



Beyond the Road – Begleitdokument zum unIT-e² Ergebnisbericht

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



DLR Projektträger

Förderkennzeichen: 01MV21UN01

UN | IT | E²

Reallabor für verNETzte E-Mobilität

Inhalt

Einleitung.....	1
Harmon-E.....	2
Heav-E.....	10
Cit-E-Life.....	14
TP Forschung.....	21
TP Grid.....	32

Einleitung

Im Projekt „unIT-e² – Reallabor für verNETzte E-Mobilität“ haben über 30 Projektpartner in sechs Teilprojekten an verschiedenen Themen rund um die erfolgreiche Integration der Elektromobilität in das Energiesystem gearbeitet.

In diesem Begleitdokument zum unIT-e² Ergebnisbericht „Beyond the Road“ sind Hintergründe und weiterführende Informationen zu den Projektergebnissen aus den Clustern und Teilprojekten dargestellt. Konkret wurden sogenannte Steckbriefe zu den wichtigsten Themen der einzelnen Cluster und Teilprojekte durch die Partner erstellt. Die Steckbriefe wurden clusterintern ausgearbeitet, diskutiert und freigegeben.

Diese Steckbriefe bilden die Grundlage, auf der der unIT-e² Ergebnisbericht „Beyond the Road“, Stand Juli 2024, erstellt wurde. Der genaue Prozess zur Ergebnissynthese wird im Ergebnisbericht beschrieben.

Harmon-E Steckbrief 1

Name der Erkenntnis:	Standards vereinfachen die Interoperabilität, sind aber ohne vollumfängliche und branchenübergreifende Integrationstests nicht hinreichend für eine fehlerfreie Interaktion von Komponenten.
Thema:	Skalierbarkeit und internationaler Kontext
Kategorie:	Interoperabilität, fehlerfreie Interaktion von Komponenten
Adressaten:	Normungsgremien, Komponentenhersteller
Ausgangssituation und Problemstellung:	
- Für die Kommunikation von Wallbox, Elektrofahrzeug, Netzbetreiber, iMSys Infrastruktur und EMS sind viele Standards vorhanden (z. B. IEC 61851, ISO 15118, VDE-AR-E 2829-6-1, IEC 63380, OCPP). - Diese Standards werden vom Großteil der Hersteller unterstützt und sorgen dafür, dass die Kommunikation zwischen den Komponenten verschiedener Hersteller grundsätzlich möglich ist. - Es besteht jedoch das Risiko, dass die Standards stellenweise lückenhaft sind bzw. dass die Hersteller die Standards unterschiedlich interpretieren. Dies kann zu einem geringfügig unterschiedlichen Verhalten der einzelnen Komponenten führen, was allerdings große Auswirkungen auf die Interoperabilität des Gesamtsystems haben kann.	
Relevante Entwicklungen:	
- Zukünftige Standards werden entwickelt und bestehende Standards weiterentwickelt (z. B. IEC 61851, ISO 15118, VDE-AR-E 2829-6-1, IEC 63380, OCPP). - Die Politik schreibt für bestimmte Anwendungsfälle vor, dass Standards geschaffen werden sollen, wodurch eine Basis für Interoperabilität ermöglicht wird (siehe z. B. für § 14a EnWG, TR-03109-5).	
Cluster-Aktivitäten:	
Feldtest Wernsing: - Tests der Harmon-E Use-Cases Peak-Shaving, netzdienliches Laden und marktoptimiertes Laden an der hierfür installierten Ladeinfrastruktur mit 10 von Mercedes-Benz bereitgestellten Elektrofahrzeuge unterschiedlicher Modelle (EQA, EQB, EQC und EQE). Feldtest Viessmann-Haus: - Tests der Harmon-E Use-Cases (z. B. netzdienliches Laden, preisoptimiertes Laden, systemdienliches Laden) an einem Einfamilienhaus mit einem Elektrofahrzeug, einer Wallbox, einem SMGW, einem CLS Gateway und einem HEMS - Kommunikation zwischen Elektroauto und Wallbox über ISO 15118-2; Kommunikation zwischen Wallbox, SMGW und HEMS über EEBUS; Kommunikation zwischen CLS Backend und CLS Gateway über CLS.EEDI	

Feldtest EWE:

- Tests der Harmon-E Use-Cases (z. B. netzdienliches Laden, preisoptimiertes Laden) an einem Verbund aus 19 Einfamilienhäusern mit je einem Elektrofahrzeug, einer Wallbox, einem SMGW, einem CLS Gateway und einem HEMS
- Kommunikation zwischen Elektroauto und Wallbox über IEC 61851; Kommunikation zwischen CLS Backend und CLS Gateway über CLS.EEDI; Kommunikation zwischen SMGW, CLS Gateway und HEMS über EEBUS

Erste Schlussfolgerungen:

- Durch die Nutzung von Standards wurde die Kommunikation zwischen iMSys und verschiedenen HEMS-Systemen (be.storaged, Viessmann) in den Feldtests ermöglicht
- Durch ein standardisiertes SMGW und eine CLS Steuereinrichtung können verschiedene Geräte in allen Feldtests über das Backend des MSBs angesprochen werden (Steuerbox bei Wernsing, CLS GW bei EFH Kund:innen)

Handlungsbedarf:

Feldtest Wernsing:

- Bei netzdienlichem Laden mit kurzen Ladepausen (0 kW, zur Simulation von Netzengpässen) kann die Ladeleistung aufgrund einer hohen Anzahl von Einstellungs- und Spezifikationskombinationen nicht verlässlich wieder erhöht werden. Zur Behebung möglicher Fehler sind Spezifikationslücken zwischen Fahrzeug und Ladestation zu klären.

Feldtest Viessmann-Haus:

- Bei PV-optimiertem Laden mit niedrigen Leistungen (< 4.2 kW) über ISO 15118-2 beendete das Elektroauto nach einiger Zeit den Ladevorgang. Durch erneutes Einstecken des Ladekabels konnte der Ladevorgang neu gestartet werden. Zur Behebung möglicher Fehler sind Spezifikationslücken zwischen Fahrzeug und HEMS zu klären.
- Die Erstellung und Auswertung von Ladeplänen über ISO 15118-2 wird von jedem Hersteller (HEMS und Elektroauto) individuell gestaltet, wodurch sich ein erhöhtes Fehlerpotenzial ergibt.
- Teilweise liegen widersprüchliche Angaben in ISO 15118-2 und dem als äquivalent behandeltem EEBUS CEVC vor (z. B. welche Datenpunkte optional sind)

Feldtest EWE:

- Wird die Begrenzung der Ladeleistung über IEC 61851 auf 0 kW reduziert, dann beendeten einige Fahrzeuge den Ladevorgang und luden nach einer Aufhebung der Begrenzung nicht weiter. Zur Behebung möglicher Fehler sind Spezifikationslücken zwischen Fahrzeug und Wallbox zu klären.

Ausblick (Projektintern):

- Lösung von konkreten Problemen sofern möglich durch iteratives Testen, Anpassungen von Software und bilaterale Absprachen
- Rückführung von Problemen in Normungsgremien

Handlungsoption (Projektextern):

- Frühzeitige Interoperabilitätstests (Plugfeste) zur Identifikation unzureichend definierter Standards oder unterschiedlicher Interpretationen.
- Rückführung von Erkenntnissen aus dem Feld in die Normungsgremien und Erstellung von Handlungsempfehlungen bzw. Weiterentwicklung von Normen.
- Frühzeitige Erstellung von Zertifizierungstest-Spezifikationen und entsprechende (verpflichtende) Zertifizierung von Geräten

Kontakt:

Fabian Krug (Viessmann Climate Solutions SE) kugf@viessmann.com

Harmon-E Steckbrief 2

Name der Erkenntnis:	Die Kund:innen benötigen bei der Customer Journey zugängliche und vollumfängliche Informationen, um der Unsicherheit beim Thema „vernetzte Elektromobilität“ zu begegnen.
Thema:	Nutzer:innenperspektive von Elektromobilität
Kategorie:	Nutzer:innenverhalten und Customer Journey
Adressaten:	alle Firmen/Unternehmen und Organisationen/ Projektpartner, die mit den Nutzer:innen im Bereich der vernetzten Elektromobilität Kontakt haben
Ausgangssituation und Problemstellung:	
• Aktuell herrscht noch sehr viel Unwissen bei den Kund:innen, die sich für vernetzte Elektromobilität interessieren, was sich in Unsicherheit in der Informations- und Kaufphase ausdrückt. • Die Kund:innen sind derzeit überfordert, an wen sie sich für welche Informationen wenden sollen. • Kund:innen kaufen evtl. Komponenten, die nicht richtig miteinander harmonieren, da sie nicht alle wichtigen Informationen besitzen. • Auch gibt es wenige Informationen, von übergeordneten Anlaufstellen, die diese Fragen beantworten könnten. • Schon während der Informationsphase und in der Kaufphase der Customer Journey benötigen die Kund:innen einfache, verständliche Informationen und Ansätze, mit denen ihnen die Zusammenhänge der vernetzten Elektromobilität sowie der einzelnen Komponenten erklärt werden.	
Relevante Entwicklungen:	
• Im dynamischen Markt der vernetzten Elektromobilität ändern sich die Rahmenbedingungen für die NutzerInnen stetig (z. B. technische Standards oder Förderungen, die das Interesse an den einzelnen Komponenten begünstigen oder verringern, etc.). • Unternehmen müssen sich hier mehr auf die Kund:innen und deren Interessen fokussieren und nicht nur auf die Weiterentwicklung der Technologie	
Cluster-Aktivitäten:	
• Es wurden interne Cluster-Partnergespräche sowie Cluster-Workshops zur Customer Journey durchgeführt sowie eine Panel Befragung mit rund 800 Befragten und Tiefeninterviews mit 8 Probanden. • Hier hat sich gezeigt, dass insb. bei Komponenten, die sich mit der Vernetzung der Elektromobilität im Haushalt beschäftigen (wie z. B. das HEMS oder SMGW) der Kenntnisstand der Kund:innen sehr gering ist. • Ebenso gestaltet sich für Kund:innen die gesamte Informationssuche schwierig, da Händler oder Installateure häufig nicht tief genug informiert sind. Das bedeutet, dass wenn ein Installateur oder Autohausverkäufer beraten und informieren soll, sind die Kund:innen davon abhängig, dass dieser auf dem neuesten Stand der Dinge ist und die Zeit hat, jede Kund:in (kostenlos) zu beraten. Außerdem ist es möglich, dass die	

