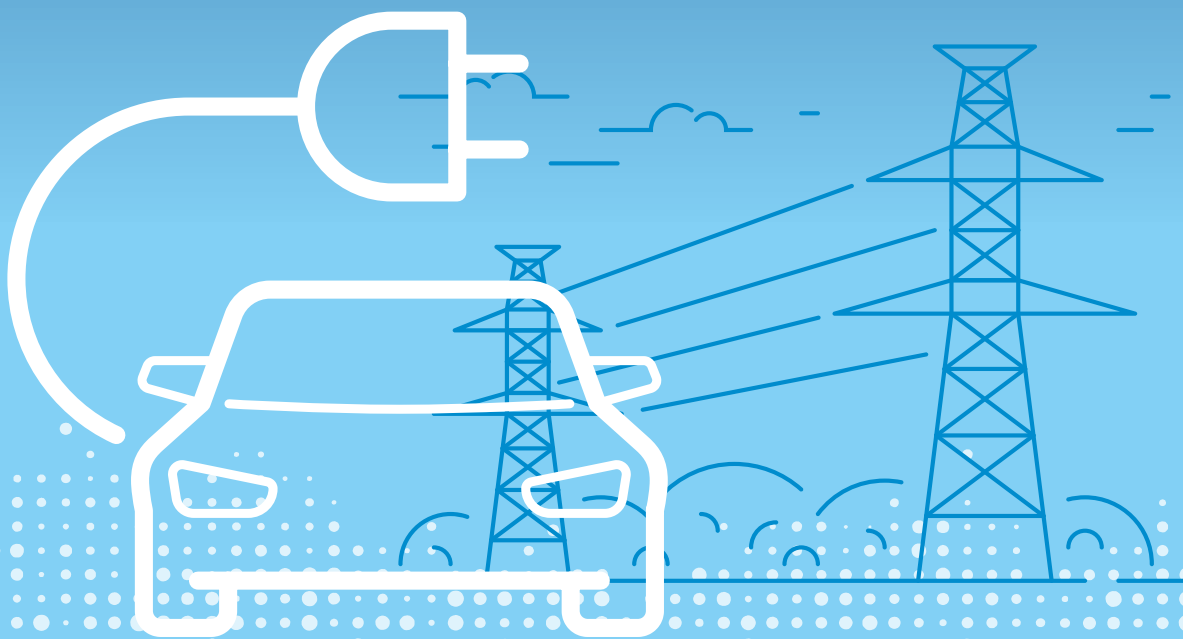




Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Bericht der Bundesregierung zu Flexibilität im Energiesystem durch Elektrofahrzeuge

*gemäß Verordnung (EU) 2023/1804 des Europäischen Parlaments
und des Rates vom 13. September 2023 über den Aufbau der
Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) und zur Aufhebung
der Richtlinie 2014/94/EU*



Impressum

Herausgeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwk.de

Stand

Dezember 2024

Diese Publikation wird ausschließlich als Download angeboten.

