

Einfluss des Hochlaufs batterieelektrischer Nutzfahrzeuge auf die Verteilnetzplanung

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

NEFTON 

The NEFTON logo is positioned at the bottom center. It features the word 'NEFTON' in a grey, sans-serif font, followed by a green lightning bolt icon enclosed in a green circle.

Einfluss des Hochlaufs batterieelektrischer Nutzfahrzeuge auf die Verteilnetzplanung

[Betreff]

Impressum

Herausgeber



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

Veröffentlicht am
18.08.2023

Autoren:

Yannic Blume
Maximilian Hecker
Dr.-Ing. Mathias Müller
Andreas Weiß

Review:

Dr.-Ing. Simon Köppl

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung

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

Projektpartner

Neben der FfE e.V. sind unter der Leitung der Technischen Universität München (Lehrstuhl für Fahrzeugtechnik) die Partner MAN Truck & Bus SE, AVL Software and Functions GmbH, PRETTL Electronics GmbH, Technische Hochschule Deggendorf und das Fraunhofer ISE am Projekt beteiligt.

Bitte zitieren als

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

ISSN: 2700-7111

Förderkennzeichen

Das Forschungsprojekt wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert (Förderkennzeichen: 01MV21004E).



Versionsnummer Vorlage: TL20230613

Vorspann

Die Elektrifizierung des Nutzfahrzeugsektors ist einer der entscheidenden Schritte zum Erreichen der Klimaziele im Verkehrssektor und erfolgt in vielen Szenarien zu großen Teilen batterieelektrisch. Vor dem Hintergrund der heutigen Transportaufgabe werden hierfür große Ladeleistungen benötigt. Inwiefern dies bei der langfristigen Entwicklung der Verteilnetze bereits berücksichtigt wird und vor welchen Herausforderungen und Unsicherheiten Verteilnetzbetreiber stehen, wurde mit zehn Verteilnetzbetreibern diskutiert und ausgewertet.

Batterieelektrische Nutzfahrzeuge als dominante Technologie im Güterverkehr

Für eine Emissionsreduktion im Straßengüterverkehr zum Erreichen der Klimaziele bedarf es alternativer Antriebskonzepte /BMVI-02 20/. Unter anderem könnte sich in vielen Anwendungsfällen der batterieelektrische Antrieb (= Battery Electric Truck: BET) durchsetzen /KPA-01 21/. Dies würde in Deutschland ca. 3,5 Mio. Nutzfahrzeuge betreffen, wovon ca. 1,1 Mio. schwerer als 3,5 Tonnen sind und bei ca. 92.000 Unternehmen eingesetzt werden /BFG-01 21/. Aktuelle Energiesystemstudien mit der Zielsetzung der Klimaneutralität kommen in Szenarien mit einem Fokus auf Direktelektrifizierung zu BET-Anteilen von 40 bis 99 % /KPA-01 21/. Dies wird auch von der Bundesregierung mit dem Ziel ein Drittel elektrischer LKW bis 2030 unterstrichen /BMVI-01 21/ und mit Förderprogrammen zum Ausgleich der höheren Investitionskosten für BET sowie nötiger Ladeinfrastruktur flankiert /BFL-01 21/.

Große Herausforderungen für die Verteilnetze durch Netzintegration von BET

Hinsichtlich der Relevanz der batterieelektrischen Nutzfahrzeuge für die Verteilnetze ist unter anderem der Ladeort und die benötigte Anschlussleistung für die dort zu errichtende Ladeinfrastruktur ausschlaggebend. Für das Laden im öffentlichen Raum an Rastanlagen hat die Nationale Leitstelle für Ladeinfrastruktur für ein Szenario mit einem Anteil BET von 50 % Ladeparks mit ca. 10 bis 30 MW Anschlussleistung je Fahrtrichtung bestimmt. Dies zeigt die Tendenz zum Anschluss von öfftl. Ladeparks für Nutzfahrzeuge an die Hochspannung auf. Gleichzeitig wird der öffentliche Ladebedarf gerade im Nah- und

Regionalverkehr auch durch die Möglichkeiten des Ladens der Fahrzeuge in den Depots beeinflusst. /NLL-01 22/

