

Gesteuertes Laden

Warum es sich lohnt, beim Laden von Elektrofahrzeugen auf Stromangebot und Netzauslastung zu achten

ANALYSE



Impressum

Gesteuertes Laden

Warum es sich lohnt, beim Laden von Elektrofahrzeugen auf Stromangebot und Netzauslastung zu achten

ANALYSE

ERSTELLT IM AUFTRAG 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

Fanny Tausenteufel
fanny.tausendteufel@agora-verkehrswende.de

Kerstin Meyer
kerstin.meyer@agora-verkehrswende.de

DURCHFÜHRUNG

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
52070 Aachen

Autor:innen:

Luise Bangert, Wolfgang Fritz, Christian Linke

Satz: Agora Verkehrswende

Lektorat: infotext

Titelbild: iStock.com/24K-Production

Bitte zitieren als:

Agora Verkehrswende (2023): *Gesteuertes Laden. Warum es sich lohnt, beim Laden von Elektrofahrzeugen auf Stromangebot und Netzauslastung zu achten*

Veröffentlichung: Mai 2023

97-2023-DE

www.agora-verkehrswende.de

Vorwort

Liebe Leserinnen, liebe Leser,

mit der steigenden Zahl der Elektrofahrzeuge in Deutschland gewinnt auch ihre Einbindung ins Stromsystem an Bedeutung. Gesteuertes Laden, also eine Anpassung des Ladevorgangs an das Stromangebot und die Netzauslastung, spielt dabei eine entscheidende Rolle. Die vorliegende Analyse erläutert den aktuellen Stand der Erkenntnisse und der technischen Entwicklung und gibt einen Überblick über den Handlungsbedarf für eine erfolgreiche Umsetzung von gesteuertem Laden. Sie richtet sich vor allem an Akteure und Interessierte aus dem Umfeld des Verkehrs, die bislang nicht zwingend mit Fragen des Stromsystems in Berührung kamen – ein Umstand, der sich mit dem Hochlauf der Elektromobilität ändert. Denn batteriebetriebene Autos sind automatisch auch Teil des Stromsystems.

E-Autofahrer:innen können durch niedrige Ladestrompreise und schnelle Netzanschlüsse von gesteuertem Laden profitieren. Unter den richtigen Rahmenbedingungen nützt dies dann auch dem Stromsystem und unterstützt die Energiewende. Denn mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien am Strommix, welche volatil statt gleichmäßig Strom erzeugen, wächst der Bedarf an einem möglichst flexiblen Stromverbrauch. Werden Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen anhand von Stromerzeugung und Netzkapazität gesteuert, können Spitzen bei der Stromnachfrage geglättet werden. Auf diese Weise kann mehr Strom aus Windkraft- und Solaranlagen genutzt werden und Überlastungssituationen im Stromnetz lassen sich eher vermeiden.

Um all diese Potenziale zu nutzen, braucht es die richtigen Rahmenbedingungen. Derzeit werden die technischen und regulatorischen Weichen für das gesteuerte Laden gestellt. Am Ende sollten die Vorteile gesamtwirtschaftlich sowie aus Sicht der einzelnen Fahrzeugnutzer:innen effizient und komfortabel genutzt werden können. Die vorliegende Analyse ermöglicht mit ausführlichen Erläuterungen einen Einstieg in die aktuelle Diskussion. Daneben bietet Agora Verkehrswende einen kompakten und anschaulichen Überblick der Inhalte mit dem Faktenblatt „Gesteuertes Laden – kurz erklärt“.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre!

Wiebke Zimmer

Stellvertretende Direktorin

für das Team von Agora Verkehrswende

Berlin, 31. Mai 2023

Ergebnisse und Empfehlungen

- 1** **Gesteuertes Laden beschleunigt den Hochlauf der Elektromobilität.** Es kann die Stromkosten für E-Autofahrer:innen senken und den Anschluss von Ladeinfrastruktur an das Stromnetz beschleunigen. Gleichzeitig unterstützt gesteuertes Laden eine effiziente Einbindung von Elektrofahrzeugen in das Stromsystem.
- 2** **Entscheidend dafür sind variable Preise für Stromeinkauf und -vertrieb sowie für Netznutzung.** Dynamische Strompreistarife und variable Netzentgelte ermöglichen es E-Autofahrer:innen, sich beim Laden ihrer Fahrzeuge an der Verfügbarkeit von Strom und Netzkapazitäten zu orientieren und von niedrigen Preisen zu profitieren.
- 3** **Variable Preise für Netznutzung helfen, Engpässe frühzeitig zu vermeiden.** Richten E-Autofahrer:innen den Ladevorgang an variablen Netzentgelten aus, werden Nachfragespitzen vermieden und bestehende Netzinfrastruktur wird besser ausgelastet. Das senkt den Bedarf an zusätzlichem Netzausbau. Bislang fehlen die regulatorischen Voraussetzungen für variable Netzentgelte. Ein Vorschlag müsste von der Bundesnetzagentur kommen.
- 4** **Direkte Eingriffe des Netzbetreibers sind die Ausnahme.** Die Netzbetreiber können auch bei einem schnellen Ausbau von Ladeinfrastruktur einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten, wenn sie die Ladeleistung regulieren dürfen. Diese Eingriffe erschweren jedoch eine Orientierung des Ladevorgangs am Stromangebot und gehen mit Komfortverlusten für Verbraucher:innen einher. Deshalb sollte die Bundesnetzagentur dafür sorgen, dass diese Eingriffe die Ausnahme bleiben.
- 5** **Variable Preise für Stromeinkauf und -vertrieb erleichtern die Integration von erneuerbaren Energien.** Orientieren E-Autofahrer:innen ihren Ladevorgang an variablen Preisen für Stromeinkauf und -vertrieb erhöht sich die Stromnachfrage, wenn der Strompreis niedrig ist – also genau dann, wenn viel erneuerbare Energien verfügbar sind. Nach dem im Mai 2023 verabschiedeten Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende werden alle Stromlieferanten dazu verpflichtet, ab 2025 variable Preise für Stromeinkauf und -vertrieb anzubieten.

Inhalt

Vorwort	3
Ergebnisse und Empfehlungen	4
1 Elektromobilität, Stromerzeugung und Stromnetz	7
1.1 Deckung des Strombedarfs von Elektrofahrzeugen	7
1.2 Integration von Ladeeinrichtungen in das Stromnetz	9
2 Grundlagen des gesteuerten Ladens	13
2.1 Unidirektionales Laden	13
2.2 Bidirektionales Laden	14
2.3 Auswirkungen des gesteuerten Ladens auf die Batteriealterung	14
3 Zwecke des gesteuerten Ladens und Bedeutung für die Energiewende	17
3.1 Unidirektionales Laden	17
3.2 Bidirektionales Laden	19
4 Quantitative Abschätzungen zum Nutzen des gesteuerten Ladens	21
4.1 Unidirektionales Laden	21
4.2 Bidirektionales Laden	23
5 Heutiger Stand und Weiterentwicklungsbedarf	25
5.1 Unidirektionales Laden	25
Heutige Ladeinfrastruktur und Fahrzeuge sind größtenteils steuerbar	25
Smart-Meter-Rollout beschleunigen	25
Anreize und Regeln für gesteuertes Laden setzen	26
Beispiele für dynamische Stromtarife im Ausland	27
5.2 Bidirektionales Laden	28
Erforderliche Technologie ist vorhanden, wird aber noch nicht in der Breite verbaut	28
Messtechnische Anforderungen an zurückgespeisten Strom möglichst gering halten	28
Regeln für mobile Speicher setzen	28
Pilotprojekte zu bidirektionalem Laden	29
Quellenverzeichnis	31
Abkürzungsverzeichnis	33

1 | Elektromobilität, Stromerzeugung und Stromnetz

1.1 Deckung des Strombedarfs von Elektrofahrzeugen

Die Nachfrage nach Strom wird durch das Angebot auf dem Strommarkt heute ausreichend gedeckt

Die Nachfrage nach Strom für die Versorgung von E-Fahrzeugen ebenso wie für den Betrieb anderer Verbrauchseinrichtungen wird durch das Angebot am Strommarkt zuverlässig gedeckt. In Deutschland sind in den vergangenen Jahrzehnten keine Versorgungsunterbrechungen aufgetreten, die durch einen Mangel des Stromangebots bedingt waren. Gelegentlich auftretende Stromausfälle in räumlich eng begrenzten Gebieten – oft nur einzelnen Straßenzügen oder Ortsteilen – werden durch netzseitige Störungen und nicht durch Strommangel verursacht. (Auch die Zahl und Dauer dieser Störungen liegen in Deutschland auf einem sehr niedrigen Niveau.¹)

Studien zur Angemessenheit der Ressourcen im deutschen Strommarkt haben bislang für den aktuellen Stand ein hohes Maß an Versorgungssicherheit bestätigt und sehen für die zukünftige kurzfristige Entwicklung keine signifikanten Risiken.² Die Nachfrage nach Strom für die E-Mobilität stellt in diesem System eine Nachfrage dar, die vergleichbar mit der von anderen Verbrauchern ist. Dass diese Nachfrage heute gedeckt werden kann, ist offensichtlich.

Der Verkehr wird in Zukunft mehr Strom nachfragen – diese Nachfrage kann bei entsprechendem Ausbau der Stromerzeugung und der benötigten Flexibilität gedeckt werden

Im Hinblick auf eine auch mittel- und längerfristig sichere Stromversorgung bestehen zwei zentrale Herausforderungen. Zum einen wird in den kommenden Jahren die Nachfrage nach Strom deutlich steigen, da das deutsche Ziel der Klimaneutralität bis 2045 eine weitgehende Elektrifizierung sämtlicher Sektoren (zum Beispiel Industrie, Gebäude und Verkehr) erfordert. Der Strommarkt ist jedoch dynamisch und folgt den Gesetzen von Angebot und Nachfrage. Die genannten Nachfragezuwächse werden vom Strommarkt antizipiert und schaffen Anreize für den Zubau neuer Erzeugungskapazitäten, um die steigende Stromnachfrage auch zukünftig decken zu können.

Zum anderen entsteht mit der Stilllegung fossil gefeuerter Kraftwerke und dem Ausbau volatil einspeisender Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) ein Zubaubedarf an steuerbarer Erzeugungskapazität und an sonstigen Flexibilitätsoptionen; zu Letzteren kann unter anderem das gesteuerte Laden beitragen (siehe Kapitel 4). Um eine adäquate Weiterentwicklung des Erzeugungssystems zu gewährleisten, müssen geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden. Damit wird sich in Kürze die von der Bundesregierung angekündigte Plattform Klimaneutrales Stromsystem befassen.

Dabei ist im Hinblick auf den Kapazitäts- und Flexibilitätsbedarf am Strommarkt zu berücksichtigen, dass Deutschland in den europäischen Strombinnenmarkt eingebunden ist, der wesentlich zur Verbesserung der Versorgungssicherheit beiträgt. Gerade in einem System mit zunehmend hohem Anteil dargebotsabhängiger EE-Erzeugung lassen sich durch grenzüberschreitenden Stromtausch große Ausgleichseffekte erzielen.

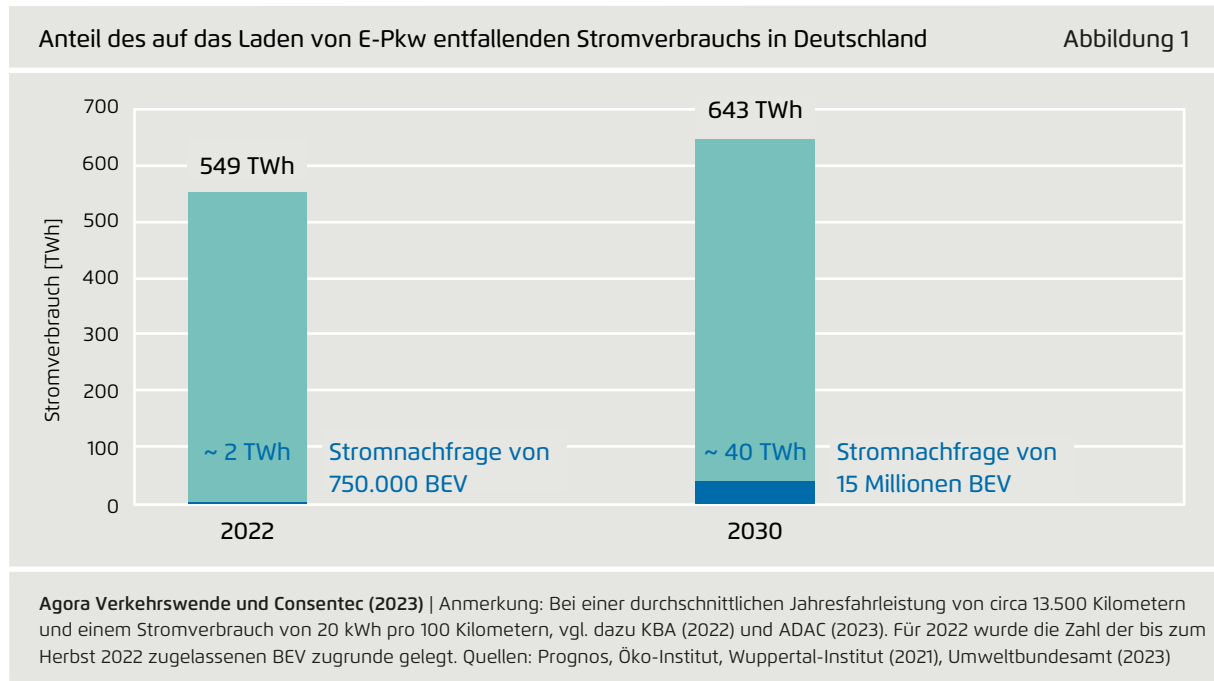
Der Stromverbrauch der etwa 750 Tausend Elektrofahrzeuge, die im Herbst im Jahr 2022 in Deutschland zugelassen sind, beträgt lediglich circa 2 TWh pro Jahr und damit weit weniger als 1 Prozent des gesamten deutschen Bruttostromverbrauchs von rund 550 TWh pro Jahr (siehe Abbildung 1). 2030 ist bei den von der Bundesregierung angestrebten 15 Millionen vollelektrischen Pkw von einer Stromnachfrage durch diese von etwa 40 TWh auszugehen, das sind voraussichtlich circa 6 Prozent des gesamten Bruttostromverbrauchs im Jahr 2030. Gemäß anderen Abschätzungen liegen die Strombedarfe und deren Relationen in einer ähnlichen Größenordnung.³ Bis 2035 trägt die steigende Zahl der Elektrofahrzeuge nur zu rund 25 Prozent zu dem insgesamt erwarteten Nachfragezuwachs bei. Der Zubau von Wärmepumpen führt in diesem Zeitraum voraussichtlich mindestens zu einem ähnlich hohen Nachfragezuwachs wie die Elektromobilität.⁴

