

Beyond the Road

Finaler Ergebnisbericht des Projekts unIT-e²

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

UN|IT|E²

Reallabor für verNETZte E-Mobilität

Kurzfassung

Michael Hinterstocker (FfE)

Im Forschungsprojekt und Reallabor unIT-e² wurden über einen Zeitraum von 3,5 Jahren praxistaugliche und skalierbare Lösungen zur optimalen Integration von Elektromobilität ins Energiesystem entwickelt, in Feldtests erprobt sowie in begleitenden wissenschaftlichen Analysen bewertet. Dabei wurden von einem Konsortium aus 31 Projektpartnern eine Reihe fundierter Vorschläge und Empfehlungen an Politik, Regulator, Standardisierungsgremien und die beteiligten Branchen erarbeitet, welche im vorliegenden Ergebnisbericht synthetisiert dargestellt sind. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese dargestellten Ergebnisse nicht immer der Position aller im Projekt beteiligten Unternehmen und Organisationen entsprechen, sondern diese zum Teil aus Teilprojekten (TP) oder Arbeitsgruppen stammen, an denen nicht alle Partner beteiligt waren. Die Ergebnisse sind in vier Themengebieten zusammengefasst.

Im Kontext der Integration von Elektromobilität ins Stromnetz wird eine grundlegende Überarbeitung der nationalen Netzentgeltsystematik sowie des zugehörigen europäischen Rechtsrahmens empfohlen. Hierbei sind insbesondere die Verursachungsgerechtigkeit sowie die Anreizwirkung der zukünftigen Modelle zu beachten. Im Projekt wurden hierfür insgesamt drei Konzepte entwickelt, welche diesen Aspekten mit unterschiedlichen Ansätzen begegnen. Um eine weitere Skalierbarkeit der Konzepte sicherzustellen, sind grundsätzlich der Einsatz und die zielgerichtete Weiterentwicklung geeigneter Standards, insbesondere der ISO 15118-20, notwendig. Darüber hinaus wird grundsätzlich der Einsatz eines Home Energy Management Systems (HEMS) zur Koordination von steuerbaren Einheiten über entsprechende digitale Schnittstellen empfohlen. Aufgrund der festgestellten unzureichend definierten oder unterschiedlich interpretierten Standards sind iterative und branchenübergreifende Tests aller Komponenten zur Sicherstellung der Interoperabilität essenziell für massenfähige Lösungen.

Um bei Kund:innen ausreichend Anreize für den Kauf und gesteuerten Betrieb von Elektroautos zu schaffen, benötigen diese leicht zugängliche, umfassende Informationen, welche sowohl die Funktion des Systems als auch die Vorteile von Angeboten wie dynamischen Energietarifen darstellen. Hierbei zeigen die Ergebnisse der Feldtests, dass kaum spürbare Einschränkungen durch Eingriffe des Netzbetreibers oder optimierte Ladevorgänge entstehen.

Untersuchungen zu ökonomischen und ökologischen Aspekten des gesteuerten und bidirektionalen Ladens zeigen, dass Elektrofahrzeuge als flexible Speicheroption zur Integration erneuerbarer Energien und Reduktion der Kosten

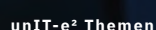
im zukünftigen Energiesystem beitragen können. Aus Kund:innenperspektive stellt derzeit die kostengünstigste Option jedoch nicht immer die ökologisch optimale dar. Anreize für systemisch vorteilhafte Use Cases und Bemühungen hinsichtlich nachhaltiger Herstellungsprozesse können hier einen positiven Beitrag leisten.

Insgesamt konnten im Projekt eine Vielzahl an Herausforderungen in Kooperation zwischen den Stakeholdern erfolgreich gelöst werden. Über die Laufzeit entwickelten sich auch die Rahmenbedingungen, beispielsweise in Bezug auf § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), weiter, so dass hier bereits Projektergebnisse in die politische Diskussion eingebracht werden konnten. Das vorliegende Dokument, die Berichte der Cluster Harmon-E, sun-E, Cit-E-Life und Heav-E sowie eine Vielzahl weiterer Veröffentlichungen aller Projektpartnern können hier weiterhin einen Beitrag zur Umsetzung leisten.

Inhalt

1. Netzintegration von Elektromobilität.....	6
2. Skalierbarkeit und Standardisierung.....	13
3. Informationen und Anreize für Interessent:innen und Nutzer:innen.....	23
4. Ökonomische und ökologische Vorteile für Nutzer:innen und System.....	26
Schlusswort.....	29
Anhang.....	30
Impressum.....	37

Die unIT-e² Themen im Überblick



1. Netzintegration von Elektromobilität

Benjamin Begander (Bayernwerk Netz); Heleen Wilmink (BMW Group); Thomas Hartmann, Simon Köppl (Consolinno); Corinna Schütt, Jakob Thiele (EAM); Annike Abromeit, Ulrich Bartsch (EEBUS); Johanna Kardel (Elli Volkswagen Group Charging); Jakob Jaeger, Wiegand Lütjen, Michael Tomaszuk (EWE NETZ); Nele Maas, Michael Hinterstocker, Vincenz Regener, Elisabeth Wendlinger (FfE); Sebastian Bothor (IE2S); Liliane Smitmans (Schneider Electric); Philipp Hofmann, Cayan Karatas (Mercedes-Benz); Carina Behringer (PPC); Johannes Hilpert, Tobias Klarmann (Stiftung Umweltenergierecht); Martin Zapf (SWM); Gerrit Gräper, Georg von Wangenheim (Universität Kassel)

Neben der zunehmenden Durchdringung des Stromnetzes mit dezentralen Erzeugern sind durch die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors und den damit steigenden Stromverbrauch erhöhte Anforderungen an den Netzbetrieb absehbar. Während der Projektlaufzeit waren die Diskussionen zur Netzintegration von Elektromobilität geprägt durch die Festlegungsverfahren zur netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG. Grundsätzlich wurde mit den Festlegungen zu § 14a EnWG eine pragmatische Lösung für die schnelle Integration von privaten Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und anderen neuen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVE), wie Wärmepumpen oder Heimspeichern, in die Niederspannungsnetze eingeführt. Die Netzbetreiber haben mit der netzorientierten Steuerung ein wirksames Instrument erhalten, um Überlastungen im Niederspannungsnetz als ultima ratio kurativ beheben zu können. Zudem existiert mit der ebenfalls eingeführten Möglichkeit zur präventiven Steuerung ein Instrument, dessen Einsatz zwar zeitlich begrenzt ist, aber keine Netzzustandsermittlung auf Grundlage von Echtzeit-Messwerten erfordert und somit schon kurzfristig verfügbar ist.

Durch die neuen Möglichkeiten zur Leistungsreduzierung wird sichergestellt, dass der Netzanschluss von SteuVE nicht verzögert wird. Im Gegenzug erhalten die Anlagenbetreiber ein reduziertes Sondernetzentgelt. Dabei haben sie die Wahlmöglichkeit zwischen zwei Grundoptionen – pauschale oder mengenabhängige Reduktion. Mit den zeitvariablen Netzentgelten erhalten Anlagenbetreiber ab 2025 eine zusätzliche Möglichkeit finanziell zu profitieren, wenn sie ihre Ladevorgänge in lastschwache Zeiten oder Zeiten hoher PV-Einspeisung verschieben. Die Projektpartner haben sich in verschiedenen Formaten aktiv am Konsultationsprozess der Bundesnetzagentur zum § 14a EnWG beteiligt. Die Erprobung der technischen Umsetzung und Wirkung der getroffenen Festlegungen spielte in den Feldversuchen eine große Rolle.

Darüber hinaus haben sich die Partner damit auseinandergesetzt, wie Elektromobilität und elektrische Wärmepumpen zukünftig in einem System mit vielen SteuVE, schwankender Einspeisung erneuerbarer Energien und digitalisierten Verteilnetzen kosteneffizient integriert werden kann. Die umfassende Transformation hin zu einem klimaneutralen Stromsystem stellt dabei auch neue Anforderungen an die grundlegende Netzentgeltsystematik und flankierende Mechanismen zur Incentivierung dezentraler Flexibilität. Im TP Grid standen bei der Adressierung dieser Anforderungen insbesondere Aspekte der Verursachergerechtigkeit im Fokus, um die Netzkosten unter den veränderten Rahmenbedingungen fair zu verteilen. Das

TP Forschung hat sich stärker mit der Anreizwirkung verschiedener Mechanismen befasst, um die Netzkapazitäten effizient zu verteilen und die Notwendigkeit kurativer Eingriffe zu reduzieren.

Netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG) – Erfahrungen aus den Feldversuchen

Die Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) erlauben es den Verteilnetzbetreibern (VNB), steuerbare Lasten, wie etwa Wallboxen, im Engpassfall zu dimmen und so die Netzsicherheit zu gewährleisten. Für diese Handlungsoption erhalten Betreiber von SteuVE Vergünstigungen bei den Netzentgelten und Anspruch auf einen unverzüglichen Netzanschluss.

Eine zentrale Voraussetzung für die netzorientierte Steuerung ist ausreichend Netztransparenz für die VNB. Daher wurde in den unIT-e² Feldversuchen der Einsatz von hochaufgelösten, netzdienlichen Messdaten (TR-03109-1 TAF10) aus dem Smart Meter Gateway (SMGW) untersucht. In den Versuchen konnten Netzzustandsdaten aus dem intelligenten Messsystem (iMSys) zuverlässig mit einer Auflösung von zehn Sekunden an den VNB übermittelt werden – monatlich 2,5 Millionen Datenpunkte je iMSys. Im Sinne der Datensparsamkeit hat sich ein einminütiges Mess- und Übertragungsintervall als ausreichend für die Netzbeobachtung herausgestellt. Als Herausforderung wurde jedoch der heute angedachte, direkte Kommunikationsweg vom SMGW an den externen Marktteilnehmer (EMT) (in diesem Fall der VNB) identifiziert. Der Direktversand aus dem SMGW erhöht die Anforderungen aller involvierten Akteure. Eine Alternative stellt der Kommunikationsweg über das Backend des Messstellenbetreiber (MSB) dar. Dieser wird heute standardmäßig für die Übermittlung von bilanzierungs- und abrechnungsrelevanten Messwerten genutzt. Die Übertragung von Netzzustandsdaten über diesen Kommunikationsweg wurde in den Feldversuchen ebenfalls demonstriert. Dieser alternative Kommunikationsweg findet sich auch in der unIT-e² Gesamtsystemarchitektur wieder.⁽¹⁾

Für eine zügige Umsetzung der netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG wurden die VNB sowie die Hersteller von SteuVE aufgefordert, bundeseinheitliche Empfehlungen zu den Anforderungen an die technische Ausgestaltung der physikalischen und logischen Schnittstellen zu erarbeiten (siehe Kapitel 2). In den unIT-e² Feldversuchen konnte die technische Wirkkette zum netzorientierten Steuern mit unterschiedlichen Hardwarekonstellationen demonstriert werden. Die digitale Steuerung über das iMSys mit dem SMGW als sichere Kommunikationseinheit bildet dabei die Grundlage. Auf Basis der digitalen Schnittstelle in die Liegenschaft (VDE-AR-E 2829-6 (EEBUS)) wurde die technische Umsetzung vom Netzführungssystem des VNB, über ein Controllable Local System (CLS) Managementsystem des zuständigen MSB, über ein iMSys plus Steuereinheit (bspw. Steuerbox, Energiemanagementsystem (EMS)) der Liegenschaft, über die Ladeinfrastruktur bis hin zum Elektrofahrzeug erprobt. Die Feldtests haben gezeigt, dass diese Wirkkette zuverlässig funktioniert. Da Einbausituationen und Anwendungsfälle für Steuerungen vielfältig sind, gibt es nicht die „Eine“ technische Lösung für alle Szenarien. Deshalb wurden verschiedene technische Varianten erprobt:

- Digitale Steuerung über den CLS-Kommunikationsadapter mit EEBUS (TR-03109-5-konform);
- Digitale Steuerung über ein CLS-fähiges EMS mit EEBUS (derzeit noch nicht in TR-03109-5 vorgesehen).

Die Interoperabilität der digitalen Varianten wurde im Rahmen von zwei „unIT-e²“-Plugfesten erfolgreich getestet. Die Austauschbarkeit der Komponenten hinter dem SMGW konnte dabei durch die Verwendung eines einheitlichen Protokollstandards (EEBUS) gewährleistet werden.

Neben der Umsetzung der netzorientierten Steuerung wurde untersucht, wie Kund:innen auf dynamische Strompreise reagieren. Die durch dynamische Strompreise signifikant erhöhte Gleichzeitigkeit, die sich punktuell negativ auf die Netzbelastung auswirken kann, wurde über die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG im Feldversuch sicher aufgefangen. Nach Auswertung der Nutzer:innenbefragung wurde dabei kein spürbarer Komfortverlust wahrgenommen.



(1) <https://sysarc.ffe.de/>

Alternative Netzentgeltstrukturen in der Niederspannung auf Basis von Leistungsklassen für mehr Verursachungsgerechtigkeit – ein Konzept aus dem Teilprojekt Grid

Die netzorientierte Steuerung im Rahmen des § 14a EnWG wurde festgelegt, um zielgerichtet den Hochlauf elektrischer Verbraucher zu bewältigen. Darüber hinaus stellt sich jedoch die Frage ob und wie die Netzentgeltsystematik angepasst werden sollte, um den künftigen Anforderungen des Stromsystems gerecht zu werden. Denn durch die zunehmende Verbreitung von dezentralen Erzeugungsanlagen und SteuVE entwickelt sich die Kundenstruktur im Verteilnetz von reinen Consumern (Verbraucher:innen) zu sogenannten Prosumern (Verbraucher:innen mit Einspeiseanlage(n)) und Flexumern (Verbraucher:innen mit SteuVE und ggf. mit Einspeiseanlage(n)), was die Netznutzung grundlegend verändert und neue Anforderungen an die Stromnetze und deren Netzplanung hervorruft, was sich schließlich auch auf die Netzkosten niederschlagen wird. Ein zentrales Ziel der Netzentgeltsystematik ist es, die Kosten, die Letztverbraucher durch ihre Investitions- und Einsatzentscheidungen verursachen, über die Netzentgelte angemessen abzubilden (Verursachungsgerechtigkeit). Die aktuelle mengenfokussierte Netzentgeltsystematik ist ursächlich auf Privathaushalte mit moderaten Leistungsspitzen und einer historisch evaluierten Gleichzeitigkeit ausgelegt. Sondernetzentgelte für einzelne Kund:innengruppen (u. a. auch § 14a EnWG) haben in der Regel zur Folge, dass eine Umverteilung der Netzkosten das Niveau der Standardnetzentgelte nachhaltig erhöht. Im Falle von § 14a EnWG betrifft dies vor allem die Consumer ohne SteuVE. Da gerade die Integration von Prosumern und Flexumern eine Herausforderung für das Netz darstellt, erscheint die derzeitige Belastung von Consumern mit vergleichsweise höheren Netzentgelten als widersprüchlich.

