

V2G Integration in Europa

Die Umsetzung von bidirektionalem Laden in Frankreich, Großbritannien und Deutschland im Vergleich

Zusammenfassung

Bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge können als dezentrale Speicher genutzt werden, da die meisten Nutzer:innen nur einen Bruchteil der Batteriekapazität für das eigentliche Fahren benötigen. Wird die Fahrzeugbatterie zur Einspeisung von Strom in das öffentliche Stromnetz genutzt, spricht man von Vehicle-to-Grid (V2G) (dt.: Fahrzeug-zu-Netz). Das Potential, das sich durch V2G mittels verschiedener energiewirtschaftlicher Anwendungen für das Energiesystem ergibt, ist groß. Für Nutzer:innen bidirektional ladefähiger Elektrofahrzeuge bietet V2G zudem eine potenzielle neue Erlösquelle.

Die Motivation und das Vorgehen, warum und wie bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge in das Energiesystem integriert werden, sind von Land zu Land sehr unterschiedlich. Wir haben deshalb für die drei größten Volkswirtschaften Europas – Frankreich, Großbritannien und Deutschland – die **Ansätze und die Prioritätensetzung zur Integration von V2G in das jeweilige Energiesystem** näher betrachtet. Neben der Analyse des Status Quo von V2G umfassen unsere Erkenntnisse dabei auch die Beweggründe zur jeweiligen V2G Integrationsstrategie und mögliche weitere Entwicklungen in diesem Bereich.

Unsere Erkenntnisse aus Recherchen und einer Vielzahl von Interviews mit Expert:innen aus Frankreich, Großbritannien und Deutschland zeigen, dass kommerzielle Angebote von V2G bislang in Frankreich und Großbritannien vorhanden sind. In Deutschland beschränkt sich die Umsetzung auf Pilotprojekte. Frankreich und Großbritannien bieten insgesamt für Pilotprojekte mehr regulatorische Spielräume als Deutschland. Insbesondere **Großbritannien setzt auf die marktliche Integration** von kleinteiliger Flexibilität, wozu auch V2G zählt. In Frankreich verfügen die Netzbetreiber über viele alternative steuerbare Erzeuger oder Verbraucher, die bevorzugt zur Netz- und Systemstabilität eingesetzt werden. **Frankreich plant aktuell nicht V2G marktlich anzureizen**, die Umsetzung wird hier von den Automobilherstellern getrieben. In **Deutschland gibt es bislang keine übergeordnete Strategie** bezüglich der Nutzbarmachung von kleinteiliger Flexibilität für das Energiesystem.

Vor allem die Vermarktung von V2G am Spotmarkt bietet in allen drei Ländern sowohl für Nutzer:innen als auch aus volkswirtschaftlicher Perspektive schon jetzt einen Mehrwert, solange die Stromnetze dadurch nicht zusätzlich belastet werden. Um eine wirtschaftliche und skalierbare Umsetzung von V2G an den Spotmärkten zu ermöglichen, **sollte die standardisierte technische Anbindung länderübergreifend gefördert werden**. Entsprechende Rahmenbedingungen sollten im Fokus sowohl der jeweiligen Regulierungsbehörden als auch der Anbieter von technischen Lösungen zur Umsetzung von V2G stehen.

1 V2G: Kontext und Potential

Bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge zeichnen sich dadurch aus, dass die Fahrzeugbatterie nicht nur geladen, sondern auch für andere Zwecke als die Mobilität entladen werden kann. So kann bspw. Strom aus der eigenen Photovoltaik (PV) - Dachanlage zwischengespeichert und später im Haushalt genutzt werden (Vehicle-to-Home, V2H). Der Strom aus der Fahrzeugbatterie kann aber auch in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden, um dort Mehrwerte zu generieren. In diesem Fall spricht man von Vehicle-to-Grid (V2G).

Mögliche Anwendungen von V2G: Markt-, System- und Netzperspektive

V2G bietet die Möglichkeit, verschiedene energiewirtschaftliche Anwendungen umzusetzen, welche unter anderem in den Projekten „BDL“, „unIT-e²“ und „BDL-Next“ der FfE entwickelt und erprobt wurden.

Die über 1,5 Mio. Elektrofahrzeuge in Deutschland bieten bereits heute **theoretisch mehr Speicherkapazität als alle deutschen Pumpspeicherkraftwerke zusammen**. Simulationen der FfE zeigen in einem Szenario für 2040, dass durch die Vermarktung von V2G am Spotmarkt der Strombörse europaweit **mehr Strom aus Erneuerbaren Energien (EE)** in das System integriert werden kann. Gleichzeitig bedarf es **weniger fossiler Kraftwerke und die Anzahl benötigter Großbatteriespeicher reduziert sich**. Insgesamt werden **volkswirtschaftliche Systemkosten eingespart** [1]. In Zeiten geringer Strompreise durch hohe Stromerzeugung aus Wind und/oder PV kann EE-Strom geladen und in der Fahrzeugbatterie gespeichert werden. Zu Zeiten hoher Strompreise kann dieser in das öffentliche Stromnetz entladen und an anderer Stelle verbraucht werden. Bidirektional ladefähige Fahrzeuge könnten zukünftig in **Systemdienstleistungen** integriert werden und so am Regelleistungsmarkt teilnehmen oder für Redispatch-Maßnahmen genutzt werden.

