NEFTON

Nutzfahrzeug-Elektrifizierung Für Transportsektor-Optimierte Netzanbindung – Abschlussbericht FfE

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

NEFTON

Nutzfahrzeug-Elektrifizierung Für Transportsektor-Optimierte Netzanbindung – Abschlussbericht FfE

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

NEFTON

Impressum

Herausgeber

Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Abschlussbericht zum Projekt
NEFTON – Nutzfahrzeug-Elektrifizierung Für Transportsektor-Optimierte Netzanbindung – Abschlussbericht FfE Teilvorhaben: Energiewirtschaftliche Betrachtung von Megawatt-Charging-Systemen

Veröffentlicht am
26.05.2025

Projektleitung
Andreas Weiß
Florian Biedenbach

Bearbeiter:innen
Florian Biedenbach
Andreas Weiß
Yannic Blume
Valentin Preis
Veronika Engwerth
Katharina Sommer
Valerie Ziemsky

Stellv. wissenschaftlicher Leiter
Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung
Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Christoph Pellinger
Dr.-Ing. Anna Gruber
Dr.-Ing. Andrej Guminski

Projektpartner
Technischen Universität München (Lehrstuhl für Fahrzeugtechnik), MAN Truck & Bus SE, AVL Software and Functions GmbH, RETTL Electronics GmbH, Fraunhofer ISE, Technische Hochschule Deggendorf

Bitte zitieren als
F. Biedenbach, A. Weiß, et al. (2025): NEFTON: Energiewirtschaftliche Betrachtung von Megawatt-Charging-Systemen. Abschlussbericht im Auftrag des: BMWK. DOI: 10.34805/ffe-10-25

DOI: 10.34805/ffe-10-25

Förderkennzeichen 01MV21004E

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Versionsnummer Vorlage: TL20230613

Kurzzusammenfassung

Zur Erreichung der Klimaziele ist eine Elektrifizierung des Scherlastverkehrs erforderlich. Dieselbetriebener LKWs müssen durch batterieelektrische LKWs ersetzt werden. Um den unterbrechungsfreien Betrieb solcher LKWs zu gewährleisten, werden besonders im Fernverkehr hohe Ladeleistungen benötigt. Megawatt Charging Systeme (MCS) bieten diese hohen Ladeleistungen (>1MW). Im Projekt NEFTON wurde ein solches MCS entwickelt. Ein Großteil der Ladevorgänge muss jedoch im Depot erfolgen. Ein weiterer Schwerpunkt des Projekts NEFTON war das Laden im Depot. Aufgrund höherer Ansteckzeiten bietet das Depotladen mehr Potenzial für das Optimieren von Ladevorgängen. Mögliche Ersparnisse von Kosten und Netzanschlusskapazität verschiedener Ladestrategien im Depot wurden untersucht. Außerdem wurde der Einfluss der Schwerlastelektrifizierung auf die Stromnetze und das Energiesystem untersucht.

Kernergebnisse

1. Das Konsortium in NEFTON entwickelte ein bidirektionales MCS und demonstrierte damit erstmal öffentlich ein Ladevorgang mit einer Ladeleistung >1 MW.

2. Für ein Beispieldepot konnten durch die Kombination verschiedener Use Cases von bidirektionalem Laden jährliche Ersparnisse >2.000 € pro Fahrzeug im Vergleich zu ungesteuertem Direktladen ermittelt werden.

3. Für eine vollständige Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs wird in Deutschland zukünftig ca. 70 TWh elektrische Energie benötigt, die nur durch einen ganzheitlichen Ausbau der Ladeinfrastruktur (im Depot und öffentlich) gedeckt werden kann.

4. Der notwendige Ausbau der Stromnetze ist mit die größte Herausforderungen, wobei besonders die hohen Realisierungsdauern neuer Netzanschlüsse (min. 2-5 Jahre) das wesentliches Hemmnis darstellen.

5. MCS wird für öffentliches Laden z.B. an Autobahnen benötigt, um mit Ladedauern unter 45 Minuten bestehende Logistikprozesse und Transportleistungen aufrechtzuhalten.

Abstract

To achieve the climate targets, it is necessary to electrify heavy duty vehicles. Diesel-powered trucks must be replaced by battery-electric trucks. In order to ensure the uninterrupted operation of such trucks, high charging capacities are required, especially in long-distance transport. Megawatt Charging Systems (MCS) offer these high charging capacities (>1MW). Such an MCS was developed in the NEFTON project. However, the majority of charging processes must take place in the depot. Another focus of the NEFTON project was charging in the depot. Due to longer plug-in times, depot charging offers more potential for optimizing charging processes. Possible savings in costs and grid connection capacity of different charging strategies in the depot were investigated. The impact of heavy-duty electrification on the electricity grids and the energy system was also investigated.

Key results

1. The NEFTON consortium developed a bidirectional MCS and used it to publicly demonstrate a charging process with a charging capacity of >1 MW for the first time.
2. For an example depot, the combination of various use cases of bidirectional charging resulted in annual savings of >2,000 € per vehicle compared to uncontrolled direct charging.
3. To fully electrify heavy -duty transportation in Germany, around 70 TWh of electrical energy is required in the future, which can only be provided by a comprehensive expansion of the charging infrastructure (in depots and in public).
4. The necessary expansion of the electricity grids is one of the biggest challenges, with the long realization periods for new grid connections (min. 2-5 years) representing the major obstacle.
5. MCS is required for public charging, e.g. on freeways, in order to maintain existing logistics processes and transportation services with charging times of less than 45 minutes.

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung **4**

Abstract **5**

1 Einleitung **8**

2 Megawatt Charging System **10**

3 Energiewirtschaftliche Use Cases **11**

4 Wirtschaftliches Potenzial **13**

4.1 Voruntersuchung 13

4.2 Case Study 14

5 Einfluss der Schwerlastelektrifizierung auf die Stromnetze **17**

5.1 Netzrückwirkungen durch Ladevorgänge 17

5.2 Erforderlicher Netzausbau 17

6 Einfluss der Schwerlastelektrifizierung auf das Energiesystem **19**

6.1 Transformationspfade für den Schwerlastverkehr 19

6.2 Die Rolle von MCS in der Transformation 21

6.3 Einordnung ins Energiesystem 23

7 Zusammenfassung **24**

Literaturverzeichnis **26**

Veröffentlichungen **28**

Glossar **29**

Abbildungsverzeichnis **30**

Tabellenverzeichnis **31**

1 Einleitung

Zur Erreichung der Klimaziele ist die Dekarbonisierung von Nutzfahrzeugen ein wichtiger Schritt, der durch den Austausch dieselbetriebener Fahrzeuge auf batterieelektrische LKW erfolgen kann. Höhere Betriebskosten durch gestiegene Strompreise könnten jedoch den Hochlauf batterieelektrischer LKWs behindern. Mithilfe intelligenter Ladestrategien und bidirektionalem Laden können die Betriebskosten reduziert und diese Hürde überwunden werden.

Mit 148 Mio. t CO_2 Äquivalenten ist der Verkehrssektor für rund 20 % der Treibhausgasemissionen in Deutschland verantwortlich (Stand 2021) [1]. Der Großteil dieser Emissionen, nämlich 144 Mio. t CO_2 Äquivalente, wird durch den Straßenverkehr verursacht. Daran haben PKWs (ca. 49 Mio. Fahrzeuge) und motorisierte Zweiräder einen Anteil von 62%. Nutzfahrzeuge, z.B. Lastkraftwaagen, Zugmaschinen, Busse und Kleintransporter (ca. 6,5 Mio. Fahrzeuge) haben einen Anteil von 38 %. Die Dekarbonisierung von leichten und schweren Nutzfahrzeugen ist daher ein besonders effizienter Schritt zur Senkung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor, da hier mit dem Austausch weniger Fahrzeuge bereits ein signifikanter Einfluss erzielt werden kann.

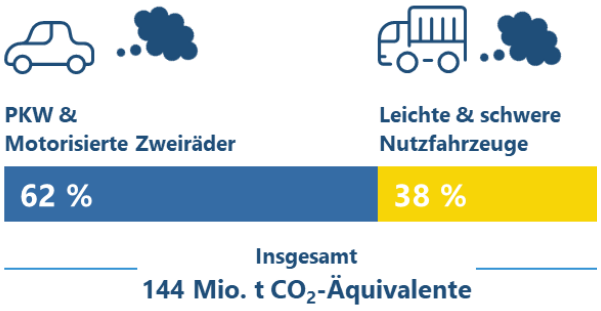

Abbildung 1-1: Treibhausgasemissionen des Straßenverkehrs im Jahr 2021 nach [1]

Im Klimaschutzgesetz wird für den Verkehrssektor bis 2030 eine Absenkung der Treibhausgasemissionen auf 84 CO_2 Äquivalente als Ziel vorgegeben. Dies entspricht einer Absenkung von 49 % gegenüber 1990. Durch bessere Motoren, Abgastechnik und Kraftstoffqualität konnten die spezifischen Emissionen von Nutzfahrzeugen zwar bereits verringert werden, die absoluten Emissionen konnten aber kaum gesenkt werden. Dies hängt vor allem mit der gestiegenen Verkehrsleistung zusammen, die in Abbildung 1-2 dargestellt ist. Im Güterverkehr ist die Verkehrsleistung seit 1991 deutlich angestiegen. Bis 2030 prognostiziert das BMDV einen weiteren Anstieg auf über 600 Mrd. tkm.

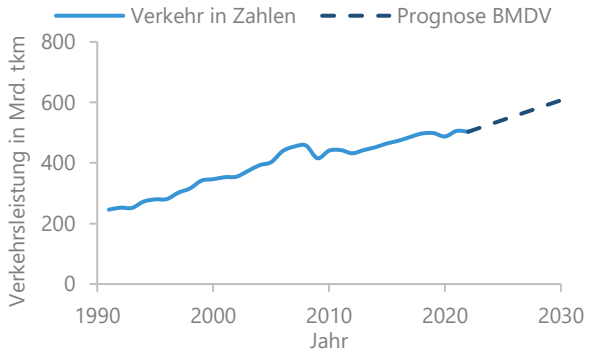

Abbildung 1-2: Güterverkehr in Deutschland aus [1] und eine Prognose des BMDV für 2030 aus [2]

Eine Maßnahme dieser Entwicklung entgegenzuwirken, ist die Umstellung dieselbetriebener LKWs auf klimafreundliche Antriebskonzepte. Zwei Konzepte werden dabei primär favorisiert: Batterieelektrische LKWs (BETs) und Wasserstoff-Brennstoffzellen LKWs. Zahlreiche Studien prognostizieren BETs das größte Potenzial aufgrund ihrer hohen Kosteneffizienz. Auch die Hersteller prognostizieren BETs bis 2030 den größten Marktanteil an ihren Absatzzahlen [34]. Über den Lebenszyklus hinweg sind die CO2-Emissionen eines BET um 35 % niedriger als die eines konventionellen Diesel-LKW. Durch Laden mit Grünstrom z.B. aus PV kann eine Reduktion um bis zu 92 % erzielt werden. [35]

In den vergangenen Jahren war die Strombörse, die den Strompreis charakterisiert, u.a. durch den Krieg in der Ukraine, Schauplatz von extremen Preisentwicklungen. Abbildung 1-3 verdeutlicht den extremen Anstieg der Strompreise. Dieser Preisanstieg kann sich auch negativ auf die Betriebskosten von BETs auswirken. Neben den absoluten Preisen sind aber auch die Preisschwankungen stark gestiegen. Es treten also nicht nur Zeiten mit sehr hohen Preisen auf, sondern auch Zeiten mit sehr günstigen Preisen. Diese Entwicklung auf dem Strommarkt begünstigt intelligente

Ladestrategien, da Ladevorgänge in Zeiten mit niedrigen Preisen verschoben werden können. Auch bidirektionales Laden wird begünstigt. Beim bidirektionalen Laden können Elektrofahrzeuge Strom durch Laden nicht nur einspeichern, sondern durch Entladen auch wieder aus der Fahrzeugbatterie ausspeichern. Die Fahrzeugbatterie wird damit zum Energiespeicher. Durch Rückspeisen bei hohen Strompreisen, können die Preisschwankungen noch besser ausgenutzt werden und zusätzliche Erlöse erwirtschaftet werden. Laden von selbstproduziertem PV-Strom senkt nicht nur die CO2-Emissionen eines BET, sondern ist auch günstiger und sollte daher bei einer vorhandenerer PV-Anlage in die intelligente Ladestrategie integriert werden. Zur Reduktion von Kosten und CO2-Emissionen von BETs empfiehlt sich daher die Implementierung eines intelligenten Lademanagements.

