

HERAUSGEBER

 TÜVRheinland®
Genau. Richtig.

 INSTITUT FÜR
INNOVATION UND
TECHNIK



i

ERWEITERTE
EDITION I

STEUERUNG VON LADEVORGÄNGEN IN DER ELEKTROMOBILITÄT

Darstellung der Kommunikationswege
anhand einer Landkarte, Edition I

WHITEPAPER



IMPRESSUM

HERAUSGEBER

TÜV Rheinland Consulting GmbH

Institut für Innovationen und Technik (iit) in der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

Dr. Sören Grawenhoff, Am Grauen Stein, 51105 Köln, soeren.grawenhoff@de.tuv.com

AUTOR:INNEN

Begleitforschung Elektro-Mobil

Lars Ostendorf (TÜV Rheinland Consulting GmbH)

Doris Johnsen (Institut für Innovation und Technik)

Dr. Mischa Bechberger (Institut für Innovation und Technik)

Sandra Gensch (Institut für Innovation und Technik)

DISCLAIMER erweiterte Edition I

An der Ausführung der Edition I des Whitepapers wirkten aktiv verschiedene Projekte und Projektpartner:innen mit. Die Inhalte der erweiterten Edition I wurden anhand von Veröffentlichungen und Projektergebnissen durch die Begleitforschung aktualisiert und ergänzt. Die Begleitforschung Elektro-Mobil verantwortet die Inhalte dieses Whitepapers und die redaktionelle Ausarbeitung. Alle beteiligten Personen und Projekte des Whitepapers Edition I und diejenigen, die die Inhalte der erweiterten Edition I befürworten, sind im Folgenden aufgeführt.

MITWIRKENDE PERSONEN Edition I

ARNi

Ralph-Ino Prümm (EEBUS)

BDL

Peter Kellendonk (KEO GmbH)

Dr. Sebastian Bothor (BMW (IE2S))

Mathias Müller (FfE)

DatenTanken

Holger Hänchen (SachsenNetze GmbH)

ELBE

Dr.-Ing. Annika Magdowski (Stromnetz Hamburg GmbH)

Dr.-Ing. Arne Dammasch (Stromnetz Hamburg GmbH)

Simon Schilling (ChargePoint Germany GmbH)

ELSTA

Gürkan Balcioglu (DKE)

Corinna Scheu (DIN)

TITELBILD

Blue Planet Studio - stock.adobe.com

LamA und LamA-Connect

Dr.-Ing. Daniel Stetter (Fraunhofer IAO)

Julien Ostermann (Fraunhofer IAO)

Marc Schmid (Fraunhofer IAO)

Marco Mittelsdorf (Fraunhofer ISE)

Greta Esders (PPC)

Ingo Schönberg (PPC)

RESIGENT

Marc Helfter (Hager Group)

Prof. Dr.-Ing. Kai Daniel (Universität Siegen)

Dr. Gerd vom Bögel (Fraunhofer IMS)

unIT- e²

Elisabeth Springmann (FfE)

Simon Köppl (FfE)

Michael Hinterstocker (FfE)

Vincenz Regener (FfE)

STAND

31.10.2022



ABSTRACT

Die intelligente Steuerung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen - und anderer flexibler Anlagen - ist für einen effizienten und wirtschaftlichen Netzbetrieb notwendig und gewinnt aufgrund der Pläne und Ziele zu einer nachhaltigen Transformation des Energie- und Verkehrssektors in Europa und Deutschland einen immer höheren Stellenwert.

Ziel des Whitepapers ist es, für die Leser:innen die Aktivitäten im Bereich der Steuerung von Ladevorgängen in der Elektromobilität zu strukturieren.

Inhalt des Whitepapers ist das Ergebnis einer intensiven Konsensbildung innerhalb des Förderprogramms Elektro-Mobil des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Die Forschungsprojekte haben zusammen mit der Begleitforschung Elektro-Mobil eine sogenannte „Kommunikationslandkarte zur Ladesteuerung“ entwickelt, die die Beziehungen zwischen allen beteiligten Akteuren für die digitale Kommunikation zur Steuerung eines Ladevorgangs eines Elektrofahrzeugs auf einer Liegenschaft mit mehreren Anlagen darstellt. Diese Darstellung bietet eine Übersicht der jeweiligen Beziehungen, Normen und Standards – inklusive Anwendungsregeln – in Abhängigkeit ausgewählter Anwendungsfälle. Zur einfacheren Einordnung der Anwendungsfälle wurde das Ampelmodell zur Netzzustandsbeschreibung zu Grunde gelegt.

Das Modell ermöglicht eine einfache Strukturierung für die ausgewählten Anwendungsfälle „Notfallregelung“ (rote Ampelphase), „preisgesteuerter Bezug ohne Einschränkung“ (grüne Ampelphase) und „marktorientierte Bereitstellung von Systemdienstleistungen“ (gelbe Ampelphase).

Die vorliegenden Kommunikationswege wurden von den im Impressum genannten, vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz geförderten Projektkonsortien auf der ausgewählten Abstraktionsebene als umsetzbare Lösungen eingestuft. Sie sind die Grundlage der laufenden Realtests in den Forschungsprojekten und der Input für weiterführende Forschungsaktivitäten.

Im **Ergebnis** sind mögliche Kommunikationswege und zugehörige Normen und Standards aufgezeigt, die eine Durchgängigkeit der Steuerung von Ladevorgängen ermöglichen.

Darüber hinaus wird auch die Anschlussfähigkeit zu den bisher vorliegenden technischen, normativen und regulatorischen Rahmenbedingungen gezeigt.

Die vorliegende **Erweiterung** der Edition I (Erstauflage 01/2022) beinhaltet eine Aktualisierung der aktuell diskutierten und teilweise festgeschriebenen Rahmenbedingungen, eine Ergänzung um Vorschläge zur Priorisierung und Orchestrierung der Steuerungssignale und der Ansteuerung über einen digitalen Netzananschlusspunkt.

Damit gibt das Whitepaper einen guten Einblick, was heute oder in naher Zukunft mit intelligenter Steuerung der Ladevorgänge technisch umsetzbar ist.



INHALTSVERZEICHNIS

Hinweis: Kapitel, deren Überschriften **blau** hervorgehoben sind, wurden in der erweiterten Edition I hinzugefügt oder in größerem Umfang aktualisiert.

1	EINLEITUNG	5
2	DIE PHASEN DER NETZAMPEL UND DIE ANWENDUNGSFÄLLE	7
2.1	Die sechs Anwendungsfälle	8
3	LANDKARTE DER KOMMUNIKATION ZUR LADESTEUERUNG	12
3.1	Allgemeine Annahmen und Eingrenzung des Bezugsrahmens.....	12
3.2	Normative Rahmenbedingungen	12
3.2.1	NPM AG 6 – Schwerpunkt-Roadmap Intelligentes Lastmanagement	12
3.2.2	FNN – Zielbild der Steuerbarkeit von Ladeinfrastruktur	13
3.2.3	Normativer Dreiklang	13
3.2.4	VDE-AR-E 2829-6	14
3.2.5	IEC 63110	14
3.2.6	ISO 15118.....	14
3.3	SMGW Roadmap-Prozess als Beitrag in der Niederspannung	14
3.4	Ansteuerung über einen digitalen Netzanschluss	16
3.5	Vorstellung der Landkarte	17
3.5.1	Beschreibung Anwendungsfälle 1 und 5.....	19
4	PRIORISIERUNG UND ORCHESTRIERUNG VON STEUERUNGSSIGNALEN	21
4.1	Das Konzept der variablen Leistungsgrenze am Netzanschlusspunkt.....	21
4.2	Priorisierungsebenen	22
4.3	Orchestrierung	23
5	FAZIT UND AUSBLICK	26
	LITERATURVERZEICHNIS	29
	ANHANG	31
	Übersicht der Varianten aufgrund unterschiedliche Anschlusssituationen.....	32
	Abkürzungsverzeichnis.....	33



1 EINLEITUNG

Die nachhaltige Transformation des (Energie- und Verkehrssektors in Europa und Deutschland ist einer der zentralen Bausteine zur Erreichung der internationalen, europäischen und nationalen Klimaziele. Die globale Erwärmung soll auf unter 2 °C und möglichst auf unter 1,5 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau (Hauptziel des Pariser Klimaschutzabkommens) begrenzt werden (United Nations 2015). Das im EU Green Deal formulierte Ziel ist es, den Treibhausgasausstoß bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu mindern. Das Minderungsziel im deutschen Verkehrssektor sieht vor, eine Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40 bis 42 % bis 2030 im Vergleich zu 1990 zu erreichen (Europäische Kommission 2019). Um diese ambitionierten Ziele zu realisieren, hat sich die neue Bundesregierung vorgenommen, dass Deutschland bis 2030 Leitmarkt der Elektromobilität mit einem Bestand von mindestens 15 Mio. vollelektrischer Pkw werden soll und diese sicher in das Stromnetz zu integrieren (Die Bundesregierung 2021). Ferner wurde im Koalitionsvertrag festgehalten, bis 2025 das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen zu ermöglichen.

Zudem sollen, gemäß dem Vorschlag der Europäischen Kommission, ab 2035 in Europa nur noch CO₂-neutrale Fahrzeuge zugelassen werden, was sich entsprechend früher auf Deutschland auswirkt. Ebenso ist es das Ziel der neuen Bundesregierung, den Ausbau erneuerbarer Energien deutlich zu beschleunigen und dadurch deren Anteil am Stromverbrauch auf 80 % bis 2030 zu erhöhen. Die damit verbundene weitere Zunahme der dezentrale(n) Einspeisung(en) durch volatile Erzeugungsanlagen, als auch der zunehmende Strombedarf flexibler Anlagen mit höherer Leistungsabnahmen als den bisher bekannten an den regulären Haushaltsanschlüs-

sen stellen die Stromnetze vor große Herausforderungen. Hierzu zählen u. a. Wärmepumpen, sowie der im Vergleich zu den üblichen Haushaltsbedarfen hohe Leistungsbedarf durch die Ladung von Elektrofahrzeugen. Die sich hieraus ergebene Herausforderung, die Netzstabilität zu sichern, besteht insbesondere auf der Ebene der Verteilnetze und gerade hier wirkt sich unidirektionale Steuerung der Ladevorgänge direkt positiv aus. Beiträge zur Netzstabilität durch Bereitstellung kurzfristiger Speicherkapazitäten aus der bidirektionalen Steuerung der Ladevorgänge, werden aktuell hauptsächlich auf der Ebene der Übertragungsnetze betrachtet (aggregierte Bereitstellung von Leistung).

Es besteht eine Vielzahl von Ladelösungen für Elektrofahrzeuge. U. a. wurden durch die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE)¹ bereits 2015 Anwendungsfälle zu Ladelösungen strukturiert (NPE 2015). Eine durchweg ungesteuerte Ladung der Elektrofahrzeuge ist aus volkswirtschaftlicher und netzbetrieblicher Sicht nicht sinnvoll. Es würde immense Investitionen in den Ausbau der Stromnetze bedeuten, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Allein durch eine unidirektionale Steuerung der Ladevorgänge sind potentiell bis zu 50 % der Investitionskosten in den Netzausbau reduzierbar (Agora Verkehrswende 2019).

Das Ziel ist eine intelligente Steuerung der Ladevorgänge über alle Phasen des Netzzustandes, so dass einerseits die Kund:innen von vergünstigten Preisen profitieren und trotz einer Steuerung möglichst keine, bzw. wenig Einschränkungen ihres Ladeverhaltens wahrnehmen. Gleichzeitig soll frühzeitig präventiv und im unmittelbar drohenden Engpassfall kurativ einer Gefährdung der Netzstabilität entgegengewirkt werden. Handlungsprämisse ist dabei, die Notwendigkeit einer Abregelung oder Leistungsreduzierung als direkten Eingriff durch den Netzbetreiber in den Notfallsituationen so weit wie

¹ Nachfolgeorgan war die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM). Für die NPM werden aktuell Folgestrukturen etabliert.

möglich zu vermeiden. Hierzu sind konkrete Vorstellungen zu entwickeln, in welchen Fällen eine Abstimmung der Steuerungssignale zu erfolgen hat und wie diese dann orchestriert werden.

Für Anwendungsfälle, die die Netzsicherheit und Stabilität betreffen, haben das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) den Einsatz eines intelligenten Messsystems (iMSys) vorgesehen. Diese bilden einen sicheren Vertrauensanker innerhalb der Liegenschaft und sind durch umfangreiche Mechanismen gegen Manipulation und Angriffe von außen geschützt.

