

WHITEPAPER

**GEGENÜBERSTELLUNG VON LADEINRICHTUNGSARCHITEKTUR-
ENTWÜRFEN FÜR EICHRECHTSKONFORME AUTHENTIFIZIERTE
LADEVORGÄNGE UNTER EINBEZIEHUNG EINES SMGWS**



Impressum

Layout und Satz

Ole Mantei

Kontakt

Fraunhofer-Institut für
Sichere Informationstechnologie SIT
Rheinstraße 75
64295, Darmstadt

© Fraunhofer-Institut für
Sichere Informationstechnologie SIT,
Darmstadt, 2021

Hinweise

Die in diesem Dokument enthaltenen Arbeitsergebnisse sind sorgfältig und unter Zugrundelegung des bekannten Standes der Wissenschaft erstellt worden, stellen jedoch Forschungsansätze dar. Eine Haftung oder Garantie dafür, dass die Arbeitsergebnisse bzw. Informationen die Vorgaben der aktuellen Rechtslage erfüllen, wird aus diesem Grund nicht übernommen. Gleiches gilt für die Brauchbarkeit, Vollständigkeit oder Fehlerfreiheit, so dass jede Haftung für Schäden ausgeschlossen wird, die aus der Benutzung dieser Arbeitsergebnisse bzw. Informationen entstehen können. Diese Haftungsbeschränkung gilt nicht in Fällen von Vorsatz.

Alle Bezeichnungen für Personen, die in dieser Studie genannt werden, gelten sowohl für das männliche als auch das weibliche Geschlecht. Der Einfachheit halber wird durchgehend das generische Maskulinum verwendet.

Weitere Informationen

Webseite LamA-Connect

<https://www.lama-connect.de/>

GEGENÜBERSTELLUNG VON LADEEIN- RICHTUNGSARCHITEKTURENTWÜRFEN FÜR EICHRECHTSKONFORME AUTHEN- TIFIZIERTE LADEVORGÄNGE UNTER EINBEZIEHUNG EINES SMGWS

WHITEPAPER

Daniel Zelle | Fraunhofer Institut für Sichere Informationstechnologie SIT

Maria Zhdanova | Fraunhofer Institut für Sichere Informationstechnologie SIT

Christoph Krauß | Fraunhofer Institut für Sichere Informationstechnologie SIT

Dr. Christoph Leicht | Physikalisch-Technische Bundesanstalt

Dr. Michael Blaž | Physikalisch-Technische Bundesanstalt

Roberto Cuerdo | Physikalisch-Technische Bundesanstalt

Jannes Langemann | Physikalisch-Technische Bundesanstalt

Simone Mühe | Becker Büttner Held - BBH

Daniel Stetter | Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO

Marc Schmid | Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO

Tobias Höpfer | Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO

Marco Mittelsdorf | Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Lukas Smoluch | bnNETZE GmbH

Christian Seipel | Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
in DIN und VDE

Philipp Hahn | PBW Parkraumgesellschaft Baden-Württemberg mbH
Power Plus Communications AG

15. Dezember 2021

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis	IV
Vorwort	V
<hr/>	
1 Einleitung	6
1.1 Aktuelle Entwicklungen in Bezug auf SMGW	6
1.2 Aktuelle Entwicklungen in der Elektromobilität	7
1.3 Aktueller Stand der Netzautomatisierung bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen	9
1.3.1 Überwachung und Steuerung von Verbrauchseinrichtungen	9
1.3.2 Gesetzliche Anforderungen	9
1.3.3 Regulatorische und netztechnische Anforderungen	10
1.3.4 Netztechnische Aspekte der Steuerung	11
1.3.5 Reduziertes Netznutzungsentgelt	11
1.4 Fragestellung und Struktur des Whitepapers	12
<hr/>	
2 Rechtliche Hintergründe und Änderungen	13
2.1 Abrechnung von Ladevorgängen	13
2.2 Messstellenbetriebsgesetz und Ladeinfrastruktur	14
2.3 Weiterentwicklung der Anwendungsfälle von Smart Meter Gateways im Rahmen des Stufenmodells	16
2.4 Eichrechtliche Regulierung: Mess- und Eichgesetz	16
<hr/>	
3 Kommunikationsprotokolle in der Energiewirtschaft	19
<hr/>	
4 Kommunikationsprotokolle in der Elektromobilität	20
4.1 Plug-and-Charge mit ISO 15118	20
4.2 Open Charge Point Protocol (OCPP)	21
4.3 Laden mit bestehenden Protokollen	22
<hr/>	
5 Smart Meter Gateway Architektur	24
<hr/>	
6 Architekturvorschläge zur Integration des SMGWs	26
6.1 Erweiterung des SMGWs (LamA-connect)	26
6.2 Erweiterung des Elektrizitätszählers zur Erfassung der Ladeenergie	27
6.3 Erweiterung des Ladecontrollers	29
<hr/>	
7 Architekturvergleich	30
7.1 Bewertungskriterien „Erweiterung des SMGWs“	30
7.2 Bewertungskriterien „Erweiterung des Elektrizitätszählers“	31
7.3 Bewertungskriterien „Erweiterung des Ladecontrollers“	31
<hr/>	
8 Fazit	33
<hr/>	
Abkürzungsverzeichnis	XXXIV

VORWORT

Im Rahmen des Forschungsprojektes LamA-connect, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), beschäftigen sich die Projektpartner mit der Fragestellung, wie der stark wachsende Elektromobilitätssektor sinnvoll in das Energienetz integriert werden kann. Mit einem Fokus auf Möglichkeiten zur sicheren und intelligenten Steuerung von Ladeinfrastruktur bei gleichzeitiger eichrechtskonformer Abrechnung von Ladevorgängen werden in diesem Papier drei unterschiedliche Architekturen zur Integration von Smart Meter Gateways (SMGW) in Ladeinfrastruktur verglichen und bewertet. Die Bewertung erfolgt dabei anhand der Kriterien Integrierbarkeit in bestehende Ladeeinrichtungen, eichrechtlicher Aufwand, mögliche realisierbare Tarifmodelle, mögliche Verbesserung der IT-Sicherheit sowie Änderungsaufwand an der Spezifikation von SMGWs. Als vielversprechendste Lösung geht aus der Bewertung die Architektur hervor, welche die Nutzung und Integration des SMGW als zentrale Komponente für die Steuerung und Abrechnung von Ladevorgängen in der Ladeeinrichtung vorsieht. Diese Architektur wird im Rahmen des „LamA-connect“ Forschungsprojekts detailliert ausgearbeitet und in verschiedenen Testfeldern für unterschiedliche Anwendungsfälle adaptiert.

Sie geht dabei über die im „Technische Eckpunkte für die Weiterentwicklung der Standards“¹ für die Anbindung von Ladeinfrastruktur gewählte Variante mit einer Steuerung der Ladeinfrastruktur mithilfe eines CLS-Kanals über das SMGW am Netzübergabepunkt hinaus (Option 3). Vielmehr entspricht die LamA-connect Architektur (Option 1), bei der zusätzlich sowohl die ladepunktscharfe Erfassung von Energiemengen einzelner Ladevorgänge als auch die Messdatenbereitstellung für lokales Lastmanagement und dynamische Ladetarife über das SMGW vorgesehen ist. Auf diese Weise kann das einheitlich sehr hohe Sicherheitsniveau von Smart Meter Gateways uneingeschränkt für Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen eingesetzt werden. Darüber hinaus bietet das Papier neben einem Überblick zu gängigen Protokollen zur Steuerung und Abrechnung von Ladevorgängen sowie zur Steuerung von verteilten Flexibilitäten im Stromnetz eine Beschreibung von Protokollen zur Authentifizierung und Autorisierung von Nutzern einer Ladeeinrichtung und beleuchtet Fragen zum aktuellen rechtlichen Rahmen.

¹ Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), Technische Eckpunkte für die Weiterentwicklung der Standards - Cyber-Sicherheit für die Digitalisierung der Energiewende, Mai 2021, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Technologie/technische-eckpunkte-fuer-die-weiterentwicklung-der-standards.pdf?__blob=publicationFile&v=2

1 Einleitung

Nach der Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende¹ sollen Smart Meter Gateways (SMGWs), die den technischen Standards des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) entsprechen, neben ihrer ursprünglichen Funktionalität als Gateway für den Messstellenbetrieb auch für die Steuerung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sowie optional für die eichrechtskonforme Abrechnung von Ladevorgängen in Deutschland verwendet werden. Die Umsetzung dieser Anforderung bringt sowohl Chancen als auch gewisse Herausforderungen mit sich.

Seit dem Inkrafttreten der „Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme“² am 24.02.2020 besteht grundsätzlich die Rolloutverpflichtung für intelligente Messsysteme (iMSys) nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) bei bestimmten Letztverbrauchergruppen (sowohl Unternehmen als auch private

Haushalte). Damit stehen zukünftig vom BSI zertifizierte SMGWs in großer Anzahl bei Letztverbrauchern zur Verfügung und können auch im Kontext rund um das Laden von bzw. der Rückspeisung von Energie durch Elektrofahrzeuge im öffentlich zugänglichen und nicht öffentlich zugänglichen Bereich zum Einsatz kommen. Allerdings galt für „Messsysteme, die ausschließlich der Erfassung der zur Beladung von Elektrofahrzeugen entnommenen oder durch diese zurückgespeiste Energie dienen“

(§ 48 MsbG) bis zum 31.12.2020 noch eine Ausnahme von der Einbauverpflichtung für iMSys. Daher erfolgte der Ausbau der Ladeinfrastruktur in den letzten Jahren unabhängig von der Weiterentwicklung von SMGWs. Insbesondere im öffentlichen Bereich wurden bereits dank starker staatlicher Förderung laut Bundesnetzagentur³ ca. 49.000 öffentlich zugängliche Ladeeinrichtungen installiert, ohne die Anforderungen, insbesondere aus dem MsbG, an einen Einsatz von SMGW im Bereich Elektromobilität zu konkretisieren.

1.1 Aktuelle Entwicklungen in Bezug auf SMGW

Die Anforderungen an das SMGW – die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems – wurde im Bereich intelligenter Energienetze zum Schutz abrechnungs- und steuerungsrelevanter Daten in einem Schutzprofil sowie dazugehöriger Technischer Richtlinien (TR) von BSI spezifiziert. Das SMGW bietet einen sicheren Kommunikationskanal, den Netzbetreiber, Betreiber von Ladeeinrichtungen (CSO) und ggf. weitere berechtigte Marktteilnehmer dazu verwenden können, Ladeeinrichtungen zu steuern und die zur Abrechnung von Ladevorgängen erforderlichen eichrechtskonformen Verbrauchswerte zu übertragen. Neben geschützter Kommunikation nach BSI TR 02102-2 verfügt das SMGW über weitere Sicherheitsmechanismen, wie z. B. die dedizierte Public Key

Infrastruktur (PKI) mit Root-CA vom BSI sowie die zertifizierte Produktionsumgebung.

Ähnlich wie bei dem in⁴ beschriebenen Ansatz für Energiemanagementsysteme wird vorgeschlagen, die Integration von Ladeeinrichtungen in die Smart-Metering-Infrastruktur für Steuerbefehle über die so genannte CLS-Schnittstelle des SMGWs durchzuführen (cf. Abschnitt 5). Unter CLS (Controlable Local System) versteht man beispielsweise steuerbare Systeme wie Wärmepumpen, PV-Anlagen, Nachtspeicherheizungen oder Ladeeinrichtungen. Zur Steuerung dieser Systeme bietet das SMGW einen transparenten Kommunikationskanal, der eine protokolloffene Kommunikation zwischen

1 Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, veröffentlicht unter <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2019/20190129-roadmap-fuer-intelligente-energienetze-der-zukunft.html>

2 Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Allgemeinverfuegung_Feststellung_Einbau_01_2020.html

3 Ladesäulenkarte (Stand: November 2021) https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/E-Mobilitaet/start.html. Hinweis: Insgesamt sind der Bundesnetzagentur 41.993 Normalladepunkte und 7.214 Schnellladepunkte gemeldet worden, die am 1. November 2021 in Betrieb waren.

4 Smart Meter Gateways: Options for a BSI-Compliant Integration of Energy Management Systems, Kevin Förderer, Manuel Lösch, Ralf Növer, Marilen Ronczka, Hartmut Schmeck

Backend und CLS ermöglicht. Der Zugriff auf Messwerte aus dem LMN und das Auslesen von Daten wird berechtigten externen Marktteilnehmern mithilfe so genannter Tarifenwendungsfälle (TAFs) ermöglicht.

Derzeit bezieht das SMGW-Schutzprofil keine für den Kontext der Elektromobilität spezifischen Rollen, Assets (z. B. V2G Vertrauensanker, Identifizierungs- und Authentifizierungsmerkmale sowie Lade- und Serviceparameter) oder Anwendungsfälle mit ein. Um die Konformität zum MsbG gewährleisten zu können, werden derzeit unter Leitung des BMWK und des BSI sowie mithilfe von Brancheninputs Anpassungsbedarfe

an TR und Schutzprofil identifiziert. Der Fokus liegt dabei darauf, Funktionalität, Sicherheitsanforderungen und Eichrechtskonformität zu gewährleisten. Somit werden regulatorische Vorgaben und technische Konzepte auf Bundesebene unter Berücksichtigung bestehender Standards und Normen definiert und damit die Rahmenbedingungen für den Einsatz von SMGWs beim Laden von Elektrofahrzeugen spezifiziert. Darüber hinaus wird in Forschungsprojekten wie "LamA-connect"⁵ evaluiert, wie eine solche Integration mit aktuellen Authentifizierungsmechanismen und Protokollen vereinbart werden kann und welche zusätzlichen Funktionen SMGWs benötigen.

1.2 Aktuelle Entwicklungen in der Elektromobilität

Die Elektromobilität stellt neue Anforderungen an die Energieversorgung und -verteilung sowie an Messung und Abrechnung von bezogenen Energiemengen. Zwar sind mit der Elektromobilität signifikante Verbesserungen bei der Energieeffizienz gegeben, dennoch sind, aufgrund der großen zu beschleunigenden Massen, vergleichsweise hohe Energiebedarfe zu konstatieren. Zudem werden zukünftig die Elektrofahrzeuge, sofern die regulatorischen und technischen Voraussetzungen dafür gegeben sind, Energie aus ihren Batterien an unterschiedlichen Standorten ins Netz zurückspeisen können.⁶ So stellen Elektrofahrzeuge verteilte Energieressourcen dar, deren Speicherkapazität mit Hilfe von Lastmanagementsystemen auch zur Regulierung von Ungleichgewichten von Leistungseinspeisung in und Leistungsentnahme aus dem Netz verwendet werden kann.⁷ Der dafür notwendige Datenaustausch zwischen Elektrofahrzeugen und Ladeeinrichtungen wird mittels dedizierter Kommunikationsprotokolle wie ISO 15118 (cf. Abschnitt 4.1) unterstützt. Netzbetreiber benötigen ebenso Möglichkeiten zur Beobachtung der durch Ladevorgänge erzeugten Lasten und ein netzdienliches Lastmanagement, um die Stabilität des Netzes beim gleichzeitigen Laden vieler Elektrofahrzeuge zu gewährleisten. Dabei kann die der Ladeeinrichtung zur Verfügung stehende Energie so geregelt

werden, dass Engpässe im Verteilnetz möglichst vermieden werden. Die Ladeeinrichtung steuert dann die Ladevorgänge innerhalb gegebener Grenzen und verteilt die verfügbare Energie auf die angeschlossenen Fahrzeuge. Daran kann sich auch ein lokales Energiemanagementsystem (EMS) beteiligen, das dazu dient, die Energiemenge zwischen mehreren Verbrauchseinrichtungen hinter dem Netzanschluss zu verteilen. Die Netzleitsysteme nutzen für die Steuerung internationale Standardprotokolle wie IEC 60870-5-104 oder IEC 61850 (cf. Abschnitt 3). Die Kommunikation zwischen Ladeeinrichtungen und deren Betreibern (CSO, Charge Station Operator) kann über weitere Protokolle wie insbesondere OCPP (Open Charge Point Protocol) (oder zukünftig IEC 63110) erfolgen (cf.⁸ und Abschnitt 4.2).