Welcher Ladebedarf sich in Depots decken lässt und welche Anschlussleistungen dafür benötigt werden wird unter anderem von der FfE im Forschungs- und Entwicklungsprojekt *NEFTON* (01MV21004E) erforscht /FFE-87 21/. Zur Berechnung der Netzanschlussleistung an einem realen Standort wurden im Forschungsprojekt *NEFTON* vom Lehrstuhl für Fahrzeugtechnik der TU München unter anderem die Bewegungsdaten von 50 Sattelzugmaschinen einer Spedition des Nah- und Regionalverkehrs ausgelesen, aufbereitet und an die FfE übermittelt. Mithilfe eines Markow-Ketten-basierten Algorithmus wurden diese einzelnen Fahrten zu Ganzjahresfahrprofilen verknüpft. Im Nahverkehr werden im Mittel 14.200 km und im Regionalverkehr ca. 66.300 km pro Fahrzeug bei mittleren Verbräuchen von 1,1 bzw. 1,26 kWh/km zurückgelegt. Dabei wurden für die Fahrzeuge im Nahverkehr 200 kW Ladeleistung und 250 kWh Batteriekapazität und für den Regionalverkehr 500 kW sowie 500 kWh angenommen. Hierauf basierend wurden mit dem FfE Optimierungsmodell eFLAME kostenoptimale Ladelastgänge für die Fahrzeugflotte erstellt /FFE-33 22/, /KER-01 21/. Die Größe des benötigten Netzanschlusses leitet sich aus dem Maximum der Summenlast ab und ist abhängig von der Transportaufgabe und der Ladesteuerung der Fahrzeuge. Sollten die Fahrzeuge nach Ankunft immer Direktladen würden hier für den Fall der Vollelektrifizierung an dem Standort bis zu 4 MW Anschlussleistung benötigt werden. Diese ließe sich mit einem Lastmanagement zur Reduktion der Jahresleistungsspitze, um Netzentgeltkosten zu reduzieren, nahezu halbieren. Für den konkreten Standort würde ein Anschluss in der Mittelspannung erfolgen.

Berücksichtigung des Hochlaufs von BET bei der Verteilnetzentwicklung

Denn mit dem Osterpaket 2022 hat die Bundesregierung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgelegt, dass auch die Planungen auf Verteilnetzebene an den Zielen der Treibhausgasneutralität bis 2045 auszurichten sind (§14d Abs. 1-3 EnWG). Hierdurch ist nun ein Großteil der Netzbetreiber verpflichtet der Bundesnetzagentur ein Regionalszenario sowie einen Netzausbauplan für ihr Netzgebiet der Hoch- und Mittelspannung bis Ende April 2024 zu melden. Für das Regionalszenario müssen dabei auch Annahmen zu den Entwicklungen im Verkehrssektor getroffen werden (§14d Abs. 3 S. 3 EnWG).

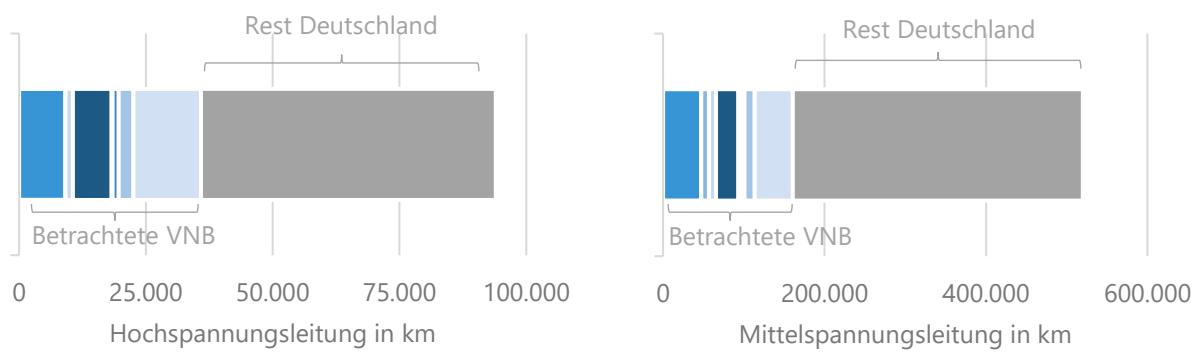


Abbildung 1: Hoch- und Mittelspannungsleitungslängen in Deutschland. In Blautönen die befragten Netzbetreiber (anonymisiert) mit 38 % (HS) und 31 % (MS) Anteil nach §23c Abs. 1 Nr. 1 bis 10 EnWG an der Gesamtleitungslänge in DE /BNETZA-02 22/

