Bidirektionales Laden im Gewerbe: Erkenntnisse, Herausforderungen und Wege zur Skalierung

Ergebnisbericht aus dem Projekt Bid-E-V - Demonstrationsprojekt Bidirektionale Elektrische Vans

Bidirektionales Laden im Gewerbe: Erkenntnisse, Herausforderungen und Wege zur Skalierung

Ergebnisbericht aus dem Projekt Bid-E-V - Demonstrationsprojekt Bidirektionale Elektrische Vans

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Impressum

Herausgeber

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

Abschlussbericht zum Projekt
Bid-E-V – Demonstrationsprojekt Bidirektionale Elektrische Vans

Veröffentlicht am
28.07.2026

Projektleitung
Valerie Ziemsky

Bearbeiter:innen
Maximilian Dreutler

Stellv. wissenschaftlicher Leiter
Dr.-Ing. Serafin von Roon

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

Projektpartner
Mercedes-Benz: Filippos Kourkoulos, Leon Neumann
Consolino Energy: Michael Kluge, Thomas Hartmann
Universität Stuttgart – Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik: Kevin Kratz, Niklas Hautz
Transnet BW: Dr. Rainer Enzenhöfer, Dr. Nora Baumgartner
COBIS: Dr. Michael Zürn
Stadtwerke Sindelfingen: Zeljko Gregoric

Bitte zitieren als
FfE (2026): Bidirektionales Laden im Gewerbe: Erkenntnisse, Herausforderungen und Wege zur Skalierung. Ergebnisbericht aus dem Projekt Bid-E-V - Demonstrationsprojekt Bidirektionale Elektrische Vans. DOI: 10.34805/ffe-22-26

DOI: 10.34805/ffe-22-26

Förderkennzeichen 01MV22013

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Versionsnummer Vorlage: TL20230613

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung **6**

1 Motivation und Projektübersicht **8**

2 Status Quo – Bidirektionales Laden im gewerblichen Kontext **10**

3 Herausforderungen des bidirektionalen Ladens im Gewerbe **11**

3.1 Technische Herausforderungen 11

3.2 Markt und Regulatorik als größte Hemmnisse 12

3.3 Unsicherheiten in Netz und Infrastruktur 15

3.4 Herausforderungen für Gewerbe und Standortbetreiber 16

4 Handlungsempfehlungen zur Skalierung des bidirektionalen Ladens im Gewerbe **18**

4.1 Investitionssichere Rahmenbedingungen für KMU schaffen 18

4.2 Bidirektionale Ladesysteme gezielt im Markthochlauf fördern 18

4.3 Konformitäts- und Interoperabilitätstests verbindlich ausbauen 19

4.4 Marktverfügbarkeit standardkonformer Hardware beschleunigen 19

4.5 Umsetzungswissen und Qualifizierung stärken 19

5 Fazit aus dem Projekt Bid-E-V **20**

5.1 Ergebnisse 20

5.2 Lessons learned 20

5.3 Ausblick 21

Literaturverzeichnis **22**

Kurzzusammenfassung

Die nachhaltige Transformation des Transportsektors geht mit einem grundlegenden Wandel einher, weg von fossilen Technologien hin zur Elektrifizierung. Durch batteriebetriebene, bidirektionale Fahrzeuge ergeben sich neue Möglichkeiten, Flexibilität für Standort, Stromnetz und Energiemärkte bereitzustellen und neue Erlösmöglichkeiten zu schöpfen. Im Projekt Bid-E-V wurde untersucht, wie uni- und bidirektionales Laden in gewerblichen Flotten technisch umgesetzt und in Standort-, Netz- und Marktprozesse integriert werden kann. Die Projektergebnisse zeigen sowohl die Potenziale als auch die weiterhin bestehenden Herausforderungen für die Skalierung bidirektionalen Ladens im Gewerbe auf.

1. **Das Projekt demonstrierte die technische Machbarkeit des uni- und bidirektionalen Ladens im gewerblichen Umfeld.** Fahrzeuge, Ladeinfrastruktur, Energiemanagement und Kommunikationsstandards wie ISO 15118-20 und OCPP 2.1 wurden erfolgreich in einer gemeinsamen Systemarchitektur zusammengeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass bidirektionales Laden grundsätzlich technisch umsetzbar ist und zusätzliche Flexibilität für Standort und Energiesystem bereitstellen kann.

2. **Die größten Hemmnisse liegen derzeit nicht in der grundsätzlichen technischen Umsetzbarkeit, sondern in Markt, Regulierung und Standardisierung.** Herausforderungen bestehen insbesondere bei Mess- und Abrechnungskonzepten, der bilanziellen Behandlung von Energiemengen, Vergütungsmechanismen für Flexibilität sowie bei regulatorischen Unsicherheiten rund um die Rückspeisung aus Fahrzeugbatterien. Gleichzeitig fehlen vielerorts standardisierte Prozesse und klare Rollenmodelle.

3. **Für die Skalierung sind interoperable und marktverfügbare Systemlösungen entscheidend.** Das Projekt zeigte, dass trotz vorhandener Standards weiterhin Herausforderungen im Zusammenspiel von Fahrzeugen, Wallboxen, Energiemanagementsystemen und Backends bestehen. Zudem verzögerte die begrenzte Verfügbarkeit bidirektionalfähiger Hardware die Umsetzung. Ein herstellerübergreifendes Plug-and-Play ist aktuell noch nicht gegeben.

4. **Die Skalierung bidirektionalen Ladens erfordert einen ganzheitlichen Ansatz aus Technologie, Infrastruktur und Regulierung.** Das Projekt zeigt, dass insbesondere investitionssichere regulatorische Rahmenbedingungen, standardisierte Mess- und Abrechnungsprozesse sowie interoperable Systemlösungen zentrale Voraussetzungen sind, um bidirektionales Laden in die Breite zu bringen.

5. **Praxisnahe Demonstrationen, Qualifizierung und standardisierte Lösungen können den Markthochlauf beschleunigen.** Neben der Weiterentwicklung technischer Standards braucht es transparente Konformitäts- und Interoperabilitätstests, eine bessere Verfügbarkeit geeigneter Hardware sowie Unterstützungsangebote für Unternehmen bei Planung und Umsetzung. Demonstrationsprojekte unter realen Bedingungen leisten einen wichtigen Beitrag, um Erfahrungen zu sammeln, Umsetzungswissen aufzubauen und übertragbare Lösungen für unterschiedliche Gewerbestandorte zu entwickeln.

1 Motivation und Projektübersicht

Ziel des Projekts Bid-E-V war es, das bidirektionale Laden und die Elektrifizierung gewerblicher Fahrzeugflotten technisch, wirtschaftlich und energiewirtschaftlich zu fördern. Im Mittelpunkt des Projekts stand ein Feldversuch an einem Gewerbestandort, in dem die Machbarkeit von uni- und bidirektionalem Laden mit Pkw und Vans demonstriert wurde. Gleichzeitig wurde analysiert, wie die Flexibilität aus Fahrzeugbatterien energiewirtschaftlich genutzt werden kann, um Energie- und Betriebskosten zu reduzieren und elektrische Flotten besser in Standort-, Netz- und Marktprozesse einzubinden.

Die Elektrifizierung gewerblicher Flotten leistet einen wichtigen Beitrag zur Reduktion verkehrsbedingter CO_2-Emissionen, ist im Segment leichter Nutzfahrzeuge jedoch bislang noch nicht ausreichend vorangeschritten. Ausgangsbasis für die Projektinitiative war der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung, der vorsieht, die verkehrsbedingten CO_2-Emissionen bis 2030 um 42 % zu reduzieren. [1] Insbesondere im Handwerk und in der Logistik eingesetzte Kleinbusse und Transporter für Letzte-Meile-Dienstleistungen weisen trotz bestehender Förderanreize bislang eine vergleichsweise geringe Elektrifizierungsrate auf. Aufgrund ihrer heutigen Verbreitung und der weiter steigenden Nachfrage nach urbanen Lieferverkehren verfügen diese Fahrzeuge jedoch über ein relevantes Potenzial, zur Minderung des CO_2-Ausstoßes und zur stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor beizutragen.

Für Logistikunternehmen ist die Umstellung auf elektrische Flotten vor allem dann attraktiv, wenn ökologische Vorteile mit einem wirtschaftlich tragfähigen Betrieb verbunden werden können. Die Investitionen in Elektrofahrzeuge sowie in die notwendige Lade-, Steuerungs- und Standortinfrastruktur stellen für viele Unternehmen weiterhin eine zentrale Hürde dar. Damit elektrische Nutzfahrzeuge im gewerblichen Alltag eine realistische Alternative zu Benzin- und Dieselfahrzeugen darstellen, müssen Ladeprozesse flexibel in betriebliche Abläufe integrierbar sein und zugleich Möglichkeiten zur Kostenoptimierung eröffnen. Potenziale ergeben sich unter anderem durch eine angepasste Auslastungsplanung der Ladeinfrastruktur, die Nutzung erneuerbarer und kostengünstiger Strommengen sowie die Bereitstellung von Flexibilität für energiewirtschaftliche Anwendungen. Für eine bidirektionale Anbindung sind jedoch geeignete Fahrzeuge, kompatible Ladeinfrastruktur, ein abgestimmtes Lade- und Energiemanagement sowie die Einbindung von Netz- und Marktakteur:innen erforderlich.