Davon abgesehen bieten bidirektional ladefähige Fahrzeuge dezentrale Flexibilität. Entsprechend kann eine gezielte Steuerung der Fahrzeuge bei der Integration von dezentralen EE-Anlagen unterstützen oder für **netzdienliche Maßnahmen** zur Entlastung der Verteilnetze eingesetzt werden. Um Überlastungen im Verteilnetz zu verhindern, gibt es in Deutschland bspw. die Möglichkeit, die Ladeleistung von Elektrofahrzeugen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) temporär zu dimmen [2].

Wichtig ist bei dieser Betrachtungsweise: **Um die beschriebenen Mehrwerte für Netz und System zu heben, muss V2G auch für Nutzer:innen finanziell attraktiv sein.**

V2G in der Umsetzung: Technische Herausforderungen und (Weiter-)Entwicklungsbedarf

V2G-Anwendungen sind noch nicht massenfähig. Interoperabilität, d. h. dass die Ladeinfrastruktur (LIS) mit verschiedenen Elektrofahrzeugen funktioniert und umgekehrt, einschließlich aller vor- und nachgelagerten Prozesse, ist noch nicht gegeben. Um V2G anstelle von großen Erzeugungsanlagen für Netz- und Systemdienstleistungen einsetzen zu können, sind technische, prozessuale und regulatorische Weiterentwicklungen notwendig. Diese sind in [3-5] ausführlich dargestellt und werden im Folgenden zusammengefasst.

Fahrzeug und LIS müssen – ebenso wie Batteriespeicher – **technische Anschlussregeln erfüllen**, um in das öffentliche Stromnetz einspeisen zu dürfen. Diese sollen Überspannungen und Oberschwingungen zum Schutz des öffentlichen Stromnetzes verhindern. Insbesondere beim Laden mit Wechselstrom muss jede Kombination an Fahrzeug und LIS zertifiziert werden. Die Komplexität der Zertifizierungsprozesse stellen im Status Quo eine Hürde zur Skalierung von V2G-Lösungen dar.

Prozesse zur Vermarktung der Flexibilität müssen final entwickelt und erprobt werden. Hierzu müssen verlässliche Prognosen, Mechanismen zur Koordination der Bedarfe verschiedener Akteure sowie IT-Kommunikationsprozesse skalierbar gestaltet werden.

Das **Lade- und Verbrauchsverhalten des Fahrzeugs** muss für die korrekte Abwicklung verschiedener Anwendungen **zeitlich hochaufgelöst** nachvollziehbar sein. Hierzu sind Messsysteme und eine Infrastruktur zur Steuerung des Ladeverhaltens der Fahrzeuge sowie der Nachweiserbringung notwendig.

V2G in Europa: Motivation für Standardisierung

Trotz laufender Bemühungen der EU, energiewirtschaftliche Prozesse der Mitgliedsstaaten möglichst einheitlich zu gestalten, unterscheiden sich diese vor allem aus historischen Gründen und aufgrund der unterschiedlichen nationalen Energiesysteme und Kraftwerksportfolios teils stark. So unterscheiden sich bspw. auch Märkte und Mechanismen, welche zum Zugriff auf dezentrale Flexibilitäten entwickelt werden, da sie auf Bedarfe des nationalen Stromsystems zugeschnitten sind [6].

Da Anbieter im Bereich V2G skalierbare, massenfähige und grenzüberschreitend funktionierende Lösungen entwickeln wollen, stellen nationale Besonderheiten eine große Herausforderung dar und können die Nutzbarmachung des Potentials erschweren oder verhindern.

2 Blick in die drei Länder Frankreich, Großbritannien und Deutschland

Im Folgenden wird die Rolle von V2G in verschiedenen europäischen Ländern analysiert und Parallelen und Unterschiede identifiziert. So können Schnittstellen priorisiert werden, an denen die Standardisierung ansetzen sollte. Dazu werden die Strategien der drei größten Volkswirtschaften Europas, Deutschland, Großbritannien und Frankreich miteinander verglichen. Abbildung 1 fasst die wichtigsten Merkmale dieser drei Länder in Bezug auf V2G zusammen.