Welche Herausforderungen und Unsicherheiten bei der Verteilnetzintegration der dargestellten Ladeorte für Flotten batterieelektrischer Trucks bestehen wurde mit zehn VNB diskutiert, welche ca. 38 % des deutschen Hochspannungsnetzes (HS) und ca. 31 % des deutschen Mittelspannungsnetzes (MS) betreiben (vgl. **Abbildung 1**). Hierbei handelt es sich nach Selbstauskunft überwiegend um gemischt oder ländlich geprägte Netzbetreiber.

Zuerst wurden die VNB nach Annahmen zum Hochlauf gefragt, welche sie zu BET im Verkehrssektor treffen. Hierzu geben die VNB an, sich an den großen Energiesystemstudien (z. B. nach /KPA-01 21/) aber vor allem am Szenariorahmen des jeweils gültigen Netzentwicklungsplans (NEP) auszurichten. Dies wird damit begründet, dass das von den VNB erstellte Regionalszenario der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Prüfung vorgelegt werden muss, welche ebenfalls den Szenariorahmen des NEP prüft und bestätigt. Der aktuelle Szenariorahmen des NEP 2037/2045 wurde im Sommer 2022 von der BNetzA bestätigt und ist somit verbindlich für den zukünftigen NEP /BNETZA-22 22/. Für die Szenarien 2037/2045 B wird im Bereich leichter Nutzfahrzeuge (LNFZ, nicht genauer spezifiziert) von 2,4 (2037) bzw. 2,9 Mio. (2045) durch Batterietechnik direkt elektrifizierbarer Fahrzeuge ausgegangen. Im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge (SNFZ) wird zwischen batterieelektrischen LKW und Oberleitungs-LKW unterschieden. Für 2037 (2045) wird von 0,2 Mio. (0,2 Mio.) SNFZ mit Batterie und 0,1 Mio. (0,2 Mio.) Oberleitungs-LKW ausgegangen. Für das Zieljahr 2045 entspricht das also einer Direktelektrifizierung durch Batteriefahrzeuge von insgesamt 3,1 Mio. und damit rund 88 % des heutigen Bestandes. Die an der Umfrage beteiligten Personen der VNBs haben hinsichtlich des Anteils BET im jeweiligen Regionalszenario bis 2045 überwiegend angegeben, keine Informationen vorliegen zu haben (6/10). Die übrigen vier VNBs haben Wertebereiche von 20-

100 % genannt. Dies deckt sich auch mit den heterogenen Antworten auf die Frage nach der Rolle von BETs beim seit 2018 stark angestiegenen Investitionsvolumen für den 10-Jahres-Ausbauplan der HS, welcher im Rahmen des von der BNetzA durchgeführten Monitoringberichts zum Zustand der Verteilernetze durchgeführt wird /BNETZA-03 22/. Hier gab die Hälfte der VNBs an, dass BETs in diesem finanziellen Mehrbedarf noch keine Rolle spielen. Dies könnte auch auf Kenntnis zu lokalen Begebenheiten oder teils eigenen Berechnungen der VNB zurückzuführen sein. Drei von zehn Befragten führen den finanziellen Mehrbedarf jedoch auch auf Prognosen für den BET Hochlauf zurück.

Weiterhin ging aus der Diskussion hervor, dass die VNBs feingranular regionalisierte Daten aus dem Szenariorahmen des NEPs berücksichtigen. Angaben zur Energieerzeugung werden auf Gemeindeebene an die VNB übermittelt und Angaben zur Verbrauchsentwicklung auf Landkreisebene. Für den Nutzfahrzeugsektor werden in Deutschland laut Szenariorahmen im Jahr 2037 ca. 51 TWh Strom und im Jahr 2045 ca. 67 TWh veranschlagt (Szenario B) /BNETZA-22 22/. Auf diesen Daten bauen die VNB auf und treffen individuelle Annahmen zur weiteren Regionalisierung im entsprechenden Netzgebiet.