Die ladevorgangsscharfe und eichrechtskonforme Abrechnung der geladenen Energie stellt neben der Steuerung der Ladeeinrichtung für ein netzdienliches Lastmanagement eine weitere Herausforderung dar. Zum einen muss die abgerechnete Energiemenge mit der geladenen Energiemenge übereinstimmen. Zum anderen muss die geladene Energie innerhalb der gesetzlichen Toleranzen gemessen werden. Zudem, um im öffentlich zugänglichen Bereich das Elektrofahrzeug laden zu

5 BSI-konformes Laden mithilfe von Smart Meter Gateways, <https://www.lama-connect.de/>

6 Roadmap zur Implementierung der ISO15118. Standardisierte Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladepunkt. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM). AG 5 / AG 6 Bericht. https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/12/NPM_AG5_AG6_2020_Q4_ISO15118.pdf

7 FACTSHEET „VEHICLE TO GRID“ – KUNDENNUTZEN UND NETZINTEGRATION, Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM), 2020, https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/10/201012_NPM_AG5_V2G_final.pdf

8 EV Related Protocol Study. P. Rademakers, P. Klapwijk. 2017. https://www.elaad.nl/uploads/downloads/downloads_download/EV_related_protocol_study_v1.1.pdf.

können, ist entweder der vorherige Abschluss eines Ladevertrages mit einem Elektromobilitätsanbieter (EMSP, E-Mobility Service Provider) erforderlich oder das Laden erfolgt im Rahmen des sogenannten punktuellen Ladens nach § 4 LSV.⁹ Nach dem Abschluss eines Ladevertrages bekommt der Fahrer ein eindeutiges Identifikationsmerkmal, das er bei jedem Ladevorgang zum Freischalten der Ladeeinrichtung vorweisen muss. Dieses Merkmal kann auf einer RFID Karte gespeichert sein und an der Ladeeinrichtung ausgelesen werden. Alternativ kann die Kundenidentifizierung auch mit Hilfe einer Smartphone-App erfolgen. Hier wird der Kunde mit dem Backend des EMPs verbunden, das bei erfolgreicher Authentifizierung die Ladeeinrichtung aus der Ferne freischaltet. Eine andere Möglichkeit stellt der im ISO 15118 spezifizierte Plug-and-Charge (PnC) Modus dar, wobei die Identifizierungs- und Authentifizierungsmerkmale direkt im Fahrzeug des Kunden gespeichert werden. Anonymes Laden, das mit dem Tanken von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor vergleichbar wäre, ist nahezu ausgeschlossen.

Um die Ladevorgänge zu autorisieren, Messwerte zur Abrechnung geladener Energie zu übertragen sowie die Lade-

einrichtungen aus der Ferne zu steuern, wird aktuell der in der Ladeeinrichtung eingebaute Ladecontroller verwendet. Dieser Ladecontroller implementiert u.a. die für den Elektromobilitätsbereich spezifischen Kommunikationsprotokolle¹⁰ zum Informationsaustausch zwischen Elektrofahrzeugen und verschiedenen Marktteilnehmern während des Ladens. Die bei Ladevorgängen erfassten Daten sind teilweise personenbezogene Daten, die zur Gewährleistung korrekter Abrechnung und zur Einhaltung der Anforderungen der Datenschutzgrundverordnung geschützt werden müssen. Da die ausgetauschten Daten auch zur netzdienlichen Steuerung der Ladeinfrastruktur verwendet werden und im Fall einer absichtlichen Manipulation die kritische Infrastruktur „Stromnetz“ maßgeblich beeinträchtigen können, ist die Gewährleistung der IT-Sicherheit zwingend erforderlich. Die entsprechenden Anforderungen an IT-Sicherheit und Datenschutz wurden in bereichsspezifischen Leitlinien und Anwendungsregeln, u.a., in ^{11, 12, 13, 14, 15, 16} definiert. Wie diese Anforderungen umgesetzt werden, bleibt den Betreibern überlassen. Hierbei haben viele Ladeeinrichtungen bereits die notwendige eichrechtliche Konformitätserklärung erhalten.^{17 18 19 20 21}

- 9 D.h. die Ladeeinrichtung unterstützt Ad Hoc Laden. Siehe, z. B., Ad-hoc-Laden und spontanes Bezahlen. Wie sich „punktuell aufladen“ umsetzen lässt. Wolfgang Klebsch, Walter Daumann, Christian Sczyslo, Max Halbritter, Katharina Vera Boesche. Studie. https://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/IKT-EM/ikt3-OVAL%20Studie.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- 10 EV Related Protocol Study. P. Rademakers, P. Klapwijk. 2017. https://www.elaad.nl/uploads/downloads/downloads_download/EV_related_protocol_study_v1.1.pdf.
- 11 EV Charging Systems Security Requirements. European Network for Cyber Security (ENCS) commissioned by ElaadNL. v. 1.01. August 2017. https://www.elaad.nl/uploads/downloads/downloads_download/Security_Requirements_Charge_Points_v1.01_august2017.pdf
- 12 System Security Mechanisms for Electric Vehicles and Charge Points Supporting ISO 15118 - Proposal for a Technical Guideline. D. Kern, Ch. Krauß, M. Zhdanova. SIT-TR-2019-04. 2019. https://www.sit.fraunhofer.de/fileadmin/dokumente/studien_und_technical_reports/SIT-TR-2019-04-FINAL.pdf?_=1579176671
- 13 E VDE-AR-E 2532-100 Anwendungsregel:2020-09. Anforderungen an eine Authentifizierung zur Nutzung von Versorgungseinrichtungen der Elektromobilität. 2020
- 14 VDE-AR-E 2802-100-1 (VDE -AR-E 2802-100-1):2019-12. Zertifikats-Handhabung für Elektrofahrzeuge, Ladeinfrastruktur und Backend-Systeme im Rahmen der Nutzung von ISO 15118. 2019
- 15 European Data Protection Board (EDPB). Guidelines 1/2020 on processing personal data in the context of connected vehicles and mobility related applications. https://edpb.europa.eu/sites/edpb/files/files/file1/edpb_guidelines_202001_connected_vehicles_v2.0_adopted_en.pdf
- 16 Certificate Policy (CP) for ISO 15118 V2G PKI. Position Paper of Charging Interface Initiative e.V. (CharIN). 2020-08-06. https://www.charin.global/media/pages/technology/knowledge-base/78d6267a93-1615552579/charin_cp_for_iso_15118_v2g_pki.pdf
- 17 Peter Schwierz, „Eichrecht: Umfrage offenbart Fortschritte bei DC-Ladeinfrastruktur“, [electrive.net](https://www.electrive.net/2020/01/21/eichrecht-umfrage-offenbart-fortschritte-bei-dc-ladeinfrastruktur/), 21.01.2020.
- 18 Cora Werwitzke, „Ebee liefert jetzt eichrechtskonforme Ladepunkte aus“, [electrive.net](https://www.electrive.net/2019/05/01/ebee-liefert-ab-sofort-eichrechtskonforme-ladepunkte-aus/), 01.05.2019.
- 19 Cora Werwitzke, „Ladelösungen von Mennekes jetzt eichrechtskonform“, [electrive.net](https://www.electrive.net/2018/09/18/ladeloesungen-von-mennekes-jetzt-eichrechtskonform/), 18.09.2018.
- 20 Sebastian Schaal, „enBW erhält Eichrechts-Zertifikat für zwei Ladestationen“, 15.08.2019, <https://www.electrive.net/2019/08/15/enbw-erhaelt-eichrechts-zertifikat-fuer-zwei-ladestationen/>
- 21 Sebastian Schaal, „PTB erhöht Befristung von Eichrechts-Zertifikaten auf zehn Jahre“, 02.11.2020, <https://www.electrive.net/2020/11/02/ptb-erhoeht-befristung-von-eichrechts-zertifikaten-auf-zehn-jahre/>

1.3 Aktueller Stand der Netzautomatisierung bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen

In diesem Kapitel werden die Methoden für die Steuerung von Verbrauchseinrichtungen im Verteilnetz beschrieben. Zudem wird hier auf die gesetzlich-normativen Grundlagen und

die netztechnischen Anforderungen für Unterbrechung und Steuerung eingegangen.

1.3.1 Überwachung und Steuerung von Verbrauchseinrichtungen

Der Verteilnetzbetreiber steuert bestimmte Anlagentypen in seinem Verteilnetz. Zu diesen lassen sich die folgenden zuordnen:

- Steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG
- Einspeisemanagement von EEG-/KWK-Anlagen
- EEG-/KWK-Anlagen in der Direktvermarktung

- EEG-/KWK-Anlagen größer 100 kW als Redispatch 2.0 im Sinne § 13 EnWG

- Anlagen der Straßenbeleuchtung

Der Überwachung und Steuerung der genannten Anlagen liegen rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte zugrunde, auf die in den folgenden Abschnitten eingegangen wird.

1.3.2 Gesetzliche Anforderungen

Gesetzliche Anforderungen an die Überwachung und Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen sind im § 9 EEG geregelt sowie als energiewirtschaftliche Anforderungen in § 14a EnWG benannt. Unter anderem haben Betreiber von EEG- und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 kW und Betreiber von Anlagen, die hinter einem Netzanschluss betrieben werden, hinter dem auch mindestens eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes betrieben wird, ab dem Zeitpunkt, zu dem das BSI die technische Möglichkeit nach § 30 MsbG in Verbindung mit § 84a Nr. 1 und 2 feststellt, ihre ab diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen mit technischen Einrichtungen auszustatten, die notwendig sind, damit über ein SMGW nach § 2 Nr. 19 MsbG Netzbetreiber oder andere Berechtigte jederzeit entsprechend der Vorgaben in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien nach dem MsbG die Ist-Einspeisung abrufen können und die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln können.

Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge können ebenfalls als steuerbare Verbrauchseinrichtung betrieben werden. Soll ein reduziertes Netzentgelt nach § 14a EnWG in Anspruch genommen werden, ist eine getrennte Messeinrichtung mit separater Marktlokation und - je nach Vorgaben des Netzbetreibers - ggf. ein zusätzlicher Drei-Punkt-Zählerplatz für den Rundsteuerempfänger vorzusehen, um Ladevorgänge ggf. zu steuern.

Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz enthält zudem neue Vorgaben für das Management von Netzengpässen durch Verteilnetzbetreiber. Mit der Einführung des Redispatch 2.0 wurden zum Oktober 2021 die aktuellen Redispatch- und Einspeisemanagementregeln vereinheitlicht und ergänzt um untertägige Prognosen der Last und der Einspeisung. Das einheitliche Redispatch-Regime wird nach §§ 13, 13a, 14 EnWG eingeführt. Es soll die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gewährleisten.

1.3.3 Regulatorische und netztechnische Anforderungen

Die Netzbetreiber Strom und Gas unterliegen dem Regulierungsregime der Bundesnetzagentur zur Gewährleistung eines volkswirtschaftlich effizienten und wirtschaftlichen Netzbetriebs. Hierzu werden durch die Bundesnetzagentur spezifische Erlösobergrenzen definiert, die aktuell im Zuge der Anreizregulierung einem Effizienzettbewerb unterliegen. Die Effizienz des Netzbetriebs kann dabei über bestimmte Parameter erhöht werden, unter anderem über die Anschlussdichte oder aber die Senkung der Betriebskosten (OPEX) z.B. über eine intelligente – gesteuerte – Netzführung.

Ein solcher intelligenter Netzbetrieb kann dazu führen, dass Lastengpässe bei Anlagen und Kabel nicht akut werden oder die Häufigkeit von Störungen abnimmt. Denn wenn ein Verteilungsnetzbetreiber für eine gleichmäßigere und flexible Netzauslastung sorgt, können konventionellen Netzausbau-

maßnahmen vermieden werden, was sich positiv auf die Effizienz auswirken kann.

Die netztechnischen Herausforderungen des Netzbetriebs umfassen demnach unterschiedliche Lösungsansätze. Über die konventionellen Maßnahmen (1) wie z.B. der Erweiterung der Kabelnetze und der Errichtung neuer Trafostationen mit entsprechenden Tiefbaumaßnahmen hinaus, enthalten diese das EEG-Einspeisemanagement (2) zur Überwachung und Abregelung der EEG-Anlagen, den Einsatz eines regelbarer Ortsnetztransformator (3) zur Variation der Auslastung und der Spannungshaltung und schließlich das Lastmanagement (4) im Zusammenspiel mit intelligenten Netzkomponenten wie dem SMWG und deren Systemintegration, die unter anderem Zielsetzung des Projekts LamA-connect ist.

1.3.4 Netztechnische Aspekte der Steuerung

Die Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtung wie z.B. Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen oder Ladeeinrichtungen erfolgt derzeit in der Regel über eine in der Verbundleitwarte zentral verwaltete Rundsteueranlage. Die Rundsteueranlage spricht z.B. mehrere Rundsteuerempfänger in Umspannwerken an, die wiederum die Steuersignale modulieren und so über das Stromnetz an die Empfangsgeräte schicken. Gebietsabhängig kommen auch Tonrundsteuerempfänger und Funkrundsteuerempfänger zum Einsatz. Die für das EEG-Einspeisemanagement vorgegebenen Leistungsstufen werden am Empfangsgerät über ein Relais stufenweise angesteuert. Die Beschaltung für die Tarifsteuerung etwa von Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen erfolgt über zeitdefinierte Freigaben sowie zugehörige Schaltzeiten. Diese werden durch die jeweiligen Verteilnetzbetreiber definiert und beschrieben als Ergänzung zu den Technischen Anschlussbedingungen (TAB).

Die verteilnetzbetreiberspezifischen Ergänzungen zu den Technischen Anschlussbedingungen der bnNetze GmbH sind hier beispielhaft verlinkt:

<https://bnnetze.de/downloads/kunden/netzkunden/netzanschluss/strom/technische-mindestanforderungen-netzanschluss-strom/ergaenzungen-zur-tab-der-bnnetze.pdf>

Auch eine Ladeeinrichtung kann als steuerbare Verbrauchseinrichtung ausgestaltet werden. Die Inbetriebnahme einer Ladeeinrichtung mit einer Summen-Bemessungsleistung größer 12 kVA ist zudem nach § 19 Abs. 2 NAV zustimmungspflichtig. Verweigert der Netzbetreiber die Zustimmung, etwa aufgrund fehlender Netzkapazität, muss er zugleich mögliche Abhilfemaßnahmen benennen, etwa die Durchführung einer Laststeuerung. Für die Ansteuerung einer Ladeeinrichtung, kann z. B. die oben beschriebene Rundsteuertechnik genutzt werden.

Die Übertragung von Messwerten eines Engpasses an das Leitsystem erfolgt über das Fernwirk-Kommunikationsprotokoll IEC 60870-5-104, das zwischen Leitstelle und Unterstation über ein gesichertes Standard TCP/IP Netzwerk kommuniziert. Die so gemessenen und übertragenen Niederspannungswerte können an das Leitsystem des Verteilnetzbetreibers übertragen werden, um Sollwertvorgaben für einen bestimmten Netzanschlusspunkt oder die daran angeschlossenen Ladeeinrichtungen zu generieren. Die so ermittelten Sollwertvorgaben aus Messwerten und Engpasszuständen, z.B. als eine maximale Transformatorkapazität, werden über einen Regelalgorithmus als Residuallast an die steuerbare Verbrauchseinrichtung übertragen.²²

1.3.5 Reduziertes Netznutzungsentgelt

Netznutzer haben unter den Voraussetzungen des § 14a EnWG einen Anspruch auf ein reduziertes Netznutzungsentgelt für die bezogene Energiemenge der steuerbaren Verbrauchseinrichtung, wenn sie eine flexible Steuerung mit dem Netzbetreiber vereinbaren. Zur Erfassung der Energiemenge der steuerbaren Verbrauchseinrichtung ist nach § 14a EnWG eine separate Marktlokation mit einem Platz für das Steuergerät (z. B. Funk- bzw. Tonrundsteuerempfänger) vorzusehen.

Der Betrieb einer getrennten Messeinrichtung ist mit Kosten verbunden. Das Netznutzungsentgelt für steuerbare Verbrauchseinrichtungen, wie z.B. für Nachtspeicherheizungen oder Ladeeinrichtungen ist in den Preisblättern für die Netznutzung Strom der jeweiligen Verteilnetzbetreiber festgelegt. Dort sind auch die Entgelte für Messstellenbetrieb und Messung veröffentlicht.

²² So etwa am Beispiel der Erprobung eines Lastmanagement des städtischen Fuhrparks Freiburg, Elektromobilität, Netzdienliche Integration von Ladeinfrastruktur in Freiburg, emw trends, Ausgabe 3/2019, <https://www.energate-magazine.de/de/profiles/c3bf0b9b0d37-energate-magazine/editions/emw-trends-ausgabe-3-2019/pages> (07.05.2019) oder im Rahmen des Projekts Laden am Arbeitsplatz, So funktioniert Laden am Arbeitsplatz netzdienlich, <https://www.zfk.de/mobilitaet/e-mobilitaet/so-funktioniert-laden-am-arbeitsplatz-netzdienlich> (05.08.2021)

1.4 Fragestellung und Struktur des Whitepapers

Da viele Anwendungsfälle aus der Elektromobilität sich als Herausforderung für Energieversorgung und Abrechnung von Ladevorgängen entpuppen und umgekehrt das MsbG keine Einbauverpflichtung von SMGW in der Elektromobilität bis Ende 2020 vorsah, sind konzeptionelle Anpassungen an der SMGW Plattform und an der Ladeinfrastruktur notwendig, um den vielseitigen Anforderungen aus der Gesetzgebung und der etablierten Praxis gerecht zu werden. Dazu gehören solche Fragestellungen, wie die technische Umsetzung bei der Steuerung und der eichrechtskonformen Abrechnung von Ladevorgängen erfolgt.