Im Rahmen des TP Grid wurde ein Konzept ausgearbeitet, dass eine Fokussierung der Netzentgelte auf die Jahreshöchstleistung der Netzkund:innen vorschlägt.⁽²⁾ Ziele des Ansatzes sind eine verursachungsgerechtere Verteilung der Netzkosten, die verbesserte Kompatibilität mit einer marktorientierten Nutzung von SteuVE und eine gleichzeitige Reduktion der Komplexität. Der Ansatz baut darauf auf, dass die beanspruchte Leistung der entscheidende Faktor für die Auslegung der Netze und deren Ausbaubedarfe ist. Als mögliche Ziellösung wird daher die Einführung leistungsbasierter, gestufter Netzentgeltpauschalen im bisherigen Segment von Standardlastprofilkunden (SLP) vorgeschlagen. Diese sollen die Netzkund:innen in der Niederspannung zu einem effizienten Umgang mit Netzkapazitäten anregen und damit die Wahrnehmung und das Verhalten von Verbraucher:innen und Erzeuger:innen nachhaltig verändern, ohne sie durch Privilegierungen stimulieren zu müssen. Die Standardnetzentgelte sind dabei in Stufen abhängig von der in Anspruch genommen Leistung unterteilt. Die Netzentgelte unterscheiden sich dabei von Stufe zu Stufe signifikant. Die Klassifizierung in Leistungsstufen kann netzgebietsspezifisch erfolgen. Durch den Verzicht auf Ausnahmeregelungen wie v. a. Sonderentgelte sollen die Planungssicherheit für die Netzbetreiber und Letztverbraucher gestärkt und Fehlanreize minimiert werden. In Tabelle 1 werden die zentralen Eigenschaften der leistungsbezogenen Entgeltpauschalen den im Rahmen des TP Forschung entwickelten Konzepten, die im folgenden Abschnitt beschrieben werden, gegenüber gestellt.

Anreizbasierte Netznutzungssteuerung – Konzepte und Impulse aus dem Teilprojekt Forschung

Neben § 14a EnWG existiert im derzeitigen Rechtsrahmen § 14c EnWG zur marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz. § 14c EnWG wurde im Jahr 2021 zur Umsetzung von Artikel 32 der Energiebinnenmarkt-Richtlinie (EBM-RL) eingeführt. Danach sollen VNB in die Lage versetzt werden Flexibilitätsleistungen für das Engpassmanagement grundsätzlich nach transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen. Unter einer marktgestützten Beschaffung im Sinne der genannten Vorschriften sind in der Regel Ausschreibungsverfahren oder ähnliche Mechanismen zu verstehen. Flankierend oder alternativ kommen anreizbasierte Instrumente im Bereich der Netzentgelte in Betracht. Im TP Forschung wurden zwei unterschiedliche Konzepte für solch eine anreizbasierte Netznutzungssteuerung entwickelt. Beiden Ansätzen ist gemein, dass sie freiwillig sind



(2) <https://unit-e2.de/129363>

und die netzorientierte Steuerung anhand der individuellen Zahlungsbereitschaft der Netznutzer:innen mit dem Ziel erfolgt, deren unterschiedliche Bedürfnisse zu berücksichtigen.

Beim Koordinations- und Allokationsalgorithmus für Flexibilität (KOALA) handelt es sich um einen auktionsbasierten Netzkapazitätsallokationsmechanismus. Nach diesem Konzept sollen Netznutzer:innen im Engpassfall über die ihnen zustehende Grundbezugsleistung hinausgehende Netzkapazität bei Bedarf ersteigern können.⁽³⁾ Statt einer einheitlichen Dimmung aller SteuVE im betroffenen Netzgebiet werden die Steuereingriffe zur Limitierung der Netzbezugsleistung durch Netzbetreiber somit marktbasiert koordiniert.

Daneben wurde ein sogenannter „doppelt optionaler dynamischer Netznutzungstarif“ (dodyNT) entwickelt. Danach dürfen Netzbetreiber einen dynamischen Tarif als Alternative zum statischen Tarif anbieten und Netznutzer:innen können freiwillig in diesen Tarif – und auch wieder aus ihm heraus – wechseln (doppelt optional). Das Konzept sieht vor, dass im statischen Tarif die Netznutzer:innen direkte Steuerungsrechte wie in Modul 1 der Festlegung BK8-22/010-A, also unter Zusicherung der Grundbezugsleistung, einräumen, wohingegen im dynamischen Tarif die Lastantwort primär über Anpassungen der Netzentgelte mit hoher zeitlicher und örtlicher Auflösung erfolgen soll.⁽⁴⁾

In beiden Konzepten können die offenbarten Zahlungsbereitschaften für die Nutzung von Netzkapazität in Engpasszeiten genutzt werden, um die Dringlichkeit des Netzausbaus in den gesteuerten Gebieten zu bestimmen. Die zentralen Eigenschaften der Konzepte werden in Tabelle 1 zusammenfassend dargestellt und mit dem in TP Grid entwickelten leistungsbezogenen Entgeltpauschalen verglichen. Beide Konzepte wurden bezüglich ihrer Umsetzbarkeit bewertet, wobei der Schwerpunkt beim KOALA stärker auf der juristischen und beim dodyNT stärker auf der ökonomischen Seite lag. Dabei wurden die folgenden potenziellen Hürden hinsichtlich der Umsetzbarkeit berücksichtigt: Zulässigkeit nach europäischem und nationalem Recht, Erlös- und Gewinnänderungen der VNB, Wohlfahrtsänderungen der Netznutzer:innen (als Gruppe und individuell), technische Voraussetzungen der Lastmessung, Kompatibilität mit nachgelagerter direkter Steuerung durch VNB und deren Erforderlichkeit.

Über die Entwicklung dieser beiden Konzepte hinaus wurde wohlfahrtsökonomisch untersucht, ob Anreize zu einer effizienten Netznutzung im Engpassfall auch durch eine Entgeltreduktion gesetzt werden können. Dabei wurde von den folgenden Anforderungen ausgegangen: (1) Netznutzer:innen können im Gegenzug zu einem verminderten Netzentgelt auf Versorgungssicherheit im Engpassfall verzichten; (2) die Gesamterlöse des VNB sinken nicht; (3) in einer Netto-Betrachtung profitiert jede:r Netznutzer:in im Vergleich zur Abwesenheit der Möglichkeit der Netzentgeltreduktion – entweder aufgrund des geringeren Netzentgelts oder aufgrund der geringeren Häufigkeit und Intensität der individuellen Dimmung; (4) alle Netznutzer:innen zahlen statische, mengenbasierte Netzentgelte. Im Ergebnis zeigt sich, dass diese vier Anforderungen nicht gleichzeitig erfüllt sein können. Nur wenn die nachrangig gediminten Nutzer:innen einem mindestens zeitvariablen Netzentgelt unterliegen und ihre Nachfrage nach Netznutzung in Hochlastzeiten ausreichend unkorreliert stochastisch schwanken, können die ersten drei Bedingungen gleichzeitig erfüllt sein. Wird ein solches System dadurch eingeführt, dass Nutzer:innen sich explizit für das höhere (zumindest zeitvariable) Netzentgelt und die damit verbundene höhere Versorgungssicherheit entscheiden müssen, kann das nur nach Überwindung einer kritischen Masse dieser Nutzer:innen gelingen.⁽⁵⁾



(3) <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/ein-anreizbasierter-mechanismus-zur-koordination-netzorientierter-steuerungsvorgaenge-der-unit-e%C2%B2-koala/>



(4) <https://unit-e2.de/129362>



(5) https://unit-e2.de/media/publication_UniKS_RuOe.pdf

	Leistungsbezogene Entgelt-pauschalen	Koordinations- und Allokationsalgorithmus für Flexibilität (KOALA)	doppelt optionaler dynamischer Netznutzungstarif (dodyNT)
Tarif-Bemessungsgrundlage	Jahreshöchstlast (und Höchsteinspeisung)	Aktueller Leistungsbezug	Aktueller Energiebezug in kurzem Zeitintervall
Adressierte Kundengruppen	Bisherige SLP-Kunden* in der Niederspannung	SteuVE in der Niederspannung nach BK6-22-30	
Wirkmechanismus zur Reduktion der Netzbeanspruchung	gestufte Leistungsbepreisung	Netzkapazität wird vorgegeben, in der Auktion bildet sich ein Preis	VNB setzt dynamischen Preis, Anlagenbetreiber reagieren mit einer Menge
Technischer Umsetzungsaufwand	Leistungsmessung mittels iMSys erforderlich	Präzise Netzzustandsschätzung, iMSys und hoher Automatisierungsgrad notwendig ...	
		... für die Einrichtung der Marktkommunikation und Abwicklung der Auktionen	... für die Bestimmung des dynamischen Entgelts
Teilnahme	Verpflichtend für VNB und Anlagenbetreiber	Freiwillig für Anlagenbetreiber	Doppelt freiwillig für VNB und Anlagenbetreiber
Einfluss auf Erlöse des VNB	Statisches Netzentgelt auf Basis von Leistungspreisen; weitestgehend planbar	Kein Einfluss auf Erlöse durch Ausschüttung der Auktionseinnahmen	Dynamisches Netzentgelt; keine vollständige Vorhersehbarkeit
Kombinierbarkeit	Miteinander kombinierbar		Nicht kombinierbar (mit den zwei anderen Konzepten)

*Standardlastprofil-Kunden (umfasst Kund:innen mit SteuVE und Standardnetzentgeltkund:innen)

Tabelle 1: Übersicht der entwickelten Konzepte

Der europäische Rechtsrahmen der Netzentgeltgestaltung – Erkenntnisse aus dem Teilprojekt Forschung

Das TP Forschung hat sich grundlegend mit dem europäischen Rechtsrahmen der Netzentgeltgestaltung beschäftigt. Danach liegt die Zuständigkeit für den nationalen Rechtsrahmen der Netzentgeltgestaltung – wie das EuGH-Urteil C-718/18 klargestellt hat – alleine bei den nationalen Regulierungsbehörden, in Deutschland also bei der BNetzA. Maßstab für sämtliche Ausgestaltungen ist der EU-rechtliche Rahmen der Netzentgeltregulierung, wie er sich insbesondere aus der Energiebinnenmarkt-Verordnung und der Energieeffizienz-Richtlinie ergibt. Dieser wurde im Projekt untersucht und nach seinen Kernelementen strukturiert. Dabei wurde deutlich, dass es dem europäischen Rechtsrahmen insgesamt an Klarheit und Systematik mangelt.

Dennoch wurde eine Struktur erarbeitet, anhand der sich die unübersichtlichen gesetzlichen Vorgaben zu einem dreistufigen Prüfschema gliedern lassen. Als Ausgangspunkt dienen hierfür die zentralen Tarifgrundsätze der Gleichbehandlung und der Verursachungsgerechtigkeit. Diese fordern grundsätzlich, dass Netznutzer:innen hinsichtlich der Netzkosten, die sie verursacht haben bzw. die ihnen individuell zugerechnet werden können, gleich behandelt werden. Andere identifizierte Ziele der Netzentgeltregulierung (wie z. B. Effizienz, Transparenz, Umwelt- und Klimaschutz oder soziale Ziele) können dann – in einem zweiten Schritt – als Rechtfertigung für Abweichungen von der kostenorientierten Gleichbehandlung dienen. Abschließend ist noch die Einhaltung spezifischer Beschränkungen und des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes zu prüfen. Diese systematische Aufbereitung ermöglicht es Reformvorschläge für die Netzentgeltregulierung auf nationaler Ebene auf ihre Konformität mit den unionsrechtlichen Vorgaben hin zu überprüfen.⁽⁶⁾



(6) https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/09/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuestudien_37_Netzentgelte.pdf



Handlungsempfehlungen:

Regulator/ Gesetzgeber/ Politik

Im Rahmen von unIT-e² wurde die echtzeitnahe Übertragung von netzdienlichen Messdaten erfolgreich erprobt. Dabei wurde für die Übermittlung der Daten zwischen iMSys und MSB der etablierte TR-03109-1 konforme Weg genutzt. Die Weiterleitung an den berechtigten Netzbetreiber wurde proprietär realisiert. Um das volle Potenzial der iMSys-Daten auszuschöpfen und gleichzeitig eine sichere und skalierbare Bereitstellung von netzdienlichen Messwerten zu gewährleisten, sollte auch diese Schnittstelle künftig standardisiert werden. Dafür wird empfohlen den Universalbestellprozess und die BDEW-API weiterzuentwickeln. Dieser Ansatz würde die Komplexität maßgeblich reduzieren, da der MSB die Kommunikation mit dem SMGW übernimmt und Marktpartner:innen ohne aufwendige Netzwerkintegrationen auf die benötigten Messdaten zugreifen können. Für Netzbetreiber würde dies die Herstellung von Netztransparenz erleichtern und damit eine netzorientierte Steuerung gemäß § 14a EnWG unterstützen. Durch die standardisierte Datenbereitstellung würde auch der Zugriff für weitere Marktpartner:innen erleichtert werden. Die unIT-e²-Gesamtsystemarchitektur kann hier als bewährtes Vorbild dienen.⁽⁷⁾

Die im Rahmen von unIT-e² erprobte Wirkkette zur netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG kann als Empfehlung an die BNetzA zur Ausgestaltung einer standardisierten massengeschäftstauglichen Einrichtung und Abwicklung der netzorientierten Steuerung – wie in BK6-22-300 Tenorziffer 2 gefordert – dienen. Die digitale Steuerung über das iMSys bildet dabei die Grundlage. Zur Gewährleistung der Austauschbarkeit von Komponenten verschiedener Hersteller hinter dem SMGW, wird ein einheitlicher Protokollstandard benötigt. Daher sollte die VDE-AR-E 2829-6 als Standard für die digitale Steuerung in Liegenschaften festgelegt werden. Dies ermöglicht Interoperabilität und berücksichtigt unterschiedliche Einbausituationen. Darüber hinaus sollte EEBUS auch in der TR-03109-1 und TR-03109-5 als Standard verankert werden, um die durchgängige digitale Steuerung ab dem SMGW sicherzustellen. So bleibt die Interoperabilität zwischen unterschiedlichen Hardware- und Herstellervarianten langfristig gewährleistet. In der TR-03109-5 sollte darüber hinaus auch die Option der digitalen Steuerung über ein CLS-fähiges EMS mittels Softwareseparierung zulässig werden.

Das nun von der BNetzA ausgestaltete Instrument zur netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG ist ein wichtiger erster Schritt zur Integration von SteuVE in der Niederspannung. Darüber hinaus sollte die BNetzA jedoch die Weichen für eine grundlegende Reform der nationalen Netzentgeltsystematik in der Niederspannung stellen. Bei einer hohen Durchdringung von dezentralen Erzeugern und SteuVE, wie Ladestationen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, müssen Verursachungsgerechtigkeit und Anreizwirkung von Netzentgelten neu bewertet werden. Mit Blick auf die Verursachungsgerechtigkeit sollten künftig auch Prosumer für ihre Einspeisung angemessen an den Kosten der Verteilnetze beteiligt werden müssen – soweit sie zu Netzüberlastungen beitragen. In diesem Zusammenhang wurde im TP Grid ein Konzept für ein alternatives Netzentgeltsystem basierend auf Leistungsklassen erarbeitet. In Bezug auf die Anreizwirkung, also eine präventive Vermeidung von Netzengpässen, wurden im TP Forschung zwei unterschiedliche Konzepte entwickelt. Die drei Konzepte wurden oben dargestellt und in Tabelle 1 miteinander verglichen. Mit dem Syntheseergebnisbericht werden die drei Konzepte der aktuellen Diskussion zu einer Reform der Netzentgeltsystematik und anreizbasierten Mechanismen zur netzdienlichen Flexibilitätsintegration beige-steuert.