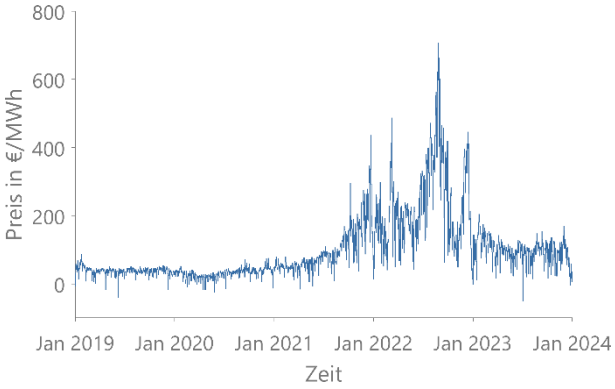

Abbildung 1-3: Tägliche durchschnittliche Strompreise am Day-Ahead Markt aus [3]

Dieser Bericht beschreibt die Ergebnisse des Teilvorhabens der FfE im Projekt NEFTON. In NEFTON wurde eine Ladesäule für BETs mit einer Ladeleistung von über einem Megawatt entwickelt. Das Megawatt Charging System (MCS) wird in Kapitel 2 kurz beschrieben. Eine ausführliche Beschreibung des Gesamtprojekts wurden in [4] veröffentlicht. Die Integration von Ladesystemen für BET in das Energiesystem war der übergeordnete Fokus des Teilvorhabens der FfE. Zunächst wurden dafür verschiedene Use Cases priorisiert, was in Kapitel 3 beschrieben wird. Ausgewählte Use Cases wurden anschließend, wie in Kapitel 4 beschrieben, hinsichtlich ihres wirtschaftlichen Potenzials simulativ untersucht. Die Wechselwirkung der Schwerlastelektrifizierung mit dem Stromnetz beschreibt Kapitel 5. Zuletzt wird der Hochlauf der Schwerlastelektrifizierung in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beschrieben.

2 Megawatt Charging System

Beim Laden von Elektrofahrzeugen wird üblicherweise zwischen dem Laden mit Wechselstrom (AC) und dem mit Gleichstrom (DC) unterschieden. Beim AC-Laden befindet sich das Ladegerät im Fahrzeug (On-Board-Charger) und die Ladeleistung beträgt 11 kW oder 22 kW. Höhere Ladeleistungen im Bereich 50 kW bis 500 kW werden mit DC-Laden umgesetzt. Dabei befindet sich das Ladegerät außerhalb des Fahrzeugs in der Ladestation. Das Combined Charging System (CCS) ist der übliche Standard für den Anschluss von Elektrofahrzeugen an Ladestationen im PKW-Segment. Mit der Verbindung sind AC- und DC-Laden möglich. Aktuelle CCS-Schnellladestationen (CCS Version 2.0) sind für Stromstärken bis zu 500 A und Spannungen bis 1000 V ausgelegt, wodurch sich eine maximale Ladeleistung von 500 kW ergibt.

Abbildung 2-1: Vergleich von CCS (Combined Charging System) und MCS (Megawatt Charging System) Stecker aus [4]

Elektrische schwere Nutzfahrzeuge verfügen über deutlich größere Batterien als elektrische PKW. Müssen solche Fahrzeuge möglichst schnell aufgeladen werden, z.B. während kurzer Lenkpausen, reichen die Ladeleistungen von Schnellladevorgängen aus dem PKW Bereich nicht aus. Für Schnellladevorgänge von BETs werden höhere Ladeleistungen benötigt. Die branchenübergreifende Charging Interface Initiative (CharIN) arbeitet daher an einer Standardisierung eines Megawatt-Ladesystems (MCS). Technisch basiert das MCS auf dem CCS, wird jedoch mit einer neuen MCS-Steckerspezifikation Stromstärken von 3000 A und Spannungen von 1250 V ermöglichen. Dadurch ist theoretisch eine Ladeleistung von bis zu 3,75 MW möglich. Bei maximaler Ladeleistungen müssen hierbei Stecker, Kabel und Anschluss gekühlt werden. Abbildung 2-1 zeigt den MCS-Stecker im Vergleich zum CCS-Stecker.

Abbildung 2-2: MAN Truck angesteckt am Dispenser der in NEFTON entwickelten MCS Ladeinfrastruktur

Im Projekt NEFTON entwickelte das Konsortium ein MCS System für BETs. Dabei wurde ein prototypisches Fahrzeug und eine prototypische Ladesäule entwickelt mit einer Ladeleistung von 1000 kW (Abbildung 2-2). Für das Fahrzeug wurde ein modulares Batteriekonzept umgesetzt. Eine hohe Batteriekapazität senkt die Laderate der Zellen und ermöglichen somit hohe Ladeleistungen. Eine optimierte Kühlung und ein leistungsfähiges Ladesystem sind in das Fahrzeug integriert. Die Ladeinfrastruktur in NEFTON wurde modular umgesetzt. Dafür wurden Leistungselektronikmodule über eine Schaltmatrix verschaltet. Modulare bidirektionaler Leistungselektronik wurde mit hocheffizienter unidirektionaler Leistungselektronik kombiniert. Die Schaltungsmatrix ermöglicht die gezielte Verteilung von Leistung auf mehrere Ladepunkte und den Betrieb der Module in optimalen Leistungsbereichen. Ein Teil der Ladeenergie kann über einen integrierten stationären Batteriespeicher bezogen werden, um so die Spitzenlast zu reduzieren. Die Steuerung erfolgt durch einen zentralen Controller. Mit dem entwickelten Ladesystem wurde im Rahmen von NEFTON erstmal öffentlich ein Ladevorgang von über einem Megawatt demonstriert [4].

3 Energiewirtschaftliche Use Cases

Im Projekt wurden Use Cases für gesteuertes und bidirektionales Laden aus dem PKW-Bereich auf elektrische LKW übertragen. In diesem Kapitel wird die Auswahl relevanter Use Cases beschrieben.

Gesteuertes und bidirektionales Laden wurde für elektrische PKWs bereits in verschiedenen Forschungs- und Umsetzungsprojekten untersucht. Auch bieten einige PKW-Hersteller hierfür bereits Produkte an \FFE-65 23\. Beim gesteuerten Laden werden Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen auf einen günstigeren Zeitpunkt verschoben. Durch bidirektionales Laden können Elektrofahrzeuge Strom durch Laden nicht nur einspeichern, sondern durch Entladen auch wieder aus der Fahrzeugbatterie ausspeichern. Die Fahrzeugbatterie wird damit zum Energiespeicher. Für gesteuertes und bidirektionales Laden wurden im PKW-Bereich bereits verschiedene Anwendungsfälle bzw. Use Cases definiert. Eine Einordnung dieser Use Cases nach dem Ort des Erlös zeigt Abbildung 2.1. Diese lassen sich auch auf elektrische LKW übertragen.

Abhängig vom Ziel der Rückspeisung wird zwischen verschiedenen Begriffen unterschieden. Aus dem PKW-Bereich stammt der Begriff Vehicle-to-Home (V2H), wo die Fahrzeugbatterie in das eigene Heimnetz (z.B. Wohngebäude) entladen wird. Für Unternehmen gibt es den äquivalenten Fall Vehicle-to-Business (V2B). Die Rückspeisung ins öffentliche Stromnetz wird als Vehicle-to-Grid (V2G) bezeichnet. Wird durch die Entladung eines Fahrzeugs ein anderes Fahrzeug geladen, kann von Vehicle-to-Vehicle (V2V) gesprochen werden.

Beim Use-Case **Eigenverbrauchsoptimierung** soll die Erhöhung des Eigenverbrauchs von selbsterzeugtem Strom (z.B. durch eine PV-Anlage) bzw. die Reduktion des Netzbezugs erzielt werden. Der selbsterzeugte Überschussstrom wird dabei in der Fahrzeugbatterie eingespeichert und kann bei Bedarf an zur Versorgung anderer Verbraucher wie z.B. Gebäude rückgespeist werden.

Aktuell nutzen Verbraucher in Deutschland üblicherweise einen statischen Stromtarif bei dem der Strompreis konstant und nicht zeitabhängig ist. Der Strompreis an der europäischen Strombörse EPEX-Spot ändert sich jedoch alle 15 Minuten. Dynamische Stromtarife geben diese zeitlich variablen Strompreise direkt an die Verbraucher weiter. Durch die Nutzung eines solchen Stromtarifs können Verbraucher ihren Stromverbrauch z.B. in Form von Ladevorgängen in Zeiten mit niedrigen Strompreisen verschieben. Wird zusätzlich in Zeiten von hohen Strompreisen entladen und findet dadurch eine Einspeisung ins Netz statt, wird dies als **zeitliche Arbitrage** bezeichnet.

Die Reduktion der Lastspitze an einem Standort mit registrierender Leistungsmessung ist das Ziel des Use-Cases **Spitzenlastkappung**. Eine registrierende Leistungsmessung ist in der Regel für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh erforderlich und damit auch für Depots oder Ladeparks. Die Jahresleistungsspitze bestimmt die Höhe des Netzentgelts, das der Verbraucher für den Netzzugang zahlen muss. Durch die Reduktion der Leistungsspitze wird demnach das Netzentgelt minimiert.

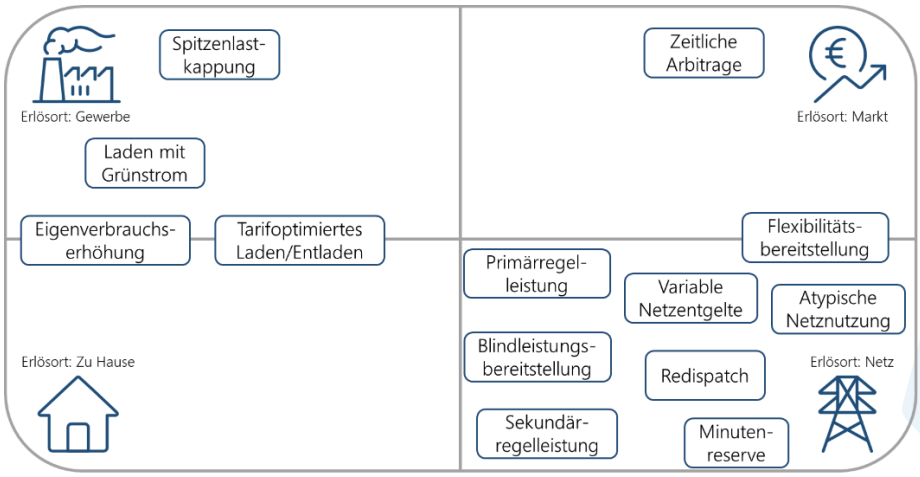

Abbildung 3-1: Image in “Frame full width at bottom”, paragraph style “Image Caption” locally modified