Vor diesem Hintergrund hat die Begleitforschung für das Förderprogramm Elektro-Mobil des BMWK gemeinsam mit den geförderten F&E-Projekten in einer Workshop-Reihe die in den Projekten umgesetzten Steuerungslösungen der Ladevorgänge sowohl für uni- als auch bidirektionale Anwendungsfälle abgeglichen mit den aktuellen Normungs- und Standardisierungsaktivitäten sowie den laufenden Regulierungsaktivitäten mit dem Einsatz des iMSys abgeglichen.

Als Ergebnis dieser Workshop-Reihe und der gemeinsamen Erarbeitung einer „Kommunikationslandkarte zur Ladesteuerung“ (im Folgenden Landkarte genannt), erfolgte die Veröffentlichung des Whitepapers Edition I im Januar 2022, das die Darstellung der Inhalte der Landkarte im Fokus hatte. Zur Erarbeitung der Landkarte wurde sich der erstmalig vom Bundesverband der Energie- und Was-

serwirtschaft e. V. (BDEW) für alle Netzbereiche eingeführten und der inzwischen vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) speziell für das Niederspannungsnetz überarbeiteten Systematik der Netzampel bedient, um die potentiellen Anwendungsfälle zu strukturieren, die Komplexität aufzuzeigen und auf das Notwendige zu reduzieren. Das Modell ermöglicht die hier vorliegende Prozessstrukturierung für die ausgewählten Anwendungsfälle; angefangen vom Eingriff, um Netzengpässe zu vermeiden bis hin zur marktorientierten Preis- und Leistungssteuerung.

Die Inhalte der hier vorliegenden erweiterten Edition I wurden anhand von Veröffentlichungen wie z.B. vom FNN im Jahr 2022 (FNN 2022) und in der Zwischenzeit präsentierten Projektergebnissen, durch die Begleitforschung aktualisiert und ergänzt. Alle beteiligten Personen und Projekte des Whitepapers Edition I und diejenigen, die die Inhalte der erweiterten Edition I befürworteten, sind im Impressum aufgeführt.

Ziel des Whitepapers in seiner Erweiterung ist es weiterhin, den Leser:innen, das komplexe System der Normung für den Bereich der Steuerung von Ladevorgängen in der Elektromobilität aufzuzeigen, zu strukturieren und so zu vereinfachen. Im Ergebnis werden Kommunikationswege und dazugehörige Normen und Standards bzw. Anwendungsregeln präsentiert, die eine Durchgängigkeit der Steuerung von Ladevorgängen ermöglichen und auf deren Sinnhaftigkeit sich die Projektbeteiligten in diesem Prozess geeinigt haben. Ferner enthält diese Erweiterung Vorschläge für eine Priorisierung und Orchestrierung der genormten Steuerungssignale.



2 DIE PHASEN DER NETZAMPEL UND DIE ANWENDUNGSFÄLLE

Der BDEW hat ein Konzept zum Netzbetrieb und zur Netzbetriebsplanung erstellt, das ein Ampelmodell beinhaltet, mit Hilfe dessen die unterschiedlichen Anwendungsfälle einsortiert und gruppiert werden können (BDEW 2017).

Das sogenannte Ampelmodell wird in drei Phasen (grün, gelb und rot) eingeteilt und erfordert die Zusammenarbeit von Netznutzenden sowie Netzbetreibern mit dem Ziel, die Netzbelastung in Spitzenzeiten zu verringern. Das Zielbild ist neben den Lösungen der zeitvariablen Netzentgelte und planwertbasierter Leistungsbegrenzung der Handel von Flexibilitäten, die das Netz bei einer hohen Belastung entlasten können (bspw. einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien oder Lastspitzen zum Feierabend).

In der grünen Ampelphase, der Marktphase, ist der aktuelle und absehbare Netzzustand unkritisch. Es liegt kein Handlungsbedarf seitens des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) und/oder Verteilnetzbetreibers (VNB) vor. Der Strom kann frei gehandelt werden.

In der gelben Ampelphase, der Interaktionsphase, würde es ohne das Ergreifen von Maßnahmen zu Netzengpässen kommen. Die Netzbetreiber rufen daher Flexibilitäten gemäß der zuvor verhandelten Preise ab. Die Marktteilnehmenden erhöhen in diesem Fall z.B. ihren Verbrauch, sodass mehr Strom abgenommen wird oder verlagern den Lastbezug. Während der roten Ampelphase, die auch als Netzphase bezeichnet wird, besteht eine „unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität im Verteilungsnetz“ (BDEW 2017). Der VNB und/oder der ÜNB muss daher marktregulatorisch und auch auf die Betriebsweise von Verbrauchern, Erzeugern und Speichern einwirken, so dass die Netzstabilität wiederhergestellt werden kann. Das kann beispielsweise durch eine Begrenzung des Verbrauchs oder Einspeisung geschehen.



Preissteuerung freier Handel für Strombeschaffung, Vertrieb



Preissteuerung präventive Maßnahmen des Netzes



Nochfall-Regelung kurative Maßnahmen des Netzes

Abbildung 1: Die Ampelphasen

Ausgehend vom BDEW Ampelmodell sind eine Vielzahl von weiteren Ausgestaltungen einer Netzampel entstanden, welche sich insbesondere auch mit der Zuordnung von Maßnahmen zu den Ampelphasen beschäftigen.

Auch das FNN nutzt in ihrem Impuls „Eckpunkte zum zukünftigen Netzbetrieb mit Flexibilitäten in der Niederspannung“ (FNN 2022) das BDEW-Ampelkonzept als Ausgangspunkt und entwickelt hieraus das FNN-Ampelphasen-Konzept. Das FNN-Ampelphasenkonzept (siehe Abbildung 2) unterscheidet sich jedoch durch die Hervorhebung einer „klaren zeitlichen Abgrenzung zwischen gelber (Lang- und Mittelfristprognose) und roter Phase (Kurzfristprognose und Beobachtung)“ (FNN, S. 3).

Dieses Whitepaper möchte die Aufteilung in Ampelphasen nutzen, um die verschiedenen Anwendungsfälle mit den dazugehörigen Normen und Standards zu strukturieren.

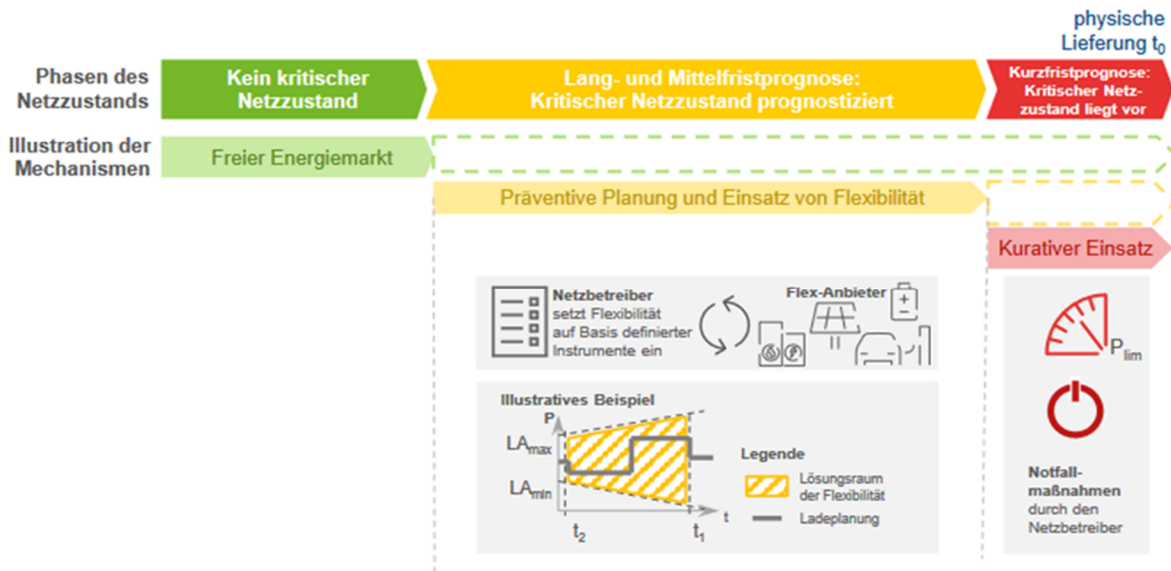


Abbildung 2: FNN Ampelphasen-Konzept (Quelle: FNN 2022)

2.1 Die sechs Anwendungsfälle

Zur besseren Differenzierung und Strukturierung, werden im Folgenden die sechs Anwendungsfälle, den in Kapitel 2 vorgestellten Ampelphasen zugeordnet. Die Pfeilrichtung nach rechts symbolisiert

einen Stromfluss in das Fahrzeug, die Pfeilrichtung nach links einen Stromfluss in das Stromnetz.

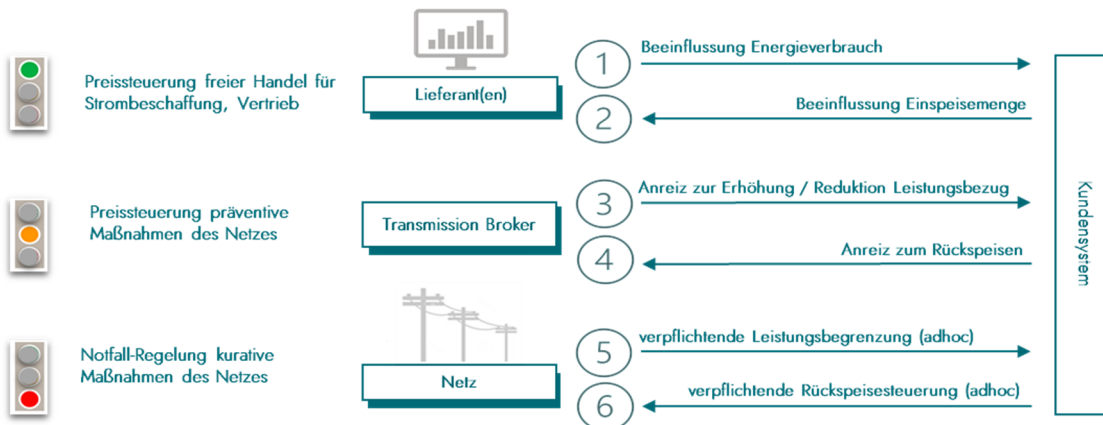


Abbildung 3: Die sechs Anwendungsfälle (eigene Darstellung)

Im Folgenden werden die in Abbildung 3 aufgeführten Anwendungsfälle beschrieben. Die Beschreibung der Anwendungsfälle orientiert sich an der in Abbildung 4 gezeigten Struktur der beteiligten Akteure.

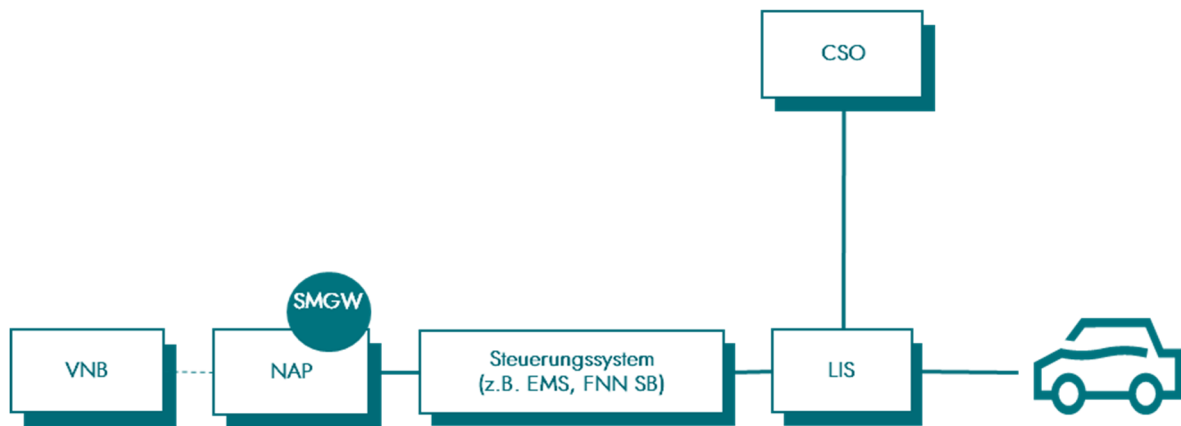


Abbildung 4: Akteursstruktur – VNB: Verteilnetzbetreiber, NAP: Netzanschlusspunkt, EMS: Energiemanagementsystem, FNN SB: FNN Steuerbox, LIS: Ladeinfrastruktur, CSO: charge station operator (eigene Darstellung)



Anwendungsfall 1: Beeinflussung Energieverbrauch im freien Handel, Laden – grüne Ampelphase:

In diesem Fall liegt ein unkritischer Netzzustand vor und es gibt keinen netzseitigen Handlungsbedarf. Die Kund:innen können unter Berücksichtigung der technisch zur Verfügung stehenden Netzanschlussleistung frei entscheiden, welche Energiemenge sie wann beziehen möchten, z.B. basierend auf dem Börsenpreis.

