



Netzanschluss für den Straßenverkehr

Herausforderungen und Empfehlungen für eine schnelle und kosteneffiziente Integration von Ladeinfrastruktur in das Stromnetz

POLITIKPAPIER



Impressum

Netzanschluss für den Straßenverkehr

Herausforderungen und Empfehlungen für eine schnelle und kosteneffiziente Integration von Ladeinfrastruktur in das Stromnetz

POLITIKPAPIER

ERSTELLT VON

Agora Verkehrswende

Agora Transport Transformation gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-verkehrswende.de
info@agora-verkehrswende.de

PROJEKTLEITUNG und Autor:innen

Fanny Tausendteufel, Agora Verkehrswende
fanny.tausendteufel@agora-verkehrswende.de

Dr. Urs Maier, Agora Verkehrswende
urs.maier@agora-verkehrswende.de

Mareike Herrndorff, Agora Energiewende
mareike.herrndorff@agora-energiewende.de

Andreas Jahn, Regulatory Assistance Project (RAP)
ajahn@raponline.org

DURCHFÜHRUNG

Satz: Marica Gehlfuß
Korrektur: Infotext
Titelbild: zlikovec/iStock

Version: 1.0
Veröffentlichung: Juni 2024
113-2024-DE

Im Rahmen des Projekts wurde ein Workshop mit Teilnehmer:innen aus den Bereichen Wirtschaft, Wissenschaft, Ministerien und Zivilgesellschaft durchgeführt. Anregungen aus dem Workshop und bilateralen Gesprächen sind in den vorliegenden Endbericht eingeflossen. Wir bedanken uns bei den Beteiligten für ihre fachliche Expertise und die konstruktive Diskussion: ABB; BP; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz; Elli; E.ON; HAVI; MAN; Milence; Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur; Netze BW; Senatsverwaltung Wirtschaft, Energie und Betriebe; Shell; Westenergie.

Die Schlussfolgerungen und Ergebnisse dieser Veröffentlichung spiegeln jedoch nicht notwendigerweise die Meinungen der Teilnehmerinnen und Teilnehmer wider. Die Verantwortung für die Ergebnisse liegt ausschließlich bei Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Regulatory Assistance Project (RAP).

Bitte zitieren als:

Agora Verkehrswende (2024): *Netzanschluss für den Straßenverkehr. Herausforderungen und Empfehlungen für eine schnelle und kosteneffiziente Integration von Ladeinfrastruktur in das Stromnetz.*

www.agora-verkehrswende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Anforderungen an die Ladeinfrastruktur im Straßenverkehr steigen. Immer mehr Fahrzeuge mit immer größeren Batterien sollen bei Bedarf möglichst schnell mit Strom versorgt werden können – von Pkw über Busse und Lieferfahrzeuge bis zu großen Last- und Sattelzügen im Fernverkehr. Doch der Anschluss von Ladepunkten kommt oft nur langsam voran. Auch die Kosten für den Anschluss und die Nutzung lassen mögliche Investoren und Betreiber zögern. Dabei ist das Tempo beim Hochlauf der Elektromobilität entscheidend für den Klimaschutz im Verkehr und für die Wettbewerbschancen der deutschen Automobilindustrie.

Wenn nach Lösungen gesucht wird, wirken die Diskussionen schnell komplex und unübersichtlich. In der Regel werden die Herausforderungen aus energiewirtschaftlicher Sicht von Netzbetreibern und Regulatoren beschrieben, nicht aus Sicht von Ladeinfrastrukturbetreibern oder gar E-Autofahrer:innen. Verkehrsexpert:innen und Verantwortliche in den Kommunen könnten viel zur Verbesserung der Lage beitragen, stoßen aber oft bei energiewirtschaftlichen Aspekten an ihre Grenzen. Umso wichtiger ist es, die Diskussionen über die Integration von Ladeinfrastruktur in das Stromnetz für alle zugänglich zu machen.

Nicht nur durch den Verkehrssektor steigt der Druck, neue Netzanschlüsse einzurichten. Gleichzeitig müssen auch immer mehr Anwendungen in den Bereichen Wärme und Industrie elektrifiziert sowie immer mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen an die Stromverteilnetze angeschlossen werden. Politik, Regulierung und Strombranche suchen bereits gemeinsam nach Wegen, wie all diese Netzanschlüsse schneller und kostengünstiger bereitgestellt werden können. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) führte zum Beispiel jüngst einen Branchendialog zur Beschleunigung von Netzanschlüssen durch. Die Beteiligten verständigten sich in einer Fokus-Agenda auf ein gemeinsames Arbeitsprogramm. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) brachte seine Stellungnahme *Mehr Tempo beim Netzanschluss* in die Debatte ein.

Ziel der vorliegenden Analyse ist es, die Herausforderungen beim Netzanschluss von Ladeparks zu systematisieren und auch für Fachfremde nachvollziehbar

darzustellen. Außerdem werden zentrale Lösungsansätze beschrieben und bewertet. Dafür haben wir drei typische Anwendungsfälle für verschiedene Spannungsebenen definiert: das Einfamilienhaus für die Niederspannung, das Lkw-Depot für die Mittelspannung und die Rastanlage für Lkw und Pkw für die Hochspannung. Bei den Recherchen konnten wir uns in einem Workshop sowie in bilateralen Gesprächen mit Expert:innen und Interessenvertreter:innen aus Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und Zivilgesellschaft über wesentliche Fragen austauschen.

Wir hoffen, dass unser Papier den Zugang zum Thema Netzanschluss für den Straßenverkehr erleichtert – insbesondere denjenigen, die wesentlich in die Planung und Umsetzung von Ladeinfrastruktur involviert sind. Je mehr Verantwortliche aus verschiedenen Bereichen sich einbringen können, desto tragfähiger werden die Lösungen sein. In diesem Sinne freuen wir uns auf die weitere Diskussion und wünschen eine anregende Lektüre.

Dr. Wiebke Zimmer

Stellvertretende Direktorin

für das Team von Agora Verkehrswende
Berlin, im Juni 2024

Ergebnisse und Empfehlungen

1

Die effiziente Einbindung von Ladepunkten in das Stromnetz ist zentral für den Erfolg der Elektromobilität. So wird der Aufbau von Ladeinfrastruktur unterstützt und der Hochlauf der Elektromobilität beschleunigt. Gleichzeitig muss die Integration von Elektrofahrzeugen auch aus Sicht des Stromsystems effizient gestaltet werden. Der Hochlauf der Elektromobilität entscheidet mit darüber, wie weit Deutschland seine Klimaziele im Verkehr erreichen und wie gut die deutsche Automobilindustrie sich im internationalen Wettbewerb bewähren kann.

2

Langwierige Verfahren für den Anschluss an das Stromnetz verzögern momentan den Aufbau von Ladeinfrastruktur teilweise deutlich. Grund dafür sind insbesondere die händische Bearbeitung von Anfragen bei Netzbetreibern, mangelnde Informationen zur Netzauslastung, fehlende Netzkapazitäten und – auf den höheren Spannungsebenen – umfangreiche Abstimmungen zwischen Netzbetreibern und Betreibern von Ladeinfrastruktur.

3

Der Netzanschluss sollte so schnell und einfach gehen, dass Betreiber ein ausreichendes Angebot an Ladeinfrastruktur anbieten können. Hilfreich wäre insbesondere, Stromnetzbetreiber dazu zu verpflichten, eine digitale Karte mit verfügbaren Netzkapazitäten bereitzustellen. So können Betreiber von Ladeinfrastruktur Netzanschlussbegehren für Ladestandorte zielgerichtet anfragen und Netzanschlussprozesse würden deutlich verkürzt. Sinnvoll wäre außerdem die vorausschauende Berücksichtigung der Ladeinfrastruktur bei der Netzausbauplanung.

4

Die Kosten für Netzanschluss und -nutzung verleiten bisher dazu, möglichst niedrige Ladeleistung einzurichten, und erschweren damit die Elektrifizierung im Straßenverkehr. Gerade während des frühen Hochlaufs von Lkw-Schnellladeparks können hohe Leistungspreise für eine zu diesem Zeitpunkt noch selten abgerufene Spitzenleistung den schnellen Ausbau von Ladeinfrastruktur bremsen. Denn wenn wenige Kilowattstunden verkauft werden, schlagen sich hohe Leistungspreise als fixe Kosten stark auf die Wirtschaftlichkeit des Angebots nieder.

5

Die Kosten für den Anschluss an das Stromnetz und dessen Nutzung sollten so gestaltet sein, dass Ladeinfrastruktur bezahlbar und ihr Betrieb als Geschäftsmodell möglich ist. Die Bundesnetzagentur sollte Netzbetreiber deshalb dazu verpflichten, auch auf den höheren Spannungsebenen in einem ersten Schritt zeitvariable Netzentgelte anzubieten. Wenn zum Beispiel Kapazitäten im Stromsystem frei sind, sinken die Preise für die Netznutzung und der Anreiz steigt, genau zu diesen Zeiten Strom mit höherer Leistung zu beziehen. Das führt zu einer effizienteren Auslastung der Netzinfrastuktur und mindert den Netzausbaubedarf.

