

Szenarien und regulatorische Herausforderungen für den Aufbau der Ladeinfrastruktur für elektrische Pkw und Lkw

Berlin, 22.07.2022

Autorinnen und Autoren

Peter Kasten (Leitung des Teilprojekts)
Lukas Minnich
Joelle Randrianarisoa
David Ritter
Moritz Vogel
Kaya Dünzen (Studentische Hilfskraft)
Öko-Institut e.V.

Dr. Lisa Just
Amir Ashour Novirdoust
Hendrik Diers
Nicole Niesler
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH
(EWI)

Paul Fabianek
Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN)
an der RWTH Aachen

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

Diese Publikation ist im Rahmen des Kopernikus-Forschungsprojekts ENSURE – ‚Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende‘ – entstanden, gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF).

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Kontakt Partner

**Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
gGmbH (EWI)**
Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827, Köln
Telefon +49 (0)221 27729100

**Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior
(FCN) an der RWTH Aachen**
Mathieustraße 10
52074 Aachen
Telefon +49 (0)241 80-49820

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	8
1 Ausgestaltung einer zukünftigen Ladeinfrastruktur	9
1.1 Begriffsbestimmungen	10
1.2 Status Quo	11
1.2.1 Bestehende Maßnahmen zur Beschleunigung des LIS-Aufbaus für Pkw	12
1.2.2 Bestehende Maßnahmen zur Beschleunigung des LIS-Aufbaus für Lkw	13
1.3 Definition von Use-Cases	14
1.4 Szenarien für den Aufbau einer zukünftigen Ladeinfrastruktur	17
1.4.1 Szenarien für den Ladeinfrastrukturaufbau für Pkw	18
1.4.2 Szenarien für den Ladeinfrastrukturaufbau für Lkw (>12 t)	25
1.5 Fazit	34
2 Herausforderungen für den Aufbau und Betrieb einer zukünftigen Ladeinfrastruktur	35
2.1 Kostenstrukturen für den Aufbau und Betrieb	35
2.1.1 Investitionskosten für den Aufbau von Ladeinfrastruktur für Pkw	35
2.1.2 Investitionskosten für den Aufbau von Ladeinfrastruktur für Lkw	40
2.1.3 Vollkostenrechnungen (TCO) für Ladepunkte für Pkw	44
2.1.3.1 Grundlagen und Annahmen zur Berechnung der Vollkosten	44
2.1.3.2 Exkurs: Die THG-Quote als mögliche Erlösquelle	46
2.1.3.3 Ergebnisse der TCO-Betrachtungen für Pkw	50
2.1.3.4 Erkenntnisse und Fazit aus den Kostenrechnungen für Pkw	58
2.1.4 Total Cost of Ownership von Ladepunkten für Lkw	59
2.1.4.1 Erkenntnisse und Fazit aus den Kostenrechnungen für Lkw	62
2.2 Regulatorische Hemmnisse für die effiziente Bereitstellung öffentlicher Ladeinfrastruktur	63
2.2.1 Problemstellung	63
2.2.2 Marktabgrenzung	64
2.2.3 Aufbau der öffentlichen Normalladesäuleninfrastruktur	67
2.2.4 Aufbau der Schnellladeinfrastruktur	68
2.2.5 Interaktion von Normal- und Schnellladesäulenmarkt	71

2.2.5.1	Preisregulierung und Förderung	72
2.2.6	Zwischenfazit	73
3	Einschub: Akzeptanzanforderungen durch die Nutzer:innen	75
3.1	Bewertungskriterien von Ladeerlebnissen	76
3.2	Kriterienspezifische Qualitätsfaktoren	78
3.3	Zwischenfazit	81
4	Implikationen für das Stromsystem	82
4.1	Herausforderungen durch die Sektorenkopplung im Verteilnetz	82
4.2	Auswirkungen auf den Ausbaubedarf der Verteilnetze	83
4.3	Ladestrategien und weitere Flexibilisierungsoptionen	85
4.4	Regulatorische Hemmnisse der Netzintegration von BEV	89
4.4.1	Fehlende Rechtsverordnung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG)	90
4.4.2	Zeitvariable Netzentgelte	92
4.4.3	Fehlende Mechanismen für die Berücksichtigung von BEV im Redispatch	93
4.4.4	Teilnahmebedingungen am Regelleistungsmarkt	95
4.4.5	Doppelbelastung mit Steuern und Umlagen	95
4.4.6	Zwischenfazit	96
5	Fazit und Handlungsempfehlungen	97

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Neu aufgebaute Ladepunkte pro Jahr in Deutschland (2009-2021)	12
Abbildung 1-2: Identifizierte Use-Cases für Pkw	17
Abbildung 1-3: Identifizierte Use-Cases für Lkw	17
Abbildung 1-4: Entwicklung der öffentlichen Ladeinfrastruktur je Szenario in Abhängigkeit des angenommenen E-Pkw-Bestands, 2020-2030	22
Abbildung 1-5: Zusätzliche öffentliche Ladepunkte pro Jahr je Szenario, 2020 - 2030	23
Abbildung 1-6: Entwicklung der Ladeinfrastruktur je Szenario in Abhängigkeit des abgeleiteten E-Lkw-Bestands, 2023 – 2030.	32
Abbildung 1-7: Zusätzliche öffentliche Ladepunkte pro Jahr je Szenario (Lkw > 12t), 2023 - 2030	33
Abbildung 2-1: Jährliche Investitionskosten für Pkw-Ladeinfrastruktur nach Szenario	39
Abbildung 2-2: Jährliche Investitionskosten der Lkw-Ladeinfrastruktur nach Szenario	43
Abbildung 2-3: Exemplarische TCO-Betrachtung pro Ladepunkt (Basisfall) für UC-Pkw5 (Ladehub innerstädtisch), absolut (links) und pro geladene Kilowattstunde (rechts)	45
Abbildung 2-4: TCO pro geladene Kilowattstunde für UC-Pkw5 (Ladehub im Siedlungsgebiet) in Abhängigkeit von der Auslastung des Ladepunkts	46
Abbildung 2-5: Basisfall der TCO-Betrachtung für Pkw-Ladepunkte in verschiedenen Use Cases für öffentliche zugängliche und private Ladepunkte	50
Abbildung 2-6: TCO pro geladene Kilowattstunde für UC-Pkw4 (oben) und UC-Pkw6 (unten) in Abhängigkeit von der Auslastung des Ladepunkts; Kostenannahmen: Basisfall	51
Abbildung 2-7: TCO pro geladene kWh für UC-Pkw1 (Wohnort, 11 kW), geringe Installationskosten, in Abhängigkeit von der Auslastung des Ladepunkts	52
Abbildung 2-8: TCO pro geladene kWh am Wohnort (11 kW), hohe (oben) bzw. extreme (unten) Installationskosten, in Abhängigkeit von der Auslastung des Ladepunkts und der THG-Quote	53
Abbildung 2-9: TCO pro geladene kWh im Straßenraum (22 kW) in Abhängigkeit von Installationskosten, Auslastung und Lebensdauer des Ladepunkts	54
Abbildung 2-10: TCO pro geladene kWh beim Ladehub (350 kW) in Abhängigkeit von Installationskosten, Auslastung und Lebensdauer des Ladepunkts	56
Abbildung 2-11: TCO pro geladene kWh beim Ladehub (350 kW) bei hohen Installationskosten, in Abhängigkeit von der Auslastung des Ladepunkts und den Erlösen der THG-Quote	57

Abbildung 2-12: TCO pro geladene kWh im Depot / auf dem Betriebshof (UC-Lkw1, 100 kW) in Abhängigkeit von der Auslastung des Ladepunkts und den Installationskosten	60
Abbildung 2-13: TCO pro geladene kWh beim HPC-Laden an der Achse / Fernstraße (UC-Lkw5, 1.000 kW) in Abhängigkeit von Lebensdauer, Installationskosten und Auslastung des Ladepunkts	61
Abbildung 3-1: Identifizierte Customer Journey und Fokus der Untersuchung	75
Abbildung 3-2: Schema für das methodische Vorgehen	76
Abbildung 3-3: Kriteriengewichtung für die öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur aus der Sicht der Elektromobilist:innen	78

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Übersicht der betrachteten Use-Cases für Pkw	14
Tabelle 1-2:	Übersicht der betrachteten Use-Cases für Lkw	15
Tabelle 1-3:	Annahmen aus verschiedenen Studien zu Fahrzeugbestand (BEV/PHEV) und Ladepunkten in 2030.	19
Tabelle 1-4:	Übersicht Anzahl an Ladepunkten (in Tsd.) je Use-Case in den verschiedenen betrachteten Szenarien (Pkw) im Jahr 2030	21
Tabelle 1-5:	Prozentuale Verteilung der Ladeleistung auf die unterschiedlichen Use-Cases für Lkw	28
Tabelle 1-6:	Übersicht Anzahl an Ladepunkt je Use-Case in den verschiedenen betrachteten Szenarien (Lkw)	30
Tabelle 2-1:	Kostenannahmen für Pkw-Ladeinfrastruktur je Ladepunkt (in Tsd. EUR)	37
Tabelle 2-2:	Investitionskosten Pkw-Ladeinfrastruktur (in Mrd. EUR), 2020 - 2030	38
Tabelle 2-3:	Kostenannahmen für Lkw-Ladeinfrastruktur je Ladepunkt (in Tsd. EUR)	41
Tabelle 2-4:	Investitionskosten Lkw-Ladeinfrastruktur (in Mio. EUR), 2024 - 2030	41
Tabelle 2-5:	Erzielbare jährliche Erlöse (in EUR / a) für rein batterieelektrische Fahrzeuge (Pkw / Busse) durch den THG-Quotenhandel für die Ladung an nicht öffentlich zugänglichen Ladepunkten für verschiedene Preise des THG-Quotenhandels und verschiedene THG-Emissionsintensitäten des Stromsystems	49
Tabelle 2-6:	Erzielbare Erlöse (Ct / kWh) für die Ladung an öffentlich zugänglichen Ladepunkten für verschiedene Preise des THG-Quotenhandels und verschiedenen THG-Emissionsintensitäten des Stromsystems	49
Tabelle 3-1:	Berücksichtigte Kriterien zur Bewertung von Ladeerlebnissen	77
Tabelle 3-2:	Kriterienspezifische Qualitätsfaktoren für die öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur	79

Abkürzungsverzeichnis

AFID	EU-Richtlinie zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe
AFIR	Verordnung zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug
CPO	Charge Point Operator
DC	Direct Current
dena	Deutsche Energieagentur
EE	Erneuerbaren Energien
EMP	E-Mobility Provider
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HPC	High Power Charging (Ultraschnelladen)
MWC	Megawatt-Charger (zu Deutsch: Megawatt-Ladepunkte)
MS	Mittelspannungsnetz
NLP	Normalladepunkt
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
NS	Niedrigspannungsnetz
PHEV	Plug-In-Hybrid-Fahrzeug
rONT	regelbaren Ortsnetztrafos
SchnellLG	Schnellladegesetz
SLP	Schnellladepunkt
TCO	Gesamtkostenrechnung (Total Cost of Ownership)
THG	Treibhausgas

1 Ausgestaltung einer zukünftigen Ladeinfrastruktur

Die Bundesregierung hat sich mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes am 24. Juni 2021 zum Ziel gesetzt, bis 2045 treibhausgasneutral zu werden. Im Klimaschutzgesetz hat die Bundesregierung sektorspezifische THG-Emissionsreduktionspfade für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 festgelegt; der Verkehrssektor darf im Jahr 2030 demnach maximal 85 Mio. Tonnen an THG-Emissionen ausstoßen. Im Vor-Corona-Jahr 2019 lagen die THG-Emissionen des Verkehrssektors bei 163 Mio. Tonnen CO₂e¹, was dem Emissionsniveau des Jahres 1990 entspricht. Zur Erreichung des Verkehrsziels im Klimaschutzgesetz muss Deutschland den THG-Ausstoß bis 2030 daher um 78 Mio. Tonnen gegenüber 2019 reduzieren; dies entspricht einer Minderung um 48 % gegenüber dem Jahr 2019. Da der Straßenverkehr der wesentliche Emittent zwischen den Verkehrsträgern ist, ist die starke Emissionsminderung im Straßenpersonen- und Straßengüterverkehr zentral für die Emissionsminderung im Verkehrssektor. Der Antriebswechsel zu emissionsfreien Fahrzeugen ist einer der wichtigen Bausteine, um die gesetzten Klimaschutzziele zu erreichen.

Für Pkw ist der batterieelektrische Antrieb aller Voraussicht nach die zukünftige Antriebstechnologie. Angereizt durch den im Jahr 2020 ambitionierteren Zielwert der CO₂-Flottenzielwerte der EU und unterstützt durch die Umwelt- und Innovationsprämie beim Pkw-Kauf ist der Anteil der batterieelektrischen Pkw (BEV) sowie der Plug-In-Hybrid-Pkw (PHEV) bei den Neuzulassungen in Deutschland im Jahr 2020 innerhalb eines Jahres von zuvor 3 % auf zusammen knapp 14 %² angestiegen. Die Neuzulassungszahlen des Jahres 2021 sind mit dem Ende der Phase-In-Elemente der CO₂-Flottenzielwerte mit 26 % an batterieelektrischen Pkw (14 % BEV; 12 % PHEV) weiter stark angestiegen. Mit dem Beschluss der EU zu CO₂-Flottenzielwerten für schwere Nutzfahrzeuge im Jahr 2019 und dem ab dem Jahr 2025 wirksamen Flottenzielwerte ist im Bereich der Lkw eine ähnliche Dynamik zu erwarten. In der Branche wird erwartet, dass zukünftig städtische und regionale Verkehre vor allem mit batterieelektrischen Nutzfahrzeugen abgewickelt werden (NPM 2020). Für den Güterfernverkehr werden verschiedene emissionsfreie Antriebsoptionen von den Fahrzeugherstellern entwickelt und seitens der Bundesregierung technologieoffen gefördert: neben batterieelektrischen Antriebssystemen sind auch Brennstoffzellen-Lkw und Oberleitungs-Lkw in der praktischen Erprobung (BMVI 2020).

Die genannte Dynamik hinsichtlich der batterieelektrischen Mobilität als zentraler Baustein für den Klimaschutz führt allerdings auch dazu, dass dem Aufbau von Ladeinfrastruktur eine Schlüsselrolle beim Umstieg auf elektrische Antriebe zukommt, da die entsprechende Infrastruktur Nutzer:innen für die Beladung der Fahrzeuge zur Verfügung stehen muss. Der angestrebte Hochlauf der batterieelektrischen Mobilität findet daher nur dann statt, wenn die Ladeinfrastruktur (LIS) in ausreichendem Maßstab in Deutschland zur Verfügung steht.

In diesem Papier soll daher erörtert werden, welche Dynamik beim Aufbau der Ladeinfrastruktur bis 2030 voraussichtlich zu erwarten ist und welche Herausforderungen sich daraus ergeben. Da dieses Papier im Rahmen des Forschungsvorhabens ENSURE II entsteht, liegt der Fokus der Betrachtungen auf den möglichen Auswirkungen auf das Stromnetz und die dadurch entstehenden Herausforderungen für die Integration der neuen Nachfrage in das Stromsystem. Dieser Fokus wird

¹ Im Corona-Jahr 2020 hatte der Verkehrssektor THG-Emissionen von 146 Mio. CO₂eq. Der Emissionsrückgang im Vergleich zum Jahr 2019 ist wesentlich mit den Effekten der Corona-Pandemie zu erklären.

² BEV: 6,7 %; PHEV: 6,9 %

jedoch noch ergänzt um weitere Aspekte des Ladeinfrastrukturaufbaus, um eine breitere Übersicht über den anstehenden Ladeinfrastrukturausbau zu geben.

Die Anzahl und Ladeleistungen der Ladepunkte sind die wichtigsten Charakteristika der zukünftigen Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge. Weitere Aspekte in der Diskussion um die Ausgestaltung der Ladeinfrastruktur sind zudem die räumliche Verteilung und die Art der Zugänglichkeit (öffentlich / semi-öffentlich / nicht öffentlich) der Ladepunkte. Auf Basis dieser genannten Kategorisierungen der Ladeinfrastrukturen lassen sich Use-Cases definieren, mit denen sich der Großteil der Infrastruktur beschreiben lässt. Diese Use-Cases nutzen wir, um auf deren Basis entsprechend möglicher Entwicklungen des Bestands an elektrischen Fahrzeugen mögliche Konfigurationen der zukünftigen Ladeinfrastruktur abschätzen zu können. Dabei legen wir den Fokus der Arbeit auf den Zeitraum bis zum Jahr 2030, da in dieser Phase sehr hohe Zuwachsraten an batterieelektrischen Fahrzeugen zu erwarten sind. Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen an die Ladeinfrastruktur unterscheiden wir dabei zwischen Ladepunkten für Pkw (und leichte Nutzfahrzeuge) sowie für Lkw und Sattelzugmaschinen. Die in diesem Abschnitt abgeleiteten Konfigurationen der Ladeinfrastruktur sollen zudem auch die Basis bilden für einige der folgenden Arbeitsschritte in diesem Papier.

1.1 Begriffsbestimmungen

Um ein einheitliches Verständnis der relevanten Begriffe in Bezug auf Ladeinfrastruktur zu erlangen, werden nachfolgend relevante Begrifflichkeiten näher definiert.

Ladeinfrastruktur beschreibt im Allgemeinen die Infrastruktur, die zum Laden eines Elektrofahrzeugs notwendig ist. Je nach Ausgestaltung der Infrastruktur spricht man von einer Ladestation mit einer bestimmten Anzahl von Ladepunkten oder aber von einem Ladehub. Ein Ladehub beschreibt das Vorhandensein mehrerer Ladestationen an einem Standort, vergleichbar mit dem Prinzip von Zapfsäulen an einer Tankstelle. Je Ladepunkt kann jeweils ein Elektrofahrzeug geladen werden.

Bei Ladepunkten wird in Abhängigkeit der vorliegenden Ladeleistung in Normal- und Schnellladepunkten differenziert. Die Grenzwerte der Ladeleistung, ab derer ein Ladepunkt als Schnellladepunkt gilt, unterscheidet sich zudem zusätzlich in Abhängigkeit davon, ob der Ladepunkt für das Laden von Pkw oder Lastkraftwagen und Sattelzugmaschinen (Lkw) installiert ist. Für Pkw - Ladeinfrastruktur gilt, dass gemäß der Ladesäulenverordnung (LSV § 2 Absatz 7) ein Normalladepunkt ein Ladepunkt mit einer Ladeleistung von mindestens 3,7 kW und höchstens 22 kW ist. Ein Schnellladepunkt ist gemäß LSV § 2 Absatz 8 ein Ladepunkt von über 22 kW, hier ist ausschließlich das Laden mit Gleichstrom (Direct Current, DC) möglich. Zudem wird bei Schnellladepunkten für Pkw mit einer Ladeleistung von 150 kW bis 350 kW von High Power Charging (HPC) gesprochen, bzw. ultraschnelles Laden (Ladesäulenverordnung - LSV 2016).

Die Batterien in Lkw sind deutlich größer als die in Pkw. Entsprechend sind höhere Ladeleistungen notwendig, um die Verweildauer am Ladestandort angemessen zu gestalten. Bei Ladeinfrastruktur für Lkw gelten Ladepunkte mit einer Ladeleistung kleiner 100 kW als Normalladepunkte. Als Schnellladepunkte gelten Ladepunkte mit einer Ladeleistung von 350 kW und von HPC-Ladepunkten wird ab einer Ladeleistung von 500 kW gesprochen. Eine gesetzliche Festlegung in unterschiedliche Kategorien gibt es trotz der kürzlich gestiegenen Bedeutung der Thematik bisher nicht.

Neben der Ladeleistung von Ladepunkten ist insbesondere für den Bedarf an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur von hoher Relevanz, welcher Anteil der bereits errichteten Ladeinfrastruktur

öffentlich zugänglich ist. Von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur ist die Rede, wenn gemäß LSV § 2 Absatz 9 ein Ladepunkt sich im öffentlichen Straßenraum oder privaten Raum befindet und von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbar Personenkreis tatsächlich angefahren und genutzt werden kann, bzw. die Zutrittsberechtigung durch jede Person erworben werden kann. Unter öffentlichen Ladepunkten fallen bspw. Ladepunkte am Straßenrand, Kund:innenparkplätze ohne Zugangsbeschränkungen und öffentliche Ladehubs. Öffentliche Ladepunkte können in der Zugänglichkeit variieren, in dem Förderprogramm der Bundesregierung wird hier beispielweise zwischen sieben Tage die Woche für 24 Stunden zugänglich und sechs Tagen die Woche jeweils zwölf Stunden zugänglich (bspw. Kund:innenparkplatz) unterschieden. Bei einem Ladepunkt, der nur für einen klar abgrenzbaren, bestimmten Personenkreis zugänglich ist und eine Zutrittsberechtigung nicht durch jede Person erworben werden kann, bspw. auf Parkplätzen von Unternehmen oder Hotels, handelt es sich um nicht-öffentliche Ladepunkte. Ein Ladepunkt, der sich im privaten Raum befindet (Carport, Garage, Parkfläche einer Privatperson) und für den privaten Gebrauch bestimmt ist, gilt als private Ladeinfrastruktur. Er ist entsprechend nur für einen bestimmten meist gleichbleibenden Personenkreis von Privatpersonen zugänglich, bspw. Mieter:innen einer Wohneinheit oder Eigentümer:innen eines Grundstücks.

1.2 Status Quo

Mit Inkrafttreten der LSV ist die Meldung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur mit einer Ladeleistung von über 3,7 kW bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) seit 2016 verpflichtend (Ladesäulenverordnung - LSV 2016). Die Anzahl der gemeldeten öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur hat sich zwischen 2018 und 2021 bereits vervierfacht und es ist zu erwarten, dass die Anzahl und der Bedarf an verfügbarer Ladeinfrastruktur mit dem wachsenden Bestand an batterieelektrischen Fahrzeugen weiter steigen wird. Der Ausbau des deutschlandweiten Ladeinfrastrukturnetzes wird insbesondere dann attraktiv, wenn Ladeinfrastruktur durch eine ausreichende Auslastung je Ladepunkt wirtschaftlicher als heute wird.

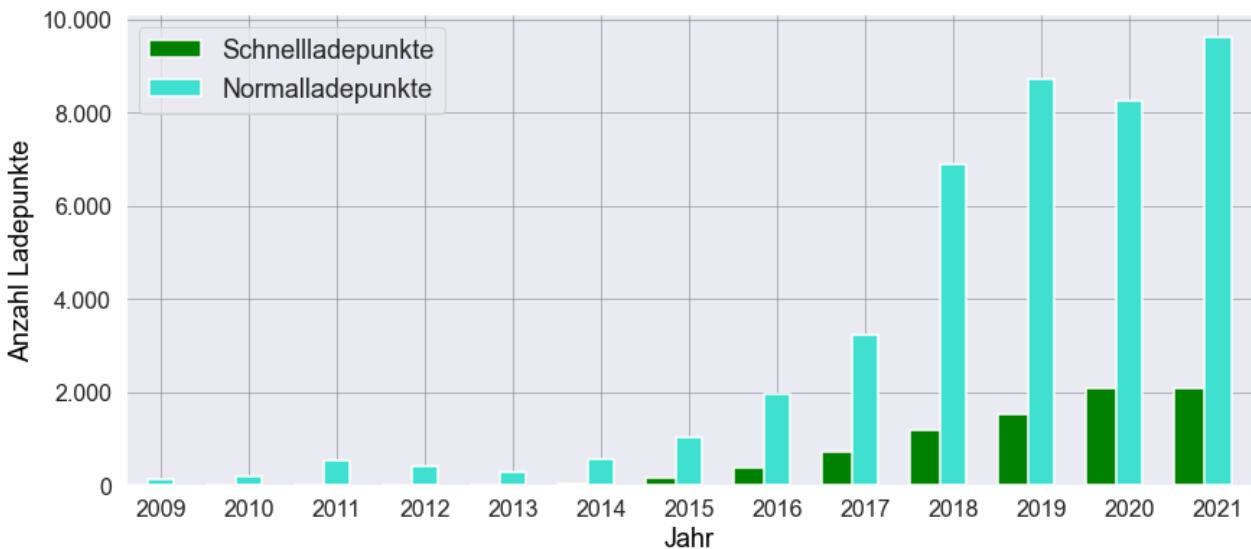
In Deutschland wurden Stand 1. Januar 2022 insgesamt 52.185 Ladepunkte gemeldet, darunter 7.717 Schnellladepunkte (>22 kW). Abbildung 1-1 zeigt die Aufbaudynamik der öffentlichen Ladeinfrastruktur seit 2009 bis Ende 2022. Es ist zu sehen, dass zwischen 2015 und 2018 die Anzahl an gemeldeter Ladeinfrastruktur sich jährlich verdoppelt. Unter anderem ist dies voraussichtlich auf die in der LSV eingeführten Meldepflicht für Ladeinfrastruktur zurückzuführen. Abgesehen von 2020 ist die Anzahl jährlich aufgebauter Ladepunkte bis Ende 2021 steigend, wobei die Dynamik der Steigerung der zugebauten öffentlichen Ladepunkte – wahrscheinlich auch aufgrund der nicht mehr auftretenden Sondereffekte aufgrund der eingeführten Meldepflicht – stark nachgelassen hat. Die geringere Anzahl aufgebauter Ladepunkte in 2020 lässt sich vermutlich mit dem Beginn der SARS-Covid-19-Pandemie in Verbindung setzen, sowie erste Ankündigungen zum Ausschreibungsprogramm „Deutschlandnetz“ der Bundesregierung. Während die Anzahl an aufgebauten Schnellladepunkten in den Vorjahren stetig gestiegen ist, ist ab dem Jahr 2020 auch für den Aufbau der Schnellladeinfrastruktur eine Stagnation der Aufbaudynamik bei rund 2.000 neuen Schnellladepunkten pro Jahr zu verzeichnen. Das Deutschlandnetz fokussiert sich auf den Ausbau von Ladepunkten mit Ladeleistungen mit mindestens 150 kW, sogenannte High-Power-Charger (HPC).

Die öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur wird durch bestehende nicht-öffentliche Infrastruktur, beispielsweise bei Arbeitgebenden, und privaten Ladepunkten ergänzt. Das Verhältnis von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur zu privater bzw. nicht-öffentlicher Ladeinfrastruktur wird seitens der

Bundesregierung zwischen 40 zu 60 % und 15 zu 85 % geschätzt (BReg 2019). Die große Spanne des Verhältnisses lässt sich durch die starke Abhängigkeit von den regionalen Gegebenheiten (beispielsweise ländliches oder urbanes Umfeld, Stellplatzverfügbarkeit o.ä.) erklären.

Der Ausbau und die Planung von Ladeinfrastruktur finden unter Betrachtung zweier Ebenen statt: der Flächendeckung und der Bedarfsdeckung. Flächendeckend bedeutet, dass eine Fahrt mit einem batterieelektrischen Pkw durch ein ausreichendes engmaschiges Ladeinfrastrukturnetz in Deutschland ohne Reichweitenbeschränkung problemlos möglich ist. Bedarfsdeckend bedeutet, dass an den jeweiligen Ladestandorten eine ausreichende Anzahl an Ladepunkten mit entsprechender Ladeleistung zur Verfügung steht, um der aufkommenden Nachfrage gerecht zu werden und längere Wartezeiten im Alltagsverkehr zu vermeiden. Diesen beiden Anforderungen muss die zukünftige Ladeinfrastruktur gerecht werden.

Abbildung 1-1: Neu aufgebaute Ladepunkte pro Jahr in Deutschland (2009-2021)



Quelle: Ladesäulenregister Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur 2022) (Stand 1. Januar 2022), eigene Darstellung

1.2.1 Bestehende Maßnahmen zur Beschleunigung des LIS-Aufbaus für Pkw

Europaübergreifend bildet die Richtlinie 2014/94/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFID) den Rahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau. 2016 wurde entsprechend der AFID ein Nationaler Strategierahmen für den Ausbau von bedarfsgerechter Ladeinfrastruktur erstellt, in dem die erforderlichen Maßnahmen zur Erreichung der Ausbauziele bis 2019 definiert wurden (AFID 2014). Der Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung (BReg 2019) wurde im November 2019 veröffentlicht und beschreibt die notwendigen Maßnahmen, um das Ziel des bundesweiten Ladeinfrastrukturausbau bis 2030 von 1 Mio. Ladepunkten zu erreichen. Hierbei wird davon ausgegangen, dass im Jahre 2030 10 Mio. E-Fahrzeuge (BEV, PHEV) in Deutschland zugelassen sind. Aktuelle Studien (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020; Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 5 2020) weisen jedoch darauf hin, dass ein Bestand von mindestens 14 Mio. batterieelektrischen Pkw im Jahr 2030 notwendig sein wird, um die im Klimaschutzgesetz verankerten Klimaschutzziele der Bundesregierung im Verkehrssektor zu erreichen. Der

geschlossene Koalitionsvertrag der derzeitigen Bundesregierung setzt sich als Ziel sogar, einen Bestand von 15 Mio. vollelektrischen Pkw im Jahr 2030 zu erreichen.

Die Notwendigkeit eines hinreichenden Ausbaus der Ladeinfrastruktur wird auf europäischer Ebene derzeit durch die Diskussionen rund um den Verordnungsvorschlag zum Ausbau einer Ladeinfrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) der Europäischen Kommission adressiert. Der Verordnungsvorschlag beschreibt sowohl einen flächendeckenden als auch einen bedarfsgerechten Ansatz, der für Pkw und Lkw separat beschrieben ist. Zur Flächendeckung für Pkw-Ladeinfrastruktur wird vorgeschlagen, Schnellladeinfrastruktur mit einer maximalen Distanz von 60 km zueinander entlang relevanter Verkehrsachsen, dem TEN-T Kernnetz, bis 2030 zu errichten. Um den Bedarf an Ladeleistung zu decken, soll je BEV 1 kW Ladeleistung zur Verfügung stehen und je PHEV 0,66 kW. Für den Ausbau von Ladeinfrastruktur für Lkw sieht der Vorschlag der AFIR einen Ausbau von Schnellladeinfrastruktur im Abstand von maximal 60 km auf dem Kernnetz und 100 km auf dem Gesamtnetz vor (AFIR 2021).

Die Bundesregierung sowie die Bundesländer haben bereits unterschiedliche Maßnahmen zur Förderung von Ladeinfrastruktur umgesetzt, mit dem Ziel den Aufbau von Ladeinfrastruktur zu beschleunigen. Neben des Förderprogramms für öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur gab es Förderung für die Installation einer privaten Wallbox am Wohnort mit einem Gesamtfördervolumen von rund 800 Mio. EUR. Bis Juli 2021 wurden in etwa 620.000 Ladepunkte beantragt. Zudem werden kleine und mittlere Unternehmen und Kommunen im Aufbau von Ladeinfrastruktur durch das Förderprogramm „Ladeinfrastruktur vor Ort“ seit März 2021 unterstützt, bis Ende Juli 2021 sind bei diesem Förderprogramm rund 2.400 Förderanträge beim Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) eingegangen, die einem Zuwendungsvolumen von 130 Mio. EUR entsprechen. Ergänzend zu den Förderaktivitäten wurde am 1. Oktober 2021 die Ausschreibung „Deutschlandnetz“ durch das BMVI und die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur veröffentlicht, in der der Aufbau von rund 1.000 Standorten mit HPC-Ladeinfrastruktur entlang der Mittel- und Fernverkehrsachsen in Deutschland umgesetzt werden soll. Die Ladestandorte sollen mit 4-16 HPC-Ladepunkten von mindestens 150 kW ausgestattet werden und dem Zwischenladen im Mittel- und Langstreckenverkehr dienen. Entlang der Autobahn werden bundesweite Lose ausgeschrieben, zusätzlich dazu können sich Interessierte auf 23 Regionallose in sechs verschiedenen Regionen bewerben. In den Aufbau und Betrieb des HPC-Ladeinfrastrukturnetzes von rund 8.000 Ladepunkten sollen rund 2 Mrd. EUR investiert werden. Die Zuschläge zu den jeweiligen Losen sollen bis frühestens zum 2. Quartal 2022 erteilt werden und mit der Inbetriebnahme der HPC-Ladepunkte kann laut Nationaler Leitstelle Ladeinfrastruktur ab Frühjahr 2023 gerechnet werden.

1.2.2 Bestehende Maßnahmen zur Beschleunigung des LIS-Aufbaus für Lkw

Die Elektrifizierung von Lkw und der sich ableitende Bedarf an Ladeinfrastrukturen ist erst in den letzten Jahren stärker in den Fokus gerückt. Wird in der EU-Richtlinie zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFID 2014; ACI 16.05.2019) und in der nationalen Umsetzung der Bundesregierung (BMVI 2016) noch der Ausbau eines Erdgas-Tankstellennetzes für den Güterverkehr verstärkt in Betracht gezogen, sieht der aktuelle Vorschlag der Europäischen Kommission in der Novelle der AFID verbindliche Ziele für den Ausbau von Ladeinfrastruktur explizit für schwere Nutzfahrzeuge vor (EC 2021). Als Verordnung zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) soll die Novelle zudem eine höhere Verbindlichkeit für die Mitgliedsstaaten schaffen als die bisherige Richtlinie. Hintergrund der zunehmenden Förderung von Ladeinfrastrukturen sind die Marktentwicklungen von Fahrzeugen mit Elektroantrieb insgesamt

sowie die fortschreitenden Technologieentwicklungen im Bereich elektrischer schwerer Nutzfahrzeuge.

Aufgrund der überwiegend gewerblichen Nutzung von Nutzfahrzeugen kommt der Ausstattung von Betriebshöfen und Depots mit Ladeinfrastruktur eine besondere Bedeutung zu. Mit der Richtlinie „Klimaschonende Nutzfahrzeuge und Infrastruktur“ fördert die Bundesregierung Investitionen in Ladeinfrastruktur für den Betrieb von Elektro-Lkw mit bis zu 80 % der Kosten (KsNI 2021). Bis 2024 sind Förderungen von Ladeinfrastruktur in Höhe von 5 Mrd. EUR bewilligt. Die Ausbaupläne öffentlich-zugänglicher Ladeinfrastruktur adressieren bisher allerdings nicht die speziellen Anforderungen elektrischer Nutzfahrzeuge gegenüber Pkw: ein höherer Platzbedarf sowie höhere Ladeleistungen bzw. -zeiten. Aufbauend auf dem Ende 2020 veröffentlichten „Gesamtkonzept klimafreundliche Nutzfahrzeuge“ kündigte das BMVI im August 2021 Innovationscluster an, in denen der Einsatz schwerer Nutzfahrzeuge im elektrifizierten Fernverkehr erprobt werden soll (BMVI 2020; 2021a). Getestet werden batterieelektrische Lkw, Oberleitungs-Lkw und Wasserstoff-Lkw sowie mögliche Kombinationen untereinander. Pfadentscheidungen für die einzelnen Technologieoptionen etwa in der Mitte dieses Jahrzehnts entscheiden über weitere Investitionen in den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur.

1.3 Definition von Use-Cases

Die Herausforderungen im Aufbau von Ladeinfrastruktur in Deutschland differenzieren in Abhängigkeit der betrachteten Lade-Use-Cases und daraus resultierenden Ausbauszenarien. Zur weiteren Diskussion werden nachfolgend Lade-Use-Cases und deren Relevanz in verschiedenen Szenarien definiert. Auf Basis der definierten Use-Cases und Szenarien werden die identifizierten Herausforderungen in den nachfolgenden Kapiteln anschließend erörtert.

Zur Konfiguration der Ladeinfrastruktur definieren wir verschiedene Use-Cases, die alltägliche Ladesituationen für BEVs und PHEVs beschreiben. Die Use-Cases wurden basierend auf den identifizierten Use-Cases aus der Studie "Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf", der Übersicht über Ladestandorte der NPE AG3 (2015) und der Studie „Recharge EU“ abgeleitet (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020; Nationale Plattform Elektromobilität 2015; Mathieu et al. 2020). Die Use-Cases sollen möglichst breit die verschiedenen Situationen, in denen ein E-Fahrzeug durch Nutzer:innen geladen wird, abbilden. Hierfür wird zwischen Use-Cases für Pkw und Lkw (siehe Tabelle 1-1) und Sattelzugmaschinen (zusammengefasst unter Lkw) unterschieden (siehe Tabelle 1-2). Die Use-Cases beschreiben jeweils einzelne Ladesituationen. Es ist anzunehmen, dass Nutzer:innen von batterieelektrischen Fahrzeugen im Alltag mehr als einen Use-Case nutzen.

Tabelle 1-1: Übersicht der betrachteten Use-Cases für Pkw

Use-Case	Beschreibung
Use-Cases für Pkw-Ladeinfrastruktur	
UC-Pkw1	Normalladen am Wohnort Ladevorgang an einem privaten Ladepunkt, der sich im privaten Raum befindet, bspw. private Garage oder privater Stellplatz direkt am Wohnort (Wohnanlage, Mehrfamilienhaus, Wohnblock, Einfamilienhaus). Nur die Bewohner:innen und ihre Gäste haben Zugang zu dem Ladepunkt.

Use-Case	Beschreibung
Use-Cases für Pkw-Ladeinfrastruktur	
UC-Pkw2	Normal- bzw. Schnellladen am Arbeitsplatz Ladevorgang an einem nicht-öffentlichen Ladepunkt (Schwerpunkt bei <22 kW), der sich auf der Fläche des Unternehmens befindet (privates Gelände) und nur für Mitarbeiter:innen und Gäste des Unternehmens zugänglich ist.
UC-Pkw3	Normal- bzw. Schnellladen am Kund:innenparkplatz Ladevorgang an einem öffentlich zugänglichen Ladepunkt, der für jede:n potentielle:n Nutzer:in zugänglich ist. Zum Teil richtet sich die Zugänglichkeit dieser Ladepunkte nach den Öffnungszeiten des Betriebs (beispielsweise Supermärkte). Je nach Attraktivität des Standorts und der damit einhergehenden Verweildauer kann die Ladeleistung zwischen Normal- und Schnellladung variieren.
UC-Pkw4	Normal- bzw. Schnellladen im öffentlichen Straßenraum Ladevorgang an einem öffentlich zugänglichen Ladepunkt, der für jede:n potentielle:n Nutzer:in rund um die Uhr zugänglich ist, beispielsweise Parkbucht am Straßenrand. Je nach Attraktivität des Standorts und der damit einhergehenden Verweildauer kann die Ladeleistung zwischen Normal- und Schnellladung variieren.
UC-Pkw5	Schnell- bzw. HPC-laden am Ladehub im Siedlungsgebiet Ladevorgang an öffentlich zugänglichem Ladehub (mehrere Ladepunkte) im Siedlungsgebiet nahe relevanter Verkehrsknotenpunkte, beispielsweise Autobahnauffahrten, oder Aufenthaltsorten wie Servicestandorten und Sehenswürdigkeiten. Je nach Attraktivität des Standorts und der damit einhergehenden Verweildauer kann die Ladeleistung zwischen Schnell- und HPC-Ladung variieren.
UC-Pkw6	HPC-Ladehubs entlang der Achse / Fernstraße Ladevorgang an öffentlich zugänglichem Ladehub an der Autobahn/relevanten Bundesstraße oder an autobahnnahe Standorten, beispielsweise Autohöfen. Dieser Use-Case dient vornehmlich der Zwischenladung bei Mittel- bzw. Langstreckenfahrten, entsprechend sind hohe Ladeleistungen (>150 kW) notwendig, um eine geringe Verweildauer während des Ladevorgangs zu gewährleisten.

Quelle: Eigene Zusammenstellung

Tabelle 1-2: Übersicht der betrachteten Use-Cases für Lkw

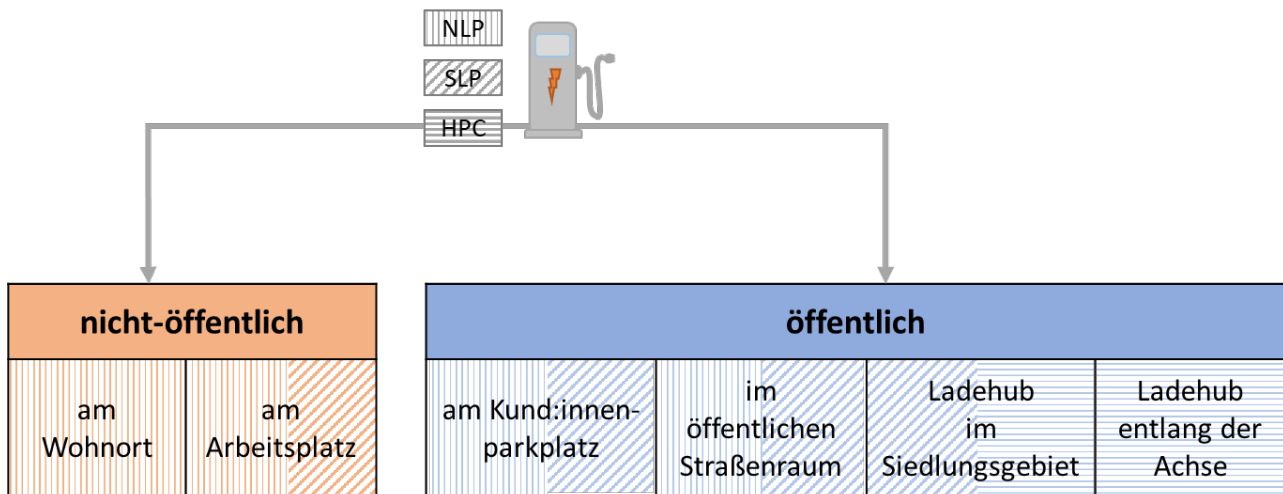
Use-Cases für LKW-Ladeinfrastruktur	
UC-Lkw1	Normalladen im Depot und Betriebshof Ladevorgang an einem nicht-öffentlichen Ladepunkt, der sich im gewerblichen Raum befindet, entsprechend am Depot des Unternehmens oder an einem Betriebshof. Eventuell befindet sich der Ladepunkt an einem geteilten Ladehub, den mehrere Unternehmen gemeinsam nutzen, beispielsweise im Gewerbe- oder Industriegebiet. Der Ladevorgang findet primär außerhalb der Hauptfahrzeiten der jeweiligen Fahrzeuge statt (z. B. über Nacht).
UC-Lkw2	Schnellladen bei Kund:innen oder an logistischen Umschlagpunkten Ladevorgang an einem nicht-öffentlichen Ladepunkt, der sich auf der Fläche des Unternehmens befindet (privates Gelände) oder auf einem Industrie- bzw.

	Gewerbegebiet und für Mitarbeitende im Speditionsgewerbe zugänglich ist. Der Ladevorgang findet beispielsweise während der Be- bzw. Entladung des Fahrzeugs statt.
UC-Lkw3	Übernachtladen (Normalladen) entlang der Achse / Fernstraße Ladevorgang an öffentlich zugänglichem Ladehub an der Autobahn/relevanten Bundesstraße oder an autobahnnahen Standorten wie Autohöfen, Rasthöfen oder Rastplätzen. Dieser Use-Case dient vornehmlich der Vollladung über Nacht bei Mittel- bzw. Langstreckenfahrten, entsprechend liegt der Fokus auf Normalladung (100 kW).
UC-Lkw4	Schnell- bzw. MWC-laden am Ladehub im Industrie- bzw. Gewerbegebiet Ladevorgang an öffentlich zugänglichem Ladehub im Industrie- bzw. Gewerbegebiet nahe relevanter Verkehrsknotenpunkte und logistischen Umschlagpunkten, beispielsweise Autobahnauffahrten. Die Ladeleistung kann zwischen Schnell- und MWC-Ladung variieren in Abhängigkeit der Gegebenheiten vor Ort, beispielsweise Zugang zu Erholungsangeboten oder Gastronomie.
UC-Lkw5	Schnell- bzw. HPC-laden am Ladehub entlang der Achse / Fernstraße Ladevorgang an öffentlich zugänglichem Ladehub an der Autobahn/relevanten Bundesstraße oder an autobahnnahen Standorten, beispielsweise Autohöfen. Dieser Use-Case dient vornehmlich der Zwischenladung bei Mittel- bzw. Langstreckenfahrten, entsprechend sind hohe Ladeleistungen (>350 kW) notwendig, um eine geringe Verweildauer während des Ladevorgangs zu gewährleisten.

Quelle: Eigene Zusammenstellung

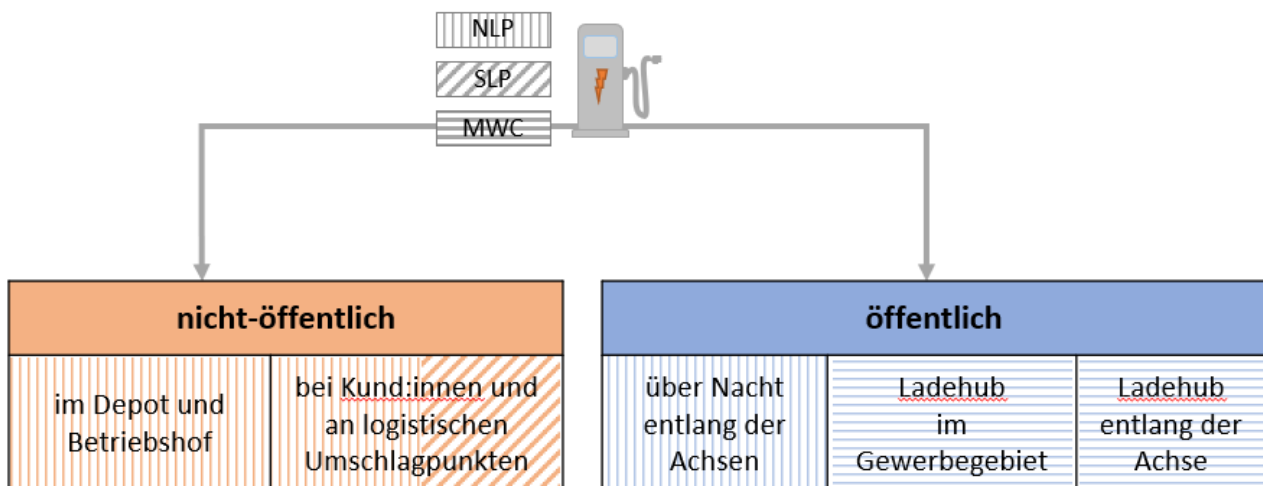
Die Use-Cases unterscheiden sich in nicht-öffentliche und öffentliche Ladeinfrastruktur (siehe Abbildung 1-2 für die Use-Cases für Pkw und in Abbildung 1-3 für die Use-Cases der Lkw). Je nach Use-Case wird eine andere Ladeleistung erwartet, die primär von der Verweildauer und Aufenthaltsqualität am Standort abhängig ist. Ein Pkw kann beispielsweise über Nacht am Wohnort geladen werden, entsprechend ist ein Normalladepunkt hier ausreichend. Im öffentlichen Straßenraum kann es hingegen von Vorteil sein, eine kürzere Verweildauer und entsprechend höhere Ladeleistungen anzubieten, bis hin zu sehr hohen Ladeleistungen an Ladehubs, um Fahrten im Mittel- und Fernverkehr mit batterieelektrischen Fahrzeugen zu ermöglichen. Dieses System gilt gleichermaßen für Ladeinfrastruktur für Lkw. Im Depot und Betriebshof haben die Fahrzeuge lange Stehzeiten und geringere Ladeleistungen beeinträchtigen hier nicht den Betriebsablauf. Im überregionalen Verkehr ist es jedoch umso relevanter, Schnellladeinfrastruktur vorzufinden.

Abbildung 1-2: Identifizierte Use-Cases für Pkw



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 1-3: Identifizierte Use-Cases für Lkw



Quelle: Eigene Darstellung

1.4 Szenarien für den Aufbau einer zukünftigen Ladeinfrastruktur

An den zuvor definierten, verschiedenen Use-Cases lässt sich erkennen, dass Ladepunkte unterschiedlich ausgestaltet sein und unterschiedliche Funktionalitäten besitzen können. Deutlich wird daran auch, dass es nicht eine mögliche Konfiguration für die zukünftige Ladeinfrastruktur gibt, sondern dass diese sich in verschiedenen Ausprägungen entwickeln kann. Eine Konfiguration von Ladeinfrastruktur setzt sich hierbei immer aus mehr als einem Use-Case zusammen. Den verschiedenen Use-Cases wird in Abhängigkeit der Konfiguration eine bestimmte Gewichtung zuteil. Daher sollen im Folgenden verschiedene Szenarien für die Ausgestaltung der zukünftigen Ladeinfrastruktur entwickelt werden, um diese in den Analysen einfließen zu lassen.

Die nachfolgend definierten Szenarien betrachten dabei nicht die unterschiedlichen Anforderungen zwischen ländlichen und urbanen Regionen und deren regionaler Ausprägung. Sie dienen als

Illustration verschiedener möglicher Entwicklungen, um die Herausforderungen im Bereich des Ladeinfrastrukturaufbaus zu diskutieren. Beim tatsächlichen Aufbau von Ladeinfrastruktur müssen regionale Faktoren mit einbezogen werden und bestimmte Use-Cases können im lokalen Kontext eine stärkere Relevanz bekommen, beispielweise der Ladevorgang am Wohnort in ländlichen Gebieten.

1.4.1 Szenarien für den Ladeinfrastrukturaufbau für Pkw

Die Herausforderung für den Aufbau einer Ladeinfrastruktur steht in direkter Abhängigkeit vom Bestandshochlauf von batterieelektrischen Pkw. Existierende Schätzungen zur zukünftigen Ladeinfrastruktur für E-Pkw gehen von unterschiedlichen Szenarien in Abhängigkeit der angenommenen Anzahl batterieelektrische Fahrzeuge aus. Der Masterplan Ladeinfrastruktur (BReg 2019) geht von 7,5-10 Mio. batterieelektrische Pkw im Jahre 2030 aus. Die Studie von Prognos und der deutschen Energieagentur (dena) zum privaten Ladeinfrastrukturpotenzial in Deutschland nimmt 9 Mio. E-Pkw und 3 Mio. leichte Nutzfahrzeuge und Krafträder im Jahre 2030 (Prognos; dena 2020) an. Im Vergleich zu anderen Studien liegen diese Zahlen zu elektrifizierten Pkw im Bestand im Jahr 2030 am unteren Spektrum der Entwicklung. Die Studie Klimaneutrales Deutschland 2045 identifiziert einen Bestand von rund 14 Mio. E-Pkw als notwendig, um die THG-Emissionsziele des Verkehrssektors im Jahr 2030 annähernd und Klimaneutralität in Deutschland bis 2045 zu erreichen (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2021). Die Studie Klimapfade 2.0 (BDI 2021) verweist ebenfalls auf 14. Mio. batterieelektrischen Pkw im Straßenverkehr im Jahr 2030, um die deutschen Klimaschutzziele zu erreichen, sowie auf 1 Mio. leichte Nutzfahrzeuge und 175.000 batterieelektrische Lkw. Den Zielwert von 14 Mio. elektrifizierten Pkw hält die NPM (NPM, AG 1 2021) ebenfalls für eine sinnvolle Annahme für das Jahr 2030 zur Erreichung der Klimaziele. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt die Studie der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur, die ein Szenario mit 14,8 Mio. E-Pkw (9,6 Mio. BEVs sowie 5,2 Mio. PHEVs) betrachtet, welches aus Befragungen der Automobilhersteller hinsichtlich ihrer strategischen Planungen abgeleitet ist (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020).

Diese Studie leitet auf Basis der letztgenannten Studie der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur mehrere Ladeinfrastrukturaufbauszenarien in Abhängigkeit unterschiedlich starker Ausprägungen verschiedener Use-Cases ab. Tabelle 1-3 zeigt eine Übersicht von E-Pkw-Hochlaufszzenarien und der daraus resultierenden benötigten Ladeinfrastruktur für das Jahr 2030 aus verschiedenen aktuellen Studien. Für die nachfolgende Erörterung der Herausforderungen im Aufbau von Ladeinfrastruktur für Pkw soll mit drei Szenarien ein möglichst diverses Spektrum hinsichtlich der Ladeleistung der Ladeinfrastruktur betrachtet werden. Dabei beziehen wir uns im Wesentlichen auf die Entwicklungen aus der zuvor genannten Studie der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020). Das erste Szenario soll den Fokus auf den Aufbau von privater Ladeinfrastruktur und der Normalladeinfrastruktur legen, unter der Annahme, dass ein Großteil der Ladevorgänge am Wohnort oder am Arbeitsplatz stattfindet. Ein weiteres Szenario soll eine Ladeinfrastrukturentwicklung abbilden, die das Ladeerlebnis möglichst nahe an das des Betankens eines Pkw mit konventionellem Kraftstoff bringt: Das bedeutet schnelles Laden bei kurzer Aufenthaltsdauer. Dies kann durch HPC-Ladeinfrastruktur in Kombination mit digitalen Angeboten, wie beispielsweise Reservierbarkeit des Ladepunktes, Warteschlangenangebote und Anzeigen zur Dauer des Ladevorgangs, ermöglicht werden. Dieses Szenario geht einher mit einem stärkeren Fokus auf den Aufbau der HPC-Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum, zum Teil laden Nutzer:innen ihr Fahrzeug aber auch am Wohnort oder Arbeitsplatz. Das dritte Szenario soll einen Ladeinfrastrukturaufbau beschreiben, der einen Mittelweg zwischen den beiden anderen Szenarien

beschreibt und keins der beiden Ladekonzepte spezifisch in den Mittelpunkt rückt. Im öffentlichen Raum soll Normal-, Schnell- und HPC-Ladeinfrastruktur errichtet werden, die Synergien der verschiedenen Use-Cases werden hier stärker abgebildet. Zudem sollen digitale Angebote den Ladevorgang effizienter und nutzungsfreundlicher gestalten.

Tabelle 1-3: Annahmen aus verschiedenen Studien zu Fahrzeugbestand (BEV/PHEV) und Ladepunkten in 2030.