Über den freien Handel des Stroms z.B. über Terminhandel EEX, den Day Ahead oder den Intraday Markt, können Preisvorteile genutzt und eigene Kosten reduziert werden. Über vereinbarte statische Tarife und/oder direkte variable Preisinformationen aus dem Energievertrieb kann die Ladeleistung (Menge, Zeit) der Kundenanlagen variabel gesteuert werden.

Anwendungsfall 1 ist heute technisch bereits umsetzbar.



Anwendungsfall 2: Beeinflussung Einspeisemenge (Rückspeisen) im freien Handel – grüne Ampelphase:

In diesem Fall liegt ein unkritischer Netzzustand vor und es gibt keinen netzseitigen Handlungsbedarf. Die Kund:innen können unter Berücksichtigung der technisch zur Verfügung stehenden Netzanschlussleistung und entsprechend des Stromlieferungsvertrags Energiemengen einspeisen.

Dieser Anwendungsfall kann z.B. für den Energieausgleich über rückspeisefähige Fahrzeuge in Quartierslösungen oder über Fahrzeugpools ins Netz zum Einsatz kommen. Im Bereich der Photovoltaikanlagen wird dieser Anwendungsfall heute bereits angewendet und technisch umgesetzt (z.B. Erzeugungsanlagen > 100 kW mittels Direktvermarktung über Börsenpreise). Dieses Prinzip gilt es nun unter Anwendung

² Die Möglichkeit, dass über Fahrzeugpools das unidirektionale Steuern von Ladeleistungen an Regelenergiemärkten für Ausgleichsmaßnahmen auf der Ebene der Übertragungsnetze angeboten werden können,

vergleichbarer Netzzugangsbedingungen auch auf gepoolte mobile Speicher anzuwenden. In den F&E Projekten des Förderprogramms Elektro-Mobil wird erarbeitet, wie dieser Anwendungsfall umgesetzt werden kann. Von einzelnen weiteren Akteuren wird der Anwendungsfall bereits demonstriert.



Anwendungsfall 3: Anreiz zur Erhöhung / Reduzierung des Leistungsbezugs als präventive Maßnahme des Netzes – gelbe Ampelphase:

In diesem Fall zeichnet sich das Auftreten eines i. d. R. lokalen Netzengpasses z.B. in der Niederspannung ab, weshalb präventive Maßnahmen im Netzbetrieb ergriffen werden. Um Engpässe zu vermeiden, kommt es basierend auf vertraglichen Vereinbarungen zu marktlich angereizten Leistungserhöhungen oder -reduzierungen zu den relevanten Zeitpunkten oder einer vollständigen zeitlichen Verschiebung der Leistungsabnahme².

Instrumente für diesen Anwendungsfall sind beispielsweise variable Netzentgelte, welche den Leistungsbezug durch Preisanreize verschieben oder die vorausschauende Leistungsbegrenzung, welche z.B. unter Berücksichtigung einer Kapazitätsplanung (z.B. Kundenforecast, Checkin-Mechanismen) die Netzkapazitäten optimal ausnutzt und nur bei „geplanter Überbuchung“ reduziert.

In den F&E Projekten des Förderprogramms Elektro-Mobil wird dieser Anwendungsfall bereits demonstriert (vgl. TRC 2020).

ist zwar grundsätzlich möglich, aufgrund der hohen Präqualifizierungsanforderungen eher im Anwendungsfall 4 zu sehen.



Anwendungsfall 4: Anreiz zum Rückspeisen als präventive Maßnahme des Netzes – gelbe Ampelphase:

In diesem Fall zeichnet sich das Auftreten z.B. eines regionalen oder auch überregionalen Netzengpasses vorwiegend in der Mittel- oder Hochspannungsebene ab. Vertraglich kontrahierte und digital aggregierte mobile Speicher aus Elektrofahrzeugen erbringen als Flottenkraftwerk die gleichen Systemdienstleistungen und Stromrückspeisung wie Pumpspeicher- oder Gaskraftwerke auch und stabilisieren präventiv den Netzzustand. Um Engpässe zu vermeiden, kommt es im Anwendungsfall 4 zum marktlich angereizten Rückspeisen durch den organisierten Abruf von Flexibilität

Der Abruf von Flexibilitäten aus der Elektromobilität erfolgt z.B. über die Regelenergiemärkte (Primärregelung, Sekundärreserve, Minutenreserve) oder Redispatch über gepoolte Elektrofahrzeuge als Flottenkraftwerke.

Dieser Anwendungsfall wird in F&E Projekten des Förderprogramms Elektro-Mobil erprobt und demonstriert. Für die netzstützende Rückspeisung fehlen insbesondere die – möglichst bundesweit einheitlichen – Netzanschluss- und automatisierten Präqualifizierungsbedingungen und Anmeldeprozesse. Diese sind Voraussetzung für die Erbringung dieser netzstützenden Dienstleistungen, eine effiziente Anmeldung für Flottenkraftwerke und die Teilnahme an Regelenergiemärkten.



Anwendungsfall 5: Verpflichtende Leistungsbegrenzung als kurative Maßnahme des Netzes (Notfall-Regelung), Laden – rote Ampelphase:

In diesem Fall besteht eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität i. d. R. auf der Ebene des Verteilnetzes, indem z.B. zu viel Leistungsabnahme erfolgt. Im Netz muss eine sofortige kurative Maßnahme im Sinne

einer temporären Leistungsbegrenzung erfolgen, um einen unmittelbar drohenden Netzausfall abzuwenden. Dafür wird eine Leistungsbegrenzung (P_{lim}) über den Netzanschlusspunkt im Kundensystem durchgeführt.

Die Umsetzung dieses Anwendungsfalles ist technisch heute möglich und wurde u.a. im Rahmen der Förderung von Elektro-Mobil demonstriert.

Für die Umsetzung im Realbetrieb bedarf es der Implementierung einer auf Grundlage des aktuellen Netzzustands automatisierten partiellen kurzfristigen Leistungsbegrenzung von kurzer Dauer zur Abwendung des kritischen Netzzustands. Hierfür wird die BNetzA die in § 14a EnWG formulierten Regelungen festlegen.



Anwendungsfall 6: Verpflichtende Einspeisebegrenzung als kurative Maßnahme des Netzes (Notfall-Regelung), Rückspeisen – rote Ampelphase:

In diesem Fall besteht eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität i. d. R. auf der Ebene des Verteilnetzes durch z.B. zu hohe Einspeisung oder fehlende Erzeugerleistung. Es muss eine sofortige kurative Maßnahme im Sinne einer temporären Rückspeisesteuerung erfolgen, um einen unmittelbar drohenden lokalen Netzausfall abzuwenden.

Durch eine lokal und temporäre Rückspeisesteuerung an gezielten Netzanschlusspunkten im Ortsnetz kann über diesen Anwendungsfall die erforderliche Stabilität gewährleistet werden.

Dieser Anwendungsfall wird in F&E Projekten des Förderprogramms Elektro-Mobil ebenfalls behandelt.

3 LANDKARTE DER KOMMUNIKATION ZUR LADESTEUERUNG

Die Landkarte dient der abstrakten Darstellung der möglichen Kommunikationswege zwischen allen an einem Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs beteiligten Akteuren bzw. den entsprechenden Komponenten.

3.1 Allgemeine Annahmen und Eingrenzung des Bezugsrahmens

Um das komplexe System vollständig und korrekt darstellen zu können, müssen vorab Annahmen getroffen und der Rahmen abgesteckt werden, innerhalb dessen sich die Aussagen bewegen. Diese finden sich in den sechs Anwendungsfällen wieder, die die Projektpartner:innen zusammen mit der Begleitforschung Elektro-Mobil herauskristallisiert haben.

Zur Komplexitätsreduktion fokussiert sich die Landkarte zunächst auf die rote und grüne Ampelphase der Netzampel. Es wird ausschließlich Ladeinfrastruktur in privaten und öffentlichen Liegenschaften sowie deren Netzanschlusspunkt auf Verteilnetzebene betrachtet. In der Liegenschaft befinden sich u. a. weitere steuerbare Anlagen sowie Gebäude. Die Akteure können abhängig ihrer Rolle im jeweiligen Anwendungsfall unterschiedliche Funktionen wahrnehmen. Unter dem Begriff „Funktion“ ist in diesem Kontext eine Kommunikationstätigkeit und die Einflussnahme auf Kommunikations- und Steuerungssignale zu verstehen. Mehrere Funktionen können je nach eingenommener Rolle der Akteure unterschiedlich wahrgenommen werden. Der physische Energiefluss wird in der Landkarte nicht dargestellt.

Die Landkarte basiert auf den aktuellen rechtlichen Vorgaben (GDEW, MSBG, EEG u. a.). Die Topologie und die Akteurs Beziehungen für das iMSys werden in dieser Landkarte nicht thematisiert, jedoch von einer Verortung eines potenziell verfügbaren Smart Meter Gateways (SMGW) am Netzübergabepunkt ausgegangen (vgl. BMWK 2022).

Zur vollständigen Darstellung der Beziehungen sind die vertraglichen Beziehungen informativ der Landkarte beigefügt.

Eine spätere Erweiterung um die gelbe Ampelphase ist vorgesehen. Die zwei einfachen Anwendungsfälle der roten und grünen Ampelphase der insgesamt sechs Anwendungsfälle und die beteiligten Akteure bilden somit den Rahmen der aktuellen Landkarte.

3.2 Normative Rahmenbedingungen

Basis der Überlegungen sind die Vorarbeiten der NPM sowie des FNN und DKE im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE DKE). Die Gewährleistung der IT-Sicherheit in allen Stufen der Kommunikation wird als erforderliche und zu Grunde liegende Anforderung angesehen und liegt nicht im Fokus dieses Whitepapers.

3.2.1 NPM AG 6 – Schwerpunkt-Roadmap Intelligentes Lastmanagement

In der NPM AG 6 Schwerpunkt Roadmap Intelligentes Lastmanagement ist der Standardisierungsbedarf im Umfeld der Ladeinfrastruktur aufgeführt (NPM 2020).

Das Papier trennt deutlich die Begriffe des Leistungsmanagements (im Kontext dieses Whitepapers der roten Ampelphase zuzuordnen) und des bezugs- und tarifoptimierten Betriebes (hier der grünen und gelben Ampelphase zuzuordnen).

Die Leistungsbegrenzung (rote Ampelphase) durch den Netzbetreiber wird über eine lokale Steuerung am Netzübergabepunkt analog zu den Kommunikationswegen der in diesem Whitepaper vorgestellten Landkarte gezeichnet – vom digitalen Netzanschlusspunkt mit SMGW ausgehend, über Steuerbox und Ener-

giemanagementsystem (EMS) bis zur Ladeinfrastruktur. Der hierfür in der Roadmap identifizierte Normungsbedarf ist mittlerweile über die VDE-AR-E 2829-6 und die dazu kompatible VDE-AR-E 2122-1000 gelöst. Beide Anwendungsregeln lehnen sich bezüglich der Sicherheits-Anforderungen der TR 03109 an und finden Eingang in internationale Normungsgremien. Die Steuerung und das Managen der Ladeinfrastruktur aus dem Betreiberbackend über die IEC 63110 ist im Normungsgremium in Bearbeitung.

Ob das lokale EMS oder der Charge System Operator (CSO) den bezugs- und tarifoptimierten Betrieb der Ladeinfrastruktur aussteuert, hängt von der gewählten Topologie ab. Die in diesem Whitepaper aufgeführten Forschungsprojekte haben jeweils beide Topologien betrachtet (siehe Kapitel 3.5 und Anhang) und alle oben genannten Standards sind dazu in der Lage.

In der NPM Roadmap wurde ebenfalls der Bedarf nach einer durchgängigen Informationskette über die Normungsstränge hinweg identifiziert, welcher auch die Strecke zwischen CSO und Elektromobilitätsdienstleister einbeziehen soll. Diese Durchgängigkeit ist noch nicht erreicht.

3.2.2 FNN – Zielbild der Steuerbarkeit von Ladeinfrastruktur

In diesem aufgeführten FNN-Hinweis wird formuliert, wie die Topologie für die Steuerung von der Ladeinfrastruktur mit Anschluss an die Verteilnetzebene aussehen kann.

Es werden dort fünf verschiedene Ausprägungen der Topologie vorgegeben. Unterscheidungen liegen darin, wo die logische Funktion der Steuerung positioniert ist und an welcher Stelle die verarbeitenden Schritte über welche Infrastruktur und durch welchen Akteur bzw. Rolle wahrgenommen wird.