Herausforderungen der Verteilnetzplanung unter Unsicherheiten durch BET

Doch kann Netzausbau in den für BETs relevanten Netzebenen anhand eines entsprechenden Regionalszenarios ausreichend genau geplant werden? Hierzu gab eine Hälfte der beteiligten VNBs an, dass dies nur „zu einem gewissen Anteil möglich ist“. Unter Berücksichtigung der genannten mittleren Versorgungsradien von einem HÖS/HS-Umspannwerk von

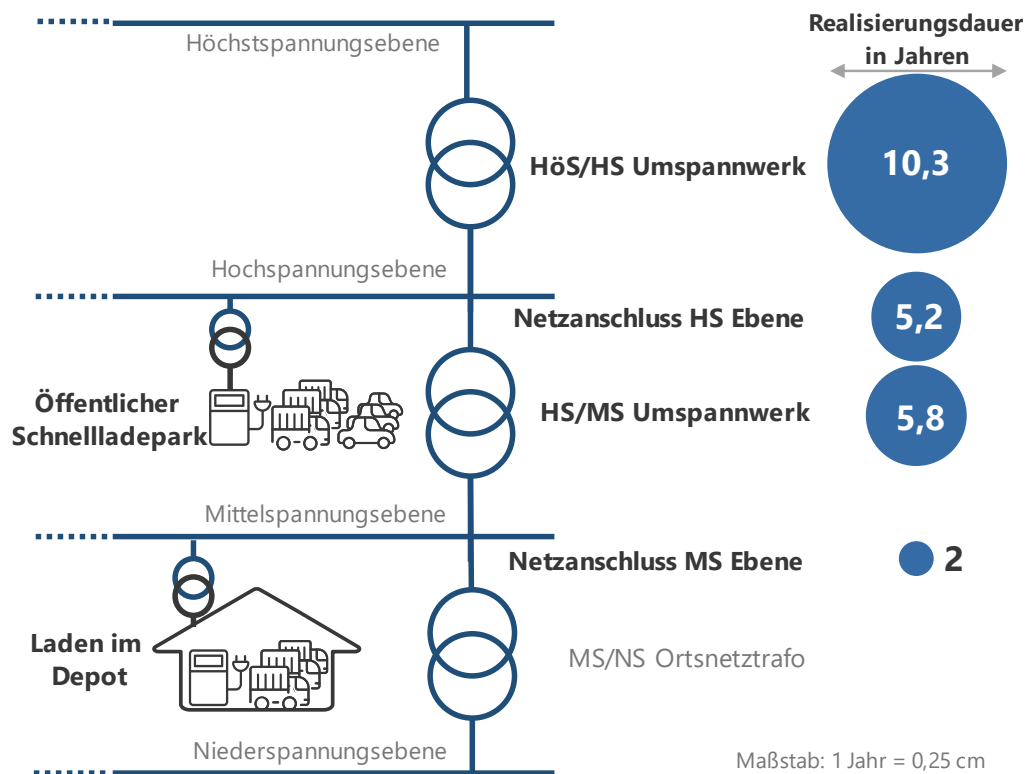


Abbildung 2: Mittlere Realisierungsdauern von Netzanschlüssen und Netzausbaumaßnahmen an den Umspannstationen für Hoch- und Mittelspannung mit Fokus auf das Laden im Depot und öffentlicher Schnellladeparks

ca. 32 km und einem HS/MS-Umspannwerk von ca. 17 km steigt die Herausforderung mit abnehmendem Spannungsniveau. Denn entgegen bekannten Ansätzen im PKW-Bereich wie beispielsweise angelehnt an /FFE-142 19/, in den Wahrscheinlichkeiten für das Auftreten von Elektrofahrzeugen schon im 100x100 m Raster ausgewiesen werden handelt es sich bei der Ladeinfrastruktur für BETs um große Lasten an dedizierten Punkten in der Mittel- und Hochspannung. Somit gewinnt der konkrete Ort des Netzanschlusses an Bedeutung und damit auch die Unsicherheit hinsichtlich einer zielgerichteten Netzentwicklung.

