich sein können [30], [34]. Für Standort- und Zuordnungsprobleme ist MILP besonders geeignet, da Entscheidungen wie „Standort aktivieren oder nicht aktivieren“ natürlich durch binäre Variablen abgebildet werden können. Ein allgemeines MILP-Modell kann wie folgt dargestellt werden:

$$\min c^T x + d^T y \quad (3)$$

Unter den Nebenbedingungen:

$$Ax + By \leq b \quad (4)$$

$$x \geq 0 \quad (5)$$

$$y \in \{0,1\} \quad (6)$$

Dabei bezeichnet x kontinuierliche Entscheidungsvariablen, zum Beispiel Wasserstoffmengen, während y binäre Entscheidungsvariablen beschreibt, zum Beispiel Standortaktivierungen oder Linienzuweisungen. Die Vektoren c und d enthalten die Kostenkoeffizienten, während A , B und b die technischen und betrieblichen Nebenbedingungen beschreiben. Für diese Arbeit ist MILP geeignet, weil das Modell mehrere Entscheidungsebenen kombiniert. Erstens muss entschieden werden, welche Tankstellenstandorte aktiviert werden. Zweitens wird festgelegt, welcher Versorgungstyp genutzt wird. Drittens werden die Buslinien den Standorten zugeordnet. Viertens werden die bereitzustellenden Wasserstoffmengen berechnet. Diese Struktur kann mit binären und kontinuierlichen Variablen abgebildet werden:

$$x_s \in \{0,1\} \quad (7)$$

$$y_{l,s} \in \{0,1\} \quad (8)$$

$$q_{l,s} \geq 0 \quad (9)$$

Dabei steht x_s für die Standortwahl, $y_{l,s}$ für die Zuordnung einer Linie l zu einem Standort s , und $q_{l,s}$ für die Wasserstoffmenge, die Standort s für Linie l bereitstellt. MILP-Modelle werden in der Transportplanung häufig eingesetzt, da sie komplexe Zuordnungs-, Kapazitäts- und Kostenstrukturen exakt formulieren können [30] [31]. Gleichzeitig steigt der Rechenaufwand mit der Anzahl binärer Variablen, weshalb eine klare Modellstruktur wichtig ist [35].

4.4 Multi-Objective Optimierung (ε -Constraint-Methode und Pareto Analyse)

In vielen realen Planungsproblemen gibt es nicht nur ein Ziel. Auch in dieser Arbeit stehen zwei Zielgrößen im Mittelpunkt: die Minimierung der täglichen Gesamtkosten und die Minimierung der CO₂-Emissionen. Diese Ziele können miteinander in Konflikt stehen. Eine besonders kostengünstige Lösung ist nicht zwingend emissionsarm, während eine emissionsarme Lösung höhere Kosten verursachen kann.

Ein allgemeines bi-kriterielles Optimierungsproblem kann wie folgt formuliert werden:

$$\min F(x) = (f_1(x), f_2(x)) \quad (10)$$

Dabei beschreibt $f_1(x)$ Kostenfunktion, $f_2(x)$ die Emissionsfunktion. Da beide Ziele nicht immer gleichzeitig optimal erreicht werden können, wird eine Multi-Objective-Optimierung verwendet. In dieser Arbeit wird die ε -Constraint-Methode eingesetzt. Dabei wird eine Zielfunktion als Hauptziel optimiert, während die zweite Zielfunktion als Nebenbedingung formuliert wird. Für die vorliegende Arbeit bedeutet dies:

$$\min f_1(x) \quad (11)$$

unter Bedingungen:

$$f_2(x) \leq \varepsilon \quad (12)$$

Dabei ist $f_1(x)$ die tägliche Kostenfunktion, $f_2(x)$ die tägliche CO₂-Emission und ε eine vorgegebene Emissionsobergrenze.

Durch schrittweise Variation von ε entstehen verschiedene zulässige Lösungen mit unterschiedlichen Kosten- und Emissionswerten. Diese Lösungen bilden die Grundlage für die Pareto-Analyse. Eine Lösung gilt als Pareto-optimal, wenn keine andere zulässige Lösung existiert, die in mindestens einem Ziel besser ist, ohne in einem anderen Ziel schlechter zu sein [36], [37]. Für die Arbeit bedeutet dies:

Eine Lösung ist dann Pareto-optimal, wenn keine andere Standort- und Versorgungskonfiguration gleichzeitig geringere Kosten und geringere CO₂-Emissionen aufweist. Die Pareto-Analyse ist für die spätere Ergebnisdiskussion besonders wichtig, weil sie den Zielkonflikt zwischen Wirtschaftlichkeit und Klimaschutz sichtbar macht. Dadurch kann nicht nur eine einzelne optimale Lösung betrachtet werden, sondern ein Spektrum möglicher Entscheidungen.

4.5 Software und Simulationsumgebung

Die methodische Umsetzung der Arbeit kombiniert Verkehrssimulation und mathematische Optimierung. Für die Verkehrssimulation wird SUMO (Simulation of Urban Mobility) verwendet. SUMO ist eine mikroskopische, quelloffene Verkehrssimulationsumgebung, in der Fahrzeuge individuell modelliert werden können [38]. Mikroskopische Simulationen sind besonders geeignet, wenn individuelle Routen, Fahrleistungen, Haltestellenabläufe, Emissionen oder Energieverbräuche untersucht werden sollen. SUMO kann Straßennetze aus Datenquellen wie OpenStreetMap importieren und bietet Werkzeuge zur Erzeugung und Auswertung von Verkehrsnachfrage, Routen und Emissionen [38]. Die aus SUMO ermittelten Fahrleistungen der Buslinien bilden die Grundlage für die Berechnung des täglichen Wasserstoffbedarfs. Anschließend wird das Optimierungsmodell in Python umgesetzt. Die mathematische Modellierung wird mit Pyomo durchgeführt, während Gurobi als Lösungsmittel für das MILP-Modell verwendet wird. Diese Kombination schafft eine deutliche Abgrenzung zwischen Simulation, Datenaufbereitung, Modellformulierung und Ergebnisanalyse. Hierdurch wird eine konsistente methodische Abfolge geschaffen: SUMO stellt die verkehrlichen Eingangsdaten zur Verfügung, Python verarbeitet diese Daten, Pyomo erstellt das mathematische Optimierungsmodell, und Gurobi ermittelt die optimale Standort- und Versorgungsstrategie.

5 Datenbasis und Untersuchungsraum

Die Qualität eines Optimierungsmodells hängt maßgeblich von der Genauigkeit, Vollständigkeit und Nachvollziehbarkeit der verwendeten Eingangsdaten ab. Für die vorliegende Arbeit bilden daher verkehrliche, technische, wirtschaftliche und ökologische Daten die zentrale Grundlage der Analyse. Das Ziel dieses Kapitels besteht darin, den Untersuchungsbereich sowie die grundlegenden Eingangsparameter zu erläutern, die für die Simulation, die Szenarien und die Optimierung herangezogen werden. Im Fokus steht der öffentliche Nahverkehr der Stadt Eberswalde. Anhand tatsächlicher Linien- und Fahrplandaten erfolgt die Analyse ausgewählter Buslinien, die mit der Verkehrssimulationssoftware SUMO visualisiert werden. Die daraus abgeleiteten Kenngrößen, insbesondere die Fahrdistanzen, täglichen Fahrleistungen und Energieverbräuche bilden anschließend die Basis für die Ermittlung des Bedarfs an Diesel und Wasserstoff. Zusätzlich werden Kostenfaktoren, Emissionskennzahlen sowie mögliche Standorte für Wasserstofftankstellen festgelegt, um verschiedene Versorgungs- und Antriebsszenarien miteinander zu vergleichen. Die Grundlage der Daten besteht aus verschiedenen Quellen. Zur räumlichen Darstellung des Untersuchungsgebiets kommen digitale Kartendaten von OpenStreetMap zum Einsatz[39]. Die Linien- und Fahrplandaten beruhen auf den GTFS(General Transit Feed Specification)-Daten des Verkehrsverbunds Berlin-Brandenburg[40]. Die Visualisierung des Verkehrsflusses wird mit SUMO durchgeführt, welches zur Darstellung von Verkehrsnetzen, Fahrzeugbewegungen und zur Berechnung von Emissionen verwendet werden kann[38], [41].

5.1 Beschreibung Untersuchungsgebiet: Stadt Eberswalde

Eberswalde befindet sich im nordöstlichen Teil des Bundeslandes Brandenburg und fungiert als Kreisstadt des Landkreises Barnim. Eberswalde hat aufgrund seiner Position zwischen Berlin und dem nordöstlichen Brandenburg eine bedeutende regionale Verkehrsfunktion. Die Stadt ist sowohl über den Schienenverkehr als auch über den straßengebundenen öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) mit dem regionalen Verkehrsnetz verbunden. Eine markante Eigenschaft ist die langjährige Tradition des elektrisch betriebenen Oberleitungsbusverkehrs, wodurch Eberswalde bereits über Kenntnisse im Umgang mit emissionsarmen Antriebstechnologien im öffentlichen Nahverkehr verfügt [42]. Für die vorliegende Untersuchung eignet sich Eberswalde besonders, da die Stadt eine überschaubare, aber dennoch verkehrlich relevante Struktur aufweist. Der öffentliche Personennahverkehr übernimmt eine wichtige Funktion für die innerstädtische Erschließung sowie für die Verbindung verschiedener Stadtteile und Siedlungsbereiche. Der Mobilitätsplan der Stadt Eberswalde betont die Bedeutung eines nachhaltigen, klimafreundlichen und leistungsfähigen Verkehrssystems. Dabei spielen Maßnahmen zur Reduzierung verkehrsbedingter Emissionen sowie zur Stärkung des Umweltverbundes eine zentrale Rolle [43]. Der Busverkehr in Eberswalde wird im regionalen Verkehrsverbund organisiert und durch die Barnimer Busgesellschaft betrieben [44]. Die vorhandenen Linien bilden die verkehrliche Grundlage der Analyse. Für die Modellierung werden ausgewählte Linien betrachtet, die anhand von Fahrplandaten, Linienverläufen und simulierten Betriebsdaten in SUMO abgebildet werden. Dadurch können die verkehrlichen Anforderungen an Dieselbusse und Brennstoffzellenbusse unter vergleichbaren Bedingungen untersucht werden. Für die räumliche Modellierung werden zusätzlich Daten aus OpenStreetMap verwendet. Diese bilden die Grundlage für das digitale Straßennetz des Untersuchungsgebiets. In Verbindung mit den GTFS-Daten des Verkehrsverbunds Berlin-Brandenburg können Fahrpläne, Haltestellen und Linienverläufe in die Simulation integriert werden. Damit entsteht eine datenbasierte Grundlage, um den Betrieb der untersuchten Buslinien realitätsnah abzubilden. Die Auswahl von Eberswalde als Forschungsgebiet ist aus verschiedenen Gründen angemessen. Die Stadt besitzt ein etabliertes und gut organisiertes Angebot im Bereich des öffentlichen Personennahverkehrs. Zudem liegen durch den bestehenden Obus-Betrieb bereits Erfahrungen mit elektrischen und emissionsarmen Verkehrstechnologien vor. Die Dimension der Stadt

ermöglicht eine sowohl modellierbare als auch praxisnahe Untersuchung potenzieller Wasserstoffstrategien im öffentlichen Busverkehr.

5.2 Verkehrsnetz, Linienführung und Simulationsgrundlage

Das Verkehrsnetz der untersuchten Region stellt die Basis für die Analyse und Simulation des öffentlichen Personennahverkehrs im Gebiet Eberswalde dar. In der vorliegenden Analyse werden sechs Buslinien der Barnimer Busgesellschaft (BBG) untersucht. Es sind die Linien 863, 864, 865, 866, 915 und 922 betroffen. Diese Linien stellen die verkehrliche Basis der Simulation dar und finden sowohl im Diesel-Referenzszenario als auch in den Wasserstoffszenarien Anwendung. Die Entscheidung über die Auswahl der Linien wurde aus betrieblichen sowie strategischen Gesichtspunkten getroffen. Alle analysierten Linien sind im Stadtgebiet von Eberswalde sowie in dessen direkter Umgebung im Einsatz. Darüber hinaus verwenden sie einen gemeinsamen betrieblichen Ausgangspunkt bzw. Betriebshof. Hierdurch entsteht ein kohärentes Betriebssystem, das sich besonders für die umfassende Analyse von Flottenbetrieb, Energieverbrauch und Infrastrukturplanung eignet.

Die Auswahl basiert ebenfalls auf methodischen Strategien zur Optimierung von Standorten für Wasserstofftankstellen, wobei Linienführungen, Nachfrageschwerpunkte und Versorgungsdistanzen eine wesentliche Bedeutung haben. Die Abbildung 5.1 stellt das Liniennetz der Stadt Eberswalde dar. Das Liniennetz illustriert die geografische Verteilung der analysierten Linien und verdeutlicht, dass diese verschiedenen Bereiche des Stadtgebiets sowie benachbarte Regionen erschließen[45].

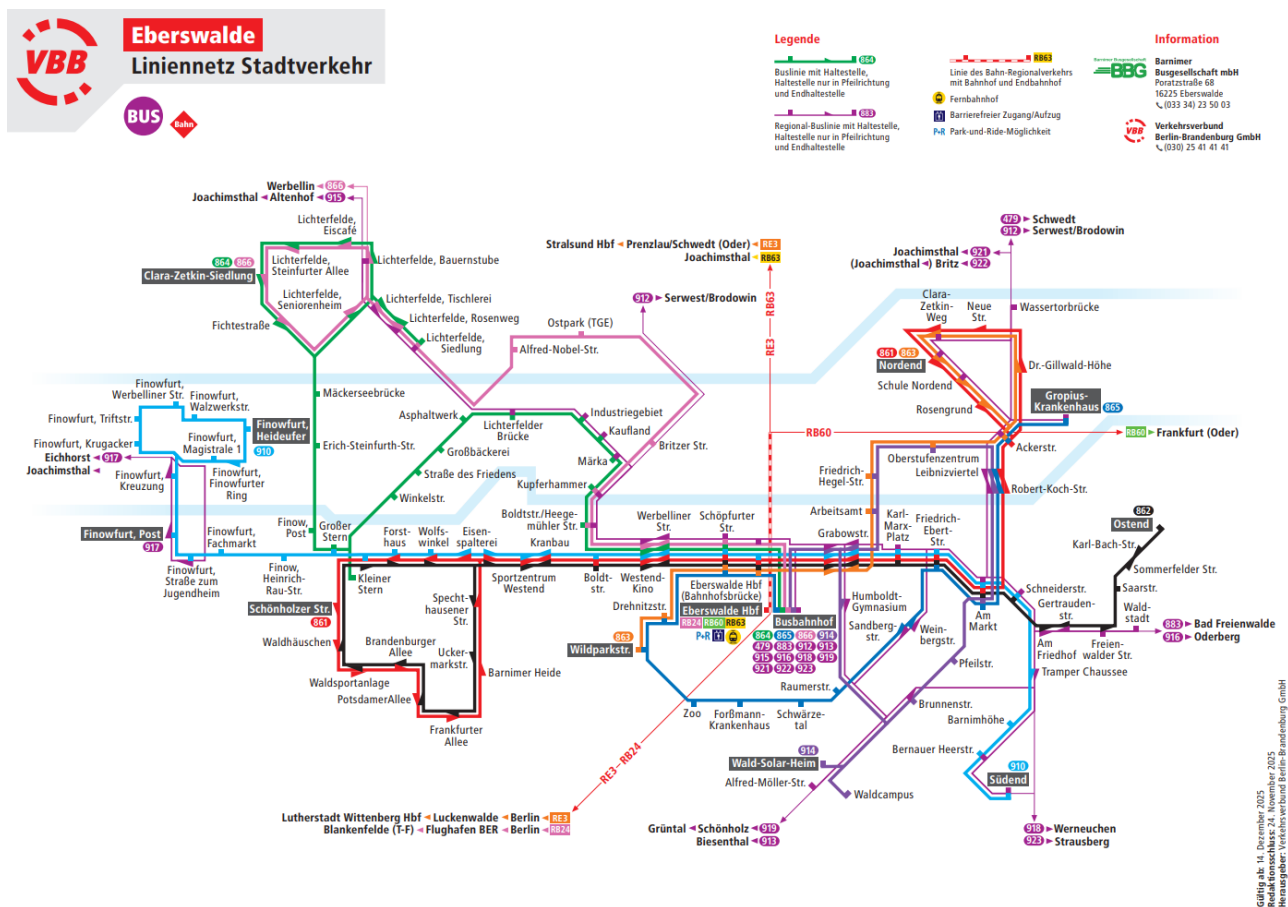


Abbildung 5-1: Liniennetz der Stadt Eberswalde [45]

Die räumliche Abgrenzung des Untersuchungsgebiets basiert auf Geodaten von OpenStreetMap. OpenStreetMap stellt frei verfügbare Geodaten bereit, die unter der Open Database Licence veröffentlicht werden [39]. Für die Simulation wurde ein Netzausschnitt gewählt, der das Stadtgebiet Eberswalde sowie alle für die ausgewählten Linien relevanten Streckenabschnitte umfasst. Nicht benötigte Randbereiche wurden ausgeschlossen, um die Komplexität des Simulationsmodells zu reduzieren und die Rechenzeit zu begrenzen. Gleichzeitig wurde darauf geachtet, dass alle relevanten Haltestellen, Streckenverläufe und Verknüpfungspunkte vollständig enthalten sind. Die unterstehende Abbildung zeigt die Übersichtskarte des Stadtgebiets Eberswalde.



Abbildung 5-2: Übersichtskarte des Stadtgebiets Eberswalde

Die Geodaten, die aus OpenStreetMap extrahiert wurden, wurden mithilfe des Werkzeugs netconvert in ein Straßennetz umgewandelt, das von SUMO verwendet werden kann. Hierbei werden unter anderem Straßenabschnitte, Kreuzungen, Fahrrichtungen, zulässige Verkehrsverbindungen und Geschwindigkeitsdaten bearbeitet.

Die wissenschaftlichen Grundlagen sowie die Anwendbarkeit von SUMO für Verkehrssimulationen werden unter anderem von Lopez et al. Erläutert [38], [41]. Für die Abbildung des Busverkehrs kamen Fahrplandaten des Verkehrsverbunds Berlin-Brandenburg im GTFS-Format zum Einsatz [40]. GTFS stellt ein standardisiertes Datenformat dar, das zur Beschreibung von Fahrplänen, Linien, Haltestellen, Fahrzeiten und Fahrten im öffentlichen Verkehr verwendet wird. Der heruntergeladene Datensatz vom 06.03.2026 beinhaltet die notwendigen Informationen für die ausgewählten Linien. Die Verwendung des GTFS-Formats gestattet eine systematische und größtenteils automatisierbare Handhabung der Fahrplandaten. Im Vergleich zu einer manuellen Aufbereitung bietet dies den Vorteil einer einheitlichen Datenstruktur sowie einer erhöhten Reproduzierbarkeit. Die GTFS-Daten wurden daraufhin mithilfe des SUMO-Tools gtfs2pt.py in für Simulationen geeignete Routen- und Fahrplandateien umgewandelt. Auf diese Weise konnten die regulären Fahrten der ausgewählten Buslinien in der SUMO-Simulation dargestellt werden. Im Anbetracht der Datenaufbereitung wurden spezifische Unstimmigkeiten überprüft und berichtigt, wie etwa Sonderfahrten oder Fahrten, die nicht eindeutig zugeordnet werden konnten. Hierdurch wurde eine einheitliche Grundlage für die nachfolgende Analyse gewährleistet. Um den Verkehrsablauf realistischer darzustellen, wurde neben dem Linienbusverkehr ebenfalls der motorisierte Individualverkehr einbezogen. Die Verkehre von Pkw (weiß) und Lkw (orange) wurden zusätzlich in das

Straßennetz eingegliedert, sodass die Busse (gelb und grün) nicht isoliert, sondern in Wechselwirkung mit dem restlichen Straßenverkehr simuliert werden. Auf diese Weise lassen sich verkehrliche Interaktionen im Untersuchungsbereich präziser darstellen. Zusätzlich wurden Passagierbewegungen in die Simulation integriert. Passagiere haben die Möglichkeit, an Haltestellen ein- und auszusteigen, sobald ein Bus an dieser Stelle anhält. Diese Erweiterung gestattet eine realitätsgetreuere Abbildung des Betriebsablaufs, da Aufenthalte an Haltestellen und der Wechsel von Fahrgästen den zeitlichen Verlauf des Busverkehrs beeinflussen können. Abbildung 5.3 zeigt das in SUMO abgebildete Straßenverkehrsnetz des Untersuchungsgebiets Eberswalde.

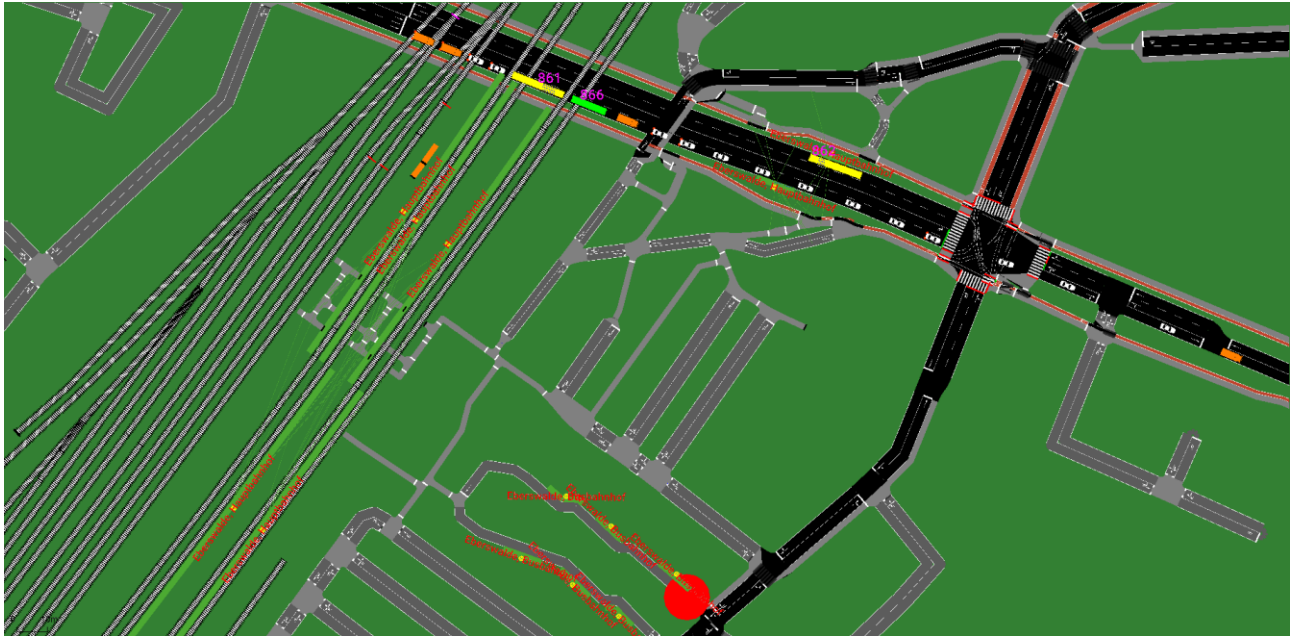


Abbildung 5-3: Visualisierung des in SUMO modellierten Straßenverkehrsnetzes von Eberswalde

Die Simulation umfasst einen Betriebstag von 04:00 Uhr bis 24:00 Uhr. Es wurden täglich insgesamt 147 Fahrten, 30 Busse und eine tägliche Fahrleistung von 1.333,59 km dokumentiert. Die folgende Tabelle zeigt die Buslinien, die in die Simulation integriert wurden, sowie die dazugehörigen Tagesfahrleistungen.

Tabelle 5-1: Buslinien und Tagesfahrleistungen.

Buslinie	Eingesetzte Busse	Anzahl Fahrten pro Tag	Tagesdistanz in km
863	3	9	48,38
864	6	38	455,15
865	2	32	242,98
866	4	30	318,54
915	12	19	133,34
922	3	19	135,20
Summe	30	147	1.333,59

Die Linie 864 erzielt mit 455,15 km täglich die größte Tagesfahrleistung. Anschließend kommen die Linien 866 mit 318,54 km und 865 mit 242,98 km. Die Linien 863, 915 und 922 haben niedrigere Tagesfahrleistungen. Diese Differenzen sind für die zukünftige Optimierung von Bedeutung, da Strecken mit erhöhter Fahrleistung einen höheren Energiebedarf generieren und somit maßgeblich zur Auslegung der Wasserstoffversorgung beitragen.

5.3 Fahrzeugdaten und Energieverbrauch der Busse

Die fahrzeugbezogenen Eingangsdaten stellen eine wesentliche Basis für die energetische, ökologische und ökonomische Analyse der betrachteten Antriebstechnologien dar. In der vorliegenden Studie wird ein herkömmlicher Dieselbus als Referenztechnologie analysiert. Ein Brennstoffzellenbus wird als wasserstoffbasierte Alternative eingesetzt. Die beiden Fahrzeugarten werden unter identischen betrieblichen Rahmenbedingungen analysiert, um Unterschiede in Bezug auf Energieverbrauch, Kosten und CO₂-Emissionen vergleichbar zu präsentieren. Es wird ein 12-m-Solobus als Referenzfahrzeug herangezogen. Diese Fahrzeugkategorie ist im städtischen sowie regionalen öffentlichen Nahverkehr stark verbreitet und bietet somit eine geeignete Basis für einen technologieübergreifenden Vergleich. Die Grundlage für den Vergleich stellt die tägliche Kilometerleistung der sechs analysierten Buslinien 863, 864, 865, 866, 915 und 922 dar. Die Ermittlung erfolgte durch SUMO und beläuft sich insgesamt auf 1.333,59 km pro Tag. Die Simulation zeigt für den Dieselbus einen täglichen Dieselverbrauch von 466,78 L pro Tag. In Bezug auf die gesamte Tagesfahrleistung ergibt sich daraus ein spezifischer Verbrauch von:

$$\text{Dieselverbrauch pro 100 km} = \frac{\text{verbrauchte Liter}}{\text{gefahrte Kilometer}} \times 100 = \frac{466,78 \text{ L}}{1.333,59 \text{ km}} \times 100 = 34,99 \sim 35 \text{ L/100 km} \quad (13)$$

Dieser Wert dient im weiteren Verlauf als Basis für die Ermittlung der Dieselbetriebskosten sowie der direkten CO₂-Emissionen. Literaturwerte zum Energieverbrauch und zu Treibhausgasemissionen im ÖPNV dienen hierbei als fachliche Orientierung [46]. Der tägliche Wasserstoffbedarf für den Brennstoffzellenbus beträgt 106,67 kg H₂ pro Tag. Bei der gleichen Tagesfahrleistung resultiert daraus ein spezifischer Verbrauch von:

$$\text{H}_2\text{Verbrauch pro 100 km} = \frac{\text{verbrauchte kg H}_2}{\text{gefahrte Kilometer}} \times 100 = \frac{106,67 \text{ kg H}_2}{1.333,59 \text{ km}} \times 100 = 7,99 \sim 8 \text{ kgH}_2/100 \text{ km} \quad (14)$$

Für die fortführende Berechnung wird folglich ein gerundeter Wasserstoffverbrauch von 8,0 kg H₂/100 km herangezogen. In sämtlichen Wasserstoffszenarien wird dieser Wert einheitlich festgelegt. Auf diese Weise ist es möglich, die Szenarien mit grauem und grünem Wasserstoff auf der gleichen technischen Basis für Fahrzeuge zu vergleichen. Vergleichbare Untersuchungen zu Brennstoffzellenbussen und deren Wirtschaftlichkeit im öffentlichen Verkehr werden zur fachlichen Einordnung herangezogen [47], [48]. Die Verbrauchswerte pro Linie resultieren aus der simulierten Tagesstrecke und dem entsprechenden spezifischen Verbrauch:

$$D_l = \frac{d_l}{100} \times 35 \text{ L/100 km} \quad (15)$$

Für Wasserstoff gilt:

$$H_l = \frac{d_l}{100} \times 8 \text{ kg/100 km} \quad (16)$$

Dabei bezeichnet d_l die Tagesdistanz der Linie l , D_l den Dieselverbrauch in L/Tag und H_l Wasserstoffbedarf in kg H₂/Tag

Die daraus resultierenden Werte sind in folgender Tabelle.

Tabelle 5-2: Spezifischer Energiebedarf im ÖPNV nach Tageslaufleistung.

Buslinie	Tagesdistanz	Dieserverbrauch in L/Tag	H ₂ -Verbrauch in kg/Tag
863	48,38	16,94	3,85
864	455,15	159,3	36,42
865	242,98	85,04	19,46
866	318,54	111,51	25,47
915	133,34	46,7	10,64
922	135,20	47,29	10,82
Summe	1.333,59	466,78	106,67

Die Tabelle verdeutlicht, dass die Linie 864 den größten Bedarf an Energie aufweist. Im Anschluss kommen die Linien 866 und 865. Diese Linien üben aufgrund ihrer erhöhten Tagesfahrleistungen einen besonders signifikanten Einfluss auf den gesamten Energiebedarf der Flotte aus. Die restlichen fahrzeugbezogenen Merkmale sind in Tabelle 5.3 zusammengefasst. Die technischen sowie wirtschaftlichen Merkmale der analysierten Diesel- und Brennstoffzellenbusse werden dargestellt und bilden die Basis für die anschließende Bewertung der Kosten und Emissionen.

Tabelle 5-3: Fahrzeugparameter der betrachteten Bustypen [49], [50]

Parameter	Dieselbus	Brennstoffzellenbus
Fahrzeugtyp	12-m-Solobus	12-m-Solobus
Fahrzeug-CAPEX(€/Bus)	300.000	670.000
Nutzungsdauer (Jahre)	15	15
Spezifischer Verbrauch (L/100 km bzw. kg H ₂ /100km)	35,0	8,0
Tankkapazität (L Diesel bzw. H ₂)	260	37
Betankungszeit(min)	5-10	10-12

Die verwendeten Fahrzeugdaten basieren auf Angaben aus bereits laufenden Demonstrationsprojekten, beispielsweise aus dem Wasserstoffbusprojekt der Stadt Weimar in Thüringen [49], [50]. Die Kosten für den Erwerb der Fahrzeuge werden in der Arbeit als Fahrzeug-CAPEX (Capital Expenditure) erfasst. Der Investitionswert für den Dieselbus wird mit 300.000 € pro Fahrzeug veranschlagt. Der Investitionsbetrag für den Brennstoffzellenbus beträgt 670.000 € pro Fahrzeug. Der signifikante Preisunterschied zwischen den beiden Fahrzeugarten spielt eine entscheidende Rolle für die spätere Wirtschaftlichkeitsanalyse, da Brennstoffzellenbusse gegenwärtig deutlich höhere Investitionskosten verursachen als herkömmliche Dieselbusse. Die beiden Fahrzeugtypen weisen insbesondere im lokalen Betrieb ökologische Unterschiede auf. Dieselbusse erzeugen während des Fahrbetriebs unmittelbare CO₂-Emissionen, die in der Studie anhand eines Emissionsfaktors pro Liter Diesel ermittelt werden. Brennstoffzellenbusse erzeugen während des Fahrbetriebs keine

unmittelbaren CO₂-Emissionen. Die tatsächliche Auswirkung auf das Klima ist jedoch maßgeblich von der Produktion des verwendeten Wasserstoffs abhängig. Aus diesem Grund werden in den nachfolgenden Szenarien sowohl grauer als auch grüner Wasserstoff berücksichtigt.

5.4 Kostenparameter und Emissionsfaktoren

Die ökonomische und ökologische Analyse der betrachteten Szenarien basiert auf festgelegte Kostenparameter und Emissionsfaktoren. Die genannten Parameter dienen als Eingabewerte für die Berechnung von Szenarien sowie für das Optimierungsmodell. Sie schaffen einen einheitlichen Bewertungsrahmen für den Betrieb von Diesel, grauem Wasserstoff und grünem Wasserstoff. In die Betrachtung fließen die investitionsbezogenen Kosten für Fahrzeuge, die betrieblichen Kosten für Kraftstoffe, die Infrastrukturkosten sowie die CO₂-Kosten ein. In der späteren Sensitivitätsanalyse wird dieser Wert auf bis zu 130 EUR/t CO₂ erhöht, um den Einfluss möglicher zukünftiger Entwicklungen der CO₂-Bepreisung im Verkehrssektor auf die Betriebskosten zu untersuchen [51]. Es werden unterschiedliche Methoden zur Bereitstellung von Wasserstoff erforscht. Beim grauen Wasserstoff wird ein Preis von 3,33 € pro kg H₂ für Wasserstoff angenommen. Weil der Wasserstoff zentral produziert und mit dem Lkw zur Tankstelle transportiert wird, fallen zusätzliche Transportkosten in Höhe von 1,50 € pro kg H₂ an. Der angenommene Emissionsfaktor für grauen Wasserstoff beträgt 10,6 kg CO₂ pro kg H₂. Obwohl Brennstoffzellenbusse im Betrieb keine lokalen CO₂-Emissionen verursachen, entstehen bei der Nutzung von grauem Wasserstoff erhebliche vorgelagerte Emissionen während der Wasserstoffproduktion. Es wird unterschieden zwischen der zentralen und der dezentralen Bereitstellung von grünem Wasserstoff. Folgende Werte werden verwendet, um die Kosten für die Produktion von dezentralem Wasserstoff zu bestimmen: ein Strompreis von 6,2 ct/kWh, ein Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 70 %, ein CAPEX des Elektrolyseurs von 1.500 €/kW und zusätzliche EPC(Engineering, Procurement and Construction) -Kosten von 800 €/kW. Darüber hinaus fließen die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten des Elektrolyseurs, die 2 % der Investitionskosten betragen, in die Berechnung ein.[52]. Diese Annahme setzt voraus, dass der verwendete Strom sowie der zur Verfügung gestellte Wasserstoff vollständig aus erneuerbaren Energiequellen stammen. In dieser Arbeit werden die Emissionen, die aus der Produktion, dem Bau und dem Transport von Anlagen resultieren, nicht im Kontext einer umfassenden Lebenszyklusanalyse berücksichtigt. Die eingesetzten Kosten- und Emissionsparameter basieren auf Werten aus der Literatur sowie auf ähnlichen Studien zur Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellenbussen und Wegen zur Wasserstoffproduktion[53],[34],[54]. Die nachstehende Tabelle stellt die wesentlichen Kostenfaktoren zusammen.

Tabelle 5-4: Kostenparameter.

Parameter	Wert
Dieselpreis [€/L]	1,50
Dieseltransport [€/L]	0,04
Grauer H ₂ -Preis [€/kg H ₂]	3,33
H ₂ -Transport per LKW [€/kg H ₂]	1,50
Zentraler grüner H ₂ -Preis [€/kg H ₂]	6
Strompreis für dezentrale Elektrolyse[ct/kWh]	6,2

Elektrolyseur-CAPEX[€/kW]	1500
Elektrolysewirkungsgrad [%]	70
Betriebs und Wartungskosten Elektrolyseur[%CAPEX/Jahr]	2
EPC-Kosten [€/kW]	800
CO ₂ -Preis [€/tCO ₂]	55
Zinssatz [% jährlich]	5
Betrachtungszeitraum [Jahre]	20

Neben den Kostenparametern werden Emissionsfaktoren verwendet, um die ökologische Wirkung der Szenarien zu bewerten.