Studie	Bestand E-Pkw in 2030	Öffentliche Ladepunkte 2030	Private Ladepunkte 2030
Masterplan Ladeinfrastruktur	7,5 – 10 Mio.	1 Mio.	k.A.
Nationale Plattform Zukunft der Mobilität	7 – 10 Mio.	180.000-950.000	k.A.
Deutsche Energieagentur	9 Mio., zzgl. 3 Mio. LNF und Krafträder	100.000	8 – 12 Mio. (Potenzial)
Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur	14,8 Mio., darunter 9,6 Mio. BEV	437.000 – 843.000	7 – 8,7 Mio. (Wohnort), 2,5 – 2,6 Mio. (Arbeitsplatz)

Quelle (BReg 2019; Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 5 2020; Prognos; dena 2020; Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020)

Die genannten Studien mit Abschätzungen zum Ausbau der Ladeinfrastruktur unterscheiden sich nicht nur in der Anzahl an benötigten Ladepunkten, sondern auch den relativen Anteilen zwischen privaten und öffentlichen Ladepunkten, sowie der Verteilung der Ladepunkte auf die möglichen Leistungsklassen (normal, schnell, ultraschnell). So können öffentliche Ladepunkte eine deutlich höhere Leistung als private aufweisen, um schneller zu laden und die Verweildauer für die Nutzer:innen zu verkürzen; im Gegenzug werden auch deutlich weniger Ladepunkte benötigt.

Für den Bedarf an öffentlich zugänglichen Ladepunkten zeigen vorhandene Schätzungen eine beträchtliche Spannweite. Während die Studie von Prognos und der Dena nur 100.000 öffentliche Ladepunkte im Jahr 2030 angibt mit der Annahme, dass private Ladeinfrastruktur ausreichend ausgebaut wird, gibt die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität eine Spannweite von bis zu 950.000 an (Prognos; dena 2020; Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 5 2020). Relativ zur Anzahl an BEV entspricht dies etwa 1 % bis 10 %. Die Obergrenze dieses Bereichs ist im Einklang mit Empfehlungen im Rahmen der gültigen AFID von einem Verhältnis von Ladepunkt zu Fahrzeugen von 1:10 (AFID 2014) (AFID 2014; Öl; e3 Modelling; ObservER; COWI; eclareon 2017).

Die Angabe des Verhältnisses von Anzahl an batterieelektrischen Fahrzeugen je Ladepunkt betrachtet jedoch nicht die vorliegende Ladeleistung an den jeweiligen Ladepunkten. Je höher die Ladeleistung an einem Ladepunkt ist, desto kürzer ist die Ladedauer des E-Pkw und entsprechend kann eine größere Anzahl an E-Pkw in einer bestimmten Zeitspanne geladen werden. Dieser Aspekt ist auch im Vorschlag zur überarbeiteten AFIR adressiert, der vorsieht, dass bis 2030 je BEV eine Ladeleistung von 1 kW zur Verfügung steht und je PHEV 0,67 kW (AFIR 2021). Aus der benötigten Gesamtladeleistung kann in einem nächsten Schritt je nach Konfiguration der Ladeinfrastruktur abgeleitet werden, wieviel Normal- und Schnellladepunkte jeweils benötigt werden. Eine detaillierte Modellierung der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur auf Basis von realen Pkw-Nutzungsdaten aus der Erhebung Mobilität in Deutschland (MiD) und Stakeholder-Dialogen kommt unter

Berücksichtigung dieses Aspekts zu dem Ergebnis, dass ein Verhältnis öffentlicher Ladepunkt zu E-Pkw von unter 1:20 ausreichend erscheint (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020), um den Bedarf an Flächendeckung und Zahl an öffentlichen Ladepunkten im Jahr 2030 zu decken. Im Rahmen der Studie wurde zwischen Normal- und Schnellladepunkten und der jeweils vorliegenden Ladeleistung differenziert.

Die NPM (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 5 2020) beschreibt die genannten Szenarien schemenhaft ohne genauere Erklärungen, während die Studie der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur auf die genannten Aspekte in den erarbeiteten Szenarien eingeht. Aus diesem Grund nutzen wir für die folgende Diskussion der Ladeinfrastruktur drei Szenarien der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur, die auf Basis detaillierter Modellierungen der benötigten Ladepunkte bis 2030 je Use-Case abgeleitet sind und die uns als Basis für unsere eigenen Ladeinfrastruktur-Szenarien dienen:

Szenario 1: Normalladen

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass der Aufbau von privater Ladeinfrastruktur zügiger voranschreitet als der von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur. Es wird davon ausgegangen, dass jede:r Nutzer:in am Arbeitsplatz ein privater Ladepunkt zur Verfügung steht und 75 % der Nutzer:innen von E-Pkw die Möglichkeit haben am Wohnort ihr Fahrzeug zu laden.

Der Aufbau von Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum schreitet mit geringerer Ladeleistung voran. Allgemein wird der öffentlichen Ladeinfrastruktur in diesem Szenario weniger Relevanz zugeteilt.

Szenario 2: Mittelweg

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass durch konsequente Parkraumbewirtschaftung die Nachfrage nach öffentlichen Ladevorgängen gedeckelt wird. Zusätzlich nimmt es an, dass durch digitale Angebote (z. B. intelligente Reservierungsfunktionen und finanzielle Anreize) Ladevorgänge zeitlich verteilt werden, so dass der Bedarf an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur relativ zum Fahrzeugbestand zu Stoßzeiten sinkt. In diesem Szenario ergibt sich im Jahr 2030 ein Bedarf von ca. 450.000 öffentlichen Ladepunkten. Im privaten Raum wird von einer mittleren Verfügbarkeit von privater Ladeinfrastruktur ausgegangen. Das bedeutet, dass basierend auf der Studie der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur etwa 60 % der Nutzer:innen Zugang zu einem Ladepunkt am Wohnort haben und rund 90 % der Nutzer:innen ein Ladepunkt am Arbeitsplatz zur Verfügung steht (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020).

Szenario 3: Ultraschnellladen

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass Ladehubs mit ultraschneller Ladeinfrastruktur von Nutzer:innen präferiert werden. Ladepunkte an Kund:innenparkplätzen und im öffentlichen Straßenraum verlieren an Attraktivität. Hierdurch werden insbesondere öffentlich zugängliche Normalladepunkte weniger notwendig. Wie auch im Szenario Mittelweg wird davon ausgegangen, dass rund 60 % der Nutzer:innen Zugang zu einem Ladepunkt am Wohnort haben und rund 90 % Zugang zu einem Ladepunkt am Arbeitsplatz. Das Szenario hat den Fokus auf ein „Ladeerlebnis“, das vergleichbar ist mit der Betankung eines Pkw mit konventionellen Kraftstoffen.

Tabelle 1-4 beschreibt die gewählten Szenarien und die damit zusammenhängende Anzahl an benötigter Ladeinfrastruktur je Use-Case. Die Anzahl an benötigten Ladepunkten je Use-Case basiert auf den Zahlen aus der Studie der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020). Sie unterscheiden sich zu den Originalzahlen aus der Studie aufgrund

abweichender Annahmen der vorliegenden Ladeleistungen je Use-Case und den leicht veränderten Bestandszahlen aus (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2021), indem sie auf die Gesamtladeleistung und die Anzahl der batterieelektrischen Bestandsfahrzeuge skaliert werden. Nachfolgend wird angenommen, dass entsprechend der formulierten Ziele im Koalitionsvertrag von 2016-2020, in etwa ein Drittel der im öffentlichen Straßenraum und an Kund:innenparkplätzen zur Verfügung stehenden Ladeleistung in Form von Schnellladepunkten (50 kW und mehr) aufgebaut wird. Weitergehend wird basierend auf Expert:innengespräche, die im Rahmen dieses und des Projekts Compan-E³ stattgefunden haben, angenommen, dass im Use-Case Laden am Arbeitsplatz 90 % der errichteten Ladeleistung Normalladepunkte sind und 10 % der errichteten Ladeleistung Schnellladepunkte für Gäste bzw. Arbeitnehmende im Außendienst. Die Normalladepunkte im Use-Case Arbeitsplatz werden mit einer Ladeleistung von 11 kW ausgestattet, da angenommen wird, dass die Standzeit der Fahrzeuge von Mitarbeitenden in etwa sechs bis neun Stunden beträgt und damit ausreichend ist für eine Ladung mit 11 kW.

In den Use-Cases Ladehubs werden Ladepunkte mit hohen Ladeleistungen ab 150 kW errichtet. Hierdurch ist im Vergleich zu den Ausgangsszenarien der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur eine geringere Anzahl an Ladepunkten notwendig, um den Energiebedarf der elektrifizierten Fahrzeugflotte zu decken. Dies wird insbesondere in dem Szenario „Ultraschnellladen“ ersichtlich. Durch die hohen Ladeleistungen verringert sich die Dauer eines Ladevorgangs und eine größere Anzahl an Fahrzeugen können pro Tag geladen werden, in Konsequenz werden weniger Ladepunkte im öffentlichen Raum benötigt.

Tabelle 1-4: Übersicht Anzahl an Ladepunkten (in Tsd.) je Use-Case in den verschiedenen betrachteten Szenarien (Pkw) im Jahr 2030

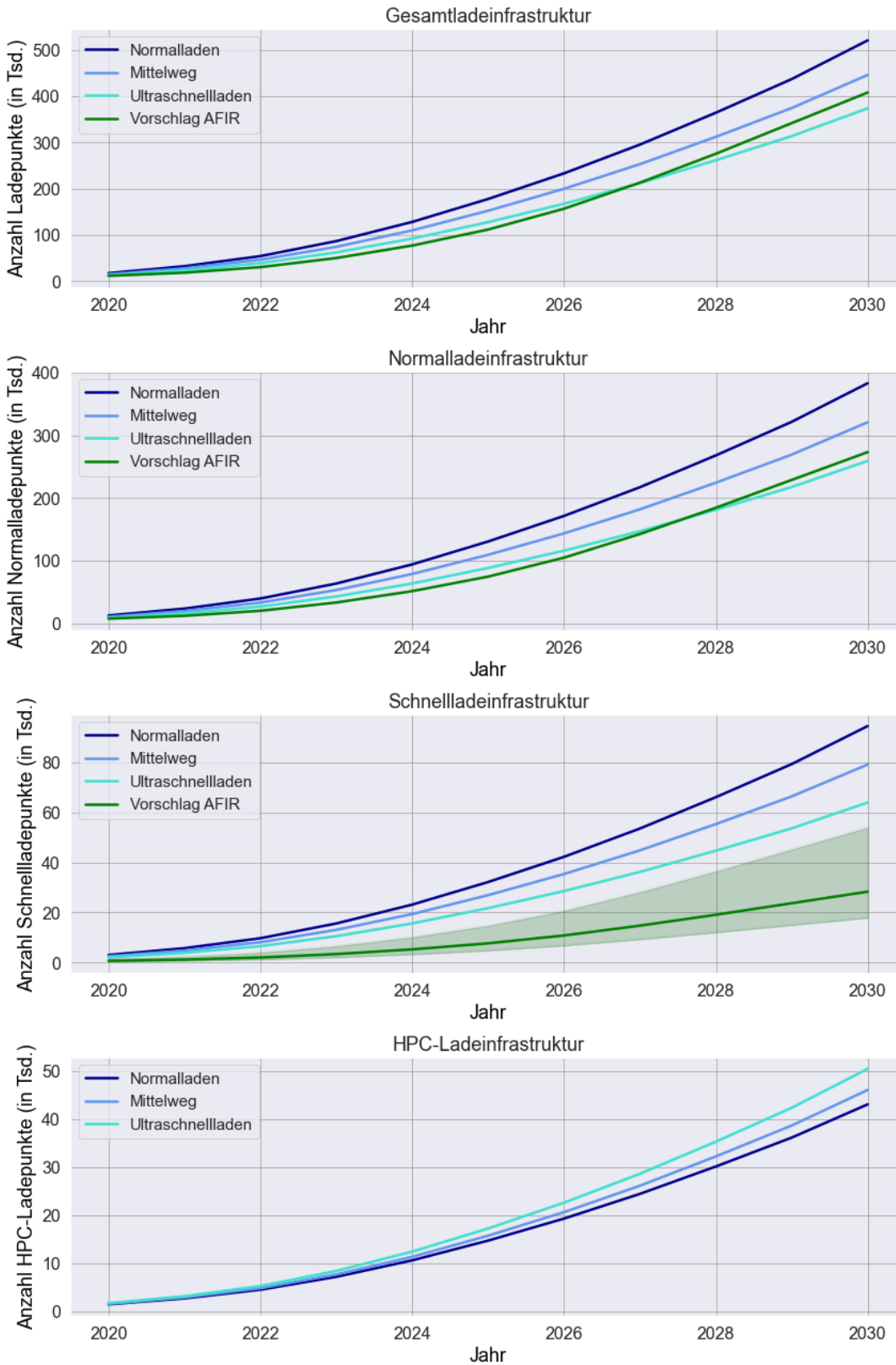
	Wohnort	Arbeitsplatz	Kund:innen-Parkplatz		Straßenraum		Ladehub Siedlungsgebiet	Ladehub Achse	
Ladeleistung (kW)	11	11	50	22	50	22	50	150	350
Normalladen	8.691	4.795	118	127	31	256	63	22	21
Mittelweg	7.068	4.730	131	164	40	158	39	28	19
Ultraschnellladen	7.068	4.774	133	88	22	172	42	32	19

Quelle: Zahlen abgeleitet aus Szenarien nach (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020)

Die Szenarien beschreiben unterschiedliche Konfigurationen für die öffentliche Ladeinfrastruktur im Jahr 2030, um der Nachfrage entsprechend dem Fahrzeugbestand gerecht zu werden. Eine Betrachtung der voraussichtlichen Bestandszahlen je Jahr bis zum Jahr 2030 gibt Aufschluss darüber, wieviel Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum in dem jeweiligen Jahr voraussichtlich aufgebaut werden muss (siehe Abbildung 1-4). Neben den zeitlichen Verläufen, die die Entwicklung von Ladeinfrastruktur in den jeweiligen Szenarien beschreiben, wird die Ladepunktzahl entsprechend dem Vorschlag zur AFIR in Abhängigkeit des E-Pkw-Bestands dargestellt.

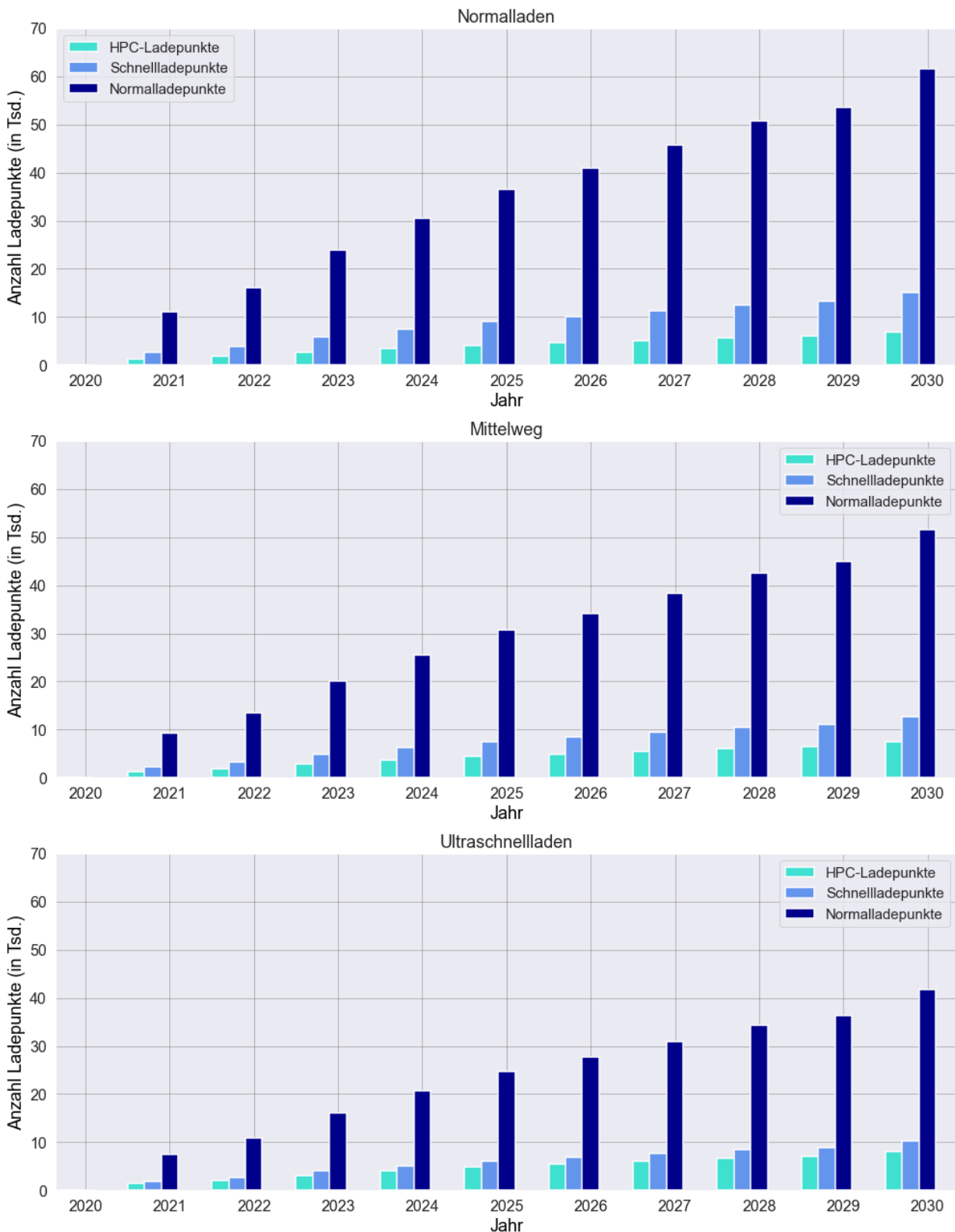
³ <https://www.compan-e.de>

Abbildung 1-4: Entwicklung der öffentlichen Ladeinfrastruktur je Szenario in Abhängigkeit des angenommenen E-Pkw-Bestands, 2020-2030



Quelle: Eigene Darstellung, Zahlen abgeleitet aus (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020) und (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2021)

Abbildung 1-5: Zusätzliche öffentliche Ladepunkte pro Jahr je Szenario, 2020 - 2030



Quelle: Eigene Darstellung, Zahlen abgeleitet aus (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020) und (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2021)

Zur Bestimmung der Ladeinfrastruktur, die jährlich bis 2030 in den drei Szenarien und entsprechend des Vorschlags zur AFIR errichtet werden müsste, wird davon ausgegangen, dass der Ladebedarf der rund 14 Mio. BEV und PHEV in 2030 durch die jeweiligen Zielzahlen für Ladeinfrastruktur in 2030 abgedeckt wird. Für die einzelnen Jahresschreiben wird aus dem Szenario in der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ der Bestand an elektrischen Pkw jedes Jahres relativ zum Gesamtbestand in 2030 betrachtet (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2021). Die Anzahl aufzubauender Ladepunkte wurde im nächsten Schritt in direkter Abhängigkeit zur zeitlichen Entwicklung des elektrischen Pkw-Bestands in der genannten Studie bestimmt. Zum Beispiel liegt der Bestand an elektrischen Fahrzeugen im Jahr 2025 in diesem Szenario bei rund 4,8 Mio. Pkw; das entspricht in etwa 34 % des ermittelten Bestands für das Jahr 2030. In Szenario Normalladen entsprechen 34 % der Gesamtladeinfrastruktur ca. 175.000 öffentliche Ladepunkte, die bis zum Jahr 2025 errichtet werden müssten. Es ist hervorzuheben, dass bei der jahresgenauen Betrachtung nicht zwischen Flächen- und Bedarfsdeckung unterschieden wird. Voraussichtlich ist in den nächsten fünf Jahren ein Ladeinfrastrukturaufbau notwendig, der über die dargestellte Bestandsentwicklung an Ladeinfrastruktur hinausgeht, um deutschlandweit möglichst zeitnah die Flächendeckung der öffentlichen Ladeinfrastruktur zu erreichen. In den Jahren nach 2025 wird der Fokus dann eher auf der Bedarfsdeckung liegen; das bedeutet die Anzahl an Ladepunkten an bestehenden Standorten wird entsprechend der Bedarfe hochskaliert.

Eine Differenzierung zwischen Normal- und Schnellladepunkten wurde entsprechend der Zielzahlen in den Szenarien entwickelt. Ende 2021 beträgt der Anteil an Schnellladepunkten laut Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur 17 % der Gesamtladepunkte. Wie zuvor erwähnt, wird in dem vorliegenden Papier angenommen, dass bis 2030 je Use-Case ein Drittel der aufgebauten Ladeleistung in Form von Schnellladeinfrastruktur errichtet wird.

Bezüglich der Ladeleistung wird außerdem für die Umrechnung von Ladeleistung in Ladepunkten im Rahmen des AFIR-Vorschlags angenommen, dass die durchschnittliche Ladeleistung eines Normalladepunkts bis 2030 stetig bei 20 kW liegt, während bei Schnellladepunkten die durchschnittliche Ladeleistung jährlich um 5,5 kW steigt, entsprechend von 95 kW in 2020 auf 150 kW in 2030. Der Anstieg der Ladeleistung ist durch die technologischen Entwicklungen fahrzeugseitig zu begründen und der damit steigenden Nachfrage an Ladestandorten mit kurzer Verweildauer und hoher Ladeleistungen für den Mittel- und Langstreckenverkehr in Deutschland, die seitens der Bundesregierung derzeit beispielsweise durch die Ausschreibung des Deutschlandnetzes adressiert wird. In der Abbildung ist die entsprechende Varianz der Ladepunktzahl durch die Schattierung der Kurve dargestellt. Die Ladepunktzahl bei einer durchschnittlichen Ladeleistung von 50 kW wird durch den oberen Rand der Schattierung beschrieben, die Ladepunktzahl bei einer durchschnittlichen Ladeleistung von 150 kW durch den unteren Rand. Die grüne Linie beschreibt die Ladepunktzahl bei einer Ladeleistung von 95 kW. Zudem kann angenommen werden, dass öffentlich zugängliche Normalladepunkte an Relevanz gewinnen, sobald batterieelektrische Fahrzeuge eine gewisse Marktdurchdringung erreicht haben. Mit einer höheren Anzahl an E-Pkw-Nutzer:innen ohne privater Ladeinfrastruktur, beispielsweise in Großstädten mit wenig privaten Stellplätzen, bleiben Normalladepunkte im öffentlichen Straßenraum relevant, da Nutzer:innen auf die Möglichkeit über Nacht im öffentlichen Straßenraum zu laden angewiesen sind.

Die Kurve, die die Zielzahlen entsprechend dem AFIR-Vorschlag illustriert, zeigt deutlich, dass der Vorschlag im Rahmen der AFIR im Vergleich zu den betrachteten Szenarien weniger ambitioniert ist. Zur Bestimmung der Mindestanforderungen im Rahmen des AFIR-Vorschlags wurde der Vorschlag zur Bedarfsdeckung genutzt (1 kW je BEV, 0,66 kW je PHEV), der flächendeckende

Ansatz (Ladepunkte entlang des TEN-T-Netzwerks) wurde hierfür nicht betrachtet. Der AFIR-Vorschlag ist als Mindestanforderung an die Ausstattung von Ladeinfrastruktur in den Mitgliedsstaaten zu verstehen; eine „optimale“ Ladeinfrastruktur benötigt wahrscheinlich eine Ausstattung mit öffentlichen Ladepunkten, die über die angedachten Anforderungen der AFIR hinausgeht. Länder mit hohen und schnell wachsenden Anteilen an elektrischen Fahrzeugen im Bestand müssen daher das im AFIR-Vorschlag vorgeschriebene Mengengerüst aller Voraussicht nach überschreiten, um eine ausreichende Ladeinfrastruktur zu gewährleisten. Bereits heute übersteigt die bestehende Ladeinfrastruktur die Anforderungen, die seitens des Vorschlags für die AFIR gemacht werden.

Abbildung 1-5 zeigt die Anzahl an zusätzlicher Ladeinfrastruktur, die pro Jahr notwendig ist, um die in den Szenarien anvisierten Zielzahlen bis 2030 zu erreichen. Auch hier wurde die Anzahl an zusätzlicher Ladeinfrastruktur in direkte Relation zu der in „Klimaneutrales Deutschland 2045“ abgeleiteten Entwicklung der E-Fahrzeugzahlen gesetzt. Es wird deutlich, dass der Aufbau maßgeblich beschleunigt werden muss, um die Zielzahlen bis 2030 zu erreichen. Die Abbildung zeigt zudem nochmals deutlich, dass durch den Aufbau von höheren Ladeleistungen, bzw. HPC-Ladepunkten, die Anzahl an benötigten Ladepunkten zur Deckung des Bedarfs an Ladepunkten verringert wird. Dies könnte interessant sein im Hinblick auf die Flächenverfügbarkeit für den Aufbau von Ladeinfrastruktur.

Abbildung 1-1 zeigt die bisherige Entwicklung des Ladeinfrastrukturaufbaus in Deutschland. Hier ist zu sehen, dass in den Jahren 2013-2018 jeweils eine Verdopplung der Ladepunkte im Vergleich zum Vorjahr stattgefunden hat und ab 2018 ein gemäßigerer Anstieg der jährlichen Aufbauzahlen verzeichnet wurde. Um die Aufbauziele entsprechend der Szenarien zu erreichen, ist es von hoher Relevanz, dass die Geschwindigkeit des Aufbaus der Ladeinfrastruktur wieder ansteigt.

1.4.2 Szenarien für den Ladeinfrastrukturaufbau für Lkw (>12 t)

Nach dem Beschluss auch im Bereich der Lkw CO₂-Flottenzielwerte in der EU einzuführen und durch die Entwicklungen im Bereich der Batterieforschung und -entwicklung sind batterieelektrische Fahrzeuge als technische Lösungsoption für den Klimaschutz im Straßengüterverkehr stärker in den Mittelpunkt gerückt. Gerade im urbanen und regionalen Lieferverkehr ist eine Entwicklung hin zu batterieelektrischen Fahrzeugen eine sehr wahrscheinliche Entwicklung. Hieraus leitet sich ein zeitnaher Bedarf an betrieblicher und öffentlicher Ladeinfrastruktur für Lkw ab (BMVI 2020). Bis circa 2024 plant die Bundesregierung eine „Skalierungsphase“, in der belastbare Erkenntnisse zur möglichen Umsetzung alternativer Antriebe im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge im Fernverkehr erhoben werden sollen (BMVI 2021a). Hierzu gehört auch die Erarbeitung der Anforderungen und Kriterien an ein deutschlandweites Infrastrukturnetz für batterieelektrische Lkw im Rahmen von sogenannten Innovationsclustern. In den Innovationsclustern werden neben batterieelektrischen Nutzfahrzeugen auch Oberleitungs-Lkw und Wasserstoff-Brennstoffzellen-Lkw als mögliche Antriebsoptionen für den Güterfernverkehr erprobt. In Abhängigkeit von Pfadentscheidungen für die einzelnen Technologien etwa in der Mitte der Dekade werden die zusätzlichen Infrastrukturbedarfe für den Güterfernverkehr abgeleitet. Von 2024 bis 2030 läuft anschließend die „Roll-out-Phase“, in der die benötigte Infrastruktur errichtet werden soll, um bis 2030 einen zunehmenden Hochlauf an E-Lkw zu begünstigen (BMVI 2021a).

Analog zur Ladeinfrastruktur für E-Pkw ist in einem ersten Schritt bei der Ladeinfrastruktur für E-Lkw im Nah-, Regional- und Fernverkehr die Flächendeckung von hoher Relevanz. Nach der Identifizierung von geeigneten Liegenschaften und dem anschließenden Aufbau einer

Mindestanzahl von Ladeinfrastruktur, um die Flächendeckung zu erreichen, müssen die jeweiligen Standorte entsprechend der Ladebedarfe in den Folgejahren skaliert werden. Dies geschieht in direkter Abhängigkeit zum Verkehrsaufkommen und entsprechend zum jeweiligen Bestand an elektrifizierten Lkw. In der Studie Klimaneutrales Deutschland 2045 wird für 2030 ein Bestand von 38.000 elektrifizierten Last- und Sattelzügen und 86.000 E-Lkw über 3,5 t angenommen, hierzu zählen sowohl batterieelektrische Fahrzeuge als auch Oberleitungs-Lkw mit Batterieunterstützung (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2021). Dies entspricht einer Elektrifizierung von rund 25 % der Verkehrsleistung und Fahrzeugkilometer der Lkw >12 t. Es wird angenommen, dass die Elektrifizierung der Lkw durch den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen ergänzt wird, um insgesamt einen emissionsfreien Betrieb von rund 30 % der Fahrleistung zu erreichen.

Entsprechend der erst seit kurzer Zeit bestehenden Entwicklung hin zu batterieelektrischen Lkw existieren derzeit nur wenige Szenarien für den Aufbau von Ladeinfrastruktur für Lkw. Das Ziel eines beschleunigten Aufbaus von Ladeinfrastruktur bis 2030, der synchron zum Markthochlauf von E-Lkw verläuft, wird durch Empfehlungen seitens der NPM gestützt (NPM 2020). Eine Studie des Fraunhofer ISI betrachtet eine mögliche Ausgestaltung des Hochleistungsschnellladernetzes für elektrifizierte Lkw. Hierbei wurden Lkw, Lkw-Gespanne und Sattelzugmaschinen mit einem zulässigen Gesamtgewicht von über 12 t zulässigem Gesamtgewicht betrachtet (ISI 2020). In der Betrachtung des notwendigen Ausbaus des Ladeinfrastrukturnetzes wird zwischen zwei verschiedenen Anteilen an elektrifiziertem Fahrzeugbestand, bzw. elektrifizierter Fahrleistung⁴, in 2030 unterschieden: 5 % batterieelektrische Lkw und 15 % batterieelektrische Lkw. Die Studie geht außerdem davon aus, dass 50 % der Ladevorgänge an öffentlicher Ladeinfrastruktur stattfinden und die Fahrzeuge über Nacht am heimischen Standort, bzw. im Depot, geladen werden. In Abhängigkeit des Anteils an elektrifizierten Lkw, der Ladeleistung je Ladepunkt und dem Abstand zwischen den einzelnen Ladestandorten ergeben sich unterschiedliche Szenarien, bei denen zwischen 643 und 2.338 öffentliche Ladepunkte bei einer Ladeleistung von 350 kW je Ladepunkt bzw. zwischen 382 und 1.186 öffentliche Ladepunkte bei einer Nennleistung von 1 MW je Ladepunkt bis zum Jahr 2030 benötigt werden.

Im Rahmen des Vorhabens äußerten Expert:innen im Gespräch jedoch, dass der Anteil öffentlicher Ladevorgänge durch Lkw mit 20-30 % voraussichtlich niedriger sein wird. Diese Einschätzung findet sich auch in einer Studie von Transport & Environment, in der davon ausgegangen wird, dass insbesondere in der Anfangsphase rund 80 % der Ladevorgänge im Depot stattfinden werden (Mathieu et al. 2020). Diese Verteilung wird durch eine Studie des CE Delft gestützt, in der der Nah- und Regionalverkehr im Großraum Amsterdam untersucht wurde (CE Delft 2019). Ähnlich wie bei der Betrachtung der möglichen Entwicklungen des Ladeinfrastrukturausbaus für Pkw sollen die Szenarien des Infrastrukturausbaus für Lkw ebenfalls unterschiedliche Gewichtungen der zuvor beschriebenen Use-Cases betrachten. Das erste Szenario Depotladen beschreibt, analog zum Szenario Normalladen für Pkw-Verkehr, eine Entwicklung des Ladeinfrastrukturaufbaus, bei der primär auf den Ausbau betrieblicher bzw. nicht-öffentlicher Ladeinfrastruktur mit eher niedrigen Ladeleistungen gesetzt wird. Dadurch entsteht im privaten bzw. gewerblichen Raum eine große Nachfrage nach Normal- und Schnellladepunkte und es ist eine geringere Anzahl an öffentlich zugänglichen Ladepunkten mit Ladeleistungen über 500 kW ausreichend, um den Ladebedarf der angenommenen Anzahl an E-Lkw in 2030 zu decken. In einem zweiten Szenario, dem Szenario Zwischenladen/Nachtladen, wird ein ausgewogener Ausbau betrachtet, bei dem die

⁴ In der Studie wird angenommen, dass die Fahrleistungsverteilung gleichbleibend im Vergleich zur Fahrleistungsverteilung von Diesel-Lkw ist. Das bedeutet, dass E-Lkw im Fernverkehr derselben Nutzung unterliegen wie dieselbetriebene Lkw im Fernverkehr.

Grundversorgung der Lkw im Depot bzw. Betriebshof stattfindet, Nach- und Zwischenladungen aber an öffentlich zugänglichen Ladepunkten stärker möglich ist als im zuvor genannten Szenario. Hierdurch steigt die Relevanz der Bedarfsdeckung je Ladeinfrastruktur-Standort, um der aufkommenden Nachfrage gerecht zu werden. Das dritte Szenario, Szenario Ultraschnellladen, orientiert sich an dem Szenario Ultraschnellladen für Pkw und das damit in Verbindung gesetzte "Tankstellenerlebnis". Es wird davon ausgegangen, dass ein Großteil der Ladevorgänge im öffentlichen Straßenraum an Megawatt-Chargern (MWC, zu Deutsch: Megawatt-Ladepunkte) stattfindet. Hierfür ist es von großer Relevanz, dass einerseits die Nachfrage gedeckt wird, der Fokus entsprechend auf der Bedarfsdeckung je Standort liegt, und andererseits hohe Ladeleistungen vor Ort zur Verfügung gestellt werden, um eine kurze Verweildauer am Ladepunkt und damit eine niederschwellige Integration des Ladevorgangs in die heutigen Logistikprozesse zu ermöglichen. In diesem Szenario wird zudem davon ausgegangen, dass das Übernachten im öffentlichen Raum nicht notwendig ist, da dieser Ladevorgang entweder im nicht-öffentlichen Raum (Depot, Betriebshof) stattfindet oder durch ausreichende Möglichkeiten zur Zwischenladung obsolet wird.

Zur Bestimmung der Entwicklung des Aufbaus von Ladeinfrastruktur für Lkw in den hier betrachteten Szenarien wurden die Zahlen aus der Studie des Fraunhofer ISI als Berechnungsgrundlage genommen (ISI 2020). Für die zugrundegelegten Zahlen wurden die Szenarien mit einem Abstand von 50 km zwischen den Ladestandorten bei Verkehrsaufkommen in der Peakstunde betrachtet. Es wird das Szenario Peakverkehr ausgewählt, um Verzögerungen im Betrieb durch beispielsweise verlängerte Lade- und Standzeiten einzuberechnen, die darauf zurückzuführen sind, dass die Fahrzeuge nicht durchgängig die Peak-Ladeleistung laden können. Da in der Studie ein BEV-Anteil von 15 % der Lkw >12 t betrachtet wird, wird in einem ersten Schritt die Anzahl an Ladepunkten entsprechend dem Markthochlauf in der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ auf einen E-Lkw-Anteil (>12 t) von 16,3 % skaliert. Außerdem wurden basierend auf vorliegenden Studien (Mathieu et al. 2020; CE Delft 2019) und Expert:innengesprächen Annahmen zur Verteilung der Ladeinfrastruktur auf die verschiedenen Use-Cases getroffen. Bei der Bestimmung der Anzahl an Ladepunkten wird jeweils zwischen den Anforderungen im Nah- und Regionalverkehr und Fernverkehr an die Bereitstellung von Ladeinfrastruktur im öffentlichen und nicht-öffentlichen Raum unterschieden.

Im Nah- und Regionalverkehr wird basierend auf verschiedenen Studien davon ausgegangen, dass 80 % der Ladevorgänge im Depot stattfinden, vornehmlich als Übernachtenladung (Mathieu et al. 2020; CE Delft 2019). Es wird angenommen, dass weitere 15 % der Ladevorgänge bei Kund:innen und 5 % entlang der Achse bzw. an relevanten Knotenpunkten in Siedlungsgebieten stattfinden, Übernachtenladungen im öffentlichen Straßenraum finden im Nah- und Regionalverkehr nicht statt. Für Lkw im Fernverkehr wird basierend auf Expert:innengesprächen angenommen, dass 70 % der Ladevorgänge im nicht-öffentlichen Raum stattfinden und 30 % im öffentlichen.

Für Ladevorgänge im nicht-öffentlichen Raum durch Lkw im Fernverkehr wird angenommen, dass 55 % dieser im Depot bzw. Betriebshof stattfinden und 15 % bei Kund:innen und an logistischen Umschlagpunkten. Eine detaillierte Verteilung der Ladevorgänge auf die Use-Cases ist Tabelle 1-5 zu entnehmen. Bei der Differenzierung zwischen Nah- und Regionalverkehr und Fernverkehr wird angenommen, dass 43 % der im Straßengüterverkehr erbrachten Fahrzeugkilometer im Nah- und Regionalverkehr stattfinden und 57 % der Fahrleistung im Fernverkehr (KBA 2018). Die Verteilung auf die Use-Cases baut zudem auf Studien zu Pausen- und Standzeiten von Lkw auf (BMVI 2010; Fraunhofer ISI 2021b). In Anlehnung an die erwähnten Studien und zur einfacheren Skalierung der Ladevorgänge mit der Anzahl an Ladepunkten, wird angenommen, dass mit jedem Ladevorgang

das Fahrzeug konstant mit maximaler Ladeleistung vollgeladen wird und die Fahrzeuge über den gesamten Ladevorgang von der Peak-Ladeleistung profitieren.

Allgemein ist zu beachten, dass die berechnete Anzahl an Ladepunkten in den verschiedenen Szenarien sehr stark auf Annahmen basiert sind, da die Technologie und die Anwendung Stand heute noch in der Forschung bzw. Erprobung steckt. Daher wurde die Komplexität des Themas im Rahmen dieses Papiers stark vereinfacht und entsprechend ist die Aussagekraft der Zahlen als Orientierung zu betrachten. Die Verteilung der Ladevorgänge auf die unterschiedlichen Use-Cases beschreibt eine mögliche Aufteilung und sind als illustrative Szenarien zu verstehen. Bei der Ableitung der Anzahl an Ladepunkten handelt es sich auch „nur“ um einen Richtwert, da die Ladeleistung real über den Ladevorgang variiert und nicht zu jeder Zeit – wie in der Ableitung angenommen - die maximale Ladeleistung ausgeschöpft werden kann.

Tabelle 1-5: Prozentuale Verteilung der Ladeleistung auf die unterschiedlichen Use-Cases für Lkw

Verortung	Depot	Kund:innen	Öffentlich		
Nah- und Regionalverkehr			5 %		
<i>darunter</i>	80 %		<i>Achse</i>	<i>Gewerbegebiet</i>	<i>Übernacht</i>
		15 %	45 %	55 %	0 %
Fernverkehr			30 %		
<i>darunter</i>	55 %		<i>Achse</i>	<i>Gewerbegebiet</i>	<i>Übernacht</i>
			45 %	20 %	35 %

Quelle: Eigene Annahmen; abgeleitet aus Literatur (Mathieu et al. 2020; CE Delft 2019) und Expert:innengesprächen,

Die folgenden Szenarien wurden basierend auf der Literaturrecherche und den Gesprächen mit Expter:innen erarbeitet:

Szenario 1: Depotladen

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass der Aufbau von nicht-öffentlicher Ladeinfrastruktur im Mittelpunkt steht und stärker voranschreitet als der von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für elektrifizierte Lkw. Es wird davon ausgegangen, dass Unternehmen mit elektrifizierten Lkw für jedes Fahrzeug eine Lademöglichkeit im Depot bzw. auf dem Betriebshof installiert haben. Zusätzlich laden die Fahrer:innen von Lkw während des Be- und Entladens des Fahrzeugs bei Kund:innen, die nicht-öffentliche Ladeinfrastruktur zur Verfügung stellen. Der Fokus des Ausbaus der öffentlichen Ladeinfrastruktur liegt auf die Flächendeckung. Das bedeutet, dass zwischen Standorten von Ladeinfrastruktur eine maximale Entfernung von 50 km eingehalten wird. Je Standort stehen mindestens zwei Ladepunkte zur Verfügung.

Szenario 2: Zwischenladen/Nachtladen

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass der Aufbau nicht-öffentlicher Ladeinfrastrukturaufbau stärker parallel zu dem Aufbau öffentlicher Ladepunkte stattfindet. Die Synergien der verschiedenen Lade-Use-Cases werden durch die Fahrer:innen von Lkw bestmöglich ausgenutzt. Es wird davon ausgegangen, dass für die Grundversorgung 75 % der E-Lkw ein Ladepunkt im Depot zur Verfügung steht. Bestehende Depot-Ladepunkte werden in diesem Szenario optimierter genutzt, sodass ein Ladepunkt den Ladebedarf von 1,5 Lkw deckt (ICCT 2019).

Entsprechend wird die Bedarfsdeckung je Standort relevanter und höhere Ladeleistungen müssen installiert werden, um der Nachfrage gerecht zu werden. Die nachgefragte Leistung verteilt sich auf Normalladeinfrastruktur an Übernachtungsstandorten und HPC-Ladeinfrastruktur in Gewerbegebieten bzw. entlang der Achse.

Szenario 3: Ultraschnellladen

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass Ladehubs mit MWC-Ladeinfrastruktur von Nutzer:innen präferiert werden. Weiterhin steht für 75 % der E-Lkw ein Ladepunkt im Depot zur Verfügung, die der Grundversorgung dienen. Durch eine ausreichende Flächen- und Bedarfsdeckung mit MWC-Ladeinfrastruktur ist ein Übernachten der Fahrzeuge beim Zurücklegen einer Strecke nicht mehr zwingend notwendig, unter anderem da Lkw an öffentlicher Ladeinfrastruktur innerhalb von 30 Minuten geladen werden können. Die zur Verfügung stehenden Ladepunkte befinden sich vornehmlich entlang bzw. in unmittelbarer Nähe zu Mittel- und Fernverkehrsachsen und sind jeweils mit einer Nennladeleistung von 1 MW ausgestattet, so dass der Ladevorgang leichter in den Transportvorgang integriert werden kann. Durch die höheren Ladeleistungen je Ladepunkt sind weniger Ladepunkte notwendig, um die Standorte entsprechend der Bedarfe zu skalieren.

Für die Use-Cases werden verschiedene mittlere Ladeleistungen je Ladepunkt angenommen: im Depot sowie bei Übernachten entlang der Achse das Normalladen mit 100 kW, bei Kund:innen bzw. an logistischen Umschlagpunkten die Schnellladung mit 350 kW. Bei Ladehubs im Siedlungs- bzw. Gewerbegebiet wird eine Ladeleistung von 500 kW in den ersten beiden Szenarien angenommen, im Szenario Ultraschnellladen 1 MW Nennleistung. Für Ladehubs entlang der Achse wird in allen drei Szenarien eine Ladeleistung von 1 MW Nennleistung je Ladepunkt angenommen.

Je Szenario wird die Anzahl an Ladepunkten je Use-Case basierend auf den Zahlen des Fraunhofer ISI berechnet. Hierbei wird wie zuvor beschrieben die notwendige Gesamtladeleistung entsprechend dem angenommenen Fahrzeugbestand für 2030 (gleichbleibend über alle Szenarien) skaliert. Anschließend wird in Abhängigkeit der Verteilung in Regional- und Fernverkehr sowie unter Beachtung des jeweiligen Szenarios die Gesamtladeleistung in nicht-öffentlich und öffentliche Ladeinfrastruktur geteilt. Je nach betrachtetem Szenario unterscheidet sich zudem die Gewichtung der verschiedenen Use-Cases sowie die zu errichtende Ladeleistung je Use-Case. Zur Berechnung der notwendigen Ladeinfrastruktur im Use-Case Kund:innen wird anschließend der Anteil der Gesamtladeleistung in Abhängigkeit der öffentlich aufgebauten Ladeleistung entsprechend Tabelle 1-5 berechnet. Die daraus resultierende Anzahl an Ladepunkten je Use-Case in den drei Szenarien ist in Tabelle 1-6 gelistet. Die wenigsten öffentlichen Ladepunkte ergeben sich im Szenario Depotladen, in dem insgesamt 543 öffentliche Ladepunkte zur Verfügung stehen. Das Szenario Zwischenladen/Nachtladen weist 1.359 öffentliche Ladepunkte mit dem Schwerpunkt auf der Übernachtenladung auf, während im Szenario Ultraschnellladen 1.305 öffentliche Ladepunkte aufgebaut sind.

Tabelle 1-6: Übersicht Anzahl an Ladepunkt je Use-Case in den verschiedenen betrachteten Szenarien (Lkw)

Szenario	Depot	Kund:innen	Übernacht	Gewerbegebiet	Achse
Ladeleistung (kW)	100	350	100	500/1.000	1.000
Depotladen	71.393	4.259	349	108	86
Zwischenladen/Nachtladen	47.595	10.013	874	269	216
Ultraschnellladen	47.595	11.110	0	401	904

Quelle: Eigene Zusammenstellung abgeleitet aus (ISI 2020; Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut 2021)

Abbildung 1-7 zeigt die notwendige Aufbaudynamik zur Entwicklung einer öffentlichen Ladeinfrastruktur für elektrifizierte Lkw, um rund 540 (Szenario Depotladen), rund 1.350 (Szenario Zwischenladen/Nachtladen) und rund 1.300 (Szenario Ultraschnellladen) öffentliche Ladepunkte im Jahr 2030 zu erreichen. Wie zuvor beschrieben, wird sich der tatsächliche Aufbau voraussichtlich erst einmal auf die Flächendeckung in Deutschland konzentrieren, um somit sicher zu gehen, dass Ladeinfrastruktur in einem bestimmten Abstand zueinander zur Verfügung steht und eine Marktdurchdringung von elektrifizierten Lkw für Verkehre in Deutschland stattfinden kann. Bereits in diesem Schritt ist es von hoher Relevanz eine mögliche Skalierung entsprechend der angenommenen Entwicklung elektrischer Lkw mitzudenken, um Mehrkosten, beispielsweise durch eine nachträgliche Erweiterung des Stromspeichers vor Ort bzw. aufwendige sonstige Erweiterungen, zu umgehen. In einem zweiten Schritt wird der Fokus auf der Bedarfsdeckung liegen, das heißt die Ausstattung der Standorte mit ausreichend Ladepunkte in Abhängigkeit des aufkommenden Verkehrs. Sinnvoll wäre es, anhand des heutigen Verkehrsaufkommens die zu erwartende Leistungsnachfrage für die Planung des Netzanschlusses mitzudenken.

Entsprechend der Markterwartung für elektrische Lkw und der Ziele der Bundesregierung müssen die ersten Ladepunkte für Lkw spätestens ab dem Jahr 2024 zur Verfügung stehen. Wie bereits bei der Ladeinfrastruktur für Pkw ist auch hier zu sagen, dass in Abbildung 1-6 keine Unterscheidung zwischen Flächen- und Bedarfsdeckung gemacht wird und die jahresgenaue Darstellung nur als Annäherung zu betrachten ist, um die notwendige Dynamik des Ladeinfrastrukturaufbaus bis 2030 zu erfassen.

Nicht mit aufgeführt in Abbildung 1-6 ist die Entwicklung nicht-öffentlicher Ladepunkte. Die Abbildung macht jedoch die Relevanz nicht-öffentlicher Ladeinfrastruktur deutlich. Durch den Fokus auf das Laden im nicht-öffentlichen Raum entsteht im Szenario Depotladen ein geringerer Bedarf an Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum. Das nicht-öffentliche Laden kann insbesondere zu Beginn der Nutzung elektrischer Lkw von hoher Relevanz sein, wenn die öffentliche Ladeinfrastruktur noch nicht in ausreichendem Umfang zur Verfügung steht (Mathieu et al. 2020) bzw. elektrifizierte Lkw vornehmlich im Regional- und Nahverkehr eingesetzt werden.

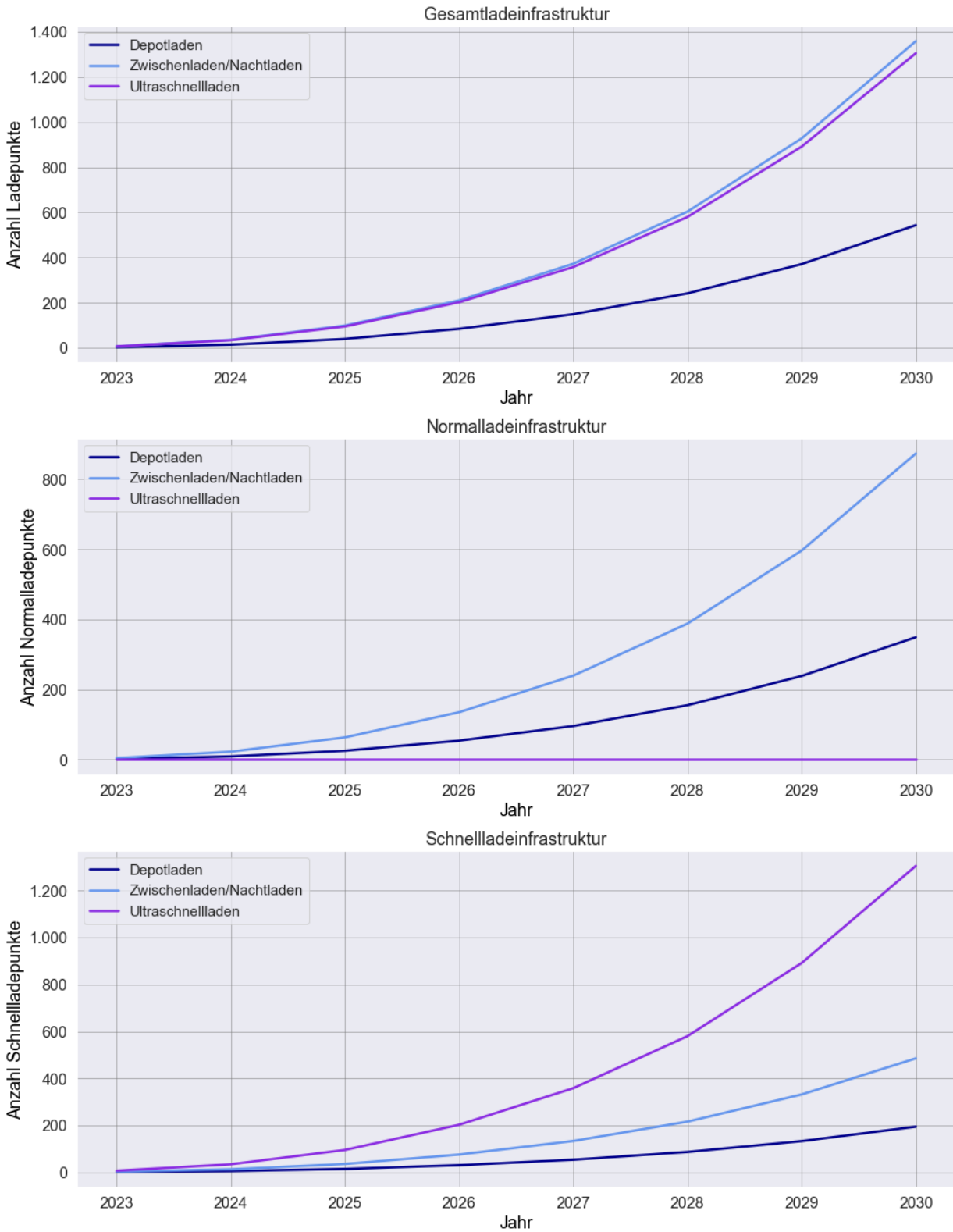
Das Szenario Ultraschnellladen mit einer Nennleistung von 1 MW je Ladepunkt entlang der Achsen sowie an urbanen Knotenpunkten bzw. in Gewerbegebieten geht ebenfalls mit einer niedrigeren Gesamtanzahl an benötigten Ladepunkten im öffentlichen Raum im Vergleich zum Szenario Zwischenladen/Nachtladen einher. Dies ist auf die hohen Ladeleistungen je Ladepunkt zurückzuführen und die damit verbunden kürzere Standzeiten. Zur tatsächlichen Umsetzung eines solchen Szenarios ist es von hoher Relevanz neben der Ladeleistung digitale Angebote anzubieten,

um Lkw-Fahrer:innen einen effizienten Ladevorgang zu ermöglichen (beispielsweise durch Reservierbarkeit des Ladepunkts, Warteschlangenangebot etc.).

Im Rahmen des Szenarios Zwischenladen/Nachtladen wird insgesamt die höchste Anzahl an Ladepunkten deutschlandweit aufgebaut, wobei hierbei die Anzahl an Normalladepunkten überwiegt. Die hohe Anzahl an Normalladepunkten unterstützt den Fernverkehr, indem das Laden im öffentlichen Raum über Nacht möglich ist. Außerdem gewinnt der Ladevorgang bei Kund:innen bzw. an relevanten Umschlagpunkten an Relevanz, was Lkw-Fahrer:innen die Option bietet während der Be- und Entladung von Gütern mit 350 kW zu laden. Neben der stärkeren Gewichtung des Übernachtladens im öffentlichen Raum, ist die erhöhte Anzahl an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur zudem durch die Annahme beeinflusst, dass Ladepunkte im Siedlungsgebiet über eine Ladeleistung von 500 kW verfügen, während HPC-Ladepunkte im Szenario Ultraschnellladen 1 MW Nennleistung vorweisen.