In den Hinweisen wird festgehalten, dass aktuell nur Ausprägung mittels Steuerbox über IEC 61850 und die VDE-AR-E 2829-6 standardisiert und veröffentlicht sind (FNN 2021).

3.2.3 Normativer Dreiklang

Im Gegensatz zu anderen Verbrauchseinheiten kommen an der Ladeinfrastruktur drei Kommunikationsstränge zusammen. Zum einen muss die Ladeinfrastruktur mit dem digitalen Netzanschlusspunkt direkt oder über ein EMS kommunizieren. Des Weiteren steht die Ladeinfrastruktur mit dem CSO und dem Elektrofahrzeug in direkter Verbindung. Die NPM AG 6 Schwerpunkt-Roadmap Intelligentes Lastmanagement und das FNN Zielbild „Steuerbarkeit von Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge“ legen dafür Normen und Standards dar, welche sich mit den in den Projekten eingesetzten Kommunikationstechnologien decken. Diese bilden den in diesem Whitepaper aufgeführten „normativen Dreiklang“.

Aus den bisherigen Ausführungen lässt sich zusammenfassen, dass sich die Anwendungsfälle der Ampelphasen gut durch die hier genannten Normen und Standards abbilden lassen (Abbildung 5).

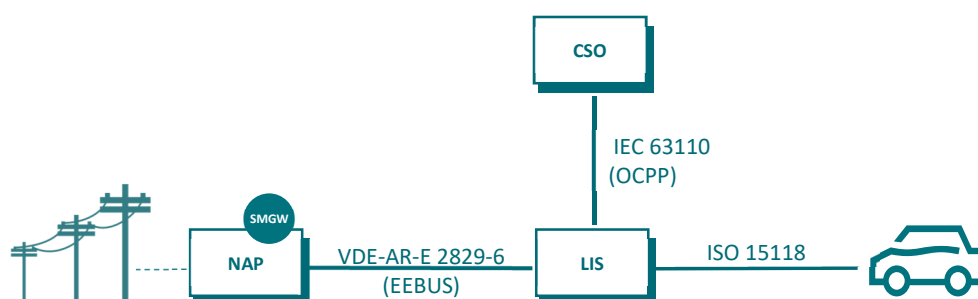


Abbildung 5: Normativer Dreiklang hinter dem Netzanschlusspunkt aus Sicht der Ladeinfrastruktur – NAP: Netzanschlusspunkt, LIS: Ladeinfrastruktur, CSO: charge station operator (eigene Darstellung)

3.2.4 VDE-AR-E 2829-6

Die VDE-AR-E 2829-6 ist für den Anwendungsfall der roten Ampelphase verabschiedet und seit Frühjahr 2021 veröffentlicht. Sie ist hierfür deckungsgleich mit der VDE-AR-E 2122-1000, die die Kommunikation zwischen dem EMS und der Ladeinfrastruktur sicherstellt. Die Anwendungsfälle der grünen Ampelphase sind in beiden Anwendungsregeln kurz vor der Verabschiedung, die der gelben Ampelphase in Erarbeitung. Die Inhalte der VDE-AR-E 2122-1000 werden aktuell in die IEC 63380 eingebracht, womit die lokale Leistungslimitierung als einzuhaltender Grenzwert international Anklang findet, da unterhalb dieser Limitierung preisbasierte Geschäftsmodelle und ein preisgesteuerter Betrieb potenziell möglich ist.

Die Anwendungsregeln VDE-AR-E 2829-6 und VDE-AR-E 2122-1000 basieren auf den EEBUS-Spezifikationen, für die jeweils in Kapitel 1 der Anwendungsregeln aufgeführten Use Cases beschreiben sie in den weiteren Teilen SPINE als Datenmodell und SHIP als Transportprotokoll. Das ermöglicht einen technologieoffenen Ansatz: Auf Basis von Kapitel 1 werden Kompatibilitäten zwischen Kommunikationsstandards bzw. -protokollen vorangetrieben.

Die Kompatibilität der VDE-AR-E 2829-6 zur IEC 61850 ist für die rote Ampelphase erstellt und über das FNN-Lastenheft zur Steuerbox veröffentlicht.

Über die VDE-AR-E 2849-7 ist die Kompatibilität zu KNX gegeben, die zu openADR ist in Arbeit.

3.2.5 IEC 63110

Mit der Normenreihe IEC 63110 wird eine internationale Gesamtlösung definiert, die grundsätzlich eine standardisierte Anbindung eines CSO-Backends mit der Ladeinfrastruktur ermöglicht. Sie dient damit insbesondere Lösungen, in denen Betreiber von Ladeparks oder andere Energiedienstleister die verbauten Ladesäulen mit den notwendigen Informationen versorgen und die verschiedenen Akteure kommunikativ miteinander verbindet.

Die Normenreihe basiert auf dem Open Charge Point Protocol (OCPP), allerdings hat sie sich mittlerweile in Teilen davon differenziert. In den Projekten werden verschiedene Versionsstände von OCPP eingesetzt, hier ist in Zukunft bis zu einer einheitlichen Lösung noch Konsolidierungsarbeit notwendig.

3.2.6 ISO 15118

Die Normenreihe ISO 15118 Straßenfahrzeuge – Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation – ist eine internationale Normenreihe, welche u. a. Festlegungen zur uni- und bidirektionalen Kommunikation zwischen Elektrofahrzeugen und Ladestationen enthält. Sie unterstützt dabei insbesondere auch Vehicle to Grid (V2G) und die automatische Autorisierung und Bezahlung des Ladevorgangs anhand im Fahrzeug hinterlegter Zahlungsdaten (Plug & Charge). Neben der aktuell im Vordergrund stehenden Plug & Charge-Funktion bietet ISO 15118 vor allem einen Mehrwert durch das Energiemanagement. Durch diese Funktion ist es möglich neben einer Leistungsbegrenzung auch Tarifdaten zu empfangen und einen Ladeplan zwischen Fahrzeug und Ladesäule auszuhandeln.

3.3 SMGW Roadmap-Prozess als Beitrag in der Niederspannung

Im "Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende" ist der Entwicklungspfad für das iMSys für die kommenden Jahre beschrieben (BSI 2021).

Die Existenz eines SMGW ist dabei aktuell keine Voraussetzung für die Regelbarkeit eines bidirektionalen Lade- und Rückspeiseprozesses; viele der Abrechnungs- und Geschäftsmodelle insb. im Bereich (halb-)öffentlichen Ladens, beim Arbeitgeber, Supermarkt oder Mehrfamilienhaus sind aus steuerungs- und abrechnungstechnischer Sicht „hinter“ dem Netzübergabepunkt verortet und sind als solche auch funktionsfähig. Die zusätzliche Absicherung durch die Nutzung eines SMGW wird hingegen als perspektivisch erstrebenswert erachtet.

Innerhalb des BSI-Stufenmodells wird davon ausgegangen, dass z.B. auch energiewirtschaftlich relevante Daten über das iMSys an die Liegenschaft kommuniziert werden. Dabei handelt es sich unter anderem um Daten, die zur Gewährleistung der Netzstabilität notwendig sind, wie z.B. Steuersignale in der roten Ampelphase. Über eine zweite WAN-Anbindung können Daten zur Betriebsoptimierung ausgetauscht werden. Dabei handelt es sich unter anderem auch um Softwareupdates, Zustandsdaten zur Anlagenüberwachung und Fernwartungsdaten.

In der aktuellen Stufe 3 werden die den Netzanschlusspunkt betreffenden Mess- und Steuerdaten über den CLS-Proxy des SMGW übertragen.

An die Steuerungseinrichtungen werden vom BSI Interoperabilitäts- und Sicherheitsanforderungen gestellt, welche in der BSI-TR-03109-5 beschrieben sind. Diese TR regelt auf der Systemebene die Anbindung an die SMGW-Systemlandschaft. Die dort beschriebenen Anforderungen betreffen u. a. die Interoperabilität zum SMGW, eine Netztrennung zwischen Kundennetz und CLS-Proxy und Mindestanforderungen an die Sicherheit der Schnittstelle zur Kundeneinrichtung. Als erste konkrete Ausgestaltung einer solchen Steuerungseinrichtung ist die FNN Steuerbox spezifiziert und in zahlreichen Projekten (u. a. SINTEG³) erprobt und validiert worden (vgl. Abbildung 6).

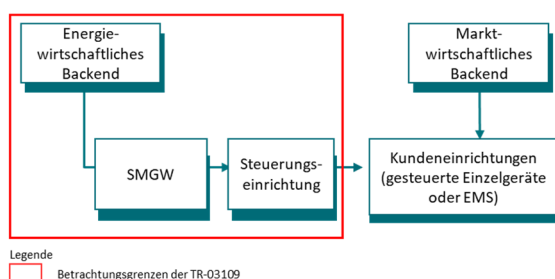


Abbildung 6: Netztrennung zwischen Kundennetz und CLS Proxy nach BSI Anforderungen (eigene Darstellung)

In der kommenden Stufe 4 sollen die Steuersignale als Sollwertvorgaben (z.B. P_{lim}) z.B. auch im SMGW verarbeitet und protokolliert werden können, und von dort an die nachgelagerten lokalen Systeme wie EMS oder anderweitige steuerbare Einheiten weitergeleitet werden. Das SMGW soll neben der Abrechnung am Netzanschlusspunkt weitere optionale Abrechnungsmöglichkeiten für freiwillige Mehrwertdienste bekommen (BSI 2021), über deren Nutzung die Industrie selbst entscheiden kann.

Zusätzlich ist im Sommer 2022 die Novelle des EnWG verabschiedet worden, worin u.a. die Speicherdefinition und die Steuerung flexibler Verbraucher gem. § 14a (hierzu gehört die Ladeinfrastruktur) neu geregelt ist (Deutscher Bundestag 2022). Hierin hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) umfangreichere Festlegungskompetenzen erhalten und ist z.B. ermächtigt, bundeseinheitliche Regelungen für die Netzintegration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen oder Netzanschlüssen zu schaffen. Es wurden die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen selbst und steuerbare Netzanschlüsse als Bezugspunkte festgelegt. Der Einsatz des iMSys für eine sichere, einheitliche Kommunikationsverbindung ist dort festgelegt. Ferner sollen vorrangig marktlich organisierte Flexibilitäten zum Einsatz kommen. Und die netzorientierte Steuerung durch den VNB soll insbesondere mittels der Vorgabe maximaler Entnahmeleistungen erfolgen, was den sich mittlerweile durchgesetzten Ideen zum P_{lim} entspricht. Die vorliegenden Gesetzesänderungen entsprechen bereits den in der Landkarte gezeichneten Vorstellungen.

³ <https://www.sinteg.de/>

3.4 Ansteuerung über einen digitalen Netzanschluss

Der Begriff des digitalen Netzanschlusses beschreibt zunächst einmal die Funktionalität, ein Konzept, über einen digitalen Weg die für den Netzanschluss relevanten Informationen in die Liegenschaft hinein und wieder hinaustragen zu können. Diese Informationen können mit Unterstützung einer Kundeneinrichtung (z.B. EMS) innerhalb der Liegenschaft verarbeitet und umgesetzt werden. Hierbei muss mindestens die Informationsübertragung von Mess- und Betriebsdaten (Leistungsdaten) und die Übermittlung des Leistungsgrenzwertes (P_{lim}) vom Netzanschlusspunkt sichergestellt werden. Dadurch wird der durchgehende Abgleich von Soll- und Ist-Werten ermöglicht. Der digitale Netzanschluss ist erstmals in den SINTEG-Projekten aufgekommen und dessen Entwicklung wird in den Projekten im Förderprogramm Elektro-Mobil weitergetrieben.

Der digitale Netzanschluss ist für die Begrenzung des Stromdurchsatzes am Netzübergabepunkt für die Umsetzung der Anwendungsfälle 5 und 6 notwendig.

Weitere bereits in den Projekten im Förderprogramm Elektro-Mobil vorgedachten Funktionalitäten sind denkbar und für die Umsetzung der Geschäftsmodelle innerhalb der Anwendungsfälle 3 und 4 sinnvoll (z.B. Zählstände für Kund:innen, Tarifinformationen, Planungsinformationen aus der Kundenanlage). Diese Funktionalitäten würden aber nicht alle unter die Minimal-Anforderungen fallen.