Tabelle 5-5: Emissionsfaktoren der betrachteten Energieträger.

Parameter	Wert
Emissionsfaktor Diesel [kg CO ₂ / l Diesel]	2,65
Emissionsfaktor grauer H ₂ [kg CO ₂ /kg H ₂]	10,6
Emissionsfaktor grüner H ₂ [kg CO ₂ /kg H ₂]	0

Die Differenzierung zwischen lokalen und vorgelagerten Emissionen spielt eine entscheidende Rolle bei der Bewertung. Dieselbusse erzeugen während des Betriebs unmittelbare CO₂-Emissionen. Brennstoffzellenbusse setzen lokal kein CO₂ frei, da im Fahrzeug ausschließlich Wasser oder Wasserdampf erzeugt wird. Die gesamte ökologische Auswirkung ist jedoch entscheidend von der Produktion von Wasserstoff abhängig. Grauer Wasserstoff ist mit signifikanten vorgelagerten CO₂-Emissionen assoziiert, während im Modell grüner Wasserstoff als emissionsfrei eingestuft wird.

5.5 Potenzielle Tankstellenstandorte

Zur Verbesserung der Wasserstoffversorgung werden im Untersuchungsgebiet verschiedene mögliche Standorte für Tankstellen festgelegt. Diese Standorte stellen die Basis für die Entscheidung über den Standort im Optimierungsmodell dar. Das Ziel besteht darin, die optimale Kombination von Standorten zu identifizieren, wobei Aspekte wie Versorgungssicherheit, Kapazitätsgrenzen, Linienbedarfe und Kosten besonders berücksichtigt werden. Die Auswahl der möglichen Standorte erfolgt unter Berücksichtigung verkehrlich bedeutender Punkte im Busnetz sowie der betrieblichen Anforderungen des öffentlichen Personennahverkehrs. Optimal sind Standorte, die sich in der Nähe von bereits vorhandenen Betriebshöfen, bedeutenden Umsteigepunkten oder stark frequentierten Linien befinden. Auf diese Weise lassen sich zusätzliche Leerfahrten verringern und Betankungsvorgänge effizienter in den Betriebsablauf einfügen. Probleme der Standortplanung dieser Art sind ebenfalls von großer Bedeutung in Studien zur Planung von Wasserstofftankstellen und Wasserstoffversorgungsnetzen [4]. Für jeden möglichen Standort wird eine maximale Tageskapazität von kg H₂/Tag bestimmt. Diese Kapazität gibt an, welche Menge an Wasserstoff ein Standort täglich maximal bereitstellen oder abgeben kann. Es ist eine Unterscheidung zwischen der maximal verfügbaren Kapazität und der tatsächlich verwendeten Menge an Wasserstoff erforderlich. Die tatsächlich zu liefernde Menge an Wasserstoff wird erst durch die Optimierung ermittelt, indem die H₂-Bedarfe der den Standort zugewiesenen Linien addiert werden:

$$Q_s = \sum_{l \in L} H_l \times y_{l,s} \quad (17)$$

Dabei bezeichnet Q_s die täglich am Standort s bereitzustellende Menge an Wasserstoff, H_l den Wasserstoffbedarf der Linie l und $y_{l,s}$ die binäre Zuordnungsgröße. Der Wert beträgt 1, wenn die Linie l dem Standort s zugewiesen wird, andernfalls beträgt der Wert 0. Die zugewiesene Menge an Wasserstoff darf die Kapazität des entsprechenden Standorts nicht übersteigen. Dies wird durch die nachfolgende Nebenbedingung dargestellt:

$$\sum_{l \in L} H_l \times y_{l,s} \leq K_s \cdot x_s, \forall s \in S \quad (18)$$

Dabei bezeichnet K_s die höchste Tageskapazität des Standorts s . Die binäre Variable x_s erhält den Wert 1, wenn ein Standort in Betrieb genommen wird, und den Wert 0, wenn der Standort nicht verwendet wird. Diese Formulierung gewährleistet, dass einem nicht aktivierten Standort keine Menge an Wasserstoff zugewiesen werden kann. In den wesentlichen Wasserstoffvarianten bedeutet Q_s , dass die entsprechende Menge Wasserstoff täglich an den jeweiligen Standort transportiert werden muss. Bei der dezentralen Elektrolyse steht Q_s dafür, dass diese Menge vor Ort produziert und anschließend zur Betankung zur Verfügung gestellt werden muss. Im Modell werden vier mögliche Standorte für Tankstellen analysiert:

S0: Betriebshof

Der Betriebshof stellt aus unternehmerischer Perspektive einen geeigneten Standort dar, da dort Fahrzeuge geparkt, gewartet und verwaltet werden können. Eine Tankstelle auf dem Betriebsgelände würde den Nutzen bieten, dass Betankungsprozesse in die vorhandenen Betriebsabläufe eingegliedert werden können. Im Modell wird die verfügbare Kapazität mit 35 kg H₂ pro Tag festgelegt.

S1: Busbahnhof Hauptbahnhof.

Der Busbahnhof am Hauptbahnhof stellt einen wichtigen Knotenpunkt im öffentlichen Personennahverkehr von Eberswalde dar. Wegen seiner Position und der bedeutenden verkehrlichen Relevanz ist dieser Standort von besonderer Wichtigkeit. Im Modell wird für diesen Standort eine Tageskapazität von 100 kg H₂ angenommen

S2: Finow/Clara-Zetkin-Siedlung

Der Standort Finow befindet sich im westlichen sowie nordwestlichen Bereich der Stadt und könnte insbesondere für Linien, die mit diesem Gebiet in Verbindung stehen, von Relevanz sein. Für S2 wird eine Tageskapazität von 60 kg H₂ angenommen.

S3: Kaufland-Areal Heegermühle

Das Kaufland-Areal Heegermühle wird als zusätzlicher Standort in Betracht gezogen. Der Standort kann für bestimmte Linien betriebliche Vorteile bieten, wenn deren Linienführung oder Umläufe in unmittelbarer Nähe zueinander verlaufen. Die festgelegte Kapazität liegt bei 40 kg H₂ pro Tag. Die folgende Tabelle zeigt die ausgewählten Potenziellen Tankstellenorte in Eberswalde.

Tabelle 5-6: Potenzielle Tankstellenstandorte in Eberswalde.

Standort	Bezeichnung	Kapazität [kg H ₂ /Tag]	Beschreibung
S0	Betriebshof	35	Nähe zum betrieblichen Ausgangspunkt der Busflotte

S1	Busbahnhof/ Hauptbahnhof	100	Zentraler ÖPVN-Knotenpunkt mit hoher Verkehrlicher Bedeutung
S2	Finow/ Clara-Zetkin-Siedlung	60	Standort im Westlichen beziehungsweise nordwestlichen Stadtgebiet
S3	Kaufland-Areal Heegermühle	40	Standort in einem verkehrlich gut erreichbaren Bereich

Die definierten Kapazitäten wirken im Optimierungsmodell als Einschränkungen. Eine Linie kann einem Standort nur dann zugeordnet werden, wenn dieser Standort aktiviert ist und über ausreichende Kapazität verfügt. Es ist zudem notwendig, den gesamten Wasserstoffbedarf aller untersuchten Linien vollständig zu erfüllen. Dies schließt die Wahl einer wirtschaftlich zuverlässigen, jedoch technisch nicht realisierbaren Standortoption aus. Anhand der in Tabelle 5.2 aufgeführten H₂-Bedarfe beträgt der gesamte tägliche Wasserstoffbedarf der untersuchten Linien 106,67 kg H₂ täglich. Ein einzelner Standort mit einer täglichen Kapazität von 100 kg H₂ ist daher nicht in der Lage, den gesamten Bedarf vollständig zu decken. Die Optimierung setzt somit entweder die Aktivierung mehrerer Standorte voraus oder die Auswahl einer Kombination von Standorten, deren Gesamtkapazität den täglichen Bedarf abdeckt.

6 Modellarchitektur

In diesem Kapitel wird die Struktur des erstellten Optimierungsmodells erläutert. Das Modell kombiniert die in Kapitel 5 präsentierte Datenbasis mit einer mathematischen Optimierung, um geeignete Strategien für die Wasserstoffversorgung des Busverkehrs in Eberswalde zu entwickeln. Im Fokus steht die Fragestellung, welche Standorte von Tankstellen aktiviert werden, welche Versorgungsart Anwendung findet und auf welche Weise die analysierten Buslinien den jeweiligen Standorten zugewiesen werden. Das Optimierungsproblem wird als verfügbares Standortproblem formuliert und in Form eines gemischt-ganzzahligen linearen Programmierungsmodells realisiert. Es kommen binäre Entscheidungsvariablen zur Anwendung, um den Standort auszuwählen, den Versorgungstyp festzulegen und die Linienzuweisung vorzunehmen. Zusätzlich wird eine stetige Variable zur Darstellung der zur Verfügung gestellten Wasserstoffmenge festgelegt. Die Umsetzung wird in Python unter Verwendung der Modellierungsbibliothek Pyomo realisiert, die Lösung des MILP-Modells erfolgt durch den Solver Gurobi. Die Struktur des Modells beruht auf den Eingangsdaten der SUMO-Simulation sowie den in Kapitel 5 festgelegten Kosten- und Emissionsparametern. Hierdurch wird eine unmittelbare Beziehung zwischen dem realitätsgetreu nachgebildeten Busbetrieb und der strategischen Planung der Wasserstoffinfrastruktur geschaffen.

6.1 Gesamtkonzeption des Modells

Die umfassende Konzeption des Modells basiert auf einer integrierten Analyse von Verkehrssimulation, Standortplanung, Wasserstoffproduktion und Linienzuweisung. Das Modell wird als bikriterielles, kapazitätsbeschränktes Standortmodell formuliert. Der Facility-Location (FL)-Ansatz hat das Ziel, aus einer begrenzten Anzahl möglicher Standorte für Wasserstofftankstellen die geeigneten auszuwählen, die in der Lage sind, den täglichen Wasserstoffbedarf der analysierten Buslinien zuverlässig und entsprechend der Kapazität zu decken.

Das Modell überträgt somit ein typisches Standortplanungsproblem auf die besonderen Bedürfnisse der Wasserstoffversorgung im öffentlichen Personennahverkehr. Die möglichen Standorte für Tankstellen stellen die potenziellen Versorgungseinrichtungen dar, während die Buslinien mit ihrem täglichen Bedarf an H_2 als Nachfragepunkte im Modell dargestellt werden. Eine gültige Lösung muss garantieren, dass jede Linie eindeutig einem aktiven Standort zugewiesen wird und die maximale Tageskapazität der Standorte nicht überschritten wird. Das Modell bezieht zwei wesentliche Zielgrößen ein: die Reduzierung der täglichen Gesamtkosten sowie die Verringerung der CO_2 -Emissionen. Es wird nicht nur eine kosteneffiziente Infrastrukturkonfiguration angestrebt, sondern auch die ökologische Auswirkung der ausgewählten Wasserstoffproduktion analysiert. So kann analysiert werden, welche Kombination aus Standortauswahl, Versorgungsart und Linienzuweisung aus wirtschaftlicher und ökologischer Perspektive besonders vorteilhaft ist. Die Architektur des Modells setzt sich aus drei miteinander verbundenen Elementen zusammen. Die erste Komponente stellt die Verkehrssimulation unter Verwendung von SUMO dar. Sie stellt die betrieblichen Eingangsinformationen des Busverkehrs zur Verfügung, insbesondere die täglichen Fahrleistungen der einzelnen Linien sowie den daraus resultierenden täglichen Wasserstoffbedarf. Diese Werte bleiben im Rahmen des Optimierungsmodells unverändert und werden stattdessen als feste Nachfrageparameter betrachtet. Die zweite Komponente beinhaltet das MILP-Optimierungsmodell. Dies legt fest, welche Tankstellenstandorte in Betrieb genommen werden, welcher Versorgungstyp an den aktivierten Standorten verwendet wird und welchen Standorten die jeweiligen Buslinien zugewiesen werden. Zugleich wird untersucht, ob die Wasserstoffnachfrage jeder Linie vollständig befriedigt werden kann und ob die Kapazitätsgrenzen der aktivierten Standorte eingehalten werden. Die dritte Komponente stellt die Pareto-Analyse unter Anwendung der ϵ -Constraint-Methode dar. Sie hat das Ziel, den Zielkonflikt zwischen ökonomischer

Effizienz und Reduktion von Emissionen systematisch zu analysieren. Die CO₂-Obergrenze wird schrittweise angepasst, während gleichzeitig die täglichen Gesamtkosten optimiert werden.

Es ergeben sich verschiedene effektive Lösungsansätze, die unterschiedliche Kombinationen von Kosten und CO₂ Emissionen repräsentieren. Die umfassende Planung gestattet folglich eine durchgehende Beurteilung der Wasserstoffversorgung, beginnend bei der verkehrlichen Ausgangssituation bis hin zur optimierten Entscheidung bezüglich der Infrastruktur. Während die SUMO-Simulation die betriebliche Nachfrage ermittelt, legt das Optimierungsmodell die passende Standort- und Versorgungsstruktur fest. Die Pareto-Analyse ergänzt diese Bewertung um den Zielkonflikt zwischen Kosten und Klimaschutz und schafft somit eine solide Basis für die anschließende Diskussion der Ergebnisse.

6.2 Kopplung von Verkehrssimulation (SUMO) und Optimierung

Die Verbindung zwischen der Verkehrssimulation in SUMO und dem Optimierungsmodell stellt einen wesentlichen methodischen Aspekt dieser Untersuchung dar. Während SUMO den Busverkehr im Untersuchungsgebiet realistisch darstellt, verwendet das Optimierungsmodell die daraus abgeleiteten Betriebsdaten, um strategische Entscheidungen bezüglich der Wasserstoffversorgung zu treffen. In SUMO erfolgt die Modellierung der ausgewählten Buslinien auf der Basis der GTFS-Fahrplandaten sowie der Daten von OpenStreetMap. Die Simulation liefert die täglichen Fahrleistungen der jeweiligen Linien. Die Fahrleistungen werden daraufhin mit dem spezifischen Verbrauch des Brennstoffzellenbusses verknüpft, um den täglichen Wasserstoffbedarf pro Linie zu ermitteln. Die in Kapitel 5.3 präsentierten Werte, insbesondere die Linien, die täglichen Fahrleistungen, die Anzahl der verwendeten Busse sowie die täglichen H₂-Bedarfe, sind im Python-Code als feste Eingabewerte des Optimierungsmodells festgelegt. Die Fahrleistungen werden im Rahmen des Optimierungsmodells nicht modifiziert. Sie stellen die Grundlage für die verkehrliche Nachfrage dar. Das Optimierungsmodell legt vielmehr fest, auf welche Weise der daraus resultierende Wasserstoffbedarf möglichst kosteneffizient und emissionsarm gedeckt werden kann. Es wird festgelegt, welche möglichen Standorte für Tankstellen aktiviert werden, wie die einzelnen Linien den jeweiligen Standorten zugeordnet werden und welche Mengen an Wasserstoff an diesen Standorten zur Verfügung gestellt werden sollen. Für die technische Realisierung kommt Python zum Einsatz. Zuerst erfolgt die Aufbereitung der aus der Simulation gewonnenen Daten, die anschließend in passende Datenstrukturen überführt werden. Daraufhin erfolgt die Formulierung des Optimierungsmodells unter Verwendung der Python-Bibliothek Pyomo.

Pyomo gestattet die systematische Festlegung von Mengen, Parametern, Entscheidungsvariablen, Zielfunktionen und Nebenbedingungen. Die Behebung des Optimierungsproblems wird durch den Einsatz des Solvers Gurobi realisiert. Gurobi bearbeitet das gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsproblem unter Anwendung bewährter Optimierungsmethoden, zu denen das Branch-and-Bound- sowie das Cutting-Plane-Verfahren gehören [35]. So lässt sich die bestmögliche Kombination aus der Auswahl des Standorts, der Zuweisung von Linien und der Bereitstellung von Wasserstoff ermitteln. Für das erstellte Modell, das aus 128 binären und 24 kontinuierlichen Entscheidungsvariablen besteht, wurden für jede MILP-Instanz Berechnungszeiten von deutlich weniger als fünf Sekunden erzielt.

6.3 Entscheidungsvariablen und Modellstruktur

Das Optimierungsmodell nutzt drei wesentliche Mengen. Die Menge L umfasst die analysierten Buslinien, die Menge S beschreibt die möglichen Standorte für Tankstellen und die Menge T beinhaltet die verschiedenen Typen der Wasserstoffversorgung. Im Untersuchungsgebiet Eberswalde werden sechs Buslinien sowie vier mögliche Standorte für Tankstellen in Betracht gezogen:

$$L = \{863, 864, 865, 866, 915, 922\}$$

$$S = \{S0, S1, S2, S3\}$$

In der Szenarienanalyse erfolgt eine detaillierte Spezifizierung der Versorgungstypen. Es wird grundsätzlich zwischen einer zentralen Wasserstoffversorgung, die durch die Anlieferung mit Lkw erfolgt, und einer dezentralen Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse differenziert. Für die Darstellung der Standortauswahl, der Versorgungsentscheidung, der Zuweisung von Linien und der bereitgestellten Mengen an Wasserstoff werden vier Entscheidungsvariablen festgelegt.

Tabelle 6-1: Entscheidungsvariablen des MILP-Modells.

Variable	Typ	Wertebereich	Bedeutung
x_s	binär	$\{0, 1\}$	Gibt an, ob Standort s aktiviert wird
$z_{s,t}$	binär	$\{0, 1\}$	Gibt an, welcher Versorgungstyp t an Standort s genutzt wird
$y_{l,s}$	binär	$\{0, 1\}$	Gibt an, ob Linie l Standort s zugeordnet wird,
$q_{l,s}$	stetig	≥ 0	Gibt die H ₂ -Menge an, die Standort s für Linie l bereitstellt

Die binäre Variable x_s beschreibt die Standortentscheidung:

$$x_s = \begin{cases} 1, & \text{wenn Standort } s \text{ aktiviert wird} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (19)$$

Die Variable $z_{s,t}$ beschreibt die Versorgungsentscheidung. Sie gibt an, mit welchem Versorgungstyp $t \in T$ ein aktivierter Standort s betrieben wird:

$$z_{s,t} = \begin{cases} 1, & \text{wenn Standort } s \text{ mit Versorgungstyp } t \text{ betrieben wird} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (20)$$

Eine entsprechende Nebenbedingung gewährleistet, dass jeder aktivierte Standort eindeutig einem Versorgungstyp zugeordnet ist. Inaktive Standorte werden nicht mit einem Versorgungstyp ausgestattet. Die Variable $y_{l,s}$ beschreibt die Linienzuweisung.

$$y_{l,s} = \begin{cases} 1, & \text{wenn Linie } l \text{ Standort } s \text{ zugeordnet wird} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (21)$$

Diese Variable verknüpft die Verkehrsebene mit der Infrastrukturebene. Jede Buslinie ist einem aktivierten Standort zuzuordnen, um den täglichen Wasserstoffbedarf vollständig zu decken. Die Zuweisung von Linien kann als strategische Zuordnung von Flotten betrachtet werden. Durch die Zuweisung einer Linie zu einem Standort erfolgt ebenfalls die Zuordnung der auf dieser Linie verwendeten Fahrzeuge zu einem spezifischen Betankungsort. Der Schwerpunkt befindet sich auf der strategischen Ebene der Standortwahl und der Versorgung. Ergänzend dazu beschreibt die stetige Variable $q_{l,s}$ die Wasserstoffmenge, die Standort s für Linie l täglich bereitstellt.

$$q_{l,s} \geq 0 \quad (22)$$

Diese Variable gewährleistet, dass die Zuordnung nicht lediglich formal, sondern auch quantitativ dargestellt wird. Wenn eine Linie einem bestimmten Standort zugewiesen wird, kann der Wasserstoffbedarf durch $q_{l,s}$ gedeckt werden. Wenn eine Linie keinem Standort zugewiesen ist, kann dort auch keine Wasserstoffmenge für diese Linie bereitgestellt werden. Hierdurch erfolgt eine Verknüpfung der Mengenvariable mit der binären Zuweisungsvariable. Insgesamt repräsentiert die Modellstruktur vier wesentliche Entscheidungsebenen. Zunächst wird festgelegt, welche Standorte von Tankstellen in Betrieb genommen werden. Zweitens wird bestimmt, welcher Typ der Versorgung an den aktiven Standorten Anwendung findet. Drittens erfolgt die Zuordnung der Buslinien zu den jeweiligen Standorten. Viertens wird festgelegt, welche Mengen an Wasserstoff an den entsprechenden Standorten für die Linien zur Verfügung gestellt werden sollen. Diese Struktur gestattet eine umfassende Analyse der Standortauswahl, der Wasserstoffproduktion und der Linienversorgung im Untersuchungsgebiet Eberswalde. Dies führt dazu, dass die zukünftige Optimierung nicht lediglich als mathematische Kostenreduktion, sondern als strategische Planung der Versorgung für einen wasserstoffgestützten öffentlichen Personennahverkehr angesehen wird.

6.4 Mathematische Modellformulierung

In diesem Abschnitt erfolgt die mathematische Formulierung des erarbeiteten Optimierungsmodells. Das Ziel des Modells besteht darin, geeignete Standorte für Wasserstofftankstellen in Eberswalde für die analysierten Buslinien auszuwählen, den täglichen Wasserstoffbedarf der Linien vollständig zu decken und die Linien den aktivierten Standorten zuzuordnen. Es werden sowohl wirtschaftliche als auch ökologische Zielgrößen in Betracht gezogen. Das Modell verfügt über zwei Zielgrößen. Die primäre Zielsetzung besteht darin, die täglichen Gesamtkosten zu reduzieren. Die zweite Zielgröße besteht darin, die täglichen CO₂-Emissionen zu reduzieren. So kann die Wasserstoffversorgung nicht nur unter dem Aspekt der Kosten, sondern auch bezüglich ihrer Auswirkungen auf das Klima beurteilt werden.

6.4.1 Zielfunktion 1: Minimierung der Gesamtkosten

Die täglichen Gesamtkosten setzen sich aus verschiedenen Kostenfaktoren zusammen. Hierzu zählen die täglichen Kosten für Fahrzeuge, die Kosten an Tankstellen, die Aufwendungen für die Wasserstoffproduktion, die Transportkosten sowie die CO₂-Kosten. Die allgemeine Kostenfunktion wird wie folgt dargestellt:

$$\min f_1 = K_{Bus} + K_{Tankstelle} + K_{H_2} + K_{Transport} + K_{CO_2} \quad (23)$$

Die Fahrzeugkosten ergeben sich aus der Anzahl der eingesetzten Busse je Linie und den täglichen Kosten pro Bus:

$$K_{Bus} = \sum_{l \in L} n_l \times K^{Bus} \quad (24)$$

Hierbei steht n_l für die Menge der Busse, die auf der Linie l eingesetzt werden, und K^{Bus} repräsentiert die täglichen Kosten pro Bus. Diese beinhalten nicht lediglich die jährlichen Investitionskosten, sondern auch zusätzliche fahrzeugbezogene Betriebskosten:

$$K^{Bus} = K_{Bus}^{CAPEX} + K_{Bus}^{Wartung} + K_{Bus}^{Reifen} + K_{Bus}^{Verwaltung} + K_{Bus}^{Versicherung} + K_{Bus}^{Fahrer} \quad (25)$$

Die Kosten für Tankstellen setzen sich aus den jährlichen Investitionskosten der Tankstelle sowie den Aufwendungen für Wartung, Personal und Versicherungen zusammen.

$$K_t^{Tankstelle} = K_{Tankstelle,t}^{CAPEX} + K_{Tankstelle,t}^{Wartung} + K_{Tankstelle,t}^{Personal} + K_{Tankstelle,t}^{Versicherung} \quad (26)$$

Die variablen Kostenfaktoren, insbesondere die Kosten für Wasserstoff, den Transport sowie die CO₂-Kosten, sind abhängig vom jeweiligen Versorgungsmodus und der Art des verwendeten Wasserstoffs. In der Szenarienanalyse werden diese Kosten den jeweiligen Szenarien zugewiesen.

6.4.2 Zielfunktion 2: Minimierung der CO₂-Emissionen

Zusätzlich zu den Gesamtkosten werden die täglichen CO₂-Emissionen reduziert. Die Emissionen resultieren aus der zur Verfügung gestellten Menge an Wasserstoff sowie dem Emissionsfaktor des entsprechenden Versorgungstyps:

$$\min f_2 = \sum_{l \in L} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} q_{l,s} \cdot z_{s,t} \cdot e_t \quad (27)$$

Hierbei steht $q_{l,s}$ für die Menge an Wasserstoff, die der Standort s für die Linie l zur Verfügung stellt. Die Variable $z_{s,t}$ zeigt an, ob der Standort s mit dem Versorgungstyp t betrieben wird. Der Parameter e_t stellt den CO₂-Emissionsfaktor für den entsprechenden Versorgungstyp dar. Bei der Betrachtung lediglich eines Versorgungstyps in einem Modelllauf reduziert sich die Emissionsfunktion auf:

$$\min f_2 = \sum_{l \in L} \sum_{s \in S} q_{l,s} \cdot e_t \quad (28)$$

Die Zielfunktion f_2 gibt die täglichen CO₂-Emissionen in kg CO₂/Tag an. Sie dient als ökologische Bewertungsgröße und wird insbesondere im Rahmen der Pareto-Analyse genutzt. Die folgende Tabelle 6.2 gibt einen Überblick über die oben genannten Modellparameter und deren Einheiten.

Tabelle 6-2: Wichtigste Modellparameter mit Einheiten.

Symbole	Bedeutung	Einheit
H_l	täglicher Wasserstoffbedarf der Linie l	Kg H ₂ /Tag
K_s	maximale Tageskapazität des Standorts s	Kg H ₂ /Tag
nl	Anzahl der eingesetzten Busse auf Linie l	Busse
K^{Bus}	tägliche Kosten pro Bus	€/Bus/Tag
$K_t^{\text{Tankstelle}}$	tägliche Kosten eines aktivierten Tankstellenstandorts bei Versorgungstyp t	€/Tag
e_t	CO ₂ -Emissionsfaktor des Versorgungstyps t	Kg CO ₂ /kg H ₂

6.4.3 Nebenbedingungen NB1- NB8 (Kapazität, Zuordnung, Versorgung)

Das Optimierungsmodell unterliegt verschiedenen Nebenbedingungen. Diese gewährleisten, dass lediglich technisch und betrieblich akzeptable Lösungen generiert werden. Die Nebenbedingungen legen insbesondere die klare Zuordnung der Linien, die Verwendung ausschließlich aktivierter Standorte, die vollständige Abdeckung des Wasserstoffbedarfs sowie die Beachtung der Standortkapazitäten fest.

NB1: Eindeutige Zuordnung jeder Linie

Jede Buslinie muss genau einem Tankstellenstandort zugeordnet werden:

$$\sum_{s \in S} y_{l,s} = 1 \quad \forall \quad l \in L \quad (29)$$

Diese Nebenbedingung stellt sicher, dass jede Linie vollständig einem Standort zugeordnet wird. Eine Linie darf also nicht mehreren Standorten gleichzeitig zugewiesen werden und darf auch nicht unversorgt bleiben.

NB2: Zuordnung nur zu aktivierten Standorten

Eine Linie darf nur einem Standort zugeordnet werden, wenn dieser Standort aktiviert ist:

$$y_{l,s} \leq x_s \quad \forall l \in L, s \in S \quad (30)$$

Wenn ein Standort nicht aktiviert ist, gilt $x_s = 0$. In diesem Fall kann keine Linie diesem Standort zugeordnet werden.

NB3: Versorgungstyp nur an aktivierten Standorten

Ein aktivierter Standort erhält genau einen Versorgungstyp. Inaktive Standorte erhalten keinen Versorgungstyp:

$$\sum_{t \in T} z_{s,t} = x_s \quad s \in S \quad (31)$$

Diese Bedingung verknüpft die Standortentscheidung mit der Versorgungsentscheidung. Nur wenn ein Standort aktiviert wird, kann dort auch ein Versorgungstyp ausgewählt werden

NB4: Wasserstoffmenge nur bei bestehender Linienzuweisung

Eine Menge Wasserstoff darf lediglich für eine Linie an einem Standort zur Verfügung gestellt werden, sofern diese Linie dem betreffenden Standort zugeordnet ist:

$$q_{l,s} \leq H_l \cdot y_{l,s} \quad \forall l \in L, \quad s \in S \quad (32)$$

Wenn $y_{l,s} = 0$, muss auch $q_{l,s} = 0$ gelten. Dies verhindert, dass Wasserstoffmengen an Leitungen geliefert werden, die nicht dem Standort zugeordnet sind.

NB5: Vollständige Deckung des Wasserstoffbedarfs

Der tägliche Wasserstoffbedarf jeder Linie muss vollständig gedeckt werden:

$$\sum_{s \in S} q_{l,s} = H_l \quad \forall l \in L \quad (33)$$

Diese Bedingung stellt sicher, dass jede Linie genau die Wasserstoffmenge erhält, die sie für den Tagesbetrieb benötigt.

NB6: Kapazitätsrestriktion der Tankstellenstandorte

Die an einem Standort bereitgestellte Wasserstoffmenge darf die Kapazität dieses Standorts nicht überschreiten:

$$\sum_{l \in L} q_{l,s} \leq K_s \cdot x_s \quad \forall s \in S \quad (34)$$

Wenn ein Standort nicht aktiviert ist, also $x_s = 0$, kann dort keine Wasserstoffmenge bereitgestellt werden. Ist der Standort aktiviert, darf die Summe der zugewiesenen Mengen die Kapazität K_s nicht überschreiten.

NB7: Mindestanzahl aktivierter Standorte

Es muss mindestens ein Tankstellenstandort aktiviert werden:

$$\sum_{s \in S} x_s \geq 1 \quad (35)$$

Diese Nebenbedingung verhindert, dass das Modell eine Lösung ohne Versorgungsstandort erzeugt.

NB8: CO₂-Grenze für die Pareto-Analyse

Für die Pareto-Analyse kann eine zusätzliche CO₂-Obergrenze eingeführt werden:

$$f_2 \leq \varepsilon \quad (36)$$

Der Parameter ε definiert die maximal zulässigen täglichen CO₂-Emissionen. Diese Nebenbedingung tritt lediglich wirksam, wenn der Zielkonflikt zwischen Kosten und Emissionen durch die ε -Constraint-Methode analysiert wird.

6.4.4 Multi-Objective Ansatz und Lösungsstrategie: ε -Constraint-Methode, Pareto-Analyse

Da das Modell zwei Zielgrößen einbezieht, liegt ein bi-kriteriales Optimierungsproblem vor. Einerseits ist es erforderlich, die täglichen Gesamtkosten zu reduzieren. Auf der anderen Seite sollten die CO₂-Emissionen so niedrig wie möglich sein. Diese beiden Zielsetzungen können miteinander in Konflikt stehen, da Lösungen mit geringeren Emissionen oft mit höheren Kosten verbunden sind. Für die Untersuchung dieses Zielkonflikts kommt die ε -Constraint-Methode zum Einsatz. Es wird eine Zielgröße als primäres Ziel festgelegt, während die zweite Zielgröße in eine Nebenbedingung umgewandelt wird. In dieser Arbeit erfolgt die Minimierung der Kostenfunktion f_1 . Die CO₂-Emissionen f_2 unterliegen einer festgelegten Obergrenze:

$$\min f_1(x)$$

Unter der Bedingung:

$$f_2(x) \leq \varepsilon \quad (37)$$

Die Strategie zur Lösung wird in mehreren Phasen umgesetzt. Zunächst erfolgt die Lösung des Modells ohne CO₂-Beschränkung, um die kosteneffiziente Lösung zu ermitteln. Daraufhin wird eine Obergrenze für CO₂ festgelegt und schrittweise angepasst. Für jeden Wert von ε wird das Optimierungsmodell erneut bearbeitet. Hieraus resultiert eine Vielzahl an effektiven Lösungsansätzen, die verschiedene Kombinationen von Kosten und CO₂-Emissionen aufweisen.

Für die vorliegende Untersuchung bedeutet dies, dass das Modell nicht lediglich die wirtschaftlichste Standort- und Versorgungsstruktur identifiziert, sondern auch aufzeigt, welche zusätzlichen Kosten anfallen, wenn strengere CO₂-Vorgaben in Betracht gezogen werden.

6.5 Implementierung des Optimierungsmodells

Die technische Realisierung des Optimierungsmodells findet in einer auf Python basierenden Modellumgebung statt. Das Ziel der Implementierung besteht darin, die aus der Verkehrssimulation gewonnenen Betriebsdaten in ein mathematisches Optimierungsmodell zu überführen, um eine geeignete Standort- und Versorgungsstruktur für die Wasserstoffversorgung der analysierten Buslinien in Eberswalde abzuleiten. Der Implementierungsprozess umfasst drei Schritte: die Erfassung verkehrlicher Kenngrößen mithilfe von SUMO, die mathematische Modellierung unter Verwendung von Pyomo und die Lösung des Optimierungsproblems durch Gurobi. Die verkehrlichen Eingangsdaten werden zunächst durch die SUMO-Simulation erfasst. Die Simulation stellt den Busverkehr im Untersuchungsgebiet Eberswalde für die sechs analysierten Linien dar. Die Steuerung sowie die Erfassung von Daten werden über die TraCI-Schnittstelle realisiert, die eine Kommunikation in Python mit der aktiven SUMO-Simulation gestattet. Im Verlauf der Simulation werden unter anderem die zurückgelegte Strecke, der Verbrauch von Kraftstoff, der Status der Stopps sowie die abgeschlossenen Fahrten dokumentiert. Die vorliegenden Informationen haben das Ziel, die täglichen Fahrleistungen der jeweiligen Linien zu ermitteln und daraus den Wasserstoffbedarf für eine zukünftige Optimierung abzuleiten. Die Simulation stellt einen kompletten Betriebstag von 04:00 Uhr bis 24:00 Uhr dar und bezieht 147 geplante Fahrten auf dem tatsächlichen Straßennetz von Eberswalde mit ein. Die aus SUMO extrahierten Daten werden danach in Python verarbeitet. Hierzu zählen insbesondere die tägliche Fahrleistung pro Linie, die Anzahl der eingesetzten Busse sowie der tägliche Bedarf an Wasserstoff. Diese Werte werden im Python-Code eindeutig als Eingangsparameter festgelegt. Zusätzlich werden die vier möglichen Standorte für Tankstellen, S0, S1, S2 und S3, zusammen mit ihren entsprechenden Kapazitäten erfasst. Das Optimierungsmodell wird auf Grundlage dieser Datenbasis in Pyomo erstellt. Zuerst erfolgt die Festlegung der Mengen an Linien, Standorten und Versorgungstypen. Daraufhin erfolgt die Erstellung von Parametern,

Entscheidungsvariablen, Zielfunktionen sowie Nebenbedingungen. Die Struktur des Modells wird durch die Implementierung eines ConcreteModel realisiert, wodurch sämtliche Komponenten des Modells unmittelbar im Python-Code festgelegt werden. Nach der Modellierung wird das Optimierungsproblem an Gurobi übergeben. Gurobi löst das gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsproblem und bestimmt die optimale Kombination aus aktivierten Tankstellenstandorten, Linienzuweisungen und Wasserstoffmengen. Zur Steuerung des Lösungsprozesses werden unter anderem ein MIPGap von 0,001, ein TimeLimit von 120 Sekunden, 4 Threads, NumericFocus = 1 und Presolve = 2 verwendet. Diese Einstellungen dienen dazu, eine hohe Lösungsqualität bei begrenzter Rechenzeit und numerischer Stabilität zu erreichen. Nach Abschluss des Lösungsvorgangs werden die Ergebnisse aus dem gelösten Pyomo-Modell ausgelesen. Für jeden Standort wird geprüft, ob die Standortvariable x_s aktiviert wurde. Ebenso werden die Linienzuweisungen über $y_{l,s}$ und die zugewiesenen Wasserstoffmengen über $q_{l,s}$ extrahiert. Die Ergebnisse werden anschließend in strukturierte Python-Datenformate überführt und für die weitere Auswertung vorbereitet.