Kund:innen sich bei den falschen Ansprechpartnern melden und sich somit selbständig, vor allem im Internet, informieren müssen.
Handlungsbedarf:
Die Kund:innen müssen schon während der Informationsphase sowie in der Kaufphase der Customer Journey vermehrt an die Hand genommen werden, z. B. durch eine unabhängige Institution, die gezielte Kommunikationsmaßnahmen zur vernetzten Elektromobilität verbreitet, um die Informationslücken der Kund:innen zu schließen und Unsicherheiten/Hemmnissen vorzubeugen.
Ausblick (Projektintern):
- Nun braucht es eine branchenübergreifende und herstellerunabhängige Verfügbarkeit von Informationen, die den Kund:innen die Zusammenhänge der vernetzten Elektromobilität sowie der einzelnen Komponenten tiefgreifend erklärt. - Im Cluster arbeitet die Universität Passau bereits an entsprechenden Gestaltungs- und Kommunikationskonzepten, die diese Herausforderungen adressieren sollen. - Bisher wurde ein Konzept zur vernetzten Elektromobilität mit Fokus auf dem HEMS und der Vernetzung im Haushalt in einer Online-Panel Befragung getestet. - Zwei weitere Konzepte zur Thematik „Wartezeit“ und „Nudging“ werden im Laufe der Projektzeit konzipiert und getestet, die die Kund:innen in besonders prägnanten Momenten und an sehr wichtigen Touchpoints in der Customer Journey unterstützen sollen.
Handlungsoption (Projektextern):
- Diese Konzepte können als Anhaltspunkt für Komponentenhersteller und Beratungsstellen dienen, um Kund:innen besser abzuholen und diese vollumfänglich während ihrer Customer Journey zu informieren und unterstützen. - Somit kann auch die Nutzer:innenakzeptanz der vernetzten Elektromobilität sowie einzelner Komponenten erhöht werden.
Kontakt: Corinna Braun (Universität Passau) corinna.braun@uni-passau.de

Harmon-E Steckbrief 3

Name der Erkenntnis:	Markt- und netzdienliche Anwendungsfälle schließen sich nicht gegenseitig aus, sondern können schon heute im Einklang an einer Liegenschaft koexistieren
Thema:	Netzintegration von Elektromobilität
Kategorie:	Netz- und marktdienliches Engpassmanagement
Adressaten:	Netzbetreiber, Vermarkter, Energielieferanten
Ausgangssituation und Problemstellung:	
Gegenwärtig sind weder markt- noch netzdienliche Anwendungsfälle in nennenswerter Anzahl und in übertragbarer Form im Kontext der Niederspannung bzw. der Kleinstflexibilitäten verbreitet. Aufgrund verschiedener Zielsetzungen und Interessen der Stakeholder (bspw. Netzbetreiber, Energielieferanten, Vermarkter) herrschten mitunter Vorbehalte in Hinblick auf die Effektivität und Wirksamkeit der unterschiedlichen, theoretisch diskutierten Instrumente, insbesondere dann, wenn mehrere Anwendungsfälle zeitgleich umgesetzt werden sollen.	
Relevante Entwicklungen:	
Während der Projektlaufzeit haben sich die Rahmenbedingungen maßgeblich verändert und weiterentwickelt. Inzwischen liegt mit der Verordnung der BNetzA zum § 14a EnWG eine verbindliche Regelung zur Anbindung der signifikanten Lasten vor. Hierdurch sind die Verteilnetzbetreiber, sowie die Hersteller von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zum zügigen Handeln aufgefordert, um eine rasche Netzintegration der Anlagen zu ermöglichen. Gleichzeitig steht eine neue technische Richtlinie vom BSI kurz vor der Veröffentlichung (BSI TR-03109-5). In dieser werden die Mindestanforderungen an die Kommunikationsadapter definiert, welche die Anbindung zwischen dem SMGW und den steuerbaren Anlagen der Kund:ineneinrichtung definieren. Bei der Kommunikation zwischen den energiewirtschaftlichen Marktpartnern sind ebenfalls neue Anforderungen unter dem Begriff des „Universalbestellprozesses“ vom BDEW erlassen worden. Hiermit entstehen erste Rahmenbedingungen, damit marktdienliche und netzdienliche Steuerung übergreifend funktionieren kann und gleichzeitig eine Transparenz über die konkreten Steuerhandlungen hergestellt wird.	
Cluster-Aktivitäten:	
Im Cluster Harmon-E konnte die technische Wirkkette zum netz- und marktdienlichen Steuern im Rahmen der Feldtestaktivitäten demonstriert werden. Dabei wurde auf der Basis der digitalen Schnittstelle in die Liegenschaft (VDE AR-2829-6) aufgezeigt, wie der technische Weg vom Netzführungssystem des VNB, über ein CLS-Managementsystem des zuständigen MSB, über das Energiemanagementsystem der Liegenschaft, über die Ladeinfrastruktur bis hin zum batterieelektrischen Fahrzeug aussehen kann. Aufbauend auf dieser Basis wurde demonstriert, dass marktdienliche Anwendungsfälle in Form von dynamischen Energiepreisen die Akzeptanz von Steuereingriffen erhöhen können und häufig einen positiven netzdienlichen Effekt haben. Die erhöhte Gleichzeitigkeit, die durch die dynamischen Preise punktuell auch einen negativen netzdienlichen Effekt verursachen kann, wird über die netzdienlichen Eingriffsmöglichkeiten im Sinne der BNetzA Verordnung sicher aufgefangen.	

Die netz- und marktdienlichen Anwendungsfälle stehen somit nicht im Widerspruch, sondern ergänzen sich positiv in Hinblick auf die Akzeptanz und Wirksamkeit. Nach Auswertung der Nutzerbefragung ist zudem kein spürbarer Komfortverlust zu erwarten.

Handlungsbedarf:

Der Feldtest hat neben der technischen Machbarkeit auch aufgezeigt, dass die Abhängigkeiten und die Anzahl der involvierten Komponenten sehr hoch sind. Die notwendigen technischen Standards sind weitestgehend vorhanden, aber noch nicht vollumfänglich umgesetzt.

Somit entsteht u.a. folgender Handlungsbedarf:

- Fahrzeug und Ladeinfrastruktur:
 - Vollständige Umsetzung min. der ISO 15118-2
 - Umfangreiche Interoperabilitätstests zwischen den relevanten Komponenten
 - Einheitlicher Umgang mit Ladepausen.
- Ladeinfrastruktur / EMS / MSB-Hardware:
 - Kommunikation zwischen EMS und Ladeinfrastruktur nicht einheitlich, aber Verantwortungsbereich der Liegenschaft -> Mindestanforderungen sind zu definieren
 - Installationsprozess zwischen EMS und MSB-Kommunikationsadapter inkl. skalierbarer Schlüsselaustauschprozeduren sind noch in der Entwicklung
- Marktpartnerkommunikation:
 - Umsetzung der Universalbestellprozesse und Integration in die MSB-Installationsprozesse sind noch umzusetzen und zu erproben.
 - Sternförmige Messwertbereitstellung über die Backendsysteme des MSB sind bisher nicht vollständig berücksichtigt und in den Marktprozessen zu erweitern.

Ausblick (Projektintern):

Weitere Evaluation der Feldversuchsergebnisse hinsichtlich der Vereinbarkeit von Markt- und netzdienliche Anwendungsfällen

Handlungsoption (Projektextern):

- Analog zur Transparenz für die Marktteilnehmer zur netzdienlichen Steuerung, sollte zukünftig auch eine Transparenz über die aktivierten marktdienlichen Anwendungsfälle hergestellt werden. Dies ist letztendlich ein Baustein für eine vorausschauender bzw. prognosebasierte Netzführung.
- Darüber hinaus ist abschließend zu klären, welche Anwendungsfälle und Daten über das iMSys ausgetauscht werden müssen und welche Daten über die 2te WAN-Verbindung zulässig sind.
- Die Prozesse und Verantwortungen zwischen einzelnen Marktteilnehmern (Markt <–> Netz) bedürfen weiterer Definition und Abgrenzung. Insbesondere bei der Vertragsbeziehung zum Kund:innen, der einhergehenden Vergütung/Abwicklung und der technologischen Anbindung an die Kund:innenanlage sollten die Rollen klarer definiert werden, um einen reibungslosen Ablauf rund um die Flexibilitätsdienstleistungen zu ermöglichen.
- Ein Vorschlag bzgl. des Installationsprozesses (SKI-Austausch) wurde im Rahmen von unIT-e² erarbeitet ([unIT-e² Leitfaden zum „Integrationsprozess Energieinfrastruktur“](#)). Hierbei wurden eine kurz- und mittelfristige Lösung entwickelt. Diese gilt es schnellstmöglich zu etablieren.

Kontakt:

Wiegand Lütjen (EWE Netz) wiegand.luetjen@ewe-netz.de

Jakob Jaeger (EWE Netz) jakob.jaeger@ewe-netz.de

Patrick Tapken (EWE Go) patrick.tapken@ewe-go.de

Stefan Hansen (EWE Go) stefan.hansen@ewe-go.de

Adrian Ostermann (FfE) aostermann@ffe.de

Patrick Vollmuth (FfE) pvollmuth@ffe.de

Philipp Hofmann (Mercedes Benz) philipp.hofmann@mercedes-benz.com

Lukas Veit (The Mobility House) lukas.veil@mobilityhouse.com

Anniko Abromeit (EEBUS) abromeit@eebus.org

Heav-E Steckbrief 1

Name der Erkenntnis:	Vielfalt technischer Systeme
Thema:	Netzintegration von Elektromobilität
Kategorie:	Standardisierung
Adressaten:	Normungsorganisationen
Ausgangssituation und Problemstellung:	
• Es existieren unterschiedliche Schnittstellen, um die Leistungsabgabe zu begrenzen oder zu unterbrechen. • Die ursprünglich favorisierte Lösung einer Steuerung über OCPP 1.6 bei privaten Wallboxen funktioniert in der Realität nur selten ohne individuelle Zusatzaufwände, was im Cluster anders eingeschätzt wurde. Ursachen dafür sind u. a. unterschiedliche Anbindungsmöglichkeiten (LTE, WLAN, ...) sowie geschlossene Systeme, auf welche Dritte nicht oder nur mithilfe der Backend-Systeme der Hersteller zugreifen können. • Problematisch sind dabei die unterschiedlichen Kombinationen von Wallboxen und Elektrofahrzeugmodellen innerhalb der Testgruppe von 67 Personen, welche verschiedene Voraussetzungen zur Teilnahme am Feldtest mit sich bringen und dass insgesamt kein zentraler Zugriff auf Wallboxen verschiedener Hersteller erfolgen kann.	
Relevante Entwicklungen:	
• Zukünftig erfolgt die Steuerung aller Voraussicht nach über das Smart Meter Gateway (SMGW), den Messstellenbetreiber (MSB) sowie den Verteilnetzbetreiber (VNB). Handlungsbedarf besteht bei der Definition der Prozesse zwischen VNB, MSB und SMGW. • “[Im Rahmen des beschlossenen § 14a EnWG sind] die Netzbetreiber [...] unter angemessener Beteiligung aller relevanten Marktpartner und in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur [bis 01.10.2024] dazu verpflichtet[,] bundeseinheitliche Empfehlungen [...] zu den Anforderungen an die technische Ausgestaltung der physikalischen und logischen Schnittstellen der Steuerungseinrichtung zum Anschluss und zur Übermittlung des Steuerbefehls an eine steuerbare Verbrauchseinrichtung oder an ein Energie-Management-System (EMS) [zu erarbeiten].” (Tenorziffer 2 aus dem Beschluss der BK6 der BNetzA im Festlegungsverfahren zur Ausgestaltung des § 14a EnWG).	
Cluster-Aktivitäten:	
• Erfassung der Eigenschaften und Kompatibilität der im Feld verbauten Wallbox-Modelle • Entwicklung von herstellerepezifischen Lösungen zur Anbindung der verbauten Wallboxen an die für den Feldtest entwickelten IT-Systeme • Erprobung von Lademodellen entsprechend der wissenschaftlichen Fragestellungen	
Handlungsbedarf:	
• In Einzelfällen erfolgt eine wenig reaktive Kommunikation mit den Herstellern von Wallboxen hinsichtlich technischer Herausforderungen, was die vollumfängliche Teilnahme einzelner Personen verhindert.	