Viele Mess-, Steuerungs- und Abrechnungsfunktionalitäten der bidirektionalen Ladeinfrastruktur sind technisch hinter dem digitalen Netzübergabepunkt angelegt und werden lediglich am Netzübergabepunkt limitiert. Was kundenseitig „hinter“ dem Netzanschlusspunkt passiert, kann frei durch die digitalen Steuerungs- und Abrechnungssysteme des bidirektionalen Ladedienstleisters bzw. Flottenkraftwerksbetreibers so gesteuert werden, dass die jeweiligen Zielvorgaben erfüllt werden.

Die Funktionalität des digitalen Netzanschlusses kann mittels eines oder einer Gruppe von Geräten realisiert werden. Die konkrete Ausgestaltung und die dafür geltenden regulatorischen Vorschriften sind von Land zu Land unterschiedlich. Während die Anbindung an die IT-Systeme des Netzbetreibers regional vom jeweiligen Netzbetreiber abhängen, ist die Schnittstelle zum Kundensystem (EMS oder gesteuerte Einzelgerät) mindestens europäisch zu normieren.

Die folgende Abbildung 7 dient dem Verständnis, wo der digitale Netzanschluss im Kontext des iMSys grundsätzlich zu verorten ist. Auch wenn der digitale Netzanschluss grundsätzlich ein Konzept darstellt, ist er im Übergang zwischen dem Netzbetreiber und der Kundenanlage zu verorten. Der digitale Netzanschluss ermöglicht neben seiner oben beschriebenen funktionalen Aufgabe auch eine Zuordnung von Verantwortlichkeiten, sei es für den Betrieb oder z.B. für mögliche regulatorische Anforderungen an die Ausgestaltung⁴.

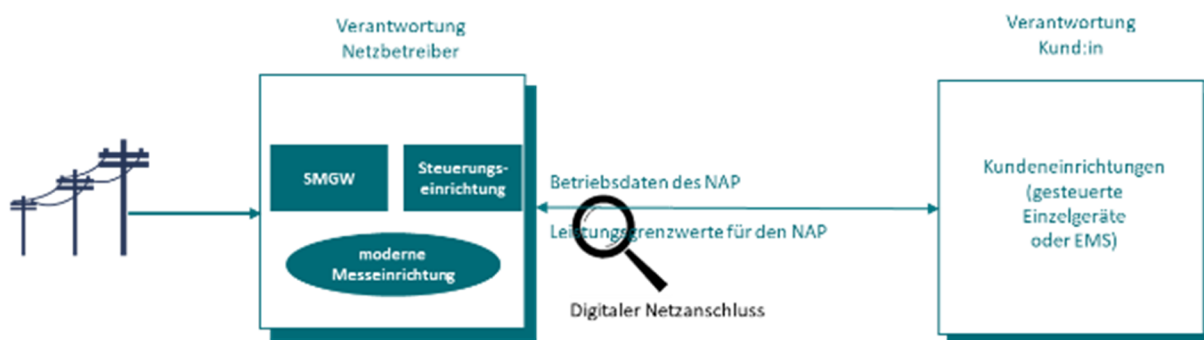


Abbildung 7: Ansteuerung über einen digitalen Netzanschluss (eigene Darstellung)

⁴ Z.B. BSI TR-03105, FNN- Lastenheft

3.5 Vorstellung der Landkarte

Die Landkarte stellt Beziehungen und Kommunikationswege zu den zwei Anwendungsfällen “marktba-sierte Steuerung” (AF 1) und “Notfallregelung” (AF 5) dar. Sie präsentiert die zum aktuellen Zeitpunkt vorlie-genden Normen und Standards, die für die Steuerung von Ladevorgängen hinter einem Netzanschlusspunkt, bei Ladeinfrastruktur mit eigenem Netzanschluss-punkt und in Kombination mit anderen Verbrauchern und Gebäuden möglich sind und in den Projekten zum Einsatz kommen (siehe Abbildung 8).

Bei der Betrachtung der Landkarte gilt, dass sie unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben zu iMSys, dem BMWK/BSI Stufenplan und Betrachtung auf Ebene des Verteilnetzes zu verstehen ist.

Die Landkarte zeigt, dass an der Steuerung der Ladein-frastruktur und anderen Verbrauchern eine Vielzahl verschiedener Akteure involviert sind. In der Land-karte werden die jeweiligen Beziehungen und Kommu-nikationswege dargestellt.

Die jeweiligen Normen und Standards bzw. Anwen-dungsregeln der Kommunikationswege müssen für je-den Anwendungsfall und jede Anschlusssituation an das Stromnetz geprüft und definiert werden.

In der Landkarte werden die unterschiedlichen Vari-anten der Anwendungsfälle 1 und 5 grafisch darge-stellt, die sich aus zwei möglichen Anschlusssituatio-nen ergeben:

- Ladeinfrastruktur hat i. d. R. keinen eigenen Netzanschlusspunkt und hängt gemeinsam mit anderen Verbrauchern am Gebäude-Netzanschlusspunkt
- Ladeinfrastruktur hat i. d. R. einen eigenen Netzanschlusspunkt

Im Kapitel 3.5.1 werden die beiden Anwendungsfälle 1 und 5 (AF 1 und AF 5) in unterschiedlichen Varianten genauer beschrieben. Im Anhang finden sich die Be-schreibungen der Detailaussagen zu den unterschied-lichen Varianten in tabellarischer Form wieder.



Landkarte für die Steuerung von Ladevorgängen hinter dem NAP bei Ladeinfrastruktur ohne und mit eigenem NAP (privat, teilöffentlich, öffentlich)

- Zusammenführung Szenarien: Notfallregelung (rot) und marktbasierter Steuerung (grün)-

Anmerkung: Die Landkarte ist unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben zu SMGW und Betrachtung auf Ebene des Verteilnetzes zu verstehen. Die Gewährleistung der IT-Sicherheit in allen Stufen der Kommunikation wird als gegebene Anforderung angesehen.

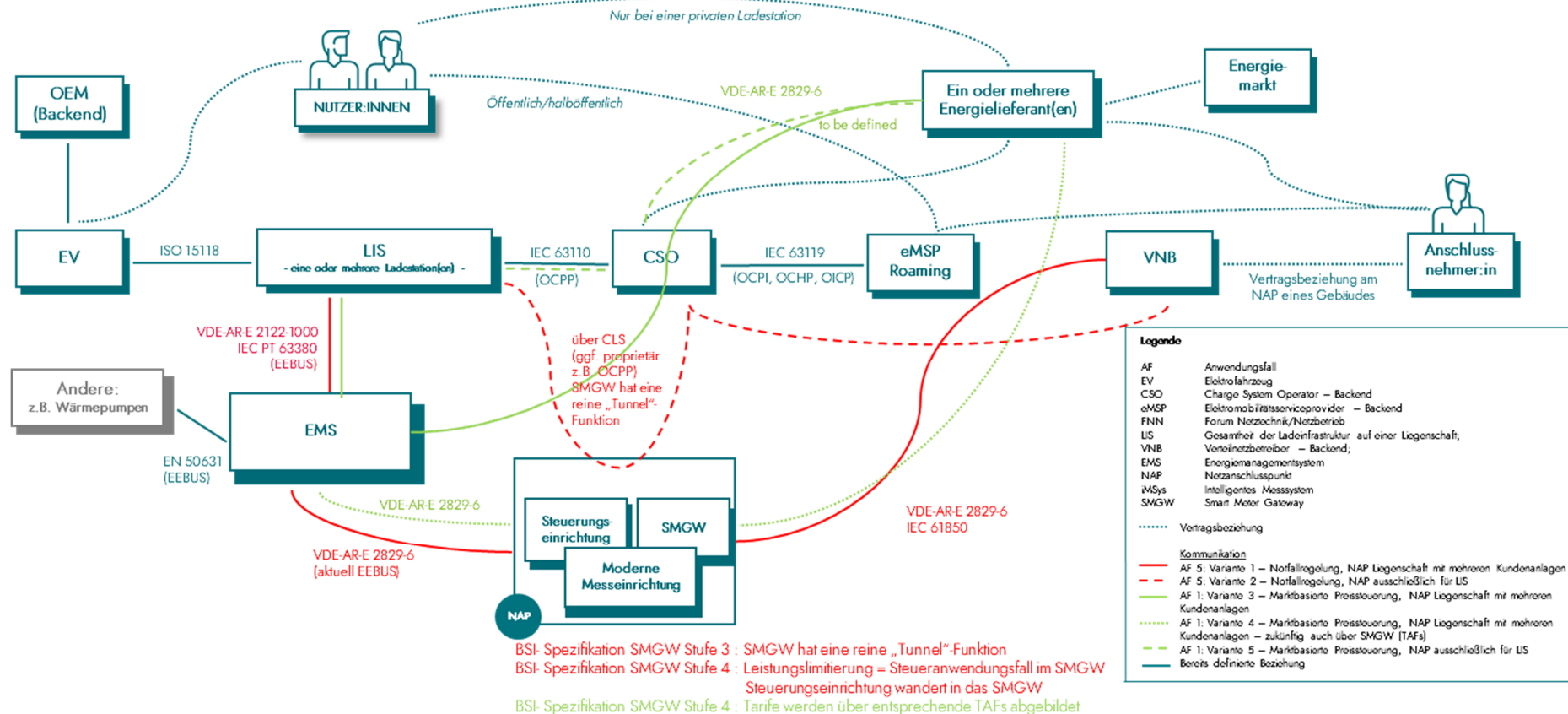


Abbildung 8: Kommunikationslandkarte zur Ladesteuerung (eigene Darstellung)

3.5.1 Beschreibung Anwendungsfälle 1 und 5

Anwendungsfall 1 marktbasierter Preissteuerung (grüne Ampelphase)

In Anwendungsfall 1 (AF 1) wird der Strombezug basierend auf dem jeweiligen Börsenpreis/Tarif für die genutzte Energiemenge entschieden.

Ein Energielieferant kommuniziert den Strompreis in AF 1-Variante 3 im Rahmen des VDE-AR-E 2829-6 direkt ohne Beteiligung des iMSys mit dem EMS, welches die Tarifinformationen verarbeitet und nach der VDE-AR-E 2122-1000 (IEC PT 63380) an die Ladeinfrastruktur leiten kann. Die Tarife werden hier nicht als für die Infrastruktur relevant angenommen, sie dienen rein der betriebsseitigen Optimierung und ordnungsgemäßen Abrechnung der gelieferten Ladestrommengen.

AF 1-Variante 4 beschreibt denselben Kommunikationsweg mit dem EMS über das iMSys. Die notwendigen Tarifinformationen werden über den Messstellenbetreiber (MSB) in das SMGW eingespielt und von dort an der HAN-Schnittstelle z.B. über die VDE-AR-E 2829-6 an das EMS übermittelt. Das EMS und die Ladeinfrastruktur kommunizieren wie in AF 1-Variante 3 über die VDE-AR-E 2122-1000 (IEC PT 63380). Das EMS hat dadurch immer den aktuell abrechnungsrelevanten Wert vorliegen. Dieses wird insbesondere vor dem Hintergrund der lokal gültigen variablen Netzentgelte in der gelben Ampelphase wichtig. Dieser Fall der variablen Netzentgelte in der gelben Ampelphase ist zwar normativ in Arbeit, aber aktuell noch in keinem Forschungsprojekt in Projektierung. Er ist auch im BSI Roadmap-Prozess frühestens ab Stufe 4 vorgesehen.

Anders als in AF 1-Variante 3 und 4 liefert der Energielieferant die Tarifinformationen in AF 1-Variante 5 direkt an den CSO, welcher diese Information nach IEC 63110 an die Ladeinfrastruktur („anlagen-scharf“) übermittelt.

Der Standard, nach dem dieser Kommunikationsweg gestaltet wird, ist noch nicht definiert. Aktuell

wird geprüft, ob openADR in dieser Verbindung eingesetzt werden kann.

Anwendungsfall 5 Notfallregelung (rote Ampelphase)

Anwendungsfall 5 (AF 5) betrachtet den Fall, der eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität auf der Verteilnetzebene und die kurative Maßnahme der Leistungsbegrenzung beinhaltet.

Dieser Wert wird vom BSI als relevant für die sichere Energieinfrastruktur angenommen und muss daher über das iMSys zum Netzübergabepunkt übertragen werden.

Für die AF 5-Variante 1 kann das SMGW in Stufe 3 des BMWK/BSI-Roadmap-Prozesses perspektivisch als übertragende technische Komponente („Tunnel-funktion“/CLS-Proxy) eingesetzt werden, welche einen transparenten, protokollunabhängigen Kommunikationskanal zur Verfügung stellt. Die übergebene Leistungslimitierung an diesem Punkt ist dem SMGW unbekannt. Die eigentlich ausführende Komponente ist die FNN-Steuerbox oder eine vergleichbare am SMGW hängende Steuerungseinrichtung. Von dort aus wird das Signal mit der gleichen VDE-Anwendungsregel an das EMS geleitet, bevor es von da aus nach der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-E 2122-1000 an die Ladeinfrastruktur gesendet wird.