Inhalt

| | |
|---|-----------|
| Vorwort | 3 |
| Ergebnisse und Empfehlungen | 4 |
| 1 Was eine gute Einbindung von Ladeinfrastruktur in das Stromnetz ausmacht | 6 |
| 2 Welche Ladeinfrastruktur die Verkehrswende 2030 beispielhaft benötigt | 7 |
| 3 Wie der Netzanschluss beschleunigt werden kann | 10 |
| 3.1 Anwendungsfall Einfamilienhaus | 10 |
| 3.2 Anwendungsfälle Lkw-Depot und Rastanlage mit Lkw- und Pkw-Ladepunkten | 11 |
| 3.3 Empfehlung: Vorausschauende und koordinierte Netzausbauplanung | 12 |
| 3.4 Empfehlung: Vereinfachung der Antragsverfahren | 13 |
| 3.5 Empfehlung: Ungesicherte Leistung als Angebotskomponente bei Netzkosten | 14 |
| 3.6 Empfehlung: Digitalisierung der Netzzustandsermittlung | 14 |
| 4 Wie die Netznutzung kosteneffizient gestaltet werden kann | 16 |
| 4.1 Anwendungsfall Einfamilienhaus | 16 |
| 4.2 Anwendungsfälle Lkw-Depot und Rastanlage mit Lkw- und Pkw-Ladepunkten | 16 |
| 4.3 Empfehlung: Einführung zeitvariabler Netzentgelte | 17 |
| Abkürzungsverzeichnis | 19 |
| Literaturverzeichnis | 20 |

1 | Was eine gute Einbindung von Ladeinfrastruktur in das Stromnetz ausmacht

Ausreichende und bezahlbare Ladeinfrastruktur ist eine wesentliche Voraussetzung für den Erfolg der Elektromobilität – sowohl für privates als auch gewerbliches Laden, für Ladeinfrastruktur zu Hause, im Unternehmen und im kommunalen Raum. Die erfolgreiche Einbindung von Ladepunkten in das Stromnetz spielt dabei neben anderen Aspekten wie etwa einer ausreichenden Flächenverfügbarkeit eine zentrale Rolle.

Erfolgreich bedeutet in diesem Zusammenhang zum einen, dass Kosten für Netzanschluss und -nutzung derart gestaltet sind, dass Ladeinfrastruktur für E-Autofahrer:innen bezahlbar ist und der Betrieb von Ladeinfrastruktur ein Geschäftsmodell sein kann. Denn auf diese Weise wird der Hochlauf der Elektromobilität beschleunigt und der Aufbau von Ladeinfrastruktur unterstützt. Zum anderen geht der Netzanschluss idealerweise so schnell und einfach, dass Ladesäulenbetreiber (*Charge Point Operator, CPO*) schnell auf steigende Zulassungszahlen von Elektrofahrzeugen reagieren und ein ausreichendes Angebot an Ladeinfrastruktur anbieten können.

Gleichzeitig muss die Integration von Ladepunkten beziehungsweise Elektrofahrzeugen auch aus Sicht des Stromsystems effizient gestaltet werden. Das bedeutet in erster Linie, dass die Kosten für Netzanschluss und -nutzung¹ Anreize so setzen, dass die Kosten für die Stromversorgung und damit auch für sämtliche Stromverbraucher:innen möglichst niedrig sind.

Gemessen an diesen Kriterien, verläuft die Einbindung von Ladeinfrastruktur in das Stromnetz aktuell nicht erfolgreich. Immer wieder berichten Betreiber von Ladeinfrastruktur von langwierigen und aufwendigen Netzanschlüssen sowie Kosten für Netzanschluss und -nutzung, die einen rentablen Betrieb von Ladepunkten erschweren.² Gleichzeitig gibt es bereits viele Vorschläge von verschiedenen Akteuren, wie die Integration von Ladeinfrastruktur verbessert werden kann.³

Ziel dieses Papiers ist es daher, bereits benannte Herausforderungen zu strukturieren und existierende Lösungs-

vorschläge zu bewerten. Auf diese Weise können politische Entscheidungsträger:innen und Regulierer idealerweise dabei unterstützt werden, die wichtigsten Maßnahmen gezielt umzusetzen.

Dafür wurden zentrale Herausforderungen und Lösungsvorschläge gesammelt und im Rahmen eines Workshops im April 2024 mit Akteuren und Akteurinnen aus Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft diskutiert. Die Empfehlungen in diesem Papier werden auf Basis der Ergebnisse des Workshops gegeben. Der Fokus liegt dabei auf Ladeinfrastruktur und Elektrofahrzeugen, die Ergebnisse sind aber gegebenenfalls auch auf andere Verbrauchergruppen, wie zum Beispiel Wärmepumpen, anwendbar.

1 Mit Kosten für Netzanschluss und -nutzung sind sowohl die Netzentgelte als auch der Baukostenzuschuss gemeint.

2 Driftschröder, Anna (2023); Tartler, Jens (2023); Jüngst, Ilona (2023).

3 Unter anderem der Branchendialog zur Beschleunigung

von Netzanschlüssen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sowie die Stellungnahme *Mehr Tempo beim Netzanschluss* des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW).

2 | Welche Ladeinfrastruktur die Verkehrswende 2030 beispielhaft benötigt

Die aktuellen Netzanschlussprozesse und -kosten werden anhand eines Anwendungsfalls je Spannungsebene im Verteilnetz dargestellt. Die beispielhaften Anwendungsfälle beschreiben, welche Ladeinfrastruktur für einen erfolgreichen Hochlauf der Elektromobilität notwendig ist, und decken ein möglichst großes Spektrum an Ladeleistungen und -standorten ab – sie erheben keinen Anspruch auf Repräsentativität. Die Annahmen stützen sich auf Aussagen von Expert:innen aus dem Workshop und Einzelgesprächen oder auf Fachveröffentlichungen.

Das wichtigste Kriterium dafür, an welcher Spannungsebene Ladeinfrastruktur angeschlossen wird, ist die Ladeleistung. Es gibt allerdings keine festen Leistungsgrenzen, die für die über 860 Verteilnetze in Deutschland gelten. Jeder Verteilnetzbetreiber (VNB) bestimmt diese Grenzen für sein Netzgebiet, teilweise gelten sogar unterschiedliche Grenzen innerhalb eines Netzgebietes. Grund dafür sind vor allem die technischen Fähigkeiten und die Struktur des Netzes. In manchen Fällen kann es etwa einen Stromüberschuss aufgrund von Photovoltaikdachanlagen geben, sodass ein hoher Bedarf an zusätzlichem Verbrauch in der Niederspannung besteht. In solchen Situationen setzen VNB dann womöglich höhere Leistungsgrenzen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz. Die für diese Analyse gewählten Anwendungsfälle stellen also typische Ladeleistungen für die jeweilige Spannungsebene dar, Abweichungen sind aber durchaus möglich.

Folgende Anwendungsfälle im Jahr 2030 werden betrachtet:



1. Einfamilienhaus – Niederspannung

- Ladeleistung je Ladepunkt: 11 kW⁴
Anzahl Ladepunkte: 1
- Netzanschlussleistung für das Laden: 11 kW
- Anzahl Pkw: 1
- Verbrauch: 18 kWh je 100 km⁵
- Batteriekapazität: 70 kWh⁶

4 NOW (2020), S. 90.

5 UBA (2022), S. 12.

6 Durchschnittliche Reichweite von 393 Kilometern, das heißt 70,74 Kilowattstunden; vgl. ADAC (2024).

- jährliche Fahrleistung je Pkw: 12.600 km⁷
- Anteil zu Hause laden: 70 Prozent⁸
- tägliche Standzeit (an Ladepunkt angesteckt, aber nicht zwangsläufig ladend): 8 Stunden⁹
- Jahresenergiemenge: 1.588 kWh

Bei dem Anwendungsfall Einfamilienhaus wird sich insbesondere auf Annahmen der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL) bezogen. Neben dem Einfamilienhaus gibt es grundsätzlich viele weitere mögliche Ladeszenarien in der Niederspannung, etwa das Laden in Mehrfamilienhäusern oder auch das Depot-Laden. Elektromobilität ist allerdings gerade in ländlichen Regionen – wo Einfamilienhäuser weit verbreitet sind – von besonderer Relevanz, da davon auszugehen ist, dass Bewohner und Bewohnerinnen dort für die Aufrechterhaltung ihrer Mobilität heute und auch perspektivisch auf ihr Auto angewiesen sind.¹⁰



2. Lkw-Depot – Mittelspannung¹¹

- Ladeleistung je Ladepunkt: 150 kW¹²
- Anzahl Ladepunkte: 70 *Combined Charging System*-Lkw-Ladepunkte (CCS-Lkw-Ladepunkte)
- Netzanschlussleistung für das Laden: 5 MW¹³
- Anzahl E-Lkw: 70
- Verbrauch: 100 kWh je 100 km¹⁴

7 DAT (2023).

8 NOW (2022 a).

9 Entspricht einem typischen Nachtladevorgang.

10 Vgl. Agora Verkehrswende (2017).

11 Im Regelfall ist eine Anschlussleistung von 5 MW in der Mittelspannung zu realisieren. Allerdings kann es in Gewerbegebieten mit mehreren Ladeparks oder anderen stromintensiven Betrieben aus netztechnischer Sicht sinnvoll sein, Leistungen zu aggregieren. In solchen Fällen könnten beispielsweise mehrere Ladeparks mit einer größeren Gesamtleistung an das Hochspannungsnetz angeschlossen werden.

12 Zwar würden in dem Anwendungsbeispiel 60 Kilowatt pro Ladepunkt für eine vollständige Ladung sämtlicher Lkw ausreichen. Die angenommenen 150-Kilowatt-Ladepunkte ermöglichen jedoch ein Energiemanagement, bei dem gegebenenfalls einige Fahrzeuge schneller laden können. Höchstwahrscheinlich wird diese Flexibilität im Depotbetrieb benötigt.