Ausblick (Projektintern):

- Prototypische Anbindung der Infrastruktur intelligenter Messsysteme (iMSys) zur Erprobung der IT-Systeme im Rahmen eines Interoperabilitätstest.

Handlungsoption (Projektextern):

- Informationen zur technischen Umsetzung der Anforderungen aus § 14a EnWG zur Skalierung der für den Feldtest entwickelten netz- und marktdienlichen Lademodelle
- Interoperabilität zwischen den bestehenden Kommunikationsprotokollen mithilfe von standardisierten Schnittstellen

Kontakt:

Christian Dobler-Eggers (Regionalmanagement Nordhessen)
dobler-eggers@regionnordhessen.de

Heav-E Steckbrief 2

Name der Erkenntnis:	Gering wahrgenommene Einschränkung durch netzorientierte Steuerungen und variable Preise
Thema:	Nutzerperspektive von Elektromobilität
Kategorie:	Nutzerverhalten
Adressaten:	Verteilnetzbetreiber
Ausgangssituation und Problemstellung:	
- Stromkund:innen in Deutschland beziehen ihren Strom aktuell fast ausschließlich über statische Tarife. Die Einbindung der Elektromobilität in das Stromnetz wird jedoch nutzerseitige Flexibilität erfordern. Für die Sicherstellung dieser Flexibilität bieten sich unterschiedliche Vertragsgestaltungen an. - Eine potenziell große Hürde für die Nutzerakzeptanz stellt die Ablehnung der Flexibilitätsbereitstellung aufgrund von Einschränkungen im Lade- und Mobilitätsverhalten dar.	
Relevante Entwicklungen:	
- Im Rahmen von § 14a EnWG ist die Steuerung von Verbrauchseinrichtungen inkl. Elektrofahrzeugen im Notfall seit dem 01.01.2024 beschlossen. Als Kompensation für die Bereitstellung dieser Flexibilität können die Endkunden zwischen einer pauschalen oder verbrauchsabhängigen Kompensation wählen. - Im September 2023 wurde ein zweieinhalbjähriger Feldtest im Raum Braunschweig beendet, bei dem unter anderem das gesteuerte Laden von Elektroautos und dessen Nutzerakzeptanz untersucht wurde. Die Ergebnisse zeigen, dass ein Großteil der Teilnehmer:innen keine Einschränkung in ihrem Mobilitätsverhalten wahrgenommen hat, was sich mit den bisherigen Ergebnissen des Feldtests im Cluster Heav-E deckt (Link zur Pressemitteilung der Thüga).	
Cluster-Aktivitäten:	
- Für den Feldtest im Cluster Heav-E wurden verschiedene Ladetarife zur Steuerung des Ladeverhaltens von Teilnehmer:innen entwickelt und befinden sich aktuell in Erprobung. - Begleitend wurden relevante Fragestellungen für die Erfassung von Nutzererfahrungen und Bewertungen der verschiedenen Ladetarife ausgearbeitet. - Im Rahmen des Feldtests wurde im Januar 2024 die erste von mehreren geplanten Zwischenbefragungen durchgeführt, welche diese Fragestellungen enthalten. - Die Ergebnisse der Zwischenbefragung zeigen, dass die Mehrheit der Teilnehmer:innen sich von den unterschiedlichen Ladetarifen nicht in ihrem Mobilitätsverhalten eingeschränkt fühlen.	
Handlungsbedarf:	
Die bisher erfassten Nutzererfahrungen sind als stichprobenartig zu betrachten. Für eine umfassende Aussage über die Erfahrungen bezüglich Einschränkungen im	

Mobilitätsverhalten in den einzelnen Ladetarifen werden weitere Beobachtungen benötigt. • Des Weiteren sollten die Einschätzungen der Teilnehmer:innen mit den tatsächlich erfassten Ladedaten abgeglichen werden, um diese aussagekräftig auswerten zu können.
Ausblick (Projektintern):
• Im Rahmen des Feldtests im Cluster Heav-E werden im Verlauf des Feldtests weitere Zwischenbefragungen durchgeführt. • Die bisher erfassten Ladedaten werden mit den Einschätzungen der Teilnehmer:innen abgeglichen, wobei der Fokus auf der tatsächlichen Einschränkung liegen soll.
Handlungsoption (Projektextern):
• Die Ergebnisse bieten eine erste Entscheidungsgrundlage für Angebote seitens Verteilnetzbetreiber. • Verteilnetzbetreiber sollten sich auf die Schaffung technisch notwendiger Infrastruktur für die kundenseitige Bereitstellung von Flexibilität fokussieren. Insbesondere die Digitalisierung des Niederspannungsnetzes trägt zur Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen bei. Eine lokale Echtzeitüberwachung der Netzauslastung ermöglicht den netzdienlichen Einsatz kundenseitiger Flexibilität.
Kontakt: Christian Dobler-Eggers (Regionalmanagement Nordhessen) dobler-eggers@regionnordhessen.de

Cit-E-Life Steckbrief 1

Name der Erkenntnis:	Eine stimmige Domänenzuordnung vom "Kunden" und zugehöriger Wirkungsmechanismen ist für Mehrparteienhäuser bislang nicht gegeben.
Thema:	Skalierbarkeit und internationaler Kontext Generelle/übergreifende Feststellung
Kategorie:	Energiesystemrückwirkungen, Multi-Use-Anwendungen, Nutzerverhalten
Adressaten:	Gesamtprojekt und Politik
Ausgangssituation und Problemstellung:	
Mehrparteienhäuser erfordern eine differenzierte Betrachtung von Use Cases und deren Wirkungen nach einzelnen Domänen. Der „Kunde“ und Use Cases werden oftmals nicht stringent den Domänen Wohnungen, Parken/Laden oder Gebäudeversorgung zugeordnet und vermischt. Ferner gilt es, die Wirkungspunkte dieses Akteurs am Anfang einer Wirkungskette der Use Cases genauer zu betrachten. Bei der Netzintegration ist die Wirkungskette für den DSO entscheidend. Ein DSO kümmert sich als Akteur um das Leistungsmanagement mit (Netz-)„Kunden“ (Liegenschaftsbesitzer, oder Ladepunktbetreiber) bezogen auf einen Netzanschlusspunkt: • Die Kundengruppe Eigentümer/Liegenschaftsverwalter verantwortet über den Netzanschlussvertrag den Leistungsbezug der gesamten Liegenschaft. Für die Bemessung der Netzanschlussleistung eines Mehrfamilienhauses sind alle drei Domänen, d.h. inklusive Wohnungen relevant. • Die Kundengruppe Eigentümer/Liegenschaftsverwalter hat maßgeblichen Einfluss auf die Wirkungskette eines DSO. Sie entscheidet über Anlagen/Systemen und evtl. Betreiber in den Domänen Gebäudeversorgung, sowie Parken/Laden. • Eine netzorientierte Steuerung eines DSO in der privaten Domäne Wohnung ist in einem Mehrfamilienhaus nicht darstellbar. Selbst für Gebäudebesitzer ist eine private Wohnung nicht per se in eine gebäudeinterne Steuerung integrierbar. Auch der erreichbare Grad einer Automatisierung von Reaktionen auf (marktliche) Preis-signalen ist in der Domäne Wohnung gering. Es erfordert Aktionen der Bewohner. • Die Bewohner der Domäne Wohnung eines Mehrparteienhauses haben zudem sehr unterschiedliche Kundenrollen – z. B. als Kunde eines Energielieferanten, als Endkunden von OEMs (Fahrzeuge), als Ladepunktnutzer oder als Kunden des ggf. für das Gebäude verantwortlichen Ladepunktbetreibers. Fazit: • Es ist somit davon auszugehen, dass eine (monetäre) Optimierung der einzelnen „Kunden“-Interessen durchaus nicht zu einem für alle Kundenrollen maximalem Ergebnis führen wird. • Vielmehr entstehen sehr widersprüchliche Interessen zwischen netzdienlichen (lokale Netzsituation), (Börsen-) Strompreis-orientierten (deutschlandweite Systembilanz) und/oder Eigenverbrauchsinteressen. • Änderungen des Verbrauchsverhaltens von Kunden/Nutzern sind abzugrenzen von dem Themenbereich Netzintegration von Systemen in der Liegenschaft.	

Für eine Wirkungskette des DSO bzw. Für eine Netzintegration sind nur Systeme in den Domänen Gebäude und Laden/Parken relevant.

Relevante Entwicklungen:

In den letzten 10 Jahren gab es im Endkundensegment trotz in Europa millionenfach ausgerollter Smart Meter keinen Markterfolg von Industrieprodukten für automatisierte, tarifgesteuerte Energieverbrauchsoptimierung mit brauner/weißer Ware in Wohnungen. Ob das dynamische Netzentgelte ändern, ist offen.

In Mehrparteienhäusern ist bei Wohnungen erst durch Balkonkraftwerke ein neuer Impuls für Eigenstromverbrauchsoptimierung spürbar geworden. Von einer Integration in ein Gebäude-management oder eine Netzsteuerbarkeit ist man dabei noch sehr weit entfernt. Nur in Neubauten ist ggf. die Domäne Wohnung mit der im Gebäudekeller verorteten Gebäudeversorgung nebst Smart Meter vernetzt.

Bei Gebäudeeigentümern liegt der Fokus bei Industrieprodukten auf Gebäudeeffizienz oder Lademanagement. Der Trend geht eindeutig zu in der Cloud gemanagten Systemen (PV + Speicher), Wärmepumpen. Neben Anlagen-Wartungsservices können Käufer über neue Produktservices auch zusätzliche Erlöse am Energiemarkt erzielen.