1 Bundesnetzagentur (2022)

2 R2b et al. (2021)

3 Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022)

4 Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022)



Der Strombedarf der wachsenden Zahl an Elektrofahrzeugen kann durch erneuerbare Energien mehr als ausreichend gedeckt werden. In allen relevanten Prognosen zu EE-Ausbauzielen ist die zusätzliche Nachfrage durch die Elektrifizierung des Verkehrs bereits berücksichtigt, sodass davon ausgegangen werden kann, dass die Stromnachfrage für Elektrofahrzeuge auch mittel- bis langfristig durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Allein der bis 2030 geplante Zubau an PV-Anlagen liefert circa dreimal so viel Strom wie für die Versorgung der Elektrofahrzeuge benötigt wird: Gemäß dem von der Bundesregierung beschlossenen Osterpaket⁵ wird bis 2030 der Zubau von weiteren PV-Anlagen (Aufdach und Freifläche) mit einer Gesamtleistung von 150 Gigawatt angestrebt. Bei praxisgerechten 900 Vollbenutzungsstunden würde hierdurch ein zusätzlicher Stromertrag von 135 TWh pro Jahr realisiert, der etwa dem Dreifachen des zusätzlichen Strombedarfs durch Elektro-Pkw bis 2030 von 40 TWh pro Jahr entspricht. Selbst wenn die anderen Zuwächse der Stromnachfrage ebenfalls berücksichtigt werden (durch Wärmepumpen etc.), dann beläuft sich die zusätzliche Stromnachfrage auf insgesamt rund 90 TWh pro Jahr. Das ist weniger als die 135 TWh pro Jahr, die allein durch zusätzliche PV-Anlagen geplant sind.

5 Bundesregierung (2022b)

Stromangebot und -nachfrage müssen jederzeit ausbalanciert werden, auch im Tagesverlauf – Elektrofahrzeuge können dabei unterstützen

Zur Deckung der Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge muss nicht nur insgesamt in einem Jahr oder über mehrere Jahre hinweg ausreichend Strom erzeugt, sondern auch sichergestellt werden, dass die Nachfrage nach Ladestrom zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann.

Stromnachfrage und -angebot müssen immer im Gleichgewicht sein – sonst kommt es zu Instabilitäten oder gar zu Versorgungsunterbrechungen. In einem zunehmend auf EE basierendem System stellt sich daher die Frage, ob die Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt mit der aktuell jeweils verfügbaren EE-Stromerzeugung – insbesondere also Wind- und Sonnenenergie – gedeckt werden kann.

Die Stromnachfrage durch Elektromobilität hat die vorteilhafte Eigenschaft, dass sie zu einem gewissen Grad flexibel an das EE-Angebot angepasst werden kann. Dies ist möglich, da die Batteriegröße den typischen Tagesbedarf oft um das Fünf- bis Zehnfache übersteigt und die Standzeiten insbesondere bei Ladepunkten an Wohngebäuden oder bei Arbeitgebenden meist wesentlich länger sind als für ein vollständiges Laden erforderlich wäre.

Daher können Elektrofahrzeuge in gewissen Grenzen flexibel geladen werden. Darüber hinaus können sie durch bidirektionales Laden (auch als *Vehicle-to-Grid* bezeichnet, siehe Abschnitt 3.2) sogar als Stromspeicher dienen. In der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* wird davon ausgegangen, dass 25 Prozent der Elektro-Pkw 2035 *Vehicle-to-Grid* (V2G) nutzen werden, davon durchschnittlich 40 Prozent der Fahrzeuge für den Strommarkt. Unter diesen Annahmen kann die Elektromobilität dem Stromsystem rund 28 Gigawatt an Flexibilität zur Verfügung stellen. Hieran zeigt sich, dass gerade Verbrauchseinrichtungen wie die Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge aufgrund ihrer flexiblen Betriebsmöglichkeiten dazu geeignet sind, den Stromverbrauch an das volatile Angebot in einem System mit vollständig EE-basierter Stromerzeugung anzupassen. Gleichwohl wird der Bedarf nach Flexibilität im Stromsystem hiermit nicht allein vollständig gedeckt werden können, denn gesteuertes Laden ist nur innerhalb bestimmter Grenzen möglich, die sich aus den Mobilitätsanforderungen der Fahrzeugbesitzer:innen ergeben.

1.2 Integration von Ladeeinrichtungen in das Stromnetz

Ladeeinrichtungen stellen keine grundsätzliche Herausforderung für das Stromnetz dar

Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge sind elektrische Verbrauchseinrichtungen, die sich nicht prinzipiell von anderen Verbrauchseinrichtungen unterscheiden. Sie werden je nach Leistungsaufnahme an einer geeigneten Spannungsebene des Stromnetzes betrieben und in der Regel mit Drehstrom – das heißt dreiphasigem Wechselstrom – versorgt, ähnlich wie Elektroherde, Durchlauferhitzer und andere leistungsstarke Verbrauchseinrichtungen. Hinsichtlich dieser grundsätzlichen Eigenschaften gibt es keine Gründe, aus denen das Stromnetz nicht in der Lage sein sollte, diese Verbrauchseinrichtungen zu versorgen.

An welche Spannungsebene des Netzes einzelne oder Gruppen von Ladeeinrichtungen angeschlossen werden, hängt von ihrem Leistungsbedarf ab. Hierbei sind im Wesentlichen drei Kategorien zu unterscheiden:

- **Einzelne AC-Ladepunkte:** Dabei handelt es sich um Langsamladeeinrichtungen, die **Wechselstromtechnik**

(AC) nutzen und Maximalleistungen von meist 11 kW, vereinzelt auch 22 kW erreichen. Sie werden an das Niederspannungsnetz angeschlossen, aus dem auch private Haushalte und kleine gewerbliche Verbraucher gespeist werden. Die Maximalleistungen dieser Ladepunkte sind im Vergleich zu denen der meisten anderen Verbrauchsgeräte von privaten oder kleinen gewerblichen Verbrauchern hoch, werden aber zum Beispiel auch von elektrischen Durchlauferhitzern erreicht und sind somit für die Niederspannungsebene nicht außergewöhnlich. Diese Ladepunkte benötigen einen dreiphasigen Anschluss mit Wechselstrom. Einrichtungen mit einer geringen Ladeleistung von bis zu 2 kW können sogar an einer gewöhnlichen Haushaltssteckdose („Schuko-Steckdose“) betrieben werden; diese stellt einphasigen Wechselstrom mit der Spannung 230 Volt bereit.

- **Gruppen von AC-Ladepunkten:** Diese werden zum Beispiel in Parkhäusern, auf Supermarkt-Parkplätzen und auf Parkplätzen von gewerblichen Gebäuden installiert. Abhängig von der Zahl der Ladepunkte und den Erwartungen an die zeitgleich realisierbaren Ladeleistungen kann sich hierbei ein maximaler Leistungsbedarf ergeben, der nicht mehr aus dem Niederspannungsnetz gedeckt werden kann. Dann kann ein eigener Anschluss an eine Ortsnetzstation (= Umspannstation von Mittel- auf Niederspannung) oder sogar eine Speisung direkt aus dem Mittelspannungsnetz erforderlich sein.
- **DC-Ladepunkte:** Dies sind Schnellladeeinrichtungen mit Leistungen von mindestens 50 kW bis hin zu mehreren 100 kW, die auf **Gleichstromtechnik** (DC) basieren. Hier wird der aus dem Stromnetz entnommene Drehstrom nicht im Fahrzeug, sondern bereits in der Ladeeinrichtung in den für die Batterie benötigten Gleichstrom umgewandelt. Diese Ladeeinrichtungen erreichen bereits in kleinen Bündeln Leistungen, die einen eigenen Anschluss an eine Ortsnetzstation oder an das Mittelspannungsnetz erfordern. Größere Schnellladeparks benötigen sogar einen eigenen Anschluss an ein Umspannwerk (= Umspannstation von Hoch- auf Mittelspannung).

Die Spannungsebene des Netzanschlusses von Ladeeinrichtungen wird somit so gewählt, dass die Leistungsanforderungen im üblichen Bereich der Verbrauchs-

leistungen liegen, die aus der jeweiligen Spannungsebene geliefert werden können. Im Umkehrschluss folgt daraus, dass der Anschluss von Ladeeinrichtungen keine prinzipiell neuartigen Herausforderungen für die Stromnetze mit sich bringt. Das gilt nicht nur für die Deckung der Leistungsanforderungen, sondern auch für andere technische Eigenschaften von Ladeeinrichtungen wie zum Beispiel die Auswirkungen auf die Spannungsqualität. Ladeeinrichtungen unterscheiden sich auch in dieser Hinsicht nicht grundlegend von anderen Verbrauchseinrichtungen, die aus den Stromnetzen gespeist werden.

Es gibt keine grundsätzlichen Unterschiede zwischen Langsam- und Schnellladen aus Sicht der Netzintegration

Gelegentlich wird im Hinblick auf den Ausbau von Ladeinfrastruktur diskutiert, ob generell eine AC-Langsam- oder eine DC-Schnell-Ladestrategie sinnvoller ist. Als Argument für den Bau von AC-Ladepunkten wird ins Feld geführt, dass diese weniger Netzausbau benötigen als DC-Ladepunkte. Grundsätzlich unterscheiden sich die Anforderungen an das Stromnetz bei bedarfsgerechtem Ausbau kaum. Deshalb wurde in der Studie *Schnellladen fördern, Wettbewerb stärken*⁶ auch festgestellt, dass vielfach der Ausbau des (Verteil-)Netzes erforderlich sein wird, und dies unabhängig von der gewählten Technologie (AC vs. DC):

Es ergäbe sich auch dann ein Netzausbaubedarf, wenn AC-Ladeinfrastruktur mit geringer Leistung je Ladepunkt (Langsamladen) errichtet werden würde. Zwar werde in den allermeisten Fällen die vorhandene Netzinfrastruktur ausreichen, um einen einzelnen Ladepunkt (oder wenige Ladepunkte) am vorhandenen Netz ohne Netzausbau anschließen zu können. Bei größerer Zahl (räumlicher Dichte) von Ladepunkten werde es aber auch hier in den meisten Fällen erforderlich sein, das vorhandene Netz zu verstärken. Beispiel: An einem Straßenzug werden zehn öffentliche AC-Ladepunkte mit je 11 Kilowatt installiert, was (zumindest bei zeitgleicher Nutzung) zu einer Summenleistung von rund 100 Kilowatt führt. Vorhandene Niederspannungsleitungen verfügen typischerweise unter Berücksichtigung von Redundanzanforderungen über eine Übertragungskapazität (nicht Reserve!) von ebenfalls circa 100 Kilowatt. Ein systematischer Vorteil für das Langsamladen an AC-Ladepunkten gegenüber Schnellladen an DC-Lade-

punkten ergäbe sich aus dem Netzausbaubedarf nicht. Vermeintliche Vorteile eines AC-Ansatzes gegenüber einem DC-Ansatz ergäben sich daraus, dass man möglicherweise die ersten AC-Ladepunkte schneller ans Netz bringen könne als die ersten DC-Ladepunkte und somit schneller „erste Erfolge“ sähe. Würde aber insgesamt die gleiche bedarfsgerechte Abdeckung mit Ladeinfrastruktur angestrebt, so ergäbe sich dieser Vorteil für AC-Ladepunkte nicht, denn dann wären erheblich mehr AC-Ladepunkte erforderlich als DC-Ladepunkte.

Wenn der Ladeinfrastrukturausbau in Zukunft auf das DC-Laden an Orten des täglichen Lebens fokussieren solle, werde die Standortwahl durch die Aufenthaltsgewohnheiten und das Mobilitätsverhalten der Nutzer:innen bestimmt und solle nicht durch die Netzsituation vorgegeben werden. Die Standortwahl von anderen großen Verbrauchern wie Gewerbe- und Industrieunternehmen würde beispielsweise ebenfalls nicht an der Netzsituation ausgerichtet.