Für eine zielgerichtete Netzentwicklung bedürfte es laut Auskunft der Netzbetreiber weiterer Informationen, wie beispielsweise:

- Energiedaten zum Verbrauch aus dem NEP auf Gemeindeebene
- Exakter (prognostizierter) Hochlauf von BET
- Anschlussleistungen der Ladepunkte und Betriebshöfe
- Ladegleichzeitigkeiten (auch unter Berücksichtigung von Ladestrategien)
- Angaben zu Stadt- und Regionsentwicklung
- Auswertung lokaler Umstände (Regionalität der Raststätten und Speditionen)

Teils wurden auch Erfahrungsgewinne durch Zusammenarbeit mit Kunden genannt, die in der Vergangenheit zu einer besseren Informationslage geführt haben.

Als Ersatz für die schlussendlich seitens VNB benötigten Netzanschlussgesuche reichen aber auch diese Angaben nicht aus, um konkrete Investitionsentscheidungen für oder gegen Netzausbaumaßnahmen zu treffen. Wie gestalten sich also die Zeiträume für die Realisierungsdauern entsprechender Netzanschlussgesuche, aber auch für die gegebenenfalls benötigten Netzausbaumaßnahmen? Das ist in **Abbildung 2** veranschaulicht.

Demnach werden im Mittel bei den beteiligten Netzbetreibern Anschlussgesuche in der MS innerhalb von ca. 2 Jahren und Anschlussgesuche in der HS innerhalb von ca. 5 Jahren realisiert. Sollten Netzanschlussgesuche zur Errichtung eines neuen Umspannwerks von Hoch- auf Mittelspannung führen werden dafür im Mittel ca. 6 Jahre und für ein Umspannwerk von Höchst- auf Hochspannung ca. 10 Jahre benötigt (vgl. **Abbildung 2**). Als maßgebende Ursache wurden primär langwierige Genehmigungsprozesse genannt. Aus diesem Grund wird auch nicht davon ausgegangen, dass der zukünftige Netzausbaubedarf mit heutigen Ressourcen gestemmt werden kann. Neben

beschleunigten Genehmigungsverfahren werden auch zusätzliche Ressourcen wie Personal und Material benötigt.

Eine Lösungsoption wird in der zeitlichen Verzögerung, Reduktion oder Vermeidung von Netzausbau durch Einsatz innovativer Konzepte zur Nutzung von Flexibilität gesehen. Die heutigen Anreizmechanismen des Leistungspreises und der atypischen Netznutzung für Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) werden als nicht zukunftsfähig bewertet. Durch den Anreizmechanismus des Leistungspreises wird die Jahresleistungsspitze bepreist. Durch Vereinbarungen zur atypischen Netznutzung wird die Verschiebung der Lastspitze aus fest definierten Hochlastzeitfenstern heraus angereizt. Beide Mechanismen zielen lediglich auf eine Lastreduktion am Netzanschluss ab. Die Möglichkeit somit auch lokale Erzeugungsspitzen abzdämpfen oder zeitlich flexibel auf kritische Netzzustände reagieren zu können, werden nicht angeregt. /AGORA-11 21/ Vor dem Hintergrund flexibler Verbraucher wird hier seitens der VNB überwiegend Anpassungsbedarf gesehen. Die VNB sind überzeugt, durch lukrative Anreize und einen eindeutig definierten, rechtlichen Rahmen, Flexibilität zur Engpassvermeidung schöpfen zu können. Das eingangs beschriebene reale Depot weist mit mittleren Standzeiten der Fahrzeuge von 40 – 80 % der Zeit entsprechend zeitliche Flexibilität beim Laden auf und könnte im Fall einer vollelektrifizierten Flotte agil auf Netzengpässe reagieren.

Darüber hinaus fordern wurde von VNBs gefordert, dass es auch im Kontext der Elektrifizierung von Nutzfahrzeugdepots Notfallmaßnahmen für die VNBs geben sollte, wie sie auch für die Niederspannung im aktuellen Konsultationsprozess der BNetzA zur Ausgestaltung von §14a EnWG diskutiert werden. Die für

VNB relevanten Herausforderungen und Unsicherheiten vor dem Hintergrund der Nutzfahrzeugelektrifizierung sind in **Abbildung 3** zusammengefasst.

