

ZVEI-Stellungnahme

Gesetzgeberische Initiative der CDU/CSU-Bundestagsfraktion zum bidirektionalen Laden

Der ZVEI begrüßt die Initiative der CDU/CSU-Bundestagsfraktion zur Ermöglichung und Beschleunigung des bidirektionalen Ladens in Deutschland.

Der Gesetzgeber hat in jüngster Vergangenheit bereits regulatorische Hürden für das bidirektionale Laden abgebaut: Durch die Beseitigung der Doppelbelastung durch Stromsteuer und Netzentgelte im Bereich Vehicle-to-Home/Vehicle-to-Building sind bereits wichtige notwendige regulatorische Schritte zur Ermöglichung des bidirektionalen Ladens erfolgt. Auch im Bereich der Anerkennung und Vermarktung von Grünstrom aus Speichern und dafür notwendigen Messkonzepten hat die Bundesnetzagentur mit dem Festlegungsverfahren „Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL)“ eine langjährige Lücke in der Speicherregulierung geschlossen. Diese regulatorischen Erleichterungen wurden vom ZVEI begrüßt.

Dieser Weg muss nun konsequent im Bereich der Vehicle-to-Grid-Anwendungen (V2G), d.h. dem Zurückspeisen in das Netz der allgemeinen Versorgung, weitergegangen werden. Es sollte auch hier ein Weg gefunden werden, V2G-Anwendungen stromsteuerrechtlich gleich zu behandeln. Durch V2G können, sofern entsprechende Preissignale vorhanden sind, Flexibilitätsdienstleistungen für das Energiesystem angeboten werden, was zusätzliche Ertragschancen für Kunden eröffnet, aber vor allem die Systemkosten insgesamt reduzieren hilft. Gleichzeitig kann bidirektionales Laden durch das erweiterte Flexibilitätsangebot zur Sektorkopplung beitragen. Die Kosten, die durch systemdienliches Laden eingespart werden könnten, sind dabei erheblich. Ein „stupide geladenes“ Elektrofahrzeug verursacht mehr als drei Mal so hohe Kosten im Energiesystem als ein intelligent geladenes Fahrzeug.¹

Der ZVEI nimmt hierzu wie folgt Stellung:

1 Aktuelle regulatorische Hemmnisse beim bidirektionalen Laden

1.1 Befreiung von doppelten Stromsteuern und Netzentgelten für V2G-Anwendungen

Das Dritte Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes befreit das Zurückspeisen von Strom über einen Ladepunkt von der Stromsteuer, wenn der zurückgespeiste Strom vor Ort, ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung, verbraucht wird (Vehicle-to-Home, Vehicle-to-Building). Derartige Erleichterungen sind auch für das Zurückspeisen in das Netz der allgemeinen Versorgung vorzusehen, um die Potenziale bidirektionalen Ladens zur Entlastung des Netzes zu heben.

Eine Reduzierung oder Befreiung von Netzentgelten sollte mindestens dann möglich sein, wenn Speicher systemdienlich eingesetzt werden. Nach einer Übergangsfrist ist die Zahlung zeitbasierter Netzentgelte hinnehmbar, um einen Anreiz für netzdienliches Verhalten zu schaffen. Es sollte bei der Wahl des Zeitpunktes der Einführung solcher Netzentgelte jedoch darauf geachtet werden, dass genügend nicht-proprietary Produkte für einen Markthochlauf verfügbar sind. Um dies zu gewährleisten, müssen gegebenenfalls die Normungsverfahren abgeschlossen sein. So können nicht-proprietary Systeme auf Seiten der Fahrzeuge und der Ladeinfrastruktur in der Breite eingesetzt werden. Weiterhin sollten auch Ladeverluste von Netzentgelten befreit werden.

