



Strategie für die Elektrifizierung
des Straßengüterverkehrs



StratES - Szenarien für die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs

Studie auf Basis von Markthochlaufmodellierungen

Berlin, 29.08.2023

Dritter Teilbericht des Forschungs- und Dialogvorhabens
„StratES: Strategie für die Elektrifizierung des
Straßengüterverkehrs“.

Autorinnen und Autoren

Dr. Katharina Göckeler
Inia Steinbach
Wolf Kristian Görz
Florian Hacker
Ruth Blanck
Moritz Mottschall

Öko-Institut e.V.

Kontakt

info@oeko.de
www.oeko.de

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

Danksagung

Die Autorinnen und Autoren bedanken sich herzlich bei dem Projektbeirat, der unsere Forschung über drei Jahre begleitet hat, sowie bei den zahlreichen Expert*innen, die wertvolle Informationen und Denkanstöße geliefert haben.

Zitierempfehlung

K. Göckeler, I. Steinbach, W. K. Görz, F. Hacker, R. Blanck, M. Mottschall (2023):
StratES – Szenarien für die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs. Studie auf Basis von Markthochlaufmodellierungen. Dritter Teilbericht des Forschungs- und Dialogvorhabens StratES. Berlin: Öko-Institut.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz



Erneuerbar
mobil

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----------|
| Abbildungsverzeichnis | 6 |
| Tabellenverzeichnis | 9 |
| Abkürzungsverzeichnis | 10 |
| Zusammenfassung | 11 |
| Summary | 15 |
| 1 Hintergrund und Ziele | 19 |
| Ziele der Studie | 20 |
| 2 Status quo von Markt und Technik | 22 |
| 2.1 Elektrische schwere Nutzfahrzeuge | 22 |
| 2.2 Alternative Energie-Infrastrukturen | 27 |
| 3 Regulatorische Rahmenbedingungen | 31 |
| 3.1 CO ₂ -Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge | 31 |
| 3.2 Eurovignette/Wegekosten-Richtlinie | 33 |
| 3.3 Verordnung zum Aufbau alternativer Energie-Infrastrukturen (AFIR) | 34 |
| 3.4 Nationale Klimaschutzziele und -maßnahmen | 36 |
| 4 Methodischer Ansatz und Annahmen | 38 |
| 4.1 Markthochlaufmodellierung in TEMPS | 38 |
| 4.2 Güterverkehrsnachfrage | 39 |
| 4.3 Fahrzeugkonfiguration und Kosten | 40 |
| 4.4 Nutzungsprofile | 43 |
| 4.4.1 Jahresfahrleistung | 43 |
| 4.4.2 Reichweitenanforderung | 44 |
| 4.4.3 Kalkulatorische Nutzungsdauer (Haltedauer) | 45 |
| 4.5 Verfügbarkeit von Energie-Infrastrukturen | 46 |
| 4.5.1 Ladeszenarien und Einsatz-Restriktionen für BEV | 46 |
| 4.5.2 Nutzung verschiedener Ladetypen | 48 |
| 4.5.3 Oberleitungsnetz und Einsatz-Restriktionen für O-BEV | 50 |
| 4.6 Kosten der Energie-Infrastrukturen | 51 |
| 4.7 Energiepreise | 55 |
| 4.8 Bedarf an Energie-Infrastrukturen | 59 |

| | | |
|------------|---|------------|
| 5 | Ergebnisse der Markthochlaufmodellierung | 62 |
| 5.1 | Technologiepfad BEV | 62 |
| 5.1.1 | Szenarien | 62 |
| 5.1.2 | Gesamtnutzungskosten (TCO) | 63 |
| 5.1.3 | Neuzulassungen | 65 |
| 5.1.4 | Bestand | 68 |
| 5.1.5 | Elektrischer Fahranteil | 69 |
| 5.2 | Technologiepfad: BEV+FCEV | 70 |
| 5.2.1 | Szenarien | 70 |
| 5.2.2 | Gesamtnutzungskosten (TCO) | 71 |
| 5.2.3 | Neuzulassungen | 74 |
| 5.2.4 | Bestand | 76 |
| 5.2.5 | Elektrischer Fahranteil | 77 |
| 5.3 | Technologiepfad: BEV+O-BEV | 78 |
| 5.3.1 | Szenarien | 78 |
| 5.3.2 | Gesamtnutzungskosten (TCO) | 80 |
| 5.3.3 | Neuzulassungen | 81 |
| 5.3.4 | Bestand | 83 |
| 5.3.5 | Elektrischer Fahranteil | 84 |
| 5.4 | Direkte THG-Emissionen | 85 |
| 5.5 | Fazit Markthochlaufmodellierung | 87 |
| 6 | Bedarfsabschätzung Energie-Infrastruktur | 89 |
| 6.1 | Endenergiebedarf | 89 |
| 6.1.1 | BEV-Szenarien | 90 |
| 6.1.2 | Technologie-Mixe | 92 |
| 6.2 | Gesamtbedarf an Energie-Infrastrukturen | 93 |
| 6.2.1 | BEV-Szenarien | 93 |
| 6.2.2 | Technologie-Mixe | 95 |
| 6.2.3 | Vergleich mit AFIR-Anforderungen | 96 |
| 6.2.4 | Investitionsbedarfe | 98 |
| 6.3 | Regionale Bedarfe entlang der Autobahnen | 100 |
| 6.3.1 | Ladestationen | 100 |
| 6.3.2 | Wasserstoff-Tankstellen | 103 |
| 6.3.3 | Oberleitungssysteme | 105 |

| | | |
|------------|---|------------|
| 6.4 | Fazit Energie-Infrastrukturen | 107 |
| 7 | Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen | 109 |
| | Literaturverzeichnis | 111 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abbildung 1-1: Gesamtnutzungskosten (TCO) der Antriebsoptionen für zwei Anschaffungsjahre und Energiepreisszenarien („high“ und „low“) | 12 |
| Abbildung 1-2: Direkte THG-Emissionen des Straßengüterverkehrs in den Szenarien | 13 |
| Abbildung 1-3: Bedarf an öffentlichen Ladepunkten entlang des Bundes-Autobahnnetzes im Jahr 2035 in Abhängigkeit der lokalen Verkehrsstärke („recharge2035“) | 14 |
| Figure 1-4: Total cost of ownership (TCO) of powertrain options for two acquisition years and energy price scenarios ("high" and "low"). | 16 |
| Figure 1-5: Direct GHG emissions from road freight transport in the scenarios. | 17 |
| Figure 1-6: Demand for public charging points along the federal highway network in 2035 as a function of local traffic volume ("recharge2035"). | 18 |
| Abbildung 1-1: Entwicklung der THG-Emissionen im Straßengüterverkehr und Ziele zur Minderung im Verkehrssektor | 19 |
| Abbildung 2-1: Neuzulassungen von schweren Nutzfahrzeugen im Jahr 2021 nach Größenklasse und Antrieb | 24 |
| Abbildung 2-2: Übersicht über die Batteriekapazitäten verfügbarer Fahrzeugmodelle im Segment elektrischer schwerer Nutzfahrzeuge | 24 |
| Abbildung 3-1: Veranschaulichung der CO ₂ -Minderungsziele neuer Nutzfahrzeugflotten in der gültigen Verordnung EU 2019/1242 und dem Revisionsvorschlag | 32 |
| Abbildung 4-1: Schematische Darstellung der Markthochlaufmodellierung in TEMPS | 39 |
| Abbildung 4-2: Angenommene Entwicklung der Güterverkehrsleistung nach Verkehrsträgern auf Basis des MKS-Referenzszenarios REF-2017 | 40 |
| Abbildung 4-3: Gewichtung der Jahresfahrleistungsklassen für Last- und Sattelzüge und übrige Lkw | 44 |
| Abbildung 4-4: Gewichtung der Reichweiten-Klassen in den Jahresfahrleistungs-Klassen (maximale Länge einer Einzelfahrt) | 45 |
| Abbildung 4-5: Methodik zur Variation der Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur, Einsatzrestriktionen von BEV und zur Verteilung der Fahrleistung auf Ladepunkt-Typen | 50 |
| Abbildung 4-6: Infrastrukturkosten in Abhängigkeit der Auslastung | 54 |
| Abbildung 4-7: Energiepreise an Ladepunkt, Tankstelle oder Oberleitung im Jahr 2030 (in EUR-2020) | 56 |
| Abbildung 4-8: Schematische Darstellung der Bezugspfade und Vorketten von Ladestrom und Tankstellen-Wasserstoff. | 59 |

| | |
|--|----|
| Abbildung 4-9: Vorgehen zur Abschätzung der Bedarfe an Ladepunkten entlang der Hauptverkehrsachsen | 60 |
| Abbildung 5-1: Gesamtnutzungskosten (TCO) in den BEV-Szenarien „recharge2035“ und „rech2035-lowerToll“ für die Anschaffungsjahre 2030 und 2040 | 64 |
| Abbildung 5-2: Neuzulassungen von Last- und Sattelzügen im Jahr 2030 in den BEV-Szenarien (Variation der Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur und des Ambitionsniveaus der CO ₂ -Differenzierung der Lkw-Maut) | 66 |
| Abbildung 5-3: Neuzulassungen nach Antrieben im BEV-Szenario „recharge2035“ | 67 |
| Abbildung 5-4: Bestand nach Antrieben im BEV-Szenario „recharge2035“ | 68 |
| Abbildung 5-5: Elektrischer Fahranteil in den BEV-Szenarien | 70 |
| Abbildung 5-6: Gesamtnutzungskosten in den „BEV+FCEV“-Szenarien „recharge2035“ und „rech2035-lowH2&Ch“ für die Anschaffungsjahre 2030 und 2040 | 72 |
| Abbildung 5-7: Verhältnis der Energiekosten von FCEV zu BEV im Jahr 2030 für verschiedene Energiepreise an der Tankstelle bzw. Ladesäule | 74 |
| Abbildung 5-8: Neuzulassungen nach Antrieben im Jahr 2030 und 2040 für die „BEV+FCEV“-Szenarien (Variation der Ladeinfrastruktur-Verfügbarkeit sowie der Wasserstoff- und Ladestrompreise) | 75 |
| Abbildung 5-9: Neuzulassungen von Last- und Sattelzügen im „BEV+FCEV“-Szenario „rech2035-lowH2“ und „recharge2035“ | 76 |
| Abbildung 5-10: Bestand von Last- und Sattelzügen im „BEV+FCEV“-Szenario „rech2035-lowH2“ und „recharge2035“ | 77 |
| Abbildung 5-11: Elektrischer Fahranteil in den „BEV+FCEV“-Szenarien | 78 |
| Abbildung 5-12: Gesamtnutzungskosten in den „BEV+O-BEV“-Szenarien „rech&oc2035“ und „rech&oc2035-lowCh“ für die Anschaffungsjahre 2030 und 2040 | 81 |
| Abbildung 5-13: Neuzulassungen von Last- und Sattelzügen im „BEV+O-BEV“-Szenario „rech&oc2035“ | 82 |
| Abbildung 5-14: Neuzulassungen von Last- und Sattelzügen im Jahr 2030 und 2040 für die „BEV+O-BEV“-Szenarien (Variation der Verfügbarkeit von Oberleitungs-Infrastruktur und der Ladestrompreise an Ladestationen) | 83 |
| Abbildung 5-15: Bestand von Last- und Sattelzügen im „BEV+OC-BEV“-Szenario „rech&oc2035“ | 84 |
| Abbildung 5-16: Elektrischer Fahranteil in den „BEV+OC-BEV“-Szenarien | 85 |
| Abbildung 5-17: Direkte THG-Emissionen des Straßengüterverkehrs in den Szenarien | 86 |
| Abbildung 6-1: Endenergiebedarf im Straßengüterverkehr im „BEV“-Szenario „recharge2035“ unter Abschätzung einer Verteilung auf Ladetypen | 91 |

| | |
|---|-----|
| Abbildung 6-2: Vergleich des Energiebedarfs im Straßengüterverkehr in den Technologie-Mix Szenarien | 93 |
| Abbildung 6-3: Bedarf an Ladepunkten (LP) im Straßengüterverkehr nach Ladetypen im „BEV“-Szenario „recharge2035“ | 95 |
| Abbildung 6-4: Bedarf an öffentlichen Ladepunkten, H ₂ -Zapfhähnen und Oberleitungs-Unterwerken im Jahr 2035 in den Technologie-Mix-Szenarien (alle SNF) | 96 |
| Abbildung 6-5: Zubau an Ladepunkten und H ₂ -Zapfhähnen in den Szenarien „BEV: recharge2035“ und „BEV+FCEV: rech35-lowH2“ | 99 |
| Abbildung 6-6: Investitionsbedarfe für öffentliche Energie-Infrastrukturen im Vergleich der Technologie-Mixe | 99 |
| Abbildung 6-7: Ableitung von Größenkategorien für Lade-Hubs an Autobahnen im Jahr 2035 auf Basis der lokalen Verkehrsstärke („BEV: recharge2035“) | 102 |
| Abbildung 6-8: Ableitung von Größenkategorien für H ₂ -Tankstellen an Autobahnen im Jahr 2035 auf Basis der Verkehrsstärke („BEV+FCEV: rech35-lowH2“) | 104 |
| Abbildung 6-9: Oberleitungs-Kernnetz auf verkehrsstarken Autobahnen aus dem Projekt StratON | 106 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|-----|
| Tabelle 3-1: Auszug der Zielvorgaben der AFIR für schwere Nutzfahrzeuge (Juli 2023) | 35 |
| Tabelle 4-1: Kennwerte und Kosten der modellierten Nutzfahrzeuge im Jahr 2030. | 42 |
| Tabelle 4-2: Haltedauer-Klassen zur Spreizung von Einsatzprofilen | 46 |
| Tabelle 4-3: Vor-, Haupt- und Nachlauf für Fahrten auf dem Oberleitungs-Kernnetz aus StratON (für Lkw ab 4 Achsen mit mehr als 100 km Fahrtweite im Hauptlauf) | 51 |
| Tabelle 4-4: Annahmen zu Kosten der Energie-Infrastrukturen | 53 |
| Tabelle 5-1: Ausgestaltung der Szenarien im Technologiepfad „BEV“ | 63 |
| Tabelle 5-2: Ausgestaltung der Szenarien im Technologiepfad „BEV+FCEV“ | 71 |
| Tabelle 5-3: Ausgestaltung der Szenarien im Technologiepfad „BEV+O-BEV“ | 79 |
| Tabelle 6-1: Kennwerte für öffentlich zugängliche Energie-Infrastrukturen, Bestände an elektrischen Last- und Sattelzügen (LSZ) und Zielvorgaben der AFIR | 97 |
| Tabelle 6-2: Durchschnittliche Leistung je Ladestation in 5 Größenkategorien für das Prognosejahr 2035 | 102 |
| Tabelle 6-3: Durchschnittliche Leistung je Wasserstofftankstelle in 5 Größenkategorien für das Prognosejahr 2035 | 104 |
| Tabelle 6-4: Durchschnittliche Leistung je Oberleitungsabschnitt in 4 Größenkategorien für das Prognosejahr 2035 („BEV+O-BEV:rech&oc2035“) | 106 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-------------------|--|
| AFIR | Verordnung über den Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (Alternative Fuels Infrastructure Regulation) |
| BEHG | Brennstoffemissionshandelsgesetz |
| BEV | Batterieelektrische Fahrzeuge (battery electric vehicle) |
| Ch | Laden (Ch arging), in den Szenariotiteln Kürzel für Ladestrompreis |
| CO ₂ | Kohlenstoffdioxid |
| CO ₂ e | Kohlenstoffdioxid-Äquivalent |
| DTV | Durchschnittliche tägliche Verkehrsstärke |
| ETS 2 | EU-Emissionshandel für Gebäude und Verkehr (EU Emissions Trading System) |
| EU | Europäische Union |
| FCEV | Elektrische Fahrzeuge mit Brennstoffzelle (fuel cell electric vehicle) |
| GG | Gesamtgewicht |
| H ₂ | Wasserstoff, in den Szenariotiteln Kürzel für Wasserstoffpreis |
| ICEV | Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren (internal combustion engine vehicles) |
| LSZ | Last- und Sattelzüge |
| LP | Ladepunkt |
| O-BEV | Oberleitungsfähige batterieelektrische Fahrzeuge (overhead catenary battery electric vehicle) |
| OC | Oberleitungssystem (Overhead catenary) |
| SNF | Schwere Nutzfahrzeuge (ab 3,5 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht) |
| SZM | Sattelzugmaschinen |
| TCO | Gesamtnutzungskosten (Total Cost of Ownership) |
| THG | Treibhausgas |
| TEMPS | Transport Emissions and Policy Scenarios (Modell) |
| TREMOD | Transport Emission Model |
| UW | Unterwerke für Oberleitungssysteme |
| ZEV | Emissionsfreies Fahrzeug (Zero Emission Vehicle) |
| ZH | Zapfhähne |

Zusammenfassung

Es besteht ein hoher Handlungsdruck zur Senkung der Treibhausgas-Emissionen des Straßengüterverkehrs über einen Antriebswechsel zu elektrischen Nutzfahrzeugen.

Die Treibhausgas-Emissionen des Straßengüterverkehrs sind in den letzten 30 Jahren um 30 % gestiegen (UBA 2023b). Das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 sowie die erforderliche Senkung der im gesamten Verkehrssektor ausgestoßenen CO₂-Äquivalente um rund die Hälfte bis zum Jahr 2030 erfordern einen raschen Umstieg auf klimaneutrale Transporte. Analog zu Pkw zeichnet sich für schwere Nutzfahrzeuge ein Wechsel auf elektrische Fahrzeugantriebe ab. Dies wird begünstigt durch technische Fortschritte in der Batterieentwicklung und eine wirksame Rahmensetzung der Europäischen Union.

Ziel dieser Studie ist es, die elektrischen Antriebstechnologien hinsichtlich ihrer techno-ökonomischen Potenziale zu bewerten und wesentliche Einflussgrößen für den Markthochlauf aufzuzeigen. Grundlage hierfür bildet die Modellierung von Szenarien, die u.a. verschiedene Technologiemixe, Energiepreisentwicklungen und Ausbauraten öffentlicher Energie-Infrastrukturen abbilden. Im Fokus der Analysen stehen drei Technologiepfade: (1) „BEV“: nur Batterie-Lkw, (2) „BEV + FCEV“: eine Kombination aus Batterie-Lkw und Brennstoffzellen-Lkw und (3) BEV + O-BEV: eine Kombination aus Batterie-Lkw und batterieelektrischen Oberleitungs-Lkw.

Der Transportmarkt wird zukünftig von batterieelektrischen Nutzfahrzeugen geprägt sein, während Brennstoffzellen-Lkw und Oberleitungs-Lkw geringere Potenziale aufzeigen.

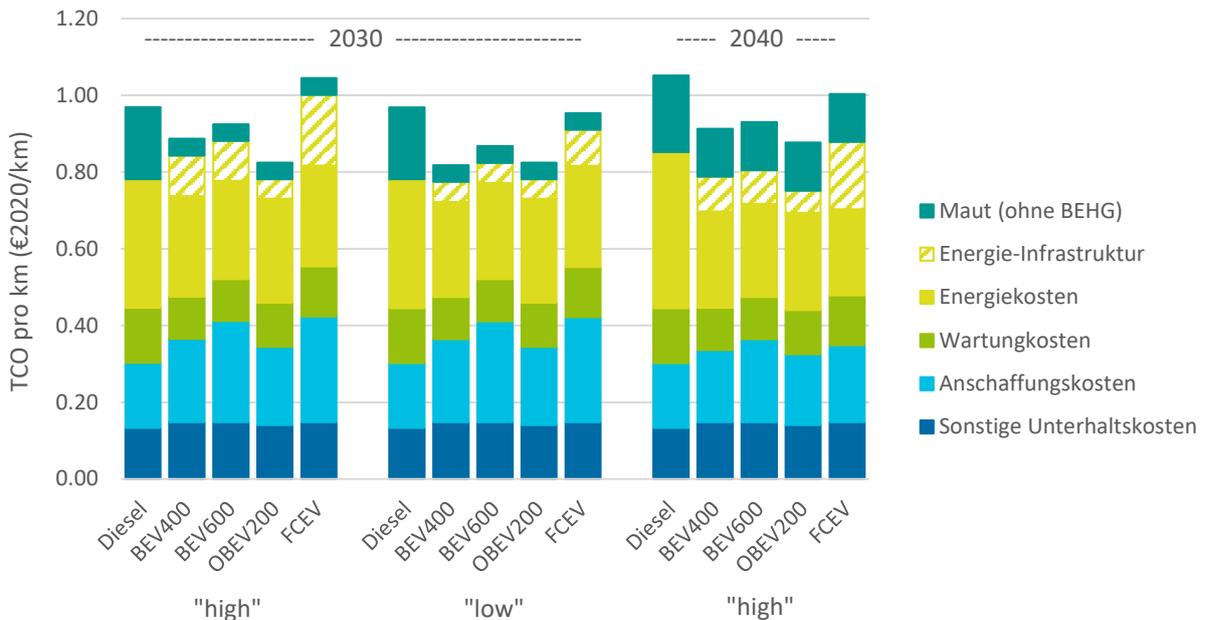
In den drei Technologiepfaden dominieren Batterie-Lkw den Absatz emissionsfreier Antriebe. Dabei werden technische Einsatzmöglichkeiten in Abhängigkeit der potenziellen Fahrzeugreichweite und der Verfügbarkeit von Nachladeoptionen berücksichtigt. Der Hochlauf von Brennstoffzellen-Lkw hängt in Folge des höheren Energieverbrauchs stärker von der zukünftigen Energiepreisentwicklung ab. Nur in Kombination optimistischer Preisannahmen für klimaneutralen Wasserstoff und hoher Marktpreise an Hochleistungs-Ladepunkten erzielen Brennstoffzellen-Lkw signifikante Marktanteile. Gleichzeitig bestehen kurz- und mittelfristig hohe Unsicherheiten bezüglich des Preis- und Verfügbarkeitsangebots von grünem Wasserstoff an Lkw-Tankstellen. Oberleitungs-Lkw weisen im Vergleich der Antriebstechnologien günstige Gesamtnutzungskosten auf. Die technischen Einsatzmöglichkeiten im Umfeld der Oberleitungsinfrastruktur limitieren unter den gesetzten Rahmenbedingungen eines Oberleitungsnetzes von etwa 4.000 Kilometern Länge in Deutschland den Marktanteil auf rund ein Drittel.

Eine CO₂-basierte Lkw-Maut und die Verfügbarkeit von öffentlichen Energieversorgungsinfrastrukturen sind die wichtigsten Hebel für den Markthochlauf elektrischer Nutzfahrzeuge.

Die Szenarien berücksichtigen den Bedarf von Ladestationen, Wasserstoff-Tankstellen und Oberleitungssystemen für den Betrieb der jeweiligen elektrischen Nutzfahrzeuge. Neben technischen Einsatzmöglichkeiten in Abhängigkeit der Verfügbarkeit der Energie-Infrastrukturen, beinhalten die Gesamtnutzungskosten eine Infrastrukturabgabe zur Finanzierung deren Aufbaus und Betriebs. In zwei Preisszenarien wird eine überwiegend kostengetriebene Preisbildung („low“) mit einem höheren Marktpreis verglichen („high“), der Nachfragerisiken und Angebotsknappheiten reflektiert. Speziell im zweiten Energiepreisszenario sichert eine CO₂-basierte Lkw-Maut den Kostenvorteil emissionsfreier Antriebe bereits um das Jahr 2030 (vgl. Abbildung 1-1). In den Szenariorechnungen wurde zum Stand November 2022 angenommen, dass ab dem Jahr 2024 eine

CO₂-Komponente in Höhe 200 € pro Tonne CO₂ eingeführt und die Lkw-Maut auf alle schweren Nutzfahrzeuge ab 3,5 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht ausgeweitet wird. Emissionsfreie Antriebe erhalten bis zum Jahr 2030 eine Ermäßigung in Höhe von 75 % auf die Kosten der Infrastruktur. Ab dem Jahr 2031 sinkt die Ermäßigung auf 50 %. Eine weitestgehend übereinstimmende Ausgestaltung soll laut Bundesregierung in Jahr 2023 verabschiedet werden.

Abbildung 1-1: Gesamtnutzungskosten (TCO) der Antriebsoptionen für zwei Anschaffungsjahre und Energiepreisszenarien („high“ und „low“)



Nutzungsprofil: Sattelzug, 5 Jahre Haltedauer, 120.000 km Jahresfahrleistung

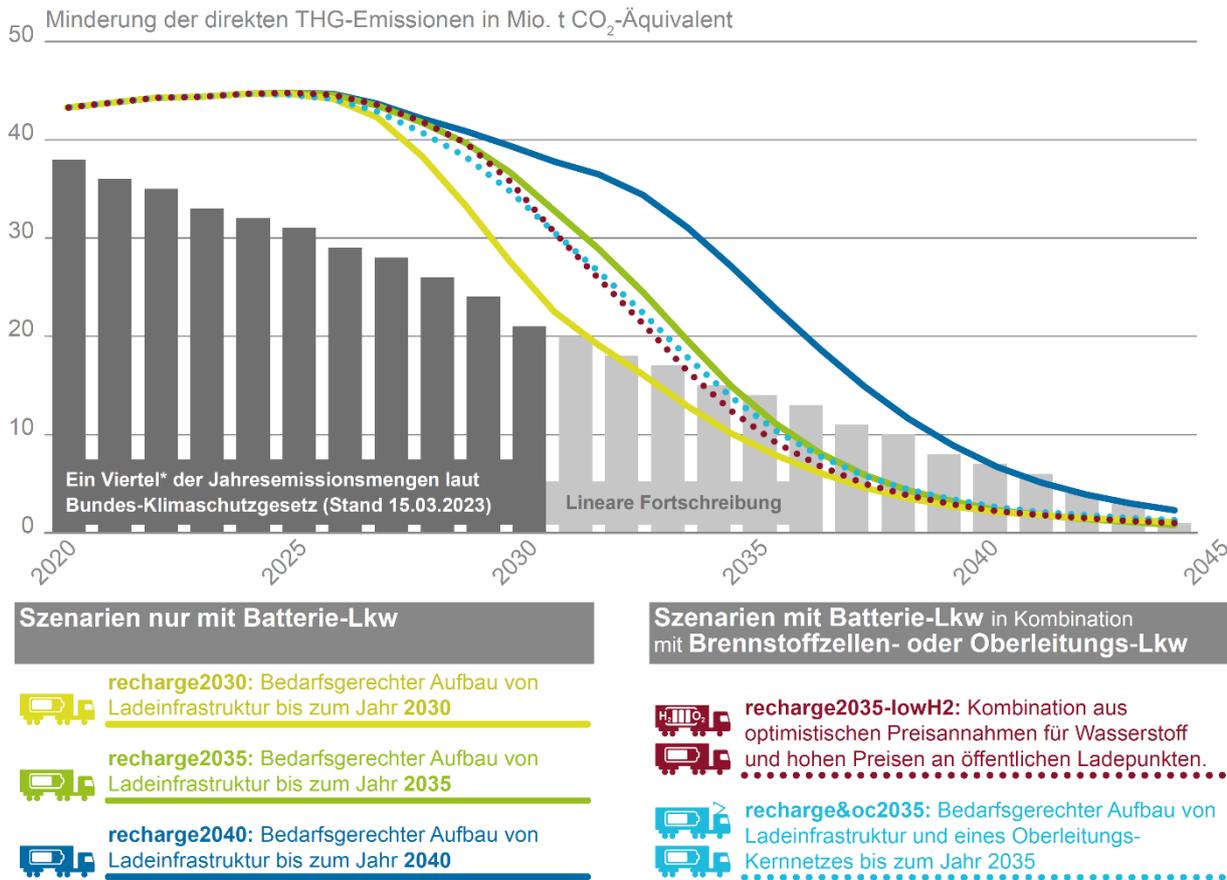
Quelle: Eigene Berechnungen

Die direkten jährlichen Treibhausgas-Emissionen des Straßengüterverkehrs können im Zuge einer raschen Elektrifizierung ab 2030 den gesetzten Zielpfad erreichen.

In den Szenarien mit der zuvor beschriebenen Ausgestaltung einer CO₂-basierten Lkw-Maut hängt der Hochlauf elektrischer Nutzfahrzeuge im Wesentlichen von der Aufbaurrate öffentlicher Ladeinfrastruktur ab. Steht im Jahr 2035 ein flächendeckendes und leistungsfähiges Ladenetz zur Verfügung („recharge2035“), werden in der Modellierung in den Folgejahren 100 % emissionsfreie Nutzfahrzeuge neu zugelassen (55 % im Jahr 2030). In Folge sinken die Treibhausgas-Emissionen des Straßengüterverkehrs - insbesondere nach dem Jahr 2030 - auf nahezu Null im Jahr 2045 (Abbildung 1-2). Können Batterie-Lkw bereits im Jahr 2030 durch eine bedarfsgerechte Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur in allen Nutzungsprofilen eingesetzt werden („recharge2030“), steigt ihr Neuzulassungsanteil im Jahr 2030 in Folge der ökonomischen Potenziale auf 92 %.

In beiden Szenarien liegen die Neuzulassungsanteile emissionsfreier Nutzfahrzeuge über den aktuellen und neu vorgeschlagenen Mindestanforderungen der Europäischen Union im Rahmen der CO₂-Flottengrenzwerte. Auch die Bedarfe an Energie-Infrastrukturen übersteigen die designierten Mindestziele innerhalb der EU. Die nationale Klimaschutzgesetzgebung und die formulierten Ziele für den Straßengüterverkehr erfordern Ambitionen für den Markthochlauf elektrischer schwerer Nutzfahrzeuge und den Aufbau der Energie-Infrastrukturen, die über die Rahmensetzung der EU hinausgehen.

Abbildung 1-2: Direkte THG-Emissionen des Straßengüterverkehrs in den Szenarien



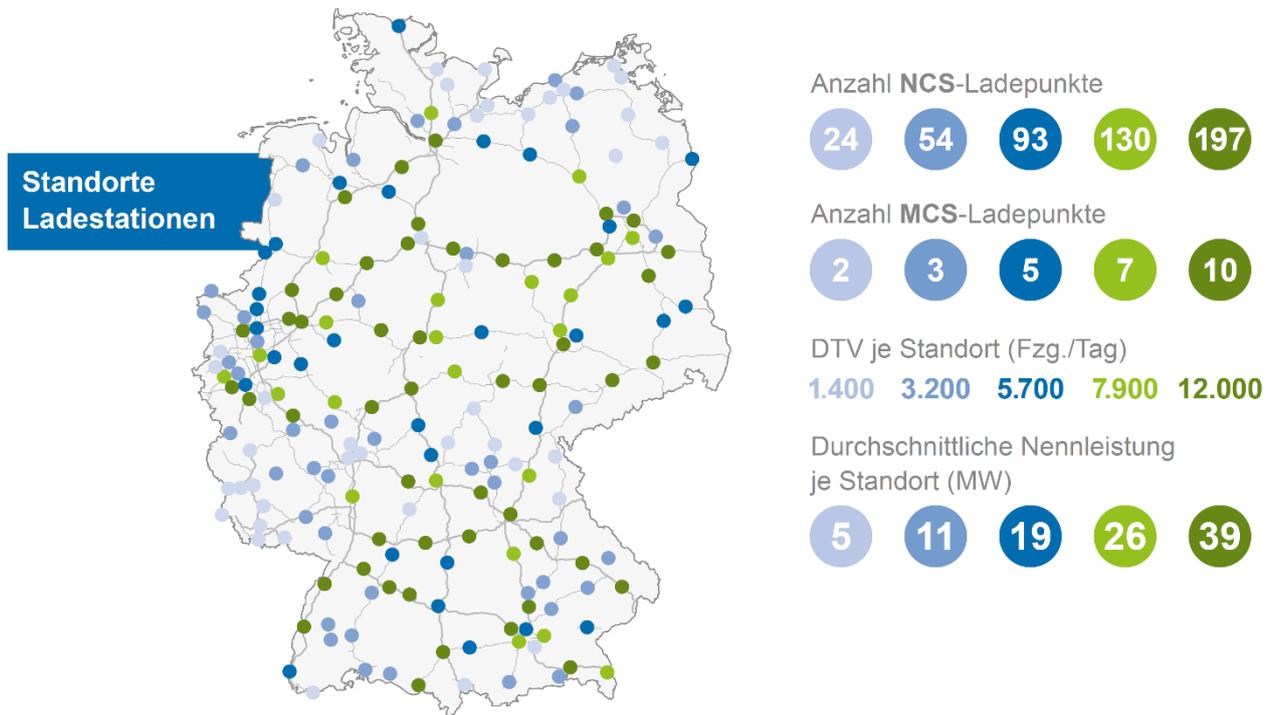
* Der Straßengüterverkehr erzeugt derzeit etwa ein Viertel der THG-Emissionen des Verkehrssektors. Zur Einordnung der THG-Minderung in den Szenarien sind daher die um den Faktor ein Viertel reduzierten Jahresemissionsmengen aus KSG 2023 dargestellt.

Quelle: Eigene Berechnungen, UBA 2023b und KSG 2021

Der Aufbau der Energie-Infrastrukturen zur Versorgung eines elektrischen Schwerlastverkehrs setzt eine frühzeitige und zielgerichtete Planung voraus.

Zur Abschätzung der benötigten Energie-Infrastrukturen wurde der modellierte Energiebedarf des Straßengüterverkehrs über ein Standortraster auf die regionale Verkehrsnachfrage umgelegt. Die Unterscheidung nach verschiedenen Ladepunkt-Typen erfolgte im Vorfeld über eine Fahrtenkettenanalyse. Im Ergebnis kann rund 55 % des Energiebedarfs voraussichtlich an Depotladepunkten gedeckt werden. Für öffentliche Ladevorgänge an Night-Charging-Systems (NCS) und Megawatt-Charging-Systems (MCS) ergibt sich bis zum Jahr 2035 ein enormer Aufbaubedarf. Die in Abbildung 1-3 dargestellten regionalen Bedarfe entlang des Bundes-Autobahnnetzes summieren sich auf insgesamt 2.000 MCS-Ladepunkte und 40.000 NCS-Ladepunkte. Aufgrund der hohen Leistungsnachfrage von MCS-Ladepunkten folgt an vielen Standorten die Notwendigkeit eines planungs- und zeitintensiven Anschlusses an das Hochspannungsnetz.

Abbildung 1-3: Bedarf an öffentlichen Ladepunkten entlang des Bundes-Autobahnnetzes im Jahr 2035 in Abhängigkeit der lokalen Verkehrsstärke („recharge2035“)



NCS: Night Charging System, 150 kW Nennleistung (davon 85 % Durchschnittsleistung)
 MCS: Megawatt Charging System, 1000 kW Nennleistung (davon 85 % Durchschnittsleistung)

DTV: Durchschnittliche tägliche Verkehrsstärke

Quelle: Eigene Berechnungen

Summary

There is an urgent need for action to reduce greenhouse gas emissions from road freight transport by transitioning to electric commercial vehicles.

Over the past 30 years, greenhouse gas emissions from road freight transport in Germany have increased by 30 % (UBA 2023b). The goal of climate neutrality in 2045 and the necessary reduction of CO₂ equivalents emitted in the entire transport sector by around half by 2030 require a rapid switch to climate-neutral transportation. Analogous to passenger cars, heavy-duty commercial vehicles are showing a transition towards electric vehicle propulsion. This transition is facilitated by advancements in battery technology and effective regulatory frameworks set forth by the European Union.

The objective of this study is to evaluate electric drive technologies in terms of their techno-economic potential and identify key factors influencing market adoption. The basis for this evaluation is the modeling of scenarios that encompass various technology mixes, energy price developments, and the expansion rates of public energy infrastructures. The analyses primarily focus on three technology pathways: (1) "BEV": battery electric trucks only, (2) "BEV + FCEV": a combination of battery electric trucks and fuel cell trucks, and (3) BEV + O-BEV: a combination of battery electric trucks and battery electric overhead catenary trucks.

In the future, the transport market will be primarily shaped by battery-electric commercial vehicles, while fuel cell trucks and overhead catenary trucks show lower potential.

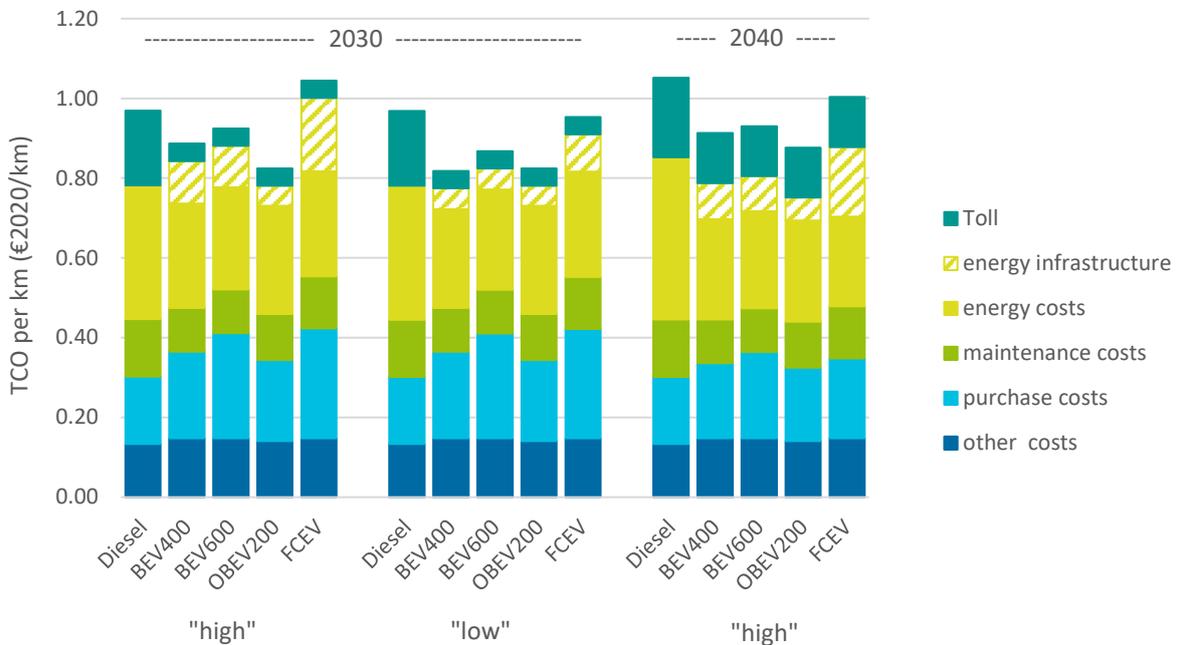
In the three technology pathways, battery electric trucks dominate the sales of zero-emission propulsion systems. The analysis considers the technical feasibility based on potential vehicle range and the availability of recharging options. The ramp-up of fuel cell trucks is more dependent on future energy price trends due to their higher energy consumption. Only in combination with optimistic price assumptions for climate-neutral hydrogen and high market prices at high power charging points will fuel cell trucks achieve significant market shares. At the same time, there are high uncertainties in the short and medium term regarding the price and availability of climate-neutral hydrogen at truck refueling stations. Overhead catenary trucks have favorable total costs of ownership in comparison among the propulsion technologies. However, the technical feasibility within the overhead infrastructure framework, as stipulated by an overhead network spanning approximately 4,000 kilometers in Germany, limits their market share to around one-third.

A CO₂-based truck toll and the availability of public energy supply infrastructures are the primary levers for the market uptake of electric commercial vehicles.

The scenarios take into account the need for charging stations, hydrogen refueling stations and overhead catenary systems to operate the respective electric commercial vehicles. In addition to technical feasibility based on the availability of energy infrastructures, the total costs of ownership include an infrastructure fee to finance their establishment and operation. Two pricing scenarios are compared: one primarily cost-driven ("low") and another with a higher market price ("high") reflecting demand risks and supply shortages. Particularly in the second energy price scenario, a CO₂-based truck toll secures the cost advantage of emission-free propulsion systems as early as around the year 2030 (Figure 1-4). In the scenario calculations (in November 2022), it was assumed that a CO₂ surcharge of 200 euros per tonne of CO₂ would be introduced from 2024 and that the truck toll would be extended to all heavy-duty vehicles with a gross vehicle weight of 3.5 metric tons or more. Emission-free propulsion systems would receive a 75% reduction in infrastructure costs until 2030.

From 2031, the reduction would decrease to 50%. A largely consistent design is expected to be adopted by the German government in 2023.

Figure 1-4: Total cost of ownership (TCO) of powertrain options for two acquisition years and energy price scenarios ("high" and "low").



Utilization profile: semitrailer tractor, 5-year holding period, 120,000 km annual mileage

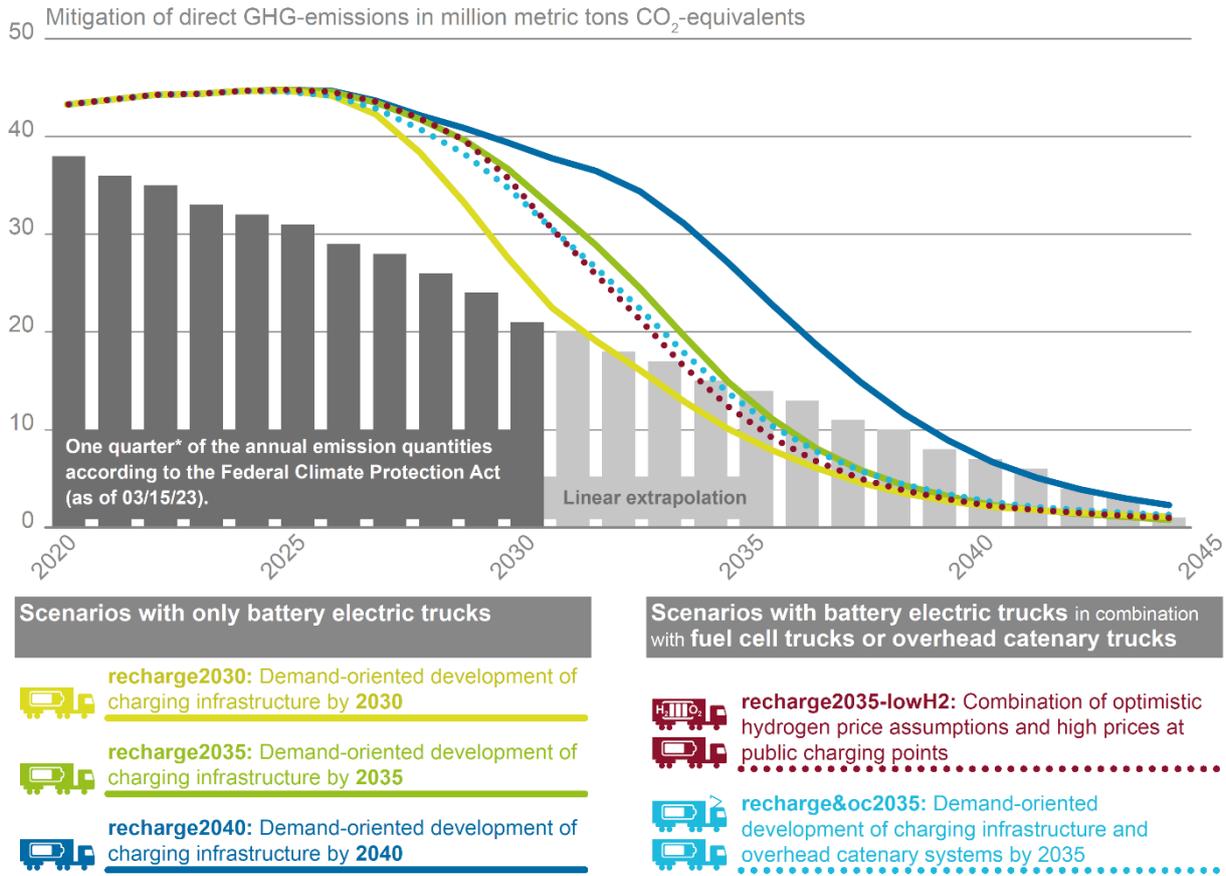
Source: Own calculations

The direct annual greenhouse gas emissions from road freight transport can achieve the set target trajectory as early as 2030 through a rapid electrification process.

In the scenarios with the previously described framework of a CO₂-based truck toll, the uptake of electric commercial vehicles primarily depends on the rate of expansion of public charging infrastructure. If a comprehensive and efficient charging network is available in 2035 ("recharge2035"), the modeling predicts that 100 % of new heavy-duty commercial vehicles will be emission-free in the following years (55 % in 2030). As a result, greenhouse gas emissions from road freight transport, particularly post-2030, are projected to drop to nearly zero by 2045 (Figure 1-4). If battery electric trucks can be deployed across all user profiles by 2030 ("recharge2030") due to the availability of appropriate charging infrastructure, their market share in new registrations is expected to reach 92% in 2030, driven by economic incentives.

In both scenarios, the share of new registrations for emission-free commercial vehicles exceeds both current and proposed minimum requirements set by the European Union within the context of CO₂ fleet limits. Furthermore, the demands for energy infrastructure surpass the designated minimum targets within the EU. National climate protection legislation and the articulated goals for road freight transport necessitate ambitions for the market uptake of electric heavy-duty vehicles and the development of energy infrastructures that go beyond the EU's framework.

Figure 1-5: Direct GHG emissions from road freight transport in the scenarios.



Road freight transport currently generates about a quarter of the transport sector's GHG emissions. To evaluate the GHG reductions in the scenarios, the annual emission volumes from KSG 2023 are therefore shown reduced by a factor of one quarter.

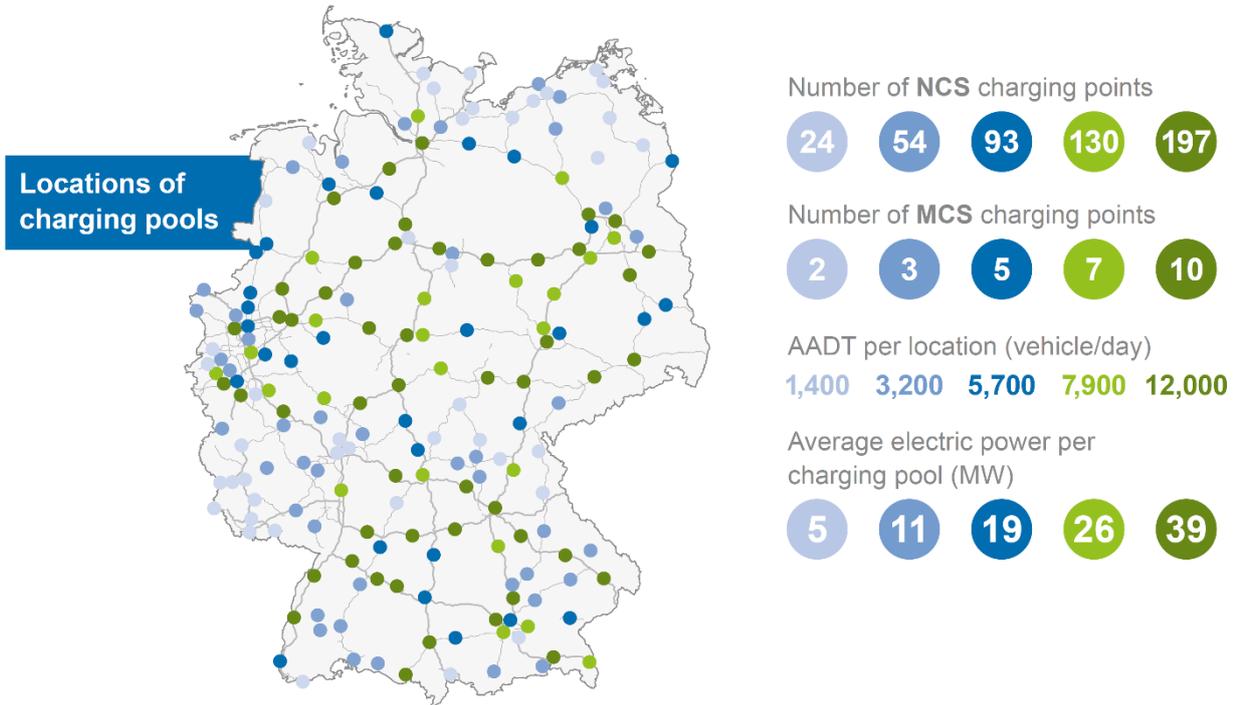
Source: Own calculations, UBA 2023b and KSG 2021

The establishment of energy infrastructures to support electric heavy-duty transportation requires early and targeted planning.

To estimate the required energy infrastructures, the modeled energy demand of road freight transport was allocated to regional traffic demand using a location grid. Different types of charging points were distinguished beforehand through route chain analysis. As a result, approximately 55% of the energy demand is expected to be covered at depot charging points. For public charging at Night Charging Systems (NCS) and Megawatt Charging Systems (MCS), there is a huge buildup demand until 2035.

The regional demands depicted in Figure 1-5 along the federal highway network sum up to a total of 2,000 MCS charging points and 40,000 NCS charging points. Due to the high power demand of MCS charging points, there is a need for planning-intensive and time-consuming connections to the high-voltage grid at many locations.

Figure 1-6: Demand for public charging points along the federal highway network in 2035 as a function of local traffic volume ("recharge2035").



NCS: Night Charging System, 150 kW rated power (of which 85 % average power) MCS: Megawatt Charging System, 1000 kW rated power (of which 85 % average power)

AADT: Annual average daily traffic

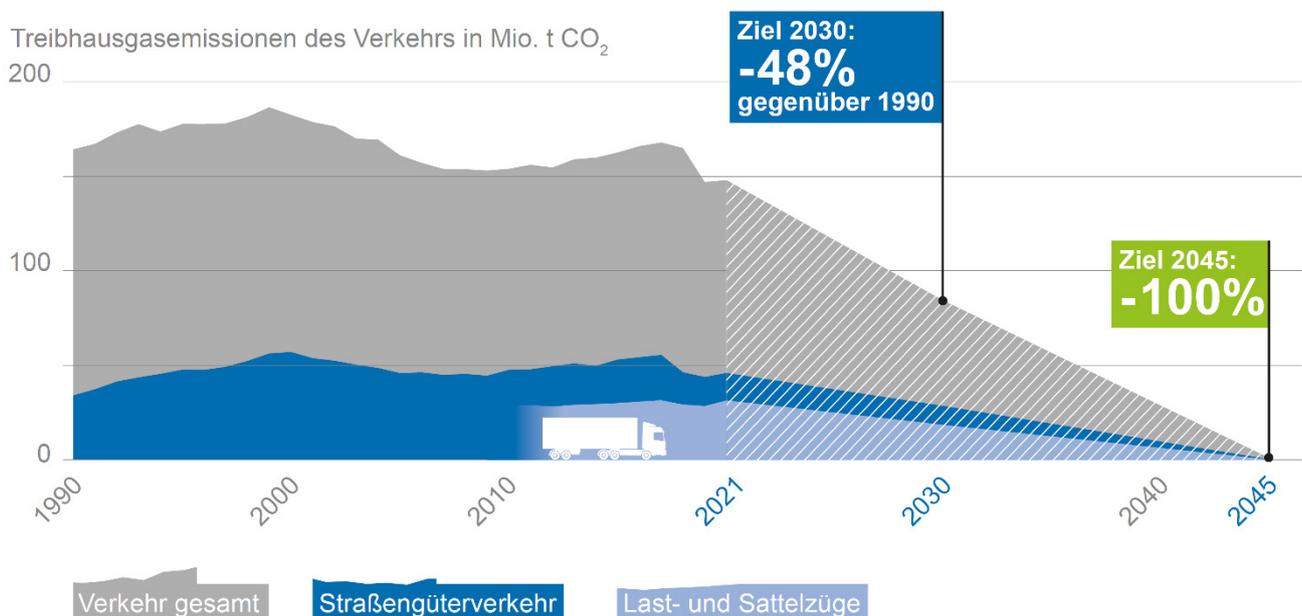
Source: Own calculations

1 Hintergrund und Ziele

Wir verursachen in Deutschland rund 20 % der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) durch unsere Mobilität und Transporte im Verkehrssektor. Während die THG-Emissionen insgesamt von 1990 bis 2019 um 36 % gesunken sind, lagen die verkehrsbedingten CO₂-Äquivalente mit ca. 165 Mio. Tonnen im Jahr 2019 leicht über dem Niveau von 1990 (UBA 2023b). Im Straßengüterverkehr sind die THG-Emissionen durch die zunehmende Transportnachfrage im gleichen Zeitraum sogar um mehr als 30 % gestiegen (UBA 2023b). Die Covid19-Pandemie führte zu einem kurzzeitigen Rückgang klimaschädlicher Emissionen, der allerdings vor allem zu Lasten von Mobilität und Warentransporten erfolgte. Ein systematischer Trend hin zu klimaneutralen Verkehren ist dringend geboten.

Das nationale Klimaschutzgesetz schreibt für den Verkehrssektor bis zum Jahr 2030 eine Minderung der THG-Emissionen um 48 % gegenüber dem Niveau von 1990 vor (vgl. Abbildung 1-1). Bis zum Jahr 2045 soll Klimaneutralität erreicht werden. Zudem ist Deutschland durch die *Effort Sharing Regulation*¹ der Europäischen Union verpflichtet die THG-Emissionen im Zeitraum von 2005 bis 2030 um 50 % zu senken. Gleichzeitig geht die *Gleitende Langfrist-Verkehrsprognose* im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) von einem weiterhin stark zunehmenden Transportaufkommen aus. Im Straßengüterverkehr prognostiziert die Studie in der Basisprognose eine Steigerung der Verkehrsleistung um 54 % im Zeitraum von 2019 bis 2051 und im Schienengüterverkehr um 33 % (Intraplan; Trimode 2023). Selbst bei stärkeren Bemühungen der Verkehrsvermeidung und Verlagerung auf klimaschonende Verkehrsmittel ist ein Wechsel auf klimaneutrale Fahrzeugantriebe im Straßenverkehr zwingend notwendig.

Abbildung 1-1: Entwicklung der THG-Emissionen im Straßengüterverkehr und Ziele zur Minderung im Verkehrssektor



Quelle: Aktualisierte Darstellung von Öko-Institut; HHN; IAO; Intraplan 2020 auf Basis von KSG 2021

¹ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/effort-sharing-member-states-emission-targets_de

Analog zu Pkw zeichnet sich für schwere Nutzfahrzeuge ein Trend zur Elektrifizierung des Fahrzeugantriebs ab. Begünstigt durch technische Fortschritte in der Batterieentwicklung und eine wirksame regulatorische Rahmensetzung der EU (vgl. Abschnitt 3), sind batterieelektrische Lkw für regionale Distanzen bereits als Serienmodelle in diversen Konfigurationen am Markt verfügbar (vgl. Abschnitt 2.1). Den Großteil der THG-Emissionen im Straßengüterverkehr stoßen allerdings Last- und Sattelzüge aus, die vorwiegend im Fernverkehr bei hohen Transportdistanzen eingesetzt werden (vgl. Abbildung 1-1). Das BMDV fördert drei elektrische Antriebsoptionen, die sich in den kommenden Jahren im Regeleinsatz auf der Langstrecke bewähren müssen: (1) batterieelektrische Nutzfahrzeuge mit Nachladeoptionen an Hochleistungs-ladepunkten, (2) Brennstoffzellenfahrzeuge mit Wasserstoffspeicher und (3) Nutzfahrzeuge mit ausfahrbarem Stromabnehmer zur dynamischen Stromversorgung an Oberleitungsanlagen, die auf hochfrequentierten Autobahnen errichtet würden (BMVI 2020).

