

Bidirektionales Laden

Laden und Rückspeisen von Elektro-
fahrzeugen aus Sicht des Stromnetzes

Version 1.0
Februar 2024

Inhalt

1	Einleitung	5
2	Begriffe	6
3	Aktueller Stand des Marktumfelds	7
4	Erwartetes Flexibilitätspotenzial	8
4.1	Limitierende Faktoren des Flexibilitätspotenzial	8
4.2	Quantitative Abschätzung des Flexibilitätspotenzials	9
5	Anwendungsfälle für bidirektionales Laden	12
5.1	Bidirektionales Laden als mobile Steckdose (V2L: Vehicle to Load)	12
5.2	Bidirektionales Laden als Ersatzstromversorgung (V2H: Vehicle to Home, Inselbetrieb)	12
5.3	Bidirektionales Laden als Zwischenspeicher (V2H: Vehicle to Home, Netzparallelbetrieb)	12
5.4	Bidirektionales Laden zur Netzeinspeisung (V2G: Vehicle to Grid)	13
6	Rückspeisefähige Systemkonzepte im Netzparallelbetrieb	14
7	Ladekommunikation und Steuerung von Ladevorgängen	17
8	Netzanschluss und Betrieb eines rückspeisefähigen Systemverbunds (inkl. Messstellenbetrieb)	18
8.1	Planungsphase	18
8.1.1	Anzeige-, Meldepflichten und vorzulegende Unterlagen	18
8.1.2	Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz)	18
8.1.3	Mess-, Steuer- und Regelungskonzept	19
8.2	Installation	19
8.3	Inbetriebnahme und Instandsetzung	19
8.4	Inbetriebnahme- und Wiederholungsprüfungen von bidirektionalen Ladeeinrichtungen	20
9	Auswirkungen auf das Stromnetz und das Energiesystem	21
10	Aktuelle Rahmenbedingungen	23
11	Ausblick	24
12	Literaturverzeichnis	26

Bildverzeichnis

Bild 1 Schematische Darstellung limitierender Faktoren zum Flexibilitätspotenzial	8
Bild 2 Vergleich der verfügbaren Energiemenge von rückspeisefähigen und ans Stromnetz angeschlossenen BEV mit allen Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland.....	10
Bild 3 Vergleich der verfügbaren Rückspeiseleistung von rückspeisefähigen und ans Stromnetz angeschlossenen BEV mit allen Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland	11
Bild 4 Übersicht über Anwendungsfälle des bidirektionalen Ladens	12
Bild 5 Zulässige Systemkonzepte für die Rückspeisung mit AC bzw. DC.....	15

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (en: Alternating Current)
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug (en: battery electric vehicle)
CCS	kombiniertes Ladesystem (en: Combined Charging System)
DC	Gleichstrom (en: Direct Current)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
GNDEW	Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NA-Schutz	Netz- und Anlagenschutz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NELEV	Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung
PHEV	Plug-in-Hybrid (en: plug-in hybrid electric vehicle)
PV	Photovoltaik
RfG	Requirements for Generators
TAR	Technische Anschlussregeln
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V2B	Vehicle to Building
V2G	Vehicle to Grid
V2H	Vehicle to Home
V2L	Vehicle to Load
V2V	Vehicle to Vehicle
VNB	Verteilnetzbetreiber

Vorwort

Das Stromnetz steht seit jeher als Rückgrat für eine komfortable und zuverlässige Stromversorgung zur Verfügung. Neben dem stetig steigenden Anteil der erneuerbaren und somit volatilen Energien an der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland, steigt der Anteil der elektrifizierten Fahrzeuge ebenfalls kontinuierlich. Zukünftig werden diese Fahrzeuge nicht nur Energieverbraucher sein, sondern können elektrische Energie auch zwischenspeichern und bei Bedarf in die Kundenanlage oder ins Stromnetz zurückspeisen.

In Anlehnung an die im VDE FNN Hinweis „Netzintegration Elektromobilität“ (VDE FNN 2019) aufgezeigten Stufen der Netzintegration von Elektrofahrzeugen wurden im VDE FNN Hinweis „Zielbild Steuerbarkeit von Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge“ (VDE FNN 2021) die Stufen 1 und 2 für das Laden näher erläutert. Die Weiterentwicklung zu Stufen 3 und 4, die auch die Rückspeisung umfassen, wird in diesem VDE FNN Hinweis adressiert.

Durch Bidirektionalität können sowohl in wirtschaftlicher Sicht für Endkunden und den Energiemarkt als auch in netztechnischer Sicht in Bezug auf die Stabilität und Zuverlässigkeit neue Potenziale erschlossen werden. Für die Umsetzung von bidirektionalem Laden müssen zusätzliche Anforderungen erfüllt werden, die über die im VDE FNN Hinweis „Zielbild Steuerbarkeit von Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge“ dargestellte netzorientierte Integration des Ladevorgangs von Elektrofahrzeugen hinausgehen.

Der Hinweis „Bidirektionales Laden“ fokussiert sich auf die technischen Möglichkeiten für das bidirektionale Laden und die daraus resultierenden Auswirkungen auf das Stromnetz auf. Damit die Potenziale herstellerübergreifend und interoperabel erschlossen werden können, müssen zunächst für Ladeinfrastruktur und Fahrzeuge die entsprechenden Standards und Regularien erarbeitet werden.

Die Projektgruppe „Netzintegration Elektromobilität“ des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN), bestehend aus diversen Stakeholdern wie Verteilnetzbetreibern, Hersteller von Elektrofahrzeugen, Ladeeinrichtungen und Installationstechnik sowie Vertreter aus Wissenschaft, Handwerk und Zertifizierung, hat dazu den vorliegenden Hinweis erarbeitet.

1 Einleitung

Der Klimaschutzplan der Bundesregierung Deutschland enthält das Ziel, eine Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit 2016). Das bedeutet, dass ab dem Jahr 2045 nur noch die Menge an Treibhausgas ausgestoßen werden darf, wie auch wieder aus der Atmosphäre entfernt werden kann. Um dieses Ziel zu erreichen, ist ein verstärkter Einsatz von erneuerbaren Energien in den Bereichen Strom, Gebäude, Verkehr und Industrie erforderlich. Der Strom aus erneuerbaren Energien (insbesondere Wind und Sonne) wird dabei als der wichtigste Energieträger angesehen.

Die Ziele der Bundesregierung sehen vor, bis ins Jahr 2030 eine Erzeugungsleistung von 215 GW an Solaranlagen und 145 GW an Windenergie installiert zu haben (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung 2023). Diese unterscheiden sich jedoch gegenüber der bisherigen Stromerzeugung grundlegend dadurch, dass sie dargebotsabhängig sind und große Fluktuationen in Abhängigkeit des Wetters, der Tages- und der Jahreszeit aufweisen. Während die Stromerzeugung beim Einsatz von konventionellen Kraftwerken an den zu erwartenden Verbrauch angepasst werden kann, müssen zukünftig zur Systemintegration von Erneuerbaren-Energien-Anlagen auch Flexibilitäten auf Verbrauchsseite genutzt sowie Speichermöglichkeiten ausgebaut werden. Zukünftig wird es Zeiten geben, in denen mehr Strom produziert als verbraucht wird, und Zeiten, in denen ein Strommangel herrscht (sogenannte Dunkelflauten). Um diese Schwankungen auszugleichen, braucht es Möglichkeiten, den überschüssigen Strom zu speichern und bei Bedarf wieder ins Netz einzuspeisen.

Dafür sind Flexibilitäts- und Speicherlösungen notwendig, die eine Anpassung an das wechselnde Angebot und die Nachfrage ermöglichen können (VDE e.V. 2023). Eine Möglichkeit sind Elektrofahrzeuge, die als mobile Speicher zur Verfügung stehen können. Mit bidirektionaler Ladetechnologie kann beispielsweise überschüssiger Strom aus erneuerbaren Quellen aufgenommen und bei Bedarf wieder abgegeben werden. Allerdings wird dadurch nur ein Beitrag zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch geleistet werden können, nicht jedoch zur saisonalen Verschiebung vom Sommer in den Winter.

Seitens der Bundesregierung wird das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen ebenfalls als wichtiger Baustein erachtet und wurde bereits im Koalitionsvertrag (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung 2021) erwähnt. Mit dem Masterplan Ladeinfrastruktur II (Bundesministerium für Digitales und Verkehr 2022) wurden die Aktivitäten präzisiert und konkret gestartet. Zudem wird das Thema derzeit europaweit in von der Bundesregierung initiierten Spitzengesprächen¹ diskutiert.

Eine wichtige Voraussetzung für die Einführung und Verbreitung der bidirektionalen Ladetechnologie stellt die Standardisierung dar. Dadurch wird sichergestellt, dass die Technologie interoperabel, sicher und effizient in den Massenmarkt eingeführt werden kann und letztendlich sowohl dem Energiesystem als auch den Elektrofahrzeugnutzern Vorteile bringen kann. Das Energiesystem kann von einer höheren Integration erneuerbarer Energien profitieren, indem überschüssiger Strom gespeichert und bei Bedarf abgerufen wird. Die Elektrofahrzeugbesitzer können von einer günstigeren Stromversorgung profitieren, indem sie ihr Fahrzeug als Heimspeicher nutzen oder Strom an das Netz verkaufen.

Dieser VDE FNN Hinweis soll einen Überblick über die technischen Anforderungen und Herausforderungen für das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen mit Netzkopplung geben. Es wird ein Überblick über die Potenziale und Herausforderungen gegeben, die sich aus der Einbindung von Elektrofahrzeugen in das

¹ Am 27.11.2023 hatte der Bundeswirtschafts- und Klimaschutzminister zum Europäischen Gipfel für bidirektionales Laden nach Berlin eingeladen.

Stromnetz ergeben, sowohl aus Sicht des Energiemarktes als auch aus Sicht eines zuverlässigen Netzbetriebs. Außerdem soll der VDE FNN Hinweis den aktuellen Stand der Normung für das bidirektionale Laden darstellen und Empfehlungen für weitere Anpassungs- und Entwicklungsbedarfe ableiten. Der VDE FNN Hinweis fokussiert sich auf Personenkraftwagen und berücksichtigt nicht die Besonderheiten von schweren Nutzfahrzeugen.