Diese neue Generation an aggregierbarer Anlagen oder e-Autos eines OEM sind keineswegs vom DSO oder TSO steuerbare oder integrierbare Systeme. Ein erfolgreicher Angang zur Integration von Produkt-Clouds erfordert einen europäischen Lösungsweg und Standards mit der Industrie.

Cluster-Aktivitäten:

- Der geplante Feldversuch, der die Wirkungskette DSO-MSB-BEMS-e-Auto in einem MFH beleuchten sollte, konnte bei SWM wegen einer umfangreichen IT-Migration der Coresysteme, sowie des GW-A Systems nicht angegangen werden.
- Im Rahmen der eingereichten Umwidmung wird ein PoC die Wirkungskette Niederspannungs-Netzführungssystem DSO bis zur Liegenschaft beleuchten.
- Neben neuer Use Cases aus der VDE-AR-E-2829-6-1 (PODF/POEN) soll das Integrationspotenzial eines mit OpenADR/MQTT arbeitenden DSO-Cloudservices für Lade- oder Gebäudemanagementsysteme getestet werden.

Handlungsbedarf:

- Standardisierung der Industrieprodukte: Einzelanlagen/Wallboxen müssen technisch vorbereitet sein (über einheitliche Funktionen an analogen oder digitalen Schnittstellen) um direkt oder indirekt über Gebäudemanagementsysteme auch auf Leistungsvorgaben des DSO zu reagieren
- Schärfung der Domänenabgrenzung für "Kunden" in Liegenschaften und Use Cases
- Erweiterung der Use Cases um komplexere technische Wechselwirkungen zwischen DSO und Liegenschaft bzgl. Prognosemöglichkeiten mit den Domänen Wohnen/ Laden & Parken/Gebäude
- Vorantreiben europäischer Standards für netzfähige BEMS
- Einbeziehung technologischer Entwicklungen bei Industrieprodukten hin Cloud Services. Diese neuen virtuellen Kraftwerke sind in der Hand von internationalen Herstellern und wachsen stetig. Sie haben damit zunehmend auch Relevanz für national und lokale agierende DSO (aber auch TSO)

Ausblick (Projektintern):

Die bislang definierten funktionalen Merkmale und Use Cases aus der VDE AR-E-2829-6-1 nebst hinterlegten Datenkommunikation müssen im Rahmen des Projektbeitrags erweitert und verfeinert werden.

Eine Lösung für eine tarifbasierte und automatisiert funktionierende Wirkungskette Netz bis zur Domäne Wohnung/Endkunden in Mehrfamilienhäusern ist nicht zu erwarten

Handlungsoption (Projektextern):

- Flankierende Standardisierungsarbeit in der IEC zur S1-Schnittstelle (Domäne Gebäude-DSO)
- Flankierende Betrachtung des Datenaustausch TSOs/Aggregatoren, Ableitung auf eine Liegenschaftsbezogene Kommunikation DSO/Aggregator (Netzanschluss-ID)
- Förderung eines europäischen Industrieproduktmarktes für smart-grid-fähige Gebäudemanagementsysteme und gezielte Verfeinerung von Use Cases zur Integration in Netzführungssystemen
- Mitgestaltung von Anpassungen an die bisherigen regulatorischen/gesetzlichen Rahmenbedingungen und technischen Standards (FNN, DKE, IEC)

Kontakt:

Ulrike Schönlein (TenneT) ulrike.schoenlein@tennet.eu

Konrad Rogg (Stadtwerke München) rogg.konrad@swm.de

Cit-E-Life Steckbrief 2

Name der Erkenntnis:	Interoperable Energiemanagementsysteme (EMS) können den digitalen Informationsaustausch in vielen Bestandssystemen kosteneffizient sowie ressourcenschonend ermöglichen und als koordinierende Instanz für den Netzanschlusspunkt dienen.
Thema:	Skalierbarkeit und internationaler Kontext
Kategorie:	Technische Interoperabilität
Adressaten:	Quartiersbetreiber, Installateure, Standardisierungsgremien
Ausgangssituation und Problemstellung:	
Bestandsanlagen prägen unsere heutige Infrastrukturlandschaft. Während es mittlerweile für die meisten Hersteller von Neuanlagen selbstverständlich ist interoperable und digitale Schnittstellen ab Lager bereitzustellen, besteht diese Selbstverständlichkeit nicht immer bei Bestandsanlagen. Spricht man von <i>Bestand</i>, so ist es sinnvoll in puncto digitale Schnittstellen wie folgt zu differenzieren: • Bestand, der weder heute noch in der Zukunft schalt- oder steuerbar sein wird, • Bestand, der heute noch nicht schalt- oder steuerbar ist, aber durch Nachrüsten von Sensoren & Aktoren oder durch Herstellerupdates schalt- oder steuerbar sein wird, • Bestand, der heute schon schalt- oder steuerbar und somit die Möglichkeit der netzorientierten Steuerung und/ oder zum Einspeisemanagement bietet, Im Altbestand sind proprietäre Lösungen und Schnittstellen vorherrschend, die einerseits nicht zwangsläufig interoperable Kommunikation ermöglicht und andererseits keinen einheitlichen Informationsübergabepunkt für netz- oder marktseitige Kommunikation sicherstellt. Dies führt zu unterschiedlichen Optimierungspotenzialen für Alt- und Neubestand in Liegenschaften. Interoperable EMS-Vorrichtungen können Bestandsanlagen in der Liegenschaft immer nur integrieren, nicht aber deren Flexibilitätsgrad festlegen. Der Flexibilitätsgrad wird in erster Linie durch die Schnittstelle der Anlagen bestimmt.	
Relevante Entwicklungen:	
Die Festlegungen der BNetzA zum § 14a EnWG haben verdeutlicht, dass die integrative Instanz in Form eines Energiemanagementsystem in der Liegenschaft Flexibilitätspotenziale innerhalb der Liegenschaft heben kann und zusätzliche Mehrwerte für Prosumer ermöglicht. Umsetzungsmöglichkeiten im § 14a EnWG zur Rückwärtskompatibilität. Dynamische Stromtarife nach § 41a EnWG. In diesem Zuge erarbeitet unter anderem EEBUs neue Standardisierte Use Cases (bspw. PODF und POEN als Erweiterung VDE-AR-E 2829-6-1), Protokolle und Kommunikationsstandards. Im Rahmen der IEC TR 62746-2 (IEC TC 57 WG 21) findet die Weiterentwicklung der S2-Schnittstelle sowie eine Diskussion um die Rolle „Ressourcenmanager“ statt.	
Cluster-Aktivitäten:	
Im Fokus des Clusters steht die technische Entwicklung des Energiemanagementsystems, das die Nutzung von sowohl standardisierter Schnittstellen wie EEBUS als auch proprietärer Schnittstellen zulässt. Durch die Implementierung beider Pfade wird sichergestellt, dass die Flexibilitätspotenziale der Bestandsanlagen maximiert werden. Aus der Ausgangssituation ergibt sich unter anderem folgende Anforderung an ein EMS: Es braucht EMS-Systeme, die die technische Vielfalt der Bestandsanlagen integrieren.	

Schneider Electric entwickelt zurzeit ein interoperables Energiemanagementsystem, welches als eine Integrationsplattform bestehender und zukünftiger Anlagen innerhalb der Liegenschaft agiert. Im Zuge dieser Entwicklung sowie der dazugehörigen Labor- und Feldtests hat sich gezeigt, dass die Integration von Bestandsanlagen in das EMS möglich ist und somit Flexibilitätspotentiale in Liegenschaften gehoben werden können, die sonst ungenutzt geblieben wären. Diese sind zwar kleiner als bei Neuanlagen, sollten aus Energieeffizienz und Ressourcenschonung-Sicht dennoch erschlossen werden. Es wird aber auch deutlich, dass die zumeist komplexen Optimierungs-Use Cases nur bedingt durch Bestandsanlagen umgesetzt werden können.

Die EMS-Lösungen von Consolinno und Schneider Electric werden innerhalb diverser Laboraufbauten (Köln, Regensburg) verprobt. Zusätzlich wird im Feldversuch bei der Thüringer Mess- und Zählerwesen Service GmbH (TMZ) die technische Prozesskette bestehend aus dem Backend der TMZ, einem PPC-SMGW, einer Prolan Steuerbox, sowie einem EMS und einer Wallbox, beides von Schneider Electric getestet.

Handlungsbedarf:

Maxime: Einheitliche Use Cases und interoperable Kommunikationsschnittstellen der Anlagen helfen die übergeordneten Zielbilder, wie Maximierung der Flexibilität der Liegenschaft, zu erreichen. Technisch an das EMS anbindbare Bestandsanlagen. Es gilt die Hürde zu nehmen, bestehende (analoge) Schnittstellen zu digitalisieren und HEMS Kompatible Sensorik/Aktorik nachzurüsten oder durch Herstellerupdates Schalt- und Steuerbarkeit herzustellen.

Ausblick (Projektintern):

Im Rahmen eines Plugfests soll die Interoperabilität verschiedener Komponenten getestet werden. Dort werden die beiden EMS der Hersteller Consolinno und Schneider Electric in verschiedenen Anlagen-Kombinationen und technischen Prozessketten eingesetzt, um die Weitergabe relevanter Echtzeitdaten, Anlagenstatus sowie Steuersignale zu erproben.

Handlungsoption (Projektextern):

Für Komponentenhersteller bedeutet die Herausforderung in Bestandsanlagen, dass neben Entwicklung und Vertrieb weitere Anstrengungen notwendig sind, um Change-Prozesse im Feld zu begleiten und die Funktionsfähigkeit des Gesamtsystems sicherzustellen.

Auch wenn im Zielbild das HEMS in Zukunft als zentrale Integrationsplattform Inkompatibilitäten bestehender Systeme überbrücken soll, sind Retrofits für Anlagen anzustreben, die bislang keine offenen Kommunikationsschnittstellen bereitstellen.