¹ Mehrwert dezentraler Flexibilität (neon.energy)

1.2 Senkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestniveau

Die im Koalitionsvertrag vereinbarte Absenkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß für alle Unternehmen und Haushalte sollte zwingend umgesetzt werden. Eine Senkung der Stromsteuer auf das EU-Mindestmaß für alle Verbraucher wäre ein wichtiger Schritt, um Strom preislich wettbewerbsfähiger zu machen und den Umstieg auf Elektromobilität zu beschleunigen. Statt einer in der Breite wirkenden Stromsteuersenkung wurden nur die bestehende Steuerentlastung auf den EU-Mindestsatz für Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie Land- und Forstwirtschaft verstetigt. Für private Haushalte und die übrige Wirtschaft wie Handel oder der Dienstleistungssektor ist eine Reduzierung der Stromsteuer dagegen nicht erfolgt – und das entgegen der klaren Ankündigung im Koalitionsvertrag. Millionen Verbraucher stehen damit (vorerst) außen vor.

Im Verkehrssektor, der weit hinter den sektorspezifischen Klimazielen zurückbleibt, würde ein niedrigerer Strompreis die Attraktivität von Elektrofahrzeugen gegenüber konventionell betriebenen Fahrzeugen erhöhen. Dieser verpasste Anreiz wirkt bremsend auf den Markthochlauf von batteriebetriebenen Fahrzeugen.

Statt jedoch den Koalitionsvertrag umzusetzen, werden Mittel aus dem Klima- und Transformationsfonds zur Entlastung des Gaspreises verwendet. Damit wird ein falsches Signal gesendet.

Der ZVEI plädiert daher an dieser Stelle noch einmal nachdrücklich dafür, die Stromsteuer für alle Verbrauchergruppen auf das europäische Mindestmaß zu senken.

1.3 Zügige Umsetzung von Art. 20a, Abs. 3, UAbs. 2 RED III

Um die Nutzung des bidirektionalen Ladens voranzutreiben und Ladevorgänge besser planen zu können, sollten die Bestimmungen des Absatz 3 des Artikels 20a der Verordnung (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED III) in Bezug auf die Bereitstellung von fahrzeuginternen Daten schnellstmöglich in nationales Recht umgesetzt werden. Dabei sollte ein europäisch harmonisiertes Datenformat gewählt werden, in dem insbesondere Daten über den Ladezustand, die Leistungseinstellung und die Kapazität der Batterie diskriminierungsfrei geteilt werden.

1.4 Gewerbesteueranmeldung verhindern

Um bidirektionales Laden in unbürokratischer Weise zu ermöglichen, sollte analog zur Regelung bei Photovoltaikanlagen bis 30 kWp eine Freistellung von einer Gewerbeanmeldung, bzw. der Gewerbesteuerpflicht gewährt werden. Dies stellt sicher, dass private Halter von elektrischen Fahrzeugen aus diesen Strom zurückspeisen können, ohne dass sie ein Gewerbe anmelden oder entsprechende Steuern zahlen müssen.

2 Weitere technisch notwendige Voraussetzungen für eine erfolgreiche Implementierung

Neben regulatorischen Hemmnissen auf nationaler Ebene bestehen technische Herausforderungen. Deren Lösung ist teilweise jedoch zwingende Voraussetzung für die Ermöglichung des bidirektionalen Ladens.

Im Hinblick auf das europäische Verbundnetz stellt der bislang fehlende gemeinsame europäische Energiedatenraum (Common European Energy Data Space) ein erhebliches Defizit dar.

2.1 Smart-Meter Rollout konsequent fortsetzen

Intelligente Messsysteme sind eine wichtige technische Voraussetzung, um die steigende Zahl an Elektrofahrzeugen (BEV) in das Stromsystem zu integrieren. Zur Beschleunigung des bidirektionalen Ladens sollte der Smart-Meter-Rollout konsequent in der Breite fortgeführt werden. Die im Februar 2025 in Kraft getretene Novelle des Messstellenbetriebsgesetzes stärkt wirkungsvoll den Rollout von intelligenten Messsystemen in Deutschland. Daher kann und sollte auf das MsbG in der jetzigen Form vertraut werden. Das derzeit vorliegende MsbG schreibt den Technologiepfad fort und vermeidet Verunsicherung. Etwaige

Bestrebungen zur Einführung sog. „Smart Meter light“ lehnen wir ab. Technische Parallel-Lösungen bringen weder Vorteile noch Skaleneffekte bei Kosten, Effizienz und Datenqualität. Wir brauchen deutschlandweit einheitliche Systeme als Basis für eine stabile Stromversorgung.

