

Positionspapier

Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen

Energiepolitische Handlungsempfehlungen, um das Potential von mobilen Speichern zu erschließen

Berlin, Oktober 2022. Erklärtes Ziel der Bundesregierung ist es, Deutschland zum Leitmarkt der Elektromobilität zu machen. Eine der Maßnahmen zur Erreichung dieses Ziels ist die Ermöglichung von bidirektionalem Laden von Elektrofahrzeugen. Im Entwurf des Masterplans Ladeinfrastruktur II finden sich erste Vorschläge zur Umsetzung, die jedoch nicht ausreichend sind. Aktuell ist der gesetzliche Rahmen für bidirektionales Laden noch nicht in ausreichender Form vorhanden. Der bne zeigt im folgenden Papier auf, welche Möglichkeiten bidirektionales Laden bietet und was regulatorisch vom Gesetzgeber anzupassen ist.

Der Hochlauf der Elektromobilität hat Fahrt aufgenommen, bis 2030 soll der Fahrzeugbestand an Elektrofahrzeugen auf 15 Millionen anwachsen. Die Elektrifizierung leistet einen entscheidenden Beitrag zur Dekarbonisierung des Mobilitätssektors. Neben einem Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien kann das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen auch ökonomische Mehrwerte bieten.

Im Gegensatz zum üblichen Aufladen eines Elektrofahrzeugs ermöglicht das bidirektionale Laden den Energieaustausch in zwei Richtungen. Von der Wallbox in die Batterie und umgekehrt.

Man unterscheidet verschiedene Anwendungsfälle für bidirektionales Laden. Beim Vehicle-to-Home (V2H)-Anwendungsfall wird der Strom aus der Fahrzeugbatterie in das Gebäude bzw. an das Energiemanagementsystem zurückgeführt. Somit ist bidirektionales Laden eine Erweiterung des gesteuerten Ladens, bei dem beispielsweise tarifoptimiert Strom zu günstigeren Zeiten bezogen wird. Durch bidirektionales Laden kann in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage eigenständig sowie in Ergänzung mit einem

Heimspeicher ein großer Grad an Eigenversorgung gewährleistet werden. Vorteilhaft an der Fahrzeugbatterie ist, dass der zur Verfügung stehende Speicher nicht extra beschafft werden muss, sondern einen weiteren Anwendungszweck erhalten kann.

Beim Vehicle-to-Grid (V2G)-Anwendungsfall wird der Strom aus dem Elektrofahrzeug über die Wallbox in das Verteilnetz eingespeist. Das Elektrofahrzeug agiert somit als Teil des energiewirtschaftlichen Gesamtsystems und steht als flexible Leistung oder auch Last zur Verfügung. Denkbar sind Use Cases wie zeitliche Arbitrage, Primärregelleistung, lokale Netzdienstleistung oder Redispatch.¹

Das Potential von Elektrofahrzeugen, am Strommarkt teilzunehmen, ist beachtlich. Nach Erhebungen vom Agora Energiewende könnten im Jahr 2035 rund 28 Mio. Elektrofahrzeuge ein Flexibilitätspotential vom rund 28 GW bereitstellen. Dabei wird angenommen, dass durchschnittlich 40 Prozent der Vehicle-to-Grid-Fahrzeuge mit 20 Prozent ihrer mittleren Speicherkapazität von 50 kWh am Strommarkt teilnehmen. Obwohl diese Leistung nur für kurze Zeiträume von wenigen Stunden bereitgestellt werden kann, trägt V2G zur effizienten Nutzung von erneuerbarem Strom und Ressourcen bei.²

Obwohl eine technische Umsetzung mit ausgewählten Fahrzeugen bereits heute möglich ist und die Zahl der kompatiblen Fahrzeuge schnell zunehmen wird, erschwert der aktuelle gesetzliche Rahmen eine wirtschaftliche Umsetzung von bidirektionalem Laden.