			
 Bedarf für verbrauchsseitige Flexibilität	Flexibilität aus Industrie, Wasserkraft und Großbatteriespeichern wird priorisiert.	Marktdesign wird mit hoher Priorität für kleine Flexibilitäten angepasst .	Keine Strategie für V2G. Planung von Großbatteriespeichern und H2-Kraftwerken.
 Lösungen zur Integration von V2G	Maximale Anschlussleistung und zeitvariable Netzentgelte für Privatkunden	Maximale Anschlussleistung und zeitvariable Netzentgelte üblich	§ 14a EnWG zur Dimmung von Ladevorgängen durch VNB bei drohender Überlast
 Spotmarkt (Erlöse pro Jahr und Fahrzeug)*	260 – 370 €	290 – 480 €	200 – 440 €
 Netz- und Systemdienstleistungen	Keine Integration geplant	Standardisierte Flexibilitätsprodukte in Planung	Bisher keine Anpassungen für V2G-Integration
 Zugriff auf Flexibilität	Indirekte Steuerung durch VNB über Preissignale via Smart Meter . Direkte Steuerung mit proprietären Lösungen erlaubt .	Keine direkte Steuerung durch VNB möglich. Zentrale Rolle des Aggregators . Steuerung mit proprietären Lösungen erlaubt .	Koexistenz: Direkte Steuerung durch VNB streng geregelt (SMGW), Preissteuerung & Zugriff durch Aggregatoren auch mit proprietären Lösungen erlaubt .

Abbildung 1: Überblick über die Rahmenbedingungen zur Integration von V2G in das französische, englische und deutsche Energiesystem (*FfE-eigene Berechnungen realistischer Mehrererlöse durch V2G heute im Vergleich zum ungesteuerten Laden ohne Vergütung für Aggregatoren/Anbieter)

Die beschriebenen Erkenntnisse stützen sich neben einer ausführlichen Recherche auf eine große Zahl von Interviews mit Fachexpert:innen aus der Automobilbranche und der Energiewirtschaft der drei Länder. In den Expert:innen-Interviews wurden vor allem die Relevanz, die länderspezifische Strategie, existierende Herausforderungen sowie der Status Quo der Umsetzung von V2G abgefragt.

Frankreich: keine wesentliche Integration von V2G in Netz- und Systemdienstleistungen

Stromsystem und Smart Meter Rollout

Frankreich unterscheidet sich von den meisten europäischen Mitgliedsstaaten dadurch, dass ca. 70 % der Stromerzeugung auf Atomkraftwerke entfällt [7]. Zusätzlich hat Frankreich vergleichsweise viel Kapazität an Wasserspeichern. Diese Kombination führt dazu, dass der Druck auf das französische Energiesystem und insbesondere auf das Stromnetz bislang noch gering ist.

Darüber hinaus betreibt RTE als einziges Unternehmen das Übertragungsnetz und Enedis 95 % des Verteilnetzes. Enedis ist dabei auch Messstellenbetreiber für alle Nutzer:innen seines Netzes. 2007 wurde Enedis vom Staat mit der Entwicklung und Installation von intelligenten Messsystemen beauftragt [8]. Der Rollout des französischen *Linky* wurde 2021 abgeschlossen.

Verfügbare Stromtarife

Variable Stromtarife sowie variables und saisonales Netzentgelt (NE) sind in Frankreich bereits üblich. Zudem haben Privatpersonen in Frankreich meist einen Stromvertrag, der eine maximale Bezugsleistung definiert. Üblich sind 6, 9 oder 12 kW; bei Nutzer:innen von Elektrofahrzeugen auch bis zu 36 kW. Der Grundpreis ist von der maximalen Bezugsleistung abhängig, wodurch angereizt wird, Lastspitzen zu vermeiden. Das Steuern der Ladevorgänge der Fahrzeuge erfolgt unabhängig von der Smart Meter Infrastruktur. Diese muss jedoch für abrechnungsrelevante Daten genutzt werden.

Status Quo V2G

In Frankreich gibt es seit 2020 Initiativen für V2G auf Basis des CHAdeMO Ladeprotokolls. Bilaterale Verträge zwischen RTE und dem Anbieter von V2G-Lösungen und Aggregator *Dreev* ermöglichen dabei eine Teilnahme bidirektional ladefähiger Fahrzeuge an Regelleistungsmechanismen [9].

Seit 2024 wird V2G mit dem Renault 5 auch auf Basis einer Wechselstrom-LIS und des ISO-15118-20 Ladeprotokolls angeboten [10]. Dennoch sind aktuell nur gewisse Kombinationen an Fahrzeugen und LIS erlaubt, sodass eine großflächige Umsetzung von V2G kurzfristig nicht zu erwarten ist.

Für die V2G-Umsetzung von Renault gilt eine von der Regulierungsbehörde CRE genehmigte temporäre Ausnahmeregelung hinsichtlich der NE, wodurch eine Einspeisung zu Hochlastzeiten eine Reduktion der NE mit sich bringt [11].