Das Potenzial von dezentralen Flexibilitäten ist enorm – sowohl für private Haushalte als auch für das Gesamtsystem. Durch eine intelligente Fahrweise von haushaltsnahen Verbrauchseinheiten kann der Druck auf die Netze spürbar gesenkt werden. Voraussetzung dafür ist ein flächendeckender Rollout intelligenter Messsysteme und Steuerlösungen. Hersteller haben auch im Bereich der Steuerung Lösungen entwickelt, die bereits BSI-zertifiziert sind. Erste Messtellenbetreiber beginnen in diesem Jahr mit dem Steuerungsrollout.

2.2 Festlegung interoperabler Standards

Bidirektionales Laden stellt hohe Anforderungen an Sicherheit, Interoperabilität und Netzverträglichkeit entlang der gesamten technischen Kette, von der Fahrzeugbatterie bis zum Netzanschlusspunkt sowie an die Integration in das Energiesystem.

Die Normung für das bidirektionale Laden mit Wechselstrom (AC-Bidi) wird basierend auf den internationalen Projektplänen Ende 2026 abgeschlossen sein. Die normativen Ergänzungen für das bidirektionale Laden mit Gleichstrom (DC-Bidi) erfolgen schrittweise.

Ziel der Normungsarbeit sollten Plug-and-Play-Lösungen sein, für die ein standardisiertes, interoperables sowie barrierefreies System für Vehicle-to-Home und Vehicle-to-Grid erforderlich ist. Hierdurch lässt sich das Fahrzeug beispielsweise mit dem Energiemanagementsystem des Wohnhauses vernetzen. Neben dem Aspekt der Interoperabilität sind besonders die elektrischen Schutzkonzepte in den internationalen Standardisierungsgremien als Grundvoraussetzung für jeden Rückspeisevorgang zu finalisieren. Die Festlegung der Mehrheit dieser Standards sollte (zumindest) auf europäischer Ebene erfolgen, um im Binnenmarkt einheitliche Anforderungen zu schaffen und nationale Sonderlösungen zu vermeiden.

Das alleinige Verwenden des Kommunikationsstandards ISO 15118 (sog. Bidi-ready), der die High-Level-Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladeeinrichtung regelt und im Fall der AC-Rückspeisung die Einhaltung der Netzanschlussrichtlinien ermöglicht, reicht allein nicht, um Interoperabilität sicherzustellen. Neben der Interoperabilität – also der Fähigkeit jeder Ladeeinrichtung, mit jedem Fahrzeug zu laden bzw. rückzuspeisen – sind weitere Systemstandards notwendig, um die elektrische Sicherheit und damit den Sach- und Personenschutz sicherzustellen.

Die für das bidirektionale Laden notwendige Applikation wird über EN IEC 61851 für dauerhaft angeschlossene EV-Ladestationen und ISO 5474 definiert, in denen die Hardware-Anforderungen (ergänzende technische Standards für Sicherheit, Netzanschluss und Energieflusssteuerung) für elektrische Fahrzeuge (EV) sowie für die Ladeeinrichtungen (EVSE) festgelegt werden. Daher sollten veröffentlichte Produktstandards – insbesondere IEC 61851-1 Ed.4 und IEC 61851-23 Ed. 3 – sobald verfügbar auf europäischer Ebene verpflichtend werden.

Weiterhin sollte der Standard IEC 63584 (OCPP) zur Kommunikation zwischen Ladesäule und Backend-Management-System in der EU frühestens ab 2027 für öffentlich zugängliche sowie private Ladeinfrastruktur verpflichtend werden. Von dieser Verpflichtung sollten Einfamilienhäuser und Parkplätze von Wohngebäuden ausgenommen werden, bei denen für jeden Ladepunkt ein eigener Zähleranschluss vorhanden ist. Die Verpflichtung muss sich auf das Inverkehrbringen und nicht die Anwendung beziehen, um nicht unverkäufliche Lagerbestände zu schaffen. Eine Verpflichtung zum OCPP-Standard sollte sich nur auf neu in Verkehr gebrachte Ladestationen beziehen und somit keine Nachrüstungspflicht für bereits in Verkehr befindliche Ladestationen enthalten. Es gilt, bei der Verpflichtung differenziert vorzugehen: Nicht alle Funktionen sollten von allen Betreibern umgesetzt werden müssen, wenn diese nicht genutzt werden. So ist bidirektionales Laden bei HPC-Ladestationen an Autobahnen nicht sinnvoll, weshalb es hier zu keiner Verpflichtung kommen sollte. Gleiches gilt für Depots, die Nutzung bidirektionalen Ladens kann hier unter Erwägungen der Gesamtbetriebskosten die richtige Wahl sein, die konkrete Ausgestaltung sollte aber den Betreibern überlassen werden. Für die Weiterführung der Normungsarbeit muss darauf geachtet werden, dass der Standard den üblichen öffentlichen Standardisierungsprozessen der IEC folgt und nicht von der Open Charge Alliance festgelegt und im Liaison A-Verfahren angenommen wird. Letzteres birgt die Gefahr eines Monopols.