Bidirektionales Laden erweitert die Rolle gewerblicher Elektrofahrzeuge von reinen Verbrauchern hin zu flexiblen, temporär nutzbaren Speichern im Energiesystem. Mit dem Projekt Bid-E-V wurde eine bislang wenig betrachtete Transformationsperspektive des Logistiksektors adressiert: die Einbindung bidirektionaler elektrischer Vans in gewerbliche Lade- und Standortsysteme. Bei geeigneter Netz- und Marktintegration können gewerbliche Ladeparks dazu beitragen, Lasten besser zu steuern, erneuerbare Energien stärker zu nutzen und perspektivisch netz- oder systemdienliche Flexibilität bereitzustellen. Diese Mehrwerte werden im weiteren Bericht vertieft; an dieser Stelle steht zunächst die Motivation im Vordergrund, bidirektionales Laden nicht als isolierte Fahrzeugfunktion, sondern als Bestandteil eines integrierten Standort- und Energiesystems zu betrachten.

Das Projekt hat die technische Umsetzung an einem Gewerbestandort demonstriert und zugleich bestehende praktische Herausforderungen und offene Fragestellungen aufgezeigt. Für die Demonstration des uni- und bidirektionalen Ladens mit PKW und Vans an einem Gewerbestandort wurden die für den Betrieb notwendigen Komponenten entwickelt und zusammengeführt, darunter Fahrzeuge, Ladesäulen und ein Lademanagementsystem. Darauf aufbauend wurde die Flexibilitätsbereitstellung unter Berücksichtigung von Logistikprozessen und Mobilitätsanforderungen untersucht und bewertet, beispielsweise im Kontext marktlicher Flexibilität und Redispatch. Ergänzend wurden Netz- und Energiesystemrückwirkungen betrachtet, um Ansatzpunkte für eine sichere Integration gewerblicher Elektromobilität in Netzführung, Netzbetrieb und Netzplanung abzuleiten. Durch den starken Anwendungsbezug konnten praxisnahe Projektergebnisse erzielt werden, welche noch bestehende Herausforderungen und Fragestellungen aufweisen und als Orientierung für die weitere Elektrifizierung von Standorten dienen. Der

vorliegende Bericht bereitet diese Ergebnisse systematisch auf.

Der Projektaufbau orientierte sich an der Systemlogik eines Gewerbestandorts und führte die notwendigen technischen, betrieblichen und energiewirtschaftlichen Perspektiven des bidirektionalen Ladens zusammen. Ausgangspunkt war ein realer Standort, an dem Ladeinfrastruktur aufgebaut wurde und Fahrzeuge unter Berücksichtigung von Standortlasten uni- und bidirektional geladen wurden. Dazu wurde der gesamte Standort – inklusive neuer und bestehender Ladeinfrastruktur sowie vorhandener PV-Anlage und einem Blockheizkraftwerk – messtechnisch angebunden. Durch die Einbindung von Pilotkunden wurden betriebliche Mobilitätsanforderungen berücksichtigt. Aufbauend auf realen Fahrprofilen wurden Lade- und Entladeprozesse optimiert. Ergänzend wurden Netz-, Markt- und Standortanforderungen theoretisch und teils praktisch berücksichtigt, um die bidirektionale Ladetechnologie nicht nur als technische Einzelfunktion, sondern auch als Teil einer möglichen Standort-, Netz- und Marktintegration zu untersuchen. Durch diese Verbindung von Praxisanforderungen, technischer Umsetzung und energiewirtschaftlicher Einordnung konnte das Projekt zentrale Schnittstellen, Abhängigkeiten und offene Fragen sichtbar machen, die in den folgenden Kapiteln anhand der Projektergebnisse vertieft werden.

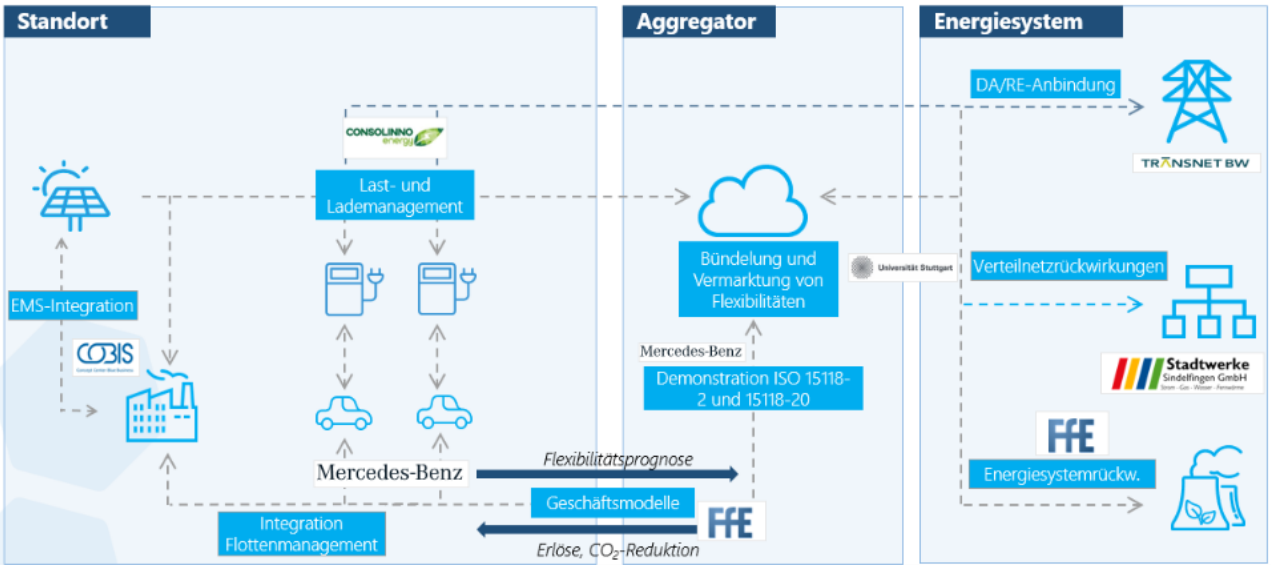

Abbildung 1: Übersicht über den Projektaufbau und beteiligte Akteure im Projekt Bid-E-V

2 Status Quo – Bidirektionales Laden im gewerblichen Kontext

Der Mehrwert bidirektionalen Ladens im Gewerbe liegt weniger in der Batterie allein, sondern im planbaren Zusammenspiel von Flottenbetrieb, Standortenergie und Energiesystem. Gewerbliche Elektrofahrzeuge unterscheiden sich von privaten Fahrzeugen durch regelmäßigere Einsatzmuster, definierte Standorte und größere Batteriekapazitäten. Dadurch lassen sich Lade- und Entladeprozesse grundsätzlich besser planen und in Standort- sowie Energiemanagementsysteme einbinden. Gleichzeitig ist diese Flexibilität begrenzt: Mobilitätsanforderungen, Schicht- und Tourenpläne, Mindestladezustände, Ladefenster und betriebliche Prioritäten bestimmen, wann und in welchem Umfang Fahrzeugbatterien energiewirtschaftlich genutzt werden können. Bidirektionales Laden wird im gewerblichen Kontext daher vor allem relevant, wenn Mobilität, Standortbetrieb sowie Netz- und Marktsignale gemeinsam optimiert werden.

Aus Systemperspektive können gewerbliche Flotten zur Netz- und Marktintegration beitragen, wenn ihre Flexibilität zuverlässig prognostiziert, gebündelt und gesteuert werden kann. Aggregierte Fahrzeugbatterien können perspektivisch Lastspitzen reduzieren, lokale Netzsituationen entlasten, erneuerbare Erzeugung besser nutzen oder kurzfristige Flexibilität bereitstellen. Ihr tatsächlicher Beitrag hängt jedoch davon ab, ob die Flexibilität am Standort technisch verfügbar, kommunikativ ansteuerbar und regulatorisch nutzbar ist. Damit verschiebt sich die zentrale Frage von der theoretisch verfügbaren Batteriekapazität hin zur tatsächlich nutzbaren Flexibilität nach Mobilitätsbedarf, Standortrestriktionen und Prozessanforderungen.

Aus Unternehmenssicht entsteht Mehrwert nur, wenn bidirektionales Laden in bestehende Betriebs- und Investitionslogiken passt. Für Logistikunternehmen und Liegenschaftsbetreibende zählen konkrete Vorteile wie geringere Energiekosten, reduzierte Lastspitzen, höhere Eigenverbrauchsanteile, zusätzliche Flexibilitätserlöse oder eine bessere Nutzung vorhandener Infrastruktur. Diese Potenziale sind jedoch gegen zusätzliche Investitionen, Integrationsaufwand, Batteriebeanspruchung, regulatorische Unsicherheiten und betriebliche Risiken abzuwägen. Der gewerbliche Kontext zeigt damit: Bidirektionales Laden ist kein isolierter Zusatznutzen einzelner Fahrzeuge, sondern ein Standort- und Geschäftsmodellthema.

Der zentrale Mehrwert des Kapitels liegt darin, bidirektionales Laden nicht als allgemeines Flexibilitätsversprechen, sondern als gewerbliche Integrationsaufgabe einzuordnen. Im Fokus steht, welche Flexibilität unter realen betrieblichen Bedingungen tatsächlich nutzbar wird und wie sie in Standort-, Netz- und Marktprozesse eingebettet werden kann. Auf Systemebene können gewerbliche Flotten zur Netzstabilität, zur besseren Nutzung erneuerbarer Energien und zur Reduktion von Systemkosten beitragen, wenn ihre Verfügbarkeit zuverlässig prognostiziert, technisch gebündelt und über geeignete Rollen- und Marktmodelle aktiviert wird. Auf Standort- und Unternehmensebene entstehen Mehrwerte vor allem dort, wo bidirektionales Laden konkrete betriebliche Probleme adressiert, etwa durch bessere Ausnutzung vorhandener Netzanschlüsse, Lastspitzenreduktion, höheren Eigenverbrauch oder zusätzliche Flexibilitätserlöse. Diese Potenziale entstehen jedoch nicht automatisch aus Batteriekapazität, sondern hängen von Standzeiten, Tourenplanung, Mindestladezuständen, Ladeinfrastruktur, Messkonzepten, Energiemanagement und regulatorischer Nutzbarkeit ab.