2 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe, die in den entsprechenden DIN- und VDE-Normen sowie technischen Anschlussregeln des VDE FNN verwendet werden.

Bidirektionale/Rückspeisefähige Ladeeinrichtung

Einrichtung, mit der ein Energieaustausch eines Elektrofahrzeugs über die Elektroinstallation mit dem Netz der allgemeinen Versorgung in beide Energieflussrichtungen erfolgen kann

Bidirektionales/Rückspeisefähiges Elektrofahrzeug

Elektrofahrzeug, welches aus der Traktionsbatterie zurückspeisen kann

Elektrofachbetrieb

ein in ein Installateurverzeichnis -Strom- eines Netzbetreibers eingetragenes Unternehmen, das eine Kundenanlage oder Teile davon errichtet, erweitert oder ändert sowie die Verantwortung für deren ordnungsgemäße Ausführung übernimmt

Erzeugungsanlage (EZA)

an einem Netzanschluss/Hausanschluss angeschlossene Anlage, in der sich eine oder mehrere Erzeugungseinheiten eines Energieträgers (z. B. alle Photovoltaik (PV)-Module mit zugehörigen PV-Wechselrichtern) zur Erzeugung elektrischer Energie und alle zum Betrieb erforderlichen elektrischen Einrichtungen befinden

Erzeugungseinheit (EZE)

einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie

Netzanschlusspunkt

Netzpunkt, an dem die Kundenanlage über den Netzanschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen ist

Speicherkapazität (nutzbar)

zwischen dem im Betrieb erreichbaren oberen Ladezustand und dem im Betrieb definierten Entladeschluss entnehmbare Ladungsenergie

Systemverbund (rückspeisefähig)

Verbund aus rückspeisefähiger Ladeeinrichtung und rückspeisefähigem Elektrofahrzeug

Zertifikat

Dokument, das die Konformität eines Produktes [...] mit festgelegten Anforderungen bestätigt

3 Aktueller Stand des Marktumfelds

Bidirektionales Laden wurde bereits vielfältig in diversen, zum Teil auch öffentlich geförderten Pilotprojekten demonstriert. Dabei beruhen die Umsetzungen auf proprietären Implementierungen, da die notwendigen Standards noch nicht auf die Rückspeisung erweitert wurden bzw. sind. Dementsprechend ist heutzutage, bis auf wenige Ausnahmen, der Bestand an Ladeinfrastruktur und Elektrofahrzeugen mit dem in Europa marktüblichen CCS (Kombiniertes Ladesystem) nicht rückspeisefähig.

Nur durch Normung und Standardisierung auf internationaler Ebene kann die Bidirektionalität in den Massenmarkt eingeführt werden. Erst durch den Massenmarkt können die in Abschnitt 4 dargestellten Potenziale des bidirektionalen Ladens, sowohl für den Endkunden als auch für das Stromnetz, erschlossen werden.

Ein regulatorischer Rahmen, der vergleichbar zum netzorientierten Laden nach dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) sowie dem § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wäre und über den eine Anreizregulierung stattfindet, ist für die Rückspeisung derzeit nicht vorgesehen. Offen ist derzeit noch die Ausgestaltung des § 14c EnWG und dessen Auswirkungen auf das bidirektionale Laden.

Speziell für die Umsetzung des bidirektionalen Ladens fehlen somit die regulatorischen Rahmenbedingungen und die darauf aufbauenden Mess- und Abrechnungskonzepte sowie geeignete Anreizsysteme. Diese Herausforderungen wurden auch mit der Maßnahme 47 des „Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung“ (Bundesministerium für Digitales und Verkehr 2022) adressiert.

Aus technischer Sicht ist absehbar, dass durch die Revision des Network Codes Requirements for Generators (RfG), für den im Jahr 2023 die erste Konsultation stattgefunden hat, die europäische Regulierung einen maßgeblichen Einfluss auf die technischen Anforderungen an den rückspeisefähigen Systemverbund haben wird.

4 Erwartetes Flexibilitätspotenzial

Basis für jegliche quantitative Ermittlung eines Flexibilitätspotenzials ist die weitere Entwicklung des Bestands an Elektrofahrzeugen. Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, bis 2030 15 Millionen Elektrofahrzeuge im Bestand zu haben, wobei dieser sowohl PHEV als auch BEV berücksichtigt. Wenn die in Abschnitt 6 dargestellten Voraussetzungen hinsichtlich Normen, Standards und Regularien für bidirektionale Ladesysteme zügig geschaffen werden können, kann ein Anteil dieser Fahrzeuge im Zusammenspiel mit einer rückspeisefähigen Ladeeinrichtung zukünftig als rückspeisefähiger Systemverbund genutzt werden.

4.1 Limitierende Faktoren des Flexibilitätspotenzial

Ausgehend vom heutigen Bestand von BEV können – unter der Annahme, dass PHEV zukünftig eine geringere Rolle spielen werden – Millionen rückspeisefähige Systemverbunde mit BEV-typischen größeren Speicherkapazität vorliegen. In Bild 1 ist dargestellt, wie sich das theoretische Potenzial (Stufe A) auf Grund verschiedener limitierender Faktoren auf ein tatsächlich nutzbares Potenzial verringert (Stufe D).

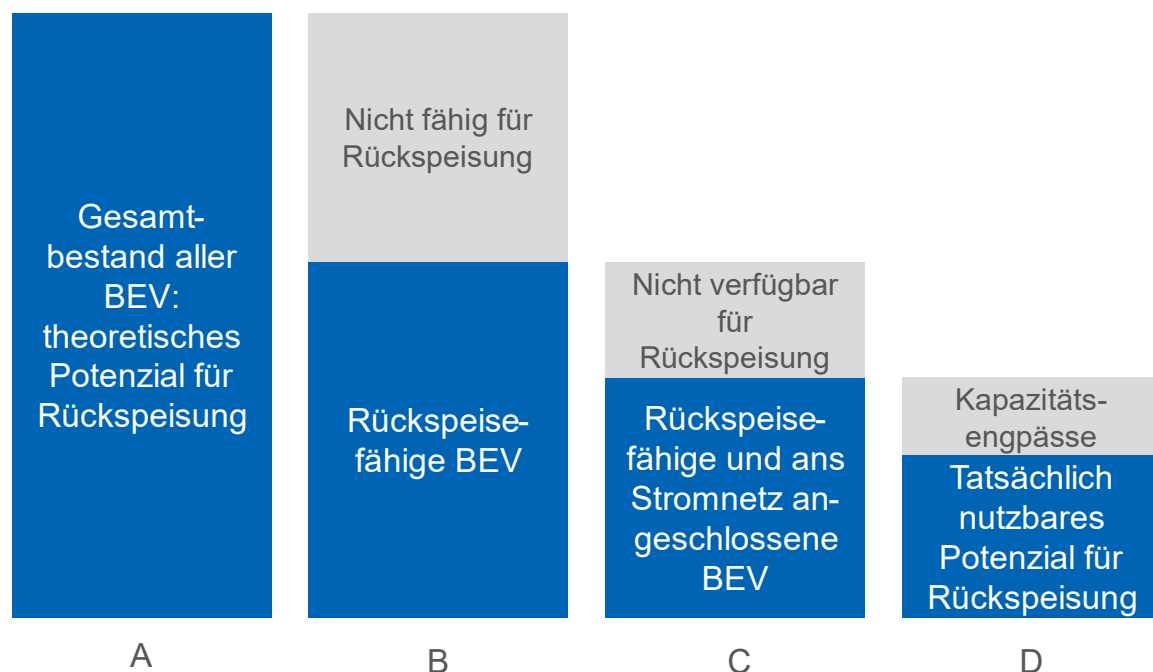


Bild 1 Schematische Darstellung limitierender Faktoren zum Flexibilitätspotenzial

Sichtbar ist, dass eine Hochrechnung allein basierend auf Anzahl der Fahrzeuge und Speicherkapazität nicht zielführend ist. In der Realität wird das theoretische Potenzial für Rückspeisung nicht erreicht werden, da

- nicht alle BEV rückspeisefähig sind.
- immer ein Teil der vorhandenen Fahrzeuge gar nicht oder nicht über geeignete Infrastruktur an das Stromnetz angeschlossen ist, eine Limitierung bzw. Sperrung durch den Fahrzeugnutzer erfolgte, weil es bspw. für den Fahrzeugnutzer wirtschaftlich nicht attraktiv genug ist oder das Potenzial technisch durch Alterungseffekte der Fahrzeugbatterie limitiert ist.
- der lokale Netzzustand (Netzkapazität) sowie mögliche Restriktionen in der Gebäudeinstallation zu berücksichtigen sind.

Beim Vergleich mit anderen Flexibilitätpotenzialen sind die grundlegenden Eigenschaften des Potenzials mit einzubeziehen:

- **Energiespeicherkapazität** als – vorrangig in Studien zu Flexibilitätpotenzialen – genutztes Kriterium für die über einen längeren Zeitraum verfügbare Potenzialhöhe. Diese ergibt sich bei BEV aus der nutzbaren Speicherkapazität der Batterie unter Berücksichtigung der vorgenannten Nichtverfügbarkeiten.
- **Leistung des Flexibilitätpotenzials** als Maß für die zu einem Zeitpunkt verfügbare Potenzialhöhe. Auch dieser Wert wird in Studien zum Flexibilitätpotenzial zumeist ausgewiesen. Die Leistung kann das innerhalb eines Zeitraums nutzbare Energiespeichervolumen beschränken.
- **Energie-zu-Leistung-Verhältnis** mit der Einheit Zeit als Maß dafür, über welche Dauer bei maximaler Leistung das Flexibilitätpotenzial genutzt werden kann. Dies erlaubt insbesondere eine Einschätzung, für welche Anwendungszwecke im Regelenergiebereich die Flexibilitätsoption genutzt werden kann, und im Hinblick auf BEV, ob mit üblichen Standzeiten das energetische Potenzial überhaupt genutzt werden kann.
- Für **lastbezogene Flexibilität** wird die verfügbare flexible Leistung zumeist als Funktion der Dauer eines Abrufs des Potenzials ausgewiesen, weil die mit der elektrischen Energie betriebenen Prozesse vielfältig sind und verschiedenste Dauern aufweisen, in denen eine Lastreduzierung möglich ist. Unter Vernachlässigung einer Abhängigkeit der flexiblen Leistung von einem Speicherfüllstand – wie bei Batterien und Pumpspeicherkraftwerken näherungsweise im üblicherweise verwendeten Flexibilitätsbereich gegeben – kann eine solche detailliertere Betrachtung entfallen. Damit kann aber eine flexible Leistung aus bidirektionalem Laden auch sinnvoll nur mit anderen Speichern mit konstanter Ein-/Auspeicherleistung wie etwa Batteriespeichern oder Pumpspeicherkraftwerken verglichen werden.