Dieses Whitepaper konzentriert sich auf die Integration des SMGWs in den Kontext Ladeinfrastruktur und betrachtet eine Reihe möglicher Integrationsarchitekturen. Diese Architekturen unterscheiden sich durch den Grad der notwendigen Änderungen an den internen Komponenten der Ladeeinrichtung oder am Gateway. Neben dem Anpassungsbedarf werden weitere Kriterien für den Vergleich und die Evaluation der Architekturen verwendet. Das Kriterium "IT-Sicherheit" umfasst Risiken für Angriffe auf die IT-Architektur wie auch einen erforderlichen Zusatzaufwand, der durch die vorgeschlagene

Architektur notwendig wird, um Angriffe zu verhindern. Als weitere Kriterien werden mögliche Änderungen am regulatorischen Rahmen, insbesondere Messstellenbetriebsgesetz, Technischen Richtlinien (BSI) und weiteren Standards betrachtet. Darüber hinaus ist die Integrierbarkeit der Lösungen in die Ladeeinrichtungen, ein wichtiges Kriterium für unsere Bewertung. Dabei werden sowohl notwendige Hardwareänderungen als auch Softwareanpassungen bewertet. Abschließend wird auch noch der Aufwand bewertet, die vorgeschlagenen Architekturen eichrechtlich zu zertifizieren.

Dieses Papier ist wie folgt gegliedert: Die rechtlichen Hintergründe sind im Abschnitt 2 dargestellt. Da der Fokus des Whitepapers auf der Schnittstelle zwischen Elektromobilität und Energiewirtschaft liegt, werden im Abschnitt 3 die relevanten Kommunikationsprotokolle aus der Energiewirtschaft und im Abschnitt 4 aus der Elektromobilität beschrieben. Abschnitt 5 liefert den Hintergrund zur SMGW Architektur und den Schnittstellen. Abschnitt 6 beschreibt die vorgeschlagenen Architekturen. Abschnitt 7 stellt die Evaluationsergebnisse anhand der eingeführten Kriterien vor.

2 Rechtliche Hintergründe und Änderungen

Im Rahmen von LamA-connect wird auch untersucht, welche Anpassungen gegebenenfalls am bestehenden regulatorischen Rahmen erforderlich sind, um eine Steuerung und Abrechnung von Ladevorgängen über SMGWs zu ermöglichen. Im Folgenden wird daher zunächst die Abrechnung von Ladevorgängen im bestehenden Rechtsrahmen eingeordnet²³ und es werden die sich aus dem MsbG ergebenden Einbaupflichten und Funktionalitäten für SMGW im Zusammenhang

mit Ladeeinrichtungen dargestellt. Anschließend wird ein Überblick über die eichrechtliche Regulierung für Ladeeinrichtungen und SMGW gegeben. Im weiteren Projektverlauf sollen gegebenenfalls bestehende regulatorische Hemmnisse für das Steuern und Abrechnen von Ladevorgängen über SMGW identifiziert, Anpassungsbedarf am Rechtsrahmen abgeleitet und Lösungsvorschläge aufgezeigt werden.

2.1 Abrechnung von Ladevorgängen

Der CSO gibt im Rahmen der Ladevorgänge Energie an die Nutzer der Ladeeinrichtung ab. Zum Energieversorgungsunternehmen i. S. d. Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), mit den entsprechenden Pflichten (z. B. Anzeige nach § 5 EnWG, Rechnungstellung nach § 40 EnWG, Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG) wird er dadurch jedoch nicht. Zwar wird nach § 3 Nr. 18 EnWG zum Energieversorgungsunternehmen, wer Energie an andere liefert, nach der Legaldefinition des § 3 Nr. 25 EnWG steht allerdings „auch der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile [...] dem Letztverbrauch im Sinne dieses Gesetzes und den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen gleich“. Damit hat der Gesetzgeber fingiert, dass der Ladevorgang selbst keine Belieferung i. S. d. EnWG darstellt. Die Belieferung i. S. d. EnWG „endet“ an der Ladeeinrichtung. Der Gesetzgeber wollte damit klarstellen, dass die energiewirtschaftsrechtlichen Pflichten (z. B. Anforderungen an die Rechnungen (§ 40 EnWG), Stromkennzeichnung (§ 42 EnWG)) im Verhältnis zwischen CSO und Nutzer des Ladepunktes keine Anwendung finden.²⁴ In der Gesetzesbegründung hat der Gesetzgeber ausdrücklich klargestellt, dass abweichende Letztverbraucherdefinitionen in anderen Gesetzen (etwa EEG oder StromStG) davon unberührt bleiben.²⁵ Inwieweit im Hinblick auf die Abrechnung und Steuerung von Ladevorgängen über SMGWs eine Anpassung der Letztverbraucherdefinition(en) erforderlich ist, wird im Rahmen des weiteren Projektverlaufs evaluiert. Nach § 3 Nr. 25 EnWG gilt somit der CSO im Hinblick auf den von den

Ladeeinrichtungen bezogenen Strom als Letztverbraucher i. S. d. EnWG. Dies gilt unabhängig davon, wer Zugang zu den Ladeeinrichtungen hat und lädt. Die Marktlokation, über welche die Ladeeinrichtung mit Strom beliefert wird, wird dem Bilanzkreis des Lieferanten zugeordnet, der den Betreiber der Ladeeinrichtung mit Strom beliefert. Dabei kann es sich um eine separate Marktlokation handeln, über die ausschließlich die Strombelieferung der Ladeeinrichtungen erfasst oder um eine Marktlokation, über die auch weiterer Stromverbrauch des Anschlussnutzers erfasst wird. Über die Messstelle an dieser Marktlokation wird der gesamte Strom erfasst, der von der bzw. den dahinterliegenden Ladeeinrichtungen verbraucht wird, ohne dass dabei bisher eine Differenzierung nach einzelnen Ladevorgängen erfolgt. Eine gegebenenfalls bestehende Einbaupflicht für iMsys (dazu nachfolgend) bezieht sich auf die Messstelle an dieser Marktlokation.

Die Abrechnung einzelner Ladevorgänge erfolgt wiederum auf Grundlage der Messwerte, die von einem Zähler in der Ladeeinrichtung erfasst und an das Backend des jeweiligen Betreibers der Ladeeinrichtung übermittelt werden. Der Betreiber ist entweder selbst EMSP und rechnet die Ladevorgänge gegenüber seinen Kunden ab und/oder er übermittelt die Daten zu den Ladevorgängen an dritte EMSP zur Abrechnung gegenüber deren Kunden. Dies erfolgt in der Regel auf Grundlage einer Anbindung der Ladeeinrichtungen an sogenannte Roamingplattformen, denen auch EMSP an-

²³ Zur Steuerung von Ladevorgängen siehe bereits oben unter 1.3.2.

²⁴ vgl. BR-Drs. 534/25, S. 96.

²⁵ vgl. BR-Drs. 534/25, S. 96.

geschlossen sind oder durch direkte Zugangsvereinbarungen zwischen Betreibern und EMSP. Um die für den Austausch von Autorisierungs- und Abrechnungsdaten zwischen den Ladepunkten und Backends der unterschiedlichen Marktakteure erforderliche Interoperabilität zu gewährleisten, muss nach dem mit der Novelle der LSV²⁶ neu aufgenommenen § 3 Abs. 4 LSV beim Aufbau von Ladepunkten eine standardisierte Schnittstelle vorhanden sein, die genutzt werden kann, um Autorisierungs- und Abrechnungsdaten sowie dynamische Daten zu übermitteln.

Nach den von der BNetzA am 21.12.2020 veröffentlichten und seit dem 01.06.2021 gültigen „Netzzugangsregeln zur Ermöglichung einer ladevorgangsscharfen bilanziellen Energie-mengenzuordnung für Elektromobilität (NZR-EMob)“ soll an öffentlich zugänglichen Ladepunkten eine direkte bilanzielle Belieferung durch einen vom jeweiligen Nutzer bestimmten Stromlieferanten möglich sein.²⁷ Betreiber erhalten über die NZR-EMob zwar die Möglichkeit, dritten Lieferanten einen

bilanziellen Netzzugang zu öffentlich zugänglichen Ladepunkten anzubieten. Verpflichtet sind sie dazu jedoch nicht. Im Ergebnis soll damit ermöglicht werden, dass jeder einzelne Ladevorgang einem vom Nutzer ausgewählten Lieferanten bilanziell zugeordnet werden kann. Auf Verlangen des Betreibers von Ladeeinrichtungen werden Übergabestellen zwischen Verteilernetz und öffentlich zugänglichen Ladepunkten bilanziell wie Übergabestellen zwischen zwei physikalischen Bilanzierungsgebieten behandelt. Der Betreiber kann hierfür vom zuständigen vorgelagerten Netzbetreiber (ÜNB) die Einrichtung eines regelzonenweiten Bilanzierungsgebiets verlangen, für welches der Betreiber die volle Bilanzierungsverantwortung trägt. Die bei Ladevorgängen abgegebenen Strommengen werden aus dem Netzsaldo des betreffenden Verteilernetzbetreibers herausgerechnet. Dabei ist die Messung der Energieflüsse an den Übergabestellen mit viertelstündlicher Auflösung (Zählerstandgangmessung oder RLM) sicherzustellen.

2.2 Messstellenbetriebsgesetz und Ladeinfrastruktur

Das MsbG gibt den gesetzlichen Rahmen für den Einbau von iMsys und die Funktionalitäten, die über das SMGW abgewickelt werden müssen bzw. können vor. In §§ 29 ff. MsbG werden die Einbaupflichten und Einbauzeiträume für iMsys gestaffelt nach Letztverbrauchergruppen und Erzeugungsanlagen festgelegt. Ein intelligentes Messsystem ist nach § 2 Nr. 7 MsbG „eine über ein Smart-Meter-Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebundene moderne Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und den besonderen Anforderungen nach den §§ 21 und 22 genügt, die zur Gewährleistung des Datenschutzes, der Datensicherheit und Interoperabilität in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien festgelegt werden können“. Die Besonderheit des iMsys liegt in der durch das SMGW ermöglichten Kommunikation mit den nach § 49 Abs. 2 MsbG Berechtigten sowie den Messeinrichtungen und Anlagen, die auch eine Steuerung aus der Ferne gewährleisten soll. Die Mindestanforderungen an iMsys werden in den §§ 21 bis

24 MsbG und den in der Anlage zu § 22 Abs. 2 S. 1 MsbG aufgeführten Schutzprofilen und Technischen Richtlinien des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik definiert. Insbesondere die Anforderungen an das SMGW zur Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität sind umfassend geregelt, da über das SMGW u.a. moderne Messeinrichtungen, Erzeugungsanlagen nach EEG und KWKG sowie steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG angebunden und ggf. gesteuert werden.

Nicht alle Messstellen unterliegen einer Einbaupflicht, sondern nur diejenigen an netznutzungsabrechnungs- und bilanzierungsrelevanten Marktlösungen von Letztverbrauchern oder Erzeugungsanlagen. Nach § 29 Abs. 1 und 2 MsbG sind Messstellen an "ortsfesten Zählpunkten" mit iMsys auszustatten. Der Zählpunkt wird in § 2 Nr. 28 MsbG definiert als "Punkt, an dem der Energiefluss messtechnisch erfasst wird". Gemeint sind damit - trotz des insoweit weit gefassten Wortlauts - nur abrechnungs- und bilanzierungsrelevante

²⁶ 2. Novelle der Ladesäulenverordnung, veröffentlicht am 10.11.2021 in BGBl. 2021 I, S. 4788.

²⁷ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-160/Anlagen%20Beschluss/Anlage%206.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Zählpunkte und nicht jeder Zähler, an dem Energie gemessen wird.²⁸ § 2 Nr. 8 MsbG definiert Letztverbraucher i. S. d. MsbG als "natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch oder für den Betrieb von Ladepunkten zur Versorgung von Elektrofahrzeugnutzern beziehen" und zielt damit auf den Betreiber ab, nicht auf den jeweiligen Nutzer der Ladeeinrichtung.²⁹ Diese Einordnung des Ladepunktes als Letztverbraucher ändert sich auch nicht durch die neuen Netzzugangsregeln EMob, die lediglich die Zuordnung der geladenen Energiemengen zu einzelnen Bilanzkreisen ermöglichen sollen.³⁰

Eine grundsätzliche Einbaupflicht für iMSys zur Erfassung des Stromverbrauchs oder der Steuerung von Ladeeinrichtungen oder eine Anbindungspflicht für Ladeeinrichtungen an bereits vorhandene SMGW enthält das MsbG bislang nicht. Die Messstellen an Zählpunkten für Ladeeinrichtungen unterliegen vielmehr nach den in § 29 Abs. 1 Nr. 1 MsbG geregelten Voraussetzungen einer Einbaupflicht für iMSys, wenn entweder der Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh liegt, eine Anlage mit einer Leistung von mehr als 7 kW installiert ist oder eine Vereinbarung zur netzdienlichen Steuerung nach § 14a EnWG mit dem Netzbetreiber vorliegt. Bei einem Jahresverbrauch bis 6.000 kWh sowie bei Anlagen mit einer Leistung zwischen 1 kW und 7 kW können grundzuständige Messstellenbetreiber nach eigener Wahl einen Einbau vornehmen. In allen anderen Fällen ist ein Einbau auf freiwilliger Basis auf Wunsch des jeweiligen Anschlussnutzers möglich. Allerdings bestand nach § 48 S. 1 MsbG bis zum 31.12.2020 eine Ausnahme von der Einbaupflicht für Messsysteme, die ausschließlich den Stromverbrauch von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sowie die von diesen Fahrzeugen ggf. in das Netz zurückgespeiste Energie erfassen. Sofern der grundzuständige oder wettbewerbliche Messstellenbetreiber zusätzlich über eine Einwilligung des Anschlussnutzers nach § 19 Abs. 5 MsbG verfügt, dürfen bis zum 31.12.2020 verbaute Messsysteme bis zu acht Jahre ab Einbau genutzt werden und müssen für diesen Zeitraum nicht durch (zertifizierte) intelligente Messsysteme ersetzt werden.

In den §§ 60 ff. MsbG hat der Gesetzgeber festgelegt, wann welche Daten aus dem SMGW erhält. Dazu zählen

neben den nach § 49 Abs. 2 MsbG Berechtigten auch Anschlussnutzer und Anlagenbetreiber. Die nach § 49 Abs. 2 MsbG Berechtigten umfassen Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Bilanzkoordinatoren, Bilanzkreisverantwortliche, Direktvermarktungsunternehmer, Energielieferanten, sowie jede Stelle mit Einwilligung des Anschlussnutzers. Zu den in §§ 66 ff MsbG genannten Zwecken der Datenübermittlung gehören unter anderem die Netznutzungsabrechnung, Bilanzkreisbewirtschaftung sowie die Abrechnung von Energielieferungen. EMSP gehören bislang nicht zu den in § 49 Abs. 2 Nr. 1 bis 6 MsbG genannten Berechtigten und können daher nur mit Einwilligung des jeweiligen Anschlussnutzers (z. B. Betreiber der Ladeeinrichtungen) Daten aus dem SMGW erhalten. Sofern es sich dabei um ladevorgangsscharfe Daten handelt, sind zusätzlich die datenschutzrechtlichen Anforderungen zu beachten, die eine Einwilligung des jeweiligen Nutzers der Ladeeinrichtung oder eine anderweitige Rechtsgrundlage für die Datenverarbeitung erfordern.