Die folgende Einordnung unterscheidet deshalb zwischen systemischen Mehrwerten und individuellen Mehrwerten für Standortakteur:innen und bewertet beide aus der Perspektive gewerblicher Elektromobilität. Systemische Anwendungen wie Netzstabilisierung, Verteilnetzentlastung oder Systemkostensenkung werden nur relevant, wenn sie mit den Restriktionen des Flottenbetriebs vereinbar sind. Wirtschaftliche Vorteile für Logistikunternehmen oder Liegenschaftsbetreibende sind wiederum nur tragfähig, wenn sie Fahrzeugverfügbarkeit, betriebliche Einfachheit und Investitionssicherheit nicht beeinträchtigen. Bidirektionales Laden erscheint damit weniger als einzelner zusätzlicher Use Case, sondern als Schnittstelle zwischen Mobilitätsplanung, Standortoptimierung und energiewirtschaftlicher Flexibilitätsnutzung. Genau dort wird im Projekt Bid-E-V sichtbar, welche Mehrwerte bereits plausibel ableitbar sind und welche Voraussetzungen für eine Skalierung im Gewerbe noch geschaffen werden müssen.

3 Herausforderungen des bidirektionalen Ladens im Gewerbe

Auch wenn das Potenzial des bidirektionalen Ladens in Deutschland sehr groß ist, existieren weiterhin signifikante Hürden, die die Etablierung erschweren. Diese wurden im Projekt in technische und marktlich-regulatorische Hemmnisse, Unsicherheiten in Netz und Infrastruktur sowie Herausforderungen am Standort eingeteilt. Im nachfolgenden Kapitel sollen diese Hürden ausführlicher beleuchtet werden.

Eine besondere Querschnittshürde besteht übergeordnet in der hohen Dynamik des gesamten Themenfelds. Diese betrifft nicht nur den Wissensstand und die Orientierung potenzieller Anwender:innen, sondern ebenso regulatorische Vorgaben, Marktbedingungen sowie die technische Entwicklung von Fahrzeugen, Ladeinfrastruktur und Software. Anforderungen, Zuständigkeiten und technische Standards verändern sich teilweise parallel und mit hoher Geschwindigkeit. Dadurch entsteht für viele Akteur:innen eine Situation, in der nicht nur einzelne Hürden bewältigt werden müssen, sondern sich auch die Rahmenbedingungen selbst fortlaufend verschieben. Dies erschwert Investitionsentscheidungen, verlängert Lern- und Abstimmungsprozesse und hemmt die Überführung von Pilotlösungen in skalierbare Praxisanwendungen.

3.1 Technische Herausforderungen

Dieser Abschnitt behandelt die technische Reife der Hard- und Softwarekomponenten. Die Projektergebnisse zeigen, dass sich **viele Umsetzungsprobleme erst im konkreten Zusammenspiel von Fahrzeug, Ladeinfrastruktur, Backend und Energiemanagement offenbaren**. Damit wird deutlich: Die Skalierung bidirektionalen Ladens ist maßgeblich davon abhängig, dass technische Standards einheitlich umgesetzt, Produkte verfügbar und Systeme zuverlässig interoperabel betrieben werden können.

Fehlende Konformitätstests für Normung und Standardisierung (ISO15118-20, CCS)

Mit der Veröffentlichung der ISO 15118-20 im Jahr 2022 wurden erstmals standardisierte Grundlagen für bidirektionale Kommunikation und Energieflüsse zwischen Elektrofahrzeug und Ladeinfrastruktur geschaffen. Im Fokus steht dabei vor allem die Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladeeinrichtung: Fahrzeug und Ladestation tauschen Informationen zu Ladezustand, Leistungsgrenzen, Energiebedarf, zulässigen Lade- und Entladeprofilen sowie zum sicheren Ablauf der Ladesitzung aus. Die Norm definiert damit die Kommunikationsnachrichten und Sequenzen für bidirektionale Leistungsübertragung, legt aber nicht automatisch fest, wie ein Standort insgesamt optimiert oder welche externe Markt- oder Netzanforderung priorisiert wird. Diese übergeordnete Steuerungslogik liegt typischerweise außerhalb der ISO-15118-Kommunikation und muss durch Backend-, Lade- oder Energiemanagementsysteme ergänzt werden. In Europa ist das Combined Charging System (CCS) weiterhin der dominante Ladestandard. Die bloße Existenz dieser Normungsbasis bedeutet daher noch nicht, dass bidirektionales Laden im Massenmarkt herstellerübergreifend verlässlich funktioniert. [15][16][17]

Das zeigen auch die Projektergebnisse. Die Implementierung befindet sich weiterhin in einer frühen Phase. Unterschiedliche Interpretationen und Umsetzungsstände der Standards führen dazu, dass die theoretisch vorhandene Normungsbasis in der Praxis noch nicht automatisch zu verlässlicher Interoperabilität führt. Für den Markthochlauf ist daher nicht nur relevant, ob Fahrzeug und Ladeinfrastruktur denselben Standard grundsätzlich unterstützen, sondern ob beide Seiten die darin vorgesehenen Kommunikations- und Steuerungsabläufe konsistent auslegen. Kapitel 3.1.1 behandelt damit vor allem die Frage, ob die Schnittstelle Fahrzeug–Wallbox normativ eindeutig beschrieben und prüfbar umgesetzt ist.

Zusätzlich zur Normung fehlen bislang breit etablierte Konformitäts- und Nachweisverfahren, mit denen das Zusammenspiel von Fahrzeug, Ladeeinrichtung und Netzanschlussbedingungen verlässlich abgesichert werden kann. Gerade für rückspeisefähige Systemverbünde ist relevant, wie technische Anforderungen nachgewiesen werden und welche Prüfpfade für AC- und DC-basierte Konstellationen gelten. Der VDE FNN hat hierfür inzwischen erste Hinweise zur Nachweisführung veröffentlicht, was den Handlungsbedarf bestätigt, aber zugleich zeigt, dass sich entsprechende Verfahren noch im Aufbau befinden. Für einen breiten Roll-out sind daher nicht nur Standards, sondern auch

standardisierte Prüfverfahren und nachvollziehbare Zertifizierungspfade erforderlich. [7][13]

Unzureichende Interoperabilität zwischen Wallboxen und Fahrzeugen

Während Kapitel 3.1.1 die normative und prüftechnische Absicherung der Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Wallbox behandelt, liegt der Schwerpunkt hier auf dem praktischen Zusammenspiel im realen Standortbetrieb. Entscheidend ist nicht nur, ob Fahrzeug und Ladeeinrichtung grundsätzlich miteinander kommunizieren können, sondern ob die gesamte Steuerungskette aus Energiemanagementsystem, Wallbox, Fahrzeug und gegebenenfalls Backend-Systemen zuverlässig funktioniert. Der Grund für bestehende Inkompatibilitäten liegt daher weniger im vollständigen Fehlen von Standards als in unterschiedlichen Implementierungsständen, proprietären Erweiterungen, begrenzter Produktverfügbarkeit und unzureichend abgestimmten Steuerungshierarchien. Dadurch können bidirektionale Funktionen in der Praxis oft nur in bestimmten, herstellerspezifisch abgestimmten Systemkonfigurationen zuverlässig genutzt werden. Aus Sicht der DKE und des VDE FNN ist genau diese Lücke zwischen vorhandener Normungsbasis und interoperabler Massenmarktumsetzung derzeit eine zentrale technische Hürde. [14][7]

Für die praktische Umsetzung muss klar unterschieden werden, wer welche Steuerungsentscheidung trifft. Das Fahrzeug definiert fahrzeugseitige Grenzen, etwa zulässige Lade- und Entladeleistungen, Batterie- und Sicherheitsrestriktionen sowie Mindestanforderungen an den gewünschten Ladezustand. Die Wallbox übersetzt diese Vorgaben in einen technisch sicheren Leistungsfluss und stellt die kommunikative Brücke zwischen Fahrzeug, Netzanschluss und übergeordneten Systemen her. Das EMS oder ein Lade- beziehungsweise Backend-System optimiert dagegen den Betrieb aus Standortsicht, beispielsweise in Abhängigkeit von PV-Erzeugung, Lastspitzen, Strompreisen, Mobilitätsbedarfen oder externen Flexibilitätsanforderungen. In der Betriebslogik entsteht damit eine Steuerungskette: Externe Netz- oder Marktsignale und lokale Standortziele werden im EMS priorisiert, die Wallbox setzt daraus konkrete Lade- oder Entladevorgaben um, und das Fahrzeug akzeptiert diese nur innerhalb seiner technischen und nutzerseitigen Grenzen.

Besonders deutlich wird dies bei der Übertragung von Single-OEM-Systemen aus aktuellen Feldtests in die Praxis. Während in Pilotprojekten häufig Komponenten eines einzelnen Herstellers eingesetzt werden und dadurch ein in sich abgestimmtes System entsteht, treffen an realen Gewerbestandorten meist Fahrzeuge, Wallboxen, Backend- und Energiemanagementsysteme verschiedener Hersteller aufeinander. Für eine verlässliche Anbindung müssen daher nicht nur die Kommunikationsschnittstellen zwischen Wallbox und Fahrzeug funktionieren, sondern auch die Schnittstellen zwischen Wallbox, EMS, Messkonzept und gegebenenfalls Aggregator. Zugleich sind geeignete Zähler beziehungsweise belastbare Messkonzepte erforderlich, um Energieflüsse korrekt zu erfassen und bidirektionale Anwendungen technisch wie abrechnungstechnisch sauber umzusetzen. Mehr dazu wird in Kapitel 3.4.1 im Kontext der Integration von Bestandsinfrastruktur aufgegriffen.