Treiber, Hürden und zukünftige Entwicklungen

Grundsätzlich ist es die Aufgabe der Netzbetreiber, die Integration von V2G in das Energiesystem zu ermöglichen. Sowohl Enedis [12] als auch RTE [13] sehen derzeit jedoch keine Notwendigkeit, Prozesse zur massenfähigen Integration bidirektional ladefähiger Elektrofahrzeuge in Netz- und Systemdienstleistungen zu entwickeln. Sie bevorzugen Investitionen in den Netzausbau oder die Nutzung alternativer Flexibilität aus Elektrolyseuren, Großbatterien oder industriellen Anwendungen. Enedis schätzt, dass zeitvariable NE für Besitzer:innen von Elektrofahrzeugen einen ausreichenden Anreiz für netzdienliches Ladeverhalten bieten [12].

Somit liegt die Motivation der Entwicklung von V2G in Frankreich primär bei der Automobilindustrie und den Energielieferanten, die insbesondere in der Flexibilitätsvermarktung am

Spotmarkt ein interessantes Geschäftsmodell sehen. Simulationen der FfE weisen für Nutzer:innen in Frankreich ein Erlöspotential von ca. 260 - 370 € pro Fahrzeug und Jahr durch die Vermarktung am Spotmarkt bei aktueller Regulatorik und aktuellen Marktpreisen aus. Eine Marge des Aggregators ist hier nicht berücksichtigt.

Trotz der Wünsche der V2G-Anbieter nach Anpassungen auf regulatorischer Ebene – wie z. B. klare Netzanschlussbedingungen, regulatorisch verankerte Befreiungen von Steuern, Abgaben und Umlagen (STAU) oder NE auf zwischengespeicherten, rückgespeisten Strom – ist V2G in Frankreich mit Ausnahmeregelung für das Netzentgelt tendenziell wirtschaftlich. Zukünftige Entwicklungen können zudem von der geringen Anzahl an Akteuren mit jeweils großen bis nationalen Marktanteilen und der zentralen Organisationsstruktur profitieren.

Großbritannien: zentrale Rolle von Flexibilität, Beschaffung ausschließlich über Markt

Stromsystem und Smart Meter Rollout

Die Stromerzeugung in Großbritannien entfällt zu etwa einem Drittel auf Gaskraftwerke, zu etwa einem Drittel auf Wind, PV und Wasserkraft und ca. 14 % entfallen auf Atomkraftwerke. Etwa 10 % des Strombedarfs wird durch Importe gedeckt. Aufgrund der Stilllegung einer Vielzahl von Atomkraftwerken bis 2028, der abnehmenden Zahl an Gaskraftwerken und der durch die Insellage reduzierten Einbindung in das europäische Verbundnetz, fällt der Nutzung von Flexibilität aus anderen Quellen in Zukunft eine strategisch zentrale Rolle zu. In Folge der genannten Entwicklungen gelten insbesondere die Netzbetreiber und der Systembetreiber NESO als Abnehmer von Flexibilität für netz- und systemdienliche Anwendungen. Der für die System-sicherheit zuständige Systembetreiber NESO plant, die bestehenden Märkte für Netz- und Systemdienstleistungen auf die Vermarktung von Flexibilität auszurichten [14].

Anders als in Deutschland und Frankreich sind in Großbritannien die Energieversorger für den Rollout von Smart Metern verantwortlich [15], der derzeit bei 65 % liegt [16]. Der Einbau eines Smart Meters ist gesetzlich nicht verpflichtend, allerdings Voraussetzung, wenn Kund:innen nicht-statische Stromtarife nutzen oder ihre Flexibilität durch einen Dritten vermarkten lassen wollen [17, 18].

Verfügbare Stromtarife

Sowohl variable als auch dynamische Tarife sind in Großbritannien bereits Praxis, allerdings noch nicht flächendeckend verbreitet. Knapp 15 % der Nutzer:innen geben an, einen nicht statischen Tarif zu nutzen [19]. Darüber hinaus gibt es variable NE, die auf den Stromimport und -export ausgerichtet sind, womit diesen nicht nur eine netzdienliche Rolle zugeteilt wird. Wie in Frankreich ist auch in Großbritannien eine maximale Bezugsleistung Teil des Stromvertrags.

Status Quo V2G

V2G wurde in mehreren (Pilot-)Projekten erprobt [20-25]. Einige wenige kommerzielle Angebote existieren bereits, wie z. B. in Frankreich in Verbindung mit dem Renault 5. Aufgrund des geringen Angebots ist auch in Großbritannien kurzfristig keine großflächige Umsetzung von V2G zu erwarten. Grund dafür ist unter anderem der hohe Aufwand für die Zertifizierung von LIS mit einer Anschlussleistung von mehr als 3,5 kW und die dafür nachzuweisende Einhaltung der technischen Anschlussregeln, wodurch das Angebot einer möglichst breiten Produktpalette nicht gefördert wird.