4.2 Quantitative Abschätzung des Flexibilitätpotenzials

Im Folgenden wird eine Abschätzung des tatsächlich nutzbaren Potenzials (vgl. Bild 1, D) aus bidirektional ladenden Fahrzeugen getroffen. Für die Beschreibung des erwarteten, tatsächlich nutzbaren Flexibilitätpotenzials wird zunächst der Bestand an Elektrofahrzeugen dargestellt und anschließend das Potenzial mit Hilfe von Statistiken zur durchschnittlichen Batteriegröße und zur Fahrzeugnutzung in Deutschland berechnet.

Der Bestand an Elektrofahrzeugen hat in den vergangenen Jahren deutlich zugenommen. Während 2019 noch weniger als 100.000 Fahrzeuge zugelassen wurden, hat der Bestand rein batterieelektrischer Fahrzeuge zu Jahresbeginn 2023 die Zahl von 1 Million bereits überschritten. Bis zum Jahr 2030 verfolgt die Bundesregierung das Ziel von 15 Millionen Elektrofahrzeugen im Bestand zu haben, wobei dies PHEV und BEV umfasst (Statista Research Department 2023). In der folgenden Potenzialabschätzung werden nur BEV berücksichtigt.

Im Jahr 2022 erhältliche batterieelektrische Fahrzeuge haben eine durchschnittlich nutzbare Batteriekapazität von ca. 68 kWh (EV Database 2023). Dieser durchschnittliche Wert beinhaltet jedoch keine Berücksichtigung der Anzahl der tatsächlich verkauften Fahrzeuge pro jeweiliger Batteriekapazität. Die gegenwärtig meistverkauften Elektrofahrzeuge befinden sich in dem Bereich 55 – 65 kWh. Für die nachfolgenden Berechnungen des Flexibilitätpotenzials wird daher einen Wert von 60 kWh Batteriekapazität pro Elektrofahrzeug angenommen.

Weiter sind die in Abschnitt 4.1 aufgeführten limitierenden Faktoren zu berücksichtigen.

Nimmt man in Anlehnung an vorliegenden Mobilitätsstudien für Deutschland (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur 2018) eine durchschnittlich zurückgelegte Distanz von 40 km pro Tag und eine Effizienz von 20 kWh/100 km an, ergibt sich ein durchschnittlicher Energiebedarf pro Elektrofahrzeug von 8 kWh pro Tag. Dieser Wert entspricht ca. 13 % der angenommenen durchschnittlichen Batteriekapazität von 60 kWh. Zudem wird eine Reserve angenommen, die ein Fahrzeugnutzer stets für kurzfristig notwendige Fahrten an Batteriereserve haben möchte. Diese hängt von der tatsächlichen Batteriegröße und dem Sicherheitsbedarf des Nutzers ab. In diesem Hinweis wird von einer Reserve in Höhe von ca. 30 % ausgegangen. Daraus ergibt sich eine verfügbare Batteriekapazität für bidirektionales Laden in Höhe von ca. 60 % der nutzbaren Batteriekapazität. Diese entspricht einem Wert von 36 kWh.

Zusätzlich muss noch die verfügbare Leistung der rückspeisenden Fahrzeuge betrachtet werden. Unter der Annahme, dass bidirektionales Laden primär an privater Ladeinfrastruktur stattfindet, wird ein Wert von 10 kW als realistisch betrachtet.

Wird unter den aufgeführten Bedingungen angenommen, dass 15 Millionen Elektrofahrzeuge für bidirektionales Laden zur Verfügung stehen, würde sich ein theoretisches Potenzial in Höhe von 150 GW Leistung bzw. 540 GWh Energie ergeben (vgl. Bild 1, A). Diese Berechnung beruht allerdings auf der Annahme, dass alle betrachteten 15 Millionen Elektrofahrzeuge bidirektionale Ladefähigkeiten besitzen und mit dem Stromnetz verbunden sind.

Basierend auf den hergeleiteten 36 kWh nutzbare Batteriekapazität sowie den 10 kW Rückspeiseleistung wurden in Bild 2 und Bild 3 für unterschiedliche prozentuale Anteile der rückspeisefähigen und ans Stromnetz angeschlossenen Elektrofahrzeuge die resultierenden Kapazitäts- und Leistungswerte im Vergleich zur Summe der Pumpspeicherkraftwerke² in Deutschland dargestellt (vgl. Bild 1, C). Mögliche Netzengpässe sowie Engpässe in der Gebäudeinstallation wurden nicht berücksichtigt (vgl. Bild 1, D).

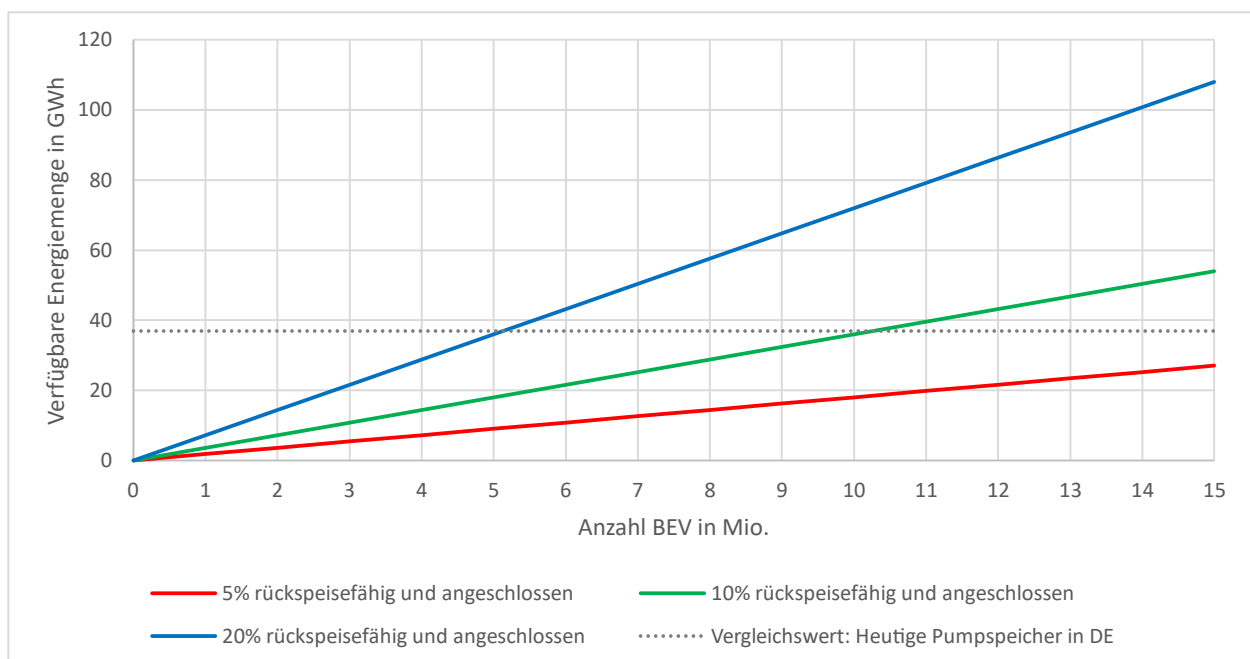


Bild 2 Vergleich der verfügbaren Energiemenge von rückspeisefähigen und ans Stromnetz angeschlossenen BEV mit allen Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland

² In Deutschland existierende Pumpspeicherkraftwerke liefern 6,7 GW (Deutsche Energie-Agentur 2023) bzw. ca. 37 GWh (Heimerl, S.; Kohler, B. 2017).

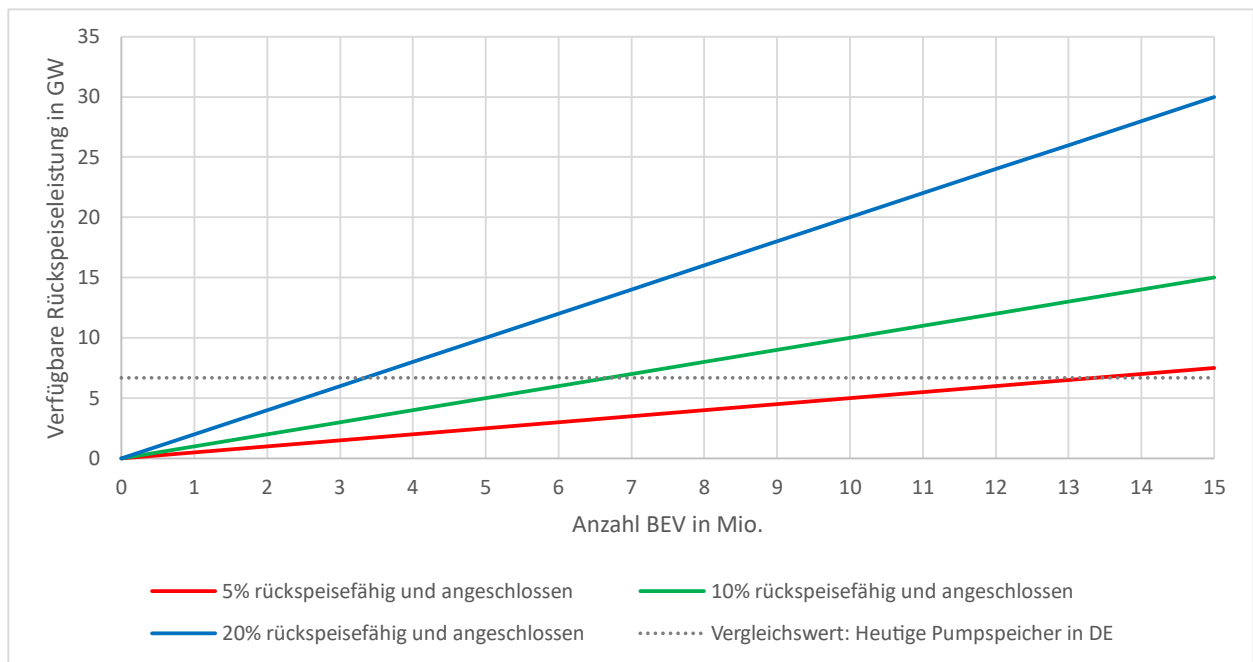


Bild 3 Vergleich der verfügbaren Rückspeiseleistung von rückspeisefähigen und ans Stromnetz angeschlossenen BEV mit allen Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland

Es ist ersichtlich, dass beispielsweise selbst bei einem niedrigen Anteil von nur 10 % rückspeisefähigen und ans Stromnetz angeschlossenen BEV bei einer Gesamtsumme von ca. 10 Millionen BEV dieselbe Energie wie durch Pumpspeicherkraftwerke gespeichert werden kann. Analog dazu können 10 % rückspeisefähige und ans Stromnetz angeschlossene BEV bereits bei einer Gesamtsumme von ca. 7 Millionen BEV die Rückspeiseleistung der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland übertreffen.