3.2 Markt und Regulatorik als größte Hemmnisse

Die Hemmnisse in Markt und Regulatorik betreffen vor allem die praktische Umsetzbarkeit bidirektionaler Geschäftsmodelle. Aus den Projektergebnissen wird deutlich, dass die hohe Komplexität, die Vielzahl ungeklärter Zuständigkeiten und die starke Dynamik regulatorischer Anforderungen zu erheblicher Planungs- und Investitionsunsicherheit führen. Für Unternehmen ist damit häufig nicht transparent, unter welchen Bedingungen bidirektionales Laden wirtschaftlich betrieben werden kann, welche Rollen die beteiligten Akteur:innen übernehmen und wie sich Anforderungen an Abrechnung, Messung und Datenbereitstellung in der Praxis umsetzen lassen.

Hohe Technologiekosten

Im Vergleich zu konventionellen Verbrennerfahrzeugen erfordert der Einsatz von Elektromobilität grundsätzlich zusätzliche Investitionen, insbesondere in Ladeinfrastruktur sowie in Energie- und Lademanagementsysteme. Diese zusätzlichen Anforderungen resultieren aus der Notwendigkeit, elektrische Lasten zu steuern, Netzanschlüsse anzupassen und die Integration in bestehende Energiesysteme sicherzustellen.

Für Anwendungen des bidirektionalen Ladens fallen darüber hinaus weitere Mehrkosten an, da die eingesetzte Ladeinfrastruktur technisch anspruchsvoller ist. Insbesondere sind die Kosten für bidirektionale Wallboxen deutlich höher als für etablierte unidirektionale Lösungen. Neben der Ladehardware umfassen die erforderlichen Investitionen auch geeignete Leistungselektronik, erweiterte Kommunikationsschnittstellen sowie eine tiefere Integration in Energie- und Lademanagementsysteme.

Ergänzend entstehen zusätzliche Aufwände für Planung, Inbetriebnahme, IT-Integration sowie die

Anpassung bestehender Standortinfrastruktur. Die im Vergleich zu unidirektionalen Anwendungen hohen Technologiekosten stellen insbesondere im gewerblichen Kontext eine wesentliche Markthürde für die breite Umsetzung bidirektionaler Ladeanwendungen dar.

Fehlende Verfügbarkeit von Wallboxen

Im Projekt zeigte sich zudem, dass die Verfügbarkeit kompatibler Wallboxen selbst dann eine zentrale Hürde bleibt, wenn die relevanten Standards grundsätzlich vorliegen. Lieferschwierigkeiten bei bidirektional geeigneten Systemen, die ISO 15118-20, OCPP 2.1 und 800-V-Architekturen unterstützen, prägten den Projektverlauf erheblich und führten zu deutlichen Verzögerungen. Damit wurde sichtbar, dass Interoperabilität nicht nur an Schnittstellenproblemen im Betrieb scheitern kann, sondern bereits an der begrenzten Marktverfügbarkeit technisch passender Hardware. Aus den Projektergebnissen ergibt sich außerdem, dass der technische Reifegrad stark von der realen Produktverfügbarkeit abhängt. Selbst dort, wo Standards grundsätzlich vorliegen, fehlen häufig breit verfügbare und lieferbare Komponenten. Damit wird Standardisierung nicht nur zu einer Frage formaler Normen, sondern auch zu einer Frage marktreifer Produkte, nachvollziehbarer Prüfverfahren und belastbarer Implementierungspfade. Für einen breiten Roll-out bidirektionaler Systeme sind daher standardisierte Testverfahren, transparente Schnittstellenbeschreibungen und eine bessere Verfügbarkeit geeigneter Hardware zentrale Voraussetzungen.

Vor diesem Hintergrund ist nicht zu erwarten, dass standardisiertes bidirektionales Laden im Jahr 2026 bereits herstellerübergreifend als Plug-and-Play-Anwendung funktioniert. Zwischen formaler Normung, belastbaren Konformitätstests, marktreifer Produktverfügbarkeit und verlässlicher Interoperabilität besteht weiterhin eine deutliche Lücke.

Fehlendes einheitliches Messkonzept zur Abgrenzung relevanter Energiemengen

Im Mess- und Steuerungskonzept bestehen weiterhin offene Fragen zur Abgrenzung von Stromflüssen, zur Messverantwortung und zur bilanziellen Behandlung. Diese Unklarheiten erschweren eine standardisierte Umsetzung, da bidirektionale Anwendungen eine deutlich komplexere Erfassung und Zuordnung von Energieflüssen erfordern als klassische, unidirektionale Last- oder Einspeiseszenarien.

Exkurs: Steuerlicher Rahmen von rückgespeistem Strom

Die steuerliche Behandlung von rückgespeistem Strom ist in vielen Fällen nicht eindeutig geregelt. Insbesondere Fragen zur Stromsteuer, EEG-Abgaben und Umsatzsteuer schaffen Unsicherheiten bei der wirtschaftlichen Bewertung.

Ein zentrales Problem stellt dabei die potenzielle Mehrfachbelastung von Energieflüssen dar. Strom, der aus dem Netz bezogen, im Fahrzeug zwischengespeichert und anschließend wieder in ein Gebäude oder in das Netz zurückgeführt wird, kann je nach Anwendungsfall mehrfach mit Steuern, Entgelten oder Umlagen in Berührung kommen. Diese Unsicherheit ist insbesondere deshalb relevant, weil mobile Speicher lange Zeit nicht in gleicher Weise wie stationäre Speicher behandelt wurden. Für die Marktentwicklung bidirektionaler Anwendungen ist daher weniger eine einzelne Steuerfrage ausschlaggebend als vielmehr die fehlende Klarheit darüber, welche energierechtlichen und steuerlichen Folgen unterschiedliche Rückspeisepfade konkret auslösen.

Insgesamt hemmt die unklare und teilweise uneinheitliche steuerliche Behandlung die Marktentwicklung bidirektionaler Anwendungen erheblich. Eine klare regulatorische Definition sowie konsistente Regeln zur Behandlung mobiler Speicher sind daher entscheidend, um Investitionssicherheit zu schaffen und die wirtschaftliche Bewertung verschiedener Anwendungsfälle verlässlich zu ermöglichen. Dies betrifft ausdrücklich auch die Frage, wie doppelte oder mehrfache Abgaben- und Entgeltbelastungen bei der Zwischenspeicherung von Strom in Fahrzeugbatterien vermieden werden können. Problematisch ist insbesondere, dass Strommengen beim Laden und bei einer späteren Rückspeisung oder Ausspeicherung wirtschaftlich mehrfach belastet werden können, obwohl physikalisch keine neue Energie erzeugt, sondern lediglich zeitlich verschoben wird. Der Umfang dieser Belastung bestimmt, welche Anwendungsfälle des bidirektionalen Ladens für Standortbetreiber attraktiv sind. Eine klare und konsistente Behandlung mobiler Speicher ist zentral für den Markthochlauf. [19][20]

Ein zentrales Problem liegt in der eindeutigen Abgrenzung der Stromflüsse. Bei bidirektionalem Laden können Energieflüsse gleichzeitig oder zeitversetzt in mehrere Richtungen erfolgen – etwa vom Netz ins Fahrzeug, vom Fahrzeug zurück ins Netz oder vom Fahrzeug ins Gebäude. Dabei ist nicht immer eindeutig feststellbar, welcher Anteil des Stroms zu welchem Zweck genutzt wird (z. B. Eigenverbrauch, Netzeinspeisung oder netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung). Ohne klar definierte Abgrenzungskriterien wird es schwierig, die jeweiligen Energiemengen korrekt zu erfassen und den entsprechenden Abrechnungskategorien zuzuordnen.

Darüber hinaus bestehen Unsicherheiten bei der bilanziellen Behandlung der Energiemengen. Für die Integration in den Strommarkt müssen alle Energieflüsse bilanziell korrekt einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Bei bidirektionalen Anwendungen ist jedoch unklar, wie zwischengespeicherte Energie im Fahrzeug bilanziert wird – etwa, ob sie weiterhin dem ursprünglichen Lieferanten des aus dem Netz bezogenen Stroms zugerechnet wird oder beim Wiedereinspeisen als neue Einspeisung gilt. Diese Fragestellung hat direkte Auswirkungen auf Abrechnung, Netzentgelte und energiewirtschaftliche Verpflichtungen und ist derzeit nicht einheitlich geregelt.

Ohne einen vorgegebenen Standard existieren aktuell verschiedenste, teils komplexe Lösungen für die Abgrenzung der Energiemengen. Dies führt zu erhöhtem technischem und administrativem Aufwand sowie zu steigenden Kosten für Implementierung und Betrieb. Insgesamt verhindert ein fehlender Standard die Skalierung bidirektionaler Anwendungen. Erst durch klare Vorgaben zur Abgrenzung und Zuordnung von Strommengen kann eine verlässliche Grundlage geschaffen werden, die sowohl die technische Umsetzung als auch die wirtschaftliche Abbildung dieser Systeme erleichtert. [20]

Fehlende Mechanismen & Abrechnungsmöglichkeiten für Rückspeisung (RE 3.0)

Für die aktive Einbindung bidirektionaler Elektrofahrzeuge in **Redispatch-3.0-Prozesse** existieren erste technische und prozessuale Ansätze, die **praktische Umsetzung bewegt sich jedoch bislang im Pilotstatus**. Die zentrale Hürde liegt weniger in den bestehenden Redispatch-Prozessen selbst als vielmehr in bislang fehlenden Markt- und Vergütungsmechanismen für die Bereitstellung von Flexibilität aus Fahrzeugbatterien. Gerade weil Fahrzeugflexibilität dezentral, kleinteilig und mobilitätsgebunden ist, fehlen bislang geeignete Markt- und Vergütungsmechanismen, um diese Flexibilität wirtschaftlich und in größerem Umfang nutzbar zu machen. Technische Machbarkeit allein reicht daher nicht aus, solange operative Prozesse, Zuständigkeiten und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit nicht gleichermaßen geklärt sind.