Die Frage, ob der Anschluss von Schnellladeinfrastruktur an das Mittelspannungsnetz überhaupt überall möglich ist, kann gemäß der genannten Studie klar mit einem Ja beantwortet werden. Entweder wiesen die bestehenden Netze im Umfeld zum Standort der zu errichtenden Schnellladeinfrastruktur ausreichende Kapazitätsreserven auf. In solchen Fällen sei es lediglich erforderlich, eine Anschlussleitung hin zum bestehenden Mittelspannungsnetz zu verlegen. Die Entfernung hierfür läge in der Regel bei nicht mehr als einigen Hundert Metern. Oder die Netze gelängen an die Grenzen der bestehenden Transportkapazität. In solchen Fällen würden die Netzengpässe beseitigt, indem das Netz ausgebaut oder umstrukturiert oder die Betriebsweise des bestehenden Netzes so optimiert werde, dass die Leistungsanforderungen der zusätzlichen Schnellladeinfrastruktur erfüllt werden können. Der Zeitbedarf hierfür läge typischerweise im Bereich von nicht mehr als einigen wenigen Monaten. Solche Maßnahmen gehörten zum Alltagsgeschäft der Verteilnetzbetreiber (VNB) und stellten kein grundsätzliches Hindernis für den Ausbau von Schnellladeinfrastruktur dar.

Das Stromnetz kann mit der aktuellen Zahl von Elektrofahrzeugen umgehen

Zum heutigen Zeitpunkt verursacht der Anschluss weiterer Ladeeinrichtungen keine oder allenfalls sehr

6 Agora Verkehrswende (2022)

vereinzelt Netzengpässe, weil hierfür überwiegend ausreichende Transportkapazität vorhanden ist. Bestehende Netze verfügen in der Regel über gewisse Kapazitätsreserven, unter anderem weil die Dimensionierungen von Netzbetriebsmitteln relativ grob gestuft sind und Ausbaumaßnahmen einen hohen Grundaufwand verursachen, der von der konkreten Dimensionierung unabhängig ist. Es versteht sich von selbst, dass diese Kapazitätsreserven jedoch nicht unerschöpflich sind.

Auch mit einem Hochlauf der Elektromobilität kann das Stromnetz umgehen

Mit steigender Stromnachfrage, etwa durch den Zuwachs an Elektrofahrzeugen, steigt auch der Bedarf an Transportkapazität (siehe auch Abschnitt 2.1). Dabei geht es nicht nur um die Netzebenen, an die die Ladeeinrichtungen angeschlossen sind, sondern auch um alle vorgelagerten Netzebenen, über die der benötigte Strom von den Erzeugungsanlagen hin zu den Anschlusspunkten der Verbraucher transportiert wird. Auch wenn sich die aktuelle Diskussion über netzseitige Folgen des Ladeinfrastrukturausbaus stark auf die unteren Netzebenen (Niederspannung und Ortsnetzstationen) konzentriert, die vor allem durch private und kleingewerbliche Ladeeinrichtungen beeinflusst werden, dürfen die höheren Netzebenen somit nicht außer Acht gelassen werden, zumal diese von größeren Ladeparks und Schnellladestationen direkt betroffen sind.

Werden die Grenzen der Stromnetzkapazitäten erreicht, kommt es zu Engpässen. Dies kann unterschiedliche technische Gründe haben, wie die Belastbarkeitsgrenzen von Leitungen oder Transformatoren oder das Erreichen zulässiger Spannungsgrenzen. Besonders hohe Stromverbräuche und damit besonders hohe Netzbelastungen treten typischerweise an Werktagen in den Wintermonaten auf – in Wohngebieten in den frühen Abendstunden, in Gewerbegebieten in den Vormittagsstunden. Netzengpässe müssen im Netzbetrieb rechtzeitig erkannt und durch geeignete Maßnahmen aufgelöst werden, damit keine unerwünschten Konsequenzen wie unzulässige Spannungswerte oder Abschaltungen durch das Auslösen von Sicherungen eintreten.

Um Engpässe langfristig zu vermeiden, muss das Stromnetz entsprechend ausgebaut werden. Dieser Ausbaubedarf kann zwar in gewissem Umfang durch netzorientiertes gesteuertes Laden (siehe unten und Kapitel 4)

gedämpft oder aufgeschoben werden (wofür vorzugsweise Preisanreize durch zeitvariable Netzentgelte infrage kommen). Er kann aber keinesfalls gänzlich verhindert werden. Es ist daher von zentraler Bedeutung, den erwarteten Kapazitätsbedarf, etwa durch einen Hochlauf der Elektromobilität, frühzeitig bei der Ausbauplanung der Netze zu berücksichtigen. Zwar wird das Netz kontinuierlich an sich ändernde Anforderungen angepasst und nach Bedarf ausgebaut. Strukturelle Anpassungen und Kapazitätserhöhungen erfolgen häufig im Zusammenhang mit Erneuerungen von Betriebsmitteln, die das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen. Die Stromnetzstruktur ist somit nicht vollkommen statisch. Doch die Anpassungsvorgänge erstrecken sich angesichts der langen Lebensdauern von Netzbetriebsmitteln typischerweise über Jahrzehnte. Wenn bauliche Anpassungen im Netz stattfinden, ist es in der Regel wirtschaftlich sinnvoll, die Netzbetriebsmittel so großzügig zu dimensionieren, dass die absehbaren Anforderungen auch über einen längeren Zeitraum erfüllt werden können. Mit Blick auf die E-Mobilität bedeutet dies, dass auf längere Sicht durch entsprechenden Netzausbau ein Zustand erreicht werden kann, in dem alle Ladepunkte engpassfrei versorgt werden können. Das Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet die Netzbetreiber sogar dazu, „eine integrierte und vorausschauende Netzplanung zu gewährleisten“ (§ 14d EnWG). Die zukünftig erwartete Entwicklung des Transportbedarfs soll also frühzeitig bei der Planung berücksichtigt werden.

Zugleich benötigen die Netzbetreiber Instrumente, um Engpässe kurzfristig zu vermeiden – nur so können ein schneller Netzanschluss von Ladeinfrastruktur und ein sicherer Netzbetrieb gleichzeitig erreicht werden, denn Engpässe werden durch die wachsende Stromnachfrage zumindest stellenweise unvermeidbar in der Zukunft auftreten.⁷ Die notwendigen Rahmenbedingungen für eine entsprechende Weiterentwicklung der Planungs- und Betriebspraxis der Netzbetreiber wurden und werden aktuell durch verschiedene gesetzliche und regulatorische Vorhaben geschaffen. Hierzu gehören unter anderem die praktische Umsetzung der nach § 14d EnWG geforderten integrierten und vorausschauenden Netzplanung durch die Netzbetreiber und die Einführung von Regelungen zur Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen

7 Bundesregierung (2022a): insbesondere Maßnahmen 41, 42, 43 und 47

gen im Niederspannungsnetz nach § 14a EnWG durch die Bundesnetzagentur. Wenn dies gelingt, sind auch für die Zukunft keine prinzipiellen Hindernisse bei der Integration der E-Mobilität in die Stromnetze zu befürchten.

Elektrofahrzeuge können helfen, Netzengpässe zu vermeiden

Netzengpässe können – zumindest vorübergehend – dadurch behoben werden, dass das Verhalten der Verbrauchseinrichtungen oder, falls im betroffenen Netzbereich vorhanden, die Einsatzweise von Erzeugungsanlagen in geeigneter Weise angepasst wird. Im Hinblick auf Ladeeinrichtungen läuft dies auf eine Form des gesteuerten Ladens hinaus, mit der Netzengpässe gezielt entlastet werden (siehe Abschnitt 4.1, netzorientiertes gesteuertes Laden). Auf diese Weise können Zeiträume überbrückt werden, die für den nachfragegerechten Ausbau der Netzkapazität benötigt werden.

Untersuchungsergebnisse zu Auswirkungen der E-Mobilität auf die Stromnetze

In der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* werden für das dort modellierte Szenario unter anderem Auswirkungen auf die Stromnetze untersucht. Der Ausbaubedarf der Stromnetze wird gemäß den dortigen Analysen nicht vom Hochlauf der Elektromobilität dominiert, sondern von einer Vielzahl an Faktoren wie dem EE-Ausbau, der Zunahme der Stromnachfrage durch Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors sowie der Zunahme des grenzüberschreitenden Strom-austauschs getrieben. Die Studie rechnet jedoch mit einer gewissen Flexibilität dieser neuen Nachfrager, darunter auch der Elektrofahrzeuge, und geht von der Umsetzung eines netzorientierten Ladens von Elektrofahrzeugen aus. Als Voraussetzung hierfür werden eine Reform der Netzentgelte, ein intelligenter Verteilnetzbetrieb und der systematische Rollout von *Smart Metern* genannt.

2 | Grundlagen des gesteuerten Ladens

2.1 Unidirektionales Laden

Unter gesteuertem Laden wird eine gezielte Steuerung der Ladeleistung innerhalb des für einen Ladevorgang zur Verfügung stehenden Zeitraums verstanden. Diese Steuerung kann verschiedenen Zwecken dienen. Wenn keine solche Steuerung stattfindet, wird von ungesteuerten Ladevorgängen oder auch vom „natürlichen“ Ladeverhalten gesprochen, also dem Laden mit voller verfügbarer Leistung ab dem Zeitpunkt, in dem ein Fahrzeug an die Ladereinrichtung angeschlossen wird.

Der Begriff „unidirektional“ wird verwendet, wenn die hier beschriebene reine Steuerung des Ladevorgangs, bei der der Stromfluss immer vom Ladepunkt ins E-Fahrzeug gerichtet ist, bewusst vom „bidirektionalen“ Laden (Abschnitt 3.2) abgegrenzt werden soll.

Die Zwecke einer Ladesteuerung können vielfältig sein, wie in Kapitel 4 näher erläutert wird. Im Idealfall sollten die Regelungen hierfür so gestaltet sein, dass sich sowohl für die einzelnen Elektromobilist:innen (individualwirtschaftliche Sicht) als auch für das Stromversorgungssystem (volkswirtschaftliche Sicht) Vorteile daraus ergeben. Dieser Gleichlauf von individual- und volkswirtschaftlichem Nutzen ist nicht zwingend gegeben; beispielsweise wäre vorstellbar,

- dass Fahrzeugbesitzer:innen verpflichtet werden, einen bestimmten Umfang an Steuerungen im Interesse der Allgemeinheit hinzunehmen, ohne hierfür eine Vergütung zu erhalten, oder
- dass ungewollt Fehlanreize für Fahrzeugbesitzer:innen entstehen, ihre Ladevorgänge in einer Weise zu steuern, die für das Stromversorgungssystem keinen Nutzen bringt oder eventuell sogar kontraproduktiv ist.

Um solche Situationen möglichst zu vermeiden, ist es wichtig, die Regelungen und Anreizmechanismen für das gesteuerte Laden sorgsam aufeinander abzustimmen. Diese Regelungen können zum Beispiel Preissignale, marktliche Elemente sowie regulatorische Vorgaben etwa zu Steuerungsrechten, Prioritäten und Vergütungspflichten umfassen.

Technisch umgesetzt wird das gesteuerte Laden, indem der Steuerungselektronik des Ladepunkts oder der Bordelektronik des Fahrzeugs Vorgaben zum Beginn und Ende des Ladevorgangs und/oder zu der in einem bestimmten

Zeitpunkt maximal zulässigen Ladeleistung übermittelt werden. Diese Vorgaben können grundsätzlich durch den/die Fahrzeugbesitzer:in manuell eingestellt werden, das heißt unter Verwendung der Steuerungsmöglichkeiten des Ladepunkts oder des Fahrzeugs. Realistischer für die Massenanwendung ist jedoch, dass Steuersignale entweder von einem Energiemanagementsystem, das mit dem Ladepunkt verbunden ist, oder von den Akteuren übermittelt werden, die mit der Steuerung einen bestimmten Nutzen im Versorgungssystem erreichen wollen. Dies können zum Beispiel Netzbetreiber, Stromversorger oder Aggregatoren sein. Aggregatoren sind Dienstleister, die die Steuerung im Auftrag vieler Fahrzeugbesitzer:innen übernehmen und deren gebündelte Flexibilität beispielsweise am Strommarkt vermarkten oder für andere Zwecke zur Verfügung stellen. Solche Dienstleister, die zugleich auch als Stromversorger auftreten können, werden im Kontext der E-Mobilität mitunter auch als *Smart Charging Providers* bezeichnet. Die Beauftragung eines Dienstleisters bedeutet nicht, dass Fahrzeugbesitzer:innen keinen Einfluss auf die Steuerung ihrer Ladevorgänge haben. Vielmehr ist es möglich, dass sie – wie bei einem Energiemanagementsystem – ihre Präferenzen für die Art und Weise der Ladesteuerung angeben können und eventuell auch die Möglichkeit haben, bei Bedarf einen sofortigen Ladevorgang anzustoßen.

Als technische Lösungen zur Übertragung von Steuersignalen kommen grundsätzlich das Internet und andere in der Energiewirtschaft genutzte Kommunikationstechniken infrage. Bei Ladepunkten in der Sphäre von (zum Beispiel privaten) Kleinverbraucher:innen soll die Übermittlung von externen Steuersignalen in Deutschland zukünftig über sogenannte *Smart Meter Gateways* erfolgen. Dies sind Geräte für die digitale Datenübertragung, die als Teil von intelligenten Messsystemen (die auch als *Smart Meter* bezeichnet werden) installiert werden, um sowohl Messwerte als auch Steuersignale elektronisch zu übermitteln. Der Transport der Daten zwischen *Smart Meter Gateways* und den zuständigen Betreibern dieser Geräte (das sind die sogenannten Messstellenbetreiber, bei denen es sich in vielen Fällen um die örtlichen Verteilnetzbetreiber handelt) erfolgt auf unterschiedlichen Wegen wie zum Beispiel via Mobilfunk- und Richtfunkverbindungen.

Bislang kommen für die Übertragung von Steuersignalen oft Techniken der „Rundsteuerung“ zur Anwendung, die

auch für die Steuerung von Nachtspeicherheizungen verwendet werden. Hier werden Steuersignale über spezielle Funkkanäle oder über die Stromleitungen übertragen.

