



Die Integration der E-Mobilität ins deutsche und französische Stromsystem: Herausforderungen, Potenziale, Geschäftsmodelle

Konferenzdatum: 16. Oktober 2024

Autor:
Tim Niehues, DFBEW – tim.niehues.extern@bmwk.bund.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages





Disclaimer

Der vorliegende Text wurde durch das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.

Aus Gründen der Lesbarkeit wird im vorliegenden Dokument das generische Maskulinum verwendet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für alle Geschlechter. Wir danken für Ihr Verständnis.



Einführung

Das vorliegende Dokument fasst die wichtigsten Elemente der Online-Konferenz „Die Integration der E-Mobilität ins deutsche und französische Stromsystem“ (siehe [Konferenzprogramm](#)) zusammen. Diese wurde am 16. Oktober 2024 vom Deutsch-Französischen Büro für die Energiewende (DFBEW) veranstaltet.

Die Konferenz bot zunächst einen Überblick zum aktuellen Stand, zum allgemeinen Kontext, zu den politischen Zielen und den Perspektiven der Integration der E-Mobilität ins Stromnetz in Europa, Deutschland und Frankreich ([Kapitel I.1](#)). Anschließend wurde erörtert, wie sich verschiedene Szenarien zum Mobilitäts- und Ladeverhalten auf die Dimensionierung des Stromsystems auswirken und wie die Potenziale der E-Mobilität für dieses nutzbar gemacht werden können ([Kapitel I.2](#)). Die darauffolgende Diskussionsrunde beschäftigte sich mit den Voraussetzungen, Herausforderungen und Potenzialen innovativer Geschäftsmodelle im Kontext der Elektromobilität und deren Schnittstelle zum Stromnetz ([Kapitel II](#)).

Die Präsentationen zu den Vorträgen der Konferenz (auf Englisch) stehen auf der [Website des DFBEW](#) zur Verfügung, die Audio-Mitschnitte der Vorträge und des Panels können im Mitgliederbereich abgerufen werden. Im vorliegenden Text finden Sie zudem, nach den einzelnen Kurzzusammenfassungen, die Links zu den entsprechenden Präsentationen.



Inhalt

Disclaimer	2
Einführung	3
I. Vorträge	5
I.1 E-Mobilität und Ladeinfrastruktur in Deutschland, Frankreich und Europa: Ziele, Herausforderungen, Chancen	5
I.1.1. E-Mobilität und Ladeinfrastruktur in Europa: Sachstand, Ziele und Implikationen	5
I.1.2. Ladeinfrastruktur und Stromnetz: Planung für die E-Mobilität in Deutschland	6
I.1.3. Ladeinfrastruktur und Stromnetz: Planung für die E-Mobilität in Frankreich	7
I.2 Geschäftsmodelle für die Integration der E-Mobilität ins Stromnetz	8
I.2.1. Ausbau der Elektromobilität in Frankreich: Notwendige Anpassung des Nutzungsverhaltens an ein limitiertes System	8
I.2.2. Die Potenziale der E-Mobilität für das Stromsystem nutzbar machen: Zwischen theoretischen Möglichkeiten und technischen sowie regulatorischen Realitäten	10
II. Panel: Innovative Geschäftsmodelle an der Schnittstelle von E-Mobilität und Stromnetz: Vom Ladepunkt zum Energiehub?	11



I. Vorträge

I.1 E-Mobilität und Ladeinfrastruktur in Deutschland, Frankreich und Europa: Ziele, Herausforderungen, Chancen

I.1.1. E-Mobilität und Ladeinfrastruktur in Europa: Sachstand, Ziele und Implikationen

Jules Sery, Transport Analyst and Modeller bei der Internationalen Energieagentur (IEA), begann seinen Vortrag, der zu großen Teilen auf dem *Global Electric Vehicle Outlook 2024*¹ der IEA basierte, mit einem Überblick über den **globalen Markt für E-Autos**. Seit 2020 befinde sich dieser in einem **starken Wachstum**, das insbesondere von China getragen werde. Im Jahr 2023 seien rund **60 %** der insgesamt weltweit neu zugelassenen 14 Mio. E-Autos in **China** verkauft worden, gefolgt von der EU und den USA. Im ersten Halbjahr 2024 sei der Absatz zwar weiter gestiegen, jedoch nicht so stark wie im Vorjahr. **China** sei dabei **weiterhin die treibende Kraft**, während in der **EU** die **Verkäufe stagnieren** würden, was vor allem auf die Ende 2023 eingestellten Subventionen in Deutschland zurückzuführen sei. Ohne Deutschland liege das Wachstum der E-Auto-Verkäufe in der EU im ersten Halbjahr 2024 bei etwa 10 %.