Zwar besteht nach § 29 Abs. 1 Nr. 1 MsbG grundsätzlich eine Einbaupflicht für iMSys an Messstellen, für die eine Vereinbarung mit dem Netzbetreiber nach § 14a EnWG über die netzdienliche Steuerung besteht. Weitere Vorgaben zur Steuerung oder zur Kommunikation von Steuersignalen über das SMGW enthält das MsbG bislang jedoch nicht. Gegebenenfalls werden diesbezüglich im Zuge der angekündigten Novellierung des § 14a EnWG auch Änderungen im MsbG bei den Vorgaben zur Anbindung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und der Datenkommunikation über SMGW angestoßen. Der mit der zweiten Novelle der LSV³¹ aufgenommene § 3 Abs. 6 LSV enthält eine Ergänzung der technischen Anforderungen beim Aufbau öffentlich zugänglicher Ladepunkte, um zu gewährleisten, dass energiewirtschaftlich relevante Lade- und Steuerungsvorgänge über ein SMGW entsprechend den spezialgesetzlichen Anforderungen des MsbG abgewickelt werden können. Über das MsbG hinausgehende Einbaupflichten sollen damit ausweislich der Verordnungsbegründung ausdrücklich nicht begründet werden. Vielmehr soll bei Bestehen einer Einbaupflicht sichergestellt werden, dass die Ladeeinrichtungen den technischen Anforderungen entsprechen, um die Datenkommunikation über das SMGW umzusetzen. Die Anforderungen an die Steuerung über das SMGW sollen in

²⁸ Vgl. Steinbach/Weise, MsbG, § 2 Nr. 28 Rn 178 ff.; Säcker/Zwanziger, Berliner Kommentar zum Energierecht, § 2 MsbG Rn 59.

²⁹ Die Gesetzesbegründung nimmt dabei ausdrücklich auf die Definition des Letztverbrauchs in § 3 Nr. 25 EnWG Bezug, vgl. BT-Drs. 18/7555, S. 73.

³⁰ So ausdrücklich unter Bezugnahme auf § 3 Nr. 25 EnWG die BNetzA im Beschluss vom 21.12.2020 (BK6-20-160), S. 66.

³¹ 2. Novelle der Ladesäulenverordnung, veröffentlicht am 10.11.2021 in BGBl. 2021 I, S. 4788.

den im Rahmen der BMWK-BSI-Standardisierungsstrategie implementierten Task Forces konkretisiert werden. Auch die Einbindung von SMGW in die Prozesse bei der Abrechnung und Steuerung von Ladevorgängen wird in diesem Zusammenhang thematisiert. Da die Kommunikation über SMGW zur

Steuerung und Abrechnung von Ladevorgängen ein zentraler Aspekt von LamA-connect ist und diesbezüglich Lösungsvorschläge für die erforderliche Anpassung des regulatorischen Rahmens entwickelt werden, wird ein enger Austausch mit den Regulierungs- und Standardisierungsgremien angestrebt.

2.3 Weiterentwicklung der Anwendungsfälle von Smart Meter Gateways im Rahmen des Stufenmodells

Die Konkretisierung und Erweiterung der Anwendungsfälle für den Einsatz von SMGWs ist Gegenstand der Arbeit in den Task Forces des BMWK im Rahmen der AG Gateway Standardisierung. Dabei wird auch der Anwendungsbereich von SMGWs im Bereich Elektromobilität diskutiert. BMWK und BSI haben als Roadmap für diese Weiterentwicklung ein Stufenmodell (Version 2.1, Stand: 11.11.2021) veröffentlicht.³² Dieses formuliert als Fragestellung für die Weiterentwicklung unter anderem: „Wie können Ladevorgänge an öffentlichen und nicht öffentlichen Ladeeinrichtungen auf Basis von iMsys sicher gemessen, abgerechnet und der Ladeeinrichtungsnutzer sicher authentifiziert werden? Wie wird die Möglichkeit bidirektionalen Ladens als Speicheroption integriert?“³³ Das Stufenmodell sieht unter anderem folgende energiewirtschaftliche Anwendungsfälle (EAF) vor, die der Weiterentwicklung der Standards in Form von Schutzprofilen und Technischen Richtlinien zugrunde liegen: Erhebung von abrechnungsrelevanten und nicht abrechnungsrelevanten Daten zur Elektrizität am Netzanschlusspunkt (EAF 0.1 und 0.2), Steuerung von Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung/§ 14a EnWG (EAF 1), Energiemanagement von regelbaren Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen (EAF 2), Laden an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur (EAF 7), Dynamische Tarife für Elektrizität (EAF 10), Messen und Steuern für Redispatch 2.0 sowie für Direktvermarktung EEG/KWK (EAF 11 + 12), Bereitstellung von Daten für Mehrwertdienste Elektrizität (EAF 14) sowie Laden an privater Ladeinfrastruktur mit separater Erfassung des Energieverbrauchs (EAF 16).

Auf Basis der im Stufenmodell erarbeiteten Anwendungsfälle wurden von BSI und BMWK „Technische Eckpunkte für die Weiterentwicklung der Standards“³⁴ (Version 1.0, Mai 2021) erarbeitet. Die Technischen Eckpunkte enthalten den aus dem Stufenmodell abgeleiteten Anpassungsbedarf für den Rechtsrahmen sowie für die Weiterentwicklung der BSI-Standards in Form von Technischen Richtlinien und Schutzprofilen, die dem Ausschuss Gateway-Standardisierung des BMWK (vgl. § 27 MsbG) vorgelegt werden. Für die Anbindung von Ladeinfrastruktur werden in den Eckpunkten drei Optionen diskutiert: Ladeenergieerfassung und Lademanagement durch das SMGW (Option 1); Anbindung Ladeinfrastruktur am Netzanschluss und Steuerung mit Verarbeitung im SMGW (Option 2); Anbindung Ladeinfrastruktur am Netzanschluss und Steuerung über den CLS Proxy Kanal (Option 3). Der Weiterentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen und der BSI-Standards soll aufgrund der schnellen Umsetzbarkeit bei hoher Sicherheitsleistung zunächst Option 3 zugrunde gelegt werden. Die Eckpunkte formulieren diesbezüglich das Ziel, dass zur sicheren kommunikativen Einbindung in das Smart Grid die abrechnungs- und bilanzierungsrelevante Messung sowie die netzseitige Steuerung am Netzanschlusspunkt (öffentliches Laden) bzw. am Hausanschluss (privates Laden) über das SMGW und die CLS-Proxy-Funktionalität erfolgen kann. Optionen 1 und 2 bleiben aber weiterhin möglich und werden im Projekt LamA-connect auszugswweise erprobt.

2.4 Eichrechtliche Regulierung: Mess- und Eichgesetz

³² Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende, Version 2.1 vom 11.11.2021.

³³ Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende, Grundlagen und Methodik des Stufenmodells, Version 2.1, S. 7.

³⁴ Abrufbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Technologie/technische-eckpunkte-fuer-die-weiterentwicklung-der-standards.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Das Mess- und Eichgesetz definiert die Anforderungen, die für Messgeräte einzuhalten sind, um richtige Messergebnisse und Messungen zu gewährleisten. Ob ein Messgerät den Anforderungen des Mess- und Eichgesetz entspricht, wird von Konformitätsbewertungsstellen bewertet.

Ladeeinrichtungen

Im Fall von Ladeinfrastruktur für mehrere Ladekunden ist die Ladeeinrichtung im Ganzen Gegenstand der Bewertung. Im Gegensatz zum üblichen Einsatzzweck von Elektrizitätszählern handelt es sich bei Ladeeinrichtungen nicht um die Messung von Versorgungsleistung gem. §6 Nr. 16. MessEV. Hieraus resultiert, dass Ladeeinrichtungen im Vergleich zu einfachen Elektrizitätszählern erweiterte Anforderungen erfüllen müssen.

Vor allem die Anforderungen Nr. 9 (Anzeige des Messergebnisses) und Nr. 10 (Weiterverarbeitung von Daten zum Abschluss des Geschäftsvorgangs) der Anlage 2 MessEV zeigen sich hierbei immer wieder als besonders herausfordernd.

Durch die weitgehend generische Formulierung der Anforderungen an Messgeräte in den Regeldokumenten MessEG und MessEV werden den Herstellern keine präzisen Vorgaben gemacht, mit welchen technischen Maßnahmen sie die Anforderungen erfüllen müssen. Auch das vom Regelermittlungsausschuss (REA) für diese Messgeräteart ermittelte Dokument 6A zur Konkretisierung der Anforderungen lässt große Gestaltungsfreiheit für die Hersteller.

Diese durch die Gesetzestexte gewollte Innovationsoffenheit führte bei den ersten Herstellern, die eine Ladeeinrichtung eichrechtlich bewerten ließen, aber bisher noch nicht mit dem Mess- und Eichrecht in Berührung kamen, oftmals zu Irritationen.

Von der PTB wurde daher u.a. zur Vereinfachung der Verfahren für Hersteller und Bewertungsstellen eine sogenannte Messkapsel in der Ladeeinrichtung definiert. Diese beinhaltet die Gesamtheit aller eichrechtlich relevanten Komponenten und Schnittstellen, die am Ort der Ladeeinrichtung verbaut sind. Elementare Funktionalitäten von ihr sind beispielsweise:

- Messrichtige Messwertaufnahme ohne unzulässige Beeinflussungsmöglichkeiten.
- Sichere Messwertverarbeitung; beispielsweise Verknüpfen des Messwertes mit den eichrechtlich relevanten Daten z.B. zur Identifikation des Geschäftsvorgangs (u.a. Kundenidentifikation, SessionID und Zeitpunkt) sowie Sicherung der Integrität und Authentizität dieses Datentupels und/oder dauerhafte Speicherung der Messdaten.
- Sichtanzeige des Messergebnisses.

Auf dem Markt kristallisierten sich mit der Zeit zwei grobe Grundstrukturen heraus. Bei der am weitesten verbreiteten Lösung, werden Anforderungen an das Messgerät über organisatorische Maßnahmen für Hersteller und Verwender flexibler gestaltet.

Konkret bedeutet dies, dass der Speicherort der Messergebnisse und/oder die Bereithaltung eines dauerhaften Nachweises des Messergebnisses für den Ladenenden nicht mehr vor Ort in der Ladeeinrichtung geschehen muss, sondern flexibler im Backend passieren kann. Der im Backendsystem befindliche Speicher wird dabei als Teil des Messgerätes mit abgeschwächten Hardwareanforderungen identifiziert. Hierfür muss zum einen der Verwender in den technischen Unterlagen der Ladeeinrichtungen fixierte organisatorische Auflagen erfüllen und zum anderen die Messkapsel u.a. folgende besondere technische Funktionen unterstützen:

- Die Integrität und Authentizität des Datenpakets mit den Messwerten werden durch die Signierung von einem eichrechtlich bewerteten kryptografischen Sicherheitsmodul gesichert, das dem Stand der Technik in der IT-Sicherheit³⁵ entspricht.
- Die Vollständigkeit der Datensätze im Backend wird über einen fortlaufenden Zahlenwert als Paginierung im signierten Datenpaket sichergestellt.

Des Weiteren muss eine Möglichkeit bestehen, damit der Ladekunde die Datensätze im Backend u.a. zum Zwecke des dauerhaften Nachweises anzeigen und auf Vollständigkeit, sowie kryptografische Unversehrtheit überprüfen kann. Dies ist

³⁵ Bei Ladeeinrichtungen bzw. deren signierenden Zählern sind die Vorgaben in der MessEV beschrieben und in der PTB 50.7 konkretisiert. Die kryptografischen Vorgaben sind dabei von der BSI TR-03109 abgeleitet, aber können auch gleichwertige Funktionen von anderen im Bereich der IT-Sicherheit und Kryptografie anerkannten Behörden wie NIST (Nationales Institut für Standards und Technologie) enthalten.

ebenfalls Gegenstand des Bewertungs- und Zertifizierungsumfanges der Ladeeinrichtung. Üblicherweise liefert der Hersteller der Ladeeinrichtung für den Ladekunden hierfür eine spezielle Software mit, die diese Funktion erfüllt.

Smart-Meter-Gateway (SMGW)

Das SMGW ist im Bereich der Elektrizitätsmessgeräte nach § 3 MessEG eine Zusatzeinrichtung und muss daher von einer Konformitätsbewertungsstelle auf die Konformität mit dem Mess- und Eichgesetz bewertet werden. Dies liegt u.a. daran, dass das SMGW mit Zeitstempelung und Tarifierungsfunktionen zusätzliche Messgrößen ermittelt bzw. vorhandene Messwerte weiterverarbeitet sowie diese erstmalig speichert. Konkretisiert werden die Anforderungen in den PTB-Anforderungen 20.1 und 50.8, die durch den REA ermittelt wurden und damit die Vermutungswirkung auslösen, dass mit Einhaltung dieser Anforderungen auch das Mess- und Eichgesetz erfüllt wird.

Herausfordernd sind dabei vor allem die Anzeige des Messergebnisses nach Nr. 9 der Anlage 2 MessEV und die Updatefunktionalität. Da das SMGW kein integriertes Display besitzt, muss das Messergebnis mithilfe einer Anzeigesoftware dargestellt werden. SMGW-Hersteller übergreifend wird dazu die sogenannte Transparenz- und Displaysoftware (TRuDI) verwendet. Zusätzlich muss das SMGW für Anpassungen im Feld updatebar sein. Diese Updatebarkeit muss allerdings aus eichrechtlicher Sicht einige Anforderungen erfüllen, die im Rahmen einer Konformitätsbewertung betrachtet und in Einklang mit § 40 MessEV gebracht werden müssen.

Insgesamt müssen nun in diesem Projekt sowohl die Anforderungen an eine Ladeeinrichtung als auch die Anforderungen an ein SMGW eingehalten werden. Dabei verzahnen sich die Funktionalitäten der beiden Geräte, welches aus eichrechtlicher Sicht hohe Komplexitäten hervorrufen kann. Diese herausfordernde Aufgabe wird in LamA-connect aus verschiedenen Sichtweisen betrachtet und ggf. auch der Anpassungsbedarf aufgezeigt.

3 Kommunikationsprotokolle in der Energiewirtschaft

Die Norm IEC 61850 definiert einen Kommunikationsstandard, der für die Schutz- und Leittechnik in elektrischen Schaltanlagen und Umspannwerken zur sogenannten Stationsautomatisierung entwickelt wurde. Seit den Anfängen in den frühen 1990ern sind inzwischen zahlreiche Erweiterungen hinzugekommen, sodass IEC 61850 nicht mehr nur innerhalb der Stationsautomatisierung Anwendung findet. Dies spiegelt sich auch im Namen der Norm wider der in Edition 1 mit „Communication networks and systems in substations“ und seit Edition 2 mit „Communication networks and systems for power utility automation“ angegeben wird. Neuere Anwendungsfelder umfassen Wasserkraftwerke und dezentrale Erzeugungsanlagen wie Windkraftanlagen und Blockheizkraftwerke.

Die Norm gliedert sich in 10 Teile, die durch technische Spezifikationen (TS) und technische Berichte (TR) ergänzt werden. Die Teile 1-5 beschreiben allgemeine Aspekte und Anforderungen der Norm. Teil 6 definiert die Konfigurationssprache SCL (System Configuration Language) zur Beschreibung von Gerätemodellen, die in Teil 7 spezifiziert werden. Gerätemodelle bilden eine Anlage als hierarchische Baumstruktur mit ihren einzelnen Komponenten und verfügbaren Datenpunkten ab. Die Norm definiert hierbei die Hierarchieebenen Logical Device (LD), Logical Node (LN), Data Object und Data Attribute. Beispielsweise kann ein Relais ein Logical Device in einem Umspannwerk darstellen, das sich aus zwei Logical Nodes für eine Messeinheit und eine Steuereinheit zusammensetzt. Die Messeinheit selbst bietet wiederum Data Objects für die einzelnen Messwerte. Aufgrund der Baumstruktur können vorhandene Modelle oder Teilmodelle wiederverwendet werden, um neue Anlagenmodelle zu erstellen. Darüber hinaus sind die Modelle selbstbeschreibend, sodass zum Beispiel neue Komponenten, die in ein bestehendes System integriert werden, automatisiert abgefragt und entsprechend konfiguriert werden können. Die Datenübertragung zwischen 61850-fähigen Geräten ist in den Teilen 8 und 9 der Norm definiert. Hier werden die abstrakten Dienste aus Teil 7, wie zum Beispiel das Abfragen von Messwerten, in konkrete Kommunikationsprotokolle überführt. Die Norm beschreibt hierfür drei sogenannte Specific Communication Service Mappings (SCSM), kurz Mappings. GOOSE

(Generic Object Orientated Substation Event) und Sampled Value sind zwei echtzeitfähige Ethernet Protokolle, die vor allem innerhalb von Schaltstation und Umspannwerken eingesetzt werden. Das dritte Mapping ist MMS (Manufacturing Message Specification), das eine typische TCP/IP Client-Server-Kommunikation ermöglicht und für die Kommunikation zu dezentralen Erzeugungsanlagen eingesetzt wird. Der abschließende Teil 10 definiert Konformitätstests für 61850.