2.2 Bidirektionales Laden

Bei der in Abschnitt 3.1 behandelten „unidirektionalen“ Form des gesteuerten Ladens wird zwar der zeitliche Verlauf der Ladeleistung beeinflusst, aber stets eine Stromflussrichtung vom Ladepunkt hin zur Batterie des E-Fahrzeugs aufrechterhalten. Im Gegensatz dazu wird mit dem Begriff des „bidirektionalen“ Ladens ein Steuerungskonzept bezeichnet, bei dem ein Stromfluss zeitweise auch von der Fahrzeugbatterie hin zur Ladeeinrichtung stattfinden kann. Bei dieser Stromflussrichtung wird Energie aus der Fahrzeugbatterie entnommen, um entweder Verbrauchseinrichtungen beim Betreiber des Ladepunkts zu versorgen oder sogar Energie ins Netz der öffentlichen Versorgung zurückspeisen zu können. Die Fahrzeugbatterie wird hier somit über ihren primären Zweck der Speicherung von Fahrstrom hinaus als Zwischenspeicher für sonstige Zwecke im Stromversorgungssystem genutzt. Das bidirektionale Laden kann grundsätzlich für die gleichen Nutzungszwecke eingesetzt werden wie das unidirektionale Laden (siehe Kapitel 4), stellt hierbei aber deutlich mehr Flexibilität zur Verfügung.

Für die technische Umsetzung des bidirektionalen Ladens müssen sowohl die Bordelektronik des Fahrzeugs als auch die Ladeeinrichtung in der Lage sein, Stromflüsse in der Gegenrichtung zur normalen Ladestromrichtung zuzulassen und zu steuern. Darüber hinaus erfordert bidirektionales Laden eine Möglichkeit der Ansteuerung durch ein Energiemanagementsystem oder durch Steuersignale von Dritten (zum Beispiel Netzbetreibern, Stromlieferanten oder Aggregatoren; siehe Abschnitt 3.1), da es allein aus Sicht des Fahrzeugs keinen Anlass für Rückspeisungen aus der Batterie ins Haus- oder Stromnetz gibt. (Beim unidirektionalen gesteuerten Laden ist eine solche Ansteuerungsmöglichkeit zwar ebenfalls im Regelfall sinnvoll, aber nicht zwingend erforderlich, da Steuerungen hier beispielsweise auch vom Fahrzeug aus erfolgen können.) Außerdem muss für das bidirektionale Laden auch der Stromzähler in der Lage sein, Stromflüsse in beiden Richtungen zu erfassen, da nur so der rückgespeiste

Strom separat erfasst und vergütet werden kann. Dies ist nur dann nicht nötig, wenn das bidirektionale Laden ausschließlich für Eigennutzungszwecke in der Sphäre des Ladepunktbetreibers genutzt wird.

2.3 Auswirkungen des gesteuerten Ladens auf die Batteriealterung

Batteriealterung beschreibt einen Verlust der nutzbaren Batteriekapazität. Nachfolgend wird erörtert, inwieweit durch Ladesteuerungen Kapazitätsverluste zusätzlich zu dem durch die gewöhnliche Nutzung verursachten Kapazitätsverlust hervorgerufen werden. Das Ausmaß der Batteriealterung hängt von zahlreichen Faktoren ab. Sehr wesentliche Einflussfaktoren sind die Höhe der Ladeleistung und der Ladezustand, in Fachkreisen oftmals auch als SoC (*State of Charge*) bezeichnet. Je höher die Ladeleistung, desto größer sind die Kapazitätsverluste. Zudem gehen aufgrund batteriephysikalischer Zusammenhänge besonders niedrige und besonders hohe SoC mit vergleichsweise hohen Kapazitätsverlusten einher.

Es ist davon auszugehen, dass die zusätzliche Batterieabnutzung durch gesteuertes Laden grundsätzlich gering ausfallen wird, da die Ladeleistungen hierbei in der Regel niedrig sein werden. Ladesteuerungen werden in der breiten Anwendung in erster Linie an Ladepunkten mit vergleichsweise geringen Ladeleistungen von zum Beispiel 11 kW an Heimpladepunkten stattfinden.

Bei *unidirektionalen* Ladesteuerungen wird – wie oben skizziert – die Ladeleistung innerhalb des für einen Ladevorgang zur Verfügung stehenden Zeitraums gezielt gesteuert. Die Ladevorgänge finden entweder in einem anderen Zeitraum, jedoch mit der gleichen Ladeleistung wie beim ungesteuerten Laden statt, oder die Ladeleistung wird gezielt reduziert, wodurch der Ladevorgang zeitlich ausgedehnt wird. Der erstgenannte Fall hat keinen anderen Einfluss auf die Batteriealterung als das ungesteuerte Laden. Der letztgenannte Fall kann hingegen aufgrund der geringeren Ladeleistung sogar zu einer gewissen Reduktion der Batterieabnutzung führen.

Bidirektionales Laden hingegen erhöht den Nutzungsumfang der Fahrzeugbatterie, führt zu zusätzlichen Ladezyklen und damit auch zu einer, wenn auch gerin-

gen, Zunahme der Batteriealterung. Das genaue Ausmaß der zusätzlichen Batteriealterung durch bidirektionales Laden kann kaum seriös abgeschätzt werden, da es von zahlreichen Faktoren und der konkreten Nutzungsscharakteristik im Einzelfall abhängt. Gleichwohl kann davon ausgegangen werden, dass die Batteriealterung bei den meisten bidirektionalen Anwendungen sehr begrenzt sein wird, da durch geeignete Steuerung gewährleistet werden kann, dass die beiden Hauptfaktoren für die Alterung nur geringfügig beeinflusst werden:

- Auch bidirektionale Anwendungen des gesteuerten Ladens werden in erster Linie an Ladepunkten mit geringen Ladeleistungen von zum Beispiel 11 kW stattfinden. In vielen Fällen werden die tatsächlich abgerufenen Entladeleistungen sogar noch geringer ausfallen. Wird die im E-Pkw gespeicherte Energie beispielsweise zur Maximierung des Eigenverbrauchs aus Eigenerzeugungsanlagen verwendet, so richtet sich die Entladeleistung nach der momentanen Leistungsnachfrage im jeweiligen Haushalt. Dieser liegt im Regelfall im Bereich kleiner einstelliger kW-Werte oder sogar darunter. Die Batterien aktueller und künftiger E-Pkw-Modelle sind hingegen meist auf Ladeleistungen von Schnellladepunkten ausgelegt, die mindestens bei 50 kW, oft auch bei mehr als 100 kW liegen.
- Batteriealterung findet vor allem dann statt, wenn der SoC unter circa 20 Prozent fällt oder oberhalb von circa 80 Prozent liegt. Zusätzliche Ladezyklen im Bereich zwischen diesen beiden Werten haben dagegen nur eine geringe Batteriealterung zur Folge. Wird dies bei der Steuerung der bidirektionalen Anwendungen berücksichtigt, so lässt sich die zusätzliche Batteriealterung stark begrenzen.

3 | Zwecke des gesteuerten Ladens und Bedeutung für die Energiewende

3.1 Unidirektionales Laden

Um die möglichen Nutzungszwecke des gesteuerten Ladens – und der Nutzung von verbrauchsseitigen Flexibilitätsoptionen im Allgemeinen – zu kategorisieren, haben sich unterschiedliche Begriffe etabliert, die allerdings nicht einheitlich verwendet werden. Im Rahmen einer aktuellen Studie⁸ der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG) wurde eine Unterteilung in die Kategorien „eigene“, „netzorientierte“ und „marktorientierte“ Nutzung erarbeitet, die nachfolgend – hier ausschließlich mit Blick auf das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen – wiedergegeben wird. Hierbei ist zu beachten, dass die Steuerung eines Ladepunkts nicht auf einen dieser Zwecke beschränkt sein muss, sondern dass zu unterschiedlichen Zeiten auch unterschiedliche Steuerungszwecke verfolgt werden können, je nachdem, welche Zwecke jeweils Priorität haben oder einen größeren wirtschaftlichen Nutzen versprechen. Darüber hinaus wird die Steuerung durch etwaige Vorgaben der Fahrzeugbesitzer:innen dahingehend eingeschränkt, wann die Batterie einen bestimmten Füllstand erreicht haben soll, um die Mobilitätsanforderungen der Besitzerin oder des Besitzers des Fahrzeugs zu erfüllen.

Eigene Nutzung: Hier wird das gesteuerte Laden für Zwecke im individuellen Interesse einzelner Fahrzeugbesitzer:innen genutzt, unabhängig davon, ob hiermit zugleich – eventuell zufällig – ein Nutzen für das Stromversorgungssystem entsteht. Ein solches Nutzungsziel ist insbesondere die Maximierung des Eigenverbrauchs von Energie aus Eigenerzeugungsanlagen. Wenn Fahrzeugbesitzer:innen zum Beispiel eigene PV-Anlagen auf ihrem Grundstück betreiben, können sie ihre Strombezugskosten senken, indem sie den selbst erzeugten Strom zum Laden der Fahrzeugbatterie nutzen, anstatt ihn zu niedrigeren Strompreisen ins Netz zurückzuspeisen und die für das Fahrzeug benötigte Energie vollständig von dort zu beziehen. Ob diese Ladestrategie auch für das Stromversorgungssystem vorteilhaft oder eher neutral oder sogar kontraproduktiv ist, hängt vom Einzelfall ab. Für die Motivation der Fahrzeugbesitzer:innen,

diese Form der Ladesteuerung umzusetzen, sind die individuellen und nicht die eventuellen systemseitigen Wirkungen entscheidend. Ähnliches gilt auch für andere mögliche individuelle Ziele wie etwa die Einhaltung von Grenzen der Netzanschlusskapazität oder von Grenzen der Belastbarkeit der verbraucherseitigen elektrischen Anlagen im Bereich des Ladepunkts.

Netzorientierte Nutzung: Als netzorientiert wird das gesteuerte Laden dann bezeichnet, wenn es der gezielten Beeinflussung des Zustands der Übertragungs- oder Verteilungsnetze dient, also zum Beispiel der Verbesserung der Spannungssituation oder der Entlastung stark belasteter Leitungen oder Transformatoren. Hierdurch können Netzengpässe im Netzbetrieb behoben und Netzausbaumaßnahmen zumindest zeitlich aufgeschoben, in einzelnen Fällen eventuell sogar längerfristig vermieden werden; im Fall EE-bedingter Netzengpässe kann hierdurch auch das Ausmaß der Abregelung von EE-Anlagen abgesenkt werden. Bei dieser Art der Ladesteuerung müssen die Netzbetreiber, deren Netze hierdurch entlastet werden sollen, Vorgaben für die Steuerung machen. Das kann zum Beispiel über Preissignale in Form von zeitvariablen Netzentgelten geschehen, auf die die Verbraucher:innen freiwillig reagieren können, oder/und durch Vorgabe von verpflichtend einzuhaltenden Obergrenzen für die Ladeleistung in bestimmten Zeiten. Letzteres kann insbesondere bei akut drohenden Überlastungen erforderlich sein, während Preissignale eher für eine präventive Netzentlastung infrage kommen, da das Ausmaß der Reaktionen der Verbraucher:innen nicht genau vorhersehbar ist. Bei der netzorientierten Nutzung ist entscheidend, an welchem Ort ein Ladepunkt an das Netz angeschlossen ist. So ist zum Beispiel offensichtlich, dass die Steuerung eines Ladepunkts im Niederspannungsnetz nur dann zur Entlastung einer bestimmten Ortsnetzstation beitragen kann, wenn der Ladepunkt im Versorgungsbereich dieser Station liegt. Es handelt sich also um eine ortssensitive Art der Ladesteuerung.

Marktorientierte Nutzung: Hierunter werden alle Zwecke der Ladesteuerung verstanden, die dem systemweiten Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch dienen. Dadurch kann zum Beispiel die Einspeisung aus EE-Anlagen besser genutzt werden: Je besser der Verbrauch durch Ladesteuerung an das aktuelle EE-

8 Die Studie der Taskforce „Flexibilisierung des Energiesystems“ (EnerFlex) der ETG wird nach Abschluss veröffentlicht.

Angebot angepasst werden kann, desto weniger werden sonstige Optionen wie der Zubau weiterer Speicher oder sogar die bewusste Überdimensionierung von EE-Anlagen benötigt. Der Begriff systemweit bezieht sich dabei jeweils auf eine Gebotszone am Strommarkt, im Fall der deutschen Gebotszone also zurzeit auf das Gebiet Deutschlands und Luxemburgs. Die durch gesteuertes Laden bereitgestellte Flexibilität kann grundsätzlich (die entsprechenden Rahmenbedingungen existieren teilweise noch nicht, siehe Kapitel 6) auf verschiedene Weise für den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch eingesetzt werden, etwa über den Handel am Strommarkt (zum Beispiel über die Strombörse oder über bilaterale Verträge) und über die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) organisierten Regelleistungsmärkte. Entsprechende Steuersignale können beispielsweise von einem ÜNB (insbesondere im Rahmen des Regelleistungssystems) oder einem anderen Akteur (zum Beispiel Stromlieferant, -händler oder Aggregator) übermittelt werden. Alternativ können preisliche Anreize vermittelt werden, indem Stromlieferanten den Verbraucher:innen dynamische Stromtarife anbieten – das soll gemäß dem aktuellen Entwurf für das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende ab 2025 für alle Lieferanten zur Pflicht werden. Entscheidend ist, dass der Ort des Netzanschlusses eines Ladepunkts hier (innerhalb der Gebotszone) keine Rolle spielt, dass es sich also um eine nicht ortssensitive Art der Ladesteuerung handelt.