Tabelle 3-1: Übersicht Use Cases

Use Case	Trend	Heute	Zukunft	Simulation
Eigenverbrauchs-erhöhung	Eigenstromerzeugung bleibt günstiger als der Netzbezug. Aufgrund abnehmender PV-Einspeisevergütung und langfristig sinkender Stromgestehungskosten von PV-Dachanlagen [36] steigende Attraktivität erwartet.	👍	👍	✓
Tarifoptimiertes Laden	Ein Ansteigen der Preisvolatilität in der Zukunft [6] kann zukünftig zu einem höheren Kostenreduktionspotenzial führen.	👍	👍	✓
Zeitliche Arbitrage	Eine gewisse Umlagenbefreiung wird aktuell diskutiert [7]. Ein Ansteigen der Preisvolatilität in der Zukunft kann zu einem höheren Kostenreduktionspotenzial führen [6].	👉	👍	✓
Spitzenlastkappung	Heute unerlässlich für zügige Elektrifizierung (Lastmanagement) und geringere Investitionskosten möglich (Baukostenzuschüsse). Tendenz der Leistungspreise und damit Kostenreduktionspotenzial steigend [4]. Langfristig könnten jedoch dynamischere Preissignale zur lokalen Netzentlastung genutzt werden. [8]	👍	👉	✓
Atypische Netznutzung	Heute wichtig für zügige Elektrifizierung (Lastmanagement). Zukünftig können jedoch dynamischere Preissignale zur lokalen Netzentlastung vor dem Hintergrund einer zukünftig höheren Netzauslastung relevanter werden. [8]	👍	👉	
Variable Netzentgelte	Dynamische lokale Preissignale zur Netzentlastung vor dem Hintergrund einer zukünftig höheren Netzauslastung könnten relevanter werden. [37]	👎	👉	
Laden mit Grünstrom	Kurzfristig hohe Relevanz (EU-Taxonomie). Langfristig (>2050) jedoch ausschließlich Grünstrom und deswegen geringe Relevanz.	👍	👎	
Primärregelleistung (PRL)	Vorgehaltene PRL ist relativ konstant. Marktvolumen ist gesunken. Aktuell hohes Kostenreduktionspotenzial durch Energiekrise [9]. Zukünftig ist eine steigende Anzahl Anbieter und damit ein sinkendes Kostenreduktionspotenzial auf diesen Märkten zu erwarten.	👉	👉	
Sekundärregelleistung (SRL) & Minutenreserve (MRL)	Vorgehaltene Leistung ist für MR stark gesunken und für SRL relativ konstant. Marktvolumen ist gesunken. Aktuell hohes Kostenreduktionspotenzial durch Energiekrise [9] Zukünftig ist eine steigende Anzahl Anbieter und damit ein sinkendes Kostenreduktionspotenzial auf diesen Märkten zu erwarten.	👉	👉	
Flexibilitätsbereitstellung	Flexibilitätsbedarf auf Verteilnetz- und Systemebene wird steigen. Wie und ob sich marktbasierte Flexibilität durchsetzt, ist unklar.	👎	👎	
Redispatch	Aktuelle politische Diskussionen beinhalten weiterhin keine marktliche Lösung. Forderung nach einem marktlichen, nicht-kostenbasiertem Ansatz nehmen jedoch zu [10].	👎	👎	
Variable Netzentgelte	Ausgestaltung zum Zeitpunkt der Bearbeitung noch unklar für Mittelspannung.	👎	👎	

👍 Hohes Potenzial 👉 Mittleres Potenzial 👎 Niedriges Potenzial

Für eine Beschreibung der übrigen Use Cases wird auf [5] verwiesen. Die Use Cases wurden hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit für elektrische LKW untersucht. Die Ergebnisse dieser Analyse zeigt Tabelle 3-1. Es wurde zwischen dem heutigen und zukünftigen Potenzial der Use Cases unterschieden. Eigenverbrauchserhöhung und Tarifoptimiertes Laden werden als Use Cases mit einem insgesamt hohen Potenzial für elektrische LKW eingestuft. Die Umsetzung von zeitlicher Arbitrage wird aktuell noch durch hohe Abgaben und Umlagen erschwert. Zukünftig wird diesem Use Case jedoch ein hohes Potenzial prognostiziert. Der Use Case Spitzenlastkappung ist heute besonders relevant. Zukünftig könnten jedoch dynamischere Preissignale zur lokalen Netzentlastung eingesetzt werden. Aufgrund ihrer hohen Relevanz wurde sich in den folgenden Untersuchungen auf die Use Cases Eigenverbrauchserhöhung, zeitliche Arbitrage, Arbitragehandel und Spitzenlastkappung fokussiert.

4 Wirtschaftliches Potenzial

Die in Kapitel 3 ausgewählten Use Cases wurden zunächst in einer Voruntersuchung analysiert. Diese Analyse zeigte, dass ein MCS primär beim Zwischenladen unterwegs benötigt wird. Die BETs sind dabei nur kurz angesteckt und müssen so schnell wie möglich geladen werden, was den Optimierungsspielraum stark einschränkt. Beim Laden im Depot sind die BETs länger angesteckt und geringere Ladeleistungen sind ausreichend. Dies bietet mehr Spielraum für Optimierung. Daher wurden im Rahmen einer Case Study die Ladevorgänge eines Beispieldepots optimiert. Die Analyse zeigte, dass mit bidirektionalem Laden jährlich mehrere Tausend Euro pro Fahrzeug eingespart werden können.

4.1 Voruntersuchung

Für eine erste Abschätzung des Potenzials der Optimierung von BET-Ladevorgängen, wurde zu Beginn des Projekts eine Voruntersuchung durchgeführt. In diese Untersuchung wurden die Use Cases zeitliche Arbitrage, Arbitragehandel und Spitzenlastkappung einbezogen (vgl. Kapitel 3). Für die BETs wurde eine Batteriekapazität von 500 MWh und ein Fahrverbrauch von 1kWh/km angenommen. MCS-Laden mit maximal 2 MW wurde berücksichtigt. Zusammen mit MAN wurden vier Szenarien konzipiert, bei denen sich Fahrprofil und Ladeort unterscheiden. Die Szenarien sind in Tabelle 4-1 dargestellt. Jahresfahrprofile wurden aus den dargestellten Tagesprofilen zusammengesetzt. Es wurde angenommen, dass sich die BETs am Wochenende im Depot befinden. In den Szenarien A und B wurde für jedes BET ein Fahrer angenommen und das Laden erfolgte lediglich im Depot. In den Szenarien C und D war Laden auch unterwegs z.B. an Rastplätzen möglich. Abweichend von den anderen Szenarien wurden in D zwei Fahrer:innen hinterlegt. Dementsprechend ergaben sich für die Szenarien unterschiedliche Jahresfahrleistungen. Mit den Szenarien wurde das Optimierungsmodell eFlame parametrisiert. Die Szenarien wurden für die Jahre 2019 und 2020 untersucht und historische Strompreise hinterlegt. Die Berechnungen wurden mit statischen Strompreisen, aber auch mit dynamische Strompreisen durchgeführt. Eine Leistungspreiskomponente wurde hinterlegt. Die durchgeführte Optimierung minimiert die Energiekosten.

In den Berechnungen wurden die Energiekosten durch Reduktion der maximalen Ladeleistung, die sich über den Leistungspreis auf die Energiekosten auswirkt., minimiert. In den Ergebnissen zeigt sich, dass die Ladeleistung von 2 MW in keinem der betrachteten Szenarien benötigt wird. Beim Depotladen werden deutlich geringere Ladeleistungen benötigt. Lediglich in Szenario D wird durch die kurze Pause am Mittag eine annähernd hohe Leistung benötigt. Das Ergebnis der Voruntersuchung zeigt, dass die MCS-Technologie vorrangig beim Zwischenladen unterwegs benötigt

Tabelle 4-1: Übersicht Voruntersuchung

Szenario	Ladeort	Fahrer:innen	Tagesprofil	Jahresfahrleistung	Max. Ladeleistung
A	Depot			51.156 km	150 kW
B	Depot			130.610 km	285 kW
C	Depot & Unterwegs			181.660 km	600 kW
D	Depot & Unterwegs			364.700 km	1900 kW

Angesteckt Fahrt

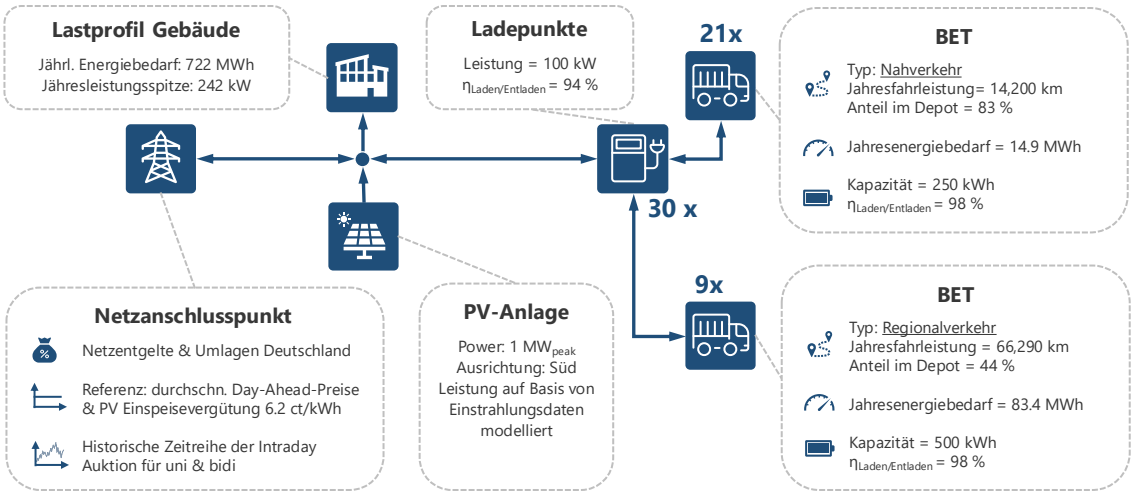

Abbildung 4-1: Beschreibung des modellierten Depots der Case Study

wird. Beim Laden im Depot reichen deutlich geringere Ladeleistungen aus.

Die Ergebnisse der Voruntersuchung zeigen außerdem, dass ein großer Teil der Ersparnisse nur durch Spitzenlastbegrenzung erzielt werden können. Das Einsparpotenzial ist direktproportional zu den Standzeiten bzw. Ansteckzeiten der BETs. Lediglich im Depot ergeben sich längere Ansteckzeiten. Beim Laden unterwegs ist die Ansteckzeit meist nur sehr kurz und der Ladevorgang muss so schnell wie möglich erfolgen. Bidirektionales Laden ist in den untersuchten Szenarien wenig wirtschaftlich, weil keine Befreiung von Abgaben und Umlagen auf Zwischengespeicherten Strom in der Untersuchung hinterlegt wurde.

Tabelle 4-2: Schlussfolgerungen aus der Voruntersuchung

	Depot	Unterwegs
Ansteckdauer	Lang	Kurz
Ladeleistung	Niedrig	Hoch
Technologie	CCS	MCS
Optimierung	✓	×

4.2 Case Study

Auf Basis der Ergebnisse der Voruntersuchung wurde sich im Folgenden auf die Optimierung von Ladevorgängen im Depot fokussiert. Auch verdeutlichte die Voruntersuchung den starken Einfluss verschiedener Parameter und Eingangsdaten z.B. Fahrprofile, Strompreise, Netzentgelte, Abgaben und Umlagen auf mögliche Erlöspotenziale. Da diese Parameter sich für verschiedene Speditionen unterscheiden, wurde sich für eine Case Study auf Basis eines realen Depots entschieden. Das Depot wurde auf Grundlage realer Daten eines Deutschen Speditionsunternehmens modelliert [11]. Das Unternehmen ist hauptsächlich im Nah- bzw. Regionalverkehr tätig. Zu den Daten gehören Mobilitätsdaten der LKWs des Unternehmens, historische Lastprofile der Gebäude und Informationen über die PV-Anlage. Das ausgewählte Depot dient als reales Beispiel. Abbildung 4-1 zeigt das modellierte Depot und wichtige Parameter. Auf Basis der Ergebnisse der Voruntersuchung wurde

Bidirektionale Ladestrategien werden in der Regel als separate Use Cases formuliert (vgl. Kapitel 3). Im Rahmen der Case Study wurden ausgewählte Use Cases in einer Multi-Use-Optimierung kombiniert. Dafür wurde das Optimierungsmodell eFlame erweitert. Die Kombination der Use Cases Arbitragehandel, Peak Shaving und Eigenverbrauchsoptimierung wurde implementiert. Das Optimierungsmodell steuert die Lade- und Entladeleistung der Fahrzeuge, um die Einnahmen zu maximieren. Das Optimierungsproblem wird sequentiell unter Berücksichtigung der Ladestrategien gelöst: ungesteuertes Laden (ref), unidirektionales Laden (uni) und bidirektionales Laden (bidi). Die Ergebnisse werden für jede Ladestrategie getrennt untersucht. Abbildung 2 zeigt die wichtigsten Zeitreihen der Optimierungsergebnisse für einen Beispieltag. Auf der linken Seite sind die Ergebnisse für die Referenz mit ungesteuertem Laden dargestellt, auf der rechten Seite die Ergebnisse für das bidirektionale Laden. Im oberen Diagramm ist die Leistung der verschiedenen Komponenten als gestapeltes Flächendiagramm aufgetragen. Die resultierende Leistung am Netzanschlusspunkt (NAP) ist als schwarze Linie dargestellt. Das mittlere Diagramm zeigt für jeden