Diese Beispiele verdeutlichen das enorme Flexibilitätspotenzial, das durch Elektrofahrzeuge dem elektrischen Energiesystem bereits bei geringer Durchdringung zur Verfügung gestellt werden könnte.

Allerdings muss beachtet werden, dass für die Nutzung dieses Potenzials die Fahrzeugnutzer ihr Elektrofahrzeug auch an das Stromnetz anzuschließen haben, selbst wenn das Fahrzeug nicht zwingend geladen werden muss. Bei vielen Fahrzeugen kann dies bedeuten, dass sie auch tagsüber beispielsweise beim Arbeitgeber an eine rückspeisefähige und mit einem entsprechenden Energieliefervertrag versehene Ladeeinrichtung angeschlossen sein müssten.

Bei dem berechneten Flexibilitätspotenzial ist zu erwähnen, dass hierbei regionale Unterschiede vorliegen können und beispielsweise im städtischen Umland mit einer stärkeren Verbreitung von Elektrofahrzeugen mehr Flexibilitätspotenzial zur Verfügung steht als in anderen Gegenden mit einem geringeren Anteil an Elektrofahrzeugen.

Insgesamt hängt das tatsächlich nutzbare Potenzial auch vom gesetzlich/regulatorischen Rahmen ab und einer möglichen Incentivierung, um eine hoher Teilnahmequote unter den Elektrofahrzeug-Nutzern zu erreichen. Der vorliegende Hinweis liefert hierzu keine Empfehlungen.

5 Anwendungsfälle für bidirektionales Laden

Bidirektionales Laden umfasst aus Nutzersicht vier verschiedene Anwendungsfälle, im Nachfolgendem auch Use Cases genannt, die in Bild 4 dargestellt sind. Die verschiedenen Darstellungen haben unterschiedliche Auswirkungen auf das Stromversorgungsnetz. Alle Use Cases können sowohl über die AC-Schnittstelle als auch über die DC-Schnittstelle des Fahrzeuges ausgeführt werden.

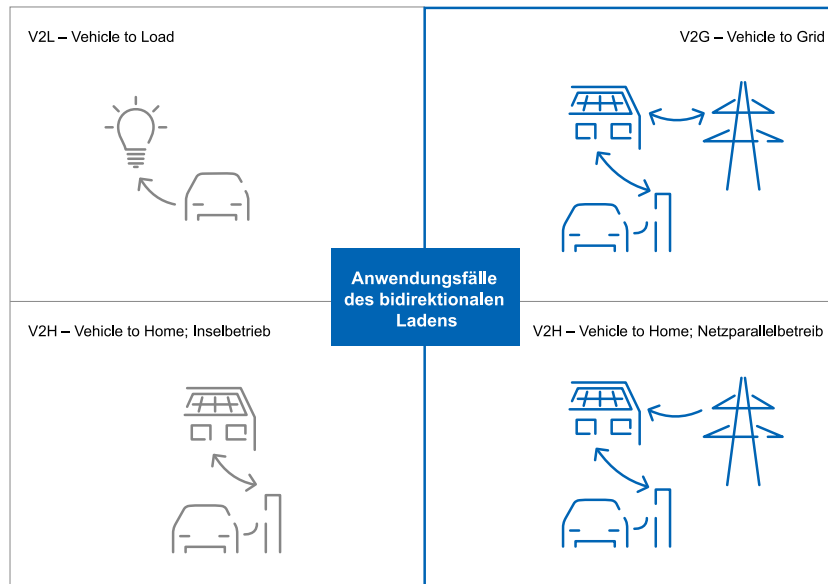


Bild 4 Übersicht über Anwendungsfälle des bidirektionalen Ladens

5.1 Bidirektionales Laden als mobile Steckdose (V2L: Vehicle to Load)

In diesem Use Case dient das Elektrofahrzeug als mobile Energiequelle, sodass typische Lasten mit einer Betriebsspannung von 230 V/400 V Wechselspannung angeschlossen werden können, wenn keine stationäre Stromversorgung gegeben ist. Beispielhaft sei hier die Nutzung eines Elektrogrills oder elektrischer Gartengeräte genannt. Ein Sonderfall des V2L stellt das Laden eines anderen Elektrofahrzeuges dar, der auch als V2V (Vehicle to Vehicle) bezeichnet wird. V2L hat keine Anbindung an die Gebäudeinstallation und somit auch keine direkten Rückwirkungen auf das Stromversorgungsnetz. Dieser Use Case setzt einen fahrzeugseitigen rückspeisefähigen DC-AC-Umrichter für die AC-Schnittstelle des Elektrofahrzeuges voraus. Die im V2L-Betrieb entnommene Energie wird anschließend in einem normalen Ladevorgang wieder zugeführt. Somit wird lediglich der prognostizierte Stromverbrauch des Elektrofahrzeuges beeinflusst. Da keine Netzkopplung vorliegt, wird dieser Fall nicht weiter betrachtet.

5.2 Bidirektionales Laden als Ersatzstromversorgung (V2H: Vehicle to Home, Inselbetrieb)

Bei V2H im Inselbetrieb dient das Elektrofahrzeug zur Stromversorgung eines vom Versorgungsnetz getrennten Gebäudes, daher wird es gelegentlich auch „Vehicle to Building“ (V2B) bezeichnet. Dieser Use Case ist insbesondere für Gebiete mit hohen Ausfallzeiten der Stromversorgung relevant. Beispielsweise wurde in Japan nach dem Störfall in Fukushima diese „Ersatzstromversorgung“ relevant und daher finanziell stark gefördert.

Dieser Use Case kann sowohl über die AC-Schnittstelle als auch über die DC-Schnittstelle des Elektrofahrzeuges ausgeführt werden. Da hier als Bedingung die Trennung vom Versorgungsnetz gefordert wird, hat dieser Use Case keine direkte Rückwirkung auf das Stromnetz und wird nicht weiter betrachtet.

5.3 Bidirektionales Laden als Zwischenspeicher (V2H: Vehicle to Home, Netzparallelbetrieb)

Bei V2H im Netzparallelbetrieb dient das Elektrofahrzeug als Energiespeicher in einer Kundenanlage, alternativ oder ergänzend zu einer stationären Batterie. Die zurückgespeiste Energie verbleibt in der

Kundenanlage, das Fahrzeug ist allerdings über die Gebäudeinstallation mit dem Stromnetz verbunden. Das Gesamtsystem aus Elektrofahrzeug und (internem oder externem) Wechselrichter muss somit die Anforderungen für den Anschluss von EZA und Speicher (z. B. VDE-Anwendungsregel Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-AR-N 4105) erfüllen. Dieser Use Case und seine Auswirkungen auf das Stromnetz werden in diesem Hinweis betrachtet.

5.4 Bidirektionales Laden zur Netzeinspeisung (V2G: Vehicle to Grid)

Bei V2G wird das Elektrofahrzeug über die Kundenanlage mit dem Stromnetz verbunden, um marktorientiert oder netzorientiert zu agieren. Abgrenzend vom Use Case „V2H, Netzparallelbetrieb“ erfolgt hier auch eine Rückspeisung in das Stromnetz. Der Einfluss eines einzelnen Fahrzeuges ist jedoch gering, sodass üblicherweise viele Fahrzeuge durch Aggregatoren gepoolt werden.

Die Einsatzmöglichkeiten für diesen Use Case können sein:

- Marktorientiert: in Abhängigkeit des Energiepreises an den Strombörsen
- Systemorientiert: überregional, wie z. B. der Bereitstellung von Regelenergie
- Netzorientiert: z. B. lokale Engpassbehebung und Spannungshaltung

Neben den Anforderungen, die bereits im Use Case „V2H, Netzparallelbetrieb“ erfüllt werden müssen, wird es hier weitere Vorgaben, beispielsweise hinsichtlich Verfügbarkeit, Kommunikationsanbindung und Startverhalten, geben. Dieser Use Case und seine Auswirkungen auf das Stromnetz wird in diesem Hinweis ebenfalls betrachtet.

6 Rückspeisefähige Systemkonzepte im Netzparallelbetrieb

Entsprechend der Strukturierung der Anwendungsfälle in Abschnitt 5 werden im Folgenden ausschließlich rückspeisefähige Systemkonzepte betrachtet, die im netzparallelen Betrieb arbeiten, d. h. eine Kopplung zum öffentlichen Nieder-, Mittel- oder Hochspannungsnetz besteht. Die Berücksichtigung von Hochspannungsnetzen ergibt sich insbesondere aus den Anwendungen im Bereich Flotten- und Depotladen.

Der Fokus der Darstellung liegt dabei auf dem Systemverbund aus Elektrofahrzeug und Ladeeinrichtung. Innerhalb dieses Abschnittes sollen eventuelle Widersprüche und Lücken zum bestehenden technischen Rahmen (Technische Anschlussregeln (TAR) und Produktnormen) beleuchtet werden.