13 S.o.

14 Angelehnt an Annahmen aus TNO (2022).

- Batteriekapazität je Lkw: 465 kWh
- jährliche Fahrleistung je Lkw: 80.000 km
- Anteil Depot-Laden: 90 Prozent
- tägliche Standzeit (an Ladepunkt angesteckt, aber nicht zwangsläufig ladend): 8 Stunden¹⁵
- Jahresenergiemenge: 5.040.000 kWh

In diesem Anwendungsbeispiel wird ein typischer Einschichtbetrieb angenommen, das heißt, ein Lkw wird pro Tag lediglich neun Stunden von einem Fahrer oder einer Fahrerin innerhalb der gesetzlich erlaubten Lenkzeiten von zweimal viereinhalb Stunden gefahren. Nach Aussagen von Workshop-Teilnehmer:innen aus der Logistikbranche sprechen die momentan noch hohen Anschaffungskosten von E-Lkw je nach Nutzungsmuster auch für einen Zweischichtbetrieb. Werden Lkw im Zweischichtbetrieb insgesamt 18 Stunden genutzt, muss die Leistung wiederum anders verteilt werden oder es müssen andere Ladeorte außerhalb des Depots, wie öffentliche Lade-Hubs oder Ladepunkte bei Kund:innen, stärker genutzt werden. Im Workshop, der im Rahmen dieses Projekts durchgeführt wurde, gaben die teilnehmenden Logistikunternehmen an, dass sie aufgrund der üblichen kurzen Zeitfenster bei Lieferungen von einem Anteil des Ladens im eigenen Depot von 98 Prozent ausgehen. Betreiber öffentlicher Ladeparks wiederum gaben an, dass sie von einer Aufteilung von 80 Prozent Depotladen und 20 Prozent öffentlichem Laden ausgehen. Je nachdem, welche Annahmen getroffen werden, können sich die Ladebedarfe also stark unterscheiden.

Für viele Unternehmen ist es essenziell, dass die Ladeinfrastruktur zu ihren Logistikprozessen passt. Mit dem Umstieg auf E-Lkw bietet eine Änderung der unternehmerischen Abläufe allerdings eventuell auch wirtschaftliche Chancen. Für in der Anschaffung deutlich günstigere Fahrzeuge mit kürzeren Reichweiten würde sich zum Beispiel gegebenenfalls das Zwischenladen außerhalb des Depots lohnen. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass in einem Stromsystem mit einem hohen Anteil volatiler Erzeugung aus erneuerbaren Energien flexible Lasten die Gewinner sein werden. So ist denkbar, dass eine zusätzliche Standzeit an einem öffentlichen Ladepunkt zwar heute wirtschaftlich nachteilig wäre, zukünftig aufgrund von niedrigen Stromkosten in Zeiten von Photovoltaik-Einspeisespitzen aber rentabel ist.

¹⁵ Entspricht einem typischen Nachtladevorgang.



3. Rastanlage mit Lkw- und Pkw-Ladepunkten – Hochspannung

- Ladeleistung je Ladepunkt: *Megawatt Charging System (MCS)* – 700 bis 900 kW, *Night Charging System (NCS)* – 100 kW, *High Power Charging (HPC)* Pkw – 200 kW¹⁶
- Anzahl Ladepunkte: 22 MCS-, 66 NCS-Lkw-Ladepunkte und 48 HPC-Pkw-Ladepunkte
- Netzanschlussleistung für das Laden: 28 MW
- Anzahl E-Lkw: 88
- Verbrauch Lkw: 110 kWh je 100 km¹⁷
- Akkukapazität je Lkw: 630 kWh
- jährliche Fahrleistung je Lkw: 120.000 km
- Anteil öffentliches Lkw-Laden: 30 Prozent
- tägliche Standzeit (an Ladepunkt angesteckt, aber nicht zwangsläufig ladend): MCS – 45 Minuten, NCS – 9 Stunden, HPC – 30 Minuten
- Jahresenergiemenge: 3.484.800 kWh

Die Annahmen zur Rastanlage mit Lkw- und Pkw-Ladepunkten orientieren sich an einer Untersuchung im Auftrag der NLL, die den für die Erreichung der Klimaziele notwendigen Bedarf an Ladeinfrastruktur modelliert.¹⁸ In der Studie der NLL werden Rastanlagen in drei Größen angenommen – klein, mittel und groß. Als Anwendungsfall wird hier die große Rastanlage genutzt, sie beschreibt einen stark frequentierten Lade-Hub an einer internationalen Infrastrukturachse. Die Netzanschlussleistung von 28 Megawatt ist für beide Fahrtrichtungen angegeben.

Die große Rastanlage wird als Beispiel gewählt, da mit den Anwendungsfällen ein möglichst weites Spektrum an Ladeleistungen und -standorten abgedeckt werden soll (siehe oben). Hinzukommt, dass viele CPO sich derzeit auf die Planung und Umsetzung kleiner und mittlerer Rastanlagen konzentrieren, die Elektrifizierung großer Standorte aber ebenso zentral für einen erfolgreichen

¹⁶ In einer Studie der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL) wurden für das Jahr 2030 200-kW-HPC-Lader angenommen. Erst danach wurden für das Deutschlandnetz 300 Kilowatt als Nennleistung festgelegt. Es soll gewährleistet werden, dass auch bei Vollauslastung pro Ladepunkt 200 Kilowatt zur Verfügung stehen, vgl. NOW (2022 b).

¹⁷ TNO (2022), S. 21.

¹⁸ NOW (2022 b).

Hochlauf der Elektromobilität ist. Dieser Tatsache soll mit der Beispielauswahl Rechnung getragen werden.

Schließlich soll mit der Auswahl der großen Rastanlage auch verdeutlicht werden, wie groß die Stromleistung und -menge ist, die für die Elektrifizierung des Güterverkehrs notwendig ist, und welcher Aufgabe insbesondere die Stromwirtschaft gegenübersteht. 28 Megawatt liegen deutlich über heute üblichen Ladeleistungen von Ladeparks¹⁹, für 2035 geht die NLL in der genannten Studie allerdings für diesen Standorttyp (Rastanlage für beide Fahrtrichtungen) schon von 64 Megawatt aus – und berücksichtigt dabei bereits ein Lademanagementsystem, das die gesamte Anschlussleistung durch die optimierte Zuteilung von Leistung über die unterschiedlichen Ladepunkttypen hinweg verringert.²⁰

19 Beispielsweise hat ein Ladepark in Hilden eine Anschlussleistung von 3 Megawatt, vgl. Ristau, O. (2022).

20 Aus CPO-Sicht gilt es abzuwägen, ob ein Teil der kostengünstigeren Übernachtladepunkte (NCS) eine höhere Leistung bieten sollte, um etwa Lkw mit kleineren Akkus auch ein schnelles Zwischenladen zu ermöglichen.

3 | Wie der Netzanschluss beschleunigt werden kann



3.1 Anwendungsfall Einfamilienhaus

Beschreibung des Netzanschlussprozesses auf der Niederspannungsebene

Häufig existiert bei diesem Anwendungsfall bereits ein Haushaltsanschluss, an den zusätzlich eine Ladeeinrichtung angeschlossen werden soll. Ladeeinrichtungen sind immer anmeldepflichtig beim Verteilnetzbetreiber (VNB) – die Anmeldung muss laut § 19 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) auf der Internetseite des VNB möglich sein. Ab einer Ladeleistung von elf Kilowatt²¹ muss zusätzlich die Zustimmung des jeweiligen Netzbetreibers eingeholt werden. Bis Ende 2023 konnten VNB mit Verweis auf mangelnde Netzkapazität den Anschluss ablehnen oder verzögern. Dies ist mit der seit 2024 gültigen Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA) nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zumindest bei Anschlussgesuchen privater Ladeinfrastruktur²² im Niederspannungsnetz nicht mehr möglich.²³ Netzbetreiber dürfen laut dieser Festlegung unter bestimmten Bedingungen bei sich abzeichnenden Netzengpässen die Ladeleistung reduzieren und deshalb den Netzanschluss aus dem Grund einer mangelnden Netzkapazität nicht mehr verzögern oder ablehnen (was auf Grund der Steuerbarkeit auch nicht mehr erforderlich ist).

Öffentliche Ladeinfrastruktur, die an das Niederspannungsnetz eines VNB angeschlossen wird, muss nicht steuerbar sein. Entsprechend dürfen Netzbetreiber hier weiterhin den Anschluss von Ladeinfrastruktur ablehnen oder verzögern, wenn nicht ausreichend Netzkapazität verfügbar ist (§ 19 NAV). VNB haben nach Eingang der Anschlussanfrage bis zu zwei Monate Zeit, sich dazu zu äußern. Kommt der jeweilige VNB zu dem Schluss, dass nicht ausreichend Kapazität zur Verfügung steht, muss er Gründe, Abhilfemaßnahmen und Zeitbedarf darlegen.

21 11 Kilowatt entsprechen ungefähr einer Scheinleistung von 12 Kilovoltampere, vgl. BNetzA (2024 a).

22 Private Ladeinfrastruktur ist laut Ladesäulenverordnung ein nicht öffentlich zugänglicher Ladepunkt.

23 BNetzA (2023).

Gründe für lange Netzanschlusszeiten auf der Niederspannungsebene

Es gibt verschiedene Gründe für die teilweise sehr langen Netzanschlusszeiten. Bisher bearbeitet ein Großteil der 860 VNB die **Netzanschlussbegehren unterschiedlich und fast ausschließlich händisch**, unabhängig von der Spannungsebene. Das wiegt insbesondere angesichts der immens steigenden Zahl von Anschlussbegehren schwer. EWE-Chef Dohler berichtet zum Beispiel im Tagesspiegel-Background am 14. Februar 2024 von einer Verachtfachung der neuen Anträge für neue Einspeiser und steuerbare Verbrauchseinheiten wie Wallboxen innerhalb der letzten drei Jahre.