Bezüglich des **Strombedarfs** der Elektromobilität erwarte die IEA einen **starken Anstieg**: **Aktuell** liege der Bedarf bei **25 TWh**, könne jedoch **bis 2030** auf **250 TWh** und **bis 2045** auf **450 TWh** anwachsen. Dies entspreche dem heutigen gesamten Stromverbrauch Frankreichs. Das Wachstum erkläre sich durch das geplante **EU-Verbot² des Verkaufs neuer Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor ab 2035**, sowie durch Subventionen und sinkende Kosten. Laut IEA würden PKW und leichte Nutzfahrzeuge 2030 und 2035 über zwei Drittel des Stromverbrauchs im Mobilitätssektor ausmachen, was **erhöhte Stromerzeugungskapazitäten** und einen **Ausbau** der benötigten **Infrastruktur** erforderlich mache.

Jules Sery betonte, dass eine **gut ausgebaute öffentliche Ladeinfrastruktur** für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors **unabdingbar** sei. Europa liege beim Verhältnis von E-Autos zu Ladepunkten über dem globalen Durchschnitt, wobei etwa **95 % aller Ladepunkte privat** seien. **Öffentliche Schnellladepunkte** (Leistung über 22 kW) seien **in Europa mit rund 15 % weniger verbreitet als in China**, wo ihr Anteil bei **über 40 %** liege. Die IEA rechne bis 2035 mit einem signifikanten Anstieg der Schnellladekapazität in der EU, was sich durch höhere Leistung pro Ladepunkt erkläre. Die Verordnung³ zur Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (*Alternative Fuels Infrastructure Regulation*, AFIR) verpflichte EU-Mitgliedsstaaten, bis 2030 eine Ladeleistung von 1,3 kW pro batterieelektrischem PKW und leichtem Nutzfahrzeug bereitzustellen. Schnellladepunkte müssten bis 2025 alle 60 km entlang des TEN-V-Kernnetzes⁴ (*Transeuropäische Verkehrsnetze*) installiert sein, für Schwerlastfahrzeuge betrage die Mindestleistung pro Ladepunkt 350 kW.

Jules Sery beleuchtete zudem die Herausforderungen der **Integration der Elektromobilität in das Stromnetz** und erklärte, dass **intelligentes unidirektionales** sowie **bidirektionales Laden** von elektrischen Fahrzeugen **die Netzplanung erleichtern**, die **Kosten für das Stromsystem senken** und die **Integration erneuerbarer Energien fördern** könnten. Eine vorausschauende Netzplanung und ein verstärkter Ausbau der Stromnetze seien unerlässlich, um der steigenden Nachfrage zu begegnen.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

¹ [Link](#) zur Studie (auf Englisch).

² [Link](#) zur Verordnung 2019/631 der EU.

³ [Link](#) zur Verordnung 2023/1804 der EU.

⁴ Nähere Informationen zum TEN-V-Netz unter diesem [Link](#) (auf Englisch).



1.1.2. Ladeinfrastruktur und Stromnetz: Planung für die E-Mobilität in Deutschland

Jan Zacharias, Referent im Referat „Netzintegration von Elektromobilität und Wärmepumpen; Stromspeicher des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), ging in seinem Vortrag auf die aktuellen Planungen zur Ladeinfrastruktur, sowie auf die damit verbundenen Herausforderungen für den Netzausbau in Deutschland ein. Zunächst sprach er über das sogenannte **Deutschlandnetz**⁵, das – in Umsetzung der europäischen **AFIR-Verordnung**⁶ – bis 2025 entlang des **TEN-V-Kernnetzes**⁷ alle 60 km Schnellladepunkte vorsehe. In Deutschland solle dieses Ziel durch die Einrichtung von über 1000 Standorten mit rund 9000 Ladepunkten erreicht werden. Die Ausschreibungen hierzu seien bereits abgeschlossen. Ergänzt werde dieses Netz durch ein **LKW-Schnellladenetz**⁸, das rund 350 Standorte mit etwa 1800 Ladepunkten von mindestens 1 MW Ladeleistung vorsehe, wodurch eine Aufladung innerhalb von 45 Minuten ermöglicht werden solle. Darüber hinaus seien auch rund 2400 CCS⁹-Ladepunkte mit geringerer Ladeleistung geplant. Diese Ladeinfrastruktur solle sowohl auf bewirtschafteten als auch auf unbewirtschafteten Rastplätzen errichtet werden; für letztere sei die Ausschreibung bereits erfolgt, während sich jene für bewirtschaftete Rastplätze in Vorbereitung befinde.

Jan Zacharias betonte, dass der zügige Ausbau der Ladeinfrastruktur eine **vorausschauende Netzausbauplanung** erfordere. Während **Ladepunkte in wenigen Monaten** errichtet werden könnten, erfolge **der Netzausbau über mehrere Jahre**. Netzbetreiber müssten deshalb frühzeitig wissen, wo Ausbaubedarf bestehe. Hierzu würden sogenannte **Regionalszenarien**¹⁰ entwickelt, in die unter anderem die geplanten Ladepunkt-Standorte einfließen. Die Netzausbauplanung umfasse dabei nicht nur den Verkehrssektor, sondern auch Entwicklungen im Gebäudesektor (z. B. Wärmepumpen), bei Rechenzentren oder Großspeichern.