Je nach Netzanschlussebene der Kundenanlage müssen unten aufgelistete TAR in Deutschland Berücksichtigung finden, soweit es sich um eine einspeisende Anlage oder Speicher handelt. Rückspeisefähige Systeme der Elektromobilität verhalten sich in den Betriebsmodi Energiebezug- und Lieferung ähnlich wie ein elektrischer Speicher (Typ 2) im Sinne der TAR. Deshalb gelten für diese Systeme die bekannten Regeln für EZA. D. h. für:

- Niederspannung, gilt die VDE-AR-N 4100:2019-04 sowie VDE-AR-N 4105:2018-11
- Mittelspannung, gilt die VDE-AR-N 4110:2023-09
- Hochspannung, gilt die VDE-AR-N 4120:2018-11

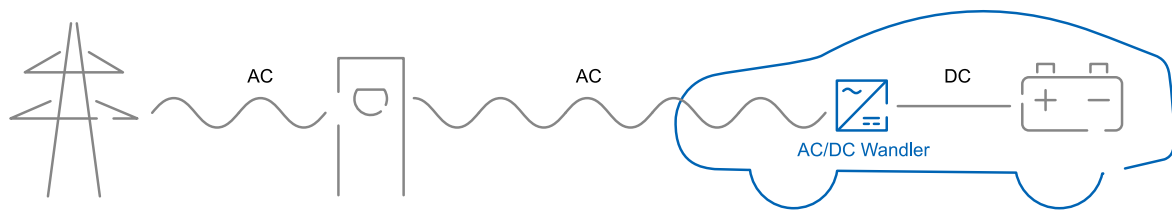
Anmerkung: Zurzeit befinden sich alle TAR in der Revision. Neue Versionen werden in 2025 erwartet. Darüber hinaus befinden sich die europäischen Networkcodes RfG (Requirements for Generators) und DCC (Demand Connection Codes) in Überarbeitung. Auch in diesen Dokumenten werden Anforderungen an den Systemverbund aus Elektrofahrzeug und Ladeeinrichtung erwartet. Grundsätzlich gilt, dass unabhängig von der eingesetzten Technik (Wechselstrom (AC) oder Gleichstrom (DC)) die Anforderungen der TAR durch den Systemverbund einzuhalten sind.

Auch wenn die Systemnormen auf Fahrzeug- und Ladeinfrastrukturseite sowohl für die Rückspeisung in DC als auch in AC noch keine Bidirektionalität beinhalten, sind sich die Expertengremien der DKE und des VDA bzw. der internationalen Gremien in IEC und ISO einig, dass eine Rückspeisung nur über eine fest mit der elektrischen Installation eines Gebäudes bzw. eines Netzstranges verbundene Ladeeinrichtung (Mode 3 oder Mode 4) zulässig ist. Neben der nicht vorhandenen Verriegelung steckbarer Lösungen mit Schuko- oder CEE-Steckdosen gilt, dass diese Steckertypen ausdrücklich nur für eine Energierrichtung entwickelt wurden.

Anmerkung: Nicht vorgesehen ist damit die Rückspeisung über steckbare Verbindungen zwischen Ladeeinrichtung und Infrastruktur, z. B. über Haushalts- oder Industriesteckvorrichtung, da steckerseitig der Personenschutz gegen elektrischen Schlag nicht gegeben ist.

Aus dem zuvor genannten ergeben sich grundlegend die beiden in Bild 5 dargestellten Systemkonzepte für eine Rückspeisung mit AC (Mode 3) bzw. mit DC (Mode 4).

Laden und Rückspeisen über AC



Laden und Rückspeisen über DC

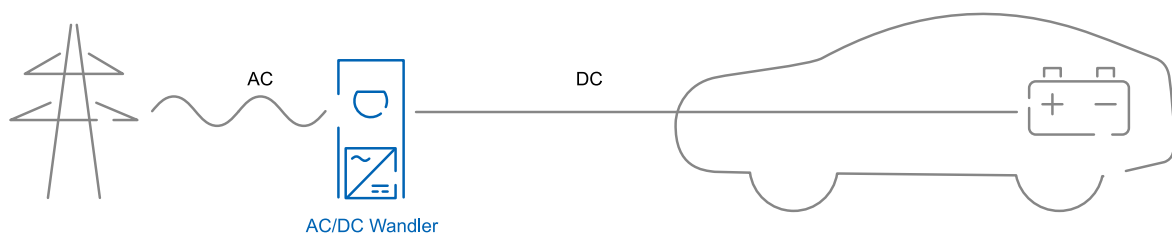


Bild 5 Zulässige Systemkonzepte für die Rückspeisung mit AC bzw. DC

Bezogen auf die einzuhaltenden Anforderungen der TAR gilt, dass bei der Rückspeisung mit DC alle Anforderungen auf Seiten der bidirektionalen Ladeeinrichtung liegen. Die Situation ist dabei mit einem PV- oder stationären Batteriewechselrichter vergleichbar. Eine Einheitenzertifizierung für die rückspeisefähige Ladeeinrichtung muss gemäß TAR erfolgen und sich an der gängigen Praxis für bspw. PV-Anlagen oder Speicher orientieren. Technologisch sind hier geringe Hürden zu erwarten.

Bei der Rückspeisung mit AC ergeben sich vielfältigere Lösungsansätze, da sowohl die stationäre Ladeeinrichtung als auch das Fahrzeug verschiedene Anforderungen der TAR übernehmen können. Lösungskonzepte von einer ausschließlichen Zertifizierung der Ladeeinrichtung als Netz- und Anlagenschutzgerät und Überwachungseinrichtung der Erzeugungseinrichtung bis hin zu einer Umsetzung der Anforderungen im Fahrzeug sind in Diskussion. In jedem Fall hat ein bestimmter Teil der Funktionen der Ladeeinrichtung einer Zertifizierung zu unterliegen. In der zu zertifizierenden Ladeeinrichtung müssen die nach TAR geforderten Parameter gespeichert und übertragen, Netzfehler protokolliert, die Immunität gegen kurzzeitige Netzfehler (Fault-Ride-Through) gesichert, Netzzrückwirkungen minimiert und Wirk- und Blindleistungssteuerung ermöglicht werden.

Gültige Lösungskonzepte für eine Rückspeisung mit Gleich- und Wechselstrom mit ihren technischen Anforderungen zum Nachweis der Einhaltung der Anforderungen an Erzeugungsanlagen werden in einem in Bearbeitung befindlichen VDE FNN Hinweis „Umsetzung des Nachweises der technischen Anforderungen der VDE-AR-N 4105 für das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen“ ergänzend zur VDE-AR-N 4105 beschrieben.

Aus regulatorischer Sicht (z. B. EnWG, NELEV) besteht kein Unterschied in der Rückspeisung zwischen AC- oder DC-Ladeeinrichtung, da die Kopplung zum Verteilnetz immer in AC erfolgt.

In jedem Fall gilt festzuhalten, dass sowohl für die Rückspeisung mit Gleichstrom als auch für die Rückspeisung mit Wechselstrom eine Anpassung der Hardware der Ladeeinrichtung notwendig ist. Insbesondere für die Funktionalität des in den TAR geforderten Netz- und Anlagenschutzes (NA-Schutz) sind in der Ladeeinrichtung oder der vorgelagerten Installation zusätzliche Komponenten erforderlich. Ein

Software-Update der Ladeeinrichtung für die Bidirektionalität ist in der Regel nicht ausreichend, da die Geräte nicht nach den TAR für die Energieeinspeisung entwickelt wurden.

Folgende technische Anforderungen aus den TAR für den Betriebsmodus „Energieförderung“ aus dem Fahrzeug sollten zeitnah in die Produktnormen auf Ladeeinrichtungs- und Fahrzeugseite eingebracht werden, um einen netzorientierten Betrieb des rückspeisefähigen Systemverbundes zu unterstützen:

- schnelle Wirkleistungsanpassung und Blindleistungsbereitstellung entsprechend den Vorgaben des Verteilnetzbetreibers (VNB) entsprechend den TAR (Sollwerte oder Kennlinien, Zeitparameter)
- Messung der elektrischen Größen (Spannung, Wirkleistung, Blindleistung, Frequenz) mit hinreichender Genauigkeit gemäß TAR
- Netz- und Anlagenschutz
- Inselnetzerkennung
- Unempfindlichkeit gegen Frequenzänderungen
- Dynamische Netzstützung
- Zuschaltbedingungen und Synchronisierung mit dem Netz

Zusätzlich können bei einem Netzverknüpfungspunkt der Kundenanlage im Mittelspannungsnetz oder Hochspannungsnetz folgende Anforderungen hinzukommen:

- Regelung am Netzanschlusspunkt
- Quasistationärer Betrieb, Polrad-/Netzpendelungen
- Priorisierung der Wirkleistungseinspeisung (Kundeninteresse, Markt basiert, Netzsicherheitsmanagement, Frequenz basiert, etc.)

Diese Anforderungen müssen nicht zwangsläufig von der Ladeeinrichtung selbst erfüllt werden, sondern können auch durch Zusatzeinrichtungen in der Kundenanlage realisiert werden.

7 Ladekommunikation und Steuerung von Ladevorgängen

Für die Ladekommunikation und Steuerung von Ladevorgängen gelten grundsätzlich die im VDE FNN Hinweis „Zielbild Steuerbarkeit von Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge“ (VDE FNN 2021) festgehaltenen Ergebnisse gleichermaßen für eine bidirektionale Energieflussrichtung.

Unter Berücksichtigung der regulatorischen Entwicklungen, insbesondere zur VDE-AR-N 4100 sowie VDE-AR-N 4105, ist festzuhalten, dass zur Anbindung von Ladeinfrastruktur zukünftig die digitale bidirektionale Datenschnittstelle mit einem nach VDE FNN „Lastenheft Steuerbox“ (VDE FNN 2021) geforderten Protokoll eingesetzt werden muss.

Für die Ansteuerung von Ladeinfrastruktur haben sich bereits die VDE-Anwendungsregeln VDE-AR-E 2829-6-Reihe und der VDE-AR-E 2122-1000 (zukünftig IEC 63380) profiliert, die unter deutscher Leitung in die internationale Standardisierung überführt werden.