Seit 2024 sind VNB dazu verpflichtet, es Kund:innen zu ermöglichen, Netzanschlussbegehren auf ihrer Internetseite zu stellen und auch sämtliche sich anschließende Prozesse dort abzuwickeln (§ 6 NAV). Zudem sollen Netzbetreiber hierfür untereinander einheitliche Formate und Anforderungen an Inhalte abstimmen. Aktuell gilt dies jedoch nur für die Niederspannung und es ist noch nicht absehbar, inwiefern diese neu geltenden Regelungen die Dauer von Netzanschlüssen auf der Niederspannungsebene effektiv reduzieren. Dies hängt auch davon ab, wie weitgehend die Digitalisierung umgesetzt wird und ob etwa die Vorprüfung von Netzanschlussanfragen auf Vollständigkeit der Unterlagen automatisch erfolgt. Dennoch ist diese Neuerung sicherlich hilfreich für eine Verbesserung der Netzanschlussprozesse.

Zudem verfügen VNB insbesondere in der Niederspannung häufig über **keine ausreichende Datengrundlage zur Netzauslastung**, um im Rahmen der Netzvertraglichkeitsprüfung schnell und ohne größeren Aufwand feststellen zu können, welche Netzkapazität an der angefragten Stelle nutzbar ist.²⁴ Wichtig ist hier insbesondere die Digitalisierung der Netze. Hierfür wurden bereits Maßnahmen umgesetzt (siehe unten).

24 Die Digitalisierung ist auf höheren Spannungsebenen weiter vorangeschritten, weil dies aufgrund kürzerer Leitungslängen wirtschaftlicher ist. Auf der Niederspannungsebene war in der Vergangenheit zudem häufig ein Messwert pro Jahr ausreichend. Insbesondere im Zuge der Energiewende mit volatiler, dezentraler Erzeugung und neuen Lasten wie der Elektromobilität ändert sich das.

Schließlich ist an vereinzelt Stellen in der Niederspannung **nicht ausreichend Netzkapazität** verfügbar. Teilweise liegt das an mangelnden Kapazitäten in den höheren Spannungsebenen. In der Mittel- und insbesondere in der Hochspannung machen die langen Planungshorizonte einen vorausschauenden Netzausbau notwendig, der die weitgehende Elektrifizierung der Sektoren, unter anderem des Verkehrs, berücksichtigt. Maßnahmen, wie die Erstellung von Regionalszenarien oder Netzausbauplänen durch die VNB, tragen dazu bei, dass Transparenz und Verlässlichkeit in diesem Bereich gestärkt werden (siehe unten), wenn auch Weiterentwicklungsbedarf besteht.



3.2 Anwendungsfälle Lkw-Depot und Rastanlage mit Lkw- und Pkw-Ladepunkten

Beschreibung der Netzanschlussprozesse auf den höheren Spannungsebenen

Der Netzanschluss von Ladeinfrastruktur an das Mittel- oder Hochspannungsnetz und somit auch in den beiden beispielhaften Anwendungsfällen muss beim jeweiligen Netzbetreiber angemeldet und genehmigt werden. Gleiches gilt für Erweiterungen oder Änderungen an bestehenden Netzanschlüssen. Ladeinfrastruktur im Mittel- und Hochspannungsnetz muss durch den VNB steuerbar sein.²⁵ Das heißt, die Ladeeinrichtung muss ein Signal des Netzbetreibers empfangen und die Ladeleistung entsprechend anpassen können.

Die Anforderungen an den Anschluss an das Mittel- und Hochspannungsnetz sind deutlich umfangreicher als in der Niederspannung. Die Spannung aus dem Stromnetz muss an den Verbrauch der Anlage der Kund:innen, beispielsweise der Ladeinfrastruktur, angepasst werden, wofür entsprechende Technik, insbesondere Transformatoren, aufseiten der Kund:innen notwendig ist. Die Leistungselektronik der Ladesäulen kann je nach Transformator Rückspeisungen ins Stromnetz verursachen

und zu unzulässigen Auswirkungen auf andere Stromkund:innen führen. Aufgrund derartiger potenzieller Rückwirkungen auf das Stromnetz stellen VNB deutlich höhere Anforderungen an die Anlagen der Kund:innen und somit an den Netzanschluss. Zudem müssen bei den hohen Spannungen auf Mittel- und Hochspannungsebene höhere Sicherheitsregeln eingehalten werden, um Personen und Geräte zu schützen.

Gründe für lange Netzanschlusszeiten auf den höheren Spannungsebenen

Zusätzlich zu den genannten Gründen, die auf der Niederspannung für lange Netzanschlusszeiten sorgen, kommt es auf den höheren Spannungsebenen zu Verzögerungen, weil für den Anschluss mehr technische Komponenten, vor allem Transformatoren, notwendig sind und deshalb **Lieferknappheiten und Fachkräftemangel** einen größeren Einfluss auf die Anschlussdauer haben. Eine Besonderheit bei Transformatoren besteht darin, dass sie sich zwar überwiegend gleichen, aber letztendlich aufgrund geringfügig unterschiedlicher Anforderungen doch netzbetreiberspezifisch bestellt werden müssen. Ein CPO kann also die Bestellung erst tätigen, wenn das Netzgebiet feststeht. Hinzukommt, dass für die größeren Anlagen der Kund:innen auch entsprechende Flächen notwendig sind – sowohl auf Kund:innen – als auch VNB-Seite. Entsprechend spielt auch das grundsätzlich bestehende Problem der **Flächenknappheit** hier eine größere Rolle.²⁶ Darüber hinaus sind das Mittel- und Hochspannungsnetz nicht so feinmaschig wie das Niederspannungsnetz ausgebaut, so dass längere Strecken für einen Anschluss an die höheren Spannungsebenen überbrückt werden müssen. Auch dadurch sind Netzanschlüsse hier aufwändiger und nehmen mehr Zeit in Anspruch.

Zudem sind bei Netzanschlussvorgängen ab der Mittelspannung in der Regel **umfangreiche Abstimmungen** zwischen Netzbetreibern und CPO notwendig. Denn obwohl bestimmte Vorgaben für den Netzanschluss bestehen, wie etwa die Technischen Anschlussregeln (TAR), sind häufig individuelle Betrachtungen auf diesen Spannungsebenen erforderlich. Oft sind dabei darüber hinaus verschiedene Ansprechpersonen für unterschiedliche Spannungsebenen und Regionen bei den VNB verantwortlich, was den Abstimmungsaufwand zusätzlich erhöht.

25 Siehe TAR Mittelspannung (VDE-AR-N 4110).

26 Zur Flächenknappheit beim Aufbau von Ladeinfrastruktur siehe unter anderem: Agora Verkehrswende (2023 a).

Die **mangelnde Datenlage bezüglich der Netzauslastung** spielt auf den höheren Spannungsebenen auch für Kund:innen eine wichtige Rolle. CPO fragen mögliche Standorte an, ohne vorher zu wissen, ob dort grundsätzlich Netzkapazität verfügbar wäre. Dadurch erhöhen sich die Anzahl der Anschlussanfragen und der Aufwand für Netzbetreiber umso mehr, da Kunden und Kundinnen nur in einem „Trial-and-Error-Verfahren“ geeignete Standorte identifizieren können. Wichtig ist hier insbesondere die Digitalisierung der Netze (siehe unten).

3.3 Empfehlung: Vorausschauende und koordinierte Netzausbauplanung

Eine zentrale Möglichkeit, die Anschlusszeiten zu verkürzen, besteht darin, bei der Planung des Netzausbaubedarfs die Elektrifizierung der Sektoren, wie etwa des Verkehrs, frühzeitig zu berücksichtigen. So kann dafür gesorgt werden, dass ausreichend Netzkapazität, beispielsweise für den Anschluss von Ladeinfrastruktur, rechtzeitig verfügbar ist. Eine vorausschauende Netzausbauplanung minimiert zudem die Kosten für den erforderlichen Netzausbau: Auf diese Weise wird vermieden, dass mehrfach Leitungen und Transformatoren ausgetauscht werden müssen, um die notwendige Netzkapazität zur Verfügung stellen zu können.

Gemäß Energiewirtschaftsgesetz (§ 14d EnWG) erstellen die VNB in sechs Planungsregionen Regionalszenarien über die wahrscheinliche Entwicklung von Stromerzeugung und -verbrauch in den nächsten fünf und zehn Jahren sowie bis zur Klimaneutralität im Jahr 2045.

Die Regionalszenarien wurden erstmals zum 30. Juni 2023 veröffentlicht und müssen nun alle zwei Jahre erneuert werden.²⁷ Auf der Grundlage der Regionalszenarien wurden von den rund 80 größeren VNB mit über 100.000 angeschlossenen Kund:innen verpflichtend Netzausbaupläne erstellt. Diese Netzausbaupläne geben detailliert Auskunft über Netzausbaubedarfe auf den verschiedenen Spannungsebenen bis zum Jahr 2045.