Die Analyse beinhaltet insbesondere die aktivierten Standorte, die Zuordnung der Linien zu diesen Standorten, die Wasserstoffmenge pro Linie und Standort, die täglichen Gesamtkosten sowie die CO₂-Emissionen. Zum Abschluss erfolgt die Aufbereitung der Ergebnisse sowohl in tabellarischer als auch in grafischer Form. Der Export wird in eine Excel-Datei durchgeführt, die unter anderem den Vergleich von Szenarien, die Zuweisung von Linien, den H₂-Bedarf pro Linie, Standortinformationen, die Pareto-Front, Kostenparameter sowie die Sensitivitätsanalyse umfasst.

7 Szenariendefinition

In diesem Kapitel werden vier analysierte Szenarien zur Energieversorgung des Busbetriebs in Eberswalde festgelegt und hinsichtlich ihrer Kosten- und Emissionsstruktur erläutert. Ziel ist es, den heutigen Dieselbetrieb mit drei wasserstoffbasierten Alternativen zu vergleichen. Dabei werden sowohl konventionelle Dieselfahrzeuge als auch Brennstoffzellenbusse betrachtet. Die Wasserstoffszenarien unterscheiden sich insbesondere durch die Art der Wasserstoffbereitstellung: grauer Wasserstoff aus zentraler Produktion, grüner Wasserstoff aus dezentraler Elektrolyse sowie grüner Wasserstoff aus zentraler Produktion mit Lkw-Anlieferung. Die Szenariendefinition bildet die Grundlage für die spätere Optimierung und Ergebnisbewertung. Dabei werden nicht nur die reinen Kraftstoffpreise betrachtet, sondern die gesamten täglichen Betriebskosten. Dazu gehören Fahrzeugkosten, Tankstellenkosten, Energiekosten, Transportkosten und CO₂-Kosten. Für eine transparente Kostenbewertung ist eine klare Abgrenzung der verwendeten Kostenbegriffe notwendig. Besonders bei Wasserstoffsystemen können unterschiedliche Systemgrenzen zu unterschiedlichen Kostenwerten führen. Die Wasserstoffgestehungskosten, also die Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), hängen insbesondere von den Stromkosten, den Volllaststunden, den Kapitalkosten und den Investitionskosten des Elektrolyseurs ab [55]. CAPEX bezeichnet die Investitionskosten einer Anlage oder eines Fahrzeugs. In dieser Arbeit betrifft dies insbesondere die Anschaffungskosten der Busse, die Investitionskosten der Wasserstofftankstelle und bei dezentraler Produktion die Investitionskosten des Elektrolyseurs. Die CAPEX fallen einmalig an, werden jedoch mithilfe der Annuitätenmethode auf tägliche Kosten umgerechnet. OPEX (Operating Expenditure) beschreibt die laufenden Betriebskosten. Dazu gehören beispielsweise Wartung, Versicherung, Personal, Verwaltung, Stromkosten, Kraftstoffkosten und Transportkosten. Bei Elektrolyseuren werden OPEX häufig als prozentualer Anteil der CAPEX pro Jahr angegeben. In der Literatur werden hierfür Werte zwischen 1,5 % und 5 % der CAPEX pro Jahr genannt [55], [56]. In dieser Arbeit werden diese Betriebskosten entsprechend den jeweiligen Szenarioannahmen berücksichtigt. LCOH beschreibt die spezifischen Wasserstoffgestehungskosten in €/kg H₂. Bei grünem Wasserstoff aus Elektrolyse umfassen die LCOH typischerweise Stromkosten, Elektrolyseur-CAPEX, EPC -Kosten, OPEX, Wirkungsgrad, Volllaststunden, Zinssatz und Lebensdauer. Dieser Artikel [55] beschreibt, dass die LCOH-Berechnung grundsätzlich die Elemente CAPEX, OPEX, Annuität und Stromkosten enthält. Die Stromkosten werden dabei häufig separat hervorgehoben, da sie einen besonders starken Einfluss auf die Kosten von grünem Wasserstoff haben. TCO beschreibt die gesamten täglichen Kosten eines Szenarios. In dieser Arbeit umfasst der TCO-Ansatz folgende Kostenbestandteile:

$$TCO = K_{Bus} + K_{Tankstelle} + K_{Energie} + K_{Transport} + K_{CO_2} \quad (39)$$

Damit ist der TCO umfassender als der reine Wasserstoffpreis pro kg oder der Dieselpreis pro Liter. Während LCOH nur die spezifischen Produktionskosten des Wasserstoffs beschreibt, berücksichtigt TCO zusätzlich Fahrzeuge, Tankstelleninfrastruktur, Transport und CO₂-Kosten. Da die Investitionen nicht nur für einen einzelnen Tag, sondern über die gesamte Projektlaufzeit genutzt werden, werden die CAPEX mithilfe der Annuitätenmethode auf jährliche beziehungsweise tägliche Kosten umgerechnet [57]. Der Annuitätsfaktor wird wie folgt berechnet. Der Annuitätsfaktor wird berechnet durch:

$$a = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad [58] \quad (38)$$

mit

$$i = 0.05$$

$$n = 20$$

Daraus ergibt sich:

$$a = 0,08024$$

Dieser Annuitätenfaktor wird verwendet, um Investitionskosten in jährliche Kosten umzuwandeln. Die täglichen CAPEX-Kosten ergeben sich anschließend durch Division durch 365 Tage:

$$K_{CAPEX,Tag} = \frac{CAPEX \cdot a}{365} \quad (39)$$

Durch diese Vorgehensweise werden Investitionen realitätsnäher abgebildet als bei einer einfachen linearen Verteilung, da auch die Kapitalkosten berücksichtigt werden.

7.1 Überblick über die betrachteten Szenarien

Die vier Szenarien veranschaulichen verschiedene Versorgungspfade in technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Hinsicht. Szenario A dient als Referenzfall und beschreibt den konventionellen Dieselpetrieb. Die Szenarien B bis D untersuchen verschiedene Wasserstoffversorgungswege. Grauer Wasserstoff wird in Szenario B betrachtet. Er wird zentral produziert und per Lkw zur Tankstelle transportiert. Dabei entstehen vorgelagerte CO₂-Emissionen aus der Wasserstoffproduktion. Grüner Wasserstoff wird in den Szenarien C und D betrachtet. In Szenario C wird der Wasserstoff dezentral direkt am Tankstellenstandort durch Elektrolyse erzeugt. In Szenario D wird grüner Wasserstoff zentral produziert und anschließend per Lkw angeliefert[56]. Die folgende Tabelle gibt Überblick über die betrachteten Szenarien.

Tabelle 7-1: Überblick über die betrachteten Szenarien.

Szenario	Antriebstechnologie	Energieträger	Bereitstellung	Transport	CO ₂ -Emission
A	Dieselpbus	Diesel	konventionelle Dieselpversorgung	Kein H ₂ Logistik	CO ₂ -Emissionen aus Dieselpverbrauch
B	Brennstoffzellenbus	Grauer Wasserstoff	zentrale Produktion	Lkw-Anlieferung	CO ₂ -Emissionen aus H ₂ Produktion
C	Brennstoffzellenbus	Grüner Wasserstoff	dezentrale Produktion	Kein externer H ₂ Transport	emissionsfrei
D	Brennstoffzellenbus	Grüner Wasserstoff	zentrale Produktion	Lkw-Anlieferung	emissionsfrei

Für die Wasserstoffszenarien B, C und D wird dieselbe Brennstoffzellenbusflotte betrachtet. Daher werden die Fahrzeugkosten der Wasserstoffbusse einmalig berechnet und in allen drei Wasserstoffszenarien einheitlich übernommen. Dadurch wird sichergestellt, dass die Unterschiede zwischen den Szenarien nicht durch unterschiedliche Fahrzeugkosten, sondern durch die jeweilige Wasserstoffbereitstellung entstehen. Für die H₂-Tankstelleninfrastruktur wird ebenfalls eine einheitliche Kostenannahme verwendet. Für eine Wasserstofftankstelle werden Investitionskosten von 977.000 € angesetzt.

7.2 Szenario A: Dieselbusse (Referenzfall)

Szenario A bildet das Referenzszenario der Untersuchung ab. In diesem Szenario wird der betrachtete Busbetrieb vollständig mit Dieselnissen durchgeführt. Die Fahrleistung, die Anzahl der Fahrten sowie die eingesetzte Fahrzeuganzahl entsprechen den aus der Simulation abgeleiteten Betriebsdaten. Dadurch dient Szenario A als Vergleichsgrundlage für die wasserstoffbasierten Szenarien. Für den Dieselnissbetrieb werden neben dem reinen Dieselnisskraftstoffpreis auch Transportkosten, CO₂-Kosten sowie die für den Betrieb notwendige Dieselnisstankstelle berücksichtigt. Damit wird nicht nur der reine Marktpreis von Dieselniss betrachtet, sondern ein systembezogener Dieselnisskostensatz bestimmt. Dieser beschreibt die Kosten, die entstehen, damit ein Liter Dieselniss im Busbetrieb tatsächlich bereitgestellt und genutzt werden kann. Die Dieselnisstankstelle wird dabei nicht dem reinen Kraftstoffpreis zugeordnet, sondern als notwendige Betankungsinfrastruktur berücksichtigt. Um einen systembezogenen Bereitstellungspreis pro Liter Dieselniss zu bestimmen, werden die täglichen Tankstellenkosten auf den täglichen Dieselnissverbrauch umgelegt. Dadurch ist Szenario A methodisch mit den Wasserstoffszenarien vergleichbar, bei denen ebenfalls neben dem Wasserstoffpreis die Tankstelleninfrastruktur berücksichtigt wird. Die folgende Tabelle fasst die Parameter zusammen, die für die Berechnung von Szenario A verwendet werden.

Tabelle 7-2: Eingangsparameter für Szenario A.

Parameter	Symbol	Wert	Einheit	Bedeutung
Täglicher Dieselverbrauch	D_{Tag}	466,78	L /Tag	Dieselbedarf der Busflotte
Dieselpreis	p_{Diesel}	1,50	€ /L	Kraftstoffpreis ohne Zusatzkosten
Dieseltransportkosten	$K_{Transport,A}$	0,04	€ /L	Transportkosten
CO₂-Emissionsfaktor Diesel	e_{Diesel}	2,65	Kg CO ₂ /L	direkte CO ₂ -Emissionen je Liter Diesel
CO₂-Preis	p_{CO_2}	0,055	€ / kg CO ₂	entspricht 55 €/t CO ₂
Investitionskosten Dieseltankstelle	$I_{Tankstelle,A}$	100.000	€	CAPEX der Tankstelle
Investitionskosten Dieselbus	$I_{Bus,A}$	300.000	€	CAPEX von Dieselbus
Tagesdistanz	d_{Tag}	1.333,59	Km /Tag	simulierte Tagesfahrleistung
Annuitätsfaktor	a	0,08024	-	20 Jahre, 5 % Zinssatz
Wartung Dieseltankstelle	$r_{Wartung}$	2	% /Jahr	jährliche Wartungskosten
Jährliche Personalkosten	$K_{Personal}$	55.000	€ /Jahr	angenommene Vollzeitkosten
Versicherung Dieseltankstelle	$K_{Versicherung}$	8000	€ /Jahr	jährliche Versicherungskosten

CO₂-Kosten pro Liter Diesel

Der CO₂-Emissionsfaktor von Diesel beträgt:

$$e_{\text{Diesel}} = 2,65 \text{ kg CO}_2 / \text{L}$$

Der CO₂-Preis beträgt:

$$p_{\text{CO}_2} = 55 \text{ €/tCO}_2 = 0,055 \text{ €/ kg CO}_2$$

Damit ergeben sich die CO₂-Kosten pro Liter Diesel zu:

$$\begin{aligned} K_{\text{CO}_2,A} &= e_{\text{Diesel}} \times p_{\text{CO}_2} \text{ bc} \\ K_{\text{CO}_2,A} &= 2,65 \times 0,055 = 0,146 \text{ €/L} \end{aligned} \quad (40)$$

Variable Dieseldkosten ohne Tankstelle

Die variablen Dieseldkosten ohne Tankstelle setzen sich aus dem Dieselpreis, den Transportkosten und den CO₂-Kosten zusammen:

$$\begin{aligned} K_{\text{Diesel,ohne Tank,A}} &= K_{\text{CO}_2,A} + K_{\text{Transport,A}} + p_{\text{Diesel}} \\ K_{\text{Diesel,ohne Tank,A}} &= 0,146 + 0,04 + 1,50 = 1,686 \text{ €/L} \end{aligned} \quad (41)$$

Dieser Wert beschreibt die variablen Kosten pro Liter Diesel. Er enthält jedoch noch nicht die anteiligen Kosten der Dieseltankstelle.

Buskosten in Szenario A

Die Fahrzeugkosten werden mithilfe der Annuitätenmethode berechnet. Für die Dieselbusse werden Anschaffungskosten von 300.000 € pro Bus angesetzt. Bei 30 eingesetzten Bussen ergeben sich die täglichen annualisierten CAPEX-Kosten zu:

$$\begin{aligned} K_{\text{Bus,CAPEX,A,Tag}} &= \frac{N_{\text{Bus}} \times I_{\text{Bus,A}} \times a}{365} \\ K_{\text{Bus,CAPEX,A,Tag}} &= \frac{30 \times 300.000 \times 0,08024}{365} \\ K_{\text{Bus,CAPEX,A,Tag}} &= 1978,52 \text{ €/Tag} \end{aligned} \quad (42)$$

Zusätzlich werden jährliche Betriebskosten für Versicherung, Wartung, Reifen, Fahrpersonal und Verwaltung berücksichtigt:

$$\begin{aligned} K_{\text{Versicherung}} &= \frac{9.500 \times 30}{365} = 780,82 \text{ €/Tag} \\ K_{\text{Wartung}} &= \frac{22.000 \times 30}{365} = 1.808,22 \text{ €/Tag} \\ K_{\text{Reifen}} &= \frac{8000 \times 30}{7 \times 365} = 93,93 \text{ €/Tag} \\ K_{\text{Fahrer}} &= \frac{55.000 \times 30}{365} = 4.520,55 \text{ €/Tag} \\ K_{\text{Verwaltung}} &= \frac{3000 \times 30}{365} = 246,58 \text{ €/Tag} \end{aligned}$$

Damit ergeben sich die gesamten täglichen Buskosten in Szenario A zu:

$$\begin{aligned} K_{\text{Bus,A,Tag}} &= K_{\text{Bus,CAPEX,A,Tag}} + K_{\text{Versicherung}} + K_{\text{Wartung}} + K_{\text{Reifen}} + K_{\text{Fahrer}} + K_{\text{Verwaltung}} \\ K_{\text{Bus,A,Tag}} &= 9.428,61 \text{ €/Tag} \end{aligned} \quad (43)$$

Dieseltankstellenkosten

Für die Dieseltankstelle werden Investitionskosten von 100.000 € angesetzt. Da es sich um eine Infrastrukturinvestition handelt, werden diese Kosten mithilfe der Annuitätenmethode auf tägliche Kosten umgerechnet. Die täglichen annualisierten Investitionskosten der Dieseltankstelle ergeben sich zu:

$$K_{\text{CAPEX,Tankstelle ,A,Tag}} = \frac{I_{\text{Tankstelle,A}} \times a}{365} \quad (44)$$

$$K_{CAPEX,Tankstelle,A,Tag} = \frac{100.000 \times 0,08024}{365} = 21,98 \text{ €/Tag}$$

Zusätzlich werden jährliche Wartungskosten in Höhe von 2 % der Investitionskosten berücksichtigt:

$$K_{Wartung,A,Tag} = \frac{0,02 \times 100.000}{365} = 5,48 \text{ €/Tag}$$

Für den Betrieb der Tankstelle wird ein Personalanteil von 30 % einer Vollzeitstelle angesetzt:

$$K_{Personal,A,Tag} = \frac{0,3 \times 55.000}{365} = 45,2 \text{ €/Tag}$$

Die jährlichen Versicherungskosten betragen 8.000 €/Jahr:

$$K_{Versicherung,A,Tag} = \frac{8.000}{365} = 21,92 \text{ €/Tag}$$

Damit ergeben sich die täglichen Gesamtkosten der Dieseltankstelle zu:

$$K_{Tankstelle,A,Tag} = K_{CAPEX,Tankstelle,A,Tag} + K_{Wartung,A,Tag} + K_{Personal,A,Tag} + K_{Versicherung,A,Tag} \quad (45)$$

$$K_{Tankstelle,A,Tag} = 21,98 + 5,48 + 45,21 + 21,92 = 94,59 \text{ €/Tag}$$

Die Dieseltankstelle verursacht somit tägliche Infrastrukturkosten von 94,59 €/Tag. Dieser Wert wird später auf den täglichen Dieserverbrauch umgelegt, um den systembezogenen Dieselpreis pro Liter zu bestimmen.

Systembezogener Dieselpreis inklusive Tankstelle

Da Diesel im Busbetrieb nur über eine geeignete Betankungsinfrastruktur genutzt werden kann, werden zusätzlich die Kosten der Dieseltankstelle berücksichtigt. Die täglichen Tankstellenkosten werden auf den täglichen Dieserverbrauch umgelegt:

$$K_{Tankstelle,A,L} = \frac{K_{Tankstelle,A,Tag}}{D_{Tag}} \quad (46)$$

$$K_{Tankstelle,A,L} = \frac{94,59}{466,78} = 0,203 \text{ €/L}$$

Der systembezogene Dieselpreis ergibt sich damit zu:

$$K_{Diesel,system,A} = K_{Tankstelle,A,L} + K_{Diesel,ohne Tank,A} \quad (47)$$

$$K_{Diesel,system,A} = 0,203 + 1,686 = 1,89 \text{ €/L}$$

Der systembezogene Dieselpreis von 1,89 €/L beschreibt somit die Kosten pro Liter Diesel inklusive Dieselpreis, Transportkosten, CO₂-Kosten und anteiliger Dieseltankstellenkosten.

Die täglichen dieselbezogenen Systemkosten betragen:

$$K_{Diesel,system,A,Tag} = D_{Tag} \times K_{Diesel,system,A} \quad (48)$$

$$K_{Diesel,system,A,Tag} = 466,78 \times 1,89 = 882,21 \text{ €/Tag}$$

TCO von Szenario A

Der tägliche Total Cost of Ownership setzt sich aus den Buskosten und den dieselbezogenen Systemkosten zusammen:

$$TCO_A = K_{Bus,A,Tag} + K_{K_{Diesel,system,A,Tag}} \quad (49)$$

Mit den Buskosten:

$$K_{Bus,A,Tag} = 9.428,61 \text{ €/Tag}$$

Ergibt sich:

$$TCO_A = 9.428,61 + 882,21 = 10.310,820 \text{ €/Tag}$$

Die spezifischen Kosten pro Kilometer ergeben sich aus der täglichen Fahrleistung:

$$K_{km,A} = \frac{TCO_A}{d_{Tag}} \quad (50)$$

$$K_{km,A} = \frac{10310,820}{1.333,59} = 7,73 \text{ €/km}$$

Die folgende Abbildung 7.1 zeigt die tägliche TCO-Kostenaufschlüsselung des Dieselreferenzszenarios A, wobei die betrachteten Kostenkomponenten je Buslinie differenziert dargestellt werden.

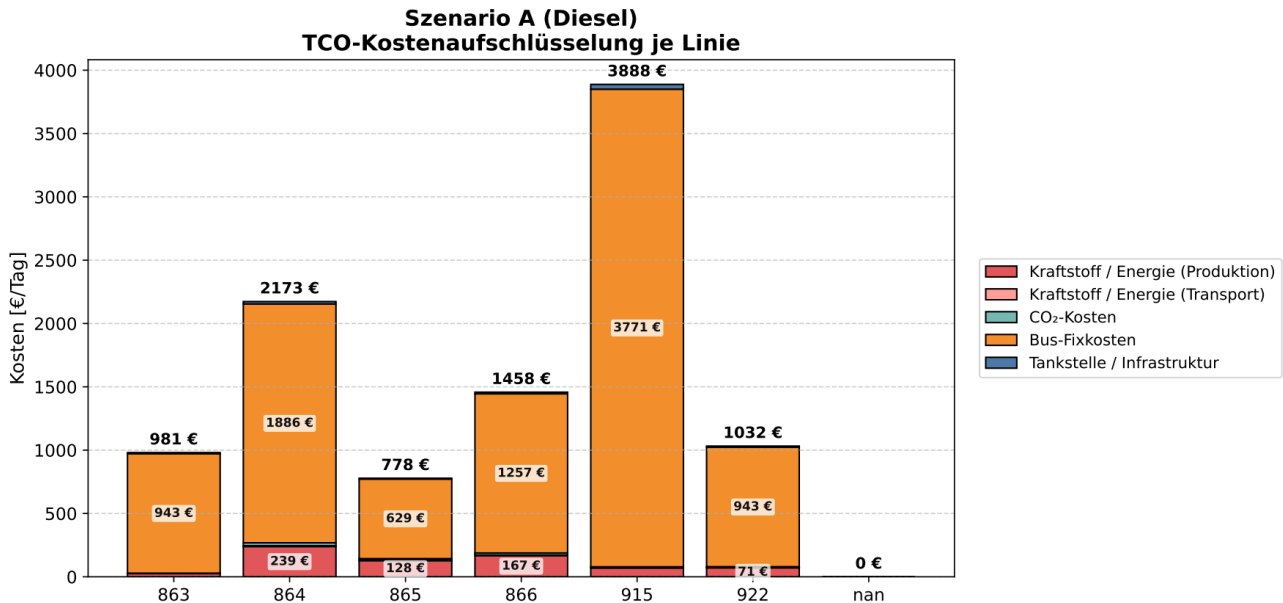


Abbildung 7-1: TCO-Kostenaufschlüsselung der Buslinien im Dieselreferenzszenario A

Diese Darstellung veranschaulicht die täglichen TCO-Kostenaufstellungen pro Linie im Dieselreferenzszenario A. Es wird ersichtlich, dass die Fixkosten der Busse den größten Anteil an den Gesamtkosten darstellen, wobei die Linie 915 mit 3.888 €/Tag die höchsten Gesamtkosten verursacht, gefolgt von der Linie 864 mit 2.173 €/Tag.

7.3 Szenario B: Grauer Wasserstoff – zentrale Produktion und LKW-Transport

Szenario B betrachtet den Einsatz von grauem Wasserstoff im Busbetrieb. Im Unterschied zu Szenario C wird der Wasserstoff nicht dezentral am Standort erzeugt, sondern zentral produziert und anschließend per Lkw zur Wasserstofftankstelle transportiert. Der Wasserstoff wird dabei als grauer Wasserstoff betrachtet, dessen Herstellung mit vorgelagerten CO₂-Emissionen verbunden ist. Im Fahrbetrieb verursacht der Brennstoffzellenbus keine lokalen CO₂-Emissionen. Dennoch entstehen in Szenario B relevante Emissionen bei der Herstellung des grauen Wasserstoffs. Deshalb werden neben dem Wasserstoffpreis auch CO₂-Kosten berücksichtigt. Zusätzlich fallen Transportkosten an, da der Wasserstoff nicht am Standort produziert, sondern angeliefert wird. Analog zu Szenario A wird auch in Szenario B nicht nur der reine Wasserstoffpreis betrachtet. Für die betriebliche Nutzung des Wasserstoffs ist eine Betankungsinfrastruktur erforderlich. Deshalb werden die Kosten der H₂-Tankstelle zusätzlich auf die täglich verbrauchte Wasserstoffmenge umgelegt. Dadurch ergibt sich ein systembezogener Wasserstoffpreis, der die gesamten Bereitstellungskosten pro kg H₂ abbildet. Diese Tabelle fasst die Eingangsparameter von grauem H₂ zusammen.

Tabelle 7-3: Eingangsparameter für grauen H₂.

Parameter	Symbol	Wert	Einheit	Bedeutung
Anzahl H ₂ -Busse	N_{Bus}	30	Busse	Eingesetzte Fahrzeuganzahl
Projektlaufzeit	n	20	Jahre	Betrachtungszeitraum

CO₂-Emissionsfaktor grauer H₂	e_B	10,6	$kg\ CO_2 / kg\ H_2$	direkte CO ₂ -Emissionen je Liter Diesel
CO₂-Preis	p_{CO_2}	0,055	€ / $kg\ CO_2$	entspricht 55 €/t CO ₂
Investitionskosten H₂-Tankstelle	$I_{Tankstelle,B}$	977.000	€	CAPEX der Tankstelle
Täglicher Wasserstoffbedarf	H_{Tag}	106,67	$kg\ H_2 / Tag$	Bedarf der Busflotte
Annuitätsfaktor	a	0,08024	-	20 Jahre, 5% Zinssatz
Investitionskosten H₂-Bus	$I_{Bus,B}$	670.000	€	Betankungsinfrastruktur
Wartung H₂-Tankstelle	$r_{Wartung}$	2	% /Jahr	jährliche Wartungskosten
Jährliche Personalkosten	$K_{Personal}$	55.000	€ /Jahr	angenommene Vollzeitkosten
Versicherung H₂-Tankstelle	$K_{Versicherung}$	8000	€ /Jahr	jährliche Versicherungskosten

Variable H₂-Kosten ohne Tankstelle

Für die Wasserstoffszenarien beträgt der tägliche Wasserstoffbedarf:

$$H_{Tag} = 106,67\ kg\ H_2 / Tag$$

Der Beschaffungspreis für grauen Wasserstoff beträgt:

$$p_{H_2,B} = 3,33\ €/kgH_2$$

Zusätzlich entstehen Transportkosten von:

$$K_{Transport,B} = 1,50\ €/kgH_2$$

Da grauer Wasserstoff mit CO₂-Emissionen verbunden ist, werden auch CO₂-Kosten berücksichtigt. Der Emissionsfaktor beträgt:

$$e_B = 10,6\ kgCO_2 / kgH_2$$

Die CO₂-Kosten pro kg grauem Wasserstoff betragen:

$$K_{CO_2,B} = e_B \times p_{CO_2} \quad (51)$$

$$K_{CO_2,B} = 10,6 \times 0,055 = 0,583\ €/kgH_2$$

Die Kosten für grauen Wasserstoff ohne Tankstelle ergeben sich damit zu:

$$K_{H_2,ohne\ Tank,B} = p_{H_2,B} + K_{Transport,B} + K_{CO_2,B} \quad (52)$$

$$K_{H_2,ohne\ Tank,B} = 3,33 + 1,50 + 0,583 = 5,413\ €/kgH_2$$

Dieser Wert beschreibt die variablen Wasserstoffkosten ohne die anteiligen Kosten der H₂-Tankstelle

Wasserstofftankstellenkosten

Für die Wasserstofftankstelle werden Investitionskosten von 977.000 € angesetzt. Da es sich um eine Infrastrukturinvestition handelt, werden diese Kosten mithilfe der Annuitätenmethode auf tägliche Kosten umgerechnet. Die täglichen annualisierten Investitionskosten der Wasserstofftankstelle ergeben sich zu:

$$K_{CAPEX,Tankstelle,B,Tag} = \frac{I_{Tankstelle,B} \times a}{365} \quad (53)$$

$$K_{CAPEX,Tankstelle,B,Tag} = \frac{977.000 \times 0,08024}{365} = 214,78 \text{ €/Tag}$$

Zusätzlich werden jährliche Wartungskosten in Höhe von 2 % der Investitionskosten berücksichtigt:

$$K_{Wartung,B,Tag} = \frac{0,02 \times 977.000}{365} = 53,53 \text{ €/Tag}$$

Für den Betrieb der Tankstelle wird ein Personalanteil von 30 % einer Vollzeitstelle angesetzt:

$$K_{Personal,B,Tag} = \frac{0,3 \times 55.000}{365} = 45,21 \text{ €/Tag}$$

Die jährlichen Versicherungskosten betragen 8.000 €/Jahr:

$$K_{Versicherung,B,Tag} = \frac{8000}{365} = 21,92 \text{ €/Tag}$$

Damit ergeben sich die täglichen Gesamtkosten der grauen Wasserstofftankstelle zu:

$$K_{Tankstelle,B,Tag} = K_{CAPEX,Tankstelle,B,Tag} + K_{Wartung,B,Tag} + K_{Personal,B,Tag} + K_{Versicherung,B,Tag} \quad (54)$$

$$K_{Tankstelle,B,Tag} = 214,78 + 53,53 + 45,21 + 21,92 = 335,44 \text{ €/Tag}$$

Systembezogener H₂-Preis

Die Tankstellenkosten werden auf den täglichen Wasserstoffbedarf umgelegt:

$$K_{Tankstelle,H_2,B} = \frac{K_{Tankstelle,B,Tag}}{H_{Tag}} \quad (55)$$

$$K_{Tankstelle,H_2,B} = \frac{335,44}{106,67} = 3,14 \text{ €/kgH}_2$$

Der systembezogene H₂-Preis ergibt sich damit zu:

$$K_{H_2,System,B} = K_{Tankstelle,H_2,B} + K_{H_2,ohne Tank,B} \quad (56)$$

$$K_{H_2,System,B} = 3,14 + 5,413 = 8,56 \text{ €/kgH}_2$$

Der systembezogene Wasserstoffpreis von 8,56 €/kg H₂ beschreibt somit die Kosten pro kg Wasserstoff inklusive zentraler H₂-Beschaffung, Transport, CO₂-Kosten und anteiliger Tankstellenkosten.

Die täglichen H₂-bezogenen Systemkosten ergeben sich zu:

$$K_{H_2,System,B,Tag} = K_{H_2,System,B} \times H_{Tag}$$

$$K_{H_2,System,B,Tag} = 8,56 \times 106,67 = 913,1 \text{ €/Tag}$$

Buskosten von Szenario B

Die Fahrzeugkosten werden ebenfalls mit der Annuitätenmethode berechnet. Dadurch werden Busse und Tankstelle methodisch einheitlich behandelt. Die annualisierten täglichen CAPEX-Kosten der 30 H₂-Busse ergeben sich zu:

$$K_{Bus,CAPEX,B,Tag} = \frac{N_{Bus} \times I_{Bus,B} \times a}{365} \quad (57)$$

$$K_{Bus,CAPEX,B,Tag} = \frac{30 \times 670.000 \times 0,08024}{365} = 4418,7 \text{ €/Tag}$$

Zusätzlich werden jährliche Betriebskosten für Versicherung, Wartung, Reifen, Fahrpersonal und Verwaltung berücksichtigt:

$$K_{Versicherung,B,Tag} = \frac{9.500 \times 30}{365} = 780,82 \text{ €/Tag}$$

$$K_{Wartung,B,Tag} = \frac{22.000 \times 30}{365} = 1.808,22 \text{ €/Tag}$$

$$K_{Reifen,B,Tag} = \frac{8.000 \times 30}{7 \times 365} = 93,93 \text{ €/Tag}$$

$$K_{Fahrer,B,Tag} = \frac{55.000 \times 30}{365} = 4.520,55 \text{ €/Tag}$$

$$K_{Verwaltung,B,Tag} = \frac{3000 \times 30}{365} = 246,58 \text{ €/Tag}$$

Damit betragen die gesamten täglichen Buskosten:

$$K_{Bus,B,Tag} = K_{Bus,CAPEX,B,Tag} + K_{Versicherung,B,Tag} + K_{Wartung,B,Tag} + K_{Reifen,B,Tag} + K_{Fahrer,B,Tag} + K_{Verwaltung,B,Tag} \quad (58)$$

$$K_{Bus,B,Tag} = 11.868,80 \text{ €/Tag}$$

Die täglichen Buskosten enthalten neben den annualisierten Investitionskosten auch Versicherung, Wartung, Reifen, Fahrpersonal und Verwaltung. Für 30 Brennstoffzellenbusse ergeben sich:

$$K_{Bus,B,Tag} = 11.868,80 \text{ €/Tag}$$

TCO von Szenario B

Der tägliche Total Cost of Ownership setzt sich aus den übernommenen Buskosten und den H₂-bezogenen Systemkosten zusammen:

$$TCO_B = K_{Bus,B,Tag} + K_{H_2, System,B,Tag} \quad (59)$$

$$TCO_B = 913,1 + 11.868,80 = 12.781,9 \text{ €/Tag}$$

Die spezifischen Kosten pro Kilometer ergeben sich aus der täglichen Fahrleistung:

$$K_{km,B} = \frac{TCO_B}{d_{Tag}} \quad (60)$$

$$K_{km,B} = \frac{12.781,81}{1.333,59} = 9,58 \text{ €/km}$$

Die Abbildung 7.2 veranschaulicht die tägliche Aufschlüsselung der TCO-Kosten für das Szenario B, das grauen Wasserstoff betrifft. Die Ausgaben werden für jede Buslinie differenziert in Bezug auf die Kraftstoffproduktion, den Transport, die CO₂-Kosten, die Fixkosten der Busse sowie die Kosten für Tankstellen und Infrastruktur dargestellt.

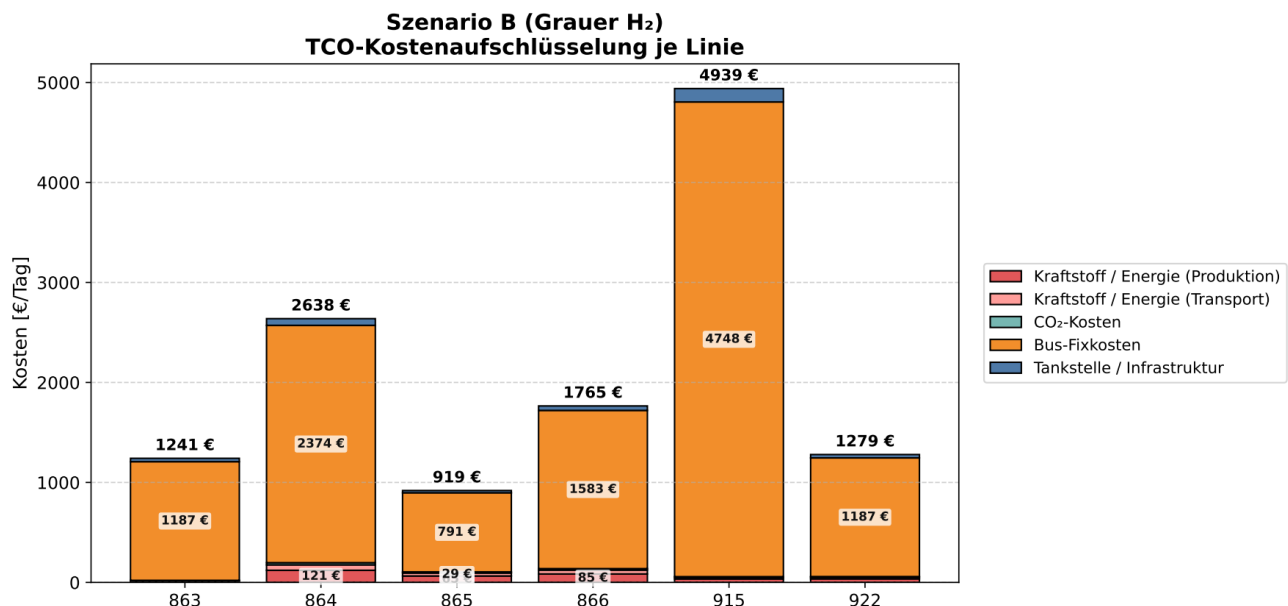


Abbildung 7-2: TCO-Kostenaufschlüsselung je Buslinie im Szenario B mit grauem Wasserstoff

Diese Abbildung verdeutlicht, dass im Szenario B die Fixkosten für Busse den größten Anteil an den täglichen Gesamtkosten haben. Die höchsten Ausgaben treten auf der Linie 915 mit 4.939 €/Tag auf, gefolgt von der Linie 864 mit 2.638 €/Tag und der Linie 866 mit 1.765 €/Tag. Dies ist insbesondere auf die höhere Fahrleistung dieser Linien und den damit verbundenen größeren Bedarf an Wasserstoff zurückzuführen.