Gestaltung

PRpetuum GmbH, 81541 München

Bildnachweis

istock

gblue + Shai-Halud / Titel

Lyudinka / S. 3

petovarga / S. 4

cnythzl / S. 5

Vector designer / S. 7

Esra Sen Kula / S. 8

Mark Astakhov, -VICTOR-, Maksim Ankuda / S. 9

RLT_Images / S. 10

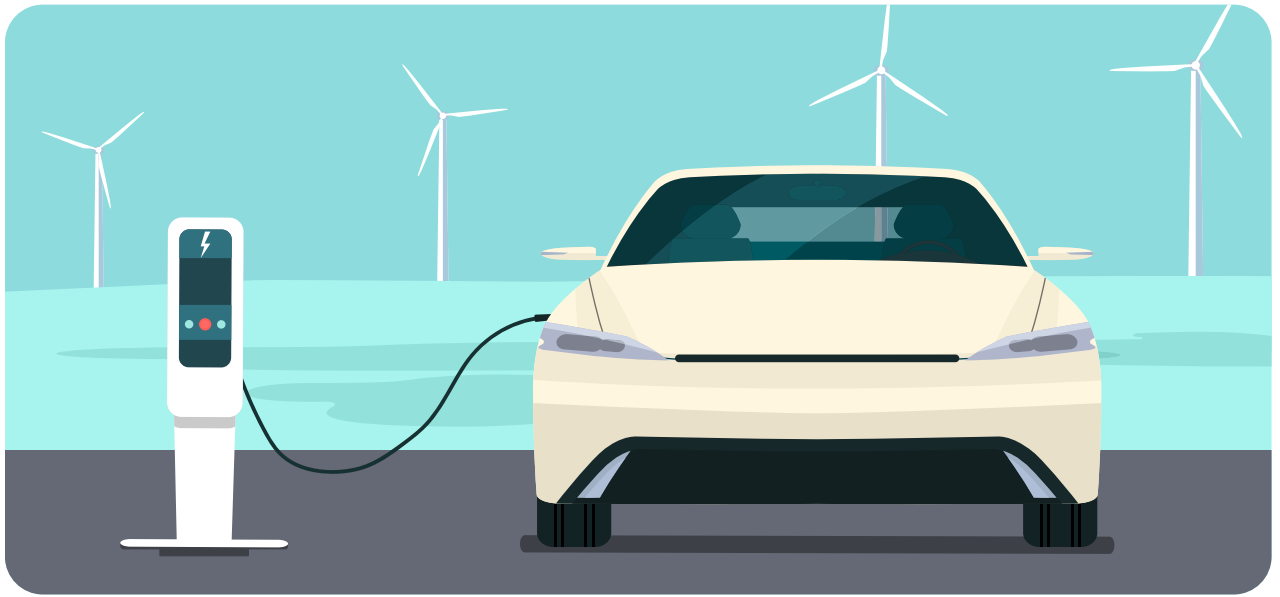
Zentraler Bestellservice für Publikationen der Bundesregierung:

E-Mail: publikationen@bundesregierung.de

Telefon: 030 182722721

Bestellfax: 030 18102722721

Diese Publikation wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit herausgegeben. Die Publikation wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Sie darf nicht zur Wahlwerbung politischer Parteien oder Gruppen eingesetzt werden.



1. Rechtlicher Hintergrund

Die Mitgliedstaaten werden gemäß Art. 15 der Verordnung (EU) 2023/1804 insbesondere zur Erstellung und Veröffentlichung bestimmter Berichte verpflichtet. Diese Veröffentlichung dient der Erfüllung der Berichtspflichten aus Artikel 15 Absätze 3 und 4 der Verordnung (EU) 2023/1804.