Es ist positiv zu bewerten, dass VNB nun zur vorausschauenden und koordinierten Netzausbauplanung verpflichtet sind. Allerdings besteht Weiterentwicklungsbedarf. Zunächst sind die Aussagen über die Elektrifizierung von schweren Nutzfahrzeugen von sehr unterschiedlicher Qualität. Teilweise wird differenziert von der weitgehenden Elektrifizierung schwerer Nutzfahrzeuge ausgegangen,²⁸ teilweise wird dieser Bereich aufgrund angeblicher Unsicherheiten bezüglich alternativer Antriebe überwiegend ausgespart.²⁹ Um eine höhere Qualität und Belastbarkeit der Aussagen zu erreichen, sollten die Regionalszenarien verpflichtend die Ladeinfrastrukturplanung der NLL beachten, auch wenn die Fachdebatten und die Erfahrung aus den ersten Regionalszenarien vermutlich ohnehin zu ihrer Beachtung geführt hätten. Darüber hinaus sollten die Regionalszenarien verpflichtend einem Konsultationsprozess durch die BNetzA unterzogen werden, ähnlich den Konsultationen der Netzentwicklungspläne der Stromübertragungsnetzbetreiber. In beiden Fällen ist es


27 BDEW (o. J.).

28 BDEW (2023 a).

29 BDEW (2023 b).

Vorausschauende und koordinierte Netzausbauplanung

Tabelle 1

| Wesentliche Maßnahmen | In Arbeit | Status und Bewertung | |
|--|-----------|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> VNB zur Berücksichtigung der Ladeinfrastrukturplanung der NLL bei der Entwicklung der Regionalszenarien verpflichten (verantwortlich: BMWK, Gesetzgeber) Konsultation der Regionalszenarien durch BNetzA als Mittel zur Steigerung der Verbindlichkeit prüfen (verantwortlich: BMWK, Gesetzgeber) | Ja | Mit Regionalszenarien und Netzausbauplänen bestehen Instrumente für die vorausschauende Netzausbauplanung. Vermutlich werden die nächsten Regionalszenarien stärker auf die Ladeinfrastrukturplanung der NLL Bezug nehmen. Eine Konsultation durch die BNetzA ist bisher nicht beschlossen. |  |

notwendig, dass das BMWK dem Gesetzgeber vorschlägt, diese Verpflichtungen ins EnWG aufzunehmen. Auf der Grundlage dieser dann höherwertigeren Regionalszenarien sollten alle VNB ihre Planungen machen, denn das Risiko ist zu groß, dass der Ladeinfrastrukturausbau regional zurückfällt, obwohl gerade die flächendeckende Verfügbarkeit so wichtig ist.

Die durch die besseren Regionalszenarien gewonnene höhere Planungssicherheit für VNB hilft, die Verteilnetze auch dort auszubauen, wo es (noch) keine konkreten Netzanschlussbegehren gibt. Zwar dürfen VNB dies auch schon heute, doch es ergeben sich dadurch gegebenenfalls finanzielle Nachteile für sie. Dies zeigen beispielhaft zwei Meinungsbeiträge im Tagesspiegel-Background Energie und Klima von Klaus Müller und Barbie Haller von der BNetzA einerseits und von Christoph Müller von Netze BW andererseits.³⁰ Die möglichen Nachteile, die sich im sogenannten Effizienzvergleich durch eine geringe anfängliche Auslastung der Netze ergeben – oder auch Vorteile durch eine größere Leitungslänge –, sind im Zuge der Neuaufstellung der Anreizregulierungsverordnung gegebenenfalls anzupassen.³¹

3.4 Empfehlung: Vereinfachung der Antragsverfahren

Insbesondere die Möglichkeit für Kund:innen, ein Netzanschlussbegehren für sämtliche Verteilnetze über eine einzige Internetplattform stellen zu können, wurde von den Stakeholdern als äußerst hilfreich bewertet und würde den Antragsprozess deutlich vereinfachen. Es liegt an den VNB, dies umzusetzen. Sollte diese Maßnahme nicht bis Ende 2025 realisiert sein, sollte das BMWK die VNB dazu verpflichten, es den Kund:innen zu ermöglichen, Netzanschlussbegehren für sämtliche Spannungsebenen über eine Internetseite zu stellen. Denkbar wäre etwa, ein Regelwerk zum Netzanschluss in Mittel- und Hochspannungsebene – ähnlich der NAV – zu erarbeiten³² und im Rahmen dieser neu zu schaffenden Regelwerke entsprechende Verpflichtungen für VNB zu verankern.

Ebenso wurde priorisiert, dass VNB ihren Kund:innen eine gemeinsame unverbindliche³³ Karte mit verfügbaren Netzkapazitäten auf ihrer Internetseite zugänglich machen. Bedingung dafür, dass VNB dazu in der Lage sind, ist eine zunehmende Digitalisierung der Netzzustandsermittlung, da die VNB erst dadurch über die entsprechenden Daten verfügen (siehe unten). CPO könnten mittels einer solchen Netzkarte ihre Anfrage an die verfügbaren Netzkapazitäten anpassen, da sie so aus Netzsicht geeignete Standorte leichter identifizieren könnten. Der VNB Mitnetz bietet eine derartige Netzkarte bereits an,³⁴ auch Netze BW arbeitet an einer indikativen Netzauskunft. Auch in anderen Ländern gibt es solche Karten bereits, beispielsweise in Österreich³⁵ und den Niederlanden³⁶. Im Masterplan Ladeinfrastruktur II wird bereits angekündigt, dass das BMWK bis zum zweiten Quartal 2023 verlässliche Maßnahmen unterbreiten wird, damit VNB-Karten der Mittel- und Hochspannungsebene in einem einheitlichen digitalen Format (GIS-Datenformat etc.) vorgehalten werden. Bisher wurde lediglich ein Teil dieser Maßnahme umgesetzt, nämlich die Übermittlung von Netzkarten an die NLL zur Bedarfsplanung öffentlicher Ladeinfrastruktur (§ 15 Absatz 4 EnWG). Noch ist nicht absehbar, dass Netzkarten auch „an zentraler Stelle wie der im § 14e EnWG vorgesehenen gemeinsamen Internetplattform so bereitgestellt werden, dass sie u. a. für Standortentscheidungen im Bereich der Ladeinfrastrukturplanung [...] genutzt werden können“³⁷. Die bisherige Bereitstellung von Netzkarten auf VNBdigital.de als PDF-Dateien bietet noch keine gute Nutzbarkeit.

Darüber hinaus gibt es eine Vielzahl weiterer Möglichkeiten, die Netzanschlussverfahren zu vereinfachen. Beispielsweise wurde von Stakeholdern im Rahmen dieses Projekts vorgeschlagen, dass CPO für eine Netzanschlussanfrage lediglich einen Mietvertrag für den angefragten Ladestandort vorlegen und erst für die Umsetzung des Netzanschlusses das Einverständnis der Eigentümer:innen nachweisen müssen. Aktuell müssen die Eigentümer eingebunden werden, ohne dass klar ist,

30 Haller, Barbie; Müller, Klaus (2023); Müller, Christoph (2023).

31 Consentec; Frontier (2019).

32 Wie beispielsweise auch hier gefordert: e-mobil BW (2023), S. 8.

33 Eine verbindliche Auskunft über die Kapazitäten eines Netzanschlusspunktes kann der VNB erst nach Prüfung aller zur Anmeldung notwendigen Unterlagen geben.

34 Mitnetz Strom (o. J.).


35 ebUtilities (o. J.).

36 Netbeheer Nederland (o. J.).

37 Bundesregierung (2022), S. 30.

Vereinfachung der Antragsverfahren

Tabelle 2

| Wesentliche Maßnahmen | In Arbeit | Status und Bewertung | |
|---|-----------|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> Das Stellen von Netzanschlussbegehren über eine Internetseite für alle Verteilnetze ermöglichen (verantwortlich: VNB) Karte mit verfügbaren Netzkapazitäten für Netzanschlussanfragen zur Verfügung stellen (verantwortlich: BMWK) | Ja | Seit 2024 besteht die Möglichkeit der Antragsstellung über die Internetseiten der VNB, allerdings keine gemeinsame für sämtliche VNB. Einzelne VNB stellen Karten mit verfügbaren Netzkapazitäten zur Verfügung, bisher fehlt jedoch ein bundesweit einheitliches Vorgehen. |  |

Agora Verkehrswende (2024) | Quelle: Netzanschluss für den Straßenverkehr

dass die angefragte Netzkapazität an dem Standort zur Verfügung steht.

Zudem kann eine weitere Standardisierung der Netzanschlussprozesse helfen, die Anschlussdauer zu verkürzen und das Verfahren aus Sicht der Kund:innen zu vereinfachen. Entsprechend adressiert ein Großteil der Maßnahmen, die im Branchendialog des BMWK erarbeitet wurden, die Vereinheitlichung der technischen Anschlussbedingungen (TAB) und Vereinfachung der Verfahren. In diesem Zusammenhang werden unter anderem Maßnahmen wie verbindliche Rückmeldefristen für Anschlussbegehren und die Bereitstellung eines Musterwortlauts für TAB genannt. Es sei an dieser Stelle außerdem auf das Positionspapier des BDEW *Mehr Tempo beim Netzanschluss* mit weiteren konkreten Vorschlägen zur Beschleunigung von Netzanschlüssen verwiesen.


3.5 Empfehlung: Ungesicherte Leistung als Angebotskomponente bei Netzkosten

Um schneller höhere Leistungen anbieten zu können, könnten VNB sogenannte ungesicherte Leistung als Angebotskomponente einführen. Steht an einem Standort die angefragte Netzanschlusskapazität nicht dauerhaft gesichert zur Verfügung, könnten VNB die Leistung, die nur zeitweise geboten werden kann, als ungesicherte Leistung anbieten – so lange, bis der notwendige Netzausbau für die vollständige gesicherte Leistung umgesetzt ist. Denkbar wäre eine Regelung analog zu der Festlegung der BNetzA auf Basis von § 14a EnWG für die Niederspannung. Wichtig ist hier allerdings, nicht sämtliche Ladepunkte zu einer Nutzung von ungesicherter Leistung zu verpflichten, sondern CPO die Entscheidung freizustellen. Schließlich handelt es sich hier auch um Geschäftsmodelle, die im Sinne einer schnellen Elektrifizierung nicht beeinträchtigt werden sollten.