7.4 Szenario C: Grüner Wasserstoff – dezentrale Produktion

Szenario C betrachtet die dezentrale Erzeugung von grünem Wasserstoff direkt am Tankstellenstandort. Der Wasserstoff wird nicht extern angeliefert, sondern vor Ort mithilfe eines Elektrolyseurs produziert. Der eingesetzte Strom wird als erneuerbar angenommen, weshalb für dieses Szenario keine CO₂-Emissionen angesetzt werden. Gleichzeitig entstehen keine externen Transportkosten, da der Wasserstoff direkt am Standort erzeugt und anschließend dort betankt wird. Für eine vollständige Bewertung reicht es jedoch nicht aus, nur die reinen Herstellungskosten des Wasserstoffs zu betrachten. Damit der Wasserstoff im Busbetrieb tatsächlich nutzbar ist, werden neben Strom, Wasser und Elektrolyseur auch die Kosten der Wasserstofftankstelle berücksichtigt. Deshalb wird in diesem Szenario zusätzlich zum LCOH ein systembezogener Gesamtpreis pro kg H₂ berechnet.

Der LCOH beschreibt die Herstellungskosten von 1 kg Wasserstoff. Der systembezogene H₂-Preis geht einen Schritt weiter und berücksichtigt zusätzlich die Tankstelleninfrastruktur:

$$K_{H_2, System, C} = LCOH_C + \frac{K_{Tankstelle, C, Tag}}{H_{Tag}} \quad (61)$$

Damit wird der Preis von 1 kg Wasserstoff nicht nur aus der Produktion, sondern aus dem gesamten für die Nutzung erforderlichen Versorgungssystem bestimmt.

Da in Szenario C dieselbe Wasserstoffbusflotte wie in Szenario B eingesetzt wird, werden die Buskosten übernommen:

$$K_{Bus, C, Tag} = K_{Bus, B, Tag} = 11.868,80 \text{ €/Tag}$$

Gleiches gilt für die Wasserstofftankstelle, da auch in Szenario C eine Betankungsinfrastruktur zur Speicherung, Verdichtung und Abgabe des angelieferten Wasserstoffs erforderlich ist. Daher werden die H₂-Tankstellenkosten aus den Wasserstoffszenarien übernommen:

$$K_{Tankstelle, C, Tag} = K_{Tankstelle, B, Tag} = 335,44 \text{ €/Tag}$$

Die folgende Tabelle fasst die Eingangsparameter zusammen, die für die Berechnung von Szenario C verwendet werden.

Tabelle 7-4: Eingangsparameter für Szenario C.

Parameter	Symbol	Wert	Einheit	Bedeutung
Anzahl H ₂ -Busse	N_{Bus}	30	Busse	Eingesetzte Fahrzeuganzahl
Projektlaufzeit	n	20	Jahre	Betrachtungszeitraum
Täglicher Wasserstoffbedarf	H_{Tag}	106,67	Kg H ₂ / Tag	Bedarf der Busflotte
Strompreis	p_{Strom}	0,062	€/kWh	Stromkosten der Elektrolyse
Elektrolyseurwirkungsgrad	η	0,70	-	Wirkungsgrad des Elektrolyseurs
Energieinhalt H ₂	E_H	33,33	kWh/kgH ₂	Unterer Heizwert von Wasserstoff

Spezifischer Strombedarf	E_{H_2}	47,61	kWh/kgH_2	Strombedarf je kg H_2
Wasserbedarf	w_{H_2}	0,01	$m^3/kg H_2$	Wasserbedarf der Elektrolyse
Wasserpreis	p_{Wasser}	2,00	€/m ³	Wasserkosten
Elektrolyseur -CAPEX	$CAPEX_{El}$	1500	€/kW	Investitionskosten Elektrolyseur
EPC-Kosten	EPC_{El}	800	€/kW	Planung, Bau und Installation
Gesamte Elektrolyseur kosten	$CAPEX_{El,total}$	2300	€/kW	CAPEX inkl.EPC
OPEX-Elektrolyseur	r_{OPEX}	2	% /Jahr	Betrieb und Wartung
Volllaststunden	h_{VLH}	3000	h /Jahr	Auslastung des Elektrolyseurs
Annuitätsfaktor	a	0,08024	-	20 Jahre, 5% Zinssatz
Investitionskosten H₂-Tankstelle	$I_{Tankstelle,C}$	977.000	€	Betankungsinfrastruktur

Berechnung des LCOH

Der Strompreis für die dezentrale Elektrolyse beträgt:

$$p_{Strom} = 6,2 \text{ ct/kWh} = 0,062 \text{ €/kWh}$$

Der Elektrolysewirkungsgrad beträgt: $\eta = 70\% = 0,70$

Zur Herstellung von 1 kg Wasserstoff wird auf Basis des unteren Heizwerts ein Energieinhalt von 33,33 kWh/kg angesetzt [58]. Daraus ergibt sich der spezifische Strombedarf:

$$E_{H_2} = \frac{E_H}{\eta} \quad (62)$$

$$E_{H_2} = \frac{33,33}{0,70} = 47,61 \text{ kWh/kgH}_2$$

Die Stromkosten pro kg Wasserstoff ergeben sich zu:

$$K_{Strom,H_2,C} = E_{H_2} \times p_{Strom} \quad (63)$$

$$K_{Strom,H_2,C} = 47,61 \times 0,062 = 2,95 \text{ €/kgH}_2$$

Dann ergibt sich die Stromkosten pro Tag als:

$$K_{Strom,H_2,C,Tag} = 2,95 \times 106,67 = 314,68 \text{ €/Tag}$$

Zusätzlich wird Wasser für die Elektrolyse benötigt:

$$K_{Wasser,H_2,C} = w_{H_2} \times p_{Wasser} \quad (64)$$

$$K_{Wasser,H_2,C} = 0,01 \times 2,00 = 0,02 \text{ €/kgH}_2$$

Dann ergibt sich die Wasser pro Tag als:

$$K_{Wasser,H_2,C,Tag} = 0,02 \times 106,67 = 2,13 \text{ €/Tag}$$

Für den Elektrolyseur werden folgende Investitionskosten berücksichtigt:

$$CAPEX_{El} = 1500 \text{ €/kW}$$

$$EPC_{El} = 800 \text{ €/kW}$$

Damit betragen die gesamten Investitionskosten des Elektrolyseurs:

$$CAPEX_{El,Total} = CAPEX_{El} + EPC_{El} \quad (65)$$

$$CAPEX_{El,Total} = 1500 + 800 = 2300 \text{ €/kW}$$

Für die dezentrale Elektrolyse werden jährliche Volllaststunden von $h_{VLH} = 3000 \text{ h/jahr}$ angenommen. Daraus ergibt sich die jährliche Wasserstoffproduktion pro kW Elektrolyseurleistung:

$$H_{jahr,1kW} = \frac{h_{VLH}}{E_{H_2}} \quad (66)$$

$$H_{jahr,1kW} = \frac{3000}{47,61} = 63,01 \text{ kgH}_2/\text{kW} / \text{jahr}$$

Die annualisierten CAPEX- und EPC-Kosten pro kg Wasserstoff werden berechnet als:

$$K_{CAPEX,El} = \frac{CAPEX_{El,Total} \times a}{H_{jahr,1kW}} \quad (67)$$

$$K_{CAPEX,El} = \frac{2300 \times 0,08024}{63,01} = 2,93 \text{ €/kgH}_2$$

Die OPEX des Elektrolyseurs werden mit 2 % der Investitionskosten pro Jahr angesetzt:

$$K_{OPEX,EL} = \frac{0,02 \times CAPEX_{El,Total}}{H_{jahr,1kW}} \quad (68)$$

$$K_{OPEX,EL} = \frac{0,02 \times 2300}{63,01} = 0,73 \text{ €/kgH}_2$$

Damit ergeben sich die Wasserstoffgestehungskosten für den dezentral erzeugten grünen Wasserstoff zu:

$$LCOH_C = K_{Strom,H_2,C} + K_{CAPEX,El} + K_{OPEX,El} + K_{Wasser,H_2,C} \quad (69)$$

$$LCOH_C = 2,95 + 2,93 + 0,73 + 0,02 = 6,63 \text{ €/kgH}_2$$

Der LCOH von 6,63 €/kg H₂ beschreibt somit die reinen Gestehungskosten des dezentral erzeugten grünen Wasserstoffs. Er enthält bereits die Strom- und Wasserkosten sowie die anteiligen Elektrolyseurkosten, jedoch noch nicht die Kosten der Wasserstofftankstelle. Da der Wasserstoff am Standort erzeugt wird, entstehen keine externen H₂-Transportkosten:

$$K_{Transport,C} = 0$$

Da grüner Wasserstoff im Modell emissionsfrei bewertet wird, entstehen auch keine CO₂-Kosten:

$$K_{CO_2,C} = 0$$

Bei einem täglichen Wasserstoffbedarf von:

$$H_{Tag} = 106,67 \text{ kgH}_2/\text{Tag}$$

Betragen die täglichen Wasserstoffkosten:

$$K_{H_2,C,Tag} = H_{Tag} \times K_{H_2,C} \quad (70)$$

$$K_{H_2,C,Tag} = 106,67 \times 6,63 = 702,22 \text{ €/Tag}$$

Systembezogener H₂-Preis inklusive Tankstelle

Da der Wasserstoff ohne Tankstelle nicht im Busbetrieb genutzt werden kann, werden die Tankstellenkosten zusätzlich auf die täglich verbrauchte Wasserstoffmenge umgelegt. Für die H₂-Tankstelle werden tägliche Kosten:

$$K_{Tankstelle,C,Tag} = 335,44 \text{ €/Tag}$$

Die anteiligen Tankstellenkosten pro kg Wasserstoff wie bei B betragen:

$$K_{Tankstelle,H_2,C} = 3,14 \text{ €/kgH}_2$$

Der systembezogene H₂-Preis ergibt sich damit aus dem LCOH zuzüglich der anteiligen Tankstellenkosten:

$$K_{H_2,System,C} = LCOH_C + K_{Tankstelle,H_2,C} \quad (71)$$

$$K_{H_2,System,C} = 6,63 + 3,14 = 9,77 \text{ €/kgH}_2$$

Dieser Wert beschreibt nicht nur die reinen Herstellungskosten, sondern die gesamten wasserstoffbezogenen Kosten pro kg H₂ inklusive Elektrolyseur und Tankstelle. Die folgende Tabelle zeigt die Zusammensetzung des systembezogenen H₂-Preises.

Tabelle 7-5: die Zusammensetzung des systembezogenen H₂-Preises.

Kostenbestandteil	Wert [€/kg H ₂]	Bedeutung
Stromkosten	2,95	Strombedarf der Elektrolyse
Wasserkosten	0,02	Wasserbedarf der Elektrolyse
Elektrolyseur-CAPEX inkl.-EPC	2,93	Anteilige Investitionskosten des Elektrolyseurs
Elektrolyseur-OPEX	0,73	Betrieb und Wartung des Elektrolyseurs
LCOH gesamt	6,63	Herstellungskosten H ₂
H₂-Tankstelle	3,14	Anteilige Tankstellenkosten pro kg H ₂
Gesamtpreis H₂ systembezogen	9,77	Kosten pro kg H ₂ inklusive notwendiger Infrastruktur

Dimensionierung des Elektrolyseurs

Zusätzlich zur LCOH-Berechnung wird die erforderliche Elektrolyseurleistung bestimmt. Bei einem täglichen Wasserstoffbedarf von 106,67 kg H₂ und einem spezifischen Strombedarf von 47,61 kWh/kg H₂ ergibt sich ein täglicher Strombedarf von:

$$E_{Tag} = H_{Tag} \times E_{H_2} \quad (72)$$

$$E_{Tag} = 106,67 \times 47,61 = 5.078,56 \text{ kWh/Tag}$$

Bei durchschnittlich 8,22 Volllaststunden pro Tag beträgt die Elektrolyseurleistung:

$$P_{El} = \frac{E_{Tag}}{h_{Tag}} \quad (73)$$

$$P_{El} = \frac{5078,56}{8,22} = 617,8 \text{ kW}$$

Für die Versorgung der betrachteten Busflotte wird somit eine Elektrolyseurleistung von rund 618 kW benötigt.

Die gesamten Investitionskosten des Elektrolyseurs ergeben sich aus der benötigten Leistung und den spezifischen Investitionskosten:

$$I_{El} = P_{El} \times CAPEX_{El,Total} \quad (74)$$

$$I_{El} = 618 \times 2300 = 1.421.400 \text{ €}$$

Die annualisierten täglichen CAPEX-Kosten des Elektrolyseurs ergeben sich zu:

$$K_{CAPEX,El,Tag} = \frac{I_{El} \times a}{365} \quad (75)$$

$$K_{CAPEX,El,Tag} = \frac{1.421.400 \times 0,08024}{365} = 312,47 \text{ €/Tag}$$

Die täglichen OPEX des Elektrolyseurs betragen:

$$K_{OPEX,El,Tag} = \frac{0,02 \times I_{El}}{365} \quad (76)$$

$$K_{OPEX,El,Tag} = \frac{0,02 \times 1421400}{365} = 77,88 \text{ €/Tag}$$

Damit ergeben sich die täglichen Elektrolyseur-Infrastrukturkosten zu:

$$K_{El,Tag} = K_{CAPEX,El,Tag} + K_{OPEX,El,Tag} \quad (77)$$

$$K_{El,Tag} = 312,47 + 77,88 = 390,35 \text{ €/Tag}$$

Diese Elektrolyseurkosten entsprechen inhaltlich den im LCOH enthaltenen CAPEX- und OPEX-Komponenten. Sie werden hier zusätzlich ausgewiesen, um die Infrastrukturkosten transparent darzustellen. Für die TCO-Berechnung dürfen sie jedoch nicht zusätzlich zum LCOH addiert werden, da dies zu einer Doppelzählung führen würde.

Tägliche H₂-Systemkosten

Die täglichen wasserstoffbezogenen Systemkosten ergeben sich aus dem systembezogenen H₂-Preis und dem täglichen Bedarf:

$$K_{H_2,System,C,Tag} = H_{Tag} \times K_{H_2,System,C} \quad (78)$$

$$K_{H_2,System,C,Tag} = 106,67 \times 9,77 = 1.042,17 \text{ €/Tag}$$

Dieser Wert entspricht der Summe aus Stromkosten, Wasserkosten, Elektrolyseurkosten und Tankstellenkosten:

$$K_{H_2,System,C,Tag} = K_{Strom,C,Tag} + K_{El,Tag} + K_{Tankstelle,C,Tag} + K_{Wasser,C,Tag} \quad (79)$$

$$K_{H_2,System,C,Tag} = 314,68 + 390,35 + 335,44 + 2,13 = 1.042,17 \text{ €/Tag}$$

TCO von Szenario C

Der tägliche Total Cost of Ownership setzt sich aus den übernommenen Buskosten und den wasserstoffbezogenen Systemkosten zusammen:

$$TCO_C = K_{Bus,C,Tag} + K_{H_2, System,C,Tag} \quad (80)$$

$$TCO_C = 11.868,81 + 1.042,17 = 12.910,97 \text{ €/Tag}$$

Die spezifischen Kosten pro Kilometer ergeben sich aus der Tagesdistanz von 1.333,59 km:

$$K_{km,C} = \frac{TCO_C}{d_{Tag}} \quad (81)$$

$$K_{km,C} = \frac{12.910,97}{1.333,59} = 9,68 \text{ €/km}$$

Abbildung 7.3 veranschaulicht die tägliche Aufschlüsselung der TCO-Kosten für das Szenario C, das grünen Wasserstoff beinhaltet. Die Ausgaben werden für jede Buslinie differenziert in Bezug auf die Kraftstoffproduktion, den Transport, die CO₂-Kosten, die Fixkosten der Busse sowie die Kosten für Tankstellen und Infrastruktur dargestellt.

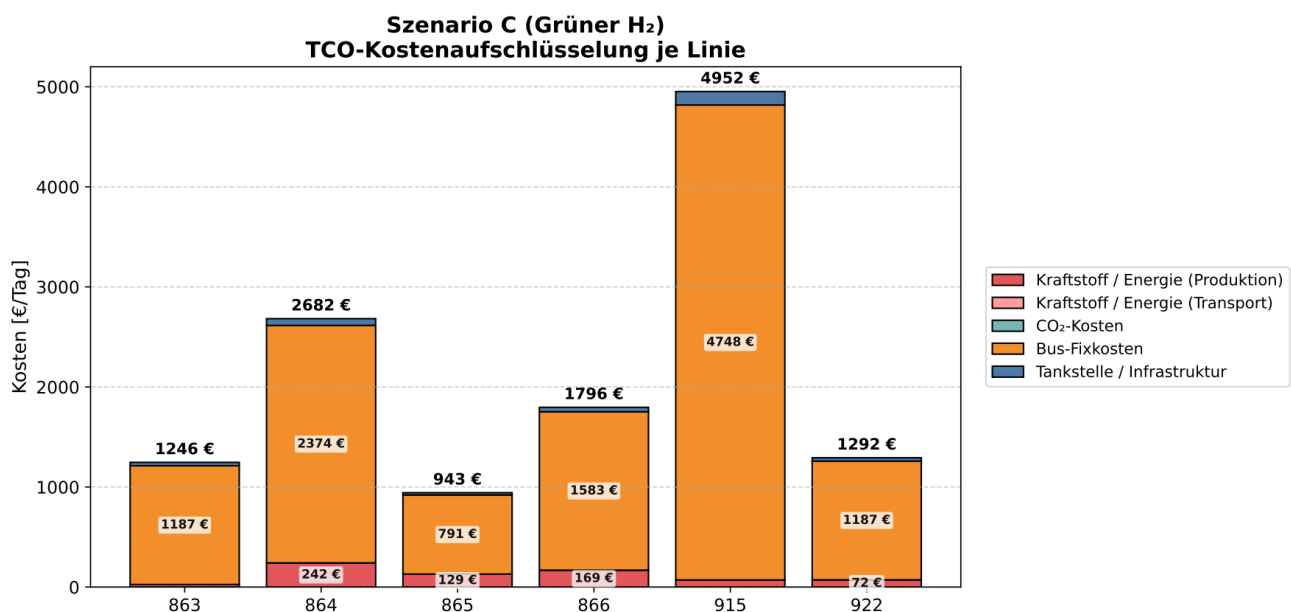


Abbildung 7-3: TCO-Kostenaufschlüsselung je Buslinie im Szenario C mit grünem Wasserstoff

Die Darstellung verdeutlicht, dass die Fixkosten für Busse auch im Szenario C den höchsten Anteil an den täglichen Gesamtkosten haben. Die höchsten Gesamtausgaben treten auf der Linie 915 mit 4.952 €/Tag auf, gefolgt von der Linie 864 mit 2.682 €/Tag und der Linie 866 mit 1.796 €/Tag.

7.5 Szenario D: Grüner Wasserstoff-zentrale Produktion - LKW-Transport

Szenario D betrachtet den Einsatz von grünem Wasserstoff, der nicht direkt am Standort der Tankstelle erzeugt wird, sondern zentral produziert und anschließend per Lkw zu den aktivierten Wasserstofftankstellen transportiert wird. Im Unterschied zu Szenario C wird in diesem Szenario keine dezentrale Elektrolyse am Tankstellenstandort angenommen. Die Busse werden weiterhin als Brennstoffzellenbusse betrieben, der eingesetzte Wasserstoff stammt jedoch aus einer zentralen grünen Produktionsanlage. Da in Szenario D dieselbe Wasserstoffbusflotte und Wassertankstelle wie in den Szenarien B und C eingesetzt werden, werden sie nicht erneut berechnet. Der Unterschied zu Szenario B liegt in der Art des Wasserstoffs. Während in Szenario B grauer Wasserstoff betrachtet wird, wird in Szenario D grüner Wasserstoff eingesetzt. Dieser wird unter der Annahme bewertet, dass er mithilfe erneuerbarer Energien erzeugt wird. Daher wird für die Wasserstoffbereitstellung ein Emissionsfaktor von null angesetzt:

$$e_D = 0 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$$

Damit entstehen in Szenario D keine CO₂-Kosten für die Wasserstoffbereitstellung: $K_{CO_2,D} = 0$. Diese Annahme gilt unter der Voraussetzung, dass der Wasserstoff mithilfe erneuerbarer Energien erzeugt wird. Im Modell werden daher nur die Beschaffungskosten des zentral produzierten grünen Wasserstoffs, die Transportkosten sowie die Infrastruktur und Fahrzeugkosten berücksichtigt.

Variable H₂-Kosten ohne Tankstelle

Für die Wasserstoffszenarien beträgt der tägliche Wasserstoffbedarf der sechs betrachteten Buslinien:

$$H_{Tag} = 106,67 \text{ kgH}_2/\text{Tag}$$

Für zentral produzierten grünen Wasserstoff wird ein spezifischer Beschaffungskostenansatz von:

$$p_{H_2,D} = 6,00 \text{ €/kgH}_2$$

verwendet. Da der Wasserstoff nicht am Standort erzeugt wird, sondern per Lkw zu den Tankstellen transportiert werden muss, werden zusätzlich Transportkosten berücksichtigt:

$$K_{Transport,D} = 1,50 \text{ €/kg}$$

Die spezifischen Wasserstoffkosten in Szenario D ergeben sich damit aus den Produktions- beziehungsweise Beschaffungskosten und den Transportkosten:

$$\begin{aligned} K_{H_2,ohne Tank,D} &= p_{H_2,D} + K_{Transport,D} + K_{CO_2,D} \\ K_{H_2,ohne Tank,D} &= 6,00 + 1,50 + 0 = 7,50 \text{ €/kgH}_2 \end{aligned} \quad (82)$$

Damit betragen die täglichen variablen Wasserstoffkosten:

$$\begin{aligned} K_{H_2,ohne Tank,D,Tag} &= H_{Tag} \times K_{H_2,ohne Tank,D} \\ K_{H_2,ohne Tank,D,Tag} &= 106,67 \times 7,50 = 800,03 \text{ €/Tag} \end{aligned} \quad (83)$$

Systembezogener H₂-Preis inklusive Tankstelle

Da der Wasserstoff in Szenario D zentral produziert und per Lkw angeliefert wird, ist weiterhin eine H₂-Tankstelle am Betriebsstandort erforderlich. Diese Tankstelle wird benötigt, um den Wasserstoff zu speichern, zu verdichten und an die Busse abzugeben. Da die anteiligen Tankstellenkosten pro kg H₂ schon im Szenario B berechnet wurden:

$$K_{Tankstelle,H_2,D} = 3,14 \text{ €/kgH}_2$$

Ergibt sich der systembezogene H₂-Preis als:

$$\begin{aligned} K_{H_2,System,D} &= K_{Tankstelle,H_2,D} + K_{H_2,ohne Tank,D} \\ K_{H_2,System,D} &= 3,14 + 7,50 = 10,64 \text{ €/kgH}_2 \end{aligned} \quad (84)$$

Damit ergeben sich die H₂-bezogenen Systemkosten zu:

$$\begin{aligned} K_{H_2,System,D,Tag} &= K_{H_2,System,D} \times H_{Tag} \\ K_{H_2,System,D,Tag} &= 10,64 \times 106,67 = 1135 \text{ €/Tag} \end{aligned} \quad (85)$$

TCO-Berechnung für Szenario D

Der Total Cost of Ownership ergibt sich aus den übernommenen Buskosten und den H₂-bezogenen Systemkosten:

$$TCO_D = K_{Bus,D,Tag} + K_{H_2,System,D,Tag} \quad (86)$$

Da die Buskosten aus den Wasserstoffszenarien B und C übernommen werden, gilt:

$$K_{Bus,D,Tag} = 11.868,80 \text{ €/Tag}$$

Damit ergibt sich:

$$TCO_D = 11.868,80 + 1135 = 13.003,8 \text{ €/Tag}$$

Die spezifischen Kosten pro Kilometer ergeben sich aus:

$$K_{km,D} = \frac{TCO_D}{d_{Tag}} \quad (87)$$

$$K_{km,D} = \frac{13.003,8}{1.333,59} = 9,75 \text{ €/km}$$

Abbildung 7.4 veranschaulicht die tägliche Aufschlüsselung der TCO-Kosten für das Szenario D, das zentral bereitgestellten grünen Wasserstoff umfasst. Die Ausgaben werden für jede Buslinie differenziert nach der Herstellung von Kraftstoff, dem Transport, den CO₂-Kosten, den Fixkosten für Busse sowie den Kosten für Tankstellen und Infrastruktur aufgeführt.

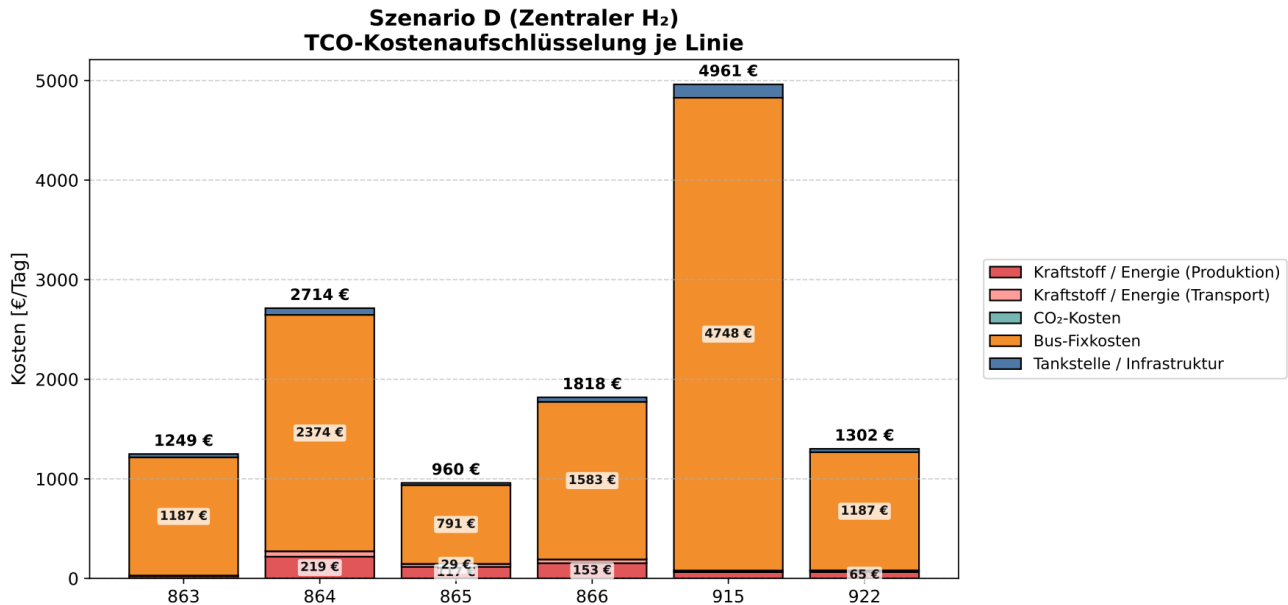


Abbildung 7-4: TCO-Kostenaufschlüsselung je Buslinie im Szenario D mit zentral bereitgestelltem grünem Wasserstoff

Die Darstellung verdeutlicht, dass die Fixkosten für Busse auch im Szenario D den größten Anteil an den Gesamtkosten ausmachen. Die höchsten Gesamtausgaben werden auf der Linie 915 mit 4.961 €/Tag verzeichnet, gefolgt von der Linie 864 mit 2.714 €/Tag und der Linie 866 mit 1.818 €/Tag.

7.6 Vergleichsparameter der Szenarien: Kostenstruktur, CO₂-Emissionen, Infrastrukturbedarf

Die vier Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Kostenstruktur, ihrer CO₂-Emissionen und ihres Infrastrukturbedarfs. Für einen methodisch einheitlichen Vergleich wird in allen Szenarien der Total Cost of Ownership als zentrale Bewertungsgröße verwendet. Dieser setzt sich aus den täglichen Fahrzeugkosten und den systembezogenen Energiebereitstellungskosten zusammen. Die systembezogenen Energiekosten umfassen neben dem reinen Kraftstoffpreis auch Transportkosten, CO₂-Kosten sowie die notwendige Betankungsinfrastruktur.

$$TCO = K_{Bus} + K_{Energie, System, D, Tag} \quad (88)$$

Szenario A dient als Dieselreferenzfall. Es weist unter den getroffenen Annahmen die geringsten Gesamtkosten auf, verursacht jedoch direkte CO₂-Emissionen durch den Dieserverbrauch. Szenario B betrachtet grauen Wasserstoff aus zentraler Produktion mit Lkw-Anlieferung. Dieses Szenario ist innerhalb der Wasserstoffszenarien kostengünstiger, verursacht jedoch vorgelagerte CO₂-Emissionen aus der Wasserstoffproduktion. Szenario C untersucht die dezentrale Erzeugung von grünem Wasserstoff am Tankstellenstandort. Dabei entstehen im Modell keine CO₂-Emissionen und keine externen Transportkosten, jedoch zusätzliche Kosten für den Elektrolyseur. Szenario D beschreibt zentral produzierten grünen Wasserstoff mit Lkw-Anlieferung. Auch dieses Szenario wird emissionsfrei bewertet, weist jedoch höhere

Beschaffungs- und Transportkosten auf. Der Vergleich zeigt, dass Szenario A aus rein wirtschaftlicher Sicht niedrigste TCO aufweist. Die Wasserstoffszenarien liegen aufgrund höherer Fahrzeugkosten und zusätzlicher H₂-Infrastruktur über dem Dieselreferenzfall. Innerhalb der Wasserstoffszenarien ist Szenario B am günstigsten, da grauer Wasserstoff mit niedrigeren Beschaffungskosten angesetzt wird. Dieser Kostenvorteil ist jedoch mit CO₂-Emissionen aus der Wasserstoffproduktion verbunden. Die grünen Wasserstoffszenarien C und D schneiden aus ökologischer Sicht besser ab, da für sie im Modell keine CO₂-Emissionen angesetzt werden. Szenario C benötigt aufgrund der dezentralen Elektrolyse den höchsten lokalen Infrastrukturbedarf, vermeidet jedoch externe H₂-Transporte. Szenario D benötigt keine lokale Elektrolyseinfrastruktur, ist jedoch von zentralen Beschaffungskosten und Lkw-Transport abhängig. Insgesamt zeigt der Vergleich einen klaren Zielkonflikt zwischen Wirtschaftlichkeit, Emissionsminderung und Infrastrukturbedarf. Während der Dieselbetrieb kostenseitig vorteilhaft ist, sind die grünen Wasserstoffszenarien aus Klimaschutzsicht attraktiver. Diese Gegenüberstellung bildet daher eine wichtige Grundlage für die anschließende Optimierung und die Bewertung des Zielkonflikts zwischen Kostenminimierung und CO₂-Reduktion.

8 Ergebnisse und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Simulation, der Szenarienberechnung und der Optimierung dargestellt und diskutiert. Ziel ist es, die technische wirtschaftliche und ökologische Eignung der untersuchten Wasserstoffstrategien für den Busbetrieb in Eberswalde zu bewerten. Grundlage der Analyse sind die in den vorherigen Kapiteln definierten Eingangsdaten, Kostenparameter, Emissionsfaktoren, potenziellen Tankstellenstandorte sowie das entwickelte Optimierungsmodell. Zunächst werden die betrieblichen Ausgangsdaten aus der SUMO-Simulation und die daraus abgeleiteten Kosten vor der Optimierung zusammengefasst. Diese Werte dienen als Referenz, um die Wirkung der anschließenden Optimierung beurteilen zu können. Danach werden die Ergebnisse des Optimierungsmodells dargestellt. Im Mittelpunkt stehen dabei die aktivierten Tankstellenstandorte, die Linienzuweisung, die Kapazitätsauslastung sowie die daraus resultierenden Kosten und CO₂-Emissionen. Anschließend werden die Szenarien miteinander verglichen. Dabei wird untersucht, wie sich die Gesamtkosten, die CO₂-Emissionen und der Infrastrukturbedarf zwischen Dieselbetrieb, grauem Wasserstoff und grünem Wasserstoff unterscheiden. Ergänzend wird der Zielkonflikt zwischen Kostenminimierung und CO₂-Reduktion im Rahmen der Pareto-Analyse diskutiert. Abschließend werden die Ergebnisse kritisch eingeordnet und die Grenzen der Analyse dargestellt.

8.1 Simulationsergebnisse und Kosten vor der Optimierung

In diesem Abschnitt werden die betrieblichen Eingangsdaten und die daraus abgeleiteten Kosten vor der Optimierung zusammengefasst. Die detaillierte Herleitung der Fahrleistungen, Verbrauchswerte, Kostenparameter und Emissionsfaktoren wurde bereits in den vorherigen Kapiteln dargestellt. An dieser Stelle werden diese Werte daher nicht erneut berechnet, sondern als Grundlage für die anschließende Optimierung und Ergebnisbewertung verwendet.

Die Analyse bezieht sich auf die sechs betrachteten Buslinien 863, 864, 865, 866, 915 und 922 im Untersuchungsgebiet Eberswalde. Für diese Linien wurden die tägliche Fahrleistung, die Anzahl der eingesetzten Busse, die Anzahl der Fahrten sowie der daraus resultierende Diesel- beziehungsweise Wasserstoffbedarf bestimmt. Diese Werte bilden die betriebliche Ausgangslage der Untersuchung und dienen als Eingangsdaten für die spätere Bewertung von Kosten Emission und Standort.

Die Abbildung 8.1 zeigt den täglichen Dieselbedarf und Wasserstoffbedarf je Buslinie. Die betrachteten Linien erreichen zusammen eine tägliche Fahrleistung von 1.333,59 km. Insgesamt werden 147 Fahrten pro Tag und 30 eingesetzte Busse berücksichtigt. Im Dieselreferenzfall ergibt sich daraus ein täglicher Dieserverbrauch von 466,78 L. Zur besseren Vergleichbarkeit mit den wasserstoffbasierten Szenarien wird dieser Wert zusätzlich mithilfe der Dieseldichte von 0,832 kg/L in eine Masse umgerechnet. Daraus ergibt sich ein Dieserverbrauch von 388,36 kg pro Tag. Für die wasserstoffbasierten Szenarien beträgt der tägliche Wasserstoffbedarf insgesamt 106,67 kg H₂.