1.1 Artikel 15 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2023/1804

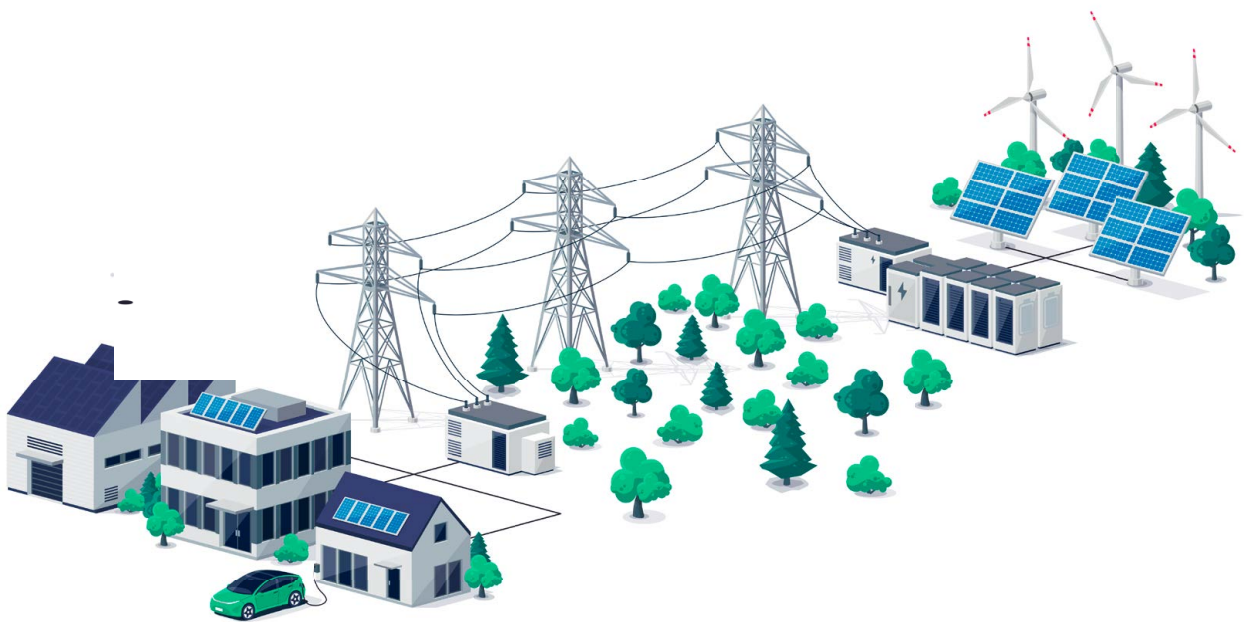
Gemäß **Artikel 15 Absatz 3** der Verordnung (EU) 2023/1804 bewerten die **Mitgliedstaaten** spätestens bis zum 30. Juni 2024 und danach alle drei Jahre, inwieweit Elektrofahrzeuge durch die Errichtung und den Betrieb von Ladepunkten zu einer höheren **Flexibilität des Energiesystems, einschließlich ihrer Beteiligung am Regelreservemarkt, und einer höheren Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Quellen beitragen „konnten“**. Bei dieser Bewertung werden alle Arten von öffentlichen oder privaten Ladepunkten, einschließlich intelligenter oder bidirektionaler Ladepunkte, und alle Arten von Stromversorgungsstellen berücksichtigt und Empfehlungen bezüglich Art des Ladepunkts, zugrundeliegender Technik und geografischer Verteilung gegeben, damit den Nutzern die Integration ihrer Elektrofahrzeuge in das System erleichtert wird. Es werden die geeigneten Maßnahmen ermittelt, die umzusetzen sind, um die Anforderungen dieser Verordnung zu erfüllen, einschließlich Maßnahmen zur Sicherstellung der Kohärenz der Infrastrukturplanung mit der entsprechenden Netzplanung. Diese Bewertung trägt den Beiträgen aller Interessenvertreterinnen und -vertreter Rechnung und wird öffentlich zugänglich gemacht. Jeder Mitgliedstaat kann seine Regulierungsbehörde – hier die Bundesnetzagentur (BNetzA) – auffordern, diese Bewertung vorzunehmen. Auf der Grundlage der Ergebnisse der Bewertung ergreifen die Mitgliedstaaten erforderlichenfalls geeignete Maßnahmen für die Errichtung zusätzlicher Ladepunkte und nehmen sie in die Fortschrittsberichte nach Absatz 1 des vorliegenden Artikels auf. Die Bewertung und die Maßnahmen werden von den Netzbetreibern in den Netzentwicklungsplänen nach Artikel 32 Absatz 3 und Artikel 51 der Richtlinie (EU) 2019/944 berücksichtigt.

1.2 Artikel 15 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2023/1804

Neben dem oben genannten Bericht, den die Bundesregierung veröffentlicht, bewertet die **BNetzA** gemäß **Artikel 15 Absatz 4** der Verordnung (EU) 2023/1804 auf Grundlage der Beiträge der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber (ÜNB/VNB) jedes Mitgliedstaats bis zum 30. Juni 2024 und danach alle drei Jahre, **inwieweit bidirektionales Laden zur Verringerung der Nutzer- und Systemkosten und zur Steigerung des Anteils an Strom aus erneuerbaren Energiequellen (EE) im Stromsystem beiträgt**. Die Bewertung wird öffentlich zugänglich gemacht. Auf der Grundlage der Ergebnisse der Bewertung ergreifen die Mitgliedstaaten erforderlichenfalls geeignete Maßnahmen zur Anpassung der Verfügbarkeit und geografischen Verteilung von bidirektionalen Ladepunkten in privaten Bereichen und nehmen sie in ihre nationalen Fortschrittsberichte nach Absatz 1 auf.