(7) <https://sysarc.ffe.de/>

Auf EU-Ebene sollte die Politik darauf hinwirken, dass im EU-Recht im Bereich der Netzentgeltregulierung eine konsistente und klare Struktur geschaffen wird. Nur so kann eine rechtssichere Anwendung und einheitliche Auslegung der Vorgaben durch die nationalen Regulierungsbehörden gewährleistet werden. Daneben sollte der europäische Rechtsrahmen die nationalen Regulierungsbehörden unterstützen und die Umsetzung von innovativen Lösungsansätzen, wie die im Rahmen von unIT-e² entwickelten und oben dargestellten Konzepte, ermöglichen.

Veröffentlichungen:

Ganz, K., Vollmuth, P., & Hinterstocker, M. (2024). **The impact of variable grid fee tariffs on the electricity costs of EV users in Germany.** FfE. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2024/10/3A_2_EMOB24_084_paper_Ganz_Kirstin.pdf

Ostermann, A., Vollmuth, P., Tomaszuk, M., Jäger, J., Ruland, H., Krug, F., Veit, L., Moskal, T., Boldt, M., & Hofmann, P. (2024). **Netzintegration Elektromobilität: Was fehlt zur großflächigen Umsetzung von intelligentem und bidirektionalem Laden?** FfE, EWE NETZ, PPC AG, Viessmann Climate Solutions SE, The Mobility House GmbH, EEBUS Initiative e.V., Mercedes-Benz AG. Verfügbar unter: https://unit-e2.de/media/Harmon_E_Erkenntnisse_zur_Netzintegration_Elektromobilit%C3%A4t_2035.pdf

Tomaszuk, M., Helfer, M., Görig, B., & Begander, B. (2024). **Netzentgeltsystematik in der Niederspannung verursachungsgerecht gestalten.** EWE NETZ GmbH, SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Bayernwerk Netz GmbH. Verfügbar unter: https://unit-e2.de/media/Positionspapier_Netzentgelte.pdf

Münderlein, J., Marsching, E., & Lesny, A. (2023). **Dynamische Netzentgelte und deren Anreizwirkung.** Energiewirtschaftliche Tagesfragen 73 (9), Bayernwerk Netz GmbH.

Schilderoth, T., Klarmann, T., Hilpert, J., & Kahles, M. (2024). **Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor – Systematik und Reformbedarf.** Stiftung Umweltenergierecht. Verfügbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/09/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuestudien_37_Netzentgelte.pdf

Regener, V., Köppl, S., Klarmann, T., & Hilpert, J. (2024). **Der unIT-e² KOALA - Ein anreizbasierter Mechanismus zur Koordination netzorientierter Steuerungsvorgänge.** FfE, Stiftung Umweltenergierecht. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2024/02/20240208_KOALA_Konzeptpapier-1.pdf

Springmann, E., Rodler, S., & Köppl, S. (2022). **Anreize für netzdienliches Ladeverhalten in Europa - Andere Länder, gleiche Herausforderungen.** FfE. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/andere-laender-gleiche-herausforderungen-anreize-fuer-netzdienliches-ladeverhalten-in-europa/>

Zahler, J., Springmann, E., & Weiß, A. (2022). **Engpassmanagement: Mehr als Redispatch 2.0 – Konzepte im internationalen Vergleich.** FfE. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/engpassmanagement-mehr-als-redispatch-2-0-konzepte-im-internationalen-vergleich/>

2. Skalierbarkeit und Standardisierung

Heleen Wilmink (BMW Group); Thomas Hartmann (Consolinno); Annike Abromeit, Ulrich Bartsch (EEBUS); Lütjen Wiegand (EWE NETZ); Jürgen Neubarth (e3 consult); Adrian Ostermann, Jeremias Hawran, Patrick Vollmuth (FfE); Sebastian Bothor, Ludwig Sibbel (IE2S); Philipp Hofmann, Cayan Karatas (Mercedes-Benz); Carina Behringer (PPC); Sylvia Krepska (Schneider Electric); Konrad Rogg, Kristin Wagner (SWM); Benedikt Görig (TEN); Ulrike Schönlein, Isa Ryspaeva (TenneT); Lukas Veit (The Mobility House); Fabian Krug (Viessmann Climate Solutions).

Skalierung, Standardisierung und Normierung

Aufgrund der vielfältigen und zahlreichen Akteure und Komponenten, die im Ökosystem der intelligenten Elektromobilität existieren, müssen Informationen und Steuerungsbefehle entlang einer komplexen Wirkkette mit vielen heterogenen Schnittstellen und Protokollen übertragen werden. Für die Kommunikation zwischen den einzelnen Akteuren bzw. den technischen Komponenten, wie beispielsweise dem Elektrofahrzeug, der Wallbox, dem Netzbetreiber, der iMSys-Infrastruktur und dem Home-/Building-Energiemanagementsystem (HEMS / BEMS) existieren bereits etablierte Standards und Normen (z. B. IEC 61851, ISO 15118, VDE-AR-E 2829-6, IEC 63380, OCCP, IEC TR 62746-2).

Ein Großteil der Hersteller unterstützt die Verwendung von Standards, wodurch die Kommunikation zwischen Komponenten verschiedener Hersteller wesentlich erleichtert und der Implementierungsaufwand gegenüber herstellereigenspezifischen proprietären Lösungen maßgeblich verringert wird. Es besteht jedoch die Gefahr, dass trotz dieser Standards Interpretationsspielräume bestehen und die Hersteller die Standards unterschiedlich auslegen. Dies kann zu einem geringfügig unterschiedlichen Verhalten der einzelnen Komponenten führen, was allerdings große Auswirkungen auf die Interoperabilität des Gesamtsystems haben kann.

Die Mehrwerte von interoperablen Komponenten und Anlagen wurden innerhalb des Projektes unIT-e² immer wieder aufgewiesen. Gleichzeitig ist nicht von der Hand zu weisen, dass auch mitunter Anlagen innerhalb von Liegenschaften mit proprietären Lösungen ausgestattet sind. Spricht man von Bestand, so ist es sinnvoll, hinsichtlich digitaler Schnittstellen wie folgt zu differenzieren:

- a.) Bestand, der weder heute noch in der Zukunft schalt- oder steuerbar sein wird,
- b.) Bestand, der heute noch nicht schalt- oder steuerbar ist, aber durch Nachrüstung schalt- oder steuerbar gemacht werden könnte,
- c.) Bestand, der heute schon schalt- oder steuerbar ist und somit netzdienliche Sofortmaßnahmen im Sinne des § 14a EnWG oder marktorientierte Steuerung bietet.

Im Bestand sind einheitliche digitale Informationsübergabepunkt für netz- oder marktseitige Kommunikation nicht sichergestellt. Dies führt zu unterschiedlichen Optimierungspotenzialen in Liegenschaften. Interoperable EMS können Bestandsanlagen in Liegenschaften gegebenenfalls integrieren, aber nicht

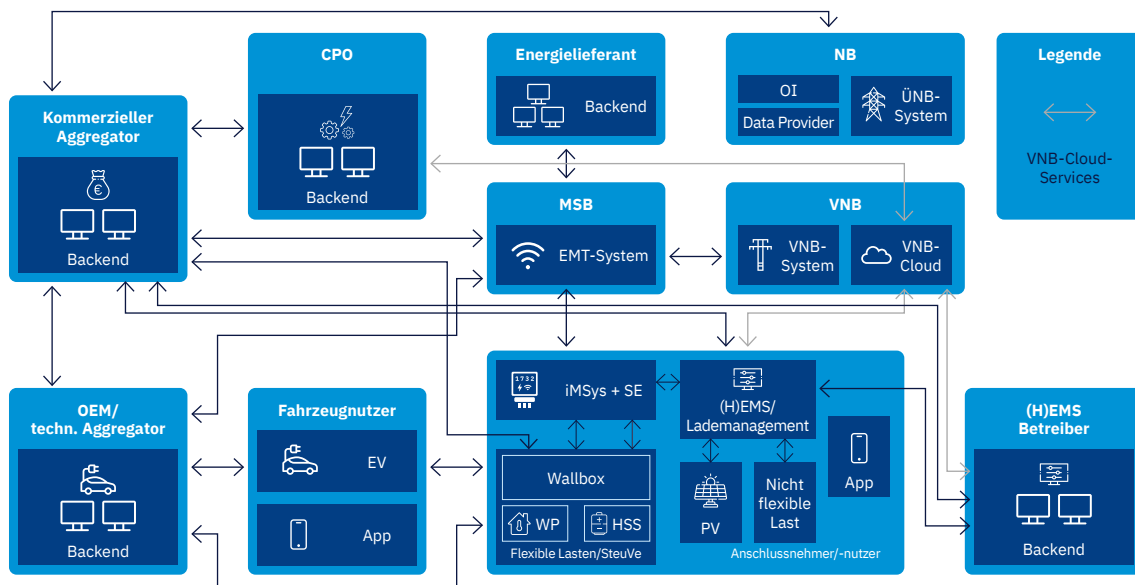
zwingend immer deren theoretisch vorhandenen Flexibilitätsgrad ausschöpfen. Die Nutzbarkeit der Flexibilität im Sinne der Ansteuerbarkeit ist durch die technische Schnittstelle ggf. begrenzt. Die Feldtests haben allerdings gezeigt, dass die Integration von EMS in Bestandsanlagen möglich ist und somit Flexibilitätspotenziale in Liegenschaften gehoben werden können. Aus Energie- und Ressourceneffizienz sollte die Motivation vorliegen Flexibilitätspotenziale innerhalb bestehender Bestandsanlagen zu erschließen. Gleichzeitig haben Bestandsanlagen nach § 14a EnWG einen Bestandsschutz, eine Anbindung an die iM-Sys-Infrastruktur ist somit nicht verpflichtend aber jederzeit - motiviert durch flexible Stromliefertarife o.a. - freiwillig möglich.

Im Projekt konnte durch eine enge partnerschaftliche Abstimmung in den einzelnen Clustern, iteratives Testen und Anpassen von Software sichergestellt werden, dass die Funktionalitäten der einzelnen Komponenten in der Wirkkette interoperabel ineinandergreifen. Neben der Identifikation von Freiheitsgraden wurden im Projekt auch notwendige Funktionserweiterungen und Harmonisierungen von bestehenden Standards identifiziert. Die EEBUS Initiative e.V. hat im Rahmen des unIT-e² Projekts Testspezifikation zur Prüfung der Interoperabilität für die Use Cases der VDE-AR-E 2829-6-1 konzeptioniert. Die Testspezifikation wurde an Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE) AK 901.0.4 „Beschreibung eines technischen Informationsaustauschs an der Schnittstelle zur Liegenschaft und den darin befindlichen Elementen der Kundenanlagen“ weitergeleitet und genehmigt. Der Arbeitskreis der DKE hat beschlossen, die Testspezifikation als VDE -AR-E 2829-6-5 zu veröffentlichen. Hierdurch kann ein Großteil der Anwendungsfälle abgedeckt werden. Zur netzbetreiberseitigen Steuerung von SteuVE wurde am 24.11.2023 die TR 03109-5 zur Zertifizierung von CLS-Kommunikationseinheiten veröffentlicht. Weiterhin wurde im Projekt die Interoperabilität der Wirkketten entlang verschiedener Komponenten nicht nur clusterspezifisch, sondern auch clusterübergreifend bei zwei sogenannten Plugfesten getestet und sichergestellt.⁽⁸⁾ Die Sicherstellung der Interoperabilität des Gesamtsystems erfolgt ebenfalls auf internationaler Ebene durch Überführung und Abgleich des EEBUS Protokolls und der Use Cases mit der IEC 62746-2 (Digitaler Netzanschluss) sowie der IEC 63380 (Anbindung Ladeinfrastruktur).

Im Folgenden ist eine Auswahl an Schnittstellen und Wirkketten beschrieben. Die entwickelte Gesamtsystemarchitektur im Projekt unIT-e² mit allen Akteuren, Komponenten und Schnittstellen ist unter sysarc.ffe.de ausführlich dargestellt. Unten ist ein vereinfachtes Prinzipbild der Gesamtarchitektur des Ökosystems Laden abgebildet. Für weitere Details der harmonisierten Architekturbilder des Ökosystems Laden wird auf die Veröffentlichung „Harmonisierte Systemarchitektur zur Sicherstellung der Interoperabilität im Energiesystem der Zukunft – Ergebnisse der AG Gesamtarchitektur“ verwiesen.



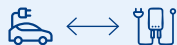
(8) <https://unit-e2.de/129276>



iMSys = intelligentes Messsystem, SE = Steuereinheit, CPO = Charge Point Operator, OEM = Original Equipment Manufacturer, EV = Electric Vehicle, HSS = Hausspeichersystem, WP = Wärmepumpe, (H)EMS = (Home) Energy Management System, PV = Photovoltaik, VNB = Verteilnetzbetreiber, ÜNB = Übertragungsnetzbetreiber, MSB = Messstellenbetreiber, EMT = Externe Marktteilnehmer, DSO = Distribution System Operator, SteuVE = Steuerbare Verbrauchseinrichtungen, OI = Organisatorische Instanz, NB = Netzbetreiber

Abbildung 1: Vereinfachtes Prinzipbild auf Basis der harmonisierten Architekturbilder des Ökosystems Laden im Projekt unIT-e²

Die Verwendung von Normen entlang der in Abbildung 1 dargestellten Wirkketten ermöglicht es, Komponenten austauschbar zu integrieren und ist die Grundlage zur Erreichung eines interoperablen Gesamtsystems. Im Folgenden sind die genutzten Protokolle sowie die identifizierten Herausforderungen entlang der Wirkketten genauer beschrieben.



Wirkkette: Elektrofahrzeug ↔ Wallbox / gebäudeinterner Ladepunkt

Zwischen dem Elektrofahrzeug und der Wallbox gibt es verschiedene Standards und Protokolle, die die Ladekommunikation spezifizieren und den korrekten Datenaustausch vor und während des eigentlichen Ladevorgangs gewährleisten. Die ISO 15118 erlaubt sowohl AC- und DC basiertes Laden und ermöglicht darüber hinaus die ad hoc Bereitstellung weiterer Betriebsinformationen. Im Projekt wurde daher im Feld die ISO 15118-2 erprobt, da sie intelligentes Laden (vgl. Kapitel 2.3) ermöglicht. Weiter wurde im Labor die ISO 15118-20 getestet, die unter anderem auch bidirektionales Laden ermöglicht.