Profitieren kann die weitere Entwicklung allerdings von einem bereits etablierten, landesweit standardisierten Prozess für den Netzanschluss von zertifizierten LIS sowie von der wachsenden Erfahrung der Nutzer:innen mit variablen und dynamischen Tarifen. Wie in Frankreich wird die Vermarktung der Flexibilität am Spotmarkt nicht über die Smart Meter Infrastruktur abgewickelt, sondern über proprietäre Lösungen. Der Smart Meter wird dennoch für die Rechnungsstellung benötigt.

Treiber, Hürden und zukünftige Entwicklungen

Die Nutzbarmachung von weiterem Flexibilitätspotential ist in Großbritannien zentral, um die immer weniger zur Verfügung stehende Flexibilität aus Gaskraftwerken auszugleichen und die weitere Integration erneuerbarer Erzeugung zu ermöglichen. Hinzu kommt die aktuelle Abhängigkeit von Stromimporten, deren Kosten durch Flexibilität reduziert werden können. Infolgedessen stellen sowohl Netz- und Systemdienstleistungen als auch die Vermarktung am Spotmarkt für V2G als aggregierte Flexibilität Absatzmärkte dar.

Generell wird die Flexibilität mit rein marktlichen Lösungen angereizt und abgewickelt. Verteilnetzbetreiber beziehen schon jetzt verschiedene Flexibilitätsprodukte über gemeinsam betriebene Plattformen. In Zukunft sollen Aggregatoren Angebote zur netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung an 300 definierten Netzpunkten abgeben. Der Systembetreiber NESO plant, kleinteilige Flexibilität mit standardisierten Produkten für Systemdienstleistungen zu heben. Hohe Anforderungen an das Messkonzept stellen allerdings noch eine Hürde dar.

Das Flexibilitätspotential von V2G bietet Vorteile für Netzbetreiber sowie Vermarkter und unterstützt die politische Vision des zukünftigen Energiesystems. Das Zielbild des Systembetreibers NESO, dass Flexibilität marktübergreifend eingesetzt werden kann, unterstützt diese Entwicklungen [14]. Simulationen der FfE zeigen, dass die Flexibilitätsvermarktung am Spotmarkt in Großbritannien schon heute für Kund:innen mit passendem Nutzungsverhalten wirtschaftlich sein kann. Die berechneten Erlöse belaufen sich auf ca. 290 – 480 € pro Fahrzeug und Jahr bei aktueller Regulatorik und aktuellen Marktpreisen. Eine Marge des Aggregators ist hier nicht berücksichtigt. Die Größenordnung wird auch durch das Projekt „Sciurus“ bestätigt, welches Erlöspotentiale verschiedener Vermarktungskombinationen mit 340 £/a bis 725 £/a ausweist [25].

Obwohl im Bereich der Regulierung noch Verbesserungspotential gesehen wird, insbesondere bei der Zertifizierung von LIS für den Netzanschluss und den hohen Anforderungen an die Messung für Systemdienstleistungen, kann V2G für geeignete Kund:innen mit entsprechendem Nutzungsverhalten bereits heute potentiell wirtschaftlich sein. Das in Deutschland viel diskutierte Thema der fehlenden Befreiung von STAU oder NE auf zwischengespeicherten und rückgespeisten Strom wird auch in Großbritannien diskutiert, jedoch nicht als Hindernis für die Wirtschaftlichkeit von V2G gesehen.

Deutschland: Großes Potential für V2G, aber kein einheitlicher Zugriff auf Flexibilität

Stromsystem und Smart Meter Rollout

Strom wird in Deutschland derzeit (Stand 2024) zu ca. 63 % aus EE erzeugt. Der Anteil von Braun- und Steinkohle an der Stromerzeugung beträgt ca. 23 %, ca. 12 % werden aus Gas erzeugt [26]. Im Zuge des deutschen Kohleausstiegs [27] werden bis spätestens 2038 etwa 15 GW Braunkohle- und 16 GW Steinkohlekraftwerke vom Netz gehen. Da der Großteil der zukünftigen Erzeugung durch Windenergie- und PV-Anlagen bereitgestellt werden soll und das Potential der Wasserkraftspeicher bereits ausgeschöpft ist, wird es Flexibilität in Form von flexiblen Verbrauchern, Erzeugern und Speichern im deutschen Stromsystem benötigen. Dies beinhaltet wasserstofffähige - sogenannte „H2-ready“ - Gaskraftwerke, wovon 10 GW im Rahmen der Kraftwerksstrategie ausgeschrieben werden. Es ist davon auszugehen, dass auch Netzspeicher sowie kleinteilige Flexibilitäten, wie z. B. Elektrofahrzeuge, einen Beitrag zur Flexibilisierung leisten werden, auch wenn es hierzu bislang keine festgeschriebene Strategie bzw. Zielsetzung auf Bundesebene gibt.