2. Bericht der Bundesregierung nach Artikel 15 Absatz 3 AFIR

Elektrofahrzeuge können zur Flexibilisierung des Stromsystems beitragen und die Integration von EE fördern. Bisher ist das noch nicht ausreichend erfolgt. Die Bundesregierung hat in diesem Bereich bereits Maßnahmen umgesetzt, die in den folgenden Abschnitten dargestellt werden. Flexibilität ist dann sinnvoll, wenn sie Netzbetreiber bei ihrer Aufgabenwahrnehmung unterstützt, den EE-Anteil im Energiesystem erhöht und ihr Einsatz mit der primären Nutzungsbestimmung der Fahrzeuge vereinbar ist.

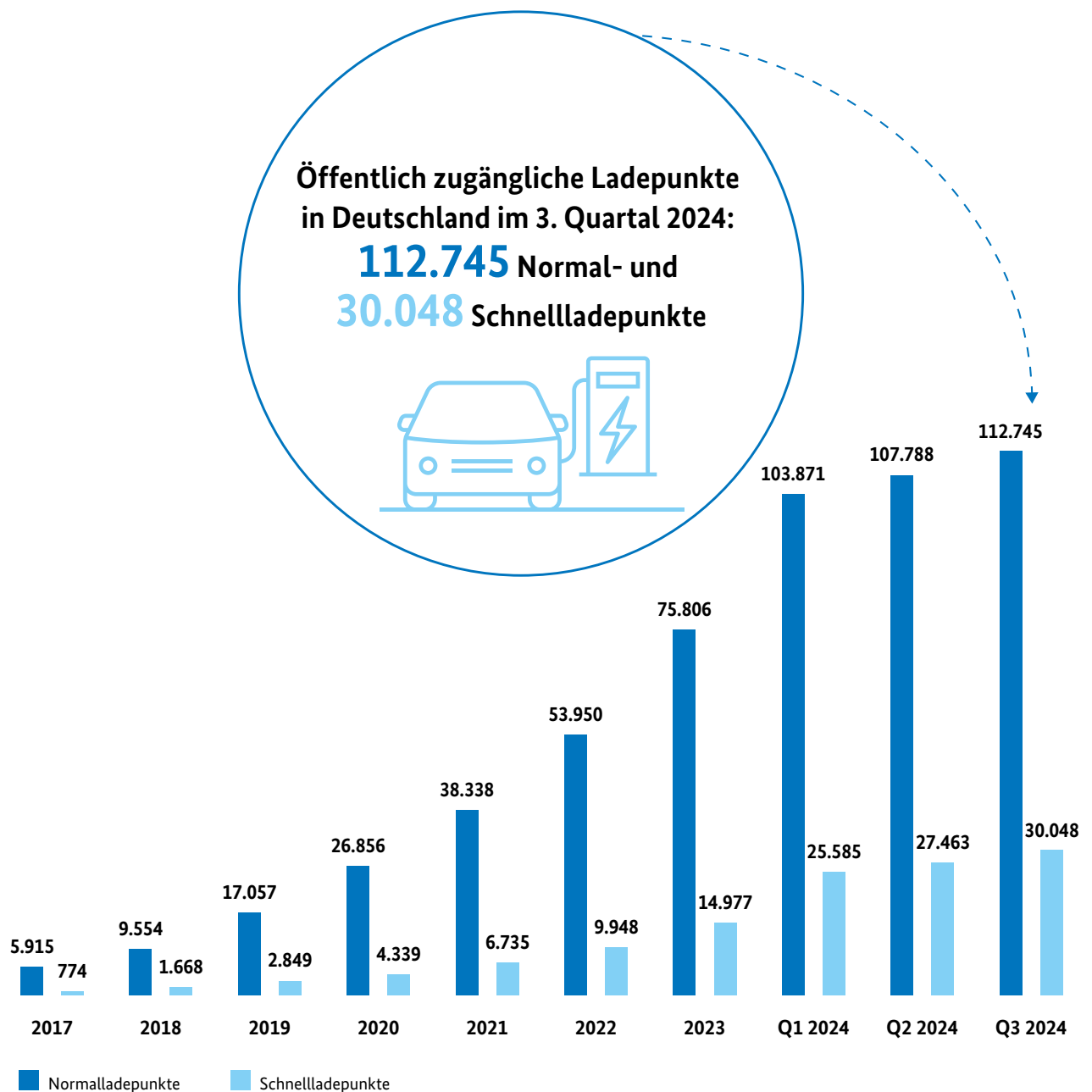


2.1 Aufbau und Auslastung von Ladepunkten

Öffentlich zugängliche Infrastruktur

Abbildung 1 stellt die Entwicklung der öffentlich zugänglichen Ladepunkte in Deutschland für den Zeitraum 2017 bis Juli 2024 dar. Diese konnten bereits in das Stromnetz integriert werden. Sie sind nach Information der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL) durchschnittlich zwischen 10 und 15 % ausgelastet.

Abbildung 1: Entwicklung der Ladepunkte in Deutschland 2017 – 2024



Quelle: BNetzA¹

1 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/E_Mobilitaet/Ladesaeuleninfrastruktur.xlsx?__blob=publicationFile&v=11

Öffentlich zugängliche Normal- und Schnellladepunkte müssen durch die Betreiber bei der BNetzA angezeigt werden (§ 5 Abs. 1 und Abs. 4 Ladesäulenverordnung – LSV). Alle Ladeeinrichtungen, also öffentlich zugängliche und **private Ladeeinrichtungen**, sind dem VNB vor deren Inbetriebnahme mitzuteilen (§ 19 Abs. 2 Niederspannungsanschlussverordnung – NAV).