Trotz verbleibender technischer Herausforderungen der Flottenelektrifizierung rechnen Hersteller im Jahr 2030 bereits mit hohen Absatzzahlen elektrischer Antriebe. Für Nutzfahrzeuge ab 12 Tonnen Gesamtgewicht prognostizieren Hersteller einen Anteil batterieelektrischer Antriebe an den Neuzulassungen von knapp 58 % und von rund 17 % für Brennstoffzellenantriebe (NOW 2023). Im Jahr 2021 lag der Marktanteil elektrischer Antriebe in dieser Größenklasse insgesamt bei unter 0,2 % (vgl. Abschnitt 2.1). Transportunternehmen stehen elektrischen Fahrzeugantrieben zum Teil noch skeptisch gegenüber und bemängeln das Risiko möglicher Nutzlastverluste sowie eine mangelnde Verfügbarkeit der Energieversorgungsinfrastrukturen (Öko-Institut; Hochschule Heilbronn 2022).

Den enormen Zeitdruck zur Minderung der THG-Emissionen des Güterverkehrs verdeutlichen einige Szenarien, die Transformationspfade zur Klimaneutralität aufzeigen. Die Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende modelliert für das Jahr 2030 Neuzulassungsanteile elektrischer Last- und Sattelzüge von knapp 70 % (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2021). Die Studien *Klimapfade 2.0* des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) und die *Zielpfade Verkehr* von Transport & Environment projizieren noch höhere Marktanteile von etwa 75 %, die für die Erreichung der nationalen Klimaziele nötig wären (BCG 2021; Prognos 2022). In den *Langfristszenarien* des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) erreichen batterieelektrische schwere Nutzfahrzeuge inklusive Oberleitungsvarianten einen Neuzulassungsanteil von 54 % im Jahr 2030 und 99 % im Jahr 2045. Der Bestand ist in diesem die Elektromobilität begünstigendem Szenario (*T45-Strom*) im Jahr 2045 noch nicht vollständig elektrifiziert (Fraunhofer ISI; Consentec; ifeu; TU Berlin 2022).

Zusammenfassend ist demnach ein steiler Markthochlauf elektrischer Nutzfahrzeuge in den kommenden Jahren erforderlich, um den Güterverkehr gemäß dem gesetzten Ziele bis zum Jahr 2045 vollständig klimaneutral zu betreiben. Wichtig ist es daher heute die richtigen Rahmenbedingungen und Voraussetzungen zu schaffen, um den Antriebswechsel auf elektrische Nutzfahrzeuge zu ermöglichen.

Ziele der Studie

Vor dem skizzierten Hintergrund bezweckt diese Studie, Technologiepfade und Handlungsoptionen für eine vollständige Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs aufzuzeigen. Konkret werden die folgenden Ziele verfolgt:

- Entwicklung von technisch und ökonomisch plausiblen Technologiepfaden zur vollständigen Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs bis zum Jahr 2045.
- Berücksichtigung von drei potenziellen Technologiepfaden: (1) rein batterieelektrisch, (2) eine Kombination aus batterieelektrischen Antrieben und Brennstoffzellenantrieben und (3) eine Kombination aus batterieelektrischen Antrieben mit und ohne Ankopplungsoption an Oberleitungssystemen.
- Modellgestützte Identifikation von zentralen Einflussgrößen und Herausforderungen für die jeweiligen Technologiepfade auf Basis der Markthochlaufszszenarien.
- Bedarfsabschätzung für den Aufbau der Energie-Infrastrukturen (Ladepunkte, Wasserstoff-Tankstellen, Oberleitungssysteme)
- Konkretisierung der notwendigen Rahmenbedingungen und Handlungsbedarfe, um einen Markthochlauf vielversprechender Technologiepfade zu ermöglichen

Diese Studie bildet den dritten Teilbericht des Forschungs- und Dialogvorhabens *StratES: Strategie zur Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs*, welches durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im Rahmen des Förderprogramms *Erneuerbar mobil* gefördert wird. Die Autorinnen und Autoren bedanken sich ausdrücklich bei dem Projektbeirat aus Industrie, Politik und Wissenschaft, der die Arbeiten über drei Jahre mit seiner Expertise bereichert hat. Darüber hinaus sind Gespräche mit diversen Branchenexpert*innen aus der Automobil-, Energie- und Transportindustrie in die Analysen eingeflossen.

In dem nachfolgenden Kapitel wird zunächst ein kurzer Überblick über den Status quo von Markt und Technik elektrischer schwerer Nutzfahrzeuge sowie der zugehörigen Energie-Infrastruktur gegeben. Anschließend werden die wichtigsten Gesetzgebungen, insbesondere der EU, vorgestellt, die auf einen höheren Klimaschutz im Straßengüterverkehr abzielen. Auf dieser Wissensbasis stellen wir in Kapitel 4 ausführlich die in der Markthochlaufmodellierung verwendeten Methodiken, Daten und Annahmen vor. Ein besonderer Schwerpunkt gilt dabei der Berücksichtigung der Reichweiten- und damit verbundenen Einsatzpotenziale elektrischer Nutzfahrzeuge. Zudem sollen verschiedene Energiepreisszenarien Unsicherheiten der zukünftigen Preisentwicklung Rechnung tragen. Kapitel 5 präsentiert die Ergebnisse der Markthochlaufmodellierung für die untersuchten Technologiepfade und schließt mit einer Bilanz der THG-Emissionsminderung durch die Flottenelektrifizierung. Die Bedarfsabschätzung der in den Technologiepfaden benötigten Energieversorgungsinfrastrukturen ist in Kapitel 6 zusammengefasst. Abschließend führt Kapitel 7 die wichtigsten Schlussfolgerungen der Analysen und Handlungsempfehlungen zur Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs auf.

2 Status quo von Markt und Technik

In diesem Kapitel wird ein Überblick über den Status quo der emissionsfreien Antriebsoptionen für schwere Nutzfahrzeuge gegeben. Insbesondere der Markt für batterieelektrische Lkw hat in den letzten Jahren dynamische Entwicklungen erfahren. Darüber hinaus wird die Weiterentwicklung von Lkw mit Wasserstoffantrieb und Oberleitungs-Lkw von einigen Herstellern vorangetrieben. Im Folgenden werden zunächst die technischen Vor- und Nachteile der Fahrzeugtechnologien adressiert und verbleibende technische Herausforderungen aufgezeigt. Anschließend wird der Status quo der jeweiligen Energie-Infrastrukturen - also Ladestationen, Wasserstoff-Tankstellen und Oberleitungssysteme – aufgezeigt.

2.1 Elektrische schwere Nutzfahrzeuge

Güter werden auf der Straße bislang fast ausschließlich von Nutzfahrzeugen mit Verbrennungsmotor für Dieselkraftstoffe transportiert. Bemühungen, die THG-Emissionen des Straßengüterverkehrs zu senken, zielten über viele Jahre auf alternative Kraftstoffkonzepte. Aus heutiger Sicht ist das Potenzial zugelassener Biokraftstoffe nicht ausreichend, um die Nutzfahrzeugflotten bis 2045 vollständig anzutreiben (vgl. IFEU; IZES; Öl 2019 und Öko-Institut 2020b). Synthetische Kraftstoffe auf Basis von erneuerbarem Strom sind aufgrund der aufwendigen und energieintensiven Herstellungsketten für die Transportunternehmen wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig (vgl. z.B. Öko-Institut 2021). Seit wenigen Jahren setzen die politischen und industriellen Strategien daher auf eine Elektrifizierung der Nutzfahrzeugflotten, wie sie für Pkw bereits etabliert ist (BMVI 2020; NOW 2023).

Der Vorteil elektrischer Fahrzeugantriebe ist die Effizienz Strom mit nur geringen Verlusten von 5-10 % in Antriebsenergie umzuwandeln. Verbrennungsmotoren verlieren rund 50-60 % der eingesetzten Energie in Form von Wärme. Zudem kann der Elektromotor als Generator wirken und Energie beim Bremsvorgang oder bei Abwärtsfahrten zurückgewinnen. Damit bietet die sogenannte Rekuperation insbesondere im Nah- und Regionalverkehr weitere Potenziale zur Energieeinsparung. Der Nachteil des elektrischen Fahrzeugantriebs sind die Energiespeichersysteme, die größere Gewichte und Volumen aufweisen als flüssiger Dieselkraftstoff. Daher ergeben sich im Vergleich mit konventionellen Nutzfahrzeugen eingeschränkte Fahrzeugreichweiten sowie ggf. zusätzliche Einbußen bei der Nutzlast oder dem Transportvolumen. Die drei im Folgenden vorgestellten elektrischen Antriebsoptionen bergen aufgrund der unterschiedlichen Energiespeicher individuelle Herausforderungen.

Batterieelektrischer Antrieb

Die enormen Fortschritte bei der Entwicklung von Lithium-Ionen-Batterien² ermöglichen derzeit bereits Reichweiten schwerer Nutzfahrzeuge von rund 300 km ohne signifikante Einbußen bei der Nutzlast. Für die Abwägung der Nutzlast ist zu berücksichtigen, dass die CO₂-Emissionsstandards ein Mehrgewicht von 2 Tonnen für emissionsfreie Antriebe erlauben (Regulation (EU) 2019/1242 2019). Hinzu kommen Einsparungen im Antriebsstrang und beim Kraftstofftank von 1-2 Tonnen. Das spezifische Energiegewicht des Batteriesystems beträgt zurzeit etwa 160 kWh/t und soll bis zum Jahr 2030 auf 240-270 kWh/t gesteigert werden (Öko-Institut; HHN 2020). Daneben können Effizienzgewinne über aerodynamische Verbesserungen, elektrische Antriebsachsen oder elektrische Trailer die Reichweite erhöhen. Das ICCT prognostiziert für das Jahr 2030 Reichweiten

² Eine Übersicht über die Entwicklung der Energiedichte der Batteriezellen bietet z.B. Fraunhofer ISI (2022)

von Sattelzügen von 500 km ohne signifikante Nutzlastverluste (ICCT 2021b). Auch Ankündigungen von Herstellern versprechen für die kommenden Jahre langstreckenfähige BEV mit deutlich gesteigerten Reichweiten.

In den Neuzulassungen erreichen BEV für die Größenklasse von 3,5 bis 7,49 t Gesamtgewicht bereits sichtbare Anteile von rund 3 % im Jahr 2021 (Abbildung 2-1). Für die übrigen Lkw und Sattelzugmaschinen liegt der Anteil von BEV an den Neuzulassungen bei unter 0,2 %. Das Angebot an schweren Nutzfahrzeugen wird in der EU im Wesentlichen durch fünf große Hersteller und ihre zugehörigen Marken bestimmt: Daimler Truck (inkl. Mercedes-Benz), Traton Group (MAN und Scania), Volvo Group (inkl. Renault), PACCAR (DAF) und CNH Industrial (Iveco). Neben den genannten Herstellern bieten einige weitere Unternehmen wie Designwerk, E-Force oder Quantron, batterieelektrische Modelle in diversen Fahrzeugkonfigurationen und Batteriekapazitäten an. Einen Überblick über verfügbare Fahrzeugmodelle bietet die Plattform *My eRoads*³, der in Abbildung 2-2 veranschaulicht wird. Der Großteil der aktuellen Fahrzeugmodelle weist Batteriekapazitäten von unter 500 kWh auf.

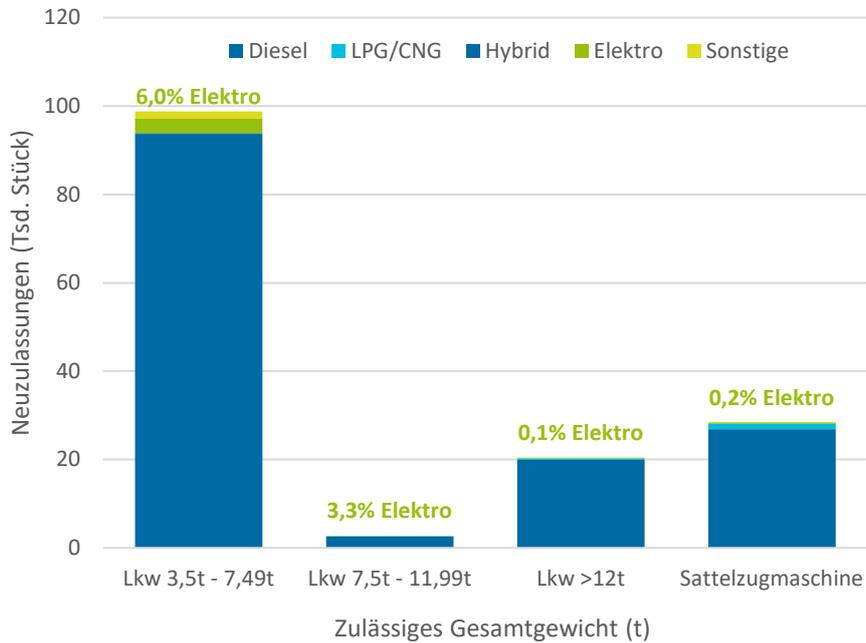
Für einen Einsatz im Fernverkehr mit Tagesfahrleistungen von bis zu 1000 km erfordern BEV aller Voraussicht nach auch perspektivisch eine zusätzliche Energiezufuhr. Der Megawatt-Ladestandard soll ein Aufladen der Batterie innerhalb der gesetzlich vorgeschriebenen Lenk- und Ruhepause ermöglichen. In dem Fall kann der Batteriespeicher auf die in 4,5 Stunden maximal fahrbare Strecke von rund 400 km dimensioniert werden. Allerdings existieren bislang lediglich Prototypen des Megawatt-Ladestandards und auch die Fahrzeuge sind auf eine Leistungsaufnahme im Rahmen des verfügbaren CCS-Ladestandards von bis zu 350 kW beschränkt. Wesentliche technische Herausforderungen für batterieelektrische Nutzfahrzeuge bestehen in der Steigerung der Ladeleistung, der Zyklenfestigkeit bei häufigen Ladevorgängen und der Lebensdauer des Batteriesystems.

Weitere Risiken sind die Kosten für das Batteriesystem, welche auch in einem Massenmarkt für BEV höhere Anschaffungspreise gegenüber konventionellen Diesel-Fahrzeugen mit sich bringen. Aufgrund der Energieeinsparungen bieten BEV dennoch ein hohes ökonomisches Potenzial. Die Unternehmensberatung *PwC* schätzt, dass BEV im Jahr 2035 mindestens die Hälfte der Lkw-Produktion in Europa, Nordamerika und China ausmachen (*PwC* 2022). Der *Global Electric Vehicle Outlook* der *IEA* prognostiziert für das Jahr 2030 einen Anteil von elektrischen Nutzfahrzeugen an den weltweiten Neuzulassungen von 7-30 % in Abhängigkeit politischer Handlungen (*IEA* 2022). In Deutschland gehen die Hersteller von Neuzulassungsanteilen von rund 60 % im Jahr 2030 aus (*NOW* 2023).

Für die Transportunternehmen stellt sich die Herausforderung, BEV in den Regeleinsatz zu integrieren. Die gegenüber Diesel-Lkw limitierten Reichweiten und Standzeiten zum Laden müssen in der Tourenplanung berücksichtigt werden. Speziell für Einsätze im Langstreckenverkehr besteht auf Seiten der Transportunternehmen noch Skepsis, die erst über die Bewährung der Fahrzeuge im Praxisalltag behoben werden kann (Öko-Institut; Hochschule Heilbronn 2022).

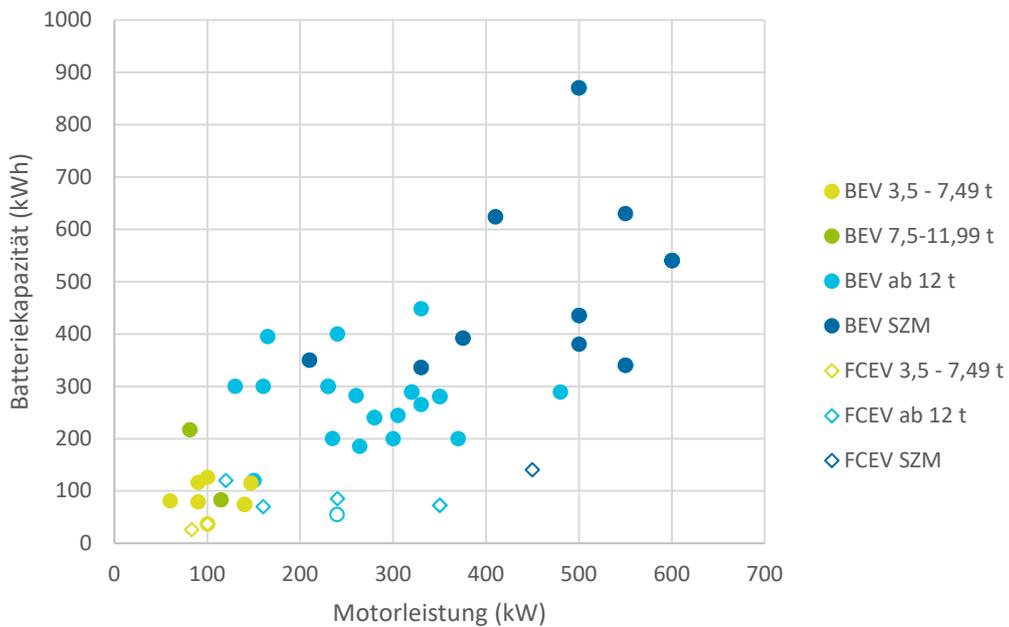
³ <https://www.my-e-roads.de/de-DE/export/fahrzeuge>

Abbildung 2-1: Neuzulassungen von schweren Nutzfahrzeugen im Jahr 2021 nach Größenklasse und Antrieb



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von KBA 2022

Abbildung 2-2: Übersicht über die Batteriekapazitäten verfügbarer Fahrzeugmodelle im Segment elektrischer schwerer Nutzfahrzeuge



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von www.my-e-roads.de

Wasserstoff-Brennstoffzellen Antriebe

In Brennstoffzellen-Fahrzeugen (FCEV) wandelt die Brennstoffzelle Wasserstoff in Strom für den elektrischen Antriebsstrang um. Die Brennstoffzelle ist auf etwa die Hälfte der Motorleistung ausgelegt. Zum Abfangen von Lastspitzen und zur Aufnahme von Rekuperationsenergie haben FCEV daher ein zusätzliches Batteriesystem. Im Vergleich zu BEV ist dieses kleiner dimensioniert. Die aktuellen Fahrzeugmodelle in Abbildung 2-2 weisen Batteriekapazitäten von bis zu 140 kWh auf.

Wasserstoff ist auf die Masse bezogen ein effektiver Energiespeicher. Der Heizwert liegt mit 120 MJ/kg fast dreimal über dem Heizwert von Dieselkraftstoffen (43 MJ/kg). Allerdings ist Wasserstoff das leichteste Element im Periodensystem. Daher ist Wasserstoff flüchtig und muss für praktikable Speichervolumina stark komprimiert oder verflüssigt werden. Die Stahlbehälter überkompensieren den Massevorteil von Wasserstoff. Das spezifische Gewicht eines Wasserstofftanks mit einem Druck von 700 bar beträgt etwa 100-200 kWh/t und das eines Tanks für Flüssigwasserstoff 200-400 kWh/t (Sartbaeva et al. 2008). Für die Unterbringung aller Komponenten ist neben dem Fahrgestell Raum hinter der Fahrerkabine nötig.

Die Reichweite verfügbarer schwerer Nutzfahrzeuge mit Brennstoffzelle beträgt rund 400 km mit einem Wasserstofftank von 32 kg Kapazität. Der Speicherdruck des gasförmigen Wasserstoffs ist für die aktuellen Nutzfahrzeugmodelle noch auf 350 bar beschränkt. Wird analog zum Pkw-Segment der Speicherdruck auf 700 bar erhöht, verdoppelt sich die Reichweite. Zwar verbleiben aufgrund unterschiedlicher Ankündigungen von Herstellern Unsicherheiten über den zukünftigen Aggregatzustand und den Speicherdruck im Tank, aber nach heutigem Wissensstand erscheinen im Jahr 2030 Reichweiten von 800-1000 km realistisch erreichbar.

Aufgrund der Reichweitenpotenziale liegen die Hoffnungen vieler Transportunternehmen auf wasserstoffbasierten Antrieben. Neben Brennstoffzellen wird auch dem Wasserstoff-Verbrennungsmotor ein hohes Marktpotenzial zugesprochen (Öko-Institut; Hochschule Heilbronn 2022). Der Betrieb des Wasserstoffverbrennungsmotors ist allerdings nicht emissionsfrei, da zum einen durch den Verbrennungsprozess Stickoxide entstehen und zum anderen die zum Teil benötigte unterstützende Verbrennung mit Dieselkraftstoff zu weiteren Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen führt.

Bei der Energieumwandlung in der Brennstoffzelle entstehen Verluste in Höhe von mindestens 40 %. Der Wirkungsgrad von FCEV ist folglich deutlich schlechter als von BEV. Der Wasserstoff-Verbrennungsmotor ist noch weniger effizient als Dieselmotoren (Hosseini und Butler 2020). Einsparungen in den Betriebskosten hängen für FCEV daher stark von den Wasserstoffpreisen an den Tankstellen ab. Die prognostizierten Anschaffungspreise liegen für FCEV auch mittelfristig über den Preisen etablierter Diesel-Lkw. Basierend auf dem ökonomischen Potenzial schätzt PwC den Marktanteil von schweren Nutzfahrzeugen mit Brennstoffzellen im Jahr 2035 auf rund 10-15 % in Europa, Nordamerika und China (PwC 2022). Eine Metastudie des International Transport Forum zeigt, dass Studien für FCEV nur in Verbindung mit sehr günstigen Annahmen für Wasserstoff Marktanteile errechnen (ITF 2022). In Deutschland rechnen Hersteller im Jahr 2030 mit einem Marktanteil von 17 % an den Neuzulassungen (NOW 2023).

In der weiteren technischen Entwicklung von FCEV sind fast alle Nutzfahrzeughersteller aktiv. Neben verfügbaren Modellen schwerer Lkw und Sattelzugmaschinen von Hyundai, Hyzon und Faun, kündigt u.a. Daimler Truck ein langstreckenfähiges Serienmodell für die zweite Hälfte der Dekade an. Bis zum kommenden Jahr will Iveco den in Kooperation mit Nikola entwickelten Brennstoffzellen-

Lkw u.a. über den Vermieter Hylane⁴ vermarkten. Wie in der Übersicht in Abbildung 2.2 deutlich wird, haben BEV aktuell einen Technologievorsprung vor FCEV. Im Nah- und Regionalverkehr gelten BEV analog zum Pkw-Segment als gesetzte Technologie zukünftiger Flotten (BMVI 2020). Offen bleibt die Frage, ob sich BEV im Langstreckenverkehr als praxistauglich erweisen oder, ob FCEV in diesen Einsatzprofilen Marktanteile gewinnen können.

Technische Herausforderungen für die weitere Entwicklung von Brennstoffzellen-Lkw bestehen im Temperaturmanagement, den Reinheitsanforderungen der Brennstoffzelle an den Wasserstoff, einer weiteren Reduzierung des Platinanteils in der Brennstoffzelle sowie in der Weiterentwicklung der Wasserstoff-Speichertechnologie. Zudem bestehen erhebliche Herausforderungen für die Versorgung mit klimaneutralem Wasserstoff, die im Zusammenhang mit den Tankstellen in Abschnitt 2.2 diskutiert werden.

Oberleitungsgebundener Antrieb

Eine weitere Option der Energieversorgung des Fahrzeugs ist die direkte Bereitstellung der Antriebsenergie aus an der Fahrbahn installierten Oberleitungssystemen, wie es für Schienenfahrzeuge üblich ist und für einige Stadtbusse angewendet wird (Boltze et al. 2021). Die Fahrzeuge werden dabei mit einem automatischen aus- und einfahrbaren Stromabnehmer ausgestattet. Je nach Verfügbarkeit der elektrifizierten Strecken, kann der Energiespeicher im Fahrzeug dadurch kleiner dimensioniert werden. Oberleitungsfähige batterieelektrische Fahrzeuge (O-BEV) haben den weiteren Vorteil, dass das Batteriesystem dynamisch während der Fahrt geladen werden kann, wodurch Standzeiten zum Nachladen vermieden oder reduziert werden können.

Bislang existieren einige Prototypen, die im Rahmen von drei Feldversuchen in Deutschland eingesetzt werden (ELISA⁵, FESH⁶, eWayBW⁷). Die Sattelzugmaschinen sind Hybridmodelle, die mit einem zusätzlichen Dieselmotor ausgestattet sind. Die Batteriegröße ist in der aktuell dritten Konfiguration auf 74 kWh erhöht worden, um längere emissionsfreie Fahrten jenseits des Oberleitungssystems zu ermöglichen (Öko-Institut; IFEU; Fraunhofer ISI 2022). Die Leistung der E-Maschine beträgt insgesamt 260 kW, während der Verbrennungsmotor auf 330 kW ausgelegt ist. In diesem Jahr soll zudem erstmalig ein vollelektrisches Modell (O-BEV) zum Einsatz kommen.

Die Oberleitungstechnologie wird von Siemens vorangetrieben. In einer Kooperation mit Continental wird angestrebt, den Stromabnehmer (Pantograph) zu optimieren und in eine serienfähige Komponente zu überführen (ELONSO⁸). In der Fahrzeugentwicklung ist aktuell als einziger Hersteller Scania aktiv. An früheren Praxisversuchen war zudem Volvo beteiligt. In den Absatzprognosen der Hersteller werden O-BEV nicht berücksichtigt (NOW 2023). Laut einer Umfrage unter Transportunternehmen wird der Technologie kein Marktpotenzial bis 2030 zugeschrieben (Öko-Institut; Hochschule Heilbronn 2022). Die an den Feldversuchen beteiligten Unternehmen äußern sich hingegen positiv über ihre Praxiserfahrungen.

Der Wirkungsgrad von O-BEV ist aufgrund des zusätzlichen Strömungswiderstandes des ausgefahrenen Pantographen etwas geringer als von BEV. Die Fahrzeugkosten werden von den

⁴ <https://www.hylane.de/>

⁵ <https://www.erneuerbar-mobil.de/projekte/elisa-ii-b> und <https://www.erneuerbar-mobil.de/projekte/elisa-iii>

⁶ <https://www.erneuerbar-mobil.de/projekte/fesh-ii> und <https://www.erneuerbar-mobil.de/projekte/fesh-ii-b>

⁷ <https://www.erneuerbar-mobil.de/projekte/ewaybw-ii>

⁸ <https://www.erneuerbar-mobil.de/projekte/elonso>

Kosten für den Pantographen und das Batteriesystem bestimmt und können je nach Batteriegröße kleiner als bei BEV ausfallen. Entsprechend weisen diverse Studien O-BEV hohe technologische Potenziale zu (u.a. Öko-Institut; IFEU; Fraunhofer ISI 2020, SRF 2020 oder Öko-Institut 2019).

Neben der Energieversorgung über Oberleitungssysteme werden u.a. in Schweden weitere Technologien erprobt, die unter dem Sammelbegriff *Electric Road Systems* zusammengefasst werden. Beispielsweise kann der elektrische Kontakt bodengebunden über Stromschienen in der Fahrbahn und Stromabnehmern unter dem Fahrzeug realisiert werden oder kontaktfrei über induktive Systeme (z.B. *ElonRoad*⁹, *Electreon*¹⁰). Der wesentliche Vorteil des bodengebundenen Systems ist die Möglichkeit weitere Fahrzeugtypen, wie z.B. Pkw dynamisch mit Strom zu versorgen. Der Nachteil ist die noch nicht abschließend bekannte Wechselwirkung mit den hoch beanspruchten Fahrbahnmaterialien und dem daraus resultierenden zusätzlichen Instandhaltungsaufwand. Die induktive Stromübertragung ist im Vergleich zur konduktiven stärker verlustbehaftet. Daher reicht nach heutigem Stand die Leistungsaufnahme im Fahrzeug nicht für den Regelbetrieb aus. Von den skizzierten Systemen elektrifizierter Fahrbahnen weist das Oberleitungssystem die höchste technische Reife auf (WSP; ifeu; ÖI; Fraunhofer ISI 2022).

Technische Herausforderungen verbleiben bei der Weiterentwicklung von O-BEV in ein Serienmodell, der Integration der dynamischen Stromzufuhr in die Leistungselektronik von BEV, der Realisierung von Ladeleistungen in der Größenordnung von 150 kW über den Pantographen und der serienfähigen Optimierung des Pantographen.

2.2 Alternative Energie-Infrastrukturen

Für die Energieversorgung elektrischer schwerer Nutzfahrzeuge müssen die entsprechenden Infrastrukturen aufgebaut werden. Für alle drei oben diskutierten elektrischen Antriebsoptionen existiert bislang keine öffentlich zugängliche Energie-Infrastruktur. Zur Einordnung werden im Folgenden Vergleiche mit Energie-Infrastrukturen für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge aufgeführt.

Ladestationen

Der Aufbau öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Pkw wird von diversen Unternehmen aus der Energie- und Mineralölwirtschaft sowie der Automobilindustrie vorangetrieben. Laut Bundesnetzagentur sind derzeit bereits knapp 70.000 Normalladepunkte bis 22 kW Ladeleistung und rund 13.000 Schnellladepunkte in Betrieb. Gut die Hälfte der Schnellladepunkte sind *High Power Charging (HPC)* Ladepunkte mit Ladeleistungen ab 150 kW (BNetzA 2023).

Für schwere Nutzfahrzeuge existiert bislang keine öffentliche Ladeinfrastruktur. Die von Transportunternehmen bereits eingesetzten BEV werden im Depot geladen. Während der verfügbare Ladestandard *Combined Charging System (CCS)* prinzipiell Ladeleistungen von bis zu 350 kW erlaubt, sind viele Fahrzeugmodelle noch auf deutlich geringere Ladeleistungen beschränkt. Bereits heute sind Batteriespeicher für schwere Nutzfahrzeuge um einen Faktor fünf größer als bei Pkw, perspektivisch sind zehnfache Batteriekapazitäten wahrscheinlich. Entsprechend höher ist der Leistungsbedarf an der Ladesäule.

⁹ <https://elonroad.com/>

¹⁰ <https://electreon.com/>

In der Initiative CharIN¹¹ entwickeln Industrieunternehmen daher den Ladestandard *Megawatt Charging System (MCS)*, der mit Ladeleistungen von über einem Megawatt, dass vollständige Aufladen großer Batteriesysteme in 30-45 min ermöglichen soll. Die technischen Herausforderungen liegen bei der Energieübertragung zum Fahrzeug. Die hohe Leistungsabgabe erfordert eine aufwendige Kühlung des Steckers über flüssige Wärmeträger. Die Markteinführung der Hochleistungs-Ladepunkte soll 2024 erfolgen. In dem Projekt *HoLa - Hochleistungsladen im Lkw-Fernverkehr*¹² ist bis 2025 der Aufbau von zwei MCS-Ladestationen entlang der Bundesautobahn A2 zwischen Dortmund und Berlin geplant.

Drei der größten Nutzfahrzeughersteller Europas - Daimler Truck, Traton Group und Volvo Group - haben das Joint Venture Milence¹³ gegründet, um gemeinsam den Aufbau von Hochleistungs-Ladestationen für schwere Nutzfahrzeuge in Europa voranzubringen. Ziel ist es, bis 2027 rund 1.700 Hochleistungs-Ladepunkte für Lkw in Europa zu errichten.

Entwicklungsbedarfe bestehen neben der Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladesäule in der Integration der Ladeinfrastruktur in das Stromnetz. Ist für öffentliche Lade-Hubs im Pkw-Segment bislang in der Regel ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz ausreichend, gehen Studien für Lkw-Lade-Hubs von Anschlussbedarfen an das Hochspannungsnetz aus (NOW 2022a). Zudem sind Weiterentwicklungen von Leistungs- oder Lademanagementsystemen erforderlich, um Lastspitzen effektiv abzufedern. Potenziale für die Rückspeisung von in den Batteriesystemen gespeicherter Energie in das Stromnetz über bidirektionale Ladesysteme dürften auch für schwere Nutzfahrzeuge zunehmend in den Fokus rücken.

Wasserstoff-Tankstellen

Der Aufbau und Betrieb von Wasserstoff-Tankstellen erfolgt in Deutschland im Wesentlichen durch das Unternehmen H₂ Mobility¹⁴, welches von den Unternehmen Air Liquide, Daimler, Linde, OMV, Shell und Total Energies gegründet wurde. Derzeit sind fast 100 Wasserstoff-Tankstellen für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge in Betrieb. An einigen Standorten ist eine Betankung von Bussen und mittelschweren Nutzfahrzeugen bei einem Speicherdruck von 350 bar möglich. Die Standorte konzentrieren sich auf Ballungsräume und Hauptverkehrsachsen, wobei die Tankstellen in der Regel nicht direkt an der Autobahn liegen.

Die maximale Kapazität der Tankstellen beläuft sich bislang auf 0,5 Tonnen Wasserstoff pro Tag. Anvisiert werden größere Tankstellenanlagen mit Kapazitäten von 4 Tonnen Wasserstoff pro Tag, die auch von schweren Nutzfahrzeugen genutzt werden können (H₂ MOBILITY 2021). Abhängig von der Speichertechnologie ist mit der Wasserstoffvorhaltung ein hoher Platzbedarf verbunden. In der derzeit für Pkw realisierten Größenordnung gibt H₂ Mobility den Platzbedarf mit 200 bis 350 m² an. Die Belieferung erfolgt bislang überwiegend über die Straße durch Gas-Trailer und für einige Stationen Flüssiggas-Trailer.

Die wesentlichen Komponenten einer Tankstellenanlage für gasförmigen Wasserstoff bestehen in einem Grundspeicher bei 200 bis 250 bar, Hochdruck-Zwischenspeichern bei 700 bar (bzw. 350 bar) und dazwischen geschalteten Gaskompressoren. Vor der Betankung wird der Wasserstoff auf -40 °C gekühlt, damit die Erwärmung, die während der Entspannung vom Vor- zum Tankdruck

¹¹ <https://www.charin.global/>

¹² <https://hochleistungsladen-lkw.de/hola-de/projekt/>

¹³ <https://milence.com/>

¹⁴ <https://h2-mobility.de>

auftritt, nicht zu kritischen Temperaturen im Fahrzeugtank führt. Der Betankungsvorgang ist technisch komplex. Standardisierungen für die Betankung schwerer Nutzfahrzeuge mit gasförmigem Wasserstoff werden u.a. im EU geförderten Projekt PRHYDE¹⁵ entwickelt. Aktuell sind die Tankstellenanlagen noch wartungsanfällig und erfordern eine verbesserte Zuverlässigkeit (CAM 2020).

Entwicklungsbedarf besteht zudem bei den Gaskompressoren. Für Pkw liegt der Leistungsbereich bei etwa 60 kg/h. Die Betankung schwerer Nutzfahrzeuge mit 50 bis 70 kg Wasserstoff innerhalb von 10-20 min erfordert Gaskompressoren mit höherer Leistung, die sich noch in der Entwicklung befinden. Zudem haben Brennstoffzellen hohe Reinheitsanforderungen. Daher ist eine von Schmierstoffen kontaktfreie Verdichtung erforderlich oder eine nachgeschaltete Reinigungsstufe.

Für die Versorgung der Tankstellen mit klimaneutralem Wasserstoff existiert noch kein etablierter Markt. *H₂ Mobility* bezieht laut Website zum Teil zertifizierten grünen Wasserstoff aus den Niederlanden. Der Großteil des Wasserstoffs wird aus fossilen Quellen produziert. Mögliche Bezugspfade für die zukünftige Versorgung mit klimaneutralem Wasserstoff werden, auch mit Blick auf die Kostenstrukturen, in Abschnitt 4.7 diskutiert.

Oberleitungssysteme

Die Entwicklung von Oberleitungssystemen für den Straßenverkehr wird von Siemens vorangetrieben. Über Masten werden zwei Fahrdrähte über der Straße gespannt und von Unterwerken mit Strom versorgt. Während bei Zügen der metallische Kontakt zwischen Rädern und Schiene zur Erdung dient, fungiert in der Straßenvariante der zweite Fahrdraht als zweiter Pol (Boltze et al. 2021). Für Stadtbusse sind Oberleitungssysteme eine etablierte Technologie, die in vielen Städten vor allem in Osteuropa zum Einsatz kommt. Die Anwendung für den Betrieb schwerer Nutzfahrzeuge auf Autobahnen ist bislang noch nicht im Regeleinsatz.

In Deutschland sind in drei Feldversuchen Oberleitungssysteme auf einigen Kilometern Bundesautobahnen und -straßen in Hessen, Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg installiert worden. Zuvor sind in Kalifornien, USA und Schweden Teststrecken im öffentlichen Straßenraum errichtet worden (Siemens AG 2017). In Schweden soll bis zum Jahr 2025 eine permanente Strecke elektrifiziert werden (WSP; ifeu; Öl 2023). Auch in Frankreich sind Pilotvorhaben im regulären Straßenbetrieb angekündigt. In beiden Fällen ist allerdings offen, ob Oberleitungssysteme oder andere Technologien von *Electric Road Systems* (vgl. Abschnitt 2.1) zum Einsatz kommen werden.

Auf europäischer und nationaler Ebene laufen Aktivitäten zur Normung der Technologien, um beispielsweise die Schnittstellen zwischen Fahrzeug und Pantograph sowie zwischen dem Pantographen und der Oberleitung zu standardisieren. Dabei treffen Regulierungen des Fahrzeugbaus auf eisenbahnbezogene Normen (Öko-Institut; IFEU; Fraunhofer ISI 2022).

Die Bundesregierung hat im Jahr 2021 angekündigt, Innovationscluster für den Schwerlastverkehr zu fördern, um die elektrischen Technologieoptionen in größerem Maßstab im Regeleinsatz zu erproben (BMVI 2021). Zwei dieser Innovationskorridore sollten in Hessen / Baden-Württemberg und Bayern längere Teststrecken für Oberleitungssysteme beinhalten. Eine Konkretisierung ist seitdem allerdings nicht erfolgt. Machbarkeitsstudien empfehlen für das deutsche Autobahnnetz etwa ein Drittel der Strecken (ca. 4.000 km) mit Hilfe von Oberleitungen zu elektrifizieren, um rund

¹⁵ <https://cordis.europa.eu/project/id/874997/de>

zwei Drittel des Schwerlastverkehrs eine potenzielle Energieversorgung über Oberleitungen zu ermöglichen (Öko-Institut; HHN; Fraunhofer IAO; ITP 2020).

Die Energieversorgung schwerer Nutzfahrzeuge über Oberleitungssysteme ist prinzipiell demonstriert. Für eine Skalierung auf längere Streckenabschnitte und ein potenzielles Oberleitungs-Kernnetz auf den Hauptverkehrsachsen des Bundesautobahn-Netzes besteht jedoch weiterer Entwicklungsbedarf. So muss für den Antrieb einer größeren aufeinanderfolgenden Anzahl von Sattelzügen das Spannungsniveau des Oberleitungssystems von derzeit 600 V deutlich erhöht werden (Öko-Institut; IFEU; Fraunhofer ISI 2022). Zudem müssen Abrechnungssysteme für den Strombezug entwickelt werden (IKEM 2022, IKEM 2020).

3 Regulatorische Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel wird die europäische und nationale Gesetzgebung vorgestellt, die den Rahmen für die Elektrifizierung der Nutzfahrzeugflotten setzt. Insbesondere auf EU-Ebene sind in den vergangenen Jahren zentrale Politiken in Kraft getreten, die wesentliche Treiber für den Klimaschutz im Straßengüterverkehr darstellen. Hervorzuheben ist die im Jahr 2023 vorgeschlagene Revision der CO₂-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge, die im Jahr 2022 geänderte Eurovignette-Richtlinie sowie die im Jahr 2023 verabschiedete Verordnung zum Aufbau alternativer Energie-Infrastrukturen.

Anschließend werden in Kürze die auf nationaler Ebene geltende Klimaschutzgesetzgebung sowie die bisher umgesetzten politischen Maßnahmen vorgestellt. Die in diesem Kapitel aufgeführten politischen Instrumente bilden den Rahmen für die Markthochlauf-Modellierung. Zudem stellen sie die Grundlage für Ausgestaltungsoptionen in den entwickelten Szenarien dar.

3.1 CO₂-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge

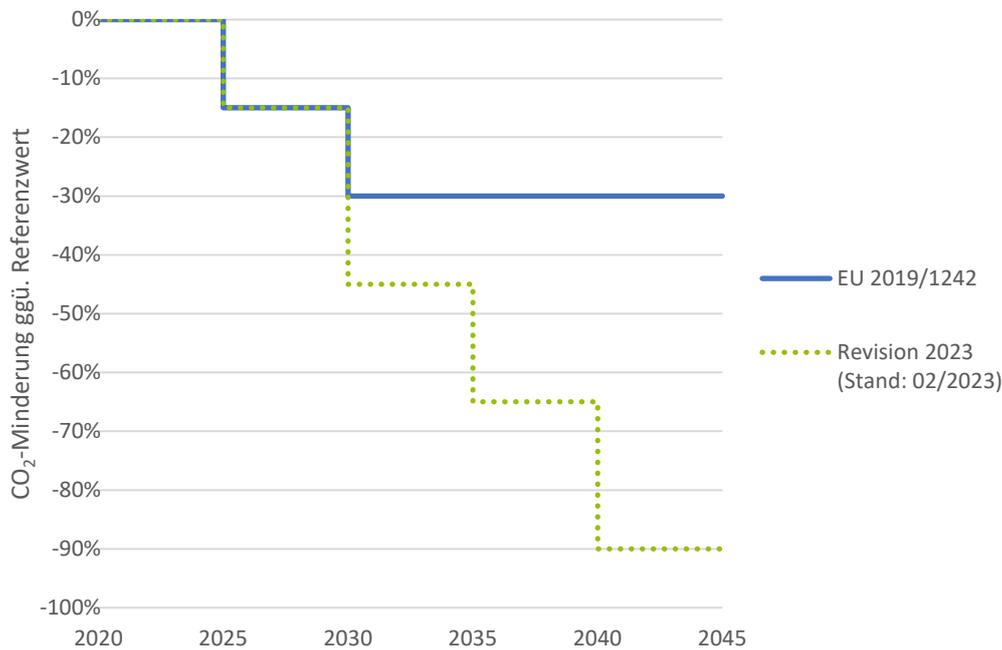
Mit den CO₂-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge sind 2019 erstmalig EU-weite verbindliche Flottenzielwerte für diese Fahrzeugklasse in Kraft getreten (Regulation (EU) 2019/1242 2019). Darin werden Hersteller verpflichtet die CO₂-Emissionen ihrer Neufahrzeugflotten, um eine festgeschriebene Minderung gegenüber einem Referenzwert zu senken. Die Verordnung wird von den Herstellern als zentraler Treiber für die Umstellung auf elektrische Fahrzeugantriebe im Schwerlastverkehr benannt (Öko-Institut; HHN 2020).

Die im Februar dieses Jahres von der EU-Kommission vorgeschlagene Revision¹⁶ erhöht das Ambitionsniveau weiter. Bislang werden nur bestimmte Nutzfahrzeugklassen ab 16 Tonnen Gesamtgewicht reguliert, die in Summe 65 % bis 70 % der CO₂-Emissionen schwerer Nutzfahrzeuge verursachen. Die Änderung sieht vor, den Gültigkeitsbereich auf Fahrzeuggruppen ab 5 Tonnen Gesamtgewicht auszuweiten (inklusive Busse). Zudem werden Trailern (Anhänger und Sattelaufzieger) Minderungsziele zugewiesen. Ausgenommen von der Regulierung bleiben weiterhin Fahrzeuge für besondere Zwecke, beispielsweise für die öffentliche Sicherheit, zur ärztlichen Versorgung, aber auch Arbeitsfahrzeuge wie Betonmischer oder Bagger.

Für die bereits regulierten Fahrzeuggruppen gilt ab dem Jahr 2025 eine Minderung von 15 % gegenüber dem Referenzwert aus dem Jahr 2020. Für das Jahr 2030 schlägt die EU-Kommission eine Erhöhung des Minderungsziels von 30 % auf 45 % vor. Das gleiche Minderungsziel soll für die neu regulierten Fahrzeuge im Vergleich zu einem im Jahr 2025 zu ermittelnden Referenzwert gelten. Der Vorschlag für die Revision schreibt zudem die Minderungsziele bis zum Jahr 2040 fort: Ab 2035 soll eine Minderung von 65 % gelten und ab dem Jahr 2040 von 90 %. Eine vereinfachte Darstellung der gültigen und vorgeschlagenen Minderungsziele zeigt Abbildung 3-1.

¹⁶ Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulation (EU) 2019/1242 as regards strengthening the CO₂ emission performance standards for new heavy-duty vehicles and integrating reporting obligations, and repealing Regulation (EU) 2018/956. COM/2023/88 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2023%3A88%3AFIN>

Abbildung 3-1: Veranschaulichung der CO₂-Minderungsziele neuer Nutzfahrzeugflotten in der gültigen Verordnung EU 2019/1242 und dem Revisionsvorschlag



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EU 2019/1242 und COM/2023/88

Grundlage der CO₂-Emissionsstandards sind die mit dem Simulationstool VECTO¹⁷ bestimmten Energieverbrauchs- und CO₂-Emissionswerte bei der Zulassung, die seit Januar 2019 verpflichtend im Zulassungsverfahren erhoben¹⁸ und an die EU-Kommission weitergeleitet werden müssen¹⁹. Wesentlich für die Berechnung der CO₂-Emissionen mit VECTO ist die Art des Einsatzprofils (z.B. urbaner Güterverkehr oder Langstreckengüterverkehr), für die unterschiedliche Kilometerleistungen und Nutzlasten für die verschiedenen Fahrzeuggruppen angenommen werden. Zudem werden zur Berechnung der spezifischen CO₂-Emissionen je Neufahrzeugflotte eines Herstellers Gewichtungsfaktoren verwendet, wodurch Fahrzeuggruppen mit Einsatz im emissionsstarken Fernverkehr eine hohe Bedeutung zur Zielerfüllung beikommt.

Eine gute Übersicht über weitere Mechanismen der gültigen Verordnung, z.B. zur Anrechnung von Emissionsguthaben und -lastschriften bietet das ICCT (ICCT 2021a, ICCT 2019). In dem Vorschlag zur Revision werden weitere Mechanismen, wie die Möglichkeit von Transfers zwischen Herstellern oder Ausnahmen für kleinere Unternehmen, berücksichtigt. Bindend bleibt die Betrachtung der direkten, im Betrieb verursachten, CO₂-Emissionen je Tonnenkilometer. Eine Anrechnung von klimaneutralen Kraftstoffen auf die Minderungsziele ist weiterhin nicht vorgesehen, da sie keine wirtschaftlich praktikable Alternative zu elektrischen Antrieben darstellen (European Commission (EC) 2023).

¹⁷ https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/vecto_en

¹⁸ EU-Verordnung 2017/2400, unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1593438504238&uri=CELEX:32017R2400>

¹⁹ EU-Verordnung 2018/956, unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1593438546703&uri=CELEX:32018R0956>

Verfehlen Hersteller die Zielvorgaben fallen hohe Bußgelder in Höhe von 4.250 € je Gramm CO₂ pro Tonnenkilometer an. Die Ankündigungen der Hersteller in den *Cleanroom-Gesprächen* des BMDV gehen für das Jahr 2030 bereits deutlich über die neu vorgeschlagenen Zielwerte hinaus: So liegt der prognostizierte Neuzulassungsanteil emissionsfreier Nutzfahrzeuge über 12 Tonnen Gesamtgewicht in Europa für BEV bei 53 % und für FCEV bei 10 % (NOW 2023). In Summe entspricht dies also einer CO₂-Minderung von 63 % in den Neufahrzeugflotten allein durch die Neuzulassungen emissionsfreier Antriebe, d.h. ohne eine zusätzliche Berücksichtigung potenzieller Effizienzverbesserungen von neuen Nutzfahrzeugen mit Dieselmotor. Für diese gehen Hersteller tatsächlich nur von moderaten Verbesserungen von 5-10 % bis zum Jahr 2030 aus (Öko-Institut; HHN 2020).

3.2 Eurovignette/Wegekosten-Richtlinie

Die EU-Richtlinie 1999/62/EG²⁰ (mit den Änderungen 2022/362/EU²¹ und 2011/76/EU²²) regelt die Rahmenbedingungen für die Benutzung bestimmter Verkehrswege durch schwere Nutzfahrzeuge. Die auch als „Wegekostenrichtlinie“ bezeichnete Regulierung muss von den Mitgliedsländern umgesetzt werden, sofern sie auf nationaler Ebene Gebühren auf transeuropäischen Verkehrswegen erheben.

Bislang setzt sich die Lkw-Maut in Deutschland aus Anteilen der Kosten für Infrastruktur sowie externer Kosten für Luftverschmutzung und seit 2019 auch Lärmbelastung zusammen. Die Infrastrukturkosten werden durch das zulässige Gesamtgewicht und die Achskonfiguration bestimmt, dessen Spreizung bei Nutzfahrzeugen mit 7,5 t beginnt. Der Anteil der Luftverschmutzung klassifiziert sich nach den Euro-Abgasnormen, während die Lärmbelastungskosten bei einem festen Betrag liegen. Die Mautsätze werden auf Basis eines Wegekostengutachtens festgelegt, welches in Fünf-Jahresintervallen erstellt wird. Die Höchstbeträge für die externen Kosten sind in der Richtlinie gedeckelt. Das Wegekostengutachten legt nahe, dass die tatsächlichen Kosten der Luft- und Lärmverschmutzung über den gedeckelten Sätzen liegen (Alfen Consult; AVISO; IVM; BUNG 2021).

Im Februar 2022 beschloss die EU eine erneute Revision der Richtlinie, die eine Ausweitung auf kleinere Lkw-Klassen und eine Einstufung der Mautgebühren nach CO₂-Emissionen vorsieht. Alle Mitgliedsstaaten, die bereits Mautgebühren für schwere Nutzfahrzeuge erheben, müssen den Gültigkeitsbereich bis März 2027 auf schwere Nutzfahrzeuge ab 3,5 Tonnen Gesamtgewicht ausweiten. Die Differenzierung nach CO₂-Emissionsklassen muss bis März 2024 erfolgen. Allerdings haben die Mitgliedsstaaten Gestaltungsspielräume bei der Umsetzung. So muss mindestens eine der beiden folgenden Optionen eingeführt werden:

- **Spreizung der Infrastrukturgebühren:** Nullemissionsfahrzeuge können bis Ende 2025 von den Mautgebühren befreit werden, anschließend ist eine Ermäßigung zwischen 50 und 75 %, bezogen auf die schlechteste CO₂-Emissionsklasse, möglich.

²⁰ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1593444907573&uri=CONSIL:ST_13535_2018_INIT (aufgerufen am 19.08.2020)

²¹ Richtlinie (EU) 2022/362 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. Februar 2022 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32022L0362>

²² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1593444825883&uri=CELEX:32011L0076> (Abruf am 18.08.2020)

- **Zusätzliche CO₂-Komponente:** Zur Berücksichtigung der durch die CO₂-Emissionen des Lkw-Verkehrs entstehenden gesellschaftlichen Kosten, können die externen Kosten um eine Gebühr für CO₂-Emissionen erweitert werden. Die EU schlägt eine CO₂-Komponente in Höhe von 100 €/t CO₂ vor. Die Mitgliedstaaten können diesen Betrag auf 200 €/t CO₂ erhöhen.

Die Grundlage für die CO₂-Emissionsklassen bilden die im Rahmen der CO₂-Emissionsstandards (EU 2019/1242) erfassten Emissionswerte. Für jede darin neu regulierte Fahrzeuggruppe muss innerhalb von 2 Jahren eine CO₂-differenzierte Maut erhoben werden. Zum Beispiel werden für Nutzfahrzeuge zwischen 5 bis 16 Tonnen voraussichtlich erst ab 2025 Referenzwerte für die CO₂-Emissionen vorliegen.

Ein weiteres Ziel der novellierten Eurovignette-Richtlinie ist die Überführung von zeitabhängigen Vignetten in streckenbasierte Gebührensysteme. In Deutschland werden bereits entfernungsabhängige Mautgebühren erhoben. Die Mitgliedsstaaten, in denen zeitabhängige Mautgebühren erhoben werden, haben eine Frist von 8 Jahren für die Umstellung, wobei einige Ausnahmeregelungen vorgesehen sind.

Für die nationale Umsetzung der EU-Richtlinie hat die Bundesregierung im Juni 2023 einen Gesetzesvorschlag zur Änderung des Bundesfernstraßenmautgesetzes vorgebracht (BReg 2023): Im Dezember 2023 soll eine CO₂-Komponente in Höhe von 200 €/t CO₂ eingeführt werden. Für emissionsfreie Lkw ist bis Ende 2025 eine Befreiung von der Maut und anschließend eine Ermäßigung in Höhe von 75 % auf die Infrastrukturkosten vorgesehen. Zudem soll im Jahr 2024 die Lkw-Maut auf alle schweren Nutzfahrzeuge ab 3,5 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht ausgeweitet werden. Ausnahmen sollen für Fahrzeuge von Handwerksbetrieben mit einem zulässigen Gesamtgewicht unter 7,5 Tonnen gelten. Neu ist zudem, dass die Hälfte der Mauteinnahmen für andere Zwecke als zur Verbesserung der Bundesfernstraßen eingesetzt werden darf, nämlich vorrangig zur Verbesserung der Bundesschienenwege. Unklar bleibt bislang, ob und inwiefern der im Rahmen des BEHG über den Kraftstoffpreis entrichtete CO₂-Preis auf die CO₂-basierte Lkw-Maut angerechnet werden soll. Gleiches gilt für die CO₂-Bepreisung aus dem designierten Emissionshandel in den Verkehr- und Gebäudesektoren im Rahmen des ETS 2, der ab dem Jahr 2027 eingeführt werden soll (vgl. Abschnitt 3.4).

3.3 Verordnung zum Aufbau alternativer Energie-Infrastrukturen (AFIR²³)

Im Rahmen des *Fit for 55* Pakets der EU, hat die EU-Kommission im Jahr 2021 eine Verordnung zum Aufbau alternativer Energie-Infrastrukturen²⁴ vorgeschlagen, welche die bisherige Richtlinie 2014/94/EU ablösen soll. Die vorgeschlagene Verordnung legt erstmalig verbindliche nationale Zielwerte für die öffentlich-zugängliche²⁵ Infrastruktur von alternativen Kraftstoffen und Ladestrom fest, um einen transeuropäischen Verkehr alternativ angetriebener Fahrzeuge zu gewährleisten. Für die Umsetzung und Erfüllung der Ziele sind die Mitgliedsstaaten verantwortlich. Die EU hat die Verordnung am 25. Juli 2023 verabschiedet (AFIR 2023).

²³ AFIR: Alternative Fuels Infrastructure Regulation

²⁴ COM(2021) 559 final: Proposal for a regulation on the deployment of alternative fuels infrastructure, Brüssel, 14.07.2021

²⁵ „Öffentlich- zugänglich“ bedeutet im Sinne der Verordnung zugänglich für die allgemeine Öffentlichkeit unabhängig davon, ob die Infrastruktur auf öffentlichen oder privaten Grundstücken steht oder der Zugang nur eingeschränkt möglich ist (z.B. bei Kundenparkplätzen)

Der Schwerpunkt der AFIR liegt auf dem Ausbau elektrischer Ladestationen für Pkw und Nutzfahrzeuge sowie im geringeren Umfang für Wasserstoff-Tankstellen. Die positiven Marktentwicklungen elektrischer Fahrzeuge sowie die öffentlich bekundeten Strategien von Herstellern motivieren die Förderung der Elektrifizierung des Straßenverkehrs einschließlich der schweren Nutzfahrzeuge. Der Fokus der bisherigen Richtlinie auf LNG-Tankstellen²⁶ wird durch das Ausbleiben konkreter Zielformulierungen („angemessene Anzahl“) abgeschwächt. Eine weitere Neuerung bzw. Präzisierung gegenüber der gültigen Richtlinie sind die Nennung und Unterscheidung der Fahrzeugtypen. Damit werden die unterschiedlichen Anforderungen von Pkw / leichten Nutzfahrzeugen und schweren Nutzfahrzeugen an den Platz- und Leistungsbedarf an Ladestationen oder Betankungsinfrastrukturen berücksichtigt.