Für einen marktfähigen Einsatz müssen insbesondere Prognose, Priorisierung und Steuerung eines heterogenen Fahrzeugpools so organisiert werden, dass Mobilitätsanforderungen nicht beeinträchtigt werden. Damit verbunden sind Fragen danach, wer Flexibilität bündelt und vermarktet, wer Fahrpläne und Verfügbarkeiten bereitstellt, wer Mobilitätsrestriktionen und Batteriezustände berücksichtigt, wer Daten entlang der Prozesskette bereitstellt und wer im Fall von Abweichungen oder Nichterbringung Verantwortung trägt. Ebenso ist offen, wer im Konfliktfall zwischen Mobilitätsbedarf und netz- oder marktseitiger Aktivierung priorisiert und wie diese Entscheidungen vertraglich und operativ abgesichert werden. Solange diese Rollen entlang der Schnittstellen zwischen Flottenbetreibenden, Standortverantwortlichen, Aggregatoren, Lieferanten sowie Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern nicht belastbar definiert sind, bleibt die Integration auf Pilot- und Einzelprojekte beschränkt.

Unklares Produktspektrum für Energiedienstleistungen

Im Kontext des bidirektionalen Ladens besteht die Hürde eines allgemein **unklaren Produktspektrums für Energiedienstleistungen**. Kleinteilige Flexibilitäten sind für viele Akteur:innen bislang nur schwer als konkretes Marktprodukt fassbar und mit entsprechendem Erklärungsbedarf verbunden. Für Standortbetreiber, Flottenverantwortliche und weitere potenzielle Anwender:innen ist häufig nicht transparent, welche konkreten Energiedienstleistungen sich durch bidirektionales Laden erschließen lassen und unter welchen Rahmenbedingungen dies einen Mehrwert bieten.

Einzelne Anwendungsfälle unterscheiden sich jedoch erheblich hinsichtlich technischer Voraussetzungen, Komplexität, Wirtschaftlichkeit und beteiligter Akteur:innen. Dadurch entsteht für viele Unternehmen kein klares Bild darüber, welche Anwendungen kurz- und mittelfristig tatsächlich realistisch umsetzbar sind und welche Priorität sie für den eigenen Standort besitzen sollten. Auch internationale Arbeitsgruppen zum bidirektionalen Laden verweisen darauf, dass die Skalierung stark davon abhängt, Rollenmodelle, Aggregationslogiken und marktliche Prozesse zwischen Fahrzeug, Aggregator und Netzakteur:innen praxistauglich zu harmonisieren. Gleichzeitig fehlen bislang belastbare Praxisbeispiele für unterschiedliche Standorttypen, anhand derer Unternehmen die Potenziale

und Grenzen verschiedener Energiedienstleistungen nachvollziehen können.

Die Hürde besteht damit weniger in der technischen Umsetzbarkeit einzelner Anwendungen als in der fehlenden Transparenz darüber, welche Energiedienstleistungen für welche Zielgruppen, Standorte und Nutzungsszenarien geeignet sind. Für einen breiten Markthochlauf bedarf es daher einer verständlichen Systematisierung möglicher Anwendungsfälle sowie praxistauglicher Entscheidungshilfen, die Unternehmen bei der Einordnung und Priorisierung geeigneter Nutzungspfade unterstützen. [21][22][24]

3.3 Unsicherheiten in Netz und Infrastruktur

Netzanschlussbedingungen für AC- und DC-Ladepunkte

Die Anforderungen an Netzanschluss und Betrieb bidirektionaler Ladepunkte sind weiterhin von einem erheblichen Abstimmungsaufwand geprägt. Zwar liegen mit den TAB 2023 des BDEW bundeseinheitliche Mustertexte für den Anschluss in der Niederspannung vor, diese dienen jedoch nur als Grundlage für die jeweiligen Vorgaben der Netzbetreiber. Gleichzeitig wurden in den letzten Jahren zusätzliche Anforderungen aus § 14a EnWG und den hierzu entwickelten Umsetzungshinweisen in die Praxis überführt. Die weiterhin ungleiche Verteilung und unterschiedliche Ausprägung verfügbarer Ladeinfrastruktur verdeutlichen zudem, dass technische Anschlussfähigkeit und tatsächliche Umsetzbarkeit am Standort nicht deckungsgleich sind. Für bidirektionale Anwendungen bedeutet dies, dass Netzanschluss, Steuerbarkeit, Messung und Betriebsweise nicht nur technisch, sondern auch prozessual jeweils im Zusammenspiel mit dem zuständigen Netzbetreiber konkretisiert werden müssen. [7][18][19]

Für Projektentwickler und Betreiber führt dies zu standort- und netzgebietsabhängigem Planungsaufwand. Technische Konzepte für rückspeisefähige Ladeeinrichtungen müssen häufig individuell an Anforderungen zu Schutzkonzepten, Messung, Steuerbarkeit und Nachweisführung angepasst werden. Insbesondere für überregional tätige Unternehmen erschwert diese Praxis die Standardisierung und reduziert Skaleneffekte.

Hinzu kommt, dass Netzanschluss- und Abstimmungsprozesse in vielen Fällen zeitaufwändig bleiben. Selbst wenn technische Konzepte vorliegen, können begrenzte Netzkapazitäten, detaillierte Prüfprozesse und Rückfragen zur konkreten Ausführung die Umsetzung deutlich verzögern. Die Dauer bis zur Anschlussrealisierung wird damit selbst zu einer eigenständigen Infrastrukturhürde für bidirektionale Anwendungen.

Für überregional tätige Unternehmen wirkt diese Praxis besonders hemmend, weil sie in verschiedenen Netzgebieten jeweils eigenes Know-how und angepasste technische Lösungen vorhalten müssen. Die standort- und netzgebietsabhängige Auslegung bindet personelle und finanzielle Ressourcen, erschwert die Standardisierung und reduziert Skaleneffekte. Eine stärkere Harmonisierung technischer Anschlussbedingungen und klarere, einheitlichere Richtlinien könnten daher wesentlich dazu beitragen, Planungsprozesse zu vereinfachen und den Markthochlauf zu beschleunigen. [19][7]

Fehlende operative Einbindung mobiler Speicher in Netzführungsprozesse

Trotz vorhandener Flexibilitätspotenziale sind mobile Speicher aus Elektrofahrzeugen bislang nur eingeschränkt in operative Netzführungsprozesse eingebunden. Die zentrale Herausforderung liegt dabei nicht in der marktlichen Verwertung der Flexibilität, sondern in ihrer netztechnischen Sichtbarkeit, Prognostizierbarkeit und Koordinierbarkeit. Für Netzbetreiber muss nachvollziehbar sein, an welchen Netzanschlusspunkten bidirektionale Ladepunkte verfügbar sind, welche Leistungsgrenzen gelten, welche Rückspeiseleistungen technisch möglich sind und wie sich diese im Zusammenspiel mit lokalen Lasten und Erzeugungsanlagen auf den Netzbetrieb auswirken. Ohne verlässliche Informationen über Standort, Verfügbarkeit, Leistungsfähigkeit und Betriebszustand mobiler Speicher können diese im Netzbetrieb nur begrenzt berücksichtigt werden.

Zusätzlich fehlt bislang eine durchgängig etablierte operative Koordination zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzebene für kleinteilige, mobile und standortgebundene Flexibilität. Rückspeisefähige Fahrzeuge wirken physikalisch zunächst am jeweiligen Verteilnetzanschluss, können in aggregierter Form aber auch systemrelevante Effekte entfalten. Damit entsteht ein Koordinationsbedarf zwischen lokalen Netzrestriktionen, übergeordneten Netzführungsanforderungen und den technischen Grenzen des Standortes. Für die Netzintegration ist daher weniger entscheidend, welches Flexibilitätsprodukt künftig vermarktet werden kann, sondern ob mobile Speicher im laufenden Netzbetrieb zuverlässig erfasst, bewertet, begrenzt und bei Bedarf koordiniert werden können. Solange hierfür keine einheitlichen Prozesse, Datenanforderungen und Zuständigkeiten bestehen,

bleibt die netzdienliche Nutzung mobiler Speicher auf Pilot- und Einzelfalllösungen beschränkt.

Erfassung und Koordination von Flexibilitätspotenzialen

Die Nutzung von Flexibilitäten kann einen wesentlichen Beitrag zu einem effizienten und sicheren Netzbetrieb leisten. Ihr netzdienlicher Einsatz hängt jedoch von der jeweiligen Betriebssituation und den verfügbaren Netzkapazitäten ab, weshalb eine ausreichende Netztransparenz eine zentrale Voraussetzung ist.

Der Betrieb und die Planung von Verteilnetzen erfolgen heute überwiegend auf Basis von Worst-Case-Berechnungen, während insbesondere auf Mittel- und Niederspannungsebene häufig nur eine begrenzte Transparenz über den aktuellen Netzzustand besteht. Insbesondere für die sichere Bereitstellung von Flexibilitäten an den Übertragungsnetzbetreiber ist daher ein zuverlässiger Austausch von Informationen über verfügbare Flexibilitätspotenziale und Netzrestriktionen zwischen Kunden, Flexibilitätsanbietern sowie Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern erforderlich.

Hierfür sollten standardisierte Datenschnittstellen geschaffen werden. Ergänzend wird die Einführung digitaler Netzanschluss-Zertifikate empfohlen, um Flexibilitätsanlagen eindeutig einem Netzanschlusspunkt und dem zuständigen Verteilnetzbetreiber zuzuordnen. Darüber hinaus sollten standardisierte Schnittstellen zwischen Flexibilitätsanbieter und Übertragungsnetzbetreiber einen bedarfsgerechten Zugriff auf Anlagendaten zum Nachweis der Flexibilitätserbringung ermöglichen, wobei die erforderlichen Zugriffsrechte vertraglich geregelt werden sollten.