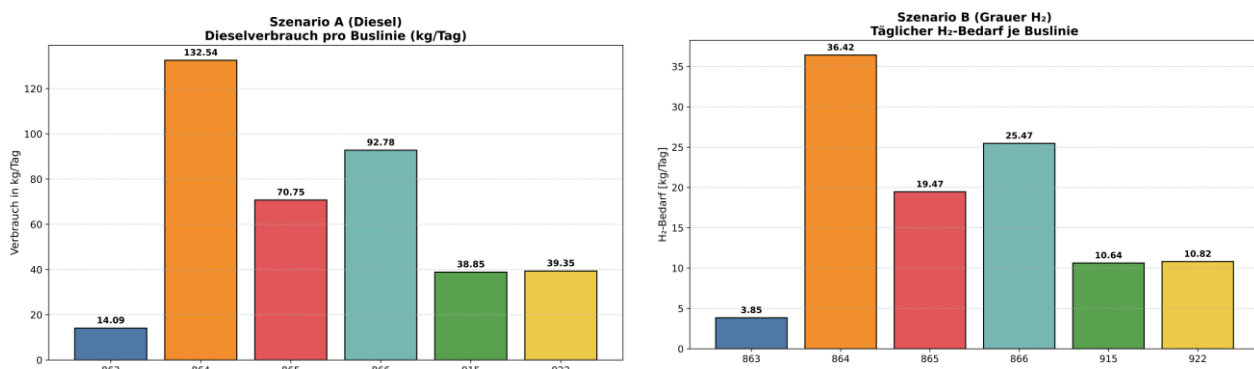


Abbildung 8-1: Täglicher Diesel- und Wasserstoffbedarf je Buslinie.

Die Abbildung zeigt, dass Linien mit hoher Fahrleistung auch den höchsten Energiebedarf verursachen und damit die spätere Dimensionierung der Betankungs- und Wasserstoffinfrastruktur maßgeblich beeinflussen.

Die Abbildung 8.2 zeigt die CO₂-Emissionen und die daraus resultierenden CO₂-Kosten pro Tag.

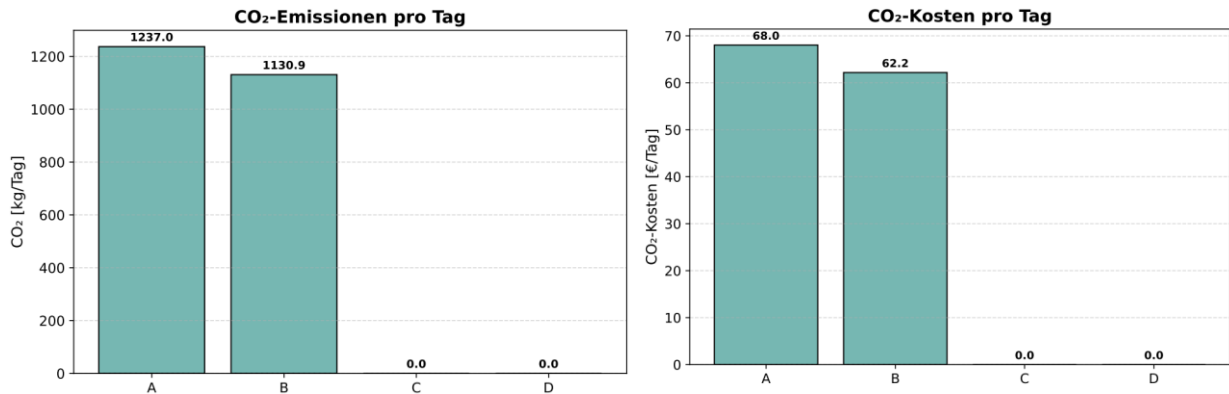


Abbildung 8-2 : CO₂-Emissionen und die daraus resultierenden CO₂-Kosten pro Tag

Szenario A verursacht durch den Dieserverbrauch direkte CO₂-Emissionen von 1.237 kg CO₂/Tag. Szenario B verursacht im Fahrbetrieb keine lokalen Emissionen, jedoch vorgelagerte Emissionen aus der Produktion von grauem Wasserstoff in Höhe von 1.130,9 kg CO₂/Tag. Die Szenarien C und D werden im Modell als emissionsfrei bewertet, da der eingesetzte Wasserstoff als grüner Wasserstoff angesetzt wird. Entsprechend entstehen in diesen beiden Szenarien keine CO₂-Kosten. Bei einem CO₂ Preis von 55 €/t CO₂ ergeben sich für Szenario A CO₂-Kosten von 68,0 €/Tag und für Szenario B 62,2 €/Tag. Die Gegenüberstellung zeigt, dass die CO₂-Emissionen nicht allein vom Fahrzeugantrieb abhängen, sondern stark von der Art der Energiebereitstellung beeinflusst werden.

Die Abbildung 8.3 stellt die täglichen Gesamtkosten der vier Szenarien dar.

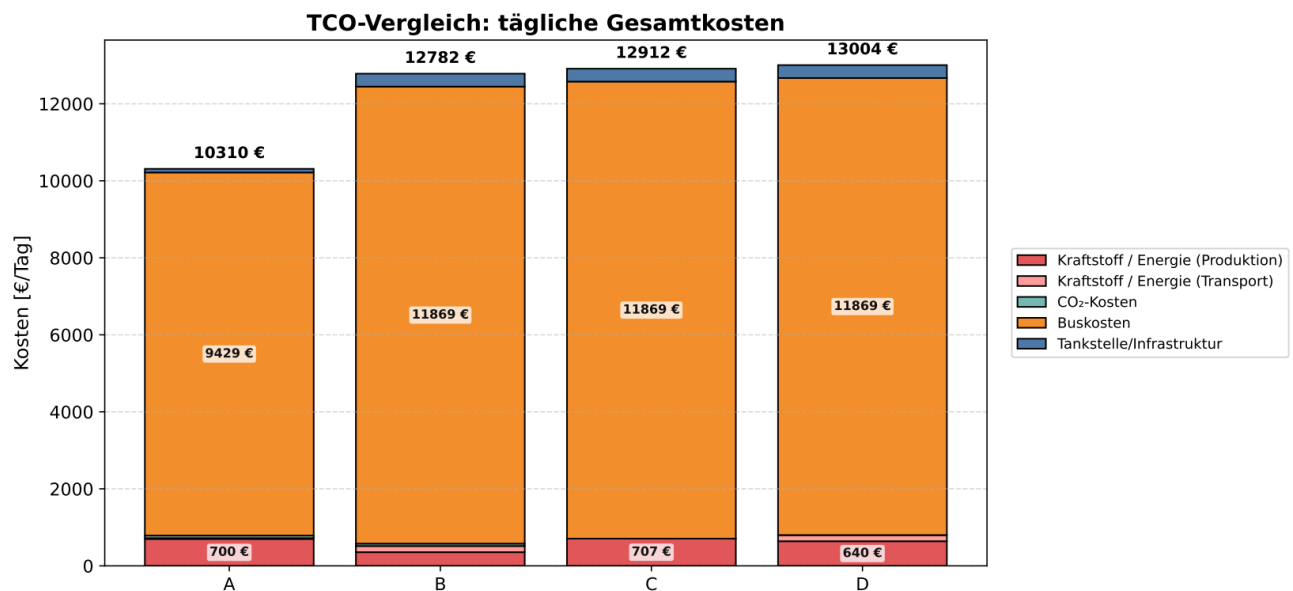


Abbildung 8-3: Tägliche Gesamtkosten der Szenarien

Szenario A weist mit 10.310 €/Tag die niedrigsten Gesamtkosten auf. Die Wasserstoffszenarien liegen aufgrund der höheren Fahrzeugkosten und der zusätzlichen Wasserstoffinfrastruktur über dem Dieselreferenzfall. Szenario B erreicht mit 12.782 €/Tag niedrigste TCO innerhalb der Wasserstoffszenarien. Szenario C liegt mit 12.912 €/Tag leicht darüber, da zusätzlich zur H₂-Tankstelle auch die dezentrale Elektrolyseurinfrastruktur berücksichtigt wird. Szenario D weist mit 13.004 €/Tag die höchsten täglichen Gesamtkosten auf, da zentral erzeugter grüner Wasserstoff mit höheren

Beschaffungskosten und zusätzlichen Transportkosten verbunden ist. Die TCO-Darstellung verdeutlicht, dass die Buskosten in allen Szenarien den größten Kostenblock bilden. Bei den Wasserstoffszenarien sind die Buskosten höher als im Dieselreferenzfall, da Brennstoffzellenbusse höhere Anschaffungskosten aufweisen. Die Infrastrukturkosten fallen im Vergleich zu den Fahrzeugkosten geringer aus, sind aber insbesondere in Szenario C relevant, da dort neben der H₂-Tankstelle auch der Elektrolyseur berücksichtigt wird

Die Abbildung 8.4 zeigt ergänzend den systembezogenen Kraftstoffpreis sowie die spezifischen Kosten pro Kilometer.

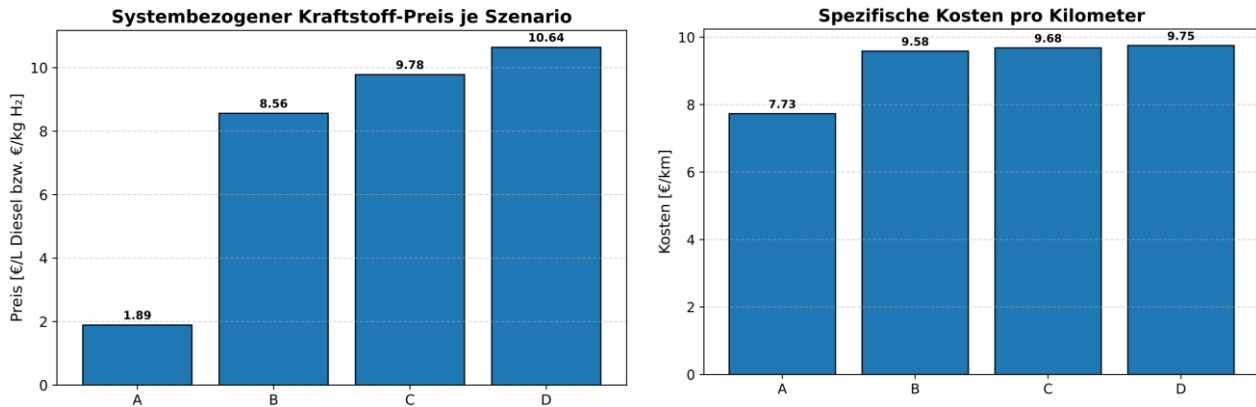


Abbildung 8-4: Systembezogener Kraftstoffpreis und spezifische Kosten pro Kilometer

Der systembezogene Dieselpreis in Szenario A beträgt 1,89 €/L. Für die Wasserstoffszenarien ergeben sich 8,56 €/kg H₂ in Szenario B, 9,78 €/kg H₂ in Szenario C und 10,64 €/kg H₂ in Szenario D. Diese Werte berücksichtigen nicht nur den reinen Energiepreis, sondern auch Transport, CO₂-Kosten und die erforderliche Betankungs- beziehungsweise Infrastrukturkomponente. Die spezifischen Kosten pro Kilometer zeigen den Gesamtkostenvergleich bezogen auf die tägliche Fahrleistung. Szenario A erreicht mit 7,73 €/km den niedrigsten Wert. Die Wasserstoffszenarien liegen mit 9,58 €/km in Szenario B, 9,68 €/km in Szenario C und 9,75 €/km in Szenario D darüber. Damit zeigt sich, dass die Wasserstoffszenarien im betrachteten Ausgangszustand höhere Kosten verursachen, aber insbesondere bei grünem Wasserstoff deutliche Vorteile hinsichtlich der CO₂-Emissionen bieten.

Zusammenfassend zeigt die Voroptimierungsanalyse einen klaren Zielkonflikt zwischen Wirtschaftlichkeit und Emissionsminderung. Der Dieselbetrieb weist unter den getroffenen Annahmen die geringsten Kosten auf, verursacht jedoch direkte CO₂-Emissionen. Grauer Wasserstoff reduziert lokale Emissionen im Fahrbetrieb, ist jedoch mit vorgelagerten CO₂-Emissionen aus der Produktion verbunden. Die grünen Wasserstoffszenarien C und D vermeiden im Modell CO₂-Emissionen verursachen jedoch höhere Kosten und erfordern zusätzliche beziehungsweise angepasste Infrastruktur.

8.2 Optimierungsergebnis: Tankstellenorte, Versorgungstyp, CO₂ und Linienzuweisung

Nach der Darstellung der Ausgangswerte vor der Optimierung werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse des Optimierungsmodells präsentiert. Das Ziel der Optimierung besteht darin, unter Berücksichtigung von Kosten, Emissionen, Infrastrukturkapazitäten und Linienbedarfen eine geeignete Versorgungsstruktur für den Wasserstoffbusbetrieb im Untersuchungsraum zu ermitteln. Zu diesem Zweck werden potenzielle Tankstellenstandorte, die Wasserstoffnachfrage der einzelnen Linien sowie die szenariospezifischen Kosten- und Emissionsparameter in ein gemischtganzzahliges Optimierungsmodell integriert. Dadurch wird sichergestellt, dass jede Linie vollständig versorgt wird und die Kapazität der aktivierten Standorte nicht überschritten wird.

Die Szenarien B, C und D unterscheiden sich dabei nicht in der betrachteten Busflotte oder im täglichen H_2 -Bedarf, sondern ausschließlich im Versorgungstyp des Wasserstoffs. Für alle drei Wasserstoffszenarien ergibt sich dieselbe optimale Standortstruktur. Aktiviert werden die Standorte S1 (Busbahnhof Hauptbahnhof) und S3 (Kaufland-Areal Heegermühle). Die Standorte S0 und S2 werden in der optimierten Lösung nicht hingegen ausgewählt.

Das folgende Ergebnis aus Abbildung 8.5 verdeutlicht, dass die Kombination von S1 und S3 ausreicht, um den gesamten Tagesbedarf der sechs analysierten Linien zu erfüllen und gleichzeitig die Kapazitätsbeschränkungen zu beachten.

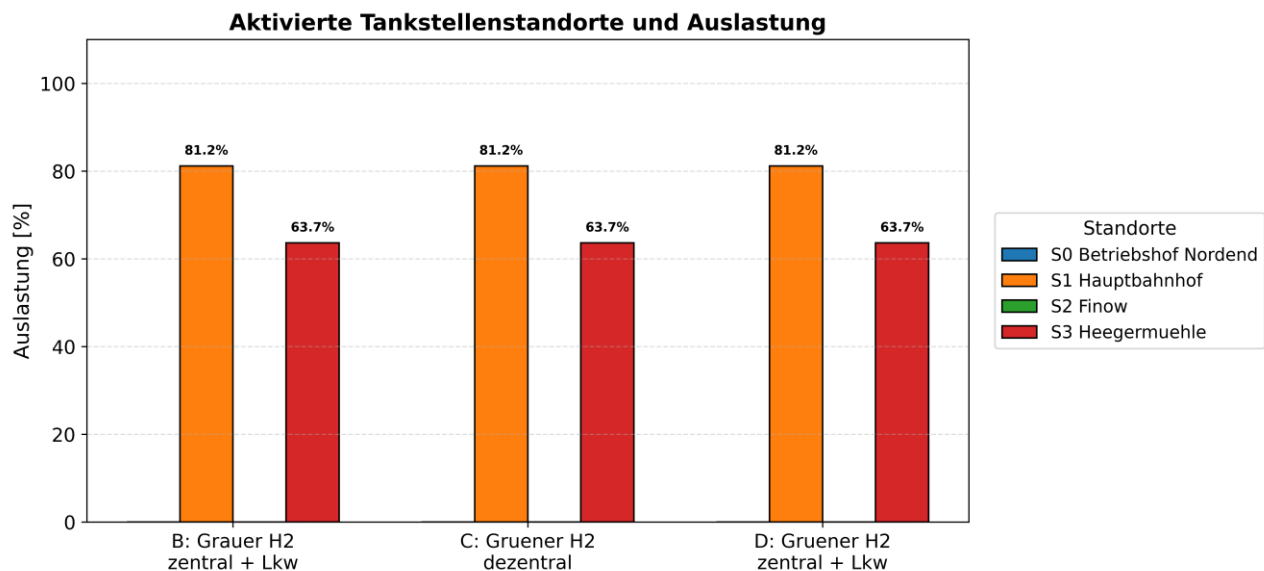
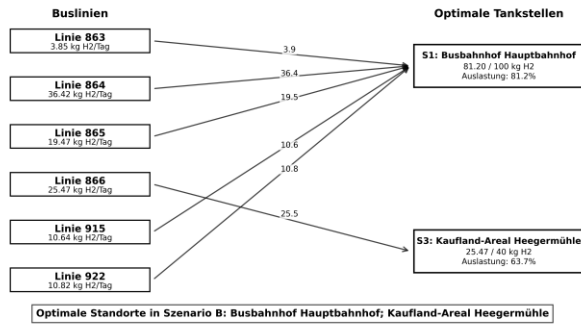


Abbildung 8-5: Aktivierte Tankstellenstandorte und Auslastung nach der Optimierung

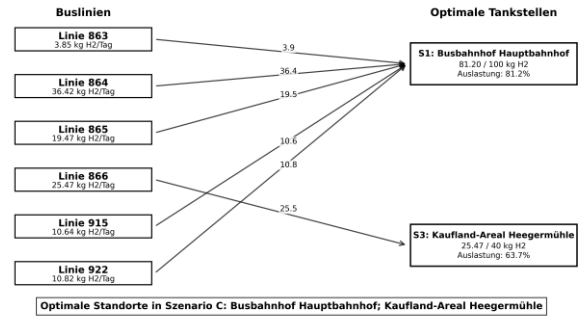
Diese Abbildung zeigt die Auslastung der aktivierten Standorte in den Wasserstoffszenarien B, C und D. Standort S1 erreicht in allen drei Szenarien eine Auslastung von 81,2 %, während Standort S3 mit 63,7 % ausgelastet ist. Dadurch wird deutlich, dass S1 als Hauptversorgungsstandort dient und S3 ergänzend zur Deckung des restlichen Wasserstoffbedarfs benötigt wird.

Die in Abbildung 8.6 dargestellte Linienzuweisung ist in den Szenarien B, C und D identisch. Die Linien 863, 864, 865, 915 und 922 werden dem Standort S1 zugeordnet, während die Linie 866 dem Standort S3 zugewiesen wird. Diese Zuordnung ist plausibel, da S1 mit einer Kapazität von 100 kg H_2 /Tag den größten Teil der Nachfrage aufnehmen kann. Da der gesamte tägliche H_2 -Bedarf jedoch 106,67 kg H_2 /Tag beträgt, reicht S1 allein nicht aus. Daher wird S3 als zweiter Standort aktiviert.

Optimale Linienzuweisung und Tankstellenstandorte - B: Grauer H2 zentral + Lkw



Optimale Linienzuweisung und Tankstellenstandorte - C: Gruener H2 dezentral



Optimale Linienzuweisung und Tankstellenstandorte - D: Gruener H2 zentral + Lkw

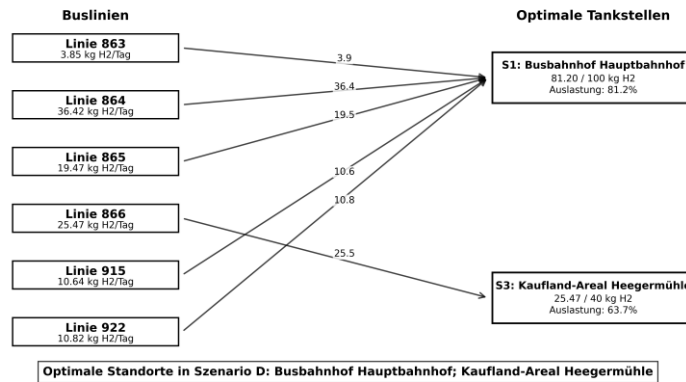


Abbildung 8-6: Optimale Linienzuweisung und Tankstellenstandorte

Die Abbildung verdeutlicht die konkrete Zuordnung der Linien zu den aktivierten Standorten. Der Großteil der Linien wird über S1 versorgt, während die Linie 866 separat dem Standort S3 zugeordnet wird. Da diese Linienzuweisung in den Szenarien B, C und D identisch ist, kann die dargestellte Zuordnung repräsentativ für alle Wasserstoffszenarien verwendet werden. Unterschiede zwischen den Szenarien entstehen somit nicht durch die Standortstruktur, sondern durch den jeweiligen Versorgungstyp des Wasserstoffs. Die Abbildung 8.7 zeigt die H₂-Bedarf.

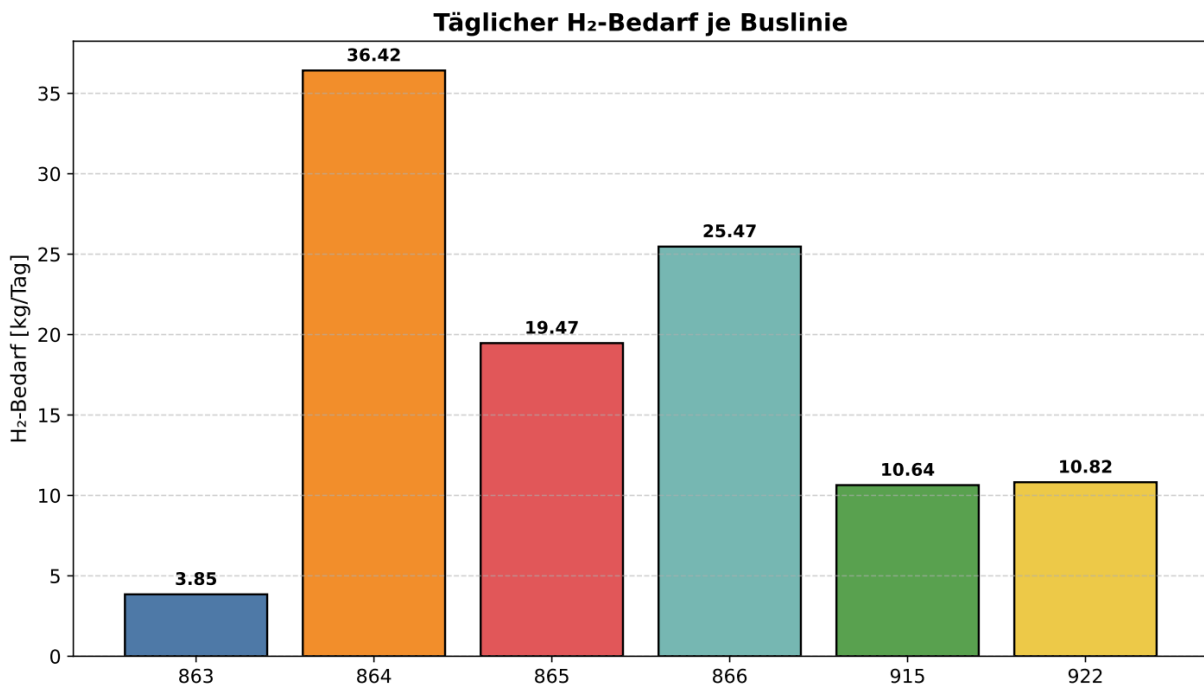


Abbildung 8-7: H₂-Bedarf je Linie

Die Abbildung zeigt, dass der Wasserstoffbedarf ungleichmäßig über die Linien verteilt ist. Besonders die Linien 864, 866 und 865 verursachen einen großen Teil der täglichen H₂-Nachfrage. Diese Linien haben deshalb einen starken Einfluss auf die Dimensionierung und Auslastung der Tankstelleninfrastruktur. Die Optimierung verteilt den Bedarf so, dass die Kapazitätsgrenzen eingehalten und die Standorte möglichst effizient genutzt werden. Die Abbildung 8.8 zeigt H₂-Menge und Kapazitätsgrenze je aktivierter Tankstelle.

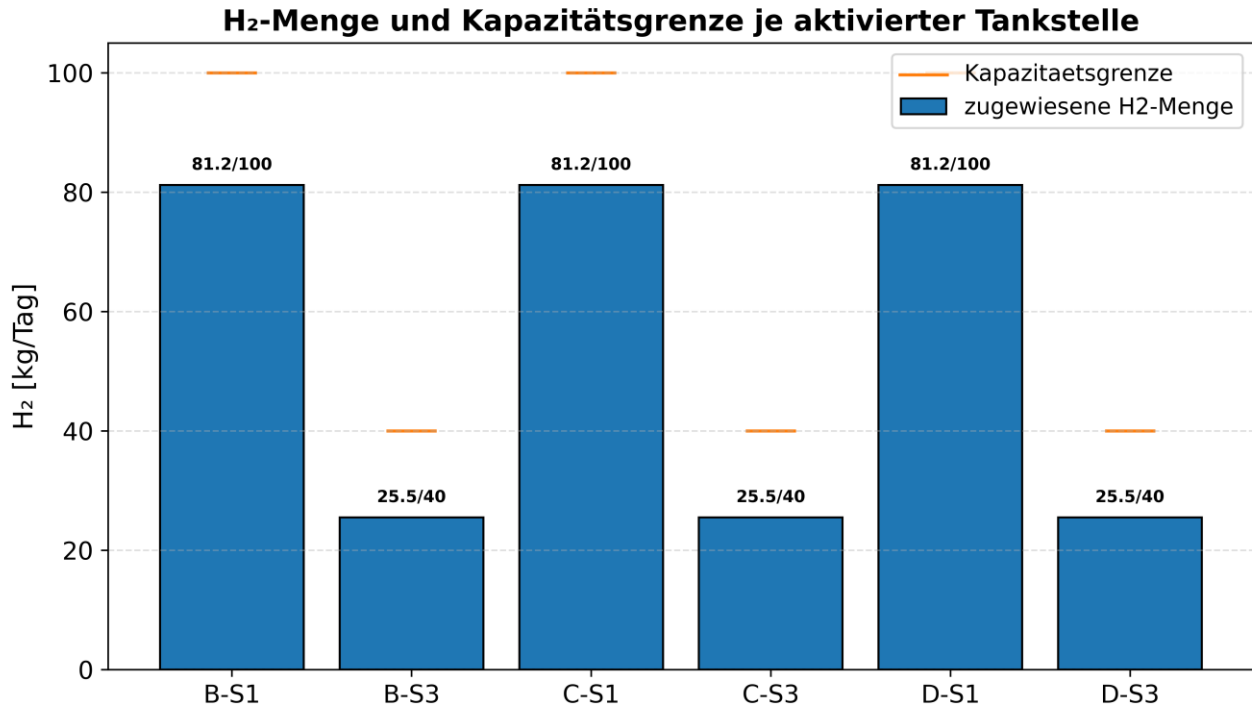


Abbildung 8-8: H₂-Menge und Kapazitätsgrenze je aktivierter Tankstelle.

Die Abbildung zeigt, dass beide aktivierten Standorte unterhalb ihrer maximalen Kapazitätsgrenze betrieben werden. Dies ist aus betrieblicher Sicht vorteilhaft, da eine gewisse Reserve für Nachfrageschwankungen oder zukünftige Erweiterungen verbleibt. Gleichzeitig wird sichtbar, dass ein einzelner Standort nicht ausreichen würde, um den gesamten H₂-Tagesbedarf zu decken. Die Aktivierung von zwei Standorten ist daher nicht nur kostenrelevant, sondern auch kapazitätsbedingt notwendig. Zusammenfassend zeigt die Optimierung, dass die Wasserstoffversorgung der betrachteten Linien mit zwei aktivierten Tankstellenstandorten realisierbar ist. Die optimale Standortkombination besteht aus S1 (Busbahnhof Hauptbahnhof) und S3 (Kaufland-Areal Heegermühle).

8.3 Vergleich der optimierten Szenarioergebnisse

Aufbauend auf der in Abschnitt 8.2 dargestellten Standort- und Linienzuweisung werden die optimierten Szenarien im Folgenden wirtschaftlich und ökologisch miteinander verglichen. Während Abschnitt 8.2 die Struktur der Optimierungslösung beschreibt, steht in diesem Abschnitt die Bewertung der Szenarien im Vordergrund. Betrachtet werden die täglichen Gesamtkosten, die CO₂-Emissionen und die wesentlichen Fixkostenbestandteile.

8.3.1 Gesamtkostenvergleich nach der Optimierung

Der Gesamtkostenvergleich zeigt, dass der Dieseltreibstoff auch nach der Optimierung der Wasserstoffszenarien die geringsten täglichen Gesamtkosten aufweist. Die Abbildung 8.9 zeigt die optimierten Gesamtkosten der Szenarien.

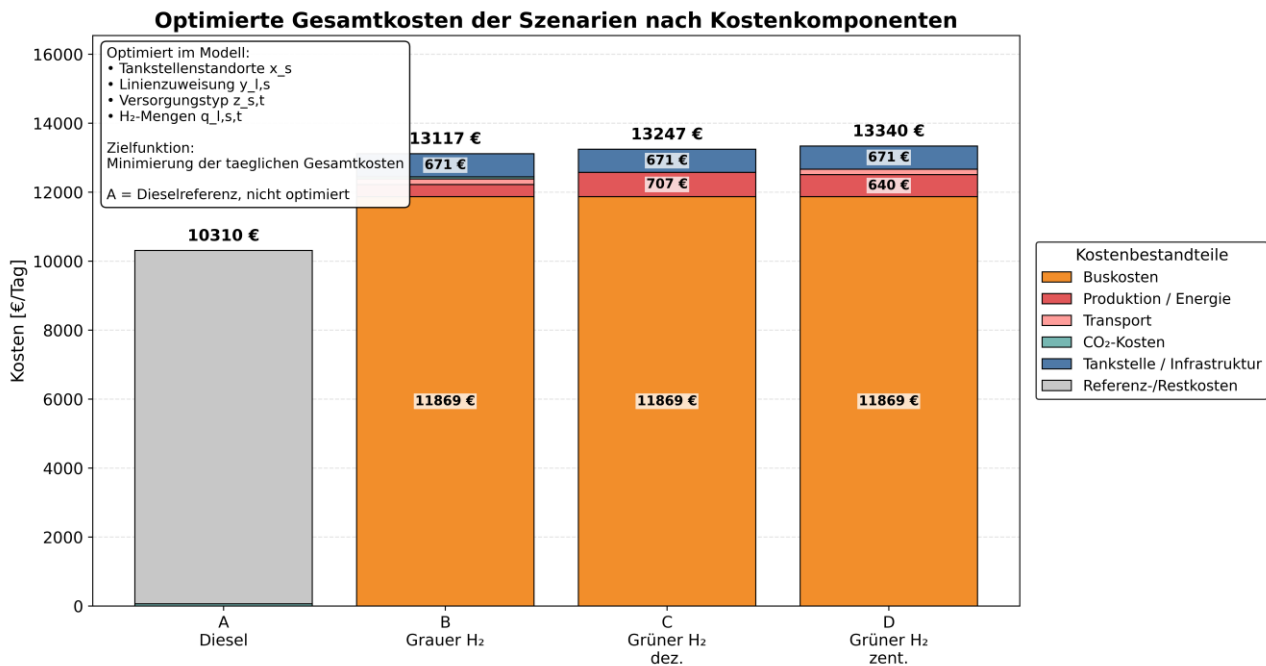


Abbildung 8-9: Optimierte Gesamtkosten der Szenarien

Szenario A dient als Referenzfall und generiert tägliche Gesamtausgaben von 10.310 €/Tag. Die verbesserten Wasserstoffszenarien zeigen folgende Ergebnisse: Für Szenario B werden 13.117 €/Tag, für Szenario C 13.247 €/Tag und für Szenario D 13.340 €/Tag ermittelt. Die Darstellung zeigt den Kostenunterschied zwischen dem Dieselreferenzszenario und den Wasserstoffszenarien. Die gesteigerten Kosten für die Wasserstoffvarianten resultieren hauptsächlich aus den erhöhten Anschaffungskosten der Brennstoffzellenbusse und der zusätzlich notwendigen H₂-Infrastruktur. Im Rahmen der Wasserstoffszenarien gilt Szenario B als die wirtschaftlichste Option, während Szenario D die höchsten Gesamtausgaben aufweist. Szenario C befindet sich zwischen B und D, da die dezentrale Elektrolyse eine zusätzliche Infrastruktur benötigt, jedoch gleichzeitig externe Wasserstofftransporte ausschließt. Im Gegensatz zu den ursprünglichen Werten vor der Optimierung erhöhen sich die Kosten der Wasserstoffszenarien, da die Optimierung die tatsächlich notwendige Standortstruktur sowie die Kapazitätsbeschränkungen einbezieht. Die Vorbetrachtung bietet eine zusammenfassende Kostenbewertung der verschiedenen Szenarien, während die Optimierung die Kosten einer spezifischen und technisch realisierbaren Versorgungsoption darstellt. Die Erhöhung der Kosten sollte demnach nicht als Fehler im Modell angesehen werden, sondern vielmehr als Resultat einer realitätsgerechteren Darstellung des Bedarfs an Infrastruktur und der Auswahl von Standorten. Die Preisunterschiede zwischen den Wasserstoffszenarien erscheinen im Vergleich zur Differenz zwischen Diesel und Wasserstoff relativ gering. Der Grund hierfür ist, dass in sämtlichen Wasserstoffszenarien die gleiche Flotte von Brennstoffzellenbussen verwendet wird und eine identische Struktur von Standorten und Linien entsteht. Die Differenzen zwischen den Szenarien B, C und D resultieren daher überwiegend aus den Ausgaben für die Wasserstoffproduktion, den Transportaufwendungen, den CO₂-Kosten sowie den erforderlichen Infrastrukturkomponenten.

8.3.2 CO₂-Emissionsvergleich und Reduktionspotenzial der Szenarien

Die CO₂-Emissionen zeigen ein anderes Bild als der Kostenvergleich. Szenario A verursacht durch den Dieselverbrauch direkte Emissionen von rund 1.237 kg CO₂/Tag. Szenario B verursacht trotz lokal emissionsfreiem Brennstoffzellenbetrieb weiterhin 1.130,7 kg CO₂/Tag, da grauer Wasserstoff mit vorgelagerten Emissionen aus der Produktion verbunden ist. Die Szenarien C und D werden im Modell mit 0 kg CO₂/Tag bewertet, da der eingesetzte Wasserstoff als grün angenommen wird.