Als Grundlage für die Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten werden in der Regel Netzzustandsdaten benötigt, welche auf Ebene der Umspannung von der Höchstspannung bis zur Umspannung auf die Mittelspannung (Netzebenen 2 – 4) planmäßig bis 2045 vollständig vorliegen sollen. In der Mittelspannung (Netzebene 5) wird für ca. 60 % der Spannungsebene eine Erfassung von Netzzustandsdaten angestrebt. Ob eine Erfassung von Netzzustandsdaten auch für Flexibilitätsdienstleistungen genutzt werden, ist überwiegend noch nicht geklärt und es bedarf einer konkreteren Ausgestaltung des zugehörigen §14c EnWG. An dieser Stelle gaben drei von acht Netzbetreibern an, konkrete Konzepte vor Augen zu haben. Dies wird von insgesamt sechs VNBs gestützt, die für Hoch- und Mittelspannung Konzepte oder Anreizmechanismen zur Engpassbewirtschaftung erwarten, welche kosteneffizienter als Netzausbau sind.

Fazit

Da sich auch die VNBs bei der Netzentwicklung übergeordnet am Szenariorahmen des NEP orientieren und da in diesem im Segment der Nutzfahrzeuge überwiegend von einer Direktelektrifizierung mittels Batterie ausgegangen wird, werden BETs in der Entwicklung der Verteilnetze berücksichtigt. Jedoch können von den VNB in diesem Kontext lediglich Energieverbräuche auf Landkreisebene herangezogen werden, weshalb die derzeit primäre Herausforderung in der detaillierteren Regionalisierung, Prognose und der Zuweisung zu den entsprechenden Versorgungsbereichen der Umspannwerke liegt. Weiterhin besteht

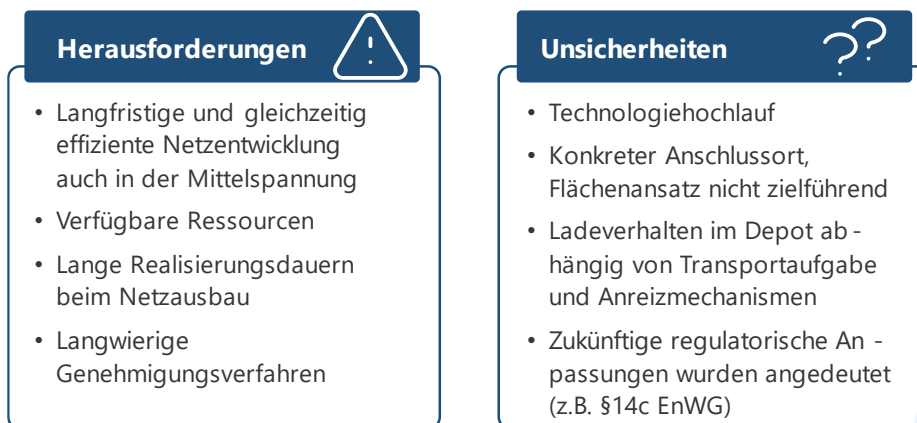


Abbildung 3: Zusammenfassung der Herausforderungen und Unsicherheiten, in denen VNB Verteilnetze vor dem Hintergrund der Nutzfahrzeugelektrifizierung entwickeln

aus Sicht der VNBs Klärungsbedarf hinsichtlich des konkreten Hochlaufs, den Ladeorten sowie des Ladeverhaltens von BET. Sollten Netzanschlussgesuche zu Netzausbaumaßnahmen führen muss im Mittel mit langen Realisierungsdauern von 6 bis 10 Jahren gerechnet werden, was die Antriebswende in konkreten Fällen deutlich verzögern würde. Grundsätzlich wird es als erstrebenswert angesehen Netzausbau durch netzdienlichen Einsatz von Flexibilität zu vermindern bzw. sogar zu vermeiden. Dass Depots mit Nah- und Regionalverkehr ein großes Flexibilitätspotenzial bereitstellen können, haben erste Modellergebnisse an der FfE gezeigt. Zur konkreten Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen liegen aktuell jedoch noch keine umsetzungsreifen Konzepte vor und der rechtliche Rahmen ist nicht ausreichend definiert. Da neben der Netzzustandserfassung in der Hochspannungsebene auch eine großflächige Erfassung in der Mittelspannung angestrebt wird, ist ein Teil der technischen Grundlage für Flexibilitätsdienstleistungen gegeben. Einigkeit besteht in der Einschätzung, dass der netzdienliche Einsatz von Flexibilität den Netzausbau bestenfalls vermindern kann. Die konkrete Relevanz einer möglichen Nutzfahrzeugelektrifizierung im Rahmen des ohnehin notwendigen Netzausbaus auf Verteilnetzebene kann derzeit nicht explizit herausgestellt werden.