Der bne schlägt folgende Maßnahmen vor, um bidirektionales Laden zu ermöglichen:

1. Verbesserung der Rechtsposition

Vereinheitlichung der Definition von mobilen Energiespeichern im Rahmen einer Überarbeitung des Strommarktdesigns

Aktuell gibt es keine einheitliche Definition von mobilen Speichern, die im nationalen und europäischen Gesetzesrahmen anwendbar wäre. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), RL (EU) 2019/944 sowie auch die anerkannten Regeln der Technik (z.B. VDE-AR N 4105) lassen offen, ob sich die Normen nur auf stationäre oder auch auf mobile Speicher beziehen.

Die fehlende Klarheit bei der Definition von mobilen Energiespeichern schafft grundsätzliche Unsicherheit bei der Planung von bidirektionaler Ladeinfrastruktur und der Implementierung von entsprechenden Geschäftsmodellen. Daher besteht ein hoher Bedarf an Rechtssicherheit bei den beteiligten wirtschaftlichen Akteuren bezüglich Stromnebenkosten für den zwischengespeicherten Strom, wie etwa den Netzentgelten, der Stromsteuer und der Konzessionsabgabe. Der Wegfall der EEG-Umlage auf den Strompreis hat hier bereits deutlich Erleichterungen gebracht, dieser Weg muss weitergeführt

¹ Überblick Use Cases bidirektionales Laden: <https://www.ffe.de/news/erloespotenziale-okologische-mehrwerte-und-kosten-von-gesteuertem-und-bidirektionalem-laden/>

² Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE_KNStrom2035/A-EW_264_KNStrom2035_WEB.pdf

werden. Ausnahmetatbestände, die bei stationären Speichern eine Doppelbelastung bei der Zwischenspeicherung vermeiden sollen, sind bei V2G vielfach nicht erfüllt.

Maßnahme: Der Gesetzgeber sollte die rechtliche Ungleichbehandlung mobiler Stromspeicher zu stationären Speichern überdenken. Er hat rechtsverbindlich klarzustellen, dass bestehende Regulierungen für stationäre Speicher ebenso für mobile Speicher Anwendung finden. Die im EnFG vorgesehene Gleichstellung von Ladepunkten mit Stromspeichern erscheint ein zielführender Ansatz zu sein, um eine Doppelbelastung für zwischengespeicherten Strom auszuschließen. Diese Regelung kann auf andere Rechtsbereiche (Netzentgelte, Stromsteuer) erstreckt werden.

Weiter sollte im Rahmen der Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“, die konkrete Vorschläge zu einem neuen Strommarktdesign erarbeiten soll, eine grundsätzlich neue, vereinfachte Systematik erdacht werden. Die heutige Gestaltung der Netzentgelte etwa hat nur wenig Lenkungswirkung und sollte bei der Neugestaltung des Strommarktdesigns ebenfalls grundlegend überarbeitet werden.

Marktgestützte Beschaffung von Flexibilität für das Stromnetz ermöglichen

Ein Vergütungsmodell für netzdienliche Flexibilität ist ein wichtiger Baustein für ein effizientes Energiesystem. Ziel muss sein, einen Marktrahmen zu entwerfen, der Nachfrage durch den VNB und Flexibilität durch wettbewerbliche Teilnehmer zusammenführt. Die Option der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen muss gestärkt werden. So verpflichtet beispielsweise § 14c Abs. 1 EnWG Netzbetreiber zur marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz. Die BNetzA kann dabei Spezifikationen für die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen und für standardisierte Marktprodukte vorgeben (§ 14c Absatz 3 EnWG). Durch die Novellierung des § 14a EnWG ist es der BNetzA nun ebenfalls möglich, durch Nutzen der neuen Verordnungsermächtigungen nach § 14a EnWG marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen zu implementieren. Ziel muss in jedem Fall sein, mit einem präventiven Engpassmanagement durch Preisanreize den Bedarf für kuratives Engpassmanagement wie beim Mechanismus der „Spitzenglättung“ zu vermeiden.

Maßnahmen: Die BNetzA sollte dafür von der Festlegungskompetenz im § 14a EnWG bzw. § 14c EnWG zur Schaffung standardisierter Marktprodukte für Flexibilitätsdienstleistungen Gebrauch machen.