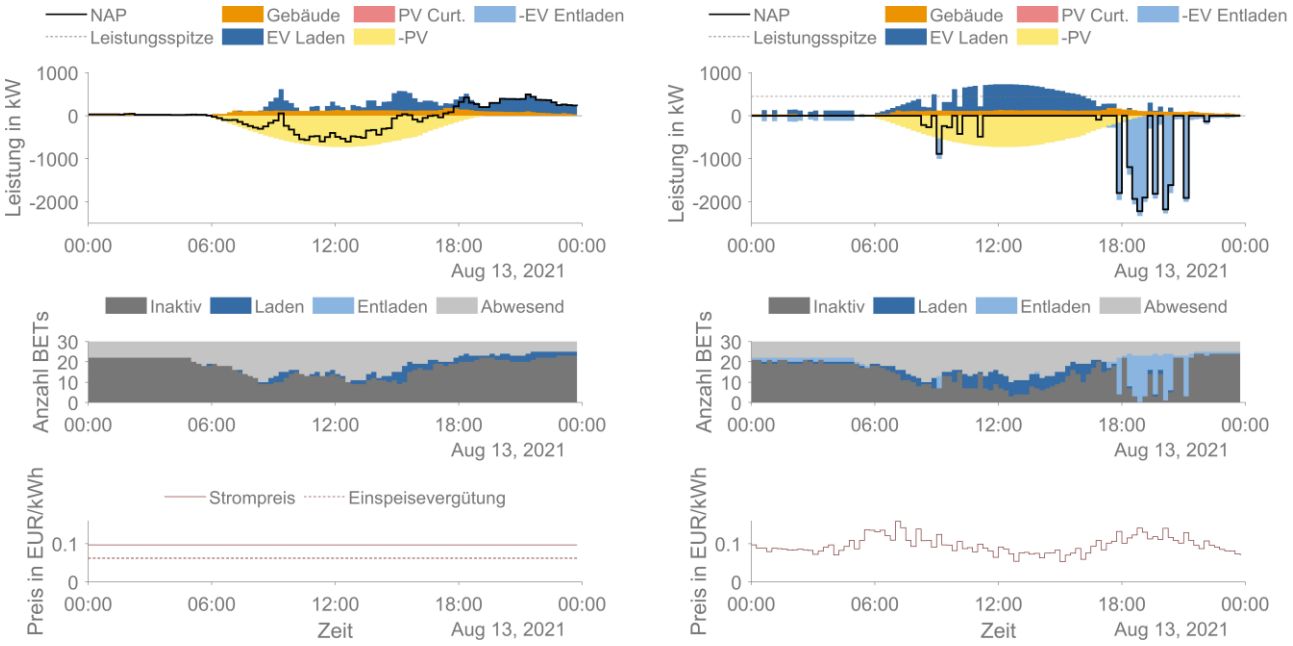

Abbildung 4-2: Ergebnisse für einen Beispieltag für verschiedene Ladestrategien: Referenz (links), bidirektional (rechts)

Zeitschritt an, wie viele Fahrzeuge anwesend sind und wie viele von ihnen laden oder entladen. Die gegebenen Preise sind im unteren Diagramm dargestellt. Umlagen und Netzentgelte sind in den Preisen nicht enthalten. Beim ungesteuerten Referenzladen werden die Fahrzeuge sofort bei ihrer Ankunft im Depot aufgeladen. Auch wenn einige Fahrzeuge mittags ankommen und laden, führt dies zu Ladevorgängen am Abend und in der Nacht, wenn die Leistung der PV-Anlage nicht zur Verfügung steht. Die ungenutzte Energie der PV-Anlage wird zum niedrigen Einspeisetarif in das Netz eingespeist, und in den Abendstunden wird teurere Energie aus dem Netz bezogen. Anders verhält es sich bei der bidirektionalen Ladestrategie. Um den Ertrag zu maximieren, verlagert die Optimierung die Ladevorgänge in Zeiten, in denen PV-Strom verfügbar ist, da dieser Strom im Optimierungsproblem nicht bepreist wird. Diese Verschiebung ist im Diagramm deutlich zu erkennen, da der Bereich der BET-Ladung mit der PV-Erzeugung übereinstimmt. Es kann auch Energie in das Netz eingespeist werden, um den Ertrag zu maximieren. Eine solche Einspeisung findet am Beispieltag ab ca. 18 Uhr statt, wenn viele Fahrzeuge zur Verfügung stehen und hohe Energiepreise erreicht werden. Die jährliche Leistungsspitze der Referenz von 1,3 MW wird in der Optimierung durch Peak Shaving auf 0,4 MW gesenkt. Der Strompreis wirkt sich nur auf die bezogene Leistung aus, was die Einspeisung mit einer höheren Leistung ermöglicht. Abbildung 4-2 zeigt auch deutlich, dass außerhalb der Zeiten mit PV-Erzeugung, die Fahrzeuge sich gegenseitig und auch das Gebäude mit Energie versorgen.

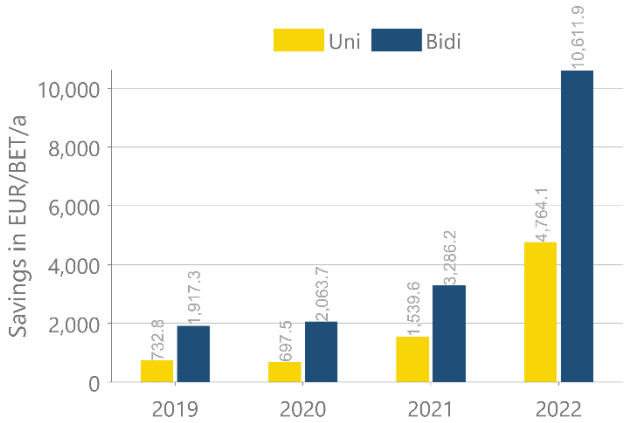

Abbildung 4-3: Jährliche Ersparnisse in verschiedenen Jahren

Abbildung 4-3 zeigt die jährlichen Einsparungen für die Optimierung mit unidirektionalen (uni) und bidirektionalen (bidi) BETs für verschiedene Untersuchungsjahre. Die Einsparungen ergeben sich aus der Differenz zwischen den Kosten in der Referenzsimulation und der jeweiligen Ladestrategie und sind pro Fahrzeug normiert. Vor 2021 sind die Einsparungen mit etwa 2000 EUR/BET selbst bei bidirektionalen Fahrzeugen überschaubar. Mit dem Anstieg der Energiepreise ab 2021 nehmen auch die Einsparungen deutlich zu. So können pro BET im Jahr 2021 fast 3300 EUR mit der bidirektionalen und 1500 EUR mit der unidirektionalen Ladestrategie erzielt werden. Im Jahr 2022 schießen die Einsparungen auf über 10.000 EUR/BET in die Höhe. Dies lässt sich zum einen dadurch erklären, dass die Referenzkosten in den Jahren 2021 und 2022 aufgrund der höheren Preise steigen. Zum anderen sind die steigenden Preisspannen

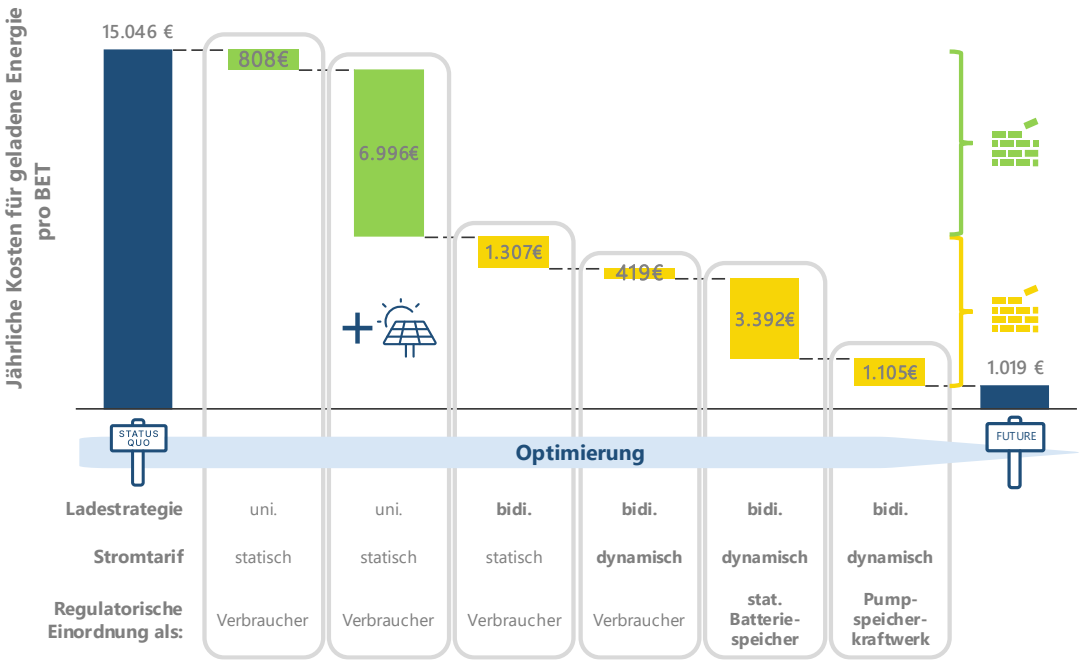

Abbildung 4-4: Beschreibung des modellierten Depots

und sinkenden Abgaben für die hohen Einsparungen verantwortlich, da dadurch der Arbitragehandel deutlich attraktiver wird. Die hohen Ersparnisse im Jahr 2022 werden durch eine hohe Einspeisemenge erzielt.

Aufgrund der großen PV-Anlage und der langen Anwesenheitsdauer der BETs bietet das betrachtete Depot hervorragende Voraussetzungen für eine Optimierung. Mit bidirektionalem Laden kann eine Eigenverbrauchsquote von 95% erreicht und die Spitzenlast deutlich reduziert werden. Der Arbitragehandel lohnt sich nur bei hohen Preisspannen wie in den untersuchten Jahren 2021 und 2022. Abgaben auf bezogene Energie, die wieder rückgespeist wird, erschweren den Arbitragehandel.

Verschiedene Bausteine können dabei helfen die Ladekosten im Depot zu senken. Diese Bausteine wurden für das Beispieldepot im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht. Die Ergebnisse dieser Analyse zeigt Abbildung 4-4. Der linke Balken zeigt die Ladekosten bei ungesteuertem Laden als Status-quo. Die ersten beiden Bausteine umfassen die Reduktion der Spitzenlast und die Optimierung des Eigenverbrauchs von PV-Strom. Diese Bausteine (grün) können die Kosten bereits mehr als halbieren und sind durch den Einsatz eines Energiemanagementsystems (EMS) bereits heute umsetzbar. Alle weiteren Bausteine (gelb) sind aktuell nur theoretisch umsetzbar, da die Technologie noch nicht im Massenmarkt verfügbar ist oder der regulatorische Rahmen (noch) nicht gegeben ist. Durch den Einsatz von bidirektionalem Laden könnten die Kosten demnach um weitere 1.307 EUR gesenkt werden. Durch Umstellung von einem statischen auf einen dynamischen Stromtarif, könnten die Kosten durch zeitliche Arbitrage weiter minimiert werden. Bidirektionale LKW und Ladegeräte sind aktuell jedoch noch nicht auf dem Markt verfügbar. Auch dynamische Stromtarife sind in Deutschland bisher wenig verbreitet und werden sich erst in den kommenden Jahren im Massenmarkt etablieren. Die beiden letzten Bausteine bedürfen regulatorischen Anpassungen. Sollten bidirektionale Fahrzeuge in Zukunft regulatorisch wie stationäre Batteriespeicher oder Pumpspeicher eingeordnet werden, entfällt die bereits beschriebene Doppelbesteuerung, wodurch die Kosten noch-mals deutlich reduziert werden könnten. Im optimalen Fall können so die jährlichen Energiekosten auf lediglich 1.000 EUR pro Fahrzeug reduziert werden.

Die Ergebnisse der Case Study wurden in [12] veröffentlicht. Neben den Ladekosten sind für Depotbetreiber vor allem auch die Investitionskosten relevant, welche im Rahmen der Case Study nicht berücksichtigt wurden. Zur Einordnung der Ergebnisse muss berücksichtigt werden, dass für (bidirektionale) Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur zunächst hohe Anfangsinvestitionen in Form von Kapitalkosten zu erwarten sind. Die Ergebnisse verdeutlichen jedoch die hohe Relevanz intelligenter Ladestrategien, welche bereits heute in Form der ersten „Bausteine" zu einer signifikanten Kostenreduktion der Betriebskosten beitragen können.