IEC 61850 spielt auch eine immer stärker werdende Rolle im SMGW Kontext. So sieht das Lastenheft für die FFN Steuerbox eine IEC 61850 Schnittstelle zu externen Diensten, wie beispielsweise der Koordinierungsfunktion (KOF) vor. Die einzelnen Gerätefunktion werden hierbei über ein entsprechendes Gerätemodell für die IEC 61850 Kommunikation bereitgestellt. Das Modell beinhaltet zum einen ein Logical Device für die Kernfunktionalitäten der Steuerbox selbst und zum anderen ein oder mehrere Logical Devices, welche die angeschlossenen lokalen steuerbaren Geräte (CLS) repräsentieren. Die Steuerbox muss verschiedene Steuerfunktion (Schaltprogramm, Wischer-, Direkt- und Notbefehl) unterstützen, die über entsprechende Fahrpläne nach IEC TR 61850-90-10 abgebildet werden. Ein Fahrplan besteht aus einem Zeitraster und einer Reihe von Sollwerteträgen, die zum entsprechenden Zeitpunkt an die Anlage geschrieben werden. Je nach Rolle und Steuerfunktion weisen die Fahrpläne unterschiedliche Prioritäten auf. So hat ein Schaltbefehl von einem VNB Vorrang gegenüber einem Schaltbefehl von einem EMT.

In Bezug auf die Elektromobilität wurde 2016 der Technische Report IEC TR 61850-90-8 veröffentlicht, der aufzeigt, wie die in IEC 61850-7-420 definierten allgemeinen Kommunikationsmodelle für dezentrale Erzeugungsanlagen auch für die Elektromobilität genutzt werden können. So liefert der TR Datenmodelle zur Abbildung von IEC 61851-1 und ISO 15118 auf IEC 61850-7-420 und definiert entsprechende neue Logical Devices and Logical Nodes.

Die Kommunikation über IEC 61850 kann mittels VPN und/oder nach IEC 62351 (z.B. TLS Verschlüsselung) abgesichert werden.

4 Kommunikationsprotokolle in der Elektromobilität

Für die Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen haben sich in den letzten Jahren bereits einige Technologien und Protokolle etabliert [4].

Zum einen gibt es die deutsche technische Spezifikation DIN SPEC 70121³⁶ und den ISO 15118 Standard³⁷, die die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladeeinrichtung spezifizieren. Die in der DIN SPEC 70121 definierte digitale Kommunikation basiert auf einer frühen, unveröffentlichten Version der ISO 15118 und bezieht sich nur auf DC-Laden von Elektrofahrzeugen (auf Basis von Definitionen der IEC 61851). Der Informationsaustausch zu anderen Akteuren ist außerhalb des Anwendungsbereichs der DIN SPEC 70121. Da die ISO15118-Reihe inzwischen weiterentwickelt wurde³⁸, gibt es erhebliche technische Unterschiede zwischen den beiden Spezifikationen. Im Gegensatz zur DIN SPEC 70121, deckt ISO 15118 sowohl AC- als auch DC-Lademodi ab. Ein weiterer wichtiger Unterschied ist, dass die DIN SPEC 70121 weder vertragsbasiertes Laden (Plug & Charge) noch intelligentes Laden mit netzfreundlichen Ladeplänen und Energiemanagement unterstützt³⁹. Außerdem bietet die DIN SPEC keinen sicheren Kanal zum Schutz von übertragenen Daten. Da diese Funktionen für zukünftige Elektromobilität und sichere Netzintegration von großer Bedeutung sind, steht der ISO 15118 Standard

im Fokus dieses Whitepapers.

Ferner wird das Open Charge Point Protocol (OCPP)⁴⁰ häufig für die Kommunikation zwischen einer Ladeeinrichtung und ihrem Betreiber (CSO, engl. Charge Station Operator) genutzt. Obwohl es theoretisch möglich ist, dass Verteilnetzbetreiber (VNB) im Falle von Engpässen die Ladestationen direkt über IEC 61850 ansteuern, ist dies nicht der aktuelle Stand der Technik. Der VNB kann die entsprechenden Befehle an den CSO weitergeben oder die notwendigen Änderungen an der nächstgelegenen Trafostation vornehmen. Falls die Ladestation von beiden Akteuren gesteuert werden kann, können zusätzlich zur KOF in der FNN Steuerbox Ladeprofile/Fahrpläne mit unterschiedlichen Prioritäten hinterlegt werden. Hier hat der EMT VNB eine höhere Priorität als ein EMT CSO/Markt.

Sowohl ISO 15118 als auch OCPP spezifizieren Abläufe und die dazugehörigen Nachrichten für das Autorisieren und Abrechnen von Ladevorgängen. Des Weiteren bieten beide Protokolle bereits Möglichkeiten für das Lastmanagement von Ladevorgängen. Im Folgenden werden diese beiden Kommunikationsprotokolle sowie die darin vorgesehenen Abläufe beschrieben.

4.1 Plug-and-Charge mit ISO 15118

ISO 15118⁴¹ ist ein internationaler Standard, der ein Kommunikationsprotokoll zwischen Elektrofahrzeug und Ladeeinrichtung beschreibt. Für die Autorisierung von Ladevorgängen unterstützt ISO 15118 zwei Varianten zur Identifikation und

Authentifikation des Fahrzeugnutzers, und zwar: External Identification Means (EIM) und Plug & Charge (PnC). Für EIM authentisiert sich der Fahrzeugnutzer selbst gegenüber der Ladeeinrichtung (z.B., mittels RFID-Karte) oder gegenüber

36 DIN SPEC 70121:2014-12. Elektromobilität - Digitale Kommunikation zwischen einer Gleichstrom-Ladestation und einem Elektrofahrzeug zur Regelung der Gleichstromladung im Verbund-Ladesystem. Pre-Standard. 2014-12.

37 ISO/IEC. Road vehicles – Vehicle-to-Grid Communication Interface – Part2 – Network and application protocol requirements. ISO Standard 15118-2:2014. 2014.

38 Die ISO/IEC 15118-Reihe besteht aus 8 Teilen; darüber hinaus ist die Veröffentlichung der neuen Edition des zweiten Teils ISO 15118-20 mit weiteren Anwendungsfällen und überarbeiteten Anforderungen zur IT-Sicherheit im Jahr 2021 erwartet.

39 Roadmap zur Implementierung der ISO 15118. Standardisierte Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladepunkt. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM). AG 5 / AG 6 Bericht. https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/12/NPM_AG5_AG6_2020_Q4_ISO15118.pdf

40 Open Charge Point Protocol 2.0 - Part 2 - Specification. Open Standard. Arnhem, Netherlands: Open Charge Alliance, Apr. 2018

41 ISO/IEC. Road vehicles – Vehicle-to-Grid Communication Interface – Part2 – Network and application protocol requirements. ISO Standard 15118-2:2014. 2014.

dem CSO (z.B., mittels Smartphone App). Bei EIM wartet das Fahrzeug an der Ladeeinrichtung, bis es über ISO 15118 die Mitteilung bekommt, dass es anfangen darf zu laden.

Für PnC übernimmt diese Authentifizierung das Fahrzeug selbst. Hierfür erhält das Fahrzeug nach Vertragsabschluss zwischen dem Fahrzeugnutzer und einem E-Mobility Service Provider (EMSP) digitale Vertragsdaten (en: contract credentials) von diesem EMSP. Diese Vertragsdaten bestehen aus einem asymmetrischen Vertragsschlüsselpaar (en: contract key pair) und dem Vertragszertifikat (en: contract certificate; ein X.509 Public-Key-Zertifikat für den öffentlichen Vertragsschlüssel, das den Ladevertrag des Nutzers identifiziert). Bei PnC mit ISO 15118 schickt das Fahrzeug sein Vertragszertifikat an die Ladeeinrichtung, welche mit einer zufällig generierten Zahl antwortet. Daraufhin signiert das Fahrzeug die Zufallszahl mit seinem privaten Vertragsschlüssel und schickt diese Signatur an die Ladeeinrichtung.

Die Ladeeinrichtung validiert mithilfe vom CSO/EMSP Backend das erhaltene Vertragszertifikat und benutzt den darin enthaltenen öffentlichen Vertragsschlüssel, um die Signatur des Fahrzeugs zu überprüfen. Wenn sowohl Zertifikat als auch Signatur valide sind und EMSP den Vertrag als gültig anerkennt, wird das Fahrzeug zum Laden freigegeben.

Bevor das Fahrzeug jedoch anfangen kann zu laden, muss es mit der Ladeeinrichtung ein Ladeprofil für das Lastmanage-

ment aushandeln (z.B. um sicherzustellen, dass der Energiebezug des Elektrofahrzeugs nicht zu Engpässen im Versorgungsnetz führt). Hierfür teilt das Fahrzeug der Ladeeinrichtung unter anderem die erwartete Abfahrtszeit und die benötigte Energiemenge mit. Hiernach antwortet die Ladeeinrichtung mit ihren Ladeparametern (z.B. Nennspannung und maximale Stromstärke) und einer Liste von Ladeplänen. Ladepläne beschreiben die maximal erlaubte elektrische Leistung pro Zeitraum und optional Tarife, welche die Kosten des Stroms pro Zeit und/oder Verbrauch detaillieren. Abschließend kann das Fahrzeug ein optimales Ladeprofil berechnen und der Ladeeinrichtung mitteilen, wonach der Ladevorgang beginnen kann.

Während des ISO 15118 Ladevorgangs sendet das Fahrzeug periodisch Status-Anfragen an die Ladeeinrichtung. In den dazugehörigen Status-Antworten kann die Ladeeinrichtung ihre aktuellen Messwerte an das Fahrzeug senden. Die Zeit zwischen einer Status-Antwort und der nächsten Anfrage darf 40 Sekunden nicht überschreiten⁴². Die Zeit zwischen einer Status-Anfrage und der Antwort der Ladeeinrichtung hingegen darf 1,5 Sekunden nicht überschreiten⁴³. Zusätzlich kann die Ladeeinrichtung in ihrer Status-Antwort eine Signatur vom Fahrzeug (ebenfalls mit dem privaten Vertragsschlüssel) über die gesendeten Messwerte anfragen. Diese Signatur wird in ISO 15118 als Messbeleg (en: metering receipt) bezeichnet und garantiert, dass die Messwerte (Zählerstand und EVSEID) vom Fahrzeug erhalten und seitdem nicht manipuliert wurden.

4.2 Open Charge Point Protocol (OCPP)

OCPP⁴⁴ beschreibt ein Kommunikationsprotokoll zwischen einer Ladeeinrichtung und dem Backendsystem ihres Betreibers. Die Autorisierung von Ladevorgängen kann die Ladeeinrichtung lokal oder über eine OCPP Anfrage an das Backendsystem des Betreibers vornehmen. Die für die lokale Autorisierung benötigten Informationen (eine Liste mit erlaubten IDs für EIM oder Root-Zertifikate für PnC) kann der Betreiber seinen Ladeeinrichtungen über OCPP bereitstellen. Alternativ kann die Autorisierung eines Ladevorgangs auch ohne eine

Anfrage von der Ladeeinrichtung direkt vom Backend initiiert werden, z.B., wenn sich der Nutzer zuvor gegenüber dem Betreiber von dieser Ladeeinrichtung per Smartphone App authentifiziert hat.

Nachdem der Fahrzeugnutzer zum Laden autorisiert ist, kann die Ladeeinrichtung alle während des Ladevorgangs erhobenen Messwerte diesem Nutzer zuordnen. Diese Zuordnung wird in OCPP über Transaktionen realisiert. Hierfür registriert

42 Im Entwurf der neuen Edition von ISO 15118, ISO 15118-20, ist die maximale Zeit zwischen Status Antworten und der nächsten Anfragen auf 0,25 Sekunden gesenkt worden. ISO/IEC. Road vehicles – Vehicle-to-Grid Communication Interface – Part2 – Network and application protocol requirements. ISO/DIS 15118-2:2018. 2018.

43 In ISO 15118-20 ist die maximale Zeit zwischen Status Anfragen und Antworten ebenfalls auf 0,25 Sekunden gesenkt worden. ISO/IEC. Road vehicles – Vehicle-to-Grid Communication Interface – Part2 – Network and application protocol requirements. ISO/DIS 15118-2:2018. 2018..

44 Open Charge Point Protocol 2.0 - Part 2 - Specification. Open Standard. Arnheim, Netherlands: Open Charge Alliance, Apr. 2018

die Ladeeinrichtung vor dem Start des Ladevorgangs eine Transaktion zusammen mit der ID des Nutzers beim Betreiber. Die (optional signierten) Messwerte werden einer Transaktion zugeordnet und an den Betreiber gesendet. Über diese Zuordnung lassen sich die Messwerte einem bestimmten Nutzer zuordnen wodurch die Abrechnung des Ladevorgangs ermöglicht wird.

OCPP ermöglicht es, Ladeprofile für Ladeeinrichtungen zu definieren, um auf diese Weise Lastmanagement zu betreiben. Hierbei kann der Betreiber allgemeine und/oder transaktions-spezifische Profile an seine Ladeeinrichtungen verteilen, um deren maximal erlaubte Stromstärke und/oder elektrische Leistung zu bestimmten Zeiten einzuschränken. Außerdem unterstützt OCPP noch die Möglichkeit, ein lokales Managementsystem (in OCPP: local controller) zwischen einem Betreiber und einer Gruppe von Ladeeinrichtungen einzusetzen. Das Managementsystem ist lokal mit den Ladeeinrichtungen verbunden und kann diese selbstständig (nach den Vorgaben

des Betreibers) steuern, z.B. um ein lokales Lastmanagement zu implementieren. Zusätzlich kann ein Energiemanagementsystem (EMS) in die Topologie integriert werden, um lokale Energiere-sourcen (z.B. Batteriespeicher oder Solaranlagen) und/oder Steuersignale von einem Netzbetreiber in die Ladesteuerung einzubeziehen. Dazu könnte das EMS direkt an die Ladeeinrichtungen oder, falls vorhanden, an das lokale Managementsystem angeschlossen werden.

Abbildung 4.1 zeigt die oben beschriebenen Möglichkeiten für die Topologie der bestehenden Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen. Das Fahrzeug kommuniziert mit der Ladeeinrichtung anhand ISO 15118. Die Ladeeinrichtung leitet die erhaltenen Daten zum angeforderten Ladevorgang über OCPP an Betreiber (CSO) weiter, der seinerseits die notwendigen Informationen mit weiteren Marktteilnehmern wie Netzbetreiber und EMSP austauscht, um das Energiemanagement während des Ladens, die Autorisierung vom Ladevorgang sowie entsprechende Abrechnung (B2B und C2B) zu ermöglichen.