Definition des Letztverbrauchers europarechtskonform umsetzen

Mit steigenden Zulassungszahlen gewinnt die öffentliche Ladeinfrastruktur ebenfalls an Bedeutung, so dass das bidirektionale Laden auch für andere Anwendungen als im Eigenheim mitgedacht werden muss. Elektrofahrzeuge können als Energiespeicher nur dann der Energiewirtschaft zur Verfügung stehen, wenn sie auch Teil des energiewirtschaftlichen Systems sind. Endet die Energiewirtschaft beim „Letztverbraucher Ladesäule“ ist dies nicht möglich. Je mehr Elektrofahrzeuge zugelassen werden, umso mehr wird es Nutzerinnen und Nutzer geben, die über keinen privaten Stellplatz verfügen und mehrheitlich im öffentlichen Raum laden müssen. Die Flexibilisierung der öffentlichen Ladeinfrastruktur kann daher in Zukunft einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Einen ersten wichtigen Baustein zu diesem Marktdesign stellen die am 01.06.2021 in Kraft getretenen Netzzugangsregeln Elektromobilität (NZR-EMob,

Beschluss v. 21.12.2020 – BK 6-20-160) dar, die dem Ladepunktbetreiber freistellen, eine flexible bilanzielle Zuordnung einzelner Ladevorgänge zu unterschiedlichen Stromlieferanten zu ermöglichen. Etwaige Auswirkungen für Eigenversorgungsmodelle gilt es dabei zu prüfen und zu adressieren.

Maßnahmen: Um dieses Flexibilisierungspotential weiter heben zu können, muss das regulatorische Hindernis der Letztverbraucherfiktion für die Ladesäule in § 3 Nr. 25 2. HS EnWG abgeschafft werden. In Einklang mit Art. 2 Nr. 3 der EU-Richtlinie 2019/944 sind die Nutzerinnen und Nutzer von Elektroautos, welche Strom an einer Ladesäule laden, als Letztverbraucher einzuordnen. Ziel muss sein, mobile Speicher im Mehrfamilienhaus, an teil-öffentlicher Ladeinfrastruktur und zukünftig auch im öffentlichen Bereich einfach und sinnvoll zu bewirtschaften. Anstelle der bisherigen „Letztverbraucher-Fiktion“ sollte daher eine Definition des „öffentlichen Ladepunkts für Elektromobile“ im Energiewirtschaftsgesetz verankert werden. Es bietet sich dabei an, die bereits bestehende Definition der Ladesäulenverordnung zu übernehmen.

2. Standardisierung der Prozesse

Vermarktung von Flexibilität an den Strommärkten ermöglichen

Die Erbringung von Arbitragegeschäften unter Einsatz mobiler Speicher ist im bestehenden Rechtsrahmen grundsätzlich möglich. Es mangelt jedoch an standardisierten Prozessen, sodass aktuell eine individuelle vertragliche Ausgestaltung erforderlich ist. Es fehlt insbesondere an standardisierten Prozessen zur Umsetzung der Steuerung, für den Informationsaustausch zwischen den beteiligten Marktakteuren, für die Bilanzierung oder zur Zahlung eines angemessenen Entgelts. Dies sollte durch die BNetzA mit Hilfe der bereits bestehenden Festlegungskompetenz nach § 41d Abs. 3 EnWG präzisiert werden.

Maßnahme: Für einige der Geschäftsmodelle im Bereich Flexibilität fehlt es bislang an standardisierten Marktprozessen. Für marktliche Flexibilitäten enthält das EnWG (§ 41d Abs. 3 EnWG) bereits eine Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur für die Ausgestaltung des erforderlichen Informationsaustauschs, der Bilanzierung und der Zahlung eines angemessenen Entgelts an den Lieferanten. Erst durch den Erlass der Festlegung(en) wird eine Umsetzung von skalierbaren Geschäftsmodellen möglich.