Zur Datenverarbeitung energiewirtschaftlich relevanter Mess- und Steuerungsvorgänge dürfen nur intelligente Messsysteme eingesetzt werden (§ 19 Abs. 2 S. 1 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)). § 19 Abs. 2 S. 2 MsbG enthält einen festgeschriebenen Katalog an energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgängen. Demnach sind Steuerungsvorgaben eines Netzbetreibers „energiewirtschaftlich relevante Mess- und Steuerungsvorgänge“. Für die Umsetzung der netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG müssen demzufolge intelligente Messsysteme verwendet werden. Hierfür müssen Netzbetreiber verpflichtend den sogenannten „Universalbestellprozess“ der Bundesnetzagentur anwenden.

Die Steuerung von Ladevorgängen durch einen vom Anschlussnutzer oder Anschlussnehmer beauftragten Dritten, wie beispielsweise Lieferanten, nach § 34 Abs. 2 Nr. 4c MsbG ist im Katalog von § 19 Abs. 2 S. 2 MsbG nicht enthalten. Eine Verpflichtung, die Steuerung von Ladevorgängen über das intelligente Messsystem abzuwickeln, besteht somit grundsätzlich nicht. Allerdings kann die Infrastruktur des intelligenten Messsystems für marktliche Steuerungsvorgänge genutzt werden. In diesem Fall würde der beauftragte Dritte ebenfalls den Universalbestellprozess anwenden.

Werden jedoch vom Dritten marktliche Steuerungshandlungen, bspw. zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt, erbracht, die im Katalog des § 19 Abs. 2 MsbG enthalten sind, ist die Infrastruktur der intelligenten Messsysteme zu nutzen (z. B. § 19 Abs. 2 S. 1 und 2 i.V.m. § 34 Abs. 2 Nr. 8 MsbG). Es ist zu beachten, dass die Bundesregierung ermächtigt ist, durch eine Rechtsordnung abweichende Regelungen zu erlassen (§ 19 Abs. 2 S. 3 MsbG).

8 Netzanschluss und Betrieb eines rückspeisefähigen Systemverbunds (inkl. Messstellenbetrieb)

Für den sicheren und störungsfreien Betrieb der Stromnetze müssen die allgemeinen und spezifischen Anforderungen aus den Verordnungen, Richtlinien und Regelwerken eingehalten werden. Diese sind bei der Planung bereits zu berücksichtigen, vor der Inbetriebnahme zu prüfen und während des Betriebes aufrecht zu halten. Die Anforderungen variieren abhängig von der Spannungsebene, dem Netzanschlusspunkt des Kunden und der geplanten Netzanschlussleistung.

In Anlehnung an die Vorgaben der TAR ist eine Nachweisführung erforderlich, die unter anderem mit entsprechenden Zertifikaten umgesetzt werden kann.

8.1 Planungsphase

8.1.1 Anzeige-, Meldepflichten und vorzulegende Unterlagen

Eine bidirektionale Ladeeinrichtung ist zum einen entsprechend der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) sowie der VDE-AR-N 4100 für den Energiebezug und zum anderen bzgl. der Rückspeisefähigkeit entsprechend der VDE-AR-N 4105 beim VNB anzumelden.

8.1.2 Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz)

Die Anforderungen an den NA-Schutz unterscheiden sich in Abhängigkeit von der Spannungsebene und der Anschlussleistung der rückspeisefähigen Anlagen.

VDE-AR-N 4105:2018-11 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

Der NA-Schutz nach VDE-AR-N 4105 dient der Netzstabilität und hat als typgeprüfte Schutzeinrichtung zusammen mit dem Kuppelschalter die Aufgabe, den rückspeisefähigen Systemverbund bei unzulässigen Spannungs- und Frequenzwerten vom Netz zu trennen.

Während bei einer Summe der maximalen Scheinleistungen aller Erzeugungseinrichtungen von über 30 kVA ein zentraler NA-Schutz im Zählerschrank eingesetzt werden muss, sind bis zu 30 kVA integrierte NA-Schutzvorrichtungen ausreichend. Details zur Ausgestaltung der Anforderungen zum NA-Schutz sollen in dem, derzeit noch in Erarbeitung befindlichen, VDE FNN Hinweis „Umsetzung des Nachweises der technischen Anforderungen der VDE-AR-N 4105 für das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen“ festgelegt werden.

Sofern der Netzkuppelschalter auch zur Erstellung des Inselnetzes bei Ausfall des Verteilnetzes mitgenutzt werden soll, wird empfohlen, den NA-Schutz mit Kuppelschalter am zentralen Zählerplatz zu installieren.

VDE-AR N 4110:2023-09 - Technische Anschlussregel Mittelspannung

In der Mittelspannung übernimmt die Netzschutzeinrichtung die vergleichbare Aufgabe zum NA-Schutz in der Niederspannung. Die zusätzlich geforderten Entkopplungsschutzeinrichtungen sowie Wirk- und Blindleistungsregelung am rückspeisefähigen Systemverbund sind mit der übergeordneten Netzschutzeinrichtung zu koordinieren. Der Umfang wird vom Netzbetreiber auf Grundlage der VDE-AR-N 4110 und Technische Anschlussbedingungen in einem Netzbetreiber-Abfragebogen vorgegeben.

Bei der Erstellung des Anlagenzertifikats wird das gesamte Schutzkonzept von der beauftragten Zertifizierungsstelle geprüft.

8.1.3 Mess-, Steuer- und Regelungskonzept

Sofern es keine Sonderanforderungen wie z. B. EEG gibt, ist bei jedem Use Case mit Netzkopplung (siehe Abschnitt 5) eine eichrechtskonforme Abrechnungsmessung mit Zweirichtungszähler bezogen auf den Gesamtverbrauch notwendig.

Das Steuerkonzept ist entsprechend der gesetzlichen Vorgaben (MsbG) und den Anforderungen der TAR (VDE-AR-N 4100:2019-04 Abschnitt 9) auszuführen.

Für die Steuerung innerhalb einer Kundenanlage kann es darüber hinaus weitere Messeinrichtungen für den Betrieb am Zählerplatz sowie an den Erzeugungs- und Speichereinheiten geben, um eine Regelung in der Kundenanlage mit dem Ziel einer Gesamtoptimierung umzusetzen.

8.2 Installation

Die Installation und Festlegung der Schutzmaßnahmen wird in der Niederspannung bis 1.000 V AC und 1.500 V DC entsprechend der DIN VDE 0100 ausgeführt. Die Anforderungen an die Stromkreise für die Versorgung von Elektrofahrzeugen sind im Teil 722 geregelt. Die Schutzmaßnahmen sind entsprechend der DIN VDE 0100 Teile 400 umzusetzen. Für die Ladeeinrichtung sind die zukünftigen Anforderungen in den Produktnormen IEC 61851-1 für AC-Ladeeinrichtungen und IEC 61851-23 für DC-Ladeeinrichtungen zu beachten.

Es ist darauf zu achten, dass Ladeeinrichtungen sowohl beim Laden als auch beim Rückspeisen bei einer Bemessungsleistung > 4,6 kVA dreiphasig auszuführen sind.

Ob die vom rückspeisefähigen Systemverbund eingespeiste Leistung direkt in der Anlage (V2H/V2B) genutzt wird oder ein Lastfluss in das Verteilnetz (V2G) stattfindet, hat auf das Verhalten im Fehlerfall und damit auf die Risikobewertung keinen Einfluss.

In internationalen Produkt- und Sicherheitsnormen muss definiert werden, dass durch den rückspeisenden Systemverbund keine unerwünschten Rückwirkungen auf die Kundenanlage und das vorgelagerte Verteilnetz entstehen. Diese Normen befinden sich, wie in Abschnitt 6 dargestellt, derzeit in der Er- bzw. Bearbeitung.

8.3 Inbetriebnahme und Instandsetzung

Der Anschlussnehmer ist gegenüber dem Netzbetreiber für die ordnungsgemäße Errichtung, Erweiterung und Instandhaltung der elektrischen Anlage hinter der Übergabestelle (Hausanschlusskasten) verantwortlich. Er hat auch für den netzrückwirkungsfreien Betrieb seiner Anlage zu sorgen. Für bidirektionale Ladeeinrichtungen ist generell die Zustimmung des Netzbetreibers einzuholen.

Sobald die elektrische Anlage neben dem Netzanschluss von weiteren Stromquellen (PV-Anlage, Stromspeicher, bidirektionale Ladeeinrichtungen) versorgt wird, kommt es vermehrt zu bidirektionalen Stromflüssen innerhalb der Anlage. Bei der Inbetriebsetzung und auch bei der Abschaltung ist darauf zu achten, dass alle Stromquellen von der Anlage getrennt und die Sicherheitsregeln eingehalten werden. Nach NAV dürfen Arbeiten an der elektrischen Anlage im Niederspannungsnetz des VNB außer durch den Netzbetreiber nur durch einen in ein Installateurverzeichnis eines Netzbetreibers eingetragenen Elektrofachbetrieb durchgeführt werden.

8.4 Inbetriebnahme- und Wiederholungsprüfungen von bidirektionalen Ladeeinrichtungen

Die Erstprüfung erfolgt nach DIN VDE 0100-600 und die ggf. erforderliche Wiederholungsprüfung ist gemäß DIN VDE 0105-100 durchzuführen. Für gewerbliche Anlagen sind darüber hinaus die Anforderungen der DGUV A3 zu berücksichtigen.

Die Herstellerangaben und Vorgaben der jeweiligen Produktnorm und Installationsnorm sind zu beachten.

Es wird empfohlen folgende Prüfungen durchzuführen:

- Sichtprüfung z. B. Kontrolle der eingesetzten Betriebsmittel und deren Einstellungen, der Einheitszertifikate und der Dokumentation
- Messungen z. B. Niederohmige Verbindung des Schutzleitersystems und des Potenzialausgleichs (muss vor Inbetriebnahme erfolgen), Strom-, Spannungs-, Impedanzmessung, Prüfung der Schutzeinrichtung (z. B. Fehlerstrom-Schutzeinrichtung/RCD, Isolationsüberwachung)
- Funktions- und Kommunikationstest: Funktionsprüfung NA-Schutz und Kommunikationstest nach ISO 15118

Die Ergebnisse sind inklusive der Messwerte in einem Prüfprotokoll mit Datum und Zeit zu dokumentieren. Über die Seriennummer der Ladeeinrichtung müssen die Ergebnisse eindeutig zuordenbar sein.