Der Smart Meter Rollout ermöglicht mit bisher unter 10 % eingebauter Geräte [28] noch keine großflächige Nutzung kleinteiliger Flexibilität. Außerdem unterscheidet sich Deutschland von Frankreich und Großbritannien durch eine hohe Anzahl an teils kleinen Verteilnetzbetreibern (VNBs). Entscheidungen müssen in Konsultation mit den über 800 VNB [29] getroffen werden.

Verfügbare Stromtarife

Dynamische und variable Tarife sind in Deutschland zwar verfügbar, aber bisher nicht weit verbreitet. Aktuell stellen Festpreistarife noch den Standard dar. Durch § 14a EnWG ist für steuerbare Verbrauchseinrichtungen eine pauschale Netzentgeltreduktion, eine prozentuale Reduktion des Arbeitspreises oder ein zeitvariables Netzentgelt möglich [2].

Status Quo V2G

Die Anwendung von V2G beschränkt sich auf Forschungs- und Pilotprojekte. Kommerzielle Angebote gibt es noch nicht und einer großflächigen Umsetzung steht zudem der verzögerte Smart Meter Rollout im Wege. Infolgedessen ist eine Umsetzung in größerem Maßstab kurz- bis mittelfristig unwahrscheinlich. Erschwerend kommt hinzu, dass die Wirtschaftlichkeit von V2G-Anwendungen beim derzeitigen Strompreisregime oft nicht gesichert ist. Derzeit gibt es Bestrebungen auf politischer Ebene, das bidirektionale Laden zu ermöglichen und unter der Voraussetzung der Netzdienlichkeit anzureizen.

Bisher wurde mit § 14a EnWG lediglich ein Notfallinstrument zur Vermeidung von Netzüberlastungen geschaffen. Eine Hebung des Flexibilitätspotentials über marktliche Mechanismen wurde bisher nicht umgesetzt.

Treiber, Hürden und zukünftige Entwicklungen

Aufgrund des wachsenden Speicherbedarfs stellen sowohl die Vermarktung am Spotmarkt als auch die Beteiligung an Netz- und Systemdienstleistungen, wie z. B. Redispatch, relevante Absatzmärkte dar. Dabei bietet das Flexibilitätspotential von V2G in Deutschland die Möglichkeit, schneller mehr Strom aus EE in das System zu integrieren.

Viele technische Hürden von V2G wurden bereits überwunden, insbesondere bezüglich der Kommunikation in der Liegenschaft (behind-the-meter). Aktuell wird die Umsetzung von V2G allerdings noch von nicht hinreichend implementierten Standards gebremst. Die Anzahl an Marktakteuren, insbesondere der VNB, in Deutschland unterstreicht die zentrale Bedeutung von Standards und erschwert gleichzeitig die nationale Umsetzung dieser Standards im Vergleich zu anderen Ländern. Der nicht realisierte Smart Meter Rollout stellt auf absehbare Zeit eine weitere Hürde für die großflächige Umsetzung von V2G dar.

Zudem werden aktuell mehrere Optionen des Zugriffs auf die Flexibilität der Fahrzeuge parallel entwickelt. Eine Option ist, die Kommunikation zur Steuerung der Ladevorgänge über die Smart Meter Infrastruktur umzusetzen. Dies ist in Deutschland für Netz- oder Systemdienstleistungen verpflichtend, allerdings in keinem anderen Land Praxis. Alternativ kann der Zugriff, zum Beispiel für die Vermarktung am Spotmarkt, auch über proprietäre Lösungen erfolgen. Aktuell ist demnach nicht absehbar, ob sich in Deutschland ein einheitlicher Steuerweg für die Flexibilitätsvermarktung durchsetzt und ob dieser außerhalb von Deutschland genutzt werden kann.

Weiterhin wird die Thematik um eine regulatorisch-definierte Befreiung von Teilen der STAU und NE auf zwischengespeicherten und rückgespeisten Strom diskutiert. Der aktuelle regulatorische Rahmen ermöglicht weder eine gesicherte wirtschaftliche Integration in Netz- und Systemdienstleistungen noch eine stets wirtschaftliche Vermarktung am Spotmarkt. Simulationen der FfE zeigen, dass durch V2G heute unter optimalen Bedingungen, also für sehr gut geeignete Kund:innen mit passendem Nutzungsverhalten, Erlöspotentiale zwischen 200 – 440 € pro Fahrzeug und Jahr möglich sind, von denen jedoch alle beteiligten Akteure profitieren müssen.

Die Kombination aus komplexen regulatorischen Anforderungen und der nicht gesicherten Wirtschaftlichkeit hemmt die Verbreitung von V2G, wodurch es für die wenigen existierenden Hersteller keinen Anreiz gibt, in die Weiterentwicklung technischer Lösungen zu investieren.

Es ist davon auszugehen, dass die NE-Systematik mittelfristig für die kommende Regulierungsperiode überarbeitet wird und damit Anreize für netzdienliches Verhalten gesetzt werden.