Für entsprechende Angebote der VNB müssen zunächst Kriterien definiert werden. Hierbei geht es um eine gesicherte Mindestleistung, eine maximale optionale Leistung, Zeitfenster, Dauer und Häufigkeiten von der jeweiligen Leistungseinschränkung und darum, diese mit

Ungesicherte Leistung als Angebotskomponente bei Netzkosten

Tabelle 3

| Wesentliche Maßnahmen | In Arbeit | Status und Bewertung | |
|--|-----------|--|---|
| VNB zum Angebot ungesicherter Leistung verpflichtet (verantwortlich: BNetzA) | Nein | Bisher gibt es keine Standards der BNetzA zu Angeboten ungesicherter Leistung. |  |

Agora Verkehrswende (2024) | Quelle: Netzanschluss für den Straßenverkehr

Kostennachlässen in ein sinnvolles Verhältnis zueinander zu setzen. Die Möglichkeit, ungesicherte Leistung als Angebotskomponente zu vereinbaren, darf die VNB nicht aus ihrer Verpflichtung entlassen, die Netze auszubauen.

3.6 Empfehlung: Digitalisierung der Netzzustandsermittlung


Um Netzanschlussprozesse zu beschleunigen, ist die Digitalisierung der Netzzustandsermittlung wesentlich. Auf diese Weise könnten VNB in einer bestimmten zeitlichen Auflösung die Auslastung regional differenziert in ihrem Netzgebiet erfassen. Damit wären VNB dazu in der Lage, schneller Aussagen darüber zu treffen, inwiefern an bestimmten Standorten noch ausreichend Netzkapazität für den Anschluss von Ladeinfrastruktur (oder auch anderen Verbrauchseinheiten) zur Verfügung stünde. Eine bessere Datenverfügbarkeit ist zudem notwendige Bedingung für eine effiziente Nutzung der bestehenden Netzkapazitäten und kann helfen, einen etwaigen Mangel an Netzkapazität – zumindest vorübergehend – zu mindern.

Mit der seit 2024 gültigen Festlegung nach § 14a EnWG wird ein erster Schritt in diese Richtung gemacht – wenn auch nur auf der Niederspannungsebene. Wollen VNB auf Grundlage von § 14a EnWG die Ladeleistung von Elektrofahrzeugen reduzieren, müssen sie die Auslastung ihres Netzes ermitteln. In die Netzzustandsermittlung müssen Daten von mindestens 15 Prozent aller Netzanschlüsse des Netzbereiches oder alternativ von mindestens 7 Prozent aller Netzanschlüsse des Netzbereiches in Kombination mit der Erhebung der entsprechenden Netzzustandsdaten an den Trafoabgängen einfließen.

Gleichzeitig soll auch der Ausbau von intelligenten Messsystemen (sogenannten *Smart Metern*) helfen, die Datenlage zu verbessern (§ 56 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)): Netzbetreiber dürfen über die Geräte in bestimmten Fällen Netzzustandsdaten erheben. Momentan verläuft der Ausbau von intelligenten Messsystemen jedoch in Deutschland schleppend. Das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende, das im Sommer 2023 in Kraft getreten ist, soll hier Abhilfe schaffen.

Digitalisierung der Netzzustandsermittlung

Tabelle 4

| Wesentliche Maßnahmen | In Arbeit | Status und Bewertung | |
|--|-----------|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> Messeinrichtungen im Rahmen der Verpflichtungen von § 14a EnWG aufbauen (verantwortlich: VNB) Ausbau von intelligenten Messsystemen vorantreiben (verantwortlich: Messstellenbetreiber) | Ja | Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende und der Festlegung nach § 14a EnWG sind erste wichtige Schritte getan. |  |

Agora Verkehrswende (2024) | Quelle: Netzanschluss für den Straßenverkehr

4 | Wie die Netznutzung kosteneffizient gestaltet werden kann



4.1 Anwendungsfall Einfamilienhaus

Beschreibung der Kosten für Netzanschluss und -nutzung auf der Niederspannungsebene

Für den Netzanschluss oder die Erweiterung eines Netzanschlusses an die Niederspannung fällt einmalig ein Baukostenzuschuss (BKZ) für den Teil an, der über 30 Kilowatt Anschlussleistung liegt. Da die Anschlussleistung von Einfamilienhäusern in der Regel unter 30 Kilowatt liegt, müssen Verbraucher:innen im beispielhaften Anwendungsfall keinen BKZ zahlen.

Stromverbraucher:innen müssen für die Netznutzung Netzentgelte zahlen, mit denen die Kosten für den Aufbau und Betrieb der Stromnetze gedeckt werden. Normalerweise werden die Netzentgelte über den jeweiligen Stromlieferanten als Teil des Strompreises abgerechnet. Bei Verbraucher:innen in der Niederspannungsebene setzen sich die Netzentgelte in der Regel aus Arbeits- und Grundpreis zusammen. Im Gegenzug für die Steuerung durch den VNB nach § 14 a EnWG erhalten Betreiber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, wie einer Ladeeinrichtung, eine Netzentgeltreduzierung. Verbraucher:innen können zwischen einer pauschalen oder prozentualen Reduktion des Arbeitspreises wählen.³⁸ Bei der Wahl für eine pauschale Reduktion können sie sich zusätzlich ab 2025 für ein zeitvariables Netzentgelt entscheiden. Im angenommenen Anwendungsfall Einfamilienhaus fallen exklusive Umsatzsteuern zum Beispiel im Netz von Avacon bei einer prozentualen Reduktion um die 140 Euro pro Jahr³⁹ an Netzentgelten an, während es bei Netze BW circa 160 Euro⁴⁰ sind.⁴¹ Durch die Möglichkeit, sich für eine pauschale Reduktion der Netzentgelte zu entscheiden, werden die bestehenden Unterschiede zwischen den Netzentgelten in den verschiedenen Netzregionen voraussichtlich geringer. Zusammen mit der Einführung zeitvariabler Netzentgelte, die wichtige Anreize zur Flexi-

bilisierung des Verbrauchs setzen,⁴² werden so Schiefstände bei den Netzentgelten in der Niederspannung in Angriff genommen. Daher gibt es aktuell keinen Bedarf, auf hohe Netzkosten und falsche Anreize an dieser Stelle einzugehen.



4.2 Anwendungsfälle Lkw-Depot und Rastanlage mit Lkw- und Pkw-Ladepunkten

Beschreibung der Kosten für Netzanschluss und -nutzung auf den höheren Spannungsebenen

Für den Anschluss an das Mittel- und Hochspannungsnetz gibt es keine Freigrenze beim BKZ. Das bedeutet, für jedes bestellte Kilowatt der Netzanschlussleistung müssen Verbraucher:innen aufkommen. Der Verband der Netzbetreiber empfiehlt für die Berechnung des BKZ ein Modell auf Basis der Netzentgelte im jeweiligen Netzgebiet, das die meisten VNB nutzen. Da die Netzentgelte sich zwischen Verteilnetzen unterscheiden, ist auch der BKZ unterschiedlich hoch. Bei Netze BW fallen im Jahr 2024 für das Beispiel Lkw-Depot um die 425.000 Euro netto für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz und circa 1,8 Millionen Euro für den Anschluss der beispielhaften Rastanlage an das Hochspannungsnetz an.⁴³ Bei Avacon sind es etwa 230.000 Euro im Fall des Lkw-Depots und 1,3 Millionen Euro beim Anwendungsfall Rastanlage.⁴⁴

Die Netzentgelte für die Mittel- und Hochspannung setzen sich aus Arbeits- und Leistungspreis zusammen. Beide Komponenten variieren je nach Verteilnetz und führen zu unterschiedlichen Netzkosten, die beispielsweise bei Netze BW etwa 550.000 Euro für den Fall des Lkw-Depots und 960.000 Euro beim Anwendungsfall der Rastanlage betragen. Bei Avacon wären es 510.000 Euro und 730.000 Euro pro Jahr.⁴⁵

38 BNetzA (2024 b).

39 Avacon (2023).

40 Netze BW (2023).

41 Inklusiv Grundpreis, ohne Kosten für Messung, für das Jahr 2024.

42 Agora Verkehrswende (2023 b).

43 Netze BW (2020).

44 Avacon (2024).

45 Ohne Kosten für Messung.

Grundsätzlich bestünde die Möglichkeit, dass CPO von individuellen Netzentgelten profitieren – wobei diese Bedingungen vermutlich selten im Fall von Ladeinfrastruktur erfüllt werden. Denkbar wäre zum einen, dass sich Ladeinfrastruktur als atypische Netznutzer qualifizieren. VNB veröffentlichen jedes Jahr, wann sie in den verschiedenen Spannungsebene die höchste Auslastung vermuten (Hochlastzeitfenster). Verbrauchen Kund:innen voraussichtlich größtenteils außerhalb dieser Zeitfenster, können sie nach § 19 Absatz 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) mit dem VNB reduzierte Netzentgelte vereinbaren. Öffentliche Ladeinfrastruktur wird allerdings wahrscheinlich vor allem genau in den Zeiten mit hoher Netzauslastung (typischerweise etwa am frühen Abend) genutzt. Eventuell können Depotbetreiber die Hochlastzeitfenster beim Laden ihrer Flotte berücksichtigen und so individuelle Netzentgelte mit dem jeweiligen VNB vereinbaren.

Zum anderen können Stromverbraucher:innen, die das Netz besonders intensiv nutzen (jährlich mindestens 7.000 Benutzungsstunden und zehn Gigawattstunden), von individuellen Netzentgelten profitieren. Ladeinfrastrukturstandorte erreichen vermutlich in der Regel jedoch nicht solche Verbrauchsmengen – zumindest nicht allein, sondern nur in Kombination mit anderen Verbräuchen.