9 Auswirkungen auf das Stromnetz und das Energiesystem

Die Auswirkungen bidirektionalen Ladens auf das Energiesystem sind sehr vielschichtig und werden insbesondere von der Akzeptanz und damit der Verbreitung der zuvor genannten Use Cases abhängen. Bei der Betrachtung der Auswirkungen ist zu differenzieren zwischen den Auswirkungen für den Kunden, für das Netz und den Energiemarkt.

Das lokale Zwischenspeichern selbst erzeugter regenerativer Energien in der Kundenanlage zum Zwecke der Eigenverbrauchsoptimierung (Use Case V2H im Netzparallelbetrieb) wirkt grundsätzlich netzentlastend, da sowohl der Bezug durch den Kunden als auch die Einspeisung nicht über das Netz geführt werden. Gleichwohl muss aber das Netz auf die kundenseitig geforderte Nennleistung ausgelegt werden, wenn im Falle nicht verfügbarer Eigenerzeugung trotzdem geladen werden soll oder im Falle einer bereits vollen Fahrzeugbatterie der Überschuss ins Netz eingespeist werden soll. Der Use Case der Eigenverbrauchsoptimierung führt also im Wesentlichen zu einer Erhöhung des Autarkiegrades einer Liegenschaft und somit zu vermiedenen Entgelten für Netznutzung und Energiebezug für den entsprechenden Kunden. Der Vorteil des bidirektionalen Ladens zur Eigenbedarfsoptimierung liegt eindeutig auf der Seite der Anschlussnutzer, die in ihrer Liegenschaft Elektromobilität und eigene Stromerzeugung miteinander optimieren können. Im derzeitigen Modell für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten führt dies jedoch zu einer Mehrbelastung für alle anderen Anschlussnutzer, denn die Netze sind im Wesentlichen auf maximale Einspeise- und Bezugsleistung auszulegen, sodass diese Leistungen als vorrangiger Kostentreiber auftreten. Diese Leistungen werden durch das Verhalten der Netznutzer mit Eigenverbrauchsoptimierung nur bedingt reduziert.

Beim marktorientierten Laden und Rückspeisen (Use Case V2G mit marktorientierter Steuerung) erfolgt die Optimierung des Ladens und des Rückspeisens zum wirtschaftlichen Vorteil für den Anschlussnutzer durch entsprechende Aggregatoren in Abhängigkeit der Verfügbarkeit und damit dem Preis der Energie am Markt. Bei einem hohen Angebot und damit niedrigem Preis wird das Laden der Fahrzeugbatterien synchronisiert, bei einem hohen Energiebedarf und damit hohem Preis wird die Rückspeisung aus dem Fahrzeug zurück ins Netz synchronisiert. Über die Wirkung des Marktes entspricht dies weitgehend einem systemdienlichen Verhalten, bei dem zur Systemintegration der dargebotsabhängigen Einspeisung aus Erneuerbaren-Energien-EZA Lade- und Rückspeisezeiten sich auch an der Verfügbarkeit der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien orientieren. In diesen Fällen wird das Netz sowohl für Bezug als auch Rückspeisung durch das koordinierte Lade- oder Rückspeiseverhalten mit sehr hoher Gleichzeitigkeit beansprucht, höher als heute beim ungesteuerten Laden. Daher entsteht hier eine übergreifende Optimierungsaufgabe in der Abwägung zwischen dem Aufwand beim Netzausbau sowie der gewünschten und erforderlichen Systemdienlichkeit. Bei der Ermittlung des Ausmaßes einer zulässigen Spitzenkappung bei Wind- und PV-EZA gemäß § 11(2) EnWG ergab sich als sinnvoller Mittelwert über alle Netze und dort anzutreffenden Versorgungsaufgaben ein Wert von wenigen Prozent der Einspeisung aus diesen EZA, die jährlich netzdienlich abgeregelt werden sollte, gesetzlich wurde ein Wert von 3 % definiert. Die Wahrscheinlichkeiten hoher Gleichzeitigkeiten für Laden und Rückspeisung werden aber höher ausfallen. Zum einen orientieren sich die Wahrscheinlichkeiten hoher Gleichzeitigkeiten an den Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, jedoch müssen diese nicht lokal im gleichen Verteilnetz auftreten. Zum anderen ist eine Ausrichtung des Betriebsverhaltens nicht nur auf Zeiträume absolut niedriger Marktpreise zu erwarten, sondern auf relative Preisunterschiede in kürzeren Zeiträumen. Dennoch ist es auch hier möglich, dass strukturelle Netzengpässe im Hinblick auf ein volkswirtschaftliches Gesamtoptimum zu akzeptieren sind. Darüber hinaus können durch die dynamische Entwicklung beim Ladeinfrastrukturbedarf und durch das derzeit noch nicht absehbare, tatsächliche Nutzungsverhalten der Ladeeinrichtungen vorübergehende Netzengpässe entstehen.

Dementsprechend sollten für die Rückspeisung ebenso wie für den Energiebezug Steuerungsmöglichkeiten für den VNB vorgesehen werden. Der mit der Festlegung der Bundesnetzagentur zur Ausgestaltung von § 14a EnWG (BK6-22-300) beschriebene Mechanismus zur Reduzierung der Spitzenlasten von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen müsste gleichermaßen auch für die Rückspeisung gelten. Somit kann im Fall von Netzengpässen nur ein Teil der verfügbaren Rückspeiseleistung abgerufen werden (vgl. Bild 1, D).

Dieser Use Case der marktorientierten Steuerung dient mit der gebündelten Zwischenspeicherung vor allem dem Energiemarkt zur Vergleichmäßigung zwischen Erzeugung und Bedarf erneuerbarer Energien und damit der Energiewende insgesamt. Davon können auch Anschlussnutzer, die keine eigene Erneuerbare-Energien-Anlage haben, profitieren, indem sie einerseits günstige Ladestromangebote nutzen und andererseits die Speicherkapazität ihrer Batterie dem Markt entgeltlich zur Verfügung stellen.

Für den VNB stellt diese Form der Netzintegration von Elektrofahrzeugen zusätzliche Anforderungen an das Netz, da durch das marktorientiert synchronisierte Laden und Rückspeisen höhere Gleichzeitigkeiten auftreten. Je nach regionalen Gegebenheiten und Netztopologie kann es dabei Netzgebiete mit hoher Einspeisung in ländlichen Regionen und hohem Ladeenergiebedarf im städtischen Umfeld geben.

Das in Abschnitt 4 dargestellte Flexibilitätspotenzial der Elektrofahrzeuge ist sehr gut geeignet, die Tag/Nacht-Schwankungen in der PV-Erzeugung auszugleichen und ggf. auch über wenige Tage ein schwankendes Angebot an Windstrom zu kompensieren. Für die Überbrückung eines jahreszeitlichen Ausgleichs zwischen dem Peak in der Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Sommer und dem Peak des Strombedarfs im Winter sowie für den Energieausgleich über große Entfernungen (z. B. Nord-Süd-Transfer) ist das Potenzial aus der Rückspeisung von Elektrofahrzeugen nicht ausreichend.

Der Use Case V2G kann aber auch über den vorausschauenden Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage am Energiemarkt hinaus interessant sein, wenn die Fahrzeuge zur Bereitstellung von Regelenergie und zukünftig weiteren Systemdienstleistungen eingesetzt werden. In diesem Fall erfolgt die Bereitstellung der Energie durch die Fahrzeuge systemdienlich auf Abruf durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), der damit in seiner Regelzone Energieangebot und -nachfrage ausbalanciert. Die Auswirkungen auf die Netzauslastung beim ÜNB sind dabei in Anbetracht der hohen Aggregationsebene und in Relation zum Gesamtenergiefluss gering, während die Synchronisierung der Lade- und Rückspeisevorgänge beim VNB insbesondere in der Niederspannungsebene zu Engpässen führen kann. Zu klären ist noch, inwieweit der Ort der Einspeisung der Regelenergie für den ÜNB relevant ist bzw. inwieweit für Anbieter von Regelenergie aus Fahrzeugen eine räumliche Clusterung (z. B. nach Regelzonen, nach 110-kV-Netzgruppen, u. ä.) erforderlich ist.

10 Aktuelle Rahmenbedingungen

Für einen flächendeckenden und interoperablen Rollout von bidirektionalem Laden ist eine Überprüfung der aktuellen Rahmenbedingungen empfehlenswert. Auch wenn bidirektionales Laden hinreichend prototypisch auf Basis von proprietären Lösungen und im Rahmen von diversen Pilotprojekten erfolgreich dargestellt wurde, ist für eine breite Etablierung und die Massenmarkttauglichkeit noch Anpassungs- und Klärungsbedarf an den aktuellen Rahmenbedingungen gegeben. Im Folgenden sollen diese Aspekte kurz erläutert werden, wobei grundsätzlich regulatorische und technische Rahmenbedingungen zu berücksichtigen sind.

Regulatorische Rahmenbedingungen

- Regulatorische Anforderungen müssen bereits in internationalen Normen und Standards berücksichtigt sein oder diese müssen in die Produktstandardisierung eingebracht werden. Andernfalls sind interoperable Lösungen technisch auch aufgrund der vielen internationalen Anbieter von Fahrzeugen und Ladeinfrastruktur nicht umsetzbar.
- Seitens VDE FNN sollte definiert sein, welche Nachweise des Gesamtsystems aus Fahrzeug und Ladeinfrastruktur für eine Qualifikation erbringen muss. Diese wird mit einer Novellierung der VDE-AR-N 4105 erwartet.
- Mobile Speicher müssen definiert und für die bidirektionalen Anwendungsfälle stationären Speichern gleichgestellt werden. Auch dazu bedarf es einer Aufnahme in die VDE-AR-N 4105.
- Das Zertifizierungssystem für erneuerbare Energien (Grünstrom) ist hinsichtlich des aus Traktionsbatterien entnommenen Stroms zu überarbeiten. Heute ist dies kein Grünstrom, auch wenn ausschließlich aus regenerativen Quellen geladen wurde.
- Für die letzten beiden Punkte bedarf es auch der Erstellung eines handhabbaren Mess- und Abrechnungskonzeptes. Zusätzlich werden auch geeignete Tarifstrukturen benötigt, die als Anreiz fungieren können.
- Es muss ein regulatorischer Rahmen geschaffen werden, der im Fall von kritischen Netzsituationen, die durch Rückspeisung aus Traktionsbatterien ausgelöst werden, den Eingriff durch den VNB in Analogie zum § 14a EnWG ermöglicht. Dabei muss unter Einbeziehung der Systemsicht unter anderem erörtert werden, inwieweit erneuerbaren Erzeugungsanlagen, wie bspw. PV-Anlagen, bei der Einspeisung in das Stromnetz Vorrang gegenüber V2G mit marktorientierter Steuerung gewährt wird. Zudem sind die Auswirkungen auf das bidirektionale Laden bei der noch offenen Ausgestaltung des § 14c EnWG einzubeziehen.