Diese vorausschauende Planung sei im **Masterplan Ladeinfrastruktur II**¹¹, den die Bundesregierung Ende 2022 beschlossen habe, verankert. Der Plan umfasse 68 Maßnahmen, von denen sieben konkret das Stromnetz betreffen (Maßnahmen 41–47), eine weitere (Maßnahme 1) betreffe die Einrichtung einer **interministeriellen Steuerungsgruppe Ladeinfrastruktur**. Ziel sei es unter anderem, mehr Transparenz bei der Standortplanung herzustellen und Antragsverfahren für Netzanschlüsse zu beschleunigen. Letzteres sei notwendig, da es bislang keine einheitlichen Verfahren bei den über 800 Verteilnetzbetreibern gebe, viele davon seien noch nicht digitalisiert. Die Bundesregierung habe deshalb Maßnahmen ergriffen, um ein deutschlandweit einheitliches, digitales Antragsverfahren zu ermöglichen.

Darüber hinaus thematisierte Jan Zacharias die neue **Regelung zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen** gemäß **§14a EnWG**¹², die insbesondere in der Niederspannung relevant sei. Demnach müssten Verbrauchseinrichtungen wie Wallboxen künftig steuerbar ausgelegt sein. In Netzüberlastungssituationen dürfe der Netzbetreiber den Strombezug auf 4,2 kW drosseln. Im Gegenzug erhalte der Anschlussnehmer ein reduziertes Netzentgelt. Zugleich bestehe für den Netzbetreiber die Verpflichtung, einen unverzüglichen Netzanschluss zu ermöglichen. Jan Zacharias gab zudem einen Einblick in die Arbeit **der interministeriellen Steuerungsgruppe Ladeinfrastruktur**, die regelmäßig – zumeist monatlich – tage. In diesem Gremium tauschten sich Vertreter verschiedener Ministerien und Bundesländer aus, um den Ausbau von Ladeinfrastruktur und Stromnetz besser aufeinander abzustimmen.

Zum Abschluss seines Vortrags fasste Jan Zacharias drei zentrale Punkte zusammen: Erstens sei es für das BMWK und die Bundesregierung entscheidend, einen **strategischen Plan für den Infrastrukturausbau** zu haben – etwa in

⁵ Nähere Informationen zum Deutschlandnetz unter diesem [Link](#).

⁶ [Link](#) zur Verordnung 2023/1804 der EU.

⁷ Nähere Informationen zum TEN-V-Netz unter diesem [Link](#) (auf Englisch).

⁸ Nähere Informationen zum LKW-Schnellladenetz unter diesem [Link](#).

⁹ CCS steht für *Combined Charging System* und bezeichnet ein europäisch standardisiertes Steckverbindersystem für Elektrofahrzeuge, das sowohl Wechselstrom- (AC) als auch Gleichstrom- (DC) Laden ermöglicht. Es erlaubt insbesondere das Schnellladen an DC-Ladepunkten und ist mit dem Typ-2-Stecker für AC-Laden kombiniert.

¹⁰ Nähere Informationen zu den Regionalszenarien der deutschen Verteilnetzbetreiber unter diesem [Link](#).

¹¹ [Link](#) zum Masterplan Ladeinfrastruktur II.

¹² [Link](#) zum Gesetzestext (EnWG).

Form des Masterplans Ladeinfrastruktur II¹³ und der Regionalszenarien¹⁴. Zweitens unterschieden sich die Herausforderungen je nach Netzebene: In der **Hoch- und Mittelspannung** stelle der **Netzanschluss** die größte Herausforderung dar, während in der **Niederspannung** die **Steuerbarkeit** zentral sei. Drittens müsse das **Stromnetz als Dienstleister für die Ladeinfrastruktur** begriffen werden. Nur so könne die Energiewende im Verkehrsbereich gelingen. Gleichzeitig müssten aber auch andere Akteure wie Rechenzentren, Speicher, Wärmepumpen und Erzeugungsanlagen integriert werden.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

I.1.3. Ladeinfrastruktur und Stromnetz: Planung für die E-Mobilität in Frankreich

Estelle Chevallier, stellvertretende Unterabteilungsleiterin der Direktion für Autobahnkonzessionen des französischen Ministeriums für Partnerschaft mit den Territorien und Dezentralisierung und Aude Mailfait, Stellvertretende Referatsleiterin Stromsystem, Programmierung und Netze, Ministerium für den ökologischen Wandel, Energie, Klima und Risikoprävention, beschäftigten sich in ihrem gemeinsamen Vortrag mit den aktuellen Planungen der französischen Regierung zur Ladeinfrastruktur sowie zur Integration der Elektromobilität in das Stromsystem. Die Maßnahmen seien laut Estelle Chevallier Teil der **nationalen Dekarbonisierungsstrategie**¹⁵ (*Stratégie nationale bas-carbone*, SNBC), die auf die Erreichung der **Netto-Klimaneutralität bis 2050** ausgerichtet sei. Vor dem Hintergrund des ab 2035 in der EU geltenden Verbots¹⁶ von Neufahrzeugen mit Verbrennungsmotor habe Frankreich ambitionierte Elektrifizierungsziele definiert: Rund 37 % der leichten Fahrzeuge und etwa 30 % der schweren Nutzfahrzeuge sollen bis dahin elektrifiziert sein. Da die Entwicklung des Verkehrsaufkommens unsicher sei, arbeite die Regierung mit unterschiedlichen Szenarien, von wachsendem bis rückläufigem Verkehrsvolumen.