Das **Deutschlandnetz** ist eine Fördermaßnahme zur Verdichtung des Netzes von Schnellladestationen für Elektrofahrzeuge in Deutschland, die von der Bundesrepublik Deutschland ausgeschrieben und finanziert wird. Die erste Ausschreibung umfasst insgesamt 8.784 Ladepunkte an 900 festgelegten Standorten mit einem Radius von ca. 2 km. Durch eine getrennte zweite Ausschreibung sollen an ca. 200 bundeseigenen unbewirtschafteten Rastplätzen und Parkplätzen weitere Ladeparks als Lückenschluss zu den Lade-Hubs auf den bewirtschafteten Anlagen entstehen.

Für batterieelektrische schwere Nutzfahrzeuge (E-Lkw) erfolgt der Aufbau eines E-Lkw-Schnellladenetzes mit öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur entlang der Bundesautobahnen an rund 350 Standorten an bewirtschafteten und unbewirtschafteten Rastanlagen sukzessive bis 2030. Die Autobahn GmbH des Bundes hat am 16. September 2024 das Vergabeverfahren zum Aufbau eines **E-Lkw-Schnellladenetzes** für rund 130 Standorte an unbewirtschafteten Rastanlagen gestartet, an denen zu einem Drittel auch das Deutschlandnetz für E-Pkw errichtet wird. Der Zuschlag ist für die zweite Jahreshälfte 2025 geplant.

Sowohl das Deutschlandnetz als auch das E-Lkw-Schnellladenetze unterstützen den Hochlauf der Elektromobilität. Sie tragen aufgrund des steigenden EE-Anteils am Strommix dazu bei, dass gleichzeitig der EE-Anteil im Verkehrssektor steigt.