Gründe für hohe Netzkosten und falsche Anreize auf den höheren Spannungsebenen

Da die Kosten sowohl für Netzanschluss als auch Netznutzung mit steigender Anschlussleistung zunehmen, wird eine möglichst niedrige Ladeleistung angereizt. Damit wird die Elektrifizierung im Straßenverkehr erschwert. Gerade während des frühen Hochlaufs von Lkw-Schnellladeparks können Leistungspreise für eine zu diesem Zeitpunkt noch selten abgerufene Spitzenleistung den schnellen Ausbau von Ladeinfrastruktur bremsen. Denn wenn wenige Kilowattstunden verkauft werden, schlägt sich ein hoher Leistungspreis als fixe Kosten stark auf die Wirtschaftlichkeit des Angebots nieder.

Derartige Anreize sind zudem auch nicht mit einer für die Verkehrswende geeigneten Infrastruktur konsistent. Aus Gründen der knappen Verfügbarkeit des öffentlichen Raums ist es sinnvoll, wenn möglichst wenige Pkw-Ladepunkte mit möglichst hohen Leistungen entstehen. Auf diese Weise wäre weniger Ladeinfrastruktur für dieselbe Menge an Ladestrom notwendig und mehr

öffentlicher Raum stünde zum Beispiel für neue Radwege zur Verfügung.⁴⁶

Das aktuelle **System dominanter Jahresleistungspreise** für die Netznutzung ist darüber hinaus nicht mit den Kosten des Stromsystems konsistent und verschenkt Potenzial für Kostensenkungen bei Betreibern von E-Flotten.⁴⁷ Denn das Potenzial einer flexiblen Stromnachfrage wird so nicht genutzt. Insbesondere zeitlich begrenzte Leistungen stellen nicht überall und nicht zu allen Zeiten ein Problem dar, sie können sogar die Kosten der allgemeinen Stromversorgung senken, wenn dafür zu Engpasszeiten der Bezug vermieden werden kann oder sogar zurückgespeist wird. Gegebenenfalls wäre es heute, zumindest aber in der nahen Zukunft mit Fortschreiten der Energiewende, von Vorteil, wenn beispielsweise kurzzeitig der lokale Verbrauch hochgefahren werden kann und womöglich lokale Stromüberschüsse genutzt und nicht abgeregelt werden müssten.

4.3 Empfehlung: Einführung zeitvariabler Netzentgelte

Das System der Jahresleistungspreise hat sich bewährt. Schließlich ist es die Leistung, für die Netzausbau nötig ist und deren Bereitstellung Kosten verursacht. Durch die Einführung zeitvariabler Netzentgelte auch auf den höheren Spannungsebenen könnten jedoch die Kosten für Netzausbau und somit auch die Netzentgelte für sämtliche Verbraucher:innen, inklusive CPO, gesenkt werden. Denn die stärkere zeitliche Ausrichtung der Netzentgelte an der zeitlich variierenden Auslastung des Stromnetzes setzt Anreize, das bestehende Netz intensiver zu nutzen.

Gleichzeitig könnten die Netzentgelte zusätzlich sinken, da die Menge an transportiertem Strom steigt.⁴⁸ Denn durch zeitvariable Netzentgelte könnten die Gesamtkosten der Netznutzung für CPO sinken, sodass sich der Betrieb von Ladeinfrastruktur früher rechnet und in der Folge womöglich frühzeitig mehr Ladepunkte abgeschlossen werden.


46 Vgl. Agora Verkehrswende (2023 c).

47 RAP; ICCT (2020).

48 Denn die Kosten für Netzausbau und -betrieb würden über eine größere Strommenge finanziert.

Einführung zeitvariabler Netzentgelte

Tabelle 5

| Wesentliche Maßnahmen | In Arbeit | Status und Bewertung | |
|---|-----------------|---|---|
| Zeitvariable Netzentgelte auf Mittel- und Hochspannungsebene einführen (verantwortlich: BNetzA) | Nein/ unklar | In Mittel- und Hochspannung gibt es zeitvariable Netzentgelte bisher nur als Sonderlösung (atypische Netznutzung). Es ist offen, ob die von der BNetzA für 2024 angekündigten Konsultationen zur Netzentgeltsystematik zeitliche Netzpreise aufgreifen und entsprechende Anreize für alle Nutzende etablieren werden. |  |

Agora Verkehrswende (2024) | Quelle: Netzanschluss für den Straßenverkehr

Auf der Niederspannungsebene gibt es durch die Festlegungen im Zusammenhang mit § 14 a EnWG zeitvariable Netzentgelte (siehe oben). Doch auch auf Spannungsebenen jenseits der Niederspannung lassen sich Stromverteilnetze effizient betreiben und deren Ausbau kommt auch in einem System mit einer Fokussierung auf zeitlich variierende Arbeitspreise nicht zu kurz. Das wird dadurch deutlich, dass es in der Europäischen Union in 21 von 27 Mitgliedsstaaten zeitvariable Tarife gibt und ACER empfiehlt, ihre Anwendung zu prüfen.⁴⁹

Die Finanzierbarkeit von Verteilnetzinvestitionen wird durch eine (Teil-)Umstellung auf zeitvariable Arbeitspreise nicht eingeschränkt. VNB müssen sich ihre Erlösobergrenzen von der BNetzA genehmigen lassen. Dabei wird sichergestellt, dass die Investitionen über die Netzentgelte gedeckt werden, unabhängig von der Netzpreiskomponente.

Denkbar wäre eine entsprechende Weiterentwicklung der atypischen Netzentgelte. Es sollten beispielsweise einheitliche Entgelte für Zeiten mit hoher und geringer Netzauslastung festgelegt werden (anstatt individueller Netzentgelte, wie heutzutage üblich, siehe oben). Die BNetzA plant, eine Konsultation für die Sonderentgelte noch im Jahr 2024 zu starten.⁵⁰ Unklar ist sowohl, was diese Änderungen bringen werden als auch, was die von

der BNetzA für Herbst/Winter angekündigte Diskussion der Netzentgeltsystematik ergeben wird und wann mögliche Anpassungen umgesetzt werden.

Zeitvariable Netzentgelte sind dabei nur ein erster Schritt. Um den Bedarf an Netzausbau dauerhaft zu entlasten, ist perspektivisch eine Dynamisierung der Netzentgelte notwendig.⁵¹ Das heißt, dass VNB anstatt fixer Zeitfenster, die für ein gesamtes Jahr gelten, die Höhe der Netzentgelte stärker an der momentanen Netzauslastung orientieren und beispielsweise sogar täglich anpassen.

49 ACER (2023): Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_electricity_network_tariff_report.pdf. Letzter Zugriff: 14.05.2024.

50 Haller, Barbie (2024), Folie 15.

51 Vgl. Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023).

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-----------------|--|
| ACER | Agency for the Cooperation of Energy Regulators |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| BMWK | Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz |
| BKZ | Baukostenzuschuss |
| CCS | Combined Charging System |
| CPO | Charge Point Operator |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| HPC | High Power Charging |
| kW | Kilowatt |
| kWh | Kilowattstunden |
| kVA | Kilovoltampere |
| Lkw | Lastkraftwagen |
| MCS | Megawatt Charging System |
| MW | Megawatt |
| MsbG | Messstellenbetriebsgesetz |
| NAV | Niederspannungsanschlussverordnung |
| NCS | Night Charging System |
| NLL | Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur |
| Pkw | Personenkraftwagen |
| StromNEV | Stromnetzentgeltverordnung |
| TAB | Technische Anschlussbedingungen |
| TAR | Technische Anschlussregeln |
| VNB | Verteilnetzbetreiber |

Literaturverzeichnis

ACER (2023): *Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe*. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_electricity_network_tariff_report.pdf. Letzter Zugriff: 14.05.2024.

ADAC (2024): Allgemeine Deutsche Automobil-Club e. V. *Elektroautos im Test: So hoch ist die Reichweite wirklich*. URL: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/elektroauto/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023): *Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können*. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Agora Verkehrswende (2017): *Auch das Land wird von der Mobilitätswende profitieren*. URL: <https://www.agora-verkehrswende.de/12-thesen/auch-das-land-wird-von-der-mobilitaetswende-profitieren/>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Agora Verkehrswende (2023 a): *Stadt, Land, Ladefluss. Ein Leitfaden für den Ausbau der Ladeinfrastruktur in Kommunen*. URL: <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/stadt-land-ladefluss/>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Agora Verkehrswende (2023 b): *Gesteuertes Laden – kurz erklärt. Warum es sich lohnt, beim Laden von Elektrofahrzeugen auf Stromangebot und Netzauslastung zu achten*. URL: <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/gesteuertes-laden-kurz-erklart/>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Agora Verkehrswende (2023 c): *Schnellladen fördern, Wettbewerb stärken. Finanzierungsmodelle für den Aufbau von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Pkw*. URL: <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/schnellladen-foerdern-wettbewerb-staerken/>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Avacon (2023): Avacon Netz GmbH. *Preisblatt – Netzentgelte Strom*. URL: [https://www.avacon-netz.de/content/dam/revu-global/avacon-netz/documents/netzentgelte-strom/2024/Preisbl%C3%A4tter_AVANG_Strom_01.01.2024_\(09.10.2023\)_korr.pdf](https://www.avacon-netz.de/content/dam/revu-global/avacon-netz/documents/netzentgelte-strom/2024/Preisbl%C3%A4tter_AVANG_Strom_01.01.2024_(09.10.2023)_korr.pdf). Letzter Zugriff am 14.05.2024.