Als zentrale Instrumente nannte Estelle Chevallier Kaufprämien sowie einen **nationalen Masterplan**¹⁷ für die Ladeinfrastruktur mit Zielen für 2025, 2030 und 2035. Dieser verfolge drei Leitlinien: die **Dekarbonisierung des Straßenverkehrs**, die **Antizipation sich verändernder Mobilitätsmuster** bei gleichzeitiger Sicherstellung der Servicequalität sowie die **Netzverträglichkeit und Kosteneffizienz des Ladeinfrastrukturausbaus**.

Die **erste Ausbaustufe (2021–2024)** sei laut Estelle Chevallier **primär marktgetrieben** erfolgt, wobei Ladepunktbetreiber punktuell von Subventionen profitieren konnten. Für die **Phase von 2025 bis 2035** sei jedoch eine deutlich **vorausschauendere Planung** vorgesehen. Hintergrund sei der **stark steigende Leistungsbedarf**, insbesondere an **Autobahnrastplätzen**. Während bisher eine Anschlussleistung von 1–1,5 MW pro Standort genügt habe, werde künftig mit dem Vier- bis Fünffachen gerechnet. Ohne abgestimmten Ausbau bestünde die Gefahr lokaler Netzengpässe – mit negativen Folgen für die Akzeptanz der Elektromobilität.

Der Masterplan erfasse das **ationale Fernstraßennetz** mit rund 20.000 km Länge, auf dem sich etwa 1350 Rastplätze befänden. Nach einer über einjährigen Phase der Verkehrsmodellierung und einer anschließenden Stakeholderkonsultation (u. a. mit Autobahn- und Verteilnetzbetreibern) seien im ersten Teil des Plans **Ladeleistungsziele für die jeweiligen Verkehrsachsen** definiert worden. Ab 2025 solle eine Umsetzung auf Standortebene durch die Autobahnbetreiber erfolgen – in enger Abstimmung mit den Netzbetreibern.

Aude Mailfait ergänzte diese Überlegungen um die **Perspektive des Stromsystems**. Die dritte Version der **mehrwährigen Programmplanung für Energie** (*Programmation pluriannuelle de l'énergie*, PPE), deren Veröffentlichung 2025 geplant sei, berücksichtige sowohl die **Anschlussanforderungen der Ladeinfrastruktur** als auch deren **Flexibilitätpotenziale**.

¹³ [Link](#) zum Masterplan Ladeinfrastruktur II.

¹⁴ Nähere Informationen zu den Regionalszenarien der deutschen Verteilnetzbetreiber unter diesem [Link](#).

¹⁵ [Link](#) zum SNBC-II-Dekret (auf Französisch).

¹⁶ [Link](#) zur Verordnung 2019/631 der EU.

¹⁷ Zum Redaktionszeitpunkt der vorliegenden Zusammenfassung war das erwähnte Dokument (*Schéma Directeur des installations de recharge pour véhicules électriques sur le réseau routier national français*) noch nicht veröffentlicht.



Die Elektromobilität könne – bei intelligenter Steuerung – nicht nur **neue Lasten** mit sich bringen, sondern auch **netzdienlich wirken**. Modellierungen des Übertragungsnetzbetreibers RTE zeigten, dass sich **unkontrollierte Ladevorgänge** auf die **abendlichen Spitzenzeiten** konzentrieren würden, während eine **zeitliche Steuerung** die Last auf die **Mittags- und Nachmittagsstunden** verlagern könne. Damit ließen sich Erzeugungsspitzen aus Photovoltaik besser integrieren. **Bis 2035** werde ein **Flexibilitätpotenzial von 5 bis 10 GW** erwartet.