Nicht öffentlich zugängliche Infrastruktur

Private Ladepunkte müssen der BNetzA auf Basis der LSV nicht angezeigt werden. Daher sind derzeit hierzu keine offiziellen Daten wie bei den öffentlich zugänglichen Ladepunkten verfügbar. Über Auswertungen von Förderprogrammen lässt sich schätzen, dass über eine Million private Ladepunkte existieren. Zukünftig besteht für die BNetzA die Möglichkeit, Daten zu privaten Ladepunkten auf Basis des novellierten § 35 EnWG bei den Netzbetreibern zu erheben.

Am 26. September 2023 startete ein **Förderprogramm** zur Eigenerzeugung und Nutzung von Solarstrom für Elektrofahrzeuge an Wohngebäuden. Das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) förderte ein Kombi-Paket aus Ladestation, PV-Anlage und Speicher mit bis zu 10.200 Euro. Aufgrund der großen Nachfrage waren die Haushaltsmittel in Höhe von 300 Millionen Euro schnell ausgeschöpft. Insgesamt wurden 33.000 Anträge bewilligt. Mit dem Förderprogramm nach der „Richtlinie über die Förderung von leichten und schweren Nutzfahrzeugen mit alternativen, klimaschonenden Antrieben und dazugehöriger Tank- und Ladeinfrastruktur für elektrisch betriebene Nutzfahrzeuge (reine Batterieelektrofahrzeuge, von außen aufladbare Hybridelektrofahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge)“ (Richtlinie KsNI) wurden rund 7.000 Nutzfahrzeuge und 3.400 zugehörige betriebsnotwendige Ladeinfrastrukturen bewilligt. Die geförderte Ladeinfrastruktur darf nach Ablauf der Zweckbindungsfrist von vier Jahren öffentlich zugänglich gemacht werden und ist dann von der Anzeigepflicht nach § 5 Abs. 4, Abs. 1 S. 1 LSV erfasst.

2.2 Art des Ladepunkts, zugrundeliegende Technik und geografische Verteilung



Aufgrund der steigenden Bedeutung der Elektromobilität im Stromsystem sind bestimmte Aspekte für eine möglichst reibungslose Netz- und Systemintegration relevant.

Für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen spielt die **Art des Ladepunkts** eine entscheidende Rolle. Für nicht öffentlich zugängliche Ladeeinrichtungen in der Niederspannung, die ab dem 01.01.2024 in Betrieb genommen wurden, sind die § 14a-Festlegungen der BNetzA zur Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen durch den Verteilernetzbetreiber verpflichtend (§ 14a Energiewirtschaftsgesetz – EnWG).²

Als **zugrundeliegende Technik** sind standardisierte Anlagen erforderlich, die Interoperabilität mit unterschiedlichen Fahrzeugmodellen erlauben. Für öffentlich zugängliche Ladeeinrichtungen stellen die LSV bzw. die AFIR die Interoperabilität bereits sicher. Für die Steuerung sind die im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) vorgegebenen Smart Meter und Steuerungstechnik zu verwenden.

Zur **geografischen Verteilung** sollte aus Sicht der Netznutzer ein flächendeckendes Netz an öffentlich zugänglichen Schnellladestationen zur Verfügung stehen. Dieses wird mit dem Deutschlandnetz und dem E-LKW-Schnellladenetz erreicht. Aus Sicht des Stromsystems sollten insb. Ladepunkte mit hoher Leistung (z. B. Megawatt-Charger für E-Lkw) an einen Netzverknüpfungspunkt mit ausreichend freier Kapazität angeschlossen werden. Ist dies nicht möglich, kann der Einsatz von z. B. Pufferspeichern oder Lastmanagementsystemen betrachtet werden.