Die Normung dieses Anwendungsfalls ist weitestgehend abgeschlossen, zusammen mit den Sicherheitsanforderungen TR 03109-5 des BSI liegt hier eine rolloutfähige Lösung vor.

Die durchgängige Kommunikation für den Netznotfall von der Netzleitwarte, über den Netzanschlusspunkt bis zum Fahrzeug, wurde bereits durch das Projekt ARNi erfolgreich demonstriert. Dies wurde mit den in Kapitel 3 formulierten Normen und Standards VDE-AR-E 2829-6, der daraus abgeleiteten VDE-AR-E 2122-1000 und IEC 61850 sowie der ISO 15118 für die Reduktion des Bezugs durch eine Leistungslimitierung am Netzanschlusspunkt realisiert



Das Projekt BDL beschäftigt sich damit, die Funktion der Steuerbox (Bereitstellung eines Signals zur Leistungslimitierung über die VDE-AR-E 2829-6) in das SMGW zu verlegen, die Limitierung mitzuloggen und eine eichrechtliche Nachweisführung in das SMGW zu integrieren (Ausblick auf Stufe 4 des BMWK/BSI-Roadmap-Prozesses).

In AF 5-Variante 2, in der der Netzanschlusspunkt i. d. R. nur für die Ladeinfrastruktur zuständig ist, sendet der VNB das Steuerungssignal zur Leistungslimitierung direkt an den CSO. Zum aktuellen Zeitpunkt gibt es noch keine Norm, nach der diese Kommunikationsbeziehung definiert ist. In den Projek-

ten werden beispielsweise openADR oder der Standard IEC 60870-5-104 verwendet. Bei der Kommunikationsbeziehung zwischen CSO und Ladeinfrastruktur handelt es sich um eine reine CLS-Strecke. Das SMGW baut zwischen VNB und Ladeinfrastruktur einen transparenten Kanal auf. Die übergebene Leistungslimitierung an diesem Punkt ist dem SMGW unbekannt. Hauptunterschied zu AF 5-Variante 1 ist, dass hier nur eine Geräteklasse (Ladeinfrastruktur) anlagenscharf gesteuert wird, während AF 5-Variante 1 sich auf den Netzanschlusspunkt der Liegenschaft bzw. des Gebäudes bezieht. Das Projekt ELBE hat diesen Weg erfolgreich auf Basis des OCPP-Protokolls umgesetzt, das der IEC 63110 zugrundliegt.



4 PRIORISIERUNG UND ORCHESTRIERUNG VON STEUERUNGSSIGNALLEN

Reduktion der Komplexität

Die vorangegangenen Kapitel mit den aufgeführten Anwendungsfällen und der Landkarte zeigen die Komplexität des Systems, aber auch konkrete Lösungsräume für Normen und Standards sowie zu Kommunikationswegen für die Anwendungsfälle 1 und 5. Und es zeigt die Notwendigkeit einer Klärung der Verarbeitung und der Priorisierung der Steuerungssignale in diesem System auf, welche sich ergeben, wenn insbesondere die Anwendungsfälle 3 und 4 dazukommen. In diesem Whitepaper wird hierfür der Begriff der „Priorisierungsordnung“ verwendet. Denn der in diesem Zusammenhang oft verwendete Begriff „Koordinierungsfunktion“ wird bereits in unterschiedlichsten Themenzusammenhängen genutzt und ist dort bereits mit spezifischen Definitionen besetzt.

Bevor die Priorisierungsordnung konkretisiert wird, befasst sich das folgende Kapitel vorerst mit dem Konzept der variablen Leistungsgrenze am Netzanschlusspunkt.

4.1 Das Konzept der variablen Leistungsgrenze am Netzanschlusspunkt

In der Niederspannung sollen alle „Steuerungsmaßnahmen“ durch den VNB vorrangig auf den Netzanschlusspunkt wirkend über Vorgaben zur Leistungsbegrenzung erfolgen. Diese Anforderung wird auch durch das FNN in ihrem Impulspapier zu „Eckpunkten zum zukünftigen Netzbetrieb mit Flexibilitäten in der Niederspannung“ formuliert (FNN 2022) und durch die im Sommer verabschiedete Novelle des § 14a EnWG gestärkt. Anforderungen an die Reduzierung des Strombezugs im Anwendungsfall 5 Notfallregelung sollten anhand einer Leistungslimitierung am digitalen Netzanschlusspunkt in das System getragen werden. Die Leistungsgrenze wird durch

das P_{lim} -Signal definiert. Dieses definiert den maximalen Leistungsbezug aus dem Stromnetz für eine festgelegte Zeitspanne (siehe Abbildung 9). Unterhalb dieser Leistungsgrenze kann das Kundensystem frei agieren. Sollten mehr als ein steuerbarer Verbraucher vorhanden sein, übernimmt ein EMS die Orchestrierung hinter dem Netzanschlusspunkt und sorgt dafür, dass das definierte P_{lim} eingehalten wird.

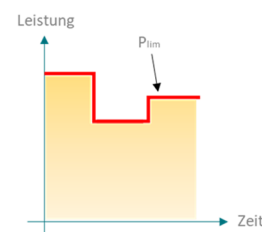


Abbildung 9: Konzept der variablen Leistungsbegrenzung, (eigene Darstellung) [Unterhalb der roten Grenze (P_{lim}) kann das Kundensystem frei agieren]

Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Netzanforderungen umgesetzt werden. Wie diese Anforderung auf der Liegenschaft hinter dem Netzanschlusspunkt umgesetzt wird, bleibt dem Anschlussnehmenden überlassen. So werden für die Umsetzung der Netzanforderungen im Anwendungsfall 5 „Notfallregelung“ keine einzelnen Anlagen direkt vom Netz angesteuert, sondern über Sollwert-Vorgaben ein Verantwortungsübergang an den Endkunden vollzogen.

Mit dieser Herangehensweise ermöglicht man, dass Geschäftsmodelle durch die Industrie entwickelt werden können, die hinter dem Netzanschlusspunkt verortet sind, ohne dabei die Netzstabilität zu gefährden. Unterschiedliche Anforderungen an den Netzanschlusspunkt in den europäischen Ländern würden auf diese Weise auch nicht die weitere Entwicklung der Geschäftsmodelle zum uni- und bidirektionalem Laden beeinträchtigen, die i. d. R. von

mindestens europäisch agierenden Industriefirmen vorangetrieben werden.

4.2 Priorisierungsebenen

Unter der Prämisse, dass in einer kritischen Netzsituation die Notfallregelung mit einer Reduzierung des P_{lim} die Netzstabilität sicherstellt, können außerhalb eines solchen Notfalleingriffs eine Vielzahl von Geschäftsmodellen zur Steuerung der Ladevorgänge umgesetzt werden. D.h. die Notfallregelung als lokale Leistungslimitierung steht in der Priorität über allen drei im Folgenden beschriebenen Ebenen.

Hinter jedem bereits beschriebenen Anwendungsfall stehen unterschiedlich mögliche Geschäftsmodelle, die wiederum Steuervorgaben auslösen. Der erste Schritt zur Umsetzung einer Priorisierungsordnung ist zunächst die Reduzierung dieser Geschäftsmodelle auf die Herkunft der Anreizsignale.

Dafür werden die Geschäftsmodelle mit den daraus folgenden Anreizsignalen den folgenden drei Ebenen zugeordnet:

1. Ladeziel gemäß Präferenz der Nutzer:innen
2. Monetär vergütete Netzstützung und Systemdienstleistungen
3. Teilnahme am Strommarkt

Diese drei Bereiche sind die Basis für die Priorisierungsordnung der Steuerungssignale. In Abbildung 10 werden die Priorisierungsebenen dargestellt. Die Priorisierungsebenen 2 und 3 und der „Netz-Eingriff“ agieren analog zu den FNN-Ampelphasen. Nur die Präferenzen der Nutzer:innen agieren außerhalb dieses Ampelsystems als individueller Handlungsrahmen der Nutzenden der Elektrofahrzeuge.



Abbildung 10: Priorisierungsebenen von Steuerungssignalen (eigene Darstellung)

Die Präferenzen der Nutzer:innen stehen in der Hierarchie auf der obersten der drei Ebenen (Abbildung 10 blau). Zu jeder Zeit muss es das Ziel sein, die Wünsche der Nutzenden zu erfüllen und damit die Akzeptanz der Elektromobilität zu gewährleisten. Hierbei haben Steuerungssignale der Ebene 1 immer Vorrang.

Innerhalb der Grenzen, die das Nutzererlebnis gemäß Ebene 1 definiert (z.B. „Auto am nächsten Tag um 7:00 Uhr zu 80 % geladen“) können die Steuerungssignale der Ebene 2 (Abbildung 10 gelb) vom Aggregator und Betreiber eines Flottenkraftwerks nun zur monetär vergüteten Netzstützung (im Rahmen der verbleibenden Batteriekapazität) genutzt und dem Nutzenden im Rahmen seines gewählten Tarifs entsprechende Vorteile eingeräumt werden (z.B. Erbringung der gleichen Netz- und Systemdienstleistungen wie es aktuell Pumpspeicher- oder Spitzenlastkraftwerken noch vorbehalten ist). Beispielsweise können Teile der so gepoolten Batteriekapazität der Elektrofahrzeuge über Aggregatoren/Poolinganbieter zur Behebung von regionalen oder auch überregionalen Erzeugungs- oder Netzengpässen vermarktet werden. Schließlich folgt die dritte Priorisierungsebene, der Strommarkt (Abbildung 10 grün). In dieser Ebene dienen die Steuerungssignale z.B. dem Kauf oder Verkauf von Energie zu attraktiven Preisen, dem Verkauf von z.B. CO₂-neutral erzeugtem Ladestrom für Elektrofahrzeuge oder der Eigenverbrauchsoptimierung.

In Summe lässt sich zusammenfassen, dass in der grünen und gelben Ampelphase die Steuerungssignale zur Erfüllung der Präferenzen der Nutzer:innen Vorrang vor denen der Netzstützung und des Strommarkts haben, während Signale zur Netzstützung im Vergleich zu denen des Strommarkts priorisiert behandelt werden. In der roten Ampelphase werden alle drei Priorisierungsebenen durch den lokalen Netzeingriff am Netzübergabepunkt überschrieben.

Die Rahmenparameter und gewünschte Durchführung dieser Priorisierung obliegt dem Kundensystem, dessen Eigentümer:innen dafür z.B. ein entsprechend programmiertes und parametrisiertes

EMS einsetzen, in dem die Präferenzen hinterlegt sind.

Die Priorisierungsordnung hilft so, die Vielzahl der Use Cases und die damit verbundenen Steuerungssignale auf die vier beschriebenen Ebenen herunterzubrechen. Die Komplexität des Gesamtsystems wird so reduziert. Damit einhergehend kann eine einfache Koordinierung erfolgen, über die die Steuerungssignale und deren z.T. bestehende Gegenläufigkeit priorisierungsfähig und verarbeitbar werden.

4.3 Orchestrierung

Einfaches Startmodell

In der vereinfachten Darstellung für die Umsetzung der Priorisierungsordnung wird erstmal davon ausgegangen, dass sich die linke Seite (örtlich beschränkter Netzeingriff am Netzanschlusspunkt) und die rechte Seite (marktliche Eingriffe auf die Kundenanlagen) nicht nennenswert beeinflussen (Abbildung 11).

Die Projektergebnisse, insbesondere des Projektes BDL, zeigen, dass der Engpasseingriff des VNB zum einen örtlich begrenzt und in seiner Häufigkeit und Dauer minimal ist, so dass der aggregierte Beitrag zur Netzstützung gegen Netzprobleme nicht gestört wird (Müller 2022). Die lokale Leistungslimitierung über einen P_{lim} dient dabei immer als „letzte Absicherungsmaßnahme“, die zuverlässig das lokale Verteilnetz stützt.

In Abbildung 11 wird deshalb bewusst der Begriff Ortsnetzbetreiber gewählt, um zu verdeutlichen, dass es sich hierbei nicht um eine flächig eingesetzte Begrenzung, sondern nur um einen Eingriff in einem lokal betroffenen Netzstrang handelt. Er bewirkt die Rückkehr der Strom- und Spannungswerte am Netzanschlusspunkt der Liegenschaft in den zulässigen Bereich und schützt dadurch die lokalen Betriebsmittel des Netzes.