Zur Unterstützung dieser Entwicklung bestehe ein Mix aus regulatorischen und finanziellen Maßnahmen. Bereits heute werde die Installation privater Ladepunkte über eine **Steuergutschrift¹⁸ (crédit d'impôt)** gefördert, die bis zu 75 % der Kosten (max. 500 €) abdecke. Seit 2024 sei diese Förderung speziell auf steuerbare Ladepunkte ausgerichtet. Parallel arbeite die Energieregulierungsbehörde (CRE) an einer Optimierung der Preissignale und Tarifstruktur – etwa durch die gezielte Gestaltung von Haupt- und Nebenzeiten für das Laden. Darüber hinaus bestehe seit 2019 eine **regulatorische Sandbox¹⁹ (bac à sable réglementaire)**, in deren Rahmen innovative *Vehicle-to-Grid*-Projekte und passende regulatorische Rahmenbedingungen getestet würden.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

1.2 Geschäftsmodelle für die Integration der E-Mobilität ins Stromnetz

1.2.1. Ausbau der Elektromobilität in Frankreich: Notwendige Anpassung des Nutzungsverhaltens an ein limitiertes System

Im Rahmen ihres Vortrages stellte **Rebecca Martin, Ingenieurin für alternative Kraftstoffe bei der französischen Umweltagentur (ADEME)**, ausgewählte Erkenntnisse aus mehreren aktuellen Studien der französischen Umwelt- und Energieagentur ADEME zur **Rolle der Elektromobilität im zukünftigen Energiesystem** vor. Zentrale Grundlage sei die nationale Transport- und Mobilitätsstrategie²⁰ der ADEME, die davon ausgehe, dass **eine einfache 1:1-Substitution von Verbrennern durch batterieelektrische Fahrzeuge nicht ausreiche**, um die **Klimaneutralität bis 2050** zu erreichen. Vielmehr verfolge die Strategie einen dreiteiligen Ansatz: **Verkehrsvermeidung durch Verhaltensänderungen, Verkehrsverlagerung auf klimafreundlichere Alternativen**, sowie **Verbesserung der bestehenden Antriebstechnologien hinsichtlich ihrer Umweltwirkungen**.

Die langfristige Planung erfolge auf Basis der vier gesellschaftlichen **Transformationsszenarien der Studie Transition(s) 2050²¹**. Diese unterschieden sich vor allem hinsichtlich **Mobilitätsverhalten, Energiebedarf** und **Technologieeinsatz**. Während **Szenario S1** auf **Verhaltenswandel und Suffizienz** setze, beschreibe **Szenario S4** eine Zukunft mit **hohem Energiebedarf** und starker Abhängigkeit von heute noch nicht marktreifen Technologien. **Allen Szenarien gemein** sei ein **hoher Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge (>90 %)**, jedoch mit deutlichen **Unterschieden im Mobilitätsbedarf** – insbesondere bei schweren Nutzfahrzeugen. Dort erscheine ein Technologiemix mit Batterie-, Wasserstoff- und Biogasantrieben am sinnvollsten.

Die Szenarien würden durch Empfehlungen der ADEME zu den geeignetsten Maßnahmen zur Verbreitung der E-Mobilität für die Beförderung von Personen in den nächsten Jahren begleitet. Generell sei hier wichtig, die **benötigten Fahrzeuge so zu dimensionieren, dass sie zu ihrem jeweiligen Verwendungszweck passen**. So sollten **Fahrzeuge, die zur**

¹⁸ Nähere Informationen zur Steuergutschrift unter diesem [Link](#) (auf Französisch).

¹⁹ Die Möglichkeit regulatorische Experimente durchzuführen ist in [Artikel 61](#) (auf Französisch) des im Jahr 2019 erlassenen Energie- und Klimagesetzes (*Loi énergie-climat*) festgehalten.

²⁰ [Link](#) zur Strategie (auf Französisch).

²¹ [Link](#) zur Executive Summary der Studie (auf Englisch).



Beförderung weniger Personen über kurze Distanzen gebraucht würden, auch **mit kleinen Batterien mit einer Kapazität unter 60 kWh** ausgestattet werden. Was die **Ladeinfrastruktur** angehe, so sei eine **koordinierte Raumplanung**, wie sie im Vortrag des französischen Ministeriums vorgestellt worden sei, essenziell. Laut Rebecca Martin sei **im Alltag** generell **das Laden am Arbeitsplatz oder am Wohnort mit geringen Ladeleistungen zu bevorzugen**, da so das **Stromnetz geschont** und **Kosten gespart** würden. Gleichzeitig müsse jedoch, für andere, seltenere Anwendungen, auch ein **adäquates ein Angebot an öffentlichen Schnellladepunkten** geschaffen werden.

Rebecca Martin stellte darüber hinaus erste **Ergebnisse** einer noch **unveröffentlichten ADEME-Studie²²** zu den Klima- und Systemwirkungen der E-Mobilität bis 2035 vor. Die Studie analysiere auf **Grundlage unterschiedlicher Mobilitäts- und Ladeszenarien deren Einfluss auf Klima, Gesundheit, Ökosysteme und den Bedarf an kritischen Rohstoffen sowie auf Stromerzeugung und Netzinfrastuktur**. Neben einem Referenzszenario, das auf der nationalen Dekarbonisierungsstrategie Frankreichs basiere, seien Szenarien aus der erwähnten *Studie Transition(s) 2050* mit geringerem (S2) und höherem (S4) Energieverbrauch analysiert worden. Diese seien mit **drei Ladeszenarien** kombiniert worden:

1. **Moderat-nachtsüber**: Annahme einer Fortsetzung des heute verbreiteten Ladeverhaltens, also vor allem am Wohnort, nachts und mit limitierter Ladeleistung. Annahme eines eingeschränkten Ausbaus der öffentlichen Ladeinfrastruktur mit begrenzter Ladeleistung.
2. **Moderat-tagsüber**: Gleiches Ladeverhalten wie im ersten Szenario, jedoch tagsüber.
3. **Öffentliches Schnellladen**: Begrenzter Zugriff auf private Ladepunkte, bei einem stärkeren Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur mit höheren Ladeleistungen.