Kontakt:

Sylvia Krepska (Schneider Electric) sylvia.krepska@se.com

Vincenz Regener (FfE) vregener@ffe.de

Konrad Rogg (Stadtwerke München) rogg.konrad@swm.de

Jens Thirmeyer (Consolinno) j.thirmeyer@consolinno.de

Marius Boldt (EEBus) boldt@eebus.org

Cit-E-Life Steckbrief 3

Name der Erkenntnis:	Für das ideale Zusammenspiel aus iMSys und EMS ist eine lokale standardisierte Messwertbereitstellung im HAN vom SMGW sinnvoll.
Thema:	Standardisierung
Kategorie:	Technische Interoperabilität
Adressaten:	Regulatorik (BSI, BMWK) und Standardisierung (FNN)
Ausgangssituation und Problemstellung:	
• Energiemanagementsysteme benötigen für die Optimierung der steuerbaren Flexibilitäten innerhalb einer Liegenschaft Messwerte vom Netzanschlusspunkt. Dafür werden heute in der Regel zusätzliche Ersatzstrommesssysteme installiert und nicht die abrechnungsrelevanten Stromzähler (moderne Messeinrichtungen) verwendet. • Smart Meter Gateways als Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems (iMSys) werden ausschließlich mit modernen Messeinrichtungen (mMe) verbunden. Die darüber erfassten Messdaten werden zum einen über die SMGW WAN-Schnittstelle an den Messstellenbetreiber verschickt. Heute sind und werden mMe noch größtenteils ohne Grid-Option installiert. • Zwischen der Ersatzstrommessung des EMS und der Messung der mMe kann es aus messtechnischen Gründen zu Abweichungen des ausgewiesenen Strombezugs kommen. • Derzeit ist die lokale Bereitstellung von Netzzustandsdaten über die HAN-Schnittstelle des SMGW für M2M-Anwendungen wie EMS nicht standardisiert. Damit Messwerte aus mME in der Liegenschaft für Optimierungszwecke durch EMS genutzt werden können, sind folgende Voraussetzungen erforderlich: ○ Einbau von modernen Messeinrichtungen mit Grid-Funktion (z. B. sekundliche Leistungsmessungen) ○ eine standardisierte und maschinenlesbare Datenbereitstellung an der HAN-Schnittstelle (M2M).	
Relevante Entwicklungen:	
• Im Zuge der gesetzlichen Vorgaben zur Digitalisierung der Energiewende sind Festlegungen der BNetzA, PTB und BSI maßgebend für Interoperabilität - bzgl. regulatorischer Prozesse und technischer Vorgaben im Umfeld des Einsatzes intelligenter Messsysteme. (siehe z. B. § 14a EnWG, TR-03109). • DKE und FNN arbeiten mit Spezifikationen für Zähler, SMGW, Steuerboxen oder EMS den Roadmap-Vorgaben zu und entwickeln Use Cases und Standards stetig weiter (z. B. VDE-AR-E 2829-6). • Anpassungen wie zuletzt mit den § 14a EnWG und weitere noch angedachte spartenübergreifende Funktionen haben erheblichen Einfluss auf die technische Umsetzung von auch außerhalb des regulierten Bereichs liegenden Mess- und Steuervorgängen zwischen iMSys und EMS, sowie Implikationen auf Bestandssysteme in der Liegenschaft selbst	

Cluster-Aktivitäten:

- Beim Labor- und Feldtest soll das Zusammenspiel zwischen iMSys und EMS vertieft und die lokale Messwertweitergabe vom SMGW zum EMS erprobt werden. Hierfür werden die über die LMN-Schnittstelle erfassten Messwerte der angebundenen modernen Messeinrichtung vom SMGW an der HAN-Schnittstelle bereitgestellt. Dafür wird der VDE-AR-E 2829-6-1 Use Case MGCP verwendet. Über den MGCP Use Case lassen sich alle relevanten Messwerte (z. B. momentane Leistung) hochaufgelöst und standardisiert vom SMGW an ein EMS bereitstellen.
- Die Anbindung an das PPC SMGW soll sowohl mit dem Schneider EMS als auch mit dem Consolinno EMS durchgeführt werden.

Handlungsbedarf:

Die technischen Standards für die Messwertweitergabe im HAN des SMGW sollten erweitert werden und auch interoperable Mindestanforderungen definiert werden. Daraus können Implikationen für die regulatorischen Standards gewonnen werden.

Ausblick (Projektintern):

Im Feldtest bei der TMZ soll der VDE-AR-E2829-6-1 Use Case MGCP zwischen PPC SMGW und Schneider EMS sowie Consolinno EMS erprobt werden.

Handlungsoption (Projektextern):

- Standardisierung der Messwertweitergabe vom SMGW an der HAN-Schnittstelle zu hinter gelagerten Geräten (z. B. EMS). Dabei sollte sowohl das Kommunikationsprotokoll als auch der Zugang standardisiert werden.
- Die lokale Anbindung zwischen SMGW und beispielsweise EMS für die Messwertweitergabe sollte im zukünftig standardisierten Installationsprozess berücksichtigt werden.
- Die interoperablen Mindestanforderungen für das Intervall der Messwertweitergabe und die notwendigen OBIS-Kennzahlen sollten standardisiert werden.
- Für eine hinreichende Interoperabilität sollten die Komponenten mit Hilfe eines standardisierten Testaufbaus und einer Testspezifikation geprüft werden.
- Bestehende Standards (z. B. VDE-AR-E 2829-6) für die Messwerte an der HAN-Schnittstelle vom SMGW sollten in den Technischen Richtlinien (z. B. BSI TR-03109-1) weiter verankert werden.

Kontakt:

Julian Zilg (PPC) j.zilg@ppc-ag.de

Ulrich Bartsch (EEBus) bartsch@eebus.org

TP Forschung Steckbrief 1

Name der Erkenntnis:	Netzentgeltgestaltungen, die die Netzauslastung dynamisch widerspiegeln, können Anreize setzen, die Verteilnetze effizienter zu nutzen und den Ausbau effizienter zu steuern, um so den Hochlauf der Elektromobilität zu fördern. Dies erfordert auch rechtlich-regulatorische Anpassungen.
Thema:	Netzintegration von Elektromobilität
Kategorie:	Rechtlich-regulatorische Basis für die Netzintegration von Elektromobilität
Adressaten:	Europäischer und nationaler Gesetzgeber, BNetzA, Fachöffentlichkeit
Ausgangssituation und Problemstellung:	
Die Festlegungen zu § 14a EnWG erlauben es den Netzbetreibern seit 2024, steuerbare Lasten wie etwa Wallboxen im Engpassfall im Gegenzug zu Vergünstigungen bei den Netzentgelten zu dimmen, um so die Netzsicherheit und den Anschluss neuer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zu gewährleisten. Das Dimmen stellt jedoch einen erheblichen Eingriff in die Entscheidungsfreiheiten der Netznutzer dar, weshalb das EU-Recht (etwa Art. 32 der EBM-RL, umgesetzt in § 14c EnWG) auch marktbasierte Netznutzungssteuerung fordert. Dadurch gesetzte Anreize zur optimalen Netznutzung für die Nutzer bedürfen einer Ergänzung durch Anreize zum optimalen Netzausbau für die Betreiber von Verteilnetzen. Zur Optimierung solcher Anreize besteht sowohl im europäischen als auch im nationalen Recht Anpassungsbedarf.	
Relevante Entwicklungen:	
• Urteil des EuGH zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (C-718/18) • Festlegungsverfahren der BNetzA zu § 14a EnWG • Absehbare Zunahme von Netzüberlastungssituationen • Absehbare wesentliche Zunahme der zeitlichen Flexibilität des Stromkonsums	
TP-Aktivitäten:	
• Entwicklung juristisch und ökonomisch überzeugender Tarifgestaltungen, nämlich ein auktionsbasierter Kapazitätsallokationsmechanismus (KOALA) und ein anreizkompatibler optionaler dynamischer Netzentgelttarif (dodyNT) • Herausarbeiten des EU-rechtlichen Rahmens im Bereich der Netzentgeltregulierung, der von der BNetzA bei der Ausgestaltung der Netzentgelte spätestens seit dem EuGH-Urteil C-718/18 zu beachten ist. • Öffentlichkeitswirksame Aufbereitung der Projektergebnisse in Form von Konferenzbeiträgen, Veröffentlichungen und Präsentationen.	
Handlungsbedarf:	
• Ein geregeltes Vorgehen zur Einführung von auktionsbasierten Kapazitätsallokationsmechanismen und dynamischen Netzentgelttarifen als optionale Zusatzmodule sollte schon heute aufgesetzt und eingeleitet werden. Anknüpfungspunkte dafür bieten die §§ 14a und 14c EnWG. • Ausbaupflichtungen sollten in eine vorhersehbare Abhängigkeit von der Bedeutung drohender oder akuter Netzüberlastungen gestellt werden.	

- Das für die Netzentgeltregulierung relevante EU-Recht ist einer konsistenten Systematik aktuell nur schwer zugänglich. Eine rechtssichere Anwendung und einheitliche Auslegung durch die nationalen Regulierungsbehörden kann auf diese Weise nicht gewährleistet werden.

Ausblick (Projektintern):

- Finalisierung der geplanten Veröffentlichungen (Einreichung in peer-reviewed Journals oder Fertigstellung eigener Studien): Transport von Projektergebnissen in die Öffentlichkeit.
- Präzisierung der rechtspolitischen Vorschläge.

Handlungsoption (Projektextern):

- Weiterentwicklung des EU-Rechts im Bereich der Netzentgeltregulierung: Schaffung einer konsistenten und klar strukturierten Systematik.
- Implementierung eines Kapazitätsmechanismus im Netzengpassfall, der die individuellen Zahlungsbereitschaften bzw. Wertschätzungen für Netznutzungen berücksichtigt (KOALA, dodyNT) – im Gegensatz zum durch den Netzbetreiber gesteuerten Dimmen mit obligatorischer Teilnahmeverpflichtung.
- Kopplung der Netzausbauentscheidungen im Verteilnetz an die Nutzung des Dimmens nach § 14a EnWG durch deren Berücksichtigung im Rahmen des Qualitätselements der Anreizregulierung.