Die nationalen Mindestziele für öffentliche Ladestandorte orientieren sich an distanzbasierten sowie für leichte Kraftfahrzeuge (Pkw und leichte Nutzfahrzeuge) zusätzlich an flottenbasierten Vorgaben zum Ausbau der Infrastruktur, um eine ausreichende Flächenabdeckung und installierte Ladeleistung sicher zu stellen. Für schwere Nutzfahrzeuge sieht die AFIR die in Tabelle 3-1 aufgeführten Zielvorgaben vor. Diese sind als Mindestanforderungen zu interpretieren. Für Pkw zeigen Hochrechnungen, dass die Bedarfe an öffentlicher Ladeinfrastruktur in Deutschland vor dem Hintergrund der nationalen Ziele zur Flottenelektrifizierung die Vorgaben der AFIR deutlich übersteigen (Öko-Institut; EWI; FCN 2022).

Tabelle 3-1: Auszug der Zielvorgaben der AFIR für schwere Nutzfahrzeuge (Juli 2023)

| | 2025 | 2027 | 2030 | |
|--|--|----------|------------------------|--|
| Öffentliche Ladeinfrastruktur | Mindestleistung je Ladestandort | | | Spezifikationen |
| TEN-T Gesamtnetz: ein Ladestandort in max. 100 km Abstand je Fahrtrichtung (max. 120 km bis 2025 auf 15 %, bis 2027 auf 50 % des Netzes) | 1.400 kW | 1.400 kW | 1.500 kW | Davon mind. ein Ladepunkt mit 350 kW |
| TEN-T ²⁷ Kernnetz: ein Ladestandort in max. 60 km Abstand je Fahrtrichtung (max. 120 km bis 2027) | | 2.800 kW | 3.600 kW | Davon mind. zwei Ladepunkte mit 350 kW |
| Sichere Park- und Rastanlagen ²⁸ | | 200 kW | 400 kW | Mind. 100 kW je Ladepunkt |
| Urbane Knotenpunkte | 900 kW | 1.800 kW | 1.800 kW | Mind. 150 kW je Ladepunkt |
| Wasserstoff-Tankstellen | Mindestkapazität je Tankstelle | | | Spezifikationen |
| TEN-T Kernnetz: Eine H ₂ -Tankstelle in max. 200 km Abstand je Fahrtrichtung | | | 1 t _{H2} /Tag | Davon mind. ein Zapfhahn mit 700 bar |
| Urbane Knotenpunkte und ggf. multimodale Hubs | | | 1 Tankstelle | |

Quelle: AFIR 2023

²⁶ LNG: Liquefied Natural Gas

²⁷ Transeuropean Network Transport (EU-Verordnung 1315/2013)

²⁸ https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13257-Road-transport-EU-standards-for-safe-and-secure-parking-areas-for-trucks_de

Die Verordnung zielt zudem auf eine Harmonisierung und Nutzungsfreundlichkeit der nationalen Infrastrukturen, indem Vorgaben zu technischen Spezifikationen, der Erhebung und Bereitstellung von Nutzungsdaten sowie transparente und diskriminierungsfreie Zahlungsmodalitäten formuliert werden. Ergänzend sind Vorgaben für nationale Politiken enthalten, um den Ausbau alternativer Energie-Infrastruktur auch in Bereichen ohne feste nationale Ziele zu fördern (z.B. im Bereich privater Infrastruktur). Die nächste Revision der Verordnung ist für 2026 festgelegt.

Electric Road Systems (z.B. Oberleitungssysteme) für schwere Nutzfahrzeuge finden als neuere Technologien in der AFIR Erwähnung, für die technischen Standards geschaffen werden und europäische Mitgliedsstaaten mit konkreten Zielen ab dem Jahr 2027 regelmäßig Fortschrittsberichte vorlegen sollen.

3.4 Nationale Klimaschutzziele und -maßnahmen

Im nationalen Klimaschutzgesetz ist die Minderung der Treibhausgas-Emissionen in Deutschland verbindlich festgelegt: Bis zum Jahr 2030 sollen 65 % weniger CO₂-Äquivalente ausgestoßen werden als im Jahr 1990 und im Jahr 2045 soll Deutschland treibhausgasneutral sein (KSG 2021). Der Beitrag der einzelnen Sektoren wird in einer Neufassung von März 2023 über Jahresemissionsmengen definiert, die für die Jahre 2020 bis 2030 festgelegt sind (KSG 2023). Im Verkehrssektor gilt ein Minderungsziel auf 85 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente bis zum Jahr 2030. Dies entspricht einer Minderung um 48 % im Vergleich zum Jahr 1990 und ebenfalls in etwa einer Halbierung der THG-Emissionen gegenüber dem heutigen Niveau. Laut dem Projektionsbericht aus dem Jahr 2021 entsteht im Jahr 2030 eine Lücke von 42 Mio. Tonnen THG-Emissionen im Vergleich zu den im Klimaschutzgesetz vorgeschriebenen Emissionsmengen (Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES; Thünen-Institut 2021). Der Expertenrat für Klimafragen weist in seinem Gutachten aus dem Jahr 2022 darauf hin, dass die bis dato angekündigten Maßnahmen der Bundesregierung nicht ausreichen, um die Klimaschutzziele im Verkehrssektor zu erreichen (ERK 2022).

Für den Straßengüterverkehr hat die Bundesregierung im Klimaschutzprogramm 2030 erstmalig ein konkretes Einsparziel genannt: Bis 2030 soll ein Drittel der Fahrleistung über elektrische Antriebe oder strombasierte Kraftstoffe abgedeckt werden (BMU 2019). Die folgenden wesentlichen Instrumente zum Klimaschutz im Straßengüterverkehrs sind bereits in Kraft:

- **Kaufprämien:** Mit der Förderrichtlinie *Klimaschonende Nutzfahrzeuge und Infrastruktur*²⁹ hat die Bundesregierung die Förderung der Anschaffung klimaschonender Nutzfahrzeuge erhöht. Bezuschusst werden 80 % der Mehrkosten gegenüber einem vergleichbaren konventionellen Fahrzeug (zuvor 40 %). Die Förderung umfasst die Antriebe: batterieelektrisch, brennstoffzellenelektrisch, Plugin-elektrisch und oberleitungselektrisch (inkl. Hybrid). Die Förderung beinhaltet zudem die Anschaffung der zum Betrieb benötigten Tank- oder Ladeinfrastruktur. Für die Bewilligung ist die eingesparte CO₂-Menge je Fördereuro entscheidend. Prioritär werden also Fahrzeuge mit geringen Mehrkosten und hohen Jahresfahrleistungen gefördert. In den ersten beiden Förderaufrufen in den Jahren 2021 und 2022 haben etwa 60 % der beantragten klimaschonenden Nutzfahrzeuge eine Förderung erhalten³⁰. Weitere Förderaufrufe sollen folgen. Für den Zeitraum von 2021 bis 2024 wurden Fördermittel für die Nutzfahrzeug-Anschaffung in Höhe von 1,6 Mrd. Euro bewilligt.

²⁹ <https://www.balm.bund.de/DE/Foerderprogramme/KlimaschutzundMobilitaet/KSNI/KSNI.html>

³⁰ Persönliche Mitteilung BAG

- **CO₂-Preis auf Kraftstoffe:** Im Jahr 2021 wurde im Rahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes³¹ ein CO₂-Preis auf fossile Heiz- und Kraftstoffe eingeführt. Dieser sollte von anfänglich 25 €/t CO₂ auf 55 €/t CO₂ im Jahr 2025 steigen und anschließend über eine Preisbildung im Rahmen des Zertifikatehandels zunehmen. In Folge der im Jahr 2022 stark gestiegenen Energiepreise wurde die Erhöhung zum Jahr 2023 ausgesetzt. Erst im Jahr 2024 soll der CO₂-Preis auf 35 €/t CO₂ und im Jahr 2025 auf 45 €/t CO₂ steigen³². Der seit 2022 gültige CO₂-Preis in Höhe von 30 €/t CO₂ entspricht für einen Last- und Sattelzug in etwa Kosten von 2,4 ct/km. Auf EU-Ebene soll ab dem Jahr 2027 ein Emissionshandel für die Sektoren Verkehr und Gebäude – der sogenannte ETS 2 - eingeführt werden, der nach dem Vorbild des vorhandenen Emissionshandels der Energiewirtschaft und energieintensiven Industrie einen steigenden CO₂-Preis über eine sukzessive Verknappung der Zertifikate bildet. Unklar sind bislang die Folgen für den nationalen Emissionshandel im Rahmen des BEHG.
- **Mautbefreiung:** Elektrisch angetriebene Nutzfahrzeuge sind noch bis Ende 2023 von der Maut befreit. Im Jahr 2024 soll eine CO₂-differenzierte Lkw-Maut eingeführt werden, die Ermäßigungen für elektrische Antriebe beinhaltet (vgl. Abschnitt 3.2).
- **Kfz-Steuerbefreiung:** Nach dem Kraftfahrzeugsteuergesetz (KraftStG) sind Elektrofahrzeuge über einen befristeten Zeitraum von bis zu 10 Jahren ab der Erstzulassung befreit. Die Befreiung gilt für Erstzulassungen von Elektrofahrzeugen bis Ende 2025 und wird längstens bis Ende 2030 gewährt. Für eine Sattelzugmaschine der Schadstoffklasse Euro VI macht die Kfz-Steuer in Höhe von 665 € pro Jahr allerdings nur einen geringen Teil der Betriebskosten aus.

Den Aufbau von Ladeinfrastruktur adressiert die Bundesregierung in dem *Masterplan Ladeinfrastruktur II* (BMDV 2022). Darin ist für das dritte Quartal 2023 eine erste Ausschreibung für ein initiales Ladenetz für schwere Nutzfahrzeuge vorgesehen. Eine Bedarfsanalyse und Ausbauplanung der Ladeinfrastruktur für Lkw haben sich das BMDV gemeinsam mit der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur bis zum Ende des Jahres 2022 vorgenommen. Die Ergebnisse sollen Investoren und Netzbetreibern zugänglich gemacht werden. Zudem sollen Leitfäden und Musterlayouts für die Errichtung öffentlicher und betrieblicher Ladestationen entwickelt werden.

³¹ <https://www.bmuv.de/gesetz/brennstoffemissionshandelsgesetz>

³² Novelle des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) vom 28.10.2022

4 Methodischer Ansatz und Annahmen

Dieses Kapitel gibt eine Übersicht über die Methodik der durchgeführten Analysen und der verwendeten Datengrundlagen. Die bereits in früheren Arbeiten verwendete Markthochlauf-Modellierung ist in dem Projekt StratES substanziell weiterentwickelt worden. Ein Schwerpunkt und erklärtes Ziel ist die detailliertere Abbildung von elektrischen schweren Nutzfahrzeugen im verwendeten Modell. Speziell die limitierte Reichweite batterieelektrischer Fahrzeuge (BEV) wird über unterschiedliche Batteriegrößen, die Definition von Reichweitenanforderungen und verschiedene Ausbauszenarien der Ladeinfrastruktur berücksichtigt. Zudem sind die techno-ökonomischen Kenngrößen der Fahrzeuge und Rahmendaten, wie z. B. die Güterverkehrsprognose und Energiepreisszenarien, aktualisiert worden. Ein weiterer Schwerpunkt trägt dem benötigten Aufbau alternativer Energie-Infrastrukturen Rechnung. So werden die Kosten des Aufbaus und Betriebs in der Modellierung über eine Infrastrukturabgabe auf die Nutzenden umgelegt. Zudem wird die Methodik einer Bedarfsabschätzung erläutert, welche auf Basis der Markthochlauf-Modellierung Prognosen für einen bedarfsgerechten und flächendeckenden Aufbau von Lade- oder Betankungsinfrastruktur für elektrische Nutzfahrzeugflotten liefern soll.

4.1 Markthochlaufmodellierung in TEMPS

Das am Öko-Institut entwickelte Modell TEMPS (**T**ransport **E**missions and **P**olicy **S**cenarios) ermöglicht es, den Endenergiebedarf und die Treibhausgasemissionen des Verkehrs für unterschiedliche Szenarien und unter Berücksichtigung von politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen zu quantifizieren. Mithilfe des Modells lassen sich Verlagerungen der Verkehrsnachfrage, Neuzulassungsstruktur und Fahrzeugbestand sowie Energiebedarf und Emissionsmengen von Treibhausgasen bestimmen.

Die Methodik der Markthochlaufmodellierung mit TEMPS beruht auf einem bottom-up-Ansatz für die Kaufentscheidung und einer anschließenden Kalibrierung der Flotte an eine vorgegebene Verkehrsleistung (bzw. Bestand). Ausgangspunkt der bottom-up Modellierung stellen Nutzungsprofile dar, welche das Fahrverhalten der Bevölkerung bzw. der Logistikunternehmen im Güterverkehr repräsentativ abbilden. Über eine TCO-Rechnung (Total Cost of Ownership) wird je Nutzungsprofil die günstigste Antriebsart und Effizienz des Fahrzeugs ermittelt. Die Summe aller gewählten Fahrzeuge wird anschließend gewichtet und bestimmt so die Neuzulassungsstruktur eines Jahres. Über die Verkehrsleistung und Überlebenskurven der Fahrzeuge wird anschließend die Bestandsflotte jahresscharf berechnet. Dabei werden Verkehrsverlagerungen zwischen Verkehrsträgern (beispielsweise von der Straße auf die Schiene) durch Preiselastizitäten berücksichtigt.

Eine schematische Übersicht der Eingangsgrößen zeigt Abbildung 4-1. Wesentliche Grundvoraussetzungen für einen erfolgreichen Markthochlauf von emissionsfreien Lkw stellen die *Verfügbarkeit der Infrastruktur* (Oberleitungen, Lade- und Tankinfrastruktur) sowie die *Verfügbarkeit der Fahrzeuge* dar. Gleichzeitig muss der Fahrzeugeinsatz für die Nutzenden attraktiv sein. Dafür ist die Wirtschaftlichkeit des Fahrzeugeinsatzes zentral. Hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Fahrzeuge haben die *regulatorischen Rahmenbedingungen* (wie bspw. Steuern, Lkw-Maut, Kaufprämien). Diese sind auf nationaler oder europäischer Ebene beeinflussbar, bieten also Steuerungsmöglichkeiten. Aber auch globale Trends (die nur schwer beeinflussbar sind), können für die Wirtschaftlichkeit relevant sein – so z. B. die Entwicklung des Rohölpreises oder der Batteriepreise. Ob der Fahrzeugeinsatz tatsächlich attraktiv ist, wird zudem durch die Präferenzen im Logistikmarkt und Fahrzeugeinsatzprofile beeinflusst. So können batterieelektrische Lkw mit

einer gewissen Reichweite nicht alle Nutzungsprofile fahren, solange nicht die entsprechende Ladeinfrastruktur entlang der Autobahnen gegeben ist. Auch vollelektrische Oberleitungs-Lkw sind durch ihre Batteriekapazität an eine bestimmte Reichweite um das Oberleitungsnetz beschränkt (vgl. Abschnitt 4.5.3).

Für die Modellierung wurde als Grundvoraussetzung angenommen, dass weder die Verfügbarkeit der Fahrzeuge noch die Akzeptanz in der Öffentlichkeit bzw. bei den Käufer*innen eine Restriktion darstellen, da diese beiden Einflussgrößen nur schwer modellseitig operationalisierbar sind. Beispielsweise liegen für das Fahrzeugangebot weder belegbare Daten noch verbindliche Ziele vor, auf denen sich ein modellierter Angebotsmarkt stützen kann. Zur Annäherung der Akzeptanz wird die Idee der Amortisationszeiten aus dem Vorgängerprojekt StratON übernommen (Öko-Institut; HHN; Fraunhofer IAO; ITP 2020). Die Variation der Amortisationszeiten bzw. Haltedauern wird im aktuellen Projekt stärker an empirische Daten angelehnt. Alle anderen oben dargestellten Aspekte werden in der Modellierung berücksichtigt. Zudem wird für die Modellierung in StratES das Prinzip der rein ökonomischen Fahrzeugwahl erweitert. Liegen die Gesamtnutzungskosten für verschiedene Antriebe sehr nah beieinander, entscheidet eine stochastische Zufallsfunktion über die Antriebswahl (Normalverteilung mit Sigma = 0,015). So soll vermieden werden, dass ein womöglich nur geringes ökonomisches Potenzial eines Antriebes ein zu hohes Gewicht in der Neuzulassungsstruktur bewirkt.

Abbildung 4-1: Schematische Darstellung der Markthochlaufmodellierung in TEMPS

Modellrahmen



Quelle: Eigene Darstellung

4.2 Güterverkehrsnachfrage

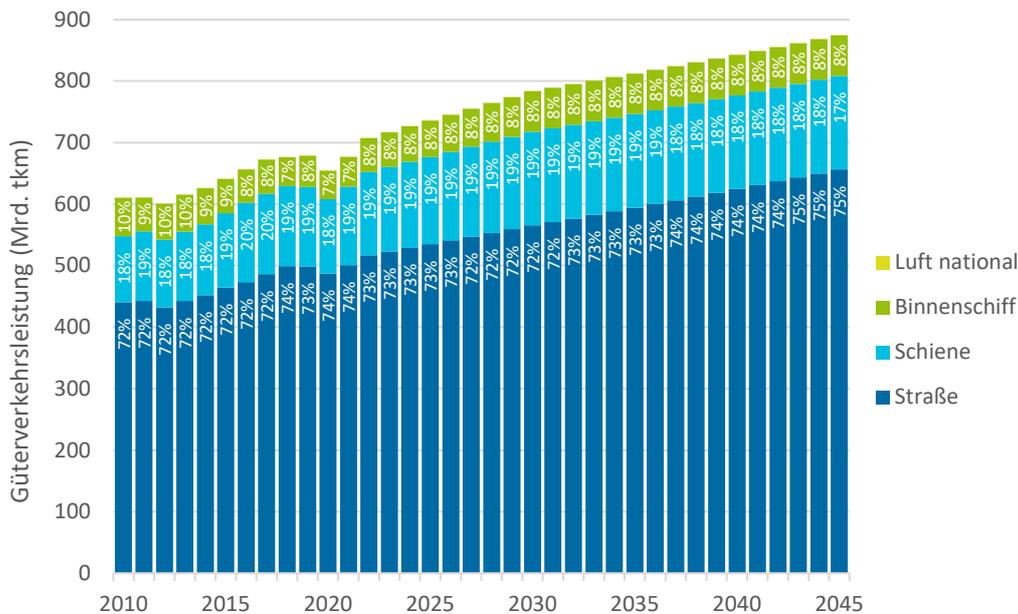
Die Güterverkehrsnachfrage ist Inputgröße für die Markthochlaufmodellierung und wird für die Jahre 2010 – 2021 aus dem Verkehrsnachfragemodell TREMOD³³ übernommen. Für die Prognose der Verkehrsnachfrage werden die historischen Daten mit einer Steigerungsrate aus dem Referenzszenario der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) REF-2017 (Schade et al. 2018) fortgeschrieben. Die Trendfortschreibung des Gütertransportaufkommens orientiert sich stark an der Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts (BIP) und den damit zusammenhängenden Handelsströmen

³³ <https://www.ifeu.de/en/methods-tools/models/tremod/>

und Transporten. Durch die Annahme eines stetigen Wachstums des BIP steigt also auch die Güterverkehrsleistung proportional an. Während im Jahr 2010 noch 440 Mrd. Tonnenkilometer auf der Straße transportiert wurden, wächst die Transportleistung bis zum Jahr 2045 um 45 % auf rund 656 Mrd. Tonnenkilometer an.

Die angenommene Entwicklung der Güterverkehrsleistung nach Verkehrsträgern zeigt Abbildung 4-2. Der Anteil des Schienengüterverkehrs an der Transportleistung von derzeit rund 19 % fällt in der Prognose auf 17 % im Jahr 2045 ab. Damit wird in der Prognose das Ziel der Bundesregierung, den Anteil des Schienenverkehrs am Transportaufkommen bis zum Jahr 2030 auf 25 % zu steigern, nicht erreicht (SPD; Bündnis 90/Die Grünen; FDP 2021). Grund ist die stark steigende Güterverkehrsleistung, die gemäß der verwendeten Basisdaten im Straßenverkehr aufschlägt. Innerhalb des Modells TEMPS werden Verlagerungen zu Schiene, Schiff oder Flugzeug durch Preiselastizitäten abgebildet. Die Verlagerungspotenziale reichen allerdings nicht aus, um den Anstieg des Transportaufkommens auf der Straße abzufedern.

Abbildung 4-2: Angenommene Entwicklung der Güterverkehrsleistung nach Verkehrsträgern auf Basis des MKS-Referenzszenarios REF-2017



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von TREMOD und Schade et al. 2018

4.3 Fahrzeugkonfiguration und Kosten

In TEMPS werden vier Größenklassen für schwere Nutzfahrzeuge unterschieden (vgl. Tabelle 4-2). Bislang werden in allen diesen Größenklassen fast ausschließlich Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren (ICEV: Internal combustion engine vehicle) für Diesel-Kraftstoffe eingesetzt. Für die alternativen Antriebs- und Kraftstoffkonzepte zeichnet sich immer deutlicher ein Trend zu elektrischen Antrieben ab. In dieser Studie werden batterieelektrische Fahrzeuge (BEV: battery electric vehicle), elektrische Fahrzeuge mit Brennstoffzelle (FCEV: fuel cell electric vehicle) und batterieelektrische Fahrzeuge mit Pantographen zum dynamischen Laden an Oberleitungssystemen (O-BEV: overhead catenary battery electric vehicle) in unterschiedlichen Kombinationen untersucht.

Während BEV und FCEV für alle Größenklassen eingesetzt werden können, ist die Oberleitungstechnologie im Modell nur für Last- und Sattelzüge verfügbar.

Je Größenklasse und Antriebsoption wird ein fiktives Fahrzeug konfiguriert, welches den Durchschnitt der Fahrzeuge im jeweiligen Segment repräsentieren soll. Eine Übersicht über relevante Kennwerte, wie den Energieverbrauch des Neufahrzeugs, die Fahrzeugreichweite und den Anschaffungspreis bietet Tabelle 4-2. Für BEV und O-BEV werden verschiedene Reichweiten berücksichtigt, die über den Zahlenwert hinter dem Antriebskürzel angegeben werden. Beispielsweise hat ein „BEV400“ eine Reichweite von 400 km, wobei in der Auslegung des Batteriespeichers eine Restladung von 15 % als Puffer berücksichtigt ist. Für FCEV variiert die Reichweite mit der Größenklasse zwischen 450 km für Lkw bis 12 t zulässigem Gesamtgewicht und 1000 km für Last- und Sattelzüge.

Als maximale Reichweite für BEV werden 600 km konfiguriert. Diese Einschränkung hat zwei Gründe: Zum einen zeigen Abschätzungen der Gewichtseinsparungen beim Antriebsstrang unter Berücksichtigung eines gesetzlich zulässigen Mehrgewichts von 2 t für Nullemissionsfahrzeuge, dass in Sattelzugmaschinen etwa 3-4 t Batteriegewicht verbaut werden können, ohne dass die verfügbare Nutzlast signifikant eingeschränkt wird (Öko-Institut; HHN 2020, ICCT 2021b). Unter der Annahme einer spezifischen Energie des Batteriesystems im Jahr 2030 von 250 kWh/t, sind höhere Reichweiten als 600 km ohne entsprechende Nutzlastverluste voraussichtlich nur bei drastischen Fortschritten in der Batterieentwicklung möglich. Zum anderen erlauben die gesetzlich vorgeschriebenen Lenkpausen nach 4,5 Stunden Fahrt bei einer Höchstgeschwindigkeit von 80 km/h Strecken von rund 360 km, die am Stück gefahren werden können. Können die Lenkpausen zum Nachladen der Batterie genutzt werden, sind Reichweiten von 400 km praktisch ausreichend. Die ökonomische Wechselwirkung zwischen einem Fahrzeug mit kleinerem Batteriespeicher (günstiger in der Anschaffung) und einem höheren Bedarf an öffentlichem Hochleistungs-Ladestrom (voraussichtlich teurer im Betrieb) wird in dieser Studie untersucht.

Der Datensatz der Fahrzeugkosten und Energieverbräuche wurde im Rahmen dieser Studie aktualisiert und grundlegend erweitert. Der historische Energieverbrauch der modellierten Fahrzeuge basiert weiterhin auf TREMOD. Für die Projektionen wurden Kostenkurven eingeführt, welche einen funktionalen Zusammenhang zwischen der Effizienzsteigerung und den Mehrkosten eines Fahrzeugs im Vergleich zu einem Referenzfahrzeug herstellen. Die Methodik der Kostenkurven entspricht dem vom Joint Research Center im Jahr 2018 beschriebenen Ansatz (EK 2018). Die Referenz bildet ein konventionelles Dieselfahrzeug gleicher Größenklasse aus dem Jahr 2020. In der Modellierung entscheiden sich die Käufer*innen für die in ihrem Einsatzprofil günstigste Kombination aus Fahrzeugeffizienz und Mehrpreis. In der Regel steigen die zusätzlichen Kosten mit der Energieeffizienz des Fahrzeugs. Hingegen kann für BEV - bei konstanter Reichweite - der kostenintensive Batteriespeicher für effizientere Fahrzeuge kleiner dimensioniert werden, wodurch Effizienzgewinne im Trend Vorteile bei den Energiekosten und den Anschaffungspreisen liefern können.

Die Anschaffungspreise variieren je Einsatzprofil und Auslegungspunkt auf den Kostenkurven. Tabelle 4-1 zeigt exemplarisch Anschaffungspreise in den häufigsten Einsatzprofilen der Größenklassen für die modellierten Antriebsoptionen. Der aufgeführte Energieverbrauch stellt den Mittelwert der modellierten Neufahrzeugflotte im Jahr 2030 dar. Weitere Effizienzsteigerungen in den Folgejahren bis 2045 treten für alle betrachteten Antriebe nur im geringen Maße auf (bis 4 % ggü. 2030). Für die Anschaffungspreise ergeben sich bis im Jahr 2045 teils erhebliche Kostensenkungen. Diese werden im Zusammenhang mit den Ergebnissen der

Gesamtnutzungskostenrechnungen in den Abschnitten 5.1.2, 5.2.2 und 5.3.2 beziffert. Zudem ist in den Gesamtkosten ein Restwert berücksichtigt, der für alle Antriebe und Größenklassen zwischen 15 % und 24 % des Anschaffungspreises liegt.

Tabelle 4-1: Kennwerte und Kosten der modellierten Nutzfahrzeuge im Jahr 2030.

| Größenklassen nach zul.-Gesamtwicht | | Lkw von 3,5 bis 7,49 t | Lkw von 7,5 bis 11,99 t | Lkw ab 12 t | Last- und Sattelzüge |
|--|-------------------------------------|------------------------|-------------------------|-------------|----------------------|
| Motorleistung | kW | 120 | 170 | 325 | 350 |
| Batteriekapazität je Reichweite¹ | | | | | |
| BEV200 | kWh | 90 | 130 | 250 | 320 |
| BEV400 | kWh | 185 | 270 | 510 | 665 |
| BEV600 | kWh | 290 | 400 | 770 | 1.025 |
| O-BEV100 | kWh | - | - | - | 170 |
| O-BEV200 | kWh | - | - | - | 340 |
| Wasserstoffspeicher (gasförmig bei 700 bar) | | | | | |
| FCEV | kg H ₂ | - | 15 | 41 | 72 |
| - Reichweite | km | | 450 | 700 | 1.000 |
| Energieverbrauch² | | | | | |
| ICEV | kWh/km | 1,14 | 1,79 | 2,48 | 2,81 |
| BEV200 | kWh/km | 0,38 | 0,56 | 1,05 | 1,37 |
| BEV400 | kWh/km | 0,39 | 0,57 | 1,08 | 1,41 |
| BEV600 | kWh/km | 0,41 | 0,57 | 1,09 | 1,45 |
| O-BEV100 | kWh/km | - | - | - | 1,44 |
| O-BEV200 | kWh/km | - | - | - | 1,43 |
| FCEV | kWh/km (kgH ₂ /100km) | - | 1,13 (3,4) | 1,92 (5,8) | 2,41 (7,2) |
| Anschaffungspreis³ | | | | | |
| ICEV | € ₂₀₂₀ | 40.500 | 66.900 | 83.200 | 152.100 |
| BEV200 | € ₂₀₂₀ | 42.350 | 72.800 | 90.700 | 158.700 |
| BEV400 | € ₂₀₂₀ | 55.000 | 93.600 | 119.250 | 201.600 |
| BEV600 | € ₂₀₂₀ | 67.650 | 114.700 | 147.850 | 244.550 |
| O-BEV100 | | - | - | - | 166.800 |
| O-BEV200 | € ₂₀₂₀ | - | - | - | 188.250 |
| FCEV | € ₂₀₂₀ | - | 106.150 | 164.900 | 254.250 |

¹ In der Dimensionierung der Batteriekapazität je Reichweite ist als Puffer eine Restladung der Batterie von 15 % berücksichtigt.

² Der angegebene Energieverbrauch entspricht dem Flottendurchschnitt der jeweiligen Größenklasse.

³ Die Anschaffungspreise sind exemplarisch für das jeweils häufigste Nutzungsprofil angegeben. Je Nutzungsprofil können Anschaffungspreis und Energieeffizienz des Fahrzeugs entlang der Kostenkurven variieren. Der angegebene Preis für Last- und Sattelzüge beinhaltet die Anschaffung eines Sattelauflegers oder Anhängers.

Quelle: Eigene Annahmen

Als Betriebskosten werden Versicherungs-, Wartungs- und Reparatur- sowie sonstige Unterbringungskosten berücksichtigt. Als Quelle dienen die im Branchenmagazin *Lastauto Omnibus* (Rosenberger et al. 2018) ausgewiesenen Werte für konventionelle Fahrzeugmodelle. Für die elektrischen Antriebe wird der Kasko-Anteil der Versicherungskosten in Abhängigkeit des Anschaffungspreises skaliert. Die Wartungs- und Reparaturkosten wurden in Abstimmung mit Branchenexpert*innen für die elektrischen Antriebe reduziert, da beispielsweise Kosten für Harnstofflösungen zur Abgasnachbehandlung entfallen und Kosten für Schmierstoffe und Verschleißteile voraussichtlich reduziert werden können. Die sonstigen Kosten der Unterbringung, wie das Fuhrparkmanagement oder Depotflächen werden für alle Antriebe gleich hoch angesetzt.

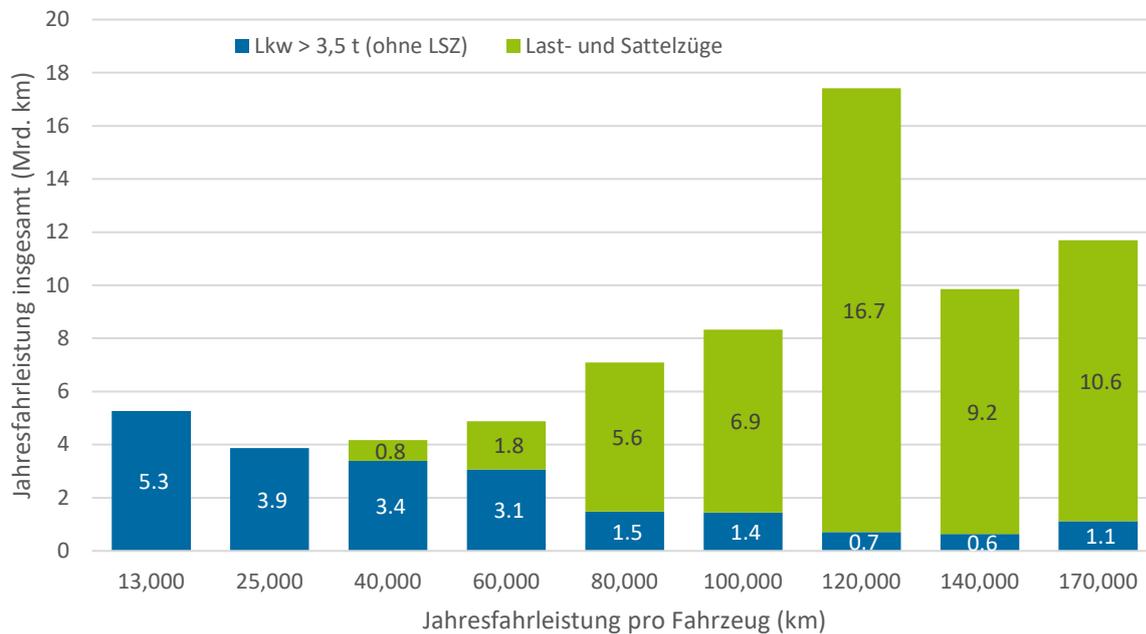
4.4 Nutzungsprofile

Die Nutzungsprofile bilden den Grundstein für die Markthochlaufmodellierung. Sie sollen das Nutzungsverhalten im Schwerlastverkehr sowie die speziellen logistischen und technischen Anforderungen exemplarisch darstellen. Alle Nutzungsprofile werden gewichtet, so dass sie in der Gesamtheit das nationale Güterverkehrsaufkommen repräsentieren. Hergeleitet sind die Nutzungsprofile auf Basis der empirischen Fahrleistungserhebungen *KiD2010: Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland* (BMVI 2010) und *FLE2014: Fahrleistungserhebung* (BASt 2015). Die Profile werden über vier Merkmale definiert, die jeweils in Klassen ausdifferenziert sind: Fahrzeuggröße, Jahresfahrleistung, Haltedauer und Reichweite. Für O-Lkw wird zusätzlich der Anteil des elektrischen Fahranteils auf dem Oberleitungsnetz ausgewiesen. Insgesamt ergeben sich 1552 Lkw-Nutzungsprofile. Für alle Merkmale wird eine Häufigkeitsverteilung hinterlegt, die zusammen eine Gewichtung der Profile ergeben. Die Klassifizierung der Fahrzeuggröße wurde bereits im vorherigen Abschnitt eingeführt, im Folgenden werden die drei weiteren Merkmale genauer beschrieben.

4.4.1 Jahresfahrleistung

Um eine Gewichtung der Jahresfahrleistung vorzunehmen, werden die aus der FLE2014 abgeleiteten Jahresfahrleistungen je Größenklasse in Jahresfahrleistungsklassen eingeteilt. Abbildung 4-3 zeigt die Verteilung der Jahresfahrleistung differenziert nach den Größenklassen, wobei die drei Lkw-Größenklassen aggregiert dargestellt sind. Ab Jahresfahrleistungen von 80.000 km pro Jahr weisen Last- und Sattelzüge einen sehr hohen Anteil an der Jahresfahrleistung auf, während geringere Jahresfahrleistungen vor allem von den übrigen Lkw-Größenklassen abgedeckt werden. Last- und Sattelzüge tragen somit die Hauptlast der Fahrleistung und als Folge auch der THG-Emissionen im Straßengüterverkehr.

Abbildung 4-3: Gewichtung der Jahresfahrleistungsklassen für Last- und Sattelzüge und übrige Lkw



Die horizontale Achse gibt die jeweilige Obergrenze der Jahresfahrleistungs-Klasse an, z.B. 40.000 km bedeutet Fahrzeuge mit Jahresfahrleistungen von 25.000 bis 40.000 km.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von FLE2014

4.4.2 Reichweitenanforderung

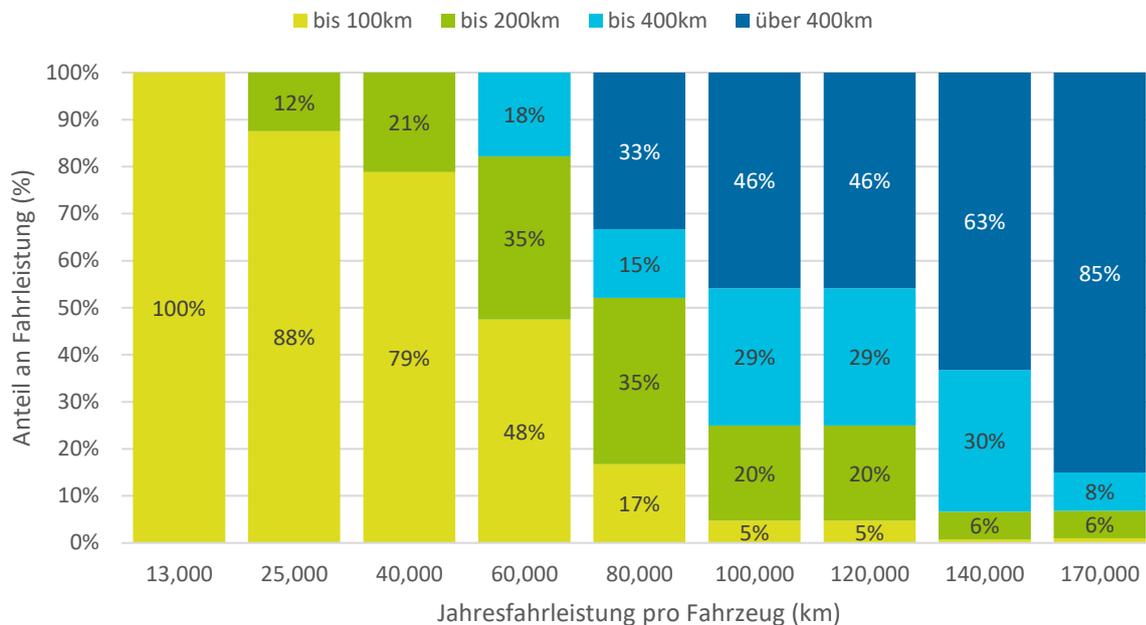
Für die Einsatzmöglichkeiten elektrischer Antriebe sind die Reichweitenanforderungen der Touren von großer Bedeutung. Insbesondere BEV werden voraussichtlich auch perspektivisch zum Teil weniger Speicherkapazitäten im Fahrzeug mitführen als es Tagestouren - beispielsweise im Langstreckenverkehr - erfordern. Um sich den Bedarfen an Nachladeoptionen zu nähern und die Einsatzmöglichkeiten von BEV in Abhängigkeit des Batteriespeichers, der Reichweitenanforderung des Fahrzeugeinsatzes und der verfügbaren Ladeoptionen besser abbilden zu können, werden in den Nutzungsprofilen Reichweitenklassen implementiert.

Neben der gesamten Tagesfahrleistung wird die maximale Länge einer Einzelfahrt für den Fahrzeugeinsatz von BEV berücksichtigt. Zur Herleitung der Reichweitenklassen wurden die Informationen zu der Anzahl und Länge von Einzelfahrten in der KID2010 mit den Jahresfahrleistungen in FLE2014 verknüpft. Wie Abbildung 4-4 zeigt, wurden dabei vier Reichweitenklassen unterschieden: Einzelfahrten bis 100 km, von 101 bis 200 km, von 201 bis 400 km und über 400 km. Die letzte Kategorie ab 400 km ist dadurch gegeben, dass Lkw-Fahrer*innen nach 4,5 Stunden Fahrt eine gesetzlich verpflichtende Lenkpause einlegen müssen und entsprechend höchstens rund 400 km am Stück fahren können.

Die ermittelten Daten zeigen einen deutlichen Zusammenhang zwischen der Jahresfahrleistungs- und der Reichweitenklasse: Während für moderate Jahresfahrleistungen bis 40.000 km pro Jahr in der Stichprobe der Fahrleistungserhebungen ausschließlich Einzelfahrten bis 200 km Länge anfallen, weisen ab 100.000 km Jahresfahrleistung etwa die Hälfte und ab 140.000 km pro Jahr weit

über die Hälfte der Einzelfahrten Längen von über 400 km auf. Ein BEV mit 400 km Reichweite könnte also eine Einzelfahrt zum Großteil nicht ohne Zwischenstopp zum Nachladen bewerkstelligen.

Abbildung 4-4: Gewichtung der Reichweiten-Klassen in den Jahresfahrleistungs-Klassen (maximale Länge einer Einzelfahrt)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von FLE2014 und KiD2010

4.4.3 Kalkulatorische Nutzungsdauer (Haltedauer)

Die kalkulatorische Nutzungsdauer gibt an, welche Zeitspanne für die Nutzung eines neu angeschafften Fahrzeugs zur Refinanzierung eingeplant wird. Die tatsächliche Haltedauer kann von der kalkulatorischen Nutzungsdauer abweichen. In der Modellierung (und im Folgenden) werden die Begriffe gleichbedeutend verwendet. Die Haltedauer stellt für Logistikunternehmen ein wichtiges Kriterium für die Amortisation des Kaufpreises und somit die Kaufentscheidung dar. Die Gesamtnutzungskosten werden über die Haltedauer aufsummiert, so kann ein höherer Anschaffungspreis über die Haltedauer durch günstigere Betriebskosten ausgeglichen werden. Analog zum Vorgängerprojekt StratON werden je Fahrzeuggrößenklasse fünf Haltedauern unterschieden, um unterschiedliche Amortisationszeiten der Anschaffung – und damit u.a. die unterschiedliche Risikoaversität von Fahrzeughaltern – abzubilden. Für geringe Haltedauern bleibt also weniger Zeit die höheren Anschaffungspreise von elektrischen Nutzfahrzeugen über günstigere Betriebskosten zu kompensieren.

Die im aktuellen Projekt verwendeten Haltedauern basieren auf einer standardisierten Online-Befragung von Transportunternehmen im Frühjahr 2021 (Öko-Institut; Hochschule Heilbronn 2022). Mit der in Tabelle 4-2 dargestellten Verteilung wurden die Ergebnisse der Befragung mithilfe einer Stufenfunktion angenähert und in die Modellierung implementiert.

Tabelle 4-2: Haltedauer-Klassen zur Spreizung von Einsatzprofilen

| Haltedauer je Größenklasse | 3 Jahre | 4 Jahre | 5 Jahre | 6 Jahre | 7 Jahre | 8 Jahre | 9 Jahre |
|----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Lkw von 3,5 bis 7,49 t | | | 15% | 20% | 30% | 20% | 15% |
| Lkw von 7,5 bis 11,99 t | | | 15% | 20% | 30% | 20% | 15% |
| Lkw ab 12 t | | 15% | 20% | 30% | 20% | 15% | |
| Last- und Sattelzüge | 15% | 20% | 30% | 20% | 15% | | |

Quelle: Eigene Annahmen basierend auf Öko-Institut; Hochschule Heilbronn 2022

4.5 Verfügbarkeit von Energie-Infrastrukturen

Eine wesentliche Erweiterung der Modellierung in diesem Projektkontext stellt die Berücksichtigung von Lademöglichkeiten und daraus abgeleiteten Einschränkungen für den Einsatz von BEV dar. Der Aufbau eines öffentlichen Ladenetzes für schwere Nutzfahrzeuge steht noch am Anfang. Aus den in den vorhergehenden Abschnitten beschriebenen Reichweitenanforderungen in den Nutzungsprofilen (Abschnitt 4.4.2) und den je Fahrzeugkonfiguration verfügbaren Reichweiten (Abschnitt 4.3) ergeben sich für BEV Einschränkungen für den Fahrzeugeinsatz, d.h. BEV werden im Modell in Nutzungsprofilen mit einem Mehrbedarf an Reichweite nicht als Antriebsoption zugelassen. Über die zunehmende Verfügbarkeit von flächendeckenden und leistungsstarken Lademöglichkeiten werden die Reichweiten-Restriktionen sukzessive abgebaut und ein universeller Einsatz von BEV ermöglicht. Das modellseitige Vorgehen wird in den folgenden Abschnitten ausführlich beschrieben.

Für FCEV werden keine modellseitigen Einschränkungen für den Fahrzeugeinsatz angenommen. Voraussichtlich werden FCEV für den Langstreckenverkehr gegen Ende der Dekade bis zu 1.000 km Reichweite erzielen. Entsprechend können nahezu alle Tagestouren ohne einen Zwischenstopp zum Nachtanken abgedeckt werden. Die Abhängigkeit von einer lokal und zeitlich verfügbaren Energieversorgung ist daher geringer als für BEV. Zwar müssten bei einer geringen Flächenabdeckung von Wasserstoff-Tankstellen³⁴ teils erhebliche Umwege zum Nachtanken in Kauf genommen werden, nichtsdestotrotz nehmen wir an, dass FCEV ohne Einsatz-Restriktionen in allen Nutzungsprofilen eingesetzt werden können.

Für O-BEV wird das in dem Projekt StratON entwickelte Kernnetz an Oberleitungsanlagen übernommen (Öko-Institut; HHN; Fraunhofer IAO; ITP 2020). Jenseits der über Oberleitungen elektrifizierten Autobahnen hängen die Einsatzmöglichkeiten von O-BEV analog zu BEV von der batteriebedingten Reichweite der Fahrzeuge ab. Die Ausbauszenarien für das Oberleitungsnetz sowie daraus resultierende Einsatz-Restriktionen werden in den folgenden Abschnitten genauer erläutert.

4.5.1 Ladeszenarien und Einsatz-Restriktionen für BEV

Die Einsatzmöglichkeiten von BEV werden bei einer technisch begrenzten Fahrzeugreichweite und in den Nutzungsprofilen festgelegten Reichweitenanforderungen im Wesentlichen durch die

³⁴ In der AFIR ist beispielsweise ein Abstand von maximal 200 km zwischen zwei Wasserstoff-Tankstellen vorgeschrieben, während für Ladestandorte entlang der Hauptverkehrswege ab 2030 ein Abstand von maximal 60 km gefordert wird (vgl. Abschnitt 2.2).

Verfügbarkeit von Nachlademöglichkeiten bestimmt. Um ein möglichst realistisches Bild des Ladeinfrastrukturausbaus zu zeichnen sowie eine Verknüpfung zwischen Infrastrukturausbau und fahrbaren Profilen herzuleiten, wurden drei Ausbaustufen der Infrastruktur definiert, die schematisch in Abbildung 4-4 veranschaulicht sind.

- **„Daily“** beschreibt eine Ausbaustufe, in der ausschließlich einmal je Betriebstag (in der Regel über Nacht) der Batteriespeicher vollständig geladen werden kann. Die Reichweitenanforderung an den Fahrzeugeinsatz wird also ausschließlich durch die Tagesfahrleistung bestimmt. Diese Ausbaustufe entspricht dem Status quo, d.h. BEV werden bislang in Kombination mit Depotladepunkten auf Touren eingesetzt, die mit verfügbaren Fahrzeugreichweiten ohne Zwischenladung darstellbar sind.
- **„Everystop“** beschreibt eine Ausbaustufe, in der neben dem einmaligen Vollladen des Batteriesystems auch Nachladungen zwischen zwei Transportfahrten möglich sind. Unterbrechungen einer Fahrt sind jedoch nicht erlaubt. Die Reichweitenanforderung wird entsprechend durch die längste zurückzulegende Einzelfahrt bestimmt. In dieser Ausbaustufe wird das Einsatzspektrum von BEV erweitert, indem beispielsweise Be- und Entladezeiten zum Nachladen genutzt werden können bzw. allgemeiner formuliert öffentliche oder betriebliche Lademöglichkeiten am Zielort genutzt werden können. Mit dem beginnenden Hochlauf von BEV wird diese Variante voraussichtlich die *daily* Ausbaustufe in den kommenden Jahren ablösen.
- **„Highway“** beschreibt den Zielzustand, in dem zusätzlich zu den zuvor beschriebenen Lademöglichkeiten jederzeit zwischengeladen werden kann. Dafür steht ein flächendeckendes und leistungsstarkes Ladenetz zur Verfügung, welches ein Nachladen der Batterie in den gesetzlich vorgeschriebenen Lenkpausen ermöglicht. Die Reichweitenanforderungen werden dadurch obsolet und BEV können theoretisch in allen Nutzungsprofilen eingesetzt werden. Der in dieser Ausbaustufe benötigte Megawatt-Ladestandard befindet sich noch vor der Markteinführung. Zusätzlich ergeben sich aus den benötigten Planungs- und Genehmigungsprozessen Unsicherheiten über die Realisierungszeiten dieser Ausbaustufe.

In den drei Ausbaustufen wird also im Wesentlichen die in Abschnitt 4.4.2 beschriebene Reichweitenanforderung in den Nutzungsprofilen variiert. BEV werden nur in Nutzungsprofilen zugelassen, in denen die Reichweitenanforderung bedient werden kann. Beispielsweise kann ein BEV400 in der Variante *daily* nur Nutzungsprofile mit Tagesfahrleistungen bis 400 km fahren, während in der Ausbaustufe *everystop* höhere Tagesfahrleistungen möglich sind, sofern die Einzelfahrten kürzer als 400 km sind. Im Zielzustand *highway* sind alle Nutzungsprofile freigeschaltet. Die drei Ausbaustufen können über Gewichtungsfaktoren kombiniert werden.

Um die Wirkung der Verfügbarkeit von Nachlademöglichkeiten auf den Markthochlauf von BEV zu untersuchen, werden drei Ladeszenarien definiert, die sich aus einer dynamischen Mischung der drei Ausbaustufen zusammensetzen. Dabei gehen wir davon aus, dass der Anteil von *daily* zunächst 100 % beträgt. Mit einer im Jahr 2024 beginnenden Verfügbarkeit von Megawatt-Ladepunkten, steigt der *highway* Anteil bis zum Zeitpunkt des vollausgebauten Ladenetzes auf 100 % an. Die drei Ladeszenarien unterscheiden sich hinsichtlich des Zeitpunktes zu dem das Ladenetz voll ausgebaut ist: ab 2030, ab 2035 oder ab 2040.

In diesem Ansatz wird nicht berücksichtigt, dass durch die Ladestopps ggf. Zeitverluste entstehen. Beispiele wären benötigte Ladestopps, die nicht mit den Lenkpausen zusammenfallen oder längere Wartezeiten an Ladesäulen. Wir nehmen demnach an, dass die Ladestopps in bestehende Einsatzmuster integriert werden können. Entsprechend werden keine Zeitverluste in die

Gesamtkostenrechnungen für BEV eingepreist. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind mögliche Anpassungen der etablierten Nutzungsmuster an die kürzeren Reichweiten elektrischer Antriebe. Die modellierten Nutzungsprofile fußen auf Fahrleistungserhebungen, die nahezu ausschließlich mit konventionellen Diesel-Fahrzeugen erzeugt wurden. Da mögliche Anpassungen aus heutiger Sicht schwierig abzuschätzen sind, stellen die Reichweiten-Restriktionen in der Modellierung einen Versuch dar, den geringeren Reichweiten von BEV im Markthochlauf Rechnung zu tragen und die Ausbaurate von Ladeinfrastruktur in ihrer Wirkung zu quantifizieren.

4.5.2 Nutzung verschiedener Ladetypen

Im Falle einer zunehmenden Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs werden öffentliche Ladeoptionen immer bedeutender. Während die Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur durch die Ladeszenarien beschrieben wird, soll die Einführung von konkreten Ladeoptionen mit unterschiedlicher Leistung und unterschiedlichen Strompreisen eine differenzierte Ausgestaltung der Ausbauszenarien und damit des Markthochlaufs batterieelektrischer Antriebe ermöglichen.

Die Definition der Ladepunkttypen baut auf Use Cases und Definitionen in vorherigen Studien auf (Öko-Institut; EWI; FCN 2022, NOW 2022a, T&E, ACEA 2020, CE Delft 2019) sowie auf vorhandenen und absehbaren Ladestandards. Wichtigste Unterscheidungsmerkmale der Ladepunkttypen sind die Ladenennleistung, die Ladezeit sowie die Verortung im privaten bzw. betrieblichen oder öffentlichen Raum. Es werden vier Ladetypen unterschieden:

- **Depot Charging System (DCS):** Das Fundament der Ladeinfrastruktur bilden betriebliche Ladelösungen in Depots. Für die Modellierung nehmen wir an, dass die Fahrzeuge mit einer Ladenennleistung von 150 kW binnen 8 Stunden Standzeit vollständig geladen werden. Die Auslastung eines Depot-Ladepunktes liegt bei 1,5 Lkw pro Tag (CE Delft 2019).
- **Night Charging System (NCS):** Die öffentliche Variante des Depotladepunktes bilden NCS an Rastanlagen, z.B. für mehrtägige Touren ohne betriebliche Nachlademöglichkeiten. Analog zu DCS nehmen wir eine Ladenennleistung von 150 kW und eine Ladezeit von 8 Stunden an. Die Auslastung liegt ebenfalls bei 1,5 Lkw pro Tag.
- **Combined Charging System (CCS):** Ladepunkte mit diesem Ladestandard ermöglichen Ladenennleistungen von 350 kW. Einsatzgebiete sind sowohl im öffentlichen Raum als auch in betrieblichen Konstellationen (Kund*innenladen) denkbar. Die Ladezeiten fallen kürzer aus. Um ein Nutzungspotenzial innerhalb der Lenkpause zu evaluieren, rechnen wir mit Ladezeiten von 30 Minuten. Die lokale Auslastung der Ladepunkte wird aus der maximalen Tagesnachfrage ermittelt (vgl. Abschnitt 4.8).
- **Megawatt Charging System (MCS):** Der MCS-Standard erlaubt Ladenennleistungen von über einem Megawatt. Das Einsatzgebiet sind öffentlich zugängliche Ladestandorte entlang des Fernstraßennetzes. Für die Modellierung nehmen wir eine Ladenennleistung von 1.000 kW an und eine Ladezeit von 30 Minuten. Die lokale Auslastung der Ladepunkte wird aus der maximalen Tagesnachfrage ermittelt (vgl. Abschnitt 4.8).