Die Modellergebnisse zeigten, dass sich **Szenarien mit einer Aufladung während des Tages** besser an das **Einspeiseprofil erneuerbarer Energien** – insbesondere der **Photovoltaik** – anpassen ließen, was einen **positiven Einfluss auf die Klimaauswirkungen** habe. Gleichzeitig verursachten diese Szenarien jedoch **höhere Investitionen in Netzinfrastuktur**. Besonders **kostenintensiv** sei das **Szenario mit öffentlicher Schnellladeinfrastruktur**. **Öffentliche Ladevorgänge mit Ladeleistungen über 150 kW** hätten **pro geladener MWh einen bis zu dreifach höheren Netzausbaubedarf** im Vergleich zu privatem Laden mit niedriger Leistung. Im Bereich elektrischer LKW sei der Beitrag zum Netzausbaubedarf laut Studie relativ begrenzt, da überwiegend von Ladevorgängen während der Nacht oder auf Rastplätzen mit langer Verweildauer ausgegangen werde.

In Bezug auf die wirtschaftlichen Auswirkungen zeigte die Analyse, dass sich die **Mehrkosten** zwischen den Energieverbrauchsszenarien **überwiegend durch zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten** erklären ließen (ca. 70 %), gefolgt von **Netzausbau** (ca. 20 %) und **tatsächlicher Stromproduktion** (ca. 10 %). Die **Differenzen zwischen den Ladeszenarien** seien **geringer**, wobei das **Szenario „moderat-tagsüber“ leicht niedrigere Gesamtsystemkosten** impliziere.

Abschließend betonte Rebecca Martin, dass Elektromobilität als Bestandteil einer umfassenden Transformationsstrategie zu betrachten sei, in der neben der technologischen Entwicklung insbesondere verhaltensbezogene, planerische und systemische Aspekte berücksichtigt werden müssten. Die finale Veröffentlichung der erwähnten Studie werde für Mai 2025 erwartet.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

²² Zum Redaktionszeitpunkt der vorliegenden Zusammenfassung war das erwähnte Dokument noch nicht veröffentlicht.

1.2.2. Die Potenziale der E-Mobilität für das Stromsystem nutzbar machen: Zwischen theoretischen Möglichkeiten und technischen sowie regulatorischen Realitäten

Jakob Zahler, Senior research Associate bei der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), stellte in seiner Keynote zentrale Forschungsergebnisse der FfE zur **Integration der Elektromobilität ins deutsche Stromsystem** vor. Ein besonderer Fokus lag dabei auf dem **bidirektionalen Laden**, das sowohl auf Haushaltsebene als auch im übergeordneten Energiesystem große Potenziale eröffne.

Als erster Anwendungsfall wurde die **PV-Eigenverbrauchsoptimierung** eines Haushalts mit PV-Anlage und Elektrofahrzeug genannt. Dabei unterscheidet man zwischen **ungesteuertem intelligentem (smartem) und bidirektionalem Laden (Vehicle-to-Home)**. Beim intelligenten Laden werde der **Ladevorgang in die sogenannte PV-Glocke** – also in die Mittagszeit mit hoher PV-Erzeugung – **verlagert**, wodurch der **Eigenverbrauch** des selbst erzeugten Stroms **gesteigert** werden könne. Im Fall des **bidirektionalen Ladens** bestehe darüber hinaus die Möglichkeit, **mittags gezielt mehr zu laden**, um diesen **Strom abends zur Haushaltsversorgung zu nutzen**. Das **Fahrzeug** fungiere in diesem Szenario wie ein **Heimspeicher**. Auf diese Weise ließen sich **Netzbezug und Kosten reduzieren**. Laut FfE führe dieser Anwendungsfall zu weniger als 20 zusätzlichen äquivalenten Vollzyklen pro Jahr für die Fahrzeugbatterie – ein Wert, der insbesondere mit Blick auf Garantiebedingungen von Bedeutung sei. Gleichzeitig könnten Nutzer jährlich Einsparungen zwischen 350 und 490 € erzielen, während der Autarkiegrad um 30 bis 35 % steige.