3.4 Herausforderungen für Gewerbe und Standortbetreiber

Viele bereits in Deutschland umgesetzte Pilotprojekte betrachten Elektromobilität im Kontext von privatem Laden in Eigenheimen. Der Fokus auf Gewerbe im Projekt Bid-E-V und die Praxisumsetzung am Feldversuchsstandort der Firma COBIS konnten wichtige, praktische Erkenntnisse liefern.

Bestandsinfrastruktur ohne Bidirektionalität

An vielen Gewerbestandorten trifft bidirektionales Laden auf gewachsene Bestandsstrukturen, die ursprünglich nicht für eine enge Verzahnung von Mobilität, Gebäudeenergie und Energiemanagement ausgelegt wurden. Die Herausforderung liegt deshalb nicht nur in der fehlenden Bidirektionalität einzelner Ladepunkte, sondern im gesamten Standortgefüge: bestehende Leitungswege, Stellplatzanordnungen, technische Räume, Lastschwerpunkte und betriebliche Abläufe setzen enge Grenzen für eine nachträgliche Integration, z. B. von zusätzlichen Stromzählern oder eine Aufteilung bestehender Stromkreise. Gerade im Bestand müssen neue Lade- und Steuerungskonzepte häufig in bereits etablierte Betriebsprozesse eingebettet werden, ohne Logistikabläufe oder die Verfügbarkeit der Fahrzeuge zu beeinträchtigen.

Darüber hinaus wurde ein Großteil der schon heute installierten Ladeinfrastruktur an Gewerbestandorten für unidirektionales Laden geplant und ist daher nur eingeschränkt für bidirektionale Anwendungen nachrüstbar. Die Herausforderung liegt weniger allein in einzelnen technischen Komponenten als in der nachträglichen Integration in bestehende Leitungswege, Messkonzepte, Energiemanagementsysteme und Betriebsabläufe. Dadurch entsteht eine strukturelle Lücke zwischen vorhandener Standortinfrastruktur und den Anforderungen moderner bidirektionaler Anwendungen.

Ein weiteres Hemmnis besteht darin, dass an Bestandsstandorten nicht nur bidirektionalfähige Ladepunkte fehlen, sondern auch die vorhandene Ladeinfrastruktur mit dem bestehenden EMS und bidirektionalen Wallboxen interoperabel sein muss. Ohne diese Kompatibilität steigt der Integrationsaufwand erheblich und eine standortweite Steuerung wird erschwert.

Für Betreiber stellt sich damit eine schwierige Investitionsentscheidung: Die Modernisierung bestehender Infrastruktur ist mit zusätzlichen Kosten verbunden, während technische Standards, Marktmechanismen und regulatorische Anforderungen weiterhin in Bewegung sind. Diese Kombination hemmt die Bereitschaft zur Umrüstung, erhöht das Risiko von Fehlinvestitionen und verzögert den breiten Roll-out bidirektionaler Standorte. [17]

Skalierungshemmnisse

Skalierungshemmnisse ergeben sich am Standort vor allem daraus, dass bidirektionale Anwendungen nur begrenzt standardisiert ausgerollt werden können. Gewerbestandorte unterscheiden sich stark hinsichtlich Gebäudeaufbau, betrieblicher Nutzung, Lastprofilen, Erzeugungsanlagen und Flotteneinsatz. Dadurch müssen Steuerungsstrategien, Zielbilder und Wirtschaftlichkeitsannahmen jeweils standortspezifisch entwickelt werden. Hinzu kommt, dass die Optimierung über ein EMS oder ein standortbezogenes Energiemanagement von saisonalen Fahrprofilen, lokalem PV-Angebot, betrieblichen Prioritäten und internen Organisationsstrukturen abhängt. Was an einem Standort wirtschaftlich und technisch sinnvoll ist, lässt

sich deshalb nur eingeschränkt auf andere Standorte übertragen. Für viele Betreiber:innen entsteht daraus ein hoher Planungs- und Abstimmungsaufwand, der eine schnelle Skalierung erschwert und den Bedarf an einfachen Praxisbeispielen, Szenarien und frühzeitigen Zielbildern erhöht.

Mangelnde Verständlichkeit und Nutzerfreundlichkeit

Ein weiterer, bislang oft unterschätzter Hemmnisbereich betrifft die Verständlichkeit und Nutzerfreundlichkeit bidirektionaler Anwendungen. Die Technologie ist nicht nur technisch und regulatorisch komplex, sondern auch in ihrer praktischen Funktionsweise für viele potenzielle Anwender:innen schwer nachvollziehbar. Dies betrifft insbesondere die Bewertung wirtschaftlicher Potenziale, die Einordnung unterschiedlicher Tarif- und Netzentgeltmodelle sowie das Verständnis dafür, unter welchen Bedingungen bidirektionales Laden am eigenen Standort überhaupt sinnvoll eingesetzt werden kann (siehe auch *Unklares Produktspektrum für Energiedienstleistungen*).

Untersuchungen zur Akzeptanz intelligenter Ladelösungen zeigen, dass Transparenz, wahrgenommener Nutzen und einfache Bedienbarkeit zentrale Voraussetzungen dafür sind, dass neue Lade- und Flexibilitätskonzepte von Nutzenden tatsächlich angenommen werden. Ohne verständliche Informationsangebote und leicht zugängliche Hilfestellungen bleibt die Technologie für viele Akteur:innen abstrakt, was die Bereitschaft zur Auseinandersetzung und Investition deutlich senkt. [27]

Hinzu kommt ein erheblicher Erklärungsbedarf hinsichtlich möglicher Energiedienstleistungen und Flexibilitätsprodukte. Im gewerblichen Kontext ist es nicht selbstverständlich, dass Personal und Ressourcen zur Verfügung stehen, um zu evaluieren, welche konkreten Anwendungen mit bidirektionalen Fahrzeugen wirtschaftlich oder netzdienlich erschlossen werden können und wie sich deren Erlöspotenziale qualitativ einordnen lassen. Aus Projektsicht wird deutlich, dass viele Akteur:innen weniger an theoretischen Marktmechanismen als an anschaulichen „Werkzeugkästen" interessiert sind, die aufzeigen, welche Flexibilitätsoptionen in welchem Anwendungsfall überhaupt relevant sind. Der Bedarf richtet sich damit nicht nur auf neue Geschäftsmodelle, sondern auch auf eine verständliche Übersetzung komplexer energiewirtschaftlicher Zusammenhänge in praktikable Entscheidungsgrundlagen.

Herausfordernde Transformationsplanung

Darüber hinaus zeigen die Projekterfahrungen, dass auch organisatorische und entwicklungsbezogene Faktoren eine wichtige Rolle spielen. Gegenseitige Abhängigkeiten zwischen Projektpartnern, Lieferplänen, Personalverfügbarkeit und technischen Entwicklungsständen können die Umsetzung erheblich verzögern und erschweren. Gleichzeitig wird sichtbar, dass fahrzeugseitige Entwicklungen nicht immer deckungsgleich mit den Anforderungen der späteren Anwender:innen sind. Wenn Fahrzeugfunktionen, Schutzstrategien oder technische Auslegungen nicht zu den betrieblichen Bedarfen am Standort passen, entstehen zusätzliche Reibungen bei Einführung und Betrieb. Für den Markthochlauf bidirektionaler Anwendungen ist daher nicht nur technische Reife entscheidend, sondern auch eine stärkere Orientierung an Nutzerbedarfen, nachvollziehbare Lernprozesse aus Pilotprojekten und die systematische Aufbereitung praktischer Erfahrungen für künftige Umsetzungen.

4 Handlungsempfehlungen zur Skalierung des bidirektionalen Ladens im Gewerbe

Die Projekterfahrungen aus Bid-E-V zeigen: Bidirektionales Laden im Gewerbe skaliert nur, wenn technische Reife, regulatorische Sicherheit, wirtschaftliche Anreize und praktische Umsetzbarkeit gemeinsam adressiert werden. Die folgenden Handlungsempfehlungen verdichten die in Kapitel 3 beschriebenen Hürden zu fünf konkreten Maßnahmen. Jede Empfehlung benennt den zentralen Adressaten und fokussiert auf den nächsten Umsetzungsschritt für einen zielgerichteten Markthochlauf des bidirektionalen Ladens.

4.1 Investitionssichere Rahmenbedingungen für KMU schaffen

Adressat: Bundespolitik und Regulierungsbehörden

Für Gewerbe entstehen Investitionsrisiken vor allem durch unklare Vorgaben zu Rückspeisung, Abrechnung, Messung, Bilanzierung und energiewirtschaftlicher Zuordnung mobiler Speicher. Der regulatorische Rahmen sollte daher bidirektionale Energieflüsse eindeutig einordnen, Mehrfachbelastungen vermeiden und netzdienliches Verhalten über nachvollziehbare Preis-, Entgelt- und Abrechnungslogiken ermöglichen.

Empfehlung: Es braucht klare, verhältnismäßige und langfristig belastbare Regeln für mobile Speicher. Dazu gehören praxistaugliche Vorgaben für Messkonzepte, Rückspeisemöglichkeiten, Bilanzierung und Abrechnung. Daneben ist ein Bestandsschutz für früh errichtete Anlagen essenziell, sofern energiewirtschaftliche und sicherheitsrelevante Mindestanforderungen eingehalten werden. So können insbesondere KMU Investitionen in bidirektionale Ladeinfrastruktur besser planen.