Für die Interoperabilität zwischen DC- und AC-Wallboxen und Elektrofahrzeugen ist eine herstellerübergreifend einheitliche funktionale Unterstützung grundlegender Betriebsinformationen notwendig. Die Standardisierung der Ladeschnittstelle bietet dies über die ISO 15118-2 und -20 bereits an. Damit zusammenhängend werden Daten zwischen Fahrzeug und Wallbox ausgetauscht.

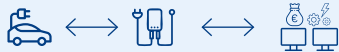
Die Feldtests im Projekt haben gezeigt, dass die ISO 15118-2 und -20 Interpretationsspielräume aufweisen und Abweichungen in der Interpretation von Seiten der Fahrzeug- und Wallboxhersteller auftreten. Konkrete Interpretationsspielräume bieten hier bspw. die Referenzzeitpunkte für Ladepläne und Incentive Tabellen, bei denen die Wallbox die Einhaltung des Ladeplans überwachen muss. Hierdurch kann es vorkommen, dass das Sofort-Laden genutzt wird, um die Mobilität der Kund:innen zu garantieren. Die ISO 15118-20 stellt dies bezüglich gegenüber der ISO 15118-2 bereits eine deutliche Weiterentwicklung dar.



Wirkkette: Elektrofahrzeug ↔ Wallbox ↔ Charge Point Operator

Zwischen der Wallbox und dem Lademanagement eines Charge Point Operators (CPO) bzw. eines Aggregators ist das Open Charge Point Protocol (OCPP) eines der weitverbreitetsten Anwendungsprotokolle. Im Projekt wurden neben der Version OCPP 1.6j auch die Version OCPP 2.0.1 angewendet. Entlang dieser Wirkkette wurden ein dynamisches Lastmanagement erprobt. Mit der aktuellen Protokollversion OCPP 2.x werden Schwachstellen früherer Versionen bereinigt. In Wallboxen und betrieblichen Einsatz ist die Protokollversion jedoch noch nicht relevant.

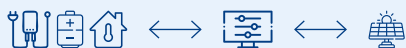
Eine Umsetzung eines dynamischen Lastmanagements ist einerseits durch Bewirtschaftung der Ladepunkte durch die vom CPO bestellte Anschlussleistung und andererseits durch die netzbetreiberseitige Abregelung bedingt. Datenkommunikationsseitig können CPO ein betriebsoptimiertes dynamisches Lastmanagement bei AC-Ladepunkten vornehmen, wenn sie über mehr genormte Datenobjekte aus Elektrofahrzeugen verfügen, als Energiebedarf und Abfahrzeit.



Wirkkette: Elektrofahrzeug ↔ Wallbox ↔ kommerzieller Aggregator-Backend

Im Projekt wurden für die Kommunikation mit einem kommerziellen Aggregator-Backend zwei verschiedene Ansätze erprobt. Im ersten Ansatz fand die Kommunikation zwischen der Wallbox und dem Aggregator über OCPP 2.0.1 statt. Die Flexibilität des Elektrofahrzeugs wurde für Trading am Energiemarkt genutzt. Im zweiten Ansatz hat die Wallbox mit einem lokalen HEMS kommuniziert, welches eine proprietäre Schnittstelle zum Aggregator besaß. Die Flexibilität wurde hierbei für die Erbringung von Redispatch eingesetzt.

Das Projekt hat gezeigt, dass beide Ansätze die Flexibilität der Lade- und Entladevorgänge eines Elektrofahrzeugs für ihren jeweiligen Anwendungsfall nutzen können. Mit geeigneten Messkonzepten kann die Abrechnung jeweils unabhängig vom Aggregator durch den Messstellenbetreiber erfolgen. Im ersten Ansatz ist es sogar möglich, ein bidirektionales Elektrofahrzeug im V2G-Betrieb zu integrieren. Durch doppelte Abgabe von staatlich induzierten Strompreisbestandteilen sind die Erlöse allerdings beschränkt. Im zweiten Ansatz konnten nicht nur ein Elektrofahrzeug, sondern auch andere Flexibilitäten eines Einfamilienhauses für die Erbringung von Redispatch genutzt werden. Die Integration solcher kleinteiliger Flexibilitäten ist allerdings im aktuellen kostenbasierten Redispatch-Regime noch nicht vorgesehen.



Wirkkette: HEMS ↔ lokale, steuerbare Verbrauchs- und dezentrale Erzeugungsanlagen

Bei der Betrachtung nicht nur von Ein- sondern auch Mehrfamilienhäusern hat insbesondere die Schnittstelle zum HEMS eine hohe Relevanz. Ein HEMS nimmt durch seine Kommunikationsschnittstellen zu sowohl lokalen, steuerbaren Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen als auch zum iMSys und Steuereinheiten eine besondere Rolle hinter dem Netzanschlusspunkt (NAP) ein. Für die Umsetzung einer HEMS-Funktionalität bestehen hier unterschiedliche Möglichkeiten. So ist das HEMS zunächst als logische Funktion zu sehen und kann daher als ein zusätzliches Gerät oder auch als Software auf vorhandenen Geräten wie z. B. der Wallbox oder dem stationären Batteriesystem operativ umgesetzt werden.

Das HEMS dient zudem als eine Integrationsplattform, das sowohl Betriebsmanagementsysteme der Steu-VE, dezentralen Erzeugungsanlagen, Heimspeichern als auch nicht-steuerbare Verbraucher integriert. Sowohl im Mehrfamilienhaus-Labor als auch im Feldtest in Einfamilienhäusern wurde gezeigt, dass das HEMS

in der Lage ist, Signale des VNB zur zeitlichen Leistungsbegrenzungen zu empfangen und für die einzelnen behind-the-meter steuerbaren Verbraucher über das Protokoll EEBUS umzusetzen (siehe auch Kapitel 2.1 zu § 14a EnWG-Steuerung). Insofern reduziert das HEMS die Systemkomplexität behind-the-meter, da es dem VNB die Möglichkeit bietet, nur mit einem Gerät am NAP zu kommunizieren. Über eine gesicherte Cloudverbindung stehen dem HEMS zusätzlich externe Datenquellen zur Verfügung, wie z. B. Wetterdaten und Day-Ahead Strompreise. Die Feldtests innerhalb der Einfamilienhäusern haben gezeigt, dass ein koordinierendes HEMS in der Lage ist auf Basis von PV-Prognosen und dynamischen Strompreisen sogenannte Incentives via der Wallbox an das Elektrofahrzeug zu senden, damit dieses entsprechend optimiert lädt. Sogar parallel zur einer zeitlichen Leistungsbegrenzungen durch den VNB funktionieren diese Optimierungsstrategien. Für den systemdienlichen Use Case Primärregelung (PRL) wurde in der Feldtestphase in Einfamilienhäusern gezeigt, dass die koordinierende Logik eines HEMS auch in der Lage ist PRL-Signale direkt weiterzugeben. Hierfür notwendige Informationen werden über die Cloud-Schnittstelle des HEMS ausgetauscht.

Für die liegenschaftsinterne Kommunikation zwischen HEMS und weiteren Erzeugern und Verbrauchern, wie einer Wallbox, wurden im Projekt unIT-e2 die Use Cases der VDE-AR-E 2829-6 implementiert und getestet. Hierzu zählen die Use Cases Limit of Power Consumption (LPC), Limit of Power Provision (LPP), Monitoring of Grid Connection Point (MGCP) und Monitoring of Power Consumption (MPC).

Die Feldtests haben gezeigt, dass durch den Einsatz eines HEMS während einer Leistungslimitierung nach § 14a EnWG die regulatorischen Vorgaben und gleichzeitig betriebliche Parameter eingehalten werden können. Weiterhin ermöglicht das HEMS die Anbindung nicht nur einer sondern mehrerer SteuVE und dezentraler Erzeugungsanlagen. Dies entspricht einer durch die BNetzA vorgeschlagene Prosumersteuerung über die steuerbare Netzlokation (SteuNA). Die Optimierung durch das HEMS ermöglicht darüber hinaus, dass PV-optimiertes Laden und Laden auf Basis dynamischer Strompreise erfüllt werden kann, auch parallel zu einer gleichzeitigen Leistungsreduzierung seitens des VNB.



Wirkkette: iMSys ↔ HEMS bzw. SteuVE

Das iMSys bildet die Grundlage für die digitale Kommunikation energiewirtschaftlich relevanter Daten in und aus der Liegenschaft. Im Projekt wurde die interne Kommunikation zwischen Steuereinheit (SE), HEMS und SteuVE, Ladesäulen, Wärmepumpen und PV-Anlagen über das Protokoll EEBUS umgesetzt. Dabei wurden die Use Cases der VDE-AR-E 2829-6 getestet: LPC, LPP, MGCP und MPC.

Die SE übermittelte dabei Leistungslimits (siehe auch Kapitel 2.1 zu § 14a EnWG-Steuerung) an nachgelagerte HEMS zur Optimierung der Liegenschaft. Die performante Weitergabe von Messwerten aus dem SMGW an das Energiemanagementsystem wurde der VDE AR 2829-6-1 Use Case MGCP über die Home Area Network (HAN)-Schnittstelle erprobt, um hochaufgelöste und standardisierte Messwerte bereitzustellen. Die Kommunikation hat im Rahmen von Feldtests technisch robust funktioniert.

Zum Aufbau einer sicheren EEBUS Kommunikation zwischen SE und SteuVE bedarf es dem Austausch von Schlüsselmaterial zwischen den beiden Komponenten. Für diesen Installationsprozess bedarf es derzeit noch proprietärer und manueller Schritte, was die Massentauglichkeit einschränkt. Im Projekt wurde deshalb ein Konzept zur Vereinfachung und Standardisierung des Installations- und Inbetriebnahmeprozesses entwickelt. Eine bundesweit einheitliche Geräteanmeldung könnte diesen Prozess weiter verbessern und zur Skalierbarkeit beitragen. Weitere Details finden sich im unIT-e²-Leitfaden zum „Integrationsprozess Energieinfrastruktur“.



EMT – iMSys

Im Rahmen des Projekts wurden zwei verschiedene Kommunikationsprotokolle für die Kommunikation zwischen EMT und SE erprobt.

Die Norm IEC 61850 wurde dabei ausschließlich für die Übermittlung von Leistungslimits durch den Netzbetreiber genutzt. Hierbei zeigte sich, dass die Implementierung sogenannter Nodes herstellerspezifisch sein kann, was eine enge Abstimmung zwischen den Herstellern der lokalen Komponenten und den EMT-Systemanbietern erforderlich machte. Zudem war ein Protokollkonverter erforderlich, um die Kommunikation mit dem lokal eingesetzten EEBUS-Protokoll sicherzustellen.

Darüber hinaus wurde für die Kommunikation zwischen dem EMT (Messstellenbetreiber, MSB) und der SE (CLS-Komponente) das CLS.EEDI-Anwendungsprotokoll eingesetzt, um netz- und energiewirtschaftliche Daten auszutauschen. Dieses Protokoll unterstützt die Umsetzung der in der VDE-AR-2829-6 standardisierten EEBUS-Anwendungsfälle. Für die Nachrichtenübertragung wird das MQTT-Protokoll genutzt, das Nachrichten im JSON-Format austauscht. Neben der Übermittlung von Leistungslimits gemäß § 14a EnWG (siehe Kapitel 2.1) wurden weitere EEBUS Use Cases, wie die Begrenzung der Einspeiseleistung oder die Übertragung von Messwerten, umgesetzt. Die Implementierung und Nutzung funktionierte technisch robust.



Wirkkette: HEMS ↔ VNB, HEMS Betreiber ↔ VNB, CPO ↔ VNB

Im Rahmen des Proof of Concept (PoC) für den VNB-Cloudservice (englisch: DSO Cloudservice DCS, siehe Abbildung 1) wurde untersucht, wie VNB Notfallmaßnahmen in Liegenschaften mithilfe eines HEMS bzw. Lademanagementsystemen direkt umsetzen können. Der DCS bildet das zentrale Element der Kommunikationskette, indem er die netzanschlusspunktbezogenen Leistungsvorgaben des VNB und die Übertragung von Betriebsdaten aus den Liegenschaften koordiniert. Hierbei können über den DCS sowohl HEMS-Geräte, HEMS-Betreiber, als auch CPO und Aggregatoren in die Kommunikationsstruktur mittels der Protokolle OpenADR und MQTT eingebunden werden. Hierbei wurden für jeden umgesetzten Anwendungsfall der VDE AR-E 2829-6 (LPC, LPP, MGCP, POEN, PODF) daraus abgeleitete interoperable Nachrichtenformate und bei MQTT generisch erweiterbare Topicstrukturen definiert. Der Fokus liegt hierbei auf der Realisierung skalierbarer und einfacher Strukturen.

Für die Umsetzung der Wirkkette HEMS und VNB ist der Einbau eines HEMS notwendig, um eine Cloud-Schnittstelle zwischen der Liegenschaft und VNB-Cloud zu ermöglichen. Das DCS-Konzept wurde in der Wirkkette VNB mit HEMS und HEMS-Betreiber in Testumgebungen aufgebaut. Das Reallabor umfasste ein Einfamilienhaus mit Elektrofahrzeug und PV-Anlage sowie einen CPO mit Ladebetrieb in einem Parkhaus. Hierfür wurden u.a. reale Netzinfrastrukturdaten mit zwei Netztrafostationen in einem Netzführungssystem modelliert. Das DSO-Cloud Service Konzept eröffnet eine einfache und skalierbare Integration von HEMS oder Lademanagementsystemen in Liegenschaften. Neben der Umsetzung von Notfallmaßnahmen der VNB oder neuer Use Cases wie PODF kann der VNB mit dem DCS (Cloud2Cloud) zudem Betreiber:innen und Aggregatoren in seine Wirkkette integrieren und neue Netzbetriebsweisen entwickeln.

In länderübergreifenden Austauschen mit VNB -und Verbänden (AT,CH,CZ,F) zeigte sich, dass mit dem DCS-Konzept für VNB eine weitere Nutzung der vorhandenen Smart Meter bzw. relaisbasierter Steuerungen möglich wird und dennoch eine lokale Integration von modernen HEMS und Lademanagementsystemen gelingt. Die digitale Integration dieser neuen Systeme im DCS des VNB ist mit Industriestandards und den

im PoC genutzten international verfügbaren Protokollen OpenADR (V3.0), als auch MQTT (V5.0) umsetzbar. Die Ergebnisse der Tests des DSO Cloud Service Konzeptes und Erkenntnisse werden in der Cit-E Life Ergebnisbroschüre dargestellt.

Weiter sind die Anwendungsfälle Power Envelope (POEN) und Power Demand Forecast (PODF) mit OpenADR, als auch MQTT modelliert und sind umsetzbar. Eine Bewertung zur erzielbaren Forecastgüte für den PODF Use Case liegt mit der Machbarkeitsstudie „Evaluierung der BEMS-Fähigkeiten für KI-basierte Strombedarfs-prognose“ der FfE e.V. vor (siehe Anhang B).