In welchem Umfang die aufgeführten Ladetypen zukünftig genutzt werden, lässt sich aus heutiger Perspektive lediglich über Annahmen abschätzen. Analog zur Kaufentscheidung eines Neufahrzeugs gehen wir für die Nutzung der Ladeinfrastruktur von einem überwiegend ökonomisch getriebenen Nutzungsverhalten aus. Neben der ökonomischen Effizienz werden wahrscheinlich zeitliche Erwägungen ausschlaggebend sein. Daraus lassen sich folgende Hypothesen als

Grundlage des methodischen Ansatzes aufstellen, die während der Konzipierung ausführlich mit Expert*innen diskutiert wurden:

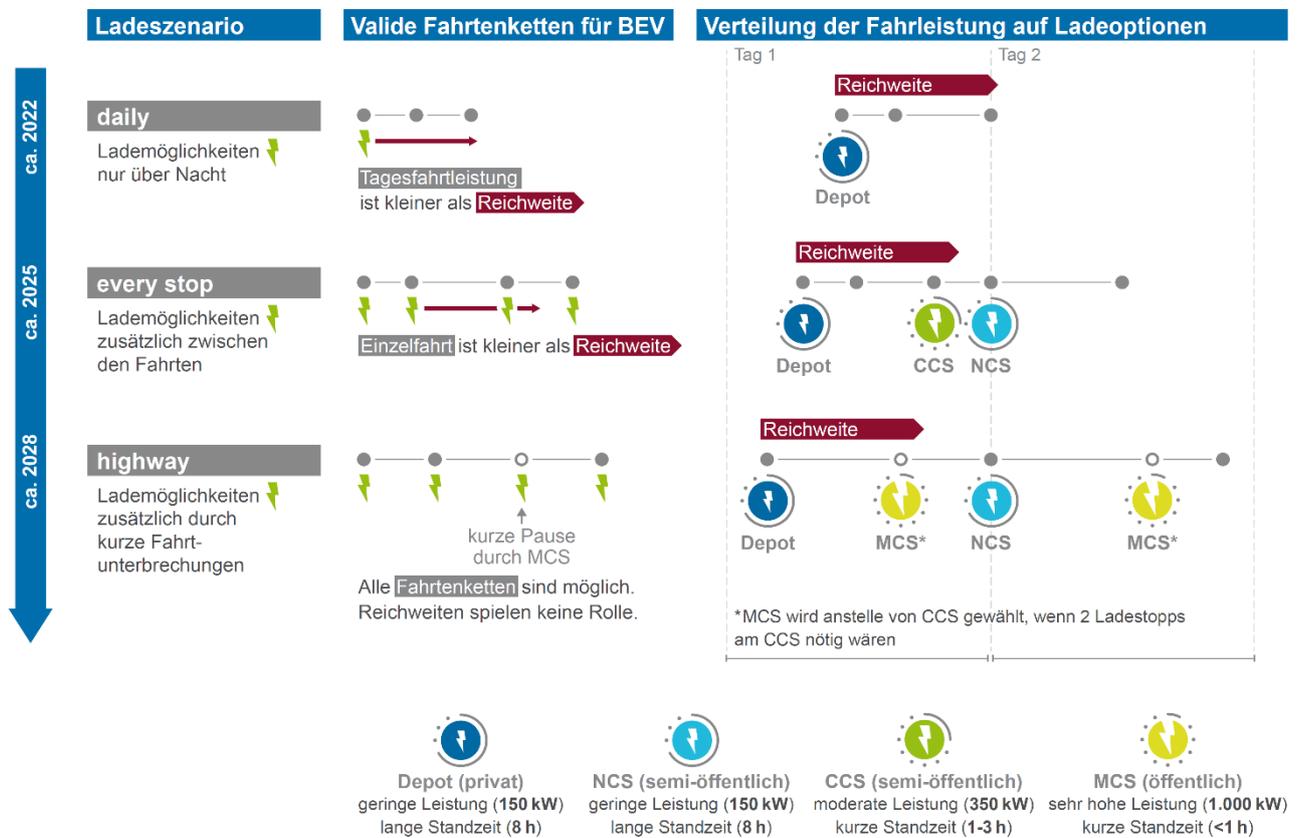
- **Ökonomische Effizienz:** Die Wahl des Ladepunkttyps orientiert sich prioritär an dem Ladestrompreis, der voraussichtlich mit der zur Verfügung gestellten Ladeleistung zunimmt. Die günstigste Option ist es demnach, den Batteriespeicher einmal je Betriebstag vollständig an DCS- oder NCS-Ladepunkten zu laden. Die moderaten Ladeleistungen wirken sich zudem positiv auf die Batterielebensdauer aus, was einen weiteren ökonomischen Anreiz bietet. Dieser Effekt wurde in der Modellierung allerdings nicht quantifiziert.
- **Zeitliche Effizienz:** Zusätzlich werden für Touren jenseits der Batteriereichweiten Nachladestopps an CCS- oder MCS-Ladepunkten nötig sein. Reicht ein Nachladestopp an einem CCS-Ladepunkt nicht aus, um die Tagesfahrleistung erbringen zu können, wird stattdessen ein MCS-Ladepunkt genutzt. Dies beruht auf der Annahme, dass höhere Ladepreise für MCS-Ladungen weniger ins Gewicht fallen als Zeitkosten, welche durch einen zusätzlichen Halt entstehen würden.

Die auf diesen Annahmen beruhenden Nutzungslogiken wurden auf die in der KiD2010 verfügbaren Fahrtenketten übertragen. Eine Fahrtenkette beschreibt mehrere aufeinanderfolgende Transportfahrten und kann ein- oder mehrtägig sein. Die Methodik der Zuweisung von Ladetypen zur Fahrleistung ist für exemplarische Fahrtenketten in Abbildung 4-5 dargestellt. Dabei wird auch der Zusammenhang zu den Ladeszenarien veranschaulicht: Während DCS und NCS in allen drei Ladeszenarien verfügbar sind, werden CCS erst ab dem *everyday* Ladeszenario und MCS erst in dem *highway* Szenario bereitgestellt (vgl. Abschnitt 4.5.1).

Die Fahrtenkette beginnt jeweils mit einer vollständigen Ladung der Batterie im Depot. Zusätzliche Reichweitenbedarfe am gleichen Tag werden wie oben beschrieben entweder CCS- oder MCS-Ladepunkten zugewiesen. Bei mehrtägigen Fahrten findet das vollständige Laden der Batterie für die folgenden Betriebstage über Nacht an NCS-Ladepunkten statt. Mithilfe der dargestellten Methodik wurde die Verteilung der Gesamtfahrleistung auf die verschiedenen Ladeoptionen je Größenklasse, Batteriereichweite und Ladeszenario bestimmt.

Dieser Ansatz hat nicht das Ziel die Vielfalt und Komplexität des Straßengüterverkehrs vollständig abzubilden. Er dient vielmehr dazu, die darauf aufbauende Bedarfsabschätzung für die verschiedenen Ladepunkttypen über eine einfache Logik einordnen zu können. So weisen beispielsweise die Bedarfe an CCS- und MCS-Ladepunkten den Fahrleistungsanteil auf, der nicht über ein einmaliges Aufladen der Batterie abgedeckt werden kann. In der Praxis können sich einige Verschiebungen zwischen den Ladepunkttypen ergeben. Zum Beispiel sind im Mehrschichtbetrieb lange Ladestandzeiten im Depot nicht umsetzbar. Dieser Anteil wird also zusätzlich zu den ausgewiesenen Bedarfen über Schnellladepunkte (CCS und MCS) bedient werden müssen. Umgekehrt können sich heutige Nutzungsmuster durch die geänderten Randbedingungen elektrischer Fahrzeuge und der Wirkung von Ladestrompreisen ändern.

Abbildung 4-5: Methodik zur Variation der Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur, Einsatzrestriktionen von BEV und zur Verteilung der Fahrleistung auf Ladepunkt-Typen



Quelle: Eigene Darstellung

4.5.3 Oberleitungsnetz und Einsatz-Restriktionen für O-BEV

Das modellierte Oberleitungsnetz basiert auf den Vorarbeiten im Projekt StratON (Öko-Institut; HHN; Fraunhofer IAO; ITP 2020). Darin wurde über eine Streckenauswahl verkehrsstarker Bundesautobahnen (BAB) ein Kernnetz von etwa 4.000 km Länge (je Fahrtrichtung) entwickelt. Von diesem Autobahn-Kernnetz werden rund 90 % über die Installation von Oberleitungsanlagen elektrifiziert. In dieser Studie werden in Szenarien verschiedene zeitliche Ausbaustufen des Kernnetzes untersucht. Wir unterscheiden zwischen einem Aufbau der rund 3.800 km Oberleitung bis zum Jahr 2035 oder verzögert bis zum Jahr 2040.

Die Reichweitenanforderungen beziehen sich für O-BEV auf die Vor- und Nachlaufstrecken abseits des Oberleitungsnetzes. Aus StratON steht ein Fahrten-Datensatz zur Verfügung, der auf einer Verkehrsmodellierung für das Prognosejahr 2050 der Firma Intraplan Consult beruht. Tabelle 4-3 gibt die durchschnittliche tägliche Verkehrsstärke (DTV) aufgeteilt nach Distanzklassen im Vor- und Nachlauf wieder (Öko-Institut; HHN; Fraunhofer IAO; ITP 2020). Berücksichtigt sind alle Fahrten, die von Lkw ab 4 Achsen (Last- und Sattelzüge) für mindestens 100 km auf dem Oberleitungs-Kernnetz zurückgelegt werden. In grün hervorgehoben sind Fahrten, die sich für einen Einsatz von O-BEV eignen, da die Vor- und Nachlaufstrecken jeweils nicht länger als 250 km sind. Wird die Fahrleistung dieser Fahrten auf die territoriale (innerdeutsche) Fahrleistung für Lkw ab 4 Achsen bezogen (ca. 46 Mrd. km/Jahr) ergibt sich ein technisches Einsatzpotenzial der von O-BEV am Oberleitungsnetz

fahrbaren Kilometer von etwa 25 % der Gesamtfahrleistung. Hinzu kommen die Vor- und Nachlaufstrecken, die über den an der Oberleitung oder im Depot geladenen Batteriespeicher zurückgelegt werden können.

Ein höheres Potenzial ist im Falle eines internationalen Ausbaus der Oberleitungstechnologie möglich, da einige Fahranteile der Vor- und Nachläufe insbesondere in den hohen Distanzklassen (251 - 500 km) im Ausland anfallen. Ohne die Filtersetzung von maximal 250 km im Vor- und Nachlauf erhöht sich das technische Einsatzpotenzial auf rund 50 % der territorialen Fahrleistung.

In den Nutzungsprofilen werden die Reichweitenanforderungen der Vor- und Nachlaufstrecken berücksichtigt. Analog zu BEV, werden O-BEV nur in Nutzungsprofilen freigeschaltet, in denen die Reichweite des Fahrzeugs die Reichweitenanforderung bedienen kann. Dabei wird für O-BEV berücksichtigt, dass die Batterie während der Fahrt an der Oberleitung nachgeladen werden kann. Zudem kann die Batterie in Depot nachgeladen werden, so dass für den Vorlauf wieder die volle Batteriekapazität zur Verfügung steht.

Tabelle 4-3: Vor-, Haupt- und Nachlauf für Fahrten auf dem Oberleitungs-Kernetz aus StratON (für Lkw ab 4 Achsen mit mehr als 100 km Fahrtweite im Hauptlauf)

| Vorlauf | | Hauptlauf auf BAB Auswahlstrecken | | | Nachlauf | |
|---|-----------------------------------|-----------------------------------|----------------------|------------------------------|--|----------------------|
| Entfernungs- klasse im Vorlauf in km | Lkw-km [Fzg-km/d] ¹ | Anzahl Lkw [Fzg/d] | Lkw-km [Fzg-km/d] | Anteil an Summe Lkw-km | Entfernungs- klasse im Nachlauf in km | Lkw-km [Fzg-km/d] |
| bis 100 | 2.511.947 | 89.554 | 23.049.673 | 42,8 % | bis 100 | 2.468.570 |
| bis 100 | 535.757 | 17.247 | 4.958.947 | 9,2 % | 101 - 250 | 2.696.123 |
| bis 100 | 223.179 | 6.762 | 2.198.149 | 4,1 % | 251 - 500 | 2.298.770 |
| bis 100 | 233.426 | 7.528 | 2.579.776 | 4,8 % | ab 501 | 5.367.500 |
| 101 - 250 | 3.204.367 | 19.816 | 5.736.677 | 10,7 % | bis 100 | 612.843 |
| 101 - 250 | 994.133 | 5.903 | 1.990.150 | 3,7 % | 101 - 250 | 951.683 |
| 101 - 250 | 656.770 | 3.709 | 1.316.571 | 2,4 % | 251 - 500 | 1.251.157 |
| 101 - 250 | 577.530 | 3.351 | 1.260.085 | 2,3 % | ab 501 | 2.457.063 |
| 251 - 500 | 2.966.820 | 8.850 | 2.699.306 | 5,0 % | bis 100 | 286.948 |
| 251 - 500 | 1.281.310 | 3.801 | 1.336.105 | 2,5 % | 101 - 250 | 652.890 |
| 251 - 500 | 585.907 | 1.759 | 604.383 | 1,1 % | 251 - 500 | 596.010 |
| 251 - 500 | 573.913 | 1.733 | 591.140 | 1,1 % | ab 501 | 1.394.833 |
| ab 501 | 5.696.767 | 8.162 | 2.918.327 | 5,4 % | bis 100 | 277.192 |
| ab 501 | 2.633.257 | 3.676 | 1.483.214 | 2,8 % | 101 - 250 | 638.360 |
| ab 501 | 1.479.230 | 1.971 | 669.305 | 1,2 % | 251 - 500 | 647.517 |
| ab 501 | 827.190 | 1.126 | 408.093 | 0,8 % | ab 501 | 793.930 |

¹ Zur Hochrechnung auf die Jahresfahrleistung werden 300 Betriebstage pro Jahr gerechnet.

Quelle: Öko-Institut; HHN; Fraunhofer IAO; ITP 2020

4.6 Kosten der Energie-Infrastrukturen

Der Umstieg auf elektrische Fahrzeugantriebe setzt den Aufbau neuer Infrastrukturen zur Energieversorgung voraus. Für Nutzfahrzeuge steht der Aufbau noch am Anfang (vgl. Abschnitt 2.2).

Die neuen Energie-Infrastrukturen finanzieren sich idealerweise aus deren Nutzung. Ziel ist es daher, spezifische Kosten der neuen Energie-Infrastrukturen zu berechnen, die als Bestandteile der Betriebskosten (z.B. Energiekosten oder Mautgebühren) auf die Nutzenden umgelegt werden können.

Tabelle 4-4 fasst die wesentlichen Kenngrößen der Berechnung zusammen: Die absoluten Kosten von Ladepunkten, Wasserstoff-Tankstellen und Oberleitungsanlagen ergeben sich aus den Kapitalkosten (capex), den Betriebskosten (opex), der Finanzierungsdauer sowie einer durchschnittlichen Finanzierungsrate (WACC: Weighted Average Cost of Capital). Die Kostendaten stammen aus Literaturquellen und wurden gemeinsam mit der Finanzierungsdauer und -rate in Expert*innengesprächen plausibilisiert. Aufgrund der mangelnden Praxiserfahrung bestehen dennoch Unsicherheiten bezüglich der Investitionen, wie der aufgezeigte Kostenrahmen verdeutlicht. Beispielsweise fallen für den Netzanschluss in Abhängigkeit der örtlichen Gegebenheiten unterschiedliche Baukosten an. Zur Sicherstellung der Finanzierung verwenden wir für die Berechnungen die oberen ausgewiesenen Kostenangaben.

Wir nehmen an, dass Ladepunkte und Wasserstoff-Tankstellen überwiegend privatwirtschaftlich finanziert werden, während der Ausbau von Oberleitungsanlagen auf einem deutschen Kernnetz ein staatlich organisiertes und finanziertes Großprojekt analog zum Stromnetzausbau darstellt. Die Finanzierungsdauer ist für die privaten Infrastrukturen mit 15 Jahren kürzer angesetzt als für die Oberleitungsanlagen, da der Amortisationszeit und anschließenden Gewinnmöglichkeiten bei privatwirtschaftlich organisierter Infrastruktur wahrscheinlich ein höheres Gewicht zufallen.

Die spezifischen Kosten beziehen die Annuität der Investition auf die jährlich bereitgestellte Energiemenge an einem Ladepunkt oder einem Zapfhahn einer Wasserstoff-Tankstelle ein. Die Hochrechnung basiert auf einer Abschätzung der durchschnittlichen täglichen Auslastung. Für das Oberleitungsnetz bildet der Fahranteil an der Oberleitung im Verhältnis zur Gesamtfahrleistung die Grundlage zur Abschätzung der Auslastung. Die in Tabelle 4-4 aufgeführten Nutzungsdaten gehen bereits von einer etablierten Nutzung der Infrastrukturen von 8-12 Stunden am Tag aus.

Im Ergebnis liegen die spezifischen Kosten zwischen 2,9 und 4,9 ct/kWh für Ladepunkte (in Abhängigkeit des Ladepunkttyps), bei 4,5 ct/kWh für H₂-Zapfhähne und bei 3,1 ct/kWh für Oberleitungsanlagen. Die Kosten für den Aufbau der neuen Energie-Infrastrukturen fallen nach Umlegung auf die Nutzungseinheiten demnach moderat aus. Eine Refinanzierung ist über einen Aufpreis, d.h. eine Infrastrukturabgabe, im Energiepreis oder als Teil der Mautgebühren möglich. Nicht berücksichtigt sind in der Infrastrukturabgabe Kosten für den Ausbau der Stromnetze oder den Aufbau von Wasserstoff-Transportinfrastrukturen. Für diese Abschätzungen fehlen weiterreichende Analysen.

Die Auslastung der Energie-Infrastrukturen ist in der frühen Marktphase sowie an verkehrsärmeren Standorten voraussichtlich geringer als in Tabelle 4-4 angegeben wird. Den Anstieg der spezifischen Kosten der Lade- und Wasserstofftankinfrastruktur mit einer abnehmenden Auslastung zeigt Abbildung 4-6. Bei einer durchschnittlichen Nutzung von 2 Stunden am Tag steigen die spezifischen Kosten von Megawatt-Ladepunkten beispielsweise auf 20 ct/kWh. Je Wasserstoff-Zapfhahn würden 6 EUR/kg allein für den Aufbau und den Betrieb der Tankanlage anfallen. Analog entstehen für eine nur zu 50 % ausgelastete Oberleitungsanlage doppelt so hohe spezifische Kosten wie in Tabelle 4-4 aufgeführt sind.

Tabelle 4-4: Annahmen zu Kosten der Energie-Infrastrukturen

| | | DCS- Ladepunkt | NCS- Ladepunkt | CCS- Ladepunkt | MCS- Ladepunkt |
|---------------------------------|------------|---|---------------------------|-----------------------------------|---------------------------|
| Capex¹ | Tsd. € | 45-110 | 45-110 | 125-215 | 400-800 |
| Opex¹ | % cpx p.a. | 2 % | 2 % | 2 % | 2 % |
| Finanzierungsdauer | Jahre | 15 | 15 | 15 | 15 |
| Zinsrate / WACC | % | 7 % | 7 % | 7 % | 7 % |
| Nennleistung² | kW | 150 | 150 | 350 | 1000 |
| Ladezeit je Lkw | Std. | 8 | 8 | 0,5 | 0,5 |
| Lkw je Tag³ | Fzg./Tag | 1,5 | 1,5 | 16 | 16 |
| Spezifische Kosten | ct/kWh | 2,9 | 2,9 | 3,8 | 4,9 |
| | | H₂-Tankstelle (je Zapfhahn) | | Oberleitungsanlage (je km) | |
| Capex | Tsd. € | 2.000-3.500 | | Tsd. € | 2.400-3.200 |
| Opex¹ | % cpx p.a. | 5 % | | % cpx p.a. | 2 % |
| Finanzierungsdauer | Jahre | 15 | | Jahre | 25 |
| Zinsrate / WACC | % | 7 % | | % | 5 % |
| Nennleistung | kg/h | 150 | | kW/km | 1.400 |
| Tankzeit je Lkw | Std. | 0,33 | | | |
| Lkw je Tag | Fzg./Tag | 24 | | % Fahrleistung | 25% |
| Spezifische Kosten | ct/kWh | 4,5 ⁴ | | ct/kWh ct/km | 3,1 5,3 |

¹ Hardware, Planung, Genehmigung und Installation (ohne Pacht, Batteriespeicher- und Netzausbaukosten)

² Verhältnis mittlerer Leistung zur Nennleistung: 0,85

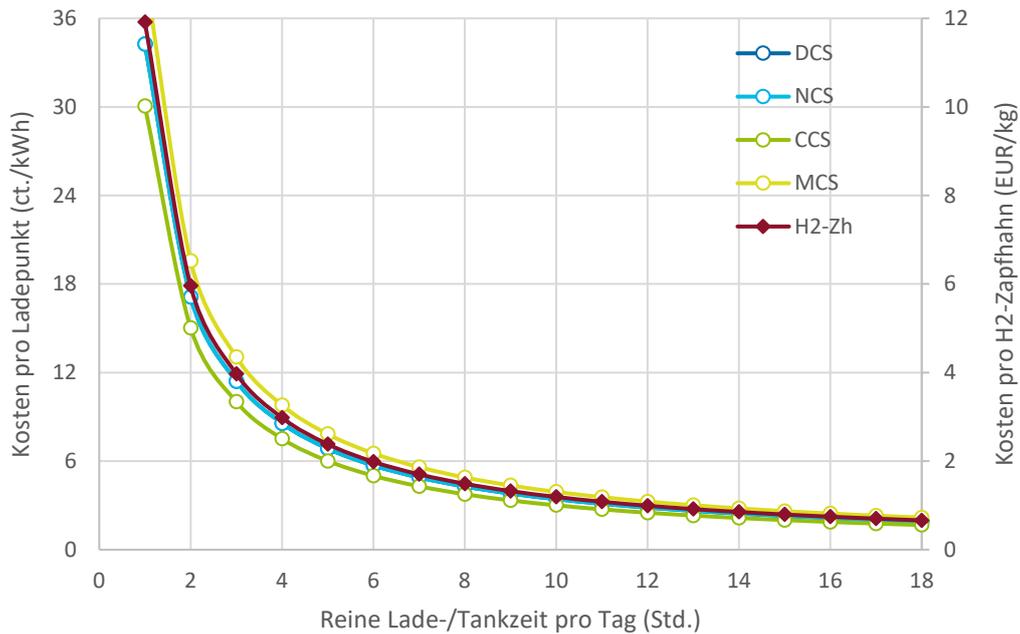
³ Angenommen werden 300 Betriebstage pro Jahr.

⁴ Umrechnung in EUR/kg auf Basis des unteren Heizwertes von Wasserstoff (120 MJ/kg): 3 ct/kWh = 1 EUR/kg

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Öko-Institut; EWI; FCN 2022, Fraunhofer ISI 2020b, ICCT 2022b und Öko-Institut 2018

Zwar ist eine hohe Ausnutzung der Energie-Infrastrukturen über den notwendigen raschen Hochlauf von elektrischen Nutzfahrzeugen wahrscheinlich, das Risiko einer zeitlich oder räumlich bedingt geringen Auslastung wird allerdings wahrscheinlich in die Preisbildung einkalkuliert werden. Als Folge könnten die moderaten spezifischen Kosten insbesondere für die privatwirtschaftlich finanzierten Energie-Infrastrukturen in der Praxis deutlich höher ausfallen oder sich der Aufbau auf lukrative Standorte beschränken. In dieser Studie wird die Unsicherheit über die Höhe der Infrastrukturabgaben über zwei verschiedene Energiepreis-Szenarien aufgegriffen, die im nächsten Abschnitt zusammen mit den Energiepreisen näher erläutert werden.

Abbildung 4-6: Infrastrukturkosten in Abhängigkeit der Auslastung



Umrechnung in EUR/kg auf Basis des unteren Heizwertes von Wasserstoff (120 MJ/kg): 3 ct/kWh = 1 EUR/kg

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Öko-Institut; EWI; FCN 2022, Fraunhofer ISI 2020b, ICCT 2022b

Exkurs: Finanzierung über THG-Quote

Die THG-Emissionsminderungsquote³⁵ verpflichtet Inverkehrbringer fossiler Kraftstoffe die THG-Intensität der Energiemengen im Straßen- und Schienenverkehr sukzessive zu reduzieren. Die seit 2022 gültige Minderung von 7 % steigt jährlich auf bis zu 25 % bis zum Jahr 2030 an³⁶. Neben strombasierten und biogenen Kraftstoffen (wie grüner Wasserstoff, Bio-Diesel oder E-Fuels) kann die Nutzung von Strom im Straßenverkehr zur Zielerfüllung angerechnet werden.

Die Studie *Szenarien und regulatorische Herausforderungen für den Aufbau der Ladeinfrastruktur für elektrische Pkw und Lkw* (Öko-Institut; EWI; FCN 2022) ermittelt die Erlöse von Ladeinfrastrukturbetreibern, die über den Verkauf von THG-Emissionsminderungszertifikaten an Inverkehrbringer fossiler Kraftstoffe erwirkt werden können. Die erzielbaren Erlöse richten sich nach der THG-Emissionsintensität des Strommixes und den Preisen des THG-Quotenhandels. Letzterer liegt aktuell bei über 250 EUR/t CO₂e und dürfte mittel- und langfristig wegen des steigenden Ambitionsniveaus der THG-Quote wieder auf Beträge von über 400 EUR/t CO₂e ansteigen. Bei den heutigen Rahmenbedingungen gibt die Studie Erlöse für die Betreiber von Ladeinfrastruktur in der Größenordnung von mindestens 5 bis 10 ct/kWh an. Diese potenziellen Einnahmen liegen deutlich über den in Tabelle 4-4 ausgewiesenen Kosten der Energiebereitstellung. Inwiefern die Erlöse aus dem THG-Quotenhandel den Nutzenden zugutekommen, z.B. durch günstigere Ladestrompreise oder einen schnelleren Aufbau der Ladeinfrastruktur, obliegt den Ladeinfrastrukturbetreibern.

³⁵ § 37a-h des Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG)

³⁶ Für die Berechnung der THG-Emissionsminderungsleistung wird in der THG-Quote der Referenzwert von 94 g CO₂e / MJ als fossiler Vergleichswert der Well-to-Wheel-Emissionen angesetzt.

4.7 Energiepreise

Die Energiekosten bilden aufgrund der hohen Fahrleistungen im Straßengüterverkehr den entscheidenden Kostenfaktor über die Nutzungsdauer der Fahrzeuge. Elektrische Antriebe – insbesondere BEV und O-BEV - profitieren gegenüber Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor von einem geringeren Energieverbrauch (vgl. Abschnitt 4.3). Ausschlaggebend für die tatsächlichen ökonomischen Einsparungen je Kilometer sind die Energiepreise, die an Ladepunkt, Tankstelle und Oberleitung zukünftig im Vergleich zu überwiegend fossilen Dieselmotoren aufgerufen werden.

Wie in Abbildung 4-7 dargestellt, setzen sich die Energiepreise aus den folgenden Kostenbestandteilen zusammen:

- **Bereitstellungspreis:** Die Großhandelspreise für Strom, Wasserstoff und Dieselmotoren basieren auf den Energiepreisprognosen des Projektionsberichts 2021 für Deutschland (Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES; Thünen-Institut 2021). Zusätzlich beinhaltet der Bereitstellungspreis Entgelte für die Verteilung, die ebenfalls auf den Rahmendaten des Projektionsberichts aufsetzen: Netzentgelte für Strom sowie Transportkosten für Wasserstoff und Diesel. Der Bereitstellungspreis von Strom steigt in diesem Szenario von 2030 bis 2045 um 8 % an, während er für Wasserstoff im gleichen Zeitraum um 10 % abnimmt.
- **Steuern, Umlagen, Abgaben und CO₂-Preis:** Für Dieselmotoren fällt die Energiesteuer an sowie ein über die Jahre steigender CO₂-Preis³⁷. Der Strompreis beinhaltet die Stromsteuer, die KWK-Umlage, die Konzessionsabgabe, die Umlage zu Sonderformen der Netznutzung³⁸ und die Offshore Netzumlage. Die Nutzung von Wasserstoff ist bislang steuerfrei. Um die Etablierung eines Wasserstoffmarktes anzureizen, schlägt die EU-Kommission nur eine geringe Besteuerung von Wasserstoff vor³⁹. Sollte sich der Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor allerdings längerfristig etablieren, ist die Einführung einer Steuer nicht unwahrscheinlich. Der Wasserstoffpreis könnte folglich steigen und über dem in der Modellierung hinterlegtem, steuerfreien Preis liegen.
- **Infrastrukturabgabe:** Zur Finanzierung des Aufbaus neuer Energie-Infrastrukturen für elektrische Nutzfahrzeuge berücksichtigen wir in den Szenarien eine Infrastrukturabgabe. Neben der reinen Kostenrechnung, die in Abschnitt 4.6 vorgestellt wird, sind Margen berücksichtigt. Für Oberleitungsanlagen ist eine Finanzierung über Mautgebühren rechtlich naheliegender, da eine Zuordnung zur Straße und nicht zum Energiesystem empfohlen wird (IKEM 2020). Für eine bessere Vergleichbarkeit mit den übrigen Energie-Infrastrukturen und Fahrzeugantrieben wird die Infrastrukturabgabe für die Berechnungen und Darstellung für alle Antriebsarten zusammen mit dem Energiepreis ausgewiesen.

Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, existieren Unsicherheiten bezüglich der Höhe der anzusetzenden Infrastrukturabgabe, zum Beispiel aufgrund schwierig abzuwägender Auslastungsgrade. In den Szenarien unterscheiden wir daher zwei Preisniveaus für die Energiepreise insgesamt:

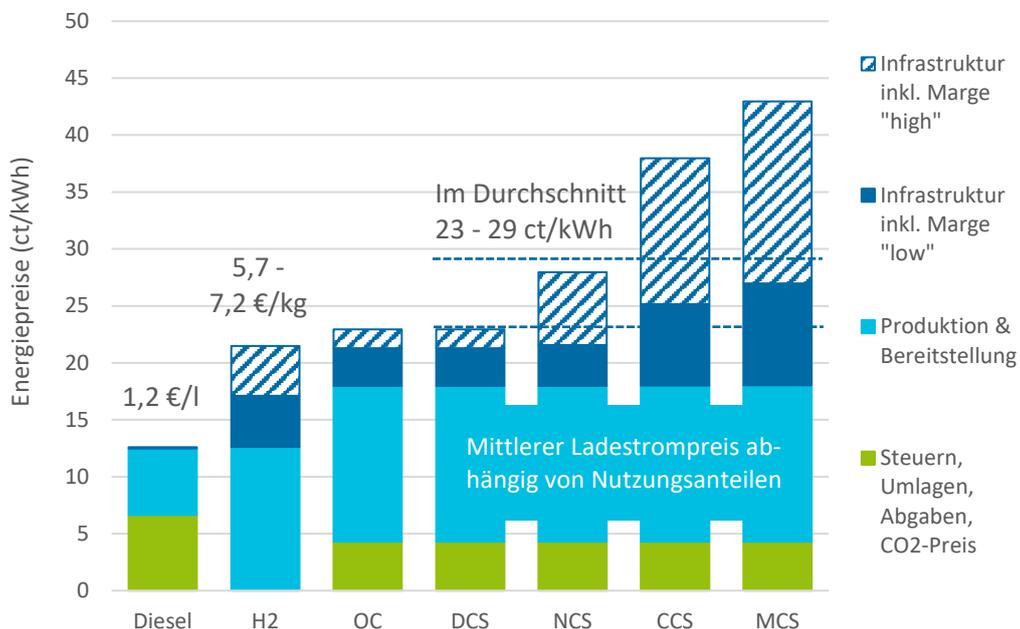
³⁷ Die angenommene Entwicklung des CO₂-Preises aus dem BEHG ist in Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES; Thünen-Institut (2021) aufgeführt. Der angekündigte Emissionshandel für den Gebäude- und Verkehrssektor ist im Rahmen dieser Studie noch nicht berücksichtigt worden.

³⁸ Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) - § 19 Sonderformen der Netznutzung

³⁹ Revision of the Energy Taxation Directive (ETD), Fit for 55 Package, 14.07.2021

- **„Low“:** In diesem Szenario gehen wir von einem überwiegend kostenorientierten Aufschlag für den Aufbau und Betrieb der Energie-Infrastrukturen aus. Gegenüber den Kostenrechnungen in Tabelle 4-4 sind zusätzliche Margen bzw. Nachfragepuffer in der angenommenen Infrastrukturabgabe berücksichtigt. Die Infrastrukturabgabe wird über den modellierten Zeitraum konstant gehalten.
- **„High“:** Dieses Szenario betrachtet eine eher marktgesteuerte Preisbildung. Sowohl grüner Wasserstoff als auch Ladestrom an öffentlichen Schnell- und Hochleistungs-Ladepunkten werden absehbar knappe Güter darstellen. Als Folge liegen die geforderten Preise womöglich deutlich über den Kostenabschätzungen. Darin eingepreist sind zwar auch Risikoabwägungen geringer Nachfrageaufkommen. Gleichzeitig bestätigen Branchenvertreter*innen, dass eine Zahlungsbereitschaft der Kund*innen erwartet wird. Vergleichbare Entwicklungen im Pkw-Bereich deuten ebenfalls auf hohe zu erwartende Preise an Schnell- und Hochleistungs-Ladepunkten, wobei die Preissensitivität im kommerziellen Verkehr stärker ausfallen dürfte. Zudem gehen wir davon aus, dass die zunächst sehr hohe Infrastrukturabgabe über die Zeit sinken wird. Für die vergleichsweise günstigen DCS-Ladepunkte nehmen wir ab dem Jahr 2030 eine moderate Kostendegression von 2 % gegenüber Abbildung 4-7 an und für die öffentlichen Ladepunkte NCS, CCS und MCS von in Folge der zunehmenden Auslastung 5 %.

Abbildung 4-7: Energiepreise an Ladepunkt, Tankstelle oder Oberleitung im Jahr 2030 (in EUR-2020)



DCS: Depot Charging System, NCS: Night Charging System, CCS: Combined Charging System, MCS: Megawatt Charging System, OC: Overhead catenary (Oberleitung)

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES; Thünen-Institut 2021

Besonders im „high“ Szenario unterscheidet sich der Ladestrompreis deutlich für die verschiedenen Ladepunkttypen. Anhand der in Abschnitt 4.5.2 beschriebenen Nutzungsabschätzung der Ladepunkttypen wird ein gewichteter mittlerer Strompreis je BEV und Nutzungsprofil berechnet. Für eine BEV400-Sattelzugmaschine mit 120.000 km Jahresfahrleistung ergibt sich beispielsweise eine Verteilung von etwa 50 % Depotladen (DCS), 25 % öffentliches Übernachtladen (NCS) und 25 % öffentliches Megawattladen (MCS).

Die angenommenen Ladestrompreise für MCS gehen deutlich über vorherige Studien hinaus (vgl. ITF 2022). Ziel ist es, das Marktpotenzial von elektrischen Nutzfahrzeugen robust gegenüber verschiedenen Energiepreisniveaus abzubilden. Tatsächlich könnten insbesondere die Strompreise für Speditionen und andere Unternehmen deutlich günstiger ausfallen. So bietet die Eigenversorgung mit PV-Anlagen oder Windenergieanlagen (im Verbund mit weiteren Partnern) Potenziale, die Strompreise im Depot zu senken. Je günstiger Ladeoptionen im Depot sich entwickeln, umso stärker dürfte der Preisdruck auf öffentliche Ladestrombereitstellung ausfallen, um eine kostendeckende Mindestauslastung der Ladepunkte zu erzielen.

Exkurs: Bezugspfade für grünen Wasserstoff

Für die Versorgung eines Tankstellennetzes mit grünem⁴⁰ Wasserstoff sind theoretisch verschiedene Bezugspfade möglich. Für die Wirtschaftlichkeit sind die Erzeugungskosten des erneuerbaren Stroms, die Investitions- und Finanzierungskosten der Produktionsanlagen, die Auslastung der Elektrolyseanlagen und der Transportaufwand entscheidend, wie im Folgenden näher dargestellt wird. Die aufgeführten Kosten enthalten keine Margen für die Bereitstellung von Wasserstoff. Außerdem sind mögliche Förderungen wie beispielsweise über den *Inflation Reduction Act* in den USA und daraus entstehende Kostenreduktionen in der Wasserstoffproduktion nicht berücksichtigt.

- **On-site Produktion im Umfeld der Tankanlage:** Eine naheliegende Option ist es, die Elektrolyseanlage direkt mit der erneuerbaren Stromquelle im Umfeld der Tankstelle zu errichten. Das spart den Transport des Wasserstoffs. Die Studie *Wasserstoff und wasserstoffbasierte Energieträger bzw. Rohstoffe* (Öko-Institut 2020a) zeigt den Einfluss der Stromgestehungskosten und Volllaststunden der Elektrolyseure auf den Herstellungspreis von Wasserstoff: Im Idealfall günstiger Solar- und Windstandorte mit Stromgestehungskosten von 3 ct/kWh und 1.000 bis 2.000 Volllaststunden im Jahr können Bereitstellungskosten von Wasserstoff von 2,50-3,50 EUR/kg erreicht werden (ohne Netzanbindung). Darin enthalten sind bereits angenommene Kostendegressionen für die Anlagen bis 2030 („Kontinuität“ Szenario). Bietet der Tankstellenstandort weniger günstige Bedingungen für erneuerbaren Strom, fallen die Kosten höher aus. Eine möglichst hohe Auslastung der Elektrolyseure kann alternativ über einen Netzanschluss erzielt werden⁴¹. Aufgrund der Netzentgelte und des höheren Großhandelspreises für Strom steigen die Produktionskosten. Eine Studie des ICCT ermittelt in diesem Fall Bereitstellungskosten von Wasserstoff in Höhe von 6,41 EUR/kg inklusive der Komprimierung auf einen Druck von 700 bar (ICCT 2022a, ICCT 2022d). Zudem muss für den Netzbezug

⁴⁰ Als „grün“ wird Wasserstoff bezeichnet, der über Elektrolyseanlagen aus zusätzlichem erneuerbarem Strom und Frischwasser hergestellt wird.

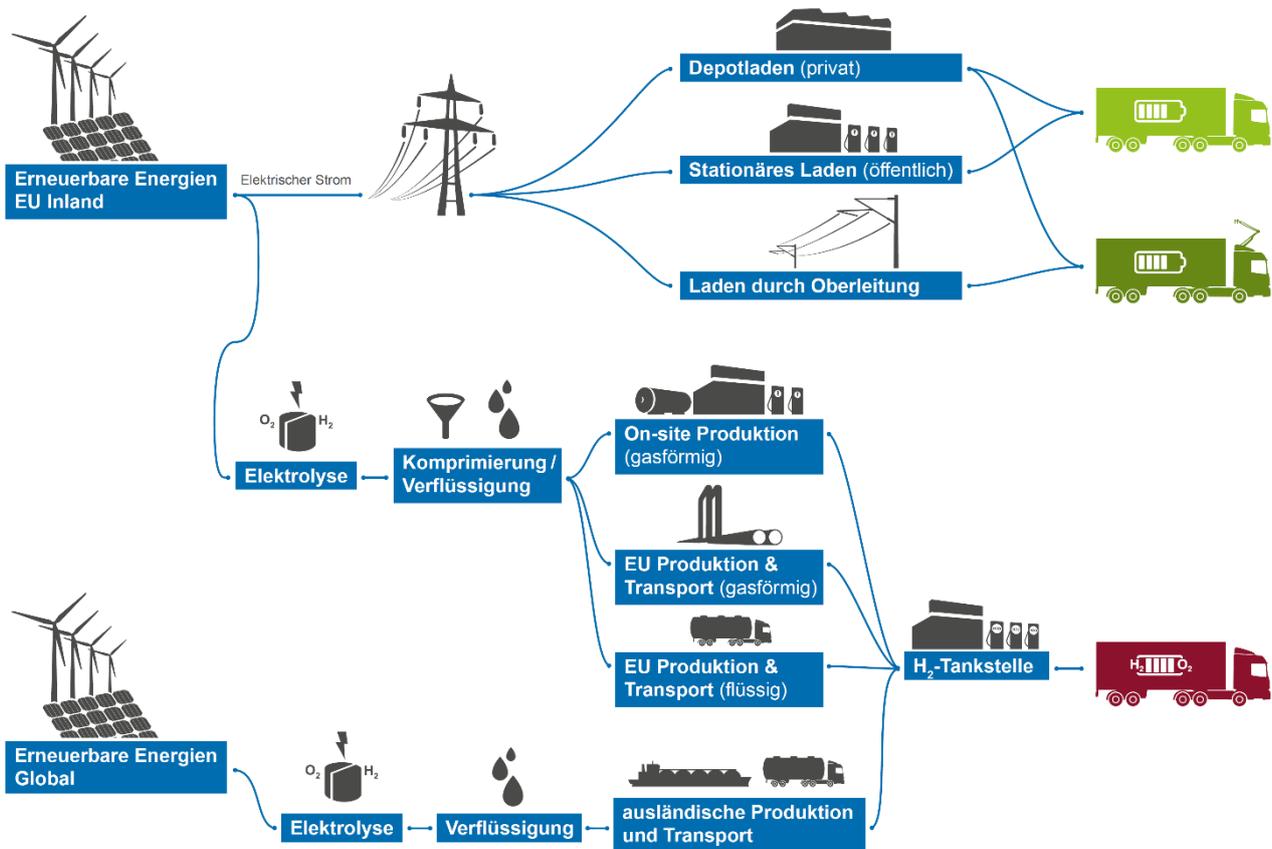
⁴¹ Zwei delegierte Rechtsakte und deren Umsetzung in der 37. BImSchV definieren die Rahmenbedingungen, unter denen Wasserstoff mit Strombezug aus dem Netz als grüner Wasserstoff gilt.

gewährleistet werden, dass zusätzliche Kapazitäten erneuerbarer Energien in das Stromsystem einspeisen.

- **Off-site Produktion an günstigen Standorten:** Die zentrale Produktion von Wasserstoff profitiert von Skaleneffekten größerer Anlagen und vor allem der Wahl eines günstigen Standorts für die Strom- und Wasserbereitstellung. Laut Öko-Institut 2020a kann an guten Standorten im Ausland mit Strombereitstellungskosten von 2-3 ct/kWh und bei Elektrolyseauslastungen von 3.000 bis 6.000 Stunden pro Jahr Wasserstoff für 2 bis 3 EUR/kg hergestellt werden (im Jahr 2030 im „Kontinuität“-Szenario). Die Studie weist darauf hin, dass an internationalen Standorten ggf. höhere Finanzierungskosten die besseren Standortbedingungen zum Teil ausgleichen könnten. In jedem Fall fällt für die zentrale Produktion eine Verteilung an die Tankstellen und sehr wahrscheinlich ein Transport über längere Distanzen nach Deutschland bzw. Mitteleuropa an.
- **Transport per Pipeline oder Schiff:** Für Transporte über längere Distanzen kommen Pipelines und/oder Schiffstransporte in Frage. Die günstigste Transportoption stellt die Nutzung vorhandener, umgerüsteter Erdgas-Pipelines dar (Öko-Institut 2021). Allerdings weisen die Autor*innen darauf hin, dass mit Blick auf das Jahr 2030 nur 3 % der Erzeugungspotenziale mit H₂-Bereitstellungskosten bis 3,50 EUR/kg innerhalb des EU-Erdgasnetzes liegen. Die Kosten für den Transport von gasförmigem Wasserstoff in neuen Pipelines gibt die Studie mit etwa 0,35 EUR/kg je 500 km Transportdistanz an. Der Transport per Schiff macht aufgrund der geringen Dichte von Wasserstoff eine Verflüssigung wahrscheinlich, die etwa ein Drittel des Energieinhalts bedarf (Öko-Institut 2020a). Alternativ kann Wasserstoff über bei Umgebungsbedingungen flüssige Folgeprodukte (z.B. Ammoniak oder Methanol) oder in anderen Trägermedien gebunden (LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carriers) transportiert werden. Inklusive der Umwandlung, Rückumwandlung und Speicherung liegen die Kosten für den Seetransport bis 3.000 km bei 1,75-2,25 EUR/kg (Öko-Institut 2021). Die geringeren Produktionskosten an günstigen Standorten werden also durch die anfallenden Transportkosten aufgehoben.
- **Transport per Lkw:** Die Verteilung über regionale Distanzen zu den Tankstellen erfolgt derzeit zumeist straßengebunden über Gas-Trailer. Gas-Container-Trailer fassen mittlerweile ca. eine Tonne, mit Flüssig-H₂-Trailern können etwa vier Tonnen Wasserstoff transportiert werden (CAM 2020). Im Vergleich fasst ein Diesel-Trailer rund 20 Tonnen Diesel.

Der Überblick zeigt, dass mit Blick auf die zu erwartenden Kosten von grünem Wasserstoff noch einige Unsicherheiten existieren. Die Annahme von Bereitstellungskosten in Höhe von 4,20 EUR/kg im Jahr 2030, wie sie in dieser Studie verwendet wird, ist vor dem skizzierten Hintergrund möglich, allerdings auch als eher optimistisch einzustufen. Werden die Betankungskosten in die Bilanz einbezogen, sind Wasserstoffpreise am Zapfhahn von unter 4 EUR/kg im Zeitraum bis 2030 ohne Förderung kaum darstellbar. Entsprechend gering ist der Spielraum für mögliche Steuereinnahmen aus der Nutzung von Wasserstoff, wie sie für fossile Kraftstoffe und Strom bereits etabliert sind.

Abbildung 4-8: Schematische Darstellung der Bezugspfade und Vorketten von Ladestrom und Tankstellen-Wasserstoff.



Quelle: Eigene Darstellung

4.8 Bedarf an Energie-Infrastrukturen

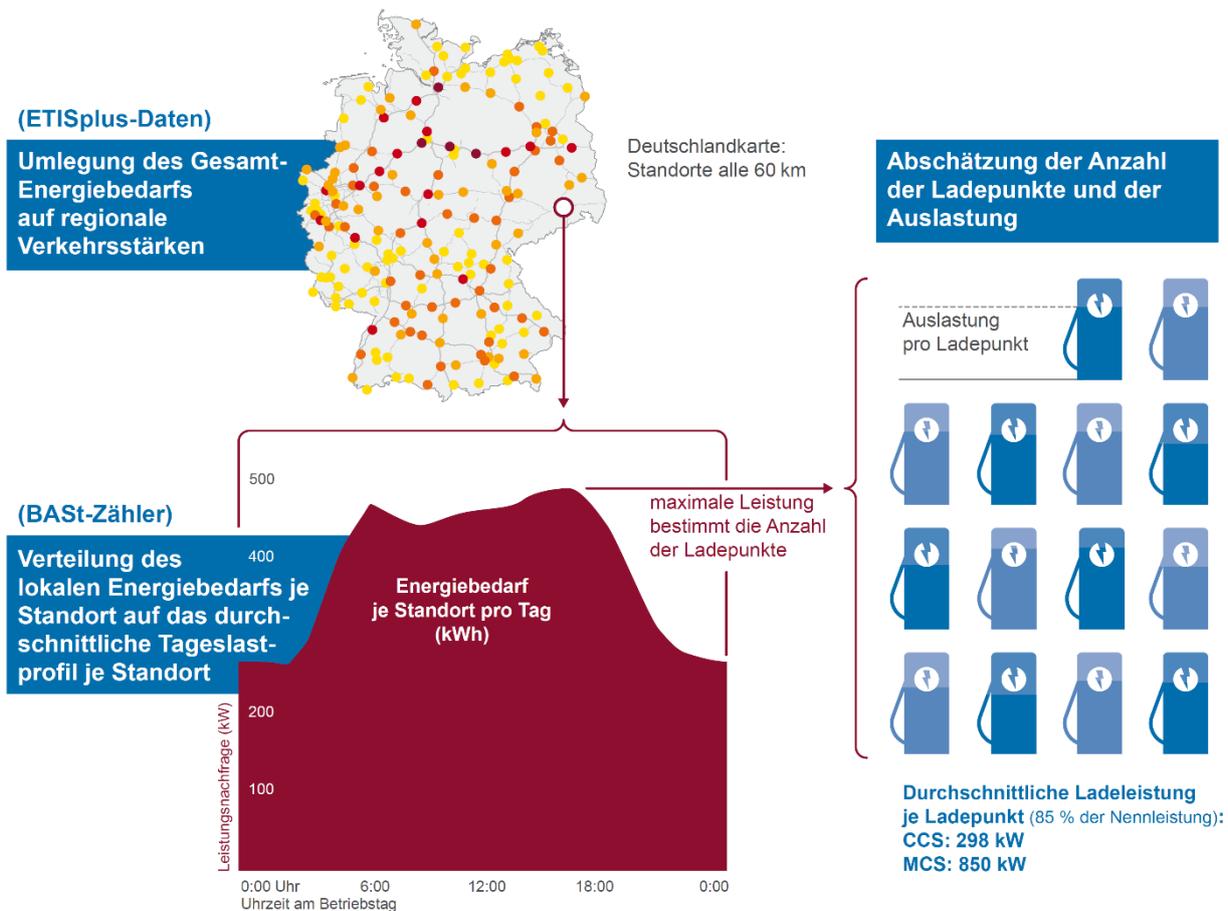
Für die Planung und den Aufbau von Ladeinfrastrukturen für schwere Nutzfahrzeuge ist eine möglichst belastbare und detaillierte Bedarfsabschätzung entscheidend. Wie in Abschnitt 4.5.2 beschrieben, wurde auf Grundlage der Erhebung KiD2010 (BMVI 2010) die Nutzungsverteilung der Ladetypen für verschiedene Ladeinfrastrukturszenarien definiert. Auf dieser Basis können mithilfe der Markthochlauf-Modellierung Mengengerüste von öffentlicher und betrieblicher Ladeinfrastruktur bestimmt werden.

Mithilfe der Markthochlauf-Modellierung mit TEMPS wird der Strombedarf je Ladeoption auf nationaler Ebene berechnet. Um den Bedarf an Ladeinfrastruktur zu bestimmen, muss dieser Gesamtstrombedarf regional verteilt und die Auslastung an den jeweiligen Ladepunkten ermittelt werden. Dies erfolgt über drei Schritte, die im Folgenden dargestellt werden.

Für die regionale Verteilung des Gesamtstrombedarfs wird der *Synthetic European road freight transport flow* Datensatz, der 2021 von Fraunhofer ISI aufbereitet wurde (Speth et al. 2022), verwendet. Dieser umfasst Transportmengen und Verkehrsstärken auf dem europäischen Autobahnnetz (E-road network) und stellt eine Aktualisierung und Erweiterung des 2010 von

Eurostat erhobenen Datensatzes ETISplus⁴² dar. In einem ersten Schritt wird mithilfe des Datensatzes jedem Streckenabschnitt des Bundesautobahnnetzes eine Verkehrsstärke zugeordnet. Anschließend wird der ETISplus-Datensatz mit den Tagesprofilen der Zählstellen der Bundesanstalt für Straßenwesen (BaSt) verschnitten⁴³. Hierfür werden die Verkehrsstärken im ETISplus sowie im BaSt-Datensatz in fünf Kategorien eingeteilt. Je Kategorie wird über den BaSt-Datensatz ein mittleres Tagesprofil gebildet. So kann jedem Streckenabschnitt eine Verkehrsstärke und ein Tagesprofil zugeordnet werden.

Abbildung 4-9: Vorgehen zur Abschätzung der Bedarfe an Ladepunkten entlang der Hauptverkehrsachsen



Quelle: Eigene Darstellung

In Anlehnung an die AFIR (vgl. Abschnitt 3.3) wird im zweiten Schritt angenommen, dass die Standorte der Ladestandorte in einem Abstand von 60 km entlang des Autobahnnetzes liegen. Die Platzierung der Standorte erfolgt mithilfe eines Netzwerk-Algorithmus. Über die Streckenabschnitte kann jedem Ladestandort eine Verkehrsstärke sowie ein Tagesprofil zugeordnet werden. Anschließend wird der Endenergiebedarf aus der Modellierung anhand der regionalen Verkehrsstärken umgelegt. Dabei wird bereits in der Modellierung zwischen den verschiedenen Ladepunkt-Typen unterschieden.

⁴² Eurostat, Transport database, 2020. <https://ec.europa.eu/eurostat/web/transport/data/database> (accessed 13. April 2021).

⁴³ https://www.bast.de/DE/Home/home_node.html

Über eine Umlegung des täglichen Energiebedarfs auf die Tagesprofile wird in einem dritten Schritt je Standort die Auslastung der Ladeoptionen und die Anzahl der benötigten Ladepunkte ermittelt (siehe Abbildung 4-9). Für die Schnellladeoptionen MCS und CCS wird der Gesamtenergiebedarf zum Zeitpunkt des Tagespeaks bestimmt. Über die jeweilige Ladeleistung kann so die Anzahl an benötigter Ladeinfrastruktur je Standort abgeschätzt werden. Die Verteilung der täglichen Energienachfrage auf die Anzahl der Ladepunkte ergibt die Auslastung. Die berechnete Auslastung bietet somit einen Indikator dafür, wie nah der Tagesdurchschnitt an der Lastspitze des Tagesprofils liegt.

5 Ergebnisse der Markthochlaufmodellierung

Dieses Kapitel stellt die Ergebnisse der Markthochlaufmodellierung vor. Bei allen drei untersuchten Technologiepfaden „BEV“, „BEV+FCEV“ und „BEV+O-BEV“ werden in Szenarien zentrale Randbedingungen variiert, um ihren Einfluss auf den Markthochlauf aufzuzeigen. Die Ausgestaltung der Szenarien wird eingangs für jeden Technologiepfad beschrieben. Anschließend werden die modellierten Gesamtnutzungskosten, Markthochläufe und Fahrleistungsanteile der elektrischen Antriebsoptionen diskutiert.

5.1 Technologiepfad BEV

5.1.1 Szenarien

Für den rein batterieelektrischen Technologiepfad betrachten wir vier Szenarien (Tabelle 5-1), in denen folgende Randbedingungen variiert werden:

- Die **Verfügbarkeit einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur** entscheidet wesentlich über die Einsatzmöglichkeiten von Batterie-Lkw. Mit einem voll ausgebautem Ladenetz können Batterie-Lkw in den Szenarien die gleichen Einsatzprofile bedienen wie derzeit Diesel-Lkw. Ein Nachladen der Batterie innerhalb der gesetzlich vorgeschriebenen Lenkpausen ist flächendeckend möglich. Wir unterscheiden drei Zeithorizonte, zu denen die Einsatzmöglichkeiten für Batterie-Lkw vollständig gegeben sind: 2030, 2035 und 2040. Vor diesen Zeithorizonten können Batterie-Lkw nur in Einsatzprofilen angeschafft werden, die mit der zum Zeitpunkt der Fahrzeugbeschaffung verfügbaren Ladeinfrastruktur realisierbar sind.
- Der **Ladestrompreis** ist in allen rein batterieelektrischen Szenarien auf „high“ gesetzt, d.h. öffentliches Hochleistungsladen wird mit Preisen bis zu 42 ct/kWh angenommen (im Jahr 2030). Der hohe Preis resultiert aus einer Infrastrukturabgabe, die den Aufbau der Ladestationen bei gegebenen Unsicherheiten bezüglich der anfänglich zeitlichen und regionalen stark unterschiedlichen Auslastung der Infrastruktur finanziert.
- Für die **Ausgestaltung der Lkw-Maut** unterscheiden wir zwei Ambitionsniveaus für die nationale Umsetzung der im Jahr 2022 novellierten Eurovignette-Richtlinie (vgl. Abschnitt 3.2): (1) eine Ausschöpfung des Handlungsspielraums der Richtlinie, d.h. eine Ermäßigung der Infrastrukturabgabe für Nullemissionsantriebe in Höhe von 75 % sowie die Einführung einer zusätzlichen CO₂-Komponente zur Berücksichtigung externer Kosten in Höhe von 200 €/t CO₂ oder (2) eine weniger ambitionierte Ausgestaltung mit einer Ermäßigung für Nullemissions-Fahrzeuge in Höhe von 50 % sowie eine zusätzliche CO₂-Komponente in Höhe von 100 €/t CO₂. In beiden Varianten erhöht sich die in der Maut enthaltene Infrastrukturabgabe⁴⁴ für CO₂-emittierende Antriebe zum Ausgleich der Ermäßigungen, um eine Unterdeckung der Einnahmen aus der Infrastrukturabgabe zu vermeiden. Diese Anpassung wird in der Modellierung jährlich vorgenommen, während sich in der praktischen Umsetzung eine Anpassung im Takt der Wegekostengutachten in fünf Jahresintervallen anbietet. Zudem wird eine Doppelpreisung mit dem BEHG vermieden, indem nur der zusätzliche CO₂-Preis über die Lkw-Maut erhoben wird.