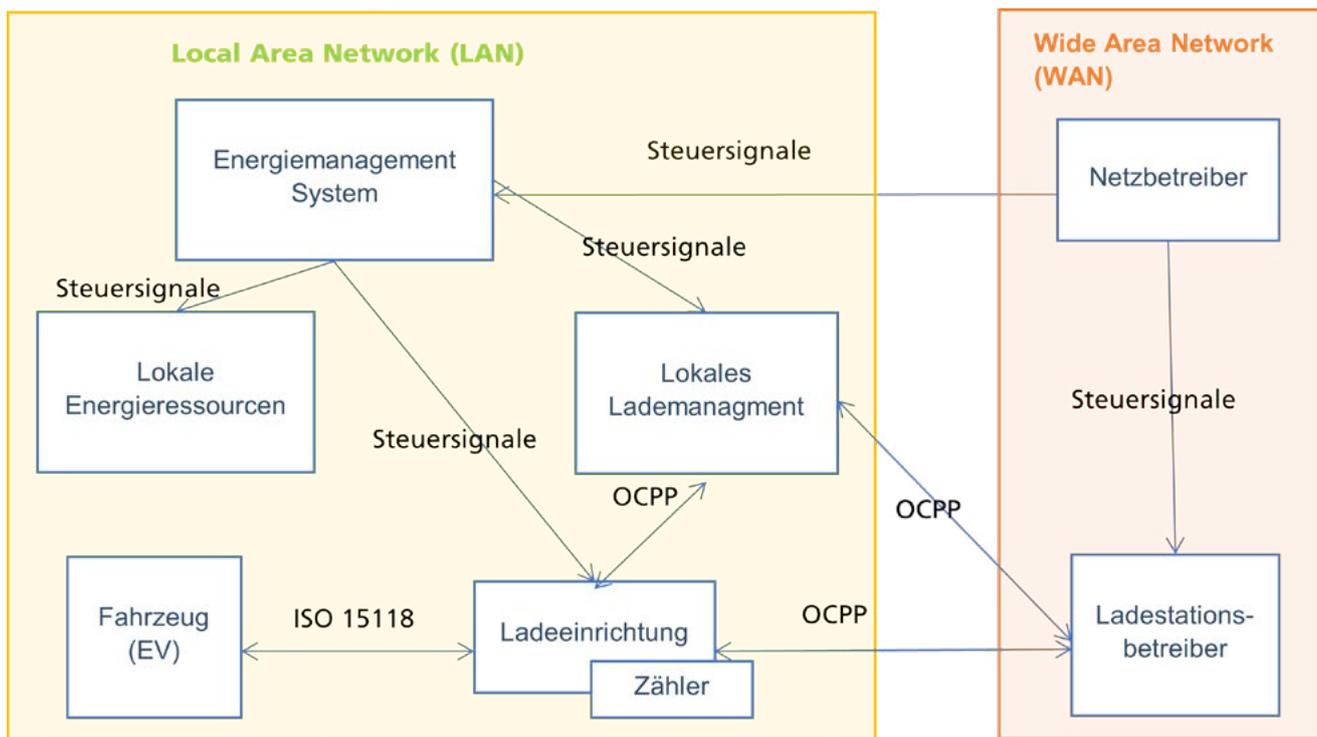


Abbildung 4.1: Topologie mit bestehenden Protokollen

4.3 Laden mit bestehenden Protokollen

Der Ablauf für das Laden eines Elektrofahrzeugs, der sich bei der Anwendung von ISO 15118 und OCPP ergibt, ist in Abbildung 4.2 dargestellt. Hierbei könnte die Kommunikation

zwischen Ladeeinrichtung und Betreiber auch über ein lokales, im LAN der Ladeeinrichtung befindliches, Managementsystem laufen (s. Abbildung 4.1). Zuerst wird das Fahrzeug (PnC) oder

der Fahrzeugnutzer (EIM) anhand des entsprechenden Identifikationsmerkmals U-ID an der Ladeeinrichtung authentifiziert, authentifiziert und autorisiert (Schritte 1-6, mit Beteiligung vom CSO/EMSP um die Gültigkeit des bestehenden Ladevertrags überprüfen zu können) und eine neue Transaktion beim Betreiber registriert (txID in Schritt 3). Anschließend wird das Ladeprofil zwischen Fahrzeug und Ladeeinrichtung (mit Beteiligung vom CSO und evtl. Netzbetreiber) ausgehandelt (Schritte 7a and 7b). Wie in den vorhergehenden Kapiteln beschrieben, werden hierbei die Anforderungen vom Fahrzeug(nutzer), die Parameter der Ladeeinrichtung, existierende Ladepläne (die über OCPP vom Betreiber der Ladeeinrichtung oder vom lokalen Managementsystem sowie von OCPP-externen Quellen wie einem EMS), und optional auch geltende Tarife miteinbezogen.

Nach dem erfolgreichen Aushandeln eines Ladeprofils fragt

die Ladeeinrichtung ihre aktuellen (optional signierten) Messwerte von dem eingebauten Elektrizitätszähler ab (Schritt 8a)⁴⁵. Hiernach beginnt der Ladevorgang (Schritt 8b), während dem die Ladeeinrichtung periodisch die aktuellen (optional signierten) Messwerte abfragt (Schritt 9a).

Die Ladeeinrichtung schickt diese erhaltenen Messwerte während des Ladevorgangs an das Fahrzeug (Schritt 9b), das optional das Erhalten dieser Messwerte bestätigen kann (mittels Signaturen über die Messwerte). Während oder nach dem Ladevorgang schickt die Ladeeinrichtung die Messwerte dieses Ladevorgangs mit den vorhandenen Signaturen des Zählers zusammen mit der jeweiligen txID an den CSO/CSO(Schritt 10c), um die Abrechnung des geladenen Fahrstroms zu ermöglichen. Der Betreiber kann alle zu einer Transaktion gehörenden Messwerte mit der U-ID des Fahrzeugnutzers zusammenführen.

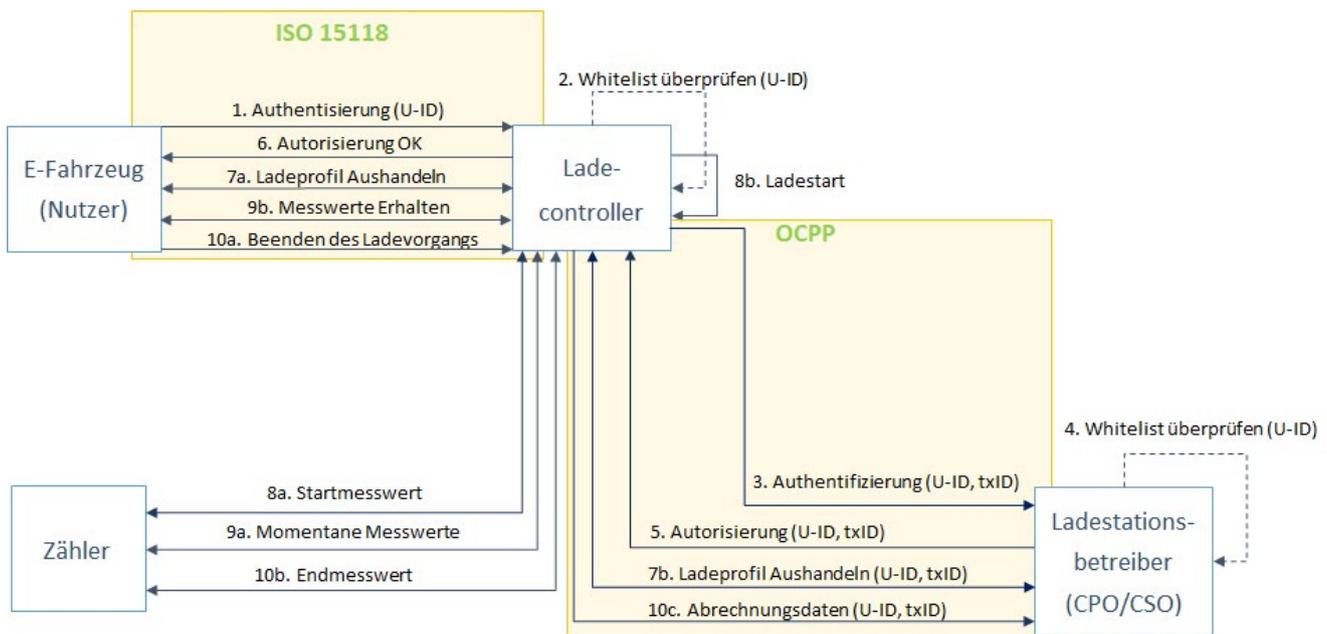


Abbildung 4.2: Laden eines Elektrofahrzeugs mit ISO 15118 und OCPP

⁴⁵ Die Kommunikation zwischen der Ladeeinrichtung und ihrer mME wird weder von ISO 15118 noch von OCPP beschrieben, sie wird jedoch von beiden Protokollen vorausgesetzt.

5 Smart Meter Gateway Architektur

Um die Energieversorgungsinfrastruktur zu digitalisieren, sieht das Messstellenbetriebsgesetz in Deutschland den stufenweisen Austausch analoger Zählertechnik durch intelligente Messsysteme vor. Ein intelligentes Messsystem besteht aus einer modernen Messeinrichtung und einer Kommunikationseinheit, dem SMGW (cf. Abbildung 5.1).



Abbildung 5.1: Ein intelligentes Messsystem besteht aus einer modernen Messeinrichtung und einem Smart Meter Gateway (Quelle: PPC)

Das SMGW ist die zentrale Schnittstelle zwischen steuerbaren Anlagen und Messeinrichtungen in einem lokalen Netzwerk und unterschiedlichen Backendsystemen. Ein großes Augenmerk wurde bei der Konzeption der SMGW-Architektur auf das Thema „Security by Design“ gelegt, das in einem besonders hohen Datenschutzniveau resultiert. Dies macht sich u.a. darin bemerkbar, dass das SMGW einem ausführlichen Zertifizierungsprozess durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) unterliegt, bevor es am Markt verfügbar ist. Neben der Untersuchung der Hardwarekomponenten sowie der SMGW-Firmware beinhaltet dieser Zertifizierungsprozess auch eine Prüfung der Produktionsstätten und -prozesse sowie der Auslieferung und Installation der Geräte. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass potenzielle Angreifer keine manipulierten Geräte einschleusen können, um mit deren Hilfe ein gesamtes Netzwerk zu korrumpieren.

SMGWs ermöglichen die standardisierte, netzdienliche Steue-

rung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen und somit die erfolgreiche Integration von Erneuerbaren Energien in unser Stromnetz. Darüber hinaus werden sie für die sichere und automatisierte Ablesung von Messwerten bei Letztverbrauchern und Erzeugungsanlagen sowie für eine vereinfachte Abrechnung und flexible Stromtarife eingesetzt.

Für diese vielfältigen Einsatzzwecke verbindet das SMGW insgesamt vier unterschiedliche Netzwerke über Schnittstellen, die als weiterer Sicherheitsfaktor streng voneinander getrennt sind:

Der Zugriff von außen erfolgt über das Wide Area Network (WAN) beispielsweise über Mobilfunknetze oder das Stromnetz selbst mittels Breitband-Powerline-Technologie. Alle Kommunikationspartner, die über diese Schnittstelle mit dem SMGW interagieren, werden als externe Marktteilnehmer (EMT) bezeichnet. Je nachdem, wie die Interaktion gestaltet ist, wird zwischen aktiven und passiven EMT unterschieden. Aktive EMT können sowohl Daten vom SMGW empfangen als auch nachgelagerte Geräte über das SMGW steuern. Passive EMT sind dagegen nur berechtigt, Daten vom SMGW empfangen. Zu betonen ist, dass Verbindungen aus dem WAN nie direkt zum SMGW aufgebaut werden können, sondern immer vom SMGW selbst oder von steuerbaren Anlagen hinter dem SMGW, sog. Controllable Local Systems (CLS) initiiert werden müssen. Lediglich der Gateway-Administrator (GWA) kann als einziger EMT mithilfe eines Wake-Up-Paketes das SMGW dazu bewegen, einen Kommunikationskanal im WAN zu öffnen. Um sicherzustellen, dass nur berechtigte Parteien Zugriff auf Anlagen hinter dem SMGW erhalten bzw. Daten aus dem SMGW beziehen können, müssen sich externe Marktteilnehmer mithilfe von Zertifikaten aus der Smart Metering Public Key Infrastruktur (PKI) mit dem BSI als Vertrauensanker ausweisen.

Verbindungen von externen Marktteilnehmern zu Controllable Local Systems (CLS) für die Steuerung von Anlagen wie Wechselrichtern, Wärmepumpen oder auch Ladeeinrichtungen werden über den CLS-Kanal aufgebaut. Das SMGW stellt hierfür eine Proxy-Funktion zur Verfügung und ermöglicht eine gesicherte, transparente Kommunikationsverbindung zwischen steuerbarer Anlage und Backendsystem.

Zum Abruf von Zählerdaten aus dem Local Metrological Network (LMN) können externe Marktteilnehmer mithilfe von Tarifenanwendungsfällen (TAF), die in der Technischen Richtlinie TR 03109-1⁴⁶ des BSI definiert wurden, auf die Messwertlisten des SMGWs zugreifen. Ein TAF definiert einen Messwertsatz, der zur Erfüllung von Anwendungsfällen wie zeitvariablen Tarifen oder einem Messwertabruf im Bedarfsfall, an EMT versendet werden soll. Das Local Metrological Network ist so ausgelegt, dass mit dem SMGW sowohl kabelgebundene als auch drahtlose Zähler für unterschiedlichste Sparten wie Strom, Gas, Wasser oder Wärme angeschlossen werden können.

Durch seine Funktionalitäten und Schnittstellen stellt das SMGW eine geeignete Basis für die eichrechtskonforme Abrechnung und die netzdienliche Steuerung von öffentlicher und privater Ladeinfrastruktur zur Verfügung. Die hohen Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit, die durch den Einsatz des SMGWs erfüllt werden, ermöglichen eine BSI-zertifizierte Sicherheit bei der Abrechnung und Steuerung von Ladeeinrichtungen im deutschen Stromnetz. Dieser Anwendungszweck ist auch ausdrücklich in der "Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende" durch das BMWK vorgesehen.⁴⁷

Endverbraucher und Servicetechniker haben die Möglichkeit, über die Home Area Network (HAN-) Schnittstelle des SMGWs auf Messwerte (bspw. zur Prüfung ihrer Rechnung) und Log-Dateien zuzugreifen. Des Weiteren können Energiemanagementsysteme, die auf dem SMGW gespeicherten Messwerte über die HAN-Schnittstelle abrufen und für die Weiterverarbeitung nutzen.

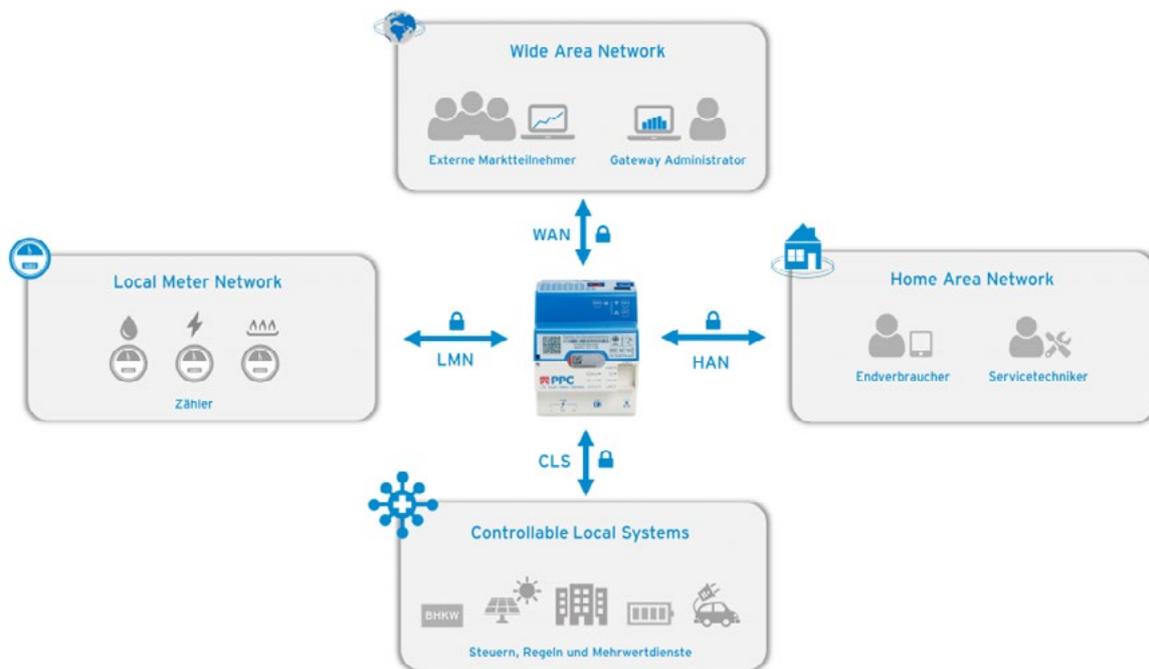


Abbildung 5.2: Das SMGW als zentrale Schnittstelle zur Digitalisierung der Energiewende (Quelle: PPC)

46 Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 16.01.2019 https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf?__blob=publicationFile&v=3

47 Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik und Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 29.01.2019, Seite 15 ff https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/standardisierungsstrategie-zur-sektoruebergreifenden-digitalisierung-nach-dem-gesetz-zur-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=6&usg=AOvVaw3AFkr_LXalaHlaN5wQdUcY

6 Architekturvorschläge zur Integration des SMGWs

Die Einführung von SMGWs erlaubt verschiedene Alternativen bei dem Aufbau von Ladeeinrichtungen, die im Folgenden erläutert werden sollen. Dabei wird die Kommunikation zu Backendservern ausschließlich über das SMGW abgewickelt. Es können dann drei Ansätze unterschieden werden: Die

Erweiterung des SMGWs, die Anpassung des Ladecontrollers sowie die Erweiterung der Funktionalitäten des Elektrizitätszählers zur Erfassung der Ladeenergie. Die zentrale Frage bei der Erstellung der Architekturen ist dabei, welche Komponenten die verschiedenen Aufgaben übernehmen.