Darüber hinaus ist eine Vermarktung der aggregierten Flexibilität am Strommarkt oder an Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) wahrscheinlich.

3 Fazit

Drei Perspektiven auf V2G: Spotmarkt-Vermarktung als gemeinsamer Nenner

V2G bietet in allen betrachteten Ländern das Potential, positiv zur Stabilität des Energiesystems beizutragen. Das Vorgehen zur Integration von V2G in Netz- und Systemdienstleistungen unterscheidet sich in den betrachteten Ländern allerdings stark.



In Frankreich sollen Rahmenbedingungen für eine **netzneutrale Integration von V2G** geschaffen werden, d. h., dass das Netz weder positiv noch negativ beeinflusst wird. Seitens der Netzbetreiber wird dies ermöglicht, allerdings wird V2G in Anbetracht alternativer, weniger komplexer Flexibilitätsoptionen nicht als Mehrwert betrachtet. Demnach gibt es seitens der Netzbetreiber bislang weder das Interesse, Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen aktiv zu steuern, noch die Flexibilität auf anderem Weg zu kaufen. Infolgedessen werden hier **breite Implementierungen von pragmatischen Lösungen bevorzugt**, die bidirektionales Laden mit geringem technischem Aufwand ermöglichen. Bei Bedarf könnten in Zukunft auch komplexere V2G-Lösungen entwickelt werden. Durch den Gesetzgeber wird die Pilotierung innovativer Lösungen verhältnismäßig einfach ermöglicht. Die geringe Anzahl an Akteuren, die meist fast den gesamten nationalen Markt abdecken (insb. Netzbetreiber), vereinfacht standardisierte Umsetzungen.



In Großbritannien stellt die **Flexibilisierung des Verbrauchs einen zentralen Bestandteil der Strategie** für das zukünftigen Energiesystems dar. Um die Flexibilität aus konventionellen Gaskraftwerken zu ersetzen, soll kleinteilige Flexibilität wie V2G angereizt und in Netz- und Systemdienstleistungen integriert werden. Dabei wird auf eine **rein marktbasierete Beschaffung der Flexibilität** gesetzt. Im Zielbild sollen Netzbetreiber und Aggregatoren **marktübergreifend standardisierte Flexibilitätsprodukte** handeln können. Die Regulierung bietet neuen Technologien viel Freiheit. Generell agiert der Regulator eher nachsteuernd, falls Entwicklungen nicht systemverträglich sind oder der Strategie nicht entsprechen.



In Deutschland gibt es aktuell **keine übergreifende Strategie zur Flexibilitäterschließung**. Perspektivisch kann V2G notwendige Flexibilität für das Energiesystem bereitstellen. Deutschland hat viel in die **Standardisierung der Kommunikationsprotokolle für V2G** investiert. Dadurch wurde eine enge Zusammenarbeit zahlreicher Akteure der Automobil- und Energiebranche gefördert. Diese Initiativen haben das Potential, sich bei Bedarf europaweit als Branchenstandard durchzusetzen. Bislang wird eine Steuerung über die Smart Meter Infrastruktur allerdings weder in Frankreich noch in Großbritannien geplant oder umgesetzt. Die hohe Komplexität, der schleppende Smart Meter Rollout sowie der Ansatz, dass ein definierter regulatorischer Rahmen einer Umsetzung vorausgeht, hemmen bzw. **verhindern bislang die Umsetzung** in Deutschland.

Die unterschiedlichen Herangehensweisen bzgl. V2G führen dazu, dass **aktuell für V2G keine länderübergreifenden, standardisierten Produkte für netz- und systemdienliche Anwendungen angeboten werden können**.

Die Vermarktung am Spotmarkt mit bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeugen bietet allerdings in allen Ländern attraktive Erlöse und ist vergleichsweise einfach zu standardisieren. Für die Umsetzung sind mindestens folgende Akteure aufeinander angewiesen: Automobilhersteller, LIS-Hersteller, V2G-Service-Anbieter (bspw. Aggregator oder Energiemanager)

und Energielieferanten. Diese Akteure sollten sich für standardisierte Rahmenbedingungen für diese Anwendung in Europa einsetzen.

Perspektiven und weiterer Handlungsbedarf

Die Standardisierung der Kommunikation in der Liegenschaft sowie die Harmonisierung der Netzanschlussbedingungen, welche die Grundlage zur Umsetzung einer Vermarktung am Spotmarkt bilden, sollte von der EU, den Mitgliedsstaaten und Anbietern von V2G-Lösungen priorisiert werden.

Zahlreiche Arbeitsgruppen auf EU-Ebene arbeiten bereits an diesen Fragestellungen und sollten unterstützt werden. Die DSO entity erarbeitet u. a. Vorschläge für Mindestanforderungen des Netzanschlusses von LIS und die Smart Energy Expert Group konsolidiert Verbesserungen in Normen und Gesetzen. Die Ergebnisse sollten schließlich zusammengeführt werden.