5 Einfluss der Schwerlastelektrifizierung auf die Stromnetze

Die Schwerlastelektrifizierung ist vom Ausbau der Stromnetze abhängig. Ladevorgänge von BETs können hohe Leistungsspitzen verursachen, die eine ausreichend Netzkapazität erfordern. Durch intelligente Ladestrategien können solche Leistungsspitzen jedoch reduziert werden. Der erforderliche Netzausbau wird durch verschiedene Herausforderungen ausgebremst. Dadurch ergeben sich hohe Realisierungsdauern (>2 Jahre) für Netzanschlüsse von Ladeparks und elektrische Depots.

5.1 Netzrückwirkungen durch Ladevorgänge

Um mögliche Netzrückwirkungen von BETs einzuordnen, wurde die Jahresleistungsspitze des simulierten Beispieldepots aus der Case Study (vgl. Kapitel 4.2) ausgewertet. Dabei wurde die Anzahl von BETs des Depots variiert. Die Auswertung wurde für alle untersuchten Ladestrategien durchgeführt: ungesteuertes (Ref), unidirektionales (Uni) und bidirektionales (Bidi) Laden. Das Ergebnis der Analyse ist in Abbildung 5-1 dargestellt. Beim ungesteuerten Laden von 20 BETs ergibt sich eine Leistungsspitze von ca. 1 MW, die bei 50 BETs auf ca. 1,7 MW ansteigt. Die Leistung der PV Anlage und der Gebäudelastgang wurden nicht variiert. Durch intelligente Ladestrategien kann die Leistungsspitze deutlich reduziert werden. Der Großteil der Lastspitzenreduktion wird bereits durch optimiertes, unidirektionales Laden erreicht. Dabei werden die Ladevorgänge verschoben und die Gleichzeitigkeit reduziert. Durch bidirektionales Laden kann die Leitungsspitze weiter reduziert werden. Insgesamt kann die Leistungsspitze mehr als halbiert werden. Intelligente Ladestrategien können daher einen Beitrag zur Begrenzung der Netzrückwirkungen von BETs leisten.

5.2 Erforderlicher Netzausbau

Der Ausbau der Energieversorgungsnetze ist eines der zentralen Infrastrukturprojekte in Deutschland. Die Integration von Elektrofahrzeugen ins Stromnetz stellt dabei eine besondere Herausforderung dar. Während im PKW-Segment die Herausforderung aus der großen Anzahl an Fahrzeugen besteht, sind es im LKW-Bereich die punktuell hohen Leistungsanforderungen.

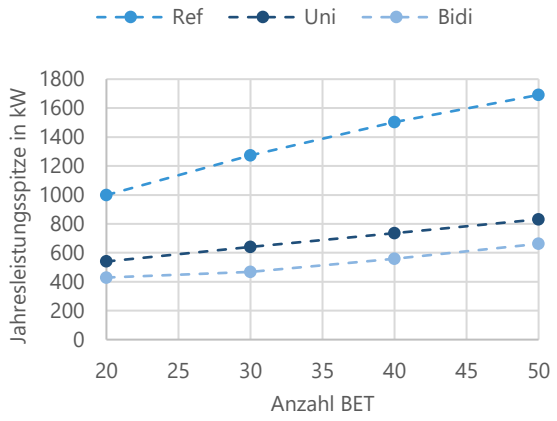

Abbildung 5-1: Jahresleistungsspitze eines Beispieldepots bei Variation der Anzahl der Fahrzeuge

Beim Netzanschluss sind die technischen Anschlussbedingungen der individuellen Netzbetreiber zu beachten. Diese basieren auf den technischen Anschlussregeln (TAR) des VDE. Bis zu einer maximaler Wirkleistung von 135 kW sind die Anforderungen der TAR Niederspannung anzuwenden. Für Verbraucher gilt die VDE-AR-N 4100 und für Erzeuger die VDE-AR-N 410. Letztere ist damit auch für bidirektionale Elektrofahrzeuge relevant. Ist die maximale Wirkleistung größer als 135 kW, gilt die TAR Mittelspannung (VDE-AR-N 4110). Diese definiert besondere Anforderungen für den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge. Demnach soll Ladeinfrastruktur in der Lage sein, ihren Lade- und Entladevorgang einem externen Signal anzupassen und Netzdienlichkeit durch Blindleistungsbereitstellung, Wirkleistungsbegrenzung und Wirkleistungsabgabe zu gewährleisten.

Netzbetreiber stehen vor erheblichen Herausforderungen. Ressourcenmangel und die Komplexität der Prozesse führen zu langen Realisierungszeiten. Beispielsweise dauert der Anschluss eines Depots in der Mittelspannungsebene durchschnittlich zwei Jahre (Abbildung 5-2**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Begrenzte Netzkapazitäten können die Umsetzung zusätzlich verzögern. Ein Hauptgrund für lange Wartezeiten ist die sequentielle Bearbeitung von Netzanschlussgesuchen. Zudem müssen Netzbetreiber sicherstellen, dass das bestehende Netz die neuen Anschlüsse trägt und wirtschaftliche Lösungen gefunden werden. Besonders in höheren Spannungsebenen sind die Kosten je nach

Anschlussvariante stark unterschiedlich. Die praktische Umsetzung hängt zudem von der Verfügbarkeit geeigneter Flächen ab. Für die Umsetzung müssen Betriebsmittel wie Transformatoren und Leitungen beschafft werden. Lieferengpässe, etwa bei Transformatoren (aktuell ca. ein Jahr), können zusätzliche Verzögerungen verursachen.

Die Netzanschlusskosten sind ein wesentlicher Investitionsfaktor. Optionen wie Lastmanagement oder Pufferspeicher sollten geprüft werden, um die benötigte Anschlussleistung und damit die Investitionskosten zu reduzieren.

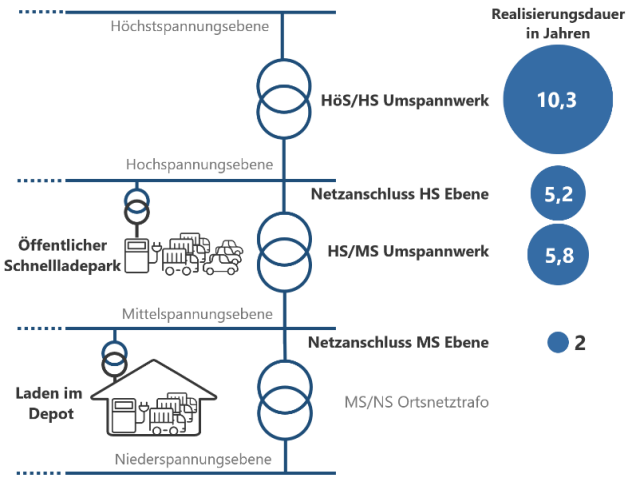

Abbildung 5-2: Durchschnittliche Realisierungsdauern für einen Netzanschluss auf verschiedenen Spannungsebenen.

6 Einfluss der Schwerlastelektrifizierung auf das Energiesystem

Im Projekt wurden mögliche Wechselwirkungen zwischen der Transformation des gesamtdeutschen Schwerlastverkehrs und des Hochlaufs des MCS-Ladens untersucht. Dazu wurden drei verschiedene Transformationspfade für den Schwerlastverkehr modelliert. In zwei dieser Szenarien wird angenommen, dass durch die MCS-Technologie der gesamte Schwerlastverkehr elektrifiziert werden kann. Darauf aufbauend erfolgte eine Abschätzung, welche Rolle MCS bei der Elektrifizierung des gesamten Schwerlastverkehrs einnehmen kann bzw. muss. Abschließend wurde die Transformation des Schwerlastverkehrs in jene des gesamten Verkehrssektors eingeordnet.

Im Vor-Krisenjahr 2019 waren ca. 230 Tsd. LKW mit einer zulässigen Gesamtmasse über 12 t sowie ca. 220 Tsd. Sattelschlepper auf deutschen Straßen unterwegs [38]. Diese waren für einen Endenergieverbrauch von 139 TWh, der fast ausschließlich fossil war, und THG-Emissionen von 35 Mio. t CO_2-Äq. verantwortlich[1]. Um die deutschen Klimaschutzziele zu erreichen, müssen diese Emissionen der schweren Nutzfahrzeuge bis 2045 auf Nettonull reduziert werden [13]. Jenes ambitionierte Vorhaben kann nur durch einen Hochlauf klimafreundlicher Antriebssysteme gelingen, wobei im Jahr 2023 laut Herstellerprognose nur 2,5 % der schweren Nutzfahrzeuge (>12 t) über klimaneutrale Technologien verfügten /NOW-01 23/. Zur Beschleunigung der Transformation wurden gesetzliche Richtlinien, wie die Flottengrenzwerte, beschlossen [39]. Diese geben vor, dass ab 2025 eine Reduktion um 15% und ab 2030 eine Reduktion um 45% bei den CO_2 Emissionen pro Kilometer erreicht wird (-65% ab 2035, -90% ab 2040). Die Reduktion bezieht sich dabei auf neue schwere Nutzfahrzeuge in Bezug auf Werte der Vergleichsflotte 2019/20.

Um mit klimaneutralen schweren Nutzfahrzeugen die Transportaufgaben des heutigen Bestandes zu erfüllen, wird angenommen, dass eine Betankung bzw. eine Vollladung innerhalb der vorgegebenen Pausenzeit von 45 Minuten[2] erfolgen kann [40]. Für batterieelektrische schwere Nutzfahrzeuge kann dies die Verfügbarkeit von MCS-Technologien erfordern.

Des Weiteren zeigen Studien, dass batterieelektrische Fahrzeuge in den meisten Fällen die kostengünstigste klimaneutrale Option darstellen [41]. Dies unterstreicht die Notwendigkeit, die Wechselwirkungen zwischen der Transformation des gesamtdeutschen Schwerlastverkehrs und dem Hochlauf des MCS-Verladens zu untersuchen.

6.1 Transformationspfade für den Schwerlastverkehr

Im Rahmen des Projektes wurden drei verschiedene Transformationspfade bzw. Szenarien für den Schwerlastverkehr entworfen und modelliert. Im Szenario *HeavyMarket35* (HM35) werden die Technologieanteile der Neuzulassungen der schweren Nutzfahrzeuge entsprechend der Studie „Market development of climate-friendly technologies in heavy-duty road freight transport in Germany and Europe“ der NOW GmbH [14] angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass ab dem Jahr 2035, ab dem u.a. auch nur noch klimaneutral betreibbare PKW neu zugelassen dürfen [15], ausschließlich schwere Nutzfahrzeuge mit klimaneutralen Antrieben zugelassen werden. Dabei werden sowohl batterieelektrische als auch Brennstoffzellenfahrzeuge eingesetzt. Im Gegensatz dazu wird in den Szenarien *AllElectric35* (AE35) und *AllElectric40* (AE40) ausschließlich auf batterieelektrische schwere LKW und Sattelschlepper gesetzt. Die Transformationsgeschwindigkeit bzw. der Anteil klimaneutraler Neuzulassungen des Szenarios *AllElectric35* ist dabei identisch zu HeavyMarket35. In AllElectric40 sind erst im Jahr 2040 alle neuzugelassenen schweren Nutzfahrzeuge batterieelektrisch, was u.a. auch in anderen Szenarioanalysen angenommen wird [42].

Zur Modellierung der Transformationspfade wird das FfE-Verkehrsmodell TraM verwendet, das z.B. auch in [16], [43] verwendet und beschrieben wurde. TraM bildet den zukünftigen Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Verkehrsträgern bzw.

[1] Eigene Berechnungen: Annahmen und Vorgehen vgl. Kapitel 6.1

[2] Nach Verordnung (EG) Nr. 561/2006 muss nach spätestens 4,5 Stunden Lenkzeit eine Pause von mindestens 45 Minuten eingelegt werden [40].