Wirkkette: Technischer Aggregator ↔ Kommerzieller Aggregator ↔ Übertragungsnetzbetreiber (Marktzugang für Regelreserve)

Eines der Ziele des Forschungsvorhabens ist die Integration kleinteiliger Flexibilitäten in den Prozess für PRL. Dabei orientierte man sich an den bestehenden Präqualifikationsanforderungen (PQ). Die gewonnenen Erkenntnisse werden genutzt, um realistische Reaktionszeiten des Ladevorgangs sowie Latenzzeiten der Nachweiserbringung zu ermitteln. In der Folge können Vorschläge für die Anpassung der Präqualifikationsbedingungen mit Blick auf kleine, dezentrale Einheiten in die entsprechenden TSO-Gremien übermittelt werden. Um den PRL-Anwendungsfall mit bestehenden Standards umzusetzen, wurde als Grundlage zunächst der EEBUS Use Case POEN genutzt, um die Anforderungen größtenteils abzudecken. Darüber hinaus wurden Anforderungen an einen zusätzlichen EEBUS Use Case erarbeitet, der für die skalierbare Umsetzung des PRL Use Case in der verteilten dezentralen Erbringung durch unidirektionale Ladevorgänge ein wesentlicher Baustein wäre.

Für weitere technische Erkenntnisse und Details der Feldversuch Use Cases (inkl. PRL) wird auf die „sun-E Ergebnisbroschüre“ verwiesen.



Wirkkette: Techn. Aggregator ↔ Komm. Aggregator ↔ OI ↔ Data Provider ↔ VNB & ÜNB

Der Redispatch Use Case wurde als weiterer Use Case für systemdienliche Anwendungen im Projekt umgesetzt. Hierzu wurde ein marktbasiertes Modell, „Redispatch 3.0“, entwickelt, das Aggregatoren erlaubt, SteuVE-Angebote im Markt bereitzustellen. Flexibilitätsanbieter bieten in definierten Netzregionen aggregierte Flexibilität an. Eine organisatorische Instanz (OI) koordiniert die Angebote und fungiert als zentrale Schnittstelle zwischen dem Data Provider (connect+) und kommerziellen und technischen Aggregatoren. Dabei übernimmt die OI die Aktivierung der gepoolten Flexibilitätsangebote für die Netzregionen, teilt diese geeignet auf einzelne Flexibilitätsanbieter auf, welche dann die Steuerung der einzelnen SteuVE übernehmen. Nach einer Aktivierung erfolgt ein Erbringungsnachweis sowie die Abrechnung. Dieses Konzept wird derzeit im Rahmen kleinskaliger Pilotanwendungen des unIT-e²-Projekts unter Nutzung der EQUIGY Crowd Balancing Plattform getestet, wobei der Schwerpunkt auf der operativen Datenkommunikation und der physikalischen Umsetzung der Maßnahmen liegt. Die Datenkommunikation sowie die physikalische Umsetzung konnten im Rahmen der Feldtests erfolgreich umgesetzt werden. Eine Anbindung kleinteiliger Flexibilitäten im Rahmen eines komplementären marktbasierten Redispatch 3.0 ist somit technisch möglich, jedoch fehlen hierfür derzeit noch die entsprechenden regulatorischen Voraussetzungen. Die angenommenen Markt Design Elemente und vorgeschlagenen Monitoringinstrumente sind auf Robustheit in großskaligen Projekten zu testen.



Handlungsempfehlungen:

Bezüglich der Wirkkette Elektrofahrzeug und Wallbox ist eine flächendeckende Implementierung der ISO 15118-20 aufgrund der Funktionserweiterungen und Verbesserungen, insbesondere der reduzierten Interpretationsspielräume, gegenüber der ISO 15118-2 schnellstmöglich umzusetzen. Die Wirkkette Elektrofahrzeug, Wallbox und CPO profitiert ebenfalls von der ISO 15118-20, da hier ein Austausch weiterer Datenpunkte optional möglich ist. Übergeordnet sollte hier in den entsprechenden Gremien eine Abstimmung stattfinden, welche verpflichtenden Informationen sinnvollerweise bereitgestellt werden sollten.

Hinsichtlich der Wirkkette HEMS und lokale, steuerbare Verbrauchs- und dezentrale Erzeugungsanlagen wird der Einbau eines HEMS als eine integrierte Instanz in Liegenschaften, die über mehr als einen steuerbaren Verbraucher/ Heimspeicher im Sinne des § 9 EEG oder § 14a EnWG empfohlen. Weiter wird der Einbau eines HEMS als eine koordinierende Instanz empfohlen, um parallellaufende marktorientierte, netzdienliche und systemdienliche Use Cases, umzusetzen.

Für die Umsetzung der oben genannten Use Cases sollten die steuerbaren Einheiten (Verbraucher, Erzeuger, Speicher, etc.) sowie das HEMS in Zukunft über digitale Schnittstellen verfügen. Dementsprechend ist eine skalierbare lokale Integration dieser steuerbaren Flexibilitäten über digitale Kommunikation möglich. Im Bereich der Wirkkette Steuereinheit und HEMS und in der Liegenschaft angeschlossene Anlagen sollte das Protokoll EEBUS als Mindeststandard für die digitale Kommunikation definiert werden. Bei der internationalen Normierung im Bereich der Gebäudeoptimierung wird durch EEBUS ein Abgleich der VDE2829-6 und der IEC 62746-2 sowie der IEC 63380 (Anbindung Ladeinfrastruktur) aktiv vorangetrieben.

Der Inbetriebnahmeprozess, insbesondere zwischen Steuereinheit und nachgelagerten Geräten, sollte standardisiert und vereinfacht werden. Dies kann zum Beispiel durch ein bundeseinheitliches Portal zur Geräteanmeldung erfolgen, wie im unIT-e² Leitfaden „Integrationsprozess Energieinfrastruktur“ beschrieben.⁽⁹⁾

Für die lokale Messwertweitergabe eines SMGW aus angeschlossenen Messeinrichtungen beispielsweise an ein HEMS, bedarf es u.a. einer Diskussion bezüglich der lokalen Datenaggregation von Messwerten. Weiter muss geklärt werden, welche Messwerte standardmäßig lokal vom SMGW zur Verfügung gestellt werden. Herausforderungen bei den Mess- und Steuerkonzepten, ebenso wie das Thema unterschiedlicher Datenberechtigter im Mehrparteienhaus, gilt es mit zu berücksichtigen. Zusätzlich müssen interoperable Mindestanforderungen für das Intervall der lokalen Messwertweitergabe und die notwendigen Messgrößen aus der Liegenschaft und darin befindliche Einheiten eingehender beleuchtet werden.

Im Bereich der Wirkkette EMT System und iMSys sollte die Nutzung von CLS.EEDI bei Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) Steuerboxen aufgegriffen werden.

Die VNB sollten ihre Bemühungen zur Optimierung des Datenaustauschs intensivieren, indem sie den länderübergreifenden Dialog mit anderen VNB und Branchenverbänden ausbauen. Hierzu sollten etablierte internationale Industriestandards zugelassen und verstärkt genutzt werden, um eine verlässliche und einheitliche Basis für den grenzüberschreitenden Betrieb und die Digitalisierung



⁽⁹⁾ https://unit-e2.de/media/White_Paper_Installationsprozess_2spaltig_layout.pdf

des Netzbetriebs zu schaffen. Weiter sollte die Industrie in die Entwicklung der notwendigen und zukünftigen Netzfürhungsmechanismen eingebunden werden. So wird sichergestellt, dass die Anwendungsfälle insbesondere von HEMS und Lademanagementsystemen zu den Anwendungsfällen der Netzfürhungssysteme passen.

Aufgrund des stetigen Zuwachses an Aggregatoren sollte eine Diskussion geführt werden, wie Aggregatoren und VNB über Cloud2Cloud Lösungen Daten und Informationen austauschen können.

Insbesondere zur Umsetzung des PRL Use Case sollten technische Optionen geprüft werden, die eine performantere Umsetzung im Sinne von Zeitersparnis bei der Datenerfassung und -übermittlung ermöglichen, da die Latenzzeiten im Rahmen des unIT-e² Systemaufbaus höher sind als im bestehenden PQ-Regime vorgegeben. Hierzu muss die HEMS-Durchleitfunktion für bestimmte Anwendungsfälle performant sein, da hier eine Ursache für höhere Latenzzeiten besteht.

Zur Identifikation unzureichend definierter oder unterschiedlich interpretierter Standards sollten Interoperabilitätstests durchgeführt und anschließend die Erkenntnisse in die Gremien zurückgeführt werden. Für die Entwicklung von weiteren technischen Standards und Use Cases ist sinnvoll, branchenübergreifende Zusammenarbeit kontinuierlich fortzusetzen und frühzeitig Anforderungen an Standardisierungsgremien zu übergeben. Die Interoperabilitätstests können entweder in Laborumgebungen der jeweiligen Unternehmen oder im Rahmen von Test-Events oder sog. Plugfesten stattfinden. Solche Veranstaltungen sollten ergebnisoffen und branchen- sowie herstellerübergreifend in regelmäßigen Abständen stattfinden. Als positive Beispiele sind hier die Plugfeste von EEBus, die „Festivals“ der CharIN oder die beiden unIT-e² Plugfests zu nennen. Die Ergebnisse sollten anschließend dokumentiert werden, wie beispielsweise im Rahmen der Implementation Guideline von der EEBus Initiative e.V. für den Use Case LPC.

Veröffentlichungen:

Vollmuth, P., Ganz, K., & Kern, T. (2023). **Smart e-mobility: user potential in Germany today and in the future**. FfE. Verfügbar unter: <https://www.vde-verlag.de/proceedings-en/566134037.html>

Vollmuth, P., Hawran, J., Ostermann, A., Krug, F., Boldt, M., Abromeit, A., & Behringer, C. (2024). **Interoperabilität im Energiesystem der Zukunft - Erkenntnisse aus dem unIT-e² Plugfest**. FfE, EEBus Initiative e.V., PPC AG, Viessmann Climate Solutions SE. Verfügbar unter: <https://unit-e2.de/media/unIT-e%C2%B2-Plugfest-Whitepaper-Ergebnisse-Handlungsempfehlungen.pdf>

Hawran, J., Ostermann, A., Vollmuth, P., Boldt, M., Abromeit, A., Krug, F., Behringer, C., Zilg, A., Ruland, H., Werduen, T., Duellmann, J., Rayess, F., Wohlhaupter, F., & Stein, S. (2024). **Umsetzung der Leistungslimitierung (§ 14a EnWG) über EEBus LPC und Smart Charging über EEBus CEVC in Verbindung mit ISO 15118-2 und -20 - Herausforderungen und Handlungsempfehlungen aus dem unIT-e² Plugfest**. FfE, EEBus Initiative e.V., PPC AG, Viessmann Climate Solutions SE, KOSTAL Industrie Elektrik GmbH & Co. KG, Compleo Charging Solutions GmbH & Co. KG, Mercedes-Benz AG. Verfügbar unter: <https://unit-e2.de/media/unIT-e%C2%B2-Plugfest-Whitepaper-Auswertungen-Leistungslimitierung.pdf>

Vollmuth, P., & Hampel, M. (2023). **Synergies of electric vehicle multi-use: analyzing the implementation effort for use case combinations in smart e-mobility**. FfE. Verfügbar unter: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/5/2424>

Ostermann, A., Hawran, J., Sylla, S., & Vollmuth, P. (2023). **From electromobility use cases to an interactive system architecture: the Harmon-E SysArc in the unIT-e² project.** FfE. Verfügbar unter: <https://www.vde-verlag.de/proceedings-de/456108076.html>

Abromeit, A., Behringer, C., Boldt, M., Braun, M., Hawran, J., Hofmann, P., Jäger, J., Karatas, H., Krug, F., Lazarovici, L., Lütjen, M., Neubarth, D., Ruland, H., Scheuermann, D., Stancke, J., & Veit, L. (2024). **Harmon-E Ergebnisbroschüre.** EEBus, EWE NETZ, Fraunhofer SIT, Mercedes-Benz, PPC, Universität Passau, Viessmann Climate Solutions SE, Tennet, The Mobility House. Verfügbar unter: https://unit-e2.de/media/241105_harmon_e_broschuere.pdf

Hawran, J., Battersby, D., Ostermann, A., Stedem, P., Vollmuth, P., & Abromeit, A. (2024). **Harmonisierte Systemarchitektur zur Sicherstellung der Interoperabilität im Energiesystem der Zukunft - Ergebnisse der AG Systemarchitektur.** FfE, EEBus Initiative e.V. Verfügbar unter: <https://unit-e2.de/media/unIT-e%C2%B2-Gesamtarchitektur.pdf>

Ostermann, A., Vollmuth, P., Hawran, J., & Gugg, F. (2024). **Achieving system interoperability – A long and rocky road ahead?** FfE. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2024/10/2A_2_EMOB24_037_paper_Ostermann_Adrian.pdf

Rogg, J., & Godin, C. (n.d.). **Evaluierung der BEMS-Fähigkeiten für KI-basierte Strombedarfsprognose.** SWM, FfE.

3. Informationen und Anreize für Interessent:innen und Nutzer:innen

Benjamin Begander (Bayernwerk Netz); Heleen Wilmink (BMW Group); Corinna Schütt (EAM Netz); Johanna Kardel (Elli Volkswagen Group Charging); Michael Tomaszuk (EWE NETZ); Daniel Battersby, Elisabeth Wendlinger, Valerie Ziemsky (FfE); Sebastian Bothor (IE2S); Philipp Hofmann (Mercedes Benz); Carina Behringer (PPC); Liliane Smitmans (Schneider Electric); Konrad Rogg, Kristin Wagner, Martin Zapf (SWM); Benedikt Görig (TEN); Ulrike Schönlein (TenneT); Florian Böhnke, Marco Sebastian Breder (Universität Duisburg-Essen); Gerrit Gräper, Dorothea Koch, Leonie Müller, Simon Präse, Tom Schütte, Georg von Wangenheim, Heike Wetzels, Malte Zoubek (Universität Kassel); Corinna Braun, Sebastian Hirsch, Franziska Kellerer (Universität Passau); Harald Heinrich, Volker Hohm, Christian Linke (Volkswagen Group)

Informationsbedarf für die Kaufentscheidung

Interviews und Befragungen im Cluster Harmon-E haben gezeigt, dass bei Nutzer:innen von Ladestrategien und Komponenten einer steuerfähigen Ladeinfrastruktur Informationsbedarf sowie Unklarheit darüber besteht, woher Informationen bezogen werden können. Ein dynamischer Markt sowie sich ändernde Rahmenbedingungen, z. B. im Bereich Regulatorik, verstärken das Informationsdefizit. Vor oder während der Informations- und Kaufphase drückt sich dies durch eine gewisse Unsicherheit bei Interessent:innen von Elektrofahrzeugen und dazugehörigen Komponenten im Hinblick auf Interoperabilität, Integrierbarkeit und Rentabilität aus. So sind Interessent:innen und Nutzer:innen z. B. unsicher, welche Komponenten zusammenpassen und wie diese im Haus zu integrieren und installieren sind, oder ob die gewählten Komponenten auch langfristig rentabel sind, da durch technologische Fortschritte ältere Modelle schnell überflüssig werden könnten. Diese Informationsdefizite können z. B. im Kauf von günstigen, aber nicht interoperablen Komponenten resultieren, oder Interessent:innen gar komplett vom Kauf abhalten.