Kontakt:

Georg von Wangenheim (Universität Kassel) g.wangenheim@uni-kassel.de

Gerrit Gräper (Universität Kassel) gerrit.graeper@uni-kassel.de

Dorothea Koch (Universität Kassel) dorothea.koch@uni-kassel.de

Fabian Mankat (Universität Kassel) fabian.mankat@uni-kassel.de

Johannes Hilpert (Stiftung Umweltenergierecht) hilpert@stiftung-umweltenergierecht.de

Anna Papke (Stiftung Umweltenergierecht) papke@stiftung-umweltenergierecht.de

Tobias Klarmann (Stiftung Umweltenergierecht) klarmann@stiftung-umweltenergierecht.de

Vincenz Regener (FfE) vregener@ffe.de

TP Forschung Steckbrief 2

Name der Erkenntnis:	Politische Entscheidungsträger benötigen zur Planung von Maßnahmen im Bereich der Elektromobilität fundierte Erwartungen an die zukünftige Verteilung von Elektrofahrzeugen (EVs), die basierend auf wissenschaftlichen Methoden erstellt werden. Insbesondere bedarf es der angemessenen Berücksichtigung der Ladeinfrastruktur, sowie der Abbildung von Gebrauchtwagenströmen.
Thema:	Markthochlauf
Kategorie:	Einfluss von Elektromobilität auf das Energiesystem
Adressaten:	Politische Entscheidungsträger auf allen regionalen Entscheidungsebenen, Forschung, (Automobilhersteller)
Ausgangssituation und Problemstellung:	
Fundierte Prognosen über die regionale Verteilung von EVs innerhalb Deutschlands sind zentral für die adäquate Planung und Priorisierung von Infrastrukturvorhaben, wie z. B. der Errichtung von öffentlicher Ladeinfrastruktur. Jedoch sind diese Projektionen für längere Planungshorizonte mit erheblicher Unsicherheit behaftet, entsprechend ist eine detaillierte Modellierung der Einflussfaktoren erforderlich.	
Relevante Entwicklungen:	
Die Bundesregierung hat ambitionierte Ziele im Bereich der Elektromobilitätsförderung in Deutschland ausgerufen. So sollen zum Zieljahr 2030 bereits 15 Mio. EVs in Deutschland zugelassen sein. Um das Erreichen dieses Ziels sicherzustellen, wurde seitens des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) die Förderrichtlinie zum Erhalt des Umweltbonus bei Zulassung eines EV eingeführt und über die Jahre mehrfach angepasst. Zusätzlich sollen laut dem Masterplan „Ladeinfrastruktur II“ mit gleicher Frist 1 Mio. öffentlich zugängliche Ladepunkte errichtet sein. Um insbesondere die Errichtung der Ladeinfrastruktur effizient und zielgerichtet zu planen und durchzuführen, sind Studien über die regionale Bestandsentwicklung von EVs von großer Bedeutung.	
TP-Aktivitäten:	
Die erzielte Erkenntnis basiert auf unterschiedlichen Modellierungsansätzen, die verschiedene Herausforderungen bei der Modellierung des regionalen Markthochlaufs berücksichtigen. Für die kurze Frist sind multiple Regressionsmodelle, welche verschiedene sozioökonomische, soziodemographische sowie weitere Einflussfaktoren berücksichtigen, erstellt worden. Für Zeiträume, die weiter in der Zukunft liegen, hilft die separate Betrachtung von Neuzulassungen und Gebrauchtwagenströmen, um detaillierte Informationen über die regionale Verteilung von EVs zu erhalten. Hierfür wurde eigens ein zweistufiger Modellierungsansatz entwickelt, der regionale Neuzulassungen und regionale Gebrauchtwagenmärkte kombiniert.	
Handlungsbedarf:	
Die Gleichzeitigkeit des Ausbaus der Ladeinfrastruktur und der Neuzulassungen von EVs können bei der Analyse des regionalisierten Markthochlaufs mithilfe von Regressionsmodellen zu einem Kausalitätsdilemma führen. Daher wird der Ansatz der zweistufigen kleinsten Quadrate angewendet, um eine adäquatere Prognose für die EVs zu gewährleisten.	

Ausblick (Projektintern):

Nach Finalisierung der Modellierungsansätze werden die Erkenntnisse in wissenschaftlichen Publikationen veröffentlicht. Die generierten Szenarioberechnungen sind als Eingangsdaten für die Energiesystemmodellierung (UDE: EWL) sowie die Versorgungssicherheitsberechnung (RWTH: FCN-ESE) vorgesehen.

Handlungsoption (Projektextern):

Die gewonnene Erkenntnis, sowie ganz konkret die Erwartungen bezüglich der regionalen Bestandsentwicklungen, sollten im Planungsprozess für regionale Infrastrukturmaßnahmen seitens der politischen Entscheidungsträger*innen berücksichtigt werden.

Kontakt:

Florian Boehnke (Universität Duisburg Essen) florian.boehnke@uni-due.de

Marco Sebastian Breder (Universität Duisburg Essen) marco.breder@uni-due.de

Marius Tillmanns (RWTH Aachen) marius.tillmanns@eonerc.rwth-aachen.de

Menna Elsobki (RWTH Aachen) menna.elsobki@eonerc.rwth-aachen.de

TP Forschung Steckbrief 3

Name der Erkenntnis:	Sowohl ökonomisch als auch ökologisch sind Elektrofahrzeuge teilweise heute bereits vorteilhaft gegenüber Verbrennern. Insbesondere die ökologisch zu favorisierenden elektrischen Kleinwagen sind jedoch aus ökonomischer Sicht nachteilig.
Thema:	Wirtschaftliche, technische und ökologische Bewertung von Elektromobilität
Kategorie:	Wirtschaftliche Bewertung von Elektromobilität Ökologische Bewertung von Elektromobilität
Adressaten:	Politik, Fahrzeug-/Komponentenhersteller, Forschung
Ausgangssituation und Problemstellung:	
• Es besteht in der Öffentlichkeit Unklarheit bezüglich der ökonomischen und ökologischen Vorteilhaftigkeit von Elektrofahrzeugen gegenüber konventionellen Verbrennern. • Damit einhergehend stellt sich die Frage, ob aktuelle Subventionsmaßnahmen ausschlaggebend für die ökonomische Vorteilhaftigkeit sind. • Bestehende Studien zu Life-Cycle Assessments (LCA) von Elektrofahrzeugen weisen stark unterschiedliche Ergebnisse auf • Wie sinnvoll Use Cases für gesteuertes unidirektionales und bidirektionales Laden aus ökonomischer und ökologischer Sicht sind, ist aktuell nicht immer klar.	
Relevante Entwicklungen:	
• Politisch wird die Mobilitätswende angestrebt, bei der batterieelektrische Fahrzeuge einen wichtigen Teil darstellen. Ein entscheidender Faktor für die Marktdurchdringung sind dabei die Kosten der Elektromobilität. • Gleichzeitig findet eine gesellschaftliche Diskussion zum ökologischen Fußabdruck von Elektrofahrzeugen, insbesondere hinsichtlich des Rohstoffabbaus, statt. • Gesteuertes unidirektionales und bidirektionales Laden bieten für das Energiesystem einige Vorteile, z. B. Bereitstellung von Flexibilität. Sinnvoll Anreize dazu werden derzeit politisch diskutiert.	
TP-Aktivitäten:	
• Datenharmonisierung zur Schaffung einer einheitlichen Grundlage für die Berechnung ökonomischer und ökologischer Auswirkungen • Aufbau eines Total-Cost-of-Ownership-Modells (TCO-Modell) zur Bewertung des ökonomischen Vergleichs mit besonderem Fokus auf Energiepreise und Subventionen • Metastudie aktueller LCAs mit Fokus auf Deutschland und darauf aufbauende Dynamische LCA mit Sensitivitätsanalysen zu hinterlegten Annahmen der Betriebsphase • Weiterentwicklung eines Optimierungsmodells zur Simulation kostenoptimaler Use Cases für intelligentes und bidirektionales Laden aus Sicht der Nutzer:innen; Entwicklung von Szenarien und Sensitivitäten unter heutigen und zukünftigen (2030) Rahmenbedingungen; Simulationen, Aufbereitung der Ergebnisse und Veröffentlichung.	
Handlungsbedarf:	
• Gerade im Segment der kleineren Fahrzeuge sind Verbrenner derzeit aus ökonomischer Sicht vorzuziehen. Daran ändert auch die derzeitige	

Subventionspolitik wenig. Vielmehr werden bei SUVs und in der Mittelklasse Elektrofahrzeuge subventioniert, die bereits ohne Subvention aus ökonomischer Sicht vorzuziehen wären.

- Weiterführende LCAs sollten zukünftige Entwicklungen, wie die Dekarbonisierung des Strommixes, immer mitberücksichtigen.
- Erst bei hoher jährlicher Fahrleistung werden Elektrofahrzeuge aus ökonomischer und ökologischer Sicht vorteilhaft gegenüber Verbrennern.
- Aus Nutzer:innen-Sicht kostenoptimale Use Cases des gesteuerten unidirektionalen und bidirektionalen Ladens führen heute noch nicht zwangsläufig zur Treibhausgasreduktion.
- Aufgrund hoher Mehrkosten für bidirektionale Wallboxen und in manchen Fällen auch aufgrund der Doppelbesteuerung bei Rückspeisung ist bidirektionales Laden für Nutzer:innen derzeit nicht immer wirtschaftlich umsetzbar.

Ausblick (Projektintern):

- Detailliertere Betrachtung der TCO-Auswirkungen von Geschäftsmodellen im Kontext der Elektromobilität sowie von Standardisierungsmaßnahmen
- Weitere Use Case Analysen für gesteuertes unidirektionales und bidirektionales Laden
- Erweiterung der Systemgrenzen der LCA von Elektrofahrzeugen, um Rückwirkungen im Energiesystem und verschiedene Use Cases zu berücksichtigen

Handlungsoption (Projektextern):

- Das Ziel von Subventionen sollte überdacht sowie deren Ausgestaltung angepasst werden, um auch kleine Elektrofahrzeuge effektiv zu fördern. Darüber hinaus sollte das Angebot der Automobilhersteller mehr nach den Zielen der Verkehrswende (Dekarbonisierung, Ressourcensparsamkeit) ausgerichtet werden.
- Für eine ökonomische und ökologische Vorteilhaftigkeit von Elektrofahrzeugen sollten Hersteller die Produktionsprozesse verbessern. Dazu zählen eine Materialreduktion sowie die Nutzung umweltfreundlicher und kostengünstiger Materialien. Ähnliche Implikationen gelten für die bidirektionale Ladeinfrastruktur.
- Eindeutige Kommunikation unterschiedlicher und potenziell konträrer Optimierungskriterien, z. B. Kosten- vs. Treibhausgasreduzierung, des bidirektionalen Ladens.
- Für einen erfolgreichen Hochlauf des bidirektionalen Ladens müssen entsprechende Use Cases für die beteiligten Akteure profitabel sein. Um dies zeitnah zu ermöglichen, sind Maßnahmen, wie die Abschaffung der Doppelbesteuerung bei der Stromrückspeisung oder die Senkung der Kosten für bidirektionale DC-Wallboxen, nötig.