Avacon (2024): Avacon Netz GmbH. *Kalkulationsvorlage für Baukostenzuschüsse der Sparte Strom im Netzgebiet der Avacon GmbH*. URL: https://www.avacon-netz.de/content/dam/revu-global/avacon-netz/documents/Energie_anschliessen/Stromnetz/bkz/Preisblatt%20BKZ%20Avacon%202024.pdf. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

BDEW (o. J.): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. *VNBdigital. Das Netzportal Ihrer Verteilnetzbetreiber*. URL: <https://www.vnbdigital.de/>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

BDEW (2023 a): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. *Regionalszenario 2023: Planungsregion Ost*. URL: <https://www.vnbdigital.de/gateway/files?serviceName=vnb&fileId=649d5eac9b70ff2ebcf83e87&preview=1>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

BDEW (2023 b): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. *Regionalszenario 2023: Planungsregion Südwest*. URL: <https://www.vnbdigital.de/gateway/files?serviceName=vnb&fileId=649bfcf39b70ff2ebcf83e0c&preview=1>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

BNetzA (2023): Bundesnetzagentur. *Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14 a EnWG (Anlage 1 zum Beschluss BK6-22-300)*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Beschluss/BK6-22-300_Beschluss_Anlage1.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

BNetzA (2024 a): Bundesnetzagentur. *Elektromobilität*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/E_Mobilitaet/start.html. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

BNetzA (2024 b): Bundesnetzagentur. *Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/14a/start.html. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Bundesregierung (2022): Bundesregierung. *Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung*. URL: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur-2.pdf?__blob=publicationFile. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Consentec; Frontier (2019): Consentec GmbH; Frontier Economics GmbH. *Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber. Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/Gutachten/Kostenarten.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

DAT (2023): Deutsche Automobil Treuhand. *Jahresfahrleistung*. URL: <https://www.dat.de/news/jahresfahrleistung/#:-:text=J%C3%A4hrliche%20Fahrleistung%20erneut%20gesunken%3A%20Jeder,oder%203%2C9%25%20zur%C3%BCckgegangen>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

ebUtilities (o. J.): Österreichs Energiewirtschaft. *Verfügbare Netzanschlusskapazitäten*. URL: <https://www.ebutilities.at/verfuegbare-netzanschlusskapazitaeten>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

e-mobil BW (2023): e-mobil BW GmbH. *Abschlussbericht, Mission 6: Maßnahmen zum Abbau von Hemmnissen bei Finanzierung, Aufbau und Betrieb von Ladeinfrastruktur*. URL: https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Broschueren/SDA_2023_Abschlussbericht_Energie_Mission_6.pdf. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Haller, Barbie; Müller, Klaus (2023): *Netze werden vorausschauend geplant und ausgebaut*. Standpunkt. In: Tagesspiegel Background Energie & Klima, 27.06.2023. URL: <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/netze-werden-vorausschauend-geplant-und-ausgebaut>. Letzter Zugriff: 14.05.2024.

Müller, Christoph (2023): *Zu vorausschauendem Netzausbau gehört Vertrauen auf gegebene Zusagen*. In: Tagesspiegel Background Energie & Klima, 06.07.2023. URL: <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/zu-vorausschauendem-netzausbau-gehört-vertrauen-auf-gegebene-zusagen>. Letzter Zugriff: 14.05.2024.

Jüngst, Ilona (2023): *E-Mobilität in der Logistik: Zwischen Anspruch und Wirklichkeit*. In: Eurotransport, 23.05.2023. URL: <https://www.eurotransport.de/artikel/e-mobilitaet-in-der-logistik-zwischen-anspruch-und-wirklichkeit-11225417.html>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Driftschöer, Anna (2023): *Elektromobilität: Warum der Ausbau der Ladesäulen so lange dauert*. In: Manager Magazin, 09.02.2023. URL: <https://www.manager-magazin.de/unternehmen/autoindustrie/elektromobilitaet-warum-der-ausbau-der-ladesaeulen-so-lange-dauert-a-a54af191-6be4-4b0f-8378-8805e46062d3>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Haller, Barbie (2024): *Organisation der Großen Beschlusskammer. Vortrag auf der Auftaktveranstaltung Eckpunktepapier Netze. Effizient. Sicher. Transformiert*. In: Bonn, 02.02.2024. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Eckpunkte/Vortraege/OrganisationGBK.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Mitnetz Strom (o. J.): Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom GmbH. *SNAP – Schnelle Netzanschlussprüfung*. URL: <https://snap.mitnetz-strom.de/>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Netbeheer Nederland (o. J.): Netbeheer Nederland. *Capaciteitskaart afname elektriciteitsnet*. URL: <https://capaciteitskaart.netbeheernederland.nl/>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Netze BW (2020): Netze BW GmbH. *Preisübersicht vom 14. Oktober 2020*. URL: <https://assets.ctfassets.net/xytf-b1vrn7of/3WkwLb2wCAE2YcQuGOYU4m/e7845d86be-d5570566794937a21c12f0/preisblatt-baukostenzuschuss-strom.pdf>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Netze BW (2023): Netze BW GmbH. *Endgültige Preise für die Nutzung des Stromnetzverteilnetzes der Netze BW GmbH*. URL: <https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/6Wb8sYU8x0Fw6benikLxGo/66537b6b8070d-5503b1165d2aad21b02/netzentgelte-strom-2024.pdf>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

NOW (2020): Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur. *Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf. Studie im Auftrag des BMVI*. URL: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/Studie_Ladeinfrastruktur-nach-2025-2.pdf. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

NOW (2022 a): Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur. *Neuer Leitfaden „Einfach laden an Wohngebäuden“ veröffentlicht*. URL: <https://nationale-leitstelle.de/neuer-leitfaden-einfach-laden-an-wohngebaeuden-veroeffentlicht/>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

NOW (2022 b): Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur. *Einfach laden an Rastanlagen. Auslegung des Netzanschlusses für E-Lkw-Lade-Hubs*. URL: https://nationale-leitstelle.de/wp-content/uploads/2022/09/Leitstelle_LKW-Netzstudie.pdf. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

RAP; Agora Verkehrswende; Agora Energiewende (2021): 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*. URL: <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/ladeblockade-netzentgelte/>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

RAP; ICCT (2020): Regulatory Assistance Project; International Council on Clean Transportation. *Electrifying EU City Logistics. An analysis of energy demand and charging cost*. URL: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/06/EU-logistics-electrification-fv-202011.pdf>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Ristau, Oliver (2022): Hilden: *Solarstrom und knackige Brötchen tanken*. In: Solarserver, 09.08.2022. URL: <https://www.solarserver.de/2022/08/09/hilden-solarstrom-und-knackige-broetchen-tanken/>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Tartler, Jens (2023): *Ladeinfrastruktur: „Lkw-Hersteller in ihrem Bestand gefährdet“*. In: Tagesspiegel-Background Verkehr & Smart Mobility, 12.12.2023. URL: <https://background.tagesspiegel.de/mobilitaet/lkw-hersteller-in-ihrem-bestand-gefaehrdet>. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

TNO (2022): Niederländische Organisation für Angewandte Naturwissenschaftliche Forschung. *Techno-economic uptake potential of zero-emission trucks in Europe (R11862). Studie im Auftrag von Transport & Environment und Agora Verkehrswende*. URL: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Veranstaltungen/2022/Elektrische-Lkw/TNO_2022_R11862_Techno-economic_uptake_potential_of_zero-emission_trucks_in_Europe.pdf. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

UBA (2022): Umweltbundesamt. *Energieverbrauch von Elektroautos (BEV)*. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_160-2022_energieverbrauch_von_elektroautos.pdf. Letzter Zugriff am: 14.05.2024.

Publikationen von Agora Verkehrswende

Verkehrswende als Mehrwert

Warum es sich volkswirtschaftlich lohnt, schnell in die Reduzierung von Treibhausgasemissionen in Deutschlands Verkehrssektor zu investieren

16 Schaltstellen für die Mobilität von morgen

Wie die Bundesländer ihre Handlungsspielräume in der Verkehrspolitik für mehr Lebensqualität, soziale Teilhabe und Klimaschutz nutzen können

Mobilitätsgarantie für Deutschland – Teil II

Erreichbarkeitsanalyse und Empfehlungen für eine bundesweit garantierte Grundversorgung mit Bus und Bahn

Vom Plan auf die Straße

Wie Kommunen den Ausbau von Radverkehrsinfrastruktur und Parkraummanagement beschleunigen können

Mobilitätsarmut in Deutschland

Annäherung an ein unterschätztes Problem mit Lösungsperspektiven für mehr soziale Teilhabe und Klimaschutz

Stadt, Land, Ladefluss

Ein Leitfaden für den Ausbau der Ladeinfrastruktur in Kommunen

E-Fuels zwischen Wunsch und Wirklichkeit

Was strombasierte synthetische Kraftstoffe für die Energiewende im Verkehr leisten können – und was nicht

Mobilitätsgarantie für Deutschland – Teil I

Ausgangslage und Praxisbeispiele für eine bundesweit garantierte Grundversorgung mit Bus und Bahn

Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes

Bewertung des Referentenentwurfs und des Entwurfs für ein Klimaschutzprogramm 2023

Kosten der Mobilität

Zahlen und Fakten zu den Preisen im Straßen- und Schienenverkehr sowie deren Bedeutung für die Gesellschaft und den Klimaschutz

Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Straßenverkehrsgesetzes

Eingereicht beim Bundesministerium für Digitales und Verkehr im Rahmen der Verbändeanhörung

Agora Verkehrswende ist ein Thinktank für klimaneutrale Mobilität mit Sitz in Berlin. Im Dialog mit Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft setzt sich die überparteiliche und gemeinnützige Organisation dafür ein, die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor auf null zu senken. Dafür entwickelt das Team wissenschaftlich fundierte Analysen, Strategien und Lösungsvorschläge.

Agora Verkehrswende

Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-verkehrswende.de

info@agora-verkehrswende.de