Neben den oben genannten Begriffen werden oft auch die Begriffe „netzdienlich“, „systemdienlich“ und „marktorientiert“ zur Bezeichnung von Kategorien der Nutzung von gesteuertem Laden verwendet. Der Begriff „netzdienlich“ kann dabei meist als Synonym für „netzorientiert“ verstanden werden, wobei mitunter nicht ganz klar ist, ob hiermit zusätzlich auch die Bereitstellung von Regelleistung gemeint ist. Bei den anderen Begriffen sind die Abgrenzungen noch weniger eindeutig. Angesichts dieser möglichen begrifflichen Unklarheiten ist entscheidend, die sachlichen Unterschiede zwischen den oben erläuterten Kategorien zu beachten. Diese beziehen sich auf die Fragen, ob die Ladesteuerung nur den Fahrzeugbesitzer:innen oder auch den Interessen anderer Akteure dient und ob sie im letztgenannten Fall einem ortssensitiven oder einem (innerhalb der Gebotszone) nicht ortssensitiven Zweck dient.

Alle oben skizzierten Zwecke des gesteuerten Ladens können relevante Beiträge zum Fortschritt der Energiewende leisten. So kann

- eine Verbesserung der Bedingungen für den Eigenverbrauch von erzeugtem Strom das Interesse an der Installation von Eigenerzeugungsanlagen (vor allem PV-Anlagen) steigern,
- die netzorientierte Ladesteuerung dazu beitragen, dass mehr Ladepunkte in kurzer Zeit ins Netz integriert, Netzausbaumaßnahmen aufgeschoben und teilweise eventuell sogar längerfristig vermieden und beim Engpassmanagement das Ausmaß der Abregelung von EE-Anlagen reduziert werden können, und
- die marktorientierte Ladesteuerung einen Beitrag zur Deckung des wachsenden Bedarfs an Flexibilität für den Umgang mit Angebotsschwankungen der volatilen erneuerbaren Energien leisten und damit letztlich die Kosten der Energiewende senken.

Daraus folgt jedoch nicht, dass die unterschiedlichen Nutzungszwecke immer zu gleichgerichteten Vorgaben für die Ladesteuerung führen. Vielmehr kann es zu Nutzungskonflikten kommen. Beispielsweise kann es in einem Zeitraum mit deutschlandweit hohem EE-Aufkommen grundsätzlich wünschenswert sein, hohe Ladeleistungen anzureizen, während zeitgleich an manchen Orten im Netz die Belastung bereits so hoch ist, dass die Ladeleistungen an diesen Orten begrenzt oder sogar abgesenkt werden müssen. Aus diesen potenziellen Konflikten ergibt sich eine wesentliche Herausforderung bei der Gestaltung der Regelungen zum gesteuerten Laden: Die Verteilung der verfügbaren Flexibilität auf die verschiedenen Nutzungszwecke sollte möglichst effizient erfolgen, zugleich aber den Anforderungen an die System- und Netzsicherheit gerecht werden. Letzteres erfordert unter anderem, dass die ÜNB und VNB bei akuten Netzengpässen oder Gefährdungen der Systemsicherheit prioritär auf die Ladesteuerung zugreifen können, wenn andere Maßnahmen aus zeitlichen Gründen nicht mehr infrage kommen. Bei größerem zeitlichem Vorlauf können die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten der Ladesteuerung dagegen mit anderen Instrumenten wie zum Beispiel Preisanreizen koordiniert werden.

3.2 Bidirektionales Laden

Durch bidirektionales Laden kann das Flexibilitätspotenzial, das durch E-Fahrzeuge und ihre Ladeeinrichtungen geschaffen wird, erheblich gesteigert werden. Grundsätzlich können Zyklen der Be- und Entladung der Fahrzeugbatterie zur weiteren Steigerung des Potentials sogar mehrfach hintereinander stattfinden, ohne dass das Fahrzeug überhaupt bewegt werden muss. Im theoretischen Extremfall eines Fahrzeugs, das gar nicht gefahren wird, kann die Fahrzeugbatterie somit vollständig wie ein Heimspeicher eingesetzt werden.

Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass – wie bei allen Speichertechnologien – mit jedem Lade- und Entladezyklus ein Energieverlust stattfindet, der beim Ladepunktbetreiber durch zusätzlichen Ladeenergiebedarf sichtbar wird. Dieser Energieverlust muss mit dem Nutzen des bidirektionalen Ladens abgewogen werden, so wie dies auch heute schon beim Einsatz von herkömmlichen Energiespeichern wie etwa Pumpspeicherkraftwerken geschieht. Gemäß beispielhaften Messungen durch den ADAC⁹ liegen die Energieverluste beim Laden an der Wallbox typischerweise im Bereich von 5 bis 10 Prozent, beim Laden an einer normalen Haushaltssteckdose hingegen teilweise bei bis zu 30 Prozent. Teilweise trägt zur Verlustleistung auch bei, dass Batterien bestimmter Pkw-Modelle bei niedrigen Außentemperaturen während des Ladevorgangs vorgewärmt werden müssen.

Dass das durch bidirektionales Laden erschließbare Flexibilitätspotenzial erheblich ist, zeigt ein Vergleich der Speicherkapazitäten von Fahrzeugbatterien und Heimspeichern, die häufig in Verbindung mit PV-Anlagen installiert werden: Die Kapazitäten von Fahrzeugbatterien liegen heute meist in einer Bandbreite von 50 bis 80 kWh und somit weit über denen von Heimspeichern, die typischerweise im Bereich von 5 bis 10 kWh liegen.

Dieses Flexibilitätspotenzial kann, wie in Abschnitt 3.2 erwähnt, bei Schaffung der erforderlichen regulatorischen Voraussetzungen im Prinzip für alle Nutzungszwecke eingesetzt werden, die auch mit dem unidirektionalen gesteuerten Laden verfolgt werden können, das heißt die eigene Nutzung durch den Ladepunktbetreiber, die netzorientierte und die marktorientierte Nutzung.

Die Flexibilität kann während des gesamten Zeitraums genutzt werden, in dem ein Fahrzeug an den Ladepunkt angeschlossen ist, wobei es naturgemäß vom Ladezustand der Batterie abhängt, ob zu einem bestimmten Zeitpunkt sowohl Lade- als auch Entladevorgänge oder aber nur Stromflüsse in eine der beiden Richtungen möglich sind. Darüber hinaus wird der mögliche Nutzungsumfang des bidirektionalen Ladens – ebenso wie beim unidirektionalen gesteuerten Laden – durch Vorgaben der Fahrzeugbesitzer:innen dahingehend eingeschränkt, wann die Batterie einen bestimmten Füllstand erreicht haben soll, um die jeweiligen Mobilitätsanforderungen zu erfüllen.

9 Energate messenger (2022)

4 | Quantitative Abschätzungen zum Nutzen des gesteuerten Ladens

Consentec hat in einem Projekt für einen Auftraggeber aus der Automobilbranche untersucht, welchen volkswirtschaftlichen Nutzen das gesteuerte Laden bei Annahme unterschiedlicher Optimierungsziele entfalten könnte. Die Ergebnisse dieser Analyse sind nicht veröffentlicht, im Folgenden werden daher lediglich einige Anhaltswerte wiedergegeben. Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich dabei zunächst auf die unidirektionale Ladesteuerung; zur bidirektionalen Ladesteuerung siehe Abschnitt 5.2.

4.1 Unidirektionales Laden

Eigene Nutzung der Flexibilität – Maximierung des Eigenverbrauchs aus Photovoltaikanlagen: Bei dieser Form der Eigennutzung von verbrauchsseitiger Flexibilität wird der Ladevorgang so gesteuert, dass ein möglichst großer Anteil des in einer PV-Eigenzeugungsanlage erzeugten Stroms zum Laden der Batterie genutzt und insoweit nicht ins Netz zurückgespeist wird. Die Maximierung ihres Eigenverbrauchs lohnt sich für Verbraucher:innen, da der Preis für aus dem Netz bezogenen Strom höher ist als die Einspeisevergütung für rückgespeisten Strom – sie können so ihre Strombezugskosten senken. Gemäß den (überschlägigen) Untersuchungsergebnissen, die – wie erläutert – in einem Projekt für einen Auftraggeber aus der Automobilbranche erarbeitet wurden, können die betreffenden Verbraucher:innen hiermit für sich einen einzelwirtschaftlichen Nutzen in der Größenordnung von rund 100 bis 200 Euro pro Pkw und Jahr erzielen. Aus der Perspektive des Stromversorgungssystems liefert die Eigenversorgung – unberührt ihrer Vorteile für die Akzeptanz und zügige Umsetzung der Energiewende – allerdings nur einen relativ geringen volkswirtschaftlichen Nutzen. Dieser Nutzen ergibt sich dadurch, dass die Maximierung des Eigenverbrauchs durch viele Verbraucher:innen tendenziell zu einer besseren Orientierung des Gesamtverbrauchs dieser Verbraucher:innen am EE-Dargebot (allerdings nur am lokalen) und damit zumindest in einigen Zeiten zu einer besseren Auslastung des gesamten Erzeugungssystems führt (siehe auch folgend „Marktorientierte Flexibilitätsnutzung – Orientierung an Strommarktpreisen“). Der gesamtwirtschaftliche Nutzen liegt bei ungefähr 10 bis 20 Euro pro Pkw und Jahr. Mit Blick auf die Netzbelastung

und Dimensionierung der Netze entsteht bei dieser Art der Ladesteuerung kein nennenswerter Nutzen.

Netzorientierte Flexibilitätsnutzung – Reduktion der Netzbelastung: Die Dimensionierung der Stromnetze richtet sich nach der höchsten im Jahresverlauf auftretenden Netzbelastung. Durch netzorientiertes gesteuertes Laden können diese Belastungsspitzen gezielt abgesenkt werden. Dies wird erreicht, indem Ladevorgänge in Zeiträume mit weniger hoher Netzbelastung verschoben werden. Auf diese Weise kann der Bedarf für Netzverstärkungsmaßnahmen fallweise gänzlich vermieden, reduziert oder zumindest zeitlich aufgeschoben werden. Das wurde unter anderem in einer gemeinsamen Studie der seinerzeit vier deutschen Netzgesellschaften des E.ON-Konzerns und Consentec zu den Auswirkungen des Hochlaufs der E-Mobilität auf die Stromnetze näher untersucht.¹⁰ Wie sich dabei gezeigt hat, könnte der Ausbaubedarf in den dort betrachteten Mittel- und Niederspannungsnetzen langfristig (bis 2045) durch eine konsequent und dauerhaft auf die Minimierung der Netzbelastung ausgerichtete Ladesteuerung ungefähr halbiert werden. Jeder E-Pkw, der ausschließlich netzorientiert geladen wird, kann die Netzausbaukosten in dem in der Studie angenommenen Szenario um durchschnittlich etwa 200 Euro senken. Umgerechnet auf jährliche Werte entspricht dies potenziellen Einsparungen von rund 20 Euro pro Pkw und Jahr. Gemessen hieran ist der zunächst gering erscheinende Nutzen einer netzorientierten Flexibilitätsnutzung durchaus nennenswert, denn es lässt sich bis zu circa 50 Prozent des ansonsten erforderlichen Netzausbaus einsparen. Angesichts der hierfür in Kauf zu nehmenden Notwendigkeit, das netzorientierte gesteuerte Laden in den betroffenen Netzbereichen auch langfristig dauerhaft in Anspruch zu nehmen, ist allerdings fraglich, ob diese Form der Flexibilitätsnutzung volkswirtschaftlich vertretbar ist, denn hierdurch würde ein wesentlicher Teil der bestehenden Flexibilitäten durch netzorientierte Einsätze blockiert und stünde damit nicht mehr für andere Zwecke, vor allem marktorientierte Nutzungen (siehe nächster Spiegelunkt), zur Verfügung. Ein reines Ersetzen aller Pkw durch Elektro-Pkw ist bezogen auf die Dekarbonisierung des Verkehrssystems insgesamt

¹⁰ Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2019)

allerdings eine inkomplette Betrachtung. Bezieht man die Mobilitätswende mit ein und nimmt eine Verringerung der Flottengröße bis 2050 an, können die Netzausbaukosten um gut 26 bis 28 Prozent gegenüber dem Fall ungesteuerter Ladevorgänge reduziert werden.¹¹ Wesentlich wichtiger mit Blick auf einen zügigen Hochlauf der E-Mobilität ist der Effekt, dass Netzbetreiber neue Ladeinfrastruktur zügiger an das Netz anschließen können, wenn sie darauf vertrauen können, im Fall von Netzengpässen eine netzorientierte Ladesteuerung in Anspruch nehmen zu können. Auf diese Weise können Zeiträume überbrückt werden, in denen die Netzkapazität aufgrund von Verzögerungen beim Netzausbau vorübergehend dem Kapazitätsbedarf hinterherhinkt.

Marktorientierte Flexibilitätsnutzung – Orientierung an Strommarktpreisen: Wenn Verbraucher:innen über einen dynamischen Stromtarif ein auf den Strommarktpreisen beruhendes Preissignal erhalten, können sie ihre Ladevorgänge so steuern, dass der Ladestrom vorzugsweise in Zeiten mit niedrigen Strompreisen bezogen wird. Da dies in der Regel Zeiträume mit hoher EE-Einspeisung sind, erhöht diese Steuerungsstrategie auch den EE-Anteil am Ladestrom. Hierbei handelt es sich um eine marktorientierte Nutzung der Ladeflexibilität. Auf diese Weise können zum einen E-Autofahrer:innen ihre Strombezugskosten reduzieren. Zum anderen ergibt sich ein gesamtwirtschaftlicher Vorteil: Durch das marktorientierte Laden vieler Verbraucher:innen verschiebt sich der entsprechende Teil der Stromnachfrage von Zeiten mit hohen Preisen in solche mit niedrigeren Preisen. Da der Preis für die „letzte“ Kilowattstunde den Preis für sämtliche Kilowattstunden in der Zeiteinheit setzt (*Merit Order*), senkt das marktorientierte Laden in der Breite die Strompreise für sämtliche Verbraucher:innen. Pro E-Pkw, der rein marktorientiert lädt, sinken die Kosten der Stromerzeugung um etwa 45 Euro pro Jahr – für diese Abschätzung wurden die Börsenstrompreise in den Jahren 2019 und 2020 genutzt. Dem stehen allerdings volkswirtschaftliche Mehrkosten für Netzausbau in der Größenordnung von 25 Euro pro Pkw und Jahr gegenüber, sodass sich im Saldo nur ein Nutzen von rund 20 Euro pro Pkw und Jahr ergibt. Die Mehrkosten im Netz entstehen dadurch, dass das marktorientierte gesteuerte Laden in gewissem Umfang zu einer Synchronisation von Ladevorgängen führt. Hierdurch entstehen höhere Netzbelas-

tungen, die stellenweise eine Erhöhung der Transportkapazität des Netzes durch Netzausbau erfordern können.