Kontakt:

Kirstin Ganz (FfE) kganz@ffe.de

Patrick Vollmuth (FfE) pvollmuth@ffe.de

Daniela Wohlschlager (FfE) dwohlschlager@ffe.de

Jakob Zahler (FfE) jzahler@ffe.de

Johannes Bauer (RWTH Aachen) bauer@controlling.rwth-aachen.de

Richard Woeste (RWTH Aachen) woeste@controlling.rwth-aachen.de

Christina Kockel (RWTH Aachen) christina.kockel@eonerc.rwth-aachen.de

TP Forschung Steckbrief 4

Name der Erkenntnis:	Die gesamtsystemisch optimierte Integration von Elektromobilität in das Elektrizitätsversorgungssystem anhand von smart charging kann unter bestimmten Rahmenbedingungen für das Energiesystem der Zukunft die kostengünstigste Flexibilitätsoption darstellen. Somit kann smart charging einen systemdienlichen Beitrag für die Versorgungssicherheit leisten. Aus ökologischer Perspektive beschleunigt Vehicle-to-Grid (V2G) mittelfristig die EE-Integration und somit eine Emissionsreduktion in der Stromerzeugung.
Thema:	Systemischer Wert von Flexibilität Energiesystemrückwirkungen
Kategorie:	Einfluss von Elektromobilität auf das Energiesystem
Adressaten:	Politik; Regulierung Flex-Markteintritt und Marktdesign; Netzbetreiber; Vermarkter; Lobbyverbände; Forschung
Ausgangssituation und Problemstellung:	
Durch die Elektrifizierung und vermehrte Einbindung von Sektorenkopplungstechnologien in das Energiesystem wird die Stromnachfrage in den nächsten Jahrzehnten stark ansteigen. Die erhöhte Nachfrage wird dabei zunehmend durch dargebotsabhängige Erneuerbare Energien gedeckt, welche jedoch ein volatiles Erzeugungsprofil aufweisen. Um diese Volatilität zu kompensieren und die Versorgungssicherheit sowie einen stabilen und resilienten Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, werden verschiedene Flexibilitätsoptionen benötigt. Elektrische Fahrzeuge mit smart charging stellen dabei eine der elektrischen Flexibilitätsoptionen dar. Für die Systemintegration der Elektromobilität und der Ausgestaltung eines zukünftigen versorgungssicheren Energiesystems bedarf es einer systemanalytischen Untersuchung um Entscheidungsträger:innen in Politik und Wirtschaft eine wissenschaftlich fundierte und belastbare Entscheidungsgrundlage im Spannungsfeld aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit bereitzustellen.	
Relevante Entwicklungen:	
Die Energiesystemrückwirkungen des Markthochlaufs der Elektromobilität sind sehr sensitiv im Hinblick auf technische, ökonomische Rahmenbedingungen; insoweit sind in diesen Bereichen eine Vielzahl an Entwicklungen einzubeziehen. Im Bereich von Flexibilitätsoptionen ist das Thema Kostenentwicklungen ein wichtiges Thema. Grad bei bidirektionalen Wallboxen sind aktuell die Investkosten sehr hoch, wobei eine starke Regression der Kosten erwartet wird (ähnlich zu Großbatterien und PV). Ein zweites wichtiges Thema sind Hochlaufzahlen von Flex-Optionen. Hier sind die Themen Zielzahlen und das Thema Förderungen und damit verbundener entstehender Hochlauf relevant.	
TP-Aktivitäten:	
Die erzielten Erkenntnisse basieren auf unterschiedlichen Modellierungsansätzen, die verschiedene Zielgrößen der Energiesystemanalyse im Hinblick auf die Systemintegration der Elektromobilität adressieren. Hierbei wurden insbesondere ein Energiesystemmodell für die integrierte, lineare Optimierung der Anlageneinsatz- und Ausbauplanung im europäischen Verbundsystem sowie ein probabilistisches Energiesystemmodell für die Bewertung der Versorgungssicherheit weiterentwickelt und angewendet. Es erfolgte zudem eine lebenszyklusbasierte Bewertung der Rückwirkungen auf die Stromerzeugung zur Bestimmung der damit verbundenen Emissionen.	

Handlungsbedarf:

Um einen starken Anstieg der Spitzenlast im zukünftigen Elektrizitätsversorgungssystem infolge des dynamischen Markthochlaufs der Elektromobilität und den damit verbundenen Anstieg der Systemkosten abzufedern und die Integration variabler Erneuerbarer Energien sowie eine effiziente Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu unterstützen, bedarf es einer smarten Steuerung und Optimierung von Ladevorgängen anhand geeigneter Koordinationsmechanismen. Wesentliche Herausforderungen sind dabei die Bewertung unterschiedlicher Marktdesigns und Anreizmechanismen sowie die integrierte Abbildung verschiedener Flexibilitätsoptionen im Energiegesamtsystem zur Untersuchung von Kannibalisierungseffekten bei der Flexibilitätsvermarktung. Aus ökologischer Perspektive kann der Markthochlauf die Dekarbonisierung der Stromerzeugung vorantreiben, wobei langfristig auf eine Reduktion des Fußabdrucks der Herstellung der Fahrzeuge zu achten ist.

Ausblick (Projektintern):

Nach Finalisierung der Implementierung der Modellierungsansätze werden die inhaltlichen sowie methodischen Erkenntnisse in wissenschaftlichen Publikationen veröffentlicht. Weiterhin sind die folgenden Untersuchungen geplant, um den Forschungsbedarf zu adressieren:

- Wie kann der zukünftige Bedarf an kurzfristigen lastseitigen Flexibilitäten zur effizienten Gewährleistung der Versorgungssicherheit quantifiziert und adäquate Anreizmechanismen für die Systemintegration der Flexibilität der Elektromobilität ausgestaltet werden?
- Wie können die systemischen Wechselwirkungen verschiedener Flexibilitätsoptionen und Sektorenkopplungstechnologien in zeitlicher und räumlicher Auflösung adäquat modelliert werden?
- Wie sieht eine adäquate Dimensionierung des regelbaren Kraftwerksparks sowie der Kapazitätsreserve in Abhängigkeit dezentraler Flexibilitätspotentiale im Sinne eines volkswirtschaftlich optimalen Versorgungssicherheitsniveaus aus?
- Welche weiteren Umweltwirkungen, wie beispielsweise aus Ressourcensicht, gehen mit Auswirkungen auf die Batteriealterung im Fall von V2G und der Reduktion von stationären Batteriespeichern im System einher?

Handlungsoption (Projektextern):

Die gewonnenen Erkenntnisse, sowie ganz konkret die identifizierten Handlungsbedarfe, sollten im Planungs- und Umsetzungsprozess für regulatorische Rahmenbedingungen wie Marktdesigns und Infrastrukturmaßnahmen berücksichtigt und aktuelle Barrieren beseitigt werden. Das technische Flexibilitätspotential durch das smart charging wird durch das wirtschaftliche Flexibilitätspotential sowie die tatsächlich bereitgestellte Flexibilität gemäß des Nutzerverhaltens stark eingeschränkt. Der Nutzen von V2G für das Energiesystem ist vor allem bei hohen Ansteckwahrscheinlichkeiten gegeben; daher sollte dieses Verhalten bzw. innovative Konzepte, welches das Anstecken erleichtern, gefördert werden. Bei der Anpassung vom Marktdesign bzw. der Regulierung für V2G sollten mögliche Kannibalisierungseffekten bei der Vermarktung direkt mitgedacht werden, da ansonsten eine Wirtschaftlichkeit in späteren Jahren möglicherweise nicht mehr gegeben ist. Eine schnelle Marktdiffusion kann die Dekarbonisierung der Stromerzeugung beschleunigen. In einem dekarbonisierten Energiesystem der Zukunft ist auf nachhaltige Produktionsprozesse von E-Fahrzeugen als auch alternativen Speichertechnologien zu achten.

Kontakt:

Marius Tillmanns (RWTH Aachen) marius.tillmanns@eonerc.rwth-aachen.de

Menna Elsobki (RWTH Aachen) menna.elsobki@eonerc.rwth-aachen.de

Kirstin Ganz (FfE) kganz@ffe.de

Daniela Wohlschlager (FfE) dwohlschlager@ffe.de

Nadja Helmer (FfE) nhelmer@ffe.de

TP Forschung Steckbrief 5

Name der Erkenntnis:	Um die systemischen Vorteile dynamischer Strompreiskomponenten u.a. für die Netzbewirtschaftung nutzen zu können, ist es notwendig, die wahrgenommenen nutzerseitigen Adoptionsbarrieren abzubauen.
Thema:	Tarifausgestaltung
Kategorie:	Nutzerperspektive von Elektromobilität
Adressaten:	Politische Entscheidungsträger, Anbieter/Vermarkter, BNetzA
Ausgangssituation und Problemstellung:	
Technische Limitationen (z. B. stockender Smart-Meter-Rollout, verzögerte Implementierung notwendiger TAF in den Smart Metern) in Kombination mit fehlenden wirtschaftlichen Anreizen durch Vertragsanbieter, wie auch durch den Regulierer (z. B. verpflichtende Teilnahme an einer Leistungsreduktion gem. § 14a EnWG), führen dazu, dass primär statische Ausgestaltungsoption Anwendung finden. Die Statik der Preissignale in diesen Tarifen führt dazu, dass Konsumenten nicht angereizt werden, ihr Verbrauchsverhalten an die Notwendigkeiten des jeweiligen Marktes anzupassen. In einem Energiesystem, in welchem nicht nur die Angebotsseite immer volatiler wird, sondern auch die Nachfrageseite durch die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen eine Abkehr vom Standardlastprofil induziert, ist die nutzerseitige Flexibilität insbesondere in den Verteilnetzen unabdingbar. Dynamische Stromtarife setzen durch ihre Kopplung an die Strombörsen marktliche Anreize. Die Einführung dynamischer Netzentgelte - als eine wesentliche Strompreiskomponente - führt zu Anreizen von netzdienlicher Flexibilitätsbereitstellung. Neben den erwähnten technischen Limitationen führen bestehende Adoptionsbarrieren (z. B. Komplexität des Tarifdesigns, Risikoaversion der privaten Haushalte) jedoch dazu, dass dynamische Tarife seltener abgeschlossen werden.	
Relevante Entwicklungen:	
• Urteil des EuGH zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (C-718/18) • Festlegung der BNetzA zu § 14a EnWG (insbesondere die Wahlmöglichkeit unterschiedlicher Module zur Netzentgeltreduzierung) • Absehbare Zunahme von Netzüberlastungssituationen • Absehbare wesentliche Zunahme der zeitlichen Flexibilität des netzseitigen Stromkonsums • Digitalisierung der Netze (GNDEW) • Gemäß Artikel 11 der EU-Elektrizitätsbinnenmark-Richtlinie (2019/944) müssen alle Mitgliedstaaten sicherstellen, dass Versorger Verträge mit dynamischen Stromtarifen anbieten können und Endkunden, die einen intelligenten Zähler installiert haben, von ihrem Versorger verlangen können einen Vertrag mit dynamischen Stromtarifen abschließen zu können. • In Deutschland wurde diese Richtlinie in § 41a Absatz 2 EnWG umgesetzt.	
TP-Aktivitäten:	
• Entwicklung eines anreizkompatiblen dynamischen Netzentgelttarifs, der es erlaubt, symbiotisch mit statischen Netzentgelttarifen zu koexistieren. Diese Koexistenz beider Ausgestaltungsmöglichkeiten von Netzentgelten ist aufgrund der heterogenen Netznutzerpräferenzen nicht nur notwendig, sondern ebenfalls sinnvoll, da dynamische Netzentgelttarife ein bestehendes Netz effizienter	