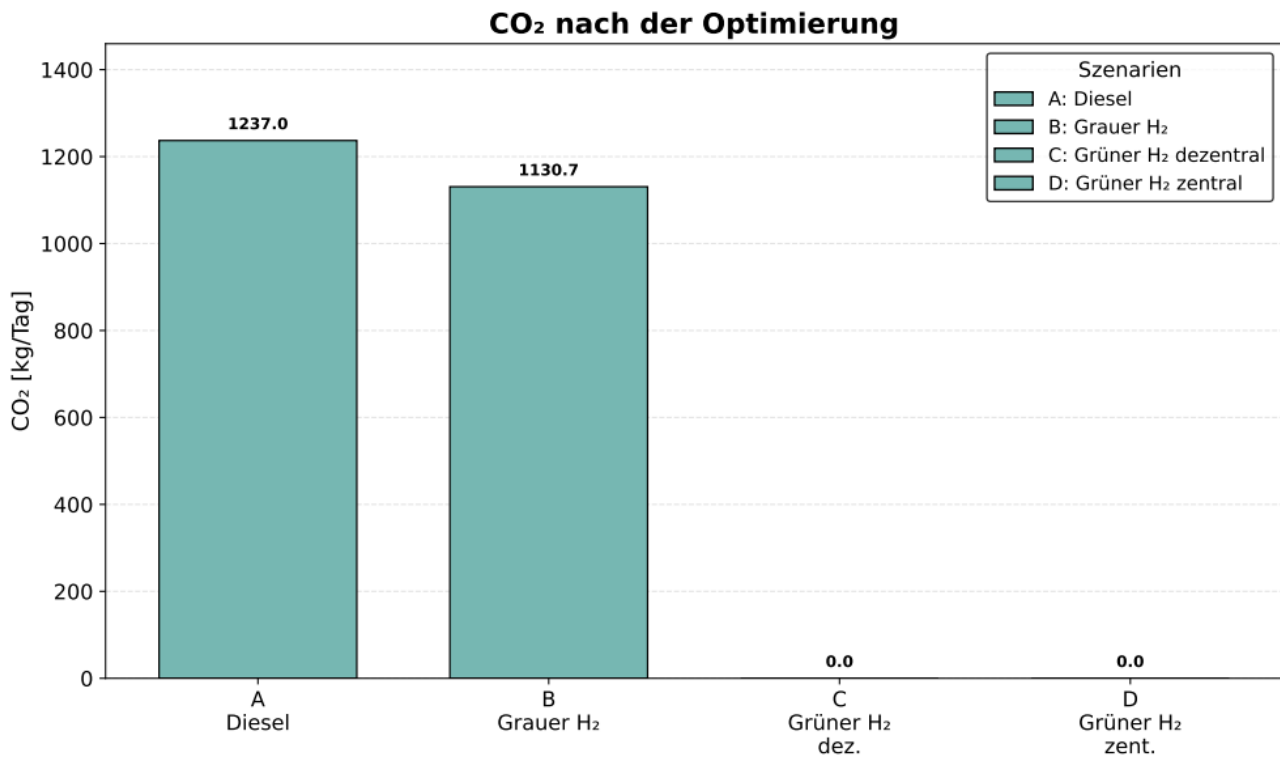


Abbildung 8-10: CO₂-Emissionen nach der Optimierung

Die Abbildung verdeutlicht, dass grauer Wasserstoff keine vollständige Dekarbonisierung des betrachteten Systems ermöglicht. Zwar werden lokale Emissionen im Fahrbetrieb vermieden, jedoch entstehen weiterhin erhebliche Emissionen in der Wasserstoffproduktion. Die grünen Wasserstoffszenarien C und D erreichen dagegen im Modell eine vollständige Reduktion der betrachteten CO₂-Emissionen. Damit wird deutlich, dass die Klimawirkung nicht nur von der Fahrzeugtechnologie, sondern entscheidend vom Wasserstoffbereitstellungspfad abhängt. Das Reduktionspotenzial gegenüber dem Dieselreferenzfall beträgt für Szenario B nur etwa 8,6 %. Für die Szenarien C und D beträgt es dagegen 100 %, bezogen auf die im Modell berücksichtigten CO₂-Emissionen. Für die Ergebnisinterpretation ist außerdem wichtig, dass die CO₂-Emissionen in den Einzelszenarien nicht unabhängig optimiert werden. Da der Versorgungstyp in den Szenarien B, C und D jeweils fest vorgegeben ist, ergeben sich die Emissionen aus dem H₂-Bedarf und dem jeweiligen Emissionsfaktor. Eine explizite CO₂-Optimierung erfolgt erst im Rahmen der Pareto-Analyse, bei der die CO₂-Emissionen über eine zusätzliche Obergrenze begrenzt werden.

8.3.3 Fixkostenbetrachtung: Infrastrukturkosten vor und nach der Optimierung

Für die Wirtschaftlichkeit der Szenarien spielen neben den variablen Kostenbestandteilen wie Energie-, Wasserstoff-, Transport- und CO₂-Kosten auch die Fixkosten eine zentrale Rolle. In dieser Analyse zählen zu den Fixkosten vor allem die annualisierten Fahrzeugkosten, die Tankstellenkosten sowie im Szenario C zusätzlich die Elektrolyseurkosten. Da sie unabhängig von kurzfristigen Schwankungen des täglichen Energiebedarfs anfallen, sind die Fixkosten besonders relevant, da sie die Gesamtkostenstruktur langfristig prägen. Vor der Optimierung wurde für die Wasserstoffszenarien vereinfachend mit einer H₂-Tankstelle gerechnet. Nach der Optimierung ergibt sich jedoch eine veränderte Infrastrukturkonfiguration, da das Modell zwei Tankstellenstandorte aktiviert. Dadurch steigen die Tankstellenfixkosten der Wasserstoffszenarien. Die folgende Abbildung stellt die technischen Fixkosten vor und nach der Optimierung gegenüber.

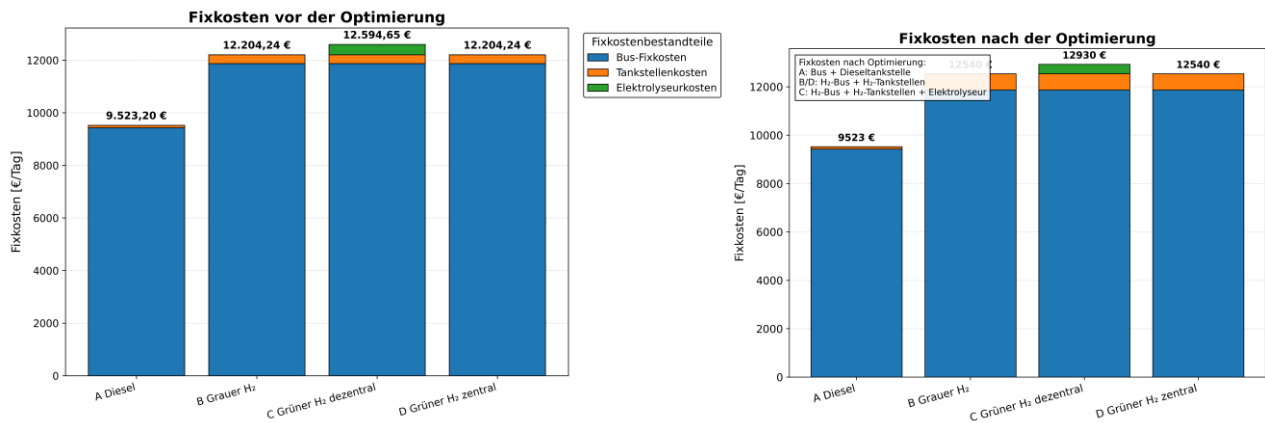


Abbildung 8-11: Fixkosten vor und nach der Optimierung

Die Abbildung zeigt, dass das Dieselreferenzszenario A sowohl vor als auch nach der Optimierung die niedrigsten Fixkosten aufweist. Diese liegen bei rund 9.523 € pro Tag und setzen sich aus den Kosten für die Dieselbusse sowie den Kosten der bestehenden Dieseltankstelle zusammen. Die Wasserstoffszenarien weisen deutlich höhere Fixkosten auf, da Brennstoffzellenbusse höhere annualisierte Fahrzeugkosten verursachen. Vor der Optimierung betragen die Fixkosten der Szenarien B und D jeweils rund 12.204 € pro Tag, da sie sich aus den H₂-Buskosten und den Kosten einer H₂-Tankstelle zusammensetzen. Szenario C liegt mit rund 12.595 €/Tag höher, da zusätzlich zum Bus und zur Tankstelle ein Elektrolyseur als technische Infrastrukturkomponente berücksichtigt wird. Damit zeigt sich bereits vor der Optimierung, dass die dezentrale Wasserstoffherzeugung zusätzliche Infrastrukturkosten verursacht. Nach der Optimierung steigen die Fixkosten der Wasserstoffszenarien B und D auf rund 12.540 Euro pro Tag. Grund dafür ist, dass das Optimierungsmodell zwei statt einer H₂-Tankstelle aktiviert. Dadurch erhöhen sich die Tankstellenkosten von 335,44 € pro Tag auf 670,88 € pro Tag. Für Szenario C steigen die technischen Fixkosten entsprechend auf rund 12.930 € pro Tag, da hier zusätzlich zu den zwei Wasserstoff-Tankstellen auch der Elektrolyseur berücksichtigt wird. Der Vergleich verdeutlicht, dass die Optimierung zwar eine betrieblich geeignete und kapazitätsgerechte Standortstruktur erzeugt, jedoch auch zu höheren Infrastrukturfixkosten führen kann. Dies ist kein Widerspruch, sondern ein realistisches Ergebnis der Kapazitätsrestriktionen. Der tägliche H₂-Bedarf der betrachteten Linien kann nicht vollständig über einen einzigen Standort gedeckt werden, sodass ein zweiter Standort aktiviert werden muss. Die Fixkostenbetrachtung zeigt somit, dass eine technisch robuste Wasserstoffversorgung mit zusätzlichen Infrastrukturkosten verbunden ist.

Gleichzeitig bleibt festzuhalten, dass die höheren Fixkosten nicht allein durch die Tankstellen entstehen. Der größte Kostenblock sind nach wie vor die Fahrzeugkosten der Wasserstoffbusse. Die Fixkostenanalyse zeigt insgesamt, dass die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffszenarien stark von den Investitionskosten für Fahrzeuge und Infrastruktur abhängt. Insbesondere Fördermaßnahmen für Brennstoffzellenbusse, H₂-Tankstellen und Elektrolyseure können daher einen relevanten Beitrag zur Reduktion der täglichen Gesamtkosten leisten.

8.4 Staatliche Förderprogramme und Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit

Die Ergebnisse der optimierten Szenarioanalyse zeigen, dass die Wasserstoffszenarien unter den aktuellen Kostenannahmen höhere tägliche Gesamtkosten verursachen als der Dieselreferenzfall. Die Mehrkosten entstehen vor allem durch die höheren annualisierten Kosten der Brennstoffzellenbusse sowie durch die zusätzlich erforderliche Wasserstoffinfrastruktur. Vor diesem Hintergrund spielen staatliche Förderprogramme eine zentrale Rolle, um die Wirtschaftlichkeit klimafreundlicher Antriebe im öffentlichen Nahverkehr zu verbessern.

8.4.1 Überblick über Förderprogramme

Die vorangegangene Szenarienanalyse hat gezeigt, dass die Wasserstoffszenarien im Basisfall höhere tägliche Gesamtkosten verursachen als das Dieselreferenzszenario. Diese Mehrkosten entstehen insbesondere durch die höheren Investitionskosten der Brennstoffzellenbusse sowie durch die zusätzlich erforderliche Wasserstoffinfrastruktur. Staatliche Förderprogramme sind daher ein zentraler Hebel, um die wirtschaftliche Lücke zwischen Diesel- und Wasserstoffbetrieb zu reduzieren und den Markthochlauf klimafreundlicher Fahrzeug- und Infrastrukturkonzepte zu unterstützen.

Für die Einordnung der Förderwirkung ist zunächst zu unterscheiden, ob es sich um grauen oder erneuerbaren Wasserstoff handelt. Der Förderaufruf der NOW GmbH aus dem Jahr 2023 zum Ausbau öffentlicher Wasserstofftankstellen mit Schwerpunkt auf schweren Nutzfahrzeugen unterstützt ausschließlich Tankstellen, die im Betrieb 100 % erneuerbaren Wasserstoff abgeben; die Förderquote beträgt dort bis zu 80 % der zuwendungsfähigen Ausgaben [59]. Daraus folgt für die vorliegende Arbeit, dass diese hohe Infrastrukturförderung sachlich nur für die grünen Wasserstoffszenarien C und D angesetzt werden kann, nicht jedoch für Szenario B mit grauem Wasserstoff. Der aktuelle Förderaufruf „Wasserstofftankstellen im Straßenverkehr in Verbindung mit Nutzfahrzeugen mit wasserstoffbasierten Antrieben“ aus dem Jahr 2026 verfolgt einen Paketansatz aus öffentlich zugänglichen Wasserstofftankstellen und Fahrzeugflotten. Ziel ist der Aufbau eines Initialnetzes für schwere Nutzfahrzeuge, förderfähig sind dabei bis zu 50 % der zuwendungsfähigen Ausgaben für Wasserstofftankstellen und bis zu 80 % der Investitionsmehrausgaben für wasserstoffbasierte Neufahrzeuge gegenüber vergleichbaren Dieselfahrzeugen [60]. Für den ÖPNV-Anwendungsfall Eberswalde wird diese Quelle nicht direkt als Busförderrichtlinie interpretiert, sie zeigt jedoch die aktuelle Förderlogik des Bundes: Fahrzeugmehrkosten und Infrastrukturkosten werden gemeinsam betrachtet, um eine Grundausrüstung der Tankstellen sicherzustellen. Für Szenario C ist zusätzlich die dezentrale Wasserstoffherzeugung relevant. Die dena-Studie zu dezentralen Wasserstoffkonzepten beschreibt dezentrale Konzepte als räumlich verteilte Erzeugung, Speicherung und Anwendung von Wasserstoff, häufig auf Verteilnetzebene und mit regionaler Nähe zwischen Erzeugung und Verbrauch [52]. Die Studie betont außerdem, dass dezentrale Wasserstoffkonzepte regionale Wertschöpfung schaffen, Angebot und Nachfrage vor Ort zusammenführen und zur Versorgungssicherheit beitragen können [52]. Diese Einordnung stützt die Relevanz von Szenario C, da dort grüner Wasserstoff direkt am Standort durch Elektrolyse erzeugt wird. Die dena-Studie weist jedoch ebenfalls darauf hin, dass dezentrale Wasserstoffkonzepte trotz technologisch verfügbarer Lösungen bisher häufig auf Pilotprojekte oder enge Marktsegmente beschränkt sind und verlässliche regulatorische Rahmenbedingungen benötigen [52]. Für die vorliegende Arbeit bedeutet dies, dass die Förderrechnung nicht als sichere Wirtschaftlichkeitszusage verstanden werden darf, sondern als modellhafte Abschätzung unter bestimmten Förderannahmen. Tabelle 8.1 fasst die relevanten Programme zusammen.

Tabelle 8-1: Förderannahmen für die Modellrechnung.

Kostenbestandteil	Fördergegenstand	Förderquote	Relevanz für Szenario	Quelle/ Herleitung
Mehrkosten Brennstoffzellenbus gegenüber Dieselbus	Brennstoffzellenbus (Mehrkosten vs. Diesel)	80 %	B, C, D	NOW-Paketförderung nennt 80 % für wasserstoffbasierte Fahrzeuge[60]
H₂-Tankstelleninfrastruktur bei grauem Wasserstoff	H ₂ -Betankungsinfrastruktur	40 %	B	80% Förderung nur für 100 % erneuerbaren Wasserstoff[59]

Öffentliche H₂-Tankstelle mit erneuerbarem Wasserstoff	Öffentliche H ₂ -Tankstelle (100 % erneuerbar)	80 %	C, D	80 % bei 100 % erneuerbarem Wasserstoff [59]
Elektrolyseur zur dezentralen Erzeugung von grünem Wasserstoff	Dezentrale Elektrolyseanlage	45 %	C	[52]
Dieselbus und Dieselinfrastruktur	Diesel	0	A	keine Förderung angesetzt

Die Förderquoten werden ausschließlich auf investive Kostenbestandteile angewendet. Variable Kosten wie Wasserstoffproduktion, Wasserstofftransport und CO₂-Kosten bleiben unverändert. Zudem ist zu beachten, dass die dargestellten Förderquoten Maximal- beziehungsweise Modellannahmen darstellen. Die tatsächliche Förderhöhe hängt vom konkreten Förderauftrag, vom Antragszeitpunkt, von der Projektkonfiguration, von beihilferechtlichen Vorgaben und vom verfügbaren Förderbudget ab.

8.4.2 korrigierte Kosten unter Berücksichtigung von Förderung

Zur Quantifizierung der Förderwirkung werden die optimierten Basisfallkosten der Szenarien B, C und D um die jeweils relevanten Förderanteile reduziert. Das Dieselreferenzszenario A bleibt unverändert, da für Dieselbusse und Dieselinfrastruktur keine Förderung angesetzt wird. Die tägliche Förderwirkung für die Brennstoffzellenbusse ergibt sich aus den Mehrkosten gegenüber der Dieselbusflotte. Die täglichen Buskosten betragen im Dieselreferenzfall 9.428,61 €/Tag und bei der Brennstoffzellenbusflotte 11.868,80 €/Tag. Bei einer Förderquote von 80 %ige auf die Mehrkosten ergibt sich:

$$F_{Bus} = 0,80 \times (11.868,80 - 9.428,62)$$

$$F_{Bus} = 1.952,15\text{€/Tag}$$

Für Szenario B wird wegen des Einsatzes von grauem Wasserstoff keine 80%Förderung für erneuerbare Wasserstofftankstellen angesetzt. Stattdessen wird konservativ eine Infrastrukturförderung von 40 % angenommen. Bei täglichen Tankstellenkosten von 670,88 €/Tag ergibt sich:

$$F_{Tankstelle,B} = 0,40 \times 670,88$$

$$F_{Tankstelle,B} = 268,35\text{ €/Tag}$$

Für die Szenarien C und D wird aufgrund des Einsatzes von grünem Wasserstoff die höhere Förderfähigkeit öffentlicher Wasserstofftankstellen mit erneuerbarem Wasserstoff berücksichtigt und die Kosten ergeben sich:

$$F_{Tankstelle,C,D} = 0,80 \times 670,88$$

$$F_{Tankstelle,C,D} = 536,70\text{ €/Tag}$$

In Szenario C wird zusätzlich ein Elektrolyseur zur dezentralen Erzeugung von grünem Wasserstoff berücksichtigt. Da die Elektrolyseurkosten bereits in den Wasserstoffgestehungskosten des Szenarios C enthalten sind, wird die Förderwirkung nur als Reduktion des entsprechenden Kostenanteils interpretiert und nicht zusätzlich doppelt in der TCO-Struktur angesetzt. Bei täglichen Elektrolyseurkosten von 390,35 €/Tag und einer angenommenen Förderquote von 45 % ergibt sich:

$$F_{Elektrolyseur,C} = 0,45 \times 390,35$$

$$F_{Elektrolyseur,C} = 175,66\text{€/Tag}$$

Daraus ergeben sich die folgenden korrigierten Tageskosten:

Tabelle 8-2: TCO-Vergleich vor und nach staatlicher Förderung.

Kostenkomponente	Szenario B	Szenario C	Szenario D
TCO-Basisfall [€/Tag]	13.117,08	13.246,90	13.339,71
Förderung Bus-CAPEX [€/Tag]	-1.952,15	-1.952,15	-1.952,15
Förderung H ₂ -Tankstelle[€/Tag]	-268,35	-536,70	-536,70
Förderung Elektrolyseur[€/Tag]	0,00	-175,66	0,00
TCO nach Förderung [€/Tag]	10.896,58	10.582,39	10.850,86
Verbleibende Mehrkosten gegenüber Diesel[€/Tag]	+586,50	+272,31	+ 540,78
CO ₂ -Reduktion gegenüber Diesel [€/Tag]	8,6 %	100,0 %	100,0 %

Die Ergebnisse zeigen, dass staatliche Förderung die Wirtschaftlichkeitslücke zwischen Diesel- und Wasserstoffbetrieb deutlich reduziert. Ohne Förderung liegen die Wasserstoffszenarien um 2.807 bis 3.030 €/Tag über dem Dieselreferenzfall. Nach Berücksichtigung der Förderannahmen sinkt die verbleibende Differenz deutlich. Besonders Szenario C profitiert von der Kombination aus Busförderung, höherer Infrastrukturförderung für erneuerbaren Wasserstoff und zusätzlicher Elektrolyseurförderung.

Nach Förderung weist Szenario C mit 10.582,39 €/Tag die geringsten Gesamtkosten unter den Wasserstoffszenarien auf. Die verbleibenden Mehrkosten gegenüber dem Dieselreferenzszenario betragen nur noch 272,31 €/Tag. Damit nähert sich Szenario C dem Dieselreferenzfall deutlich an, ohne im betrachteten Modell vollständige Kostenparität zu erreichen.

Szenario B profitiert zwar ebenfalls von der Förderung der Brennstoffzellenbusse und einer konservativ angesetzten Infrastrukturförderung, bleibt jedoch ökologisch weniger vorteilhaft, da grauer Wasserstoff vorgelagerte CO₂-Emissionen verursacht. Szenario D erreicht wie Szenario C eine vollständige CO₂-Reduktion im betrachteten Modell, weist jedoch höhere Kosten auf, da zentral erzeugter grüner Wasserstoff zusätzlich transportiert werden muss.

Die Förderanalyse zeigt somit, dass staatliche Unterstützung ein entscheidender Faktor für die wirtschaftliche Bewertung von Wasserstoff im ÖPNV ist. Während Wasserstoff im Basisfall deutlich teurer als Diesel bleibt, kann die Kombination aus Fahrzeug-, Infrastruktur- und Elektrolyseurförderung die Mehrkosten erheblich reduzieren. Gleichzeitig bleibt die tatsächliche Förderwirkung projektabhängig. Förderquoten stellen Maximalwerte dar und können je nach Förderaufruf, beihilferechtlicher Einordnung, Wettbewerbssituation und verfügbaren Haushaltsmitteln niedriger ausfallen.

8.5 Pareto-Analyse: Zielkonflikt zwischen Kosten und CO₂

Nachdem die optimierten Szenarien hinsichtlich Standortwahl, Linienzuweisung, Gesamtkosten und CO₂-Emissionen ausgewertet wurden, wird im Folgenden der Zielkonflikt zwischen Wirtschaftlichkeit und Emissionsminderung betrachtet. Die Pareto-Analyse dient dabei nicht der erneuten Beschreibung der Methode, sondern der Interpretation der im Modell berechneten effizienten Lösungen.

8.5.1 Pareto-Front für Szenarien

Die Pareto-Analyse wurde mithilfe der ϵ -Constraint-Methode durchgeführt. Dabei wird die Kostenfunktion minimiert, während die zulässigen CO₂-Emissionen durch eine Obergrenze ϵ begrenzt werden. Durch die schrittweise Variation dieser CO₂-Obergrenze entstehen mehrere effiziente Lösungen, die unterschiedliche Kombinationen aus Tageskosten und CO₂-Emissionen darstellen. Die resultierende Pareto-Front reicht von einer kostenminimalen Lösung mit grauem Wasserstoff bis zu einer emissionsminimalen Lösung mit grünem Wasserstoff. Damit bildet sie den Zielkonflikt zwischen wirtschaftlicher Effizienz und Klimaschutz ab. Die Tabelle 8.3 und Abbildung 8.12 zeigen die Pareto-Front der Wasserstoffversorgungspfade beziehungsweise den Zielkonflikt zwischen Kosten und CO₂.

Tabelle 8-3: Pareto-Front der Wasserstoffversorgungspfade.

Punkt	ϵ -CO ₂ [kg/Tag]	Kosten [€/Tag]	CO ₂ [kg/Tag]	CO ₂ -Reduktion vs. Diesel [%]
P1	0	13246,90	0	100
P3	205,58	13.229,05	155,50	87,43
P4	308,37	13.215,91	269,98	78,17
P5	411,16	13202,58	386,05	68,79
P6	513,96	13189,41	500,74	59,52
P7	616,75	13178,88	592,43	52,11
P8	719,54	13165,72	707,13	42,83
P9	822,33	13152,77	819,91	33,72
P10	925,12	13140,78	924,32	25,28
P11	1027,91	13130,03	1017,92	17,71
P12	1130,70	13117,08	1130,70	8,59

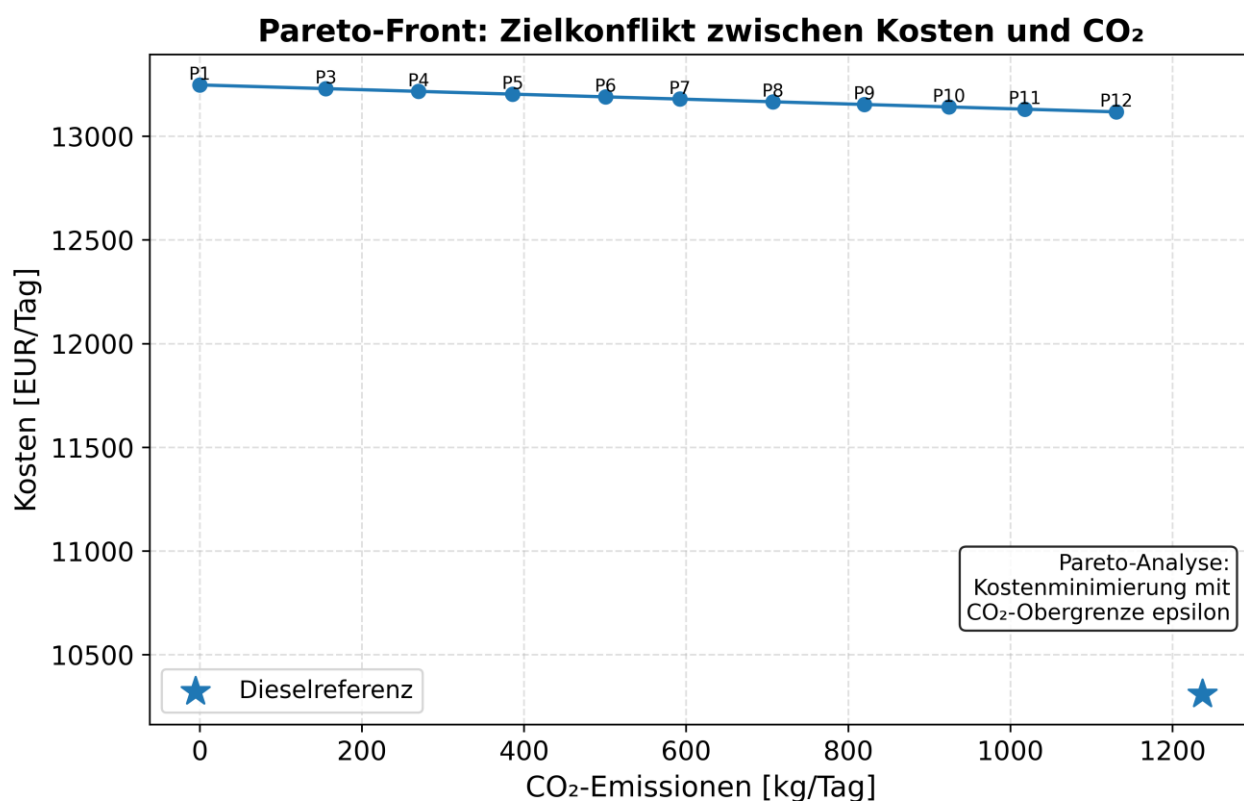


Abbildung 8-12: Pareto-Front: Zielkonflikt zwischen Kosten und CO₂

Die ϵ -Werte wurden gleichmäßig zwischen dem emissionsminimalen Wert von 0 kg CO₂/Tag und dem maximal zulässigen Emissionswert von 1.130,70 kg CO₂/Tag verteilt. Bei 12 Pareto-Punkten ergibt sich eine Schrittweite von 102,79 kg CO₂/Tag. Für jeden ϵ -Wert wurde das Optimierungsmodell erneut gelöst, wobei die tatsächlichen CO₂-Emissionen kleiner oder gleich der jeweiligen ϵ -Grenze sein müssen. Die Pareto-Front zeigt, dass eine Reduktion der CO₂-Emissionen mit steigenden Tageskosten verbunden ist. Der kostenminimale Punkt P12 weist Tageskosten von 13.117,08 €/Tag und CO₂-Emissionen von 1.130,70 kg CO₂/Tag auf. Dieser Punkt entspricht der kostengünstigsten Wasserstofflösung, jedoch nicht der emissionsärmsten Variante. Der emissionsminimale Punkt P1 verursacht dagegen

keine CO₂-Emissionen, führt jedoch zu höheren Tageskosten von 13.246,90 €/Tag. Die vollständige Vermeidung der CO₂-Emissionen gegenüber dem kostenminimalen Wasserstoffpunkt verursacht somit zusätzliche Kosten von:

$$13.246,90 - 13.117,08 = 129,82 \text{ €/Tag}$$

Auf ein Jahr bezogen entspricht dies:

$$129,82 \times 365 = 4.7384,3 \text{ €/Tag}$$

Damit zeigt die Pareto-Analyse, dass die vollständige Dekarbonisierung der Wasserstoffversorgung im Modell mit vergleichsweise moderaten Mehrkosten gegenüber der kostenminimalen Wasserstofflösung verbunden ist.

8.5.2 Interpretation: Welcher Punkt auf der Pareto-Front ist optimal?

Die Frage nach dem optimalen Punkt auf der Pareto-Front lässt sich nicht rein mathematisch beantworten. Alle dargestellten Punkte sind effizient, da keine Lösung existiert, die gleichzeitig geringere Kosten und geringere CO₂-Emissionen aufweist. Die Auswahl eines geeigneten Punktes hängt daher von den Prioritäten des Entscheidungsträgers ab. Aus einer rein kostenorientierten Perspektive ist Punkt P12 vorzuziehen. Dieser Punkt stellt die günstigste Wasserstofflösung dar, erreicht jedoch nur eine CO₂-Reduktion von 8,59 % gegenüber dem Dieselreferenzszenario. Aus klimapolitischer Perspektive ist dagegen Punkt P1 am stärksten, da hier im Modell eine vollständige CO₂-Vermeidung erreicht wird. Diese Lösung ist jedoch mit den höchsten Kosten innerhalb der Pareto-Front verbunden. Für kommunale Verkehrsunternehmen ist besonders der mittlere Bereich der Pareto-Front relevant. Die Punkte P5 bis P8 stellen einen möglichen Kompromiss zwischen Wirtschaftlichkeit und Emissionsminderung dar. In diesem Bereich liegen die Tageskosten zwischen etwa 13.166 und 13.203 €/Tag, während gleichzeitig CO₂-Reduktionen von rund 43 % bis 69 % gegenüber dem Dieselreferenzszenario erreicht werden. Diese Lösungen können daher als pragmatische Übergangsoptionen interpretiert werden, wenn sowohl wirtschaftliche Restriktionen als auch kommunale Klimaschutzziele berücksichtigt werden müssen. Gleichzeitig zeigt die Analyse, dass die vollständige Emissionsvermeidung gegenüber dem kostenminimalen Wasserstoffpfad nur zusätzliche Kosten von rund 130 €/Tag verursacht. Im Vergleich zur gesamten Kostenstruktur der Wasserstoffszenarien ist dieser Unterschied relativ gering. Daraus folgt, dass die Entscheidung für grünen Wasserstoff weniger durch die Differenz zwischen grauem und grünem Wasserstoff, sondern stärker durch den grundsätzlichen Kostenabstand zwischen Diesel- und Wasserstoffbetrieb geprägt wird. Die Pareto-Analyse ergänzt damit die Szenarienbewertung um eine entscheidungsorientierte Perspektive. Während die Szenarienanalyse einzelne Versorgungspfade getrennt bewertet, zeigt die Pareto-Front den kontinuierlichen Zielkonflikt zwischen Kosten und CO₂-Emissionen. Sie verdeutlicht, dass eine höhere Klimaschutzwirkung technisch möglich ist, jedoch mit zusätzlichen Kosten verbunden bleibt. Für die strategische Planung im ÖPNV kann die Pareto-Front daher als Entscheidungsinstrument dienen, um unterschiedliche politische, ökologische und wirtschaftliche Zielsetzungen transparent gegeneinander abzuwägen.

8.6 Sensitivitätsanalyse und politische Hebel

8.6.1 CO₂-Preisentwicklung 45-130 €/t und Wirkung auf Kosten und CO₂

Die Sensitivitätsanalyse untersucht, wie sich eine Veränderung des CO₂-Preises auf die täglichen Gesamtkosten der Wasserstoffszenarien auswirkt. Der CO₂-Preis ist ein zentraler politischer Steuerungsmechanismus, da er fossile Energieträger und emissionsintensive Produktionspfade verteuert und dadurch klimafreundliche Alternativen wirtschaftlich attraktiver machen kann. Im nationalen Emissionshandel lag der CO₂-Preis im Jahr 2025 bei 55 €/t CO₂. Für das Jahr 2026 ist ein Preiskorridor von 55 bis 65 €/t CO₂ vorgesehen[61]. Für die vorliegende Analyse wird der CO₂-Preis in fünf Stufen zwischen 45 und 130 €/t CO₂ variiert. Diese Spanne ermöglicht sowohl die Betrachtung des bisherigen Preisniveaus von 2024 mit 45 €/t CO₂ [51] als auch eine Abschätzung deutlich höherer zukünftiger CO₂-Preise. Da im

Modell nur Szenario B mit grauem Wasserstoff vorgelagerte CO₂-Emissionen verursacht, wirkt sich die CO₂-Preisänderung ausschließlich auf dieses Szenario aus. Die Szenarien C und D bleiben unverändert, da grüner Wasserstoff im Modell mit einem Emissionsfaktor von null angesetzt wird.

Tabelle 8-4: CO₂-Preissensitivität von Szenario B und Vergleich mit Szenario C und D.

CO ₂ -Preis [€/t]	Szenario B [€/Tag]	Szenario C [€/Tag]	Szenario D [€/Tag]	Differenz B zu C [€/Tag]
45	13105,77	13246,9	13339,71	-141,13
55	13117,08	13246,9	13339,71	-129,82
75	13139,69	13246,9	13339,71	-107,21
100	13167,96	13246,9	13339,71	-78,94
130	13201,88	13246,9	13339,71	-44,98

Die Ergebnisse zeigen, dass der CO₂-Preis einen relevanten, jedoch begrenzten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Szenarien hat. Szenario B reagiert kostensteigernd auf höhere CO₂-Preise, da grauer Wasserstoff im Modell mit vorgelagerten Emissionen von 10,6 kg CO₂/kg H₂ bewertet wird. Die Szenarien C und D sind dagegen unabhängig vom CO₂-Preis, weil für grünen Wasserstoff keine CO₂-Emissionen angesetzt werden. Der tägliche CO₂-Aufschlag für Szenario B ergibt sich aus dem Wasserstoffbedarf, dem Emissionsfaktor des grauen Wasserstoffs und dem jeweiligen CO₂-Preis:

$$K_{CO_2} = \frac{H_{Tag} \times e_B \times p_{CO_2}}{1000} \quad (89)$$

Daraus ergibt sich bei einer Erhöhung des CO₂-Preises um 1 €/t CO₂ ein zusätzlicher Kostenanstieg von:

$$\Delta K_{CO_2} = \frac{106,67 \times 10,6 \times 1}{1000} = 1,131 \text{ €/Tag}$$

Damit steigt Szenario B zwar kontinuierlich mit dem CO₂-Preis, der Effekt bleibt jedoch im Verhältnis zu den gesamten Tageskosten begrenzt. Selbst bei einem CO₂-Preis von 130 €/t CO₂ liegt Szenario B mit 13.201,88 €/Tag weiterhin unter Szenario C mit 13.246,90 €/Tag. Die Kostendifferenz zwischen beiden Szenarien reduziert sich jedoch deutlich von 129,82 €/Tag bei 55 €/t CO₂ auf rund 45 €/Tag bei 130 €/t CO₂.