Trotz nationaler Unterschiede bei den netz- bzw. systemdienlichen Anwendungen von V2G, sollten in einem zweiten Schritt auch die Schnittstellen, die diese Anwendungen ermöglichen, europaweit so weit wie möglich standardisiert werden, um den Aufwand auf Herstellerseite zu reduzieren und die Umsetzung in unterschiedlichen Ländern zu erleichtern.

Eine systematische Darstellung der Strategien und der Organisation des Zugriffs auf Flexibilität wäre hilfreich, da nationale Märkte, Produkte und Mechanismen zur Flexibilitätsvermarktung nur unter Berücksichtigung des energiewirtschaftlichen Kontexts verstanden und verglichen werden können. Ein umfangreicher Vergleich der Energiesysteme der größten europäischen Länder, aus dem weitere Handlungsoptionen zur Harmonisierung der Integration von V2G abgeleitet werden sollen, wird von der FfE erarbeitet und Mitte 2025 veröffentlicht.

4 Referenzen

- [1] Kern T., Kigle S., [Modeling and evaluating bidirectionally chargeable electric vehicles in the future European energy system](#), Energy Reports 8(16) (2022)
- [2] [Energiewirtschaftsgesetz - EnWG](#) (Stand 02.2025)
- [3] [Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Elektrofahrzeugen mit bidirektionalem Lademanagement. BDL-Positionspapier zu Vehicle-to-Grid-Anwendungen](#) (2022)
- [4] [Netzintegration Elektromobilität – Erkenntnisse aus dem Cluster Harmon-E \(2024\)](#)
- [5] [Beyond the Road – Ergebnisbericht des Projekts uniT-e²](#) (2024)
- [6] Zahler J., Vollmuth P., Ostermann A., [Unlocking the Potential: An In-Depth Analysis of Factors Shaping the Success of Smart and Bidirectional Charging in a Cross-Country Comparison](#), Energies 17(15) (2024)
- [7] ENTSO-E, [Statistical Fact Sheet 2023](#)
- [8] Commission de Régulation de l'Énergie, [Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky](#) (2011)
- [9] Dreev, [V2G-Technology](#) (Stand 02.2025)
- [10] Renault Group, [Mobilize Power Box](#) (Stand 02.2025)
- [11] Commission de Régulation de l'Énergie, [Délibération N°2024-136](#) portant décision sur l'octroi d'une dérogation au projet porté par Renault SAS dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat (2024)
- [12] Enedis, [Plan de développement de réseau – Document préliminaire 2023](#) (2023)
- [13] RTE, [Schéma décennal de développement du réseau – Edition 2025](#) (2025)
- [14] NESO, [Enabling demand side flexibility in NESO markets](#) (2024)
- [15] Ofgem, [Smart meter transition and the Data Communications Company \(DCC\)](#) (Stand 02.2025)
- [16] UK Government: [Smart Meter Statistics in Great Britain: Quarterly Report to end September 2024](#) (2024)
- [17] Ofgem, [Get a smart meter](#) (Stand 02.2025)
- [18] Ofgem, [Electricity settlement reform](#) (Stand 02.2025)
- [19] Which?, [Consumer engagement with smart electricity tariffs](#) (2024)
- [20] Octopus Energy, [Powerloop](#) Projektvorstellung (Stand 02.2025)
- [21] University of Oxford, [V2GO](#) Projektvorstellung (Stand 02.2025)
- [22] Projekt [Bus2Grid](#) Projektvorstellung (Stand 02.2025)
- [23] City of London, [E-Flex](#), Projektvorstellung (Stand 02.2025)
- [24] Projekt [EV-elocity](#), Projektvorstellung (Stand 02.2025)
- [25] Cenex, [Project Sciurus Trial Insights: Findings from 300 Domestic V2G Units in 2020](#) (2021)
- [26] Energy-Charts, [Öffentliche Netztromerzeugung in Deutschland 2024](#) (2024)
- [27] [Kohleausstiegsgesetz](#) (Stand 02.2025)
- [28] Acer, [2024 Market Monitoring Report](#) (2024)
- [29] [Marktstammdatenregister](#) (Stand 02.2025)

Herausgeber



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

Projekt

BDL Next

Veröffentlicht am

10.02.2025

Autoren

Jakob Zahler (izahler@ffe.de)
Erwan Taillanter (etaillanter@ffe.de)
Patrick Vollmuth (pvollmuth@ffe.de)

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Bildnachweis:

Foto von [CHUTTERSNAPE](#) auf [Unsplash](#)

Geschäftsleitung

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

Bitte zitieren als

FfE (2025) V2G Integration in Europa – Schwerpunkte der Umsetzung in Frankreich Großbritannien und Deutschland im Vergleich

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen

01 MV23013A

01 MV23013F