6.1 Erweiterung des SMGWs (LamA-connect)

Das SMGW vereinigt die Fähigkeiten der Berechnung kryptographischer Operationen, einen eichrechtskonformen Log-Speicher und das Wissen um Zählerstände der modernen Messeinrichtung. Es liegt daher nahe, dass SMGW für die Protokolle der Elektromobilität zu erweitern. Bei dieser Erweiterung kann die Nutzerauthentifizierung (z. B. ISO 15118) auf dem SMGW durchgeführt werden, wodurch die Nutzer-ID sicher übertragen werden können. Dadurch kann das SMGW Zählerwerte aus dem LMN mit der Nutzer-ID verknüpfen. Für die Übertragung der Autorisierungsanfrage und -antwort wird die CLS-Schnittstelle zum Ladeeinrichtungsbetreiber verwendet. Die Verknüpfung der Ladedaten erfolgt im SMGW, welches die Daten an den Ladecontrollern und an die Ladeeinrichtungsbetreiber/EMSP weitergibt. Der detaillierte Ablauf wird im folgenden Kapitel erläutert und ist in Abbildung 6.1 illustriert.

Detaillierter Ablauf

Der Ablauf eines Ladevorgangs mit angepasstem SMGW ist in Abbildung 6 dargestellt. Hierbei läuft die Nutzerauthentifizierung zwischen dem Elektrofahrzeug (bzw. Nutzer) und dem Ladecontroller (unter Zuhilfenahme des SMGWs) ab.

Die Authentifizierung erfolgt dabei mittels RFID Karte oder PnC nach ISO 15118. Im Fall einer lokalen Authentifizierung per EIM wird z. B. die RFID Karte des Nutzers an das Lesegerät der Ladeeinrichtung gehalten. Hiernach wird die Nutzer-ID der Karte ausgelesen und die kryptographische Prüfung der Karte durch das SMGW durchgeführt. Im Fall einer lokalen Authentifizierung per PnC generiert das SMGW eine Zufallszahl, welche per HAN Schnittstelle an den Ladecontroller geschickt wird. Der Ladecontroller leitet die Zufallszahl an das Elektrofahrzeug weiter, welches diese mit dem privaten Vertragsschlüssel signiert. In beiden Fällen muss die Authentizität

der Nutzer-ID auf dem SMGW festgestellt werden. Damit ist gewährleistet, dass eine korrekte Verknüpfung der Nutzer-ID mit den dazugehörigen Zählerwerten im SMGW erfolgt. Eine Autorisierung der Nutzer-ID erfolgt dann über eine Freigabeliste im Ladecontroller oder mittels OCPP via CLS-Schnittstelle im Backend.

Bei der Autorisierung mittels OCPP werden die jeweiligen Autorisierungsdaten vom Controller über das SMGW und weiter über einen CLS Tunnel an den Ladeeinrichtungsbetreiber gesendet, wobei die OCPP Verbindung mittels TLS verschlüsselt wird, sodass ein Ende zu Ende gesicherter Kanal zwischen Controller und Betreiber aufgebaut wird, der auch auf dem SMGW nicht einsehbar ist. Die Autorisierungsdaten beinhalten im EIM per RFID Fall die Nutzer-ID und im PnC Fall die Vertragszertifikatskette des Nutzers (inkl. Nutzer-ID). Der Ladeeinrichtungsbetreiber überprüft die erhaltenen Daten und antwortet mit einer Autorisierungsbestätigung an den Ladecontroller. Alternativ könnte ein Ladevorgang auch direkt aus dem Backend autorisiert werden (z.B. nach Nutzerauthentifizierung über eine Smartphone App). Hierfür sendet der Ladeeinrichtungsbetreiber eine Fernstartanforderung (inkl. Nutzer-ID und Authentifizierungsbestätigung) per OCPP via CLS Tunnel an den Ladecontroller. Die Sicherung erfolgt analog zur oberen Beschreibung.

Durch die Prüfung der Nutzer-ID der Karte oder des Zertifikates befindet sich die Nutzer-ID auf dem SMGW, um diese mit den anfallenden Messwerten verknüpfen zu können.

Sobald der Controller dem SMGW signalisiert, dass ein Ladevorgang starten kann, wird auf den nächsten Zählerwert gewartet. Der nächste Zählerwert, der über die LMN-Schnittstelle von dem Elektrizitätszähler an das SMGW übermittelt

wird, ist der Startmesswert für den Ladevorgang. Dieser wird vom SMGW mit dem Nutzer-ID verbunden und an den Ladecontroller via HAN Schnittstelle weitergeleitet. Dort wird das Elektrofahrzeug zum Laden freigeschaltet.

Während des Ladevorgangs fragt das SMGW periodisch die aktuellen Messwerte des Zählers ab und ordnet diese der aktuellen Nutzer-ID zu. Das SMGW leitet die Messwerte dann an den Ladecontroller weiter. Weiterhin stellt das SMGW auf Anfrage aktuell benötigte Messwerte (z.B. für die Anfrage

von Messbelegen über ISO 15118) mittels HAN-Schnittstelle zur Verfügung. Nachdem das SMGW über das Beenden des Ladevorgangs vom Ladecontroller informiert wurde, fragt es die aktuellen Messwerte von dem Zähler ab und ordnet diese der Nutzer-ID zu. Um die Abrechnung des Ladevorgangs zu ermöglichen, schickt das SMGW die erhobenen Messwerte zusammen mit der Zuordnung zur Nutzer-ID und weiteren mess- und eichrechtlich relevanten Daten nach dem Ende des Ladevorgangs über die WAN Schnittstelle zum Messwertverwender (z.B. Ladeeinrichtungsbetreiber und/oder EMSP).

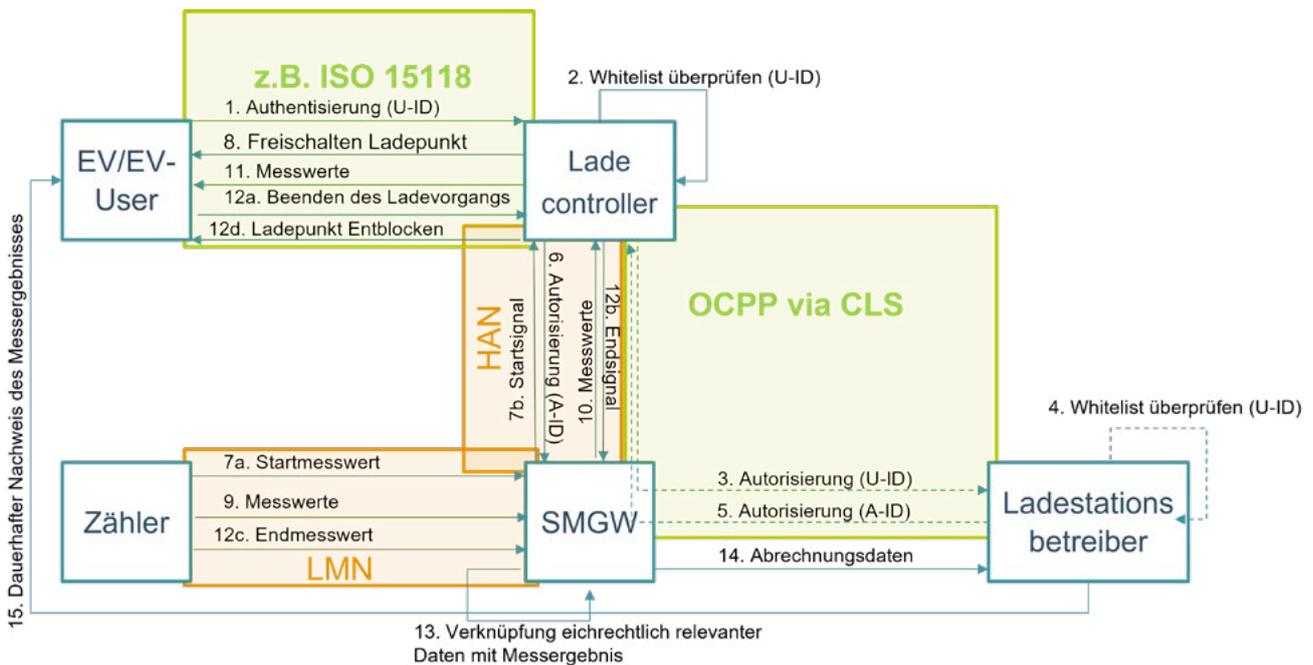


Abbildung 6.1: Ladearchitektur mit verändertem SMGW

6.2 Erweiterung des Elektrizitätszählers zur Erfassung der Ladeenergie

Ein alternativer Ansatz für die Erweiterung der Ladeinfrastruktur um eine SMGW Infrastruktur besteht in der Abänderung des Elektrizitätszählers. Durch die Erweiterung des Zählers um eine virtuelle oder physikalische Vorschaltbox, die die Authentifizierung der Nutzer übernimmt, wird eine frühzeitige Verknüpfung von Nutzer-ID und Messwerten ermöglicht. Diese verknüpften Werte können dann direkt im SMGW protokolliert werden.

Aktuell ist der Ladecontroller direkt mit dem Zähler über eine Schnittstelle (z.B. M-Bus) verbunden. Über diese Verbindung könnten auch die Authentifizierungsvorgänge des Ladecon-

trollers an den Zähler übermittelt werden. Dort erfolgt dann die Authentifizierung. Vom SMGW bekommt der Ladecontroller Messwerte mit der Identität des Ladenden. Der Ladecontroller kommuniziert mittels OCPP mit dem Backend, wobei die Kommunikation via CLS (als transparenter TLS Kanal) über das SMGW erfolgt.

Diese Lösung könnte als Vorschaltbox oder direkt in dem Zähler implementiert werden.

Detaillierter Ablauf

Der Ablauf eines Ladevorgangs mit erweitertem Elektrizitäts-

zähler ist in Abbildung 7 dargestellt. Hierbei wird die Authentifizierung vom Elektrofahrzeug (bzw. Nutzer) über den Ladecontroller an die Vorschaltbox des Zählers weitergegeben.

Im Fall einer lokalen Authentifizierung per EIM erhält der Zähler die aktuelle Nutzer-ID von dem Ladecontroller. Anschließend sendet der Elektrizitätszähler eine Authentifizierungsbestätigung an den Ladecontroller. Im Fall einer lokalen Authentifizierung per PnC wird eine Zufallszahl von dem Zähler generiert. Die Zufallszahl wird über den Ladecontroller an das Elektrofahrzeug geschickt, welches diese signiert. Der Zähler erhält die entsprechende Signatur zusammen mit dem Vertragszertifikat des Fahrzeugs und verifiziert die Signatur. Hierauf sendet der Zähler eine Authentifizierungsbestätigung an den Ladecontroller. Der Ladecontroller fragt die Autorisierung des Nutzers per CLS Kanal zum Backend ab, sofern keine lokale Autorisierung durch den Ladecontroller erfolgt.

Nachdem der Ladecontroller sowohl die Authentifizierungsbe-

stätigung als auch die Autorisierungsbestätigung für den aktuellen Nutzer hat, fragt der Controller die initialen Messwerte von dem Zähler ab. Der Elektrizitätszähler antwortet mit den aktuellen Messwerten zusammen mit der Nutzer-ID über das SMGW, in dem diese Daten gleichzeitig protokolliert werden. Hiernach wird das Elektrofahrzeug vom Ladecontroller zum Laden freigeschaltet.

Periodisch erhält der Ladecontroller während des Ladevorgangs sowie nach dem Ende des Ladevorgangs die aktuellen signierten Messwerte von dem Elektrizitätszähler. Dazu werden die signierten Messwerte inklusive der Nutzer-ID über die LMN Schnittstelle an das SMGW gesendet und über HAN an den Ladecontroller übergeben. Um die Abrechnung des Ladevorgangs zu ermöglichen, schickt der Ladecontroller die erhaltenen Messwerte zusammen mit der Zuordnung zur Nutzer-ID (in OCPP) und weiteren eichrechtlich relevanten Daten nach dem Ende des Ladevorgangs über einen CLS Tunnel zum Ladeeinrichtungsbetreiber.

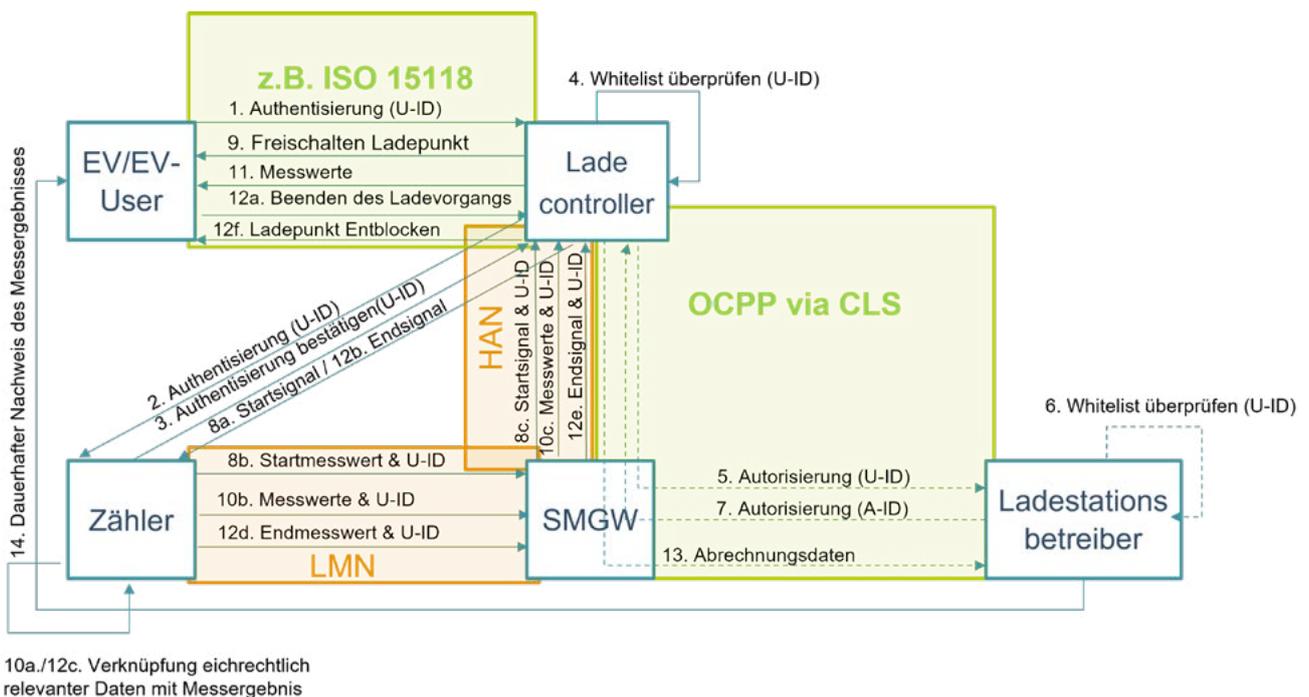


Abbildung 6.2: Ladearchitektur mit verändertem Elektrizitätszähler

6.3 Erweiterung des Ladecontrollers

Die letzte Variante der Verbindung von Ladeinfrastruktur und intelligenten Messsystemen setzt vorrangig auf die Erweiterung des Ladecontrollers um eine virtuelle oder physisch getrennte eichrechtskonforme Komponente. In der abgetrennten Komponente würde dann die Authentifizierung des Ladenden erfolgen. Ebenso erfolgt hier die Zusammenführung der ID mit den Messwerten, welche der Ladecontroller über die HAN-Schnittstelle des SMGWs erhält. Anschließend signiert der Ladecontroller dieses Datentupel und sendet es über OCPP und CLS an den CSO.

Detaillierter Ablauf

Der Ablauf eines Ladevorgangs mit erweitertem Ladecontroller ist in Abbildung 8 dargestellt. Hierbei läuft die Nutzerauthentifizierung direkt zwischen dem Elektrofahrzeug (bzw. Nutzer) und der eichrechtskonformen Komponente im Ladecontroller ab.

Eine lokale Authentifizierung des Elektrofahrzeugs (bzw. des Nutzers) am Ladecontroller kann direkt in der eichrechtskonformen Komponente überprüft werden. Anschließend wird die Autorisierung über einen CLS Tunnel an den Ladeeinrichtungsbetreiber abgefragt. Für die Autorisierung eines Ladevorgangs aus dem Backend (z.B. nach Nutzerauthentifizierung über Smartphone App) muss der Ladecontroller ebenfalls Autorisierungsdaten über einen CLS Tunnel empfangen können.

Bevor der Ladecontroller das Elektrofahrzeug zum Laden freischaltet, fragt es den aktuellen Messwert des Elektrizitätszählers über die HAN Schnittstelle des SMGWs ab. Diese Messwerte könnten bei der Übertragung weiterhin vom SMGW protokolliert werden. Allerdings ist eine Verknüpfung mit der Nutzer-ID innerhalb des SMGWs nicht möglich. Die erhaltenen Messwerte verknüpft der Ladecontroller mit der autorisierten Nutzer-ID und übermittelt diese Werte mittels OCPP über einen CLS Tunnel direkt zum Ladeeinrichtungsbetreiber. Hiernach wird das Elektrofahrzeug zum Laden freigeschaltet.