Ein Vergleich der Szenarien Zwischenladen/Nachtladen und Ultraschnellladen zeigt, dass trotz der großen Ausbreitung an öffentlicher Normalladeinfrastruktur im Szenario Zwischenladen/Nachtladen, im Szenario Ultraschnellladen nur rund 250 HPC-Ladepunkte mehr aufgebaut werden müssten, um dem abgeleiteten Bedarf gerecht zu werden. Insbesondere in Hinblick auf die Flächenverfügbarkeit für Ladeinfrastruktur für Lkw könnte dieser Unterschied in der Entwicklung einer Aufbaustrategie bedeutsam sein. Laut einer Studie von Transport & Environment werden für den Aufbau von Ladeinfrastruktur etwas größere Flächen benötigt als derzeit durch die Tankstellen beansprucht (Borges und Kippelt 2021). Zudem gilt es neben der Flächenverfügbarkeit die Auswirkung von ultraschnellem Laden auf die Batterielebensdauer zukünftig zu untersuchen, da überschnelles Laden zu einer Überhitzung der Batterie führen kann und daraus resultierend in einer frühzeitigen Leistungsabnahme der Batterie.

Abbildung 1-6: Entwicklung der Ladeinfrastruktur je Szenario in Abhängigkeit des abgeleiteten E-Lkw-Bestands, 2023 – 2030.



Quelle: Eigene Darstellung; abgeleitet aus eigenen Annahmen und (ISI 2020)

Abbildung 1-7: Zusätzliche öffentliche Ladepunkte pro Jahr je Szenario (Lkw > 12t), 2023 - 2030



Quelle: Eigene Darstellung, abgeleitet aus eigenen Annahmen und (ISI 2020)

1.5 Fazit

Die Untersuchung einer möglichen Konfiguration von Ladeinfrastruktur für elektrifizierte Pkw und Lkw hat für die betrachteten Fahrzeugklassen deutlich gezeigt, dass die Dynamik des Aufbaus der öffentlichen Ladeinfrastruktur bis zum Jahr 2030 stark ansteigen muss. Während in den letzten Jahren seit 2020 keine wesentliche Steigerung der Aufbaugeschwindigkeit der öffentlichen Ladeinfrastruktur für Pkw zu erkennen ist, muss diese aufgrund der möglichst zeitnahen Flächenabdeckung für die Pkw-Nutzer:innen vor allem in der Phase bis zum Jahr 2025 im relevanten Maßstab erhöht werden. Dies sollte zunächst im Mittelpunkt der Anstrengungen der Politik und Industrie stehen.

Bei einem starken Fokus auf das Ultraschnellladen im öffentlichen Raum, welches die Ladung mit höherer Leistung und damit kürzeren Verweilzeiten ermöglicht, müssen insgesamt weniger Ladepunkte aufgebaut werden. Dies macht auch deutlich, dass eine Diskussion über eine fixe Anzahl an Ladepunkten, die zu einem gewissen Zeitpunkt erreicht werden soll, nicht zielführend ist. Vielmehr ist auch immer die Qualität, d.h. die Zugänglichkeit, räumliche Verteilung sowie die Ladegeschwindigkeit der Ladeinfrastruktur zu beachten, wenn über die Anzahl an benötigten Ladepunkten diskutiert wird. Diese Feinausgestaltung der Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum bekommt ab Mitte der 2020er Jahre eine größere Bedeutung, so dass ab diesem Zeitpunkt auch eine zielführendere Diskussion darüber geführt werden kann, welche Zielzahlen für die Ladeinfrastruktur überhaupt benötigt werden.

Zudem besitzt der Aufbau der Ladeinfrastruktur im nicht-öffentlichen Raum eine relevante Bedeutung. Je stärker die Ladung der batterieelektrischen Fahrzeuge über nicht-öffentliche Ladepunkte sichergestellt wird, desto geringer ist der Ausbaubedarf für die Bedarfsdeckung im öffentlichen Raum. Für die Flächendeckung der Ladeoptionen ist dieser Aspekt jedoch weniger relevant, weil damit vor allem Mittel- und Langstreckenverkehre abgedeckt werden.

Die Ausgestaltung der Ladeinfrastruktur für Lkw ist sehr viel offener als bei Pkw. Es existieren zu diesem Thema zwar erste Kurzstudien mit Abschätzungen zu möglichen Entwicklungen. Die Arbeiten zu diesem Papier haben aber auch gezeigt, dass dazu noch viele Unsicherheiten bestehen und zudem der Bedarf für die technische Entwicklung der erforderlichen Ladeinfrastruktur besteht. Offensichtlich ist der Markteinstieg batterieelektrischer Lkw stark über urbane und regionale Verkehre mit geschlossenen Wegekettensystemen stattfinden wird, die eine Ladung im Depot der Lkw-Betreiber zulassen. Entsprechend wird ein zügiger Aufbau der Lademöglichkeiten im privaten Raum. Öffentliche Lademöglichkeiten werden ab Mitte der 2020er Jahre an Bedeutung gewinnen. Welche Verteilung sich dabei für das MWC-Laden, für das Zwischenladen an Transportachsen und das Normalladen über Nacht einstellen wird, ist aus heutiger Sicht sehr offen. Wichtig ist aber, dass auch im Bereich der Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum für Lkw eine sehr hohe Aufbaudynamik ab Mitte der 2020er Jahre entstehen muss, die entsprechend frühzeitig technisch, regulativ und umsetzungsseitig vorbereitet werden muss.

2 Herausforderungen für den Aufbau und Betrieb einer zukünftigen Ladeinfrastruktur

2.1 Kostenstrukturen für den Aufbau und Betrieb

Im vorangegangenen Kapitel wurden Szenarien für die Art und Anzahl der zukünftigen Ladeinfrastruktur für Pkw und Lkw im Jahr 2030 entwickelt. Ein relevanter Faktor für den Aufbau von Ladeinfrastruktur sind die damit einhergehenden Kosten, die aufgebracht werden müssen, um den abgeleiteten Infrastrukturbedarf bis zum Jahr 2030 innerhalb der einzelnen Use-Cases zu erreichen.

Die Recherche und Analyse zu den voraussichtlich aufkommenden Kosten wurde sowohl für Ladeinfrastruktur für Pkw als auch für Lkw durchgeführt und jeweils auf die verschiedenen Use-Cases in den drei Szenarien angewandt, um die Gesamtkosten für Investition und Betrieb zu bestimmen. Um verschiedene Preisentwicklungen abzubilden, wurde für jeden Kostenpunkt eine Spannweite möglicher Kosten definiert. Die Kosten basieren auf Literaturrecherchen, Interviews mit Expert:innen und zum Teil dem Vergleich aktueller Preisangebote. Es werden jeweils die Kosten für die Hardware, die Planung, Genehmigung und Installation (nachfolgend „Weitere Kosten“) und den Betrieb betrachtet. Nicht mit aufgenommen sind Kosten für die Integration in das Stromnetz (z. B. zusätzliche Speichereinheiten und notwendige Netzanpassungen). Außerdem wurde je Szenario eine Berechnung der Gesamtkosten für Investition und Betrieb in Abhängigkeit der Lebensdauer der Ladeinfrastruktur durchgeführt. Die Kosten sind pro aufgebauten Ladepunkt zu verstehen.

2.1.1 Investitionskosten für den Aufbau von Ladeinfrastruktur für Pkw

Zur Bestimmung der Investitionskosten für den Aufbau von Ladeinfrastruktur für elektrifizierte Pkw wurde für jeden vorliegenden Use-Case eine Literaturrecherche aktueller Studien durchgeführt. Eine gute Übersicht über aktuelle Marktpreise verschafft die Studie von Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Institute for Industrial Production (IIP), Karlsruhe (2019), in der Ladeinfrastruktur mit unterschiedlichen Ladeleistungen verschiedener Hersteller betrachtet wird. Die in der Studie betrachtete Ladeinfrastruktur wird in einem ersten Schritt den zuvor definierten Use-Cases zugeordnet und um die Ergebnisse weitere Untersuchungen zu Ladeinfrastrukturkosten ergänzt (Prognos; dena 2020; Volkswagen Aktiengesellschaft 2018; Funke Árpád 2018; Deloitte GmbH 2018; e-mobil BW GmbH 2021; Alberer 2020), um so eine Spannweite möglicher aufkommender Kosten bilden zu können.

Herausfordernd ist hierbei, dass insbesondere im Kostenpunkt „Weiteres“ je nach Literatur unterschiedliche Kostenaspekte mit betrachtet wurden. Es wurde daher versucht die Kosten, die für Planung, Genehmigungen und Installation anfallen, zu identifizieren und aufzuzeigen. Die Betriebskosten beschreiben hauptsächlich die Wartungskosten der Ladeinfrastruktur. Laufende Kosten für den Stromeinkauf sowie Miet- bzw. Pachtkosten für den Standort der Ladeinfrastruktur werden in dem Kostenpunkt nicht betrachtet.

Zu Wallbox-Kosten für den privaten Ladepunkt am Wohnort ist die Studienlage sehr gut, zudem können Preise für die Hardware auf verschiedenen gängigen Internetseiten recherchiert werden. Die Herausforderung bei der Kostenbestimmung in diesem Use-Case ist die Einschätzung aufkommender Kosten bei der Installation von Ladeinfrastruktur. In Abhängigkeit von der vorliegenden Ausstattung im Wohnhaus (beispielsweise Leerrohre, Anschlussleistung) können die Kosten sehr stark schwanken. Während der Einbau einer Wallbox in einem Einfamilienhaus vergleichsweise einfach gestaltet werden kann, ist der Einbau in bestehenden Mehrfamilienhäusern

insbesondere in urbanen Strukturen oftmals mit höheren Kostenaufwänden verbunden. In der Studie der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur wurde identifiziert, dass Stand heute der Aufbau von Ladeinfrastruktur im Bestand meist noch zu hohen Kosten bei der Installation und der damit verbundenen Vorbereitung des Stromnetzes und des Gebäudes führt. So kann der Einbau privater Ladeinfrastruktur in Einzelfällen bis zu 7.000 EUR kosten (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020). In den Gesprächen mit Expert:innen wurde ebenfalls darauf hingewiesen, dass in besonderen Extremfällen solche Installations- und Netzanschlussanpassungskosten auftreten können. Die dena erwartet ebenfalls erhöhte Installationskosten bis 2030, da aktuell noch vornehmlich an Standorten aufgebaut wird, an denen der Einbau keinen großen Installationsaufwand bedeutet (Prognos; dena 2020).

In der Recherche für die Kosten am Arbeitsplatz wurde entsprechend der Use-Cases Ladeinfrastruktur mit 11 kW und 50 kW betrachtet. Zur Berechnung der Kostenspanne wurde die Prognose zur Preisentwicklung bis 2020 der NPE betrachtet (Nationale Plattform Elektromobilität 2015), sowie aktuellere Studien von Volkswagen und Auer zu den Kosten für Ladeinfrastruktur bei Unternehmen (Volkswagen Aktiengesellschaft 2018; Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Institute for Industrial Production (IIP), Karlsruhe 2019). Es wird angenommen, dass die Kosten für Planung, Genehmigung und Installation von Normalladeinfrastruktur im Unternehmen höher sind als am Wohnort, was darauf zurückzuführen ist, dass die Installation und der Anschluss an das Stromnetz der Ladeinfrastruktur im Durchschnitt komplexer sind, als die Installation und Anschluss einer Wallbox im privaten Raum (Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Institute for Industrial Production (IIP), Karlsruhe 2019).

Im öffentlichen Straßenraum, sowie an Kund:innen-Parkplätzen wird wie zuvor beschrieben angenommen, dass Ladeinfrastruktur mit 22 bzw. 50 kW errichtet wird. Meist handelt es sich hierbei um Ladesäulen mit je zwei Ladepunkten. Im öffentlichen Straßenraum bzw. an Kund:innen-Parkplätzen muss die Ladeinfrastruktur außerdem mit zusätzlicher Technik entsprechend der Ladesäulenverordnung ausgestattet sein, dies erhöht die Hardware-Kosten. Auch hier wurden die Investitions- und Betriebskosten aktuellen Studien (Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Institute for Industrial Production (IIP), Karlsruhe 2019; e-mobil BW GmbH 2021) entnommen und anschließend mit Expert:innen aus der Branche diskutiert.

In den Use-Cases Ladehub Siedlungsgebiet und Ladehub Achse werden höhere Ladeleistungen verbaut als in den vorangegangenen Use-Cases. Analog zur Ermittlung der anderen Kosten wurde auch hier eine Literaturrecherche (e-mobil BW GmbH 2021; Funke Árpád 2018; Alberer 2020; Volkswagen Aktiengesellschaft 2018) durchgeführt, deren Ergebnisse im Anschluss mit Expert:innen diskutiert wurde. In der Literaturrecherche ist aufgefallen, dass die Investitions- und Betriebskosten von Ladeinfrastruktur mit Ladeleistungen größer 150 kW bislang nicht im selben Maße untersucht ist, wie geringere Ladeleistungen. Dies ist voraussichtlich darauf zurückzuführen, dass insbesondere Ladeinfrastruktur mit 350 kW Stand heute weniger weit verbreitet ist als Ladeinfrastruktur, die 22 oder 50 kW Ladeleistung vorweist. Die deutlich höheren Hardware-Kosten bei Ladeinfrastruktur ab 150 kW sind auf die Leistungselektronik zurückzuführen, die hier verbaut wird (e-mobil BW GmbH 2021). Möglicherweise anfallende Batteriespeicherkosten und Kosten für starke Netzanpassungen, die an einigen Standorten auftreten können, wurden bei der Ermittlung des Kostenpunkts „Weiteres“ nicht mitbetrachtet.

Eine Übersicht der ermittelten Kostenspannen je Ladepunkt kann Tabelle 2-1 entnommen werden. Die Kosten sind ohne Mehrwertsteuer zu betrachten. Im Use-Case Wohnort erhöht sich der

tatsächliche Preis entsprechend um 19 % für Nutzer:innen. Die genannten Werte sind als durchschnittliche Werte zu verstehen, die nicht die Kosten für Extremfälle abbilden.

Tabelle 2-1: Kostenannahmen für Pkw-Ladeinfrastruktur je Ladepunkt (in Tsd. EUR)

Ladeleistung (kW)	Wohnort		Arbeitsplatz		Kund:innen-Parkplatz, Straßenraum		Ladehub Siedlungsgebiet	Ladehub Achse
	11	11	50	22	50	150	350	
Hardware	0,5 – 1,5	0,5 – 1,5	13 – 20	2,5 – 4,5	13 – 20	25 – 50	65 – 100	
Weiteres*	1 – 2	1,2 – 2,5	10 – 12	1,5 – 3	10 – 12	40 – 55	60 – 100	
Betrieb (pro Jahr)	0 – 0,35	0 – 0,35	0,3 – 0,8	0,3 – 0,8	0,3 – 0,8	1 – 3	1,25 – 5	

Quelle: Zusammenstellung basierend auf Literaturrecherche und Expert:innengesprächen

*Planung, Genehmigung, Installation; Batteriespeicher- und Netzausbaukosten wurden nicht betrachtet

Aus den ermittelten Spannweiten der Kosten je Ladepunkt in den verschiedenen Use-Cases ergibt sich eine Investitionskostenpanne des Ladeinfrastrukturausbaus für die drei Szenarien: Die Investitionskosten beinhalten die Kostenpunkte „Hardware“ und „Weiteres“ (Tabelle 2-2), wobei notwendige Kosten für zusätzliche Speicher und gegebenenfalls angepasste Stromnetze nicht mit eingeschlossen sind. Zur Umsetzung des Szenarios Normalladen müssen demnach insgesamt rund 38,5 bis 78 Mrd. EUR investiert werden, darunter etwa 12 bis 18,5 Mrd. EUR für die öffentliche Ladeinfrastruktur. Im Szenario Mittelweg fallen als Investitionen in etwa 33,5 bis 68 Mrd. EUR zur Umsetzung des Ladeinfrastrukturaufbaus an, darunter 10 bis 15,5 Mrd. EUR für öffentliche Ladeinfrastruktur.

Insgesamt lässt sich erkennen, dass die Unterschiede zwischen den Szenarien hinsichtlich der Investitionskosten vergleichsweise gering sind. Nimmt man die untere Grenze der Kostenannahmen, liegen die Kosten bei 33,5 – 38,5 Mrd. EUR, bei der oberen Grenzen bei 68 – 78 Mrd. EUR. Durch die große Anzahl an Normal- und Schnellladepunkten im Szenario Normalladen sind die Gesamtkosten des Szenarios im Vergleich zu den zwei anderen am höchsten. Durch höhere zu installierende Ladeleistungen in den anderen beiden Szenarien, werden wie bereits in Tabelle 2-3 aufgezeigt deutlich weniger Ladepunkte benötigt. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Kosten für Batteriespeicher und mögliche aufwendige Stromnetzanpassungen nicht Teil der Kostenrechnungen sind. Auch wird in den Szenarien Ultraschnellladen und Mittelweg von stärkeren Entwicklungen im Bereich der Digitalisierung und dem Management der Ladeinfrastrukturnutzung ausgegangen, so dass auch in sonstigen Bereichen, die in den Ergebnissen der Kostenrechnung nicht mit aufgenommen sind, Mehrkosten für die Szenarien Mittelweg und Ultraschnellladen gegenüber dem Szenario Normalladen auftreten können. Im Endeffekt rücken die notwendigen Investitionskosten für die verschiedenen Szenarien noch enger zusammen.

Neben den Investitionskosten fallen regelmäßige Kosten für den Betrieb der Ladeinfrastruktur an. Hierunter können je nach Use-Case und Anwendungsort unterschiedliche Kosten anfallen, unter anderem Kosten für die gesetzliche Wartung, für den Backend-Betrieb und Nutzer:innenverwaltung sowie Kosten für das gewählte Abrechnungssystem insbesondere bei nicht-privater Ladeinfrastruktur.

Tabelle 2-2: Investitionskosten Pkw-Ladeinfrastruktur (in Mrd. EUR), 2020 - 2030

	Wohnort	Arbeitsplatz	Kund:innen-Parkplatz	Straßenraum	Ladehub Siedlung & Achse	Summe
Normalladen	15,5 – 40	11 – 24,5	1,5 – 2	7 – 10,5	4 – 7	38,5 – 78
Mittelweg	12,5 – 32,5	11 – 25	2 – 3	4,5 – 6,5	4 – 7	33,5 – 68
Ultraschnell-laden	12,5 – 32,5	11 – 25	1 – 1,5	4,5 – 7	4,5 – 7,5	33,5 – 68

Quelle: Eigene Berechnungen

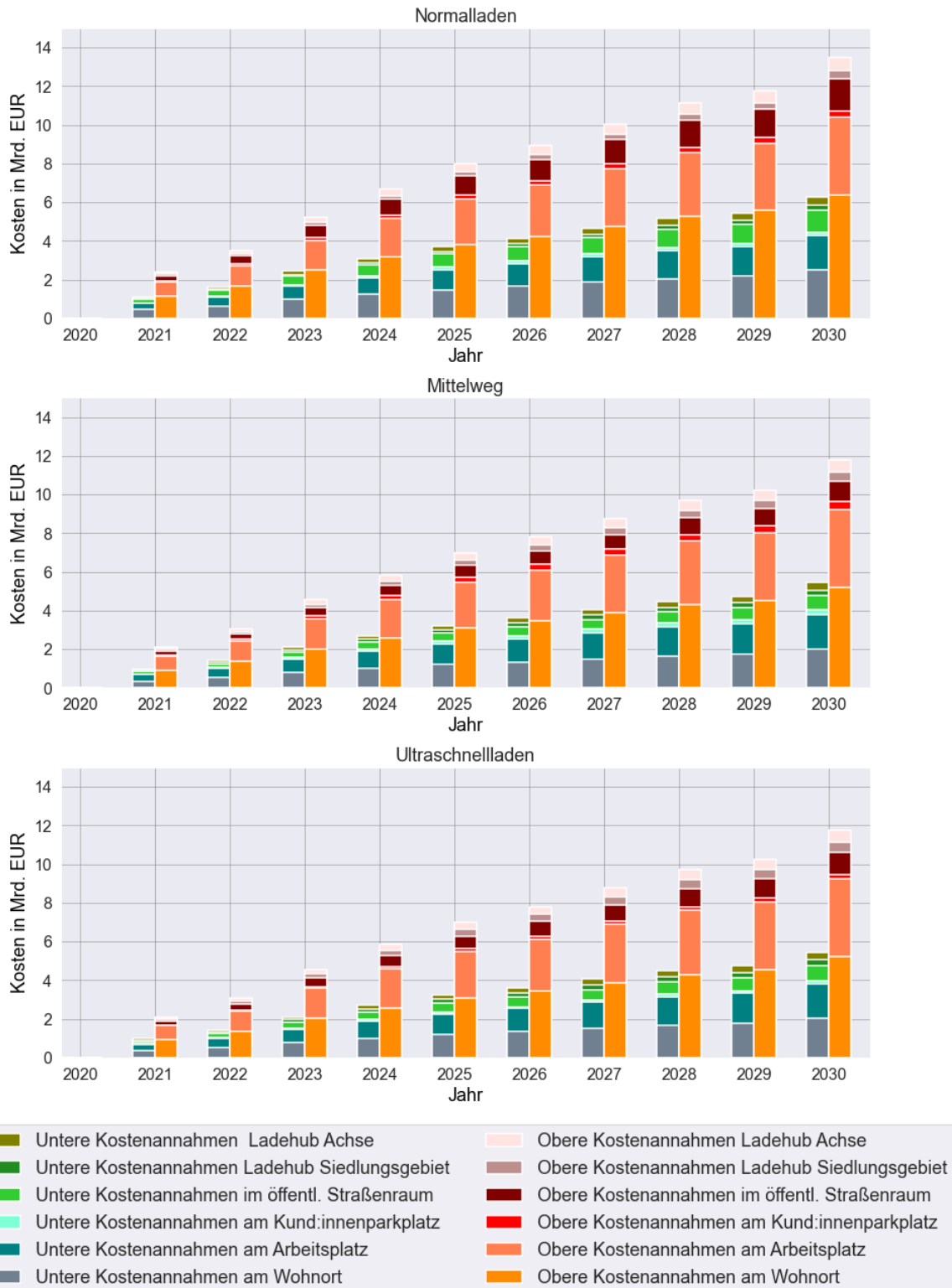
Eine jahresscharfe Aufteilung der minimalen und maximalen Investitionskosten auf die verschiedenen Use-Cases in den drei Szenarien ist in Abbildung 2-1 dargestellt. Aus der Tabelle und der Abbildung wird deutlich, dass ein Großteil der Investitionskosten bis 2030 im nicht-öffentlichen Raum, das bedeutet am Wohnort und am Arbeitsplatz, anfallen werden. Dies ist auf die hohe Anzahl an Ladepunkten zurückzuführen, die in diesen beiden Use-Cases aufgebaut werden müssen (vgl. Tabelle 1-4). Für den Aufbau von Ladeinfrastruktur am Wohnort können die aufkommenden Investitionskosten für die Installation der Ladepunkte und die Hardware selbst als Teil der Investition des batterieelektrischen Fahrzeugs betrachtet werden. Rund ein Drittel der gesamten Investitionskosten kommen zudem durch den abgeleiteten Aufbau von Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz zustande. Auch hier dürften die Investitionen zumindest teilweise als Teil der Elektrifizierung der Unternehmensflotte (Dienst- und Servicefahrzeuge) und damit mit dem Fahrzeugkauf direkt verbunden werden. Auch sind Unterschiede zwischen eher großen Unternehmen, in denen der Ladeinfrastrukturaufbau Teil des Flotten- und Facility-Managements sein wird, und eher mittleren und kleinen Unternehmen zu erwarten, bei denen die Ladeinfrastruktur eher als typische Wallboxen und einfachere Ladeinfrastruktursysteme zur Verfügung gestellt werden wird.

Der Aufbau von Ladeinfrastruktur an Kund:innenparkplätzen, beispielsweise vor Supermärkten, bedarf eher geringer Investitionskosten (2 – 3 Mrd. EUR). Nach Einschätzung einiger Expert:innen aus der Branche kann man davon ausgehen, dass das Angebot solcher Lademöglichkeiten zukünftig für die jeweiligen Unternehmen als ein Teil des Dienstleistungsangebots selbstverständlich sein wird, um ihre Attraktivität für Kund:innen zu erhöhen bzw. zu behalten. Es kann angenommen werden, dass Kund:innenparkplätze, die nicht mit Ladeinfrastruktur im Jahr 2030 ausgestattet sein werden, von einem Teil der Kund:innen nicht präferiert angefahren werden.

Für die Use-Cases mit Lademöglichkeiten im öffentlichen Raum treten Investitionskosten von „nur“ 10 – 19 Mrd. EUR auf. Dabei fällt ein großer Teil der Kosten auf den Aufbau von Normal- und Schnellladeinfrastruktur im öffentlichen Straßenraum (Use-Case UC-Pkw4) an. Diese Kosten können sich im tatsächlichen Aufbau gerade durch zukünftig gegebenenfalls komplexere Vorhaben noch durch zusätzliche Kosten für Tiefbauarbeiten und Netzanschluss erhöhen; außerdem müssen geeignete Flächen von den jeweiligen Kommunen bereitgestellt werden, um den Aufbau der Ladeinfrastruktur im öffentlichen Straßenraum voranzutreiben (siehe auch Kapitel 2.2). Die Investitionskosten für den Ausbau von Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum überwiegen deutlich die Investitionskosten für den Aufbau Ladehubs im Siedlungsgebiet und an Verkehrsachsen. Hierbei ist zu beachten, dass insbesondere bei dem Aufbau von Ladehubs Kosten für den Netzausbau und Speicherkonzepten hinzukommen können. Derzeit wird der Aufbau von Ladehubs bereits durch das Deutschlandnetz finanziert. Um einen flächendeckenden Aufbau auch in Kommunen im öffentlichen

Raum zu ermöglichen, ist es voraussichtlich notwendig, auch die Kommunen mit geeigneten Fördermechanismen zu unterstützen.

Abbildung 2-1: Jährliche Investitionskosten für Pkw-Ladeinfrastruktur nach Szenario



Quelle: Eigene Darstellung

2.1.2 Investitionskosten für den Aufbau von Ladeinfrastruktur für Lkw

Analog zu den Kosten für Pkw-Ladeinfrastruktur, wurden die Kosten für Lkw-Ladeinfrastruktur basierend auf einer Literaturrecherche und Expert:innen-Gespräche bestimmt. Es wurden die Kosten für vier unterschiedliche Ladeleistungen betrachtet: Normalladepunkte mit 100 kW, Schnellladepunkte bei 350 kW und HPC-Ladepunkte mit 500 kW bzw. 1 MW. Im Vergleich zur bestehenden Literatur zu Kosten für Pkw-Ladeinfrastruktur, existiert derzeit nur wenig Literatur zu den Investitions- und Betriebskosten für Ladeinfrastruktur für Lkw. Dies ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass derzeit nur für niedrige Ladeleistungen im privaten Raum Ladeinfrastruktur für Lkw aufgebaut wird. Entsprechend groß sind die Unsicherheiten der folgenden Kostenrechnung. Entsprechend wird auch hier mit Spannweiten gearbeitet, um verschiedene Investitionskostenentwicklungen abzubilden; die jeweiligen Kostenspannen sind in Tabelle 2-3 aufgeführt.

Ladeinfrastruktur mit einer Ladeleistung von 100 kW soll entsprechend der zuvor definierten Use-Cases am Depot und entlang der Achse für das Übernachten bzw. das Laden während längerer Standzeiten zur Verfügung stehen. Die Investitionskosten für Hardware und Weiteres wurden basierend auf verschiedenen Studien hergeleitet (Fraunhofer ISI; Fraunhofer IML; PTV Transport Consult 2017; ICCT 2019; ICCT 2021; Ray et al. 2021). Anschließend wurde die ermittelte Kostenspanne in einem Expert:innengespräch diskutiert und mit den erhobenen Kosten aus der Machbarkeitsstudie des Fraunhofer ISI validiert (Fraunhofer ISI 2021a). Es wird deutlich, dass die Hardware-Kosten deutlich höher sind als die für Ladeinfrastruktur mit der gleichen Ladeleistung für Pkw, was auf die verbaute Technik und die Verbreitung der Ladeinfrastruktur auf dem Markt zurückzuführen ist. Ladeinfrastruktur für Pkw hat sich in den letzten Jahren bereits entwickelt, wodurch die Kosten gesenkt werden konnten, Anpassungen der Kosten aufgrund technischer Entwicklungen werden voraussichtlich auch im Bereich Ladeinfrastruktur für Lkw stattfinden.

Die Spannweite für die Investitionskosten für Ladeinfrastruktur mit einer Ladeleistung von 350 kW wurden basierend auf der Studie des ICCT (2021) und der Marktanalyse des Fraunhofer ISI (2021a) abgeleitet. Die Spannweite beschreibt einen möglichen Entwicklungsspielraum, die Literaturrecherche im Rahmen der Marktanalyse zeigt eine hohe Varianz der Kosten und macht deutlich, dass zum Teil auch wesentlich höhere Kosten für Hardware und Installation in diesem Leistungsbereich erwartet werden. Analog zu den Kosten für Ladeinfrastruktur mit einer Ladeleistung von 100 kW liegen auch in diesem Leistungsbereich die Kosten je Lkw-Ladepunkt deutlich höher als die für Pkw-Ladepunkte.

Zur Finalisierung der Investitionskostenbetrachtung wurden die Kosten für ultraschnelles Laden recherchiert mit Ladeleistungen von 500 bzw. 1.000 kW. Diese Kosten basieren auf der Studie des Fraunhofer ISI zum Aufbau eines Hochleistungsschnellladenetz für Elektro-Lkw in Deutschland (ISI 2020) sowie auf Studien zu Ladeinfrastruktur mit niedrigeren bzw. höheren Ladeleistungen (Öko-Institut 2018; ICCT 2019; Burges und Kippelt 2021). Die Investitionskosten aus letzteren Studien wurden auf eine Ladeleistung von 500 bzw. 1.000 kW skaliert, um eine Investitionskostenpanne zu erhalten.

Der Kostenpunkt „Weiteres“ beinhaltet die Investitionskosten für Planung, Genehmigung und Installation des Ladepunkts. Es wurden keine Kosten für eventuell notwendige Batteriespeicher oder den Netzausbau betrachtet. Die Notwendigkeit eines Batteriespeichers bzw. des Ausbaus des Netzes ist standortabhängig und je nach Ausbaubedarf können die Kosten stark variieren.

Tabelle 2-3: Kostenannahmen für Lkw-Ladeinfrastruktur je Ladepunkt (in Tsd. EUR)

	Depot	Kund:innen	Übernachtladen	Ladehub	
Ladeleistung (kW)	100	350	100	500	1.000
Hardware	25 – 50	65 – 115	25 – 50	175 – 267	252 – 384
Weiteres*	18,5 – 55	60 – 100	18,5 – 55	92,5 – 275	133,2 – 396
Betrieb (pro Jahr)	0,45 – 0,85	1,25 – 5	0,45 – 0,85	2,7 – 10,8	3,9 – 15,6

Quelle: Zusammenstellung basierend auf Literaturrecherche und Expert:innengesprächen

*Planung, Genehmigung, Installation; Batteriespeicher- und Netzausbaukosten wurden nicht betrachtet

Basierend auf den ermittelten Investitionskostenstärken wurden die Investitionskosten je Szenario bis 2030 berechnet. Diese sind in Tabelle 2-4 aufgeführt. Die Investitionskosten beschreiben die Kosten für Hardware, sowie Planung, Genehmigungen und Installation. Sie sind als Orientierung zu betrachten, da die tatsächlichen Kosten je Ladepunkt standortbedingt stark abweichen können und große Unsicherheiten hinsichtlich der spezifischen Kosten und der Ladeinfrastrukturausgestaltung bestehen. Für die Umsetzung des Szenarios Depotladen müssen insgesamt 3,7 bis 8,7 Mrd. EUR bereitgestellt werden, darunter 80 bis 170 Mio. EUR für öffentliche Ladeinfrastruktur. Im Szenario Zwischenladen/Nachtladen müssen rund 3,5 bis 7,5 Mrd. EUR aufgewendet werden, hierunter 195 bis 410 Mio. EUR für öffentliche Ladeinfrastruktur. Das Szenario Ultraschnelles Laden liegt mit Investitionskosten von etwa 3,6 bis 7,7 Mrd. EUR ebenfalls in derselben Größenordnung. Davon fallen 500 Mio. bis 1 Mrd. EUR für die öffentliche Ladeinfrastruktur an.

Die Kostenschätzungen der drei Szenarien liegen damit sehr eng beieinander, wobei sich die Aufteilung zwischen den Kosten für den Aufbau von Ladeinfrastruktur im privaten Raum und im öffentlichen Raum zwischen den Szenarien unterscheidet. Das Szenario „Depotladen“ ist in den Gesamtinvestitionskosten bis zum Jahr 2030 das kostenintensivste, was auf den Ausbau der Ladeinfrastruktur in Depots zurückzuführen ist. Die Investitionskosten für den Aufbau öffentlicher Ladeinfrastruktur sind durch die Hardware- und Installationskosten der Ladeinfrastruktur mit hohen Ladeleistungen im Szenario „Ultraschnelles Laden“ maximal. Auch hier ist jedoch im Blick zu behalten, dass die Kosten für Batteriespeicher und Netzanpassungen nicht Teil der Kostenrechnungen sind. Entsprechend können gerade bei dem Szenario mit hoher Ladeleistung auch noch erhebliche Systemkosten hinzukommen, die nicht Teil der Rechnungen sind.

Tabelle 2-4: Investitionskosten Lkw-Ladeinfrastruktur (in Mio. EUR), 2024 - 2030

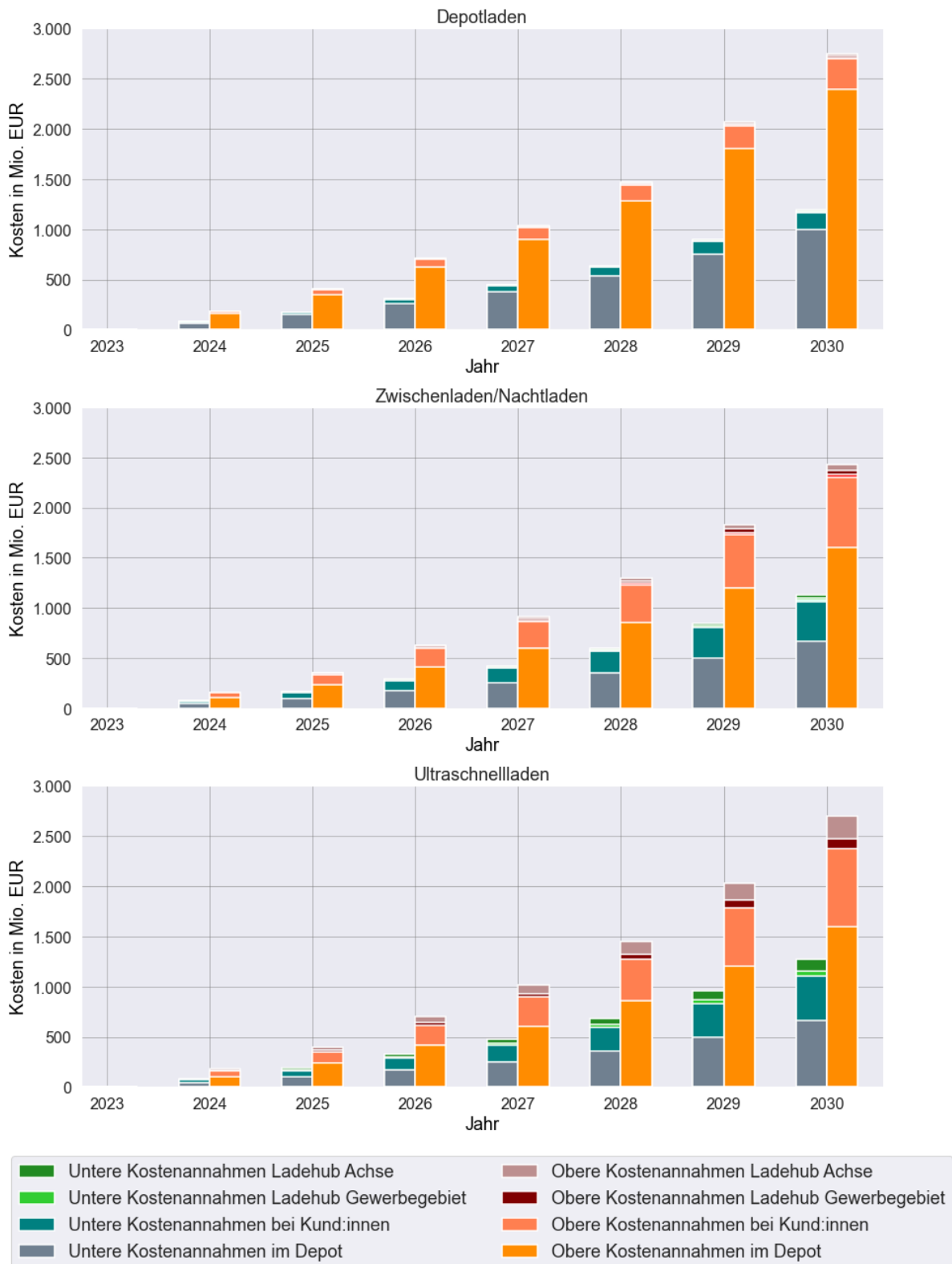
Szenario	Depot	Kund:innen	Übernacht	Gewerbegebiet	Achse	Summe
Depotladen	3.100 – 7.500	500 – 950	15 – 40	30 – 60	35 – 70	3.700 – 8.700
Zwischenladen / Nachtladen	2.000 – 5.000	1.250 – 2.200	40 – 90	70 – 150	85 – 170	3.500 – 7.500
Ultraschnell-laden	2.000 – 5.0	1.400 – 2.450	-	150 – 300	350 – 720	3.950 – 8.400

Quelle: Eigene Berechnung

In der Abbildung 2-2 sind die Investitionskosten bis 2030 jahresscharf nach Use-Case aufgezeigt. Die Höhe der Investitionskosten im Use-Case Depot werden hier nochmal für alle drei Szenarien deutlich.

Die Kosten für öffentliche Ladeinfrastruktur sind im Vergleich zu den Kosten nicht-öffentlicher Ladeinfrastruktur (Depot, Kund:innen) in allen drei Szenarien gering. Dennoch ist der Aufbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur insbesondere in den Szenarien Zwischenladen / Nachtladen und Ultraschnellladen relevant, um eine Marktdurchdringung von E-Lkw ab 2025 zu unterstützen. Insbesondere mit der Einführung von elektrifizierten Lkw im Fernverkehr wird der Ausbau entlang der Achse und in Gewerbegebieten für die Grundversorgung der Fahrzeuge notwendig sein.

Abbildung 2-2: Jährliche Investitionskosten der Lkw-Ladeinfrastruktur nach Szenario



Quelle: Eigene Darstellung

2.1.3 Vollkostenrechnungen (TCO) für Ladepunkte für Pkw

2.1.3.1 Grundlagen und Annahmen zur Berechnung der Vollkosten

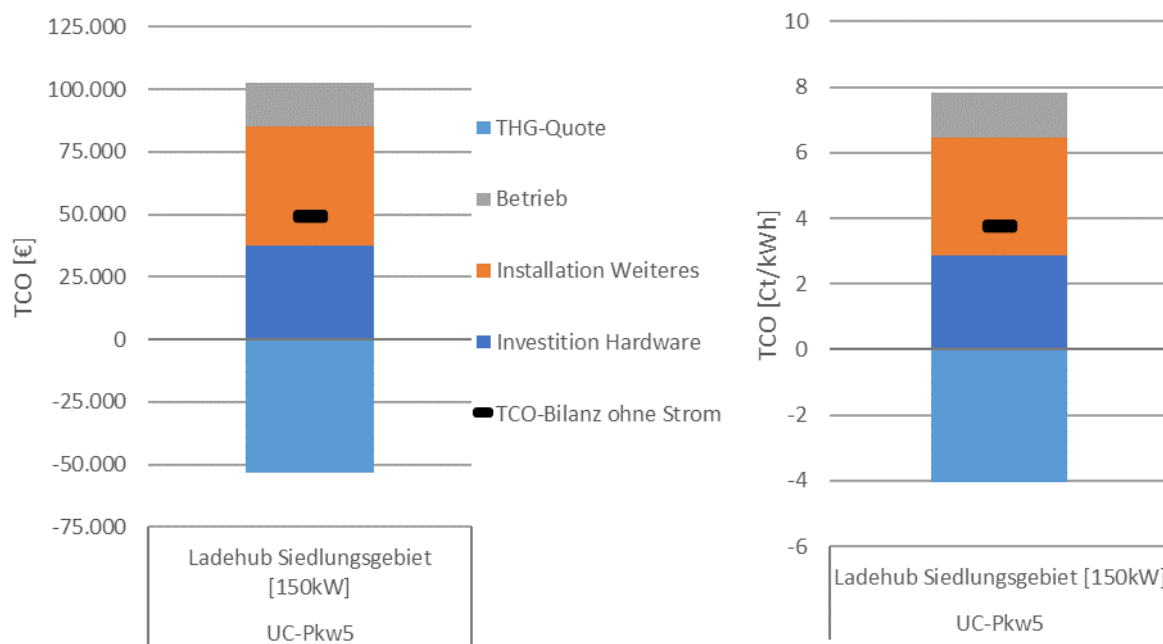
Die Abschnitte 2.1.1 und 2.1.2 betrachteten die gesamten Investitionskosten, die für den Ladeinfrastrukturaufbau in Deutschland in den drei abgeleiteten Szenarien aufgewendet werden müssen. Dabei stand zunächst noch nicht im Fokus, welche Akteure diese Kosten tragen und unter welchen Bedingungen es sich aus ihrer Perspektive um wirtschaftlich vorteilhafte Investitionen handelt. In diesem Abschnitt sowie in 2.1.4 soll diese Fragestellung anhand von Berechnungen der Vollkosten bzw. TCO (Total Cost of Ownership) unter Variation verschiedener Parameter erörtert werden. Dabei werden Anfangsinvestitionen sowie die laufenden Kosten und mögliche Einnahmen aufsummiert. Alle Einnahmen und Ausgaben werden entsprechend ihres Fälligkeitszeitpunktes mittels eines Kalkulationszinssatzes bewertet.

Bei nicht öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur am Wohnort oder auf Unternehmensgeländen werden in der Regel keine Einnahmen bei der Stromabgabe generiert. Hier ist die Fragestellung: Welche Kosten entstehen für Privatpersonen oder Unternehmen durch den Aufbau der Ladeinfrastruktur? Bei öffentlich zugänglicher, gewerblicher Ladeinfrastruktur hingegen stellt sich für die Betreiber die Frage, welche Einnahmen aus dem Ladestromverkauf generiert werden müssen, um die Ausgaben für die LIS zu refinanzieren. Profit-Margen und die Kosten für den Stromeinkauf sind bei diesen Betrachtungen nicht berücksichtigt. Aus den berechneten TCO pro Kilowattstunde lassen sich dementsprechend keine Angebotspreise an den Ladepunkten ableiten.

Die TCO werden jeweils pro Ladepunkt mit Kostenannahmen bei Anschaffung und Installation wie in Tabelle 2-1 bestimmt. In die Berechnung fließen zahlreiche Einflussfaktoren ein, deren langfristige Entwicklung mit vielen Unsicherheiten behaftet ist. Daher ist das Ziel dieser Betrachtungen nicht, allgemeingültige Aussagen darüber zu treffen, ob Ladeinfrastruktur in den verschiedenen Use Cases ein wirtschaftlich profitables Geschäftsmodell für die Betreiber ist bzw. welche Ladepreise an den Ladesäulen entstehen. Vielmehr sollen Abhängigkeiten und die Relevanz verschiedener Einflussgrößen gezeigt werden.

Abbildung 2-3 zeigt exemplarisch, woraus sich die TCO für einen Ladepunkt zusammensetzen, hier dargestellt am Beispiel des Use Case UC-Pkw5, dem Ladehub 150 kW im Siedlungsgebiet. Negative Zahlen (hier die Einnahmen aus der Treibhausgasquote) zeigen Einnahmen an. Der schwarze Balken markiert das Ergebnis, das sich beim Summieren aller Kosten und Einnahmen über die Lebensdauer ergibt. Die Darstellung erfolgt zunächst in absoluten Zahlen und anschließend dividiert durch die über die gesamte Lebensdauer geladene Menge an elektrischer Energie (hier, bei einer Auslastung von durchschnittlich 10 %, insgesamt 1.314 MWh über die Lebensdauer von 10 Jahren).

Abbildung 2-3: Exemplarische TCO-Betrachtung pro Ladepunkt (Basisfall) für UC-Pkw5 (Ladehub innerstädtisch), absolut (links) und pro geladene Kilowattstunde (rechts)



Quelle: Öko-Institut, eigene Berechnungen

Große Kostenblöcke sind die Hardware sowie weitere Installationskosten. Diese Ausgabenposten und die verwendeten Annahmen dazu werden in Abschnitt 2.1.1 erläutert. Die Hardwarekosten enthalten keine Pufferspeicher, da dies heute noch nicht als Standard gilt und Pufferspeicher je nach Ort der Installation zum Einsatz kommen müssen oder nicht. Auch sind mögliche Kosten für eventuell nötige, extrem aufwändige Stromnetzanpassungen in diesen Rechnungen nicht einbezogen, da diese sich zwischen den Standorten erheblich unterscheiden können. Im Basisfall wurde jeweils der Mittelwert der in Tabelle 2-1 dargestellten Spanne zwischen niedrigen und hohen Kostenannahmen angenommen. Ein Restwert nach Ende der Nutzungsdauer wird nicht angesetzt.

Unter großen Unsicherheiten stehen die anzunehmenden Ausgaben für die Pacht der erforderlichen Flächen, die zumindest in den Use Cases UC-Pkw5 und UC-Pkw6 relevant sein können. Eine Abschätzung dieses Kostenparameters ist besonders schwierig. Auch die durchgeführten Expert:inneninterviews konnten diese Unsicherheiten kaum verringern, unter anderem weil unterschiedliche Konstellationen und Geschäftsmodelle zwischen Flächeneigentümern und Ladeinfrastrukturbetreibern existieren und sich weiterentwickeln werden. Daher werden Pachtzahlungen zwischen diesen Akteuren nicht in jedem Fall geleistet. Aus diesen Gründen wurden Pachtzahlungen nicht in die TCO-Rechnung einbezogen.

Bei den Betriebskosten, deren Höhe über die Lebensdauer real konstant bleibt, wurde im Basisfall der Mittelwert der in Tabelle 2-1 dargestellten Spanne der Kostenannahmen angesetzt.

Einnahmen treten in der hier gewählten Betrachtung nur infolge des Treibhausgasquotenhandels auf, der in Abschnitt 2.1.3.2 ausführlich erläutert wird. Beim hier dargestellten Use Case handelt es sich um einen öffentlich zugänglichen Ladepunkt, bei dem die reale Menge an Ladestrom gehandelt

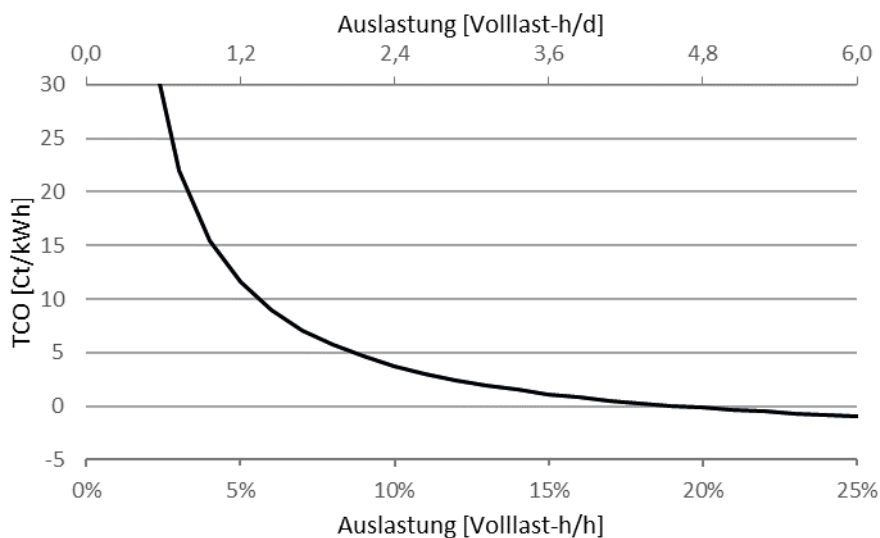
werden kann. Dafür werden in dieser exemplarischen Betrachtung über die gesamte Lebensdauer hinweg (nominal) konstante Einnahmen von 0,05 EUR/kWh angesetzt.

Im Basisfall werden eine Lebensdauer von zehn Jahren, eine Inflationsrate von 2 % und ein Kalkulationszinssatz von 5 % angesetzt.

Ausgaben für den Stromeinkauf und Einnahmen durch den Verkauf des Ladestroms an die Kund:innen sind bei den öffentlich zugänglichen Use Cases nicht Teil der Betrachtung, weil die Festlegung eines Abgabepreises aus Sicht der Betreiber als nachgelagerter Schritt betrachtet werden kann. Die hier durchgeführte TCO-Betrachtung ohne Ausgaben und Einnahmen kann für diese Preisbildung eine Grundlage sein. Die Zahlen pro Kilowattstunde können grundsätzlich als „pro geladene kWh“ verstanden werden. Auch eine mögliche staatliche Förderung des Ladeinfrastrukturaufbaus (z. B. durch die KfW) wird nicht berücksichtigt.

Im Folgenden werden nur die TCO bezogen auf die abgegebene Energiemenge (Ct / kWh) weiter betrachtet. Aufgrund der genannten Unsicherheiten werden keine singulären Bilanzen aufgestellt, sondern die TCO in Abhängigkeit von Eingangsparametern variiert. Zentrale Eingangsgröße für die Wirtschaftlichkeit ist die Auslastung. Im Basisfall mit mittleren Investitionskosten wurde für den UC-Pkw5 eine eher hohe Auslastung von 10 % angesetzt. Das bedeutet beispielsweise, dass im Mittel 2,4 h am Tag mit voller Leistung von 150 kW geladen wird oder aber 7,2 h mit 50 kW. In Abbildung 2-4 sind die TCO in Abhängigkeit von der Auslastung (prozentual bzw. als Volllaststunden am Tag) dargestellt. Aufgrund der zentralen Bedeutung der Auslastung wird diese in der Darstellung der Ergebnisse (Abschnitt 2.1.3.3) stets variiert.

Abbildung 2-4: TCO pro geladene Kilowattstunde für UC-Pkw5 (Ladehub im Siedlungsgebiet) in Abhängigkeit von der Auslastung des Ladepunkts



Quelle: Öko-Institut, eigene Berechnungen

2.1.3.2 Exkurs: Die THG-Quote als mögliche Erlösquelle

Die THG-Emissionsminderungsquote⁵ (kurz: Treibhausgasquote / THG-Quote) für die Inverkehrbringer fossiler Flüssigkraftstoffe verpflichtet Mineralölunternehmen und die

⁵ § 37a-h des Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG)

Tankstellenbetreiber in Deutschland dazu, die THG-Intensität der von ihnen für den Straßenverkehr in Verkehr gebrachten Energie über die Zeit zu reduzieren. Als Möglichkeit dazu stehen den verpflichteten Unternehmen klimafreundliche flüssige und gasförmige Kraftstoffe (z. B. Biokraftstoffe, E-Fuels, grüner Wasserstoff) zur Verfügung. Zusätzlich können sie auch THG-Minderungen, die sich durch die Nutzung von Strom in Straßenfahrzeugen ergeben, für die Zielerfüllung nutzen und so zur Finanzierung der benötigten Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge beitragen. Das Ziel für die Verminderung der THG-Emissionen steigt für die Inverkehrbringer von Kraftstoffen von 6 % (gültig seit 2020) ab dem Jahr 2022 (7 %) kontinuierlich und mit jährlich steigenden Anforderungen auf beispielsweise 10,5 % (2025), 17,5 % (2028) und 25 % (2030) an.

Für die Berechnung der THG-Emissionsminderungsleistung wird in der THG-Quote der Referenzwert von 94 g CO_{2e} / MJ als fossiler Vergleichswert der Well-to-Wheel-Emissionen angesetzt. Die Vorgaben zur THG-Minderung müssen gegenüber diesem Referenzwert erreicht werden. Zur Förderung bestimmter Kraftstoffe und Energieträger werden diese in der Berechnung der Emissionsreduktion durch die Mehrfachanrechnung des Energiegehalts mit einem Multiplikator stärker gewichtet; für die Anrechnung des im Straßenverkehr eingesetzten Strom wird beispielsweise der Multiplikator drei verwendet. Um die Effizienzvorteile des Elektromotors gegenüber einem Verbrennungsmotor zu berücksichtigen, kommt für die Emissionsbestimmung bei elektrischen Fahrzeugen zudem ein Anpassungsfaktor in der Höhe von 0,4⁶ zum Einsatz. So lässt sich die Verpflichtung für die Inverkehrbringer von Kraftstoffen im Straßenverkehr mit der folgenden Formel zusammenfassen:

$$THG-Quote_{Ziel,j} < 1 - \sum M_i * E_{i,j} * Em_{i,j} / \sum M_i * E_{i,j} * Em_{ref,j}$$

THG-Quote_{Ziel,j}: Zielwert der THG-Quote im Jahr j

M_i: Multiplikator des jeweiligen Kraftstofftyps bzw. Energieträgers i

E_i: Energiegehalt der in Verkehr gebrachten Kraftstoff- bzw. Energieträgermenge

Em_i: THG-Emissionen des jeweiligen Kraftstofftyps bzw. Energieträgers i

Em_{ref}: THG-Emissionen des fossilen Referenzkraftstoffs (94 g CO_{2e}/MJ)

Die Bestimmungen zur Berechnung der für die THG-Quote anzusetzenden THG-Emissionen der Stromnutzung im Verkehr sind in der 38. Bundes-Immissionsschutzverordnung (38. BImSchV) zu finden. Das Umweltbundesamt (UBA) veröffentlicht jährlich den THG-Emissionswert für die Emissionsberechnung des im Straßenverkehr eingesetzten Stroms, der auf den durchschnittlichen THG-Emissionen des Stromsystems beruht. Der derzeit gültige Emissionsfaktor für die Anrechnung von Strom auf die THG-Quote liegt demnach bei 119 g CO_{2e} / MJ (UBA 2021); mit dem Anpassungsfaktor von 0,4 für die Berücksichtigung des Effizienzvorteils batterieelektrischer Antriebe sinken die für das Jahr 2022 zu berücksichtigenden THG-Emissionen der Nutzung von Strom im Straßenverkehr auf 47,6 g CO_{2e} / MJ. Über den Zeitverlauf bis zum Jahr 2030 kann von einem Absinken der durchschnittlichen THG-Emissionen im Stromsektor ausgegangen werden, so dass die Höhe der vermiedenen Emissionen durch die Stromnutzung im Verkehr bei der Berechnung der Zielerfüllung wegen der höheren Zahl an elektrischen Pkw und dem sinkenden Emissionsfaktor des Stromsystems tendenziell über die Zeit zunehmen sollte.