4.2 Bidirektionale Ladesysteme gezielt im Markthochlauf fördern

Adressat: Bund, Länder und Fördermittelgeber

Bestehende Förderprogramme für Ladeinfrastruktur adressieren bereits mehr als die reine Ladehardware: Je nach Programm können auch Netzanschluss, Installation, Batteriespeicher sowie Lade- und Lastmanagementsysteme förderfähig sein. Damit wird anerkannt, dass der Aufbau gewerblicher Ladeinfrastruktur zusätzliche Standort- und Steuerungskomponenten erfordert. Für bidirektionale Anwendungen reicht diese Förderlogik jedoch nur teilweise aus. Im Gewerbe entsteht der eigentliche Umsetzungsaufwand durch die Integration in ein funktionsfähiges Standortsystem aus Ladepunkten, Messkonzept, EMS, ggf. PV-Anlagen und Bestandsinfrastruktur, Kommunikationsschnittstellen, IT-Anbindung, Betriebsprozessen und energiewirtschaftlicher Einordnung.

Empfehlung: Förderfähig sollten neben Ladehardware auch Planung, Inbetriebnahme, Bestandsintegration, Mess- und Steuerungstechnik, EMS-Integration sowie begleitende Wirtschaftlichkeits- und Umsetzungskonzepte sein. Besonders wichtig sind niedrigschwellige Förderbausteine für KMU und Bestandsstandorte, bei denen vorhandene Infrastruktur nachträglich integriert werden muss und interne Ressourcen häufig begrenzt sind. KMU benötigen dabei nicht nur Investitionszuschüsse, sondern auch Unterstützung bei der Bewertung des konkreten Standort-Set-ups, der Priorisierung möglicher Anwendungsfälle und der Übersetzung regulatorischer Anforderungen in umsetzbare technische Konzepte.

Ergänzend sollten Demonstrations-, Reallabor- und Vorserienprojekte reale Standortbedingungen konsequent abbilden. Die Projekterfahrungen aus Bid-E-V zeigen, dass die Demonstration an einem realen Gewerbestandort wesentlich ist, um technische und organisatorische Abhängigkeiten sichtbar zu machen, die in Labor- oder Einzelkomponententests nicht erkennbar werden. Gleichzeitig lässt sich aus einem einzelnen Pilotstandort nur begrenzt auf den Gesamtmarkt schließen: Gewerbestandorte unterscheiden sich stark hinsichtlich Netzanschluss, Bestandsinfrastruktur, Lastprofil, PV-Erzeugung, Flotteneinsatz, Betriebsprozessen und internen Verantwortlichkeiten. Für den Markthochlauf reicht es daher nicht aus, einzelne Leuchtturmprojekte zu fördern. Notwendig ist ein breiteres Förderkonzept, das unterschiedliche Standorttypen systematisch adressiert, übertragbare Umsetzungspfade entwickelt und die Skalierung von bidirektionalen Standortsystemen über einzelne Pilotanwendungen hinaus ermöglicht.

4.3 Konformitäts- und Interoperabilitätstests verbindlich ausbauen

Adressat: Standardisierungsgremien, Hersteller / Industrie

Standards wie ISO 15118-20 und OCPP 2.1 sind eine notwendige Grundlage, reichen aber allein nicht aus. Für die Praxis ist entscheidend, ob Fahrzeuge, Ladepunkte, Backends, EMS, Aggregationsplattformen und Messkonzepte in realen Systemkombinationen zuverlässig zusammenarbeiten.

Empfehlung: Standardisierte Testumgebungen, Zertifizierungspfade und Prüfverfahren sollten verbindlich ausgebaut werden. Geprüft werden sollten nicht nur Einzelkomponenten, sondern komplette Systemketten aus Fahrzeug, Ladepunkt, Backend, EMS und Aggregationsplattform. Dadurch lassen sich Integrationsrisiken senken, Produktvergleichbarkeit erhöhen und herstellerübergreifende Interoperabilität schneller erreichen. Mittel- bis langfristig kann so auch die Transformation zur Elektromobilität für Gewerbe mit sogenannten Mischflotten (Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur verschiedener Hersteller) stark erleichtert werden.

4.4 Marktverfügbarkeit standardkonformer Hardware beschleunigen

Adressat: Hersteller / Industrie, Fördermittelgeber und europäische Industriepolitik

Fehlende oder verspätet verfügbare bidirektionale Wallboxen und Systemkomponenten sind ein unmittelbares Markthochlaufhemmnis. Besonders relevant sind Komponenten mit ISO-15118-20-, OCPP-2.1- und – im Projekt Bid-E-V – 800-V-Kompatibilität sowie offenen Schnittstellen zu EMS- und Backend-Systemen. Für Unternehmen, die bereits heute auf bidirektionale Elektromobilität umstellen wollen, ist diese Verfügbarkeit entscheidend: Sie dürfen im Transformationsprozess nicht dadurch gehemmt werden, dass geeignete Komponenten nur eingeschränkt verfügbar sind, Produktreifegrade unklar bleiben oder interoperable Systemlösungen nicht planbar beschafft werden können.

Empfehlung: Demonstrations- und Vorserienprojekte, Herstellerdiversifizierung, transparente Produktreifegrade und europäische Wertschöpfung sollten gezielt unterstützt werden. Ziel ist nicht allein die Stabilisierung von Lieferketten, sondern die planbare Verfügbarkeit praxistauglicher, vergleichbarer und interoperabler Komponenten für reale Gewerbestandorte. Dadurch können insbesondere transformationsbereite Unternehmen frühzeitig in die Umsetzung gehen und Erfahrungen im Realbetrieb sammeln, ohne durch fehlende Marktverfügbarkeit oder proprietäre Einzellösungen ausgebremst zu werden.

4.5 Umsetzungswissen und Qualifizierung stärken

Adressat: Bund, Länder, Verbände, Bildungsanbieter, Planungsbüros und Standortbetreibende

Die Umsetzung bidirektionaler Standortsysteme erfordert Kompetenzen, die über klassische Elektrotechnik hinausgehen. Benötigt werden Kenntnisse zu Ladeinfrastruktur, EMS-Integration, Messkonzepten, Steuerungs- und Automatisierungstechnik, Kommunikationsstandards, IT-Sicherheit, Netzanschluss und betrieblichen Mobilitätsanforderungen.

Empfehlung: Praxisnahe Qualifizierungs- und Unterstützungsangebote sollten gezielt aufgebaut werden. Dazu gehören Weiterbildungen für Elektrohandwerk, Planungsbüros, Flottenverantwortliche und Standortbetreibende ebenso wie Werkzeugkästen, Musterprozesse, Wirtschaftlichkeitsrechner und Entscheidungshilfen für unterschiedliche Standorttypen. So lassen sich Komplexität reduzieren, Investitionsentscheidungen vorbereiten und Projekterfahrungen schneller auf weitere Gewerbestandorte übertragen.

5 Fazit aus dem Projekt Bid-E-V

Im Projekt Bid-E-V wurde untersucht und im Feldtest demonstriert, wie uni- und bidirektionales Laden elektrischer PKW und Vans in gewerblichen Flotten technisch umgesetzt und in eine Standort-, Energie- und Marktintegration eingebettet werden kann. Der Bericht beschreibt die dabei sichtbar gewordenen technischen, regulatorischen, marktlichen und standortbezogenen Hürden und leitet daraus fünf wesentliche Handlungsempfehlungen für die weitere Skalierung des bidirektionalen Ladens ab.

5.1 Ergebnisse

Feldtest

Die technische Machbarkeit von uni- und bidirektionalem Laden im Realbetrieb konnte erfolgreich demonstriert werden. Im Feldtest wurden Fahrzeuge, Wallboxen und zentrale Kommunikationsstandards wie ISO 15118-20 und OCPP 2.1 in einer realen gewerblichen Anwendung zusammengeführt. Damit wurde gezeigt, dass bidirektionales Laden im Flottenkontext grundsätzlich technisch umsetzbar ist.

Mit dem Aufbau einer offenen End-to-End-Systemarchitektur wurde das Zusammenspiel der zentralen Systemkomponenten erprobt. Entscheidend war nicht nur die Funktionsfähigkeit einzelner Komponenten, sondern die koordinierte Einbindung von Fahrzeug, Wallbox, EMS, Backend und Aggregationsplattform. Das Projekt zeigt damit, wie bidirektionales Laden technisch und organisatorisch in gewerbliche Standort- und Flottensysteme integriert werden kann.

Zentrale Use Cases im Flottenkontext konnten analysiert und teilweise getestet werden. Dazu gehörten insbesondere kostenoptimiertes Laden und die Durchführung von Redispatch-3.0-Prozessen. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Skalierung bidirektionaler Anwendungen neben technischer Machbarkeit eine verlässliche Abstimmung von Schnittstellen, Rollen und Betriebsprozessen entlang der gesamten Wertschöpfungskette voraussetzt.

Begleitforschung

Elektromobilität erhöht den Flexibilitätsbedarf und erschließt zugleich neue Flexibilitätspotenziale. Mit der zunehmenden Verbreitung von Elektrofahrzeugen steigt die Belastung der Stromnetze durch zusätzliche Ladeleistungen. Gleichzeitig eröffnet insbesondere das bidirektionale Laden die Möglichkeit, Lasten flexibel zu steuern, Netzengpässe zu reduzieren und so zu einem stabileren und effizienteren Netzbetrieb beizutragen.

Netzdienliche Ladevorgänge schaffen Mehrwerte für Netzbetrieb und Flexibilitätsanbieter. Marktliche Mechanismen wie § 14a und § 14c EnWG sowie Redispatch ermöglichen eine netzdienliche Steuerung von Ladevorgängen und schaffen finanzielle Anreize für Flexibilitätsanbieter. Gleichzeitig können dadurch Netzausbaumaßnahmen reduziert oder zeitlich verschoben werden. Bereits eine eigenverbrauchsoptimierte Ladeweise kann sowohl das Stromnetz entlasten als auch wirtschaftliche Vorteile bieten.