Marktorientierte Flexibilitätsnutzung – Bereitstellung von Regelleistung: Um diesen Nutzungszweck zu verfolgen, muss die Flexibilität einer größeren Zahl von Fahrzeugen durch einen Aggregator gebündelt und als Regelleistungsprodukt an den Regelleistungsmärkten der ÜNB angeboten werden. Die Einsatzsteuerung erfolgt dann durch die ÜNB und wird durch die beteiligten Aggregatoren auf die teilnehmenden Verbraucher:innen aufgeteilt. Dabei berücksichtigen die Aggregatoren, dass zu einem gegebenen Zeitpunkt jeweils nur ein Teil der einbezogenen Ladepunkte mit einem Fahrzeug verbunden ist und sich in einem ansteuerungsfähigen Zustand befindet. Gemäß den Ergebnissen, die im Rahmen der Untersuchung für einen Auftraggeber aus der Automobilbranche erarbeitet wurden (siehe Beginn dieses Kapitels), lassen sich der größte Regelleistungsbeitrag und der höchste Nutzen bei dieser Einsatzweise im Markt für Sekundärregelleistung erzielen,¹² der Bedarf nach Primärregelleistung ist im Vergleich dazu relativ gering, und die Tertiärregelung erfordert vergleichsweise hohe Energievolumina. Der Nutzen ergibt sich bei positiver Regelleistungsbereitstellung, also bei Stromeinspeisungen, aus Einsparungen bei den Erzeugungsanlagen, deren Nutzung für Regelleistungszwecke hierdurch verdrängt wird, wie zum Beispiel Kohle- und Gaskraftwerke, abzüglich der Kosten der Verbraucher:innen für die (vorhergehende oder nachfolgende) Beschaffung der für diesen Zweck eingesetzten und damit zusätzlich benötigten Energie. Er liegt bei unidirektionalem Laden in der Größenordnung von 35 Euro pro Pkw und Jahr. Bei dieser Abschätzung wurde angenommen, dass Regelleistung durch Ladesteuerung nur nachts erbracht werden kann, da die Fahrzeuge tagsüber nicht oder nur schwer vorhersehbar an ihren Ladepunkt angeschlossen sind.

Die unterschiedlichen Nutzenbeiträge können sich gegenseitig ergänzen, wenn das gesteuerte Laden nicht ausschließlich für einen Nutzungszweck, sondern zeitlich wechselnd für mehrere Nutzungszwecke eingesetzt wird. Der so erzielbare Gesamtnutzen liegt deutlich über den einzelnen Nutzenbeiträgen, wenn auch naturgemäß nicht ganz so hoch wie die Summe der einzelnen Beiträge, da nicht alle Nutzungszwecke zu jedem Zeitpunkt gleichzeitig bedient werden können.

11 Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, RAP (2019)

12 Consentec (2022)

4.2 Bidirektionales Laden

Im Rahmen der bereits erwähnten Untersuchungen von Consentec für ein Unternehmen der Automobilbranche wurde auch der mögliche volkswirtschaftliche Nutzen des bidirektionalen Ladens für unterschiedliche Nutzungszwecke untersucht. Hierzu werden nachfolgend einige Anhaltswerte wiedergegeben.

Eigene Nutzung der Flexibilität – Maximierung des Eigenverbrauchs aus PV-Anlagen: Bei dieser Einsatzweise des bidirektionalen Ladens wird nicht nur der Strombedarf für das E-Fahrzeug möglichst weitgehend in Zeiträumen mit hoher Einspeisung aus einer eigenen PV-Anlage gedeckt, sondern zusätzlich Energie in die Fahrzeugbatterie eingespeichert, die später für den Verbrauch im eigenen Haushalt wieder entnommen wird. Der volkswirtschaftliche Nutzen dieser Einsatzweise ergibt sich durch Glättung des Verbrauchsprofils, die zu einer besseren Auslastung des Erzeugungssystems führt. Dieser Nutzen liegt in der Größenordnung von 25 bis 45 Euro pro Pkw und Jahr und somit deutlich über der für unidirektionales gesteuertes Laden ermittelten Größenordnung von 10 bis 20 Euro pro Pkw und Jahr. Diese Abschätzungen basieren auf typischen Strompreisverläufen des Jahres 2020.

Netzorientierte Flexibilitätsnutzung – Entlastung von Engpässen im Übertragungsnetz: Die netzorientierte Ladesteuerung muss sich nicht, wie in Abschnitt 5.1 beschrieben, auf lokale Engpässe im Niederspannungsnetz beziehen, sondern kann auch Netzengpässe in höheren Netzebenen adressieren. Konkret wurde in der Untersuchung die Möglichkeit betrachtet, die Fahrzeugbatterien von Ladepunktbetreibern in Nord- und Ostdeutschland verstärkt in Zeiträumen aufzuladen, in denen aufgrund des großräumigen Nord-Süd-Engpasses im Übertragungsnetz EE-Anlagen abgeregelt werden müssen. Auf diese Weise kann das Ausmaß der Abregelungen reduziert werden, wodurch sowohl Kosteneinsparungen als auch eine Erhöhung des EE-Anteils an der Stromerzeugung erzielt werden. Auf Basis realistischer Annahmen unter anderem zu Umfang und Orten der Netzengpässe, zur räumlichen Verteilung von Ladepunkten und zu typischen Ladezuständen der Fahrzeugbatterien wurde in der eingangs erwähnten Untersuchung der Nutzen dieser Einsatzweise für Ladepunkte, deren Anschlusspunkt in den von EE-Abregelungen betroffene-

nen Gebieten liegt, mit rund 130 Euro pro Pkw und Jahr abgeschätzt. Dieser Betrag beruht auf den zum Untersuchungszeitpunkt üblichen Kosten von Abregelungsmaßnahmen von sämtlichen bestehenden EE-Anlagen. Wenn die eingesparten Abregelungen stattdessen „nur“ mit den durchschnittlichen Investitions- und Betriebskosten neuer, also vergleichsweise kostengünstiger EE-Anlagen bewertet werden, ergibt sich ein geringerer, aber immer noch sehr relevanter Nutzen in der Größenordnung von 60 Euro pro Pkw und Jahr.

Marktorientierte Flexibilitätsnutzung – Orientierung an Strommarktpreisen: Grundlage für diese Flexibilitätsnutzung ist ein dynamischer, am Strommarkt orientierter Stromtarif. Die Fahrzeugbatterie wird bei niedrigen Strompreisen geladen – der Haushaltsverbrauch kann so auch in Zeiten vergleichsweise hoher Strompreise günstig aus der Fahrzeugbatterie gedeckt werden. Für diese Form der Flexibilitätsnutzung auf Basis eines dynamischen, am Strommarkt orientierten Stromtarifs wurde der volkswirtschaftliche Nutzen bei unidirektionalem gesteuertem Laden im Saldo mit rund 20 Euro pro Pkw und Jahr abgeschätzt (siehe Abschnitt 5.1). Bei bidirektionaler Ladesteuerung wächst dieser Nutzen auf rund 60 Euro pro Pkw und Jahr erheblich an. Dieser Betrag ergibt sich als Saldo von rund 100 Euro Kosteneinsparungen im Erzeugungssystem – durch eine bessere Ausnutzung des Erzeugungssystems – und rund 40 Euro Mehrkosten im Netz – durch eine steigende Gleichzeitigkeit von so gesteuerten Ladevorgängen kann sich eine höhere Belastung insbesondere in den unteren Verteilnetzebenen mit entsprechendem Netzausbaubedarf einstellen (Zahlenwerte verstehen sich jeweils pro Pkw und Jahr). Der Nutzen der marktpreisorientierten Steuerung lässt sich weiter steigern, wenn die Fahrzeugbatterie nicht nur zur Deckung des eigenen Stromverbrauchs eingesetzt wird, sondern wenn Strom bei hohen Preisen wieder in das Stromnetz eingespeist wird, können Arbitragegewinne realisiert werden.¹³ Für diesen Fall wurde der Nutzen – ebenfalls nach Saldierung mit netzseitigen Mehrkosten – mit rund 75 Euro pro Pkw und Jahr beziffert.

13 Dies dürfte bei einem dynamischen Stromtarif nämlich in der Regel nicht möglich sein; hier ist maximal eine Entnahme aus der Fahrzeugbatterie in Höhe des aktuellen sonstigen Verbrauchs zu erwarten.

Marktorientierte Flexibilitätsnutzung – Bereitstellung von Regelleistung: Durch bidirektionales Laden kann der Wert der durch E-Fahrzeuge erbrachten Regelleistung gesteigert werden. Während er bei unidirektionalem Laden in der Größenordnung von 35 Euro pro Pkw und Jahr liegt (siehe oben), steigt er bei bidirektionalem Laden auf circa 75 Euro pro Pkw und Jahr.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass beim bidirektionalen Laden ein höherer volkswirtschaftlicher Nutzen erzielt werden kann als beim unidirektionalen Laden – insbesondere, wenn die Ladeleistung einer größeren Zahl von Fahrzeugen durch Aggregatoren gebündelt wird. Allerdings erfordert das bidirektionale Laden auch Grundvoraussetzungen, die heute noch nicht gegeben sind, wie im nächsten Kapitel ausgeführt wird.

5 | Heutiger Stand und Weiterentwicklungsbedarf

Wie zuvor dargestellt wurde, kann das gesteuerte Laden relevante Beiträge für die zügige und kosteneffiziente Umsetzung der Energiewende leisten. Es ist zwar keine zwingende Voraussetzung für den Rollout von Ladeeinrichtungen, kann deren Netzintegration aber vereinfachen und beschleunigen und sowohl bei den Fahrzeugbesitzer:innen als auch im gesamten Stromsystem Nutzen stiften. Daher sollten die Bundesregierung und die zuständigen Bundesbehörden die Voraussetzungen dafür schaffen, dass gesteuertes Laden zur Normalität wird und die hiermit verbundenen Flexibilitätspotenziale aus volkswirtschaftlicher wie auch aus individualwirtschaftlicher Sicht gewinnbringend ausgeschöpft werden. Dafür sind Weiterentwicklungen insbesondere in zwei Bereichen erforderlich, nämlich zum einen beim Rollout von *Smart Metern* und den zugehörigen Gateways, das heißt Kommunikationsschnittstellen (Abschnitt 6.1), und zum anderen hinsichtlich der Ausgestaltung und Etablierung von marktlichen und regulatorischen Instrumenten für die Nutzung des gesteuerten Ladens (Abschnitt 6.1). Letzteres schließt den Aufbau von Prozessen und Prognose- und Prognosetechniken ein, auf deren Basis Netzbetreiber, Stromlieferanten und weitere Akteure im laufenden Systembetrieb Entscheidungen über den konkreten Einsatz der Instrumente für das gesteuerte Laden treffen können. Wie am Ende von Abschnitt 5.1 ausgeführt, können sich die Nutzungsarten gewinnbringend ergänzen, die erforderlichen Weiterentwicklungen sollten dies berücksichtigen.

5.1 Unidirektionales Laden

Heutige Ladeinfrastruktur und Fahrzeuge sind größtenteils steuerbar

Die für gesteuertes Laden erforderliche Technologie ist heute bereits grundsätzlich vorhanden. Die am Markt erhältlichen Wallboxen sind größtenteils steuerbar, können also Steuersignale von Dritten entgegennehmen und an die Fahrzeugelektronik weiterleiten. Sie können in der Regel über ein mobiles Endgerät (zum Beispiel per Handy-App über Bluetooth- oder WLAN-Verbindung zur Wallbox), über das Internet (zum Beispiel per WLAN-Anbindung) oder über kabelgebundene Kommunikationswege angesteuert werden. Auch die Bordelektronik der Fahrzeuge ist überwiegend dazu in der Lage, gesteuert zu laden. Sie kann Steuersignale von

der Ladeinfrastruktur empfangen und den Ladevorgang entsprechend anpassen.

Smart-Meter-Rollout beschleunigen

Die Ansteuerung der Wallboxen für das netzorientierte und marktorientierte Laden soll zukünftig über intelligente Messsysteme (iMSys, auch als *Smart Meter* bezeichnet) stattfinden, das heißt über deren Kommunikationsmodule (*Smart Meter Gateways*). Hierdurch soll eine sichere Kommunikation zwischen externen Akteuren (Netzbetreiber, Stromlieferanten oder Aggregatoren) und privaten Haushalten sichergestellt werden. Der Rollout intelligenter Messsysteme kommt in Deutschland jedoch nur schleppend voran, Deutschland ist damit eines der Schlusslichter in Europa bei diesem Thema.¹⁴ Der jüngste Rückschlag in diesem Prozess hat sich dadurch ergeben, dass das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) mit Bekanntgabe am 23. Mai 2022 seine *Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme* vom 7. Februar 2020 mit Wirkung für die Vergangenheit zurückgenommen hat.¹⁵ In der Folge sind grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB) nun nicht mehr verpflichtet, weitere iMSys zu installieren. Die Dreijahresfrist, innerhalb derer gMSB die ersten zehn Prozent der Einbaupflichtfälle mit iMSys ausstatten müssen, wurde mit dieser Entscheidung abgebrochen und wird erst durch eine neue Marktverfügbarkeitserklärung wieder für drei Jahre in Gang gesetzt.