⁶ Dieser Wert wird aus der 2,5 Mal so hohen Effizienz der batterieelektrischen Pkw abgeleitet. Der Wert ist in Anlage 3 der 38. BImSchV zu finden.

Bei der Anrechnung der vermiedenen Emissionen durch die Nutzung von Strom sind zwei verschiedene Fälle zu unterscheiden. Bei öffentlich zugänglichen Ladepunkten ist den Ladeinfrastrukturbetreibern die geladene Menge an Strom bekannt, so dass die Ladeinfrastrukturbetreiber den Inverkehrbringern von Kraftstoffen THG-Emissionsminderungszertifikate in entsprechender Höhe für deren Zielerreichung innerhalb der Quotenverpflichtung zur Verfügung stellen können. Anders ist das Berechnungsvorgehen bei sonstigen, nicht öffentlichen Ladepunkten: Da an diesen Ladepunkten die geladene Strommenge derzeit nicht rechtssicher nachgewiesen werden kann⁷, wird für die Ladung an solchen Ladepunkten mit Schätzwerten gearbeitet. Seit dem Jahr 2022 liegen die Schätzwerte für solche Ladepunkte bei einer jährlich geladenen Strommenge von 2.000 kWh (Pkw), 3.000 kWh (leichte Nutzfahrzeuge) und 72.000 kWh (Busse). Diese Strommenge können die Besitzer:innen rein elektrischer Fahrzeuge für die Ladung an solchen Ladepunkten in Anspruch nehmen und THG-Emissionsminderungszertifikate in entsprechender Höhe Verpflichteten zur Anrechnung zukommen lassen.

Heute und bis zum Jahr 2030 kann von einem ambitionierten Zielwert für die Erfüllung der THG-Quote ausgegangen werden, so dass hohe Preise für Zielerfüllungsoptionen zu erwarten sind⁸. Auch der Mechanismus zum Ansteigen der Ziele der THG-Quote (§ 37h des BImSchV), der bei einer hohen Anrechnungsmenge von Strom zum Tragen kommt, wird aller Voraussicht zu einem andauernd hohen Preis im THG-Quotenhandel beitragen, da die Inverkehrbringer für die Zielerfüllung weiterhin auf aller Voraussicht nach nicht in großen Mengen verfügbare Kraftstoffe wie strombasierte Flüssigkraftstoffe und fortschrittliche Biokraftstoffe zurückgreifen werden müssen, um die Ziele der THG-Quote einzuhalten.

Entsprechend können die Besitzer:innen rein elektrischer Fahrzeuge sowie die Ladeinfrastrukturbetreiber öffentlich zugänglicher Ladepunkte aus dem Verkauf der THG-Emissionsminderungszertifikate an die Verpflichteten der THG-Quote Erlöse generieren. Tabelle 2-5 zeigt mögliche jährliche Erlöse für Pkw (2.000 kWh) und Busse (72.000 kWh) bei unterschiedlichen Preisniveaus (in EUR / t CO₂e) für die THG-Emissionsminderung in der THG-Quote sowie verschiedenen THG-Emissionsintensitäten des Strommixes (in g CO₂e / kWh). Beim heutigen Emissionsniveau (119 g CO₂e / kWh) und den heutigen Preisen des THG-Quotenhandels (>400 EUR / t CO₂e) können Pkw-Besitzer:innen je BEV jährliche Erlöse von rund 350 bis 500 EUR erzielen. Diese Größenordnung spiegelt sich auch in den Angeboten von Dienstleistern wider, die die THG-Emissionsminderungszertifikate bündeln und an Verpflichtete weitergeben. Übersichten für Angebote solcher Dienstleister weisen Angebote in der Größenordnung 250 bis 400 EUR / a auf (electrive.net 16.12.2021). Bei sinkenden THG-Emissionen im Stromsektor und bei weiterhin hohen Preisen und einer gleichbleibenden Ausgestaltung des Instruments im THG-Quotenhandel können bis zum Jahr 2030 gegebenenfalls auch höhere jährliche Erlöse erzielt werden. Für Busse liegen die jährlichen Erlöse wegen des höheren Schätzwerts an genutzter Lademenge bei 12.500 bis 17.500 EUR (heute) und können zukünftig bei entsprechender Entwicklung auf bis zu jährlichen Einnahmen über 20.000 EUR ansteigen.

⁷ Es ist vorstellbar, dass das beschriebene Vorgehen angepasst wird, sobald die geladene Strommenge an nicht-öffentlich zugänglichen Ladepunkten rechtssicher nachgewiesen werden kann.

⁸ Aus Expert:innengesprächen ist bekannt, dass die Preise für Zielerfüllungsoptionen der THG-Quote heute bei 400 EUR / t CO₂e und höher liegen. Die Pönale für Nichterfüllung der THG-Emissionsminderung liegt bei 600 EUR / t CO₂e. Diese bildet den maximal erzielbaren Preis.

Tabelle 2-5: Erzielbare jährliche Erlöse (in EUR / a) für rein batterieelektrische Fahrzeuge (Pkw / Busse) durch den THG-Quotenhandel für die Ladung an nicht öffentlich zugänglichen Ladepunkten für verschiedene Preise des THG-Quotenhandels und verschiedene THG-Emissionsintensitäten des Stromsystems

Preis in EUR / t CO _{2e}	THG-Emissionen in g CO _{2e} / MJ				
	150	125	100	75	50
300	221 / 7.955	286 / 10.288	351 / 12.620	415 / 14.953	480 / 17.286
350	258 / 9.281	333 / 12.002	409 / 14.724	485 / 17.445	560 / 20.167
400	295 / 10.606	381 / 13.717	467 / 16.827	554 / 19.938	640 / 23.048
450	331 / 11.932	429 / 15.431	526 / 18.931	623 / 22.430	720 / 25.929
500	368 / 13.258	476 / 17.146	584 / 21.034	692 / 24.922	800 / 28.810
550	405 / 14.584	524 / 18.861	643 / 23.137	762 / 27.414	880 / 31.691

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Menge der verfügbaren THG-Emissionsminderungszertifikate für die Ladeinfrastrukturbetreiber öffentlich zugänglicher Ladepunkte ergibt sich aus der Menge des abgesetzten Stroms an dem jeweiligen Ladepunkt und die Ladeinfrastrukturbetreiber können durch den THG-Quotenhandel Erlöse je abgesetzte kWh an Strom erzielen. Bei den heutigen Rahmenbedingungen und heutigen Preisen der THG-Quote liegen die erzielbaren Erlöse in der Größenordnung 5 bis 10 Ct / kWh (Tabelle 2-6). Bei gleichbleibender Ausgestaltung und weiterhin hohem Preisniveau des THG-Quotenhandels können zukünftig möglicherweise auch höhere Erlöse in der Größenordnung 8 bis 13 Ct / kWh erzielt werden.

Tabelle 2-6: Erzielbare Erlöse (Ct / kWh) für die Ladung an öffentlich zugänglichen Ladepunkten für verschiedene Preise des THG-Quotenhandels und verschiedenen THG-Emissionsintensitäten des Stromsystems

Preis in EUR / t CO _{2e}	THG-Emissionen in g CO _{2e} /MJ				
	150	125	100	75	50
300	3,7	4,8	5,8	6,9	8,0
350	4,3	5,6	6,8	8,1	9,3
400	4,9	6,4	7,8	9,2	10,7
450	5,5	7,1	8,8	10,4	12,0
500	6,1	7,9	9,7	11,5	13,3
550	6,8	8,7	10,7	12,7	14,7

Quelle: Eigene Berechnungen

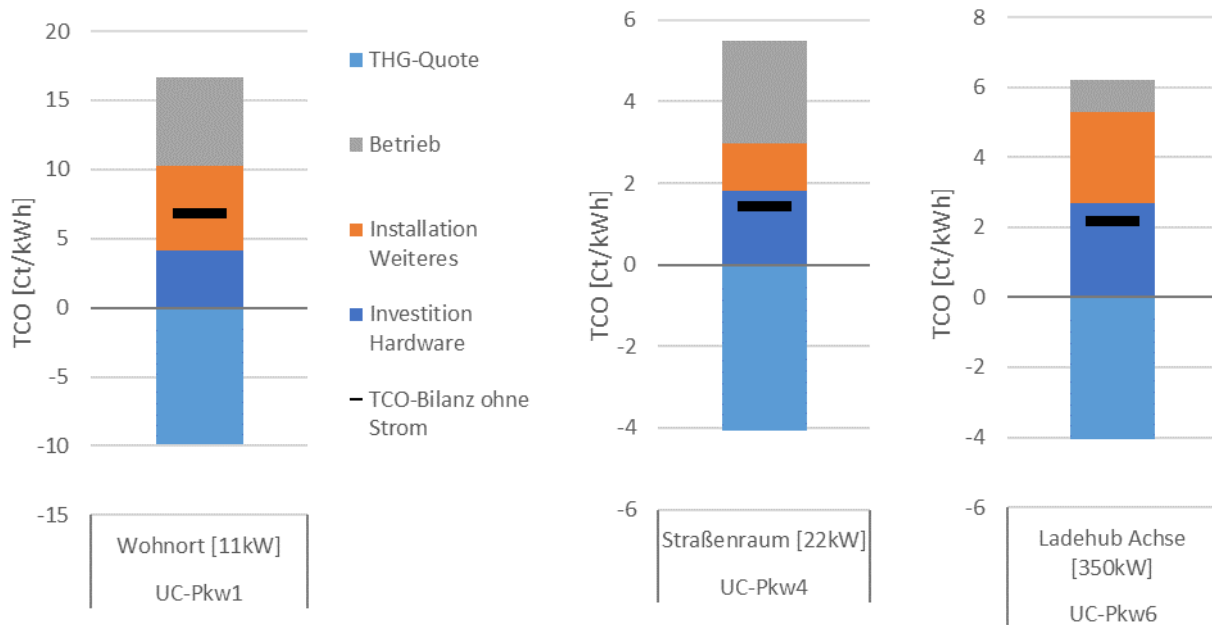
Die dargestellten Rechnungen zeigen die Wirkmächtigkeit der derzeitigen Ausgestaltung der THG-Quote als Anreizinstrumente für den Einsatz erneuerbarer Energieträger im Straßenverkehr. Durch das hohe Ambitionsniveau und die Mehrfachanrechnung erhalten bestimmte Energieträger, die mit Multiplikatoren eine höhere Gewichtung in die Berechnung der THG-Quote besitzen (z. B. fortschrittliche Biokraftstoffe, grüner Wasserstoff, E-Fuels), eine besonders hohe Anreizwirkung.

Neben der Nutzung batterieelektrischer Fahrzeuge sowie dem Betrieb öffentlicher Ladeinfrastruktur wird durch die THG-Quote auch die Nutzung dieser Kraftstoffe in ähnlicher Höhe finanziell angereizt; ähnlich wie bei öffentlichen Ladepunkten wird dieser finanzielle Anreiz jedoch nicht für den:die Fahrzeugnutzer:in sichtbar, da dieser direkt an den Produzenten der anrechenbaren Kraftstoffe weitergeleitet wird.

2.1.3.3 Ergebnisse der TCO-Betrachtungen für Pkw

Wie Abbildung 2-5 anhand von drei Anwendungsfällen zeigt, variieren die TCO pro geladene Kilowattstunde zwischen den verschiedenen Use Cases, sowohl in absoluten Zahlen als auch im Verhältnis der verschiedenen Kostenblöcke: Unter den Annahmen des Basisfalls⁹ (eher gut ausgelastete Ladepunkte) liegt die TCO pro kWh zwischen rund 2 und 7 Ct liegen.

Abbildung 2-5: Basisfall der TCO-Betrachtung für Pkw-Ladepunkte in verschiedenen Use Cases für öffentliche zugängliche und private Ladepunkte

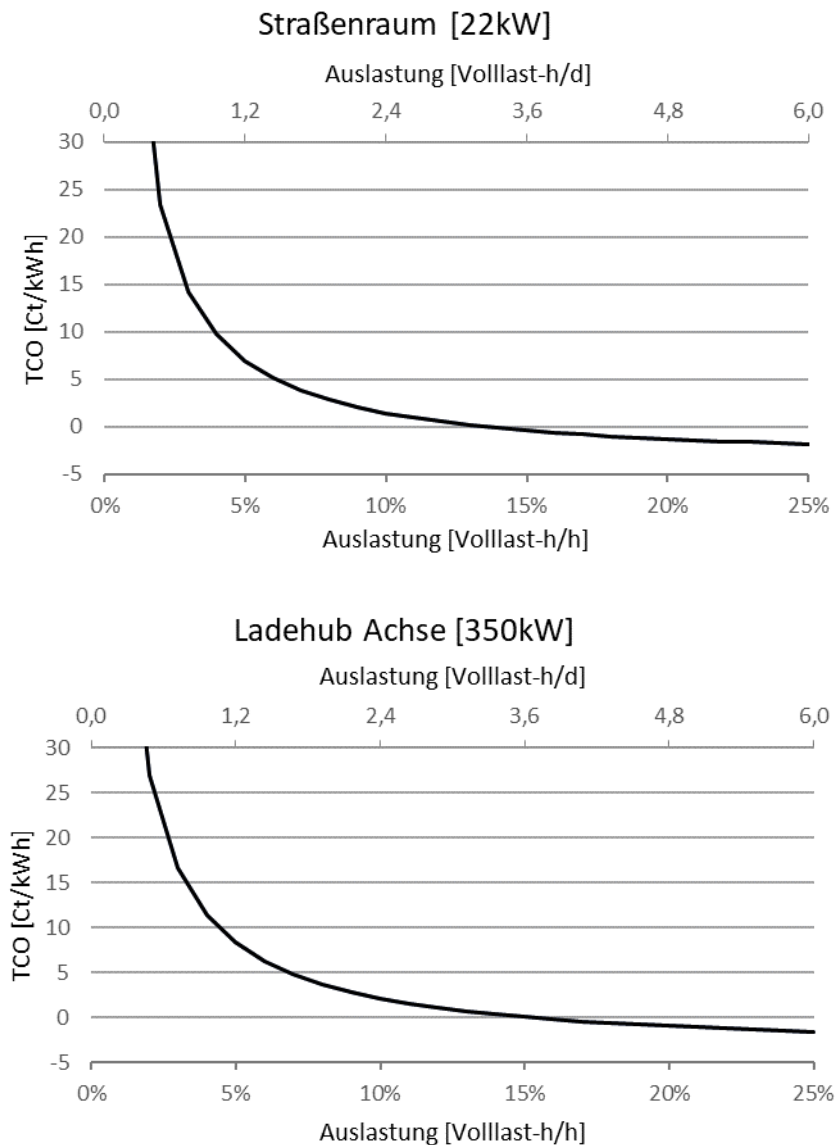


Quelle: Öko-Institut, eigene Berechnungen

In Abbildung 2-6 ist der Verlauf der TCO in Abhängigkeit von der Auslastung des Ladepunkts anhand der Beispiele UC-Pkw4 (22 kW im Straßenraum) und UC-Pkw6 (350 kW im Ladehub an der Achse) zu erkennen. Bei den getroffenen Basisannahmen werden die Installations- und laufenden Kosten in allen betrachteten Use Cases im Bereich zwischen 13 und 20 % Auslastung über die Einnahmen aus dem THG-Quotenhandel (Annahme: 5 Ct/kWh) refinanziert. Bei geringerer Auslastung unter 5 % steigen die Kosten steil an.

⁹ Annahmen: Einnahmen aus der THG-Quote für öffentlich zugängliche Ladepunkte 5 Ct / kWh, für nicht öffentlich zugängliche Ladepunkte: 350 EUR/a. Auslastung 0,75 Volllaststunden am Tag (3 % Auslastung) bei UC-Pkw1 sowie 2,4 Volllaststunden pro Tag (10 % Auslastung) bei UC-Pkw4 und UC-Pkw6. Weitere Annahmen vgl. Abschnitt 3.1.3.1. Zahlen inkl. Mehrwertsteuer für UC-Pkw1.

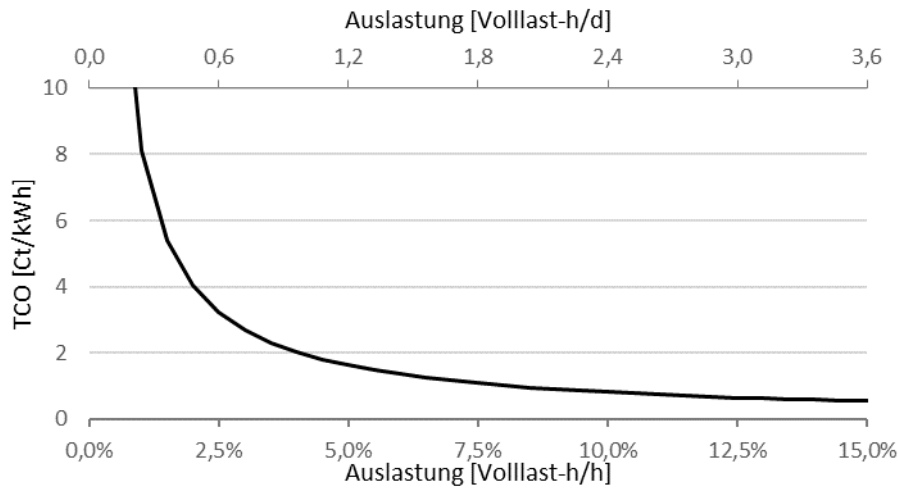
Abbildung 2-6: TCO pro geladene Kilowattstunde für UC-Pkw4 (oben) und UC-Pkw6 (unten) in Abhängigkeit von der Auslastung des Ladepunkts; Kostenannahmen: Basisfall



Quelle: Öko-Institut, eigene Berechnungen

Am Wohnort ist üblicherweise mit einem Ladepunkt pro Fahrzeug zu rechnen, weshalb eine Auslastung im einstelligen Bereich zu erwarten ist. Abbildung 2-7 zeigt den Einfluss der Auslastung auf die Wirtschaftlichkeit eines Ladepunkts am Wohnort (11 kW) bei geringen Installationskosten, d. h. beispielsweise in Einfamilienhäusern ohne Besonderheiten beim Stromanschluss (niedrige Installationskosten). Die TCO pro kWh liegen beispielsweise bei einer Auslastung von 3 % (0,72 Volllaststunden pro Tag, entspricht ca. 15.000 km Jahresfahrleistung bei einem Verbrauch von 0,2 kWh / km) bei 2,7 Ct / kWh und sind somit bei entsprechender Nutzung sehr gering.

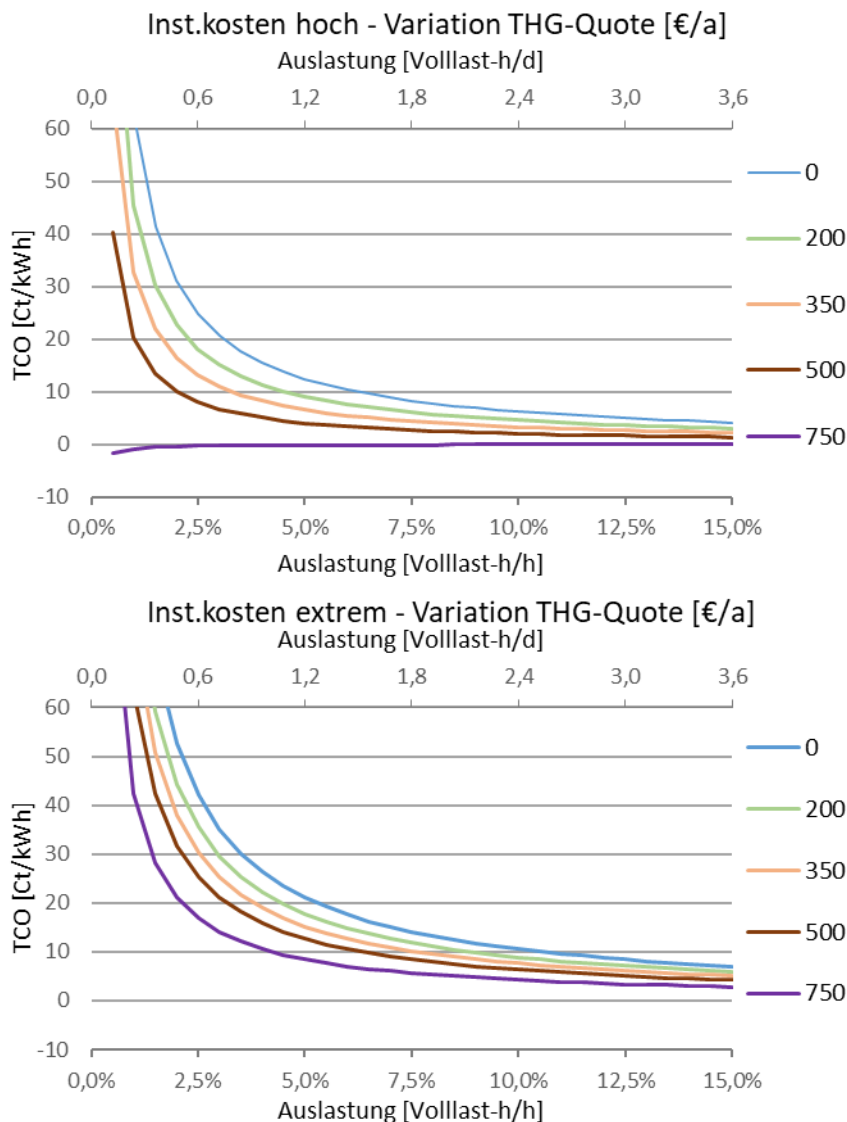
Abbildung 2-7: TCO pro geladene kWh für UC-Pkw1 (Wohnort, 11 kW), geringe Installationskosten, in Abhängigkeit von der Auslastung des Ladepunkts



Quelle: Öko-Institut, eigene Berechnungen

Wie in Abschnitt 2.1.1 erläutert, können die Installationskosten für einen heimischen Ladepunkt jedoch auch deutlich höher liegen. Während die Kosten für die Hardware relativ verlässlich kalkulierbar sind, können die weiteren Installationskosten je nach Situation stark variieren. Einflussfaktoren sind die Länge von Kabelwegen, Stromzähler und evtl. nötige Ertüchtigungsmaßnahmen von Hausanschluss und Verteilung innerhalb des Gebäudes. Gleichzeitig haben die erzielbaren Einnahmen durch die THG-Quote einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Abbildung 2-8 zeigt, dass bei 3 % Auslastung (0,72 Volllaststunden pro Tag) und hohen Installationskosten (3.500 EUR plus MwSt. für Hardware und sonstige Kosten) die TCO auf 0 bis 15 Ct / kWh steigen, abhängig vom THG-Quotenpreis. Bei extremen Installationskosten (insgesamt 7.000 EUR plus MwSt.) verschiebt sich diese Spanne auf 14 bis 30 Ct / kWh. Wird die Einnahmemöglichkeit durch die THG-Quote nicht in Anspruch genommen, liegen die TCO bei 21 (hohe Installationskosten) bzw. 35 Ct / kWh (extreme Installationskosten).

Abbildung 2-8: TCO pro geladene kWh am Wohnort (11 kW), hohe (oben) bzw. extreme (unten) Installationskosten, in Abhängigkeit von der Auslastung des Ladepunkts und der THG-Quote



Quelle: Öko-Institut, eigene Berechnungen

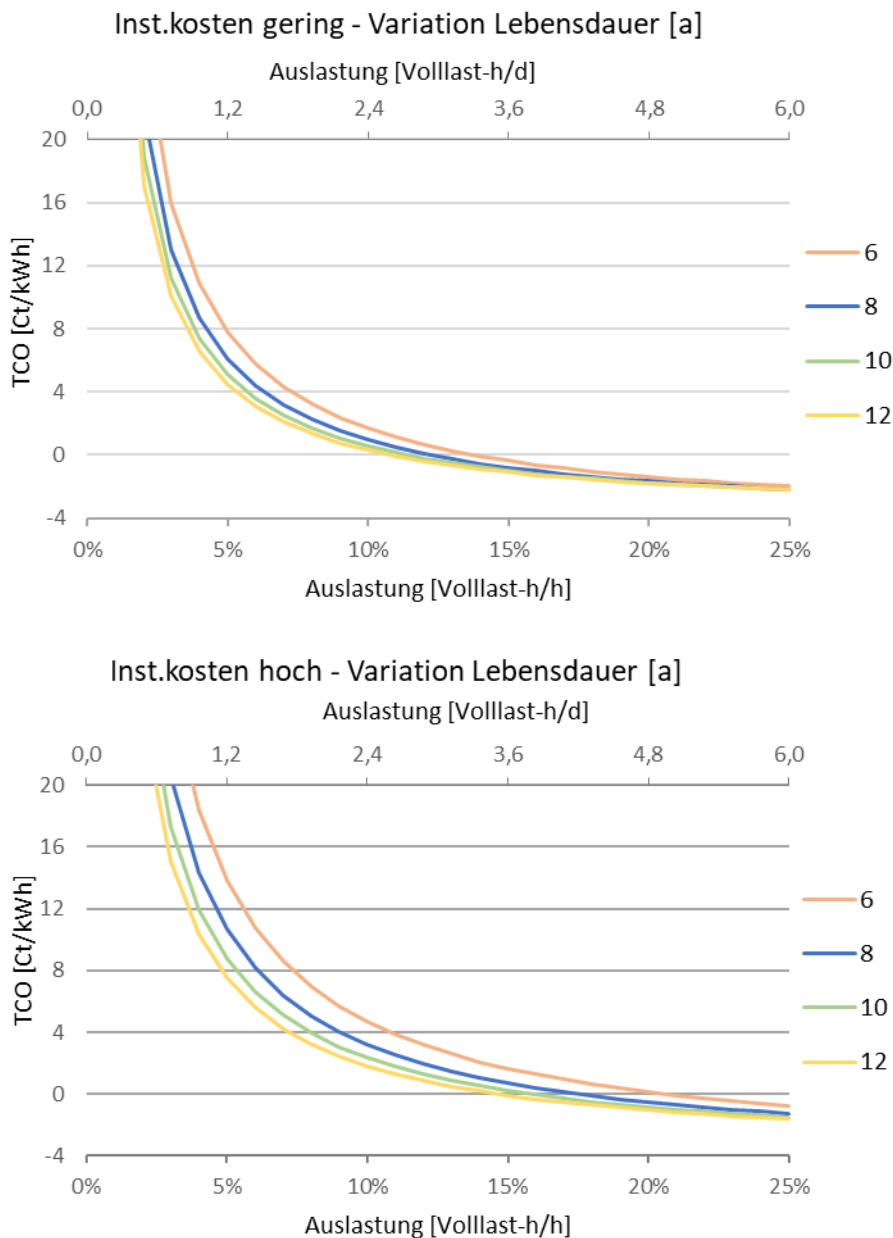
Für Normalladepunkte im Straßenraum (22 kW) wird in Abbildung 2-9 der Einfluss der Lebensdauer auf die TCO gezeigt, zunächst (oberes Diagramm) für den Fall geringer Installationskosten (insgesamt 4.000 EUR für Hardware und weitere Installationskosten): Eine doppelte Lebensdauer (zwölf statt sechs Jahre) senkt die Kosten im Bereich zwischen 10 und 15 % Auslastung um etwa 0,7 bis 1,4 Ct / kWh. Anders ausgedrückt wird der Break-Even, an dem die Kosten des Ladepunkts allein aufgrund der Einnahmen durch die THG-Quote (nominal über die Lebensdauer 5 Ct / kWh) refinanziert werden, von ca. 14 auf 11 % Auslastung gesenkt.

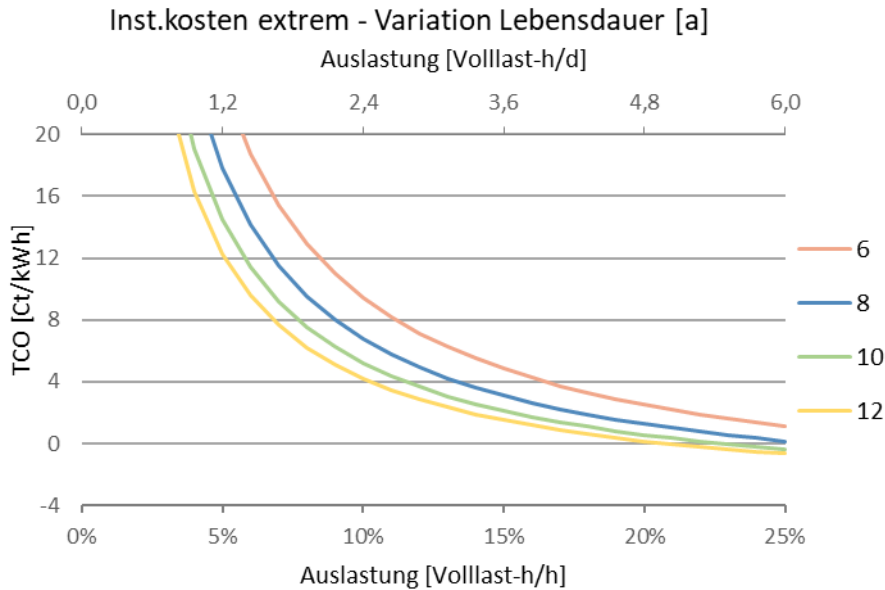
Im Fall hoher Installationskosten für öffentliche Normalladeinfrastruktur im Straßenraum, d. h. bei insgesamt 7.000 EUR für Hardware und weitere Installationskosten, verschiebt sich der Break Even auf 14 bis 21 % Auslastung (mittleres Diagramm in Abbildung 2-9). Bei einer geringen Auslastung von 5 % bzw. 1,2 Volllaststunden am Tag müssten pro kWh bereits ca. 7 bis 14 Ct / kWh

eingemommen werden, um die Ausgaben für den Ladepunkt zu refinanzieren. Die Wirkung der Lebensdauer auf die TCO ist in dieser Konstellation deutlicher als bei geringen Installationskosten.

Bei extremen Installationskosten (insgesamt 13.000 EUR) wird der Break Even erst bei einer Auslastung von 21 bis 31 % erreicht bzw. es müssten bei 5 % Auslastung bzw. 1,2 Volllaststunden am Tag ca. 12 bis 24 Ct / kWh zur Refinanzierung eingenommen werden (unteres Diagramm in Abbildung 2-9).

Abbildung 2-9: TCO pro geladene kWh im Straßenraum (22 kW) in Abhängigkeit von Installationskosten, Auslastung und Lebensdauer des Ladepunkts

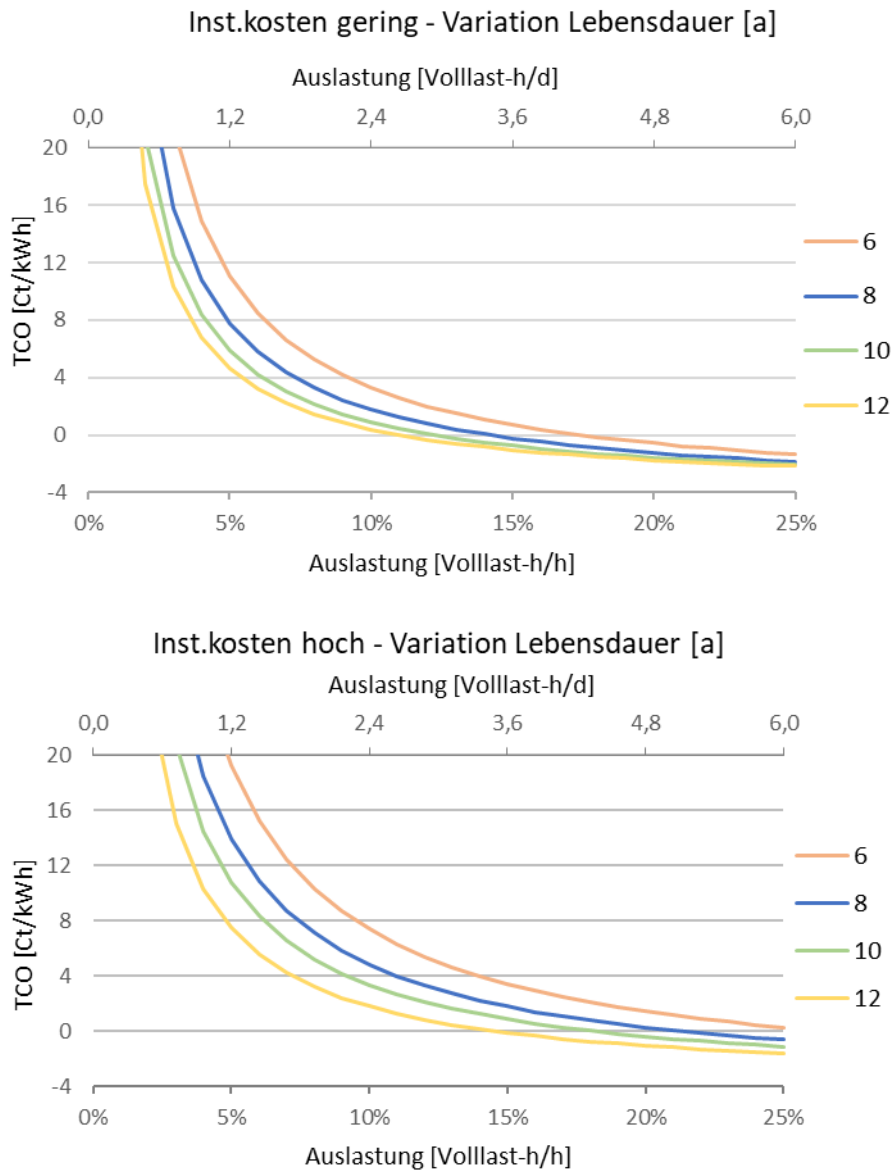


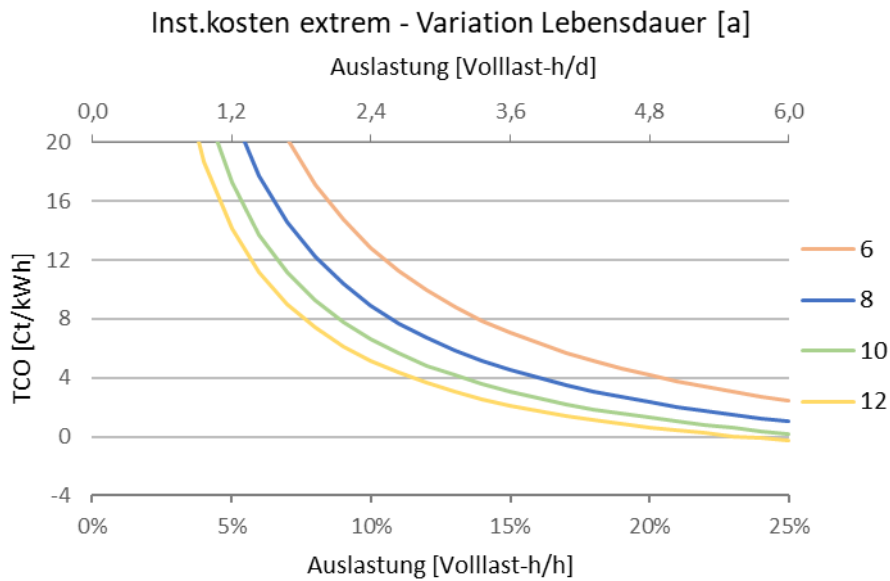


Quelle: Öko-Institut, eigene Berechnungen

Wie schon in Abbildung 2-5 ersichtlich, verteilen sich die Kosten bei 350-kW-Ladehubs an Achsen (UC-Pkw6) deutlich anders: So treten beim Ladehub z. B. die Betriebskosten in den Hintergrund, während die Installationskosten einen deutlich größeren Anteil an den TCO einnehmen. Da sich Ladehubs in einem früheren Stadium des Rollouts befinden und standortspezifische Bedingungen zu erheblichen Mehrkosten führen können, unterliegen die Kostenannahmen zudem einer größeren Unsicherheit. Entsprechend verschiebt sich die Bedeutung der Einflussgrößen Installationskosten und Lebensdauer: Unter geringen Installationskosten (125.000 EUR für Hardware und weitere Kosten) wird der Break-Even bei einer Auslastung von 11 % bei zwölf Jahren Lebensdauer bzw. von 17 % bei sechs Jahren Lebensdauer erreicht (s. Abbildung 2-10, oberes Diagramm). Diese Spanne verschiebt sich bei hohen bis extrem hohen Installationskosten (200.000 bzw. 300.000 EUR) auf 16-27 % bzw. 23-39 % (s. Abbildung 2-10, mittleres / unteres Diagramm). Um die Kosten des Ladepunkts zu refinanzieren, muss das betreibende Unternehmen bei 10 % Auslastung je nach Lebensdauer und Installationskosten Einnahmen zwischen 0,4 und knapp 13 Ct / kWh erzielen.

Abbildung 2-10: TCO pro geladene kWh beim Ladehub (350 kW) in Abhängigkeit von Installationskosten, Auslastung und Lebensdauer des Ladepunkts

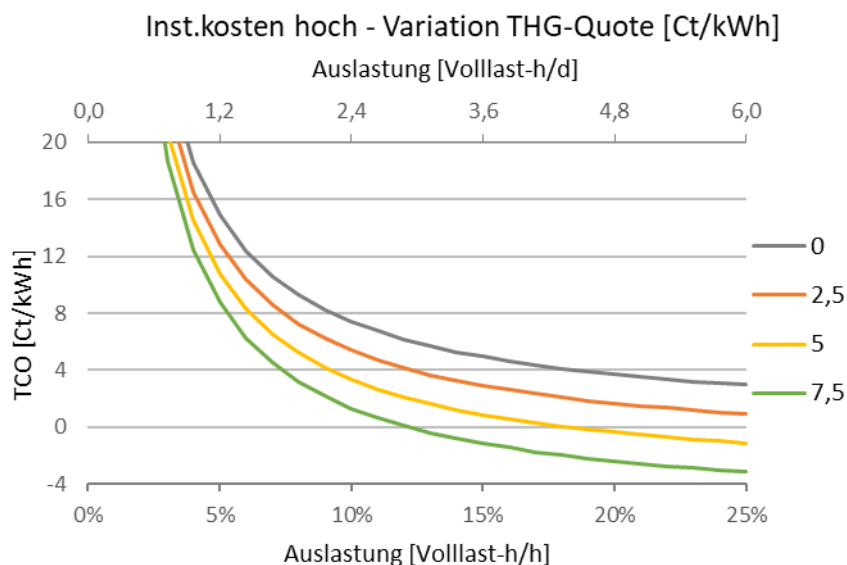




Quelle: Öko-Institut, eigene Berechnungen

Zuletzt zeigt Abbildung 2-11, dass die Höhe der durch den THG-Quotenhandel erzielbaren Einnahmen eine starke Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit eines 350-kW-Ladehubs haben. Wenn bei hohen Installationskosten 7,5 statt 2,5 Ct/kWh durch die THG-Quote erzielt werden können, verschiebt dies den Break Even von 37 auf 12 % Auslastung. Bei einer Auslastung von 10 % müssen bei diesen THG-Quotenpreisen zur Refinanzierung zwischen 1,3 und 5,4 Ct/kWh eingenommen werden. Wird die Einnahmemöglichkeit durch die THG-Quote nicht in Anspruch genommen, liegen die Vollkosten bei 10 % Auslastung bei 7,4 Ct/kWh.

Abbildung 2-11: TCO pro geladene kWh beim Ladehub (350 kW) bei hohen Installationskosten, in Abhängigkeit von der Auslastung des Ladepunkts und den Erlösen der THG-Quote



Quelle: Öko-Institut, eigene Berechnungen

2.1.3.4 Erkenntnisse und Fazit aus den Kostenrechnungen für Pkw

Die Darstellungen zu den Investitionskosten unterscheiden sich zwischen den Szenarien nicht im großen Maßstab. An der unteren Grenze der Kostenbetrachtung liegen die notwendigen Investitionen in die private und öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur bis zum Jahr 2030 bei 34 – 39 Mrd. EUR; bei der oberen Grenze sind die Investitionskosten mit 68 – 78 Mrd. EUR ebenfalls in einer eher engen Spanne. Auch ist davon auszugehen, dass sonstige Kosten, die nicht mit in Kostenrechnung eingeflossen sind wie beispielsweise Puffersysteme zur Stromnetzintegration, in dem Szenario mit niedrigsten Kosten (Szenario Ultraschnellladen) wegen der hohen Zahl an ultraschnellen Ladepunkten höher sind als in den übrigen Szenarien. Aus Sicht der Investitionskosten lässt sich daher keine Empfehlung für eine zukünftige bevorzugte Ausgestaltung der Ladeinfrastruktur ableiten.

Die Betrachtung der Investitionskosten für Ladeinfrastruktur für Pkw bis 2030 hat aber auch gezeigt, dass hohe Investitionskosten notwendig sind, um Ladeinfrastruktur für die Grundversorgung elektrifizierter Fahrzeuge in den Use-Cases UC-Pkw1 und UC-Pkw2 (Wohnort und Arbeitsplatz) zu installieren. Diese Kosten verteilen sich auf eine Vielzahl von Nutzer:innen und können insbesondere am Wohnort als Teil der Investition für das elektrifizierte Fahrzeug beim Kauf betrachtet werden. Dennoch ist es von hoher Relevanz hier weiterhin Förderung anzubieten (am Wohnort und an Unternehmensstandorten), die vor allem darauf abzielt, ebenfalls private bzw. nicht-öffentliche Ladepunkte auch an Standorten zu ermöglichen, an denen die Installation aufgrund von erhöhten baulichen Aufwänden (z. B. Tiefbauarbeiten, Netzertüchtigung) für die Nutzer:innen sehr kostenintensiv ist.

Ladeinfrastruktur für Pkw muss ebenfalls bis zum Jahr 2030 im öffentlichen Raum entsprechend des Fahrzeughochlaufs weiter ausgestaltet werden. Entsprechend der Ausgestaltung der Szenarien und der Kostenannahmen liegen die benötigten Investitionskosten für öffentlich zugängliche Ladepunkte bei 7 – 19 Mrd. EUR und sind daher eher niedrig im Vergleich zu den Investitionsbedarfen auf privaten Flächen. Hier ergänzen die Use-Cases UC-Pkw3 (Kund:innenparkplätze) und UC-Pkw4 (öffentlicher Straßenraum) die Grundversorgung am Wohnort. Die Investitionskosten für Ladepunkte an relevanten Verkehrsachsen und Ladehubs im Siedlungsgebiet, die zügig für die Flächendeckung der Ladeinfrastruktur benötigt werden, fallen mit 3 – 7 Mrd. EUR eher gering aus. Dabei ist jedoch zu beachten, dass Kosten für die Netzertüchtigung, möglicherweise notwendige Batteriespeicher und potenziell auftretende Kosten für den Kauf von Flächen nicht mit in die Kostenrechnung mit eingeflossen sind. Diese Aspekte sollten jedoch genau bei diesen Use-Cases eine nicht zu vernachlässigender Kostenaspekt sein.

Die TCO-Betrachtungen für Pkw-Ladepunkte in Abschnitt 3.1.3.3 zeigen, dass der Business Case von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Pkw sehr differenziert betrachtet werden muss. Abhängig von Standortbedingungen, die auf die Installationskosten wirken, der gewählten Hardware, ihrer Lebensdauer und laufenden Kosten sowie der Entwicklung der THG-Quotenpreise ergibt sich hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Use-Cases eine breite Spanne. Zentraler Faktor für die Kostenrechnung ist die Auslastung eines Ladepunkts: Wird eine hohe Auslastung erzielt, können in manchen Fällen allein aufgrund der Einnahmen durch den THG-Quotenhandel die Kosten für die Installation und den Betrieb der Ladeinfrastruktur gedeckt werden. Bei ansonsten mittleren Kostenannahmen wird dieser Punkt bei den Use Cases für öffentlich zugängliche Ladepunkte im Bereich der Auslastung von 10 – 20 %, also bei etwa zwei bis fünf Volllaststunden täglich, erreicht. Zu beachten ist aber, dass mehrere Faktoren die erzielbare maximale Auslastung eines Ladepunkts grundsätzlich deutlich schmälern: Nachfrageschwankungen

vor allem im Tagesgang (geringeres Verkehrsaufkommen während der Nachtstunden), Wechselzeiten zwischen einzelnen Ladevorgängen und die Tatsache, dass bisher viele Fahrzeugmodelle die angebotenen Ladeleistungen aufgrund technischer Restriktionen nicht abrufen können. Zudem kommt bei vielen Ladepunkten die abflachende Ladekurve bei steigendem Ladestand der Batterie (vor allem beim Schnellladen mit Gleichstrom) hinzu: Bei hohem Ladestand verringert sich die Ladeleistung deutlich, sodass der Ladepunkt nicht bei Volllast laufen kann. Die potenziellen Erlöse aus der THG-Quote erhöhen die Wirtschaftlichkeit der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur erheblich und tragen damit zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit auch an weniger gut ausgelasteten Ladepunkten bei.

Der steile Anstieg der TCO-Kosten bei niedrigen Auslastungswerten (<5 %) zeigt auch, dass der Betrieb von Ladepunkten an wenig genutzten Ladestandorten erhebliche Kosten verursacht und Ladepunkte an solchen Standorten sehr viel weniger wirtschaftlich sind als die übrigen Ladepunkte. Hinsichtlich der Förderpolitik sollten solche Standorte im Mittelpunkt der Förderung stehen. Durch die zusätzlichen Erlös-Möglichkeiten mit der THG-Quote erscheint eine Förderpolitik mit der „Gießkanne“ für alle Ladepunkte im öffentlichen Raum wenig zielführend zu sein.

Bei privaten Ladepunkten für Pkw fallen bei einem realistischen Nutzungsaufkommen (3 % Auslastung) im mittleren Szenario Kosten für die heimische Wallbox von rund 7 Ct/kWh an, wenn zusätzliche Erlöse von 350 EUR pro Jahr aus der THG-Quote mit einberechnet werden. Auffällig ist hier die hohe Bedeutung der Installationskosten: In besonders schwierigen Situationen hinsichtlich der baulichen Situation bzw. des Netzanschlusses (Annahme: 7.000 EUR für Hardware und weitere Installationskosten anstatt 3.500 EUR im Fall von hohen Kosten) können diese trotz der Einnahmen durch die THG-Quote in einen Bereich von 25 Ct/kWh steigen. Finanziell könnte für die Nutzer:innen der batterieelektrischen Fahrzeuge die Nutzung öffentlicher Ladepunkte in diesem Fall vorteilhaft sein; aus Sicht der Verfügbarkeit und Zugänglichkeit ist die Installation eines eigenen Ladepunkts jedoch weiterhin vorteilhaft. Die finanzielle Förderung durch die Politik für private Ladepunkten sollte sich entsprechend auf solche Fälle konzentrieren, in denen die baulichen und Netzertüchtigungskosten weit über den Standardkosten liegen.

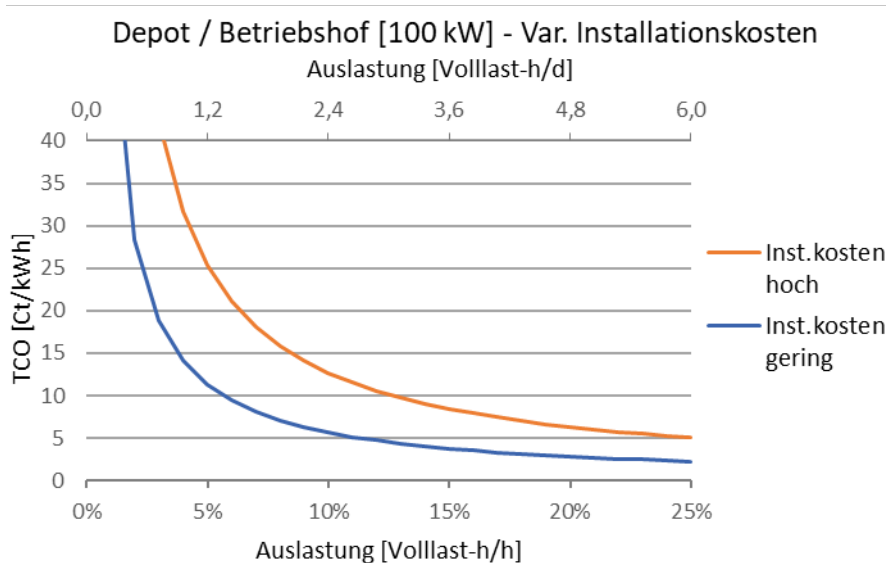
Nicht im Detail dargestellt in Abschnitt 3.1.3.3 ist der Use-Case der Ladepunkte am Arbeitsplatz (UC-Pkw2). Bei mittleren Kostenannahmen ergeben sich für einen 50-kW-DC-Schnelllader bei einer 10 %-igen Auslastung Vollkosten im Bereich von 7 Ct/kWh. Ein 11-kW-AC-Normallader liegt hingegen bei gleicher Auslastung nur bei 1,6 Ct/kWh. Bei langen Standzeiten auf dem Unternehmensgelände (Dienstwagen und private Pendler:innen-Pkw tagsüber bzw. Poolwagen nachts) erscheint vor allem bei intelligenter Steuerung der Ladevorgänge eine eher hohe Auslastung auch bei Ladepunkten mit 11 kW Ladeleistung möglich. Daher ist davon auszugehen, dass aus Kostengründen und aus praktischen Erwägungen Schnelllader auf Unternehmensgeländen mittelfristig nur einen geringen Anteil ausmachen werden und vor allem für Besucher:innen und das Kurzzeitparken angeboten werden.

2.1.4 Total Cost of Ownership von Ladepunkten für Lkw

Auch bei Ladepunkten für Lkw ist die Auslastung der zentrale Einflussfaktor für die Wirtschaftlichkeit. Allgemeingültige Annahmen darüber, zu welchem Grad die Ladeinfrastruktur in den verschiedenen Use Cases ausgelastet werden kann, können aufgrund des frühen Marktstadiums nicht getroffen werden. In Abbildung 2-12 sind die TCO eines 100-kW-Depotladers (UC-Lkw1) abhängig von der Auslastung im Basisszenario dargestellt. Zugrunde gelegt ist hier wiederum der Mittelwert der Kostenangaben aus der Literatur entsprechend Tabelle 2-3. Einnahmen aus dem THG-

Quotenhandel sind nicht angenommen, da die Ladepunkte nicht öffentlich zugänglich sind und bisher, anders als beim Pkw oder bei Bussen, kein alternativer pauschaler Ansatz für nicht öffentlich zugängliche Ladepunkte existiert. Im Fall niedriger Installationskosten (43.500 EUR) und 10 % Auslastung liegen die TCO beispielsweise bei 3 Ct / kWh. Bei hohen Installationskosten (105.000 EUR) und 10 % Auslastung erreichen sie 12 Ct / kWh.