Praxistaugliche Vorgaben für Messung und Steuerung sichern

Für das bidirektionale Laden kann zukünftig eine Steuerung der Lade- und Einspeisevorgänge notwendig sein. Hohe Sicherheitsstandards sind äußerst relevant, um die Versorgungs- und Systemsicherheit zu gewährleisten. Sicherheit ist aber nicht gleichbedeutend mit dem Einsatz des Smart Meter Gateways. Die drohende Verpflichtung, einen Hardware-gebundenen Kanal zu verwenden, erzeugt zusätzliche Marktbarrieren und begrenzt somit Innovationsmöglichkeiten. Das Smart Meter-Gateway sollte daher nur dort vorgeschrieben werden, wo es zwingend erforderlich ist. Für alle anderen Anwendungsfälle sollten eigene Sicherheitsstandards geschaffen werden. Grundsätzlich müssen Speicher messtechnisch abgegrenzt werden, um ihre Flexibilität vermarkten zu können. Dies erfordert heute schon komplizierte Messkonzepte. Die

Messkosten für komplexe Lieferstellen übersteigen heute in vielen Fällen ihren wirtschaftlichen Nutzen. Für mobile Speicher ergeben sich Anforderungen an die Messung, die von der Architektur intelligenter Messsysteme nicht abgedeckt werden können, denn diese sind auf den Einsatz in stationären Anlagen und nicht für den stetigen Wechsel von Speichern und Marktpartnern ausgelegt. Sowohl bei Untermessungen als auch bei den Anforderungen an die eingesetzte Messtechnik müssen daher neue Wege beschritten werden.

Maßnahme: Das MsbG enthält in seiner jetzigen Fassung keine Regelungen zu einer verpflichtenden marktorientierten Steuerung von Ladeeinrichtungen über Smart Meter Gateways (SMGW). Dies ist sachgerecht und sollte aufrechterhalten werden. Für die messtechnische Abgrenzung von Speichern sind Untermessungen notwendig. Hier sollte wie bei den Vorgaben für Kundenanlagen im EnWG ein Ausnahmetatbestand von den Regeln aus MsbG, MessEG und MesseV geschaffen werden. Die vollen Anforderungen sollten nur für den Hauptzähler gelten.

Einheitliche Netzanschlussbedingungen für Ladeinfrastruktur

Die nach §14e geforderte Einführung einer gemeinsamen Internetplattform der Netzbetreiber für Anschlussbegehren ist ein wichtiger Schritt in Richtung von Bürokratieabbau und Vereinheitlichung der Antragsverfahren und wird überregionalen oder bundesweit tätigen Anbietern bereits unnötigen Aufwand ersparen. Um den Bedürfnissen der Marktteilnehmer gerecht zu werden, sind jedoch weitere Vereinfachungen und Vereinheitlichungen notwendig. Dies beinhaltet bundesweit einheitliche Formulare und Verfahren sowie einheitliche technische Anschlussbedingungen (TAB).

3. Verbesserung der Wirtschaftlichkeit

MID-Konformität als Alternative zur Eichrechtskonformität

Die Eichrechtskonformität verteuert jede Ladestation um ca. 300 EUR und verkompliziert dadurch den Hochlauf von Ladeinfrastruktur. Wenige Lieferanten und lange Lieferzeiten sind das Resultat. MID-Konformität sollte parallel zu Eichrechtskonformität als gleichwertig in §62b EEG aufgenommen werden. Diese Maßnahme würde auch den Export deutscher Hersteller von Ladeinfrastruktur fördern.

Abschaffung der Pflicht zum Kartenterminal bei AC-Ladestationen

Die Pflicht zum analogen Kartenterminal bei AC-Ladestationen schafft Zusatzkosten für den Einbau und den Betrieb. Digitale Bezahlsysteme gewährleisten Preistransparenz an der Ladesäule und sind schnell günstig installierbar. Kundinnen und Kunden kennen digitale Bezahlsysteme aus verschiedenen Lebensbereichen und haben deren Komfort und Sicherheit schätzen gelernt.



Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)
Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energie-
markt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die
Kräfte der Energiewende frei.