bewirtschaften, während statische Netzentgelttarife stärkere Netzausbauanreize setzen. • Empirische Erforschung (Feldtest) der nutzerseitigen Präferenzen für die Ausgestaltung von Stromladetarifen, um Adoptionsbarrieren der Netznutzer zu adressieren und abbauen zu können. • Messung der empfundenen Komplexität von Tarifen, um Einsichten in Präferenzen zu gewinnen, die Implikationen für unterstützende Maßnahmen zum Hochlauf dynamischer Stromtarife liefern. • Empirische Erforschung (Feldtest) des netznutzerseitigen Verhaltens auf zeitlich variierende Preissignale, um das Lastmanagement durch dynamische Netzentgelttarife zu erforschen.
Handlungsbedarf: • Um eine effiziente Netzbewirtschaftung durch dynamische Netzentgelttarife zu ermöglichen, ist es notwendig, die konkrete Netzauslastung erfassen zu können. Netzbetreibern sollten daher stärkere Anreize gesetzt werden, um zeitnah vom präventiven Steuern auf das Zielbild des netzorientierten Steuerns übergehen zu können. • Eine weitgehende Verbreitung dynamischer Tarife erfordert – neben dem Smart-Meter-Rollout – den Abbau der Adoptionsbarrieren, bevor durch die preisbedingten Verhaltensanpassungen der Endnutzer die systemischen Vorteile der potentiellen Flexibilitätsbereitstellung gehoben werden können. • Öffentlichkeitswirksame Aufbereitung der Projektergebnisse in Form von Konferenzbeiträgen, Veröffentlichungen und Präsentationen.
Ausblick (Projektintern): • Finalisierung der geplanten Veröffentlichungen (Einreichung in peer-reviewed Journals oder Fertigstellung eigener Studien): Transport von Projektergebnissen in die Öffentlichkeit. • Fortführung der empirischen Erhebungen. • Adressatengerechter Transfer wissenschaftlicher Erkenntnisse. • Präzisierung der rechtspolitischen Vorschläge
Handlungsoption (Projektextern): • Implementierung von Anreizen zum Abbau der Adoptionsbarrieren von dynamischen Tarifen (Stromtarife im Allgemeinen und Netztarife im Speziellen). • Weiterentwicklung der netzbetreiberseitigen Anreize für einen zeitnahen Übergang auf das Zielbild des netzorientierten Steuerns.
Kontakt: Georg von Wangenheim (Universität Kassel) g.wangenheim@uni-kassel.de Heike Wetzel (Universität Kassel) heike.wetzel@uni-kassel.de Gerrit Gräper (Universität Kassel) gerrit.graeper@uni-kassel.de Dorothea Koch (Universität Kassel) dorothea.koch@uni-kassel.de Fabian Mankat (Universität Kassel) fabian.mankat@uni-kassel.de Simon Prose (Universität Kassel) simon.proese@uni-kassel.de Tom Schütte (Universität Kassel) tom.schuette@uni-kassel.de Patrick Spieth (Universität Kassel) spieth@uni-kassel.de Leonie Müller (Universität Kassel) leonie.mueller@uni-kassel.de Christoph Weber (Universität Duisburg-Essen) christoph.weber@uni-due.de Marco S. Breder (Universität Duisburg-Essen) marco.breder@wiwinf.uni-due.de Florian Boehnke (Universität Duisburg-Essen) florian.boehnke@wiwinf.uni-due.de

TP Grid Steckbrief 1

Name der Erkenntnis:	Leistungsbasierte Netzentgeltpauschalen sind eine zukünftig sinnvolle Erhebungsmethode
Thema:	Netzintegration von Elektromobilität
Kategorie:	Zukünftige Neugestaltung der Netzentgeltsystematik
Adressaten:	BMWK und BNetzA
Ausgangssituation und Problemstellung:	
Die Kund:innen-Struktur im Verteilnetz hat sich von Consumern (reine Verbraucher) zu sogenannten Prosumern (Verbraucher mit Einspeiseanlage) und Flexumern (Verbraucher mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und ggf. mit Einspeiseanlagen) entwickelt, was zu grundlegenden Veränderungen in der Netzplanung und -nutzung führt. Die damit heute verbundenen Entschädigungszahlungen über die Netzentgelte bezuschussen die Verursacher:innen des Engpasses und führen zur Umverteilung dieser Kosten zu Lasten „klassischer“, unbeteiligter Haushaltskund:innen (Consumern). Die aktuelle Netzentgeltsystematik in der Niederspannung berücksichtigt, insbesondere für steuerbare Verbrauchseinrichtungen, die Leistung überhaupt nicht und ist daher nicht als optimal einzustufen.	
Relevante Entwicklungen:	
Im Kontext der Neugestaltung des Netzentgeltes wird z. B. der Ansatz freiwilliger dynamischer (zeitvariabler) Netzentgelte diskutiert. Auch hier liegt der Fokus ausschließlich auf dem Mengenbezug. Das Kernproblem – steigende Belastung durch die erhöhte gleichzeitige Leistungsbeanspruchung - wird damit nicht direkt adressiert. Der Ansatz wirkt zudem auf den gesamten Verbrauch der Kund:innen, inkl. des „klassischen“ Verbrauchs, wodurch die Attraktivität signifikant geschmälert wird. Eine im Rahmen von unIT-e² erarbeitete Ziellösung stellt nun die Einführung leistungsbasierter Netzentgeltpauschalen im bisherigen Segment von Standardlastprofilkunden (SLP) dar. Die Klassifizierung nach Leistungsklassen ermöglicht es, durch die Änderung auftretende Verwerfungen bei Kleinst- und Geringverbrauchern zu vermeiden und netzgebietsspezifische Justierungen der notwendigen Stufen durchzuführen. Für den Übergang auf das Zielmodell bietet sich der Beginn der fünften Regulierungsperiode (ab 2029) an, da die flächendeckende Einführung von intelligenten Messsystemen eine notwendige Bedingung für die Umstellung ist und ein Systemumbruch innerhalb laufender Regulierungsperioden die Planungssicherheit für Netze und Markt untergraben würde.	
TP-Aktivitäten:	
Im Zusammenhang mit unIT-e² war es beteiligten Netzbetreibern möglich, sich im Rahmen des TP Grid zu sich andeutenden Probleme auszutauschen. Durch zahlreiche Diskussionen und Workshops entstand das hier vorgestellten Konzept der Netzentgeltpauschalen mit Klassifizierung nach Leistungsklassen. Eine wissenschaftliche Abschlussarbeit bei EWE-Netz lieferte wichtige Basiselemente hierfür.	

Handlungsbedarf:
Die Konzeptentwicklung ist abgeschlossen und eine Veröffentlichung ist in der finalen Phase.
Ausblick (Projektintern):
Im nächsten Schritt werden die erlangten Ergebnisse zeitnah zusammengefasst und an die beteiligten Stellen veröffentlicht.
Handlungsoption (Projektextern):
Adressierung an die externen Stakeholder BMWK und BNetzA: Konkretisierung und Umsetzung des Konzepts.
Kontakt: Benjamin Begander (Bayernwerk Netz) benjamin.begander@bayernwerk.de Michael Tomaszuk (EWE NETZ) michael.tomaszuk@ewe-netz.de Marcus Helfer (SWM Infrastruktur) helfer.marcus@swm-infrastruktur.de Benedikt Görig (TEN Thüringer Energienetze) benedikt.goerig@thueringer-energienetze.com

TP Grid Steckbrief 2

Name der Erkenntnis:	Digitale Steuerung über das iMSys ist die Basis für die skalierbare Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen
Thema:	Netzintegration von Elektromobilität
Kategorie:	Steuerung nach § 14a EnWG und Skalierung
Adressaten:	Messstellenbetreiber, Komponentenhersteller
Ausgangssituation und Problemstellung:	
Herausforderungen: • Aufgrund der Verpflichtungen aus § 14a EnWG müssen technische Lösungen zur Steuerung schnellstmöglich zur Verfügung stehen. • Sowohl Bestands- als auch Neuanlagen sind in Bezug auf Schnittstellen und Protokolle sehr heterogen. • Zur netzseitigen Ansteuerung von Anlagen/Flexibilitäten kommen Steuerboxen mit Relaissteuerung zum Einsatz. Diese ermöglichen weder eine bidirektionale Kommunikation (Rückmeldung) noch eine stufenlose Steuerung. • Ein Großteil der steuerbaren Anlagen und insbesondere Energiemanagementsysteme werden in Zukunft „nur“ über digitale Schnittstelle verfügen. Dementsprechend ist eine skalierbare Integration dieser steuerbaren Anlagen/Flexibilitäten nur über digitale Ansteuerung möglich.	
Relevante Entwicklungen:	
Durch die Festlegung von § 14a (Inkrafttreten zum 01.01.2024) ist eine neue Dynamik entstanden. Steuerbare Anlagen mit mehr als 4,2 kW Leistung müssen zukünftig für den Netzbetreiber steuerbar sein. Die Veröffentlichung der TR 03109-5 zur Zertifizierung von CLS-Kommunikationseinheiten legt zudem die Anforderungen an die Interoperabilität von CLS-Kommunikationseinheiten fest.	
TP-Aktivitäten:	
Es wurde ein clusterübergreifendes Konzept zum iMSys-Einsatz entwickelt. Einzelne Cluster-Aktivitäten: • Harmon-E: Nutzung der iMSys Infrastruktur und der digitalen Schnittstelle des CLS Gateways zur Steuerung § 14a Anlagen im Feldversuch mit 19 Proband:innen (inkl. HEMS, Wallbox und teilweise PV) • Cit-E-Life: Nutzung der iMSys Infrastruktur und der digitalen Schnittstelle einer Steuereinrichtung zur Steuerung §14a Anlagen im Labor- und Feldtest mit der digitalen Anbindung an ein HEMS • Sun-E: Nutzung der iMSys Infrastruktur und der digitalen Schnittstelle eines CLS-EMS zur Steuerung § 14a Anlagen im Labor- und Feldtest	
Handlungsbedarf:	

Die Ausgestaltung der verschiedenen technische Lösungen zur Nutzung der digitalen Schnittstelle sollte vorangetrieben werden:

- Direktansteuerung über CLS,
- HEMS mit CLS-Funktion,
- Steuerung aus dem SMGW

Branchenstandard sollten an der digitalen Schnittstelle (z. B. EEBus) festgelegt und etabliert werden.

Ausblick (Projektintern):

Die konkrete Erprobung der digitalen Ansteuerung erfolgt weiterhin in den Labor- und Feldtests der Cluster Harmon-E, Sun-E und Cit-E Life. Zudem wird ein EEBus Installationsprozess entwickelt.

Handlungsoption (Projektextern):

Branchenstandards (z. B. EEBus) sollten festgelegt und etabliert werden!

Kontakt:

Marilen Schläfer (PPC) m.schlaefer@ppc-ag.de