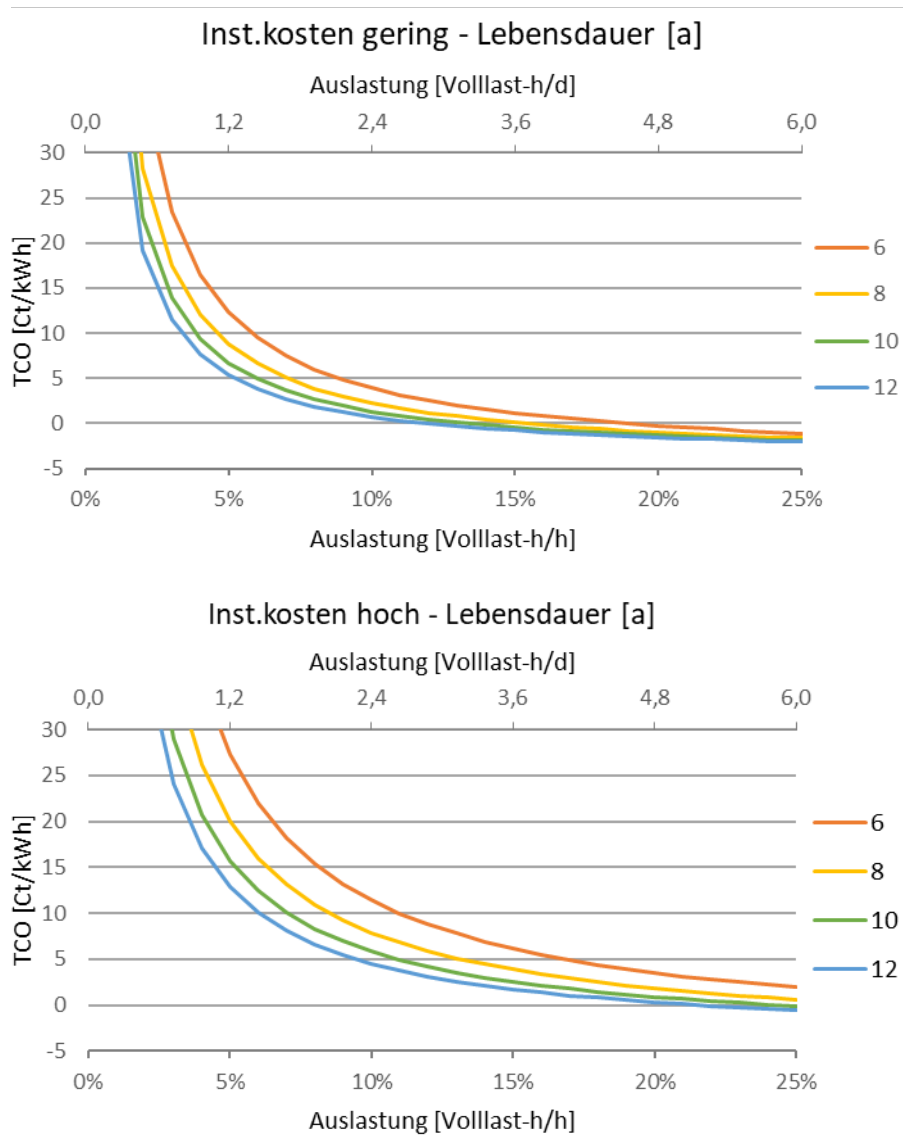
Abbildung 2-12: TCO pro geladene kWh im Depot / auf dem Betriebshof (UC-Lkw1, 100 kW) in Abhängigkeit von der Auslastung des Ladepunkts und den Installationskosten

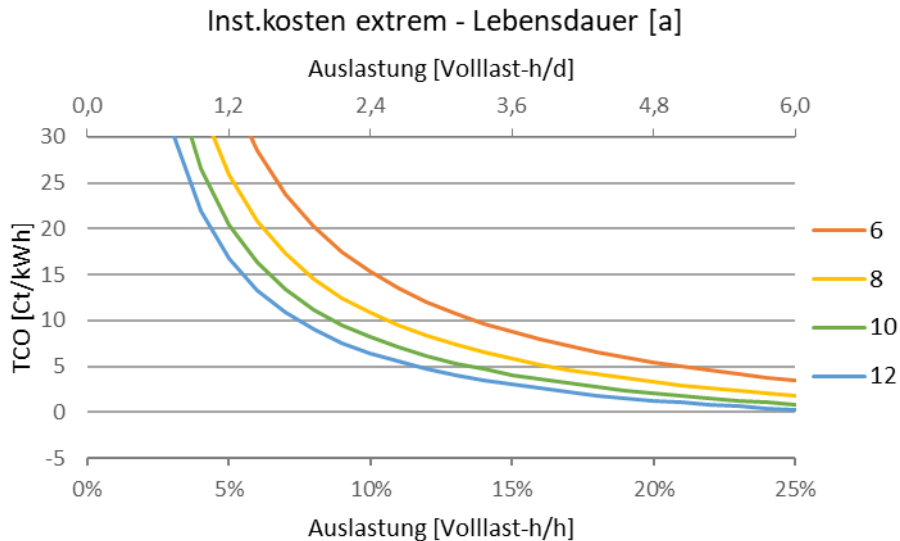


Quelle: Öko-Institut, eigene Berechnungen

Im Fall von Ultraschnell-Ladehubs mit 1.000 kW Ladeleistung an Fernstraßen (UC-Lkw5) sind die Installationskosten der wesentliche Kostentreiber der Vollkostenrechnung. Wie Abbildung 2-13 zeigt, können allerdings selbst an Standorten mit hohen Installationskosten und bei geringer Lebensdauer der Ladepunkte die TCO auf unter 10 Ct / kWh sinken, wenn eine Auslastung über 10 % erreicht wird (mittlere Abbildung). Bei sehr vorteilhaften Annahmen (geringe Installationskosten und lange Lebensdauer des Ladepunkts) liegen die Vollkosten in diesem Auslastungsbereich nur noch knapp über 0 Ct / kWh (oberes Diagramm). Mehr noch als bei Pkw-Ladehubs (UC-Pkw6, s. Abschnitt 2.1.3.3) steht der Rollout von Lkw-Ladehubs erst noch bevor. Standortspezifische Bedingungen können zu erheblichen Mehrkosten führen und die Kostenannahmen unterliegen einer erheblichen Unsicherheit. Daher wird auch hier ein Szenario mit extremen Mehrkosten dargestellt (600.000 EUR weitere Kosten bei der Installation). Wie im unteren Diagramm in Abbildung 2-13 zu erkennen, erhöhen diese Bedingungen die TCO abhängig von der Lebensdauer nochmals und die Kosten können bei einer Auslastung von 10% auch auf Werte über 10 Ct / kWh ansteigen.

Abbildung 2-13: TCO pro geladene kWh beim HPC-Laden an der Achse / Fernstraße (UC-Lkw5, 1.000 kW) in Abhängigkeit von Lebensdauer, Installationskosten und Auslastung des Ladepunkts





Quelle: Öko-Institut, eigene Berechnungen

2.1.4.1 Erkenntnisse und Fazit aus den Kostenrechnungen für Lkw

Auch hinsichtlich der Ladeinfrastruktur für Lkw unterscheiden sich die Investitionskosten zwischen den genannten Szenarien nicht wesentlich. Gerade bei der Ladeinfrastruktur für Lkw ist jedoch auch zu beachten, dass die entwickelten Szenarien als auch die spezifischen Kosten für die Ladepunkte heute noch mit großer Unsicherheit verbunden sind. Aufgrund der Tatsache, dass mögliche Kosten für mögliche Pufferspeicher und aufwendige Maßnahmen zur Netzintegration nicht Teil der durchgeführten Kostenrechnung sind, ist es wahrscheinlich, dass bei den notwendigen hohen Ladeleistungen noch zusätzliche Kosten auftreten werden. Wegen der geringeren Zahl an Fahrzeugen und der zeitlich später startenden Transformation zu batterieelektrischen Fahrzeugen sind die Investitionskosten für die Ladeinfrastruktur für Lkw mit rund 3 – 4 Mrd. EUR (untere Grenze der Kostenspanne) bzw. rund 7 – 8,5 Mrd. EUR (obere Grenze der Kostenspanne) eher gering im Vergleich zur Ladeinfrastruktur für Pkw. Je nach Szenario liegt der Kostenaufwand bis zum Jahr 2030 für die öffentliche Ladeinfrastruktur bei Lkw bei rund 100 – 200 Mio. EUR (Szenario Depotladen) bzw. 0,5 – 1 Mrd. EUR (Szenario Ultraschnellladen). Je nach Einführungszenario für batterieelektrische Lkw (starker Fokus auf geschlossene Touren mit der Möglichkeit des Depot- und Zwischenladens beim Be- und Entladen vs. starker Fokus auf Megawatt-Charging im öffentlichen Raum für offene Touren) unterscheidet sich die Kostenstruktur für den Aufbau der Ladeinfrastruktur erheblich. Um Langstreckengüterverkehre mit batterieelektrischen Lkw durchführen zu können, werden erhebliche Investitionen in die öffentliche Ladeinfrastruktur unabhängig von der Einführungsstrategie auch nach 2030 aufgebracht werden müssen.

Aufgrund des früheren Marktstadiums sind Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von Ladepunkten für Lkw aus Sicht der Betreiber mit noch höheren Unsicherheiten behaftet. Es ist konservativ davon auszugehen, dass sich die Installationskosten für viele Standorte aktuell tendenziell im oberen Bereich der angenommenen Spannen bewegen. Unterschiedliche Treiber, wie beispielsweise die Netzertüchtigung am Standort, können die Kosten für die Installation der Ladepunkte immens erhöhen. Insbesondere ist hier von Relevanz, in welcher Entfernung zum Mittel- bzw. Hochspannungsnetz der Standort sich befindet und ob ein Transformator zur Umsetzung des Projektes, sowie Batteriespeicher am Standort selbst, notwendig sind. Die in der frühen Hochlaufphase batterieelektrischer Lkw zu erwartende Auslastung im einstelligen Prozentbereich –

sowohl beim Depotladen als auch bei Ladehubs an Achsen – führt zu einer großen Kostendeckungslücke für die Betreiber. Eine öffentliche Förderung kann somit helfen, in dieser Phase die Angebotspreise für Ladestrom zu dämpfen bzw. den Ausbau zu beschleunigen. Bei einer Auslastung von mehr als 10 % sinken die Vollkosten beim Ladehub mit 1.000 kW Ladeleistung außer bei sehr unvorteilhaften Annahmen in einen Bereich unter 10 Ct / kWh. Auch im Lkw-Sektor unterstützt der THG-Quotenhandel die Wirtschaftlichkeit von öffentlich zugänglichen Ladepunkten deutlich. Anders bei nicht öffentlich zugänglichen Lkw-Ladepunkten: Anders als beim Pkw und beim Bus sind hier noch keine pauschalen Jahresverbrauchswerte als Bemessungsgrundlage festgelegt und es existieren folglich hier keine Einnahmemöglichkeiten durch die THG-Quote.

2.2 Regulatorische Hemmnisse für die effiziente Bereitstellung öffentlicher Ladeinfrastruktur

Anschließend an die Diskussion zu den Kosten der Pkw- und Lkw-Ladeinfrastruktur widmet sich dieses Kapitel den gesetzlichen Rahmenbedingungen für einen effizienten Aufbau der Ladesäuleninfrastruktur. Gesetze, Verordnungen und Normen sowie bestehende Förderregime definieren den rechtlichen Rahmen der Elektromobilität in verschiedenen Bereichen. Sie definieren die Regeln für das Errichten von Ladesäulen, beeinflussen Kosten und das Ladeverhalten von batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV)¹⁰. Diese Regelungen können das Ausrollen und den Betrieb von Ladesäulen unterstützen oder behindern.

Ziel der nachfolgenden Analysen ist es, Hemmnisse für eine zügige und flächendeckende Infrastrukturausbringung im öffentlichen und privaten Raum sowie für die Netzintegration von BEV zu identifizieren und mögliche Handlungsoptionen aufzuzeigen. Der Fokus liegt dabei bei der Ladeinfrastruktur für Pkw.

Der Ausbau der öffentlichen Ladesäuleninfrastruktur verläuft schleppend, jedoch sind die aktuellen politischen Ziele ambitioniert. Daher ist eines der wesentlichen Ziele bestehender regulatorischer Maßnahmen, den Ausbau der Ladeinfrastruktur schnell und effizient zu gestalten. Der Fokus dieses Kapitels liegt auf der Bewertung des regulatorischen Rahmens zur effizienten Bereitstellung der öffentlichen Ladesäuleninfrastruktur. Vor diesem Hintergrund werden ordnungspolitische Maßnahmen sowie existierende Fördermechanismen analysiert, um mögliche Herausforderungen und Fallstricke aufzuzeigen. Dabei werden Hemmnisse des Aufbaus von Normallade- und Schnellladeinfrastruktur zunächst separat und anschließend integriert betrachtet. Anschließend wird die Wirkung des regulatorischen Rahmens im Hinblick auf die adressierten Probleme bewertet.

2.2.1 Problemstellung

Aus ökonomischer Sicht ist ein regulatorischer Eingriff in einen Markt nur dann gerechtfertigt, wenn ein Marktversagen, d. h. eine nicht wohlfahrtsoptimierende Marktallokation, vorliegt. Im Bereich des Aufbaus öffentlicher Ladeinfrastruktur wird der Eingriff in den Markt in der kurzen Frist aus zweierlei Hinsicht begründet. Der Aufbau und die Nutzung der Ladeinfrastruktur bedingen den Hochlauf elektrisch betriebener Fahrzeuge und umgekehrt. Der Betrieb und Bau von Ladesäulen wird erst rentabel, wenn es ausreichend BEV im Bestand gibt, die für eine kostendeckende Auslastung der Ladesäulen sorgen (siehe Abschnitte 2.1.3 und 2.1.4). Eine flächendeckende Verfügbarkeit der

¹⁰ PHEV sind auch batterieelektrische Fahrzeuge. Zur besseren Lesbarkeit des Textes verzichten wir im Folgenden jedoch auf die Nennung beider Typen an batterieelektrischen Fahrzeugen und verweisen auf den Fahrzeugtyp, der maßgeblich den Fahrzeugbestand prägen wird.

Ladesäuleninfrastruktur spielt ebenso eine signifikante Rolle bei der Kaufentscheidung eines BEV (siehe Abschnitt 3). Diese Situation wird oftmals als „Henne-Ei-Problem“ beschrieben und ist in der kurzen Frist nicht eigenständig durch den Markt auflösbar. Daher erscheint beispielsweise eine Förderung der Errichtung von Ladesäulen aufgrund der geringen zu erwarteten Auslastung zunächst sinnvoll. Perspektivisch stellt sich jedoch die Frage, ob auf dem Markt der Ladesäuleninfrastruktur auch langfristig ein derartiger regulatorischer Eingriff notwendig sein wird. Aktuell weist der Großteil der öffentlichen Ladeinfrastruktur eine stark regionale Betreiberstruktur bei den Ladesäulenbetreibern (Charge Point Operators; CPO), aber auch den E-Mobility Providern (EMP)¹¹, welche als eine Art Abrechnungsdienstleister agieren, auf. Vor diesem Hintergrund ist zu beobachten, ob monopolistische Betreiberstrukturen auf regionaler Ebene dem frühen Marktstadium geschuldet sind oder ob der Markt dauerhaft die Merkmale eines natürlichen Monopols aufweist. Bei Vorliegen eines natürlichen Monopols wäre auch langfristig ein regulatorischer Eingriff in den Markt zu begründen.

Ein natürliches Monopol ist unter anderem durch eine Subadditivität der Kosten definiert. Das bedeutet, dass aufgrund von steigenden Skalenerträgen die Durchschnittskosten pro Einheit mit zunehmender Produktion stark sinken. Als Resultat ist es immer effizienter, die Bereitstellung eines Gutes (in diesem Fall die Ladeinfrastruktur) einem Anbieter (anstelle mehrerer Anbieter) zu überlassen. In der Theorie muss eine solche Situation nicht unmittelbar auch in der langen Frist mit der Ausübung monopolistischen Verhaltens des Anbieters verbunden sein. Damit der Anbieter seine Monopolstellung nutzen kann, muss zusätzlich zu der Subadditivität der Kosten eine Unbestreitbarkeit des Marktes gegeben sein. Diese liegt vor, wenn die Markteintrittskosten irreversibel versunkene Kosten darstellen. Der Markteintritt durch potenzielle Wettbewerber wird dadurch verhindert und es herrscht kein Wettbewerbsdruck in der Preissetzung.

Stromnetze sind ein klassisches Beispiel für ein natürliches Monopol. Durch die hohen irreversiblen Fixkosten in Form der Netzinfrastruktur gilt der Markt als unbestreitbar mit steigenden Skalenerträgen und es ist ökonomisch optimal die Bereitstellung der Infrastruktur einem Anbieter zu überlassen, anstatt parallele Stromnetze zu errichten. (Consentec GmbH; Neon Neue Energieökonomik GmbH 2022) nennt zusätzlich noch die zentrale Allokation von Information bei einem Akteur als Faktor, der die Bildung eines natürlichen Monopols begünstigt. In den Expert:inneninterviews in diesem Vorhaben wurde dieses Argument von einigen der Expert:innen ebenfalls als Herausforderung für den Aufbau von Ladesäulen genannt.

Kurzfristig besteht die Herausforderung für die Regulierungsbehörde darin, dass „Henne-Ei-Problem“ zu lösen, was im Zuge ausreichender Wettbewerbsbedingungen geschehen muss. Längerfristig muss geprüft werden, inwieweit ein natürliches Monopol besteht, was zu einem weiteren Regulierungsbedarf führen könnte. Zu diesem Zweck ist es wichtig, die Märkte zu definieren, auf die sich die Regulierung auswirken wird.

2.2.2 Marktabgrenzung

Um die Wettbewerbssituation auf einem Markt zu bewerten, muss in einem ersten Schritt der Markt, hier der Markt für öffentliche Ladesäulen, definiert werden. Der Markt kann räumlich sowie sachlich abgegrenzt werden. Kriterien für eine sachliche Marktabgrenzung sind zum einen die Besitz- bzw.

¹¹ EMP bieten Nutzer:innen den Zugang zu Ladestationen verschiedener CPO an, mit denen sie in einem Vertragsverhältnis stehen, und übernehmen die Rolle eines zentralen Abrechnungsdienstleisters des Ladestroms für die Nutzer:innen von BEV.

Zugangsverhältnisse. Es wird unterschieden zwischen privaten, öffentlichen und halböffentlichen Ladesäulen. Des Weiteren wird zwischen technischen Kriterien unterschieden, namentlich zwischen Ladesäulen, die Wechselstrom (AC) oder Gleichstrom (DC) abgeben. Die Art der Ladesäule hat vor Allem Einfluss auf die Geschwindigkeit des Ladens, sodass sie meist in Normalladen und Schnellladen unterteilt werden (siehe Abschnitt 1.1). Aufgrund unterschiedlicher Dimensionierung der Ladesäule (in kW) sowie Standorte von Normal- und Schnellladesäulen bzw. Ultraschnellladen stellen die verschiedenen Typen auch unterschiedliche Anforderungen an das Stromnetz.

Darüber hinaus kann der Markt räumlich abgegrenzt werden. Für die Definition des räumlichen Marktes ist der Suchradius bzw. der Suchraum, in dem Ladesäulen als (perfekte) Substitute voneinander gelten, von entscheidender Bedeutung. Dieser unterscheidet sich je nach Use-Case, ist also abhängig von den Nutzer:innen, der Tageszeit, der Ladezeit und des Ortes (siehe Abschnitt 2.3). So ist zum Beispiel zu erwarten, dass Ladende (ohne private Lademöglichkeit) für das nächtliche Laden eines Fahrzeugs einen engen Radius um den Wohnort bevorzugen (UC-Pkw3; UC-Pkw4) und dagegen Suchradien, die ähnlich groß sind wie die für Tankstellen (UC-Pkw5; UC-Pkw6), für diese Zwecke wenig praktikabel erscheinen. Ladende, die erst morgens vor der Arbeit ihr Fahrzeug vollladen wollen, werden jedoch einen weiteren Suchradius wählen, wenn es sich dabei um eine Schnellladesäule handelt, welche nur einen Bruchteil der Ladezeit bedarf (UC-Pkw5; UC-Pkw6).

In Hinblick auf die sachliche Dimension soll im Folgenden der Markt der öffentlichen Ladeinfrastruktur betrachtet werden. Es stellt sich somit die Frage, ob auf jedem räumlich abgegrenzten Markt (verschiedene Suchräume) Wettbewerb in der Bereitstellung öffentlicher Ladeinfrastruktur (Normal-, und Schnellladesäulen) herrscht bzw. theoretisch herrschen kann.

Es gibt in der Theorie zwei Möglichkeiten des Wettbewerbs: 1. Wettbewerb um den Bau von Ladesäulen und 2. Wettbewerb um den Verkauf von Strom an öffentlichen Ladesäulen. Wettbewerb um den Bau von Ladesäulen ist stark standortbedingt, da Ladesäulen aufgrund des eingeschränkten Suchradius nur als (perfekte) Substitute angesehen werden können, wenn sie in unmittelbarer Nähe gebaut sind. In diesem Fall haben Nutzer:innen die Auswahl zwischen verschiedenen Ladesäulen an einem Standort, welche gegebenenfalls von verschiedenen Betreibern (CPO) betrieben werden. Eine heterogene Betreiberstruktur der Ladesäulen induziert wettbewerblichen Preisdruck in den Ladetarifen. An den Ladesäulen kann wiederum auch Wettbewerb um die Abgabe von Strom entstehen, was aktuell auf Freiwilligkeit des betreibenden CPO beruht. Voraussetzung dafür ist, dass der CPO Drittanbietern von Ladestrom den Zugang zu seiner Ladesäule gewährt, wie es im Durchleitungsmodell der Fall wäre. Nutzer:innen hätten also zusätzlich die Auswahl zwischen konkurrierenden Stromanbietern an einzelnen Ladesäulen.

Der Wettbewerb um das Errichten der Ladesäulen und der Wettbewerb um den Verkauf von Strom an den Ladesäulen sind direkt voneinander abhängig. Für EMP mit freiem Zugang zu einer ausreichenden Anzahl an Ladesäulen anderer Anbieter entfällt die Notwendigkeit, eigene Ladesäulen zu errichten. Erlaubt ein CPO keinen Zugang zu seinen Ladesäulen, sorgt das wettbewerbliche Angebot an Ladesäulen dafür, dass ein anderer CPO dem EMP Zugang zu seiner Ladesäule gewähren wird, um die Auslastung seiner Ladesäule zu maximieren (siehe Wirtschaftlichkeitsrechnungen in Abschnitt 2.1.3). Einem CPO, der dritten EMP keinen Zugang gewährt, können wichtige Einnahmequellen entgehen. Ebenso verhindert ein Wettbewerb an Ladesäulen und Ladestromanbietern das Setzen monopolistischer Ladestrompreise, verlagert dies jedoch möglicherweise auf die Ebene der Durchleitungsentgelte.

In Deutschland herrscht in der Theorie Wettbewerb um die Errichtung von Ladesäulen. Jedoch ist eine hohe Konzentration regionaler Anbieter zu beobachten, die somit eine mögliche regionale Monopolstellung innehaben (Monopolkommission 2021). Darüber hinaus ist der Zugang für Drittanbieter (EMP) zu Ladesäulen externer CPO (Durchleitung) aktuell nicht verpflichtend und beruht auf freiwilliger Basis der CPO. Die Schaffung von Wettbewerb sollte die oberste Maxime sein, um Ladesäuleninfrastruktur effizient bereitzustellen. Hierzu ist es unerlässlich, regulatorische Hemmnisse zu adressieren und mögliche mittel- und langfristige negative Auswirkungen auf das Marktgeschehen im Blick zu behalten.

Geschäftsmodelle in der Ladestromversorgung bei Ladesäulen

Die Frage nach dem Design und dem entsprechenden regulatorischen Rahmen der deutschen Ladesäuleninfrastruktur ist nicht abschließend geklärt. Das Roamingmodell und das Durchleitungsmodell werden an dieser Stelle als zwei übergeordnete Marktdesigns schematisch dargestellt, da diese in der Debatte am häufigsten genannt werden.

Roamingmodell:

Der Begriff des Roamings ist vor allem aus dem Bereich der Telekommunikation bekannt. Roaming findet statt, wenn sich Kund:innen eines Anbieters im Netz eines dritten Anbieters befinden, und auf dessen Infrastruktur zurückgreifen. Die Telekommunikationsanbieter haben im Hintergrund Verträge miteinander abgeschlossen, so dass Endkund:innen auch auf Netze zugreifen können, mit dessen Anbietern keine direkten Verträge geschlossen wurden. Im Falle der Ladesäuleninfrastruktur findet dieses Konzept dahingehend Anwendung, wenn Nutzer:innen an Ladesäulen über EMP Strom beziehen und somit mit dem zugehörigen CPO nicht direkt im Vertragsverhältnis stehen (Linnemann und Nagel 2020). So lange nicht auf Ad-Hoc Laden zurückgegriffen werden soll, müssen im Vorhinein Verträge zwischen dem CPO der genutzten Ladesäule und dem EMP, bei dem die Kund:in einen Vertrag hat, geschlossen worden sein. Roaming wird bereits auf freiwilliger Basis in verschiedenen Formen praktiziert.

Zum einen können sich CPO, die überwiegend lokal in der eigenen Kommune Ladesäulen betreiben, mit anderen CPO zusammenschließen und den Kundinnen der jeweils anderen CPO das Roaming an den eigenen Ladesäulen anbieten. Dadurch entsteht für Kundinnen dieser CPO ein überregionales Ladesäulennetz. Es ist davon auszugehen, dass sich die Roaminggebühren wettbewerblichen Preisen annähern, da die CPO die Roaminggebühren im gemeinsamen Einverständnis bestimmen. Ein einzelner CPO hat dabei keine Marktmacht (auch wenn er lokale Monopolmacht hat) gegenüber den anderen CPO überhöhte Roaminggebühren durchzusetzen, weil diese die Gebühren mit ebenso hohen Roaminggebühren beantworten könnten. In dem Fall würden die Roaminggebühren für die Kundinnen aller CPO in diesem Verbund steigen, und der Zweck des Verbundes wäre konterkariert.

Zum anderen können Kund:innen eines EMP bei einem CPO Strom laden, der das Roaming über einen sogenannten E-Roaming Provider anbietet. EMP haben hierbei keinerlei Verhandlungsgrundlage, wenn ein CPO eine regionale Monopolstellung einnimmt. Wenn EMP ihren Kund:innen das Roaming an den Ladesäulen in dieser Region anbieten wollen, müssen sie die Preise der monopolistischen CPO annehmen. Der E-Roaming Provider fungiert hierbei als vermittelnder Dienstleister.

Durchleitungsmodell:

Im Durchleitungsmodell haben EMP einen rechtlich zugesicherten Anspruch auf die Abgabe von Strom an jeder Ladesäule gegen eine Gebühr für die Durchleitung des Stroms. Dadurch setzt sich ein Wettbewerb zwischen EMP ein, der zu wettbewerblichen Preisen derjenigen Preiskomponenten

des Ladestroms führt, den EMP setzen. Dies würde jedoch nicht die Durchleitungsgebühr betreffen, die EMP an CPO entrichten müssen.

Bei (regional) monopolistischen Betreiberstrukturen der Ladesäuleninfrastruktur würde sich ein Monopolpreis daher um eine Marktebene auf die Durchleitungsgebühr verschieben. Dies müsste bei weiterhin bestehender monopolistischer Betreiberstruktur regulatorisch adressiert werden, beispielsweise durch eine Festsetzung von Erlösobergrenzen für die Durchleitung von Strom, ähnlich wie die bei Netznutzungsentgelten bei der Bewirtschaftung von Verteilnetzen (Monopolkommission 2019).

2.2.3 Aufbau der öffentlichen Normalladesäuleninfrastruktur

Innerhalb des Marktes für öffentliches Normalladen ist die bereits beschriebene räumliche Marktabgrenzung ein entscheidendes Kriterium, um den Wettbewerb zu untersuchen. Dabei ist die Nachfrage vom Standort abhängig und unterscheidet sich beispielsweise im ländlichen und urbanen Raum. Grundsätzlich fällt der Suchradius für Normalladen kleiner als im klassischen Tankstellenmarkt, aber auch kleiner als für Schnell- und Utraschnellladen aus. Der Suchradius, als Funktion der Ladezeit, sinkt dabei mit der zu erwarteten Ladezeit. Die Ladezeiten können wiederum als Opportunitätskosten der Nutzer:innen verstanden werden, welche je nach Ladeleistung variieren. Zum Beispiel nimmt ein Ladevorgang bei niedriger Ladeleistung erhebliche Zeit in Anspruch, die für die Nutzer:innen anderweitig nutzbar sein muss.

Eine der tragenden Rollen im Ausbau der Normalladesäuleninfrastruktur (vgl. UC-Pkw4) nimmt die entsprechende Kommune ein. Unter Einbezug verschiedener Zielkonflikte (z. B. der Reduktion von öffentlichem Parkraum) und Minimierung der kommunal getragenen Kosten, ist die Kommune um einen möglichst schnellen Infrastrukturausbau bemüht. Hierbei sind die CPO für die Errichtung eines Ladepunktes auf eine Sondernutzungserlaubnis der Kommune angewiesen, welche somit indirekt den Marktzutritt kontrolliert. Demzufolge kann die Kommune Wettbewerb unter Umständen indirekt behindern, indem kein diskriminierungsfreier Zugang zu Flächen gewährleistet wird. So können eine grundsätzliche (lokale) Beschränkung der Ladesäulen-Anzahl oder auch langwierige, komplizierte Vergabeverfahren, die für regionale Akteure gegebenenfalls mit niedrigeren Transaktionskosten als für andere Akteure verbunden sind, den bestehenden Wettbewerb hemmen. Zusätzlich können Kommunen auch direkten Einfluss auf den Wettbewerb nehmen, da es mit Blick auf die Geschwindigkeit des Ausbaus der Ladeinfrastruktur und deren Finanzierung für die Kommune von administrativem Vorteil sein kann, einem einzigen und/oder regionalen CPO die alleinige Sondernutzungserlaubnis für alle Ladestationen zu erteilen. Wenn der Wettbewerb um das Erbauen der Ladesäulen durch die Kommune be- oder verhindert wird, können sich mögliche regionale Monopolstrukturen verfestigen.

Wenn sowohl kein Wettbewerb zwischen Ladesäulenbetreibern entsteht als auch kein Wettbewerb um die Abgabe des Stroms vorliegt, besteht die Möglichkeit, dass Nutzer:innen mit lokalen Monopolpreisen konfrontiert sind. Folglich besteht ein Risiko von Preisdiskriminierung gegen spezielle Kundengruppen. So könnte ein regionaler CPO für heimische Kunden wettbewerbsähnliche Preise zum Beispiel über ein Mitgliedschaftsmodell anbieten, mit dem Ziel die Kundenbindung zu erhöhen, und für auswärtige Kunden, durch divergierende ad-hoc Ladepreise monopolistische Preise zu setzen.

Zusammengefasst kann festgestellt werden, dass lokale Anbieter, zum Beispiel regionale Stadtwerke, vielerorts die größten Anbieter für öffentliche Normalladeinfrastruktur sind (Monopolkommission 2021). Zum einen kann dies, wie bereits beschrieben, durch die

Vergabeverfahren bedingt sein, in denen lokale Unternehmen unter Umständen Vorteile durch spezifisches Wissen über lokale Gegebenheiten (z. B. Antragsverfahren, Spezifika im Stromnetz) und lokale Netzwerke genießen oder zumindest Synergieeffekte in der Angebotserstellung generieren können.¹² Dies würde einen direkten Kostenvorteil von Anbietern mit regionaler Vernetzung darstellen. Hinzu kommt die aktuell wegen der geringen Auslastung oftmals noch fehlende Wirtschaftlichkeit des Normalladesäulenbetriebes. Zwar kann der Betrieb von Normalladesäulen für regionale Anbieter aus nicht monetären Gründen attraktiv sein (z. B.: Kundenbindung in anderen Segmenten, Imagebildung etc.), für andere Anbieter entfällt dies aufgrund der fehlenden regionalen Verbundenheit jedoch weitestgehend. Eine mögliche Quersubventionierung der Ladesäulen durch andere Geschäftsfelder in der Region entfällt daher für nicht regionale Anbieter. Dies kann eine regionale Anbieterkonzentration verfestigen. Um regionale Monopolstrukturen aufzubrechen, werden neue Ladesäulen schon heute vereinzelt über Ausschreibungen vergeben, die auf Basis räumlicher Cluster bestehende Anbieterstrukturen in der Flächenvergabe berücksichtigen.

Praxisakteure nannten in den Expert:inneninterviews die Kooperation zwischen lokal ansässigen und externen Unternehmen als mögliches Vorgehen, um dem Markteintritt zu vereinfachen und damit das Wettbewerbshemmnis eines erschwerten Marktzugangs zu adressieren. Der Kosten- und Zeitaufwand für diese Vorgehen ist jedoch hoch und beschränkt sich vornehmlich auf sehr attraktive Ladestandorte. Der bisherige Erfolg für dieses Vorgehen wurde als begrenzt erfolgreich beschrieben.

2.2.4 Aufbau der Schnellladeinfrastruktur

In einem noch jüngeren Entwicklungsstadium als der Markt für Normalladesäulen befindet sich der Markt für öffentliche Schnelladesäulen und Ultraschnellladen, die über DC-Anschlüsse verfügen. Durch ihre höhere Ladeleistung von über 22 bis 350 kW beansprucht der Ladevorgang weniger Zeit als beim normalen Laden, wodurch die Opportunitätskosten der Zeit geringer ausfallen. Daher könnten Nutzer:innen bereit sein, weitere Anfahrtsstrecken zurückzulegen, wodurch die räumliche Marktabgrenzung größer ausfallen könnte. Da für ein Vollladen mit 50 kW immer noch mehr Zeit als für das konventionelle Tanken benötigt wird, kann dieser räumliche Markt noch nicht als äquivalent zum bestehenden Tankstellenmarkt verstanden werden. Zukünftig sind 150 bis 350 kW als installierte Leistung als wesentlicher Standard für neue HPC-Ladesäulen wahrscheinlich (vgl. Kapitel 1.4.1). Da sich dadurch, insbesondere bei 350 kW, die Ladedauer weiter verringert, könnte sich der Suchradius dem des Tankstellenmarktes angleichen. Relevant ist dieser Use-Case allerdings auch für den Langstreckenverkehr an Hauptverkehrsachsen, für den ähnlich wie bei Tankstellen an diesen Achsen wenig Umwegverkehr für die Ladung akzeptiert werden wird.

Aufgrund der höheren Ladeleistung und der damit verbundenen verkürzten Ladedauer (geringere Opportunitätskosten) liegt die Zahlungsbereitschaft der Nutzer:innen im Schnelladesäulenmarkt über der im Normalladen. Die Kostenrechnungen in Abschnitt 2.1.3 zeigen auch, dass die Kosten für den Aufbau und Betrieb der Schnellladeinfrastruktur bei derselben Auslastung höher sind als für Normalladepunkte. Folglich ist der Preis je bezogener kWh im Schnelllademarkt höher als im Normallademarkt.

¹² Dieses Argument wurde in den Expert:innengesprächen aus der Praxiserfahrung als ein wesentliches Hemmnis für überregionale Aktivitäten genannt.

Aktuell zeichnet sich der Schnellladesäulen-Markt durch eine hohe Marktkonzentration aus, die noch über das Niveau des Normalladesäulen Marktes hinausgeht. Während im Normallademarkt primär lokale Anbieter vorherrschend sind, sind im Schnellladesäulenmarkt bisher nur wenige, überregionale Unternehmen aktiv. Lediglich 15 Unternehmen betreiben mehr als 50 Schnellladesäulen. Der Anteil dieser Unternehmen an allen Normal- und Schnellladesäulen liegt im Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur bei 76,9 % (Stand 1.12.2021; BNetzA 2021). Für Säulen über 50 kW installierter Leitung hat die Monopolkommission im Mai 2021 festgestellt, dass der jeweils größte Betreiber in einem Landkreis im Durchschnitt 76,2 % aller Säulen betreibt (Monopolkommission 2021).¹³

Den hohen Marktanteilen könnte ein First-Mover Advantage zu Grunde liegen. Die aktuell aktiven Unternehmen könnten bemüht gewesen sein, sich potenziell wirtschaftlich attraktive Standorte zu sichern, auch wenn diese zum Investitionszeitpunkt noch nicht profitabel sind.¹⁴ Aufgrund der frühen Entwicklungsphase des Marktes könnten andere Marktteilnehmer Investitionen nachziehen, wodurch die Konzentration sinken würde. Dazu gibt es, anders als im Markt für Normalladesäulen, laut dem Bundeskartellamt keine Flächendiskriminierung, die aus regulatorischer Sicht einen Eintritt behindern könnten (BKartA 2021). Darüber hinaus kann beispielsweise an Autobahnen die Verfügbarkeit von entsprechenden Flächen für den Aufbau der Schnellladeinfrastruktur jedoch trotzdem eine Herausforderung für die Betreiber der Ladeinfrastruktur darstellen.

Eine weitere Begründung für die Marktkonzentration könnte in den Eintrittsbarrieren durch hohe Kapitalkosten liegen (siehe Kapitel 2.1.1). Es ist davon auszugehen, dass sich weniger kapitalstarke Unternehmen zunächst auf den Aufbau von Normalladepunkten mit einem geringeren Bedarf an Investitionen konzentrieren. Darüber hinaus ist, anders als bei Normalladesäulen, die Anbieterstruktur zum größten Teil überregional tätig. Die Anbieter haben weniger Kundenähe, so dass nicht-monetäre Anreize wie beispielsweise lokale Wertschöpfungseffekte und Synergien möglicherweise nur schwach ausgeprägt sind und demnach Investitionen beispielsweise als Marketingmaßnahme zu teuer sein könnten.

Die aktuelle Marktkonzentration im Schnellladebereich soll durch das Förderprogramm „Deutschlandnetz“, welches im Zuge des Schnellladegesetzes (SchnellLG) im Herbst 2021 auf den Weg gebracht wurde, adressiert und behoben werden. Dabei werden Standorte, an denen die Schnellladestationen errichtet werden sollen, in 23 Regional- und 6 Autobahnlose eingeteilt, die wirtschaftlich attraktive und unattraktive sowie verschiedene räumliche Standorte bündeln. So soll das Entstehen von (lokalen) Monopolen vermieden werden. Darüber hinaus kann ein Unternehmen maximal vier Lose gewinnen. Die Zuschlagskriterien sind der benötigte Angebotspreis (65 %), die Standortverfügbarkeit (15 %), Nutzerfreundlichkeit (15 %) sowie das Designkonzept (5 %). Der Angebotspreis als kardinales und die Standortverfügbarkeit als binäres Kriterium sind objektiv vergleichbar. Die Standortverfügbarkeit begünstigt Gebote, die schon Flächen durch Eigentum oder Pachtverträge gesichert haben. Dies begünstigt eine schnelle Umsetzung nach erfolgreicher Teilnahme an der Auktion und trägt dem Handlungsdruck Rechnung.

¹³ Die Marktanteilauswertung der Monopolkommission analysiert allerdings nur die Anteile an der Säulenzahl, jedoch nicht die eigentliche Nutzung in Form von verkauften Kilowattstunden. Aktuell liegen hierfür noch keine Daten vor, dennoch sollten zukünftige Auswertungen sich bemühen, diese Daten zu inkludieren.

¹⁴ Die Attraktivität des Standortes wird auch von der Leistungspreiskomponente der Netzentgelte bestimmt. Diese ist regional sehr unterschiedlich (siehe RAP et al. (2021)) und kann dazu führen, dass das Ausrollen der Ladeinfrastruktur in Gebieten mit höheren Netzentgelten eine geringere Dynamik entwickelt.

Die Investitionskosten, die Betriebskosten der ersten acht Jahre sowie die Kosten des Netzanschlusses werden vollständig vom Bund getragen. Zusätzlich werden an den Bundesautobahnen die Flächen durch den Bund in Form nicht bewirtschafteter Raststätten zur Verfügung gestellt. Von den Erlösen fließen 17,85 Ct/kWh wieder zurück an die öffentliche Hand. Das Bundeskartellamt kritisiert, dass durch diese Konstellation, welche eine fast vollständige öffentliche Risikoübernahme beinhaltet, der Bund de facto unternehmerisch tätig ist und es dadurch zu einer weiteren Wettbewerbsverzerrung kommen kann (BKartA 2021).

Durch dieses Engagement der öffentlichen Hand könnten private Investoren aus dem Markt verdrängt werden, die bereits aktiv bzw. zukünftig in diesem Markt tätig werden könnten. Ökonomisch wird dieses Phänomen als „crowding out“ bezeichnet. Dem kurzfristig schnelleren Hochlauf der Infrastruktur könnte dann langfristig ein vermindertes Angebot der Infrastruktur und somit eine verringerte Effizienz im Markt gegenüberstehen.

Aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums des Marktes können noch keine gesicherten Aussagen zum langfristigen Regulierungsbedarf getroffen werden. Im Vergleich zum Normalladesäulenmarkt ist der Schnellladesäulenmarkt durch höhere Kapitalanforderungen und einem weniger regulierten Zugang zu Flächen gekennzeichnet. Um dem frühen Entwicklungsstadium des Marktes gerecht zu werden, ist es von Bedeutung die Marktstruktur in kurzen Zeitintervallen zu evaluieren. Sonst besteht das Risiko, dass sich die hohe Konzentration in der Betreiberstruktur verfestigen könnte. Zudem stellt das Herausdrängen privater Investoren durch die öffentliche Hand eine potenzielle Gefahr für die langfristige effiziente Bereitstellung der Infrastruktur dar.

Ladeinfrastruktur für Lkw

Die Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs wird in den aktuellen Studien zum zukünftigen Energiesystem ausführlich diskutiert. Dabei hat sich allerdings noch kein Konsens herausgebildet, welche Technologie sich durchsetzen wird. Für Strecken mit kurzer Distanz bis 300 – 400 km (vgl. Kapitel 2.4.2) sind batterieelektrische Lkw die wahrscheinliche Option, für längere Distanzen sind weitere Antriebstechnologien wie oberleitungsgebundene Lkw oder Brennstoffzellen-Lkw eine zusätzliche Option. Der Infrastrukturaufbau für diese Technologien ist eine Grundvoraussetzung dafür, dass diese Technologien genutzt werden können. Die Herausforderung besteht ähnlich wie bei den Pkw in einem schnellen und funktionellen Aufbau der Energieinfrastrukturen, da die Verlässlichkeit des Transportsystems in der Logistik ein – wenn nicht das – Akzeptanzkriterium für neue Antriebstechnologien ist (ÖI 2022). Anders als bei den Pkw ist der zukünftige Antriebsmix der Pkw-Flotte in Deutschland und Europa sehr viel offener, so dass der schnelle Aufbau der Infrastrukturen im Idealfall keine Technologie diskriminiert und gleichzeitig möglichst geringe „Lock-In“-Effekte und „stranded assets“ auftreten.

Der Bedarf öffentlicher Ladeinfrastruktur für den Schwerlastverkehr ergibt sich im Wesentlichen durch den Anteil des Depotladens sowie die genutzten Anwendungsfälle (Urbane und regionale Verkehre vs. Straßengüterfernverkehr) und die entsprechende Lücke, die die öffentliche Ladeinfrastruktur füllen muss. Zum aktuellen Stand ist jedoch noch offen, in welchem Maßstab und in welcher Geschwindigkeit auch Ladepunkte für den Güterfernverkehr zur Verfügung stehen müssen (vgl. Kapitel 2.4.2). Aufgrund der CO₂-Flottenziewerte für Lkw, die gegebenenfalls auch noch verschärft werden, ist auf jeden Fall davon auszugehen, dass ein nicht irrelevanter Anteil an Fernverkehr-Lkw im Jahr 2030 emissionsfrei mit den drei genannten Antrieboptionen unterwegs sein wird (BMVI 2021b).

In der öffentlichen Infrastruktur für batterieelektrische Lkw werden vermutlich langfristig sogenannte Lkw-Ladehubs dominieren, wobei sowohl die Übernacht-Ladung mit geringerer Ladeleistung als

auch die Ultraschnellladung mit sehr hoher Ladeleistung möglich sein wird. Von diesen Ladehubs wird eine hohe (teils gleichzeitige) Last ausgehen, weshalb unter anderem eine räumliche Koordination mit dem Übertragungsnetz angestrebt werden sollte. Gleichzeitig könnte sich aufgrund der hohen installierten Leistungen sowie der planbareren Belegungsphasen eine Erbringung von Systemdienstleistungen anbieten. Auch können Pufferspeicher im relevanten Maßstab zum Einsatz kommen, um die Netzintegration zu erleichtern.

Neben der nationalen Ausgestaltung der Ladeinfrastruktur für den Schwerlastverkehr ist die europäische Koordination von zentraler Bedeutung. Der Güterverkehr findet in Europa transnational statt, sodass eine Abstimmung der nationalen Transformationsprozesse für den Güterverkehr unter den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union sinnvoll wäre, um eine effiziente Infrastrukturbereitstellung für den Schwerlastverkehr unter Berücksichtigung des tatsächlichen Nutzungsverhaltens zu ermöglichen (Fraunhofer ISI 2016).

Zusammenfassend ist der Regulierungsbedarf der öffentlichen Lkw-Ladeinfrastruktur noch nicht abschließend bestimmbar. Da ein zügiger Aufbau der Lkw-Ladeinfrastruktur notwendig ist, sollte dieser möglichst zeitnah eine größere Aufmerksamkeit in der wissenschaftlichen Diskussion und der politischen Rahmensetzung erhalten.

2.2.5 Interaktion von Normal- und Schnellladesäulenmarkt

Bei Betrachtung der Normal- und Schnellladesäuleninfrastruktur in Deutschland wird ersichtlich, dass beide Märkte bislang meist als sachlich voneinander abgegrenzt betrachtet wurden. In Anbetracht des steigenden Ausbaus beider Infrastrukturen und der damit einhergehenden räumlichen Ausbreitung von Lademöglichkeiten, stellt sich die Frage, ob die beiden Märkte in Zukunft integriert zu betrachten sind.

Wie zuvor dargestellt, unterscheiden sich Normal- und Schnellladesäulen für die Nutzer:innen im Wesentlichen durch die Ladezeit; die Infrastrukturen weisen zudem in ihrer räumlichen Verfügbarkeit der Lademöglichkeiten und dem damit einhergehenden Suchradius sowie der Preisgestaltung Unterschiede auf.

Nutzer:innen, die auf öffentliche Ladeinfrastruktur angewiesen sind, werden bei fortschreitendem Ausbau des Schnellladeninfrastruktur vor die Wahl zwischen einer längeren Ladedauer zu einem günstigeren Preis per kWh (Normalladen) und einer kürzeren Ladedauer zu höheren Preisen per kWh (Schnellladen) gestellt. Die Auswahl der entsprechenden Ladesäule fußt vornehmlich auf der räumlichen und zeitlichen Verfügbarkeit sowie den persönlichen Präferenzen und Opportunitätskosten (bezüglich der Ladekosten und -dauer) der Nutzer:innen.

Inwieweit eine Abhängigkeit der Infrastrukturen und Märkte besteht und sich diese in Zukunft möglicherweise substituieren, hängt von der tatsächlichen räumlichen Ausbreitung der Lademöglichkeiten ab und diese wiederum von strukturellen Gebietscharakteristika (urbaner, semi-urbaner und ländlicher Raum). Durch die ambitionierten Ziele der Bundesregierung beim Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur sowie der Fokussierung auf die Schnellladeinfrastruktur ist eine erhebliche Zunahme der räumlichen Verfügbarkeit sowohl der Normal- als auch der Schnellladeinfrastruktur zu erwarten. Ein flächendeckender Ausbau beider Infrastrukturen könnte in Anlehnung an die antizipierte Auslastung die Preisgestaltung der Ladevorgänge beeinflussen. So kann bei entsprechendem Markthochlauf der Elektromobilität der Wettbewerb um Lademöglichkeiten durch eine höhere Verfügbarkeit von Ladesäulen im Suchradius von Nutzer:innen intensiviert werden und einen Preisdruck bewirken. Durch den intensivierten

Wettbewerb um Ladevorgänge könnte zum Beispiel die teilweise vorhandene Monopolstellung regionaler Anbieter in der Bereitstellung der Normalladeinfrastruktur abgebaut und die eventuell resultierenden überhöhten Preise für Nutzer:innen abgemildert werden. Vor diesem Hintergrund besteht die Möglichkeit, dass ein Teil der CPO ihren Geschäftsbetrieb mit bisherigem Fokus auf den Normalladesäulenmarkt zum Schnelladesäulenmarkt verschieben, da langfristig eine erhöhte Auslastung im Schnelladesäulenmarkt zu erwarten ist.

Inwiefern ein Wettbewerbsdruck durch eine stärkere Verflechtung der Normal- und Schnellladeinfrastruktur entstehen wird, von dem Nutzer:innen profitieren können, wird sich vermutlich aufgrund unterschiedlicher Nachfrageprofile für die verschiedenen Räume (ländlich, urban) unterscheiden. Im ländlichen Raum ist aufgrund hoher Eigentumsquoten und damit verbundener privater Lademöglichkeit davon auszugehen, dass die Nutzung privater Normalladepunkte am Arbeitsplatz und zu Hause dominierend sein wird. Im urbanen Raum hingegen ist der Ausbau der privaten Ladesäuleninfrastruktur nicht in einem vergleichbaren Umfang möglich. Aufgrund begrenzter Parkflächen, sonstiger Bedarfe verfügbarer kommunaler Flächen (z. B. Wohnraum, verkehrliche Infrastrukturen für den Umweltverbund) und der überdurchschnittlichen Einwohnerdichte, wird der Bedarf an öffentlichen Normal- und Schnelladesäulen voraussichtlich unter anderem in Form von Lademöglichkeiten an Knotenpunkten des lokalen Einzelhandels und an Standorten der Alltagsrelevanz in Form von Cross-Selling Angeboten an Kund:innenparkplätzen bedient werden (UC-Pkw3). Zusätzlicher Bedarf der Nutzer:innen nach schneller Reichweitenverlängerung wird analog zum bestehenden Tankstellenmarkt an Autobahnkreuzen, Raststätten und Autohöfen, Verkehrsachsen sowie Bundesstraßen durch HPC- und sonstigen Schnelladesäulen gedeckt werden. Die Frage des zukünftigen Bedarfs an öffentlicher Ladeinfrastruktur sowie deren Zusammensetzung (Normalladen / Schnelladen) ist vor dem Hintergrund der Wechselwirkungen zwischen öffentlichen, halböffentlichen und privaten Ladepunkten unklar und wird maßgeblich von Nachfrageverhalten der Nutzer:innen abhängig sein. In den Expert:inneninterviews wurde jedoch recht übereinstimmend die Erwartung geäußert, dass sich neben Normalladesäulen vor allem Schnelladesäulen mit eher hohen Ladeleistung (>100 kW) auch im urbanen Raum durchsetzen werden, da Schnelladesäulenpunkte mit niedriger Ladeleistung (z. B. 50 kW) geringere Kosten- und Nutzenvorteile gegenüber schnelleren Ladesäulen aufweisen.

Das Nutzer:innen-Verhalten wird dabei neben der reinen Verfügbarkeit der Ladesäulen im Wesentlichen durch die Preisgestaltung der Ladevorgänge bestimmt. Die Preise der Ladevorgänge werden dabei wiederum durch regulatorische Maßnahmen beeinflusst, wie beispielsweise einer Preisregulierung oder Förderung, die im Folgenden dargestellt werden.

2.2.5.1 Preisregulierung und Förderung

Für Ladepunkte, deren Errichtung im Rahmen des Deutschlandnetzes gefördert wird, ist eine Preisobergrenze von maximal 44 Ct/kWh für das „ad-hoc“ Laden vorgesehen. Die Höhe der Preisobergrenze wurde sowohl von privatwirtschaftlicher Seite (bdew 2021a) wie auch vom (Bundeskartellamt 2021) kritisiert. Dabei steht insbesondere eine mögliche Bevorteilung der im Rahmen des Deutschlandnetz geförderten Säulen im Fokus. Für nicht geförderte Säulen seien diese Preise kaum wettbewerbsfähig anzubieten, was folglich ungeforderte Schnelladesäulen implizit aus dem Markt drängt und den Wettbewerb auf die durch das Deutschlandnetz geförderte Schnelladesäuleninfrastruktur begrenzt. Des Weiteren schade ein zu niedriger Preis den anderen, nicht geförderten Wettbewerbern, ein zu hoher könne jedoch als Ankerwert ein „race-to-the-top“

hervorrufen, das heißt alle Marktteilnehmende verlangen diesen hohen Gleichgewichtspreis (BKartA 2021).

Vor diesem Hintergrund sollten Wechselwirkungen des maximalen Preises von 44 ct/kWh auf Bestands- und Neuladepunkte im Normal- wie auch Schnellladebereich beobachtet werden. Dies liegt deutlich unter dem Preiskorridor der bestehenden Schnellladesäuleninfrastruktur für das ad-hoc-Laden. Die Preise an Normalladesäulen für ad-hoc Ladevorgänge ohne Grundgebühr liegen zurzeit zwischen 29 - 40 Ct/kWh (ADAC 2021). Zu beobachten bleibt, was eine Preisdifferenz von nur 4 - 15 Ct/kWh für eine deutlich kürzere Ladedauer und für das zukünftige Nutzer:innen-Verhalten bedeutet.

Interdependenzen zwischen der Normal- und Schnellladeinfrastruktur können ebenso durch Förderprogramme induziert werden. Die im Abschnitt 2.2 beschriebenen Förderprogramme zielen auf die öffentliche Normal- oder Schnellladesäuleninfrastruktur ab. Werden der Normal- und Schnelllademarkt separat betrachtet und regionale Marktstellungen von CPO in der Förderung nicht berücksichtigt (wie beispielsweise in der neu aufgelegten Förderrichtlinie "Öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland"), besteht das Risiko, marktbeherrschende Stellungen einzelner CPO zu fördern. So konnten im Rahmen der Förderrichtlinie zum Teil auch CPO Fördergelder beanspruchen, die bereits eine regionale Machtposition im Markt haben oder diese durch die Förderung aufbauen konnten. Darüber hinaus haben viele Kommunen, die Fördergelder über den Bund beansprucht hatten, diese an einzelne CPO verteilt und ihnen damit das alleinige Recht zur Errichtung von Ladesäulen in bestimmten Gebieten eingeräumt. Auch das führt zu einer weiteren Marktkonzentration der Anbieter und könnte durch zukünftige Förderung noch verstärkt werden.

Es ist möglich, dass im Rahmen der Förderung des „Deutschlandnetzes“, welches eine Übernahme des Großteils des Investitions- und Auslastungsrisiko sowie eine Übernahme der kompletten Netzanschlusskosten durch den Bund vorsieht, Konflikte sowie negative Wechselwirkungen mit Bestands- und im Aufbau befindlichen Ladepunkten der Normal- und Schnellladesäuleninfrastruktur entstehen. Von großer Wichtigkeit sind hier der Zuschnitt der Förderlose sowie die Ausgestaltung der Zuschlagskriterien und Leistungsanforderungen (BKartA 2021). So ist es denkbar, dass ein CPO, welcher zwar noch nicht im Schnellladesäulenmarkt aktiv ist, aber im Raum eines bestimmten Regionallozes eine vorherrschende Marktstellung im Normalladesäulenmarkt aufweist, sich genau auf dieses Los bewirbt. Im Erfolgsfall würde dieser CPO seine lokale Marktstellung zusätzlich stärken und die Wahlmöglichkeit der Nutzer:innen weiter einschränken.

2.2.6 Zwischenfazit

Um einen effizienten Zubau der Ladeinfrastruktur zu ermöglichen, ist es zentral, wettbewerbliche Strukturen zu schaffen und bestehende regionale Monopolstrukturen aufzulösen.