⁴⁴ Die Maut beinhaltet eine „Infrastrukturabgabe“ zur Deckung der Kosten der Verkehrsinfrastrukturen. Die in dieser Studie im Energiepreis enthaltene „Infrastrukturabgabe“ dient der Finanzierung der Energieversorgungsinfrastrukturen für elektrische schwere Nutzfahrzeuge (Ladepunkte, Wasserstoff-Tankstellen oder Oberleitungssysteme).

- **Kaufprämien** werden in allen Szenarien für BEV in Höhe von 80 % der Investitionsmehrkosten für alle Fahrzeugkäufe gewährt und laufen im Jahr 2024 aus (Stand: November 2022).

Tabelle 5-1: Ausgestaltung der Szenarien im Technologiepfad „BEV“

| Szenarien und Maßnahmen | „recharge2030“ | „recharge2035“ | „recharge2040“ | „rech2035-lowerToll“ |
|---------------------------------|--|--|--|--|
| Aufbau Ladeinfrastruktur | Ab 2030 vollständig bedarfsgerechte Verfügbarkeit | Ab 2035 vollständig bedarfsgerechte Verfügbarkeit | Ab 2040 vollständig bedarfsgerechte Verfügbarkeit | Ab 2035 vollständig bedarfsgerechte Verfügbarkeit |
| Ladestrompreis | „high“: marktgetriebene Preise an öffentl. LP | „high“: marktgetriebene Preise an öffentl. LP | „high“: marktgetriebene Preise an öffentl. LP | „high“: marktgetriebene Preise an öffentl. LP |
| Lkw-Maut ab 3,5 t | „Toll“: ab 2024: 75 % ZEV-Rabatt und 200 €/t CO ₂ -Komponente, ab 2031: 50 % ZEV-Rabatt | „Toll“: ab 2024: 75 % ZEV-Rabatt und 200 €/t CO ₂ -Komponente, ab 2031: 50 % ZEV-Rabatt | „Toll“: ab 2024: 75 % ZEV-Rabatt und 200 €/t CO ₂ -Komponente, ab 2031: 50 % ZEV-Rabatt | „Lower toll“: ab 2024: 50 % ZEV-Rabatt und 100 €/t CO ₂ -Komponente |
| Kaufprämien | 80 % der Investitions-Mehrkosten bis 2024 | 80 % der Investitions-Mehrkosten bis 2024 | 80 % der Investitions-Mehrkosten bis 2024 | 80 % der Investitions-Mehrkosten bis 2024 |

Quelle: Eigene Annahmen

5.1.2 Gesamtnutzungskosten (TCO)

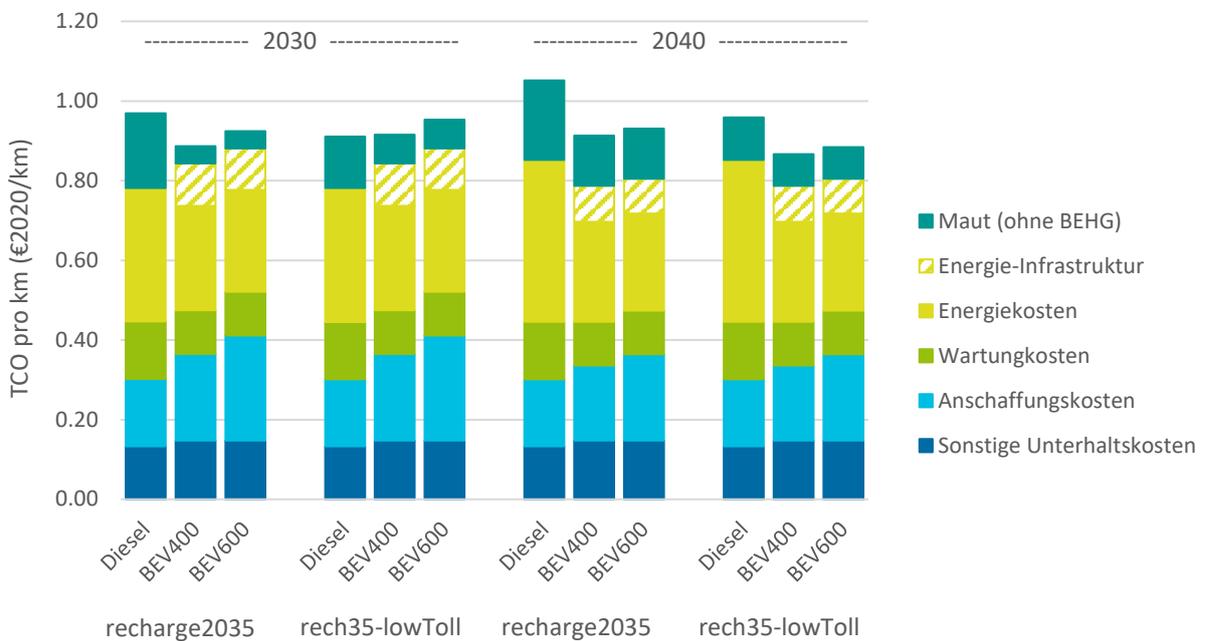
Die Gesamtnutzungskosten entscheiden in der Markthochlaufmodellierung über die Kaufentscheidung und damit über den Antriebsmix in den Neuzulassungen. Eine Befragung unter Transportunternehmen im Frühjahr 2021 legt nahe, dass die TCO auch in der Praxis neben der erwogenen Zuverlässigkeit der Fahrzeuge das wichtigste Kriterium für die Neuanschaffung darstellt (Öko-Institut; Hochschule Heilbronn 2022).

Abbildung 5-1 zeigt die durchschnittlichen Gesamtnutzungskosten (inklusive Diskontierung) eines Sattelzuges über eine Haltedauer von 5 Jahren am Beispiel der Szenarien „recharge2035“ und „rech2035-lowerToll“ für eine Jahresfahrleistung von 120.000 km. Im **Anschaffungsjahr 2030** ergeben sich zunächst für die einzelnen Kostenbestandteile die folgenden Zusammenhänge:

- **Anschaffungskosten:** Ein Batterie-Lkw mit 400 km Reichweite (BEV400) ist knapp 30 % teurer in der Anschaffung als ein vergleichbarer Diesel-Lkw. Eine höhere Reichweite von 600 km (BEV600) kostet einen Aufpreis von 55 %.
- **Sonstige Unterhaltskosten:** Hierzu zählen Versicherungskosten, Kosten der Unterbringung (Unterstellung/Garage) und Fuhrparkverwaltungskosten. In den Versicherungskosten ist ein erhöhter Kaskoanteil berücksichtigt, der sich aus dem höheren Anschaffungspreis von Batterie-Lkw ergibt.

- Wartungskosten:** Die Kosten für Reparaturen, Wartung und Pflege werden für Batterie-Lkw um rund ein Viertel geringer angenommen, da im Vergleich zu Diesel-Lkw u.a. weniger bis keine Kosten für Schmierstoffe und Harnstofflösung für die Abgasaufbereitung anfallen.
- Energiekosten:** Den höchsten Kostenanteil in der TCO nehmen die Energiekosten ein. Insbesondere für Einsatzprofile mit hohen Fahrleistungen ist das Zusammenspiel aus Energieverbrauch und Energiepreis entscheidend für die Wirtschaftlichkeit des Fahrzeugeinsatzes. Der Batterie-Lkw hat einen Effizienzvorteil: Der Endenergieverbrauch liegt ca. 50 % unter dem eines Diesel-Lkw. In den betrachteten Szenarien steht dem ein hoher Ladestrompreis und vergleichsweise günstige Diesel-Preise (mit geringer Anrechnung externer Kosten) gegenüber. Es ergibt sich ein Aufpreis für BEV400 von 10 % und für BEV600 - durch einen höheren Anteil an Depotladen - von 7 %. Ohne eine Berücksichtigung der Infrastrukturabgabe für den Aufbau und Betrieb von Ladeinfrastruktur erzielen BEV bereits im Jahr 2030 Vorteile in den Gesamtnutzungskosten.
- Maut:** Im Szenario „recharge2035“ wird der Ambitionsspielraum der Eurovignette-Richtlinie voll ausgeschöpft. Die CO₂-Differenzierung der Infrastrukturabgabe sowie die zusätzliche CO₂-Komponente ergeben einen Gesamtkostenvorteil von BEV400 und BEV600 gegenüber Diesel-Lkw. Für eine schwächere CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut im Szenario „rech2035-lowToll“ wird im Jahr 2030 in dem dargestellten Nutzungsprofil kein Vorteil bei den Gesamtkosten von Batterie-Lkw erzielt.

Abbildung 5-1: Gesamtnutzungskosten (TCO) in den BEV-Szenarien „recharge2035“ und „rech2035-lowerToll“ für die Anschaffungsjahre 2030 und 2040



Nutzungsprofil: Sattelzug, 5 Jahre Haltedauer, 120.000 km Jahresfahrleistung

Quelle: Eigene Berechnungen

Im **Anschaffungsjahr 2040** ergeben sich folgende Änderungen in den Kostenbestandteilen:

- **Anschaffungskosten:** Höhere Verkaufszahlen von Batterie-Lkw haben Kostendegressionen bewirkt, die sich in geringeren Aufpreisen in der Neuanschaffung niederschlagen: Rund 10 % für BEV400 und knapp 30 % für BEV600 gegenüber der Diesel-Referenz.
- **Energiekosten:** Über einen CO₂-Preis von 200 €/t CO₂ werden die externen Kosten der CO₂-Emissionen bereits im Diesel-Preis berücksichtigt. Gleichzeitig hat eine höhere Nachfrage an öffentlichem Ladestrom den Preis an öffentlichen Ladepunkten gesenkt. Im Ergebnis ergeben sich Einsparungen bei den Energiekosten für BEV in Höhe von 15 % bis 20 % pro Kilometer.
- **Maut:** Die CO₂-Komponente wird in den Szenarien in voller Höhe über den Diesel-Kraftstoff erhoben und ist daher in den Energiekosten enthalten. Im Jahr 2040 liegt die Ermäßigung für Nullemissionsantriebe in beiden Szenarien bei 50 %. Die Unterschiede zwischen den Szenarien mit ambitionierter und weniger ambitionierter Umsetzung der Maut ergeben sich vor allem aus den resultierenden Beständen elektrischer Fahrzeuge. Je weniger Diesel-Lkw im Bestand Mautgebühren (ohne Ermäßigungen) abtreten, desto höher muss die Infrastrukturabgabe je Kilometer werden, um die Mauteinnahmen für die Infrastruktur in Summe beizubehalten. Entsprechend steigen auch die ermäßigten Mautgebühren für Nullemissionsantriebe.

Insgesamt sind BEV in den betrachteten Anschaffungsjahren hinsichtlich der Gesamtnutzungskosten in dem betrachteten Nutzungsprofil günstiger als vergleichbare Diesel-Lkw. Die Projektionen von u.a. Technologiekosten und Energiepreisen sind mit vergleichsweise hohen Unsicherheiten behaftet. Insbesondere in der frühen Marktphase sichert eine ambitionierte Umsetzung der Lkw-Maut in Deutschland einen robusten Kostenvorteil für Batterie-Lkw.

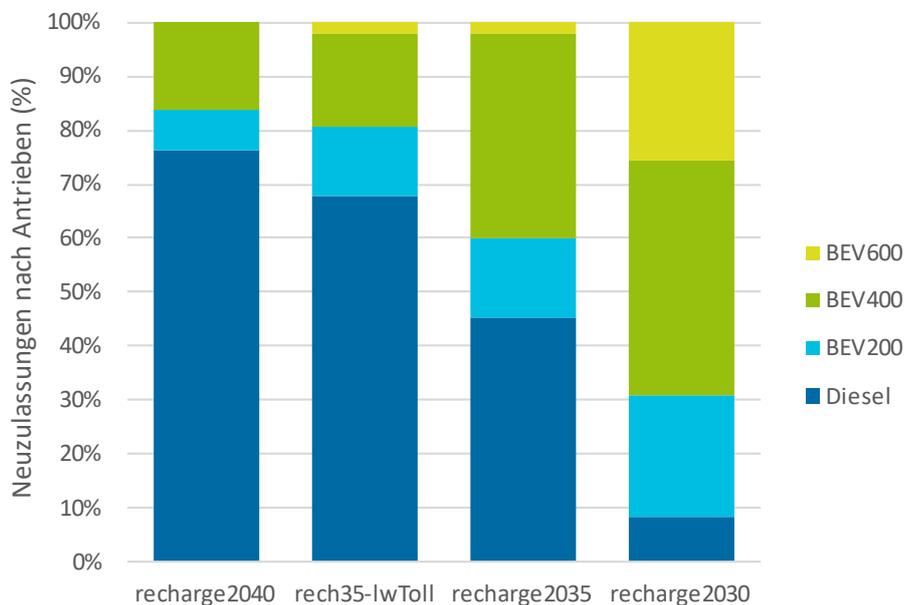
5.1.3 Neuzulassungen

Die Gesamtnutzungskosten in den Einsatzprofilen bestimmen den Antriebs-Mix in den Neuzulassungen. Im Jahr 2030 ergeben sich in den betrachteten Szenarien signifikant unterschiedliche Neuzulassungsanteile von batterieelektrischen Last- und Sattelzügen (Abbildung 5-2):

- **„recharge2030“:** Erfolgt der Aufbau der Ladeinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge in einer Rate und Ausbreitung, die bereits im Jahr 2030 einen uneingeschränkten technischen Einsatz von Batterie-Lkw ermöglicht, erreichen BEV in der Markthochlaufmodellierung einen Anteil von 92 % in den Neuzulassungen.
- **„recharge2035“:** Steht im Jahr 2035 eine flächendeckende und bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur zur Verfügung, erschließen BEV einen Marktanteil von 55 % in den Neuzulassungen.
- **„rech2035-lowerToll“:** Im Vergleich zum Szenario mit ambitionierter CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut („recharge2035“) zeigt sich die ökonomische Wirkung dieses Instruments auf den Marktanteil elektrischer Antriebe. Der Anteil von BEV in den Neuzulassungen liegt bei nur 32 %.
- **„recharge2040“:** Steht erst im Jahr 2040 ausreichend Ladeinfrastruktur für einen restriktionsfreien Einsatz von Batterie-Lkw zur Verfügung und fehlen alternative elektrische Antriebsoptionen (FCEV oder O-BEV), werden lediglich 24 % Diesel-Lkw in den Neuzulassungen durch BEV ersetzt.

Der Aufbau von Ladeinfrastruktur sowie das Ambitionsniveau einer CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut haben einen erheblichen Einfluss auf den Hochlauf batterieelektrischer Last- und Sattelzüge. Im Vergleich mit den von der EU-Kommission neu vorgeschlagenen Zielen der CO₂-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge, die im Jahr 2030 eine Minderung um 45 % gegenüber den Referenzjahren vorsehen (vgl. Abschnitt 3.1), fällt auf, dass die modellierten Neuzulassungsanteile der Nullemissionsfahrzeuge in den Szenarien „recharge2035“ und „recharge2030“ höher liegen. Allein über die CO₂-Flottenzielwerte ist nicht sichergestellt, dass für die modellierten Marktpotenziale batterieelektrischer schwerer Nutzfahrzeuge ein ausreichendes Fahrzeugangebot zur Verfügung gestellt wird.

Abbildung 5-2: Neuzulassungen von Last- und Sattelzügen im Jahr 2030 in den BEV-Szenarien (Variation der Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur und des Ambitionsniveaus der CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut)



Quelle: Eigene Berechnungen

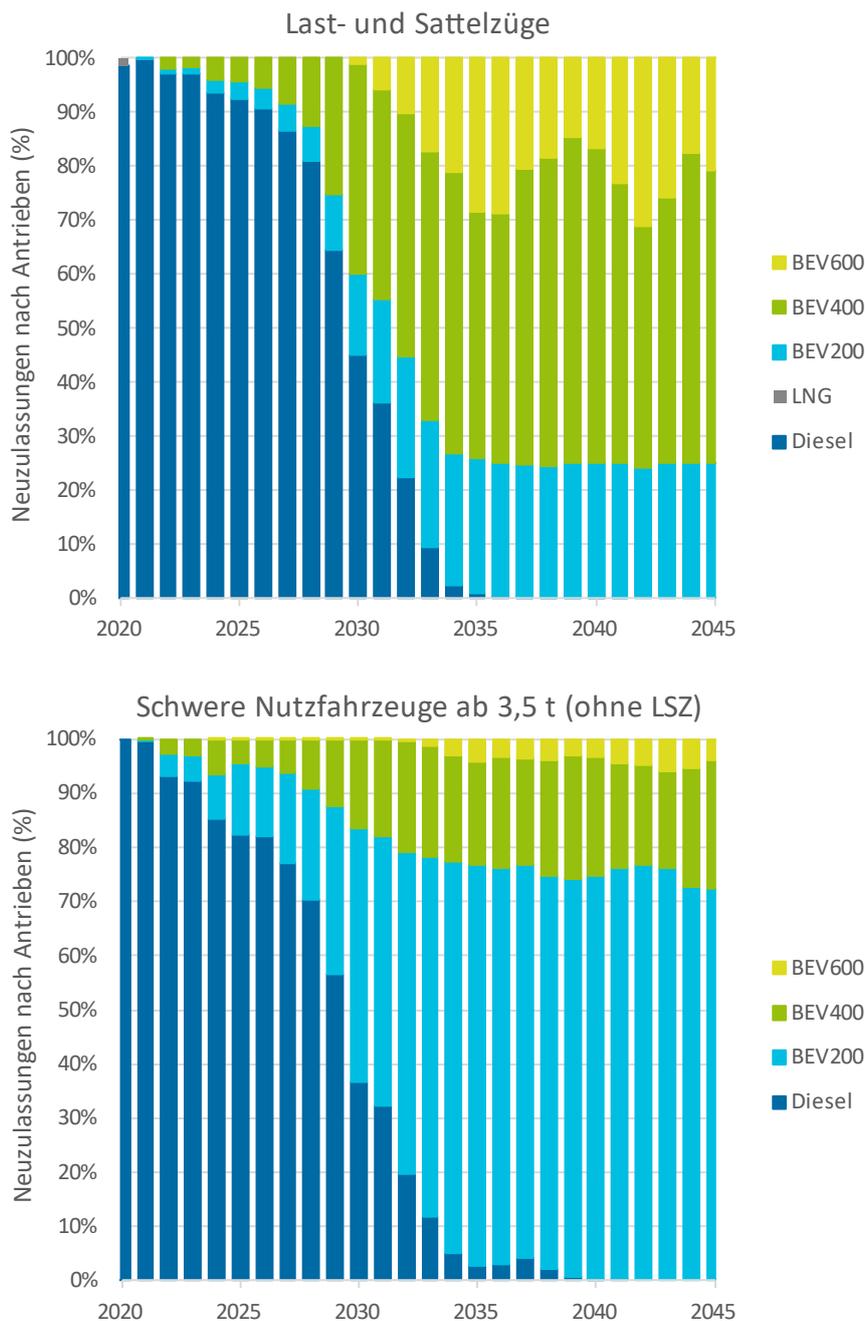
Die zeitliche Entwicklung der Neuzulassungsanteile zeigt Abbildung 5-3 für das Szenario „recharge2035“. Es zeigen sich strukturelle Unterschiede für die Größenklassen:

- Last- und Sattelzüge (LSZ):** Im Jahr 2035 erreicht der Hochlauf von BEV einen Neuzulassungsanteil von 100 %. Es werden überwiegend BEV400 mit einer Reichweite von 400 km neu zugelassen. Für BEV600 schwankt der Marktanteil in Abhängigkeit des Ladestrompreises an öffentlicher Hochleistungs-Ladeinfrastruktur und der Entwicklung der Batteriekosten. Von 2030 bis 2035 ergeben sich Kostenvorteile durch günstigere Lademöglichkeiten im Depot. Werden Ladestrompreise in einem ausgebauten und ausgelasteten Ladenetz günstiger, werden vermehrt BEV400 mit geringerem Anschaffungspreis favorisiert. Der Preisunterschied in der Anschaffung wird wiederum über die Zeit aufgrund sinkender Batteriekosten geringer. Liegen die Gesamtnutzungskosten sehr dicht beieinander (weniger als 1,5 % Abweichung), basiert die Antriebswahl zudem auf einer stochastischen Funktion (vgl. Abschnitt 4.1). Starke Schwankungen in dem zeitlichen Verlauf der Neuzulassungen deuten daher auch auf ähnliche TCO zwischen den Antrieben hin.

- **Schwere Nutzfahrzeuge (ohne LSZ):** Im Jahr 2035 werden nahezu ausschließlich BEV neu zugelassen. In diesen Größenklassen, die statistisch geringere Reichweitenanforderungen aufweisen, werden zu 75 % BEV200 mit einer Reichweite von 200 km neu zugelassen.

In der Markthochlaufmodellierung werden BEV mit Reichweiten bis 400 km bevorzugt angeschafft. Größere Batteriespeicher sind teurer in der Anschaffung, bieten allerdings höhere Potenziale für günstige Ladeoptionen im Depot. In der Gesamtkostenrechnung ergeben sich daraus Kostenvorteile für etwa 20-30 % der neu zugelassenen BEV.

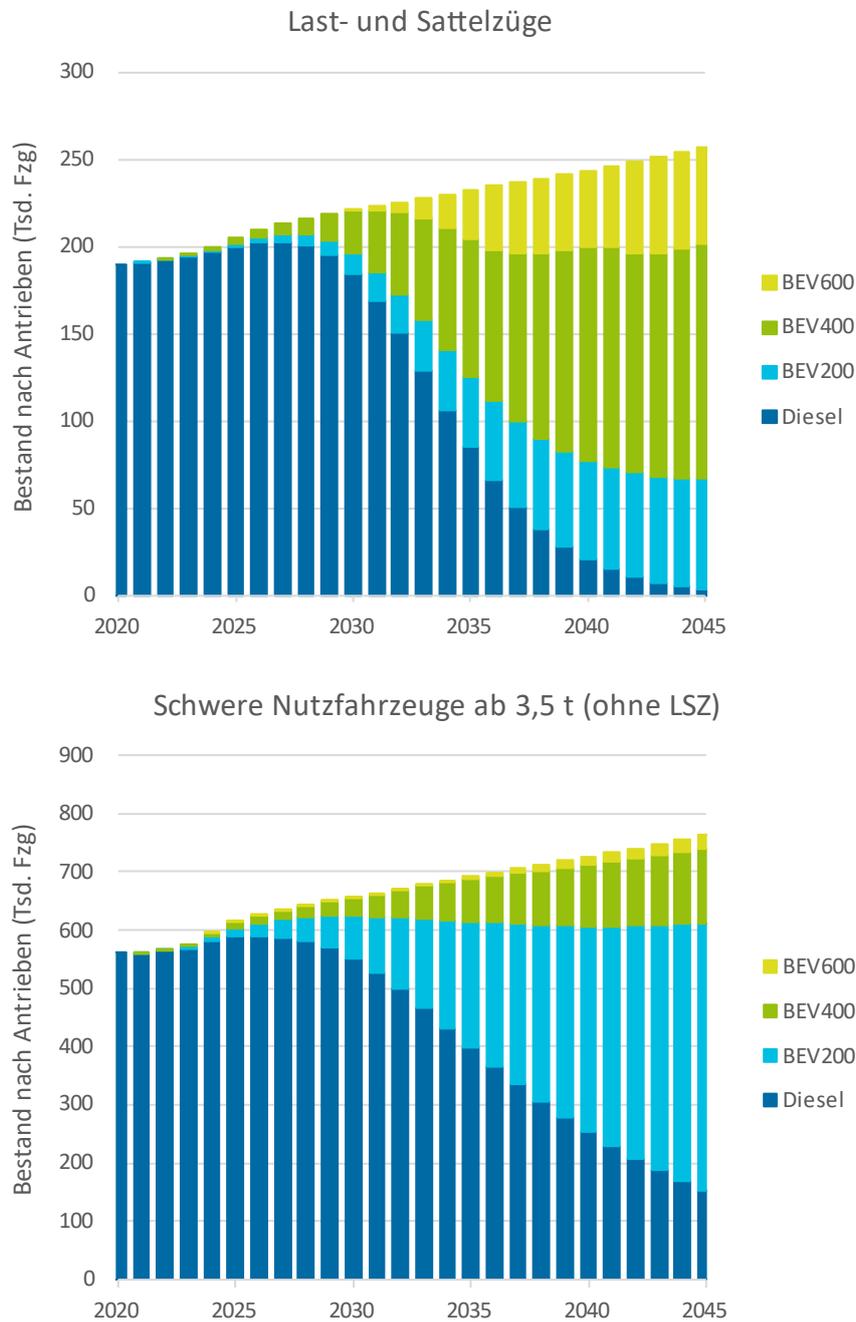
Abbildung 5-3: Neuzulassungen nach Antrieben im BEV-Szenario „recharge2035“



Quelle: Eigene Berechnungen

5.1.4 Bestand

Abbildung 5-4: Bestand nach Antrieben im BEV-Szenario „recharge2035“



Quelle: Eigene Berechnungen

Aus den Neuzulassungen nach Antrieben und den Überlebenskurven der Fahrzeuge ergibt sich die Antriebsverteilung im Bestand⁴⁵. In Abbildung 5-4 wird deutlich, dass der Bestand an schweren

⁴⁵ Wie in Abschnitt 4.1 beschrieben ist, wird der Bestand auf Basis der neu zugelassenen Fahrzeuge und angenommenen Überlebenskurven dieser Fahrzeuge modelliert. Die Anzahl der Fahrzeuge im Bestand kann daher von dem tatsächlichen Fahrzeugzahlen abweichen. Die Neuzulassungen werden auf die historischen Werte kalibriert.

Nutzfahrzeugen perspektivisch weiter steigt. Grund hierfür ist die Annahme einer steigenden Nachfrage an Transportleistung im Güterverkehr. Folge ist ein trotz Hochlauf elektrischer Lkw weiterhin steigender Bestand an Diesel-Lkw bis etwa zum Jahr 2027.

Für die Größenklassen ergeben sich folgende Unterschiede:

- **Last- und Sattelzüge (LSZ):** Die hohen Jahresfahrleistungen von Last- und Sattelzügen gehen statistisch mit geringeren Lebensdauern der Fahrzeuge einher. Bis 2045 wird der Bestand vollständig elektrifiziert.
- **Schwere Nutzfahrzeuge (ohne LSZ):** Obwohl ab 2035 fast ausschließlich BEV neu zugelassen werden, ergeben sich im Jahr 2045 Restbestände von Diesel-Lkw mit einem Anteil von 15 %. In der Modellierung wurden die Überlebenskurven der Fahrzeuge über die Jahre konstant gehalten. In der Realität wird in einem zunehmend elektrifizierten Straßenverkehr mit substanziellen wirtschaftlichen Nachteilen für die Nutzung von Diesel-Lkw voraussichtlich auch der Bestand in diesen Größenklassen schneller elektrifiziert werden als es historische Überlebenskurven für Diesel-Lkw nahelegen.

In Summe ergibt sich für BEV im Jahr 2030 ein Anteil von 16 % im Bestand, der bis zum Jahr 2035 auf 48 % steigt.

5.1.5 Elektrischer Fahranteil

Aus dem Bestand nach Antrieben und den Einsatzprofilen der Fahrzeuge berechnet sich der elektrische Fahranteil. Ziel der Bundesregierung ist laut *Klimaschutzprogramm 2030* ein Drittel der Fahrleistung im Straßengüterverkehr bis 2030 auf Basis von Strom oder strombasierten Kraftstoffen zu erbringen (vgl. Abschnitt 3.4). Aus dem Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 ergibt sich das weitere Ziel bis 2045 einen elektrischen Fahranteil von 100 % zu erreichen und damit eine emissionsfreie Nutzung der Fahrzeuge zu ermöglichen.

Ein Vergleich der elektrischen Fahranteile in den betrachteten Szenarien ist mit einem Fokus auf die Größenklasse der Last- und Sattelzüge in Abbildung 5-5 dargestellt:

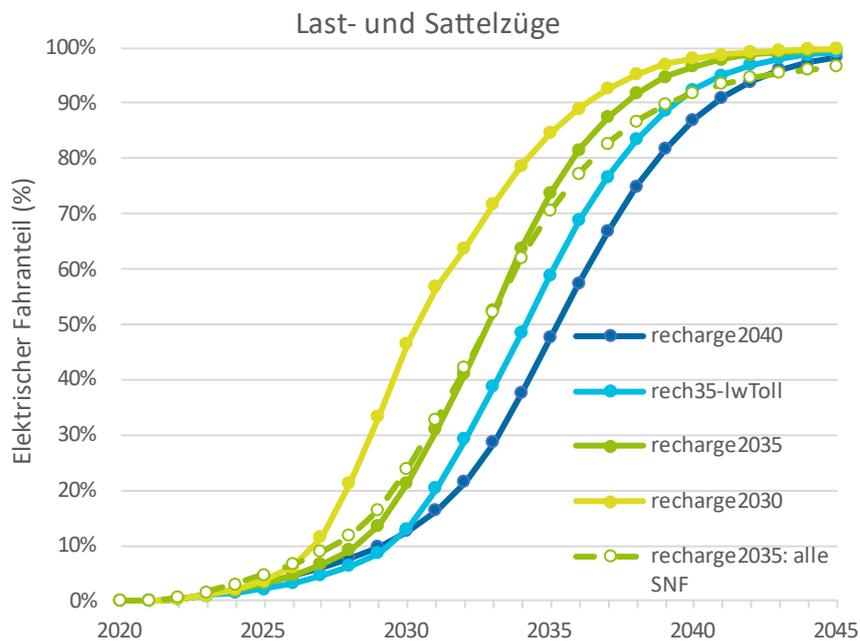
- **„recharge2030“:** Im Jahr 2030 wird ein elektrischer Fahranteil von 47 % erreicht. Die hohen Ladestrompreise an öffentlichen Hochleistungs-Ladepunkten wirken sich dämpfend auf den Hochlauf elektrischer Fahrleistung auf, was ab dem Jahr 2030 zu einem veränderten S-Kurvenverlauf führt.
- **„recharge2035“:** Mit einem elektrischen Fahranteil von 21 % im Jahr 2030 wird das Ein-Drittel-Ziel verfehlt, allerdings liegt der Anteil bereits im Folgejahr bei 31 %. Es zeigt sich, wie steil die Hochlaufkurven zur Erreichung der Klimaschutzziele ausfallen müssen. Der Hochlauf der elektrischen Fahrleistung wird in diesem Szenario im Wesentlichen durch die (unzureichende) Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur gebremst. Wird der gesamte Straßengüterverkehr einschließlich aller schweren Nutzfahrzeuge ab 3,5 t zul.-Gesamtgewicht in die Berechnung einbezogen, erreicht der elektrische Fahranteil im Jahr 2045 einen Anteil von 97 %. Die in dem vorherigen Abschnitt beschriebenen Restbestände an Diesel-Fahrzeugen tragen also nur in sehr geringem Maße zur Gesamtfahrleistung bei.
- **„rech2035-lowerToll“:** Im Jahr 2030 wird 13 % der Fahrleistung elektrisch erbracht. Im Vergleich zum Szenario „recharge2035“, das einen höheren Anreiz für batterieelektrische Fahrzeuge (BEV)

durch die Lkw-Maut bietet, wird in dem Zeitraum von 2030 bis 2035 jährlich bis zu 15 % weniger Fahrleistung emissionsfrei erbracht.

- **„recharge2040“:** Im Vergleich zu einem schnelleren Ausbau der Ladeinfrastruktur im Szenario „recharge2035“ wird jährlich bis zu 25 % weniger Fahrleistung elektrisch erbracht.

Die Klimaschutzziele der Bundesregierung für den Straßengüterverkehr werden in den Szenarien erreicht, wenn zwischen 2030 und 2035 eine flächendeckende und bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur zur Verfügung steht und der Handlungsspielraum für die CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut in der nationalen Umsetzung voll ausgeschöpft wird.

Abbildung 5-5: Elektrischer Fahranteil in den BEV-Szenarien



Quelle: Eigene Berechnungen

5.2 Technologiepfad: BEV+FCEV

5.2.1 Szenarien

Für den kombinierten Technologiepfad aus batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) und Fahrzeugen mit Wasserstoff-Brennstoffzelle (FCEV) betrachten wir vier Szenarien (Tabelle 5-2), in denen folgende Randbedingungen variiert werden:

- **Aufbau Ladeinfrastruktur:** Die Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur bestimmt in der Modellierung die erzielbaren Marktanteile von BEV. Aufgrund der hohen Reichweitenpotenziale von FCEV in der Größenordnung von 1.000 km bis zum Jahr 2030, nehmen wir keine vergleichbaren Einschränkungen im Einsatz von FCEV an, auch wenn die Flächenabdeckung von Wasserstoff-Tankstellen als geringer angenommen wird. Wir variieren zwei Ausbau-Szenarien von Ladeinfrastruktur: eine vollständig bedarfsgerechte Verfügbarkeit bis 2035 und bis 2040.

- **Ladestrompreis / Wasserstoffpreis:** Die Wechselwirkung der Energiepreise bestimmt wesentlich die Gesamtnutzungskosten von FCEV im Vergleich zu BEV. Der Schwerpunkt der Szenarien für den Technologie-Mix „BEV+FCEV“ liegt daher in verschiedenen Kombinationen aus höheren marktgetriebenen Energiepreisen („high“) und geringeren an Kostenanalysen orientierten Energiepreisen („low“) für Ladestrom und Wasserstoff.
- **Lkw-Maut:** BEV und FCEV profitieren gleichermaßen von einer CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut. Entsprechend werden keine Variationen modelliert, sondern in allen Szenarien eine ambitionierte Umsetzung der Lkw-Maut angenommen.
- **Kaufprämien** werden in allen Szenarien für BEV und FCEV in Höhe von 80 % der Investitionsmehrkosten für alle Fahrzeugkäufe gewährt und laufen im Jahr 2024 aus (Stand: November 2022).

Tabelle 5-2: Ausgestaltung der Szenarien im Technologiepfad „BEV+FCEV“

| Szenarien und Maßnahmen | „recharge2040“ | „recharge2035“ | „rech2035-lowH2“ | „rech2035-lowH2&Ch“ |
|------------------------------------|--|--|--|--|
| Aufbau Ladeinfrastruktur | Ab 2040 vollständig bedarfsgerechte Verfügbarkeit | Ab 2035 vollständig bedarfsgerechte Verfügbarkeit | Ab 2035 vollständig bedarfsgerechte Verfügbarkeit | Ab 2035 vollständig bedarfsgerechte Verfügbarkeit |
| Ladestrompreis | „high“: marktgetriebene Preise an öffentl. LP | „high“: marktgetriebene Preise an öffentl. LP | „high“: marktgetriebene Preise an öffentl. LP | „low“: kostengetriebene Preise an öffentl. LP |
| Wasserstoffpreis Tankstelle | „high“: marktgetriebene Preise | „high“: marktgetriebene Preise | „low“: kostengetriebene Preise | „low“: kostengetriebene Preise |
| Lkw-Maut | „Toll“: ab 2024: 75 % ZEV-Rabatt und 200 €/t CO ₂ -Komponente, ab 2031: 50 % ZEV-Rabatt | „Toll“: ab 2024: 75 % ZEV-Rabatt und 200 €/t CO ₂ -Komponente, ab 2031: 50 % ZEV-Rabatt | „Toll“: ab 2024: 75 % ZEV-Rabatt und 200 €/t CO ₂ -Komponente, ab 2031: 50 % ZEV-Rabatt | „Toll“: ab 2024: 75 % ZEV-Rabatt und 200 €/t CO ₂ -Komponente, ab 2031: 50 % ZEV-Rabatt |
| Kaufprämien | 80 % der Investitions-Mehrkosten bis 2024 |

Quelle: Eigene Annahmen

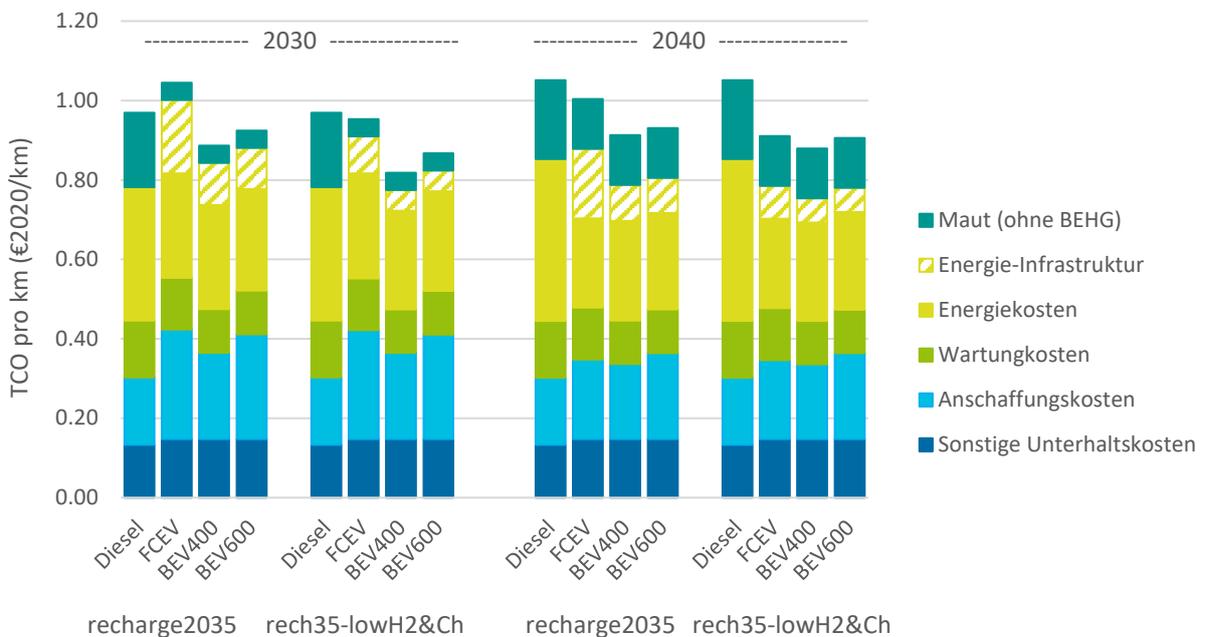
5.2.2 Gesamtnutzungskosten (TCO)

Unterschiede in den Gesamtnutzungskosten ergeben sich in den betrachteten Szenarien durch die Variation der Energiepreise. In Abbildung 5-6 werden die Gesamtnutzungskosten für die Energiepreisszenarien „high“ („recharge2035“) und „low“ („rech2035-lowH2&Ch“) beispielhaft für einen Sattelzug mit 5 Jahren Haltedauer und einer Jahresfahrleistung von 120.000 km verglichen.

Für das **Anschaffungsjahr 2030** ergeben sich die folgenden Zusammenhänge:

- Anschaffungskosten:** Für FCEV liegen die Anschaffungskosten auf ähnlichem Niveau wie für BEV600 bei einem Aufpreis von 65 % gegenüber einem vergleichbaren Diesel-Fahrzeug. Einsparungen beim Batteriespeicher werden durch die Kosten der Brennstoffzelle und des Wasserstoffspeichers kompensiert.
- Sonstige Unterhaltskosten:** Für die drei elektrischen Antriebe BEV400, BEV600 und FCEV entsteht ein geringfügiger Aufpreis durch einen höheren Kaskoanteil in der Versicherung.
- Wartungskosten:** Für FCEV werden für die Wartung der Brennstoffzelle geringfügig höhere Reparatur- und Wartungskosten angenommen als für BEV. Für die Gesamtkostenrechnung sind die Unterschiede vernachlässigbar gering.
- Energiekosten:** Der Effizienzvorteil von FCEV gegenüber Diesel-Lkw fällt mit einer Einsparung von 15 % Kilowattstunden pro Kilometer geringer aus als für BEV (50 %). Werden sowohl für Ladestrom als auch für Wasserstoff die Preisszenarien „high“ gewählt („recharge2035“), verursachen FCEV 21-24 % höhere Energiekosten als BEV400 und BEV600. Geringere Wasserstoff- und Ladestrompreise im Szenario „rech2035-lowH2&Ch“ reduzieren die Energiekosten für FCEV und BEV, wobei der Energiekostenvorteil von BEV in dem dargestellten Nutzungsprofil erhalten bleibt. Mit und ohne Berücksichtigung einer Infrastrukturabgabe zum Aufbau und Betrieb von Lade- und Wasserstoff-Tankstelleninfrastrukturen weisen FCEV im Jahr 2030 die höchsten Gesamtnutzungskosten aller Antriebsvarianten auf.
- Lkw-Maut:** Trotz Mautermäßigung erzielen FCEV nur im Falle günstiger Wasserstoffpreise Kostenvorteile im Vergleich zu Diesel-Lkw.

Abbildung 5-6: Gesamtnutzungskosten in den „BEV+FCEV“-Szenarien „recharge2035“ und „rech2035-lowH2&Ch“ für die Anschaffungsjahre 2030 und 2040



Nutzungsprofil: Sattelzug, 5 Jahre Haltedauer, 120.000 km Jahresfahrleistung

Quelle: Eigene Berechnungen

Für das **Anschaffungsjahr 2040** ergeben sich folgende wesentlich Änderungen:

- **Anschaffungskosten:** Die Mehrinvestitionen für elektrische Last- und Sattelzüge fallen im Jahr 2040 auf 20 % für FCEV, 12 % für BEV400 und 30 % für BEV600.
- **Energiekosten:** Die Energiekosten von FCEV sinken im Fall hoher Wasserstoffpreise knapp unter die Energiekosten für vergleichbare Diesel-Lkw. Im Falle günstiger Wasserstoff- und Ladestrompreise erreichen BEV und FCEV Kosteneinsparungen von rund 25 % gegenüber Diesel-Lkw und liegen in den Gesamtnutzungskosten auf vergleichbarem Niveau.

Der geringere Effizienzvorteil von FCEV gegenüber Diesel-Lkw erhöht im Vergleich zu BEV die Abhängigkeit der Gesamtnutzungskosten von den Energiepreisen. Im Jahr 2030 werden Wasserstoffpreise auf Niveau des Preisszenarios „low“ benötigt, um Kostenparität mit Diesel-Lkw zu erreichen.

Die Projektionen der Energiepreise sind sowohl für grünen Wasserstoff als auch für Preise an Hochleistungs-Ladepunkten mit hohen Unsicherheiten behaftet, da noch kein etablierter Markt existiert. Der Einfluss der Preisspannen auf das Verhältnis der Energiekosten von FCEV zu BEV ist in Abbildung 5-7 verdeutlicht. Neben den in den Szenarien verwendeten Energiepreisen („low“ und „high“) wird ein breiteres Preisspektrum aufgeführt. Für die Ladestrompreise ist jeweils ein mittlerer Ladestrompreis als Mix aus 50 % Depotladen (DCS), 25 % öffentliches über-Nacht-Laden (NCS) und 25 % Megawatt-Laden (MCS) angenommen. Unter Berücksichtigung von Ladeverlusten liegt der Energieverbrauch in den Rechnungen im Verhältnis BEV zu FCEV bei rund zwei Drittel. Zudem sei angemerkt, dass in den Strompreisen Steuern, Umlagen und Abgaben in Höhe von 4,3 ct/kWh enthalten sind, während die energetische Nutzung von Wasserstoff bislang steuerfrei ist.

Aus dem Vergleich der Energiekosten folgt:

- **Wasserstoffpreis „high“:** Ein Wasserstoffpreis von 7,16 €/kg führt nur in Kombination mit mittleren Ladestrompreisen von 34 ct/kWh zu günstigeren Energiekosten von FCEV pro Kilometer. In dem Energiepreisszenario „high“ werden nur moderate Kostendegressionen für die infrastrukturbezogenen Kosten der Wasserstoff-Bereitstellung angenommen (Lieferung, Umwandlung und Betankung). Für Ladestrompreise ist für „high“ eine Unsicherheit bezüglich der anfänglichen Auslastung der Ladestationen eingepreist. Ähnlich wie für öffentliche Pkw-Schnellladepunkte wird in diesem Szenario von den Marktakteuren eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für schnellere Nachladeoptionen erwartet.
- **Wasserstoffpreis „low“:** Ein Wasserstoffpreis von 5,70 €/kg erzielt unter den gesetzten Annahmen Parität in den Energiekosten von FCEV und BEV, wenn Ladestrompreise im Mittel bei 26 ct/kWh liegen. In diesem Energiepreis-Szenario werden bereits starke Kostendegressionen für die Produktion, Lieferung, Umwandlung und Betankung von grünem Wasserstoff angenommen (1,49 €/kg im Jahr 2030). Günstigere Preise sind aus heutiger Sicht nur im Falle eines Durchbruchs bei der Technologieentwicklung realistisch (vgl. Abschnitt 4.7). Aufpreise für öffentliches Hochleistungs-Laden gegenüber gewerblichen Depotladepreisen werden voraussichtlich von der Marktstruktur und Geschäftsmodellen der Unternehmen abhängen und weniger von den tatsächlichen Kosten der Infrastruktur-Bereitstellung (vgl. Abschnitt 4.6).

Der Vergleich der Energiekosten in Abhängigkeit der Energiepreise soll illustrativ den für die Gesamtnutzungskosten wichtigen Zusammenhang der Energiepreis-Sensitivitäten von FCEV und BEV verdeutlichen. In der Praxis existieren vielfältigere Nutzungsmuster. So unterscheiden sich

Ladestrompreise je nach Nutzung der verschiedenen Ladeoptionen und der Anteil der Energiekosten an den Gesamtnutzungskosten variiert in Abhängigkeit der Fahrleistung. In der Markthochlaufmodellierung werden diese komplexen Zusammenhänge für den Gesamtmarkt besser abgebildet. Aufgrund der umfangreichen Rechnungen je Szenario können allerdings nur wenige Kombinationen von Randbedingungen modelliert werden.

Abbildung 5-7: Verhältnis der Energiekosten von FCEV zu BEV im Jahr 2030 für verschiedene Energiepreise an der Tankstelle bzw. Ladesäule

| Energiekosten FCEV/BEV im Jahr 2030 | | Mittlerer Ladestrompreis: 50 % DCS, 25 % NCS, 25 % MCS (€2020-ct./kWh) | | | | | | | | | | |
|---|----------------|--|------|------|----------------|------|------|------|----------------|------|------|------|
| | | 16 | 18 | 20 | "low" 22,76 | 24 | 26 | 28 | "high" 29,2 | 30 | 32 | 34 |
| H2-TS-Preis (€2020/kg) | 4 | 114% | 102% | 91% | 80% | 76% | 70% | 65% | 63% | 61% | 57% | 54% |
| | 4,5 | 129% | 114% | 103% | 90% | 86% | 79% | 73% | 70% | 69% | 64% | 61% |
| | 5 | 143% | 127% | 114% | 100% | 95% | 88% | 82% | 78% | 76% | 71% | 67% |
| | "low" 5,7 | 163% | 145% | 130% | 114% | 109% | 100% | 93% | 89% | 87% | 81% | 77% |
| | 6 | 171% | 152% | 137% | 121% | 114% | 105% | 98% | 94% | 91% | 86% | 81% |
| | 6,5 | 186% | 165% | 149% | 131% | 124% | 114% | 106% | 102% | 99% | 93% | 87% |
| | 7 | 200% | 178% | 160% | 141% | 133% | 123% | 114% | 110% | 107% | 100% | 94% |
| | "high" 7,16 | 205% | 182% | 164% | 144% | 136% | 126% | 117% | 112% | 109% | 102% | 96% |
| | 7,5 | 214% | 190% | 171% | 151% | 143% | 132% | 122% | 117% | 114% | 107% | 101% |
| | 8 | 229% | 203% | 183% | 161% | 152% | 141% | 131% | 125% | 122% | 114% | 108% |
| | 8,5 | 243% | 216% | 194% | 171% | 162% | 149% | 139% | 133% | 130% | 121% | 114% |

Das Verhältnis der Energieverbräuche BEV zu FCEV beträgt 2/3 unter Berücksichtigung von Ladeverlusten.

Der Ladestrompreis enthält Steuern, Umlagen und Abgaben in Höhe von 4,3 ct/kWh, Wasserstoff ist bislang steuerfrei.

Quelle: Eigene Berechnungen

5.2.3 Neuzulassungen

Aus den Gesamtnutzungskosten in den 1552 modellierten Einsatzprofilen (vgl. Abschnitt 4.4) ergibt sich die Neuzulassungsstruktur. Exemplarisch sind in Abbildung 5-8 die relativen Neuzulassungen nach Antrieben für Last- und Sattelzüge im Jahr 2030 und im Jahr 2040 dargestellt. Zur besseren Übersichtlichkeit werden BEV mit unterschiedlichen Reichweiten (BEV200, BEV400, BEV600) zusammen dargestellt. Die Anteile der BEV-Konfigurationen bleiben auf ähnlichem Niveau wie für die zuvor beschriebenen rein batterieelektrischen Szenarien.

In den betrachteten Szenarien sind folgende Unterschiede hervorzuheben:

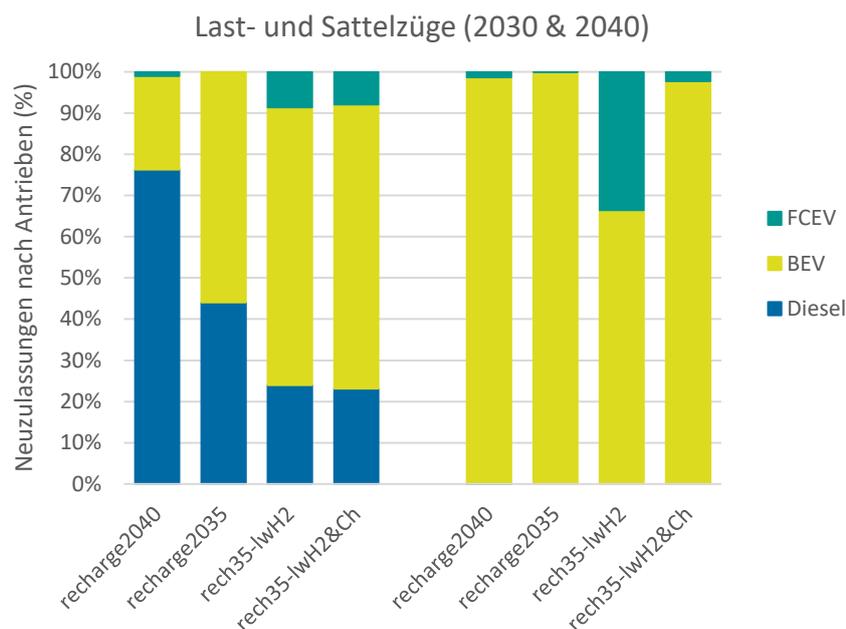
- **„recharge2040“:** In diesem Szenario sind Einsatzrestriktionen von BEV aufgrund einer mangelnden Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur im Jahr 2030 noch hoch. FCEV kommen aufgrund ökonomischer Nachteile nicht in den Markt. Als Folge erreichen die emissionsfreien Antriebe zusammen lediglich einen Anteil von 24 % an den Neuzulassungen. Im Jahr 2040 sind die Einsatzrestriktionen für BEV behoben und ZEV erzielen 100 % der Neuzulassungen.
- **„recharge2035“:** Die Neuzulassungsstruktur entspricht im Wesentlichen dem rein batterieelektrischen Szenario „recharge2035“. FCEV kommen aufgrund der höheren Energiekosten bis 2045 praktisch nicht in den Markt.
- **„rech35-lowH2“:** Eine Kombination günstiger Wasserstoffpreise an den Tankstellen und hoher Strompreise an öffentlichen Ladepunkten ermöglicht substanzielle Marktanteile für FCEV. Im Jahr 2030 erreichen FCEV einen Anteil von 14 % und im Jahr 2040 rund 33 %. Darüber hinaus können

zusätzliche Diesel-Lkw ersetzt werden, deren Nutzungsprofile für BEV noch Einsatzrestriktionen unterliegen. Der Anteil von BEV und FCEV an den Neuzulassungen liegt bereits im Jahr 2030 zusammen bei 76 %.

- „rech35-lowH2&Ch“: Wird sowohl für Wasserstoff als auch für Ladestrom das Energiepreis-Szenario „low“ gewählt, kommen FCEV vorübergehend in den Markt und gleichen Einsatzrestriktionen von BEV aus. In den Gesamtnutzungskosten sind BEV günstiger als FCEV und erreichen entsprechend langfristig, wenn durch den Ladeinfrastrukturausbau Einsatzrestriktionen überwunden wurden, 100 % Marktanteil.

In einem Technologie-Mix aus BEV und FCEV können FCEV die Elektrifizierung der Nutzfahrzeug-Flotten beschleunigen und sich substantielle Marktanteile sichern. Voraussetzung hierfür ist ein günstiges Angebot an grünem Wasserstoff in Kombination mit hohen Ladestrompreisen. In allen betrachteten Mix-Szenarien dominieren BEV die Marktanteile in allen Größenklassen schwerer Nutzfahrzeuge.

Abbildung 5-8: Neuzulassungen nach Antrieben im Jahr 2030 und 2040 für die „BEV+FCEV“-Szenarien (Variation der Ladeinfrastruktur-Verfügbarkeit sowie der Wasserstoff- und Ladestrompreise)



Quelle: Eigene Berechnungen

Wir fokussieren in der weiteren Diskussion auf Last- und Sattelzüge, da der Anteil an FCEV in den übrigen Größenklassen gering ist (unter 2 % Marktanteil) und die wesentlichen Zusammenhänge für BEV bereits für die „BEV“-Szenarien beschrieben wurden.

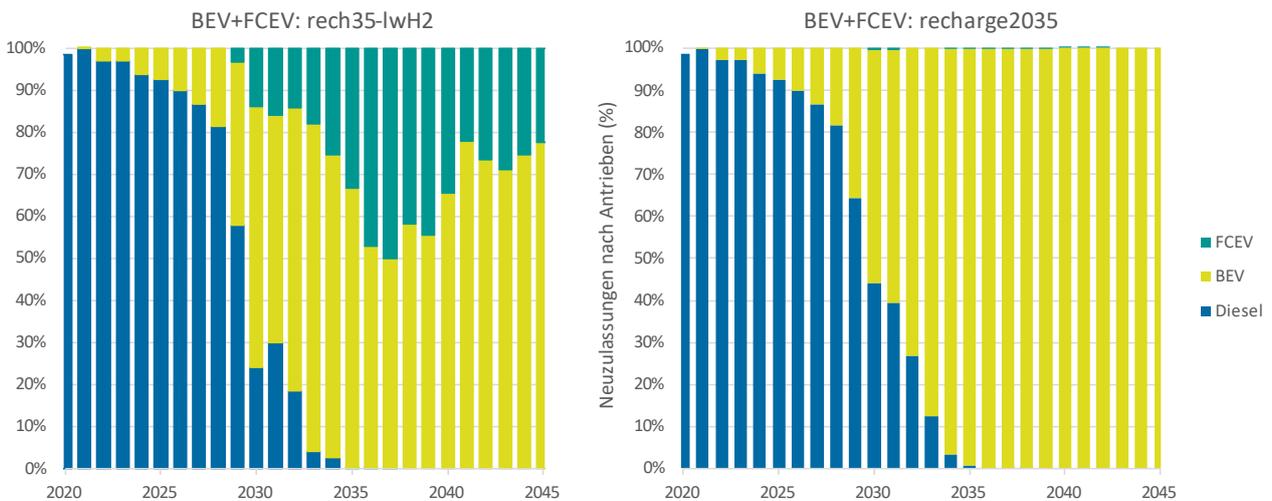
Der Markthochlauf für die „BEV+FCEV“-Szenarien „rech2035-lowH2“ und „recharge2035“, also dem direkten Vergleich eines günstigen und hohen Wasserstoffpreises, ist in Abbildung 5-9 dargestellt.