Es gibt wenige Informationen von übergeordneten Anlaufstellen, die Fragen rund um das Thema vernetzte Elektromobilität beantworten können. Während der Informations- und Kaufphase, der Customer Journey, (der „Reise der Kund:innen“ durch den gesamten Kaufprozess vom ersten Kaufimpuls und der Ideengenerierung bis zur Nachkauf- und Nutzungsphase) benötigen die Interessent:innen einfache, verständliche Auskünfte und Ansätze, mit denen ihnen die Zusammenhänge zwischen Eigenschaften des Elektrofahrzeugs und Ladestrategien sowie der einzelnen gebäudeinternen Komponenten einer steuerfähigen Ladeinfrastruktur erklärt werden. Dafür ist es erforderlich, dass branchenübergreifende und herstellerunabhängige Informationen bezüglich der Kompatibilität verschiedener Komponenten für Interessent:innen und Nutzer:innen von Elektrofahrzeugen, Ladeinfrastruktur und Steuerungskomponenten verfügbar sind.

Anreize für die Nutzung dynamischer Energietarife

Während oder nach der Kaufentscheidung für Elektrofahrzeuge können weitere Aspekte Bedeutung erlangen. Dazu gehört die Senkung der Energiekosten, beispielsweise durch die Flexibilisierung des Ladevorgangs. Eine Möglichkeit bieten dynamische Stromtarife. Stromkund:innen in Deutschland beziehen ihren

Strom aktuell fast ausschließlich über statische Tarife. Im Rahmen eines Feldversuchs im Cluster Heav-E wurden innovative Vertragsgestaltungen in Anlehnung an § 14a EnWG erprobt: In zwei Tarifen wurden sowohl eine netzorientierte Steuerung als auch dynamische Preise simuliert. Die Ergebnisse des Feldversuchs zeigen, dass sich die Teilnehmenden durchweg für einen Tarif mit dynamischen Preisen entschieden haben, was auf eine Aufgeschlossenheit gegenüber solchen Tarifmodellen hindeutet.

Neben technischen Limitationen (vgl. Kapitel 2.2) führen bestehende Adoptionsbarrieren jedoch dazu, dass dynamische Energietarife für das Laden von Elektrofahrzeugen derzeit noch selten abgeschlossen werden. Schaut man sich das genaue Barrieregefüge in diesem Kontext an, so sind zwei Barrieren besonders ausgeprägt: Einerseits bestehen die hauptsächlichen Bedenken der Nutzer:innen darin, dass diese Energietarife nur nach Anschaffung zusätzlicher Infrastruktur (bspw. Wallbox, Smart Meter und zusätzlicher App) effektiv nutzbar sind. Andererseits führt der Umstand, dass sich im direkten Umfeld der Nutzer:innen kaum Personen befinden, die bereits einen dynamischen Energietarif nutzen, zu einer eingeschränkten Sichtbarkeit dieser Energietarife. Dies wurde durch eine Befragung im Rahmen des Feldversuchs bestätigt, die gezeigt hat, dass nur knapp 5 % der Teilnehmenden einen gesonderten Stromvertrag für ihr Elektrofahrzeug abgeschlossen haben.

Weiterhin haben die Ergebnisse des Feldversuchs gezeigt, dass ein Großteil der Teilnehmenden über einen Zeitraum von mehreren Monaten durch die zeitliche Verschiebung von Ladevorgängen keine Einschränkung in ihrem Mobilitätsverhalten wahrgenommen hat. So gaben 88 % der Teilnehmenden an, dass sie sich durch eine netzbetreiberseitige Verschiebung von Ladevorgängen nicht eingeschränkt gefühlt haben. Analog dazu haben bei marktlich motivierter Verschiebung der Ladevorgänge (dynamischer Tarif) rund 87 % der Teilnehmenden angegeben, sich nicht eingeschränkt zu fühlen. Auch eine (kostenpflichtige) Widerspruchsoption gegen eine potenzielle Dimmung wurde kaum in Anspruch genommen. Insgesamt wurden lediglich 6 % der möglichen Widerspruchsoptionen genutzt, wobei als häufigster Grund für die Nichtnutzung die nicht wahrgenommene Einschränkung in der Mobilität angegeben wurde. Die öffentlichkeitswirksame Kommunikation derartiger Ergebnisse kann zu einem Abbau der Adoptionsbarrieren dynamischer Energietarife beitragen.

Exkurs: Differenzierte Betrachtung von Mehrparteienhäusern

Im urbanen Umfeld ergeben sich durch die hohe Besiedelungsdichte, die Vielzahl von Mehrparteienhäusern und dem Mix aus Alt- und Neubauten besondere Herausforderungen. Im Gegensatz zu Einfamilienhäusern, auf die sich die praktische Umsetzung konzentrierte, ist die Rollenaufteilung in Mehrparteienhäusern komplexer und erfordert eine differenzierte Betrachtung. Mehrparteienhäuser vereinen in den Domänen Wohnen, Parken und Laden und Gebäudeversorgung eine Vielzahl an Akteuren mit unterschiedlichen Aufgaben und Interessen.

Zwischen den Akteuren können widersprüchliche Interessen entstehen. Nicht in jedem Fall kann die Flexibilität der einzelnen Domänen gleichzeitig, vollständig und unabhängig voneinander optimiert werden. Deshalb bedarf es der Koordination zwischen und innerhalb der Domänen, um die Auslastung des Netzanschlusspunktes optimal zu verteilen. Die Kombination von unterschiedlichen Tarifen für einzelne Wohnungen und deren zugeordneter Ladepunkt (Wallbox) steigert die Komplexität im Mehrparteienhaus noch weiter. Beispielsweise ist unklar, ob und wie Einsparungen aus der lokalen Optimierung an die beteiligten Akteure verteilt werden. Voraussetzung für die marktliche und netzbetreiberseitige Ansteuerung von Mehrparteienhäusern sind Standardisierung (vgl. Kapitel 2.2) und die noch nicht abschließend geregelte gesamthafte Verantwortung des Netzanschlusspunktes des Mehrparteienhauses.



Handlungsempfehlungen:

Hersteller und Organisationen mit Kontakt zu Interessent:innen und Nutzer:innen

Interessent:innen und Nutzer:innen benötigen für die Kaufentscheidung von Elektrofahrzeugen und dazugehörigen Lade- und Steuerungskomponenten zugängliche und vollumfängliche Informationen, um die Funktion und Kompatibilität der Systeme sicherzustellen. Auch sollte stärker auf eine verständliche Kommunikation von Angeboten wie dynamischen Energietarifen, die durch Kopplung an die Strombörsen marktliche Anreize setzen und seit dem 1.1.2025 von allen Energieversorgern angeboten werden müssen, gesetzt werden. Gleichzeitig gilt es über das Angebot von preisoptimiertem Laden einen erhöhten kundenseitigen Anreiz für die Beteiligung an derartigen Ladeservices zu schaffen.

4. Ökonomische und ökologische Vorteile für Nutzer:innen und System

Heleen Wilmink (BMW Group); Thomas Hartmann (Consolinn); Daniel Battersby, Kirstin Ganz, Patrick Vollmuth, Daniela Wohlschlager, Jakob Zahler (FfE); Sebastian Bothor, Philipp Terzenbach (IE2S); Philipp Hofmann, Cayan Karatas, Thomas Moskal (Mercedes-Benz); Johannes Bauer, Menna Elsobki, Marius Tillmanns, Richard Woeste (RWTH Aachen); Arnd Hofmann (Universität Duisburg-Essen)

Die Elektromobilität kann sowohl ökonomisch als auch ökologische Vorteile bieten. Dies gilt zum einen für den Vergleich von Elektrofahrzeugen zu herkömmlichen Verbrennerfahrzeugen. Zum anderen kann der Vergleich des intelligent gesteuerten und bidirektionalen Ladens zu ungesteuertem Direktladen bezogen auf die Use Cases der intelligenten Elektromobilität gezogen werden. In unIT-e² wurden sowohl die Vorteile für Fahrzeugnutzer:innen als auch die systemische Perspektive analysiert. Dabei ist wichtig zu verstehen, dass Zielkonflikte zwischen den einzelnen Aspekten der Systemintegration, Ökologie und Ökonomie bestehen, die sich nicht immer in einem Gesamtoptimum niederschlagen können.

Vorteile aus Sicht der Nutzer:innen

Für manche Fahrzeugklassen sind die Gesamtkosten für Elektrofahrzeuge (Anschaffung, Betrieb, etc.) heute schon günstiger als die Gesamtkosten vergleichbarer Verbrennerfahrzeuge.⁽¹⁰⁾ Allerdings gilt vor allem für kleinere Fahrzeugklassen, dass Elektrofahrzeuge häufig in der Anschaffung noch teurer sind. Aus ökologischer Perspektive zeigen Elektrofahrzeuge bereits mit heutigem Strommix geringere Treibhausgas (THG)-Emissionen im Betrieb im Vergleich zu Verbrennern auf. Bei ähnlichen Produktionsbedingungen ergibt der Vergleich hingegen bei Elektrofahrzeugen höhere Umweltwirkungen in der Herstellung. Der ökologische „Break-Even“, d.h. die Kompensation der herstellungsbedingten höheren Treibhausgase durch verringerte Emissionen im Betrieb, wird bei kleineren Fahrzeugklassen mit typischerweise kleineren Batteriekapazitäten schneller erreicht.⁽¹¹⁾ Grund dafür ist primär die energie- und rohstoffintensive Produktionsphase der Fahrzeugbatterie. Durch Bemühungen der Hersteller für nachhaltige Produktionsprozesse kann dieser Fußabdruck verringert werden. Das intelligent gesteuerte Laden, vor allem bidirektionales Laden, kann zudem zu einer erhöhten Nutzung erneuerbarer Energien beitragen und somit zur schnelleren Erreichung des ökologischen Break-Evens führen.⁽¹²⁾ Bezogen auf das intelligent gesteuerte Laden bzw. Entladen im Falle von bidirektional ladefähigen Fahrzeugen gilt, dass Nutzer:innen in allen untersuchten Use Cases gegenüber dem ungesteuerten Laden Stromkosten einsparen können. Werden anfallende Mehrkosten der Technologien mit einbezogen, so sind die Kosten für intelligent gesteuertes und bidirektionales Laden jedoch nicht immer günstiger als für ungesteuertes Direktladen.⁽¹³⁾ Unter den aktuellen Rahmenbedingungen lohnen sich die Use



(10) <https://unit-e2.de/news/univerit-e2-total-cost-of-ownership-modellierung>



(11) <https://unit-e2.de/news/konferenzbeitrag-lca-elektrofahrzeuge-oekologischer-break-even-leitfaden>



(12) <https://unit-e2.de/news/systemische-rueckwirkungen-ladestrategien-umweltbilanz-elektrofahrzeuge>



(13) <https://unit-e2.de/news/paper-prospects-of-v2g-multi-use-profitability-and-emissions-of-smart-and-bidirectional-charging-today-and-2030-ver%C3%B6ffentlicht>

Cases finanziell aus Sicht der Nutzer:innen also nicht immer (z. B. doppelte Besteuerung bei bidirektionalem Laden). Bezogen auf die betriebsbedingten THG-Emissionen zeigt sich, dass nur für manche Use Cases Einsparungen im Vergleich zu ungesteuertem Direktladen erzielt werden können. Für einen Teil der Use Cases nehmen die THG-Emissionen zu, da kostenoptimiert und nicht emissionsoptimiert geladen wird.⁽¹³⁾

Systemischer Nutzen von intelligenter Elektromobilität

Die systemisch optimierte Nutzung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen (intelligent gesteuerte und bidirektionale Fahrzeuge) kann unter bestimmten Rahmenbedingungen das Energiesystem als kostengünstige Flexibilitätsoption und zur Sicherung der Versorgungssicherheit unterstützen. Aus ökologischer Perspektive beschleunigt die systemische Nutzung mittelfristig die Integration von erneuerbaren Energien. Grundsätzlich erhöht eine hohe Ansteckrate an den Ladepunkt der Nutzer:innen das Flexibilitätspotenzial und daher ist es wichtig, das Anstecken in geeigneter kundenzentrierter Art und Weise anzureizen. Außerdem ist die Ausgestaltung möglicher Verteilnetzrestriktionen relevant. So ist das Vorgehen nach § 14a EnWG weniger einschränkend als eine grundlegende Reduktion der Ladeleistung, wie teilweise in anderen Ländern gehandhabt. Falls große Anreize für den Hochlauf von systemisch genutzten Elektrofahrzeugen vorliegen, reduziert dies langfristig die Strompreise und vor allem die Volatilität der Preise, wodurch die durch Use Cases möglichen Kostenersparnisse der einzelnen Nutzer:innen sinken. Bei der Modellierung des Energiesystems der Zukunft ist vor allem bei der Berücksichtigung von Netzrestriktionen ein detaillierter regionaler Hochlauf der Elektromobilität abzubilden.⁽¹⁴⁾

Aus ökologischer Perspektive kann vor allem der großflächige Einsatz bidirektionaler Ladestrategien einen systemischen Mehrwert darstellen. So kommt eine vergleichende lebenszyklusbasierte Analyse zum Ergebnis, dass die Nutzung von Fahrzeugbatterien als flexible Speicheroption fürs Energiesystem den Bedarf an stationären Batteriespeichern in Deutschland um bis zu 117 GWh reduzieren kann. Dadurch können nicht nur Emissionen, sondern vor allem Ressourcen eingespart werden. Die Studie zeigt außerdem, dass V2G-Laden mittelfristig (2030 - 2035) die Dekarbonisierung der Stromerzeugung beschleunigt, indem die zusätzliche Speicherkapazität zur effizienteren Integration erneuerbarer Energien führt.⁽¹⁵⁾

Es gibt zudem großes Potenzial durch intelligente Nutzung der Fahrzeugspeicher auch Netzengpässe auf höheren Spannungsebenen zu managen. Um dieses Potenzial zu nutzen, werden marktbasierende Ansätze diskutiert, welche die Problematik des Inc-Dec-Gamings aufweisen können. In unIT-e² wurde dies sowie mögliche Mitigationsstrategien (wie kapazitäts- bzw. leistungspreisbasierte Vergütung und stochastische Nichtbezugschlagungen) theoretisch und simulativ untersucht, wobei die Ergebnisse auf einer annahmebasierten Modellierung beruhen. Im Zuge einer Metaanalyse existierender Publikationen wurde darüber hinaus herausgearbeitet, dass insbesondere die Wirksamkeit von Mitigationsstrategien daher weiter im Rahmen einer großskaligen Pilotierungsphase untersucht werden sollte.