Dynamische Betriebsgrenzen ermöglichen eine effizientere Nutzung der Netzkapazitäten. Dynamisch angepasste Betriebsgrenzen nutzen die verfügbaren Netzkapazitäten effizienter als starre Einschränkungen in Netzengpasssituationen. Dadurch können die Einschränkungen für Flexibilitätsanbieter auf das tatsächlich erforderliche Maß begrenzt und die verfügbare Flexibilität besser ausgeschöpft werden.

Begleitforschung zu Netzrückwirkungen und Netzstabilität umfasste den Aufbau eines Power-Quality-Monitorings an Ladepunkten und Netzanschlusspunkt sowie die Entwicklung und den Einsatz daten- und KI-gestützter Footprint-Analysen bidirektionaler Ladevorgänge, deren Auswertung erste belastbare Hinweise auf typische Emissionsmuster und standortspezifische Einflussfaktoren liefert.

5.2 Lessons learned

Die begrenzte Marktverfügbarkeit geeigneter Hardware ist aktuell ein zentraler Verzögerungsfaktor. Insbesondere bidirektionale Wallboxen und Systemkomponenten, die ISO 15118-20, OCPP 2.1

und 800-V-Architekturen unterstützen, sind bislang nur eingeschränkt verfügbar. Dadurch bleibt die praktische Umsetzung selbst dann herausfordernd, wenn die relevanten Standards grundsätzlich vorliegen.

Ein standardisiertes Plug-and-Play für bidirektionales Laden ist kurz- bis mittelfristig nicht realistisch (bis mindestens 2026). In der Praxis müssen Fahrzeuge, Ladepunkte, EMS, Backend-Systeme, Messkonzepte und betriebliche Prozesse weiterhin standortspezifisch aufeinander abgestimmt werden. Der Markthochlauf hängt damit weniger von einer einzelnen technischen Lösung als von belastbaren, interoperablen Systemketten ab.

Die Integration in bestehende Infrastruktur ist insbesondere bei Messkonzepten und Lastgangzuordnung hochkomplex. Bestandsstandorte verfügen häufig über gewachsene technische Strukturen, bestehende Ladeinfrastruktur und etablierte Betriebsabläufe, die nicht auf bidirektionale Energieflüsse ausgelegt sind. Dadurch entstehen zusätzliche Anforderungen an Messung, Steuerung, Abrechnung und die Einbindung in das Energiemanagement.

Wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle und Mechanismen zur Monetarisierung von Flexibilität sind noch nicht ausreichend etabliert. Für Unternehmen ist häufig unklar, welche Erlöspotenziale tatsächlich erschlossen werden können und wie Aufwand, Risiko und Nutzen zwischen Flottenbetreibenden, Standortakteur:innen, Aggregatoren sowie Netz- und Marktakteur:innen verteilt werden. Für die Skalierung braucht es daher nachvollziehbare Rollenmodelle, Abrechnungswege und Vergütungsmechanismen.

Greenfield-Ansätze ermöglichen deutlich einfachere und effizientere Umsetzungen als die Integration in bestehende Standorte. Wenn Ladeinfrastruktur, Energiemanagement, Messkonzept und Betriebsprozesse von Beginn an gemeinsam geplant werden, lassen sich Schnittstellen, Leistungsgrenzen und Verantwortlichkeiten deutlich klarer auslegen. Für Bestandsstandorte bleiben dagegen standardisierte Nachrüstpfade und praxisnahe Umsetzungshilfen besonders wichtig.

5.3 Ausblick

Der weitere Markthochlauf bidirektionalen Ladens im Gewerbe wird davon abhängen, ob technische Reife, regulatorische Klarheit und praktische Umsetzbarkeit stärker zusammengeführt werden. Wirtschaft und Industrie können hierzu beitragen, indem sie produktnahe Erprobungen ermöglichen, Kompatibilitätsinformationen transparenter machen und die Abstimmung zentraler Schnittstellen zwischen Fahrzeug, Ladepunkt, EMS, Backend, Aggregation und Netzbetreibern weiter vorantreiben. Normung und Standardisierung bleiben dafür wichtige Voraussetzungen, sollten jedoch konsequent auf reale Systemkombinationen und die Anforderungen gewerblicher Standorte ausgerichtet werden. So lassen sich Umsetzungsrisiken reduzieren und herstellerübergreifende Lösungen schrittweise in den Markt überführen.

Neben industriegetriebenen Maßnahmen bleibt insbesondere für kleine und mittlere Unternehmen ein gezielter Unterstützungsbedarf bestehen. KMU verfügen häufig nicht über die personellen und finanziellen Ressourcen, um komplexe Fragen zu Ladeinfrastruktur, Messkonzepten, Energiemanagement, Wirtschaftlichkeit und regulatorischer Einordnung eigenständig zu bewerten. Für den Markthochlauf braucht es daher niedrigschwellige Informations-, Beratungs- und Förderangebote sowie praxistaugliche Entscheidungshilfen, die konkrete Standortbedingungen berücksichtigen. Solche Unterstützungsstrukturen können dazu beitragen, Investitionsunsicherheiten zu verringern und die Übertragung von Projekterfahrungen auf weitere Gewerbestandorte zu erleichtern.

Gleichzeitig verbleiben zentrale offene Fragestellungen, die es zukünftig zu bearbeiten gilt. Dazu zählen insbesondere die Weiterentwicklung heutiger Single-OEM-Systeme hin zu Multi-Hersteller-Kompatibilität, die Interoperabilität von Mischflotten, die systematische Integration von Bestandsanlagen sowie die Über-tragbarkeit auf unterschiedliche Gewerbestandorte. Ergänzend sind Fragen zur messtechnischen Anbin-dung, zu Flexibilitätsprognosen, Automatisierungspotenzialen und zur technischen sowie prozessualen Einbindung in Redispatch-3.0-Prozesse weiter zu klären. Damit richtet sich der Ausblick weniger auf einzelne technische Komponenten, sondern auf die Voraussetzungen, unter denen bidirektionale Standort-systeme in unterschiedlichen realen Gewerbekontexten zuverlässig, wirtschaftlich und skalierbar eingesetzt werden können.

Literaturverzeichnis

[1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, *Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*, Berlin, 2016.

[2] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), *Bidirektionales Laden: Stand der Technik, regulatorische Rahmenbedingungen und Marktperspektiven*, Berlin, 2024.

[3] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Bidirektionales Laden – Status, Trends und Potenziale*, Freiburg, 2023.

[4] Agora Verkehrswende, *Bidirektionales Laden*, Berlin, 2025.

[5] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), *Bidirektionales Laden – Analyse von Anwendungsfällen aus Nutzersicht*, München, 2024.

[6] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, *Bidirektionales Laden im Zusammenspiel von Fahrzeug, Gebäude und Energiemarkt*, Karlsruhe, 2024.

[7] VDE FNN – Forum Netztechnik/Netzbetrieb, *Bidirektionales Laden – Laden und Rückspeisen von Elektrofahrzeugen aus Sicht des Stromnetzes*, Berlin, 2024.

[8] European Commission, „Smart charging of electric vehicles could promote renewable energy adoption", *Energy Policy*, 2022.

[9] Agora Energiewende, *Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen – Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können*, Berlin, 2023.

[10] Fraunhofer ISE, *Bidirektionales Laden in Nichtwohngebäuden – Potenziale und Herausforderungen*, Freiburg, 2023.

[11] Sagaria, S. *et al.*, „Vehicle-to-grid impact on battery degradation and estimation of V2G economic compensation", *Applied Energy*, Vol. 377, 2024.

[12] „Versorgungssicherheit im elektrischen Energiesystem – Stand und Perspektiven. Redispatch 2.0 und die neue FNN-Anwendungsregel 4141-3", Vortrag, Erfurt, 2022.

[13] Deutsche Kommission Elektrotechnik (DKE), *Normungs-Roadmap Bidirektionales Laden*, Berlin, 2024.

[14] ISO, *ISO 15118-20: Road vehicles – Vehicle to grid communication interface*, Geneva, 2022.

[15] KameCore, „Understanding ISO 15118-20 and V2G", 18. Januar 2026. Online verfügbar unter: https://kamecore.com/en/insights/iso-15118-20-v2g

[16] Joint Tech, „What is the Combined Charging System (CCS)?", 6. Februar 2026. Online verfügbar unter: https://jointcharging.com/glossary/combined-charging-system-css/

[17] Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, NOW GmbH, *Öffentliche Ladeinfrastruktur – Report 2023*, Berlin, 2023.

[18] BDEW, *TAB 2023 – Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss und den Betrieb elektrischer Anlagen an das Niederspannungsnetz*, Berlin, 2023.

[19] Bundesministerium der Finanzen (BMF), *Steuerliche Behandlung von Strom aus Elektromobilität*, Berlin, 2023.

[20] BMWK, *Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL)*, Berlin, 2022.

[21] Fraunhofer IEE, *Redispatch 3.0 – Weiterentwicklung der Flexibilitätsnutzung*, Kassel, 2024.

[22] Fraunhofer ISI, *Smart Charging in Germany: Acceptance and Tariff Design*, Karlsruhe, 2023.

[23] M. Kühnbach et al., „Potential of a full EV-power-system-integration in Europe and how to realise it", Study on behalf of Transport & Environment (T&E) Europe, 2024.

[24] BMW Group; dcbel; Energinet; E.ON; Jedlix/Kraken Technologies; Renault Group; TenneT, *JOINT REPORT by European Working Group 1 "Car Charging and Aggregators" and European Working Group 2 "Energy and Grid Topics" in the "Coalition of the Willing on Bidirectional Charging"*, 2024.

[25] J. Gong et al., „Quantifying the impact of V2X operation on electric vehicle battery degradation: An experimental evaluation", *eTransportation*, Vol. 20, 2024.

[26] K. Uddin et al., „On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by an integrated vehicle and smart-grid system", *Energy*, Vol. 133, pp. 710–722, 2017.

[27] A. Jensen et al., „Factors influencing user acceptance of smart charging", Technical University of Denmark, Kopenhagen, 2024.