Fahrzeugklassen und Energieträgern ab. Somit kann auch die Transformation von LKWs mit zulässiger Gesamtmasse über 12 t und Sattelschleppern differenziert betrachtet werden kann. Der Bilanzrahmen umfasst dabei die Energieträger Benzin, Diesel, Gas, elektrische Energie und Wasserstoff. Der Straßenverkehr, der auch schwere Nutzfahrzeuge beinhaltet, wird dabei bottom-up über eine Neuzulassungs- und Außerbetriebssetzungslogik (Stock-and-flow) abgebildet. Der Fahrzeugbestand nach Alter und Energieträger ist dabei die Ausgangsbasis (Stock). Durch die jährliche Neuzulassung von Fahrzeugen, für die je Szenario verschiedene Anteile der Antriebsarten vorgegeben werden können, und die Außerbetriebsetzung alter Fahrzeuge, ändert sich der Fahrzeugbestand über die Zeit bis ins Zieljahr der Modellierung (Flow). Die Verkehrsleistung der Neuzulassungen im Güterverkehr (inklusive schwere Nutzfahrzeuge) wird dabei basierend auf der zu erwartenden Entwicklung des Bruttoinlandproduktes (BIP) fortgeschrieben. Darüber hinaus kann auch ein Modal Shift auf die Schiene modelliert werden. D.h. ein gewisser Anteil der Verkehrsleistung der Fahrzeuge wird auf die Schiene verlagert. Auf Basis des jährlich berechneten Fahrzeugbestandes ergibt sich in Kombination mit den spezifischen Verbräuchen, den jährlichen Fahrleistungen und Kapazitätsfaktoren die Verkehrsleistung bzw. der Endenergieverbrauch je Fahrzeugklasse und Energieträger.[3]

Der nachfolgende Abschnitt widmet sich der Datengrundlage und der Parametrierung der Szenarien, in denen die Transformation von 2019 bis zum Zieljahr der Klimaneutralität 2045 modelliert wird. Die für diesen Zeitraum angenommene Prognose des BIP, die zur grundlegenden Fortschreibung der Neuzulassungsanzahl dient, stammt aus [17]. In Tabelle 6-1 ist die Datengrundlage zur Modellierung der Entwicklung und der Charakteristik des Fahrzeugbestandes aufgeführt.

Folgende Schritte werden u.a. zur Integration dieser Daten in das Modell durchgeführt: Für Elektrofahrzeuge werden die spezifischen Verbräuche aus [18] mit Ladeverlusten von 10 % beaufschlagt. Um die Verkehrsleistung konsistent mit der Neuzulassungs- und Außerbetriebsetzungslogik zu modellieren, werden innerhalb der Fahrzeugklassen über die Energieträger hinweg einheitliche Fahrleistungen angenommen. Die Überführung der Unterteilung des Bestandes von Nutzlast auf zulässige Gesamtmasse basiert auf [44]. Für eine realistischere Darstellung der Austauschraten wird für die Neuzulassungsanzahl im Startjahr das zehnjährige Mittel von 2013 bis 2022 verwendet.

Tabelle 6-1: Datengrundlage der Modellierung des Schwerlastverkehrs

Kennwert	Quellen
Bestand nach Alter, Fahrzeugklasse und Energieträger	[19], [20-22], [44]
Neuzulassungen	[45]
Kapazitätsfaktor	[23]
Strecken	[24, 25]
Spezifische Verbräuche	[18], [26]

Abbildung 6-1 zeigt die Neuzulassungsanteile nach Energieträger. Diese ergeben sich aus Storylines der

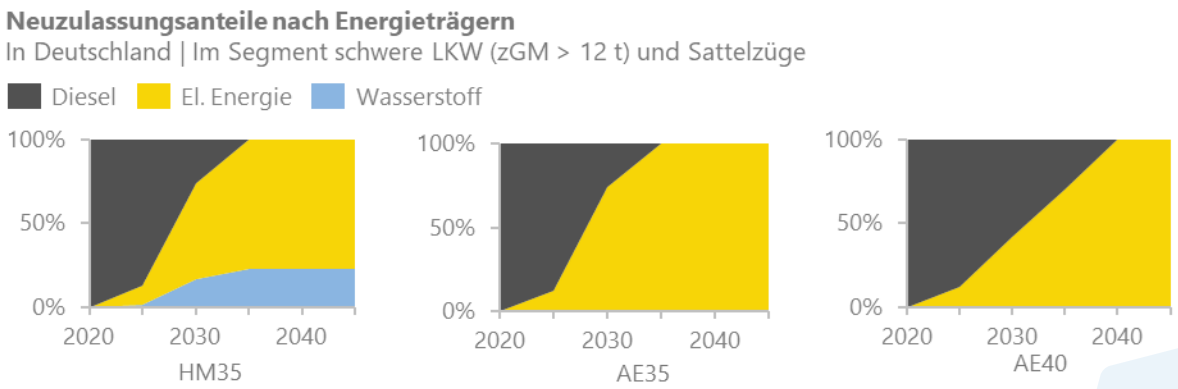

Abbildung 6-1: Neuzulassungsanteile nach Energieträger für schwere Nutzfahrzeuge je Szenario

[3] Teil des Bilanzrahmens der Modellierung sind Fahrzeuge der EU-Fahrzeugklasse N§ (für die Güterbeförderung ausgelegte und gebaute Kraftfahrzeuge mit einer zulässigen Gesamtmasse von mehr als 12 Tonnen) sowie Sattelschlepper. Nicht betrachtet werden land- und forstwirtschaftliche Zugmaschinen und sonstige KfZ (z.B. Feuerwehr-Einsatzwagen).

Szenarien, die zu Beginn des Kapitels eingeführt wurden.

Für den Modal Shift von LKW-Verkehr auf die Schiene wird angenommen, dass dieser dem Mittelwert aus den politischen Zielen der Eröffnungsbilanz und Abschätzungen der Nationalen Plattform Zukunft Mobilität entspricht [27], [28]. Dies entspricht einer Verlagerung von ca. 4 % der Verkehrsleistung der neuzugelassenen LKW pro Jahr auf die Schiene.

Das Modellergebnis des Fahrzeugbestandes nach Energieträger je Szenario ist in Abbildung 6-2 dargestellt. Durch die Fortschreibung der Neuzulassungsanzahl mit der BIP-Prognose steigt diese bis ins Zieljahr deutlich an. Maßnahmen, die diesem Effekt entgegenwirken, sind der zuvor beschriebene Modal Shift auf die Schiene sowie der Einbruch des BIP durch die Coronapandemie. In den Szenarien AE35 und HM35 verfügen im Jahr 2035 ca. 80% der schweren LKW und Sattelzüge über klimaneutrale Antriebe. Im Szenario AE40, dessen Transformationsgeschwindigkeit etwas langsamer ist, sind es ca. 75%. Im Zieljahr der Klimaneutralität in Deutschland ist in beiden ambitionierten Szenarien der gesamte Bestand transformiert, wohingegen in AE40 noch ca. 17 Tsd. fossile Fahrzeuge auf deutschen Straßen verkehren. Während in AE35 und AE40 nur elektrische Fahrzeuge zum Einsatz kommen, werden in HM35 auch Brennstoffzellenfahrzeuge eingesetzt, deren Bestand bis ins Jahr 2045 auf ca. 125 Tsd. Fahrzeuge anwächst.

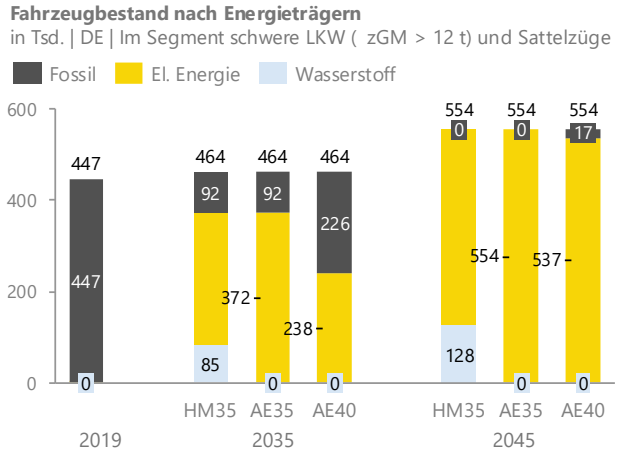

Abbildung 6-2: Fahrzeugbestand nach Energieträgern für schwere Nutzfahrzeuge je Szenario

Der aus dem Bestand resultierende Endenergieverbrauch ist in Abbildung 6-3 dargestellt. Durch die geringeren spezifischen Verbräuche von elektrischen und Brennstoffzellenfahrzeugen sowie durch technologischen Fortschritt geht der Endenergieverbrauch der schweren Nutzfahrzeuge trotz des deutlichen Wachstums des Bestandes szenarioabhängig um 37 bis 50% zurück. Der Biomasseanteil entsteht durch die Beimischung von Biokraftstoffen zu fossilen Kraftstoffen (z.B. E5/E10). Daher ist der Biomasseanteil nicht im Fahrzeugbestand erkennbar (Abbildung 6-2), aber im Endenergieverbrauch (Abbildung 6-3). Der Biomasseanteil wird dabei auf den heutigen Anteil an den flüssigen Kohlenwasserstoffen gedeckelt, um das Biomassepotenzial über alle Sektoren hinweg künftig einzuhalten.

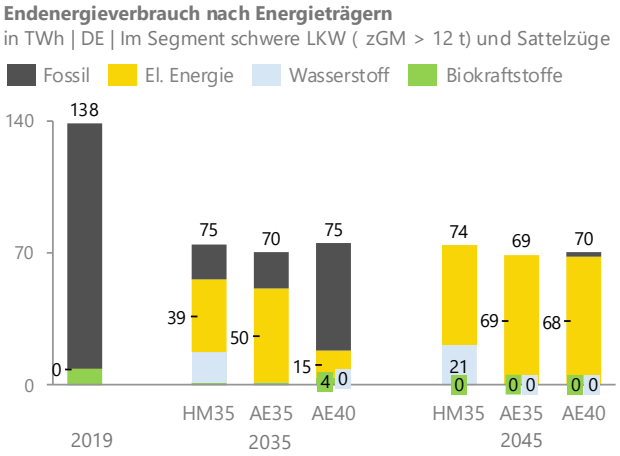

Abbildung 6-3: Endenergieverbrauch nach Energieträgern für schwere Nutzfahrzeuge je Szenario

6.2 Die Rolle von MCS in der Transformation

Zur Abschätzung der Rolle von MCS in der Transformation des Schwerlastverkehrs wird angenommen, dass MCS insbesondere dann relevant ist, wenn batterieelektrische schwere Nutzfahrzeuge während einer Fahrt, z.B. in einer vorgeschriebenen Lenkpause des Fahrers, zwischengeladen werden müssen, um das Fahrtziel der Transportaufgabe erreichen zu können. Dazu wurden zum einen Fahrweiten kumuliert nach Ankunftsdatum für Sattelschlepper entsprechend „Kraftfahrzeuge in Deutschland 2010 (KiD 2010)“ [29] ausgewertet. Dabei wurde auf aufbereitete Daten aus [30] zurückgegriffen. Da Sattelschlepper deutlich höhere Jahresfahrleistungen [24], die potenziell für MCS relevanter sind, aufweisen, werden ausschließlich die Fahrleistungen nach Ankunftsdatum von diesen analysiert. Das Ergebnis ist Abbildung 6-4 zu entnehmen. Das Histogramm zeigt, dass die meisten Fahrweiten zwischen 200 km und

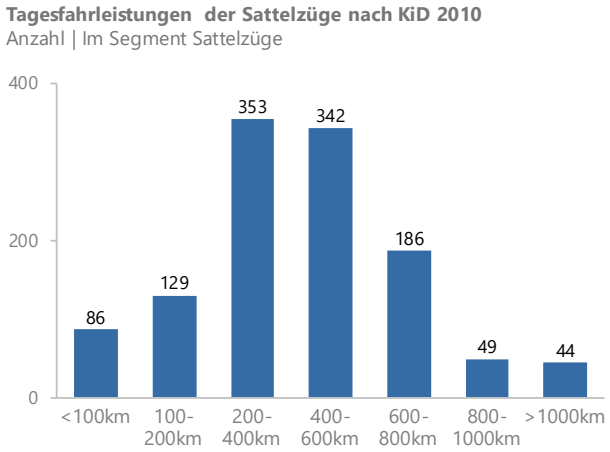

Abbildung 6-4: Tagesfahrleistungen (approximiert durch Fahrweiten kumuliert nach Ankunftsdatum) für Sattelzüge nach KiD 2010

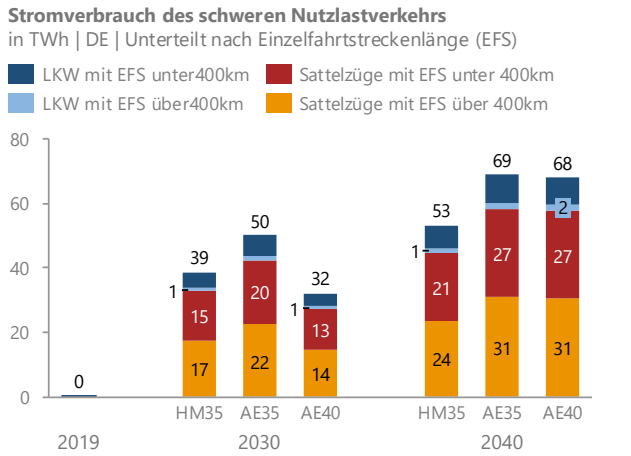

Abbildung 6-5: Stromverbrauch der schweren Nutzfahrzeuge nach täglichen Fahrweiten je Szenario

600 km liegen. Bei herkömmlichen Batteriegrößen und verpflichtenden Lenkpausen nach 4,5h sind insbesondere Strecken über 400 km für das Zwischenladen mittels MCS relevant. Über dieser Grenze liegt circa die Hälfte der analysierten Fahrten.