Zentrale Grundvoraussetzung für wettbewerbliche Strukturen ist ein diskriminierungsfreier Zugang zu Flächen. Um regionale Monopolstrukturen zu beseitigen, könnte unter anderem das Vergabemodell der Stadt Essen dienen: So wurde das Stadtgebiet in ein Raster mit 200 m x 200 m großen Kacheln unterteilt, welche für die Errichtung von (Normal-) Ladesäulen separat auktioniert werden. Dabei ist es für CPO nicht möglich, den Zuschlag für mehrere angrenzende Kacheln zu erhalten. Darüber hinaus ist die Anzahl der zu errichtenden Säulen je Kachel an die Auslastung gekoppelt, wodurch vermieden wird, dass sich dominante Marktakteure zum aktuellen Zeitpunkt noch unwirtschaftliche, aber potenziell lukrative Standorte für die Zukunft sichern (Stadt Essen

2021). Durch die Einführung der Kachelvergabe konnte der Marktanteil des größten Akteurs in der Stadt Essen von 84 % auf 57 % gesenkt werden (BNetzA 2021). Eine weitere Alternative könnte die Einführung einer wettbewerbssteigernden Komponente in Form einer Wettbewerbsquote in der Förderung sein. Diese würde je nach aktueller Marktstellung eines CPO variieren und die Höhe der Förderung beeinflussen (Consentec GmbH; Neon Neue Energieökonomik GmbH 2022; Monopolkommission 2021). Zusätzlich sollte im Bereich der Schnellladeinfrastruktur analysiert werden, ob durch die im Rahmen des Förderprogrammes „Deutschlandnetz“ implementierte Preisobergrenze die Akteursvielfalt (zugunsten geförderter CPO) abnimmt und gegebenenfalls gegengesteuert werden sollte.

In der Vergangenheit haben die separate Betrachtung des Normallade- und des Schnelllademarktes sowie die unterschiedlichen Vergabeverfahren und Förderregime des Bundes sowie der Länder und Kommunen zu unterschiedlichen Wettbewerbssituationen geführt, obwohl Interdependenzen zwischen den beiden Märkten bestehen. Potenzielle Lock-in Effekte bestehender Förderregime zugunsten bzw. zu Lasten einer Ladeart (Normal- vs. Schnellladen) sind langfristig schwer oder nur kostenintensiv zu beseitigen. Dies ist vor allem wichtig, da aus heutiger Sicht nicht offensichtlich ist, welche Art der Ladeinfrastruktur von den Nutzer:innen bevorzugt wird und welche sonstigen Effekte beispielsweise bei der Netzintegration auftreten können (siehe Kapitel 2.2.3). Zur Vermeidung sollte der Markt zur Bereitstellung der Ladeinfrastruktur zukünftig integrierter als bisher betrachtet werden. Auch sollten die möglichen Interaktionen zwischen den verschiedenen Arten der Ladeinfrastruktur in den Fördermechanismen Berücksichtigung finden.

Dies erlangt zunehmende Bedeutung durch die räumliche Ausbreitung der Ladeinfrastruktur zur Flächendeckung und der damit einhergehenden Verschmelzung beider Infrastrukturen. So müsste beispielsweise die Bewertung der Marktstellung eines CPO sowohl die Normal- wie auch die Schnellladeinfrastruktur in einem räumlichen Gebiet gemeinsam betrachtet werden. Und neue Förderrichtlinien sollten sich an die räumlichen Charakteristika und den tatsächlichen LIS-Bedarf anpassen. (Consentec GmbH; Neon Neue Energieökonomik GmbH 2022) schlägt eine Fokussierung geförderter Normalladesäulen auf Standorte wie z. B.: Bahnhöfe und Park and Ride Parkplätze sowie eine stärkere Förderung von Schnellladesäulen im halb-öffentlichen Raum (Kund:innenparkplätze) vor. Zusätzlich soll die Bereitstellung langfristig durch die Nutzer:innen finanziert werden und nur in Räumen mit vermindertem Wettbewerb staatlich eingegriffen werden. Für die langfristige Effizienz des Marktes ist es elementar, bestehende Förderregime und deren Notwendigkeit vor dem Hintergrund eines zunehmenden Hochlaufs von BEV sowie des zukünftigen Nutzer:innenverhaltens kritisch zu reevaluierten und hinterfragen.

Neben der Schaffung von Wettbewerb zwischen CPO müssen weitere Hemmnisse im Aufbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur beseitigt werden, um eine effiziente Bereitstellung der Infrastruktur zu ermöglichen. Dazu zählen, wie im Rahmen mit Gesprächen mit Expert:innen bestätigt, insbesondere administrative Hürden, welche den flächendeckenden Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur erheblich behindern.

Eine bundesweite Vereinheitlichung der Genehmigungsprozesse könnte die in Teilen langwierigen und komplexen (kommunalen) Vergabeprozesse adressieren. Im Idealfall, einer „One-Stop“ Lösung, könnte eine gemeinsame Anlaufstelle, die alle Schritte des Genehmigungsprozess betreut, aufgebaut werden. Dazu gehört ebenso die Verkürzung von aktuell sehr langen Bearbeitungszeiten bei Behörden und bei Netzbetreibern. Eine Aufstockung des entsprechenden Fachpersonals würde daher einen wichtigen Beitrag zum Hochlauf der Ladesäuleninfrastruktur leisten.

Viele Akteure wünschen sich außerdem ein Anschlussrecht an das Stromnetz an allen Spannungsebenen. Diese Forderung ist analog zu dem diskriminierungsfreien Zugang zu Flächen einzuordnen und würde das Potenzial für die lokale Marktmacht verringern. Neben Hürden von öffentlicher Seite stellt der Mangel an Handwerker:innen und Fachkräften im Bereich der Errichtung der Infrastruktur sowie eine aktuell erschwerte Beschaffung von Baumaterialien eine Herausforderung dar, welche adressiert werden muss.

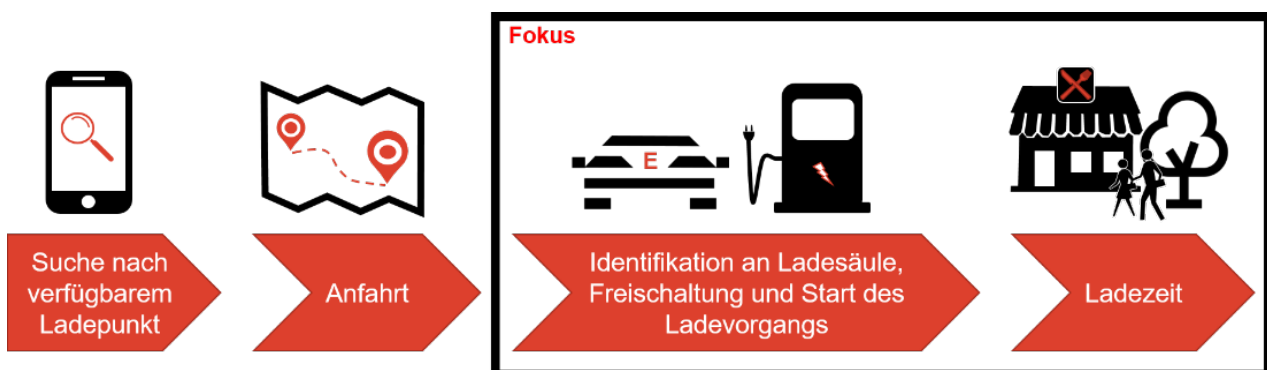
Im Kontext der regulatorischen Debatte um eine erfolgreiche Infrastrukturbereitstellung sollte auch über das Potenzial der Ladesäuleninfrastruktur und BEV in der Bereitstellung von Netzdienstleistungen und Demand-Side-Response Maßnahmen diskutiert werden. Eine solche Erschließung von Flexibilitäten kann mitunter den Netzausbaubedarf und somit die Gesamtsystemkosten reduzieren (vgl. Abschnitt 4.4).

3 Einschub: Akzeptanzanforderungen durch die Nutzer:innen

In der öffentlichen Debatte über batterieelektrische Fahrzeuge nimmt die Diskussion über die Akzeptanz für diese Fahrzeuge aufgrund veränderter Nutzungsbedingungen gegenüber verbrennungsmotorischen Pkw eine starke Rolle ein. Neben den Unternehmen, Institutionen und Behörden, die in den Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur involviert sind und im Regelfall miteinander im Diskurs stehen, ist die Nutzer:innensicht für den Markthochlauf der Technologie nicht vernachlässigbar. Dementsprechend wurde in dem Vorhaben auch eine Untersuchung zu Akzeptanzanforderungen der Nutzer:innen für das Laden an öffentlichen Ladepunkten durchgeführt.

Herausforderungen und Unannehmlichkeiten bei der Nutzung der öffentlichen Ladeinfrastruktur stehen nach der Literatur einer sehr breiten gesellschaftlichen Akzeptanz der Elektromobilität noch im Wege. Der Ladevorgang von Elektrofahrzeugen wird daher von Fahrer:innen von Elektrofahrzeugen häufig noch als Einschränkung ihrer individuellen Mobilität wahrgenommen (NewMotion 2021; Schönemann 2018). Die Restriktionen des Standes der Technik werden auch in naher Zukunft Ladezeiten erfordern, die über die Dauer des Betankungsvorgangs eines verbrennungsmotorischen Fahrzeugs hinausgehen. Daher müssen neue Wege gefunden werden, um das Kund:innenerlebnis des Ladevorgangs bzw. die Customer Journey (Abbildung 3-1) zufriedenstellend zu gestalten. In diesem Kapitel wird die Bedeutung unterschiedlicher Aspekte für die Customer Journey aus Nutzer:innensicht dargelegt.

Abbildung 3-1: Identifizierte Customer Journey und Fokus der Untersuchung



Quelle: eigene Darstellung

Darüber hinaus beschäftigten wir uns konkret mit den relevanten Bewertungskriterien für das Ladeerlebnis an der Ladestation. Dabei wird die Methode des "Analytischen Hierarchieprozess" (Saaty 1987) verwendet, eine multikriterielle Entscheidungsanalyse. Mithilfe dieses Prozesses lassen sich komplexe Entscheidungsprobleme strukturieren und lösen. Die relative Wichtigkeit der Bewertungskriterien (Gewichtung) wird dabei in Zusammenarbeit mit Entscheidungsträger:innen oder Expert:innen ermittelt. Im Gegensatz zu einigen Benchmarking-Studien wurden die Bewertungskriterien im Rahmen dieser Studie von Elektrofahrzeug-Fahrer:innen, den eigentlichen Nutzer:innen der Ladeinfrastruktur, bestimmt und von ihnen gewichtet. Das Vorgehen ist in Abbildung 3-2 illustriert.

Abbildung 3-2: Schema für das methodische Vorgehen



Quelle: eigene Darstellung

Dabei wurden die relevanten Kriterien für die Bewertung der Customer Journey an der Ladesäule sowie deren genaue Definitionen aus 20 Interviews mit Nutzern batterieelektrischer Pkw (Elektromobilisten) abgeleitet. Diese wurden überwiegend über das Clean Electric Forum¹⁵ kontaktiert. Die Befragten waren ausschließlich männlich und wiesen einen Altersdurchschnitt von 46 Jahren auf.

Die Gewichtung dieser Kriterien geschah im Rahmen einer Online-Umfrage im Oktober und November 2021. Von 108 teilnehmenden Elektromobilist:innen führten 94 Personen (darunter 54 Elektrofahrzeug-Besitzer:innen) die Gewichtung der vordefinierten Kriterien (Tabelle 3-1) ausreichend konsistent durch, damit sie für die verwendete Methode des Analytischen Hierarchieprozesses genutzt werden konnten. 93 % der Teilnehmenden sind männlich und 76 % sind älter als 40 Jahre. 71 % haben einen Fachhochschul- oder Universitätsabschluss oder haben promoviert. 83 % haben ein monatliches Nettohaushaltseinkommen von mehr als 2.500 EUR. Die in unserer Studie befragten Elektromobilist:innen sind demnach gutverdienend, gebildet, tendenziell männlich und mittleren oder höheren Alters. Ähnliche Beobachtungen bzgl. der Zusammensetzungen von Stichproben der Fahrer:innen von Elektrofahrzeugen wurden in früheren Studien gemacht (Römer und Steinbrecher 2021; NewMotion 2021; Haustein und Jensen 2018; Hackbarth und Madlener 2016).

Nachfolgend wird zunächst auf die Kriterien zur Bewertung von Ladeerlebnissen sowie ihren Stellenwert aus Nutzer:innenperspektive eingegangen (Kapitel 3.1), bevor die kriterienspezifischen Qualitätsfaktoren vorgestellt werden (Kapitel 3.2). Zuletzt werden die Erkenntnisse der Untersuchungen in einem Zwischenfazit zusammengefasst (Kapitel 3.3).

3.1 Bewertungskriterien von Ladeerlebnissen

Sieben Kriterien haben sich in den Interviews als relevant für die Bewertung von Ladestationen und des Ladevorgangs erwiesen: *Benutzerfreundlichkeit, Art des Strombezugs (Grünstrom), Komfort,*

¹⁵ Clean Electric ist der Name eines Podcasts, der sich mit Themen rund um die Elektromobilität beschäftigt. Die Hörerschaft tauscht sich in einem dazugehörigen Forum aus (<https://www.cleanelectric.de/>).

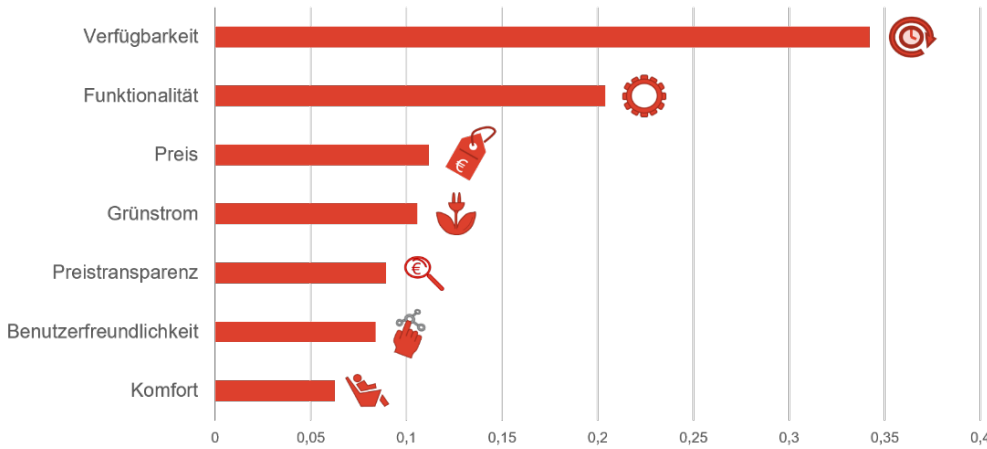
Funktionalität, Preis, Preistransparenz und Verfügbarkeit. Die Definitionen der Kriterien finden sich in Tabelle 3-1.

Tabelle 3-1: Berücksichtigte Kriterien zur Bewertung von Ladeerlebnissen

Kriterium	Definition
<i>Verfügbarkeit</i>	Die <i>Verfügbarkeit</i> einer Ladesäule ist die Wahrscheinlichkeit, dass sie zum Zeitpunkt der Ankunft unbesetzt und zugänglich ist. Eine höhere Anzahl von Ladepunkten, eine verlässliche Informationslage in Echtzeit und Reservierungsfunktionen verbessern u.a. die Verfügbarkeit.
<i>Funktionalität</i>	Das Elektrofahrzeug kann mit der erwarteten Leistung ohne Unterbrechungen geladen werden, wenn die Funktionalität optimal gegeben ist. Im ungünstigsten Fall funktioniert die Ladesäule nicht.
<i>Preis</i>	Dieses Kriterium berücksichtigt den Preis, der für den Ladevorgang zu zahlen ist.
<i>Art des Strombezugs (Grünstrom)</i>	Relevant ist hier die Zusammensetzung des Stroms bzw. des Energiemixes des jeweiligen Ladestromanbieters. Je höher der Anteil an erneuerbaren Energien und je höher der Mehrwert für die Energiewende und den Klimawandel, desto besser.
<i>Preistransparenz</i>	Hier geht es um eine transparente Kommunikation des Ladetarifs und der daraus resultierenden Kosten (auch Komponenten des Ladetarifs) für die Ladung.
<i>Benutzerfreundlichkeit</i>	<i>Benutzerfreundlichkeit</i> bezieht sich auf die Qualität der Nutzung, die Elektrofahrzeug-Fahrer:innen bei der Interaktion mit der Ladestation erfahren. Eine besonders einfache, intuitive Bedienung und Bezahlungsmöglichkeit wird als benutzerfreundlich angesehen.
<i>Komfort</i>	Die unmittelbare Umgebung der Ladestation wird aufgrund ihrer Möglichkeiten und Ausstattung als angenehm empfunden, wenn sie den Menschen Komfort bietet (z. B. Überdachung, Mülleimer, Beleuchtung, Möglichkeiten, die Ladezeit angenehm/sinnvoll in erreichbarer Nähe zu verbringen).

In der Online-Umfrage wurde anhand von paarweisen Vergleichen der einzelnen Bewertungskriterien ermittelt wie wichtig den Elektromobilist:innen die jeweiligen Kriterien sind. Die Auswertung der Umfrage zeigte, dass *Verfügbarkeit* und *Funktionalität* von Ladestationen für die Nutzer:innen unten den abgefragten Kriterien für die Ladeinfrastruktur am wichtigsten sind. Der *Preis* und die *Grünstrom*-Qualität des Ladestroms aus Erneuerbare-Energien-Anlagen wurden demgegenüber geringer gewichtet. *Komfort*, *Benutzerfreundlichkeit* und *Preistransparenz* der Ladetarife sind den Elektromobilist:innen aktuell weniger wichtig (Abbildung 3-3).

Abbildung 3-3: Kriteriengewichtung für die öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur aus der Sicht der Elektromobilist:innen



Quelle: eigene Darstellung

Trotz der Bemühungen, die Ladeinfrastruktur auszubauen, bestehen gemäß der Literatur und der Interviews nach wie vor Defizite bei einigen dieser elementaren Kriterien. Vor allem die *Verfügbarkeit* und *Funktionalität* der bestehenden Ladeinfrastruktur werden bisher als unzureichend wahrgenommen (connect 2020b; 2020a). Es scheint als würde das Potential bestehender Ladeinfrastruktur nicht effizient nutzbar sein. Aus den Daten von Statista (2021a) und Statista (2021b) geht zudem hervor, dass das Verhältnis von Elektrofahrzeugen zu Ladepunkten kontinuierlich steigt (2021: Verhältnis Elektrofahrzeugen zu Ladepunkten >10). Gerade das Kriterium der *Verfügbarkeit* wird dadurch voraussichtlich auch in Zukunft weiter in den Köpfen der Nutzer:innen präsent sein (siehe auch notwendige Ausbaudynamik in Kapitel 2.4).

In den geführten Interviews wurde häufig erwähnt, dass komfortable Ladestandorte und eine intuitive Bedienung der Hardware „nice-to-have“ seien. Solange die grundlegenden Kriterien der *Funktionalität* und *Verfügbarkeit* nicht zu einem zufriedenstellenden Grad erfüllt werden, bleiben Kriterien wie *Benutzerfreundlichkeit* und *Komfort* zweitrangig. „Innovatoren“ und „frühzeitige Anwender“ der Elektromobilität nehmen aufgrund ihrer Passion für BEV Unannehmlichkeiten in Kauf (Rogers 1962). Zukünftige Nutzer:innen der öffentlichen Ladeinfrastruktur sind hingegen anspruchsvoller (NewMotion 2021). Sollten in Zukunft die elementaren Funktionen der Ladeinfrastruktur zuverlässig zur Verfügung stehen und breite Teile der Gesellschaft in die Elektromobilität einsteigen, wird das Bedürfnis nach angenehmen und komfortablen Ladeerlebnissen vermutlich steigen.

3.2 Kriterienspezifische Qualitätsfaktoren

Welche Faktoren aus der Sicht der Nutzer:innen relevant für die Qualität eines Ladeerlebnisses an einem konkreten Ladestandort sind, wird in Tabelle 3-2 kriterienspezifisch zusammengefasst. Die Zusammenstellung der Qualitätsfaktoren erfolgte in den Interviews mit den 20 Elektromobilisten, die der Online-Umfrage vorangingen.

Tabelle 3-2: Kriterienspezifische Qualitätsfaktoren für die öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur

Kriterium	Qualitätsfaktoren
Verfügbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl Ladepunkte • Echtzeit-Update des Status der Ladepunkte • Reservierung möglich • Limitierung der Parkdauer (tagsüber) • Verhinderung des „Zuparkens“ von Ladepunkten durch Fahrzeuge, die ihn nicht nutzen (können) • 24/7 zugänglicher Ladestandort
Funktionalität	<ul style="list-style-type: none"> • Kompatibilität mit Elektrofahrzeug und Ladeapp/-karte • Ladeleistung und -dauer entsprechend der kommunizierten Angaben • Laden 24/7 möglich • gute Internetverbindung (WLAN oder mobiles Netz) zur Ladeapp-Nutzung • unkomplizierte Erreichbarkeit einer lösungsorientierten Service-Hotline
Preis	<ul style="list-style-type: none"> • angemessene Bepreisung • dynamische Preispolitik (niedrigere Preise außerhalb von Stoßzeiten bzw. überbelasteten Stromnetzgebieten)
Grünstrom	<p>In Anlehnung an (Fabianek et al. 2020):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regionalität des Grünstroms • transparente Informationen zum angebotenen Grünstrommix • Zeitgleichheit der Bereitstellung des Grünstroms • zusätzliche Ausbauwirkung der Erneuerbare-Energien-Anlagen durch Grünstromnutzung • Flächennutzung der genutzten Erneuerbare-Energien-Anlagen • Treibhausgasemissionen der genutzten Erneuerbare-Energien-Anlagen
Preistransparenz	<p>Klare Kommunikation an Ladesäule:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Preis pro kWh • zusätzliche Preiskomponenten (z. B. Blockiergebühr, Ladezeitbepreisung, Ladevorgangsbepreisung) • voraussichtlicher Preis für Ladevorgang
Benutzerfreundlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> • flexible Bedienungsreihenfolge • Display, das Feedback gibt (Ladeleistung, -dauer etc.) • unkomplizierte Bezahlweise • einfaches Einstecken des Ladekabels (lang genug) • einfache/gute Betriebsanleitung • gute Sichtbarkeit und Wiedererkennungswert • ungefährdet vom fließenden Verkehr
Komfort	<ul style="list-style-type: none"> • Mülleimer • Überdachung/Witterungsschutz • Beleuchtung • Sitzgelegenheiten • sanitäre Anlagen • Einkaufsmöglichkeit für Speisen und Getränke • Betätigungsmöglichkeiten/Freizeitangebote/Arbeitsplätze

Quelle: eigene Zusammenstellung

Es wurde in den Interviews angemerkt, dass Ladepunkte durch verbrennungsmotorische Fahrzeuge, nicht-ladende Plug-in-Hybride oder Elektrofahrzeuge zugeparkt sein können oder

Ladepunkte online fälschlicherweise als verfügbar angezeigt werden. Frustrierend ist die Erfahrung, sonntags bei Supermarkt- oder Bauhausketten vor verschlossener Parkplatzschranke zu stehen und die halböffentliche Ladesäule nicht erreichen zu können. Die elementare Herausforderung der *Verfügbarkeit* ist zentral, um solchen negativen Erlebnissen vorzubeugen und das Vertrauen der Nutzer:innen in die Ladeinfrastruktur zu gewinnen. Dafür ist es wichtig, die öffentliche, permanent zugängliche Infrastruktur weiter auszubauen.

Über dysfunktionale Ladesäulen und technische Probleme beim Ladevorgang beklagten sich 70 % der Interviewten. Ladevorgänge brechen ungewollt ab oder Ladesäulen scheinen nicht mit spezifischen Elektrofahrzeugen oder Ladekarten/-apps kompatibel zu sein. Im Worst Case funktionieren Ladesäulen gar nicht und auch die Mitarbeitenden der zugehörigen Service-Hotline können nicht helfen. Aus Nutzer:innensicht sollte die erwartungsgemäße *Funktionalität* existierender Ladeinfrastruktur eine Selbstverständlichkeit sein. Dass es grundsätzlich möglich ist, zeigt – laut einiger Interviewten – bereits seit Jahren Tesla mit seinem Supercharger Ladenetzwerk.

Beim *Preis* orientieren sich Elektromobilist:innen mit der Möglichkeit, zuhause (evtl. ihren eigenen Solarstrom) zu laden, am Haushaltsstrompreis bzw. dem resultierenden Ladestrompreis. Leicht teurere Ladestrompreise akzeptieren sie auch im öffentlichen Bereich. Kritisch äußern sich die Interviewten konkret zu Ladesäulen eines Ladeanbieters mit Schnellladestrompreisen von bis zu 79 Ct/kWh (Ionity 2022). Generell bevorzugen Elektromobilist:innen günstigere Preise für den Ladestrom.

Physikalisch gesehen ist Ladestrom aus erneuerbaren Energien ein homogenes Gut. Grünstrom¹⁶ ist jedoch kein Produkt, dessen Qualitätskriterien klar vorgegeben sind. Es gibt bei Grünstromeigenschaften sehr unterschiedliche Ausprägungen in Bezug auf Energieträger, Herkunftsland, Alter der Anlage usw., die über die eigentliche Zertifizierung als Strom aus erneuerbaren Energien hinausgehen. Viele Grünstromanbieter bieten mit Grünstrom-Labels¹⁷ zertifizierte Produkte an, die eine zusätzliche ökologische Qualität bzw. Wertigkeit des verkauften Grünstroms nachweisen können. Für eine tiefergreifende Untersuchung der erwähnten *Grünstrom*-Qualitätsfaktoren verweisen wir auf Fabianek et al. (2020). Verbraucher:innen sind sich der unterschiedlichen Grünstromqualitäten selten bewusst. Häufig hört die Transparenz bezüglich der Grünstrom(lade)tarife beim Verweis auf „100 % Grünstrom“ auf.

Die Ladestrompreise sind ebenfalls häufig intransparent. Bemängelt werden unzureichend kommunizierte „Mischtarife“, die unterschiedliche Kostenkomponenten wie Ladezeit, Lademenge (kWh-Bepreisung), Start- und Blockiergebühren enthalten. Ein generelles Problem ist hierbei auch der undurchsichtige „Ladetarifdschunzel“, der zu unterschiedlichen Preisen an ein und derselben Ladesäule je nach Ladetarif führt. Ein Display an der Ladesäule, das durch detaillierte Informationen zum Ladestrompreis für *Preistransparenz* sorgt, wäre im Interesse der Elektromobilist:innen.

Wünschenswert ist darüber hinaus eine intuitive und unkomplizierte Interaktion mit der Hardware. Es sollte unerheblich sein, ob sich die Nutzer:innen zuerst an der Ladesäule identifizieren oder zuerst das Fahrzeug per Ladekabel mit der Ladesäule verbinden. Ein hohes Maß an *Benutzerfreundlichkeit* wird durch die sog. Plug-and-Charge Funktion erreicht, die mit Tesla-

¹⁶ Mindestanforderung für Ökostrom ist die Herkunft aus erneuerbarer Energie, wie sie im EEG über den Herkunftsnachweis definiert ist (vgl. Peters et al. (2018)).

¹⁷ Gütezeichen, das in diesem Fall Stromprodukte markiert, die sich durch erhöhte Umweltfreundlichkeit von anderen Produkten abgrenzen. Zentrale Kriterien, für die Vergabe eines Ökolabels sind z. B. 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Förderung des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien, etc.

Fahrzeugen an Tesla Super-Chargern schon seit Jahren etabliert ist. Es reicht, das Elektrofahrzeug per Ladekabel mit der Ladestation zu verbinden. Das Fahrzeug identifiziert und autorisiert sich automatisch und der Ladevorgang kann starten. Plug-&-Charge nach ISO 15118 soll in Zukunft auch hersteller- und ladesäulenübergreifend ermöglicht werden. Nach einmaliger Registrierung des Elektrofahrzeugs und Autorisierung für eine Bezahlungsfunktion sollen Ladekarten und -apps obsolet werden (Hubeck 2022). Die Anzahl an Interaktionen mit der Hardware kann so minimiert werden.

Um die Interaktion mit der Ladesäule angenehmer zu gestalten, wünschen sich die Elektromobilist:innen einen Schutz gegen Wind und Wetter sowie eine ausreichende Ausleuchtung des Ladebereichs. Weiterhin werden unterschiedliche Möglichkeiten erwartet, die Zeit während des Ladevorgangs (sinnvoll) zu nutzen, z. B. Gastronomie, sportliche Betätigung, Shopping, mobiles Arbeiten, Aufsuchen sanitärer Anlagen. In Bezug auf den gewünschten *Komfort* verwiesen die interviewten Elektromobilist:innen häufig auf das Serviceangebot und die Gegebenheiten rund um Tankstellen.

3.3 Zwischenfazit

Generell sollten sich Ladeinfrastrukturbetreiber:innen bei der Konzeption von Ladestandorten an der bestehenden fossilen Tankinfrastruktur orientieren. Trotz des vergleichsweise zentralen Charakters der Tankinfrastruktur und der meistens kürzeren Verweildauer vor Ort lassen sich Implikationen für das Kund:innenerlebnis an Ladesäulen ableiten. Tankstellen sind ausreichend vorhanden (ca. 14.500; vgl Statista 2021c) und nur in den seltensten Fällen nicht funktionstüchtig. Meistens gibt es vor Ort eine Einkaufsmöglichkeit, an Autobahnen auch sanitäre Anlagen und (Fastfood-)Restaurants sowie Servicemöglichkeiten wie Staubsauger, Scheibenreiniger oder Luftdruckpumpen. Die Standorte sind in der Regel überdacht und beleuchtet.

Diese Gegebenheiten eins-zu-eins auf die Ladeinfrastruktur zu übertragen, erscheint jedoch wenig zweckmäßig: Ladeinfrastruktur sollte dezentraler und engmaschiger verteilt sein und die Profitabilität von Ladestandorten nicht außen vorgelassen werden kann. So erzielt eine Ladesäule nicht den Durchlauf bzw. ist nicht so margenintensiv wie eine Zapfsäule. Dementsprechend ist es z. B. nicht ökonomisch sinnvoll, jede Ladesäule zu überdachen, da die Kosten der Baumaßnahmen gedeckt werden müssen. Es sollte den Ladesäulenbetreiber:innen klar sein, dass die breite Masse der Autofahrer:innen das Tankstellen-Erlebnis gewohnt ist. Um diese Menschen von der Elektromobilität zu überzeugen, darf nicht das Gefühl vermittelt werden, die Nutzung der zugehörigen öffentlichen Infrastruktur sei unverlässlich, unkomfortabel, komplizierter und kostenintensiver. Es ist vor allem wichtig, die allgemeine Verfügbarkeit einer funktionstüchtigen öffentlichen Ladeinfrastruktur zu garantieren. Wenn diese Basis einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur aufgebaut ist, sollte das Hauptaugenmerk weiterer Bemühungen auf möglichst günstigem grünem Ladestrom sowie der angenehmen Gestaltung von Ladevorgängen und der Ladezeit am Ladestandort liegen. Werden die aufgeführten Qualitätsfaktoren bei der Planung von Ladestandorten berücksichtigt, kann ein Ladeerlebnis zur Verfügung gestellt werden, welches den Akzeptanzanforderungen von Elektromobilist:innen entspricht.

4 Implikationen für das Stromsystem

4.1 Herausforderungen durch die Sektorenkopplung im Verteilnetz

Im Stromsektor wird für die nächsten Jahre aufgrund der Sektorenkopplung der damit verbundenen stärkeren Elektrifizierung von Endverbrauchern eine steigende Stromnachfrage erwartet. Es ist breiter wissenschaftlicher Konsens, dass dieser Anstieg die Effekte von Effizienzmaßnahmen übersteigen wird und die Stromnachfrage insgesamt ansteigt. Ein Szenarienvergleich, der im Rahmen des Ariadne-Projektes durchgeführt wurde, geht hier von einem Anstieg um den Faktor 0,5 bis 3 gegenüber dem heutigen Wert aus (PIK 2021). Im Jahr 2019 verbrauchten Haushalte in Deutschland im elektrischen Verteilnetz ca. 128 TWh (AGEB 2021). In der Studie von Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut (2021), die eher am unteren Rand des Nachfrageanstiegs liegt, wird erwartet, dass die Stromnachfrage von Elektroautos von heute ca. 1 TWh auf ca. 63 TWh im Jahr 2045 erhöhen wird (Agora Energiewende 2021). Der zweite neue Großverbraucher in diesem Bereich werden Wärmepumpen sein, die in der Studie von heute ca. 6 TWh auf ca. 51 TWh im Jahr 2045 ansteigen. Somit wird ein Anstieg der Haushaltsstromnachfrage im Verteilnetz um ca. 80 % erwartet.

Neben der Gesamtmenge an Strom ist für die Netzbetrachtung auch der maximal Wert der Nachfrage relevant. So hat ein gewöhnlicher Haushalt, mit einem Jahresstrombedarf von etwa 4.400 kWh, einen durchschnittlichen Bedarf an Leistung von 0,5 kW. Der tatsächliche Verbrauch ist allerdings deutlich volatil: während in der Nacht häufig kaum Strom verbraucht wird, liegt der Bedarf in Spitzenzeiten bei den meisten Haushalten um die 5-6 kW. Elektrofahrzeuge allerdings können technisch Ladeleistungen von mehreren hundert kW erreichen (beim Schnellladen mit Gleichstrom). Für das Laden zu Hause haben sich Wallboxen mit Leistungen von 11 kW als Standard etabliert. In jedem Fall ist ein deutlicher Anstieg (etwa eine Verdreifachung) der Spitzenlasten bei Haushalten mit Elektrofahrzeug zu erwarten. Dazu können gegebenenfalls Belastungsspitzen von Wärmepumpen kommen. Für gewöhnlich weisen diese aufgrund des hohen Wirkungsgrads und des Betriebs als Dauerläufer eher geringe Lastspitzen auf. Für den Fall, dass hohe Wärmemengen bei gleichzeitig kalten Außentemperaturen erforderlich sind, besitzen die meisten Wärmepumpen jedoch einen zusätzlichen rein elektrischen Heizstab. Dadurch kann die Gesamtleistungsaufnahme von Wärmepumpen unter Umständen auch zweistellige kW-Werte erreichen.

Hohe Leistungsspitzen einzelner Geräte müssen grundsätzlich nicht automatisch eine besondere Herausforderung für die Netze bedeuten. Wenn sich die Nachfrage der Geräte über ein Netz statistisch gleichmäßig über größere Zeiträume verteilt, gehen individuelle Lastspitzen weitestgehend im „Rauschen“ anderer Aktivitäten unter. Bei Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen können sich jedoch typische Zeitpunkte für die Leistungsaufnahmen mit hohen Gleichzeitigkeiten ergeben, was bei der Netzplanung und der Netzanschluss-Regulierung (siehe auch Kapitel 4.4) berücksichtigt werden muss.

Im Extremfall muss das Verteilnetz den Fall aushalten, dass viele BEV zu einer ähnlichen Uhrzeit für das Laden an das Netz angeschlossen werden (z. B. am Abend nach der Arbeit). Wird zur selben Zeit auch eine hohe Last durch den Einsatz von Wärmepumpen und sonstige Verbraucher in den Haushalten (z. B. Duschen, Waschmaschine) nachgefragt, kann das Stromnetz an seine Belastungsgrenze stoßen. Bisher wurde der Möglichkeit der Überlastung durch großzügige Sicherheitsmargen bei der Auslegung der Verteilnetze Rechnung getragen. Alternative Ansätze

unter Berücksichtigung von einer Nachfrageflexibilisierung werden in den nachfolgenden Kapiteln diskutiert.

Weitere Implikationen für die Stromnetze durch die Transformation hin zu batterieelektrischen Antrieben ergeben sich auch abseits der Integration der Ladepunkte in das Verteilnetz. Um den steigenden Bedarf an Strom zu decken, den die E-Mobilität mit auslöst, müssen folglich höhere Mengen an Wind- und Solarstrom zugebaut werden. Nur so können die Klimaschutzpotenziale der batterieelektrischen Mobilität gut ausgeschöpft werden.

4.2 Auswirkungen auf den Ausbaubedarf der Verteilnetze

Mit einer ansteigenden Zahl an batterieelektrischen Fahrzeugen werden die Verteilnetze zunehmend belastet, da durch die zusätzliche Last thermische Überlastungen und Spannungsbandverletzungen¹⁸ auftreten können. Vor diesem Hintergrund bedarf es einer frühzeitigen Planung und Umsetzung notwendiger Anpassungen, um sowohl die Versorgungssicherheit als auch den ausreichenden Ausbau der Ladeinfrastruktur zu gewährleisten. Aktuell sind die Verteilnetze nicht für die Integration der E-Mobilität im durch die Politik anvisierten Markthochlauf ausgestattet.

Jedoch ist nicht nur die Anzahl der zu integrierenden E-Pkw in das Verteilnetz relevant, sondern auch wie und wann diese geladen werden. So ist insbesondere eine hohe Gleichzeitigkeit problematisch, zum Beispiel verursacht durch Ladevorgänge in den Abendstunden., wenn diese nicht netzdienlich gesteuert werden. Eine hohe Gleichzeitigkeit von Ladevorgänge kann die Netzbelastung verstärken und lokal zu thermischen Überlastungen der Leitungen und Spannungsabweichungen sowie global zu einer Erhöhung der systemweiten Spitzenlasten führen. Um Netzüberlastungen zu vermeiden, bedarf es in diesem Fall einen Zubau der Kapazitäten des Verteilnetzes. Vor allem Niederspannungsnetze im vorstädtischen und ländlichen Raum können, durch die neuen Verbraucher und die teils großen Leitungslängen, von Überlastungen betroffen sein. Im Gegensatz dazu reagieren städtische Netze in der Regel weniger problematisch auf die steigende Last, da es typischerweise vermaschte sowie mehrfach gespeiste Netze¹⁹ sind (energynautics GmbH 2015), Ebner et al. 2019).

Dorendorf et al. (2019) gehen davon aus, dass nur ein geringer Anteil der Leitungen in der Nähe von Ortsnetzstationen durch leistungsstärkere Leitungen sowie Transformatoren ersetzt werden muss. Dieser zusätzliche Ausbaubedarf wird ab einer E-Pkw-Durchdringung von 50 % im Bestand erwartet. Auch TU München (2018) gehen ab einem BEV-Anteil im Bestand von 50 % und mehr von weiteren Investitionskosten aus, um die Resilienz der Verteilnetze zu erhöhen. Die Situation kann sich in einem solche Szenario jedoch lokal sehr unterschiedlich darstellen, da unter Umständen in manchen Netzabschnitt schon früher hohe Durchdringungen erreicht werden und wie beschrieben einzelne Netzabschnitte unterschiedlich stark ausgelegt sind.

¹⁸ Eine Verletzung des Spannungsbandes bedeutet, dass die Netzspannung bis zu 10 % von der vorgegebenen Spannungsbandes abweicht. Das tritt auf, wenn die Last unerwartet hoch oder niedrig ist, es zu einer hohen dezentralen Einspeisung kommt oder Netzstörungen auftreten. Im schlimmsten Fall kommt es zu Betriebsmittelschädigungen oder einem Spannungskollaps.

¹⁹ Ein vermaschtes, mehrfach gespeistes Netz zeichnet sich in seiner Topologie durch mehr verbundene Leitungen zwischen den Transformatoren und Verbrauchern/Erzeugern, sowie mehreren Einspeisepunkten je Strang aus. Dies erhöht die Versorgungssicherheit gegenüber einfachen Strahlennetzen.

Grundsätzlich existieren jedoch Möglichkeiten den Bedarf des kostenintensiven Verteilnetzausbaus zu reduzieren. Zum einen kann in alternative Infrastrukturkomponenten investiert werden. Hierzu wurde von ef.Ruhr GmbH (2017) der Einsatz von regelbaren Ortsnetztrafos (rONT)²⁰ untersucht. Nach ef.Ruhr GmbH (2017) können rONT den kumulierte Investitionsbedarf der NS-Spannungsebenen um ein Drittel senken. Diese Strategie ist jedoch nur sinnvoll in Netzen, in denen zum einen die Reduzierung der Leitungsinvestitionen die rONT-Investitionen übersteigt und zudem der Ausbau durch eine Spannungsbandverletzung induziert wird und nicht durch thermische Überlastungen.

Eine weitere Option zur Reduktion des notwendigen Netzausbaus ist eine Flexibilisierung der Beladung. Hierbei können verschiedene Ladestrategien angereizt werden, die in Abschnitt 4.3 beschrieben werden. Je nach Ausgestaltung besitzt die Bereitstellung von Flexibilitäten in Ladevorgängen ein großes Potenzial den Netzausbaubedarf zu senken. So ermittelten TU München (2018), dass netzdienlich gesteuerte Ladestrategien bei einer mittleren Anzahl an Teilnehmenden (mehr als 35 % der BEV-Nutzer:innen nutzen Flexibilisierungsmöglichkeiten) den Netzausbedarf im Verteilnetz reduzieren und ihn bei einer fast vollständigen Teilnahme von BEV-Nutzern am Lademanagement (mehr als 90 % der BEV-Nutzer:innen) überflüssig machen können. Diese Werte beruhen auf einer Grundannahme von einer 100%igen-E-Auto-Quote und einer Simulation von Ortsnetzknotten mit Monte-Carlo-Simulation als Variation. Dorendorf et al. (2019a) verweisen darauf, dass es einen erheblichen Unterschied macht, ob die Ladevorgänge sich an Strompreisen oder am lokalen Netzzustand orientieren. Gegenüber dem ungesteuerten Laden könne bei netzdienlichem Laden (d.h. mit Bezug zum aktuellen Netzzustand) der Investitionsbedarf in etwa halbiert werden, während bei marktorientiertem Laden, dass an den Strompreisen orientiert ist, eine Verdoppelung der Netzausbaukosten ermittelt wurde. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass im gewählten Modell hohe Gleichzeitigkeiten beim marktorientierten Laden angesetzt wurden, die folgerichtig zu einem hohen Netzausbaubedarf führen. Es gibt zwei Ansätze, mit denen die Notwendigkeit des Netzausbaus reduziert bzw. vermindert werden könnte: Beim marktorientierten Laden könnten Fahrzeuge aus verschiedenen Netzgebieten gepoolt werden und somit eine vorteilhafte Verteilung der Netzbelastung erreicht werden. Zum anderen können die Verteilnetze mit einer besseren Monitoringinfrastruktur aufgerüstet werden, so dass Verteilnetzbetreiber in Echtzeit den Zustand der Netze erfassen können und in kritischen Situationen eingreifen können. Es gibt bisher jedoch keine regulatorischen Rahmenbedingungen, die den Eingriff in den Ladevorgang einheitlich regeln (siehe Abschnitt 4.4).

Ein großer Anteil der entstehenden Kosten auf der Verteilnetzebenen handelt geht auf den altersbedingten Ersatz von Netzkomponenten und somit ohnehin notwendige Investitionen zurück (Navigant; Kompetenzzentrum Elektromobilität; RE-xpertise 2019). Laut Agora Verkehrswende et al. (2019) steigen die durch Elektromobilität induzierten Investitionen in Leitungen und Trafos im Vergleich zu früheren Investitionen in der Referenzperiode 2008-2018 nicht. Hier lagen sie durchschnittlich bei jährlich 3,5 Mrd. EUR kumuliert auf allen Verteilnetzebenen. Die in den Studien ermittelten jährlichen Kosten für den Verteilnetzausbau bis 2050 weisen ein breites Spektrum auf und rangieren bei optimistischen und weniger optimistischen Szenarien zwischen 1 und 4,2 Mrd. EUR. Laut TU München (2018) ist bei einer 100%-igen Elektrifizierung mit jährlichen Investitionskosten von 1,5 Mrd. EUR zu rechnen. Dorendorf et al. (2019) geht bei ungesteuerten und reaktiven Ladestrategien von 4,2 Mrd. EUR jährlichen bis zum Jahr 2045 aus. In den von Agora

²⁰ rONT sind Transformatoren, die an der Schnittstelle Mittelspannungsnetz (MS) und Niederspannungsnetz (NS) eingesetzt werden und das Übersetzungsverhältnis so anpassen können, dass die Spannung im NS-Netz dynamisch innerhalb des Spannungsbandes gehalten werden kann

Verkehrswende et al. (2019) durchgeführten Untersuchungen liegen die jährlichen Investitionen bei 2,1 Mrd. EUR, sollte keine Mobilitätswende, d. h. eine relevante Verlagerung der Verkehre auf den Umweltverbund, stattfinden bzw. bei 1,5 Mrd. EUR beim Einsatz von Ladestrategien sowie einer erreichten Mobilitätswende.

Der Einsatz von BEV erhöht jedoch nicht nur die Belastung der Verteilnetze, sondern insgesamt auch den Stromverbrauch. Damit erhöht sich auch die Strommenge, auf die die Kosten des Netzbetriebs umgelegt werden können. Die Nutzer:innen batterieelektrischer Fahrzeuge können so die anstehenden Anpassungen im Verteilnetz mitfinanzieren, so dass sich die Netzentgelte trotz anstehender erheblicher Investitionen in das Verteilnetz voraussichtlich erheblich reduzieren werden. (Navigant; Kompetenzzentrum Elektromobilität; RE-xpertise 2019; Agora Verkehrswende et al. 2019) geht zum Beispiel bei einem Markthochlauf von 45 Millionen E-PKW davon aus, dass sich die heutigen Netzentgelte (ca. 7 ct/kWh) durch den erhöhten Stromverbrauch auf rund die Hälfte verringern könnten, sofern die E-Mobilität adäquat beteiligt wird. Das Fraunhofer ISI (2018) geht bei einer Marktdurchdringung von 30 % an batterieelektrischen Pkw bereits von einer Reduktion der Netzentgelte von bis zu 14 % aus.

Durch die unterschiedliche Bevölkerungsdichte und die unterschiedliche Stromnachfragemengen in verschiedenen Räumen unterscheiden sich die Investitions- und Betriebskosten des Verteilnetzes pro Kopf und pro kWh zwischen ländlichen und urbanen Räumen. In ländlichen Räumen sind daher die anfallenden Investitionen höher als in urbanen Raumstrukturen. Da die Niederspannungsnetze im ländlichen Raum stärker von Überlastungen bedroht werden, bedarf es im ländlichen Raum auch eines stärkeren Ausbaus der Infrastrukturen. So liegen die pro-Kopf-Investitionen für die Anpassungen des Verteilnetzes im ländlichen Raum generell höher. Mit der aktuellen Regulierung werden die anfallenden Kosten in den jeweiligen Gebieten der Verteilnetzbetreiber umgelegt, so dass der ländliche Raum stärker mit den Netzausbaukosten belegt würde. Agora Verkehrswende et al. (2019) geht in den Jahren 2015-2030, bei einem Bestand von 15 Mio. batterieelektrischen Pkw im Jahr 2030, von jährlichen Investitionen von 99 EUR pro Kopf aus. In urbanen Räumen liegen diese lediglich bei 40 EUR pro Kopf. Flexibilisierungsstrategien können im ländlichen Raum einen größeren Effekt erzielen als im urbanen Raum. Die Implementierung einer möglichst netzdienlichen Ladestrategie kann die Investitionskosten im ländlichen Raum um 40 % senken. Im urbanen Raum sinken die Investitionskosten in diesem Fall um 30 %. Grund hierfür ist, dass die Ladepunkte an privaten Ein- bis Zweifamilienhäusern im ländlichen und vorstädtischen Raum eine größere Rolle spielen und Ladung zu Hause und am Arbeitsplatz eine größere Möglichkeit der Flexibilisierung der Ladevorgänge als an (halb-) öffentlicher Ladeinfrastruktur besitzt. Daher wirkt sich das gesteuerte Laden auf den ländlichen Raum überproportional positiv aus (Navigant; Kompetenzzentrum Elektromobilität; RE-xpertise 2019). Den Effekt, dass die zu erwartenden Investitionen in ländlichen Regionen höher sind und für die notwendigen Anpassungen der Verteilnetze für Verbraucher:innen in diesen Regionen auch höhere Netzentgelte anfallen werden, kann auch das netzdienliche Laden nicht auflösen.

4.3 Ladestrategien und weitere Flexibilisierungsoptionen

Wie bereits erwähnt, bieten Flexibilisierungen der Ladevorgänge, je nach Ausgestaltung, ein erhebliches Potenzial die Kosten des Verteilnetzausbaus zu senken. Im Folgenden werden verschiedene Flexibilisierungsmöglichkeiten näher erläutert. Prinzipiell können Flexibilisierungsoptionen nachfolgenden Gesichtspunkten differenziert werden:

- Mit welchem Ziel wird der Ladevorgang beeinflusst?
- Erfolgt eine präventive oder eine aktive Ladebeeinflussung?
- Erfolgt dies automatisiert oder manuell?
- Wird die Flexibilisierung als Lastverschiebung oder auch als Ausspeicherung umgesetzt?

Beim Ziel der Lastverschiebung kann ebenfalls grob zwischen vier Anwendungsbereichen unterschieden werden:

- Lastverschiebung hinter dem Netzanschlusspunkt; insbesondere zur PV-Eigenverbrauchs-optimierung
- Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch an Strommärkten
- Übertragungsnetz-Anwendungen wie Primärregelleistung oder Redispatch
- Verteilnetz-Anwendungen zur Reduktion des Verteilnetzausbaus.

In Kapitel 4.2 lag der Fokus auf der Frage, wie man durch ein angepasstes Ladeverhalten Anpassungen im Verteilnetz verringern kann. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass auch ein marktorientierter Ladeverhalten und Dienstleistungen für das Übertragungsnetz essenzielle Anwendungen für die Transformation des Stromsystems sind und untereinander koordiniert werden müssen.

Bei der Lastverschiebung zur Eigenverbrauchsoptimierung wird die Beladung der Fahrzeugbatterie so verschoben, dass sie zu Zeitpunkten mit ausreichender lokaler Erzeugung, die zumeist aus einer Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) stammt, stattfindet. Hierzu werden intelligente Wallboxen genutzt, die unter anderem mit der hauseigenen PV-Anlage verbunden sind. Da diese Wallboxen die universale Schnittstelle zwischen Haushalt, PV-Anlage und BEV sind, können die Verbraucher:innen ablesen, wann ein Überschuss besteht und somit verstärkt Eigenverbrauch betrieben werden muss. Die Wallboxen können den Ladevorgang eines angeschlossenen BEV dabei so steuern, dass einerseits die Ladeleistung reduziert wird bzw. entstehende Überschüsse in das BEV geladen werden.

Andere aktive Ladebeeinflussungen orientieren sich entweder an Marktsignalen oder am Belastungszustand des Verteilnetzes. Beim marktorientierten Laden würden sich die Nutzer:innen der BEV synchron zum Stromüberangebot oder bei einem niedrigen Börsenstrompreis zum Laden entscheiden. Steuerungen in den Ladepunkten können auf entsprechende Markt-Signale reagieren und die Ladeleistung entsprechend anpassen (FfE 2019; Dorendorf et al. 2019b).

Beim netzdienlichen Laden muss zwischen Anwendungen für das Übertragungsnetz und Anwendungen für das Verteilnetz differenziert werden. Für das Übertragungsnetz sind insbesondere zwei Ansätze relevant: Zum einen kann von den Fahrzeugen (bzw. durch Aggregatoren, die mehrere Fahrzeuge in einem Pool zusammenführen und deren Leistung vermarkten) Primärregelleistung angeboten werden und bei einem kurzfristigen Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch (und der daraus resultierenden Frequenzabweichung) die Beladung entsprechend erhöht bzw. verringert werden. Als zweite Anwendung können bei Engpässen im Übertragungsnetz Redispatch-

Maßnahmen²¹ bereitgestellt werden, so dass vor einem Netzengpass die Nachfrage erhöht wird und im Gebiet hinter dem Engpass die Nachfrage vorübergehend gemindert wird.

Um Überlastung im Verteilnetz entgegenzuwirken, kann in den Wirkleistungsbezug und den Ladevorgang eingegriffen werden. Liegt keine Überlastung vor, könnte ungesteuertes Laden erfolgen. In der Literatur werden zum Beispiel folgende netzdienlichen Ladestrategien diskutiert: „first come, first serve“, „equal distribution“, „preferred charging“ und „Parkzeitpriorisierung“ (energynautics GmbH 2015). Bei „first come, first serve“ werden ab dem Erreichen eines Leistungsschwellenwerts die danach im gleichen Netzgebiet angeschlossenen Fahrzeuge erst geladen, wenn wieder Kapazitäten verfügbar sind. Bei einer Überlastung werden ab diesem Zeitpunkt die Ladevorgänge der zuletzt angeschlossenen Fahrzeuge unterbrochen. Eine „equal distribution“-Strategie ermöglicht hingegen eine weitere Ladung aller angeschlossenen Fahrzeuge. Hierfür wird eine maximal zulässige Ladeleistung der angeschlossenen Fahrzeuge ermittelt und auf diese angewandt. Dadurch kann sich die Ladezeit verlängern und eine Vollladung während der Standzeit eventuell nicht gewährleistet werden. Das „preferred charging“ lädt den niedrigsten Akkustand zuerst bzw. werden die Fahrzeuge mit dem höchsten Ladestand zuerst vom Netz genommen. Die Strategie „Parkzeitpriorisierung“ basiert hingegen auf den Nutzer:innenangaben zur maximalen Dauer des Ladevorganges. Fahrzeuge mit einer geringen Restladedauer werden hierbei bevorzugt behandelt.