Die Akteure vor und hinter dem Netzanschlusspunkt agieren unabhängig voneinander. Die Orchestrierung erfolgt im Verantwortungsbereich des Kunden über ein Energiemanagementsystem auf der Seite

der Kundenanlage. Sie bedürfen (noch) keiner zentralen Koordinierungsfunktion auf Seiten des Stromnetzes (vgl. FNN 2022).

Mit einem solchen Orchestrierungsansatz kann man den Hochlauf der Elektromobilität inklusive der Netzintegration vorantreiben, ohne die Netzstabilität im Verteilnetz zu gefährden, und zugleich in den darüber liegenden Ebenen zu Netzstützung und Systemsicherheit beitragen.

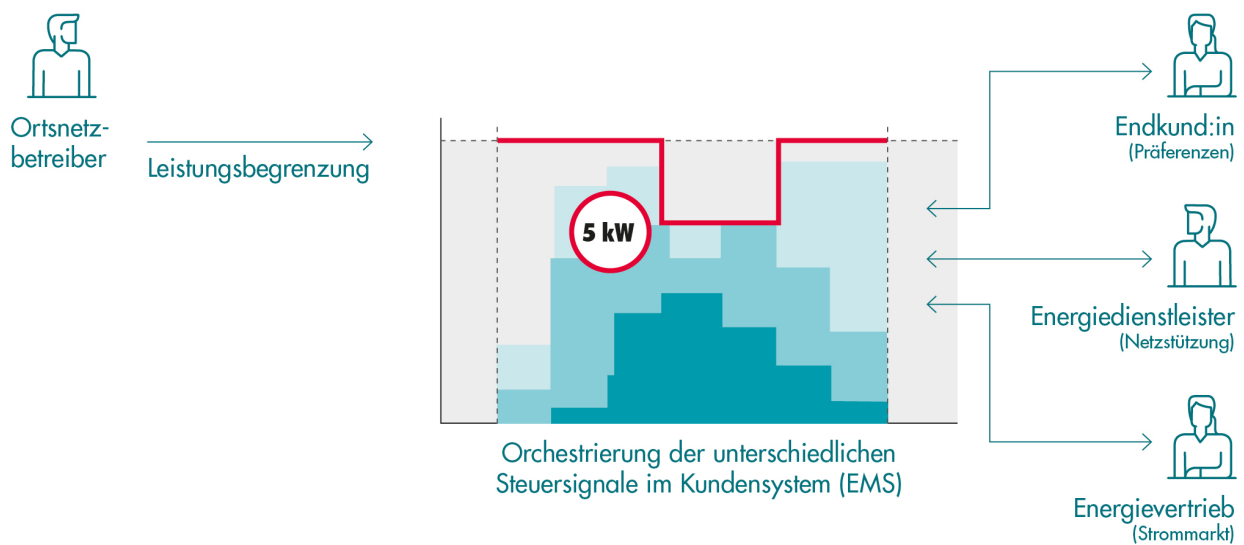


Abbildung 11: Variable Leistungsbegrenzung (eigene Darstellung)

Zukünftiger Koordinierungsbedarf

Mit zunehmendem Ausbau und fortschreitender Digitalisierung der Verteilnetze werden sich auch immer mehr Flexibilitäts-Instrumente in der gelben Ampelphase zur Optimierung der lokalen und überregionalen Netzauslastung durchsetzen.

Variable Netzentgelte können präventiv Netzengpässe vermeiden. Das Projekt uniT-e² widmet sich u.a. dieser Fragestellung. Forecast-Daten aus den Kundensystemen können dann dazu dienen, eine adaptive Leistungsbegrenzung präventiv zu nutzen.

In den zeitlichen Entwicklungsschritten können sich somit neue Notwendigkeiten der Kommunikationsverbindungen und daraus folgende zu orchestrierende Steuerungsinformationen ergeben.

Es wird in den Förderprojekten weiterführend geforscht, ob eine zentrale Koordinierungsfunktion im Sinne der laufenden FNN-Projektarbeiten in der gelben und roten Ampelphase nötig ist und wenn ja, ab welchem möglichen Umsetzungsgrad der Anwendungsfälle sie entsprechend ausgeprägt sein muss. Mit dieser Frage befasst sich beispielsweise das Projekt RESIGENT.

Losgelöst von der Fragestellung einer zentralen Koordinierungsfunktion müssen die Use Cases der verschiedenen Anwendungsfälle und Ampelphasen am Netzanschlusspunkt aufeinander abgestimmt, koordiniert agieren. Dazu sind ganzheitliche Normungsansätze wie z.B. die VDE-AR-E 2829er Reihe notwendig, welche die verschiedenen Steuervorgaben in einen Gesamtkontext stellen. Sie müssen die notwendigen Informationen durchgängig und über Gerätetypologien hinweg bis zum Ladepunkt mit der ISO 15118-Reihe und IEC 63110 (OCPP) austauschen können. Nach aktuellem Kenntnisstand sind die Anpassungen zu den oben genannten Normen und Standards in den Gremien in Bearbeitung, um die Durchgängigkeit der Kommunikation zu gewährleisten.

5. FAZIT UND AUSBLICK

Fazit

Die Betrachtung und Strukturierung der Steuerungsformen der Ladevorgänge anhand von Anwendungsfällen, die sich an den Ampelmodellen orientieren, ist ein sinnvolles Strukturierungselement. Es dient der Vereinfachung des Betrachtungsrahmens und der besseren Annäherung von den einfacheren hin zu den komplexeren Steuerungsprozessen.

Das Whitepaper in der Edition I ist ein Konsenspapier, das aus einem Beteiligungsprozess mit den im Impressum benannten Projekten und Projektpartner:innen aus dem Förderprogramm Elektro-Mobil des BMWK hervorgegangen ist. Es zeigt Lösungen für standardisierte Kommunikationswege exemplarischer Steuerungsprozesse auf, die von den beteiligten Projekten als umsetzbare Lösungen eingestuft und in den Realtests eingesetzt werden.

Diese Lösungen ermöglichen das Nutzen von Marktpreisen für einen tarifoptimierten Strombezug sowie eine Leistungslimitierung im drohenden Engpassfall. Die ISO 15118-20, IEC 63110 (OCPP) sowie VDE-AR-E 2829-6 (EEBUS) stellen hierfür heute ein Grundgerüst bzw. eine Grundfunktionalität dar, mit der man eine Durchgängigkeit für die Steuerung der Ladevorgänge erreichen kann.

Mit der erstellten Landkarte wurde an die Ausführungen angeknüpft, die im FNN Hinweis „Zielbild Steuerbarkeit von Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge“, der „Schwerpunkt-Roadmap Intelligentes Lastmanagement“ der NPM AG 6 sowie Aktivitäten zur Gateway-Standardisierung des BMWK/BSI veröffentlicht wurden.

Die vorliegende Ausarbeitung und die Arbeit der Projekte haben so einen großen, gemeinschaftlichen Konsens geschaffen.

Die Inhalte der hier vorliegenden erweiterten Edition I wurden anhand von Veröffentlichungen wie z.B. des FNN (FNN 2022) und in der Zwischenzeit präsentierten

Projektergebnissen durch die Begleitforschung aktualisiert und ergänzt.

Der digitale Netzanschluss, der marktliche Einsatz von Flexibilitäten zur Vermeidung von überregionalen Netzengpässen z.B. durch den Einsatz von Flottenkraftwerken sowie variable Stromtarife sind Instrumente, die bereits heute erprobt sind und in den weiteren Aktivitäten relativ zeitnah massentauglich eingesetzt werden können. So können sie in naher Zukunft zur Beschleunigung der Energiewende beitragen.

Die Überlegungen in Kapitel 4 der erweiterten Edition I zeigen, dass in und nach der Hochlaufphase der Elektromobilität, die vereinfachte Darstellung der Priorisierung und Orchestrierung gut geeignet ist, die Zustände in den nächsten Jahren zu beschreiben und marktreife Systeme auszurollen. Erste präventive Anwendungsfälle in der gelben Ampelphase sind u. a. im Projekt BDL in Piloten erfolgreich erprobt und demonstriert worden.

Marktmechanismen für netzverträgliches oder auch netzdienliches Laden können zu Beginn über eine schlichte Priorisierungsordnung gelöst werden. Das Konzept der variablen Leistungsgrenzen am Netzanschlusspunkt und die vereinfachten Priorisierungsebenen zeigen, wie bei entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen für den Netzeingriff die Sicht der Kund:innen und Anforderungen an die Mobilität genauso berücksichtigt werden wie die Sicherheit der Stromnetze.

Ausblick

Das Whitepaper Edition I zeigt durch die Arbeit der Begleitforschung und der beteiligten Projekte Möglichkeiten und Wege für die Gestaltung der Steuerungsformen von Ladevorgängen auf, für deren zukünftige Nutzung hier der Grundstein mit einem breiten Konsens gelegt wurde. Auf dieser grundlegenden Basis aufbauend sind folgende Aspekte weiterzuentwickeln, zu definieren und zu regeln.

Durchlässigkeit der Steuerungsinformationen: Es ist im Detail sukzessive für alle Anwendungsfälle zu überprüfen, welche konkreten Anpassungen in den Normen und Standards erfolgen müssen, um die Durch-

gängigkeit der Kommunikation im gesamten Steuerungsprozess sicherzustellen. Dies sollte insbesondere unter Berücksichtigung der Arbeiten des DKE/AK 353.0.401 erfolgen.

Erweiterung der Landkarte: Im weiteren Prozess sind die Informationen über den Kommunikationsfluss der vorliegenden Landkarte um weitere Aspekte zu ergänzen. Dies sind u.a. Elemente wie die Rollenverteilung der Akteure, Sicht und Handlungsrahmen der Nutzer:innen, Interaktionen zwischen Nutzer:innen, Ladeinfrastruktur, eMSP und CSO. Zukünftig kann es dazu kommen, dass weitere Akteure in den einzelnen Anwendungsfällen mitwirken werden. Für diesen Fall gilt es, die Landkarte dann um diese neuen Akteure und Komponenten mit ihren Funktionen zu erweitern.

Gelbe Ampelphase: Präventive Anwendungsfälle in der gelben Ampelphase sollten weiterentwickelt werden. Hierbei ist beispielsweise zu berücksichtigen, dass Systemdienstleistungen, die z.B. durch rückspeisefähige Elektrofahrzeuge erbracht werden, auf den unterschiedlichen Spannungsebenen des Stromnetzes wirken. Daher bedarf es entsprechend flexibler Lösungen, in denen Anforderungen optimal miteinander verknüpft werden.

Herausforderungen liegen u. a. im Aufbau einer flächendeckenden Steuerfähigkeit im Niederspannungsnetz und der Koordinierung zwischen den flexiblen Anlagen und Verbrauchern und den unterschiedlichen Netzebenen.

Normungs- und untergesetzliche Regelungsbedarfe: Handlungsbedarfe gibt es u.a. bei der Normungsarbeit für den Anschluss von Flottenkraftwerken an die Netze und hierfür erforderliche Netzanschlussbedingungen und gemeinsame, herstellerübergreifende Steuerungssignale zur Umsetzung der Priorisierungsordnung in den Strommärkten Deutschlands und Europas. Der regulatorische Rahmen, innerhalb dessen sich die Normung bewegt, ist nun so zu gestalten, dass eine wirtschaftliche Umsetzung der Anwendungsfälle ermöglicht wird. In diesem Zusammenspiel kann über die intelligente Steuerung der Ladevorgänge (uni- und bidirektional) die Netzintegration der Elektromobilität einen sinnvollen Beitrag für die Energiewende leisten.

Regulatorik: Für die Gestaltung der Steuerungsprozesse ist ein klarer Rechtsrahmen notwendig.

Damit durch die Industrie die Steuerungsmöglichkeit über den Netzanschlusspunkt rechtssicher und schnell umgesetzt werden kann, muss die BNetzA eindeutige Aussagen zur konkreten Ausgestaltung des § 14a veröffentlichen.

Rückspeisung als gepoolte Flexibilität ins Verteilnetz ist regulatorisch bisher nicht festgelegt. Es bedarf einer Einordnung der rückspeisungsfähigen Elektrofahrzeuge in die Systematik der Erzeugungs- und Speicheranlagen. Ferner ist ein Diskurs zu den dynamischen Tarifen zu führen. Es bedarf eines rechtlichen Rahmens, der es ermöglicht, dass sich relevante Geschäftsmodelle über Leistungsvorgaben und/oder preisliche Signale entwickeln lassen und diese einen ausreichenden preislichen Anreiz darstellen können. In den Förderprojekten wurden diesbezüglich bereits Vorschläge entwickelt.

iMSys: Die Ausgestaltung der Integration des iMSys und der dazugehörigen Kommunikationsschnittstellen als vollständiger digitaler Netzanschluss ist in Verbindung mit dem SMGW-Roadmap-Prozess weiter zu konkretisieren. Die Empfehlungen, die aus den Projekten heraus in den Roadmap-Prozess eingebracht wurden, sind für die Stufe 4 zu berücksichtigen. Bisher nicht betrachtet wurde die Abrechnung einzelner Ladevorgänge (z.B. beim Thema Arbeitgeberladen). Die Projekte BDL und LamA-Connect beschäftigen sich z.B. mit von Ereignissen getriggerten Abrechnungsmöglichkeiten von Kundensystemen hinter dem Netzanschlusspunkt.