2.3 Kohärenz der Infrastruktur- mit der Netzplanung



Der Hochlauf der Elektromobilität ist gem. § 14d EnWG in der Netzausbauplanung der VNB mit mindestens 100.000 angeschlossenen Kunden zu berücksichtigen. Die VNB erstellen demnach ein **Regionalszenario** für die jeweilige Planungsregion. Das Regionalszenario besteht aus einem Entwicklungspfad für das langfristige Zieljahr 2045 sowie die wahrscheinlichen Entwicklungen für die nächsten fünf und zehn Jahre. Ziel dieser Regionalszenarien ist, u. a. eine **integrierte und vorausschauende Netzplanung** zu gewährleisten.³ Die Regionalszenarien sind auf [VNBDigital.de](https://www.vnbdigital.de) veröffentlicht.⁴

Im Rahmen des **Masterplans Ladeinfrastruktur II** der Bundesregierung wurde die Maßnahme 42 formuliert.⁵ Diese hat das Ziel, VNB dabei zu unterstützen, bei der Netzausbauplanung und der Erstellung von Regionalszenarien die sektorübergreifenden Entwicklungen zu berücksichtigen. Im Rahmen der Umsetzung der Maßnahme wurde § 14d EnWG dahingehend angepasst, dass insbesondere Informationen des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) zur Entwicklung des Verkehrssektors in den Regionalszenarien zu berücksichtigen sind.

Die ÜNB berücksichtigen Elektromobilität im **Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023)**. Der zugrundeliegende Szenariorahmen der BNetzA nennt als Referenz 2020/2021 1,2 Mio. Elektromobile. Für das Jahr 2037 werden 25,2 Mio. (Szenario A) bzw. 31,7 Mio. Elektromobile (Szenarien B, C) angenommen. Für das Jahr 2045 erhöhen sich die Annahmen auf 34,8 Mio. (Szenario A) bzw. 37,3 Mio. Elektromobile (Szenarien B, C).⁶ Auf Basis des Szenariorahmens erfolgt die konkrete Netzplanung.

3 <https://www.vnbdigital.de/>

4 <https://www.vnbdigital.de/service/region>

5 https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur-2.pdf?__blob=publicationFile

6 <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023>

2.4 Möglichkeiten zur Lastverschiebung und Flexibilisierung der Stromnachfrage

Elektromobile können durch eine Reaktion auf Stromgroßhandelspreise dazu beitragen, Lastspitzen im Stromnetz z. B. in den Nachmittags- und Abendstunden zu reduzieren und die Nachfrage an Zeiten anzupassen, in denen viel EE-Strom verfügbar ist.



Variable Stromtarife: Durch variable Stromtarife, die sich am Börsenpreis orientieren, können Nutzer von Elektromobilen an privaten Ladesäulen dazu angeregt werden, ihre Fahrzeuge zu Zeiten günstigen Stroms zu laden. Das ist typischerweise dann der Fall, wenn viel EE-Strom ins Netz eingespeist wird. Nach § 41a EnWG müssen Stromlieferanten mit mehr als 100.000 zu beliefernden Letztverbrauchern mit einem intelligenten Messsystem einen dynamischen Tarif anbieten. Ab dem 1. Januar 2025 gilt diese Verpflichtung für alle Stromlieferanten. Ladevorgänge können durch Dienstleister wie z. B. Aggregatoren so gesteuert werden, dass Elektromobile hauptsächlich dann geladen werden, wenn ein Überangebot an EE-Strom besteht (z. B. bei starkem Wind oder intensiver Sonneneinstrahlung).



Regelleistung: Die Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL) und Sekundärregelleistung (SRL) aus Elektromobilen durch Aggregatoren ist heute regulatorisch möglich. Damit auch kleine Anlagenpools aus Elektromobilen und ggf. weiteren Anlagen diese bereitstellen können, wurde die Mindestgebotsgröße in den letzten Jahren auf ± 1 MW in der PRL und 1 MW in der SRL reduziert. In Pilotprojekten wurden bereits Fahrzeugflotten für die Teilnahme am Regelenergiemarkt präqualifiziert, eine Teilnahme im Massenmarkt ist jedoch bisher ausgeblieben.