- **BEV+FCEV:** Im Szenario „rech35-lowH2“ zeigt sich ein rasanter Zuwachs von BEV und FCEV im Zeitraum von 2028 bis 2030, der durch die Verringerung der Mautermäßigung von 75 % auf 50 %

im Jahr 2031 kurzzeitig abgebremst wird und in den folgenden Jahren bis 2035 auf 100 % Neuzulassungsanteil steigt. Der Marktanteil der emissionsfreien Antriebe liegt demnach in der Modellierung weit über den CO₂-Flottenzielwerten der EU. In der Praxis müsste ein entsprechendes Angebot an BEV und FCEV – das in der Modellierung nicht beschränkt wird – sichergestellt werden. Im Falle höherer Wasserstoffpreise im Szenario „recharge2035“ werden über den gesamten Prognosezeitraum praktisch keine FCEV neu zugelassen.

- FCEV:** Der Anteil von FCEV an den Neuzulassungen zeigt im „rech35-lowH2“-Szenario leichte jährliche Schwankungen, die aus ähnlichen Gesamtnutzungskosten wie BEV resultieren. Für TCO mit weniger als 1,5 % Unterschied wird die Antriebswahl in der Kaufentscheidung stochastisch verteilt. Der Rückgang der Marktanteile von FCEV ab 2036 resultiert in der Modellierung aus sinkenden Ladestrompreisen in Folge einer hohen Auslastung der Ladestationen. Allerdings sind langfristige Projektionen speziell für Energiepreise mit hohen Unsicherheiten behaftet. Im Zeitraum von 2035 bis 2040 erzielen FCEV in diesem Szenario bis zu 50 % Marktanteile, die sich in der Praxis auch längerfristig durchsetzen könnten. Es sei allerdings erneut darauf hingewiesen, dass nur in einem der betrachteten „BEV+FCEV“-Szenarien substantielle Marktanteile für FCEV erzielt werden, während in den übrigen Szenarien FCEV höhere Gesamtnutzungskosten als Batterie-Lkw und zum Teil auch als Diesel-Lkw aufweisen.

Abbildung 5-9: Neuzulassungen von Last- und Sattelzügen im „BEV+FCEV“-Szenario „rech2035-lowH2“ und „recharge2035“



Quelle: Eigene Berechnungen

5.2.4 Bestand

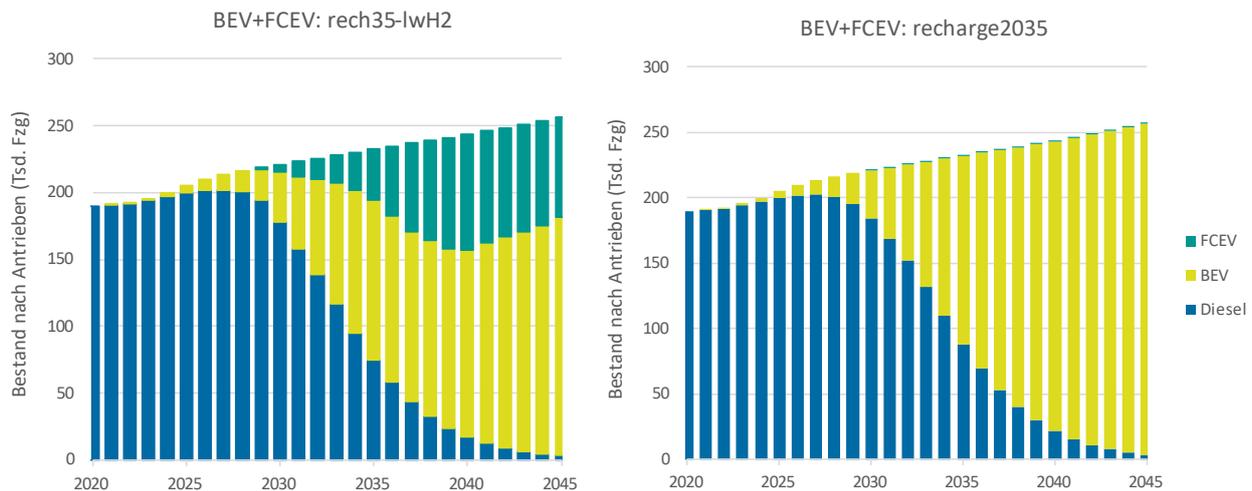
Der Bestand an Last- und Sattelzügen entwickelt sich in den „BEV+FCEV“-Szenarien „recharge2035“ und „rech2035-lowH2&CH“ wie in dem reinen BEV-Szenario „recharge2035“. Im Wesentlichen entscheidet der Aufbau von Ladeinfrastruktur über die Diffusionsrate von BEV in den Bestand, während FCEV nicht nennenswert nachgefragt werden.

Im Szenario „rech2035-lowH2“ bewirkt eine Kombination aus günstigen Wasserstoffpreisen und teuren Ladestrompreisen einen Hochlauf von FCEV im Bestand (Abbildung 5-10). Wie bereits für

die „BEV“-Szenarien beschrieben, steigt der Bestand an Diesel-Lkw zunächst bis 2027 weiter an und fällt in den Folgejahren auf Null Last- und Sattelzüge im Jahr 2045.

Im Jahr 2030 beträgt der Anteil von FCEV im Bestand 3 % und im Jahr 2040 rund 36 %. Der Anteil von BEV am Bestand insgesamt liegt mit 17 % im Jahr 2030 und 57 % im Jahr 2040 deutlich höher.

Abbildung 5-10: Bestand von Last- und Sattelzügen im „BEV+FCEV“-Szenario „rech2035-lowH2“ und „recharge2035“



Quelle: Eigene Berechnungen

5.2.5 Elektrischer Fahranteil

In dem elektrischen Fahranteil sind die Fahrleistungen von BEV und FCEV aufsummiert. Dadurch wird implizit angenommen, dass im Verkehr nur strombasierter Wasserstoff eingesetzt wird. Entsprechend kann Wasserstoff bzw. können FCEV zu Erfüllung des Ein-Drittel-Fahrleistungsziels der Bundesregierung für das Jahr 2030 beitragen. Wasserstoff aus nicht strombasierten Quellen, wie bei der konventionellen Herstellung aus Erdgas, kann nicht auf dieses Klimaschutzziel angerechnet werden.

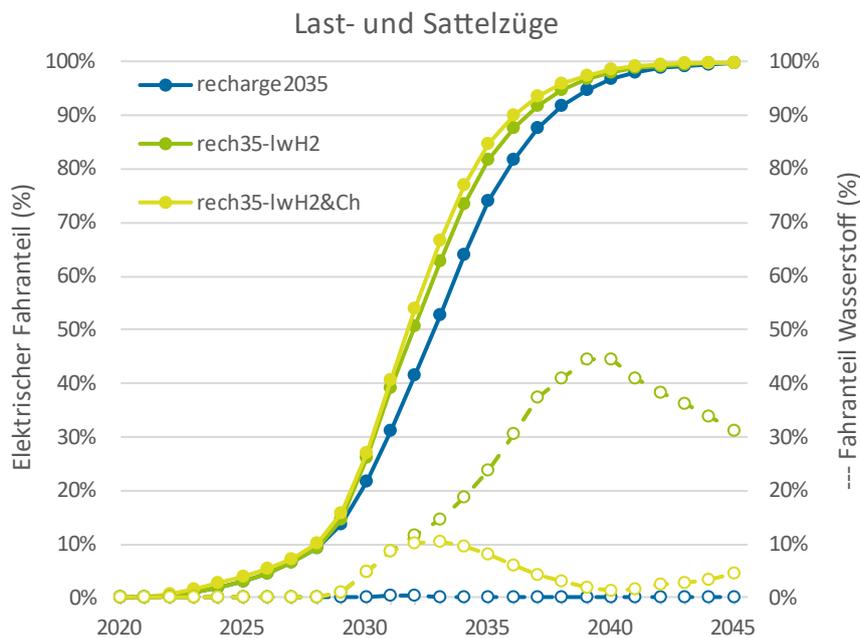
Ein Vergleich der elektrischen Fahranteile in den „BEV+FCEV“-Szenarien in Abbildung 5-11 zeigt:

- **„recharge2035“:** Da FCEV in diesem Szenario nicht nachgefragt werden, verläuft der elektrische Fahranteil deckungsgleich mit dem reinem „BEV“-Szenario „recharge2035“. Gleiches gilt für „recharge2040“, welches daher aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt ist.
- **„rech2035-lowH2“:** In diesem Szenario wird in dem Zeitraum von 2030 bis 2040 jährlich bis zu 10 % mehr Fahrleistung elektrisch erbracht als im Szenario „recharge2035“ ohne FCEV. Der Anteil der Fahrleistung, der auf Basis von Wasserstoff erbracht wird, steigt auf bis zu 45 %. Im Jahr 2030 wird das Ziel von einem Drittel elektrischer Fahrleistung trotz eines zusätzlichen Anteils von 5 % durch FCEV nicht erreicht.
- **„rech2035-lowH2&Ch“:** Der Verlauf des elektrischen Fahranteils ähnelt der Kurve in „rech2035-lowH2“ und beträgt im Jahr 2030 etwa 27 % (41 % im Jahr 2031). In diesem Szenario werden im Zeitraum von 2030 bis 2035 bis zu 10 % der Fahrleistung auf Basis von Wasserstoff erbracht. Die zusätzliche Elektrifizierung gegenüber dem „recharge2035“-Szenario wird durch günstigere

Ladestrompreise angereizt. Auch in diesem Szenario nimmt der Anteil der Fahrleistung von FCEV langfristig wieder ab.

Der elektrische Fahranteil ist eine wesentliche Kenngröße für die Reduktion nutzungsbedingter THG-Emissionen aus verbrennungsmotorischen Fahrzeugen. Günstige Energiepreise (Wasserstoff und Ladestrom) beschleunigen den Hochlauf elektrisch angetriebener Fahrzeuge. Der limitierende Faktor in den Markthochlauf-Szenarien bleibt allerdings auch in den Mix-Szenarien die Verfügbarkeit an Ladeinfrastruktur, da auch in einem Mix aus BEV und FCEV der Großteil der Fahrleistung über BEV erbracht wird.

Abbildung 5-11: Elektrischer Fahranteil in den „BEV+FCEV“-Szenarien



Quelle: Eigene Berechnungen

5.3 Technologiepfad: BEV+O-BEV

5.3.1 Szenarien

Für den Technologie-Mix aus Batterie- und Oberleitungs-Lkw beschränken wir uns auf eine Berücksichtigung batterieelektrischer Fahrzeuge mit und ohne Stromabnehmer zur Kopplung an Autobahn-Oberleitungen. Hintergrund ist das Ziel einer vollständigen Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs, welches über Oberleitungs-Hybrid-Lkw mit Dieselmotor für Fahrten jenseits der Oberleitungssysteme nicht erfüllt wird.

In den Technologie-Mix-Szenarien aus BEV und O-BEV werden die folgenden Randbedingungen variiert:

- **Aufbau Ladeinfrastruktur:** Die Effekte wurden bereits für die „BEV“ und „BEV+FCEV“-Szenarien gezeigt. Wir fokussieren hier auf das „recharge2035“ Ausbau-Szenario, d.h. ab 2035 sorgt eine ausreichende Verfügbarkeit an Ladeinfrastruktur für einen uneingeschränkten Einsatz von Batterie-Lkw im Straßengüterverkehr.

Tabelle 5-3: Ausgestaltung der Szenarien im Technologiepfad „BEV+O-BEV“

| Szenarien und Maßnahmen | „rech2035&oc2040“ | „rech&oc2035“ | „rech&oc2035-lowCh“ |
|----------------------------------|--|--|--|
| Aufbau Ladeinfrastruktur | Ab 2035 vollständig bedarfsgerechte Verfügbarkeit | Ab 2035 vollständig bedarfsgerechte Verfügbarkeit | Ab 2035 vollständig bedarfsgerechte Verfügbarkeit |
| Aufbau Oberleitungs-Netz* | Ab 2030: 950km, ab 2035: 1.900km, ab 2040: 3.800km | Ab 2030: 1.900km, ab 2035: 3.800km | Ab 2030: 1.900km, ab 2035: 3.800km |
| Ladestrompreis | „high“: marktgetriebene Preise an öffentl. LP | „high“: marktgetriebene Preise an öffentl. LP | „low“: kostengetriebene Preise an öffentl. LP |
| Lkw-Maut | „Toll“: ab 2024: 75 % ZEV-Rabatt und 200 €/t CO ₂ -Komponente, ab 2031: 50 % ZEV-Rabatt | „Toll“: ab 2024: 75 % ZEV-Rabatt und 200 €/t CO ₂ -Komponente, ab 2031: 50 % ZEV-Rabatt | „Toll“: ab 2024: 75 % ZEV-Rabatt und 200 €/t CO ₂ -Komponente, ab 2031: 50 % ZEV-Rabatt |
| Kaufprämien | 80 % der Investitions-Mehrkosten bis 2024 | 80 % der Investitions-Mehrkosten bis 2024 | 80 % der Investitions-Mehrkosten bis 2024 |

* overhead catenary („oc“)

Quelle: Eigene Annahmen

- **Aufbau Oberleitungs-Netz:** Es werden zwei Ausbauszenarien unterschieden: (1) Auf den Hauptkorridoren des Straßengüterfernverkehrs in Deutschland wird bis 2040 ein Kernnetz von 3.800 km Oberleitungsinfrastruktur aufgebaut, wobei bis 2030 bereits 950 km elektrifiziert sind, und (2) das Kernnetz wird bereits bis 2035 fertiggestellt, wobei bis 2030 bereits 1.900 km Autobahnstrecken elektrifiziert sind.
- **Ladestrompreis:** An Ladepunkten werden wie gehabt die zwei Preisniveaus „high“ und „low“ unterschieden. Der Strompreis an der Oberleitung entspricht in der Analyse dem Preisniveau von Depotladepunkten und beinhaltet eine Gebühr zur Refinanzierung des Infrastrukturaufbaus.⁴⁶ Da der Aufbau und die Finanzierung der Oberleitungsinfrastruktur nach heutigem Kenntnisstand staatlich organisiert werden müsste, sind preistreibende Risikomargen eher unwahrscheinlich. Wir gehen daher in den Szenarien von einem konstanten Strompreis an der Oberleitung aus.
- **Lkw-Maut:** BEV und O-BEV profitieren gleichermaßen von einer CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut. Entsprechend werden keine Variationen modelliert, sondern in allen Szenarien eine ambitionierte Umsetzung der Lkw-Maut angenommen.

⁴⁶ In den vorliegenden Szenarien wird der Aufbau der Oberleitungsinfrastruktur über eine Abgabe im Strompreis sichergestellt. Das schafft eine bessere Vergleichbarkeit mit den Energiekosten von BEV und FCEV, in denen ebenfalls entsprechende Infrastrukturabgaben enthalten sind. Rechtliche Gutachten empfehlen eine Refinanzierung über die Lkw-Maut, da die Oberleitungsanlage voraussichtlich als „Zubehör zur Straße“ und nicht des Energiesystems betrachtet wird (IKEM (2022)). Für die vorliegenden Analysen der Gesamtnutzungskosten macht die Art der Zuordnung keinen Unterschied.

- **Kaufprämien** werden in allen Szenarien für BEV und O-BEV in Höhe von 80 % der Investitionsmehrkosten für alle Fahrzeugkäufe gewährt und laufen im Jahr 2024 aus (Stand: August 2022).

5.3.2 Gesamtnutzungskosten (TCO)

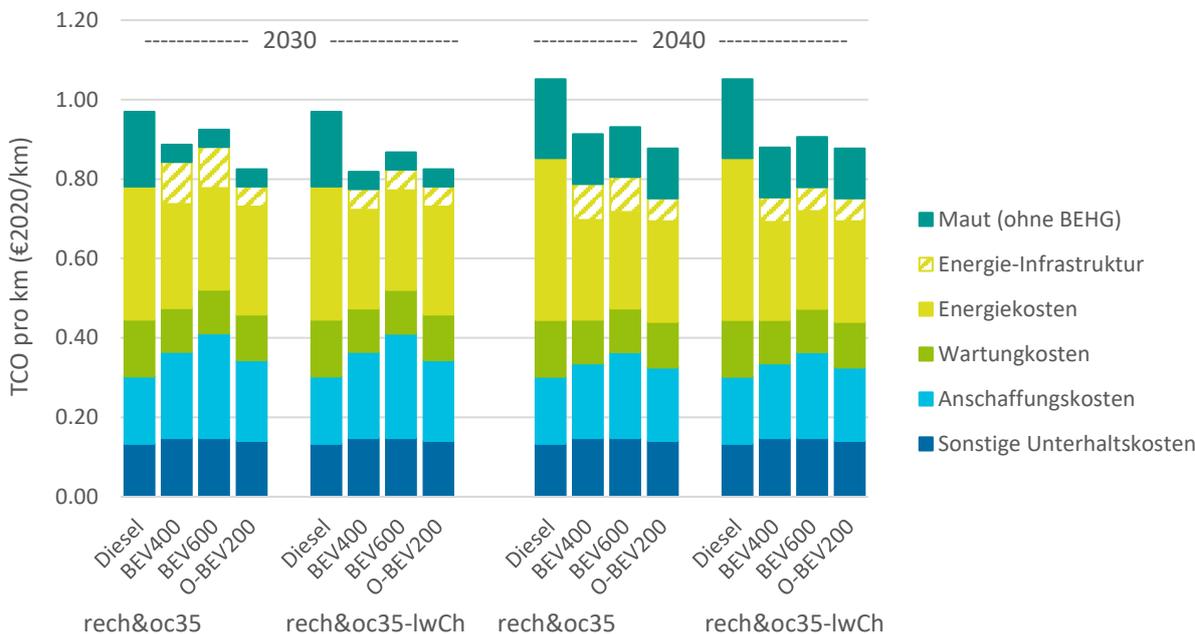
Die Kaufentscheidung in der Markthochlaufmodellierung basiert auf den Gesamtnutzungskosten der Antriebsoptionen in den betrachteten Einsatzprofilen.

Exemplarisch zeigt Abbildung 5-12 die Gesamtnutzungskosten in den Szenarien „rech&oc2035“ und die Variante mit günstigeren Ladestrompreisen „rech&oc35-lowCh“ beispielhaft für einen Sattelzug mit 5 Jahren Haltedauer und einer Jahresfahrleistung von 120.000 km. Die TCO basiert auf folgenden Kostenbestandteilen:

- **Anschaffungskosten:** Oberleitungs-BEV werden mit Reichweiten von 100 km (O-BEV100) und 200 km simuliert (O-BEV200). Der kleine Batteriespeicher gegenüber BEV200 und BEV400 führt – trotz zusätzlichem Pantographen – zu geringeren Anschaffungspreisen. Im Vergleich zu Diesel liegt der Aufpreis im Jahr 2030 bei rund 20 % und im Jahr 2040 bei 10 %. Zwischen den Szenarien gibt es keine Unterschiede.
- **Sonstige Unterhaltskosten:** Der Kasko-Aufpreis in der Versicherung fällt für den O-BEV entsprechend des Anschaffungspreises geringer aus als für BEV. Der Einfluss auf die Gesamtnutzungskosten ist gering.
- **Wartungskosten:** Die Wartungs- und Reparaturkosten betragen etwa 20 % weniger als für vergleichbare Diesel-Lkw. Wartungsbedarfe an dem Pantographen erhöhen die Kosten in den Annahmen geringfügig im Vergleich zu BEV.
- **Energiekosten:** Der Energieverbrauch von O-BEV ist durch den Strömungswiderstand des Pantographen etwas höher als für BEV und beträgt ca. 49 % Kilowattstunden pro Kilometer weniger als für Diesel-Lkw (51 % für BEV200). Durch den günstigen Strompreis an der Oberleitung erzielen O-BEV bereits 2030 um 4 % geringere Energiekosten als Diesel-Lkw. Im Jahr 2040 werden rund 25 % der Energiekosten eingespart. In dem Szenario „rech&oc2035-lowCh“ liegen die Energiekosten für BEV und O-BEV auf ähnlichem Niveau.
- **Lkw-Maut:** Ohne Betrachtung der Lkw-Maut liegen die Gesamtnutzungskosten für O-BEV bereits im Jahr 2030 auf der Höhe konventioneller Diesel-Lkw. Über die CO₂-Differenzierung der Maut ergibt sich ein robuster Kostenvorteil von O-BEV über den betrachteten Zeitraum bis 2045.

Oberleitungs-BEV erzielen in den betrachteten Szenarien die günstigsten Gesamtnutzungskosten. Bereits im Jahr 2030 wird in dem illustrierten Nutzungsprofil ohne eine CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut Kostenparität mit konventionellen Diesel-Lkw erreicht. Im Vergleich zu BEV werden Mehrinvestitionen in den Pantographen durch kleinere Batteriespeicher und ggf. günstigere Energiepreise ausgeglichen. Sind Aufpreise für öffentliches Hochleistungsladen gering, erzielen O-BEV und BEV400 ähnliche Gesamtnutzungskosten.

Abbildung 5-12: Gesamtnutzungskosten in den „BEV+O-BEV“-Szenarien „rech&oc2035“ und „rech&oc2035-lwCh“ für die Anschaffungsjahre 2030 und 2040



Nutzungsprofil: Sattelzug, 5 Jahre Haltedauer, 120.000 km Jahresfahrleistung

Quelle: Eigene Berechnungen

5.3.3 Neuzulassungen

Die Einsatzprofile für Oberleitungs-Lkw basieren auf Fahrten-Datensätzen aus dem Projekt StratON. Diese geben an, welche Fahrten des Schwerlastverkehrs (hier: Fahrzeuge ab 12 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht und 4 Achsen) ein hypothetisches Oberleitungs-Netz streifen, wie hoch der Fahranteil auf diesem Kernnetz ist und wie hoch die Fahranteile im Vor- und Nachlauf auf den nicht elektrifizierten Strecken sind (vgl. Abschnitt 4.5.3). Die Fahrleistungen werden in Relation zur territorialen Fahrleistung in Deutschland gebracht, also der in Deutschland erbrachten Fahrleistung. Daraus lassen sich neben Einsatzprofilen von Oberleitungs-Lkw auch Potenziale für die Einsatzmöglichkeiten von O-BEV mit definierter Batteriereichweite ableiten. Den Einsatz von Hybrid-Oberleitungs-Lkw (mit hybridem Dieselmotor), die keinen Reichweiten-Restriktionen unterliegen, berücksichtigen wir in den Szenarien vor dem Hintergrund eines erforderlichen emissionsfreien Betriebs bis 2045 nicht.

Wir betrachten zunächst die zeitliche Entwicklung der Neuzulassungsstruktur im Szenario „rech&oc2035“, in dem im Jahr 2035 sowohl eine flächendeckende und bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur als auch ein Kernnetz von Oberleitungs-Infrastruktur zur Verfügung stehen (Abbildung 5-13). Die optionale Stromversorgung über das Oberleitungsnetz bzw. die Ausrüstung der Fahrzeuge mit einem Pantographen wird in den Szenarien nur für die schwerste Fahrzeugklasse, die Last- und Sattelzüge, berücksichtigt.

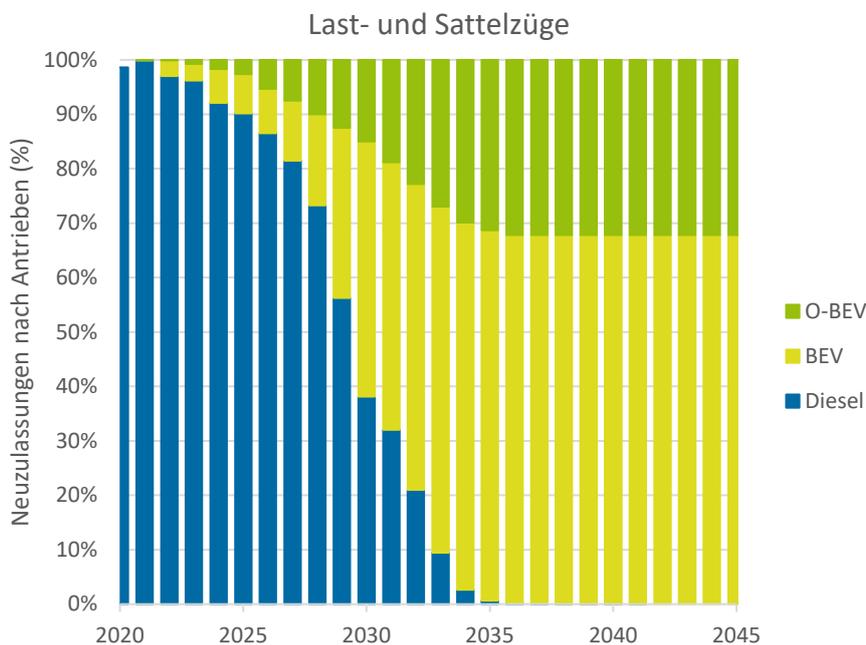
- **BEV+O-BEV:** Sobald die Energie-Infrastrukturen für O-BEV und BEV zur Verfügung stehen, erreichen die elektrischen Antriebe einen Anteil von 100 % an den Neuzulassungen. Im Jahr 2030 liegt der Anteil von BEV und O-BEV zusammen bei 62 % und damit höher als im reinen BEV-

Szenario „recharge2035“ (55 %). Der Anteil der emissionsfreien Antriebe liegt demnach – wie bereits in den zuvor diskutierten Szenarien – im Jahr 2030 über den Zielvorgaben der CO₂-Flottengrenzwerte für schwere Nutzfahrzeuge.

- **O-BEV:** Der Anteil von O-BEV an den Neuzulassungen steigt mit dem Infrastruktur-Ausbau an und sättigt sich ab 2035 bei rund 32 %. Grund für die Sättigung ist das technische Einsatzpotenzial, welches für O-BEV aus den erforderlichen Vor- und Nachlaufrelationen zum Oberleitungs-Netz und dem verfügbaren Batteriespeicher im Fahrzeug resultiert. Durch ökonomische Vorteile des O-BEV wird das technische Einsatzpotenzial voll ausgeschöpft. Es werden etwa in gleichen Anteilen O-BEV mit einer Reichweite von 100 km (O-BEV100) und mit 200 km (O-BEV200) neu zugelassen.

Die Abschätzung des technischen Einsatzpotenzials wird in Abschnitt 4.5.3 genauer erläutert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Vor- und Nachlaufmengen in dem zugrundeliegenden Fahrzeug-Datensatz nicht auf territoriale Anteile in Deutschland begrenzt sind, d.h. sie entstehen zum Teil aus Fahranteilen im Ausland. Wird ein Oberleitungs-Netz nicht nur in Deutschland errichtet, sondern auf den Hauptverkehrsachsen Europas, können weitere Einsatzprofile über O-BEV abgedeckt werden. In dem Fall steigt das technische Einsatzpotenzial von O-BEV auf rund 50 % der innerdeutschen Fahrleistung.

Abbildung 5-13: Neuzulassungen von Last- und Sattelzügen im „BEV+O-BEV“-Szenario „recharge2035“



Quelle: Eigene Berechnungen

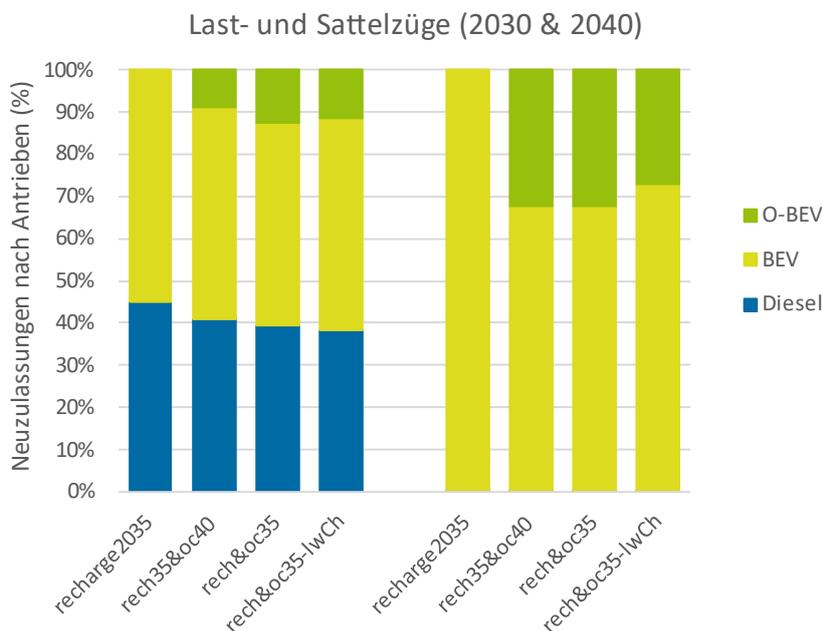
Für die betrachteten „BEV+O-BEV“-Szenarien ergeben sich die folgenden Unterschiede in der Neuzulassungsstruktur im Vergleich zum „BEV“-Szenario „recharge2035“ (Abbildung 5-14):

- **„recharge2035“:** Im Jahr 2030 substituieren O-BEV rund 6 % Diesel-Lkw zusätzlich zum reinen BEV-Szenario. Darüber hinaus werden 7 % BEV durch O-BEV ersetzt. Der Anteil von O-BEV an den Neuzulassungen steigt von 13 % im Jahr 2030 auf 32 % im Jahr 2040.

- **„rech2035&oc2040“**: Ein langsamerer Aufbau der Oberleitungs-Infrastruktur bis 2040 reduziert den Marktanteil der emissionsfreien Antriebe im Jahr 2030 auf 59 % und von O-BEV auf 9 %. Im Jahr 2040 stellen sich die gleichen Marktverhältnisse ein wie im Falle eines Aufbaus bis 2035 („rech&oc2035“).
- **„rech&oc35-lowCh“**: Günstige Ladestrompreise an stationären Ladepunkten begünstigen den Hochlauf von BEV. Der Einfluss ist aufgrund paralleler Einsatzrestriktionen für BEV im Jahr 2030 gering. Ab dem Jahr 2035 sättigt sich der Neuzulassungsanteil von O-BEV bei 27 %.

Der Hochlauf von O-BEV wird im Wesentlichen durch die Verfügbarkeit der Oberleitungs-Infrastruktur begrenzt. Neben den Fahrmöglichkeiten mit direkter Stromversorgung aus der Oberleitung, spielen hierbei auch die über den Batteriespeicher im Fahrzeug erzielbaren Reichweiten abseits des Oberleitungs-Netzes eine Rolle. Insbesondere in Kombination mit hohen Preisen an öffentlichen Ladestandorten erzielen O-BEV in allen realisierbaren Einsatzprofilen ökonomische Vorteile. Unsicherheiten beziehen sich folglich vor allem auf die in Abhängigkeit des Oberleitungs-Netzes erzielbaren Einsatzpotenziale. Unter den angenommenen Rahmenbedingungen dominieren BEV perspektivisch die Neuzulassungen von Last- und Sattelzügen.

Abbildung 5-14: Neuzulassungen von Last- und Sattelzügen im Jahr 2030 und 2040 für die „BEV+O-BEV“-Szenarien (Variation der Verfügbarkeit von Oberleitungs-Infrastruktur und der Ladestrompreise an Ladestationen)



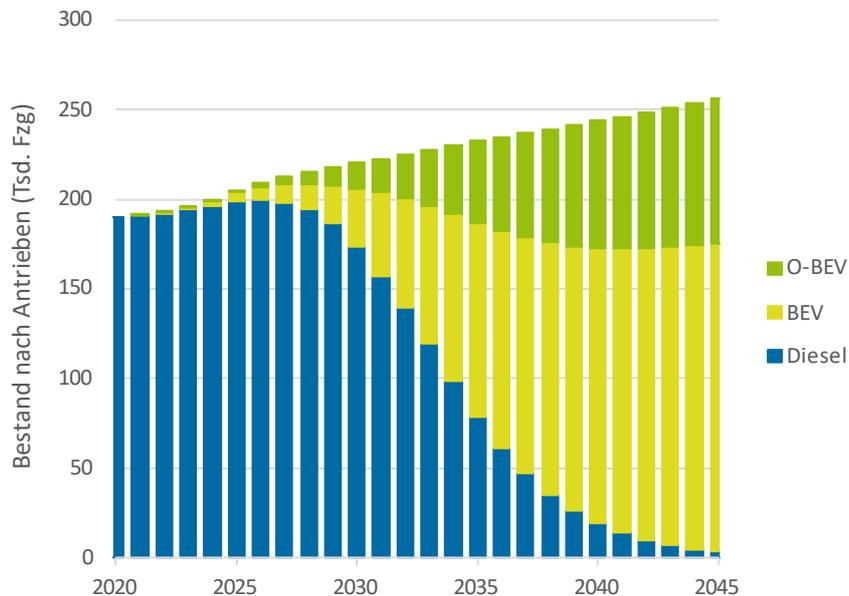
Quelle: Eigene Berechnungen

5.3.4 Bestand

Die Entwicklung des Bestandes an Last- und Sattelzügen ist für die „BEV+O-BEV“-Szenarien exemplarisch für das Szenario „rech&oc2035“ in Abbildung 5-15 dargestellt. Wie bereits in den Abschnitten 5.1.4 und 5.2.4 erläutert, steigt der Bestand an Last- und Sattelzügen mit

konventionellem Dieselmotor zunächst bis zum Jahr 2027 auf knapp 200.000 Fahrzeuge weiter an. Anschließend fällt der Bestand zugunsten von O-BEV und BEV auf nahezu Null dieselmotorische Fahrzeuge im Jahr 2045. Perspektivisch setzt sich den Bestand an Last- und Sattelzügen aus 32 % O-BEV und 68 % BEV zusammen.

Abbildung 5-15: Bestand von Last- und Sattelzügen im „BEV+OC-BEV“-Szenario „rech&oc2035“



Quelle: Eigene Berechnungen

5.3.5 Elektrischer Fahranteil

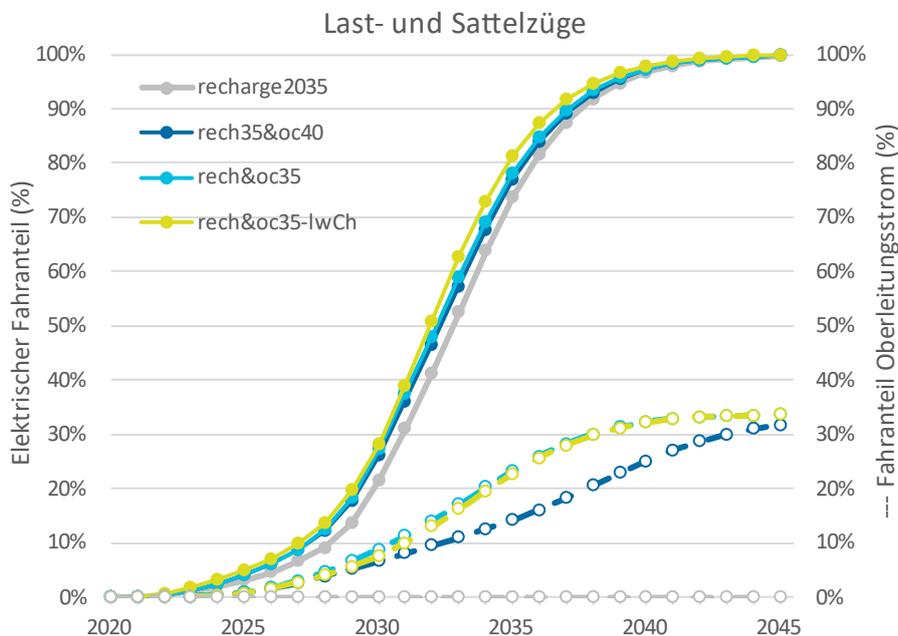
Ein Vergleich der „BEV+O-BEV“-Szenarien in Abbildung 5-16 ergibt:

- Elektrischer Fahranteil:** Die Unterschiede zwischen den „BEV+O-BEV“-Szenarien sind gering. Das Ein-Drittel-Fahrleistungsziel der Bundesregierung wird etwas verspätet im Jahr 2031 erreicht. Im Vergleich zu dem reinen „BEV“-Szenario erhöht sich der elektrische Fahranteil im Zeitraum von 2025 bis 2040 um bis zu 10 % bzw. beschleunigt sich die Elektrifizierung um ein bis zwei Jahre.
- Fahranteil Oberleitungsstrom:** Hier werden die Fahranteile zusammengefasst, die direkt an der Oberleitung erbracht werden sowie Fahranteile abseits der Oberleitung, die über dynamisches Nachladen der Batterie realisierbar sind. In der Modellierung wird etwa die Hälfte des für die Vor- und Nachlaufstrecken benötigten Stroms im Depot geladen. Im Jahr 2045 wird so ca. 34 % der Fahrleistung über die Stromversorgung von Last- und Sattelzügen aus der Oberleitungs-Infrastruktur erbracht.

Ein Technologie-Mix aus BEV und O-BEV beschleunigt die Elektrifizierung in den betrachteten Szenarien nur geringfügig im Vergleich zu dem reinen BEV-Szenario, da beide Technologien im hohen Maße von der Verfügbarkeit der jeweiligen Energie-Infrastrukturen abhängen. Perspektivisch kann in allen „BEV+O-BEV“-Szenarien rund ein Drittel des Strombedarfs für Last- und Sattelzüge über die Oberleitungs-Infrastruktur abgedeckt werden. Werden neben einem Kernnetz in

Deutschland auch Oberleitungen auf den Hauptverkehrsachsen Europas errichtet, kann potenziell rund 50 % der Fahrleistung von Last- und Sattelzügen über Oberleitungsstrom erbracht werden.

Abbildung 5-16: Elektrischer Fahranteil in den „BEV+OC-BEV“-Szenarien



Quelle: Eigene Berechnungen

5.4 Direkte THG-Emissionen

In diesem Abschnitt werden die THG-Emissionen für die modellierten Szenarien genauer beschrieben. Dem Verkehrssektor werden nach offizieller Regulatorik die THG-Emissionen aus der Nutzung der Verkehrsträger, den so genannten „Auspuffemissionen“, zugeordnet (UBA 2023a).

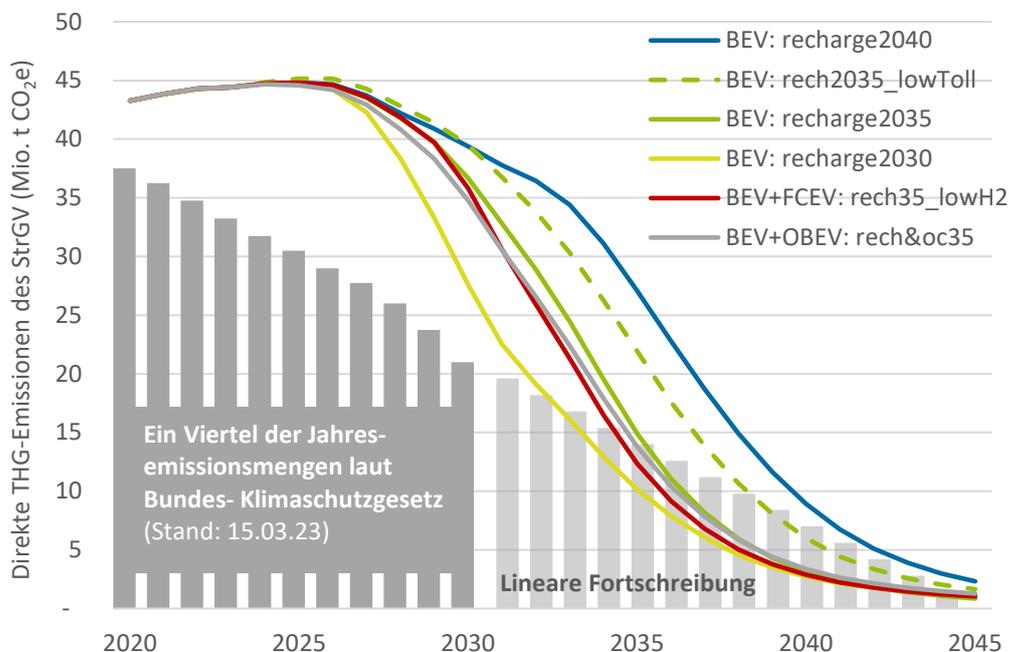
Abbildung 5-17 zeigt die Entwicklung der emittierten CO₂-Äquivalente im Straßengüterverkehr in den wichtigsten Szenarien. Zum Vergleich sind die historischen THG-Emissionen dargestellt sowie eine Einordnung zum Bundes-Klimaschutzgesetz. In diesem werden für den Verkehrssektor Jahresemissionsbudgets festgelegt. Der Straßengüterverkehr verursacht etwa ein Viertel der THG-Emissionen des Verkehrssektors. Zwar wird der Straßengüterverkehr nicht separat bewertet, aber ein Vergleich mit diesem Anteil an den Sektorzielen soll als Orientierung für die Höhe der THG-Emissionen in den modellierten Szenarien dienen. Daher sind zusätzlich zu den modellierten Emissionsverläufen die mit dem Faktor ein Viertel reduzierten Jahresemissionsbudgets dargestellt.

Im Vor-Corona Jahr 2019 lagen die THG-Emissionen des Straßengüterverkehrs bei 46 Mio. t CO₂e (UBA 2023b). Für das Jahr 2022 ist zu erwarten, dass die CO₂-Äquivalente mit einem Abklingen der Pandemie auf das Vor-Corona-Niveau zurücksteigen. In den Szenarien stagnieren die THG-Emissionen bis zum Jahr 2025 bei etwa 45 Mio. t CO₂e, da Emissionseinsparungen durch die zunehmende Güterverkehrsleistung kompensiert werden. Im Vergleich zum oben erläuterten hypothetischen Emissionsbudget des Straßengüterverkehrs ergibt sich eine Lücke von 14 Mio. t CO₂e.

Im weiteren Verlauf ab dem Jahr 2025 wird die Wirkung der Stellhebel in den Szenarien deutlich:

- Der **Aufbau von Ladeinfrastruktur** hat in den untersuchten Szenarien den größten Einfluss auf die Entwicklung der THG-Emissionen im Straßengüterverkehr. Im Jahr 2030 werden in dem schnellsten Aufbauszenario „recharge2030“ rund 25 Mio. t CO₂-Äquivalente emittiert. Damit verbleibt dennoch eine Lücke zum hypothetischen Emissionsbudget in Höhe von 4 Mio. t CO₂e. Ein langsamerer Aufbau verursacht im gleichen Jahr signifikant höhere THG-Emissionen von 35 Mio. t CO₂e im Szenario „recharge2035“ und 38 Mio. t CO₂e im Szenario „recharge2040“.
- Eine **ambitionierte Spreizung der Lkw-Maut** ist ein weiterer wichtiger Hebel, um die Elektrifizierung der Nutzfahrzeugflotten zu beschleunigen und die THG-Emissionen im Straßengüterverkehr zu senken. Das zusätzliche ökonomische Potenzial zeigt sich im Vergleich zu einem Szenario mit nur geringen Einsatzrestriktionen von BEV („recharge2030“). Darin liegen die THG-Emissionen im Jahr 2030 knapp 14 Mio. t CO₂e unter dem Szenario mit weniger ambitionierter CO₂-Spreizung der Lkw-Maut („rech35-lwtoll“).
- Der **Technologie-Mix** hat unter den gesetzten Voraussetzungen einer ambitioniert CO₂-differenzierten Lkw-Maut und einer mittelfristigen Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur nur einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Entwicklung der THG-Emissionen. Im Jahr 2030 werden in dem Mix-Szenario aus BEV und FCEV (im Falle günstiger Wasserstoffpreise) und in dem Mix-Szenario aus BEV und O-BEV etwa 2 Mio. t CO₂e mehr emittiert als in dem reinen BEV-Szenario „recharge2035“.

Abbildung 5-17: Direkte THG-Emissionen des Straßengüterverkehrs in den Szenarien



Der Straßengüterverkehr erzeugt derzeit etwa ein Viertel der THG-Emissionen des Verkehrssektors. Zur Einordnung der THG-Minderung in den Szenarien sind daher die um den Faktor ein Viertel reduzierten Jahresemissionsmengen aus KSG 2023 dargestellt.

Quelle: Eigene Berechnungen, UBA 2023b und KSG 2021

Der Beitrag von Effizienzverbesserungen bei Fahrzeugen mit Dieselmotoren ist relativ gering: Der Energieverbrauch reduziert sich in der Modellierung um 4 % gegenüber dem Niveau von 2020. Der Haupttreiber für die Senkung der THG-Emissionen in den Szenarien ist der Wechsel auf elektrische Nutzfahrzeuge.

Werden die hypothetisch (über den Faktor ein Viertel) auf den Straßengüterverkehr übertragenen Jahresemissionsmengen ab dem Jahr 2030 fortgeschrieben und bis zum Jahr 2045 auf Null reduziert, wird der Zielpfad der Minderung in einigen Szenarien zu unterschiedlichen Zeitpunkten erreicht und in den Folgejahren unterschritten. Zwar können die bis dahin akkumulierten Mehremissionen an CO₂-Äquivalenten nicht ausgeglichen werden, aber die Unterschiede der Netto-Emissionen gegenüber dem Zielpfad sind erheblich: im „BEV: recharge2030“ werden im Zeitraum von 2020 bis 2045 insgesamt 65 Mio. t CO₂-Äquivalente an Mehremissionen ausgestoßen, während im Falle einer langsameren Elektrifizierung im „BEV: recharge2040“ Szenario sogar 242 Mio. t CO₂-Äquivalente mehr emittiert werden als der hypothetische Zielpfad vorgibt. Die heutige Rahmensetzung entscheidet also wesentlich über den Verlauf der THG-Emissionen ab 2030.

Während die Elektrifizierung in den beschriebenen Szenarien zu einer Reduktion der Auspuffemissionen und der mit der Kraftstoffbereitstellung verbundenen Emissionen in der Vorkette führt, entstehen bei der Herstellung und Entsorgung von BEV, FECV und O-BEV z.B. wegen der Batterien, Brennstoffzellen und Wasserstofftanks höhere Emissionen als bei Diesel-Lkw. Darüber hinaus entstehen in den Szenarien zusätzliche Emissionen durch die Erzeugung von Strom und Wasserstoff sowie durch den Aufbau der Energieinfrastruktur.

Eine vollständige Lebenszyklusanalyse geht über den Rahmen dieser Studie hinaus. Die Literatur zeigt, dass im Ergebnis die Einsparungen der im Betrieb emissionsfreien elektrischen Nutzfahrzeuge deutlich die Mehremissionen bei der Fahrzeugherstellung überwiegen (IFEU 2022a). Der Aufbau der Energie-Infrastrukturen fällt in der Bilanz kaum ins Gewicht (IFEU 2022b). Die Vorteile der THG-Bilanz ergeben sich bereits im derzeitigen Strommix. Je geringer die THG-Emissionen des Strommixes perspektivisch ausfallen, desto größer ist der Gesamtvorteil in den THG-Einsparungen elektrischer Fahrzeuge sowohl bei der Herstellung als auch in der Nutzungsphase. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist daher auch für den Verkehrssektor der zentrale Hebel für den Klimaschutz.

Insgesamt zeigen alle modellierten Szenarien erhebliche THG-Minderungspotenziale durch die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs auf. Da in allen Szenarien BEV dominieren, ist die Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur im Vergleich der Technologie-Mixe die zentrale Voraussetzung für die Realisierung der Einsparpotenziale

5.5 Fazit Markthochlaufmodellierung

Aus den Ergebnissen der Markthochlauf-Szenarien lassen sich folgende Schlussfolgerungen ableiten:

- Eine CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut bewirkt einen starken ökonomischen Anreiz für emissionsfreie Antriebe, von dem BEV, FCEV und O-BEV (gleichermaßen) profitieren. Wird der Ambitionsspielraum der Wegekosten-Richtlinie ausgeschöpft, d.h. sowohl eine Ermäßigung von der Infrastrukturabgabe eingeführt als auch eine zusätzliche CO₂-Komponente zur Berücksichtigung externer Kosten in Höhe von 200 €/t CO₂, erzielen Nullemissionsfahrzeuge robuste Kostenvorteile gegenüber konventionellen Diesel-Lkw.

- BEV dominieren den Nutzfahrzeug-Markt perspektivisch in allen Szenarien und Technologiepfaden sowie über alle Größenklassen. Ein Technologie-Mix mit FCEV oder O-BEV ergibt sich für die schwerste Fahrzeugklasse, die Last- und Sattelzüge, in Abhängigkeit der Verfügbarkeit der Energie-Infrastrukturen und dem Verhältnis der Energiepreise. In beiden Mix-Szenarien können zusätzliche Diesel-Lkw ersetzt werden, allerdings werden substantielle Marktanteile überwiegend über die Substitution von BEV gewonnen.
- Der Markthochlauf von BEV wird im Wesentlichen durch eingeschränkte Reichweiten bzw. die Verfügbarkeit von Nachladeoptionen an Hochleistungs-Ladepunkten bestimmt. Der Ladestrompreis an öffentlichen Ladesäulen beeinflusst den Hochlauf zusätzlich und wirkt sich insbesondere auf den Marktanteil von BEV unter den emissionsfreien Antrieben aus. Um das Ziel von einem Drittel elektrischer Fahrleistung der Bundesregierung zu erreichen, muss zwischen 2030 und 2035 eine flächendeckende und bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur für BEV zur Verfügung stehen.
- Der Markthochlauf von FCEV hängt entscheidend von dem erzielbaren Preis von grünem Wasserstoff an den Tankstellen ab. Die Gesamtnutzungskosten von BEV reagieren aufgrund des höheren Wirkungsgrades weniger sensitiv auf den Energiepreis. Ein Wasserstoffpreis von 5,70 €/kg im Jahr 2030 bewirkt in der Modellierung nur in Kombination mit hohen Ladestrompreisen von 43 ct/kWh an Megawatt-Ladepunkten einen Hochlauf von FCEV auf 14 % Marktanteil (und 33 % im Jahr 2035). Für einen höheren Preis von 7,20 €/kg kommen keine FCEV in den modellierten Markt.
- Der Markthochlauf von O-BEV wird ähnlich wie für BEV von der Verfügbarkeit der Energie-Infrastruktur bestimmt. Ökonomisch weisen O-BEV Vorteile gegenüber Diesel-Lkw und insbesondere in Kombination mit hohen Ladestrompreisen auch gegenüber BEV auf. Die Einsatzmöglichkeiten sind aufgrund des begrenzten Batteriespeichers im Fahrzeug durch den Anteil der elektrifizierten Streckenkilometer begrenzt. Mit einem elektrifizierten Kernnetz in Deutschland wird in den Szenarien perspektivisch rund ein Drittel der Fahrleistung von Last- und Sattelzügen über Oberleitungsstrom abgedeckt.
- Die Verfügbarkeit von Elektro-Lkw wird in der Markthochlaufmodellierung als flankierend angenommen. Zentraler Anreiz auf der Angebotsseite sind die CO₂-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge. In allen Szenarien, die eine Flotten-Elektrifizierung im Rahmen der Klimaschutzziele erreichen, werden die Neuzulassungsanteile in den Zieljahren überschritten. Für ein ausreichendes Angebot an elektrischen Lkw müssten die Hersteller demnach die neu vorgeschlagenen Flottenzielwerte der EU in Deutschland übererfüllen.
- In allen Szenarien zur Elektrifizierung der Nutzfahrzeugflotten kann eine erhebliche Minderung der THG-Emissionen erzielt werden. Bezogen auf den Anteil des Straßengüterverkehrs an den THG-Emissionen des Verkehrs insgesamt verbleibt in allen Szenarien eine Lücke zum Bundes-Klimaschutzgesetz, die ab 2030 in Abhängigkeit des Szenarios geschlossen werden kann. Die wichtigsten Stellhebel, um die THG-Emissionen im Straßengüterverkehr zu senken sind der rasche Aufbau von Ladeinfrastruktur und eine ambitionierte CO₂-Spreizung der Lkw-Maut.

6 Bedarfsabschätzung Energie-Infrastruktur

Die Markthochlauf-Szenarien zeigen robuste Marktpotenziale für eine kurzfristige Elektrifizierung der neuen Nutzfahrzeugflotten. Gleichzeitig wird die Dringlichkeit eines raschen Markthochlaufs elektrischer Antriebe zur Senkung der THG-Emissionen des Straßengüterverkehrs deutlich. Neben einem ausreichenden Fahrzeugangebot ist die Verfügbarkeit von alternativen Energie-Infrastrukturen zur Versorgung elektrischer Nutzfahrzeuge für den Erfolg und die Geschwindigkeit der Antriebswende entscheidend.

Bislang liegen kaum Bedarfsabschätzungen für Ladeinfrastrukturen und ggf. Wasserstoff-Tankstellen oder Oberleitungssystemen für einen voll elektrifizierten Straßengüterverkehr vor. Bisherige Studien fokussieren auf Bedarfsabschätzungen bis zum Jahr 2030 (ICCT 2022c, Fraunhofer ISI 2020a, ACEA 2020). Die Bestandsentwicklung in den modellierten Szenarien legt nahe, dass bereits in den Folgejahren elektrische Antriebe den Straßengüterverkehr dominieren könnten und eine ausreichende Energieversorgung benötigen, die über die Bedarfe des Jahres 2030 hinausgeht. Die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur quantifiziert in Fallstudien den potenziellen Leistungsbedarf an Rastanlagen für Lkw (NOW 2022a). Die Autoren weisen darauf hin, dass Netzbetreiber die absehbare Stromnachfrage von Lkw bislang noch nicht im Blick haben. Laut *Masterplan Ladeinfrastruktur II* der Bundesregierung sollte bis Ende 2022 eine langfristige und standortbezogene Bedarfsabschätzung erfolgen und Investoren sowie Netzbetreibern zugänglich gemacht werden (BMDV 2022). Eine Übersicht der Aktivitäten im November 2022 weist allerdings nur Datenquellen bis zum Jahr 2030 aus (NOW 2022b).

Ziel dieses Kapitels ist es daher, auf Basis der modellierten Technologiepfade Bedarfe für die Energie-Infrastrukturen bis zum Jahr 2045 abzuschätzen und öffentlich zur Verfügung zu stellen. Da bisher nahezu keine öffentliche Energie-Infrastruktur für elektrische schwere Nutzfahrzeuge existiert, ist die Abschätzung – wie in den zuvor genannten Studien – stark von Annahmen getrieben. In den Abschnitten 4.5 und 4.8 wird die verwendete Methodik der Verteilung des modellierten Endenergiebedarfs auf Ladepunkttypen (betrieblich vs. öffentlich, langsames vs. Schnellladen) und im zweiten Schritt auf regionale Verkehrsnachfragen erläutert.

Die Bedarfsabschätzungen fokussieren auf die Hauptszenarien der jeweiligen Technologiepfade. Für einen Technologie-Mix aus BEV und FCEV wird das Szenario „rech2035-lowH2“ gewählt, indem sich aufgrund günstiger Wasserstoffpreise ein Markt für FCEV etabliert. Für den gemeinsamen Hochlauf von BEV und O-BEV wird ein bedarfsgerechter Aufbau beider Energie-Infrastrukturen bis 2035 vorausgesetzt („BEV+O-BEV: rech2035“). Für die BEV-Szenarien werden aufgrund des großen Einflusses der Ladeinfrastrukturverfügbarkeit auf den Markthochlauf die drei Szenarien „recharge2030“, „recharge2035“ und „recharge2040“ verwendet.

6.1 Endenergiebedarf

Der Endenergiebedarf berechnet sich aus dem Energieverbrauch der Nutzfahrzeugflotten in den modellierten Einsatzprofilen. Der bottom-up ermittelte Energiebedarf wird anhand von Daten der AG Energiebilanzen⁴⁷ auf den realen Endenergiebedarf kalibriert. Die Methodik zur Verteilung der Energiemengen auf verschiedene Ladepunkt-Typen wird ausführlich in Abschnitt 4.5.2 beschrieben.