Für einen reibungslosen grenzüberschreitenden Verkehr sollten außerdem zwingend die europäischen Netzanschlussbedingungen (RFG 2.0, NC DC) vereinheitlicht werden. Auf europäischer Ebene erarbeiten Expertinnen und Experten der „Data 4 Energy Group“ (D4E) gemeinsam mit Vertreterinnen und Vertretern der „Coalition of the Willing“ (CoW) sowie des „Sustainable Transport Forum“ (STF) Empfehlungen zur Realisierung eines europäischen Energiedatenraums. Die D4E arbeitet unter anderem an der Einbindung von V2G-Anwendungen in das europäische Energiesystem und schafft damit eine wichtige Grundlage für eine Etablierung des bidirektionalen Ladens in der EU. Die Bundesregierung sollte die Arbeit von D4E, CoW und STF zur Umsetzung eines europäischen Energiedatenraums weiter konstruktiv begleiten.

2.3 Anpassung TAB und TAR

Die Anwendungsregeln VDE-AR-N 4100 und -4105 sollten so angepasst werden, dass bidirektionale Fahrzeuge und Wallboxen explizit berücksichtigt werden. Es muss sichergestellt werden, dass alle Anwendungsfälle von bidirektionalem Laden in den einschlägigen Normen berücksichtigt werden. Ist dies der Fall, sollten alle Verteilnetzbetreiber verpflichtet werden, alle V2X-Anwendungen zuzulassen, sofern sie den Standards entsprechen. Nur durch diese technische Anpassung kann eine Skalierung erreicht werden.

Besondere Aufmerksamkeit bei TAB und TAR sollte V2H-Inselnetzlösungen gelten, mit denen die Notstromversorgung eines Gebäudes durch ein Elektrofahrzeug während eines Stromausfalls sichergestellt werden kann. Diese Lösungen sind vor dem Hintergrund zunehmender Versorgungsrisiken sehr erstrebenswert, erfordern jedoch eine besondere technische Vorbereitung der elektrischen Gebäudeinstallation, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten.

2.4 Vorrangstellung der Netzsteuerung

Es gilt ferner im Allgemeinen sicherzustellen, dass Netzeingriffe durch die Verteilnetzbetreiber nicht von Elektrofahrzeugen übersteuert werden. Die netzwirksame Steuerung muss stets Vorrang haben. Beim Einspeisen von Strom sollten die technischen Vorgaben gemäß § 9 EEG eingehalten werden, um keine parallelen Prozesse für Verteilnetzbetreiber einzuführen.

2.5 Vereinfachung der Präqualifizierung zur Teilnahme am Regelmarkt

Aggregatoren können mittels virtueller Kraftwerke durch das Einspeisen von Strom vieler Fahrzeugbatterien unter anderem Primärregelleistung bereitstellen und Redispatch-Maßnahmen bereitstellen. Die Prozesse zur Präqualifizierung, um Regelleistung für Übertragungsnetzbetreiber bereitstellen zu können, sollten dazu automatisiert werden. Die Nachweise zur technischen Eignung von Aggregatoren, etwa maximale und minimale Leistung, Anforderungen an Reaktionszeiten oder Leistungsgradienten und Zuverlässigkeit sollten über standardisierte Messungen, digitale Schnittstellen und automatisierte Testverfahren erfolgen, um zur netzdienlichen Optimierung beitragen zu können. Ergänzend sollte ein anreizbasierter Ansatz zur freiwilligen Bereitstellung von Redispatch-Dienstleistungen aus dezentralen Anlagen eingeführt werden, für die keine verpflichtende Teilnahme am Redispatch 2.0 vorgesehen ist.