Resiliente Gestaltung des Systems der Ladeinfrastruktur: Die Vielzahl an Use Cases und Geschäftsmodellen und die aufgezeigte Notwendigkeit einer Priorisierungsordnung machen den Anschluss und Informationsaustausch zwischen Ladepunkten und dem Energiesystem automatisch komplexer. Für unvorhersehbare Störungen und Probleme in Teilbereichen, die das gesamte System beeinträchtigen, gibt es Ansatzpunkte je komplexer das System ist. Um ein resilientes System für das Laden von Elektrofahrzeugen aufzubauen, müssen alle Komponenten des Energiesystems erfasst werden, auch im Hinblick auf deren zukünftige

Gestaltung. Es muss die Informationsebene, die technischen Ressourcen selbst betrachtet werden. Hierbei sind die Ressourcen sowohl für die Energieproduktion, den Transport oder den Verbrauch zu bedenken. Die Potenziale und auch Risiken, um das Energiesystem resilient zu gestalten, sind auf allen diesen Ebenen zu finden (Fraunhofer IEE 2022).

Um ein resilientes System gewährleisten zu können, muss geklärt werden, was passiert, wenn Signale über mehrere Stunden oder gar mehrere Tage aufgrund von z.B. Störungen der Infrastruktur bei den Ladepunkten nicht ankommen oder iMSys nicht vollumfänglich funktionsfähig sind. Ursachen können Umweltkatastrophen, extreme Wetterbedingungen, kriminelle Angriffe, Defekte etc. sein. Ladeinfrastrukturen müssen so ausgestaltet sein, dass sie auch mit höheren Frequenzschwankungen umgehen können oder gar im Falle eines Schwarzstartes unterstützend wirken können. Weiterer Klärungsbedarf besteht bei der Fragestellung, wie stark der Einfluss des Ausfalls der iMSys auf das gesamte nationale Energiesystem und auf die Ladeinfrastruktur ist. Zudem ist die Frage zu beantworten, ob im EU-Verbund Blindleistung, Phasenverschiebung, Spannung und Frequenz in Kleinsteinheiten gemessen und automatisiert und dezentral von jeder Kleinsteinheit im Rahmen ihrer Möglichkeiten stabilisiert werden müssen.

Für eine nachhaltige Transformation des Energie- und Verkehrssektors in Europa und Deutschland entsteht ein System mit hoher Komplexität. Um das System stabil und sicher zu gestalten, sind resiliente Systeme im autonomen, systemstützenden Modus notwendig. Diese müssen auch automatisiert im Inselbetrieb weiterlaufen können und schwarzstartfähig sein. Solche Systeme erlauben die automatisierte systemdienliche Steuerung, sobald eine lokale Abweichung von den Sollwerten gemessen wird. Sicherheit im Gesamtsystem wird dadurch gewährleistet, dass jedes Element des Systems automatisiert danach strebt, sich selbst und sein (Netz-)Umfeld zu stabilisieren. Diese Systemarchitektur wird z.T. unter den Begriffen „smarte Micro-Grids“ oder „zelluläres Netz“ beschrieben und kann als weitere Sicherungslinie den alles entschei-

denden Unterschied machen. Das Thema der resilienten Systeme wird in den folgenden Aktivitäten der Begleitforschung weiter erörtert und konsultiert.



LITERATURVERZEICHNIS

Agora Verkehrswende 2019: Verteilnetzausbau für die Energiewende.

Online verfügbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 11.01.2022.

BDEW (2017): Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz.

Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Smart-Grids.pdf , zuletzt geprüft am 30.11.2021.

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) (2021): Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende, <https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Roadmap-Prozess/roadmap-prozess.html> zuletzt geprüft am 07.10.2022

BNetzA (2022): Positionspapier zur Konkretisierung der Reichweite energiewirtschaftlich relevanter Mess- und Steuerungsvorgänge nach § 19 Absatz 2 MsbG, BK6-22-253, zuletzt geprüft am 28.09.2022

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022): Smart Meter: Intelligente Messsysteme für die Energiewende. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/smart-meter.html> , zuletzt geprüft am 11.10.2022.

Deutscher Bundestag (2022): Drucksache 20/2580 (neu) vom 05.07.2022

Online abrufbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/025/2002580.pdf>

Die Bundesregierung (2021): Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit - Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP.

Online abrufbar unter <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>, zuletzt geprüft am 11.01.2022

Europäische Kommission (2019): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Der europäische grüne Deal.

Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0021.02/DOC_1&format=PDF, zuletzt geprüft am 11.01.2022

FNN (2021): Zielbild Steuerbarkeit von Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge.

Online verfügbar unter <https://www.vde.com/de/fnn/themen/elektromobilitaet-backbone-stromnetz/netz-als-backbone> , zuletzt geprüft am 11.01.2022.



FNN (2022): Eckpunkte zum zukünftigen Netzbetrieb mit Flexibilitäten in der Niederspannung, FNN Impuls, Berlin 07/2022.

Online verfügbar unter <https://www.vde.com/re-source/blob/2191870/c830251e02291ca67fd187c02381783e/eckdatenpapier-flexibilitaet-data.pdf>, zuletzt geprüft am 17.09.2022.

Fraunhofer IEE (2022): <https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Veranstaltungen-Messen/2022/resilienz-energiesystem.html>, zuletzt geprüft am 17.09.2022

M. Müller, S. Rodler, N. Jooß (2022): „Avoiding low-voltage grid overloads through curative grid operator intervention with focus on electric vehicles,“ in 6th E-Mobility Power System Integration Symposium, Den Haag, 2022, (accepted)

Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) (2015): Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland - Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015.

Online verfügbar unter <https://www.acatech.de/publikation/ladeinfrastruktur-fuer-elektrofahrzeuge-in-deutschland-statusbericht-und-handlungsempfehlungen/download-pdf?lang=de>, zuletzt geprüft am 11.01.2022.

Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) (2020): Schwerpunkt-Roadmap Intelligentes Lastmanagement. Arbeitsgruppe 6 Normung, Standardisierung, Zertifizierung und Typgenehmigung.

Online verfügbar unter <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/04/NPM-AG-6-Schwerpunkt-Roadmap-Intelligentes-Lastmanagement-1.pdf>, zuletzt geprüft am 19.01.2022.

Statista (2021): Anzahl der Elektroautos in Deutschland von 2011 bis 2021.

Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/265995/umfrage/anzahl-der-elektroautos-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 30.11.2021

TÜV Rheinland Consulting GmbH (TRC) 2020: Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize, Köln 2020, https://www.iit-berlin.de/wp-content/uploads/2021/03/Elektro-Mobil_Kurzstudie_Gesteuertes_Laden.pdf, zuletzt geprüft am 18.10.2022

United Nations (2015): Paris Agreement.

Online abrufbar unter: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf, zuletzt geprüft am 11.01.2022.



ANHANG

Übersicht der Varianten aufgrund unterschiedliche Anschlusssituationen

Im Kapitel 3.5.1 wurden die Anwendungsfälle 1 "marktbasierte Preissteuerung" und Anwendungsfall 5 "Notfallregelung" mit den unterschiedlichen Varianten detailliert beschrieben. Ergänzend zu der Beschreibung werden die zwei Anwendungsfälle für zwei unterschiedliche Anschlusssituationen in der folgenden Tabelle zum besseren Überblick zusammengeführt.

Anschlusssituation	Ladeinfrastruktur hat keinen eigenen Netzanschlusspunkt und hängt am Netzanschlusspunkt einer Liegenschaft			Ladeinfrastruktur hat i.d.R. einen eigenen Netzanschlusspunkteigenen Netzanschlusspunkt	
Anwendungsfall (AF)	Notfallregelung - AF 5 -	Marktbasierte Preissteuerung - AF 1 -	Marktbasierte Preissteuerung - AF 1 -	Notfallregelung - AF 5 -	Marktbasierte Preissteuerung - AF 1 -
Variante	1 Zugriff am Netzanschlusspunkt	3 Zugriff am Netzanschlusspunkt, aktuell	4 Zugriff am Netzanschlusspunkt, zukünftig	2 Zugriff am Ladepunkt über CPO	5 Zugriff am Ladepunkt über CPO
Beschreibung	<p>Leistungslimitierung. DVNB führt eine Leistungslimitierung durch. Diese läuft über das iMSys in das EMS und von da aus in die Ladeinfrastruktur. Von dort aus geht ein Signal in das EV.</p> <p>Linienart: Rot durchgezogen —————</p>	<p>Flexible Preissteuerung. Dabei handelt es sich um einen Stromtarif, der durch den Anschlussnehmer für die gesamte Liegenschaft geschlossen wurde. Der Tarif gilt für alle Verbraucher der Liegenschaft. Der Tarif wird direkt an das EMS der Liegenschaft geleitet. Diesbezüglich sind keine spezifischen gesetzlichen Vorgaben zu beachten. Das EMS kann tarifoptimiert arbeiten.</p> <p>Linienart: Grün durchgezogen —————</p>	<p>Flexible Preissteuerung. Dabei handelt es sich um einen Stromtarif, der durch den Anschlussnehmer für die gesamte Liegenschaft geschlossen wurde. Der Tarif gilt für alle Verbraucher der Liegenschaft. Die Tarifinformation wird im SMGW gespeichert und von dort aus an das EMS der Liegenschaft geleitet. Das SMGW erfasst die abrechnungsrelevanten Daten.</p> <p>Linienart: Grün gepunktet</p>	<p>Leistungslimitierung. Es handelt sich um eine reine CLS-Strecke zwischen CSO und Ladeinfrastruktur. Der VNB führt eine Leistungslimitierung durch. Das SMGW baut den sicheren Kanal zwischen CPO und Ladeinfrastruktur auf, übergebene Leistungslimitierung bleibt dem SMGW unbekannt („Tunnelfunktion“).</p> <p>Linienart: Rot gestrichelt - - - - -</p>	<p>Flexible Preissteuerung. Der CSO erhält die Preise direkt vom Energielieferanten und gibt diese direkt an die Ladeinfrastruktur weiter. Aktuell gibt es noch keine Norm, nach der die Kommunikation zwischen Energielieferant und CSO erfolgt. Es wird geprüft, ob openADR in dieser Verbindung eingesetzt werden kann.</p> <p>Linienart: Grün gestrichelt - - - - -</p>

Tabelle 1: Kommunikationswege unter Berücksichtigung der Anschlusssituation und Anwendungsfall

Abkürzungsverzeichnis

ABKÜRZUNG	BEGRIFF
Anschlussnehmer	Eigentümer:in und Nutzer:in eines Anschlussobjektes, das an das Stromnetz eines Netzbetreibers angeschlossen ist.
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CSO	Charge Station Operator – Betreiber der Ladestation/Ladeinfrastruktur
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMS	Energiemanagementsystem
eMSP	Elektromobilitätsserviceprovider – Backend
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EV	Elektrofahrzeug
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
iMSys	Intelligentes Messsystem
KNX	KNX ist ein Bussystem der Elektroinstallation. Es ermöglicht die Vernetzung aller Komponenten der Haus- und Gebäudesystemtechnik
KOF	Koordinationsfunktion nach FNN
LIS	Ladeinfrastruktur – eine oder mehrere Ladestationen
MSB	Messstellenbetreiber
NAP	Netzanschlusspunkt
Nutzer:in	Fahrer und Fahrerinnen des Elektrofahrzeugs und ausführende Person des Ladevorgangs
NPM AG 6	Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 6 Standardisierung, Normung, Zertifizierung und Typgenehmigung; in der Arbeitsgruppe wurde die Schwerpunkt Roadmap Intelligentes Lastmanagement erarbeitet.
OEM Backend	Fahrzeugseitiges Backend für einen Ladevorgang
OpenADR	OpenADR ist ein offenes und bidirektionales Informationsaustauschmodell und ein Smart-Grid-Standard
P _{lim}	Leistungsgrenzwert

SMGW	Smart Meter Gateway
Steuerungssystem	Begriff beschreibt diverse Komponenten, die zur Steuerung der Energie-flüsse dienen z.B. EMS
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V2G	Vehicle to Grid
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
VNB	Verteilnetzbetreiber