Während des Ladevorgangs fragt der Ladecontroller periodisch die aktuellen Messwerte des Elektrizitätszählers über die HAN Schnittstelle des SMGW ab und verknüpft diese mit der entsprechenden Nutzer-ID. Nachdem der Ladecontroller den Ladevorgang beendet hat, fragt er wieder die aktuellen Messwerte per HAN Schnittstelle ab und verknüpft diese mit der Nutzer-ID. Ggf. muss der Ladecontroller dazu warten, bis der neuste Zählerstand im SMGW registriert wurde, um den Energiezählerstand nach dem Ende des Ladevorgangs zu erhalten. Um die Abrechnung des Ladevorgangs zu ermöglichen, schickt der Ladecontroller die erhobenen Messwerte zusammen mit der Zuordnung zur Nutzer-ID und weiteren eichrechtlich relevanten Daten über OCPP direkt zum Ladeeinrichtungsbetreiber.

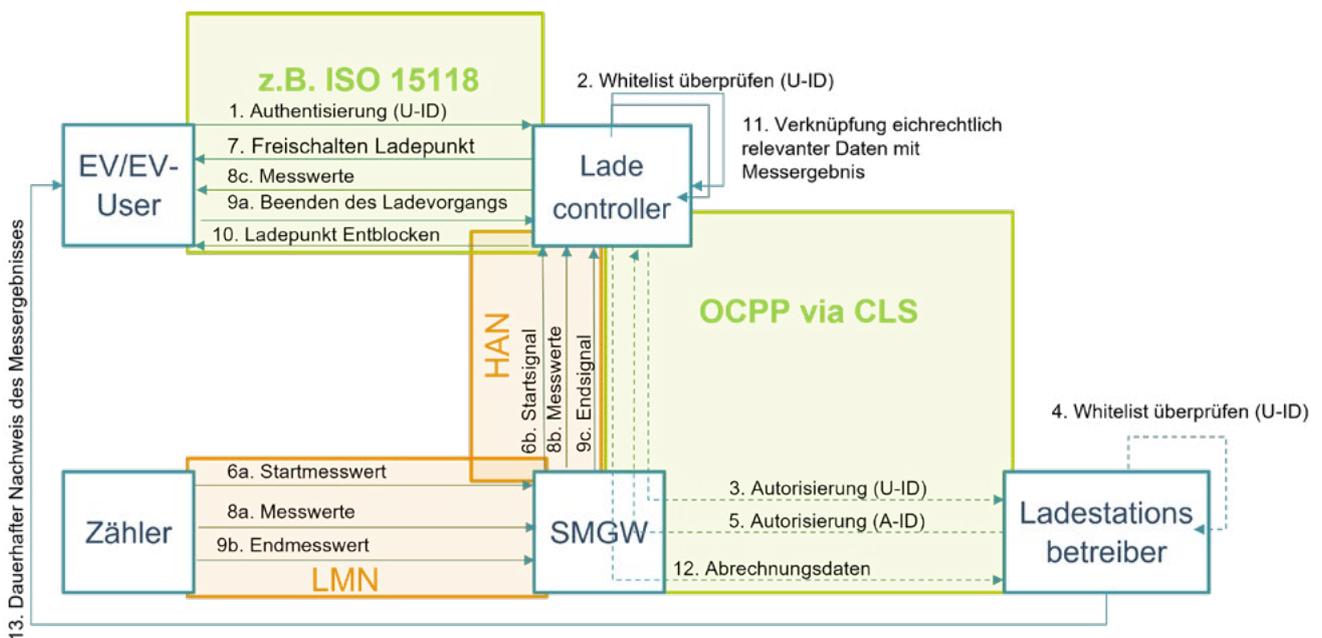


Abbildung 6.3: Ladearchitektur mit verändertem Ladecontroller

7 Architekturvergleich

Die vorgestellten Architekturen werden im folgenden Kapitel anhand eines Kriterienkatalogs bewertet. Die Kriterien umfassen „Integrierbar in bestehende Ladeeinrichtungen“, „Eichrechtlicher Aufwand“, „Mögliche Tarifmodelle“ und „Mögliche Verbesserung der IT-Sicherheit“. Hierbei verstehen wir unter „Integrierbar in bestehende Ladeeinrichtungen“ den Aufwand und die Herausforderungen, die der Einbau neuer Komponenten auslöst, wie auch die Anpassungen, die Seitens des Protokollablaufs oder Komponenten (SMGW, Controller, Zähler) erfolgen müssen. Das Kriterium „Eichrechtlicher Aufwand“ bewertet den eingeschätzten Aufwand für eine (erneute) Zertifizierung einer Ladeeinrichtung mit der vorgeschlagenen Architekturänderung. Ein weiteres Kriterium für die Architekturbewertung sind die Möglichkeiten, die die Tarifenwendungsfälle des iMSys für die Tarifmodelle in der Elektromobilität bieten. Weiterhin wird der Änderungsauf-

wand an der Spezifikation von SMGWs sowie die mögliche Verbesserung der IT-Sicherheit beurteilt. Weiterhin besteht Anpassungsbedarf des Messstellenbetriebsgesetzes für alle Architekturvorschläge. So müssen die Datenkommunikationen, wie auch die neuen Funktionalitäten und gegebenenfalls erweiterte Anbindungspflichten für Ladeeinrichtungen aufgenommen werden.

Basierend auf den Kriterien ergeben sich die Einschätzungen in Tabelle 1. Diese Bewertung wird in den nachfolgenden Abschnitten erläutert. Dabei ist „-“ ein Nachteil der vorgestellten Architektur, „+“ ein Vorteil und „o“ eine neutrale Bewertung. Alle Bewertungen sind relativ zueinander zu betrachten (ein - bei der IT-Sicherheit ist kein unsicheres System sondern birgt nur Nachteile gegenüber den anderen Architekturen).

	Ladearchitektur mit verändertem SMGW	Ladearchitektur mit verändertem Zähler	Ladearchitektur mit verändertem Ladecontroller
Integrierbar in bestehende Ladeeinrichtungen	o	o	+
Eichrechtlicher Aufwand	o	-	o
Mögliche Tarifmodelle	+	-	-
Mögliche Verbesserung der IT-Sicherheit	+	+	-

Tabelle 1: Architekturbewertung

7.1 Bewertungskriterien „Erweiterung des SMGWs“

Die Architektur verändert das Kommunikationsverhalten des SMGWs und ermöglicht den Einsatz von neuen TAFs. Durch die hohe Integration des SMGWs in die Lade- und Abrechnungsprozesse der Ladeinfrastruktur ist die Abrechnung über das SMGW-Ökosystem möglich. Damit können auch speziell für Ladevorgänge entwickelte TAFs (z.B. Zeitvariabel, Ereignisvariabel, Lastvariabel) angewendet werden, da ein SMGW beispielsweise eine mess- und eichrechtkonforme Uhrzeit enthält.

Wie bei allen Architekturen wird eine sichere Kommunikation zur Außenwelt über das SMGW abgewickelt. Damit ist die Kommunikation mittels TLS, der Smart Metering PKI und einer Hardware-geschützten Schlüssel-speicherung im SMGW abgesichert. Durch eine Erweiterung des SMGWs kann sichergestellt werden, dass die Identität des Ladenden korrekt mit den Messwerten verknüpft wird, da die Identitätsprüfung auf dem SMGW erfolgt. Personenbezogenen Daten liegen bei diesem Architektorentwurf nicht nur auf dem Ladecontroller

und Backend des Betreibers vor, sondern auch auf dem Smart Meter Gateway. Durch die zusätzliche Verschlüsselung des Datenverkehrs zwischen Ladecontroller und Betreiber wird das potenzielle Risiko verringert, dass die Daten beim Transport manipuliert werden.

Durch die Absicherung ist es notwendig, die Technischen Richtlinien des BSI anzupassen, um die Verwendung des SMGWs in der Ladeinfrastruktur zu ermöglichen. Zum einen müssen die TAFs integriert werden und zum anderen ist es notwendig, dass die Rückwirkungsfreiheit der HAN-Schnittstelle aufgeweicht wird, um Start-/Stoppsignale über HAN an das SMGW zu übergeben. Weiterhin muss ein Protokoll integriert werden, über welches das SMGW die Daten zur Identitätsübermittlung der Ladenden eingeführt werden.

7.2 Bewertungskriterien „Erweiterung des Elektrizitätszählers“

Im Architekturvorschlag Zähler wird hingegen vorrangig die Logik des Elektrizitätszählers verändert und das SMGW ermöglicht lediglich Logging von Zählerwerten ebenso wie das Weiterleiten von Kommunikation zwischen Ladecontroller und dem Backend. Hierdurch ist eine Änderung der Technischen Richtlinien für das SMGW ist für die Übermittlung der kombinierten Zählerwerte mit der U-ID notwendig. Weiterhin besteht der Vorteil der gesicherten Verbindung mittels TLS und Smart Metering PKI.

Da das SMGW jedoch keinen direkten Zugriff auf die Kommunikation bekommt (doppelter TLS Kanal), ist es nicht möglich, TAFs des SMGW Ökosystems zu verwenden. Die Abrechnung würde unverändert über die Fähigkeiten der Ladeeinrichtung erfolgen müssen. Damit sind nur kleine Anpassungen an den Technischen Richtlinien für das SMGW bezüglich der signierten Abrechnungsdaten aus dem LMN und deren Weitergabe ins HAN notwendig. Zudem sind Anpassungen am FNN (Forum Netzbetrieb und Netztechnik) Hinweis zu modernen

Das neue System muss nach unserer Einschätzung eine neue eichrechtliche Prüfung erhalten. Dabei ist der Aufwand bei der Erstzertifizierung hoch, da die Komponenten (SMGW, ggf. Elektrizitätszähler) und die Ladeeinrichtung neu bewertet werden müssen. Nachdem die geänderten Einzelkomponenten zertifiziert sind, ist zu erwarten, dass der Aufwand bei späteren Zertifizierungen sinkt, weil der größte Teil der eichrechtlichen Anforderungen durch den Einbau von Elektrizitätszähler und SMGW abgedeckt sind.

Die Integrierbarkeit in bestehende Ladestationen erfordert neben den Anpassungen der Software des Ladecontrollers auch Veränderungen an der HAN-Schnittstelle zwischen Ladecontroller und SMGW.

Messeinrichtungen notwendig.

Aus eichrechtlicher Sicht ist der Aufwand bei einer Zertifizierung dieser Architektur als hoch einzuschätzen. Sowohl der Elektrizitätszähler, das SMGW als auch die gesamte Ladeeinrichtung müssten neu bewertet werden.

Neben den Softwareanpassungen am Ladecontroller müssen bei dieser Architektur auch ein weiterer Anschluss zwischen SMGW und Controller geschaffen werden. Die Verbindung zwischen Controller und Zähler kann weiter genutzt werden. Wenn die Erweiterung des Zählers durch einen Adapter gelöst würde, muss der zusätzliche Platzbedarf für den Adapter berücksichtigt werden. Die Übergabe von signierten Datensätzen vom Elektrizitätszähler über das LMN zum SMGW als auch weiter zum Ladecontroller bedeuten Änderungen aller Komponenten. Würde keine Vorschaltbox für die Authentisierung verwendet werden, sondern diese im Elektrizitätszähler erfolgen, würde der Aufwand weiter erhöht werden

7.3 Bewertungskriterien „Erweiterung des Ladecontrollers“

Die letzte Architektur mit einem angepassten Ladecontroller ist, genau wie die vorherige Architektur, auf eine getunnelte Kommunikation über das SMGW ausgelegt. Damit sind auch hier kein Mitlesen oder Änderungen an der Kommunikation durch das SMGW möglich. Es sind keine speziellen TAFs mög-

lich, aber auch keine Änderungen an Technischen Richtlinien notwendig.

Der eichrechtliche Aufwand wird als moderat eingeschätzt, da der Ladecontroller hier selbst eine große eichrechtliche

Relevanz erlangt. Hierdurch können eichrechtlich nicht relevante Änderungen am Controller zu einer Rezertifizierung der Ladeeinrichtung führen, sofern die eichrechtlich relevanten Funktionalitäten nicht in einer separaten Komponente erfolgen. Diese Umsetzung mit einem eichrechtlich bewerteten Ladecontroller findet auch in der heutigen Situation schon Anwendung. Vorteilhaft ist für die Architektur, dass keine Anpassung des SMGWs erforderlich ist.

Der Integrationsaufwand für diese Lösung wird im Vergleich zu den vorherigen Architekturen als gering eingeschätzt, da

ausschließlich zwei Verbindungen (HAN für Zählerwerte) und CLS für Backendkommunikation genutzt werden müssen.

Aus Sicht der IT-Sicherheit werden zusätzliche Technologien notwendig, um den Controller und die Nutzerauthentifikation abzusichern. Gegebenenfalls ermöglicht eine Trennung eichrechtlich relevanter Vorgänge vom Restsystem eine Vereinfachung von Updatevorgängen. So könnte ein Hardware Sicherheitsmodul verbaut werden, welches die Integrität des Controllers gewährleistet und Schlüssel sicher speichert.

8 Fazit

Für eine Sektorenkopplung des Energie- und des Mobilitätssektors ist eine intelligente Vernetzung zwischen Stromnetz und Ladeinfrastruktur erforderlich, um drohende Netzengpässe zu vermeiden und gleichzeitig höchsten Komfort für die Nutzer eines Elektrofahrzeugs beim Laden zu gewährleisten. Während sich mit OCPP bereits ein Industriestandard für die Steuerung und Abrechnung von Ladevorgängen etabliert hat, kann durch die Erweiterung um ein Smart Meter Gateway ein einheitlicher und herstellerunabhängiger Zugewinn an Sicherheit für Ladeeinrichtung entstehen. In diesem Papier wurden unterschiedliche Architekturen für die Integration des Gateways in die Ladeeinrichtung verglichen und die Vor- und Nachteile nach den Aspekten der Integrierbarkeit in bestehenden Ladeeinrichtungen, dem eichrechtlichen Aufwand, nach Möglichkeiten für neue und nutzerfreundliche Tarifmodelle, nach Möglichkeiten zur Verbesserung der IT-Sicherheit sowie nach dem erforderlichen Anpassungsbedarf an zugrundeliegenden Spezifikationen für das SMGW betrachtet. In allen drei Architekturen erfolgt die WAN Kommunikation über das SMGW und ist damit über die Smart Metering PKI abgesichert. Entsprechende Sicherheitsanforderungen an die Teilnehmer werden vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik als Root CA der PKI formuliert und geprüft.

Die Architektur „Erweiterung des SMGWs“ und damit die Nutzung und Integration des SMGW als zentrale Komponente für die Steuerung und Abrechnung von Ladevorgängen in der Ladeeinrichtung erfordert zwar Änderungen an den Spezifikationsdokumenten des SMGWs, bietet aber gleichzeitig die größten Chancen im Hinblick auf ein einheitlich hohes Sicherheitsniveau zum Schutz von personenbeziehbaren Daten sowie die größte Vielfalt bei nutzerfreundlichen Tarifen zum Laden von Elektrofahrzeugen. Im Gegensatz zu den beiden alternativen Architekturen können sowohl die Sicherheitsleistung als auch die eichrechtlich relevanten Operationen größtenteils vom SMGW als standardisierte Komponente erbracht werden.

Zusammenfassend geht die Architektur „Erweiterung des SMGWs“ aus der Bewertung als die vielversprechendste hervor und wird im Rahmen von LamA-connect detailliert ausgearbeitet. Aufbauend auf dieser LamA-connect Architektur erproben die Partner im Projekt Möglichkeiten zur eichrecht-konformen Abrechnung von Ladevorgängen im privaten und im öffentlichen Bereich und spielen die Erkenntnisse im bilateralen Austausch sowie über die Begleitforschung an die Arbeitsgemeinschaft Gateway Standardisierung (AG GwS) zurück, damit diese in die weitere Ausgestaltung des „Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende“ einfließen können.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

EIM	External Identification Means
EMSP	E-Mobility Provider
EMS	Energiemanagementsystem
LAN	Local Area Network
mME	moderne Messeinrichtung
OCPP	Open Charge Point Protocol
PnC	Plug-and-Charge
SMGW	Smart Meter Gateway
SMGWs	Smart Meter Gateways
WAN	Wide Area Network
CLS	Controllable Local System
LMN	Local Metrological Network
TAF	Tarifanwendungsfall
HAN	Home Area Network
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetzes
CSO	Charge Station Operator, Betreiber von Ladeeinrichtungen, Ladesäulenbetreiber
TRuDI	Transparenz- und Displaysoftware
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
iMSys	intelligente Messsysteme
TR	Technische Richtlinie