2.6 Unbürokratische Anerkennung von Grünstrom im Rahmen von MiSpeL

Um die Nutzung von am gleichen Netzanschluss erzeugtem Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen für das bidirektionale Laden unbürokratisch zu ermöglichen, sollte das Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) durch die Bundesnetzagentur zügig zum Abschluss gebracht werden. So kann „grüner“ Strom seine ausgewiesene Eigenschaft behalten und als Grünstrom nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert und vermarktet werden, auch wenn dieser über einen Ladepunkt in einer Fahrzeugbatterie zwischengespeichert wird, die auch Graustrom aus dem Netz bezieht.

Die beiden im MiSpeL-Festlegungsentwurf vorgesehenen Optionen – Abgrenzungs- und Pauschaloption – sind in ihrer derzeitigen Ausgestaltung technisch und administrativ komplex. Diese Komplexität stellt insbesondere für Hersteller von Heimenergiesystemen (HEMS) eine erhebliche Herausforderung dar, da sie eine Vielzahl unterschiedlicher Anforderungen gleichzeitig abbilden müssen. Es besteht die Befürchtung,

dass für den deutschen Markt Sonderlösungen erforderlich werden, was die Entwicklungskosten erhöht und die Markteinführung verzögert.

Zudem erschwert die rückwirkende Abrechnung – insbesondere im Zusammenhang mit sogenannten AW<0-Zeiten (Zeiten mit negativem anzulegendem Wert) – eine verlässliche Wirtschaftlichkeitsberechnung. Betreiber von Anlagen können erst nach Ablauf des Kalenderjahres die tatsächlich förderfähige Strommenge ermitteln. Dies reduziert die Planbarkeit und könnte dazu führen, dass viele Betreiber weiterhin auf das Ausschließlichkeitsprinzip setzen und somit das Flexibilitätspotenzial ungenutzt bleibt. Ein weiterer kritischer Punkt ist die unklare Rollenverteilung zwischen den beteiligten Akteuren. Aus den vorliegenden Dokumenten geht nicht eindeutig hervor, wer für die Installation der Messtechnik, die Durchführung der Berechnungen und die Abrechnung zuständig ist – Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Energielieferant oder gar der Anlagenbetreiber selbst. Diese Unklarheit birgt das Risiko von Verzögerungen und Fehlanwendungen in der Praxis.

Weiterhin sollte die Abgrenzungsoption nicht auf AC-gekoppelte Speicher beschränkt werden, da dies zu einem Wettbewerbsnachteil für DC-gekoppelte Speicher führen würde, die insbesondere im Heimspeichermarkt weit verbreitet sind.

Zusammenfassung

Auf Bundesebene sollten gesetzgeberische Anstrengungen unternommen werden, um eine Doppelbesteuerung V2G-Anwendungen zu vermeiden. In Bezug auf die befristete Befreiung von Netzentgelten sollte in Abhängigkeit des Abschlusses der Normungsverfahren eine Verlängerung erwogen werden. Für die Marktdurchdringung nicht-proprietärer System bleibt der Abschluss der Standardisierungsprozesse weiterhin ein notweniger relevanter Schritt. Die Festlegung dieser Standards sollte überwiegend auf europäischer Ebene erfolgen und bedarf keiner Bundesgesetzgebung.

Kontakt

Azar Mottale • Leiterin • Bereich Mobilität
Tel.: +49 30 306960-12 • Mobil: +49 162 2664-934 • E-Mail: azar.mottale@zvei.org

Jan Wegener • Manager Mobilität und Public Affairs • Bereich Mobilität
Tel.: +49 30 300141-577 • Mobil: +49 162 2664-969 • E-Mail: jan.wegener@zvei.org

ZVEI e. V. • Verband der Elektro- und Digitalindustrie • Charlottenstr. 35/36 • 10117 Berlin
Lobbyregisternr.: R002101 • EU Transparenzregister ID: 94770746469-09 • www.zvei.org

Datum: 30.01.2026