⁴⁷ AGEB - AG Energiebilanzen (2023). Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland, <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/>.

6.1.1 BEV-Szenarien

Eine Elektrifizierung der Nutzfahrzeug-Flotten reduziert den jährlichen Endenergieverbrauch des Straßengüterverkehrs von 172 TWh im Jahr 2020 auf 112 TWh im Jahr 2045 (Abbildung 6-1). Im gleichen Zeitraum wird ein Anstieg der Güterverkehrsleistung auf der Straße von 487 auf 656 Tonnenkilometer angenommen. Grund für die Energieeinsparungen ist der höhere Wirkungsgrad des batterieelektrischen Antriebs gegenüber konventionellen Lkw mit Dieselmotor (vgl. Abschnitt 4.3).

Durch die Elektrifizierung steigt der Strombedarf im Straßengüterverkehr von aktuell nahezu Null auf 76 TWh im Jahr 2035 und perspektivisch bei einem vollständigen Umstieg auf batterieelektrische Antriebe auf 110 TWh. Das entspricht in etwa 22 % der deutschen Stromnachfrage insgesamt im Jahr 2021 (AGEB). Die Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* errechnet für den gesamten Verkehrssektor im Jahr 2045 einen Endenergiebedarf von 231 TWh, wobei zu rund einem Viertel Wasserstoff und Power-to-Liquid-Kraftstoffe zum Einsatz kommen (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2021). Die Studie geht von einer geringeren Zunahme der Güterverkehrsnachfrage aus, da weniger fossile Güter transportiert werden müssen und nimmt eine rückläufige Verkehrsleistung von Pkw an, die sich aus einer starken Verlagerung auf klimafreundliche Verkehrsmittel ergibt.

Neben dem Gesamtbedarf an (erneuerbaren) Strom stellen sich für den Aufbau der Energie-Infrastruktur die Fragen: Welcher Anteil der Strommenge wird an öffentlich zugänglichen Ladepunkten benötigt? Und welche Ladeleistung sollte an den Ladepunkten bereitgestellt werden, um die derzeitigen Einsatzprofile von Transportfahrzeugen möglichst vollständig abzudecken? Da der Aufbau von Ladeinfrastruktur sowie die Elektrifizierung der Nutzfahrzeug-Flotten insgesamt noch am Anfang stehen, können nur Annahmen über die zukünftige Nutzung verschiedener Ladetypen getroffen werden.

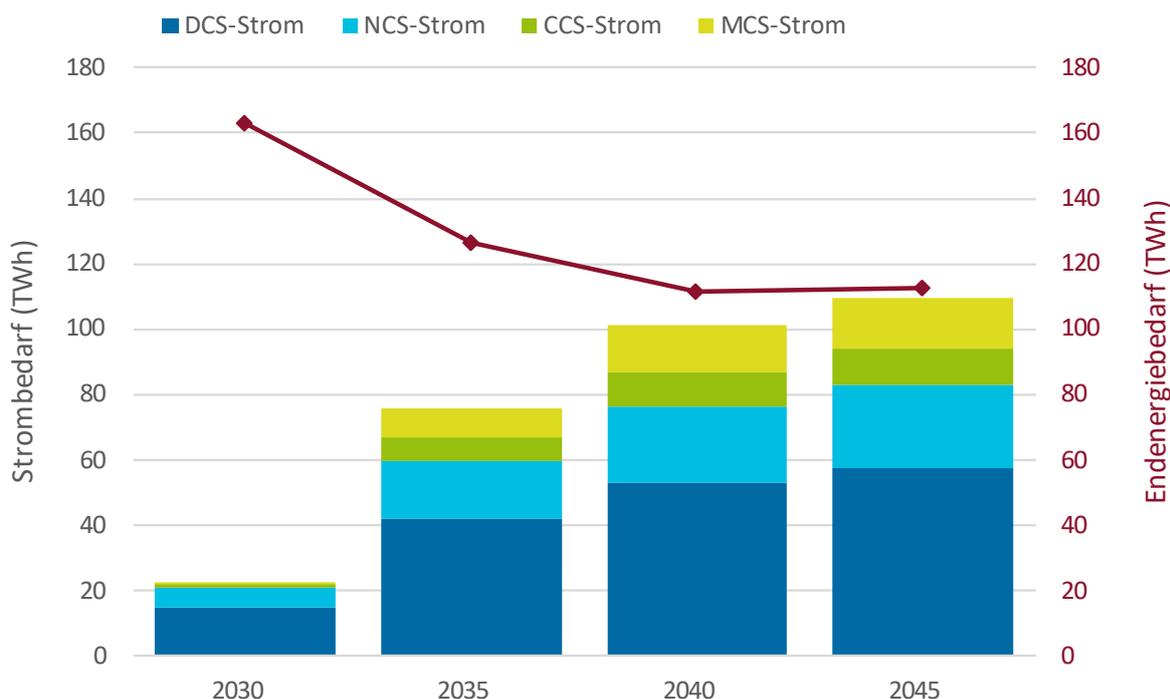
In der Modellierung schätzen wir die Nutzungsanteile der verschiedenen Ladetypen auf Basis einer Fahrtenketten-Analyse der Erhebung *Krafffahrzeuge in Deutschland 2010* ab (vgl. Abschnitt 4.5.2). Dabei gehen wir von einer ökonomisch und zeitlich möglichst effizienten Nutzung der Ladetypen aus. Für das Jahr 2035 ergibt sich in Abbildung 6-1 folgende Verteilung:

- **Depot-Charging-System (DCS):** Die günstigste Ladeoption ist voraussichtlich im Depot bzw. bei den Betrieben selbst. Wenn möglich, laden alle Fahrzeuge zu Beginn jeder Fahrtenkette die Batterie vollständig im Depot auf. In diesem idealisierten Fall kann rund 55 % der Stromnachfrage über DCS-Ladepunkte bei moderaten Ladeleistungen bis 150 kW gedeckt werden. Voraussetzung hierfür sind entsprechend lange, vorwiegend nächtliche Standzeiten von 6-8 Stunden.
- **Night-Charging-System (NCS):** Für mehrtägige Fahrtenketten ist nicht sichergestellt, dass die Fahrzeuge zum Nachladen in das Depot zurückkehren können. Wir nehmen an, dass der Batteriespeicher dennoch einmal je Betriebstag langsam bei moderaten Leistungen bis 150 kW vollständig geladen wird und teurere Ladeoptionen mit höheren Ladeleistungen nur im Bedarfsfall zum Nachladen genutzt werden. Zum langsamen Nachladen der Batterie für mehrtägige Fahrtenketten werden öffentlich zugängliche NCS-Ladepunkten an Rastanlagen und Autohöfen genutzt. In diesem Fall entspricht der Stromanteil an NCS-Ladepunkten etwa 24 %. Demnach ergibt sich unter den gesetzten Annahmen für NCS und DCS ein Potenzial für Ladevorgänge bei Ladeleistungen bis 150 kW von insgesamt knapp 80 % der gesamten Stromnachfrage.

- Combined-Charging-System (CCS):** Für Tagesfahrleistungen, die jenseits der Batteriereichweiten der Lkw liegen, muss der Batteriespeicher an Schnell-Ladepunkten nachgeladen werden. Der CCS-Standard erlaubt eine Ladeleistung von 350 kW. Nutzen die Fahrzeuge diese Option, die mit einem einmaligen Nachladen an einem CCS-Ladepunkt ihr Tagesziel erreichen, ergibt sich für CCS-Ladestrom ein Anteil von 9 % an der Gesamtstromnachfrage.
- Megawatt-Charging-System (MCS):** MCS-Ladepunkte mit einer Ladespitzenleistung von 1000 kW werden genutzt, wenn ein einmaliger Nachlade-Stopp an einem CCS-Ladepunkt nicht ausreicht, um die Tagesfahrleistung zu erfüllen. Unter diesen Annahmen beträgt der Stromanteil von MCS-Ladepunkten rund 12 %.

Insgesamt kann unter den gesetzten Annahmen knapp 80 % der Stromnachfrage über ein einmaliges Laden des Batteriespeichers pro Betriebstag gedeckt werden. Der übrige Strom muss an Schnell-Ladepunkten (CCS oder MCS) während eines Nachlade-Stopps möglichst innerhalb der Ruhe- und Lenkpause nachgeladen werden.

Abbildung 6-1: Endenergiebedarf im Straßengüterverkehr im „BEV“-Szenario „recharge2035“ unter Abschätzung einer Verteilung auf Ladetypen



DCS: Depot-Charging-System, NCS: Night-Charging-System, CCS: Combined-Charging-System, MCS: Megawatt-Charging-System

Endenergiebedarf inklusive 11 % Ladeverluste an Ladesäulen und 18 % Energieverlusten an Oberleitungssystemen

Quelle: Eigene Berechnungen (einschließlich der Ladeverluste zwischen Ladesäule und Fahrzeug)

Die Abschätzung der Verteilung auf Ladetypen basiert auf vereinfachenden Annahmen. In der Praxis sind einige Verschiebungen der Nutzungsmuster denkbar. Beispielsweise sind für Fahrzeuge im Mehrschichtbetrieb Ladestandzeiten von 6-8 Stunden in der Regel nicht realisierbar. Die Konsequenzen sind aus heutiger Sicht allerdings schwierig abzuschätzen. Ein Teil der Betriebe

wird womöglich überwiegend Schnell-Ladepunkte nutzen, ein anderer Teil vielleicht aufgrund des ökonomischen Anreizes längere Standzeiten im Betrieb ermöglichen. Auch ist es denkbar, dass mehrtägige Routen komplett über betriebliche Ladepunkte organisiert werden können. Beispielsweise bestehen Initiativen zur Öffnung von gewerblichen Flächen für Dritte, um zusätzlichen Parkraum und zukünftig auch Ladestandorte zu schaffen. Andererseits entstehen bereits durch Transitverkehre hohe Bedarfe an öffentlichen NCS. Die Abschätzung ist daher nicht als abschließend oder vollständig zu interpretieren; sie kann lediglich eine Orientierung geben, wie die projizierten Batteriereichweiten der Fahrzeuge und die erforderlichen Tagesfahrleistungen zusammenhängen und welche Nachladebedarfe sich daraus ergeben.

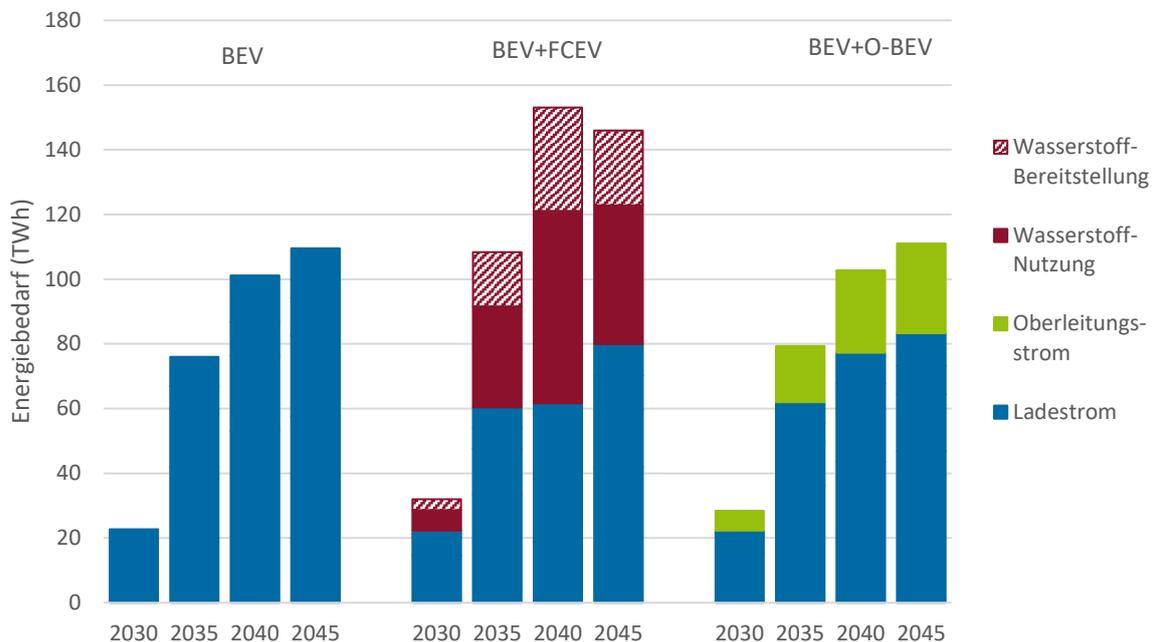
6.1.2 Technologie-Mixe

Für den Vergleich der Technologie-Mix-Szenarien zeigt Abbildung 6-2 die Entwicklung des Energiebedarfs in den Szenarien „BEV: recharge2035“, „BEV+FCEV: rech2035-lowH2“ und „BEV+O-BEV: rech2035“:

- **BEV+FCEV:** Ergänzen FCEV bedingt durch günstige Wasserstoffpreise den E-Lkw-Markt, reduziert sich die Nachfrage nach Ladestrom. In dem betrachteten Szenario sinkt der Strombedarf an stationären Ladepunkten im Jahr 2030 um 20 % und im Jahr 2040 (bei 36 % FCEV im Bestand) um 40 %. Gleichzeitig steigt der Energiebedarf durch die Nutzung des Wasserstoffs aufgrund der geringeren Effizienz des FCEV-Antriebes um 20 % bzw. bei Berücksichtigung des Strombedarfs zur Wasserstoff-Bereitstellung um rund 40 %. Die Wasserstoffnachfrage steigt in diesem Szenario von 30 TWh im Jahr 2030 auf knapp 60 TWh im Jahr 2045 an. Zum Vergleich liegt der jährliche Wasserstoffbedarf für aktuelle Anwendungen in der chemischen Industrie bei etwa 55 TWh (BMW i 2020). Hinzu kommen weitere Bedarfe im Zuge von klimaschonenden Transformationen in der Stahlindustrie und als Ergänzung der Erneuerbaren Energien im Energiesektor in Höhe von ca. 226 TWh im Jahr 2045 (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2021). Eine Nachfrage von Wasserstoff im Verkehr stünde damit in direkter Nutzungskonkurrenz zu industriellen Anwendungen, für die es bis dato keine technischen Alternativen gibt. Die *Nationale Wasserstoffstrategie* der Bundesregierung sieht für Deutschland eine Produktion von grünem Wasserstoff bis zum Jahr 2035 in Höhe von 28 TWh vor (BMW i 2020). Eine Nachfrage an Wasserstoff im Verkehrssektor müsste folglich über Importe abgedeckt werden.
- **BEV+O-BEV:** Auch eine Kombination aus BEV und O-BEV reduziert den Bedarf an stationärem Ladestrom. Im Jahr 2030 ergibt sich in dem betrachteten Szenario eine Minderung um 18 % und im Jahr 2040 um 24 %. Der Strombedarf steigt insgesamt leicht um 2-4 % an. Grund hierfür sind leicht erhöhte Energieverbräuche, die bei O-BEV über den zusätzlichen Strömungswiderstand bei ausgefahrenem Pantographen entstehen sowie durch höhere Verluste bei der dynamischen Stromübertragung.

Beide Technologien, FCEV sowie O-BEV, können demnach den Bedarf an stationärer Ladeinfrastruktur substanziell mindern. Nichtsdestotrotz wird in allen Szenarien – entsprechend der Dominanz von BEV in den modellierten Markthochläufen – mindestens die Hälfte des Endenergiebedarfs an stationären Ladepunkten zur Verfügung gestellt.

Abbildung 6-2: Vergleich des Energiebedarfs im Straßengüterverkehr in den Technologie-Mix Szenarien



Annahme: Wirkungsgrad für Wasserstoff-Bereitstellung aus Strom (Elektrolyse und Umwandlung): 65 %

Inklusive 11 % Ladeverluste an Ladesäulen und 18 % Energieverlusten an Oberleitungssystemen

Quelle: Eigene Berechnungen

6.2 Gesamtbedarf an Energie-Infrastrukturen

Der Bedarf an Ladeinfrastruktur und H₂-Tankstellen berechnet sich aus dem Endenergieverbrauch und gegebenen Leistungen der Energie-Infrastrukturen. Als Bilanzierungsgröße verwenden wir einzelne Ladepunkte und als Pendant H₂-Zapfhähne. Wie in Abschnitt 4.8 ausführlich beschrieben, werden die Energiebedarfe anhand der Verkehrsstärken regional umgelegt. In diesem Abschnitt sind die regionalen Bedarfe zu einem Gesamtbedarf aufsummiert. Der Bedarf an Oberleitungs-Infrastruktur wird direkt aus dem Vorgängerprojekt StratON übernommen (Öko-Institut; HHN; Fraunhofer IAO; ITP 2020).

6.2.1 BEV-Szenarien

In einem rein batterieelektrischen Szenario mit flächendeckender und bedarfsgerechter Ladeinfrastruktur ab 2035 („BEV: recharge2035“) ergeben sich in den kommenden 10 Jahren enorme Auf- und Ausbaubedarfe. Für die verschiedenen Ladepunkt-Typen zeigen sich die folgenden Zusammenhänge:

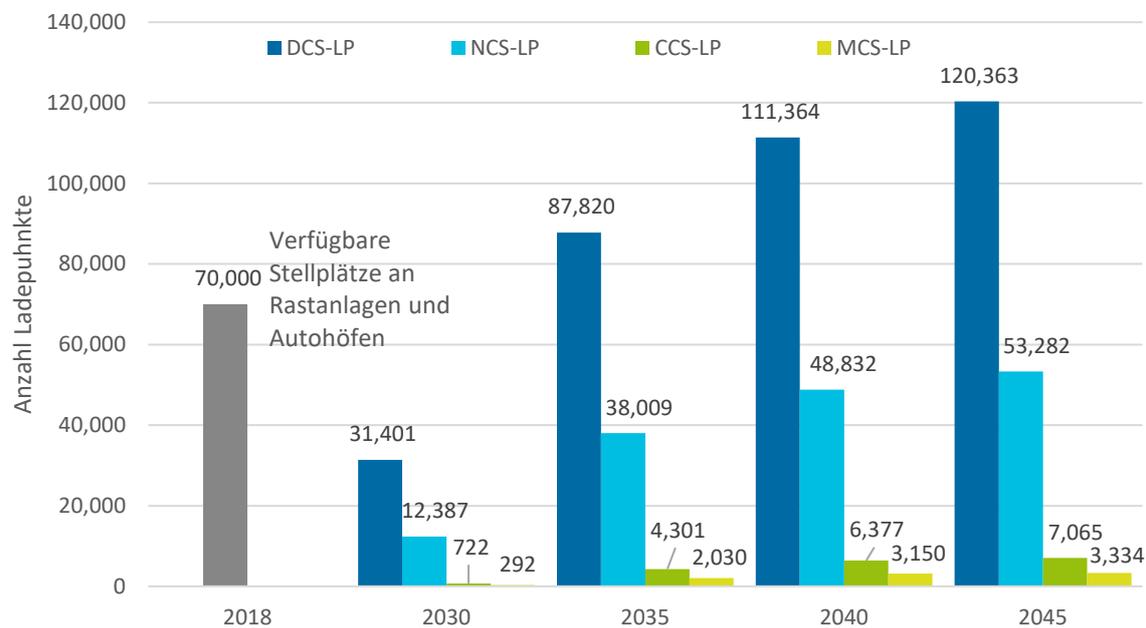
- **Depot-Charging-System (DCS):** In den Betrieben werden bis 2035 mindestens 90.000 Depot-Ladepunkte benötigt. Diese Zahl stellt wahrscheinlich eine Untergrenze dar, die sich für Ladeleistungen von 150 kW und einer Auslastung von 1,5 Lkw pro Ladepunkt ergibt. In vielen Betrieben werden geringere Ladeleistungen, insbesondere auch für Fahrzeuge mit kleineren Batteriesystemen, praktikabel sein. Entsprechend höher liegt die Anzahl an benötigten

Ladepunkten. Wird je Nutzfahrzeug ein Depot-Ladepunkt errichtet, steigt der Bedarf auf 150.000 Depot-Ladepunkte allein für das Segment der Last- und Sattelzüge.

- **Night-Charging-System (NCS) und Stellplätze:** Unsere Abschätzungen ergeben einen Bedarf von knapp 40.000 NCS-Ladepunkten bis 2035 und perspektivisch etwa 55.000 NCS-LP bis 2045. Eine Studie der *Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt)* aus dem Jahr 2018 gibt die Anzahl der verfügbaren Stellplätze an Rastanlagen und Autohöfen mit etwa 70.000 an; davon befinden sich rund 40.000 Stellplätze an bewirtschafteten Rastanlagen und Autohöfen (BASt 2018). Rein rechnerisch würden die Stellplätze demnach für den Bedarf an NCS-LP ausreichen. Allerdings weist die BASt-Studie daraufhin, dass nachts durchschnittlich etwa 23.500 zusätzliche Lkw „wild“ abgestellt werden, für die bereits heute keine Stellplätze zur Verfügung stehen. Die Engpässe bei den Stellplatz-Kapazitäten könnten durch erforderliche nächtliche Ladebedarfe verschärft werden und sollten durch Reservierungs- und Buchungssysteme berücksichtigt werden.
- **Combined-Charging-System (CCS):** Für CCS-Ladepunkte ergibt sich ein Bedarf von rund 4.300 Ladepunkten bis zum Jahr 2035. In der Modellierung werden CCS fast ausschließlich von BEV200 mit moderaten Fahrleistungen bis etwa 300 km genutzt. Hohe Tagesfahrleistungen erfordern große Batteriespeicher und zusätzliches Nachladen an MCS-Ladepunkten. Ein Aufbau von CCS-Ladepunkten bietet sich demnach insbesondere für regionale Verkehre an. Beispielsweise könnten Be- und Entladerampen mit CCS-Ladepunkten ausgestattet werden, um ein effizientes Nachladen während geplanter Standzeiten zu ermöglichen.
- **Megawatt-Charging-System (MCS):** Der neue Ladestandard MCS wird bis 2035 an rund 2.000 öffentlichen Ladepunkten benötigt. Das Hochleistungs-Laden wird vorrangig an Autobahnen zum Nachladen innerhalb der gesetzlich vorgeschriebenen Lenkpausen benötigt (45 min nach 4,5 Stunden Fahrt). Da bisher lediglich Prototypen für MCS-Ladepunkte existieren (vgl. Schaal 2022a, Schaal 2022b) und mehrjährige Zeitspannen für die Planung, Genehmigung und Umsetzung der Netzanschlüsse anfallen, ist der erforderliche Aufbau von durchschnittlich 200 MCS-Ladepunkten pro Jahr von 2025 bis 2035 als kritisch zu bewerten.

Der erforderliche Aufbau von Ladeinfrastruktur für die Einsatzfähigkeit von BEV im Straßengüterverkehr gestaltet sich vornehmlich durch den zeitlichen Druck der Flotten-Elektrifizierung als herausfordernd. Dies gilt insbesondere für den Bedarf an MCS-Ladepunkten, auf denen zwar nur ein geringer Anteil des Strombedarfs entfällt, deren Verfügbarkeit allerdings essenziell für Einsatzmöglichkeiten von BEV im emissionsstarken Fernverkehr ist.

Abbildung 6-3: Bedarf an Ladepunkten (LP) im Straßengüterverkehr nach Ladetypen im „BEV“-Szenario „recharge2035“



Annahmen: Nennleistungen: DCS – 150 kW, NCS – 150 kW, CCS – 350 kW, MCS – 1000 kW (davon 85% Durchschnittsleistung).

Quelle: Eigene Berechnungen und BASt 2018

6.2.2 Technologie-Mixe

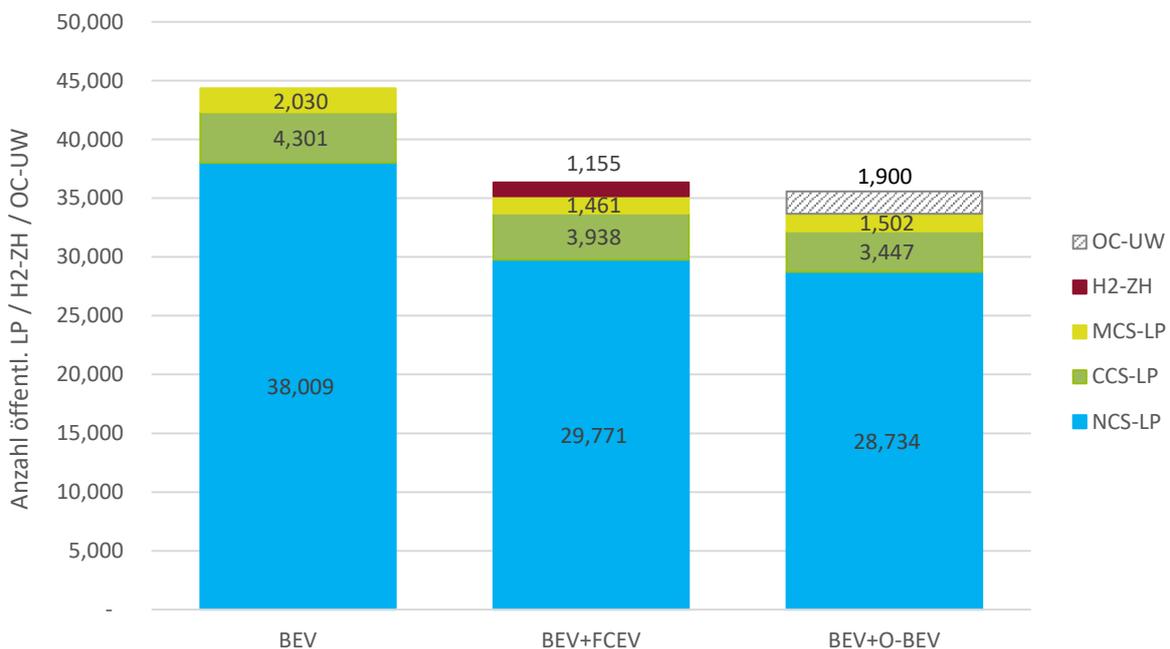
Für den Vergleich der Technologie-Mixe fokussieren wir auf die Bedarfe an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur im Jahr 2035. Die Einsparungen bei Depotladepunkten liegen in ähnlicher Größenordnung wie für NCS-Ladepunkte. Der Vergleich in Abbildung 6-4 zeigt:

- **BEV+FCEV:** Der Einsatz von FCEV mit Reichweiten von voraussichtlich 1000 km im Jahr 2030 zielt auf die Fernverkehre. Es werden 22 % der NCS- und 28 % MCS-Ladepunkte im Vergleich zum reinen BEV-Szenario eingespart. Der Einsparung von etwa 570 MCS-Ladepunkten steht ein Bedarf an H₂-Tankstellen mit insgesamt 1.155 Zapfhähnen gegenüber.
- **BEV+O-BEV:** Ein passender Vergleich mit diskreten stationären Ladepunkten ist für den streckenweisen Aufbau von Oberleitungs-Infrastruktur kaum möglich, daher zeigen wir zur Einordnung den Bedarf an Unterwerken, welche etwa alle 2 km zur Stromversorgung der Oberleitungs-Anlage errichtet werden. Die durchschnittliche Leistung je Unterwerk liegt mit 2,8 MW über der Nennleistung eines MCS-Ladepunktes (vgl. Abschnitt 6.3.3). In Summe spart der Einsatz von O-BEV in ähnlichem Maße wie FCEV stationäre Ladepunkte im Umfang von 20 bis 25 % gegenüber dem reinem BEV-Szenario. Im Gegenzug sind etwa 1.900 Unterwerke erforderlich, um ein Oberleitungs-Kernetz auf den verkehrsstärksten Autobahnen in Deutschland zu errichten.

Die Technologie-Mix-Szenarien weisen im Vergleich zu dem reinen BEV-Szenario signifikante Einsparpotenziale für stationäre Ladepunkte auf, wodurch insbesondere der herausfordernde Aufbau von Megawatt-Ladepunkten abgedeckt werden könnte. Allerdings gestaltet sich der

zusätzliche Aufbau von Wasserstoff-Tankstellen oder Oberleitungssystemen ebenfalls als herausfordernd. So existieren derzeit noch keine Wasserstoff-Betankungsinfrastrukturen in der benötigten Größenordnung und die Anwendung von Oberleitungssystemen ist bislang auf wenige Streckenkilometer und eine geringe Fahrzeugauslastung begrenzt (vgl. Abschnitte 2.2, 6.3.2 und 6.3.3). Wie bereits in den Markthochlaufszszenarien deutlich wurde, kann ein Hochlauf von BEV und ein damit verbundener Bedarf an stationärer Ladeinfrastruktur als nahezu gesichert angenommen werden. Über die erforderliche Ausprägung und Ausgestaltung bestehen weiterhin hohe Unsicherheiten. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass für alle Technologiepfade kritische Herausforderungen für den drängenden Aufbau der Energie-Infrastrukturen bestehen.

Abbildung 6-4: Bedarf an öffentlichen Ladepunkten, H₂-Zapfhähnen und Oberleitungs-Unterwerken im Jahr 2035 in den Technologie-Mix-Szenarien (alle SNF)



„BEV: recharge2035“, „BEV+FCEV: rech2035-lowH2“ und „BEV+O-BEV: rech&oc2035“

Ladepunkte (LP): DCS: Depot-Charging-System, NCS: Night-Charging-System, CCS: Combined-Charging-System, MCS: Megawatt-Charging-System / OC-UW: Unterwerke für Oberleitungsinfrastruktur, H₂-ZH: Zapfhähne an Wasserstoff-Tankstellen

Quelle: Eigene Berechnungen

6.2.3 Vergleich mit AFIR-Anforderungen

Auf EU-Ebene werden voraussichtlich noch in diesem Jahr verbindliche Mindestziele für den Aufbau alternativer Energie-Infrastrukturen in Kraft treten, um einen uneingeschränkten Transport mit alternativen Antrieben innerhalb der EU sicherzustellen (vgl. Abschnitt 3.3). Für schwere Nutzfahrzeuge zielt die Verordnung auf die Flächenabdeckung, während für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge zusätzlich flottenspezifische Vorgaben zum Tragen kommen. In definierten Maximalabständen auf dem TEN-T Netz werden Leistungsvorgaben für Ladestandorte vorgeschrieben. Zusätzlich gelten Leistungsvorgaben an urbanen Knotenpunkten und an *Safe and Secure Parking areas* (vgl. Abschnitt 3.3). Im geringeren Umfang sollen zudem Wasserstoff-Tankstellen errichtet werden.

In Tabelle 6-1 sind die Mindestziele der AFIR den ermittelten Bedarfen in den Szenarien gegenübergestellt. Werden die Zielvorgaben je Standort aufsummiert, ergibt sich eine bis 2030 mindestens zu installierende Leistung an öffentlichen Ladestandorten in Deutschland von 1,1 GW. Für Wasserstoff-Tankstellen sehen die Vorgaben ab 2030 eine Gesamtkapazität von ca. 140 t_{H2}/Tag vor. Im Gegensatz zum ursprünglichen Vorschlag der EU-Kommission sind in der finalen Gesetzesfassung der AFIR keine Zielwerte für das Jahr 2035 vorgegeben. Die Bedarfsentwicklung zeigt allerdings insbesondere im Zeitraum von 2030 bis 2035 einen starken Zuwachs der Strom- bzw. Wasserstoffnachfrage im Straßengüterverkehr.

Im Vergleich zum AFIR-Vorschlag ergeben sich in den Szenarien folgende Bedarfe:

- **BEV:** Bereits im Jahr 2030 liegen die Bedarfe an öffentlicher Ladeleistung in zweifacher Höhe über den Mindestvorgaben der AFIR. Die Diskrepanz wächst im Jahr 2035 auf einen Faktor acht. Eine Abschätzung des ICCT über den EU-weiten Bedarf an Ladeinfrastruktur berechnet für das Jahr 2030 ebenfalls einen höheren Bedarf gegenüber dem damaligen Vorschlag der EU-Kommission (ICCT 2022c), der für das Jahr 2030 in einer ähnlichen Größenordnung liegt wie die finale Gesetzesfassung.
- **BEV + FCEV:** Zwar reduzieren Brennstoffzellen-Lkw den Bedarf an öffentlicher Ladeinfrastruktur, die modellierten Bedarfe überschreiten allerdings auch in dem Mix-Szenario erheblich die in der AFIR formulierten Mindestanforderungen. Der Wasserstoffbedarf, der für das Jahr 2030 zu rund 600 Tonnen H₂ pro Tag ermittelt wird, liegt etwa um einen Faktor vier über den Vorgaben der AFIR. Die Mindestvorgaben für Wasserstoff-Tankstellen sind wahrscheinlich konservativer, da bezüglich der Marktentwicklung von FCEV noch größere Unsicherheit herrscht als bezüglich BEV.
- **BEV + O-BEV:** Ein Aufbau von Oberleitungs-Infrastruktur reduziert ebenfalls den Bedarf an öffentlicher Ladeinfrastruktur. Allerdings erfordert das Oberleitungs-Kernnetz etwa noch einmal 80 % bis 100 % der Leistung der öffentlichen Ladeinfrastruktur zusätzlich, um dem Bestand an O-BEV ein gleichzeitiges Fahren (ohne Nachladen der Batterie) an der Oberleitung zu ermöglichen.

In Summe setzt die Flotten-Elektrifizierung in Deutschland einen Aufbau an öffentlicher Energie-Infrastruktur voraus, der deutlich über den Vorschlägen der EU-Kommission liegt. Für die Revision der AFIR im Jahr 2026 sollte das Ambitionsniveau für die Zielvorgaben ab 2030 deutlich erhöht werden. Wie bereits im Zusammenhang mit den CO₂-Emissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge in Abschnitt 5.5 diskutiert, macht die nationale Klimaschutzgesetz- und Zielgebung ein Engagement nötig, dass deutlich über die Mindestvorgaben der EU hinaus geht.

Tabelle 6-1: Kennwerte für öffentlich zugängliche Energie-Infrastrukturen, Bestände an elektrischen Last- und Sattelzügen (LSZ) und Zielvorgaben der AFIR

| | Einheit | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
|----------------------------------|----------------------|------|------------------|------------------|------------------|
| AFIR (Vorschlag EU-KOM) | | | | | |
| Leistung Ladepunkte ¹ | GW | 1,1 | 1,1 ² | 1,1 ² | 1,1 ² |
| Kapazität Wasserstoff | t _{H2} /Tag | 140 | 140 ² | 140 ² | 140 ² |
| BEV: recharge2035 | | | | | |
| Anteil BEV im Bestand (LSZ) | % | 17 | 63 | 92 | 100 |
| Leistung Ladepunkte | GW | 2,4 | 9,2 | 12,7 | 13,8 |

| | Einheit | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
|--|----------------------|------|-------|-------|-------|
| BEV+FCEV: rech2035-lowH2 | | | | | |
| Anteil BEV im Bestand (LSZ) | % | 17 | 51 | 57 | 70 |
| Leistung Ladepunkte | GW | 2,4 | 7,3 | 7,7 | 10,0 |
| Anteil FCEV im Bestand (LSZ) | % | 3 | 16 | 36 | 30 |
| Kapazität Wasserstoff | t _{H2} /Tag | 607 | 2.994 | 5.714 | 4.129 |
| BEV+O-BEV: rech&oc2035 | | | | | |
| Anteil BEV im Bestand (LSZ) | % | 15 | 47 | 63 | 68 |
| Leistung Ladepunkte | GW | 2,2 | 7,0 | 8,9 | 9,7 |
| Anteil O-BEV im Bestand (LSZ) | % | 6 | 20 | 29 | 32 |
| Leistung Oberleitungsanlage ³ | GW | 1,7 | 5,5 | 8,5 | 9,7 |

¹ Annahme: 100 *Safe and Secure Parking Areas* bis 2030 (Abschätzung auf Basis von ICCT 2022c)

² Für die Jahre nach 2030 wurden noch keine weiteren Zielvorgaben formuliert. Im ursprünglichen Vorschlag der EU-Kommission waren Zielvorgaben bis 2035 ausgewiesen.

³ Annahme: 120 kW pro Fahrzeug bei gleichzeitiger Nutzung der Oberleitungs-Anlage (ohne weitere 150 kW zum Nachladen)

Quelle: Eigene Berechnungen und AFIR 2023

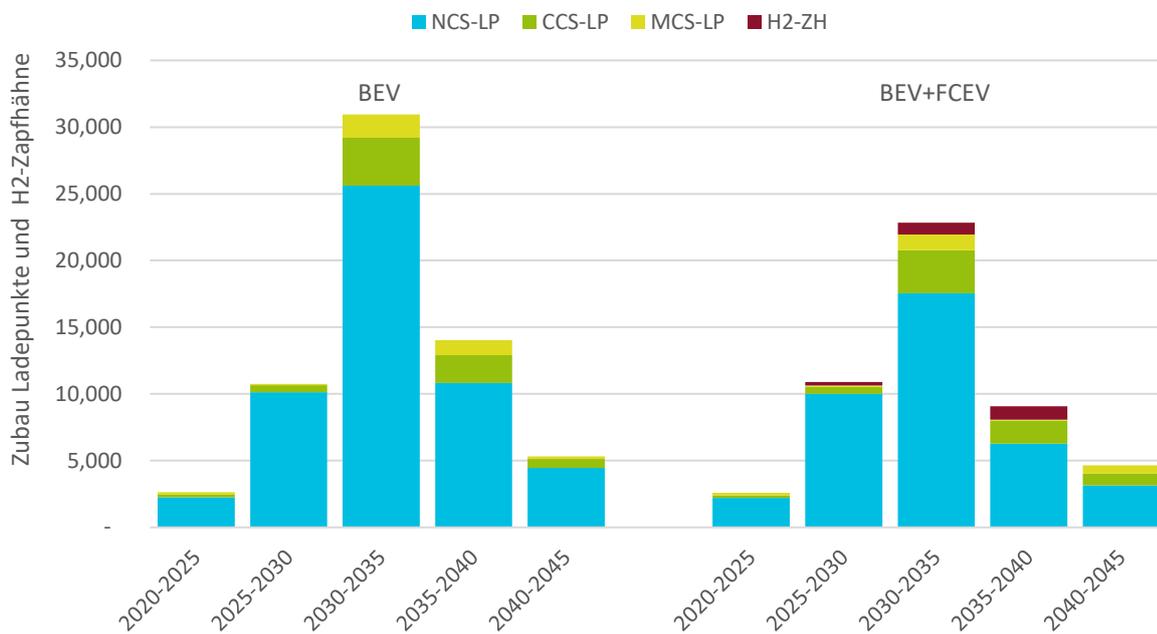
6.2.4 Investitionsbedarfe

Der Aufbau neuer Energie-Infrastrukturen zur Versorgung eines elektrischen Schwerlastverkehrs erfordert Investitionen. Abbildung 6-5 zeigt den Zubau an Ladepunkten und Wasserstoff-Zapfhähnen, wie er nach der Bedarfsabschätzung in den modellierten Szenarien erforderlich wäre. Die Hauptlast des Zubaus entsteht in dem Zeitraum von 2030 bis 2035. Zahlenmäßig stechen die Bedarfe an öffentlichen Übernacht-Ladepunkten (NCS) hervor, der Aufbau von Megawatt-Ladepunkten und Wasserstoff-Zapfhähnen ist jedoch pro Stück mit einem höheren Aufwand verbunden (vgl. Abschnitt 6.3). Der Technologie-Mix aus BEV und O-BEV ist hier nicht zusätzlich dargestellt. Die Bedarfe an Ladeinfrastruktur sind, wie in Abschnitt 6.2.2 beschrieben, in der gleichen Größenordnung wie in dem Technologie-Mix-Szenario aus BEV und FCEV. Der Aufbau des Oberleitungskernnetzes wird mit 1.900 km im Zeitraum 2025 bis 2030 und weiteren 1.900 km im Zeitraum von 2030 bis 2035 angenommen.

Aus den in Abschnitt 4.6 aufgeführten Kapitalkosten der Energie-Infrastrukturen berechnen sich die in Abbildung 6-6 dargestellten Investitionsbedarfe. Die schraffierte Fläche gibt dabei einen Unsicherheitsbereich zwischen den unteren und oberen angegebenen Kostenrahmen an. Demnach ist der rein batterieelektrische Technologiepfad mit den geringsten Investitionsbedarfen verbunden. In Summe werden bis zum Jahr 2045 ca. 5 bis 10 Mrd. € benötigt. In dem Technologie-Mix von BEV und FCEV werden die Einsparungen an Ladeinfrastruktur durch die zusätzlichen hohen Investitionen in Betankungsinfrastrukturen für Wasserstoff überkompensiert. In Summe fallen 8 bis 15 Mrd. € an Investitionen an.

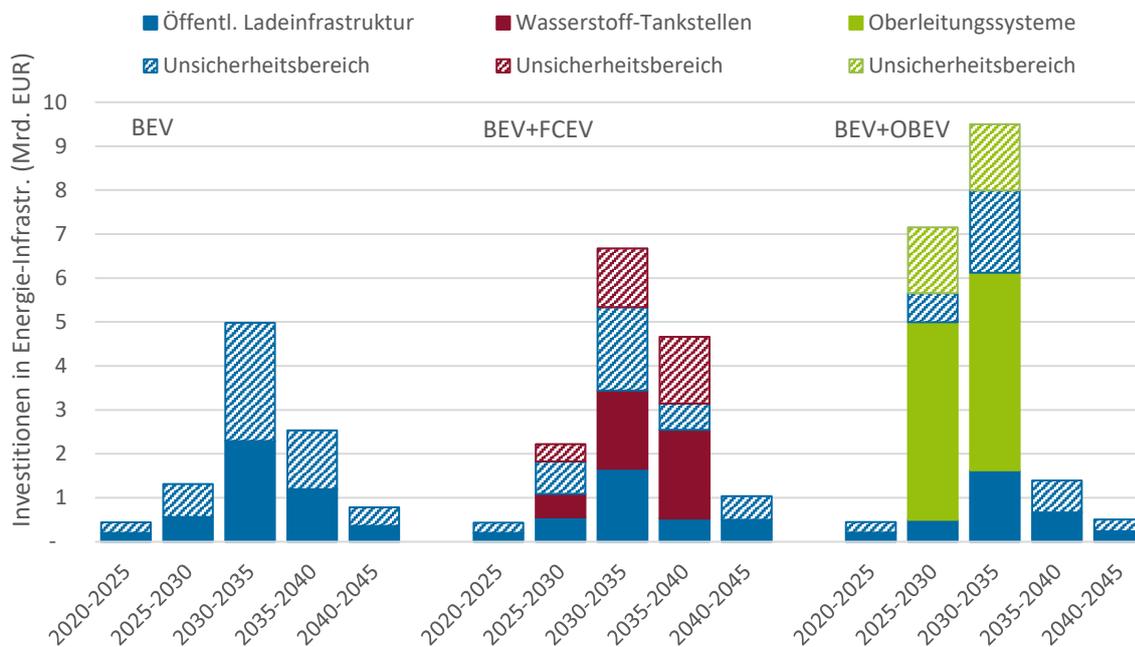
Der höchste Investitionsbedarf entsteht nach der Bedarfsabschätzung für einen gemeinsamen Aufbau von Ladeinfrastruktur und Oberleitungssystemen mit insgesamt 20 bis 34 Mrd. €. Dies liegt zum Teil darin begründet, dass sich unsere Bedarfsabschätzung für Ladeinfrastrukturen und Wasserstoff-Tankstellen an der modellierten Nachfrage orientiert, während die Ausbaustufen des Oberleitungsnetzes als Eingangsgröße in die Modellierung einfließen. Eine zeitweilige Überdimensionierung ist also möglich und in der tatsächlichen Umsetzung auch wahrscheinlich.

Abbildung 6-5: Zubau an Ladepunkten und H₂-Zapfhähnen in den Szenarien „BEV: recharge2035“ und „BEV+FCEV: rech35-lowH2“



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 6-6: Investitionsbedarfe für öffentliche Energie-Infrastrukturen im Vergleich der Technologie-Mixe



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Öko-Institut; EWI; FCN 2022, Fraunhofer ISI 2020b und Öko-Institut 2018

Dennoch ist festzustellen, dass von den drei Technologieoptionen der Aufbau von Oberleitungssystemen auf Autobahnen voraussichtlich mit den höchsten initialen Investitionen verbunden ist. Nichtsdestotrotz ist eine Finanzierung der Energie-Infrastrukturen in allen drei Technologiepfaden über die Berücksichtigung einer Infrastrukturabgabe in den Gesamtkosten sichergestellt (vgl. Abschnitt 4.6).

Bislang nicht berücksichtigt in den Kosten der Energie-Infrastrukturen sind die Vorketten der Verteilung, d.h. Transportinfrastrukturen für Wasserstoff oder potenzielle Ertüchtigungen des Stromnetzes für Ladestandorte oder Oberleitungssysteme. Die über die Szenarien entwickelten Mengengerüste an Energie-Infrastrukturen sollen helfen, zukünftige Strom- und Wasserstoffnachfragen im Straßengüterverkehr enger in energiewirtschaftlichen Planungen zu berücksichtigen.

6.3 Regionale Bedarfe entlang der Autobahnen

Für die Auslegung und Dimensionierung von Ladestandorten, Wasserstoff-Tankstellen oder Oberleitungsanlagen werden in diesem Abschnitt die über die regionalen Verkehrsstärken gewichteten Bedarfe an öffentlichen Energie-Infrastrukturen aufgezeigt. Dafür wurde in einem ersten Schritt ein Standort-Raster entlang des Bundes-Autobahn-Netzes (BAB) angelegt, welches sich an den von der EU-Kommission vorgeschlagenen Abstandsvorgaben der AFIR orientiert. In einem zweiten Schritt wird der modellierte Endenergiebedarf entsprechend der in Abschnitt 4.8 beschriebenen Methodik auf die lokale Verkehrsnachfrage der Standorte umgelegt. Die Anzahl an Ladepunkten und Wasserstoff-Zapfhähnen leitet sich aus der durchschnittlichen Spitzenlast der lokalen Verkehrsnachfrage ab.

Die in diesem Abschnitt skizzierten Standorte sind dabei nicht als Standortempfehlung für die praktische Umsetzung zu verstehen. Für diese Auswahl sind weitere Kriterien, wie u.a. Platzverfügbarkeiten, Besitzverhältnisse und Möglichkeiten der Netzanbindung ausschlaggebend. Ziel ist es vielmehr, eine Übersicht über die Mengenbedarfe an Ladepunkten oder H₂-Zapfhähnen in Abhängigkeit der Verkehrsnachfrage zu geben sowie Aussagen über die zu installierende Leistung, Strom- oder Wasserstoffbedarfe und die potenzielle Auslastung der Infrastrukturen. Dafür werden die Standorte nach der Verkehrsstärke in fünf Größenkategorien unterteilt. Der Fokus liegt auf der Nachfrage im Jahr 2035, da bis zu diesem Zeitpunkt die Nutzfahrzeug-Bestände in den Szenarien bereits zu über 50 % elektrifiziert sind.

6.3.1 Ladestationen

Für ein Raster an Ladestandorten auf dem Bundes-Autobahn-Netz nehmen wir einen Abstand von 60 km⁴⁸ an und ergänzen Ladestationen an urbanen Knotenpunkten. Je nach Verkehrsstärke werden die Standorte in fünf Größenkategorien eingeteilt. In Abbildung 6-5 steht eine Markierung für zwei Ladestandorte, d.h. ein Ladestandort je Fahrtrichtung. Das ergibt in Summe über beide Fahrtrichtungen 380 Standorte. Die Verteilung der Lade-Hubs über die Standort-Kategorien ist in Tabelle 6-2 aufgeführt. Die meisten Standorte gehören zur größten Standort-Kategorie mit dem höchsten Verkehrsaufkommen, gefolgt von den beiden kleinsten Größenkategorien.

⁴⁸ Die AFIR sieht genauer bis zum Jahr 2030 auf dem TEN-T Kernnetz einen maximalen Abstand von 60 km zwischen zwei Ladestandorten vor und von maximal 100 km auf dem TEN-T Gesamtnetz.

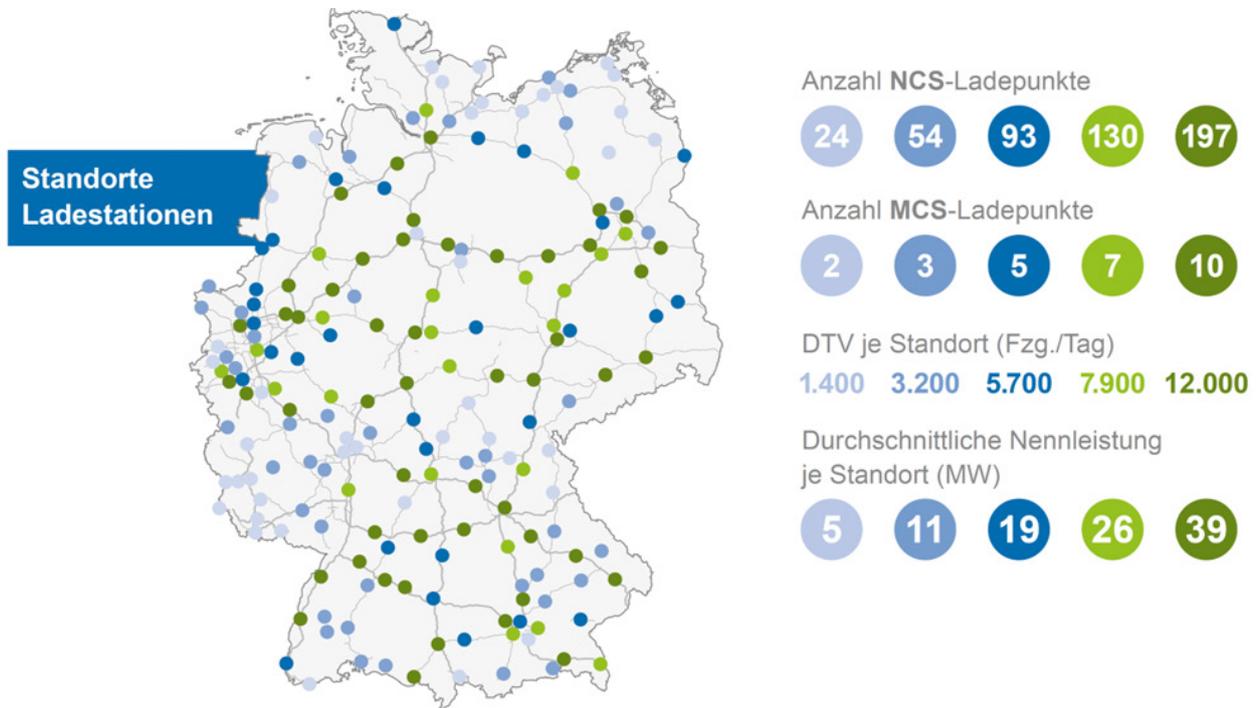
Aus dem Tagesprofil des lokalen Verkehrsaufkommens wird die Spitzenleistung je Standort berechnet und somit die Anzahl der benötigten Ladepunkte bestimmt. Das Vorgehen ist ausführlich in Abschnitt 4.8 beschrieben. Für die Ladepunkt-Typen ermitteln wir für das Jahr 2035 die folgenden Bedarfe:

- **MCS-Ladepunkte:** Der Bedarf an MCS-Ladepunkten variiert zwischen 2 und 10 Ladepunkten je Standort-Kategorie. Die Abschätzung stimmt gut mit Ergebnissen in T&E 2021 und Fraunhofer ISI 2020a überein, wobei sich die Vorgehensweisen in den Studien zum Teil unterscheiden. Zwar werden übereinstimmend lokale Verkehrsstärken zur Abschätzung lokaler Ladepunktbedarfe herangezogen, die Bilanzierungsgrößen sind allerdings unterschiedlich. T&E 2021 variieren den Ladezustand von ankommenden Lkw an den Ladestandorten über eine Monte-Carlo Simulation und erhalten einen Bedarf von 4 bis 14 MCS-Ladepunkten je Ladestation in Abhängigkeit der lokalen Verkehrsnachfrage. In dieser Studie wird, wie in Fraunhofer ISI 2020a und ICCT 2022c, die gesamte Endenergienachfrage über die lokale Verkehrsstärke umgelegt. Die Anzahl der benötigten Ladepunkte je Ladestation wird in Fraunhofer ISI 2020a über ein Warteschlangenmodell ermittelt, während diese Studie die durchschnittliche Spitzenlast je Standort zur Auslegung verwendet. Die Mengengerüste stimmen gut überein, wenn die Randbedingungen in Fraunhofer ISI 2020a von 15% BEV im Bestand und einem angenommenen Anteil von 50 % MCS-Laden auf die Randbedingungen dieser Studie (mehr BEV, weniger öffentliches Laden) umgerechnet werden.
- **NCS-Ladepunkte:** Für NCS errechnen wir einen Bedarf von 24 bis knapp 200 Ladepunkten je Standort. Um die großen Standorte zu entlasten, empfiehlt es sich, die NCS-Ladepunkte auf weitere Rastanlage und Autohöfe zu verteilen. T&E 2021 gibt eine geringfügig höhere Anzahl an NCS-Ladepunkten von etwa 40 bis 220 Ladepunkten je nach Verkehrsaufkommen an, wobei die Mengenangabe nicht auf einer Bedarfsabschätzung beruht, sondern die Studie als Herleitungsgrundlage die in BAST 2018 ermittelten Verfügbarkeiten von Stellplätzen an Rastanlagen nutzt.

Der Bedarf an CCS-Ladepunkten wird hier im Zusammenhang mit Ladestandorten entlang des BAB-Netzes nicht ausgewiesen, da sich, wie in Abschnitt 6.2.1 beschrieben, der Bedarf in der Modellierung auf regionale Verkehre fokussiert. Für den Langstreckenverkehr ist ein Nachladestopp an einem CCS-Ladepunkt innerhalb der Lenkpause in der Regel nicht ausreichend. Als Übergang zum MCS-Standard ist ein zeitnaher Aufbau von CCS-Ladeoptionen entlang der Autobahnen allerdings sinnvoll.

Wichtige Eckwerte für die Ladestandorte sind in Tabelle 6-2 zusammengetragen. Die Nennleistung steigt mit zunehmender Verkehrsnachfrage von 5 MW in Kategorie 1 auf 39 MW in Kategorie 5. Die hohe Auslastung der MCS-Ladepunkte von 12 bis 18 Stunden am Tag (bei durchschnittlicher Leistung) deutet darauf hin, dass die Energie- bzw. Verkehrsnachfrage relativ gleichmäßig über den Tag verteilt sind. In der exemplarischen Tageslastkurve in Abschnitt 4.8 ist ein charakteristischer Rückgang der Verkehrsnachfrage zwischen 22 und 4 Uhr zu beobachten sowie typische Ausschläge während der Spitzennachfragezeiten gegen 7 Uhr und 15-17 Uhr. Auch an den verkehrsrärmeren Standort-Kategorien auf dem BAB-Netz scheint demnach bei ausreichender Marktdurchdringung von E-Lkw das Potenzial einer wirtschaftlichen Auslastung der Ladepunkte gegeben zu sein.