(14) <https://unit-e2.de/news/iaee-konferenz-2022-spatially-distributed-charging-profiles-evs>



(15) <https://unit-e2.de/news/systemische-rueckwirkungen-ladestrategien-umweltbilanz-elektrofahrzeuge>



Handlungsempfehlungen:

Politik

Falls staatliche Anreize für Elektrofahrzeuge bzw. deren systemische Nutzung geplant sind, sollten diese so ausgestaltet werden, dass vor allem ein ökologisch vorteilhaftes Gesamtsystem gewährleistet wird. Dazu zählen neben dem Fahrzeug auch die Use Cases, die längerfristig systemisch vorteilhaftes Laden und Entladen im Energiesystem gewährleisten.

Hersteller

Das gesteuerte Laden, vor allem bidirektional, kann zur erhöhten systemischen Integration von erneuerbaren Energien und somit zu Reduktion betriebsbedingter Emissionen von Elektrofahrzeugen führen. Automobil- und Komponentenhersteller (bspw. von Ladeinfrastruktur) können zusätzlich durch nachhaltige Produktionsprozesse zur Verringerung der Umweltwirkungen aus der gesamten Lebenszyklusperspektive beitragen. Dazu zählen eine Materialreduktion, die Nutzung umweltfreundlicherer Materialien und Recycling.

Hersteller und Politik

Da ökonomische Vorteile nicht immer auch ökologischen Vorteilen entsprechen, sollten Anbieter, Hersteller und Politik die jeweiligen Vorteile eines Use Cases den Nutzer:innen klar verständlich und zutreffend erklären. Die Wahl liegt dann bei den Kund:innen.

Veröffentlichungen:

Ganz, K., & Helmer, N. (2024). **Assessing the impact of smart charging electric vehicles in the future German energy system**. FfE. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/SEST61601.2024.10694454>

Ganz, K., Kern, T., & Hinterstocker, M. (2024). **Systemic evaluation of PV self-consumption optimization using electric vehicles**. FfE. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.3390/wevj15030098>

Vollmuth, P., Wohlschlager, D., Wasmeier, L., & Kern, T. (2024). **Prospects of electric vehicle V2G multi-use: Profitability and GHG emissions for use case combinations of smart and bidirectional charging today and 2030**. FfE. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123679>

Wohlschlager, D., Reinhard, J., Stierlen, I., Neitz-Regett, A., & Fröhling, M. (2024). **Green light for bidirectional charging? Unveiling grid repercussions and life cycle impacts**. FfE, TUM. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2024.100195>

Wohlschlager, D., Kockel, C., & Praktiknjo, A. (2022). **Reviewing comparative LCAs for battery electric vs. internal combustion engine vehicles for passenger cars**. FfE, RWTH Aachen. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/welche-parameter-beeinflussen-die-oekobilanz-von-elektrofahrzeugen/>

Wohlschlager, D., Kigle, S., Schindler, V., Neitz-Regett, A., & Fröhling, M. (2024). **Environmental effects of vehicle-to-grid charging in future energy systems – A prospective life cycle assessment**. FfE, TUM. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123618>

Bauer, J., Letmathe, P., & Woeste, R. (n.d.). **Total cost of ownership for battery electric vehicles: The role of energy prices**. RWTH Aachen.



Schlusswort

Michael Hinterstocker (FfE)

Als Forschungskonsortium sind wir vor über drei Jahren angetreten, um innovative Lösungen für die intelligente Netzintegration von Elektrofahrzeugen sowie weiterer Flexibilitätsoptionen im Energiesystem zu entwickeln, in der Praxis zu erproben und zu evaluieren. Dabei wurde die Projektstruktur von Anfang an so angelegt, dass konkurrierende Ansätze und unterschiedliche Schwerpunkte in den verschiedenen Teilprojekten parallel verfolgt werden können und somit einerseits eine größere Vielzahl an Randbedingungen und Anwendungsfällen abgedeckt werden kann, andererseits aber auch ein Wettbewerb der Konzepte die Identifikation der geeignetsten Lösungen ermöglicht. Diese Vorgehensweise hat sich als sehr zielführend erwiesen, um in einem derart dynamischen und sich schnell entwickelnden Umfeld, wie es die Elektromobilität derzeit darstellt, Anforderungen sowohl der verschiedenen beteiligten Marktrolle als auch der Politik, der Regulatorik und natürlich der betroffenen Kund:innen berücksichtigen und im Prozess abbilden zu können.

Mit Blick auf das bevorstehende Projektende wurden nun die in dieser Clusterstruktur gewonnenen Erkenntnisse zusammengeführt und konsolidiert, um so gemeinsame Handlungsempfehlungen ableiten zu können. Dafür wurden im Rahmen eines strukturierten Syntheseprozesses die Kernergebnisse der Teilprojekte gesammelt und als Grundlage für die Ausarbeitung des vorliegenden Berichts in verschiedenen Arbeitsgruppen genutzt. Dieser zeigt, dass durch die Vielfalt der Konsortialpartner, welche alle relevanten Rollen vom Automobilhersteller bis zum Energieversorger abdecken und von Forschungsinstituten verschiedener Fachrichtungen unterstützt werden, ein ganzheitliches Bild für eine sinnvolle Weiterentwicklung der Interaktionen zwischen Kund:in, Fahrzeug, Netz und Energieerzeugung erarbeitet werden konnte. Aus unserer Sicht als Gesamtprojektleitung des Konsortialprojekts zeigt sich hier der große Vorteil der gemeinsamen, interdisziplinären Arbeit.

Wir möchten uns bei allen Projektpartner:innen herzlich für die gelungene Zusammenarbeit über die Projektlaufzeit bedanken und freuen uns darauf, die weitere Umsetzung der Lösungen in den operativen Betrieb begleiten zu dürfen.

Anhang A: Das Vorgehen zur Ergebnissynthese

Valerie Ziemsky, Patrick Vollmuth (FfE)

Die Projektergebnisse wurden zum Projektende in einem Syntheseprozess konsolidiert. Ziel ist der Transfer von Projektergebnissen in Form von Handlungsempfehlungen für die beteiligten Stakeholder. Im Rahmen der Ergebniserfassung wurden die Projekterkenntnisse in die folgenden Themenbereiche unterteilt:

- Netzintegration von Elektromobilität
- Skalierbarkeit und Standardisierung
- Informationen und Anreize für Nutzer:innen
- Ökonomische und ökologische Vorteile für Nutzer:innen und System

Nach diesen Themen sind auch die Kapitel des Ergebnisberichts aufgebaut.

Um die von über 30 Projektpartnern in sechs Clustern gewonnenen Erkenntnisse als zentrale unIT-e² Projektergebnisse in den Themenbereichen aufzubereiten, wurde eine Synthese-Methodik entwickelt. Zunächst wurden je Cluster zwei bis vier zentrale Erkenntnisse diskutiert und abgestimmt. Die Erkenntnisse wurden den fünf vorgegebenen Themenbereichen und Unterkategorien zugeordnet und schriftlich in Steckbriefen festgehalten (veröffentlicht in einem separaten Dokument). Anschließend wurden die Clusterergebnisse von der FfE gesichtet und je Themenbereich aggregiert, um allgemeine Aussagen treffen zu können. Während der Aggregation wurden die Kategorien angepasst. Daraus wurden letztendlich vier Kategorien erarbeitet, zu denen die Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen eingeordnet wurden.

Die von der FfE aufbereiteten Ergebnisse wurden in einer zweiten Bearbeitungsrunde gemeinsam mit den Projektpartner:innen weiterentwickelt. Dabei teilten sich die Expert:innen den einzelnen Kapiteln zu und überarbeiteten diese in Arbeitsgruppen. Zusätzlich konnten in dieser Phase über die Steckbriefe hinaus weitere, inzwischen gewonnene Erkenntnisse integriert werden. Durch die erneute Überarbeitung der synthetisierten Ergebnisse durch die fachspezifischen Projektpartner:innen entstand ein konsistentes und umfassend abgestimmtes Gesamtbild. Neben diesem Synthesebericht zum Gesamtprojekt umfasst die unIT-e² Abschlussdokumentation vier weitere Ergebnisberichte aus den Clustern Harmon-E, sun-E, Cit-E-Life und Heav-E.

Anhang B: Weiterführende Veröffentlichungen

Schilcher, M., Neff, S., & Münderlein, J. (2023). **Controlling the reactive power demand of a distribution grid by coordinated action of electric vehicle chargers.** Bayernwerk Netz GmbH. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.3390/en16145502>

Zahler, J., Vollmuth, P., & Ostermann, A. (2024). **Unlocking the potential: An in-depth analysis of factors shaping the success of smart and bidirectional charging in a cross-country comparison.** FfE. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.3390/en17153637>

Jooß, N., Blume, Y., Papke, A., & Hilpert, J. (2023). **Einfluss der Befreiung von Strompreisbestandteilen auf den Use Case vehicle to grid.** FfE, Stiftung Umweltenergierecht. Verfügbar unter: <https://www.vde-verlag.de/proceedings-de/456108144.html>

Papke, A., & Hilpert, J. (n.d.). **Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen – Rechtsrahmen und Hemmnisse.** Stiftung Umweltenergierecht.

Weiß, A., Springmann, E., & Hecker, M. (2024). **Determination, evaluation and validation of representative low-voltage distribution grid clusters.** FfE. Verfügbar unter: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/17/4433>

Ostermann, A., Bajrami, V., & Bogensperger, A. (2024). **Short-term forecasting of German generation-based CO2 emission factors using parametric and non-parametric time series models.** FfE. Verfügbar unter: <https://energyinformatics.springeropen.com/articles/10.1186/s42162-024-00303-9>

Ostermann, A., & Haug, P. (2024). **Probabilistic forecast of electric vehicle charging demand: Analysis of different aggregation levels and energy procurement.** FfE. Verfügbar unter: <https://energyinformatics.springeropen.com/articles/10.1186/s42162-024-00319-1>

Ostermann, A., Dossow, P., & Ziemsky, M. (2022). **Design and application of the unIT-e² project use case methodology.** FfE. Verfügbar unter: <https://www.mdpi.com/2032-6653/14/1/13>

Breder, N., Hofmann, F., Bucksteeg, M., & Weber, C. (2024). **Economic analysis of behavioral aspects of electromobility with a focus on consumer behavior - A review.** Universität Duisburg-Essen. Verfügbar unter: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4930057

Anhang C: Stellungnahmen von Projektpartnern zu den dargestellten Projektergebnissen

Stellungnahme der Volkswagen Group

Die Ergebnisse und Erkenntnisse des Projektes unIT-e², in dem Lösungen zur Verbindung von Elektromobilität und Energiesystem, entwickelt und in Feldtests überprüft wurden, bilden nach Meinung der Volkswagen Group eine wichtige Grundlage für die zukünftig noch stärkere Nutzung von Elektrofahrzeugen zur Optimierung des Energiesystems für Betreiber und Nutzer.

Folgende Ergebnisse sind für die Volkswagen Group zentral:

- 1. Beobachtungen zur Kundenakzeptanz:** Ein Großteil der Teilnehmenden im Feldtest hat durch die Verschiebung von Ladevorgängen keine Einschränkungen in ihrem Mobilitätsverhalten wahrgenommen. Auch konnte eine große Aufgeschlossenheit gegenüber dynamischen Tarifen beobachtet werden.
- 2. Vorteile für Nutzer und Energiesystem:** Weiterhin hat das Projekt noch einmal bestätigt, dass Elektromobilität Vorteile für Nutzer und das Energiesystem bietet. So kann smartes und bidirektionales Laden eine kostengünstige Flexibilitätsoption bieten und Versorgungssicherheit unterstützen.

Das Projekt unIT-e² zeigt eindrucksvoll: Elektrofahrzeuge sind Teil der Lösung!

Elektrofahrzeuge fügen sich nahtlos ein in das hoch komplexe Zusammenwirken der Akteure des Energiesystems. Für die Überwindung punktueller Zielkonflikte (bspw. Flexibilität Netz versus Markt), bedarf es der Orchestrierung durch klare, baldige und nachhaltige regulatorische Rahmenbedingungen.

Hierbei ist stets Anreizen (bspw. über flexible und dynamische Tarife / Netzentgelte) der Vorzug zu geben, um das Zielbild des aktiven und verständigen Kunden zu fördern.

Auch muss der regulatorische Rahmen für das bidirektionale Laden (speziell Vehicle-to-Grid (V2G)) vorbereitet werden, um das Potenzial zeitnah nutzen zu können.

Schwerpunkt der Volkswagen Group war die Arbeit im Feldtest des Cluster Heav-E. In diesem Cluster wurde über einen Zeitraum von mehreren Monaten mit über 60 Feldtestteilnehmern die netzdienliche Nutzbarkeit von Elektrofahrzeugen durch das Orchestrieren der Flexibilität (Verschieben der Ladezeitpunkte) über monetäre Anreize oder Informationen erfolgreich nachgewiesen. Dabei empfanden sich die Feldtestteilnehmer mit Elektrofahrzeug bei Nutzung der netzdienlichen Flexibilität nicht eingeschränkt. Dies gilt mit jeweils weit über 80 % der Teilnehmer auch für marktlich-optimierte Ladevorgänge; selbst eine mögliche Veto-Funktion gegen einen Eingriff in den Ladezeitpunkt wurde nur vereinzelt genutzt. Außerdem wurden selbst komplexere Tarifgestaltungen von den Feldtestteilnehmern als (sehr) gut verständlich wahrgenommen.

Die Volkswagen Group bedankt sich beim Konsortium für die enge und erfolgreiche Zusammenarbeit und beim Projektträger DLR für die Betreuung des Vorhabens, sowie beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz für die Förderung des Projekts.

Stellungnahme von Bayernwerk Netz, EWE NETZ, Stadtwerke München und Thüringer Energienetze

Wir, die beteiligten Verteilnetzbetreiber, begrüßen die Ergebnisse des Forschungsprojekt unIT-e² und sehen darin einen bedeutenden Schritt in Richtung einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Energieversorgung.

Durch die intelligente Steuerung und Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz können Lastspitzen abgeflacht und die Netzstabilität verbessert werden. Dies trägt maßgeblich zur Erhöhung der Effizienz und Zuverlässigkeit unserer Netze bei. Die im Projekt entwickelten Lösungen ermöglichen eine netzdienliche und marktoptimierte Ladung von Elektrofahrzeugen, was sowohl die Netzbelastung reduziert als auch die Nutzung erneuerbarer Energien fördert. Durch die praxisnahen Feldversuche und die enge Zusammenarbeit aller Beteiligten entstanden wertvolle Erkenntnisse, auf deren Basis zukunftsweisende Lösungen für eine moderne Energiewirtschaft umgesetzt werden könnten.

Ein zentraler Punkt von uns Verteilnetzbetreibern ist, neben der vorrangigen, netzdienlichen Steuerung, die Anpassung der Netzentgeltsystematik in der Niederspannung an die neuen Anforderungen. Das entsprechende Positionspapier aus dem Teilprojekt Grid hebt hervor, dass die aktuellen mengenbasierten Netzentgelte den veränderten Nutzerverhalten nicht mehr gerecht werden. Mit dem vorgeschlagenen Modell der leistungsbezogenen Netzentgeltpauschalen wird als zentraler Punkt eine faire und transparente Kostenverteilung angestrebt, die sowohl die Integration von Elektrofahrzeugen als auch die Nutzung von PV-Anlagen und anderen dezentralen Erzeugern berücksichtigt. Das Modell setzt Anreize für ein selbstoptimiertes Verhalten der Kunden, ohne dabei auf externe Privilegierungen, wie z. B. Sonderentgelte, zurückgreifen zu müssen. Dadurch wird ein verursachungsgerechtes und leicht verständliches System vorgeschlagen, welches die Netzentgelte in der Niederspannung auf die einzelnen Nutzergruppen nach ihrer tatsächlichen Nutzung aufteilt. Für diese Neuausrichtung müssen nun die regulatorischen Hürden genommen und ein stabiles Fundament errichtet werden.