Die Bundesregierung beabsichtigt, diese Problematik durch grundlegende Anpassungen am Messstellenbetriebsgesetz aufzulösen und hat hierzu am 1. Dezember 2022 den *Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende* vorgelegt. Demnach soll der *Smart-Meter-Rollout* unter anderem dadurch beschleunigt werden, dass die Notwendigkeit einer Marktverfügbarkeitserklärung durch das BSI aufgehoben wird. Das Gesetz wurde am 20. April 2023 vom Bundestag beschlossen.

14 Dies dürfte bei einem dynamischen Stromtarif nämlich in der Regel nicht möglich sein; hier ist maximal eine Entnahme aus der Fahrzeugbatterie in Höhe des aktuellen sonstigen Verbrauchs zu erwarten.

15 Bundesnetzagentur (2023)

Solange Steuersignale noch nicht über Smart Meter Gateways übermittelt werden können, können hierfür aber andere Kommunikationswege wie die traditionell von Netzbetreibern eingesetzte Rundsteuerung genutzt werden, sodass die in Kapitel 4 erläuterten Steuerungskonzepte bereits heute grundsätzlich angewandt werden können. Konzepte der Eigennutzung des gesteuerten Ladens, etwa zum Zweck der Eigenverbrauchsoptimierung, sind ohnehin bereits möglich, da sie keine Steuersignale von Dritten erfordern, sondern in der Regel ein Energiemanagementsystem in der Sphäre des Ladepunktbetreibers.

Anreize und Regeln für gesteuertes Laden setzen

Marktliche und regulatorische Instrumente für die netz- oder marktorientierte Nutzung des gesteuerten Ladens sind allerdings erst in Ansätzen vorhanden:

Für die **netzorientierte Nutzung des gesteuerten Ladens** sind insbesondere die Regelungen nach § 14a EnWG zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz von Bedeutung. Hiernach können VNB bereits heute ihren Netznutzer:innen ein pauschal reduziertes Netzentgelt anbieten, wenn diese im Gegenzug bereit sind, eine netzorientierte Steuerung ihrer flexiblen Verbrauchseinrichtungen wie etwa Ladepunkten für E-Pkw zuzulassen. Diese Möglichkeit wurde bislang aber kaum genutzt, vor allem, weil eine auf das gesteuerte Laden und weitere aktuell relevante Verbrauchseinrichtungen zugeschnittene Ausgestaltung fehlte. Mit dem *Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor* vom 20. Juli 2022 wurde diese Vorschrift mit Wirkung vom 1. Januar 2023 reformiert. Die Verantwortung für die konkrete Ausgestaltung wurde damit der Bundesnetzagentur übertragen. Diese hat am 24. November 2022 ein Eckpunktepapier für die Ausgestaltung des Konzepts, das im Laufe des Jahres 2023 durch regulatorische Festlegungen geregelt und ab Anfang 2024 wirksam werden soll, zur Konsultation vorgelegt.

Der Vorschlag der Bundesnetzagentur sieht ein Recht für VNB vor, die Ladeleistung von E-Pkw vorübergehend durch Übermittlung entsprechender Steuersignale auf einen Wert von bis zu 3,7 kW abzusenken, wenn eine Netzüberlastung droht. Über die Notwendigkeit einer solchen direkten Steuerungsmöglichkeit in akuten Engpassituationen herrscht in der aktuellen Debatte weitgehend Konsens, wobei noch diskutiert wird, ob und

inwieweit die zulässige Dauer dieser Eingriffe begrenzt werden sollte. Unterschiedliche Ansichten bestehen zudem zu der Frage, ob zusätzlich auch ein Instrument eingeführt werden sollte, das präventiv wirkt und den Umfang der Abregelungen durch die VNB möglichst weitgehend reduziert. Hierfür wurde vorgeschlagen, die Netzentgelte in den Teilen des Netzes, in denen Engpässe infolge von E-Pkw-Ladevorgängen zu befürchten sind, zeitvariabel zu gestalten. Hierdurch würde ein wirtschaftlicher Anreiz vermittelt, die Ladevorgänge in Zeiten mit geringerer Netzbelastung zu verlagern. Aus Sicht der Nutzer:innen ist dieser Ansatz klar zu befürworten, da er auf Freiwilligkeit und Preisanreizen beruht und den Nutzer:innen etwa die Möglichkeit vorbehält, bei kurzzeitigem Mobilitätsbedarf nicht auf das Preissignal zu reagieren, sondern einen Pkw sofort mit voller Leistung zu laden. Daher sollten solche variablen Netzentgelte konkreter ausgestaltet und parallel zur Umsetzung von § 14a EnWG eingeführt werden.

Im Zuge des Ausgestaltungsprozesses von Regelungen nach § 14a EnWG wird aber nicht nur die Frage zu beantworten sein, wie die netzorientierte Steuerung an sich praktikabel und verbraucherfreundlich ausgestaltet werden kann, sondern auch die Frage, auf welche Weise sichergestellt werden kann, dass sie nur im zwingend notwendigen oder – bei längerfristiger Anwendung – im volkswirtschaftlich effizienten Umfang genutzt wird. Dabei ist essenziell, dass Netzbetreiber auch ihrerseits die Voraussetzungen dafür schaffen müssen, dieses Instrument effizient nutzen zu können. Heute verfügen Netzbetreiber in den unteren Netzebenen (Niederspannung und Ortsnetzstationen) in der Regel nicht über ausreichende Messwerte im Echtzeitbetrieb, die eine vollständige Beobachtung und Prognose des Netzzustands zur präzisen Erkennung von drohenden Überlastungen ermöglichen würden. Um angesichts dessen nicht auf eine sehr pauschale Anwendungsweise des gesteuerten Ladens zurückgreifen zu müssen, sollten die von der Bundesnetzagentur auszugestaltenden Regelungen für die netzorientierte Flexibilitätsnutzung die Netzbetreiber dazu anhalten, die messtechnische Ausstattung dieser Netzebenen zu verbessern. Dies erfordert nicht zwingend eine (sehr aufwendige) vollständige messtechnische Erfassung des Netzzustands an jedem Netzanschluss- oder Netzverzweigungspunkt. Vielmehr können bereits mit wenigen zusätzlichen Messpunkten an kritischen Stellen wesentliche Verbesserungen erzielt werden.

Auch Instrumente für das **marktorientierte gesteuerte Laden** sind in Deutschland noch nicht sehr verbreitet. Mittlerweile werden jedoch zunehmend sogenannte dynamische Stromtarife angeboten, die Verbraucher:innen einen Anreiz für ein marktorientiertes Ladeverhalten vermitteln, etwa der Tarif der GASAG STROM Flex oder der Tarif ÖkoStrom Dynamisch von E.ON. Ein Tarif wird als dynamisch bezeichnet, wenn er zeitvariable Arbeitspreise aufweist und die Höhe der Preise oder die zeitliche Lage der Preiszeitfenster kurzfristig festgelegt werden, beispielsweise erst einen Tag vor dem Liefer- tag. Damit dynamische Tarife angewendet werden und die gewünschte Wirkung entfalten können, müssen verschiedene Voraussetzungen erfüllt sein. Zum einen müssen Verbraucher:innen, die sich hierfür entscheiden, über ein intelligentes Messsystem verfügen, das den Stromverbrauch viertelstündlich misst und die Zählwerte täglich an den Messstellenbetreiber überträgt (siehe Abschnitt 5.1) – aktuell verbaute Geräte sind dazu in der Regel nicht in der Lage. Zum anderen müssen diese Zählwerte auch bei der Abrechnung zwischen den Akteuren im Strommarkt berücksichtigt werden. Dies ist bei Verbraucher:innen mit konventionellem Zähler, der nur den Jahresverbrauch erfasst, nicht der Fall; dort werden stattdessen pauschale Nachfrageverläufe („Standardlastprofile“) angenommen. Diese Voraussetzungen will die Bundesregierung mit dem oben erwähnten Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende schaffen, ebenso wie eine Verpflichtung auch kleinerer Stromlieferanten, dynamische Tarife anzubieten. Eine breite Inanspruchnahme solcher Tarifangebote wird allerdings – abgesehen von der erforderlichen Installation von iMSys – davon abhängen, inwieweit Verbraucher:innen bereit sind, die hiermit verbundenen Unsicherheiten und Risiken im Hinblick auf ihre Strombezugskosten zu akzeptieren. Bei dynamischen Stromtarifen wären sie den Schwankungen des Großhandelsstrompreises stärker und kurzfristiger ausgesetzt als bei konventionellen Tarifen. Die derzeitige Krisensituation an den Energiemärkten kann hier zusätzliche Risikoaversion auslösen, auf die Lieferanten gegebenenfalls mit risikobegrenzenden Elementen in ihren Tarifen reagieren müssen.

Für andere Ausprägungen des marktorientierten gesteuerten Ladens besteht hingegen noch Anpassungsbedarf im regulatorischen Rahmen. Besonders praxisrelevant dürften Konzepte sein, bei denen Dienstleister die Flexibilität einer großen Zahl von Fahrzeugbesitzer:innen

innen bündeln und an verschiedenen Segmenten des Strommarkts vermarkten, etwa am Regelleistungsmarkt. Bisher befinden sich solche Anwendungen im Stadium von Pilotversuchen. Beispielsweise hat ein deutscher Aggregator Mitte Februar 2023 über einen erfolgreichen Pilotversuch berichtet, bei dem eine zunächst kleine Zahl von Ladepunkten so angesteuert wurde, dass hiermit eine sogenannte Primärregelleistung für die Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt werden konnte. Dieser Versuch soll nun auf eine größere Zahl von Ladepunkten ausgedehnt werden.

Beispiele für dynamische Stromtarife im Ausland

Ein Blick ins Ausland zeigt, dass dynamische Stromtarife auch international an Bedeutung gewinnen.¹⁶ In den nordischen Ländern, den Niederlanden und einigen anderen EU-Staaten gibt es bereits dynamische Stromtarife. Nachfolgend sind beispielhaft und ohne Anspruch auf Vollständigkeit ausgewählte Tarifangebote von österreichischen und schweizerischen Anbietern aufgeführt:

In **Österreich** bietet der Stromlieferant aWATTar¹⁷ dynamische Stromtarife mit unterschiedlichen Preisanpassungszyklen an. Die Preisanpassungen sind unmittelbar an die Preise an der Strombörse EPEX Spot AT beziehungsweise EEX gekoppelt:

- Der Tarif HOURLY ist an stündliche Börsenstrompreise gekoppelt (EPEX Spot AT),
- der Tarif MONTHLY an monatliche Börsenstrompreise (EEX Month Futures) und
- der Einspeisetarif SUNNY ebenfalls an monatliche Börsenstrompreise (EEX Month Futures).

In der **Schweiz** bietet das kommunale Versorgungsunternehmen der Stadt Bellinzona (AMB¹⁸) seinen Kundinnen und Kunden ohne freien Marktzugang (der in der Schweiz erst ab einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh gewährt wird) einen optionalen dynamischen Stromtarif an, bei dem die Hoch-/Niedertarif-Zeitfenster täglich um 12:00 Uhr für den Folgetag festgelegt und mitgeteilt werden. Bei der Festlegung der Zeitfenster werden Erwartungen zu Einflussfaktoren wie Niederschlag, Temperatur und der Erzeugungs- und Verbrauchssituation berücksichtigt. Zur Unterstützung

16 zum Beispiel RAP (2022)

17 aWATTar (2022)

18 Energate messenger (2020)

der Nutzung dieses Tarifs bietet AMB zusätzlich Visualisierungsgeräte mit einer Ampelfarbenlogik sowie Steuergeräte für E-Pkw-Ladepunkte an, die den Ladevorgang automatisch in Niedertarifzeiten legen (sofern nicht eine an den Geräten vorhandene Taste für sofortiges Laden betätigt wird).

5.2 Bidirektionales Laden

Erforderliche Technologie ist vorhanden, wird aber noch nicht in der Breite verbaut

Das Potenzial für gesteuertes Laden ist vor allem dann groß, wenn Fahrzeuge lange an die Ladeinfrastruktur angeschlossen sind. Das ist vor allem bei Langsamladeeinrichtungen der Fall. Diese basieren auf Wechselstromtechnik (siehe Abschnitt 2.2). Hierbei muss der aus der Wallbox entnommene Strom von der Bordelektronik des Fahrzeugs in Gleichstrom für die Fahrzeugbatterie umgewandelt werden. Diese Fähigkeit bringen E-Pkw heute generell mit.

Um bidirektionales Laden zu realisieren, muss diese Umwandlung in beide Stromflussrichtungen möglich sein. Das heißt, dass entweder im Fahrzeug selbst oder in der Ladeinfrastruktur ein Wechselrichter verbaut sein muss, der den Gleichstrom aus der Fahrzeugbatterie in Wechselstrom umwandelt. Die bisher am Markt angebotenen und auch die für die Zukunft angekündigten bidirektionalen Fahrzeuge verfügen nicht über einen solchen Wechselrichter. Es zeichnet sich daher ab, dass der Standard eher sein wird, dass der Wechselrichter in der Ladeinfrastruktur verbaut wird. Momentan verfügbaren Ladepunkte in der Regel über keinen Wechselrichter. Deshalb sollte eine etwaige Förderung von privater Ladeinfrastruktur daran gekoppelt werden, dass diese bidirektional laden kann, also mit einem Wechselrichter ausgestattet ist. Darüber hinaus müssen Ladepunkte in der Lage sein, Steuersignale sowohl für Lade- als auch für Entladevorgänge der Batterie zu empfangen und an die Fahrzeugelektronik weiterzuleiten.