Zum anderen wurde der Bestand aus Abbildung 6-2 mit Hilfe von Auswertungen aus [31] in tägliche Fahrweiten unter und über 400 km eingeteilt. Dabei wurde nach Sattelschleppern und LKW mit einer zulässigen Gesamtmasse über 12 t unterschieden. Im Zuge der Auswertung wurde angenommen, dass sich das Verhältnis über den modellierten Zeitraum hinweg nicht ändert. Das Ergebnis ist Abbildung 6-6 zu entnehmen. Während ca. 47 % der Sattelschlepper tägliche Fahrweiten über 400 km aufweisen, sind es bei den LKW mit zulässiger Gesamtmasse über 12 t lediglich ca. 17%. Der Stromverbrauch aus Abbildung 6-3 verteilt sich wie in Abbildung 6-5 dargestellt auf diese vier Kategorien.

Der Großteil des Strombedarfs (ca. 85 %), entfällt im Zieljahr 2045 in allen Szenarien auf die Sattelschlepper, knapp über die Hälfte dabei auf Fahrzeuge mit täglichen Fahrweiten über 400 km. Bei den LKW mit zulässiger Gesamtmasse über 12 t entfällt im Zieljahr lediglich ca. 17 % des Strombedarfes auf Fahrzeuge mit täglichen Fahrweiten über 400 km. Ursache für diese Unterschiede sind u.a. die höhere mittlere Jahresfahrleistung von Sattelschleppern. Im Jahr 2019 lag diese bei ca. 93.000 km, wohingegen sie für LKW mit zulässiger Gesamtmasse über 7,5 t nur 38.000 km betrug [26]. Auch trägt der im Vergleich zu den LKW mit zulässiger Gesamtmasse über 12 t um ca. 17% höhere spezifische Verbrauch der batterieelektrischen Sattelschlepper zu deren höheren Strombedarf bei [18].

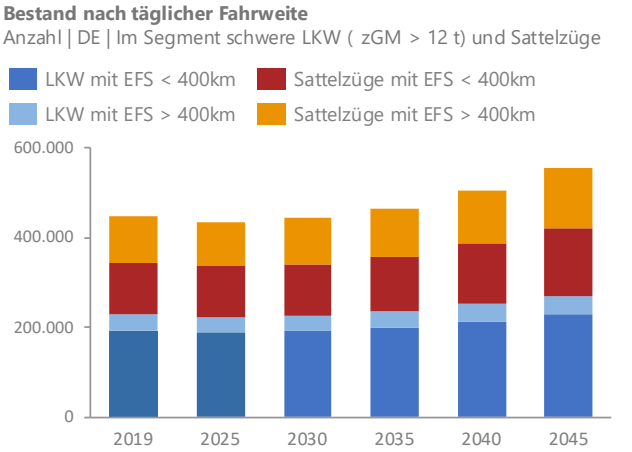

Abbildung 6-6: Bestand für schwere Nutzfahrzeuge nach Fahrweite (EFS = Einzelfahrtstrecke)

Unter der Annahme, dass elektrische LKW und Sattelschlepper im Depot vollgeladen starten, muss voraussichtlich erst nach 400 km nachgeladen werden. Dieses Zwischenladen kann an öffentlichen MCS Ladestationen erfolgen. Auf Basis von Abbildung 6-4 wird vereinfacht angenommen, dass Fahrzeuge mit Fahrweiten über 400 km 50% ihres Ladebedarfs an öffentlichen MCS Ladestationen abdecken müssen. Aus dieser Annahme ergibt sich für das Zieljahr 2045 ein Strombedarf an öffentlichen MCS Ladestationen von ca. 15 TWh. MCS Laden von Fahrzeugen mit geringeren Fahrtweiten und der Einsatz von MCS im Depot wurden bei dieser vereinfachten Betrachtung vernachlässigt.

6.3 Einordnung ins Energiesystem

In Deutschland hat der Verkehrssektor einen Anteil von 27 % am gesamten Endenergieverbrauch [32]. Im Kontext der Transformation des gesamten Verkehrssektors steigt die Bedeutung der schweren Nutzfahrzeuge über die Jahre hinweg an, wobei für die anderen Verkehrsträger bzw. Fahrzeugklassen Transformationspfade entsprechend [33] angenommen werden.[4] Der Endenergieverbrauch nach Verkehrsträger ist für das Szenario AE35 in Abbildung 6-7 dargestellt. Im Startjahr 2019 liegt der Anteil der schweren Nutzfahrzeuge am Endenergieverbrauch mit ca. 22% an zweiter Stelle hinter den PKW, deren Anteil bei ca. 59% liegt. An dritter Stelle liegen LKW mit einer zulässigen Gesamtmasse unter 12 t. Bis ins Zieljahr steigt der Anteil der schweren Nutzfahrzeuge auf ca. 31%, wohingegen der Anteil der PKW auf 41% zurück geht. Grund dafür sind die stärkeren Effizienzsteigerungen im PKW-Verkehr durch den Energieträgerwechsel, sowie die Fortschreibung der LKW-Neuzulassungen über die steigende BIP-Prognose, wohingegen die Bevölkerungsprognose, die für den Personenverkehr verwendet wird, annähernd stagniert.

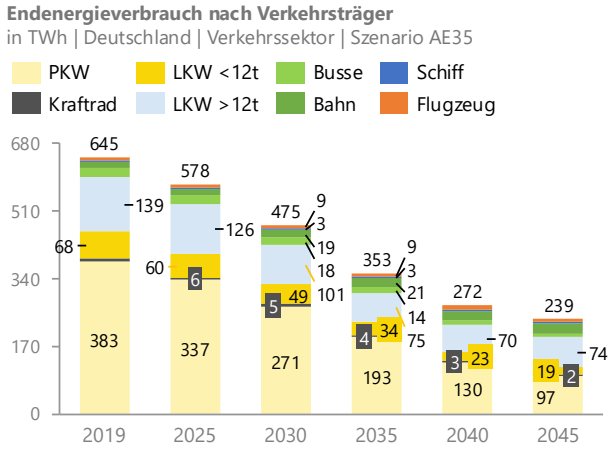

Abbildung 6-7: Endenergieverbrauch nach Verkehrsträger für den gesamten Verkehrssektor im Szenario AllElectric35

Die Stromnachfrage des Schwerlastverkehres, die in Abbildung 6-3 und Abbildung 6-5 bereits thematisiert wurde, erreicht dabei bezogen auf die Stromnachfrage des gesamten Verkehrssektors, einen Anteil von ca. 30%. Abbildung 6-8 zeigt die Stromnachfrage des gesamten Verkehrssektors nach Energieträger für das Szenario AE35.

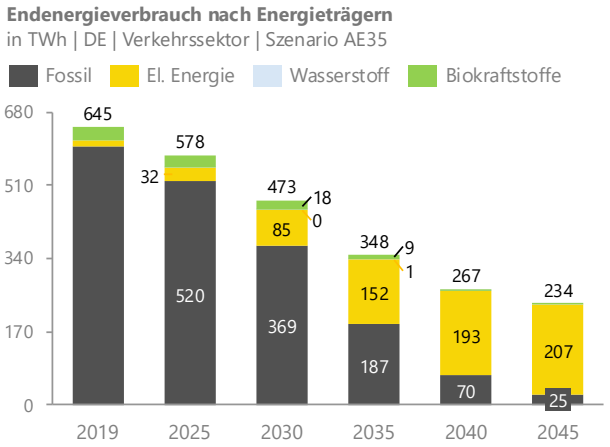

Abbildung 6-8: Endenergieverbrauch nach Energieträger für den gesamten Verkehrssektor im Szenario AllElectric35

[4] In den Szenarien AlElectric35 und AllElectric40, in denen keine Brennstoffzellenfahrzeuge eingesetzt werden, wird diese Annahme dabei auch auf die anderen Verkehrsträger bzw. Fahrzeugklassen übertragen. Somit werden in diesen Szenarien die Neuzulassungsanteile für Brennstoffzellenfahrzeuge nach [33] auf batterieelektrische Fahrzeuge übertragen.

7 Zusammenfassung

Der Verkehrssektor verfehlte in den letzten Jahren wiederholt seine Klimaziele. Ein Grund dafür ist die gestiegene Verkehrsleistung des Straßengüterverkehrs. Ein Anteil von 38% der Treibhausgasemissionen des Straßenverkehrs ist auf Nutzfahrzeuge wie z.B. LKW zurückzuführen. Zur Erreichung der Klimaziele wird von Forschung und Herstellern der Austausch dieselbetriebener LKWs durch batterieelektrischer LKWs angestrebt. Um den unterbrechungsfreien Betrieb solcher LKWs zu gewährleisten, werden besonders im Fernverkehr hohe Ladeleistungen benötigt. Megawatt Charging Systeme (MCS) bieten diese hohen Ladeleistungen (>1MW). Im Projekt NEFTON wurde ein solches MCS entwickelt.

Vorteil batterieelektrischer LKW gegenüber anderen Antriebstechnologien sind deren niedrige Kosten. Die zuletzt gestiegenen Strompreise können diesen Vorteil jedoch abschwächen. Mit dem Strompreis sind jedoch auch die Schwankungen des Preises an den Strommärkten gestiegen. Es treten also auch häufiger Zeiten mit niedrigen Strompreisen auf. Durch intelligente Ladestrategien und bidirektionales Laden können Elektrofahrzeuge von diesen Preisschwankungen profitieren. Solche Ladestrategien, die bereits aus dem PKW-Bereich bekannt sind, lassen sich auf elektrische LKW übertragen und in verschiedene Use Cases unterteilen. In NEFTON wurden die Use Cases hinsichtlich ihrer Eignung für LKWs untersucht. Die Use Cases Eigenverbrauchserhöhung, Zeitliche Arbitrage und Spitzenlastkappung wurden als besonders relevant bewertet und auf Basis einer Case Study hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit untersucht. Aufgrund höherer Ansteckzeiten im Depot wurde der Fokus der Case Study nach einer Voruntersuchung auf Depotladen ohne MCS gelegt. In der Case Study wurden Ladevorgänge eines Depots unter Verwendung eines Simulationsmodells optimiert. Die Simulationen ergaben ein hohes jährliches Einsparpotenzial von ca. 2000 € pro Fahrzeug.

Auf Basis der Simulationsergebnisse wurde auch die Leistungsspitze des Depots in Abhängigkeit der Ladestrategie und der Anzahl Fahrzeuge untersucht. Durch gesteuertes Laden konnte die Leistungsspitze bereits um mehr als 50% reduziert werden. Durch eine geringe Leistungsspitze kann der Netzanschluss eines Depots kleiner dimensioniert werden, was sich positiv auf die Investitionskosten auswirkt. Hohe Realisierungsdauer für Netzanschlüsse erschweren die Errichtung von öffentlichen Ladeparks und Ladeinfrastruktur in Depots. Für den Netzanschluss eines Depots in der Mittelspannung müssen durchschnittlich zwei Jahre eingeplant werden. Herausforderungen wie z.B. Lieferengpässe von Transformatoren und die Verfügbarkeit geeigneter Flächen behindern aktuell den für die Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs benötigten Netzausbau.