Abschließend werten wir das Projekt unIT-e² als eine wegweisende Initiative, die die digitale Energiewende vorantreibt und die Integration der Elektromobilität und weiterer Großverbraucher in das Energiesystem auf ein neues Niveau hebt. Wir freuen uns darauf, die Ergebnisse des Projekts in unsere tägliche Arbeit zu integrieren und gemeinsam mit unseren Partnern die Energiewende weiterhin erfolgreich zu gestalten.

Stellungnahme von EWE NETZ

Aufbauend auf dem Projekt unIT-e² werden Steuerungsprozesse in der Niederspannung im nächsten Schritt operationalisiert

Im Zusammenschluss mit verschiedensten starken Partnern aus der Branche hat EWE NETZ den technischen Durchbruch im Projekt unIT-e² erreicht und sich damit beim Thema „Steuern in der Niederspannung“ wesentlich weiterentwickelt. Die Mitarbeit im Cluster Harmon-E sowie im Teilprojekt Grid brachten maßgebliche Erkenntnisse darüber neue Vorgehensweisen zu etablieren, bestehende Systeme anzupassen und innovative Konzepte zu entwickeln und zu erproben.

Im neunmonatigen Feldtest wurde die gesamte Wirkkette für das netz- und marktdienliche Steuern erprobt. Netzdienliche Steuerungsmaßnahmen (oder „Dimmvorgaben“) wurden durch einen Niederspannungsnetzregler initiiert und im nächsten Schritt sicher über das CLS-Management-System des Messstellenbetreibers bis zum Smart-Meter-Gateway prozessiert. Komforteinbußen beim Kunden waren dabei nicht feststellbar. Die Koexistenz von netz- und marktdienlicher Steuerung wurde dazu in ersten Ansätzen nachgewiesen. Datenaustauschprozesse zwischen Kundenliegenschaften und Marktakteuren wurden untersucht und Konzepte für die skalierbare Inbetriebnahme entwickelt.

Der Feldtest hat zudem gezeigt, dass die Umsetzung der netzdienlichen Steuerung nach § 14a nicht zum Selbstzweck eines VNBs umgesetzt wird. Vielmehr stellt der Einsatz der Dimmung als ultima ratio eine zwingende Voraussetzung dar, um im Fall von extremen Leistungsspitzen die Netzstabilität zu gewährleisten.

Mit unIT-e² haben wir gemeinsam mit Partnern eine sichere und zukunftsorientierte Basis für die digitale Infrastruktur und die Umsetzung energiewirtschaftlicher Prozesse geschaffen. Die Skalierung dieses Wegs stellt nun den nächsten logischen Schritt sämtlicher betroffener Stakeholder dar. Wie im Projekt muss auch zukünftig die Interoperabilität durch klar definierte Anwendungsfälle in den Fokus gestellt werden. Ganz wesentlich sind an dieser Stelle der lokale Protokollstandard, aufbauend auf der VDE AR 2829-6 Reihe (EE-BUS), sowie dazu passende zentrale Protokolle zwischen den energiewirtschaftlichen Marktakteuren. Für die zentrale Kommunikation empfiehlt sich die Weiterentwicklung der technischen Marktkommunikation gemäß Universalbestellprozess. Dabei ist im ersten Schritt eine Orientierung an bestehenden EEBUS Anwendungsfällen und die Berücksichtigung von TAF10 Messwerten besonders relevant.

Durch den massiven Zuwachs von Kleinstflexibilitäten in der Niederspannung wird neben dem beschriebenen technischen Steuerungspfad auch die Überarbeitung der Netzentgeltsystematik im Fokus stehen. Vorausschauend befasste sich das Teilprojekt Grid mit diesem Themenfeld. In einer stets partnerschaftlichen Arbeitsweise wurden Konzepte mit unterschiedlichen Innovationsgraden entwickelt. Das Konzept der gestuften Netzentgeltpauschalen befasste sich z. B. mit der Sicherstellung der Bezahlbarkeit der Netznutzung, ohne dabei die Verursachungsgerechtigkeit zu vernachlässigen. Im Zentrum steht hierbei eine leicht verständliche Netzentgeltsystematik, die auf den Eigenanreiz, d. h. seine Leistungsbeanspruchung zu optimieren, setzt und auf Einsatz von Sonderentgelten verzichtet. Durch die Berücksichtigung der Einspeisung wird die Umverteilung der Netzkosten auf alle Netznutzergruppen ausgeweitet und somit das Netzentgeltniveau positiv beeinflusst.

Alle Konzepte des Teilprojekts sind fertig entwickelt und warten im nächsten Schritt auf die Einbringung in die BNetzA-Konsultation zur Anpassung der Netzentgeltsystematik.

Stellungnahme der BMW Group

Der Syntheseergebnisbericht des Projekts unIT-e² verdeutlicht, wie durch sektorübergreifende Zusammenarbeit die Integration von Elektromobilität in das Energiesystem vorangetrieben werden kann. Die Projektergebnisse stellen einen wesentlichen Schritt hin zu einer nachhaltigen Mobilität und einer resilienten Energieinfrastruktur dar.

Ein zentrales Ziel des Projekts war die Entwicklung und Erprobung interoperabler und innovativer Lösungen für das intelligente Laden von Elektrofahrzeugen. Dies ist aus Sicht der BMW Group von besonderer Bedeutung, da die Akzeptanz und Verbreitung der Elektromobilität maßgeblich von der Einfachheit, Erklärbarkeit und Zuverlässigkeit des Ladeerlebnisses abhängen. Durch die enge Zusammenarbeit mit Partnern aus Energiewirtschaft, aus anderen Industriebereichen und der Forschung konnte die BMW Group auf Basis realer Praxiserfahrungen Fortschritte in der Harmonisierung von Prozessen und -standards erzielen. Hierzu zählen insbesondere die Umsetzung der vier Feldtest-Anwendungsfälle nach § 14a, zur effizienten Nutzung dynamischer Preistarife, zur optimalen Nutzung des bei den Feldtestkunden erzeugten PV-Stroms sowie des Anwendungsfalls Primärregelleistung im Cluster sun-E, in dem die BMW Group die Leitung übernahm.

Allerdings zeigen sich bei anderen zentralen Themen wie der Reformierung der Netzentgelte sowie des Konzepts zur Koordination und Allokation noch erhebliche Herausforderungen. Die vorgeschlagenen Ansätze zur Neugestaltung der Netzentgelte sind ein richtiger Schritt, um die Flexibilität von Elektrofahrzeugen zu fördern und Netzengpässe zu reduzieren. Dennoch bleiben Fragen offen, insbesondere in Bezug auf die Praktikabilität und Akzeptanz der theoretisch erarbeiteten Reformansätze auf regulatorischer und wirtschaftlicher Ebene. Es sollte stets auf ein sinnvolles Gleichgewicht zwischen den Bedarfen des Netzbetriebs und anreizbasierten Ansätzen geachtet werden, weiter muss auf die Kompatibilität mit bestehenden netzdienlichen und marktlichen Mechanismen geachtet werden. Die in ergänzenden Veröffentlichungen und weiteren Teilprojekten vorgestellten Ideen zur differenzierten Preisgestaltung und zur Steuerung sowie Koordination von Ladeprozessen durch variable Netzentgelte und andere Mechanismen erfordern umfassendere Tests und eine intensivere Abstimmung mit der Praxis. Hierfür bedarf es in der weiteren Ausarbeitung noch konkreter praktischer Umsetzungspläne.

Die BMW Group bedankt sich beim Konsortium für die engagierte und erfolgreiche Zusammenarbeit und beim Projektträger DLR für die Betreuung des Vorhabens sowie beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz für die Förderung des Projekts.

Stellungnahme von EEBUs e.V. und PPC AG

Die Ergebnisse des Projekts zeigen: Die iMSys-Infrastruktur ist fit für die Zukunft!

In monatelangen Feldtests wurden Millionen von Messdaten zur Netzzustandsüberwachung über das intelligente Messsystem (iMSys) zuverlässig erfasst und übertragen. Auf dieser Basis konnte auch nachgewiesen werden, dass die Steuerung nach § 14a EnWG über intelligente Messsysteme praxistauglich und cybersicher funktioniert. Die Komponenten hinter dem SMGW konnten clusterübergreifend und damit interoperabel ausgetauscht werden, wobei die Leistungsreduzierung durch den VNB jederzeit zuverlässig umgesetzt wurde. Das Projekt bestätigt damit, dass die iMSys-Infrastruktur eine interoperable und cybersichere Basis für die Übertragung aller energiewirtschaftlich relevanten Daten (ERD) und darüber hinausgehender Informationen darstellt. Damit kann das iMSys nicht nur zur Messdatenerfassung genutzt werden, sondern stellt auch den geeigneten Kommunikationsweg zur Übermittlung von Steuerungsinformationen an die Kundenanlage dar. Smart Meter Gateways sind somit „Smart Grid Gateways“, die neben dem Metering alle notwendigen Funktionen bieten, um ein sicheres intelligentes Verteilnetz (Smart Grid) betreiben zu können.

Nach den rechtlichen Entwicklungen der letzten Jahre (GNDEW, MSBG, ...) gibt es nun einen funktionierenden und stabilen Rechtsrahmen für den Rollout und Betrieb der iMSys. Dieser gewährleistet Planungssicherheit für den Markt, der innovative Produktlösungen wie variable Tarife, Direktvermarktung oder Flottenmanagement anbieten möchte. Gleichzeitig ist das iMSys die Voraussetzung für den schnellen Netzanschluss von Energiewendeanlagen, der nur dann erfolgen kann, wenn auch die Steuerung dieser Anlagen über das iMSys vorgesehen ist.

Klarstellung: Die iMSys-Infrastruktur ist - im Gegensatz zu lokal eingesetzten EMS - keine Kundenanlage!

Im Rahmen des Projektes wurde die Austauschbarkeit der Komponenten hinter der iMSys-Infrastruktur, also aller Kundengeräte wie EMS oder Wallboxen, nachgewiesen. Die Verantwortung für den sicheren Betrieb und die Datenanbindung der intelligenten Messsysteme liegt ausschließlich beim Messstellenbetreiber (MSB), wodurch eine klare rechtliche und organisatorische Zuordnung gewährleistet ist. Um den Datenschutz und die Datensicherheit jederzeit zu gewährleisten, müssen ERD- und Steuerprozesse laut MSBG und BNetzA zwingend über ein SMGW erfolgen.

Dieser Weg wird auch auf europäischer Ebene mit Blick auf die Cybersicherheit zunehmend in den Fokus genommen und hat Vorbild Charakter. Jegliche Übermittlung ERD über eine C2C-Schnittstelle zwischen VNB und EMS ist cybersicherheitstechnisch für den Einsatz in kritischer Infrastruktur nicht vergleichbar. Dies gilt insbesondere wegen der ganzheitlichen Betrachtung von Sicherheitsaspekten im Ökosystem von iMSys und dem gesamten Lifecycle (bspw. sichere Produktion, Betrieb von Backendsystemen, nicht korrumpierbare Geräteauslieferung). Zudem würden neue Definitionen und Sicherheitszertifizierungen absehbar zu jahrelangem Stillstand führen und den Rollout bremsen sowie dem Markt die Planungssicherheit nehmen. Der Gesetzgeber, das BSI und die BNetzA haben sich intensiv mit der Schaffung einer cybersicheren Struktur beschäftigt, diese rechtlich verankert und erheblich in Standards und sichere Lösungen investiert.

Fazit: Die iMSys-Infrastruktur ist der einzig gesetzeskonforme, sichere und zukunftsorientierte Weg für die Steuerung und den Betrieb energiewirtschaftlicher Prozesse. Energiewirtschaftlich relevante Daten sind konsequent über intelligente Messsysteme zu übertragen und im Sinne einer

resilienten Infrastruktur ist zu prüfen, ob weitere Daten von der cybersicheren SMGW-Plattform profitieren können. Eine Empfehlung aus dem Projekt unIT-e² auf proprietäre und unzureichend abgesicherte Lösungen ist vor dem Hintergrund der Bedrohungslage für kritische Infrastrukturen und der Notwendigkeit eines schnellen, bereits laufenden (iMSys) Rollouts abzulehnen. Zudem stellt die VDE 2829-6 die etablierte Grundlage für die Übermittlung von ERD dar. Auch wenn derartige Daten über MQTT übermittelt werden ist konsequent der etablierte Standard einzuhalten um Interoperabilität zu gewährleisten.

Impressum

Beyond the Road – Finaler Ergebnisbericht des Projekts unIT-e²

Version 2

Weitere Abschlussdokumente:

- Beyond the Road – Ergebnisbericht des Projekts unIT-e² Version 1 zur Konsultation
- Beyond the Road – Begleitdokument zum unIT-e² Ergebnisbericht (Version 1)
- [Ergebnisbroschüre Cluster Harmon-E](#)
- [Ergebnisbroschüre Cluster Heav-E](#)
- [Ergebnisbroschüre Cluster sun-E](#)
- [Ergebnisbroschüre Cluster Cit-E-Life](#)

Herausgeber

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München

Erscheinungsdatum

Januar 2025

Projektleitung

Michael Hinterstocker (FfE)

Gesamtprojektleitung
+49 89 158121 53
mhinterstocker@ffe.de

Daniel Battersby (FfE)

Stellv. Gesamtprojektleitung
+49 89 158121 90
dbattersby@ffe.de

Elisabeth Wendlinger (FfE)

Stellv. Gesamtprojektleitung
+49 89 158121 28
ewendlinger@ffe.de

Projektpartner

Bayernwerk Netz GmbH, BMW Group, Consolinn Energy GmbH, EAM Netz GmbH, EEBUS Initiative e.V., EWE Go GmbH, EWE Netz GmbH, Flavia IT Management GmbH, Ford Werke GmbH, FfE, Fraunhofer SIT, Kostal Industrie Elektrik GmbH, Lechwerke AG, Mercedes-Benz Group AG, Power Plus Communications AG, Regionalmanagement Nordhessen GmbH, RWTH Aachen, Schneider Electric GmbH, Stadtwerke Düsseldorf AG, Stadtwerke München GmbH, Stiftung Umweltenergierecht, TenneT TSO GmbH, The Mobility House GmbH, Thüringer Energienetze, Universität Kassel, Universität Duisburg-Essen, Universität Passau, UnternehmerTUM GmbH, Viessmann Climate Solutions SE, Volkswagen Group

Weitere Informationen

www.unit-e2.de

DOI

10.34805/ffe-01-25

Förderkennzeichen

01MV21UN01

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages





unit-e2.de