Abbildung 6-7: Ableitung von Größenkategorien für Lade-Hubs an Autobahnen im Jahr 2035 auf Basis der lokalen Verkehrsstärke („BEV: recharge2035“)



Quelle: Eigene Berechnungen und Speth et al. 2022

Tabelle 6-2: Durchschnittliche Leistung je Ladestation in 5 Größenkategorien für das Prognosejahr 2035

| Kategorie | Einheit | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|----------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Anzahl Standorte für beide Richtungen | | 84 | 90 | 60 | 46 | 100 |
| DTV je Richtung | Fzg./Tag | 1.400 | 3.200 | 5.700 | 7.900 | 12.000 |
| Durchschnittlicher Strombedarf je Standort | MWh/Tag | 54 | 122 | 214 | 298 | 452 |
| Nennleistung je Standort | MW | 5 | 11 | 19 | 26 | 39 |
| Auslastung MCS-LP¹ | h/Tag | 11,8 | 15,1 | 16,8 | 17,5 | 18,0 |

¹ Reine Ladezeit bei durchschnittlicher Leistungsabgabe (Durchschnittliche Leistung / Nennleistung = 0,85), Auslastung NCS-Ladepunkte: ca. 12 Stunden am Tag

Quelle: Eigene Berechnungen

Realisiert sich die hohe Auslastung der MCS-Ladepunkte in der Praxis, bedeutet dies, dass Phasen der gleichzeitigen Nutzung von MCS und NCS-Ladepunkten auftreten können. Korrelieren Verkehrsnachfrage und Nachladebedarfe (wie implizit angenommen), treten zu den Spitzenzeiten in den frühen Morgenstunden mögliche Überschneidungen der Nutzung von NCS- und MCS-Ladepunkten auf. Die Nennleistung der Standorte wird daher in Tabelle 6-2 kumuliert über die MCS- und NCS-Ladepunkte angegeben.

Der Netzanschluss der Lade-Hubs erfolgt an das Mittelspannungsnetz oder mit erheblichem Mehraufwand an das Hochspannungsnetz. Für einen Netzanschluss an das Hochspannungsnetz gibt die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur einen Schwellwert von ca. 30 MVA⁴⁹ an (NOW 2022a). Dabei ist für die in Tabelle 6-2 angegebenen Wirkleistungen ein Aufschlag für die Blindleistung zu berücksichtigen, für welche die Studie einen Leistungsfaktor von 95 % angibt. Zudem sind in der Leistungsbilanz der Standorte in der Regel zusätzliche Schnellladepunkte für Pkw zu berücksichtigen, die weitere ca. 5 bis 10 MW Leistung benötigen. Im Gegenzug weisen die Autoren in NOW 2022a und T&E 2021 auf erhebliche Potenziale hin, die benötigte Anschlussleistung der Standorte über ein Lademanagement zu reduzieren. Das Potenzial hängt wiederum von der Gleichzeitigkeit und Dauer der Ladevorgänge ab. Die im Einzelfall zu ermittelnde Anschlussleistung kann demnach von den in Tabelle 6-2 angegebenen kumulierten Nennleistungen der Ladepunkte abweichen, wird allerdings nach den genannten Abwägungen in der angegebenen Größenordnung liegen.

Im Ergebnis wird aller Voraussicht nach für Standorte der Kategorie 5 und wahrscheinlich auch 4 ein Anschluss an das Hochspannungsnetz nötig sein. Werden gegenüberliegende Standorte für beide Fahrtrichtungen gemeinsam an das Stromnetz angeschlossen, ist bereits für Standorte der Kategorie 3 ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz im Jahr 2035 nicht mehr ausreichend. Bis zum Jahr 2045 steigen die Bedarfe an Ladepunkten im Vergleich auf das etwa 1,5-fache. Spätestens ab dem Jahr 2035 sollte eine weitere Verdichtung der Standorte anvisiert werden. Realisieren sich betriebliche Ladeoptionen nicht in dem in dieser Studie angenommenen Ausmaß, steigt die Nachfrage an öffentlichen Hochleistungs-Ladestationen und Anschlussbedarfe an das Hochspannungsnetz werden noch wahrscheinlicher.

Die Realisierungszeiten für die Anbindung von Ladestandorten an das Hochspannungsnetz können bis zu 10 Jahren betragen (NOW 2022a). Entsprechend drängend ist eine frühzeitige und zielgerichtete Planung der Lkw-Ladeinfrastruktur entlang des BAB-Netzes. Um einen breitflächigen Einsatz von E-Lkw bis zum Jahr 2035 zu ermöglichen, muss die Planung von Anbindungsoptionen an das Hochspannungsnetz entlang der Bundesautobahnen zeitnah beginnen.

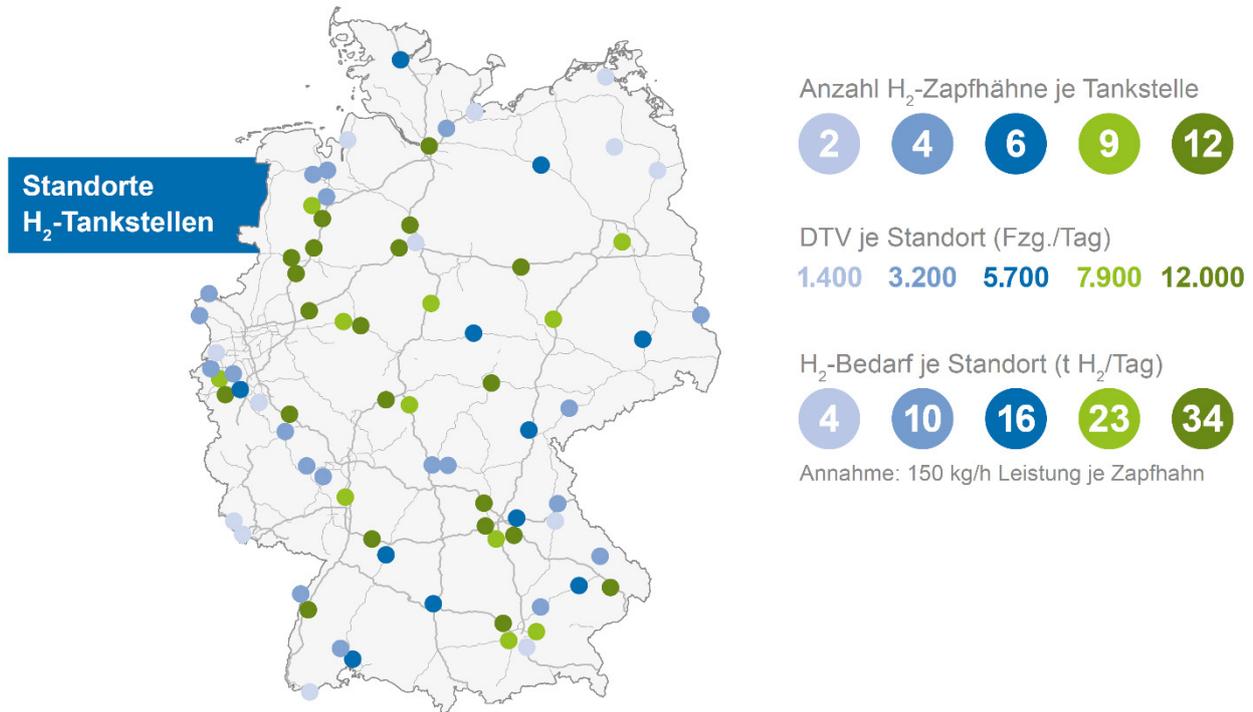
6.3.2 Wasserstoff-Tankstellen

Die Abschätzung der lokalen Bedarfe an Wasserstoff und Betankungsinfrastrukturen erfolgt analog zur beschriebenen Vorgehensweise für Ladestandorte. Die Standortrastrung entlang des BAB-Netzes fällt in Anlehnung an den AFIR-Entwurf der EU-Kommission geringer aus. Der Abstand zwischen zwei Wasserstoff-Tankstellen beträgt maximal 150 km⁵⁰ mit einer Verdichtung an Knotenpunkten. Die aus der Markthochlaufmodellierung im „BEV+FCEV“-Szenario „rech2035-lowH2“ berechnete Gesamtnachfrage an Wasserstoff wird anhand des lokalen Verkehrsaufkommens auf die fiktiven Standorte umgelegt und in 5 Größenkategorien für die Standorte eingeteilt (Abbildung 6-8). Die Mengenangaben beziehen sich auf die benötigte Anzahl an Wasserstoff-Zapfhähnen je Tankstelle.

⁴⁹ Die Einheit MVA („Mega-Voltampere“) wird für die Scheinleistung von Wechselstromsystemen verwendet. Die Scheinleistung beinhaltet neben der Wirkleistung in MW („Megawatt“) die Blindleistung zum Aufbau von elektrischen oder magnetischen Feldern.

⁵⁰ In der finalen Fassung der AFIR vom Juli 2023 ist ein Mindestabstand von nur 200 km vorgegeben. Die vorliegende Bedarfsabschätzung für Wasserstoff-Tankstellen war zu diesem Zeitpunkt bereits abgeschlossen.

Abbildung 6-8: Ableitung von Größenkategorien für H₂-Tankstellen an Autobahnen im Jahr 2035 auf Basis der Verkehrsstärke („BEV+FCEV: rech35-lowH2“)



Annahme: Förderleistung Wasserstoff je Zapfhahn: 150 kg/h

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 6-3: Durchschnittliche Leistung je Wasserstofftankstelle in 5 Größenkategorien für das Prognosejahr 2035

| Kategorie | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|----------------------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Anzahl Standorte für beide Richtungen | | 36 | 44 | 22 | 24 | 44 |
| DTV je Richtung | Fzg./Tag | 1.400 | 3.200 | 5.700 | 7.900 | 12.000 |
| H₂-Bedarf je Standort | t _{H2} /Tag | 4 | 10 | 16 | 23 | 34 |
| H₂-Volumen je Standort (Speicherung bei 200 bar) | m ³ | 284 | 654 | 1.105 | 1.549 | 2.284 |
| Auslastung je Zapfhahn¹ | h/Tag | 12,7 | 15,4 | 17,0 | 17,6 | 18,2 |

¹Angenommene Nennleistung je Zapfhahn: 150 kg/h

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Ergebnis werden in Abhängigkeit der Verkehrsstärke Tankstellen-Kapazitäten von 4 t_{H2}/Tag bis 34 t_{H2}/Tag benötigt, um die im Szenario eingesetzten Brennstoffzellen-Lkw zu versorgen (Tabelle 6-3). Die Anzahl der Zapfhähne je Tankstelle variiert mit der Größenkategorie von 2 bis 12 H₂-Zapfhähnen, um die lokale Wasserstoffnachfrage in der Tagesspitze zu bedienen. Das Fraunhofer ISI ermittelt in einer Studie perspektivisch für das Jahr 2050 einen Tankstellenbedarf in sechs Größenkategorien mit einer ähnlichen Wasserstoffnachfrage in der größten Kategorie von 30 t_{H2}/Tag

bei 16 Zapfhähnen je Tankstelle (Fraunhofer ISI 2020b). Für den Einsatz von Wasserstoff im Schwerlastverkehr ergibt sich demnach ein erheblicher Skalierungsbedarf vorhandener Wasserstoff-Betankungsinfrastrukturen.

Laut dem Betreiber des deutschen Wasserstoff-Tankstellennetzes H₂ Mobility sind an den errichteten Wasserstoff-Tankstellen der Kategorie „Medium“ für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge Kapazitäten von 0,5 t_{H₂}/Tag verfügbar (H₂ MOBILITY 2021). Für die Versorgung von schweren Nutzfahrzeugen werden „XXL“ Tankstellen mit einer Kapazität von 2,5 t_{H₂}/Tag bei 2-4 Zapfhähnen je Tankstelle kalkuliert. Dies würde nach den Abschätzungen dieser Studie nur für eine initiale Marktphase von Brennstoffzellen-Lkw ausreichen. Verteilt sich die Wasserstoffnachfrage durch eine dichtere Rasterung des Tankstellennetzes auf weitere Standorte, können die Kapazitäten zwar reduziert werden, an verkehrsstarken Korridoren wird jedoch mindestens eine Skalierung um eine Größenordnung gegenüber derzeitigen Wasserstoff-Betankungskapazitäten nötig werden.

Unklar ist zudem, in welchem Aggregatzustand der Wasserstoff getankt werden soll. Die in Brennstoffzellen-Lkw bereits realisierte Speicherung von gasförmigem Wasserstoff bei 350 bar erlaubt Reichweiten von etwa 400 km (Hyundai 2020). Für einen Einsatz im Langstreckenverkehr wird eine Erhöhung des Druckniveaus auf 700 bar (wie bei Pkw) oder eine Verflüssigung nötig sein. Für beide Technologien besteht Entwicklungsbedarf, die in schweren Nutzfahrzeugen benötigten Betankungsmengen in kurzen Befüllzeiten zu realisieren⁵¹. Hinzu kommt der enorme Platzbedarf, der sich aus der Speicherung der Wasserstoffmengen vor Ort ergibt. Das Volumen von 34 Tonnen Wasserstoff bei 200 bar Speicherdruck entspricht 2.284 m³. Fraunhofer ISI 2020b geben für eine Tankstelle dieser Größenordnung einen Platzbedarf von 13.470 m² an, dies entspricht fast zwei Fußballfeldern.

Die potenziell größte Herausforderung besteht allerdings, wie bei den Hochleistungs-Ladestationen, in der Energieversorgung der Standorte. Derzeit werden die bestehenden Wasserstofftankstellen über Tankwagen mit gasförmigem Wasserstoff bei einem Speicherdruck von 200 bis 500 bar versorgt (H₂ MOBILITY 2021). Moderne Gas-Trailer können bei einem Speicherdruck von 500 bar etwa 1 Tonne Wasserstoff transportieren (H₂ MOBILITY 2021, CAM 2020). Wird der Wasserstoff verflüssigt, können per Trailer etwa 4 Tonnen transportiert werden (CAM 2020). Entsteht wie im dargestellten Szenario bis 2035 von 16 % der im Straßengüterverkehr eingesetzten Last- und Sattelzugmaschinen eine Nachfrage an Wasserstoff, müsste eine Wasserstoff-Tankstelle der Kategorie 3 mindestens viermal täglich von Wasserstoff-Trailern beliefert werden. Wie bereits in Abschnitt 4.7 aufgezeigt wurde, ist eine Onsite-Produktion von Wasserstoff an der Tankstelle wirtschaftlich kaum darstellbar. Eine Versorgung über neue oder umgewidmete Pipelinenetze ist prinzipiell möglich, erfordert aber eine frühzeitige Planung. Aufgrund der verbleibenden Unsicherheiten über eine stabile Marktentwicklung von Brennstoffzellen-Lkw, wie sie im Zusammenhang mit den Markthochlaufszszenarien diskutiert wurde (vgl. Abschnitt 5.2), sind Investitionen in Verteilungs- und Betankungsinfrastrukturen für Wasserstoff-Tankstellen mit hohen Risiken verbunden.

6.3.3 Oberleitungssysteme

In dem Vorgängerprojekt StratON wurde auf Basis von verkehrlichen Analysen ein Oberleitungsnetz entwickelt, welches sich über ca. 4.000 km des BAB-Netzes erstreckt, wobei rund 10 % der Strecke

⁵¹ Im europäischen Projekt „PRHYDE“ werden Betankungsprotokolle für schwere Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge und Empfehlungen für Standardisierungen entwickelt.

aufgrund von baulichen Gegebenheiten (z.B. Tunnel und Brücken) nicht elektrifiziert sind (Abbildung 6-9). Die Energieversorgung der Oberleitungsanlagen erfolgt abschnittsweise über Unterwerke, die in einem Abstand von etwa 2 km errichtet werden (Öko-Institut 2018, Boltze et al. 2021). Im Vergleich zu den Hochleistungs-Ladesationen wird der Strom bei Oberleitungssystemen also breiter in der Fläche verteilt. Analog zu der Abschätzung der lokalen Bedarfe an Lade- und Betankungsinfrastrukturen, wird die Gesamtenergienachfrage der Oberleitungssysteme anhand der lokalen Verkehrsstärke auf die Unterwerke umgelegt. Da die Errichtung von Oberleitungsanlagen auf verkehrsstarke BAB-Abschnitt beschränkt ist, entfällt in der Bildung der Größenkategorien die 1. Kategorie.

Abbildung 6-9: Oberleitungs-Kernnetz auf verkehrsstarken Autobahnen aus dem Projekt StratON



Quelle: Öko-Institut; HHN; IAO; Intraplan 2020

Tabelle 6-4: Durchschnittliche Leistung je Oberleitungsabschnitt in 4 Größenkategorien für das Prognosejahr 2035 („BEV+O-BEV:rech&oc2035“)

| Kategorie | | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|----------|-------|-------|-------|--------|
| Anzahl Unterwerke für beide Richtungen | | 578 | 385 | 295 | 642 |
| DTV je Richtung | Fzg./Tag | 3.200 | 5.700 | 7.900 | 12.000 |
| Leistung je Unterwerk | MW | 1,3 | 2,2 | 3,1 | 4,6 |

Annahmen: 1 Unterwerk je 2km für beide Richtungen, 120 kW Leistungsaufnahme je O-BEV im Bestand

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Öko-Institut 2018 und Boltze et al. 2021

Die Abschätzung ergibt, dass je Unterwerk eine Leistung von etwa 1,3 bis 4,6 MW benötigt wird (Tabelle 6-4). Die Unterwerke werden einzeln oder wahrscheinlicher über Sammelschienen gebündelt an das Stromnetz angeschlossen. Je nach Bündelung ist ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz möglich oder die kumulierte Leistung macht einen Anschluss an das Hochspannungsnetz erforderlich. Dies wäre rein rechnerisch für die dargestellte Leistungsnachfrage im Jahr 2035 bei einer Bündelung von etwa 10 Unterwerken oder von 5 Unterwerken bei Berücksichtigung beider Fahrrichtungen nötig (vgl. Abschnitt 6.3.1).

Auch die Energieversorgung von Oberleitungssystemen auf Autobahnen gestaltet sich demnach aller Voraussicht nach als herausfordernd und zeitkritisch. Damit Oberleitungs-Lkw im Jahr 2035 ein Viertel der Fahrleistung im Schwerlastverkehr abdecken können, müsste zeitnah mit der Planung der Oberleitungsanlagen und Netzanschlüsse begonnen werden. Aus den Bedarfen an Hochleistungs-Ladestationen entlang der Autobahnen, die sich in allen modellierten Szenarien darbieten, können mit Blick auf die Netzanbindung Synergien für die parallele Stromversorgung von Oberleitungssystemen ergeben. Zentral für den Umstieg auf einen elektrischen Schwerlastverkehr ist eine zeitnahe Organisation von Anbindungsoptionen an das Hochspannungsnetz entlang des BAB-Netzes.

6.4 Fazit Energie-Infrastrukturen

Aus der Bedarfsabschätzung der Energie-Infrastrukturen für elektrische schwere Nutzfahrzeuge ergeben sich die folgenden Schlussfolgerungen:

- In Folge des effizienteren Betriebs elektrischer Fahrzeugantriebe sinkt der Endenergieverbrauch im Straßengüterverkehr. Der Umstieg auf eine vollständig strombasierte Energieversorgung erzeugt perspektivisch bis zum Jahr 2045 einen Strombedarf zum Betrieb schwerer Nutzfahrzeuge in Höhe von jährlich 110 TWh.
- Realisieren sich aufgrund einer günstigen Versorgung an Wasserstoff-Tankstellen substantielle Marktanteile von FCEV werden perspektivisch jährlich 30 bis 60 TWh grüner Wasserstoff benötigt. Der Strombedarf an stationären Ladepunkten geht in diesem Szenario um etwa ein Viertel zurück. Etwa im gleichen Umfang reduziert sich der Ladestrombedarf für einen gemeinsamen Aufbau von Oberleitungssystemen auf hoch frequentierten Autobahnen und stationärer Ladeinfrastruktur.
- Trotz verbleibender Unsicherheiten über die Nutzungsnachfrage öffentlicher Ladepunkte und Wechselwirkungen mit weiteren Antriebstechnologien, weisen die modellierten Technologiepfade robuste Bedarfe für den Aufbau öffentlicher Ladeinfrastrukturen für schwere Nutzfahrzeuge aus. Der Aufbau von Wasserstoff-Tankstellen ist aufgrund der höheren Abhängigkeit von dem erzielbaren Wasserstoffpreis und der Nutzungskonkurrenz von klimaneutralem Wasserstoff mit der Stahl-, Energie- und Chemieindustrie mit Risiken verbunden.
- Alle modellierten Szenarien weisen enorme Aufbaubedarfe der Energie-Infrastrukturen bis 2035 aus. Die Hauptlast des Zubaus entsteht nach der Bedarfsabschätzung im Zeitraum von 2030 bis 2035. Aufgrund der zeitintensiven Planungs- und Genehmigungsverfahren sollte der Planungsprozess der Netzintegration schnellstmöglich beginnen. Für Ladestandorte an verkehrsstarken Autobahnen wird aller Voraussicht nach eine Netzanbindung an das Hochspannungsnetz erforderlich sein, womit Realisierungszeiten von bis zu 10 Jahren einhergehen.

- Die Investitionsbedarfe sind im Vergleich der Technologiepfade für den Mix aus BEV und O-BEV am höchsten. Die geringsten Investitionsbedarfe ergeben sich für einen alleinigen Aufbau von Ladeinfrastrukturen in dem reinen BEV-Szenario. Nichtsdestotrotz ist der Aufbau und der Betrieb der Energie-Infrastrukturen in den Analysen für alle drei untersuchten Technologiepfade über eine Infrastrukturabgabe in den Nutzungskosten sichergestellt worden.
- Die vorliegenden Bedarfsabschätzungen gehen deutlich über die in der AFIR formulierten Mindestanforderungen an einen Aufbau von alternativen Energie-Infrastrukturen in der EU hinaus. Für die Revision der Verordnung im Jahr 2026 sollte ein höheres Ambitionsniveau angestrebt werden, um eine bedarfsgerechte Verfügbarkeit insbesondere von öffentlicher Ladeinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge innerhalb der EU sicherzustellen.

7 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Der zukünftige Transportmarkt wird von batterieelektrischen Nutzfahrzeugen geprägt sein.

Der heutige Transportmarkt ist von Diesel-Lkw geprägt, die mit hohen Reichweiten und günstigen Kraftstoffpreisen den Transportunternehmen eine hohe Flexibilität ermöglicht haben. Werden die tatsächlichen Folgekosten der verursachten Treibhausgas-Emissionen über einen CO₂-Preis auf den Betrieb von Diesel-Lkw eingepreist, überwiegen absehbar die Marktpotenziale emissionsfreier Antriebe. Unter diesen ergibt die Markthochlaufmodellierung das höchste Potenzial für batterieelektrische schwere Nutzfahrzeuge. Dabei wurden technische Einsatzpotenziale in Abhängigkeit der limitierten Reichweiten und der Verfügbarkeit öffentlicher Ladeinfrastruktur berücksichtigt. Brennstoffzellen-Lkw erzielen nur unter optimistischen Annahmen einer zukünftigen Preisentwicklung von klimaneutralem Wasserstoff an Tankstellen signifikante Marktanteile. Batterieelektrische Oberleitungs-Lkw erreichen im Falle einer Elektrifizierung eines Kernnetzes von rund 4.000 km Länge auf den hochfrequentierten Autobahnabschnitten in Deutschland Marktanteile von etwa einem Drittel. Unter den gesetzten Rahmenbedingungen kann der Hochlauf von batterieelektrischen Lkw als nahezu gesichert angenommen werden, während für Brennstoffzellen-Lkw und für Oberleitungs-Lkw stärkere Unsicherheiten verbleiben. In allen Szenarien sind die Nutzfahrzeug-Bestände bis zum Jahr 2045 nahezu vollständig elektrifiziert.

Depotladen ist der Kern und Megawattladen der Schlüssel für die Energieversorgung eines batterieelektrisch geprägten Schwerlastverkehrs.

Ein rascher und zielgerichteter Aufbau von Ladeinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge ist der wichtigste Hebel für den Markthochlauf batterieelektrischer Antriebe. Eine Abschätzung der Bedarfe an Ladeinfrastrukturen ergibt ein hohes Potenzial für Ladevorgänge im Depot in Höhe von rund 55 % des Gesamtenergiebedarfs. Weitere 25 % entfallen auf öffentliche Night-Charging-Systems (NCS) zur Abdeckung mehrtägiger Tourenprofile. Die übrige Energie muss perspektivisch während der Tour mit hoher Leistung nachgeladen werden. Dafür soll das Megawatt-Charging-System (MCS) ein Nachladen der Batterie innerhalb der gesetzlich vorgeschriebenen Ruhepause von 45 Minuten nach 4,5 Stunden Fahrt ermöglichen. Bis zum Jahr 2035 resultiert aus der modellierten Nachfrage ein Bedarf von 2.000 MCS-Ladepunkten und 40.000 NCS-Ladepunkten. Insbesondere der Aufbau von MCS-Ladepunkten an Ladestandorten entlang des Bundes-Autobahnnetzes birgt eine enorme Herausforderung, da ein zeit- und kostenintensiver Anschluss an das Hochspannungsnetz benötigt wird und die kurzfristige lokale Nachfrage bzw. Auslastung der Ladepunkte aus heutiger Sicht schwierig abzuschätzen ist.

Die nationalen Klimaschutzziele für den Straßengüterverkehr erfordern Ambitionen und Maßnahmen, die über die Mindestvorgaben der Europäischen Union hinausgehen.

Deutschland spielt mit seiner zentralen Lage in Europa und seiner exportorientierten Industrielandschaft eine bedeutende Rolle für den europäischen Straßengüterverkehr. Die Gesetzgebung der Europäischen Union sichert über die CO₂-Flottenzielwerte und Vorgaben zum Ausbau der alternativen Energie-Infrastrukturen eine kongruente und interoperable Technologieentwicklung in Richtung klimaneutraler Transporte im Jahr 2050. Die deutsche Klimaschutzgesetzgebung mit dem Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 setzt noch höhere Ambitionen für den nationalen Transportmarkt. Die Erfüllung der nationalen Ziele setzt einen Anteil emissionsfreier Antriebe an den deutschen Neuzulassungen in Höhe von mindestens 60 % im Jahr 2030 und nahezu 100 % im Jahr 2035 voraus. Entsprechend attraktiv muss das Angebot und der Einsatz emissionsfreier Nutzfahrzeuge gestaltet werden. Wichtige Instrumente sind eine CO₂-

basierte Lkw-Maut, die Rahmensetzung für einen zielgerichteten und raschen Aufbau der Ladeinfrastruktur sowie die weitere Förderung der Fahrzeug- und Infrastruktur-Anschaffung in der frühen Marktphase.

Für den Antriebswechsel auf emissionsfreie Nutzfahrzeuge und den Aufbau der Energie-Infrastrukturen besteht ein hoher Zeitdruck, um den gesetzten Zielpfad der Treibhausgas-Minderung zu erreichen.

Die Treibhausgas-Emissionen im Straßengüterverkehr sind in den letzten 30 Jahren um 30 % gestiegen. Das in Prognosen weiterhin zunehmende Transportaufkommen auf der Straße führt trotz beginnender Elektrifizierung in den kommenden Jahren zu einem weiteren Anstieg von Diesel-Lkw im Bestand. Eine Halbierung der Treibhausgas-Emissionen im Vergleich zum Jahr 1990, wie es die Klimaschutzgesetzgebung bis zum Jahr 2030 für den Verkehrssektor vorgibt, stellt die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs unter enormen Zeitdruck. Dabei steht der Fahrzeug- und Infrastrukturmarkt für elektrische schwere Nutzfahrzeuge noch am Anfang, während der heterogene Transportmarkt unterschiedliche Voraussetzungen und Präferenzen für die Integration elektrischer Antriebe in den Praxisalltag mitbringt. Eine reine Fokussierung auf batterieelektrische Antriebe ist daher nicht zielführend, solange eine zuverlässige Etablierung der Technologie in der Praxis noch aussteht. Neben dem Aufbau von Wasserstoff-Tankstellen gemäß der Mindestvorgaben der EU, sollten Konzepte zum dynamischen Laden über *Electric Road Systems* (z.B. Oberleitungssysteme) in größeren Demonstrationsvorhaben weiterverfolgt werden.

Die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs benötigt hohe privatwirtschaftliche Investitionen, die durch eine klare politische Ziel- und Rahmensetzung sowie ein transparentes Informationsangebot gestützt werden müssen.

Der Antriebswechsel auf elektrische schwere Nutzfahrzeuge erfordert Investitionen in die weitere Fahrzeugentwicklung, den Fahrzeugeinsatz sowie in die Entwicklung und den Aufbau der Energie-Infrastrukturen. Dafür benötigen die Unternehmen Planungssicherheit in Form einer klaren politischen Ziel- und Rahmensetzung, die den Hochlauf elektrischer schwerer Nutzfahrzeuge sicherstellt. Der zeitkritische Aufbau einer leistungsstarken öffentlichen Ladeinfrastruktur für den elektrischen Schwerlastverkehr muss zeitnah beginnen. Der Planung des Netzanschlusses sollte aufgrund der langen Vorlaufzeiten mindestens eine Bedarfsabschätzung für das Jahr 2035 zu Grunde liegen. Dabei sind eine verbesserte Datenbasis durch aktuelle Fahrleistungs- und Fahrtenenerhebungen zielführend, welche die Anforderungen elektrischer Nutzfahrzeuge über spezifische Merkmale adressieren, wie beispielsweise Tagesfahrleistungen, Routenstrukturen, Standzeiten und -orte.

Literaturverzeichnis

- ACEA - European Automobile Manufacturers' Association (Hg.) (2020). Charging and re-fuelling infrastructure required for heavy-duty vehicles. Online verfügbar unter <https://www.acea.be/publications/article/position-paper-charging-and-refuelling-infrastructure-required-for-heavyduty>.
- AFIR (2023): EU. VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU, AFIR. Online verfügbar unter <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-25-2023-INIT/de/pdf>, zuletzt geprüft am 16.08.2023.
- Alfen Consult; AVISO; IVM; BUNG (2021): Korn, M.; Leupold, A.; Schneider, C.; Hartwig, K.-H.; Daniels, H. Berechnung der Wegekosten für das Bundesfernstraßennetz sowie der externen Kosten nach Maßgabe der Richtlinie 1999/62/EG für die Jahre 2023 bis 2027, Endbericht. Alfen Consult; AVISO; IVM; BUNG. Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Hg.). Online verfügbar unter https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/StV/wegekostengutachten-2018-2022-endbericht.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 16.08.2023.
- BAST - Bundesanstalt für Straßenwesen (Hg.) (2018): Irzik, M.; Habermann, M.; Löhe, U.; Treichel, H. Lkw-Parksituation im Umfeld der BAB 2018, Bundesweite Erhebung der Lkw-Parksituation an und auf BAB in Deutschland in den Nachtstunden. Online verfügbar unter https://www.bast.de/DE/Publikationen/Fachveroeffentlichungen/Verkehrstechnik/Downloads/lkw-parksituation-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 23.06.2023.
- BAST (2015). Ergebnisse Fahrleistungserhebung 2014. BAST. Bundesanstalt für Straßenwesen (Hg.). Online verfügbar unter <http://www.bast.de/DE/Verkehrssicherheit/Fachthemen/u2-fahrleistung-2014/u2-Fahrleistung-2014-ergebnisse.html?nn=605482>, zuletzt geprüft am 05.07.2017.
- BCG - Boston Consulting Group (2021): BDI. Klimapfade 2.0, Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Boston Consulting Group. Bundesverband der deutschen Industrie (Hg.). Online verfügbar unter https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve, zuletzt geprüft am 16.08.2023.
- BMDV - Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Hg.) (2022). Masterplan Ladeinfrastruktur II, 1. Regierungsentwurf.
- BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2019). Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1>, zuletzt geprüft am 10.05.2021.
- BMVI (2010). Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010), Ergebnisse der bundesweiten Verkehrsbefragung. BMVI. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hg.). Online verfügbar unter <http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/kraftfahrzeugverkehr-in-deutschland-2010-kid-2010.html>, zuletzt geprüft am 28.02.2018.
- BMVI (2020). Gesamtkonzept klimafreundliche Nutzfahrzeuge, Mit alternativen Antrieben auf dem Weg zur Nullemissionslogistik auf der Straße. BMVI. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hg.). Online verfügbar unter

https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/gesamtkonzept-klimafreundliche-nutzfahrzeuge.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 05.10.2021.

- BMVI (2021): BMVI bringt Innovationscluster für klimafreundliche Lkw-Antriebstechnologien auf den Weg. Online verfügbar unter <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2021/104-scheuer-innovationscluster-strassennutzverkehr.html>.
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020). Die Nationale Wasserstoffstrategie. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>, zuletzt geprüft am 10.05.2021.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2023). Monitoringbericht des Stromnetzausbaus Drittes Quartal 2022. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht_Q3-22.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2023.
- Boltze, M.; Lehmann, M.; Riegelhuth, G.; Sommer, H.; Wauri, D. (Hg.) (2021): Elektrifizierung von Autobahnen für den Schwerverkehr, Umsetzung des System eHighway, Kirschbaum Verlag GmbH. Bonn: Kirschbaum Verlag.
- BReg - Bundesregierung (2023): Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung mautrechtlicher Vorschriften.
- CAM - Center of Automotive Management (2020): Ehret, O. Wasserstoffmobilität: Stand, Trends, Perspektiven, Studie. Center of Automotive Management. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (Hg.). Bonn, zuletzt geprüft am 27.04.2021.
- CE Delft (Hg.) (2019): Groen, M.; Vereij, K.; Vos, G.; Otten, M.; Tol, E.; Wagter, H. Charging infrastructure for electric vehicles in city logistics.
- EK - Europäische Kommission (Hg.) (2018): Krause, J.; Donati, A. V. Heavy duty vehicle CO2 emission reduction cost curves and cost assessment – enhancement of the DIONE model. EUR 29284 EN, ISBN 978-92-79-88812-0 (JRC Science for Policy Report). Luxembourg.
- ERK - Expertenrat für Klimafragen (Hg.) (2022): Henning, H.-M.; Knopf, B.; Bettzüge, M.; Heimer, T.; Schlomann, B. Prüfbericht zu den Sofortprogrammen 2022 für den Gebäude- und Verkehrssektor, Prüfung der den Maßnahmen zugrundeliegenden Annahmen gemäß § 12 Abs. 2 Bundes Bundes-Klimaschutzgesetz.
- European Commission (2023): Impact Assessment Accompanying the document "Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulation (EU) 2019/1242 as regards strengthening the CO₂ emission performance standards for new heavy-duty vehicles and integrating reporting obligations, and repealing Regulation (EU) 2018/956", Part 1/2. Strasbourg, 14.2.2023, SWD(2023) 88 final, 2023.
- Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung (2020a): Plötz, P.; Speth, D.; Rose, P. Hochleistungsschnellladenetz für Elektro-Lkw., Kurzstudie im Auftrag des Verbandes der Automobilindustrie (VDA). Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung. Online verfügbar unter file:///C:/Users/MA46A~1.JAK/AppData/Local/Temp/Kurzstudie_Ladenetz_Schwerlastverkehr_23102020.pdf.
- Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (2020b): Rose, P.; Wietschel, M.; Bnann, T. Wie könnte ein Tankstellenaufbau für Brennstoffzellen-Lkw in Deutschland aussehen? (Working Paper Sustainability and Innovation, S 09/2020). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Online verfügbar unter

- https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2020/WP-09-2020_Wasserstoff-Tankstellen_Wi-Gnt-rose.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.
- Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung (2022): Link, S.; Neef, C.; Wicke, T.; Hettesheimer, T.; Diehl, M.; Krätzig, O.; Degen, Florian; Kelin, F.; Fanz, P.; Burgard, M.; Kleinert, R. Development perspectives for lithium-ion battery cell formats. Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/2022/Development_perspectives_for_lithium-ion_battery_cell_formats_Fraunhofer_2022.pdf, zuletzt geprüft am 16.08.2023.
- Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung; Consentec - Consentec GmbH; ifeu - ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; TU Berlin - Technische Universität Berlin (2022): Wietschel, M.; Gnann, T. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Treibhausgasneutrale Szenarien T45. Webinar Verkehr 21.11.2022. Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung; Consentec GmbH; ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Technische Universität Berlin. Online verfügbar unter https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-T45_Webinar_Verkehr_korr.pdf, zuletzt geprüft am 22.06.2023.
- H2 MOBILITY (Hg.) (2021). Wasserstoffbetankung von Schwerlastfahrzeugen – die Optionen im Überblick, #FortschrittTanken. Online verfügbar unter https://h2-mobility.de/wp-content/uploads/sites/2/2021/10/H2M_Ueberblick_BetankungsoptionenLNFSNF_TankRast_2021-10-21.pdf, zuletzt geprüft am 22.06.2023.
- Hosseini, S. E.; Butler, B. (2020): An overview of development and challenges in hydrogen powered vehicles. In: *International Journal of Green Energy* 17 (1), S. 13–37. DOI: 10.1080/15435075.2019.1685999.
- Hyundai (2020): World's First Fuel Cell Heavy-Duty Truck, Hyundai World's First Fuel Cell Heavy-Duty Truck, Hyundai XCIENT Fuel Cell, Heads to Europe for Commercial Use. Hyundai Hydrogen Mobility AG (Hg.). Online verfügbar unter <https://hyundai-hm.com/2020/07/08/worlds-first-fuel-cell-heavy-duty-truck-hyundai-xcient-fuel-cell-heads-to-europe-for-commercial-use/>, zuletzt aktualisiert am 08.07.2020, zuletzt geprüft am 27.07.2020.
- ICCT - International Council on Clean Transportation (2019). CO2 Standards for Heavy-Duty Vehicles in the European Union, Policy Update. International Council on Clean Transportation.
- ICCT - International Council on Clean Transportation (Hg.) (2021a): Ragon, P.-L.; Rodriguez, F. CO2 emissions from trucks in the EU: An analysis of the heavy-duty CO2 standards baseline data, WORKING PAPER 2021-35.
- ICCT - International Council on Clean Transportation (Hg.) (2022a): Basma, H.; Rodriguez, F. Fuel cell electric tractor-trailers: Technology overview and fuel economy. Online verfügbar unter <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/07/fuel-cell-tractor-trailer-tech-fuel-1-jul22.pdf>.
- ICCT - International Council on Clean Transportation (Hg.) (2022b): Basma, H.; Zhou, Y.; Rodriguez, F. Fuel-cell hydrogen long-haul trucks in Europe: A total cost of ownership analysis. Online verfügbar unter <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/09/eu-hvs-fuels-evs-fuel-cell-hdvs-europe-sep22.pdf>.
- ICCT - International Council on Clean Transportation (Hg.) (2022c): Ragon, P.-L.; Mulholland, E.; Basma, H.; Rodriguez, F. A review of the AFIR proposal: Public infrastructure needs to support the transition to a zero-emission truck fleet in the European Union. Online verfügbar unter <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/03/review-afir-public-infrastructure-to-support-transition-to-zero-emission-truck-fleet-eu-mar22.pdf>.

- ICCT - International Council on Clean Transportation (Hg.) (2022d): Zhou, Y.; Searle, S.; Baldino, C. Cost of renewable hydrogen produced onsite at hydrogen refueling stations in Europe. Online verfügbar unter <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/02/fuels-eu-cost-renew-H-produced-onsite-H-refueling-stations-europe-feb22.pdf>.
- ICCT (2021b): Basma, H.; Beys, Y.; Rodríguez, F. Battery electric tractor-trailers in the European Union: A vehicle technology analysis, Working Paper 2021-29. ICCT. International Council on Clean Transportation (Hg.). Online verfügbar unter <https://theicct.org/sites/default/files/publications/eu-tractor-trailers-analysis-aug21-2.pdf>, zuletzt geprüft am 29.10.2021.
- IEA - International Energy Agency (Hg.) (2022). Global EV Outlook 2022, Securing supplies for an electric future. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad8fb04c-4f75-42fc-973a-6e54c8a4449a/GlobalElectricVehicleOutlook2022.pdf>, zuletzt geprüft am 22.06.2023.
- IFEU - Institut für Energie- und Umweltforschung (2022a): Helms, H. Erfolgsfaktoren für einen effektiven Klimaschutz im Straßengüterverkehr, Policy Brief im Rahmen des Projekts BOLD. Institut für Energie- und Umweltforschung, zuletzt geprüft am 12.11.2022.
- IFEU - Institut für Energie- und Umweltforschung (2022b): Helms, H.; Biemann, K.; Jöhrens, J.; Bruch, B. Strategien und Klimabilanzen des Infrastrukturaufbaus für die Defossilisierung im Straßengüterverkehr. Institut für Energie- und Umweltforschung. Internationale Wiener Motorensymposien (Hg.).
- IFEU - Institut für Energie- und Umweltforschung; IZES - Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH; Öl - Öko-Institut (2019): Fehrenbach, H.; Giegrich, J.; Köppen, S.; Wern, B.; Pertagnol, J.; Baur, F.; Hünecke, K.; Dehoust, G.; Bulach, W.; Wiegmann, K. BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor, Abschlussbericht. Forschungskennzahl 3716 43 102 0 (Texte, 115/2019). Institut für Energie- und Umweltforschung; Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH; Öko-Institut. Umweltbundesamt (Hg.).
- IKEM - Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (2020): Hartwig, M. Akteursmodell für die Finanzierung und Abrechnung elektrischer Straßensysteme (ERS). Working Paper. Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität.
- IKEM - Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (Hg.) (2022): Knezevic, G.; Grosse, B.; Claes, F.; Hartwig, M.; Radeisen, A.; Bußmann-Welsch, A. AMELIE II - Rechtlich kohärentes Betriebs- und Marktszenario eines Akteursmodells für Electric-Road-Systems, Teilstudie 1. Online verfügbar unter <https://www.ikem.de/publikation/amelie-2-teilstudie-1/>.
- Intraplan - Intraplan Consult; Trimode - TTS Trimode Transport Solutions (2023): Kluth, T.; Rudolf, A.; Kotzagiorgis, S. Gleitende Langfrist-Verkehrsprognose 2021-2022, Stand 01.03.2023. Intraplan Consult; TTS Trimode Transport Solutions. Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Hg.). Online verfügbar unter https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/K/prognose-berichtgleitende-langfrist-verkehrsprognose.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 22.06.2023.
- ITF - International Transport Forum (Hg.) (2022). Decarbonising Europe's Trucks: How to Minimise Cost Uncertainty. Paris. Online verfügbar unter <https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/decarbonising-europes-trucks-minimise-cost-uncertainty.pdf>.
- KBA - Kraftfahrt-Bundesamt (Hg.) (2022). Bestand im Zentralen Fahrzeugregister 2022, Manual zum Scientific Use File zur Off-Site-Nutzung (Variante T). Version: 1.0.

- KSG (2021): Bundesregierung. Bundes-Klimaschutzgesetz, KSG, Fassung vom 12.05.2021.
- KSG (2023): Klimaschutzgesetz, KSG. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/>.
- NOW (2022a): Kippelt, S.; Probst, F.; Greve, M. Einfach Laden an Rastanlagen, Auslegung des Netzanschlusses für E-Lkw-Lade-Hubs. Unter Mitarbeit von ef.Ruhr GmbH. NOW. Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (Hg.). Berlin. Online verfügbar unter https://nationale-leitstelle.de/wp-content/uploads/2022/09/Leitstelle_LKW-Netzstudie.pdf.
- NOW (2022b): Lahmann, S. Aktivitäten zur Nutzfahrzeug Ladeinfrastruktur, BMDV Fachkonferenz Klimafreundliche Nutzfahrzeuge | 17.11.2022. NOW. Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/11/NFZ22_Aktivitaeten-zur-Nutzfahrzeug-Ladeinfrastruktur_Lahmann.pdf, zuletzt geprüft am 23.06.2023.
- NOW (2023). Marktentwicklung klimafreundlicher Technologien im schweren Straßengüterverkehr. NOW. Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de/wp-content/uploads/2023/02/Marktentwicklung-klimafreundlicher-Technologien-im-schweren-Strassengueterverkehr.pdf>.
- Öko-Institut (2018): Kühnel, S.; Hacker, F.; Görz, W. Oberleitungs-Lkw im Kontext weiterer Antriebs- und Energieversorgungsoptionen für den Straßengüterfernverkehr, Ein Technologie- und Wirtschaftlichkeitsvergleich. Erster Teilbericht des Forschungsvorhabens „StratON - Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge“. Öko-Institut. Freiburg, Berlin, Darmstadt.
- Öko-Institut (2019): Mottschall, M.; Kasten, P.; Kühnel, S.; Minnich, L. Sensitivitäten zur Bewertung der Kosten verschiedener Energieversorgungsoptionen des Verkehrs bis zum Jahr 2050, Abschlussbericht (Texte, 114/2019). Öko-Institut. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/sensitivitaeten-zur-bewertung-der-kosten>.
- Öko-Institut (2020a): Matthes, F. C.; Heinemann, C.; Hesse, T.; Kasten, P.; Mendelevitich, R.; Seebach, D.; Timpe, C.; Cook, V. Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe, Eine Überblicksuntersuchung. Öko-Institut.
- Öko-Institut (2020b): Mottschall, M.; Kasten, P.; Rodríguez, F. Decarbonization of on-road freight transport and the role of LNG from a German perspective. Unter Mitarbeit von Öko-Institut und International Council on Clean Transportation (ICCT). Öko-Institut.
- Öko-Institut (2021): Matthes, F.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Göckeler, K.; Heinemann, C.; Hermann, H.; Kasten, P.; Mendelevitich, R.; Mottschall, M.; Seebach, D.; Cook, V. Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland. Öko-Institut. Berlin.
- Öko-Institut; EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; FCN - Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior an der RWTH Aachen (2022): Kasten, P.; Minnich, L.; Radrianrisoa, J.; Ritter, D.; Vogel, M.; Dünzen, K.; Just, L.; Ashour Novirodoust, A.; Diers, H.; Niesler, N.; Fabianek, P. Szenarien und regulatorische Herausforderungen für den Aufbau der Ladeinfrastruktur für elektrische Pkw und Lkw. Öko-Institut; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior an der RWTH Aachen. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/ENSURE-II_Ladeinfrastruktur.pdf.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES; Thünen-Institut (2021): Repenning, J.; Harthan, R. O.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Hennenberg, K.; Jörß, W.; Ludig, S.; Matthes, F. C.; Mendelevitich, R. et al. Projektionsbericht 2021 für Deutschland,

Gemäß Artikel 18 der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates sowie §10 (2) des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES; Thünen-Institut. Bundesregierung (Hg.). Berlin. Online verfügbar unter

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/projektionsbericht_2021_uba_website.pdf, zuletzt geprüft am 14.08.2023.

Öko-Institut; HHN - Hochschule Heilbronn (2020): Göckeler, K.; Hacker, F.; Mottschall, M.; Blanck, R.; Görz, W.; Kasten, P.; Bernecker, T.; Heinzelmann, J. Status quo und Perspektiven alternativer Antriebstechnologien für den schweren Straßengüterverkehr - 1. Teilbericht, Erster Teilbericht des Forschungs- und Dialogvorhabens „StratES: Strategie für die Elektrifizierung des Straßengüterverkehr“. Öko-Institut; Hochschule Heilbronn. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratES-Teilbericht1-Marktanalyse.pdf>, zuletzt geprüft am 11.03.2021.

Öko-Institut; HHN - Hochschule Heilbronn; Fraunhofer IAO; ITP (2020): Hacker, F.; Blanck, R.; Görz, W. StratON Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge, Endbericht. Öko-Institut; Hochschule Heilbronn; Fraunhofer IAO; ITP.

Öko-Institut; HHN - Hochschule Heilbronn; IAO - Fraunhofer Institute for Industrial Engineering; Intraplan - Intraplan Consult (2020): Hacker, F.; Bernecker, T.; Röckle, F.; Schubert, M. Treibhausgasminderung im Straßengüterverkehr: Oberleitungs-Lkw als möglicher Teil der Lösung, Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen aus dem Projekt StratON und weiteren aktuellen Forschungsarbeiten. Öko-Institut; Hochschule Heilbronn; Fraunhofer Institute for Industrial Engineering; Intraplan Consult. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratON-Zentrale-Ergebnisse-O-Lkw.pdf>, zuletzt geprüft am 23.06.2023.

Öko-Institut; Hochschule Heilbronn (2022): Göckeler, K.; Hacker, F.; Ziegler, L.; Heinzelmann, J.; Lesemann, L.; Bernecker, T. Anforderungen der Logistikbranche an einen Umstieg auf klimaschonende Fahrzeugtechnologien - Ergebnisbericht einer standardisierten Befragung, Zweiter Teilbericht des Forschungs- und Dialogvorhabens „StratES: Strategie für die Elektrifizierung des Straßengüterverkehr“. Öko-Institut; Hochschule Heilbronn. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratES-Teilbericht_2-Befragung_Logistikbranche.pdf, zuletzt geprüft am 06.07.2022.

Öko-Institut; IFEU - Institut für Energie- und Umweltforschung; Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung (2022): Mottschall, M.; Hacker, F.; Göckeler, K.; Jöhrens, J.; Heining, F.; Helms, H.; Gnann, T.; Burghard, U.; Scherrer, A. Herausforderungen und Handlungserfordernisse für eine erfolgreiche Gestaltung des Markthochlaufs von Oberleitungs-Lkw, Diskussionspapier. Öko-Institut; Institut für Energie- und Umweltforschung; Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2023/BOLD-Papier_Prozessgestaltung_final.pdf, zuletzt geprüft am 22.06.2023.

Öko-Institut; IFEU - Institut für Energie- und Umweltforschung; Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung (Hg.) (2020): Hacker, F.; Jöhrens, J.; Plötz, P. Wirtschaftlichkeit, Umweltwirkung und Ausbauszenarien von Oberleitungs-Lkw in Deutschland: Eine Synthese.

- Prognos (2022): auf der Mauer, A.; Trachsel, T. Zielpfade Verkehr 2030, Analyse von politischen Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehr. Prognos. Transport & Environment (Hg.). Online verfügbar unter https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/10/Zielpfade-Verkehr-2030_19-02-2022.pdf, zuletzt geprüft am 22.06.2023.
- Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut (2021): Dambeck, H.; Ess, F.; Falkenberg, H.; Kemmler, A.; Kirchner, A.; Kreidelmeyer, S.; Lübbers, S.; Piégsa, A.; Scheffer, S.; Spillmann, T.; Thamling, N.; Wünsch, A.; Wünsch, M. et al. Klimaneutrales Deutschland 2045, Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut. Online verfügbar unter https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 30.05.2022.
- PwC - PricewaterhouseCoopers GmbH (Hg.) (2022). The dawn of electrified trucking, Truck Study 2022: Routes to decarbonizing commercial vehicles. Online verfügbar unter <https://www.strategyand.pwc.com/de/en/industries/transport/the-dawn-of-electrified-trucking.html>.
- Regulation (EU) 2019/1242 (2019): Parliament and Council of the European Union. Regulation (EU) 2019/1242 of the European Parliament and of the Council of 20 June 2019 setting CO2 emission performance standards for new heavy-duty vehicles and amending Regulations (EC) No 595/2009 and (EU) 2018/956 of the European Parliament and of the Council and Council Directive 96/53/EC, Regulation (EU) 2019/1242. In: *Official Journal of the European Union* L 198, S. 1–39. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R1242&from=EN>, zuletzt geprüft am 23.10.2019.
- Rosenberger, T.; Becker, R.; Holzer, N. (2018): Katalog 2018. In: *Lastauto Omnibus* (47).
- Sartbaeva, A.; Kuznetsov, L.; Wells, A.; Edwards, P. P. (2008): Hydrogen nexus in a sustainable energy future. In: *Energy & Environmental Science* 1 (1), S. 79–85.
- Schaal, S. (2022a): Designwerk enthüllt MCS-Ladestation mit Batteriepuffer, www.electrive.net, 19.12.2022, 11:34 Uhr. Rabbit Publishing GmbH (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.electrive.net/2022/12/19/designwerk-enthueellt-mcs-ladestation-mit-batteriepuffer/>, zuletzt geprüft am 23.06.2023.
- Schaal, S. (2022b): Megawatt-Laden für Nutzfahrzeuge: CharIN demonstriert erstmals MCS-Ladevorgang, www.electrive.net, 14.06.2022, 12:33 Uhr. Rabbit Publishing GmbH (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.electrive.net/2022/06/14/megawatt-laden-fuer-nutzfahrzeuge-charin-demonstriert-erstmal-mcs-ladevorgang/>, zuletzt geprüft am 23.06.2023.
- Schade, W.; Perez, E.; Berthold D.; Wagner, U.; Krail, M.; Waßmuth, V. (2018): Gestaltung des neuen Referenzszenarios zur Nutzung in der MKS 2017+, Arbeitspapier im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur, Karlsruhe.
- Siemens AG (2017): Siemens demonstrates first eHighway system in the U.S., Press Release. Siemens AG (Hg.). Online verfügbar unter <https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/siemens-demonstrates-first-ehighway-system-us>, zuletzt aktualisiert am 08.11.2017, zuletzt geprüft am 29.07.2020.
- SPD; Bündnis 90/Die Grünen; FDP (Hg.) (2021). Mehr Fortschritt wagen, Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021 zwischen SPD, Bündnis 90/ Die Grünen und FDP. Online verfügbar unter

https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf, zuletzt geprüft am 30.05.2023.

Speth, D.; Sauter, V.; Plötz, P.; Signer, T. (2022): Synthetic European road freight transport flow data. In: *Data in brief* 40, S. 107786. DOI: 10.1016/j.dib.2021.107786.

SRF - The centre of sustainable road freight (Hg.) (2020): Ainalis, D. T.; Thorne, C.; Cebon, D. Decarbonising the UK's Long-Haul Road Freight at Minimum Economic Cost, Technical Report CUED/C-SRF/TR17. White Paper. Online verfügbar unter <https://www.csrf.ac.uk/wp-content/uploads/2020/11/SRF-WP-UKEMS-v2.pdf>, zuletzt geprüft am 22.06.2023.

T&E - Transport & Environment (Hg.) (2021): Burges, K.; Kippelt, S.; Probst, F. Grid-related challenges of high power charging stations for battery electric long haul trucks. Online verfügbar unter https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2022/01/2022_01_TE_grid_integration_long_haul_truck_charging_study_final.pdf.

T&E - Transport & Environment: Mathieu, L.; Cornelis, S.; Nix, J.; Bannon, E. Recharge EU trucks: time to act!, A roadmap for electric truck charging infrastructure deployment. Transport & Environment. Online verfügbar unter https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2020_02_RechargeEU_trucks_paper.pdf.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2023a). Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2021, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2023. Online verfügbar unter https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envy8fz9q/DE_EU-NIR_2023_DE.pdf, zuletzt geprüft am 23.03.2023.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2023b). Treibhausgasemissionen in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung>, zuletzt geprüft am 22.05.2023.

WSP - WSP Sverige AB; ifeu - ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; ÖI - Öko-Institut (2023): Andersson, M.; Johansson, E.; Jöhrens, J.; Mottschall, M. Opportunities for electric road systems in road freight economics, A discussion paper from the COLLERS2 project. WSP Sverige AB; ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Öko-Institut. Online verfügbar unter <https://electric-road-systems.eu/e-r-systems-wAssets/docs/publications/COLLERS-2-Discussion-paper-3-Opportunities-for-electric-road-systems-in-road-freight-economics.pdf>, zuletzt geprüft am 23.06.2023.

WSP - WSP Sverige AB; ifeu - ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; ÖI - Öko-Institut; Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung (2022): Widegren, F.; Helms, H.; Hacker, F.; Andersson, M.; Gnann, T.; Eriksson, M.; Plötz, P. Ready to go? Technology Readiness and Life-cycle Emissions of Electric Road Systems, A discussion paper from the COLLERS2 project. WSP Sverige AB; ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Öko-Institut; Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/en/publications/p-details/ready-to-go-technology-readiness-and-life-cycle-emissions-of-electric-road-systems>, zuletzt geprüft am 22.06.2023.