Ein zweiter Anwendungsfall sei das sogenannte **Arbitrage-Trading**. Dabei werde das **Ladeverhalten** des Fahrzeugs an **dynamische Strompreise** angepasst: **Laden bei günstigen Preisen, Einspeisen bei hohen Preisen**. Unter diesen Bedingungen könne das Fahrzeug tagsüber zur **Deckung des Haushaltsbedarfs** oder zur **Netzeinspeisung (Vehicle-to-Grid)** dienen und nachts wieder aufgeladen werden. Die **Wirtschaftlichkeit** dieses Modells hänge jedoch stark von der **Preisvolatilität** ab. Laut FfE könnten dadurch jährliche Erlöse zwischen 150 und 690 € erzielt werden. Der Batterieverbrauch sei mit mehr als 20 zusätzlichen Vollzyklen allerdings höher als beim rein haushaltsinternen Einsatz.

Anschließend ging Jakob Zahler auf das **Potenzial bidirektionalen Ladens** für das gesamte **Stromsystem** ein. **Eine Million Elektrofahrzeuge** verfügten demnach über **mehr Speicherkapazität** als **alle Pumpspeicherkraftwerke Deutschlands** kumuliert. In einem **europäischen Energieszenario für 2040** könnten durch ihre systematische Einbindung **jährlich Einsparungen in Höhe von 7 Mrd. €** realisiert und **300 GW zusätzliche PV-Leistung integriert** werden. Gleichzeitig **sänken** der **Bedarf an Großbatteriespeichern** um 60 GWh und der an **konventioneller Stromerzeugung** um 32 GW. Dies habe auch **positive Effekte auf die Treibhausgasbilanz**. Hinsichtlich der Auswirkungen auf die Stromnetze betonte Jakob Zahler, dass der **Netzausbaubedarf** stark von der **Betriebsweise des Ladens** abhängt. **Ungesteuertes Laden** führe dazu, dass **rund 43 % der Netze in Deutschland ausgebaut** werden müssten. Beim **Arbitrage-Trading** steige dieser Anteil sogar auf **71 %**, da **viele Fahrzeuge gleichzeitig lüden**. In einem **realistischen Nutzungsmix mit bidirektionalem Laden** sei dagegen **kein zusätzlicher Netzausbau** erforderlich.

Eine besondere Rolle spiele in Deutschland der **§ 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)**²³, der Netzbetreibern das **Dimmen steuerbarer Verbraucher** ermögliche. Laut FfE bewähre sich diese Regelung aktuell und **reduziere den Netzausbaubedarf**. Langfristig könnten aber auch **dynamische Netzentgelte** eine vergleichbare Wirkung erzielen. In Projekten und Feldtests der FfE habe sich gezeigt, dass § 14a als **vorläufige Lösung** funktioniere und das Dimmen technisch realisierbar sei, ohne den Nutzerkomfort spürbar zu beeinträchtigen. Dennoch empfehle die FfE eine **grundlegende Überarbeitung der Netzentgeltsystematik**, insbesondere durch die **Einführung einer Leistungspreiskomponente** und eine **optimierte Dynamisierung der weiteren Preiskomponenten**.

²³ [Link](#) zum Gesetzestext (EnWG).



Abschließend ging Jakob Zahler auf die Frage ein, warum bidirektionales Laden trotz seiner Vorteile noch nicht weit verbreitet sei. Nach Einschätzung der FfE sei **Vehicle-to-Home perspektivisch in breiter Anwendung realisierbar**. Für **Vehicle-to-Grid** seien jedoch neben **geeigneten politischen Rahmenbedingungen** auch entsprechende **technische Voraussetzungen** notwendig. Insbesondere fehlten derzeit Fahrzeuge, mit denen bidirektionales Laden möglich sei, sowie preisgünstige bidirektionale Wallboxen. Auch einheitliche europäische Standards für den Datenaustausch zwischen Fahrzeugen und Backend-Systemen fehlten bislang. Die FfE gehe jedoch davon aus, dass bei entsprechendem politischem Willen und Engagement der Industrie eine breite Umsetzung in den kommenden Jahren möglich sei.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

II. Panel: Innovative Geschäftsmodelle an der Schnittstelle von E-Mobilität und Stromnetz: Vom Ladepunkt zum Energiehub?

Teilnehmer:

- Axel Nicolas Le Meignen, Leiter für Studien, Innovation und Entwicklung der Abteilung E-Mobilität, Enedis
- Dr. Stefanie Wolff, Referentin für Ladeinfrastruktur, Verband der Automobilindustrie (VDA)
- Sebastian Schmieder, Global Head of eMobility Propositions, E.ON Drive
- Vincent Grena, Co-Founder, Fuzed

Im Rahmen der Paneldiskussion diskutierten Vertreter unterschiedlicher Akteursgruppen aus Deutschland und Frankreich über die Voraussetzungen, Herausforderungen und Potenziale innovativer Geschäftsmodelle im Kontext der Elektromobilität und deren Schnittstelle zum Stromnetz. Besonderes Augenmerk lag auf dem bidirektionalen Laden und der Frage, unter welchen Bedingungen sich dieses Konzept sowohl technisch als auch wirtschaftlich durchsetzen kann.