Zudem muss die Bordelektronik der Fahrzeuge einen Stromfluss in Entladerichtung ermöglichen. Das heißt, sie muss dazu in der Lage sein, die Steuersignale der Ladeinfrastruktur zu empfangen und ein entsprechendes Entladesignal umzusetzen. Die meisten Fahrzeuge können Steuersignale der Ladeinfrastruktur empfangen (siehe

Abschnitt 5.1). Bereits heute gibt es einzelne Fahrzeugmodelle, die zudem Strom aus ihrer Batterie ausspeisen können, wie zum Beispiel Nissan Leaf, Nissan e-NV200, Hyundai Ioniq 5 und Kia EV6. VW hat angekündigt, dass zukünftig alle Fahrzeuge der ID-Modellreihe bei Ausstattung mit der „großen“ Batterie (Ladekapazität 77 kWh) bidirektional ladefähig sein sollen. Entsprechendes hat auch der Hersteller Polestar für seine nächste Fahrzeuggeneration angekündigt. Es zeichnet sich somit ab, dass diese Technologie zunehmend angeboten und hierdurch mehr und mehr zum Standard werden wird.

Messtechnische Anforderungen an zurückgespeisten Strom möglichst gering halten

Bidirektionales Laden erfordert – wie die meisten Anwendungsfälle des unidirektionalen gesteuerten Ladens – die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem. Dieses muss in der Lage sein, Stromflüsse in beiden Richtungen zu erfassen, was bei modernen Messeinrichtungen, die integraler Bestandteil von iMSys sind, standardmäßig der Fall ist. Wenn darüber hinaus Strommengen je nach Herkunft (aus dem Netz, von der eigenen PV-Anlage, gegebenenfalls aus einem Heimspeicher) und Verwendung (im Haushalt, Rückspeisung ins Netz, gegebenenfalls Einspeisung in einen Heimspeicher) getrennt erfasst und abgerechnet werden sollen, zum Beispiel in Bezug auf die Abrechnung von Entgelten, Umlagen und Abgaben, könnten sich noch weitere Anforderungen an die Ausstattung mit Messtechnik ergeben. Hierzu steht eine vertiefte Debatte über rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen noch aus. Ziel der Entwicklung dieser Rahmenbedingungen sollte sein, die Anwendungsfälle des bidirektionalen Ladens so wenig wie möglich mit Kosten für zusätzliche Messtechnik zu belasten.

Regeln für mobile Speicher setzen

Die in Abschnitt 5.1 diskutierten Instrumente, mit denen das unidirektionale gesteuerte Laden für verschiedene Nutzungszwecke realisiert werden kann, decken nicht automatisch auch die Möglichkeit des bidirektionalen gesteuerten Ladens mit ab. Hierfür sind zusätzliche rechtliche und regulatorische Voraussetzungen zu schaffen. Dies hängt unter anderem damit zusammen, dass bidirektional ladbare Fahrzeuge mobile Speicher darstellen, bei denen Lade- und Entladevorgänge nicht zwingend am gleichen Ort stattfinden. Für diese spezielle Form der Stromspeicherung existieren bislang

noch keine Definitionen und Regelungen im Rechtsrahmen. Aus dieser Eigenschaft der bidirektional ladbaren Fahrzeuge können sich auch zusätzliche Anforderungen an die messtechnische Ausstattung ergeben (siehe Abschnitt 5.1).

Die Anforderungen an den regulatorischen Rahmen, die sich für die Etablierung des bidirektional gesteuerten Ladens ergeben, sollten frühzeitig berücksichtigt werden, auch wenn der Fokus der Rahmensetzung aktuell auf dem unidirektional gesteuerten Laden liegt. Es sollte vermieden werden, dass diese voraussichtlich schon bald praxisreife Technologie mangels geeigneter Rahmenbedingungen nicht oder erst mit zeitlicher Verzögerung effizient genutzt werden kann. Soweit es um technische Anforderungen an die benötigten Komponenten geht, sollte dabei auch eine internationale Harmonisierung zumindest auf europäischer Ebene angestrebt werden, denn diese Komponenten werden nicht allein für den deutschen, sondern letztlich für den globalen Markt entwickelt.

Pilotprojekte zu bidirektionalem Laden

Die Möglichkeiten und Wirkungen des bidirektionalen Ladens werden aktuell bereits in vielfältigen Pilotprojekten untersucht. Strombezugsoptimierung (behind the meter) und die Bereitstellung von Regelleistung stellen die am häufigsten erprobten Anwendungsfälle dar. Das langfristige Regelleistungspotenzial ist jedoch gegenüber anderen möglichen Anwendungen im Bereich der Netz- und Systemdienstleistungen fraglich.

Beispielhaft sind hier folgende Projekte zu nennen:

Pilotprojekte in Deutschland

- TenneT, Nissan und The Mobility House; Engpassmanagement; 2020 beendet.¹⁹
- FfE; behind-the-meter-Anwendungen und Systemdienstleistungen; 2022 beendet.²⁰
- Fraunhofer IAO, Nissan, Bosch.IO; Eigenstrommaximierung und Primärregelleistungsmarkt-Teilnahme; laufend.²¹
- The Mobility House, ENERVIE, Amprion und Nissan; Primärregelleistung; 2018 beendet.²²

19 The Mobility House (2020)

20 FfE (2022)

21 Fraunhofer IAO (2023)

22 The Mobility House (2020)

Zudem veröffentlichte das Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im Juni 2022 einen Förderaufruf „Forschung und Entwicklung für eine erfolgreiche Transformation zur Elektromobilität und Systemintegration“ mit einem Schwerpunkt auf bidirektionalem Laden; bisher wurden noch keine Informationen dazu veröffentlicht, welche Projekte hierdurch gefördert werden oder wieviel der Fördersumme auf den Förderschwerpunkt bidirektionales Laden entfällt.²³

Pilotprojekte im Ausland

Großbritannien:

- E.ON und Nissan; Systemdienstleistungen; Projektstatus unklar.²⁴
- Bus2Grid; Systemdienstleistungen; laufend.²⁵
- Sciurus mit den Partnern OVO energy, Indra, Kaluza, cenex und Nissan; Engpassmanagement; 2021 beendet.²⁶

Dänemark:

- Nissan, Enel und Nuvve; Systemdienstleistungen; Projektstatus unklar.²⁷

Italien:

- FIAT Chrysler Automobiles, ENGIE, Terna; Systemdienstleistungen; laufend.²⁸

Spanien:

- Nuvve; Eigenverbrauch; Projektstatus unklar.²⁹

23 BMWK (2022)

24 Nissan (2020)

25 sse Energy Solutions (2023)

26 cenex (2023)

27 Nissan (2026)

28 Fiat (2020)

29 Nuvve (2019)

6 | Quellenverzeichnis

ADAC (2023): *Elektroautos im Test: So hoch ist die Reichweite wirklich.* URL: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/tests/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>. Letzter Zugriff am 28.03.2023.

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, RAP (2019): *Verteilnetzausbau für die Energiewende.* URL: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): *Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann.* URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-stromsystem-2035/>. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

Agora Verkehrswende (2022): *Schnellladen fördern, Wettbewerb stärken. Finanzierungsmodelle für den Aufbau von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Pkw.* URL: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2022/Ladeinfrastruktur/Agora-Verkehrswende_Schnellladen-foerdern-Wettbewerb-staerken.pdf. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

Agora Verkehrswende (2023): *Marktentwicklung von E-Autos. Infografiken zu den Neuzulassungen elektrischer Pkw in Deutschland.* URL: <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/marktentwicklung-von-e-autos/>. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

aWATTar (2023): *Startseite Website.* URL: <https://www.awattar.at/>. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

BMWK (2022): *80 Millionen Euro für Forschung und Entwicklung in der E-Mobilität – Schwerpunkt bidirektionales Laden.* URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/07/20220705-80-millionen-euro-fur-forschung-und-entwicklung-in-der-e-mobilitat-schwerpunkt-bidirektionales-laden.html>. Letzter Zugriff am 22.03.2023.

Bundesnetzagentur (2022): *Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom.* URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/start.html. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

Bundesnetzagentur (2023): *Messeinrichtungen/Intelligente Messsysteme.* URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/start.html>. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

Bundesregierung (2022a): *Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung.* URL: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur-2.pdf?__blob=publicationFile. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

Bundesregierung (2022b): *Osterpaket für Energiewende vom Bundesrat gebilligt.* URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/novellierung-des-eeg-gesetzes-2023972>. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

cenex (2023): *Sciurus: Domestic V2G Demonstration.* URL: <https://www.cenex.co.uk/projects-case-studies/sciurus/>. Letzter Zugriff am 28.03.2023.

Consentec (2022): *Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und Regelreservemärkte in Deutschland.* URL: https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2014/08/Consentec_50Hertz_Regelleistungsmarkt_de_201402271.pdf. Letzter Zugriff am 03.05.2023.

Energate messenger (2022): *ADAC: Ladeverluste von bis zu 30 Prozent üblich.* URL: <https://www.energate-messenger.de/news/225482/adac-ladeverluste-von-bis-zu-30-prozent-ueblich>. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

Energate messenger (2020): *Stadtwerke Bellinzona mit dynamischem Haushalts-Stromtarif.* URL: <https://www.energate-messenger.ch/news/200563/stadtwerke-bellinzona-mit-dynamischem-haushalts-stromtarif>. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2019): *E-Mobility Stresstest: E.ON Netze mit überschaubarem Aufwand bereit für die Mobilitätswende, Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 69. Jg. (2019), Heft 9, S. 46 ff. URL: https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2019/09/18023_et_1909_60_2_Dorendorf.pdf. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

Europäische Kommission (2023): *Smart Metering deployment in the European Union*. URL: <https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union>. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

FfE (2022): *Bidirektionales Lademanagement (BDL). Intelligentes Zusammenspiel von Elektrofahrzeugen, Ladeinfrastruktur und Energiesystem*. URL: <https://www.ffe.de/projekte/bdl/>. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

Fiat (2020): *FCA-Engie EPS begin work on vehicle-to-grid pilot project*. URL: https://www.fiat.com.cy/news/fca-engie-eps-begin-work-on-vehicle-to-grid-pilot-project/?adobe_mc_ref=. Letzter Zugriff am 22.03.2023.

Fraunhofer IAO (2023): *Intelligente rückspeisefähige Elektrofahrzeuge zur Eigenstrommaximierung und Primärregelleistungsmarkt-Teilnahme*. URL: <https://www.digital.iao.fraunhofer.de/de/leistungen/IoT/i-rEzEPT.html>. Letzter Zugriff am 22.03.2023.

KBA (2022): *Verkehr in Kilometern (VK), Zeitreihe 2014-2021*. URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/vk_inlaenderfahrleistung_node.html. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

Nissan (2016): *Nissan, Enel und Nuvve operate world's first fully commercial vehicle-to-grid hub in Denmark*. URL: <https://europe.nissannews.com/en-GB/releases/nissan-enel-and-nuvve-operate-world-s-first-fully-commercial-vehicle-to-grid-hub-in-denmark>. Letzter Zugriff am 28.03.2023.

Nissan (2020): *Parking up to power business: E.ON and Nissan announce major V2G project milestone*. URL: <https://uk.nissannews.com/en-GB/releases/release-24e04f6ba8d469de0a7c8c77ad013745-parking-up-to-power-business-eon-and-nissan-announce-major-v2g-project-milestone>. Letzter Zugriff am 28.03.2023.

Nuvve (2019): *Nuvve launches Vehicle-to-Grid (V2G) operations in Barcelona, Spain*. URL: <https://nuvve.com/nuvve-launches-vehicle-to-grid-v2g-operations-in-barcelona-spain/>. Letzter Zugriff am 28.03.2023.

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann*. URL: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

R2b et al. (2021): *Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten. Im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/angemessenheit-der-ressourcen-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=30. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

RAP (2022): *The time is now: smart charging of electric vehicles*. URL: <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2022/04/rap-jb-jh-smart-charging-europe-2022-april-26.pdf>. Letzter Zugriff am 17.03.2023.

sse Energy Solutions (2023): *BUS2GRID*. URL: <https://www.sseenergysolutions.co.uk/distributed-energy-infrastructure/our-solutions/bus2grid>. Letzter Zugriff am 28.03.2023.

The Mobility House (2020): *Vehicle-Grid-Integration (VGI oder V2G) Projekte von The Mobility House: Was Kaffee, eine Insel und ein Fußballstadion gemein haben*. URL: https://www.mobilityhouse.com/de_de/magazin/e-mobility/vgi-projekte-von-tmh.html. Letzter Zugriff am 22.03.2023.

Umweltbundesamt (2023): *Stromverbrauch*. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch>. Letzter Zugriff am 28.03.2023.

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (deutsch: Wechselstrom)
ADAC	Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e. V.
BEV	Battery Electric Vehicle (deutsch: vollelektrisches Batteriefahrzeug)
BMWK	Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
DC	Direct Current (deutsch: Gleichstrom)
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETG	Energietechnische Gesellschaft im VDE
gMSb	grundzuständiger Messstellenbetreiber
iMsys	intelligentes Messsystem
KBA	Kraftfahrtbundesamt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Pkw	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
SoC	State of Charge (deutsch: Ladezustand)
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informations- technik e. V.
V2G	Vehicle-to-Grid
VNB	Verteilnetzbetreiber

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