Eine vollständige Kostenparität zwischen Szenario B und Szenario C wäre unter den gegebenen Modellannahmen erst bei einem CO₂-Preis von ungefähr 170 €/t CO₂ zu erwarten.

Dieser Wert ergibt sich aus der verbleibenden Kostendifferenz zwischen B und C beim Basispreis von 55 €/t CO₂ und dem zusätzlichen Kostenanstieg von rund 1,131 €/Tag je 1 €/t CO₂:

$$p_{CO_2, Parität} \approx 55 + \frac{129,82}{1,131} \approx 170 \text{ €/tCO}_2$$

Für die Betriebsentscheidung bedeutet dies, dass Szenario B unter dem aktuellen CO₂-Preisniveau weiterhin das günstigste Wasserstoffszenario bleibt, jedoch nur eine begrenzte CO₂-Reduktion gegenüber dem Dieselreferenzfall erzielt. Mit steigenden CO₂-Preisen nähert sich die Wirtschaftlichkeit von grauem und grünem Wasserstoff zunehmend an. Die grünen Wasserstoffszenarien C und D bleiben hingegen vom CO₂-Preis unabhängig und ermöglichen im Modell eine vollständige CO₂-Vermeidung.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt damit, dass die CO₂-Bepreisung ein wichtiger politischer Hebel ist, jedoch allein nicht ausreicht, um grünen Wasserstoff kurzfristig vollständig wirtschaftlich konkurrenzfähig zu machen. Für eine tatsächliche Annäherung an die Wirtschaftlichkeit des Dieselsbetriebs beziehungsweise an grauen Wasserstoff sind zusätzliche Instrumente erforderlich, insbesondere Investitionsförderungen für Brennstoffzellenbusse, H₂-Tankstellen und Elektrolyseure sowie sinkende Wasserstoffgestehungskosten durch technologische Skaleneffekte.

8.6.2 Wirkung politischer Hebel: EU-Flottengrenzwerte, Vergaberecht

Neben der direkten CO₂-Bepreisung wirken weitere politische Instrumente als regulatorische Hebel für die Transformation des kommunalen Busverkehrs. Besonders relevant sind dabei die Clean Vehicles Directive, ihre Umsetzung in Deutschland durch das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz sowie die verschärften europäischen CO₂-Standards für neue schwere Nutzfahrzeuge und Stadtbusse [62]. Diese Instrumente verändern die Bewertung der Szenarien, weil sie nicht nur die direkten Betriebskosten, sondern auch die langfristige Zulässigkeit, Beschaffungsfähigkeit und strategische Attraktivität der Antriebstechnologien beeinflussen. Die Clean Vehicles Directive verpflichtet öffentliche Auftraggeber dazu, bei bestimmten Fahrzeugbeschaffungen und Verkehrsvergaben verbindliche Mindestziele für saubere und emissionsfreie Fahrzeuge einzuhalten. In Deutschland wurde diese Vorgabe durch das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz umgesetzt. Für Busse im ÖPNV gilt im ersten Referenzzeitraum bis Ende 2025 ein Mindestziel von 45 % sauberen Fahrzeugen. Im zweiten Referenzzeitraum von 2026 bis Ende 2030 steigt dieses Mindestziel auf 65 %. Zusätzlich muss mindestens die Hälfte der jeweiligen Busquote durch emissionsfreie Fahrzeuge erfüllt werden. Damit ergibt sich für den Zeitraum 2026 bis 2030 ein Mindestanteil emissionsfreier Busse von 32,5 % bei den erfassten Beschaffungen und Vergaben [62]. Für die BBG bedeutet dies, dass ein langfristig ausschließlich dieselbasierter Beschaffungspfad regulatorisch zunehmend eingeschränkt wird. Szenario A kann zwar weiterhin als wirtschaftlicher Referenzfall dienen, erfüllt jedoch nicht die Anforderungen an eine emissionsfreie Flottentransformation. Die Wasserstoffszenarien B, C und D erfüllen dagegen fahrzeugseitig die Anforderungen an einen lokal emissionsfreien Busbetrieb, da Brennstoffzellenbusse im Fahrbetrieb keine direkten Abgasemissionen verursachen. Für die Klimawirkung ist jedoch zusätzlich die Herkunft des eingesetzten Wasserstoffs entscheidend. Während Szenario B weiterhin vorgelagerte CO₂-Emissionen aus der Herstellung von grauem Wasserstoff verursacht, ermöglichen die Szenarien C und D im Modell eine vollständige CO₂-Vermeidung innerhalb der angesetzten Wasserstoffbereitstellung. Zusätzlicher Transformationsdruck ergibt sich aus den europäischen CO₂-Standards für neue schwere Nutzfahrzeuge. Die EU-Regelung sieht vor, dass die durchschnittlichen CO₂-Emissionen neuer schwerer Nutzfahrzeuge gegenüber dem Referenzniveau bis 2030 um 45 %, bis 2035 um 65 % und bis 2040 um 90 % sinken müssen. Für neue Stadtbusse gelten besonders strenge Anforderungen: Ab 2030 sollen 90 % der neu verkauften Stadtbusse emissionsfrei sein, ab 2035 sollen neue Stadtbusse vollständig emissionsfrei sein. Diese Vorgaben richten sich zwar primär an Fahrzeughersteller und den Markt für Neufahrzeuge, wirken jedoch indirekt auf Verkehrsunternehmen, da emissionsfreie Fahrzeuge langfristig stärker verfügbar werden und Dieselbusse an regulatorischer und marktlicher Bedeutung verlieren [63].

Ein weiterer politischer Hebel liegt im Vergaberecht. Öffentliche Ausschreibungen für Busverkehrsleistungen können neben dem Preis auch Umweltkriterien berücksichtigen, etwa CO₂-Emissionen, Luftschadstoffausstoß, Energieverbrauch oder Lebenszykluskosten. Umweltaspekte können dabei in der Leistungsbeschreibung, in technischen Spezifikationen, in Zuschlagskriterien oder in Ausführungsbedingungen verankert werden. Dadurch kann ein Angebot mit höheren unmittelbaren Betriebskosten dennoch vorteilhaft bewertet werden, wenn es im Lebenszyklus geringere Umweltwirkungen aufweist oder kommunale Klimaziele besser erfüllt [64], [65]. Für die Bewertung der Szenarien bedeutet dies, dass ein rein kostenbasierter Vergleich nicht ausreicht. Szenario A weist kurzfristig die geringsten TCO auf, steht jedoch langfristig unterzunehmendem regulatorischem Druck. Szenario B bietet zwar einen lokal emissionsfreien Busbetrieb und kann als Übergangspfad betrachtet werden, erreicht jedoch aufgrund der vorgelagerten Emissionen grauen Wasserstoffs keine vollständige CO₂-Vermeidung. Die Szenarien C und D sind aus strategischer Sicht stärker zukunftsfähig, da sie sowohl die Anforderungen an emissionsfreie Fahrzeuge als auch das Ziel einer klimaneutralen Wasserstoffbereitstellung besser erfüllen. In Kombination mit Förderprogrammen, CO₂-Bepreisung und emissionsorientierten Vergabekriterien können diese politischen Hebel die wirtschaftliche Bewertung der Szenarien

erheblich verändern. Während Diesel im kurzfristigen TCO-Vergleich weiterhin die günstigste Option bleibt, gewinnen grüne Wasserstoffpfade langfristig an Bedeutung. Für kommunale Verkehrsunternehmen ist daher nicht nur entscheidend, welche Lösung heute die niedrigsten Kosten verursacht, sondern auch, welche Technologie mit den regulatorischen Anforderungen, den Klimaschutzzielen und den zukünftigen Beschaffungsbedingungen vereinbar ist.

8.7 Langfristprojektion: Kosten und CO₂ nach 20 Jahren

Die bisherigen Ergebnisse beziehen sich auf eine tägliche Betrachtung der optimierten Szenarien. Für Investitionsentscheidungen im öffentlichen Verkehr ist jedoch eine längere Perspektive erforderlich, da Busflotten, Tankstelleninfrastruktur und Elektrolyseure über mehrere Jahre genutzt werden. Deshalb wird in diesem Abschnitt eine langfristige Projektion über einen Zeitraum von 20 Jahren vorgenommen. Ziel ist es, zu zeigen, wie sich die Kosten- und Emissionswirkungen der Szenarien über einen typischen Investitionszeitraum entwickeln können. Die Projektion basiert auf den optimierten Tageswerten der Szenarien. Dabei wird vereinfachend angenommen, dass die jährliche Betriebsleistung konstant bleibt und die täglichen Kosten auf 365 Betriebstage pro Jahr hochgerechnet werden. Die Ergebnisse sind daher nicht als exakte Investitionsrechnung, sondern als langfristige Orientierung zu verstehen.

Die Gesamtkosten über 20 Jahre ergeben sich aus:

$$K_{20J} = K_{Tag} \times 365 \times 20 \quad (90)$$

Die CO₂-Emissionen über 20 Jahre ergeben sich entsprechend aus:

$$CO_{2,20J} = CO_{2,Tag} \times 365 \times 20 \quad (91)$$

Für die untersuchten Szenarien ergibt sich folgende langfristige Projektion:

Tabelle 8-5: Langfristprojektion der Kosten und CO₂-Emissionen über 20 Jahre.

Szenario	Kosten[€/Tag]	Kosten über 20 Jahre [Mio.€]	CO ₂ [kg/Tag]	CO ₂ über 20 Jahre(t)
Diesel	10.310,08	75,26	1.236,97	9.030
Grauer H ₂	13.117,08	95,75	1.130,70	8.254
Grüner H ₂ dezentral	13.246,90	96,70	0,00	0
Grüner H ₂ zentral	13.339,71	97,38	0,00	0

Die Projektion zeigt, dass der Dieselmotorbetrieb über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren weiterhin die niedrigsten Gesamtkosten verursacht. Szenario A erreicht Gesamtkosten von rund 75,26 Mio. €. Die Wasserstoffszenarien liegen ohne zusätzliche Kostensenkungen oder Förderwirkungen deutlich darüber. Szenario B erreicht rund 95,75 Mio. €, Szenario C rund 96,70 Mio. € und Szenario D rund 97,38 Mio. € über 20 Jahre. Gleichzeitig zeigt sich ein deutlicher Unterschied bei den CO₂-Emissionen. Das Dieselreferenzszenario verursacht über 20 Jahre rund 9.030 t CO₂. Szenario B mit grauem Wasserstoff reduziert die Emissionen nur begrenzt auf rund 8.254 t CO₂, da die Wasserstoffproduktion weiterhin mit vorgelagerten fossilen Emissionen verbunden ist. Die Szenarien C und D verursachen im Modell hingegen keine CO₂-Emissionen und erreichen damit über den Betrachtungszeitraum eine vollständige Vermeidung der berücksichtigten Emissionen. Damit bestätigt die Langfristprojektion den zentralen Zielkonflikt der Arbeit: Der Dieselmotorbetrieb bleibt unter heutigen Kostenannahmen wirtschaftlich günstiger, verursacht jedoch langfristig erhebliche CO₂-Emissionen. Grüner Wasserstoff ist kostenintensiver, ermöglicht im Modell jedoch eine vollständige Dekarbonisierung der betrachteten Energieversorgung.

8.7.1 Erwartete H₂-Preisentwicklung

Die Wirtschaftlichkeit der grünen Wasserstoffszenarien hängt wesentlich von der zukünftigen Entwicklung der Wasserstoffkosten ab. Besonders relevant sind dabei die Kosten für erneuerbaren Strom, die Investitionskosten der Elektrolyseure, die Auslastung der Anlagen, Transportkosten sowie Skaleneffekte beim Aufbau eines Wasserstoffmarktes. Der Bericht Green Hydrogen Cost Reduction der International Renewable Energy Agency zeigt, dass sinkende Kosten erneuerbarer Stromerzeugung, technologische Verbesserungen bei Elektrolyseuren, größere Anlagen, Standardisierung, Effizienzsteigerungen und Skaleneffekte zentrale Faktoren für die zukünftige Kostensenkung von grünem Wasserstoff sind [66]. Die Studie weist zudem darauf hin, dass grüner Wasserstoff gegenwärtig noch teurer ist als fossilbasierter Wasserstoff, durchfallende Stromkosten und verbesserte Elektrolysetechnologien jedoch langfristig wettbewerbsfähiger werden kann.

Für Szenario C ist diese Entwicklung besonders relevant, da der Wasserstoff dezentral über Elektrolyse erzeugt wird. Sinkende Elektrolyseurkosten und günstigere erneuerbare Strompreise können den $LCOH_C$ deutlich reduzieren. Gleichzeitig kann eine höhere Auslastung des Elektrolyseurs die spezifischen Wasserstoffkosten senken, da sich die anteiligen Investitions- und Betriebskosten der Anlage auf eine größere produzierte H₂-Menge verteilen. Damit hängt die Wirtschaftlichkeit von Szenario C nicht nur vom Strompreis ab, sondern auch von der Dimensionierung, der Betriebsstrategie und der tatsächlichen Auslastung der Elektrolyseanlage. Für Szenario D ist dagegen vor allem die Entwicklung des Marktpreises für zentral erzeugten grünen Wasserstoff entscheidend. Wenn großskalige Elektrolyseanlagen, Wasserstoffnetze, regionale H₂-Cluster oder Importstrukturen entstehen, können die Produktions- und Beschaffungskosten langfristig sinken. Gleichzeitig bleiben Transport- und Logistikkosten ein relevanter Kostenbestandteil. Deshalb profitiert Szenario D vor allem von einem ausgebauten Wasserstoffmarkt und einer gut entwickelten Lieferinfrastruktur. Szenario B mit grauem Wasserstoff ist langfristig weniger vorteilhaft. Zwar ist grauer Wasserstoff kurzfristig vergleichsweise kostengünstig, jedoch bleibt er emissionsintensiv und wird durch steigende CO₂-Preise zunehmend belastet. Die Deutsche Emissionshandelsstelle erläutert im Zusammenhang mit dem nationalen Emissionshandel, dass der CO₂-Preis im Jahr 2025 bei 55 €/t CO₂ liegt und für das Jahr 2026 ein Preiskorridor von 55 bis 65 €/t CO₂ vorgesehen ist [67]. Ab 2027 beziehungsweise mit dem Übergang zu einer stärkeren Marktpreisbildung im Emissionshandel kann sich die Kostenbelastung fossiler Energieträger weiter erhöhen. Dadurch verschlechtert sich langfristig die Kostenposition von grauem Wasserstoff gegenüber grünem Wasserstoff.

Aus strategischer Sicht spricht die erwartete H₂-Preisentwicklung daher eher für grüne Wasserstoffpfade. Szenario C profitiert besonders von sinkenden Elektrolyseur- und Stromkosten sowie von einer höheren Auslastung der dezentralen Erzeugungsanlage. Szenario D kann dagegen von einer zunehmenden Marktreife zentraler H₂-Versorgung, großskaligen Produktionsanlagen und einer ausgebauten Lieferinfrastruktur profitieren. Welche Variante langfristig günstiger wird, hängt vor allem von lokalen Strompreisen, Transportkosten, Förderbedingungen, Elektrolyseurauslastung und der Geschwindigkeit des Wasserstoffmarkthochlaufs ab.

8.7.2 Kostendeckungspunkt: Wann ist grüner H₂ günstiger als Diesel?

Der Kostendeckungspunkt beschreibt den Zeitpunkt beziehungsweise die Kostenbedingung, ab der ein grünes Wasserstoffszenario wirtschaftlich gleich teuer oder günstiger ist als das Dieselreferenzszenario. Für Szenario C ist diese Betrachtung besonders relevant, da der dezentrale grüne Wasserstoff im Modell zwar eine vollständige CO₂-Vermeidung ermöglicht, jedoch höhere Tageskosten als der Dieselreferenzfall verursacht.

Allgemein gilt:

$$TCO_{\text{grüner H}_2} \leq TCO_{\text{Diesel}} \quad (92)$$

Für Szenario C kann die TCO-Struktur vereinfacht wie folgt dargestellt werden:

$$TCO_C = K_{Bus,C,Tag} + K_{Tankstelle,C,Tag} + H_{Tag} \times LCOH_C \quad (93)$$

Dabei beschreibt $K_{Bus,C,Tag}$ die täglichen Kosten der Brennstoffzellenbusflotte, $K_{Tankstelle,C,Tag}$ die täglichen Kosten der aktivierten H₂-Tankstellen und H_{Tag} den täglichen Wasserstoffbedarf. Der $LCOH_C$ stellt den spezifischen Vollkostenpreis des dezentral erzeugten grünen Wasserstoffs dar. Er umfasst neben Strom- und Wasserkosten auch die anteiligen Investitions- und Betriebskosten des Elektrolyseurs. Damit Szenario C gegenüber Diesel kostengleich wird, muss gelten:

$$K_{Bus,C,Tag} + K_{Tankstelle,C,Tag} + H_{Tag} \times LCOH_C \leq TCO_A \quad (94)$$

Daraus ergibt sich die kritische LCOH:

$$LCOH_C^{kritisch} = \frac{TCO_A - K_{Bus,C,Tag} - K_{Tankstelle,C,Tag}}{H_{Tag}} \quad (95)$$

Mit den im Modell verwendeten Werten ergibt sich:

$$K_{Bus,C,Tag} = 11.868,80 \text{ €/Tag}$$

$$K_{Tankstelle,C,Tag} = 670,88 \text{ €/Tag}$$

$$H_{Tag} = 106,67 \text{ kgH}_2/\text{Tag}$$

$$TCO_A = 10.310,08 \text{ €/Tag}$$

Damit betragen die separat ausgewiesenen Systemkosten von Szenario C ohne den wasserstoffbezogenen Kostenblock:

$$K_{Fix,C} = K_{Bus,C,Tag} + K_{Tankstelle,C,Tag} \quad (96)$$

$$K_{Fix,C} = 11.868,80 + 670,88 = 12.539,68 \text{ €/Tag}$$

Daraus ergibt sich für den kritischen LCOH:

$$LCOH_C^{kritisch} = \frac{10.310,08 - 12.539,68}{106,67}$$

$$LCOH_C^{kritisch} = -20,90 \text{ €/kgH}_2$$

Die Berechnung des kritischen $LCOH_C$ zeigt, dass Szenario C unter den aktuellen Modellannahmen keine Kostenparität mit dem Dieselreferenzszenario erreichen kann. Der berechnete kritische LCOH beträgt $-20,90 \text{ €/kg H}_2$ und ist damit wirtschaftlich nicht sinnvoll interpretierbar. Dies liegt daran, dass bereits die separat ausgewiesenen Systemkosten für die Brennstoffzellenbusse und die H₂-Tankstelleninfrastruktur mit $12.539,68 \text{ €/Tag}$ über den gesamten Tageskosten des Dieselreferenzszenarios von $10.310,08 \text{ €/Tag}$ liegen. Daraus folgt, dass eine reine Senkung der Wasserstoffgestehungskosten nicht ausreicht, um grünen Wasserstoff in Szenario C wirtschaftlich günstiger als Diesel zu machen. Entscheidend sind vielmehr mehrere Kostenblöcke gleichzeitig: die Anschaffungskosten der Brennstoffzellenbusse, die Kosten der H₂-Tankstelleninfrastruktur sowie die im $LCOH_C$ enthaltenen Kosten der Wasserstofferzeugung, einschließlich Strom-, Wasser-, Elektrolyseur- und Betriebskosten. Eine Kostenparität kann daher nur erreicht werden, wenn neben sinkenden Wasserstoffgestehungskosten auch die Fahrzeug- und Infrastrukturkosten deutlich reduziert werden.

8.8 Limitationen der Analyse

Die vorliegende Analyse bietet eine methodisch fundierte Bewertung unterschiedlicher Wasserstoffversorgungspfade für den Busbetrieb in Eberswalde. Dennoch sind die Ergebnisse im Kontext der getroffenen Modellannahmen zu interpretieren. Eine wesentliche Einschränkung betrifft die verwendeten Kostenparameter. Die Berechnungen basieren auf angenommenen Investitionskosten für Busse, Tankstellen und Elektrolyseure sowie auf definierten Diesel-, Wasserstoff-, Transport-, und CO₂-Preisen.

Da sich insbesondere Strompreise, Elektrolyseurkosten, Wasserstoffgestehungskosten und CO₂-Preise künftig verändern können, sind die ermittelten TCO-Werte nicht als dauerhaft feste Kostenwerte zu verstehen. Auch die Standortanalyse stellt eine Vereinfachung dar. Im Modell wurden vier potenzielle Tankstellenstandorte betrachtet. Weitere mögliche Standorte sowie Grundstücksverfügbarkeit, Netzanschlüsse, Genehmigungsverfahren, Sicherheitsabstände und bauliche Restriktionen wurden nicht detailliert untersucht. Diese Faktoren können die tatsächliche Umsetzbarkeit und die Kosten einer realen Wasserstoffinfrastruktur wesentlich beeinflussen. Der operative Busbetrieb wird ebenfalls nur vereinfacht abgebildet. Das Modell berücksichtigt Linienbedarfe, Kapazitätsgrenzen und Standortzuweisungen, jedoch keine minutengenaue Umlauf-, Betankungs- oder Personalplanung. Aspekte wie Betankungszeitfenster, Warteschlangen, Reservefahrzeuge, Fahrzeugausfälle und Werkstattkapazitäten müssten für eine praktische Umsetzung ergänzend untersucht werden. Die Emissionsbewertung basiert auf szenariospezifischen Emissionsfaktoren. Für die grünen Wasserstoffszenarien wird ein CO₂-Emissionsfaktor von null angenommen. Diese Annahme setzt voraus, dass Strom beziehungsweise Wasserstoff vollständig aus erneuerbaren Quellen stammt. Vorgelagerte Emissionen aus Anlagenherstellung, Infrastrukturaufbau, Wartung, Transport oder Entsorgung werden nicht im Rahmen einer vollständigen Lebenszyklusanalyse berücksichtigt. Staatliche Förderprogramme werden in der Arbeit modellhaft einbezogen. Die verwendeten Förderquoten dienen der Abschätzung möglicher wirtschaftlicher Effekte, stellen jedoch keine verbindliche Förderzusage dar. In der Praxis hängen Förderhöhe und Förderfähigkeit vom konkreten Förderauftrag, vom Antragszeitpunkt, von beihilferechtlichen Vorgaben und von verfügbaren Haushaltsmitteln ab. Darüber hinaus wird eine konstante Betriebsleistung angenommen. Änderungen im Fahrplan, zusätzliche Linien, veränderte Taktfrequenzen oder saisonale Schwankungen können den Energiebedarf und damit auch die optimale Standort- und Kapazitätsstruktur verändern. Schließlich ist die Langfristprojektion über 20 Jahre mit Unsicherheiten verbunden. Sie basiert auf einer Fortschreibung heutiger Tageswerte und berücksichtigt technologische Lernkurven, Preisentwicklungen und regulatorische Veränderungen nur qualitativ.

Trotz dieser Einschränkungen zeigt die Analyse klar, welche wirtschaftlichen und ökologischen Unterschiede zwischen Diesel, grauem Wasserstoff und grünem Wasserstoff bestehen. Die Ergebnisse sind daher nicht als endgültige Investitionsentscheidung zu verstehen, sondern als Entscheidungsgrundlage für weiterführende technische, wirtschaftliche und politische Untersuchungen.

9 Fazit und Ausblick

Dieses Kapitel fasst die zentralen Ergebnisse der Arbeit zusammen, beantwortet die Forschungsfragen und leitet daraus Handlungsempfehlungen für Verkehrsbetriebe ab. Abschließend wird ein Ausblick auf zukünftige Forschungs- und Entwicklungsbedarfe gegeben.

9.1 Zusammenfassung der zentralen Erkenntnisse

Ziel dieser Arbeit war es, unterschiedliche Energie- und Wasserstoffversorgungspfade für den busbasierten ÖPNV im Untersuchungsraum Eberswalde technisch, wirtschaftlich und ökologisch zu bewerten. Hierfür wurden zunächst die relevanten Buslinien simulationsbasiert analysiert, der tägliche Energiebedarf bestimmt und anschließend ein Optimierungsmodell zur Auswahl geeigneter Wasserstofftankstellenstandorte entwickelt. Auf dieser Grundlage wurden das Dieselreferenzszenario sowie die Wasserstoffpfade mit grauem und dezentral erzeugtem grünem Wasserstoff hinsichtlich Infrastrukturbedarf, Total Cost of Ownership und CO₂-Emissionen untersucht.

Die erste Forschungsfrage bezog sich auf die raum- und betriebsstrukturellen Kriterien, die die Eignung potenzieller Wasserstofftankstellenstandorte bestimmen. Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere die Nähe zu den Buslinien, ausreichende Standortkapazitäten, betriebliche Erreichbarkeit sowie eine zuverlässige Zuordnung der Linien zu den Tankstellen entscheidend sind. Für Eberswalde reicht ein einzelner Standort unter den gewählten Annahmen nicht aus, um den gesamten täglichen Wasserstoffbedarf kapazitätsgerecht zu decken. Die Optimierung aktiviert daher die Standorte S1 (Busbahnhof Hauptbahnhof) und S3(Kaufland-Areal Heegermühle). S1 übernimmt mit 81,20 kg H₂/Tag den größten Versorgungsanteil und bedient die Linien 863, 864, 865, 915 und 922. S3 versorgt die Linie 866 mit 25,47 kg H₂/Tag. Insgesamt ergibt sich ein täglicher Wasserstoffbedarf von 106,67 kg H₂. Damit stellt die Kombination aus S1 und S3 unter den Modellannahmen die geeignetste Standortstruktur dar.

Die zweite Forschungsfrage untersuchte die ökonomische und ökologische Differenzierung zwischen Diesel, grauem Wasserstoff und dezentralem grünem Wasserstoff. Das Dieselreferenzszenario weist mit 10.310,08 €/Tag die niedrigsten täglichen Gesamtkosten auf, verursacht jedoch mit 1.236,97 kg CO₂/Tag die höchsten Emissionen. Szenario B mit grauem Wasserstoff liegt mit 13.117,08 €/Tag deutlich über dem Dieselsbetrieb, ist jedoch innerhalb der Wasserstoffpfade die kostengünstigste Variante. Ökologisch ist grauer Wasserstoff nur begrenzt vorteilhaft, da weiterhin vorgelagerte Emissionen von 1.130,70 kg CO₂/Tag entstehen. Szenario C mit dezentral erzeugtem grünem Wasserstoff verursacht 13.246,90 €/Tag, erreicht im Modell jedoch 0 kg CO₂/Tag. Damit bleibt Diesel kurzfristig die günstigste Option, während grüner Wasserstoff aus ökologischer und langfristig strategischer Perspektive deutlich vorteilhafter ist.

Die dritte Forschungsfrage betraf den techno-ökonomischen Zielkonflikt zwischen Emissionsminderung und Kostenminimierung. Die Ergebnisse zeigen, dass eine höhere ökologische Wirkung derzeit mit höheren systemischen Gesamtkosten verbunden ist. Die Pareto-Analyse bestätigt diesen Zusammenhang: kostenminimale Lösungen weisen höhere CO₂-Emissionen auf, während emissionsarme Lösungen höhere Tageskosten verursachen. Besonders relevant ist, dass der wesentliche Kostenunterschied nicht allein zwischen grauem und grünem Wasserstoff entsteht, sondern vor allem zwischen dem Dieselreferenzsystem und dem wasserstoffbasierten Gesamtsystem. Der Zielkonflikt wird daher maßgeblich durch die höheren Kosten der Brennstoffzellenbusse, die H₂-Tankstelleninfrastruktur sowie die Wasserstoffbereitstellung geprägt.

Zusammenfassend zeigt die Arbeit, dass Wasserstoff im ÖPNV technisch umsetzbar und ökologisch wirksam sein kann, unter heutigen Kostenannahmen jedoch wirtschaftlich anspruchsvoll bleibt. Während Diesel kurzfristig die geringsten TCO verursacht, bietet dezentral erzeugter grüner Wasserstoff das größte Potenzial zur vollständigen CO₂-Vermeidung

im betrachteten Modell. Die Wirtschaftlichkeit grüner Wasserstoffpfade hängt jedoch wesentlich von sinkenden Fahrzeug- und Infrastrukturkosten, niedrigeren Wasserstoffgestehungskosten, Förderprogrammen sowie regulatorischen Rahmenbedingungen ab.

9.2 Handlungsempfehlungen für Verkehrsbetriebe

Aus den Ergebnissen der Simulation und Optimierung ergibt sich, dass eine Umstellung auf Wasserstoff nicht allein als Austausch der Fahrzeugtechnologie verstanden werden darf. Entscheidend ist vielmehr die Entwicklung eines integrierten Versorgungssystems, das Fahrzeugflotte, Tankstellenstandorte, Wasserstoffbereitstellung, Infrastrukturkapazität und regionale Nutzungsmöglichkeiten gemeinsam betrachtet. Eine zentrale Empfehlung besteht darin, die geplante Wasserstoffinfrastruktur nicht ausschließlich für den ÖPNV auszulegen, sondern als kommunalen Energie- und Sektorenkopplungs-Hub zu entwickeln. Die optimierte Standortkombination aus S1(Busbahnhof Hauptbahnhof) und S3(Kaufland-Areal Heegermühle) deckt den Bedarf der betrachteten Buslinien technisch ab. Der tägliche Wasserstoffbedarf von 106,67 kg H₂ ist jedoch vergleichsweise gering, sodass sich die fixen Infrastrukturkosten auf eine kleine Absatzmenge verteilen. Dadurch steigen die spezifischen Kosten pro Kilogramm Wasserstoff. Um die Wirtschaftlichkeit zu verbessern, sollte die H₂-Infrastruktur daher perspektivisch für weitere kommunale und regionale Nutzer geöffnet werden. Dazu zählen beispielsweise Müllfahrzeuge, kommunale Nutzfahrzeuge, regionale Logistikunternehmen, Taxiunternehmen oder andere öffentliche Flotten. Durch eine höhere Auslastung der Tankstelle können die fixen Infrastrukturkosten auf eine größere Wasserstoffmenge verteilt werden. Dieser Skaleneffekt reduziert die spezifischen Infrastrukturkosten pro Kilogramm H₂ und verbessert die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems. Besonders relevant ist dieser Ansatz für Szenario C mit dezentral erzeugtem grünem Wasserstoff. Eine höhere Wasserstoffnachfrage verbessert nicht nur die Auslastung der Tankstelle, sondern auch die Auslastung des Elektrolyseurs. Dadurch sinken die anteiligen fixen Erzeugungskosten pro Kilogramm Wasserstoff, und der systembezogene Wasserstoffpreis nähert sich stärker den reinen Erzeugungskosten an. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass die Infrastruktur von Beginn an modular erweiterbar geplant wird. Die im Modell betrachtete Kapazität von insgesamt 140 kg H₂/Tag wäre für eine regionale Hub-Funktion nicht ausreichend und müsste bei zusätzlicher Nachfrage entsprechend erweitert werden. Für Verkehrsbetriebe bedeutet dies, dass Wasserstoffprojekte nicht isoliert als ÖPNV-Projekte geplant werden sollten. Stattdessen sollte frühzeitig geprüft werden, welche weiteren lokalen Akteure als H₂-Abnehmer infrage kommen. Eine gemeinsame Nutzung der Infrastruktur kann Investitionsrisiken reduzieren, die Auslastung erhöhen und die Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffpfades deutlich verbessern. Zusätzlich sollten Förderprogramme bereits in der frühen Planungsphase einbezogen werden. Die Analyse hat gezeigt, dass Förderungen für Brennstoffzellenbusse, H₂-Tankstellen und Elektrolyseure die Kostenlücke gegenüber Diesel erheblich reduzieren können. Besonders für grüne Wasserstoffpfade ist die Kombination aus Infrastrukturförderung, Elektrolyseurförderung und steigender CO₂-Bepreisung ein wichtiger Hebel, um die langfristige Wettbewerbsfähigkeit zu verbessern.

Kurzfristig kann eine Pilotphase mit den optimierten Standorten S1 und S3 sinnvoll sein, um Betriebserfahrungen zu sammeln und technische Risiken zu reduzieren. Langfristig sollte die Infrastruktur jedoch nicht nur auf den heutigen ÖPNV-Bedarf dimensioniert werden, sondern auf eine regionale Wasserstoffnutzung mit mehreren Abnehmergruppen. Damit kann der Verkehrsbetrieb vom reinen Fahrzeugbetreiber zu einem zentralen Akteur einer kommunalen Wasserstoffstrategie werden.

9.3 Ausblick auf zukünftige Forschung

Die vorliegende Arbeit liefert eine modellbasierte Bewertung wasserstoffbasierter Versorgungspfade für den Busbetrieb in Eberswalde. Gleichzeitig zeigen die getroffenen Annahmen und Modellgrenzen, dass weitere Untersuchungen erforderlich sind, um die Ergebnisse für eine praktische Umsetzung zu vertiefen. Ein zentraler Forschungsbedarf besteht in einer detaillierteren Abbildung des operativen Busbetriebs. Während diese Arbeit Tagesbedarfe, Standortkapazitäten und Linienzuweisungen berücksichtigt, wurden Betankungszeitfenster, Warteschlangen, Reservefahrzeuge, Fahrzeugausfälle, Werkstattprozesse und konkrete Umlaufpläne nicht minutengenau modelliert. Zukünftige Arbeiten sollten daher die Standortoptimierung mit einer dynamischen Betriebs- und Betankungssimulation verbinden. Darüber hinaus sollte die ökologische Bewertung durch eine vollständige Lebenszyklusanalyse erweitert werden. In der vorliegenden Arbeit werden die CO₂-Emissionen vor allem über den Kraftstoff bewertet. Eine umfassendere Analyse müsste zusätzlich Emissionen aus Fahrzeugproduktion, Tankstellenbau, Elektrolyseurherstellung, Infrastrukturaufbau, Wartung und Entsorgung berücksichtigen. Dadurch ließe sich die tatsächliche Klimawirkung der Szenarien genauer bestimmen. Ein weiterer wichtiger Forschungsschwerpunkt liegt in der technologieoffenen Flottenoptimierung. Da batterieelektrische Busse und Brennstoffzellenbusse unterschiedliche betriebliche Stärken besitzen, sollte künftig untersucht werden, welche Linien besser für batterieelektrische Systeme und welche besser für Wasserstoff geeignet sind. Ein gemischtes Flottenkonzept könnte insbesondere unter Berücksichtigung von Reichweite, Lade- beziehungsweise Betankungszeiten, Umlaufstruktur und Infrastrukturkosten vorteilhaft sein. Zukünftige Modelle sollten außerdem Unsicherheiten systematisch berücksichtigen. Wasserstoffpreise, Strompreise, CO₂-Preise, Förderquoten und Fahrzeugkosten können sich langfristig deutlich verändern. Stochastische Szenarioanalysen oder Monte-Carlo-Simulationen könnten helfen, die Robustheit der Ergebnisse gegenüber solchen unsicheren Einflussgrößen zu bewerten. Auch die Standortanalyse sollte praxisnäher erweitert werden. Neben Kapazität und Linienzuweisung sollten künftig reale Kriterien wie Grundstücksverfügbarkeit, Netzanschlussleistung, Genehmigungsverfahren, Sicherheitsabstände, Nähe zu Betriebshöfen und Synergien mit weiteren Wasserstoffnutzern einbezogen werden. Besonders relevant ist dabei die Frage, ob eine H₂-Infrastruktur als regionaler Versorgungsknoten für mehrere Nutzergruppen entwickelt werden kann. Schließlich wäre eine räumliche Erweiterung des Untersuchungsgebiets sinnvoll. Die Übertragung des Modells auf weitere Linien der Barnimer Busgesellschaft oder auf andere Städte im Berliner Umland könnte zeigen, ob die ermittelten Zusammenhänge auch für größere Netze und unterschiedliche Raumstrukturen gelten.