Technische Rahmenbedingungen

- Es ist zu definieren, wie die technische Steuerung bzw. Regelung der Ladevorgänge bei mehreren „Steuerungselementen“ im System stattfinden soll. Dies könnte über ein Smart Meter Gateway, ein Energie-Management-System in der Kundenanlage oder Backendsysteme von Fahrzeugherstellern bzw. Aggregatoren erfolgen. Darüber hinaus sind Einstellungen im Fahrzeug zu berücksichtigen. Hierzu wird eine Standardisierung des Funktionsumfangs und der Schnittstellen von Energie-Management-Systemen als Bindeglied in einer Kundenanlage empfohlen.
- Es sind die technischen Anforderungen an rückspeisefähige Systemverbunde abzuleiten und die Umsetzungsmöglichkeiten durch Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur zu definieren, sodass eine Qualifikation des Gesamtsystems erfolgen kann. Dies soll im VDE FNN Hinweis „Umsetzung des Nachweises der technischen Anforderungen der VDE-AR-N 4105 für das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen“ näher ausgeführt werden.

Außerdem gibt es Fragen zur steuerlichen Betrachtung und zu monetären Anreizen für das bidirektionale Laden, welche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und somit auch auf die praktische Anwendbarkeit haben. Diese sind aber bereits in anderen Arbeitskreisen adressiert worden und sollen hier nicht weiter diskutiert werden.

11 Ausblick

Das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen kann in der Zukunft einen wichtigen Beitrag bei der Transformation unseres Energiesystems mit einem höheren Anteil erneuerbarer und somit volatiler Energien im Energiemix leisten.

Die für das Zusammenspiel von Elektrofahrzeugen, Ladeinfrastruktur, Energie-Management-Systemen und dem Energiesystem erforderlichen Standards, sowie die dafür erforderlichen Steuerungs- und Kommunikationsprotokolle sind bereits in den relevanten Standardisierungsgremien auf internationaler Ebene in Entwicklung und werden perspektivisch in den nächsten Jahren bidirektionales Laden herstellerübergreifend und interoperabel ermöglichen.

Bisherige, in den verschiedenen Pilotprojekten erprobte Realisierungen zur Rückspeisung elektrischer Energie aus dem Elektroauto in die Kundenanlage und ggf. auch weiter ins Energienetz, basieren noch auf herstellerspezifischen und damit nicht durch Produktnormen abgedeckten Lösungen und dienen den Herstellern zum Sammeln von Erfahrungen und Erkenntnissen, die in die Normierung dieser Lösungen eingebracht werden. Insofern ist davon auszugehen, dass auch in näherer Zukunft zunächst weiterhin herstellerspezifische Lösungen zum bidirektionalen Laden im Rahmen von weiteren Pilotprojekten erprobt und ggf. auch schon an Endkunden vermarktet werden.

Während einfache, nicht netzgekoppelte V2L-Lösungen aktuell bereits mit einigen Fahrzeugen und entsprechenden V2L-Adaptoren vermarktet werden, ist mit der Verfügbarkeit von proprietären V2H- und V2G-geeigneten Fahrzeugen und Ladeeinrichtungen frühestens 2025 zu rechnen. Dabei ist davon auszugehen, dass in der Anfangsphase zunächst die V2H-Lösungen im Vordergrund stehen, mit denen zunächst die Energieoptimierung innerhalb einer Kundenanlage erfolgt, also beispielsweise die Eigenverbrauchsoptimierung für Besitzer von PV-Anlagen, was für den Endkunden bereits heute wirtschaftlich attraktiv ist.

Die durchaus komplexeren V2G-Anwendungsfälle werden aufgrund der dafür erforderlichen kommunikationstechnischen Anbindung zur Aggregation der Elektrofahrzeuge als Energiespeicher für den Energiemarkt erwartungsgemäß erst weitere ein bis zwei Jahre später am Markt verfügbar sein. Für weitere Details sei dazu auf die Ausarbeitungen der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur im Rahmen der Bearbeitung der Maßnahme 47 aus dem Masterplan Ladeinfrastruktur II (Bundesministerium für Digitales und Verkehr 2022) verwiesen.

Damit möglichst viele rückspeisefähige Elektrofahrzeuge in das Energienetz eingebunden werden können, ist auch eine ausreichende Anzahl bidirektionaler Ladeeinrichtungen mit entsprechender Verbreitung erforderlich. Wie dargestellt, können nur die Fahrzeuge einen Beitrag leisten, die über längere Zeit mit dem Netz gekoppelt sind. Dies ist üblicherweise nur bei Normalladepunkten der Fall, Schnellladeinfrastruktur kann hier keinen relevanten Beitrag leisten. Insofern bedarf es des Ausbaus von Ladeinfrastruktur für das Normalladen und auch die Rückspeisung im privaten aber auch im öffentlichen Umfeld.

Die Frage, inwieweit Elektrofahrzeuge zukünftig als mobile Speicher genutzt werden, hängt darüber hinaus davon ab, ob und zu welchen Konditionen konkurrierende Lösungen am Markt angeboten werden und wie der Kunde sich bezüglich dieser Alternativen orientiert. So geht beispielsweise die aktuelle ETG-Studie „Flexibilisierung des Energiesystems“ (VDE e.V. 2023) davon aus, dass stationäre Batteriespeicher eine deutlich größere Marktrelevanz haben werden als die mobilen Speicher der Elektrofahrzeuge. Aus Kundensicht ist neben dem rein wirtschaftlichen Vergleich der Kosten für die mobile und die stationäre Lösung auch die Frage der Verfügbarkeit von Fahrzeug und Speicher relevant. Die Nachteile, dass der

mobile Speicher ggf. gerade nicht mit dem Netz verbunden ist, wenn er benötigt wird, oder dass durch die Nutzung als mobiler Speicher die Fahrzeugnutzung eingeschränkt ist, sind beim separaten stationären Batteriespeicher nicht vorhanden.

Insofern könnten gebrauchte Traktionsbatterien von Elektrofahrzeugen beispielsweise in einem „second life“ für stationäre Batteriespeicher verwendet werden, deren Leistungselektronik bezüglich Betriebsdauer und Ladeverhalten auf die Dauernutzung ausgelegt ist und so die genannten Nachteile der mobilen Lösung vermieden werden.

Für den Wandel des Energiesystems mit dem Ziel „Wir bringen die Energiewende zum Kunden“ leistet der VDE FNN mit seinen Aktivitäten zur Normung und Standardisierung des bidirektionalen Ladens seinen Beitrag, um zukünftig den Netzkunden die Möglichkeit zu geben, ihre Elektrofahrzeuge als mobile Speicher zu nutzen, um damit individuell einen höheren Anteil der dezentral erzeugten Energie vor Ort zu nutzen oder mit der Vermarktung seiner Flexibilität einen Beitrag zur Stabilisierung des zukünftigen Energiesystems zu liefern.

12 Literaturverzeichnis

- Berufsgenossenschaft Holz und Metall. „DGUV Vorschrift 3.“ 2020.
https://www.bghm.de/fileadmin/user_upload/Arbeitsschuetzer/Gesetze_Vorschriften/Vorschriften/DGUV-Vorschrift-3.pdf.
- Bundesministerium für Digitales und Verkehr. „Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung.“ 2022. https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur-2.pdf?__blob=publicationFile.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. „Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung.“ 2016.
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/klimaschutzplan-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. „Mobilität in Deutschland.“ 2018.
https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/mid-ergebnisbericht.pdf?__blob=publicationFile.
- Deutsche Energie-Agentur. „Pumpspeicher.“ 2023. <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/pumpspeicher/>.
- EV Database. *Useable battery capacity electric car*. 2023. <https://ev-database.org/de/cheatsheet/useable-battery-capacity-electric-car>.
- Heimerl, S.; Kohler, B. „Fichtner Water&Transportation.“ 2017.
https://www.fwt.fichtner.de/userfiles/fileadmin-fwt/Publikationen/WaWi_2017_10_Heimerl_Kohler_PSKW.pdf.
- Pawlik, V. *Wind-Vollaststunden nach typischen Standorten für Windenergieanlagen 2021*. 2023.
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-vollaststunden-nach-standorten-fuer-wea/>.
- Presse- und Informationsamt der Bundesregierung. „Energiewende beschleunigen.“ 2023.
<https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/energiewende-beschleunigen-2040310>.
- PV Magazine. „Fraunhofer ISE: Anteil der Erneuerbaren an Nettostromerzeugung sinkt auf knapp 46 Prozent 2021.“ 2023. <https://www.pv-magazine.de/2022/01/03/fraunhofer-ise-anteil-der-erneuerbaren-an-nettostromerzeugung-sinkt-auf-knapp-46-prozent-2021/>.
- Statista Research Department. *Zugelassene E-Autos in Deutschland bis 2023*. 2023.
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/265995/umfrage/anzahl-der-elektroautos-in-deutschland/>.
- VDE e.V. *Flexibilisierung des Energiesystems*. Offenbach am Main, 2023.
- VDE FNN. *Lastenheft Steuerbox*. Berlin, 2021.
- VDE FNN. *Netzintegration Elektromobilität*. Berlin, 2019.
- VDE FNN. *Zielbild Steuerbarkeit von Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge*. Berlin, 2021.

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
Bismarckstraße 33
10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70
fnn@vde.com
www.vde.com/fnn