Literaturverzeichnis

- /AGORA-11 21/ Jahn, Andreas: Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation. Berlin: Agora Energiewende, 2021.
- /BFG-01 21/ Struktur der Unternehmen des gewerblichen Güterkraftverkehrs und des Werkverkehrs. Köln: Bundesamt für Güterverkehr, 2021.
- /BFL-01 21/ Förderung von leichten und schweren Nutzfahrzeugen mit alternativen, klimaschonenden Antrieben und dazugehöriger Tank- und Ladeinfrastruktur für elektrisch betriebene Nutzfahrzeuge. In <https://www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/BMVI/nutzfahrzeuge-antriebe-lade-tankinfrastruktur.html>. (Abruf am 2023-2-27); Berlin: Bundesamt für Logistik und Mobilität, 2021.
- /BMVI-02 20/ Nationale Plattform Zukunft der Mobilität: Werkstattbericht Antriebswechsel Nutzfahrzeuge - Wege zur Dekarbonisierung schwerer LKW mit Fokus der Elektrifizierung. Berlin: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, 2020.
- /BMVI-01 21/ Nationale Plattform Zukunft der Mobilität: Ladeinfrastruktur für batterieelektrische LKW. Berlin: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, 2021.
- /BNETZA-02 22/ Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2021. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.
- /BNETZA-03 22/ Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.
- /BNETZA-22 22/ Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.
- /FFE-142 19/ Ebner, Michael et al.: Kurzstudie Elektromobilität - Modellierung für die Szenarientwicklung des Netzentwicklungsplans. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2019.
- /FFE-33 22/ Müller, Mathias; Blume, Yannic; Reinhard, Janis: Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load. In: Energy 255, 124537. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124537>
- /FFE-87 21/ Schulze, Yannic: Nutzfahrzeugelektifizierung für Transportsektor-optimierte Netzanbindung (NEFTON). In: <https://www.ffe.de/projekte/nutzfahrzeugelektifizierung-fuer-transportsektor-optimierte-netzanbindung-nefton/>. (Abruf am 2022-02-28); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2021.
- /KER-01 21/ Kern, Timo et al.: Revenue opportunities by integrating combined vehicle-to-home and vehicle-to-grid applications in smart homes. In: Applied Energy online. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2021.
- /KPA-01 21/ Ariadne-Report - Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Potsdam: Kopenhagen-Projekt Ariadne, 2021.
- /NLL-01 22/ Kippel, Stefan: Einfach laden an Rastanlagen - Auslegung des Netzanschlusses für E-Lkw-Lade-Hubs. Berlin: Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, 2022.

Abbildungsverzeichnis

- Abbildung 1: Hoch- und Mittelspannungsleitungslängen in Deutschland. In Blautönen die befragten Netzbetreiber (anonymisiert) mit 38 % (HS) und 31 % (MS) Anteil nach §23c Abs. 1 Nr. 1 bis 10 EnWG an der Gesamtleitungslänge in DE /BNETZA-02 22/ 5
- Abbildung 2: Mittlere Realisierungsdauern von Netzanschlüssen und Netzausbaumaßnahmen an den Umspannstationen für Hoch- und Mittelspannung mit Fokus auf das Laden im Depot und öffentlicher Schnellladeparks 6
- Abbildung 3: Zusammenfassung der Herausforderungen und Unsicherheiten, in denen VNB Verteilnetze vor dem Hintergrund der Nutzfahrzeugelektrifizierung entwickeln 7