Insgesamt bleibt Wasserstoff im ÖPNV ein relevantes Forschungs- und Praxisfeld. Zukünftige Arbeiten sollten den Fokus stärker auf integrierte Gesamtsysteme legen, in denen Fahrzeugtechnologie, Infrastruktur, Energieversorgung, Betrieb, Förderung und Regulierung gemeinsam optimiert werden. Dadurch kann besser bewertet werden, unter welchen Bedingungen wasserstoffbasierte Flottensysteme langfristig wirtschaftlich und ökologisch tragfähig werden.

10 Literatur

- [1] P. J. Jonas Eschmann. "Die Rolle Von H₂ Im Deutschen Energiesystem Unter Besonderer Beachtung Des Verkehrssektors." [Online.] Verfügbar: <https://elib.dlr.de/215869/1/Syst%C3%96k%20b8%20polbrief%20h2%20im%20verkehrssystem%2012-2024.Pdf>
- [2] Martin Winter Klaus Jäkel, Gunnar Knitschky, "Wasserstoff Und Batteriestrom Als Alternative Energieträger Für Den Schwerlastverkehr Der Straße," 2025. [Online]. Verfügbar Unter: <https://elib.dlr.de/215862/>
- [3] Samuel Hasselwander, Özcan Deniz, Benjamin Frieske, "Entwicklung Von Technologie Und Kosten: Konventionelle Vs. Elektrifizierte Antriebskonzepte Im Straßenverkehr," 2025. [Online]. Verfügbar Unter: <https://elib.dlr.de/215866/>
- [4] Dr. Thomas Pregger, "Rolle Des Wasserstoffs In Szenariostudien," 2021.
- [5] Andreas Rosenstiel, Andreas Rosenstiel, Christoph Kost, "Wasserstoff Als Zentraler Baustein," *Energies*, 2022. [Online]. Verfügbar Unter: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000151660>
- [6] Dr. Jens Mitzel, Prof. Dr. Andreas Friedrich, "Nationale Wasserstoffstrategie," 2021.
- [7] Uwe Albrecht, Dr. Ulrich Bünger, Jan Michalski, "Kommerzialisierung Der Wasserstoff Technologie In Baden-Württemberg," 2016. [Online]. Verfügbar Unter: https://elib.dlr.de/106637/1/Tae-Das-Neu-Auto_%282016-06-28%29_Emobil-Bw_H2-Studie_Schmid_Vfin_2016-06-28_.Pdf
- [8] Umweltbundesamt. "Wasserstoff – Schlüssel Im Künftigen Energiesystem." [Online.] Verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/wasserstoff-schluesel-im-kuenftigen-energiesystem#wasserbedarf>
- [9] Wissenschaftliche Dienste Des Deutschen Bundestages, "Einzelfragen Zu Wasserstoffbasierten Kraftstoffen," *Energies*, 2023. [Online]. Verfügbar Unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/959060/Wd-8-026-23-Pdf-Data.Pdf>
- [10] Mostafa El-Shafie, "Hydrogen Production By Water Electrolysis Technologies: A Review," *Journals & Books*, Jg. 2023. [Online]. Verfügbar Unter: <https://doi.org/10.1016/J.Rineng.2023.101426>
- [11] Dr. Felix Chr. Matthes, Christoph Heinemann, Dr. Tilman Hesse, Peter Kasten, Dr. Roman Mendelevitch, Dominik Seebach. "Wasserstoff Sowie Wasserstoffbasierte Energieträger Und Rohstoffe." [Online.] Verfügbar: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wasserstoff-Und-Wasserstoffbasierte-Brennstoffe.Pdf>
- [12] P. W. Christian Klöppelt, "Faktencheck: Wasserstoff," 2025. [Online]. Verfügbar Unter: https://www.ecosia.org/search?q=fraunhofer_ikts_faktencheck_wasserstoff.pdf&addon=chromegpo&source=chrome. Ob
- [13] U. Brand-Daniels, "Wasser Für Die Wasserstoffwirtschaft In Der Nordwestregion Deutschlands: Herausforderungen Und Potentiale," 2023. [Online]. Verfügbar Unter: <https://elib.dlr.de/201590/>
- [14] Miao Yang Ralf Hunger Stefano Berrettoni Bernd Sprecher Baodong Wang, "A Review Of Hydrogen Storage And Transport Technologies," *Journal*, S. 190–216, 2023. [Online]. Verfügbar Unter: <https://academic.oup.com/ce/article/7/1/190/7126621?login=true>
- [15] Carmine Cava, Gabriele Guglielmo Gagliardi Enrica Piscolla Domenico Borello, "Techno-Economic Analysis Of Hydrogen Transport Via Truck Using Liquid Organic Hydrogen Carriers," 2025. Doi: 10.20944/Preprints202502.1311.V1. [Online]. Verfügbar Unter: https://www.researchgate.net/publication/389103942_Techno-Economic_Analysis_Of_Hydrogen_Transport_Via_Truck_Using_Liquid_Organic_Hydrogen_Carriers
- [16] D. Lindner, "Wasserstoff-Sicherheit," 2022. [Online]. Verfügbar Unter: <https://elib.dlr.de/190511/>
- [17] Albrecht, Uwe Und Bünger, Ulrich Und Michalski, Jan Und Weindorf, Werner Und Zerhusen, Jan Und Borggreffe, Frieder Und Gils, Hans Christian Und Pregger, Thomas Und Kleiner, Florian Und Pagenkopf, Johannes Und Schmid, Stephan, "Kommerzialisierung Der Wasserstofftechnologie In Baden-Württemberg - Rahmenbedingungen Und Perspektiven," 2016. [Online]. Verfügbar Unter: <https://elib.dlr.de/103522/>
- [18] Dr. Michael Faltenbacher, Julian Bopp, Vanessa Roderer, Dr. Olga Vetter, Stefan Kupferschmid, "Accompanying Research Programme On Innovative Drive Systems And Vehicles," 2021. [Online]. Verfügbar Unter: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/09/220823_Befo_Bus_Abschluss_Eng_Digital_Ez.Pdf
- [19] Hanhee Kim, Niklas Hartmann, Maxime Zeller, Renato Luise, Tamer Soylu, "Comparative Tco Analysis Of Battery Electric And Hydrogen Fuel Cell Buses For Public Transport System In Small To Midsize Cities," *Journal*, 2021. [Online]. Verfügbar Unter: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/14/4384>
- [20] Bundesministerium Für Wirtschaft Und Klimaschutz (Bmwi), "Fortschreibung Der Nationalen Wasserstoffstrategie," 2023. [Online]. Verfügbar Unter: https://www.bmwi.de/SharedDocs/Downloads/DE/20/230726-Fortschreibung-Nws.Pdf?__blob=publicationfile&v=4
- [21] European Commission, "A Hydrogen Strategy For A Climate-Neutral Europe," 2020. [Online]. Verfügbar Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/txt/?uri=celex:52020dc0301>
- [22] Bundesministerium Für Verkehr Und Digitale Infrastruktur (Bmvi), "Statusbericht 2015 /16 Statusbericht 2015 /16 Hybrid- Und Elektrobus-Projekte In Deutschland," Jg. 2016.

- [23] Now Gmbh, "Regionale Wasserstoffprojekte: Praxiswissen Im Hyexperts-Leitfaden," 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.now-gmbh.de/Aktuelles/Pressemitteilungen/Regionale-Wasserstoffprojekte-Praxiswissen-Im-Hyexperts-Leitfaden/>
- [24] Frieder Schnabel Jan Haberzettl, Anna-Lena Klingler Maike Schmidt Marcel Klingler Andreas Friedrich, "Wasserstoff- Und Brennstoffzellenstrategie Für Die Region Stuttgart," [Online]. Verfügbar Unter: File:///C:/Users/Mako_De/Downloads/2021_Iao_St_Wasserstoff-%20und%20brennstoffzellenstrategie%20f%C3%BCr%20die%20region%20stuttgart_De.Pdf
- [25] Pr 2025 Pillar, "Joint Initiative for Hydrogen Vehicles Across Europe (Jive) 2025," 2025. [Online]. Verfügbar Unter: File:///C:/Users/Mako_De/Desktop/Jive-2025.Pdf
- [26] Michael Huber, Thomas Seifert, Ramon Briegel, Markus Tittelbach, Otto Hirsch, "Einsatz-Von-Wasserstoffbussen-Im-Oepnv-1," 2025. [Online]. Verfügbar Unter: File:///C:/Users/Mako_De/Desktop/Einsatz-Von-Wasserstoffbussen-Im-Oepnv-1.Pdf
- [27] Bundesministerium Für Bildung Und Forschung (Bmbf), "Now Gmbh: Hyland – Wasserstoffregionen In Deutschland / Programmübersicht.," [Online]. Verfügbar unter: <https://www.now-gmbh.de/Wp-Content/Uploads/2023/01/Foerderuebersicht-Wasserstoff.Pdf>
- [28] Nationale Organisation Wasserstoff- Und Brennstoffzellentechnologie (Now), "Genehmigungsleitfaden Wasserstoff-Tankstellen," 2022. [Online]. Verfügbar Unter: https://www.now-gmbh.de/Wp-Content/Uploads/2022/03/Now_Genehmigungleitfaden_H2-Tankstellen.Pdf
- [29] Rong-Heng Lin, Ze-Zhou Ye, Bu-Dan Wu, "A Review Of Hydrogen Station Location Models," *Journal*, 2019. Doi: 10.1016/J.Ijhydene.2019.12.035. [Online]. Verfügbar Unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919345355>
- [30] Maximiliano R. Bordón, Jorge Marcelo Montagna, Gabriela Corsano, "Mixed Integer Linear Programming Approaches For Solving The Raw Material Allocation, Routing And Scheduling Problems In The Forest Industry," 2020. Doi: 10.5267/J.Ijiec.2020.5.001. [Online]. Verfügbar Unter: https://www.researchgate.net/publication/342470305_Mixed_Integer_Linear_Programming_Approaches_For_Solving_The_Raw_Material_Allocation_Routing_And_Scheduling_Problems_In_The_Forest_Industry
- [31] Nawaf Mohamed Alshabibi, Al-Hussein Matar, Mohamed H. Abdelati, "Multi-Objective Mixed-Integer Linear Programming For Dynamic Fleet Scheduling, Multi-Modal Transport Optimization, And Risk-Aware Logistics," 2025. Doi: 10.3390/Su17104707. [Online]. Verfügbar Unter: <https://www.mdpi.com/2071-1050/17/10/4707>
- [32] Lauritz Bühler, Dominik Möst, Hendrik Scharf, "Grüner Wasserstoff: Wie Steht Es Um Die Wirtschaftlichkeit Und Welche Nachfrage Lässt Sich Erwarten?" [Online]. Verfügbar Unter: https://www.ifo.de/Docdl/Ifodd_23-04_16-22_Buehler.Pdf
- [33] Dr. Felix Chr. Matthes, Dr. Johannes Brauer, "Die Wasserstoffstrategie 2.0 Für Deutschland," 2025. [Online]. Verfügbar Unter: <https://www.oeko.de/publikation/wasserstoff-erzeugungskosten/>
- [34] Adrian O'connell, Nikita Pavlenko, Georg Bieker, Stephanie Searle, "A Comparison Of The Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions Of European Heavy-Duty Vehicles And Fuels," 2023. [Online]. Verfügbar Unter: https://theicct.org/wp-content/uploads/2023/02/Lifecycle-Assessment-Eu-Hdvs_Final2.Pdf
- [35] A. Gupta, "Mixed-Integer Programming (Mip) - A Primer On The Basics - Gurobi,"
- [36] Joaquim R. R. A. Martinsandrew Ning, "Multiobjective Optimization," [Online]. Verfügbar Unter: <https://mdobook.github.io/html/multiobj/>
- [37] Alexandros Nikas, Angelos Fountoulakis, Aikaterini Forouli, Haris Doukas, *A Robust Augmented E-Constraint Method (Augmecon-R) For Finding Exact Solutions Of Multi-Objective Linear Programming Problems*, 2022. [Online]. Verfügbar Unter: <https://link.springer.com/article/10.1007/s12351-020-00574-6>
- [38] Pablo Alvarez Lopez *Et Al.*, *2018 Ieee Intelligent Transportation Systems Conference: November 4-7, Maui, Hawaii*. Piscataway, Nj: Ieee, 2018. [Online]. Verfügbar Unter: <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=8543039>
- [39] Openstreetmap Contributors. "Openstreetmap." Zugriff Am: 29. April 2026. [Online.] Verfügbar: <https://www.openstreetmap.org/#map=9/52.932/14.285>
- [40] Unternehmen Vbb. "Gtfs-Daten." Zugriff Am: 2. März 2026. [Online.] Verfügbar: <https://unternehmen.vbb.de/digitale-services/datensaetze/>
- [41] German Aerospace Center (Dlr). "Sumo Documentation." [Online.] Verfügbar: https://sumo.dlr.de/docs/models/emissions.html#using_models
- [42] Die Obus-Stadt Eberswalde. "Die Geographische Lage Der Obus-Stadt Eberswalde." Zugriff Am: 28. April 2026. [Online.] Verfügbar: <http://www.obus-ew.de/D1.htm>
- [43] Reb, "Mobil In Eberswalde Mobilitätsplan," 2020. [Online]. Verfügbar Unter: https://www.eberswalde.de/publications/stadtentwicklung/gesamtst%C3%A4dtische-konzepte/verkehrsentwicklungsplanung/mobilit%C3%A4tsplan-2030/20-10-20_rahmenplan.Pdf
- [44] Barnimer Busgesellschaft. "Verkehrsentwicklungsplan." [Online.] Verfügbar: <https://bbg-eberswalde.de/>
- [45] Verkehrsverbund Berlin-Brandenburg (Vbb), "Liniennetz Eberswalde," 2025.
- [46] Martin Schmied, Infras – Forschung Und Beratung, "Berechnung Des Energieverbrauchs Und Der Treibhausgasemissionen Des Öpnv," [Online]. Verfügbar Unter: https://www.bmv.de/shareddocs/de/anlage/g/energieverbrauch-treibhausgasemission-oepnv.pdf?__blob=publicationfile

- [47] Z. Chen Und H. Wang, "Total Cost Of Ownership Analysis Of Fuel Cell Electric Bus With Different Hydrogen Supply Alternatives," *Sustainability*, Jg. 16, Nr. 1, S. 259, 2024, Doi: 10.3390/Su16010259.
- [48] H. Kim, N. Hartmann, M. Zeller, R. Luise Und T. Soylu, "Comparative Tco Analysis Of Battery Electric And Hydrogen Fuel Cell Buses For Public Transport System In Small To Midsize Cities," *Energies*, Jg. 14, Nr. 14, S. 4384, 2021, Doi: 10.3390/En14144384.
- [49] Dr. Michael Faltenbacher, Julian Bopp, Vanessa Roderer, Dr. Olga Vetter. "Programmbegleitforschung Innovative Antriebe Und Fahrzeuge." [Online.] Verfügbar: https://www.now-gmbh.de/Wp-Content/Uploads/2022/04/Now_Abschlussbericht_Begleitforschung-Bus.Pdf
- [50] Stadtwerke Weimar GmbH. "Wir Fahren Ab Auf Wasserstoff! Der Einstieg In Den Emissionsfreien Stadtverkehr In Weimar." Zugriff Am: 11. Mai 2026. [Online.] Verfügbar: <https://sw-weimar.de/Weimarer-Wasserstoff/>
- [51] P. K. Sibylle Braungardt, "Analysen Zur Co2-Bepreisung Im Gebäude- Und Verkehrssektor," 2025. [Online]. Verfügbar Unter: https://www.umweltbundesamt.de/System/Files/Medien/11850/Publikationen/44_2025_Cc_0.Pdf?Utm_Source
- [52] Michael Bakman, Johannes Gramann, Toni Reinholz, Katharina Sailer, Dr. Eva Schmid, Christin Schmidt. "Geschäftsmodelle Für Dezentrale Wasserstoffkonzepte – Zeit Zum Nachsteuern." [Online.] Verfügbar: https://www.dena.de/Fileadmin/Dena/Publikationen/Pdfs/2023/Studie_Geschaeftsmodelle_Fuer_Dezentrale_Wasserstoffkonzepte_-_Zeit_Zum_Nachsteuern.Pdf?Utm
- [53] Oliver Ehret, Ralf Wörner, Laura Langenbucher, Daniela Schneider, "Emissionsfreier ÖPNV – Eine Wissenschaftliche Konzeptentwicklung Zum Aufbau Eines Regionalen, Emissionsfreien Busliniennetzes Im Urbanen Raum (ÖPNV2)," 2020. [Online]. Verfügbar Unter: file:///C:/Users/Mako_De/Downloads/Iam_20200823_Forschungsbericht_Bwplus_V14_Komm.Pdf
- [54] S. Braungardt Und P. Kasten, "Analysen Zur Co2-Bepreisung Im Gebäude- Und Verkehrssektor," 2025, Doi: 10.60810/Openumwelt-7642.
- [55] Florian Nigbur, Martin Robinius, Patrick Wienert, Matthias Deutsch, "Levelised Cost Of Hydrogen: Making The Application Of The Lcoh Concept More Consistent And More Useful," 2023. [Online]. Verfügbar Unter: <https://www.agora-energiewende.org/Publications/Levelised-Cost-Of-Hydrogen>
- [56] E. Curcio, "Techno-Economic Analysis Of Hydrogen Production: Costs, Policies, And Scalability In The Transition To Net-Zero," *International Journal Of Hydrogen Energy*, Jg. 128, S. 473–487, 2025. Doi: 10.1016/j.ijhydene.2025.04.013. [Online]. Verfügbar Unter: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319925016234?ref=pdf_download&fr=Rr-2&Rr=A05dd1187f8e709f
- [57] A. N. Jiménez, "Mapping China's Green Hydrogen: Provincial Lcoh, Resource Endowments, And Policy Pathways," *Fuel*, Jg. 405, S. 136326, 2026, Doi: 10.1016/j.fuel.2025.136326.
- [58] Seeliger Et Al., "Elektrobusse Im ÖPNV - Eine Technisch/Wirtschaftliche Analyse Unter Berücksichtigung Praktischer Anwendungsbeispiele," 2016. [Online]. Verfügbar Unter: <https://hdl.handle.net/10419/162175>
- [59] Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- Und Brennstoffzellentechnologie (Nip II), "Förderaufruf Für Den Ausbau Öffentlicher Wasserstofftankstellen Mit Schwerpunkt Schwerlastfahrzeuge (03/2023)," 2023. [Online]. Verfügbar Unter: <https://www.now-gmbh.de/Foerderung/Foerderfinder/Foerderaufruf-Fuer-Den-Ausbau-Oeffentlicher-Wasserstofftankstellen-Mit-Schwerpunkt-Schwerlastfahrzeuge-03-2023/>
- [60] Now GmbH, "Paketförderung Förderung Von Wasserstofftankstellen Im Straßenverkehr In Verbindung Mit Nutzfahrzeugen Mit Wasserstoffbasierten Antrieben," 2026. [Online]. Verfügbar Unter: https://www.now-gmbh.de/Wp-Content/Uploads/2026/02/Online-Seminar-Paketfoerderung_Praesentation-Now.Pdf
- [61] Deutsche Emissionshandelsstelle (Dehst) Im Umweltbundesamt, "Emissionssituation 2024 Im Nationalen Emissionshandel (Nehs)," 2024. [Online]. Verfügbar Unter: <https://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/De/Nehs/Emissionssituation-2024.html?nn=282252>
- [62] Bundesministerium Für Verkehr (Bmv), "Aubere-Fahrzeuge-Beschaffungsgesetz Leitfaden Für Vergabestellen Des Bundes, Der Länder Und Kommunen," 2025. [Online]. Verfügbar Unter: https://www.bmv.de/SharedDocs/De/Anlage/G/Cvd-Leitfaden-Fuer-Vergabestellen-Saubfahrzeugebeschg.Pdf?__blob=publicationfile
- [63] <https://www.reuters.com/business/environment/eu-countries-approve-law-slash-trucks-co2-emissions-2024-05-13/>, "Eu Countries Approve Law To Slash Trucks' Co2 Emissions," 2024. [Online]. Verfügbar Unter: <https://www.reuters.com/business/environment/eu-countries-approve-law-slash-trucks-co2-emissions-2024-05-13/>
- [64] J. S. Hannes Salomon, "Beschaffung Von Fahrzeugen Mit Alternativen Antrieben In Kommunen," 2023. [Online]. Verfügbar Unter: https://www.dena.de/Fileadmin/Dena/Publikationen/Pdfs/2023/Beschaffung_Von_Alternativen_Fahrzeugen_In_Kommunen.Pdf
- [65] Bundesministerium Für Verkehr (Bmv), "Gesetz Über Die Beschaffung Sauberer Straßenfahrzeuge (Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz)," 2026. [Online]. Verfügbar Unter: https://www.bmv.de/SharedDocs/De/Artikel/G/Clean-Vehicles-Directive.html?utm_source
- [66] Emanuele Taibi, Herib Blanco Raul Miranda, Marcelo Carmo, "Green Hydrogen Cost Reduction," 2020. [Online]. Verfügbar Unter: www.irena.org/Publications
- [67] "Nationalen Emissionshandel Verstehen," [Online]. Verfügbar Unter: https://www.dehst.de/De/Themen/Nehs/Nehs-Verstehen/Nehs-Verstehen_Node.html

11 Anhang

11.1 Anhang 1: Ausgewählte SUMO-Konfigurations- und Zusatzdateien

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<configuration>
  <input>
    <net-file value="osm.net.xml.gz"/>
    <route-files value="miv_reale_zahlen.rou.xml,gtfs_pt_sorted.rou.xml,fahrgaeste.rou.xml"/>
    <additional-files value="gtfs_vtypes.add.xml,gtfs_stops.add.xml,infrastruktur.add.xml"/>
  </input>

  <time>
    <begin value="14400"/>
    <end value="86400"/>
  </time>

  <output>
    <summary-output value="ergebnisse_summary.xml"/>
    <tripinfo-output value="ergebnisse_tripinfo.xml"/>
    <statistic-output value="ergebnisse_statistik.xml"/>
    <emission-output value="ergebnisse_emission.xml"/>
    <battery-output value="ergebnisse_battery.xml"/>
  </output>

  <processing>
    <ignore-route-errors value="true"/>
    <device.rerouting.period value="300"/>
    <device.rerouting.adaptation-interval value="10"/>

    <waiting-time-memory value="1000"/>

    <time-to-teleport value="300"/>

    <eager-insert value="true"/>
  </processing>

  <device.emissions.explicit value="true"/>

  <gui_only>
    <gui-settings-file value="osm.view.xml"/>
  </gui_only>
</configuration>
```

11.2 Anhang 2: SUMO-Zusatzdatei zur Definition der Bus-, Obus-, Bahn- und MIV-Fahrzeugtypen

```
<additional>
  <vType id="bus" vClass="bus" emissionClass="HBEFA3/zero" length="12.00" personCapacity="81" guiShape="bus" color="green"/>
  <vType id="obus" vClass="bus" emissionClass="HBEFA3/zero" color="yellow" length="18.00" personCapacity="100" guiShape="bus">
    <param key="has.battery.device" value="true"/>
    <param key="device.battery.capacity" value="500000"/>
    <param key="device.battery.chargeLevel" value="500000"/>
    <param key="constantPowerConsumption" value="15"/>
  </vType>

  <vType id="train" vClass="rail" color="red" personCapacity="200" emissionClass="HBEFA3/PC_Alternative" guiShape="rail"/>

  <vTypeDistribution id="miv_mix">
    <vType id="pkw_eberswalde" vClass="passenger" color="white" probability="0.90" guiShape="passenger" emissionClass="HBEFA3/PC"/>
    <vType id="lkw_eberswalde" vClass="truck" color="orange" probability="0.10" guiShape="truck" emissionClass="HBEFA3/HDV"/>
  </vTypeDistribution>
</additional>
```

11.3 Anhang 3: SUMO-Zusatzdatei zur Definition der Wasserstofftankstellen

```
<additional>
  <gasStation id="tank_busbahnhof"
    lane="235227356_0"
    pos="5.00"
    roadsideCapacity="2"/>

  <poi id="tank_visual"
    lane="235227356_0"
```

```

pos="5.00"
type="fuel"
color="255,0,0"
width="15" height="15"
layer="100"/>

<gasStation id="h2_depot"
  lane="150818910#1_0"
  pos="5.00"
  roadsideCapacity="2"/>

<poi id="h2_depot_visual"
  lane="150818910#1_0"
  pos="5.00"
  type="fuel"
  color="0,255,255"
  width="15" height="15"
  layer="100"/>
</additional>

```

11.4 Anhang 4: Python-Skripte zur Szenarienberechnung

```

import os
import sys
import zipfile
import pandas as pd
import traci
import xml.etree.ElementTree as ET
from collections import defaultdict

# =====
# 1. KONFIGURATION
# =====
SUMO_CMD = ["sumo", "-c", "egerswalde.sumocfg"]
START_TIME_SEC = 14400 # 04:00 Uhr
END_TIME_SEC = 24*3600 # 24:00 A
TIME_OFFSET_SEC = 0 # SUMO liefert bereits echte Uhrzeiten

GTFS_ZIP = r"C:\Users\mako_de\Sumo\Eberswalde\2026-03-06-03-10-04\GTFS.zip"

MAX_FUEL_L = 300.0
MIN_FUEL_THRESHOLD = 40.0
DIESEL_MG_TO_L = 1 / 832000.0
TARGET_LINES = ["863", "864", "865", "866", "915", "922"]
AVG_BUS_SPEED_KMH = 25.0
DIESEL_CONSUMPTION_PER_100KM = 35.0

DEPOT_DISTANCES_KM = {
  "863_A": 3.5, "863_B": 4.2, "864_A": 2.8, "864_B": 3.1,
  "865_A": 5.0, "865_B": 4.5, "866_A": 3.2, "866_B": 3.8,
  "915_A": 1.5, "915_B": 2.0, "922_A": 6.1, "922_B": 5.5
}

# =====
# KOSTENSTRUKTUR (TCO)
# =====
PROJECT_LIFESPAN_YEARS = 20
DAYS_PER_YEAR = 365
a = 0.08024 # Annuitätsfaktor bei 5 % Zinssatz und 20 Jahren
COST_STATION_DIESEL = 100000.0
STATION_CAPEX_DAILY = (COST_STATION_DIESEL*a)/DAYS_PER_YEAR
STATION_MAINT_DAILY = (0.02 * COST_STATION_DIESEL) / DAYS_PER_YEAR
STATION_STAFF_DAILY = (0.3 * 55000.0) / DAYS_PER_YEAR
STATION_INSUR_DAILY = 8000.0 / DAYS_PER_YEAR
DAILY_STATION_OPEX = (STATION_MAINT_DAILY + STATION_STAFF_DAILY + STATION_INSUR_DAILY)
DAILY_STATION_TOTAL = STATION_CAPEX_DAILY + DAILY_STATION_OPEX
COST_PER_BUS = 300000.0
BUS_CAPEX_DAILY = (COST_PER_BUS*a)/DAYS_PER_YEAR
BUS_INSUR_DAILY = 9500.0 / DAYS_PER_YEAR
BUS_MAINT_DAILY = 22000.0 / DAYS_PER_YEAR
BUS_TIRES_DAILY = 8000.0 / (7 * DAYS_PER_YEAR)
BUS_DRIVER_DAILY = 55000.0 / DAYS_PER_YEAR
BUS_ADMIN_DAILY = 3000.0 / DAYS_PER_YEAR
DAILY_BUS_OPEX = (BUS_INSUR_DAILY + BUS_MAINT_DAILY + BUS_TIRES_DAILY + BUS_DRIVER_DAILY +
  BUS_ADMIN_DAILY)
DAILY_BUS_TOTAL = BUS_CAPEX_DAILY + DAILY_BUS_OPEX

```

```

DIESEL_PRICE_PER_L = 1.50 # Dieselpreis ohne Zusatzkosten
TRANSPORT_COST_PER_L = 0.04
CO2_PER_L_DIESEL = 2.65 # Co2 Emission kg/Liter (1 liter Diesel = 2,65 kg Co2)
COST_CO2_PER_KG = 0.055 # CO2-Preis pro kg, entspricht 55 €/t CO2

```

11.5 Anhang 5: Python-Skript zur Auswertung der Optimierungsergebnisse

```

# =====
# Ergebnisgrafiken Optimierung H2-OEPNV Eberswalde

#
# Erstellt:
# 01 Optimierte Gesamtkosten mit Kostenkomponenten und Legende
# 02 CO2-Emissionen
# 03 Aktivierte Tankstellenstandorte und Auslastung
# 04 Linienzuweisung je Szenario
# 05 Pareto-Front
# 06 H2-Menge und Kapazitätsgrenze je aktivierter Tankstelle
# 07 Technische Fixkosten nach der Optimierung
#
# Zusätzlich:
# - PDF mit allen Grafiken
# - Excel-Tabelle Fixkosten_nach_Optimierung.xlsx
# =====

import os
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from matplotlib.patches import FancyArrowPatch, Rectangle
from matplotlib.backends.backend_pdf import PdfPages

# =====
# 1. DATEIEN UND EINSTELLUNGEN
# =====

EXCEL_DATEI = "Optimierungsergebnisse_H2_OEPNV_Eberswalde_final.xlsx"

OUTPUT_DIR = "Optimierungsgraphen_fixkosten_labels_final"
PDF_NAME = "Optimierungsgraphen_final.pdf"

os.makedirs(OUTPUT_DIR, exist_ok=True)

# Layout fuer gut lesbare Abbildungen in der Masterarbeit
plt.rcParams.update({
    "figure.dpi": 150,
    "savefig.dpi": 600,
    "font.size": 12,
    "axes.titlesize": 16,
    "axes.labelsize": 13,
    "xtick.labelsize": 12,
    "ytick.labelsize": 12,
    "legend.fontsize": 11,
    "legend.title_fontsize": 12,
})

# Farbpalette fuer Kostenkomponenten
KOMPONENTEN_FARBEN = {
    "Produktion / Energie": "#e15759", # rot wie in den Liniengrafiken
    "Transport": "#ff9d9a", # hellrot wie in den Liniengrafiken
    "CO2-Kosten": "#76b7b2", # türkis wie in den Liniengrafiken
    "Buskosten": "#f28e2b", # orange wie in den Liniengrafiken
    "Tankstelle / Infrastruktur": "#4e79a7", # blau wie in den Liniengrafiken
    "Referenz-/Restkosten": "#c7c7c7", # hellgrau nur falls Excel-Komponenten fehlen
}

# Farbpalette fuer Szenarien
SZENARIO_FARBEN = ["#7f7f7f", "#f28e2b", "#2ca02c", "#1f77b4"]

# =====
# 2. FESTE PARAMETER FUER FIXKOSTENBETRACHTUNG
# =====

# Dieselreferenz, aus Szenario A
DIESEL_BUS_FIX_TAG = 9428.61
DIESEL_STATION_DAILY = 94.59
DIESEL_TCO_TAG = 10310.08

```

```

DIESEL_CO2_TAG = 1236.97

# Elektrolyseurkosten Szenario C
# Diese Kosten gehoeren technisch zur Infrastruktur von Szenario C.
# In der TCO-Rechnung duerfen sie nicht zusaetzlich addiert werden,
# wenn sie bereits im LCOH enthalten sind.
ELECTROLYZER_CAPEX_EPC_C = 2.93
ELECTROLYZER_OPEX_C = 0.73

# =====
# 3. DATEN LADEN
# =====

df_szen = pd.read_excel(EXCEL_DATEI, sheet_name="Szenariovergleich")
df_standorte = pd.read_excel(EXCEL_DATEI, sheet_name="Aktive_Standorte")
df_zuweisung = pd.read_excel(EXCEL_DATEI, sheet_name="Linienzuweisungen")
df_pareto = pd.read_excel(EXCEL_DATEI, sheet_name="Pareto_Front")
df_h2 = pd.read_excel(EXCEL_DATEI, sheet_name="H2_Bedarf_Linien")
df_stammdaten = pd.read_excel(EXCEL_DATEI, sheet_name="Standorte")

szenarien_h2 = ["Szenario B", "Szenario C", "Szenario D"]
szenarien_alle = ["Szenario A Diesel Referenz"] + szenarien_h2

H2_BEDARF_GESAMT = pd.to_numeric(df_h2["H2-Bedarf [kg/Tag]"], errors="coerce").fillna(0).sum()

ELECTROLYZER_DAILY_C = (
    ELECTROLYZER_CAPEX_EPC_C + ELECTROLYZER_OPEX_C
) * H2_BEDARF_GESAMT

standort_name_kurz = {
    "S0": "S0\nBetriebshof\nNordend",
    "S1": "S1\nHauptbahnhof",
    "S2": "S2\nFinow",
    "S3": "S3\nHeegermuehle",
}

szenario_label = {
    "Szenario B": "B: Grauer H2\nzentral + Lkw",
    "Szenario C": "C: Gruener H2\ndezentral",
    "Szenario D": "D: Gruener H2\nzentral + Lkw",
    "Integriertes Kostenoptimum": "Kostenoptimum\nintegriert",
}

# =====
# 4. HILFSFUNKTIONEN
# =====

def save_fig(fig, filename, pdf=None):
    path = os.path.join(OUTPUT_DIR, filename)
    fig.savefig(
        path,
        dpi=600,
        bbox_inches="tight",
        facecolor="white",
        pad_inches=0.15,
    )
    if pdf is not None:
        pdf.savefig(fig, bbox_inches="tight", facecolor="white")
    plt.close(fig)
    print(f"Gespeichert: {path}")

def add_bar_labels(ax, bars, fmt="{:.0f}", offset_factor=0.01):
    heights = [b.get_height() for b in bars]
    max_h = max(heights) if heights and max(heights) > 0 else 1
    for b in bars:
        h = b.get_height()
        ax.text(
            b.get_x() + b.get_width() / 2,
            h + max_h * offset_factor,
            fmt.format(h),
            ha="center",
            va="bottom",
            fontsize=9,
            fontweight="bold",
        )

```

```

def to_numeric_safe(df, col):
    if col not in df.columns:
        df[col] = 0.0
    return pd.to_numeric(df[col], errors="coerce").fillna(0.0)

def get_szenario_df():
    """Filtert A-D und stellt die richtige Reihenfolge sicher."""
    df = df_szen[df_szen["Szenario/Modell"].isin(szenarien_alle)].copy()
    df["Sortierung"] = df["Szenario/Modell"].apply(lambda x: szenarien_alle.index(x))
    df = df.sort_values("Sortierung").drop(columns=["Sortierung"])
    return df

```