Axel Nicolas Le Meignen, Leiter für Studien, Innovation und Entwicklung der Abteilung E-Mobilität beim französischen Verteilnetzbetreiber Enedis, stellte die Perspektive des französischen Verteilnetzbetreibers vor. In Frankreich sei Enedis für über 90 % des Nieder- und Mittelspannungsnetzes zuständig und damit zentral für die Integration der Elektromobilität. Die Herausforderungen für die Netze seien angesichts des starken Zubaus erneuerbarer Energien und des Wachstums der Elektromobilität erheblich. Die **geplanten Investitionen bis 2040** beliefen sich auf **rund 95 Mrd. €**, wobei die **Elektromobilität einen bedeutenden Anteil** daran habe. Gleichwohl betonte Axel Nicolas Le Meignen, dass **bidirektionales Laden** aus Sicht von Enedis **zur Stabilisierung des Stromnetzes in absehbarer Zukunft nicht erforderlich** sei. Investitionen in das Netz seien unverzichtbar und obwohl Flexibilitätsoptionen einen wertvollen Beitrag leisten könnten, veränderten sie die strukturellen Investitionserfordernisse nicht.

Dr. Stefanie Wolff, Referentin für Ladeinfrastruktur beim Verband der Automobilindustrie (VDA), stellte die Sichtweise der deutschen Automobilindustrie dar. Die Elektromobilität werde als Schlüssel zur klimaneutralen Mobilität betrachtet, wobei das **bidirektionale Laden** eine **wesentliche Rolle** spiele. Deutsche Hersteller wie BMW und VW hätten bereits erste **Vehicle-to-Grid**-fähige Modelle angekündigt. Die Anwendungsszenarien reichten von **Vehicle-to-Home (V2H)** bis **Vehicle-to-Grid (V2G)** und **Vehicle-to-Load (V2L)**. Dr. Stefanie Wolff betonte, dass sich aus ihrer Sicht **V2H-Lösungen zuerst durchsetzen** dürften, während sich **V2G mittelfristig über Aggregatoren und neue Geschäftsmodelle** verbreiten werde. Ein von Bundesminister Habeck initiiertes europäisches Gipfel solle dazu beitragen, grenzüberschreitende Lösungen zu fördern.



Sebastian Schmieder, Global Head of eMobility Propositions bei E.ON Drive, differenzierte in seiner Analyse zwischen regionalen und nationalen Herausforderungen im Stromnetz. Während **unkoordiniertes bidirektionales Laden auf Verteilnetzebene** potenziell zu **Belastungen** führen könne, ermögliche eine **gezielte Steuerung** – etwa durch **variable Netzentgelte** und **finanzielle Anreize** – eine **netzdienliche Nutzung**. Erste Pilotprojekte in Deutschland zeigten, dass durch ein **intelligentes Lastmanagement bei Privatkunden** der **Netzausbaubedarf reduziert** werden könne. Auf **nationaler Ebene** könnten V2G-Systeme helfen, **Lastverschiebungen** mit der **Einspeisung erneuerbarer Energien besser zu synchronisieren**. Die Effekte seien **gesamtwirtschaftlich zwar moderat**, für **einzelne Kunden** jedoch **wirtschaftlich attraktiv**.

Vincent Grena, Co-Founder von Fuzed, verwies auf die Relevanz **gesellschaftlicher Akzeptanz** für die Verbreitung des bidirektionalen Ladens. Für viele Nutzer sei es schwer vorstellbar, das eigene Fahrzeug nicht nur als Fortbewegungsmittel, sondern als **aktiven Bestandteil des Energiesystems** zu begreifen. Das **enorme Potenzial** – etwa als **mobiler Stromspeicher**, der die Energie aus der eigenen PV-Anlage aufnehmen und zeitversetzt ins Hausnetz oder zurück ins öffentliche Netz einspeisen kann – werde **oft unterschätzt**. Hinzu kämen **Einstiegschürden** wie **hohe Kosten** und **technische Komplexität**. Um die Verbreitung der Elektromobilität zu fördern, müsse auf **einfache, bezahlbare und verständliche Lösungen** gesetzt werden. Nur so lasse sich eine breite Akzeptanz erreichen. Seine eigene Lösung kombiniere Photovoltaik, Ladeinfrastruktur und intelligente Software zur Maximierung der Netzunabhängigkeit.

In der abschließenden Diskussion wurde deutlich, dass alle Panelisten dem bidirektionalen Laden **erhebliche technische Potenziale** zusprechen, seine **systemweite Wirkung** ihnen zufolge jedoch **stark von regulatorischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen abhängt**. Die Panelisten waren sich einig, dass für einen breiten **Markthochlauf wirtschaftliche Anreize, einfache Anwendungslösungen** und eine **europäische Harmonisierung** unerlässlich sind. Besonders in Frankreich werde V2G auf kurze Sicht nicht als notwendig zur Netzstabilisierung angesehen – langfristig jedoch als komplementärer Baustein mit Potenzial zur Flexibilisierung des Stromsystems.



[Link zur Audio-Aufzeichnung des Panels](#)