Im Fall der präventiven Ladebeeinflussung erfolgt eine vorausschauende Anpassung des Ladevorganges, um Überlastungen im Verteilnetz vorzubeugen. Hierunter fallen beispielsweise die Ladestrategien des reduzierten Ladens²² oder auch die Verschiebung des Ladezeitpunktes. Diese präventive Ladebeeinflussung hat auch ein gewisses Potenzial den Netzausbaubedarf zu reduzieren (Helfenbein 2021). Aktive Ladebeeinflussungen greifen hingegen ab dem Überschreiten eines Schwellenwertes. Dieser Schwellenwert ist vor eine potenzielle Netzüberlastung gelagert und soll dadurch die Versorgungssicherheit auf der Verteilnetzebene weiterhin gewährleisten. Diese aktiven Ladebeeinflussungen erfolgen automatisiert und greifen in aktive Ladevorgänge ein. Hierzu zählen unter anderem die im Folgenden näher beleuchteten netzorientierten Ladestrategien.

Natürlich kann der Ladevorgang auch manuell durch die Nutzer:innen beeinflusst werden. So zeigt sich, dass je mehr Vertrauen die Nutzer:innen in die Reichweite ihrer Pkw gewinnen, desto wahrscheinlicher wird eine eigenständige Verschiebung des Ladezeitpunktes (FfE 2019). So steigt insgesamt auch die Bereitschaft an flexiblen Ladestrategien teilzunehmen. An dieser Stelle ist jedoch anzumerken, dass sich nicht darauf verlassen werden kann, dass die Nutzer:innen ihre Ladevorgänge manuell so anpassen, dass beispielsweise ein Netzausbau reduziert wird, oder Lastspitzen vermieden werden. Daher sind generell digitalisierte und automatische Lösung notwendig, um Lasten zuverlässig in größeren Mengen zu verschieben und Netzüberlastungen zu vermeiden.

Neben dieser Lastenverschiebung kann eine Flexibilisierung des Ladevorganges auch als Ausspeichern umgesetzt werden. Hier wird vom Prinzip des bidirektionalen Ladens Gebrauch gemacht. Das bidirektionale Laden beschreibt den Austausch von Strom in zwei Richtungen. Dabei kann das BEV die zuvor geladene Energie wieder zurück in das Netz einspeisen. Diese

²¹ Redispatch bezeichnet Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Stromerzeugungsanlage und -speicher, um regional in Leistungsabschnitten eine Überlastung zu verhindern.

²² Zum Beispiel werden in den Förderbestimmungen der KfW nur Ladesäulen mit bis zu 11 kW Ladeleistung gefördert um dadurch Netzbelastungen durch höhere Ladeleistungen, zum Beispiel durch 22 kW Ladesäulen, zu reduzieren.

Rückspeisung kann gemäß „Vehicle to home“ vom BEV an das Stromnetz des Haushaltes erfolgen. Das ist besonders für die Eigenbedarfsoptimierung interessant. Dieser dient dann als flexibler Stromspeicher und kann bedarfsabhängig vom Haushalt genutzt werden. Als eine Alternative dazu kann bidirektionales Laden auch gemäß „Vehicle to Grid“ erfolgen, um Energieüberschüssen aus dem Netz in BEV zu speichern und anschließend wieder an das Netz zurückzuführen. Dieser Ansatz kann sowohl netzdienlich als auch marktorientiert genutzt werden. Beim netzdienlichen Ansatz werden in Situation mit Netzüberlastungen durch hohe EE-Einspeisung die Pkw-Batterien in dem entsprechenden Netzstrang geladen und in Situationen mit kritisch hoher Nachfrage können die Batterien entladen werden und wie ein Erzeuger agieren. Beim marktorientierten Ansatz werden die Fahrzeuge zum Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage genutzt. Bidirektionales Laden kann eine Alternative zu stationären Batterien darstellen und damit sowohl Kosten als auch Ressourcen einsparen, sowohl für die aktuelle Anwendung im Hausbereich als auch für netzstützende oder marktorientierte Maßnahmen. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass durch die Verfügbarkeit der Fahrzeuge (da sie nicht immer am Netz angeschlossen sind) Einschränkungen entstehen. Auch ist zu beachten, dass Fahrzeugbatterien in erster Linie für die Bereitstellung der Antriebsenergie des Fahrzeugs dienen und dabei zusätzlich für sonstige Systemdienstleistungen eingesetzt werden kann. Pooling-Lösungen mit anderen Fahrzeugen und unter Umständen zu Beginn auch mit stationären Batterien bieten sich für solche Dienstleistung des bidirektionalen Ladens an. Die Ansätze des bidirektionalen Ladens stehen aktuell noch am Anfang ihrer Entwicklung. So stellen gerade vermehrt Automobilhersteller die Ladetechnik im Fahrzeug auf diese neue Anforderung um. Auch bei den Ladesäulen ist diese Anforderung häufig noch nicht berücksichtigt.

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit alle Ladevorgänge zu flexibilisieren, wenngleich (Helfenbein 2021) argumentiert, dass es bei öffentlichen Ladevorgängen nicht möglich sei, da hier die Erfüllung einer Dienstleistung im Vordergrund stehe. Außerdem argumentiert Helfenbein (2021), dass eine Flexibilisierung der Ladevorgänge nur möglich ist, wenn die Standzeit länger ist als die Mindestdauer bis zum gewünschten Ladestand. Somit eignen sich für Flexibilisierungen insbesondere Ladesäulen, die mit Wechselstrom laden (Normalladen), da hier die Standzeit tendenziell länger ist als die Ladezeit. An Standorten, die mit Gleichstrom laden (Schnell- bzw. Ultraschnelllader) entspricht die Standzeit meist der Ladezeit.

Die grundsätzlichen technischen Voraussetzungen für Eingriffe in den Ladevorgang an den E-Pkw sowie den Ladepunkten sind bereits jetzt gegeben (energynautics GmbH 2015). Laut TU München (2018) würde bereits eine Teilnahmebezuschussung von 100 EUR pro Haushalt in den ersten Jahren die Kosten für die Flexibilisierung deutlich unter die Investitionskosten für den Netzausbau drücken. Nach Agora Verkehrswende et al. (2019) muss netzdienliche Ladesteuerung zum Standard werden, da die Versorgungssicherheit ansonsten nicht gewährleistet werden kann, bzw. in hohen Netzausbaukosten resultieren wird.

Regulatorik für den Netzanschluss privater Ladeinfrastruktur

Private Ladepunkte können hinsichtlich der Netzintegration ihrer Leistung nach unterschieden werden. Bis zu einer Ladeleistung von 11 kW ist ein Anschluss nach einer Meldung an den zuständigen Netzbetreiber möglich. Liegt die Ladeleistung hingegen darüber, muss der Verteilnetzbetreiber zunächst eine Genehmigung erteilen. Der Netzbetreiber überprüft vor einer Genehmigung, ob die für die Ladesäule benötigte Leistung durch das Verteilnetz bereitgestellt

werden kann. Unter Umständen ist es notwendig, den Anschluss zu ertüchtigen (Netze BW GmbH 2021). Grundlage dafür ist § 9 StromNAV²³.

Zu einer Ertüchtigung des Netzanschlusses kommt es, wenn ein neuer Ladepunkt dazu führt, dass die für einen Hausanschluss zur Verfügung stehende Kapazität übertroffen wird. Das kann vor allem bei Mehrfamilienhäusern der Fall sein, da die Anschlussleistung bei diesen Häusern häufig nur für wenige Ladepunkte ausreicht und infolge für höhere Lademengen ertüchtigt werden muss. Für die Ertüchtigung des Hausanschlusses hat der Ladesäuleneigentümer einen Teil der Kosten zu tragen, wenn durch die Ertüchtigungsmaßnahme eine Anschlussleistung von 30 kW überschritten wird (sog. Baukostenzuschüsse nach § 11 StromNAV). In der für Privatpersonen nicht mehr zugänglichen Förderrichtlinie KfW 440²⁴ für den Ausbau von nicht-öffentlichen Ladepunkten wurden solche Ertüchtigungsmaßnahmen beispielsweise nicht übernommen. Diese Kosten können neben weiteren baulichen Maßnahmen ein erheblicher Grund sein, keinen Ladepunkt im privaten Bereich zu errichten (siehe auch Kapitel 3.1.3).

Die Koordination von Ladevorgängen kann Nachfragepeaks privater Ladepunkte reduzieren (PwC 2019) und somit den Bedarf an Ertüchtigungsmaßnahmen des Hausanschlusses und im Verteilnetz verringern (VDE | FNN 2019). Die batterieelektrischen Fahrzeuge werden bei solchen Konzepten entweder sukzessive in einer festgelegten Reihenfolge geladen oder aber gleichzeitig mit reduzierter Leistung. Verschiedene Anbieter haben koordinierte Ladelösungen entwickelt und bieten solche Konzepte auf dem Markt an (Flotteladen 2022; SWU Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH 2022; EAutoLader 2022). Hochlastzeiten der übrigen Stromverbraucher am Morgen oder Abend werden möglichst für die Ladung vermieden (EWO 2022), um somit die maximal verfügbare Kapazität des Hausanschlusses möglichst nicht zu überschreiten.

Die herrschende Regulierung hat hier einen Anreiz einer intelligenten Lösung gesetzt, die eine übermäßige Ertüchtigung des Netzanschlusses verhindert. Anbieter dieser Ladelösungen übernehmen die netzdienliche Steuerung von batterieelektrischen Fahrzeugen, um Netzausbau zu vermeiden. Die Kosten für diese Dienstleistung werden durch die Nutzenden der elektrischen Fahrzeuge getragen. Hier kann die Frage gestellt werden, ob diese Kosten auch durch Netzbetreiber getragen werden könnten. Denn ein kosteneffizienter, optimierter Netzausbau liegt in ihrer Verantwortung nach § 11 EnWG.

4.4 Regulatorische Hemmnisse der Netzintegration von BEV

BEV können im Stromsystem grundsätzlich verschiedene Rollen einnehmen (siehe Kapitel 4.3). Vornehmlich sind sie Verbraucher, die Strom über das Netz beziehen. Sie können aber potenziell ebenso die Rolle als Speicher wahrnehmen, die Strom wieder in das Netz zurückspeisen. Damit BEV sich in das Stromnetz eingliedern und dort positive Effekte entfalten, sind passende regulatorische Rahmenbedingungen nötig. Im Folgenden soll daher betrachtet werden, wie der regulatorische Rahmen einen Beitrag von BEV für den zuverlässigen Netzbetrieb erschwert oder verhindert bzw. einfacher zulassen könnte. Die folgenden Aspekte werden dabei betrachtet:

²³ Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung

²⁴ [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/F%C3%B6rderprodukte/Ladestationen-f%C3%BCr-Elektroautos-Wohngeb%C3%A4ude-\(440\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/F%C3%B6rderprodukte/Ladestationen-f%C3%BCr-Elektroautos-Wohngeb%C3%A4ude-(440)/)

- Die Rolle von BEV im Redispatch,
- die flexible Entnahme und Einspeisung von Strom durch BEV zur Unterstützung des Netzbetriebs im Niederspannungsnetz²⁵ nach § 14a EnWG,
- die Teilnahmebedingungen am Regelleistungsmarkt,
- die finanzielle Doppelbelastung mit Steuern und Abgaben.

4.4.1 Fehlende Rechtsverordnung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG)

Regulatorische Ansätze zur Steuerung von Verbrauchern durch den Netzbetreiber finden sich im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Dies wird im Rahmen von § 14a EnWG („*Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung*“) geregelt. Ziel des Paragraphen ist es, negative Faktoren auf das Verteilnetz durch nicht vom Netzbetreiber gesteuerte Stromverbraucher wie beispielsweise das unkontrollierte Laden von BEV zu begrenzen. Auch sollen akute Netzengpässe durch den Eingriff des Netzbetreibers durch dieses Instrument verhindert werden können (BDE; bdew; Bender; BMW; Bne; Entelios et al. 2019). Bisher ist der Paragraph jedoch nur sporadisch ausgeführt.

Darin heißt es:

„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, [...] ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen [...] vereinbart wird.“

Allerdings sind die Form der Verbrauchssteuerung und die Reduktion des Netzentgelts nicht klar definiert. Im Paragraphen heißt es weiter:

„Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung [...] die Verpflichtung nach den Sätzen 1 und 2 näher zu konkretisieren, insbesondere einen Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten und die vertragliche Ausgestaltung vorzusehen sowie Steuerungshandlungen zu benennen, die dem Netzbetreiber vorbehalten sind [...]“.

Manche Netzbetreiber nutzen den Paragraph bereits heute (EnBW 2022; Stadtwerke Tecklenburger Land 2022), und auch in Forschungsprojekten werden Möglichkeiten seiner Anwendung ausgelotet (FfE München 2021). Für eine breite, einheitliche Anwendung bedarf es jedoch einer weiteren Ausgestaltung im Rahmen einer Rechtsverordnung. Im Dezember 2020 wurde eine mögliche Konkretisierung des Paragraphen durch das BMWi²⁶ veröffentlicht. Der Referentenentwurf des „*Steuerbare Verbrauchseinrichtungen Gesetz*“ wurde damit zur Diskussion gestellt (bdew 2021c). Ein zentraler Bestandteil des Vorschlags war die sogenannte „Spitzenglättung“, eine spontane Verbrauchsreduktion durch die Steuerung des Netzbetreibers in festgelegten Zeitfenstern. Im Branchendialog, der den Gesetzesentwurf begleitete, wurde unter anderem dieser Teil des Entwurfs vorgestellt (EY; BET 2022): Der Entwurf sah vor, dass neue, flexible Verbraucher wie Elektroautos der Spitzenglättung zur Verfügung stehen. Die Leistung, die dafür in Frage käme, ist die sogenannte

²⁵ Niederspannungsnetze stellen die unterste Netzebene dar, auf der Strom mit geringer Spannung transportiert wird. Über diese Netze wird Strom an dort angeschlossene Verbraucher verteilt.

²⁶ Damals *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, zum Zeitpunkt der Veröffentlichung *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz*.

„bedingte Leistung“. „Unbedingte Leistung“ auf der anderen Seite steht dem Zugriff durch Netzbetreiber im Gegensatz dazu nicht zur Verfügung. Zentrale Säule der Spitzenglättung ist die Möglichkeit eines spontanen Zugriffs der Netzbetreiber auf diese Flexibilität in Form einer Verbrauchsreduktion in fest definierten Zeitfenstern. Insbesondere dieser Punkt führte zu einem großen Dissens zwischen Netzbetreibern und Automobilbranche. Netzbetreiber stimmten diesem Vorschlag zu, wohingegen Vertriebe und Dienstleister ihn kritischer beurteilten (bdew 2021c)

Vom Blickwinkel der Netzbetreiber aus ist diese Regelung vergleichbar mit der Wirkleistungsreduktion nach § 9 (2) Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Dieser Paragraph legt fest, dass die Wirkleistung neu errichteter Anlagen unter 25 kW auf 70 % der Erzeugungsleistung begrenzt werden muss. Durch diese Regelung sollen hohe Leistungsspitzen durch die Einspeisung vieler Solaranlagen vermieden werden. Ein Eingriff in die vollständig unregulierte Inanspruchnahme des Verteilnetzes (in diesem Fall für die Stromeinspeisung) existiert demnach bereits für andere Teilnehmer im Verteilnetz.

Die Automobilindustrie hingegen bemängelte, dass die definierte Regelung einem Abschalten von Verbrauchern gleichkäme und der mögliche Eingriff durch die Netzbetreiber zu weit ginge. Das Vertrauen in die Elektromobilität von Seiten der Verbraucher und die weitere Markthochlauf seien dadurch gefährdet (Vetter 2021). Nach Ansicht der Automobilindustrie sei eine variable, freiwillige Reaktion auf Signale der Netzbetreiber der adäquate Ansatz. Dabei könne es sich etwa um zeitvariable Netzentgelte handeln (Nicklass 2020).

Aus der Energiewirtschaft kamen geteilte Stimmen. Der bdew (2021b) befürwortete diesen Ansatz, wies jedoch auch auf die zwangsläufig steigende Komplexität des Ansatzes hin. Die Einteilung von Verbrauch in steuerbare und nicht-steuerbare Kategorien führt zu neuen Herausforderungen. Netzbetreiber müssen diese Änderungen in ihren betrieblichen Abläufen aufnehmen. Verbraucher auf der anderen Seite sehen sich einem neuen Bedarf nach flexiblem Verbrauch durch Netzbetreiber gegenüber. Auch kann ein Vergleich verschiedener Angebote zwischen Netzbetreibern notwendig werden, ein Punkt, an den auch Jahn et al. (2021) anknüpfen. Sie weisen darüber hinaus darauf hin, dass es sich bei der Spitzenglättung um einen rein kurativen, also Netzengpass-behebenden Mechanismus handele, wenn dieser akut auftrete. Zeitvariable Netzentgelte stellen eine Alternative dar, die in Erwägung gezogen werden sollte.

Die zukünftige Ausgestaltung des § 14a EnWG kann auf dem Diskurs zum ersten Referentenentwurf des *Steuerbare Verbrauchseinrichtungen Gesetz* aufbauen. Grundlage für eine Regelung, die auch auf die Anreize für die Einbindung von Endkunden setzt, ist weiterhin ein breiter, fachlicher Diskurs. Die damalige Ausgestaltung des Paragraphen hätte insbesondere zu einer Erweiterung der Netzbetreiberbefugnisse geführt, was bei der Integration der Elektromobilität zu kurz greift (Agora Energiewende; Agora Verkehrswende; RAP 2021). Das volle Potenzial dieser nachfrageseitigen Flexibilität wird dadurch nicht erschlossen und möglicher Nutzen für Endkunden entsteht nicht. Auch die mögliche Rolle flexibler Netzentgelte sollte überdacht werden, da sie Verhaltensänderungen belohnt, die den Netzbetrieb unterstützen (siehe Kapitel 5.4.2). So kann ein Nutzen bei Verbraucher:innen erzeugt und die Tür für „*innovative Preisgestaltung*“ und „*Ladekonzepte*“ geöffnet werden (Nicklass 2020).

Im Juli 2022 wurde bekannt, dass die Bundesregierung eine Novellierung des Paragraphen in den Bundestag geben wird. Im Rahmen des so genannten erweiterten Osterpakets soll das Befugnis für die Ausgestaltung des Paragraphen an die Bundesnetzagentur übergehen. Als Empfehlung nennt die Bundesregierung marktliche Anreize. Wie genau die Ausgestaltung aussehen wird, ist jedoch offen. So werden wirtschaftliche Anreize, aber auch Vereinbarungen der Netzanschlussleistung oder

eine direkte Steuerung als Möglichkeiten genannt. Als Gegenleistung sollen Verbraucher weiterhin ein reduziertes Netzentgelt erhalten. Die pauschale Abschaltung, die in der Vergangenheit für große Diskussionen sorgte, ist somit nicht mehr Teil des Paragraphen. Die genaue Ausgestaltung würde in diesem Fall der Bundesnetzagentur obliegen (Schlandt 06.07.2022).

4.4.2 Zeitvariable Netzentgelte

Ein weiterer diskutierter Mechanismus sind zeitvariable Netzentgelte. Im Gegensatz zur heutigen Form der Netzentgelte unterscheiden sich diese in ihrer Höhe in Abhängigkeit des Netzzustandes. Sie spiegeln in ihrer Höhe den herrschenden Netzzustand wider. Belastet Verbrauch das Netz, fallen Netzentgelte hoch aus. Entlastet Verbrauch das Netz, reduzieren sich die Netzentgelte wieder. Verbraucher sehen diese Netzentgelte und können ihren Verbrauch reduzieren oder verschieben.

Für neue, flexible Verbraucher senden diese variablen Netzentgelte ein Signal, auf das sie wahlweise reagieren können. Dies unterscheidet sie von Mechanismen, bei denen ein direkter Zugriff des Netzbetreibers zu einer gesicherten Erbringung der Flexibilität und der Stabilität des Verteilnetzes führt. Der Charakter dieses Instruments ist somit ein anderer als im Referentenentwurf des BMWi zur Flexibilitätssicherung durch die Spitzenglättung. Flexibilität der Verbraucher wird präventiv eingesetzt, um Netzengpässe abzuschwächen (Verbraucherzentrale Bundesverband 2020). Er kann somit kurative Mechanismen, wie den klassischen Redispatch oder die Maßnahmen nach § 14a EnWG bedingt ersetzen oder ergänzen.

Vor dem Hintergrund der Diskussion zu § 14a EnWG und der Auswirkungen auf die Nutzungen von BEV wurde dieses Instrument besonders stark diskutiert. Verbrauchsanpassungen flexibler Verbraucher wie BEV würden belohnt, indem durch einen angepassten Verbrauch (z. B. angepasste Ladeleistung) Kosten vermieden werden können (Agora Energiewende 2019a; Nicklass 2020). Sie können somit attraktiver sein als ein direkter Zugriff durch den Netzbetreiber in festgelegten Zeitfenstern. Dieser hätte zwar auch einen präventiven Charakter, würde jedoch den Nutzer:innen weniger Sicherheit bei der Ladung der BEV geben.

Die Verbraucherfreundlichkeit dieser Entgelte wurde hervorgehoben, da den Nutzenden der BEV Wahlfreiheit über ihren Verbrauch zugesichert wird (VDA et al. 2020; Verbraucherzentrale Bundesverband 2020; Agora Energiewende 2019b). Auch können sie dazu beitragen, dass nicht nur eine Verbrauchseinrichtung eines Haushalts erschlossen würde, sondern das Flexibilitätspotenzial des gesamten Stromverbrauchs eines Haushalts für die Anpassung an die Netzsituation ausgereizt werden könnte. Sie würden so eine passende Ergänzung zum kurativen, klassischen Redispatch darstellen.

Auch Jahn (2020) sieht Potenzial bei der Anwendung zeitvariabler Netzentgelte. Insbesondere für neue Verbraucher wie BEV und Wärmepumpen sollte ein variabler Arbeitspreis zur Verfügung stehen. In einer gemeinsamen Veröffentlichung mit Agora Energiewende weist Jahn darauf hin, dass dies den netzdienlichen Betrieb dieser Technologien bei einem schnellen Markthochlaufs unterstützen könnte (Agora Energiewende 2019b). Auch E-Bridge (2019) schlagen zeitvariable Netzentgelttarife vor und betonen, dass digitale Technologien die Grundlage für die Nutzung dieser Tarife sind.

Gegen diese Form der Entgelte spricht ein erhöhter Aufwand bei der Kalkulation der Netzentgelte. Die Netzbetreiber könnten nicht wie bisher einen für das Jahr geltenden Preis festlegen, wenn das Potenzial der Flexibilität von neuen Verbrauchern ausgeschöpft werden soll. Vielmehr wäre es notwendig, im laufenden Betrieb ein Entgelt festzulegen, das den Zustand des Netzes widerspiegelt.

Verbraucher und Lieferanten sähen sich einer geringeren Planbarkeit gegenüber. Für sie ist es eine Herausforderung zu planen, wann ein Verbrauch wenig und wann hohe Kosten verursacht, wie IKEM (2020) im Rahmen eines Stakeholder-Workshops feststellte. Durch eine entsprechende Ausgestaltung könnte die Planbarkeit hinsichtlich der Netzentgelte gegebenenfalls erhöht werden.

Mangelnde Planbarkeit findet sich nicht nur für Verbraucher, sondern ebenso auf Seiten der Netzbetreiber wieder. Denn der tatsächliche Effekt variabler Entgelte auf die Netznutzung ist aufgrund der freien Entscheidungsmöglichkeit von Verbrauchern nicht absehbar. Ein gesicherter Einsatz von Flexibilität ist so nicht garantiert (Verbraucherzentrale Bundesverband 2020). Für die Netzbetreiber sei nicht klar, welchen Effekt diese variablen Entgelte tatsächlich auf die Netznutzung entfalten. Diese Gründe sprachen für die Bundesnetzagentur (2015) gegen die Einführung dieser variablen Entgelte. Im schlimmsten Fall könnten sie Netzengpässe hervorrufen, was zu vermeiden ist. Gegenüber einer Einführung für neue Verbraucher wie BEV und Wärmepumpen zeigte sie sich jedoch offener. Die Voraussetzung dafür ist jedoch eine ausreichende Digitalisierung der Verteilnetze, die eine genaue Messung, Lieferung und Abrechnung ermöglicht.

Zeitvariable Netzentgelte stellen einen Mechanismus dar, der einen netzdienlichen Rollout von BEV begünstigen kann. Sie können eine Ergänzung zu kurativen Maßnahmen sein, der Nutzen für Verbraucher erzeugt. Allerdings ist die Wirkung zeitvariabler Netzentgelte hinsichtlich der Netzstabilität unbekannt und es fällt ein erhöhter Aufwand bei der Festlegung dieser Entgelte an. Die Bundesnetzagentur sprach sich 2015 gegen eine Einführung zeitvariabler Entgelte aus, und die Bemühungen des Gesetzgebers gehen eher in Richtung einer Reform des § 14a EnWG. Ein Diskurs für den passenden Umgang mit neuen Verbrauchern im Niederspannungsnetz findet zurzeit weiterhin statt.

4.4.3 Fehlende Mechanismen für die Berücksichtigung von BEV im Redispatch

Reicht die Übertragungskapazität eines Netzstranges nicht aus, um die dahinter nachgefragte Strommenge zu transportieren, liegt ein Netzengpass vor. Es obliegt in diesem Fall dem Netzbetreiber des betroffenen Netzbereichs, die geplante Erzeugung so anzupassen, dass der Verbrauch gedeckt werden kann. Das betrifft nach §§ 13; 13a und 14 EnWG Betreiber von Übertragungs- und Verteilnetzen gleichermaßen. Diese erlauben es Netzbetreibern, bei einem Netzengpass auf Kraftwerke mit einer Leistung von 100 kW oder mehr zuzugreifen und ihre Erzeugung zu regeln. Dieses Vorgehen verläuft nach einem kostenbasierten Grundsatz. Netzbetreiber wählen anhand der Einsatzkosten der Kraftwerke eine neue, kosteneffiziente Einsatzreihenfolge. Ausschlaggebende Faktoren sind hier in erster Linie die Kosten der Stromerzeugung.

Der Redispatch schließt verbrauchsseitige Anlagen nicht ein. Der Grund dafür ist, dass es für Netzbetreiber schwer ist, die Kosten nachfrageseitiger Flexibilität zu kennen (Neon Neue Energieökonomik und Consentec 2019), da diese von vielfältigen Faktoren abhängig sind. Im Falle von Unternehmen hängt von der Stromnachfrage die Produktion von Gütern ab. Haushalte auf der anderen Seite nutzen Strom etwa, um beispielsweise ihr Bedürfnis nach Mobilität durch BEV zu erfüllen. Ein angebrachter Preis für die Verbrauchsreduktion müsste somit von jedem dieser einzelnen Akteure abgefragt werden, um sie in die Kostenkurve des Redispatch zu integrieren.

Damit lastseitige Flexibilität ebenso für den Redispatch erschlossen wird, ist daher ein weiteres Instrument notwendig, das den kostenbasierten Redispatch ergänzt. Verschiedene Vorschläge existieren dazu. Eine Übersicht findet sich in (Öko-Institut 2020). Von Interesse waren dabei

insbesondere marktliche Ansätze für die Redispatchbeschaffung. Diese wurden im Rahmen der SINTEG Projekte des BMWi²⁷ erprobt, beispielsweise die Plattform ENKO²⁸ oder der enera-Flexmarkt²⁹. Neben Märkten sind andere Ansätze denkbar, wie die vertragliche Einigung zwischen Flexibilitäts- und Netzbetreiber wie im Rahmen des heutigen § 14a EnWG (siehe Kapitel 4.4.1) oder über Ausschreibungen für benötigte Flexibilität. Neon Neue Energieökonomik und Consentec (2019) wiesen jedoch darauf hin, dass diese Märkte strategisches Verhalten und das Ausüben von Marktmacht begünstigen. Einen alternativen Ansatz für die Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität, die möglicherweise durch BEV bereitgestellt werden kann, schlugen sie nicht vor. bayernwerk et al. (2022, unveröffentlicht) machen den Vorschlag eines anreizbasierten Mechanismus, bei dem Verbraucher ihre Flexibilität zu einem passenden Preis anbieten. Sie werden dann in eine gemeinsame Redispatch-Kostenkurve mit Erzeugern eingereiht, und ihre Flexibilität wird zu einem passenden Zeitpunkt abgerufen. Wie zukünftig Verbraucher und BEV im Redispatch Anwendung finden, bleibt allerdings offen.

Unabhängig von der Art der Steuerung oder des Zugriffs auf die Flexibilität von BEV müssen Nutzende dieser zunächst zustimmen. Netzbetreiber und auch Aggregatoren müssen daher deren Bedürfnisse berücksichtigen. Dazu sind verschiedene Ansätze denkbar. Nahe liegt eine finanzielle Kompensation. Maier et al. (2019) schlagen vor, mögliche Baukostenzuschüsse von Ladesäulenbetreibern für einen möglichen Netzausbau zu erlassen, wenn einer Steuerbarkeit zugestimmt wird; ein Vorschlag, den auch TÜV Rheinland und das Institut für Innovation und Technik (2020) und TÜV SÜD (2014) machen. Möglicherweise kann auch der finanzielle Anreiz, der für das nicht-öffentliche Laden im Rahmen der THG-Quote besteht (vgl. Kapitel 3.1.3.2), mittelfristig in ein Instrument weiterentwickelt werden, bei dem der monetäre Anreiz nur bei einer netzdienlichen Einbindung des Fahrzeugs gewährt wird.

Wissenschaftliche Erkenntnisse zeigen jedoch, dass nicht nur finanzielle Anreize zum Ziel führen. Schmalfuß et al. (2015) führten eine Befragung unter Teilnehmenden eines Feldtests zu Ladesteuerung durch. Dieser umfasste auch eine Rückeinspeisung durch die BEV. Die Befragung zeigte, dass monetäre Anreize nicht zentral für die Akzeptanz einer Steuerung waren. Insbesondere die Integration erneuerbarer Energien und die Unterstützung des Netzbetriebs wurden als Motivationen genannt. Es ist zu berücksichtigen, dass es sich bei den interviewten Personen in der Mehrzahl um männliche, hoch gebildete Nutzer:innen von Batteriefahrzeugen handelte, die als First User batterieelektrische Pkw genutzt haben. Es kann angenommen werden, dass diese generell eine Affinität zum Thema Elektromobilität und Technik aufweisen und somit offener und toleranter gegenüber der Steuerung der Ladevorgänge durch Netzbetreiber sind. Dennoch sollte bei der Ansprache an Nutzer:innen ihre Rolle im Energiesystem und ihr Beitrag zum Klimaschutz betont werden. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass dies auch einen positiven Effekt auf weniger affine Nutzer:innen hat.

Auch nicht-monetäre Anreize können zukünftig eine wichtige Rolle spielen, um Flexibilität zu erschließen. Eine von van Heuveln et al. (2021) durchgeführte Befragung unter niederländischen Elektromobilitätswutzer:innen bestimmte drei zentrale Anreize. Neben einer finanziellen Kompensation wurden ebenso eine transparente Kommunikation sowie die zuverlässige Kontrolle durch die Nutzer:innen als entscheidend genannt. Einen negativen Einfluss haben Angst vor einer Reduktion der Reichweite des E-Autos, Komforteinbußen durch die Steuerung und eine Reduktion

²⁷ Siehe <https://www.sinteg.de/>

²⁸ Mehr Informationen unter: <https://www.enko.energy/>

²⁹ Mehr Informationen unter: <https://projekt-enera.de/blog/das-marktdesign-des-enera-flexmarktes/>

der Lebensdauer der Batterie. Haftungs- und Gewährleistungsfragen sind somit zu adressieren, um Bedenken in diesem Bereich entgegen zu wirken (NPE 2021).

4.4.4 Teilnahmebedingungen am Regelleistungsmarkt

Ein netzdienlicher Betrieb von Elektromobilität geht über ein flexibles Laden hinaus. Denn auch das Entladen von BEV kann das Stromnetz unterstützen. Dieses Konzept wird auch als „Vehicle to Grid“ oder bidirektionales Laden bezeichnet. In Situationen, in denen es nur wenig erneuerbare Erzeugung gibt oder Kraftwerke ausfallen, kann eine Stromeinspeisung von BEV helfen, das Stromsystem zu stabilisieren. Diese Form der Flexibilität findet aktuell jedoch nur wenig Anwendung. Ausnahmen sind Forschungsprojekte und Feldtests³⁰. In den Niederlanden (NEXT Kraftwerke und Jedlix 2021) und auch in Deutschland (Jedlix und Transnet BW 2021) wurden BEV bereits erfolgreich Teil eines virtuellen Kraftwerks. Sie konnten so bereits die sogenannte Regelleistung erbringen.

Regulatorisch gibt es hingegen Hindernisse: Die Regelungen für das Angebot am Regelleistungsmarkt sind noch nicht für eine Nutzung der Flexibilität von BEV bereit. Das Erbringen von Regelleistung kann eine Bereitschaftsdauer von bis zu vier Stunden umfassen³¹. Die Nutzung des Fahrzeugs wäre für diese Zeit eingeschränkt, wodurch die Attraktivität der Bereitstellung der Batteriekapazität eines Fahrzeugs als Teil eines virtuellen Kraftwerks sinkt. In den oben genannten Forschungsprojekten wurde dieses Problem in der Regulatorik umgangen, indem das virtuelle Kraftwerk mehr Leistung, als benötigt, vorhielt. Eine spontane Nutzung von BEV durch Nutzende, wodurch die Leistung der BEV dem virtuellen Kraftwerk nicht mehr zur Verfügung steht, konnte so durch den Überschuss an Leistung des virtuellen Kraftwerks kompensiert werden. Jedoch ist dieser technische Workaround nicht optimal. Flexiblere Bedingungen für Regelleistungen könnten dazu beitragen, dass das technische Flexibilitätspotenzial besser erschlossen wird. Insbesondere kürzere Zeitscheiben, in denen die Regelleistung zur Verfügung gestellt werden muss, können ein Schritt zur Erschließung dieser Flexibilitätspotenziale sein.

Neben verschiedenen wirtschaftlichen und technischen Hürden verweisen bayernwerk et al. (2022, unveröffentlicht) ebenso auf Reformbedarf bei Präqualifikationsbedingungen. Dass viele kleine, technisch sehr ähnliche BEV die gleiche, heute noch analog durchgeführte Präqualifikation durchlaufen müssen, sei nicht optimal. Dies solle automatisiert möglich sein. Der heutige Rahmen führt potenziell zu einem großen Aufwand. Auch mit Blick auf die Integration weiterer, kleinteiliger Verbraucher können die hier angesprochenen Änderungen sinnvoll sein.

4.4.5 Doppelbelastung mit Steuern und Umlagen

Die Batteriespeicher der BEV können nicht nur zur Fortbewegung genutzt werden. Ebenso können diese als Stromspeicher für das Netz genutzt werden. BEV sind in diesem Fall kein Verbraucher von Strom, sondern fungieren als Energiespeicher. Da es in der Regulierung keine klare Definition für BEV als Energiespeicher gibt, werden diese zwangsläufig zunächst als Verbraucher und bei der Rückspeisung als Erzeuger kategorisiert.

³⁰ Siehe bspw. das Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement“ unter Beteiligung von FfE München, TenneT, BMW Group und Kostal. (FfE München et al. (2021); Abt et al. (2021))

³¹ Für eine Übersicht über Regelleistungsprodukte siehe <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>

Besonders in Hinblick auf Umlagen und Abgaben, die auf den Stromverbrauch erhoben werden, ist diese Behandlung von BEV problematisch: Da sie als Letztverbraucher gelten, fallen auf den von ihnen bezogenen Strom verschiedene Strompreisbestandteile an³². In Deutschland sind die größten Bestandteile dabei die Netzentgelte, die Stromsteuer und aktuell noch die EEG-Umlage, die jedoch zum Juli 2022 abgeschafft werden soll (Albrecht 2022). Tezel et al. (2019) zeigten, dass nicht nur in Deutschland, sondern auch in den Niederlanden und Frankreich so vorgegangen wird.

Andere Speicher, wie Pumpspeicher und Batteriespeicher, sind hingegen von der Zahlung der Netzentgelte, der EEG-Umlage sowie der Stromsteuer ausgenommen: Eine Netzentgeltbefreiung ist möglich, wenn eine neu errichtete Speicheranlage Strom aus einem Netz entnimmt und in dieses zurückspeist. Von der Stromsteuer befreit sind Anlagen, die Strom speichern, um ihn später in das Netz zurückzuspeisen. Eine ähnliche Regelung findet sich im EEG (CMS Law 2021; bayernwerk; BMW; FfE; Keo; Kostal; LVN et al. 2022, unveröffentlicht).

Die oben genannten Ausnahmen sind ebenso für BEV denkbar. Allerdings existieren diese Ausnahmen für sie bisher nicht. Nutzende sehen sich somit Kosten gegenüber, wenn sie ihre Flexibilität in Netz und Markt anbieten, die für andere Speicher nicht erhoben werden. Damit das Flexibilitätspotenzial von BEV erschlossen wird, ist eine Gleichstellung mit Batteriespeichern und Pumpspeichern im deutschen Recht anzustreben (bayernwerk; BMW; FfE; Keo; Kostal; LVN et al. 2022, unveröffentlicht). Eine Gleichbehandlung ist die Grundlage für ein Level Playing Field zwischen den Flexibilitätsoptionen (PwC 2019; Bauknecht und Vogel 2015). Bei gleichen Bedingungen können sich dann jene Flexibilitäten im Wettbewerb behaupten, die kosteneffizient sind. Ohne diese wird ein kosteneffizienter Einsatz verhindert.

4.4.6 Zwischenfazit

Existiert die notwendige Ladeinfrastruktur, sollte die Regulierung gewährleisten, dass das Ladeverhalten der Nutzer:innen möglichst gut im Einklang mit dem jeweils aktuellen Zustand der Stromnetze erfolgt. Wenn viele BEV gleichzeitig an ein Verteilnetz angeschlossen sind und geladen werden, sind die Kapazitäten des Stromnetzes stark belastet. Auch kann ein knappes Stromangebot bei gleichzeitig hoher Ladelast durch eine große Anzahl an BEV zu Problemen in der Stromversorgung führen. Daher sollte angereizt werden, dass sich das Ladeverhalten sowohl am Zustand der Stromnetze als auch an Angebot und Nachfrage von Strom orientiert. Geladen werden sollte dann, wenn ausreichend Strom im Netz ist. Perspektivisch kann auch das Entladen von BEV das Stromsystem stabilisieren, wenn die erneuerbare Erzeugung zu einem gewissen Zeitpunkt nicht ausreichend vorliegt.

Die Voraussetzungen für solche Wirkungen sind passende regulatorische Rahmenbedingungen. Damit die batterieelektrische Mobilität im Einklang mit der zukünftigen Strominfrastruktur funktioniert, erscheinen Änderungen der Regulatorik sinnvoll zu sein. Gerade bei der erwarteten, hohen Dynamik für die Nutzung von BEV werden Anpassungen zeitnah notwendig werden.

Die Integration von BEV in das Stromsystem verläuft bisher jedoch nicht optimal. Der vorrangige Grund ist eine bisher noch nicht ausreichend ausgestaltete Regulierung, die den technischen Möglichkeiten der BEV nicht gerecht wird. Unklar ist, welches Instrument eine netzdienliche Nutzung der Ladeinfrastruktur zukünftig sicherstellen bzw. anreizen soll. Zentral sind dabei die Diskussionen zu § 14a EnWG und zeitvariablen Netzentgelten, die verschiedene Vor- und Nachteile für die

³² Für eine Übersicht aller Strompreisbestandteile siehe <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>

Steuerung der Ladung von BEV besitzen. Von Seiten der Bundesnetzagentur und Netzbetreiber werden eine direkte Steuerung durch die Netzbetreiber und feste Zeiträume für mögliche Eingriffe in das Ladeverhalten bevorzugt. Sie bietet den Netzbetreibern eine größere Sicherheit für die Netzstabilität, reizt aber keine Verhaltensänderung bei neuen Verbrauchern wie den BEV an. Die Automobilindustrie und politisch-wissenschaftliche Akteure tendieren hingegen eher zu zeitvariablen Netzentgelten für flexible Verbraucher. Diese geben einen finanziellen Anreiz für veränderte Ladezeiten. Die Wirksamkeit zeitvariabler Netzentgelte ist jedoch nicht sicher abschätzbar und kann die Komplexität des Stromsystems bei Verbrauchern und den Netzbetreibern erhöhen.

Eine Kombination beider Instrumente erscheint sinnvoll. Diese können sich so ergänzen: Zeitvariable Netzentgelte belohnen netzdienliches Verhalten vor dem Entstehen eines Netzengpasses. Sie wirken somit präventiv. Grundlage dessen sind eine ausreichende Digitalisierung und Automatisierung des Ladeverhaltens. Der direkte Eingriff durch den Netzbetreiber in den Ladevorgang sollte hingegen kurativ bei drohenden oder entstehenden Netzengpässen eingesetzt werden. Bei der Ausgestaltung dieser Instrumente sind die Anforderungen der verschiedenen Stakeholder zu berücksichtigen. Klassische unflexible Verbraucher sollten von diesen Regelungen ausgenommen bleiben.

Unklar ist bisher auch, wie bei den Nutzer:innen von BEV eine Anreizwirkung für ein netzdienlich gesteuertes Laden erzeugt werden kann. Monetäre Anreize werden dafür notwendig sein. Die transparente Kommunikation von Netzbetreibern und Automobilherstellern über die Sinnhaftigkeit des gesteuerten Ladens und die Auswirkungen auf die Batterie kann hinsichtlich der Akzeptanz für das netzdienliche Laden unterstützend wirken. Als monetärer Anreiz wird beispielweise das Erlassen von Verbraucher:innen zu tragenden Baukostenzuschüssen genannt, sobald diese ihre BEV dem gewählten Steuerungsregime überlassen. Auch könnte die THG-Quote zukünftig so weiterentwickelt werden, dass die Erlöse für das private Laden an das Ermöglichen des gesteuerten Ladens gekoppelt werden.

Weitere Anpassungen für den Zugang zu Märkten für Systemdienstleistungen wie das Zurverfügungstellen von Regelenergie sowie der Einsatz als Batteriespeicher für das Stromsystem erscheinen sinnvoll. BEV und andere neue Verbraucher könnten bei kürzeren Bereitschaftsdauern für das Erbringen von Regelleistung sowie vereinfachten Anmeldeprozeduren zukünftig einen größeren Beitrag für Systemdienstleistungen erbringen als unter den heutigen Rahmenbedingungen. Auch fehlt momentan eine Regulierung, die die Nutzung der BEV als mobile Energiespeicher ermöglicht. Im Unterschied zu anderen Speichern werden diese mit Steuern und Umlagen belastet, auch wenn sie Strom in das Netz rückspeisen und somit keine Letztverbraucher sind. Dies erschwert das Angebot von Flexibilität und stellt sie im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen schlechter.

5 Fazit und Handlungsempfehlungen

Mit diesem Papier soll ein Überblick gegeben werden über den heutigen Stand des Aufbaus der Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge sowie die Herausforderungen für deren zukünftige Ausgestaltung. Betrachtet wurden dafür auch wirtschaftliche Aspekte der zukünftigen Infrastruktur sowie regulatorische Hemmnisse, die den effizienten Aufbau der Ladeinfrastruktur sowie eine möglichst netzdienliche Integration der neuen Verbraucher teilweise im Wege stehen. Im Folgenden sollen die wichtigsten Aspekte der Darstellungen zusammengefasst und Empfehlungen für die zukünftige Rahmgebung abgeleitet werden.

Ausgestaltung und Kostenbetrachtungen der zukünftigen Ladeinfrastruktur

- Die öffentliche Debatte über die zukünftige Ladeinfrastruktur für Pkw verkürzt sich häufig auf mögliche Zielzahlen für Ladepunkten der öffentlichen Ladeinfrastruktur, ohne dabei die Qualität der Ladeinfrastruktur (d.h. Ladeleistung, Zugänglichkeit, etc.) einzugehen. Der starke Fokus auf die öffentliche Ladeinfrastruktur und mögliche feste Zielzahlen an Ladepunkten erscheinen der Herausforderung des Aufbaus an Ladepunkten jedoch nicht gerecht zu werden.
 - Nicht-öffentlich zugängliche Ladepunkte (private Ladeinfrastruktur) bilden unabhängig von verschiedenen möglichen Ausgestaltungsausprägungen der Ladeinfrastruktur das Rückgrat der zukünftigen Ladeinfrastruktur. Die Mehrzahl der Ladepunkte und der größte Anteil der Lademengen werden über die private Ladeinfrastruktur auf dem Wohngrundstück bzw. beim Arbeitgeber abgedeckt werden. Die starke Fokussierung der Debatte und der Förderung auf die öffentliche Schnellladeinfrastruktur darf also nicht dazu führen, die Herausforderungen für die private Ladeinfrastruktur zu vernachlässigen.
 - Bis Mitte der 2020er Jahre ist für die öffentliche Ladeinfrastruktur für Pkw die Flächenabdeckung sehr relevant. In dieser ersten Phase ist ein starker Fokus auf den Aufbau einer Ultraschnellladeinfrastruktur (HPC-Laden) gerechtfertigt, um die Flächenabdeckung möglichst zeitnah möglichst weitestgehend zu erreichen und die Nutzung batterieelektrischer Fahrzeuge auch in der Fläche zu ermöglichen. Ab Mitte der 2020er Jahre wird die Bedarfsdeckung, d.h. die Skalierung der Ladeinfrastruktur an bestehenden Standorten, in den Fokus rücken. Inwieweit dafür die Normalladeinfrastruktur eine stärkere Rolle übernehmen oder weiterhin ein Fokus auf das HPC-Laden bestehen wird, ist aus heutiger Sicht offen, da beide Strategien Vor- und Nachteile für die Kunden (z. B. eher schnelles Laden zu eher sehr hohen Preisen vs. eher langsames zu eher niedrigeren Preisen) und das Energiesystem (z. B. unterschiedliche Bedarfe an Pufferspeichern und unterschiedliche Möglichkeiten der Netzintegration) mit sich bringen wird. Die Regulatorik und die Fördersystematik sollten daher so ausgestaltet sein, dass keine der Ladeoptionen diskriminiert bzw. ausgeschlossen wird und so ab Mitte der 2020er Jahre verschiedene Zielpfade für den Aufbau der Ladeinfrastruktur möglich sind.
 - Über die Zahl an privaten Ladepunkten gibt es keinen Überblick. Das Ladesäulenregister der BNetzA gibt trotz einiger nicht eingetragener öffentlich zugänglicher Ladepunkte den besten verfügbaren Überblick darüber, wie viele Ladepunkte bei welchen Ladeleistungen (sehr grobe Einteilung) zum Laden öffentlich zugänglich zur Verfügung stehen. Das Ladesäulenregister zeigt sehr deutlich, dass die Dynamik für den Aufbau an Ladepunkten seit dem Jahr 2019 nur noch unwesentlich gestiegen ist. Sollen die in den drei hergeleiteten Szenarien Zahlen an öffentlich zugänglichen Ladepunkten erreicht werden, muss sich die Dynamik im Aufbau der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur bis Mitte der 2020er Jahre annähernd alle zwei Jahre verdoppeln.
- Im Lkw-Verkehr ist davon auszugehen, dass urbane und regionale Lieferverkehre zukünftig sehr stark von batterieelektrischen Lkw geprägt sein werden. Im Schwerlastferntransport auf der Straße ist davon auszugehen, dass sich ein Technologiewettbewerb zwischen verschiedenen Antriebsoptionen ergeben wird. Batterieelektrische Lkw sind eine dieser Optionen und es ist mit einem schnell ansteigenden Bedarf an privater und öffentlicher Ladeinfrastruktur bis zum Jahr 2030 zu rechnen. Aufgrund der schnellen fahrzeugseitigen Entwicklungen bestehen heute Defizite in der technischen Entwicklung (z. B. Verfügbarkeit von Ladepunkten im MW-Bereich), aber auch im Aufbau des systemischen Wissens zur Einbindung der Ladeinfrastruktur in das Energiesystem.

Diese Defizite müssen über Pilotprojekte, sonstige technische Förderung und über den Aufbau systemischen Wissens möglichst zeitnah abgebaut werden, um möglichst frühzeitig mit dem Aufbau der Ladeinfrastruktur beginnen zu können.

- Auch bei der Lkw-Infrastruktur ist der Aufbau von Ladepunkten im nicht-öffentlichen Raum (Depotladen, Ladung bei Kund:innen) das zentrale Rückgrat für den ersten Markthochlauf und das langfristige Transportsystem. In diesem Bereich werden bis zum Jahr 2030 die größten Investitionen fällig werden und es wird der Großteil der Lademengen an Strom über solche Ladepunkte in die Fahrzeuge gebracht werden.
- Für die Ausgestaltung der Ladung an öffentlich zugänglichen Ladepunkten, die vor allem für den Straßenferntransport eine große Bedeutung besitzen, existieren sehr unterschiedliche technische und systemische Optionen (z. B. Übernachtladen mit eher geringer Ladeleistung, Zwischenladen mit sehr hoher Ladeleistung). Welche Optionen sich im welchem Ausmaß durchsetzen werden, ist aus heutiger Sicht sehr offen.
- Für den Aufbau der Ladeinfrastruktur für Pkw fallen bis zum Jahr 2030 erhebliche Investitionskosten an. Diese unterscheiden sich zwischen den verschiedenen Ausgestaltungsvarianten der Ladeinfrastruktur jedoch nicht wesentlich. Aus einer Literaturrecherche wurde eine Spanne für die spezifischen Kosten für den Aufbau von Ladeinfrastruktur abgeleitet. Bei der unteren Grenze dieser Kostenspanne liegen die notwendigen Investitionskosten bei 34 – 39 Mrd. EUR; bei der oberen Grenze sind die Investitionskosten mit 68 – 78 Mrd. EUR wesentlich höher. Nicht mit einberechnet sind dabei mögliche Kosten für Pufferspeicher und über den Standardfall hinausgehende Netzanschlusskosten. In Expert:innengesprächen schätzten die interviewten Personen die angesetzte Kostenspanne so ein, dass die real anfallenden Kosten im Schnitt bei vielen der abgeleiteten Use-Cases eher an der oberen Grenze der Kostenspanne liegen würden.
- Aufgrund der geringeren Anzahl an Lkw und der benötigten Ladepunkte sind auch die Investitionskosten für die Ladeinfrastruktur für Lkw sehr viel geringer. In diesem Papier werden die bis zum Jahr 2030 benötigten Ladeinfrastrukturkosten auf 3,5 – 8,5 Mrd. EUR zwischen der unteren und der oberen Kostengrenze hinsichtlich der spezifischen Kosten abgeschätzt. Die Kosten unterscheiden sich dabei zwischen den verschiedenen Ausgestaltungsszenarien nur unwesentlich. Zu beachten ist dabei, dass einerseits die Ausgestaltungsszenarien und die Kostenannahmen für die Ladeinfrastruktur mit großen Unsicherheiten verbunden sind und andererseits auch die Kosten für Pufferspeicher und über den Standardfall hinausgehende Netzanschlusskosten nicht mit einberechnet sind. Auch bei den Lkw liegt der wesentliche Teil der Investitionen im Bereich der privaten Ladeinfrastruktur (Depotladen und Zwischenladung am Umschlagsort bei Kund:innen).
- Zentraler Faktor für die Wirtschaftlichkeit eines Ladepunkts ist seine Auslastung. Aufgrund der geringeren Investitionskosten zeigen die öffentlich zugänglichen Ladepunkte mit niedrigen Ladeleistungen (Normalladung) bei derselben Auslastung sehr viel niedrigere Vollkosten als Ladepunkte mit sehr hoher Ladeleistung (HPC-Laden). Es ist daher an Normalladepunkten mit niedrigeren Preisen zu rechnen als an Normalladepunkten. Dieser Effekt zeigt sich heute auch an den unterschiedlichen Preisen für Normalladen und Schnellladen.
 - Die Erlöse für die öffentliche Ladeinfrastruktur aus der THG-Quote liegen bei heute >5 ct/kWh. Durch das hohe Ambitionsniveau der THG-Quote und das Absinken der THG-Emissionen im

Stromsystem ist mittel- bis langfristig auch davon auszugehen, dass die Erlöse aus der THG-Quote sich nicht wesentlich reduzieren, sondern tendenziell eher ansteigen werden. Die THG-Quote trägt damit wesentlich zur Wirtschaftlichkeit der öffentlichen Ladeinfrastruktur bei.

- Bei Ladepunkten am Wohnort liegen die Kosten für die Ladeinfrastruktur je kWh Ladung sehr niedrig (<5 ct/kWh), solange keine hohen bis extrem hohen Kosten für die Installation der Wallbox (z. B. hohe Baukostenzuschüsse für die Netzanpassung, hohe baulichen Kosten) anfallen. In solchen Fällen können die Kosten je kWh Ladung allerdings sehr hohe Werte annehmen und den Aufbau eines privaten Ladepunkts verhindern.
- Für die Ladung am Arbeitsplatz weisen Normalladepunkte (11 kW) wesentlich geringere Kosten je kWh Ladung auf als Schnellladepunkte (50 kW). An diesen Standorten scheint es daher sinnvoll zu sein, vor allem Normalladepunkte für die Ladung elektrischer Pkw einzusetzen, da Service-Fahrzeuge und Mitarbeitenden-Fahrzeuge eher lange Standzeiten aufweisen, die eine ausreichende Ladung auch mit Normalladepunkten zulassen.
- Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von Ladepunkten für Lkw aus Sicht der Betreiber sind aufgrund des noch nicht begonnenen Markthochlaufs nochmals schwieriger zu treffen. Insbesondere Kosten für Netzanschluss und -ertüchtigung bei den benötigten hohen Ladeleistungen sind sehr standortabhängig und mit hohen Unsicherheiten behaftet, sowohl beim Depotladen als auch an Achsen-Ladehubs. Die in der frühen Hochlaufphase batterieelektrischer Lkw zu erwartende Auslastung im einstelligen Prozentbereich wird zunächst zu einer deutlichen Kostendeckungslücke führen, weshalb eine öffentliche Förderung den Ausbau beschleunigen wird.
- Die ambitionierte Fortschreibung der THG-Quote bis zum Jahr 2030 verbessert die Wirtschaftlichkeit der Ladeinfrastruktur erheblich. Es scheint dennoch notwendig zu sein, den Aufbau der Ladeinfrastruktur weiter finanziell zu unterstützen. Die Kostenrechnungen zeigen, dass die Förderung die folgenden Aspekte zielgerichtet in den Mittelpunkt der Förderung stellen sollte und eine Förderung nach dem Gießkannenprinzip nicht notwendig erscheint:
 - Die Auslastung der Ladepunkte ist zentral für deren Wirtschaftlichkeit. Dementsprechend sollte Fördermaßnahmen vor allem Ladepunkte im Fokus, die einer herausfordernde Situation hinsichtlich der Auslastung besitzen.
 - Hohe Kosten für bauliche Maßnahmen und für Anpassungen des Netzanschlusses können private und öffentlich zugängliche Ladepunkt wirtschaftlich stark belasten. Fördermaßnahmen im privaten als öffentlich zugänglichen Bereich sollten daher solche Ladepunkte im Fokus haben. Eine Möglichkeit könnte es daher sein, Fördermaßnahmen stark auf Baukostenzuschüsse für den Anschluss an das Stromnetz zu konzentrieren. Dabei könnten auch noch Elemente für eine netzdienliche Konfiguration der Ladeinfrastruktur Teil der Förderbedingungen werden (siehe auch Regulatorische Empfehlung zur Netzintegration).
 - Die Anrechnung der Emissionsminderungen beim privaten Laden innerhalb der THG-Quote sollte – sobald technisch und rechtlich möglich – auf reale Lademengen umgestellt werden. Dabei könnten auch Anforderungselemente zur netzdienlichen Einbindung der Ladeinfrastruktur mit eingeführt werden.