Der Einfluss der Schwerlastelektrifizierung auf das Energiesystem wurde anhand von drei Transformationspfaden mithilfe eines Sektormodells untersucht. Auf Basis dieser Pfade wird für schwere Nutzfahrzeuge bis 2040 ein Strombedarf von 70 TWh prognostiziert. Der Schwerlastverkehr wird dabei einen Anteil von ca. 30 % am Gesamtenergiebedarf des Verkehrssektors ausmachen. Megawatt Laden ermöglicht das Zwischenladen innerhalb kurzen Ladepausen (<45Minuten) und erlaubt dadurch die Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs ohne bestehende Logistikabläufe und Transportleistungen zu beeinträchtigen.

Schwerlastelektrifizierung:
Kann das funktionieren?

Durch Megawatt Laden unterwegs und intelligentes Laden im Depot sind bestehende Logistikprozesse auch mit batterieelektrischen LKWs wirtschaftlich umsetzbar.

Literaturverzeichnis

[1] Verkehr in Zahlen 2010/2012. Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2011

[2] Gleitende Langfrist-Verkehrsprognose im Auftrag des BMDV – „Prognose 2022". Berlin: Intraplan, 2023.

[3] Marktdaten der EPEX-Spot SE in: ftp-Server der EPEX-Spot SE. Leipzig: EPEX-Spot SE, 2017

[4] Balke, Georg et al.: Elektrifizierung des Güterverkehrs - Technologien und Handlungsempfehlungen. München: Technische Universität München, 2024.

[5] BDL – Bidirektionales Lademanagement - Abschlussbericht der FfE. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2023.

[6] Kern, Timo: BDL Use Case zeitliche Arbitrage. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2021.

[7] Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor. Berlin: Deutsche Bundesregierung, 2022.

[8] Kern, Timo: BDL Use Case Spitzenlastkappung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2021.

[9] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2021. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.

[10] Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Elektrofahrzeugen mit bidirektionalem Lademanagement - Ein BDL-Positionspapier zu Vehicle-to-Grid-Anwendungen. Ohne Ort: Bidirektionales Lademanagement – BDL, 2022.

[11] Balke, Georg: Heavy commercial vehicles' mobility: Dataset of trucks' anonymized recorded driving and operation (DT-CARGO). In: Data in Brief Volume 48. Munich: Technical University of Munich (TUM), 2023.

[12] Biedenbach, Florian: Multi-Use Optimization of a Depot for Battery-Electric Heavy-Duty Trucks. In: World Electr. Vehicle Journal 15(3). Basel: MDPI, 2024. DOI: https://doi.org/10.3390/wevj15030084.

[13] Klimaschutzgesetz 2021. In: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672. (Abruf am 2021-08-05); Berlin: Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2021.

[14] Market development of climate-friendly technologies in heavy-duty road freight transport in Germany and Europe - Evaluation of the 2022 Cleanroom Talks with truck manufacturers. Berlin: NOW GmbH, 2023.

[15] REGULATION (EU) 2023/851 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 19 April 2023 amending Regulation (EU) 2019/631 as regards strengthening the CO2 emission performance standards for new passenger cars and new light commercial vehicles in line with the Union's increased climate ambition (REGULATION (EU) 2023/851). Ausgefertigt am 2023-04-19, Version vom 2023-02-14; Brüssel: Europäische Union, 2023.

[16] Kigle, Stephan: Bayernplan Energie 2040 - Wege zur Treibhausgasneutralität - Abschlussbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2023.

[17] Projektionsbericht 2021 für Deutschland. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2021.

[18] Pichlmaier, Simon: Ecological Assessment of Scenarios for the Energy Supply of the German Transport Sector. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München (TUM): München, 2022.

[19] Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen - 1.Januar 2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2020.

[20] Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen - 1.Januar 2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2020.

[21] Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Fahrzeugalter - 1.Januar 2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2020.

[22] Fahrzeugzulassungen (FZ) Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen Jahr 2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2020.

[23] Gleitende Mittelfristprognose für den Güter- und Personenverkehr - Mittelfristprognose Winter 2020/21. München/Köln: INTRAPLAN Consult GmbH, 2021.

[24] Verkehr in Kilometern (VK) Zeitreihe Jahre 2014-2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2021.

[25] Transport data collection supporting the quantitative analysis of measures relating to transport

and climate change (TRACCS); Thessaloniki: EMISIA SA, 2013.

[26] Verkehr in Zahlen 2020/2021 - 49. Jahrgang; Bonn: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2020.

[27] Eröffnungsbilanz Klimaschutz. Berlin: BMWK, 2022.

[28] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 1 "Klimaschutz im Verkehr": AG1-Bericht - Wege für mehr Klimaschutz im Verkehr. Berlin: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2021.

[29] Wermuth, Manfred: Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010) - Schlussbericht. Braunschweig: Verkehrsforschung und Infrastrukturplanung GmbH, 2012

[30] Fattler, Steffen: Economic and Environmental Assessment of Electric Vehicle Charging Strategies. Dissertation. Herausgegeben durch die TU München, geprüft von Wagner, Ulrich und Wietschel, Martin: München, 2021.

[31] Göckeler, Katharina: StartES - Szenarien für die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs. Freiburg: Öko-Instut e.V., 2023.

[32] Dossow, Patrick et al.: Application-oriented energy and emission balances for Europe. München: FfE, 2021.

[33] Engwerth, Veronika: Modeling Transformation Pathways of European Final Energy Consumption in the Transport and Buildings Sector Using Country Clustering. In: Energy Technology 2024, 2300951. Weinheim: Wiley-VCH GmbH, 2024.

[34] Marktenwicklung klimafreundlicher Technologien im schweren Straßengüterverkehr - Auswertung der Cleanroom-Gespräche 2022 mit Nutzfahrzeugherstellern. Berlin: NOW GmbH, 2023.

[35] O'Connell, Adrian: A Comparison of the Life-Time Greenhouse Gas Emissions of European Heavy-Duty Vehicles and Fuels. Washington DC: The International Council on Clean Transportation (ICCT), 2023.

[36] Kost, Christoph: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2021.

[37] Jahn, Andreas: Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation. Berlin: Agora Energiewende, 2021.

[38] KBA: Der Fahrzeugbestand im Überblick am 1. Januar 2020 gegenüber dem 1. Januar 2019. Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2020.

[39] Verordnung 2019/1242 zur Festlegung von CO2-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge (Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/1242 im Hinblick auf die Verschärfung der CO2-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge). Ausgefertigt am 2024-04-26; Brüssel: Europäische Union, 2024.

[40] Verordnung (EG) Nr. 561/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. März 2006 zur Harmonisierung bestimmter Sozialvorschriften im Straßenverkehr und zur Änderung der Verordnungen (EWG) Nr. 3821/85 und (EG) Nr. 2135/98 des Rates sowie zur Aufhebung der Verordnung (EWG) Nr. 3820/85 des Rates. Brüssel: Europäisches Parlament und Rat, 2006.

[41] Basma, Hussein: A total cost of ownership comparison of truck decarbonization pathways in Europe. Berlin: The International Council on Clean Transportation (ICCT), 2023.

[42] Göckeler, Katharina: StartES - Szenarien für die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs. Freiburg: Öko-Instut e.V., 2023.

[43] Engwerth, Veronika: Modeling Transformation Pathways of European Final Energy Consumption in the Transport and Buildings Sector Using Country Clustering. In: Energy Technology 2024, 2300951. Weinheim: Wiley-VCH GmbH, 2024.

[44] Fahrzeugzulassungen (FZ) - Bestand an Nutzfahrzeugen, Kraftfahrzeugen insgesamt und Kraftfahrzeuganhängern nach technischen Daten (Größenklassen, Motorisierung, Fahrzeugklassen und Aufbauarten) - 1.Januar 2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt (KBA), 2020.

[45] Fahrzeugzulassungen (FZ) - Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach technischen Daten (Größenklassen, Motorisierung, Fahrzeugklassen und Aufbauarten) - Jahr 2022; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt (KBA), 2023.

Veröffentlichungen

Im Rahmen des Projekts NEFTON wurden verschiedene Veröffentlichungen erstellt und präsentiert. Diese sind in der folgenden Liste aufgeführt.

- Biedenbach, Florian: Size matters: Multi-use Optimization of a Depot for Battery Electric Heavy-Duty Trucks. In: EVS36; Sacramento: EDTA, 2023.

- Biedenbach, Florian; Strunz, Kai: Multi-use Optimization of a Depot for Battery Electric Heavy-Duty Trucks, World Electric Vehicle Journal 15 (3), 2024.

- Blume, Yannic et al.: Einfluss des Hochlaufs batterieelektrischer Nutzfahrzeuge auf die Verteilnetzplanung - FfE Discussion Paper 2023-01. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2023.

- Biedenbach, Florian: Multi-use Optimization of a Depot for Battery Electric Heavy-Duty Trucks, HoLa Symposium Berlin, 2024

- Balke, Georg; Zähringer, Maximilian; Schneider, Jakob; Biedenbach, Florian; Weiß, Andreas et. Al.: Elektrifizierung des Güterverkehrs - Technologien und Handlungsempfehlungen. München: Technische Universität München Lehrstuhl für Fahrzeugtechnik, 2024.

- Engwerth, Veronika; Sommer, Katharina et al.: Einfluss der Elektrifizierung schwerer Nutzfahrzeuge auf das Energiesystem - FfE Discussion Paper 2024-02. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2024.

Glossar

BET	Battery Electric Truck
CCS	Combined Charging System
EV	Electric Vehicle
MCS	Megawatt Charging System
PV	Photovoltaic
V2B	Vehicle-to-Business
V2G	Vehicle-to-Grid
V2V	Vehicle-to-Vehicle

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Treibhausgasemissionen des Straßenverkehrs im Jahr 2021 nach [1] 8
Abbildung 1-2: Güterverkehr in Deutschland aus [1] und eine Prognose des BMDV für 2030 aus [2] 8
Abbildung 1-3: Tägliche durchschnittliche Strompreise am Day-Ahead Markt aus [3] 9
Abbildung 2-1: Vergleich von CCS (Combined Charging System) und MCS (Megawatt Charging System) Stecker aus [4] 10
Abbildung 2-2: MAN Truck angesteckt am Dispenser der in NEFTON entwickelten MCS Ladeinfrastruktur 10
Abbildung 4-1: Beschreibung des modellierten Depots der Case Study 14
Abbildung 4-2: Ergebnisse für einen Beispieltag für verschiedene Ladestrategien: Referenz (links), bidirektional (rechts) 15
Abbildung 4-3: Jährliche Ersparnisse in verschiedenen Jahren 15
Abbildung 4-4: Beschreibung des modellierten Depots 16
Abbildung 5-1: Jahresleistungsspitze eines Beispieldepots bei Variation der Anzahl der Fahrzeuge 17
Abbildung 5-2: Durchschnittliche Realisierungsdauern für einen Netzanschluss auf verschiedenen Spannungsebenen. 18
Abbildung 6-1: Neuzulassungsanteile nach Energieträger für schwere Nutzfahrzeuge je Szenario 20
Abbildung 6-2: Fahrzeugbestand nach Energieträgern für schwere Nutzfahrzeuge je Szenario 21
Abbildung 6-3: Endenergieverbrauch nach Energieträgern für schwere Nutzfahrzeuge je Szenario 21
Abbildung 6-4: Tagesfahrleistungen (approximiert durch Fahrweiten kumuliert nach Ankunftsdatum) für Sattelzüge nach KiD 2010 22
Abbildung 6-5: Stromverbrauch der schweren Nutzfahrzeuge nach täglichen Fahrweiten je Szenario 22
Abbildung 6-6: Bestand für schwere Nutzfahrzeuge nach Fahrweite (EFS = Einzelfahrtstrecke) 22
Abbildung 6-7: Endenergieverbrauch nach Verkehrsträger für den gesamten Verkehrssektor im Szenario AllElectric35 23
Abbildung 6-8: Endenergieverbrauch nach Energieträger für den gesamten Verkehrssektor im Szenario AllELectric35 23

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Übersicht Use Cases 12
Tabelle 4-1: Übersicht Voruntersuchung 13
Tabelle 4-2: Schlussfolgerungen aus der Voruntersuchung 14
Tabelle 6-1: Datengrundlage der Modellierung des Schwerlastverkehrs 20

www.ffe.de