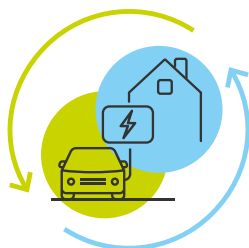
Netzsteuerung: Um eine Überlastung des Netzes zu vermeiden, erhalten VNB nach den § 14a EnWG-Festlegungen die Möglichkeit, einzelne Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen oder nicht öffentlich zugängliche Wallboxen in der Niederspannungsebene im Engpassfall netzdienlich auf eine Leistung von 4,2 kW zu dimmen (vgl. 2.2). Im Gegenzug berechnen sie unabhängig von der tatsächlichen Steuerung ein reduziertes Netzentgelt: Pauschale Reduktion (Modul 1), prozentuale Reduktion des Netzentgelt-Arbeitspreises auf 40 Prozent (Modul 2) oder Kombination von Modul 1 mit zeitvariablen Netzentgelten (Modul 3). Die Festlegung gilt seit dem 1. Januar 2024. Die Option nach Modul 3 wird Netznutzern ab dem 1. April 2025 eröffnet. Wesentlicher Grund dafür ist das bisherige Fehlen technischer Voraussetzungen. Für Bestandsanlagen, die vor dem 1. Januar 2024 in Betrieb genommen wurden, besteht eine Übergangsfrist bis zum 31. Dezember 2028. Auf diese Weise wird schrittweise ein höherer Grad an Digitalisierung und Steuerungsinfrastruktur im Verteilnetz mit standardisierten und interoperablen Technologien erreicht.

2.5 Bidirektionales Laden

Durch bidirektionales Laden können Elektromobile nicht nur Strom aufnehmen, sondern perspektivisch auch wieder abgeben und damit das Stromsystem unterstützen. Im Folgenden werden die wichtigsten Anwendungsfelder skizziert:



Vehicle-to-Grid (V2G): Bei einem Überangebot an EE-Strom (z.B. bei starker Windproduktion in der Nacht) könnten Elektromobile als Speicher dienen, indem sie die den zeitgleichen Bedarf übersteigenden Strommengen aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt, wenn die Nachfrage höher ist, wieder ins Netz einspeisen. Durch die zeitliche Verschiebung gelänge eine höhere Aufnahme von EE-Strom im System und bei netzdienlichem Einsatz auch eine Netzentlastung. Aus regulatorischer Sicht ist der Strombezug aus dem Netz und die Einspeisung zu einem späteren Zeitpunkt heute bereits möglich. Eine europäische „Coalition of the Willing“ aus Industrieunternehmen hat sich im Hinblick auf die technische Machbarkeit auf interoperable Standards bei Daten, Schnittstellen und Clearingstellen geeinigt und diese an die EU-Kommission zur Übernahme im Rahmen der Arbeiten zur Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) übermittelt. V2G wird in Europa teilweise bereits im Markt umgesetzt.



Vehicle-to-Home (V2H): Bei einer den gleichzeitigen Bedarf übersteigenden EE-Strommenge aus der eigenen EE-Stromerzeugungsanlage (z.B. bei starker Solarproduktion am Tag) könnten Elektromobile auch als „erweiterter Heimspeicher“ dienen, indem sie den selbst erzeugten EE-Strom einspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt (z.B. abends) ins private Heim einspeisen. Auch dieser Anwendungsfall ist heute bereits aus regulatorischer Sicht möglich. Jedoch erfordert dies auch standardisierte Schnittstellen und den Austausch von Daten zwischen unterschiedlichen Akteuren, um die Fahrzeugbatterie in ein Gesamtsystem einbinden zu können.

Den Status quo zur Verbreitung des bidirektionalen Ladens hat die BNetzA in ihrem Bericht nach Artikel 15 Absatz 4 AFIR veröffentlicht.⁷

Im Rahmen der Maßnahme 47 des Masterplans II wurde das Ziel formuliert, bidirektionales Laden diskriminierungsfrei zu ermöglichen. Dazu identifizierte der Beirat der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur die rechtlich, technisch und wirtschaftlich erforderlichen Rahmenbedingungen und erarbeitete **Handlungsempfehlungen zur Zielerreichung**.⁸

7 <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/215226>

8 https://nationale-leitstelle.de/wp-content/uploads/2024/07/20240709_Bidirektionales-Laden_Positionspapier.pdf