Regulatorik für den Aufbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur

- Die Herausforderung der Regulierung des Aufbaus der öffentlichen Ladeinfrastruktur ist einerseits einen möglichst zügigen Aufbau der Ladeinfrastruktur anzureizen und andererseits Marktstrukturen zu schaffen, die langfristig einen kosteneffizienten Betrieb der Ladesäulen zulassen. Für den Aufbau der Ladeinfrastruktur besteht ein sogenanntes „Henne-Ei-Problem“, welches die Abhängigkeit des Hochlaufs der Elektromobilität und der dazugehörigen Infrastruktur beschreibt. Um dieses Problem zu adressieren, scheint ein Eingriff des Staates in den Markt gerechtfertigt (z.B.: durch Fördermaßnahmen). Die folgenden Aspekte sind an der heutigen Situation für die öffentliche Ladeinfrastruktur für Pkw abgeleitet. Die genannten Aspekte stellen auch in ähnlicher Weise zukünftige Herausforderungen der Regulierung der Ladeinfrastruktur für Lkw dar und Empfehlungen sollten daher auch bei der Förderung für die Lkw-Ladeinfrastruktur ebenfalls Berücksichtigung finden.
 - Gegenwärtig herrscht im Ladesäulenmarkt für Normalladesäulen eine starke Marktkonzentration lokaler Anbieter (z. B. lokale Energieversorger). Dies kann zu höheren Ladepreisen für Kund:innen und Preisdiskriminierung externer EMP führen. Um regionale Monopole aufzulösen und wettbewerbliche Strukturen zu schaffen, müssen bereits bestehende regionale Marktstrukturen stärker bei der Vergabe neuer Standorte für Ladesäulen in den Fokus rücken. Zentral hierfür ist, dass der Zugang zu verfügbaren (kommunalen) Flächen diskriminierungsfrei erfolgt. Um den Wettbewerb im Markt der Ladesäulen zu stärken, können einzelne Vergabeverfahren als Beispiel dienen. In Essen wird beispielweise die Stadt in verschiedene Zonen unterteilt. Wird die Errichtung einer neuen Ladesäule innerhalb einer Zone beantragt, wird zunächst die jeweilige Marktstellung des Anbieters in den angrenzenden Zonen analysiert. Liegt in den angrenzenden Zonen eine marktbeherrschende Stellung des antragstellenden Anbieters vor, ist die Errichtung einer neuen Ladesäule in der geplanten Zone nicht möglich.
- Administrative Hürden bei Genehmigungsprozessen sowie der anhaltende Mangel an Fachkräften und technischen Komponenten sind laut geführten Expert:innengesprächen. Eine Vereinheitlichung der Genehmigungsverfahren (Koordination auf Bundesebene und Landesebene) könnte den Aufbau der Ladeinfrastruktur beschleunigen; zusätzliches Personal in den Behörden sowie eine stärkere Digitalisierung der Genehmigungsverfahren würden zudem zu einer Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung führen.
- Auch im Markt für Schnellladesäulen ist die Marktkonzentration vor allem durch überregionale Marktakteure stark. Hohe Anforderungen bezüglich der Kapitalkosten sowie das Pachten bzw. Erwerben, verfügbarer Flächen für den Aufbau der Ladeinfrastruktur, stellen neben aufwendiger Genehmigungsprozesse potenzielle Markteintrittsbarrieren dar.
- Einen großen Einfluss auf die zukünftige Entwicklung des Schnellladesäulenmarktes wird durch die Förderung im Rahmen des Deutschlandnetzes erwartet. Durch den niedrigen Höchstpreis von 44 ct/kWh könnte ein Preisdruck auf un- und anders geförderte Ladesäulen ausgehen und gegebenenfalls die Breite an Marktakteuren reduzieren.
- Obwohl Interdependenzen zwischen der Normal- und Schnellladeinfrastruktur bestehen, wurden die beiden Märkten in der Förderung und der allgemeinen Diskussion bisher zumeist getrennt voneinander behandelt. Mit einer stärkeren räumlichen Ausbreitung der Ladeinfrastruktur (siehe

Ziel der Flächenabdeckung) ist zu erwarten, dass Abhängigkeiten zwischen den Märkten zunehmen werden.

- Der Markt zur Bereitstellung der Ladeinfrastruktur sollte zukünftig integriert betrachtet werden. Auch Fördersysteme sollten diese integrierte Betrachtungsweise zwischen den verschiedenen Arten der Ladeinfrastruktur mit aufnehmen und bei der Vergabe von Fördermitteln berücksichtigen, da potenzielle Lock-in Effekte zugunsten bzw. zu Lasten einer Ladeart (z. B. über sehr starke Kosten- und Risikodeckung beim Deutschlandnetz) nur schwer oder kostenintensiv zu beseitigen sind. Dabei sind auch (regionale) Monopolstrukturen zu berücksichtigen, die sich über die verschiedenen Arten an Ladeinfrastruktur einstellen können.
- Sowohl die bestehende Förderrichtlinien als auch die Ladeinfrastrukturbetreibenden sowie deren preisliche und ausgestaltungsseitige Implikationen für den Ladeinfrastrukturaufbau, wie der Marktkonzentration, sollten regelmäßig evaluiert werden. Langfristig muss es das Ziel sein, wettbewerbliche Strukturen zu schaffen, um einen effizienten Aufbau der Ladeinfrastruktur zu gewährleisten.

Implikation für das Stromsystem und Regulatorik für die Netzintegration

- Batterieelektrische Fahrzeuge erhöhen wie weitere Klimaschutztechnologien (z. B. Wärmepumpen) den Bedarf an Strom erheblich. Insbesondere im Verteilnetz steigt dadurch die Belastung des Stromsystems durch die steigende Menge an durchzuleitenden Strom, aber vor allem auch durch potenziell stark steigende Lastspitzen durch die neuen Verbraucher, die zudem ein potenziell hohes Maß an Gleichzeitigkeit bezüglich der Stromnachfrage besitzen. Bestehende Sicherheitsmargen für den stabilen Betrieb des Verteilnetzes sind für diese Belastung aller Voraussicht nach nicht ausreichend und es müssen Anpassungen im Verteilnetz für das geänderte Anforderungsprofil vorgenommen werden. Der Anpassungsbedarf reduziert sich jedoch erheblich, wenn die batterieelektrischen Fahrzeuge möglichst netzdienlich in das Stromsystem integriert werden. Weitere Optimierungen der Einbindung von batterieelektrischen Fahrzeugen in das Stromsystem können dadurch erfolgen, dass sie hinsichtlich ihrer Ladung auf das Angebot der erneuerbaren Energieerzeugung bzw. gegebenenfalls auf die Netzauslastung des Übertragungsnetzwerks reagieren. All dies führt zu einer Optimierung des Gesamtsystems und reduziert dementsprechend dessen Kosten in der anstehenden Transformation. Die Regulatorik zur Einbindung der batterieelektrischen Fahrzeuge in das Stromsystem sollte also ein netzdienliches Ladeverhalten anreizen und die Stabilität des Stromsystems unterstützen. Dabei ist allerdings auch immer zu beachten, dass die elektrischen Fahrzeuge ihre primäre Funktion in der Mobilität besitzen und nicht in der Optimierung des Stromsystems
- Der zusätzlichen Belastung der Verteilnetze durch die neuen Verbraucher kann über zwei Wege begegnet werden. Einerseits müssen die Verteilnetzstrukturen auf größere Leistungen ausgelegt und mit „intelligenteren“ Komponenten für die Leistungssteuerung ausgestattet werden und andererseits können die batterieelektrischen Fahrzeuge über eine flexible Beladung die zusätzliche Belastung der Verteilnetze reduzieren. Verschiedene Studien gehen davon aus, dass ein erheblicher Zubau an Verteilnetzstrukturen dann notwendig wird, wenn mehr als 50 % des Pkw-Bestands batterieelektrische Fahrzeuge sind. Auch ist davon auszugehen, dass ein Teil des Anpassungsbedarfs der Verteilnetze zudem auf den ohnehin notwendigen altersbedingten Austausch an Netzkomponenten zurück geht. Die Kosten für die

Anpassungen im Verteilnetz reduzieren sich zudem erheblich, wenn die batterieelektrischen Fahrzeuge die benötigte Flexibilität beim Strombezug erlauben.

- Trotz der notwendigen Investitionen in die Verteilnetze ist davon auszugehen, dass die Netzentgelte je genutzter Energie, d. h. je kWh Strom, sich durch die Integration der neuen Verbraucher reduziert. Dies hängt mit der ansteigenden Stromnachfrage zusammen, so dass die Kosten der Übertragungs- und Verteilnetzstruktur des Stromsystems auf eine größere Menge an Stromnachfrage umgelegt werden können. Der Effekt des zusätzlichen Stromverbrauchs wirkt also stärker als die notwendigen Netzanpassungen. Da im ländlichen Raum einerseits eine geringere Bevölkerungsdichte und entsprechend ein geringer Strombedarf vorliegt und die Anpassungsbedarfe auch wegen der wenig vermaschten Netztopologie höher sein werden, werden die pro-Kopf- bzw. die pro kWh-Kosten der Netzentgelte auch zukünftig im ländlichen Raum höher sein als im urbanen Raum.
- Die technischen Potenziale des netzdienlichen Verhaltens für das Verteilnetz bei der Ladung der batterieelektrischen Fahrzeuge werden bisher nicht ausgenutzt. Dies liegt wesentlich an der unzureichenden Regulatorik und an nicht vorhandenen Anreizmechanismen. §14a des EnWG erlaubt es den Netzbetreibern den Stromverbrauchern ein niedrigeres Netzentgelt zu berechnen, wenn diese den Netzbetreibern die netzdienliche Steuerung des Stromverbrauchs ermöglichen. Die dafür benötigte Rechtsverordnung zur Ausgestaltung dieser Möglichkeit ist bisher nicht umgesetzt.
- Die Bundesnetzagentur und Netzbetreiber favorisieren dafür eine direkte Steuerung durch die Netzbetreiber und feste Zeiträume für die mögliche Eingriffe in das Ladeverhalten (Spitzenkappung). Die Automobilindustrie und politisch-wissenschaftliche Akteure tendieren hingegen eher zu zeitvariablen Netzentgelten für flexible Verbraucher, wie es batterieelektrische Fahrzeuge sein können. Diese geben einen finanziellen Anreiz für veränderte Ladezeiten. Die Wirksamkeit zeitvariabler Netzentgelte ist jedoch nicht sicher abschätzbar und kann die Komplexität der Netzstabilisierung und bei der Berechnung der Netzentgelte auf Seite der Netzbetreiber erhöhen. Aus unserer Sicht erscheint eine Kombination beider Ansätze sinnvoll zu sein: Zeitvariable Netzentgelte belohnen netzdienliches Verhalten der Verbraucher:innen vor dem Entstehen der Netzüberlast. Sie wirken somit präventiv. Der direkte Eingriff durch den Netzbetreiber in den Ladevorgang sollte hingegen kurativ bei drohenden oder entstehenden Überlastsituationen weiterhin möglich sein. Klassische unflexible Verbraucher sollten von diesen Regelungen ausgenommen bleiben.

Im Rahmen des erweiterten Osterpakets 2022 plant die Bundesregierung die Befugnis zur Ausgestaltung der rechtlichen Grundlage an die Bundesnetzagentur zu übergeben. Sie empfiehlt marktliche Anreize für die Steuerung dezentraler Flexibilität, die durch eine direkte Steuerung oder Vereinbarungen über die Netzanschlussleistung ergänzt werden können. Die konkrete Ausgestaltung steht noch aus. Auch ist unklar, ob sich die Bundesnetzagentur an dieser Empfehlung orientieren wird.

- Netzengpässe im Verteil- und Übertragungsnetz treten auf, wenn die Übertragungskapazität eines Netzstrangs nicht ausreichend ist für die benötigte Menge an Stromtransport. Der klassische Redispatch erlaubt es den Netzbetreibern auf Kraftwerke >100 kW zuzugreifen, um auf kostenbasierte Weise steuernd in den Strommarkt einzugreifen und den Netzengpass aufzulösen. Verbrauchsseitige Netzentlastungsoptionen im Rahmen des Redispatch werden dieses bisher wegen fehlender Kenntnis über deren Kosten nicht berücksichtigt. Verschiedene Forschungs- und

Pilotprojekte erproben verschiedene Varianten, wie auch verbrauchsseitige Netzentlastungspotenziale in den Redispatch der Netzbetreiber einbezogen und die Verbraucher auch monetär belohnt werden können. Darunter könnte beispielsweise die (teilweise) Entlastung von Baukostenzuschüssen fallen, wenn ein privater oder öffentlich zugänglicher Ladepunkt netzdienlich betrieben wird. Auch die Anrechnung der Emissionsminderung im Rahmen der THG-Quote für die nicht-öffentliche Ladung könnte in diese Richtung weiterentwickelt werden, sobald dies technisch und rechtlich möglich ist.

- Rein monetäre Anreize werden aller Voraussicht nicht ausreichen, um die Nutzer:innen batterieelektrischer Fahrzeuge zu einem netzdienlichen Verhalten zu bewegen. Eine transparente Kommunikation hinsichtlich der positiven Effekte aber auch der Risiken sowie eindeutig geklärte Versicherungs- und Haftungsfragen für die Batterie der Fahrzeuge werden begleitend notwendig sein, um die Nutzer:innen der Fahrzeuge für netzdienliches Verhalten zu gewinnen.
- Netzdienliches Verhalten bezieht nicht nur das zeitliche flexible Laden mit ein, sondern umfasst auch das mit „vehicle-to-grid“ bezeichnete Rückspeisen von Strom in das Stromsystem mit ein. In Forschungsvorhaben und Pilotprojekten wurde die technische Umsetzbarkeit zum Beispiel als Teil virtueller Kraftwerke gezeigt. Die notwendige Technologie für die Rückspeisung ins Stromnetz bzw. zur Nutzung als Stromquelle für andere Verbraucher ist auch in einem immer größer werdenden Anteil der batterieelektrischen Fahrzeuge verbaut. Regulatorisch existieren jedoch Hemmnisse für den Einsatz von „vehicle-to-grid“.
 - Die Bereitstellung von Regelleistung ist heute wesentlich noch auf größere Energieanbieter ausgelegt. Dementsprechend müssen Anbieter von Regelenergie häufig eine Leistung zur Verfügung stellen, die über Möglichkeiten batterieelektrischer Fahrzeuge hinausgeht. Auch die Anforderung Regelleistung in einer Zeitscheibe über mehrere Stunden anzubieten, ist für batterieelektrische Fahrzeuge als Hemmnis zu werten, da das Fahrzeug in diesen Stunden nicht einsetzbar wäre. Dementsprechend würden kürzere Zeitscheiben und geringere Leistungsanforderungen die Einbindung batterieelektrischer Fahrzeuge in das Stromsystem erleichtern. Auch der Nachweise der sogenannten Präqualifikationsbedingungen könnte über Digitalisierung vereinfacht werden.
 - Wenn batterieelektrische Fahrzeuge Strom in das Stromnetz zurückspeisen, nehmen sie grundsätzlich die Rolle von Stromspeichern wahr. Hinsichtlich der Steuern und Abgaben qualifizieren sie sich anders als Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher jedoch nicht für die Entlastung diverser Abgaben und Steuern (z.B. EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelte). Für den zurückgespeisten Strom in das Stromnetz sollten batterieelektrische Fahrzeuge mit anderen Speichertechnologien daher gleichgestellt werden, um das netzdienliche Verhalten der Nutzer:innen der batterieelektrischen Fahrzeuge stärker als bisher anreizen zu können.

Die Zusammenstellung der Handlungsempfehlungen zeigt, dass der Aufbau einer bedarfsgerechten Ladeinfrastruktur für batterieelektrischen Fahrzeuge noch am Anfang steht und relevante Herausforderungen existieren. Wesentlicher Punkt für einen erfolgreichen Hochlauf des Markts für die Beladung batterieelektrischer Fahrzeuge ist es, mögliche „Lock-In“-Situationen zu vermeiden und über eine zielgerichtete Anreizpolitik den Aufbau der Ladeinfrastruktur zu beschleunigen. Der Schwerpunkt der Anreizsetzung sollte dabei alle Arten der Ladeinfrastruktur zielgerichtet adressieren und Förderinstrumente müssen regelmäßig evaluiert werden, um (regionale) Monopolstellungen zu vermeiden, die kurzfristig für einen schnellen Aufbau gegebenenfalls attraktiv

erscheinen, langfristig aber zu weniger Marktakteuren und höheren Preisen und schlechteren Zugangsbedingungen für die Nutzer:innen von batterieelektrischen Fahrzeugen führen können. Auch werden die Potenziale für eine netzfreundliche Einbindung der batterieelektrischen Fahrzeuge regulativ nicht angereizt. Hier besteht ebenfalls Handlungsbedarf.

Literaturverzeichnis

- Abt, J.; Blecken, L.; Bock, S.; Diringer, J.; Fahrenkrug, K. (2021): Kommunen innovativ – Lösungen für Städte und Regionen im demografischen Wandel, Ergebnisse der BMBF-Fördermaßnahme. Berlin, 2021.
- ACI - Airports Council International (16.05.2019): Pressemitteilung: European Airports Committing to Net zero Carbon Emissions by 2050. Online verfügbar unter <https://www.aci-europe.org/component/attachments/attachments.html?id=861&task=download>.
- ADAC (Hg.) (2021): ADAC. Ladestationen für Elektroautos: Das kostet der Strom, 2021. Online verfügbar unter <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/laden/elektroauto-ladesaeulen-strompreise/>, zuletzt geprüft am 21.04.2022.
- AFID (2014): European Commission. Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure, AFID. In: *Official Journal of the European Union* L 307, S. 1–20. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014L0094&from=EN>, zuletzt geprüft am 03.06.2020.
- AFIR (2021): Europäische Kommission. Proposal for a regulation of the EU parliament and the council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council, AFIR. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision_of_the_directive_on_deployment_of_the_alternative_fuels_infrastructure_with_annex_0.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2021.
- AGEB - AG Energiebilanzen e.V. (2021): Bilanz 2019, 2021. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2020/?wpv-jahresbereich-bilanz=2011-2020>, zuletzt geprüft am 07.06.2022.
- Agora Energiewende (2019a): Jahn, A.; Lenck, T.; Graichen, P. Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen. Agora Energiewende, 2019, zuletzt geprüft am 02.02.2022.
- Agora Energiewende (Hg.) (2019b): Agora Energiewende; Regulatory Assistance Project. Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen. Berlin, 2019, zuletzt geprüft am 08.02.2022.
- Agora Energiewende; Agora Verkehrswende; RAP (Hg.) (2021): Jahn, A.; Lenck, T.; Tausendteufel, F.; Meyer, K. Stellungnahme zum Entwurf des Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz, SteuVerG. Berlin, Januar 2021, zuletzt geprüft am 04.11.2021.
- Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; RAP - Regulatory Assistance Project; Navigant (2019): Verteilnetzausbau für die Energiewende, Elektromobilität im Fokus, 2019. Online verfügbar unter https://www.agora-energiawende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Netzausbau_Elektromobilitaet/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf.
- Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; RAP (Hg.) (2019): Maier, U.; Peter, F.; Jahn, A. Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus, Schlussfolgerungen zu einer Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project (RAP). Berlin, 2019, zuletzt geprüft am 19.10.2021.

- Alberer, L. (2020): Kostensenkungspotentiale bei Schnell-Ladeinfrastruktur bis 2025, 2020.
- Albrecht, F. (2022): Energiewende: Koalition beschließt Ende der EEG-Umlage und Steuerentlastung. In: *Die Zeit*, 2022. Online verfügbar unter <https://www.zeit.de/politik/deutschland/2022-02/energiewende-eeg-umlage-ampel-koalition>, zuletzt geprüft am 21.04.2022.
- Bauknecht, D.; Vogel, M. (2015): Rahmenbedingungen für Flexibilitätsoptionen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2015 (3), S. 65–67.
- bayernwerk; BMW; FfE; Keo; Kostal; LVN et al. (Hg.) (2022, unveröffentlicht): bayernwerk; BMW; FfE; Keo; Kostal; LVN; PPC; Solarwatt; TenneT; Transnet BW. Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Elektrofahrzeugen mit bidirektionalem Lademanagement, ein BDL-Positionspapier zu Vehicle-to-Grid Anwendungen, 2022, unveröffentlicht, zuletzt geprüft am 26.01.2022.
- BDE; bdew; Bender; BMW; Bne; Entelios et al. (Hg.) (2019): BDE; bdew; Bender; BMW; Bne; Entelios; E.ON; EWE Netz; FH Erfurt; FNN; Innogy; Innoman; Navigant et al. Anregung zur Ausgestaltung von §14a EnWG, Verfasst von den Mitgliedern der Taskforce Lastmanagement der Fachgruppe Recht des BMWi-Förderprojektes „IKT für Elektromobilität“, 2019. Online verfügbar unter https://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/IKT-EM/ikt3-Anregungen%20zur%20Ausgestaltung%20von%20%C2%A7%2014a%20EnWG.pdf;jsessionid=D259EB96B9C40D9AA16CC4B77067F1F4?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 30.05.2022.
- bdew (2021a): BDEW zum BMVI-Referentenentwurf Schnellladegesetz – SchnellLG. bdew (Hg.), zuletzt aktualisiert am <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/bdew-zum-bmvi-referentenentwurf-schnellladegesetz-schnelllg/>, zuletzt geprüft am 21.04.2022.
- bdew (2021b): bdew. Stellungnahme, Referentenentwurf Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG). bdew. Berlin, 12.01.2021, zuletzt geprüft am 04.11.2021.
- bdew (2021c): Referentenentwurf Steuerbare- Verbrauchseinrichtungen- Gesetz (SteuVerG), bdew. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/referentenentwurf-steuerbare-verbrauchseinrichtungen-gesetz-steuverg/>, zuletzt aktualisiert am 21.04.2022, zuletzt geprüft am 21.04.2022.
- BDI (2021): Burchardt, J.; Franke, K.; Herhold, P.; Hohaus, M.; Humpert, H.; Päiväranta, J.; Richenhagen, E.; Ritter, D.; Schönberger; Stefan; Schröder, J.; Strobl, S.; Treis, C. et al. Klimapfade 2.0, Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. BDI. Bundesverband der deutschen Industrie (Hg.), 2021.
- BKartA - Bundeskartellamt (Hg.) (2021): BKartA. Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Sachstandsbericht, 2021. Online verfügbar unter https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung_Ladesaeulen_Sachstandsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 21.04.2022.
- BMVI - Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hg.) (2016). Nationaler Strategierahmen für den Ausbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, als Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU. Berlin, 2016, zuletzt geprüft am 03.03.2020.
- BMVI (2010). Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010), Ergebnisse der bundesweiten Verkehrsbefragung. BMVI. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hg.), 2010.

- 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.), 2020. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/gesamtkonzept-klimafreundliche-nutzfahrzeuge.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 05.10.2021.
- BMVI (2021a). BMVI bringt Innovationscluster für klimafreundliche Lkw-Antriebstechnologien auf den Weg. BMVI. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hg.), 2021. Online verfügbar unter <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2021/104-scheuer-innovationscluster-strassennutzverkehr.html>, zuletzt geprüft am 05.10.2021.
- BMVI (2021b): 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>, zuletzt geprüft am 21.04.2022.
- BNetzA - Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2021): BNetzA. Liste der Ladesäulen, (Stand 1.Dezember 2021). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. BNetzA (Hg.), 2021. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/E-Mobilitaet/Ladesaeulenkarte/start.html, zuletzt geprüft am 05.02.2022.
- BReg - Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland (Hg.) (2019). Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung, Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030, 2019. Online verfügbar unter <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/masterplan-ladeinfrastruktur.html>.
- Bundeskartellamt (2021): Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, Sachstandsbericht, 2021, zuletzt geprüft am https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung_Ladesaeulen_Sachstandsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=2#:~:text=13%2Das%20Bundeskartellamt%20hat%20die,am%209.%20Juli%202020%20eingeleitet.
- Bundesnetzagentur (2022): Bundesnetzagentur. Ladesäulenregister. Bundesnetzagentur, 01.01.2022. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/Ladesaeulenkarte/start.html>.
- Bundesnetzagentur (Hg.) (2015): Bundesnetzagentur. Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität, 2015, zuletzt geprüft am 09.02.2022.
- Burges, K.; Kippelt, S. (2021): Grid-related challenges of high-power and megawatt charging stations for battery-electric long-haul trucks. Study on behalf of Transport & Environment. Online verfügbar unter https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2022/01/2022_01_TE_grid_integration_long_haul_truck_charging_study_final.pdf, zuletzt geprüft am 10.02.2022.
- CE Delft (Hg.) (2019): Groen, M.; Vereij, K.; Vos, G.; Otten, M.; Tol, E.; Wagter, H. Charging infrastructure for electric vehicles in city logistics, 2019.

- CMS Law (2021): CMS Law. Rechtliche bzw. regulatorische Rahmenbedingungen für Stromspeicher in Deutschland. CMS Law. Berlin, 2021, zuletzt geprüft am 04.01.2022.
- connect (2020a): Boxenstopp. In: *WEKA MEDIA PUBLISHING GmbH*. Online verfügbar unter <https://www.umlaut.com/uploads/documents/Ladenetztest-DACH-connect-umlaut-2020-12.pdf>, zuletzt geprüft am 05.05.2021.
- connect (2020b): Unter Strom. In: *WEKA MEDIA PUBLISHING GmbH 2020*. Online verfügbar unter <https://www.umlaut.com/uploads/documents/Ladenetztest-connect-2020-07-umlaut.pdf>, zuletzt geprüft am 05.05.2021.
- Consentec GmbH; Neon Neue Energieökonomik GmbH (2022). Schnellladen fördern, Wettbewerb stärken., Finanzierungsmodelle für den Aufbau von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Pkw. Consentec GmbH; Neon Neue Energieökonomik GmbH. Agora Verkehrswende (Hg.), 2022. Online verfügbar unter https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2022/Ladeinfrastruktur/Agora-Verkehrswende_Schnellladen-foerdern-Wettbewerb-staerken.pdf, zuletzt geprüft am 21.04.2022.
- Deloitte GmbH (Hg.) (2018). Ladeinfrastruktur als Geschäftsfeld, 2018. Online verfügbar unter <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/de/Documents/risk/Risk-Deloitte-Ladeinfrastruktur.pdf>, zuletzt geprüft am 10.02.2022.
- Dorendorf, S.; Ventzke, U.; Renner, B.; Schmiesing, J.; Kölbl, M.; Wirtz, F. e. a. (2019a): E-Mobility Stresstest: E.ON Netze mit überschaubarem Aufwand bereit für die Mobilitätswende. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 19 (9), S. 46–49. Online verfügbar unter https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2019/09/18023_et_1909_60_2_Dorendorf.pdf, zuletzt geprüft am 30.05.2022.
- Dorendorf, S.; Ventzke, U.; Renner, B.; Schmiesing, J.; Kölbl, M.; Wirtz, F.; Dau, M.; Köhler, M.; Obergrünner, M.; Paul, Hendrik, Klemnitz, David (2019b): E-Mobility Stresstest: E.ON Netze mit überschaubarem Aufwand bereit für die Mobilitätswende. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 19 (9), S. 46–49. Online verfügbar unter https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2019/09/18023_et_1909_60_2_Dorendorf.pdf.
- EAutoLader (2022): Lastmanagement, EAutoLader. Online verfügbar unter <https://www.eautolader.net/lastmanagement/>, zuletzt aktualisiert am 27.01.2022, zuletzt geprüft am 27.01.2022.
- E-Bridge (2019): Zeitvariable Netztarife für flexible Kunden. In: *energate* (1), zuletzt geprüft am 08.02.2022.
- EC - European Commission (2021): Proposal for a regulation of the european parliament and of the council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing, Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council. European Commission (Hg.). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision_of_the_directive_on_deployment_of_the_alternative_fuels_infrastructure_with_annex_0.pdf, zuletzt aktualisiert am 14.07.2021, zuletzt geprüft am 06.09.2021.
- ef.Ruhr GmbH (2017): Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg., Studie für das Ministerium für Umwelt Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Stuttgart, 2017. Online verfügbar unter https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf, zuletzt geprüft am 30.05.2022.

- electrive.net (16.12.2021): Pressemitteilung: THG-Quote: Anbieter, Zielgruppen, Prämien – der Überblick: electrive.net. Online verfügbar unter <https://www.electrive.net/2021/12/16/thg-quote-dienstleister-zielgruppen-praemien-der-ueberblick/>, zuletzt geprüft am 25.05.2022.
- e-mobil BW GmbH (Hg.) (2021): P3 automotive GmbH. Wirtschaftsfaktor Ladeinfrastruktur, Potenziale für Wertschöpfung in Baden-Württemberg, 2021. Online verfügbar unter https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobil_BW-Studie-Wirtschaftsfaktor-Ladeinfrastruktur.pdf, zuletzt geprüft am 10.02.2022.
- EnBW (2022): EnBW Ladestrom Pro für Vielfahrer. EnBW (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/elektromobilitaet/zuhauseladen/ladestrom-pro>, zuletzt aktualisiert am 17.02.2022, zuletzt geprüft am 17.02.2022.
- energynautics GmbH (2015): Schierhorn, P.-P.; Martensen, N. Überblick zur Bedeutung der Elektromobilität zur Integration von EE-Strom auf Verteilnetzebene (Version 2.1, 21. Juli 2015). energynautics GmbH. Darmstadt, 2015.
- EWO (2022): Passende Ladelösungen für Ihr Mehrfamilienhaus - EWO. EWO (Hg.). Online verfügbar unter <https://ewo.ch/gebaeudetechnik/elektromobilitaet/ladeloesung-mf/>, zuletzt aktualisiert am 30.09.2021, zuletzt geprüft am 27.01.2022.
- EY - Ernst & Young; BET (2022): EY - Ernst & Young; BET. Workshop zur genaueren Ausgestaltung des §14a EnWG. Ernst & Young; BET. Berlin, 2022, zuletzt geprüft am 17.02.2022.
- Fabianek, P.; Will, C.; Wolff, S.; Madlener, R. (2020): Green and regional? A multi-criteria assessment framework for the provision of green electricity for electric vehicles in Germany. In: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 87, S. 1–22. DOI: 10.1016/j.trd.2020.102504.
- FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2019): Ebner, M.; Fattler, S.; Ganz, K. Kurzstudie Elektromobilität, Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans. Forschungsstelle für Energiewirtschaft. München, 2019. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/attachments/article/969/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2021.
- FfE München (2021): Erschließung von Kleinanlagen zur Flexibilitätsvermarktung - FfE München. FfE München (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/erschliessung-von-kleinanlagen-zur-flexibilitaetsvermarktung/>, zuletzt aktualisiert am 26.10.2021, zuletzt geprüft am 17.02.2022.
- FfE München; TenneT; BMW Group; Kostal (2021): Bidirektionales Lademanagement (BDL) - FfE München, FfE München. Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/projekte/bdl/>, zuletzt aktualisiert am 26.10.2021, zuletzt geprüft am 02.11.2021.
- Flotteladen (2022): Flotteladen – Die Ladelösungen für Elektroauto-Flotten. Flotteladen (Hg.). Online verfügbar unter <https://flotteladen.de/>, zuletzt aktualisiert am 27.01.2022, zuletzt geprüft am 27.01.2022.
- Fraunhofer ISI (2016): Energiespeicher-Monitoring 2016, 2016. Online verfügbar unter http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/t/de/publikationen/Energiespeicher-Monitoring-2016_Web.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2017.
- Fraunhofer ISI (2021a): Fraunhofer ISI. Lieferverkehr mit Batterie-Lkw: Machbarkeit 2021, Fallbeispiel REWE Group - Region Nordost. Unter Mitarbeit von Link, S.; Plötz, P.; Griener, J. und Moll, C. Fraunhofer ISI. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung IS (Hg.).

- Karlsruhe, 2021. Online verfügbar unter https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/11/Rewe_Machbarkeit_E-Lkw2021.pdf, zuletzt geprüft am 30.05.2022.
- Fraunhofer ISI (2021b): Plötz, P.; Speht, D. Truck Stop Locations in Europe. Fraunhofer ISI. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Hg.), 2021. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/ACEA_truckstop_report_update.pdf, zuletzt geprüft am 29.10.2021.
- Fraunhofer ISI (Hg.) (2018): Wietschel, M.; Kühnbach, M.; Stute, J.; Gnann, T.; Marwitz, S.; Klobasa, M. Auswirkung der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland. Working Paper Sustainability and Innovation, 2018. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2018/WP21-2018_Elektromob_Haushaltsstrompreise_Wi_et_al.pdf, zuletzt geprüft am 06.12.2021.
- Fraunhofer ISI; Fraunhofer IML; PTV Transport Consult (2017): Gnann, T.; Wietschel, M.; Kühn, A.; Thielmann, A.; Sauer, A.; Plötz, P.; Moll, C.; Stütz, S.; Schellert, M.; Rüdiger, D.; Waßmuth, V.; Paufler-Mann, D. Teilstudie „Brennstoffzellen-Lkw: kritische Entwicklungshemmnisse, Forschungsbedarf und Marktpotential“, Wissenschaftliche Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Fraunhofer ISI; Fraunhofer IML; PTV Transport Consult. Karlsruhe, 2017.
- Funke Árpád, S. (2018): Techno-ökonomische Gesamtbewertung heterogener Maßnahmen zur Verlängerung der Tagesreichweite von batterieelektrischen Fahrzeugen, 2018. Online verfügbar unter <https://kobra.uni-kassel.de/bitstream/handle/123456789/2018041155288/DissertationSimonArpadFunke.pdf?sequence=5&isAllowed=y>, zuletzt geprüft am 10.02.2022.
- Hackbarth, A.; Madlener, R. (2016): Willingness-to-pay for alternative fuel vehicle characteristics, A stated choice study for Germany. In: *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 85, S. 89–111. DOI: 10.1016/j.tra.2015.12.005.
- Haustein, S.; Jensen, A. F. (2018): Factors of electric vehicle adoption: A comparison of conventional and electric car users based on an extended theory of planned behavior. In: *International Journal of Sustainable Transportation* 12 (7), S. 484–496. DOI: 10.1080/15568318.2017.1398790.
- Helfenbein, K. (2021): Analyse des Einflusses netzdienlicher Ladestrategien auf Verteilnetze aufgrund der zunehmenden Netzintegration von Elektrofahrzeugen, Masterarbeit, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin. Online verfügbar unter <https://next.rli-institut.de/s/Mbiipcj7BkA59Y3?dir=undefined&openfile=1074633>, zuletzt geprüft am 08.09.2021.
- Hubject (2022): Plug&Charge Multi-Contract Handling: Handling of multiple contracts IN PARTNERSHIP WITH with Plug&Charge based on ISO 15118-2 and -20, Plug&Charge is now! Hubject GmbH (Hg.). Online verfügbar unter https://assets.website-files.com/602cf2b08109ccbc93d7f9ed/61951da439c57d1d75e28b9c_Plug%26Charge_VW_Multicontract.pdf, zuletzt geprüft am 21.03.2022.
- ICCT - The International Council on Clean Transportation (Hg.) (2019): Hall, D.; Lutsey, N. Estimating the infrastructure needs and costs for the launch of zero-emission trucks (White Paper), 2019.
- ICCT (Hg.) (2021): Basma, H.; Saboori, A.; Rodríguez, F. Total cost of ownership for tractor-trailers in Europe: battery electric versus Diesel, 2021. Online verfügbar unter <https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/11/tco-bets-europe-1-nov21.pdf>, zuletzt geprüft am 16.02.2022.

- IKEM (Hg.) (2020): IKEM. Systemische Ansätze zur Reform der Netzentgelte für die Energiewende 2.0. Berlin, 2020, zuletzt geprüft am 09.02.2022.
- Ionity (2022): Access & Payment. Online verfügbar unter <https://ionity.eu/de/laden-and-bezahlen.html#>, zuletzt geprüft am 08.03.2022.
- ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (2020): Plötz, P.; Speth, D.; Rose, P. Hochleistungsschnellladenetz für Elektro-Lkw., Kurzstudie im Auftrag des Verbandes der Automobilindustrie (VDA). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, 2020. Online verfügbar unter file:///C:/Users/MA46A~1.JAK/AppData/Local/Temp/Kurzstudie_Ladenetz_Schwerlastverkehr_23102020.pdf.
- Jahn, A. (2020): Netzentgelte: Status Quo und Herausforderungen. Agora Webinar. Regulatory Assistance Project. Berlin, April 2020, zuletzt geprüft am 08.02.2022.
- Jedlix; Transnet BW (2021): Leisten Sie einen wertvollen Beitrag zur Energiewende und zur Integration erneuerbarer Energien, Smartes Laden im Praxistest in Baden-Württemberg, Jedlix. Online verfügbar unter <https://www.jedlix.com/de/transnetbw-project/>, zuletzt aktualisiert am 04.11.2021, zuletzt geprüft am 04.11.2021.
- Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Institute for Industrial Production (IIP), Karlsruhe (Hg.) (2019): Auer, J. Ladeinfrastruktur für Elektromobilität im Jahr 2050 in Deutschland. Working Paper Series in Production and Energy, No. 34, 2019. Online verfügbar unter <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/193685/1/1067687718.pdf>, zuletzt geprüft am 10.02.2022.
- KBA - Kraftfahrt-Bundesamt (Hg.) (2018): KBA. Verkehr deutscher Lastkraftfahrzeuge (VD), Gesamtverkehr Dezember 2018 - VD 5, 2018.
- KsNI (2021): Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Bekanntmachung der Richtlinie über die Förderung von leichten und schweren Nutzfahrzeugen mit alternativen, klimaschonenden Antrieben und dazugehöriger Tank- und Ladeinfrastruktur für elektrisch betriebene Nutzfahrzeuge, KsNI. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/richtlinie-KsNI.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 05.10.2021.
- Ladesäulenverordnung - LSV (2016): Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile, Ladesäulenverordnung - LSV, Fassung vom 09.03.2016, zuletzt geprüft am 03.03.2020.
- Linnemann, M.; Nagel, C. (2020): Elektromobilität und die Rolle der Energiewirtschaft, Rechte und Pflichten eines Ladesäulenbetreibers. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Mathieu, L.; Cornelis, S.; Nix, J.; Bannon, E. (2020): 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.
- Monopolkommission (Hg.) (2021). Energie 2021: Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen (8. Sektorgutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG), 2021. Online verfügbar unter https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/8sg_energie_volltext.pdf, zuletzt geprüft am 21.04.2022.

- Monopolkommission (Hg.) (2019): Monopolkommission. Wettbewerb mit neuer Energie, Sektorgutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG (Sektorgutachten Energie, 7.). Bonn, 2019. Online verfügbar unter https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/7sg_energie_volltext.pdf, zuletzt geprüft am 27.04.2022.
- Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (2020): Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf. Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/Studie_Ladeinfrastruktur-nach-2025-2.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2021.
- Nationale Plattform Elektromobilität (2015): NPE. Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland, Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015. AG 3 - Ladeinfrastruktur und Netzintegration. Nationale Plattform Elektromobilität. Berlin, 2015.
- Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 5 (2020): Bedarfsgerechte und wirtschaftliche öffentliche Ladeinfrastruktur – Plädoyer für ein dynamisches NPM-Modell, 2020. Online verfügbar unter <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/2download/bedarfsgerechte-und-wirtschaftliche-oeffentliche-ladeinfrastruktur-plaedoyer-fuer-ein-dynamisches-npm-modell/>.
- Navigant; Kompetenzzentrum Elektromobilität; RE-xpertise (2019). Verteilnetzausbau für die Energiewende, Elektromobilität im Fokus. Navigant; Kompetenzzentrum Elektromobilität; RE-xpertise. Agora Verkehrswende; Agora Energiewende und Regulatory Assistance Project (Hg.). Berlin, 2019, zuletzt geprüft am 15.07.2020.
- Neon Neue Energieökonomik; Consentec (2019): Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland, Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben "Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch". Berlin, 2019. Online verfügbar unter https://neon-energie.de/Neon_Nodale-Zonale-Preise_BMWi.pdf.
- Netze BW GmbH (2021): Elektromobilität für Zuhause - Netze BW GmbH, Netze BW GmbH. Online verfügbar unter <https://www.netze-bw.de/netzanschluss/elektromobilitaet-zuhause>, zuletzt aktualisiert am 29.11.2021, zuletzt geprüft am 29.11.2021.
- NewMotion (2021): EV driver survey report 2021. NewMotion (Hg.). Online verfügbar unter https://www.fuhrpark.de/sites/default/files/2021-05/EV%20Driver%20Survey%20Report_2021_DE_FINAL.pdf, zuletzt geprüft am 24.11.2021.
- NEXT Kraftwerke; Jedlix (2021): Der (elektrische) Motor läuft – Wie E-Autos das Netz stabilisieren, NEXT Kraftwerke; Jedlix. Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/regelenergie-e-autos>, zuletzt aktualisiert am 18.10.2021, zuletzt geprüft am 04.11.2021.
- Nicklass, T. (2020): Mit Spitzenkappung droht Rückschlag für das Energiesystem der Zukunft. In: *Tagesspiegel Background Energie & Klima*. Online verfügbar unter <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/mit-spitzenkappung-droht-rueckschlag-fuer-das-energiesystem-der-zukunft>.
- NPE - Nationale Plattform Elektromobilität (2021): NPE - Nationale Plattform Elektromobilität. Factsheet "Vehicle to Grid" - Kundennutzen und Netzintegration. Nationale Plattform Elektromobilität. Berlin, 2021, zuletzt geprüft am 26.10.2021.
- NPM (2020): NPM, AG 1 - Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 1. Werkstattbericht Antriebswechsel Nutzfahrzeuge, Wege zur Dekarbonisierung schwerer Lkw mit Fokus der Elektrifizierung. NPM. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 1 (Hg.), 2020.

- NPM, AG 1 - Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 1 (2021). Wege für mehr Klimaschutz im Verkehr, AG1 - Bericht. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 1. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hg.). Berlin, 2021. Online verfügbar unter https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2021/07/NPM_AG1_Wege-fuer-mehr-Klimaschutz.pdf, zuletzt geprüft am 06.09.2021.
- ÖI - Öko-Institut e.V. (2022): Göckeler, K.; Hacker, F.; Ziegler, L.; Heinzlmann, 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 e.V., 2022. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratES-Teilbericht_2-Befragung_Logistikbranche.pdf, zuletzt geprüft am 06.07.2022.
- ÖI - Öko-Institut e.V.; e3 Modelling; ObservER; COWI; eclareon (2017): Bauknecht, D.; Förster, H.; Hünecke, K.; Bracker, J.; Bürger, V.; Cook, V.; Emele, L.; Greiner, B.; Heinemann, C.; Hesse, T.; Kasten, P.; Keimeyer, F.; Kühnel, S. et al. Study on Technical Assistance in Realisation of the 2016 Report on Renewable Energy, in preparation of the Renewable Energy Package for the Period 2020-2030 in the European Union, RES-Study. ENER/C1/2014-688. Öko-Institut e.V.; e3 Modelling; ObservER; COWI; eclareon. European Commission - DG Energy (Hg.). Freiburg, 2017.
- Öko-Institut (2018): Kühnel, S.; Hacker, F.; Görz, W. Oberleitungs-Lkw im Kontext weiterer Antriebs- und Energiversorgungsoptionen für den Straßengüterfernverkehr, Ein Technologie- und Wirtschaftlichkeitsvergleich. Erster Teilbericht des Forschungsvorhabens „StratON - Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge“. Öko-Institut. Freiburg, Berlin, Darmstadt, 2018.
- Öko-Institut (Hg.) (2020): Vogel, M.; Bauknecht, D. Flexibilität für das Netz, Vergleich und Bewertung von Koordinationsmechanismen für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität., Working Paper. Freiburg, 2020. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Flexibilitaet-fuer-das-Netz.pdf>, zuletzt geprüft am 30.05.2022.
- Peters, P. C.; Madlener, R.; Schemm, R. (2018): Potenziale zur Erhöhung des regionalen Markenkerns im Stromvertrieb am Beispiel der regionalen Grünstromkennzeichnung gemäß EEG 2017: Teil 2 (Multikriterien-Analyse). In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 42 (1), S. 57–87.
- PIK - Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (2021): Luderer, G.; Kost, C.; Sörgel, D. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Szenarien und Pfade im Modelvergleich. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. Kopatz, M. (Hg.). Potsdam, 2021. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.48485/pik.2021.006>, zuletzt geprüft am 12.11.2021.
- Prognos; dena (2020): Maur, A. auf der; Bamberg, C.; Lackner, J.; Siegemund, S. Privates Ladeinfrastrukturpotenzial in Deutschland. Prognos; dena, 2020. Online verfügbar unter <https://www.prognos.com/publikationen/alle-publikationen/981/show/da6a77e056d087d1dba438cd235749fc/>.
- 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, 2021. 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 (Hg.) (2019): Tezel, G.; Muller, N.; Helmer, D. Regulatory barriers for Smart Charging of EVs and second life use of EV batteries. Amsterdam, 2019, zuletzt geprüft am 19.10.2021.
- RAP - Regulatory Assistance Project; Agora Verkehrswende; Agora Energiewende (2021): Ladeblockade Netzentgelte, Wie Netzentgelte den Ausbau der Schnellladeinfrastruktur für Elektromobilität gefährden und was der Bund dagegen tun kann, 2021. Online verfügbar unter https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/Ladeblockade_Netzentgelte/RAP-AVW-AEW_Diskussionspapier-Ladeblockade-Netzentgelte.pdf.
- Ray, M.; Rodríguez, F.; Sen, A.; Braun, C. (2021): Infrastructure to support a 100% zero-emission tractor-trailer fleet in the United States by 2040, 2021. Online verfügbar unter <https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/12/ze-tractor-trailer-fleet-us-hdvs-sept21.pdf>, zuletzt geprüft am 16.02.2022.
- Rogers, E. M. (1962): Diffusion of innovations. New York: Free Press of Glencoe.
- Römer, D.; Steinbrecher, J. (2021): Die Elektromobilität nimmt Fahrt auf - doch wer setzt sich eigentlich ans Steuer? (Fokus Volkswirtschaft) (331). KfW Research. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/351658938_Die_Elektromobilitat_nimmt_Fahrt_auf_-_doch_wer_setzt_sich_eigentlich_ans_Steuer, zuletzt geprüft am 14.12.2021.
- Saaty, R. W. (1987): The analytic hierarchy process—what it is and how it is used. In: *Mathematical Modelling* 9 (3-5), 9 - 1987 (3-5), S. 161–176. Online verfügbar unter DOI: 10.1016/0270-0255(87)90473-8.
- Schlandt, J. (06.07.2022): Bundesnetzagentur soll „Spitzenglättung“ regeln. In: *Tagesspiegel Background*. 2022, 06.07.2022.
- Schmalfuß, F.; Mair, C.; Döbelt, S.; Kämpfe, B.; Wüstemann, R.; F. Krems, J.; Keinath, A. (2015): User responses to a smart charging system in Germany: Battery electric vehicle driver motivation, attitudes and acceptance. In: *Energy Research & Social Science* (9), S. 60–71, zuletzt geprüft am 02.11.2021.
- SchnellLG: Gesetz über die Bereitstellung flächendeckender Schnellladeinfrastruktur für reine Batterieelektrofahrzeuge (Schnellladegesetz), SchnellLG. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/schnelllg/BJNR214100021.html>, zuletzt geprüft am 21.05.2022.
- Schünemann, B. (2018): Q-Anforderungen an die Ladeinfrastruktur aus Kundensicht, Projektabschlussbericht. Unter Mitarbeit von Dr. Björn Schünemann. Automotive Quality Institute. Online verfügbar unter https://aqigmbh.de/fileadmin/redakteure/publikationen/deutsch/20181205_AQI_Ladeinfrastruktur_Projektbericht.pdf, zuletzt geprüft am 24.11.2021.
- Stadt Essen (2021): E-Ladesäulen in Essen. Online verfügbar unter https://www.essen.de/meldungen/pressemeldung_1421435.de.html, zuletzt geprüft am 21.04.2022.
- Stadtwerke Tecklenburger Land (2022): Günstiger Strom für das Laden Ihres E-Autos Zuhause oder im Büro. Stadtwerke Tecklenburger Land (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.stadtwerke-tecklenburgerland.de/privatkunden/produkte/fuer-e-fahrzeuge/ladestrom>, zuletzt aktualisiert am 17.02.2022, zuletzt geprüft am 17.02.2022.

- Statista (2021a): Elektromobilität in Deutschland - Fokus Pkw, 2021. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/download/MTY0MzE5NDU3MyMjMTI3NDEwMyMjNjU0NyMjMSMjcGRmlyNTdHVkeQ==>, zuletzt geprüft am 26.01.2022.
- Statista (2021b): Ladeinfrastruktur in Deutschland, 2021. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/studie/id/101151/dokument/ladeinfrastruktur/>, zuletzt geprüft am 14.01.2022.
- Statista (2021c): Tankstellenmarkt, Statista-Dossier. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/download/MTY0Njk5MTU4MCMjMTI3NDEwMyMjMjYwNzAjzEjI3BkZiMjU3R1ZHk=>, zuletzt geprüft am 10.03.2022.
- SWU Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH (2022): Ladelösungen für die Wohnungswirtschaft. SWU Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.swu.de/geschaefskunden/produkte-leistungen/energiedienste/ladeloesungen-fuer-die-wohnungswirtschaft/>, zuletzt aktualisiert am 27.01.2022, zuletzt geprüft am 27.01.2022.
- TU München (2018): Wyman, O.; Friedl, G.; Walcher, F.; Stäglich, J.; Fritz, T.; Manteuffel, D. Blackout, E-Mobilität setzt Netzbetreiber unter Druck. TU München. München, 2018. Online verfügbar unter https://www.oliverwyman.de/content/dam/oliver-wyman/v2-de/publications/2018/Jan/2018_OliverWyman_E-MobilityBlackout.pdf, zuletzt geprüft am 23.01.2018.
- TÜV Rheinland (2020): TÜV Rheinland, Institut für Innovation und Technik. Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize. TÜV Rheinland. Köln, 2020, zuletzt geprüft am 19.10.2021.
- TÜV SÜD (2014): Auto Service - Hautuntersuchung, Preise in Baden-Württemberg und Bayern, TÜV SÜD. Online verfügbar unter <http://www.tuev-sued.de/hauptuntersuchung/4-gebuehren>, zuletzt geprüft am 15.3.15.
- UBA - Umweltbundesamt (2021): Bekanntmachung nach § 5 Absatz 3 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen vom 24.08.2021. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/bekanntmachung_t_hg_kraftstoffe_banz_at_28.10.2021_b10.pdf, zuletzt geprüft am 25.05.2022.
- van Heuveln, K.; Ghotge, R.; Annema, J. A.; van Bergen, E.; van Wee, B.; Pesch, U. (2021): Factors influencing consumer acceptance of vehicle-to-grid by electric vehicle drivers in the Netherlands. In: *Travel Behaviour and Society* 24, S. 34–45, zuletzt geprüft am 02.11.2021.
- VDA; vzbv; BWP (2020): Reform der Stromnetzentgelte muss Verbrauchern und Klimaschutz dienen | VDA. VDE; vzbz und BWP (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.vda.de/de/presse/Pressemeldungen/200831-Reform-der-Stromnetzentgelte-muss-Verbrauchern-und-Klimaschutz-dienen>, zuletzt aktualisiert am 22.02.2022, zuletzt geprüft am 22.02.2022.
- VDE | FNN (2019): VDE | FNN. FNN-Hinweis Netzintegration Elektromobilität. VDE | FNN. Berlin, 2019, zuletzt geprüft am 27.01.2022.
- Verbraucherzentrale Bundesverband (Hg.) (2020): Consentec. Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten. Berlin, 2020, zuletzt geprüft am 02.02.2022.
- Vetter, P. (2021): Wirtschaftsministerium plant Zwangs-Ladepausen für Elektroautos. Axel Springer (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.welt.de/wirtschaft/article224474350/Wirtschaftsministerium-plant-Zwangs-Ladepausen-fuer-Elektroautos.html>.

Volkswagen Aktiengesellschaft (Hg.) (2018): Volkswagen Group Fleet International. E-Laden von Flotten, Ein Kompendium für den Aufbau einer E-Ladeinfrastruktur in Unternehmen, 2018. Online verfügbar unter https://www.volkswagenag.com/presence/konzern/group-fleet/dokumente/Kompendium_Laden_von_Flotten.pdf, zuletzt geprüft am 10.02.2022.