

Implementierung eines netzdienlichen Lade- und Lastmanagements für Elektrofahrzeuge auf Privatflächen im Stadtgebiet Hamburg

Sahar Darvish*, Reiner Jordan, Marc Schumann und Detlef Schulz

Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85

*E-Mail: sahar.darvish@hsu-hh.de

Hannes Haupt

Innovationsmanagement

Stromnetz Hamburg GmbH

D-22177 Hamburg, Bramfelder Chaussee 130

E-Mail: hannes.haupt@stromnetz-hamburg.de

Kurzfassung—Im Rahmen des Projektes „Electrify Buildings for EVs“ (ELBE) werden in Hamburg bis 2022 bis zu 7.400 Ladepunkte außerhalb des öffentlichen Raumes installiert. Hiermit wird modellhaft aufgezeigt, wie eine elementare Rahmenbedingung für die Integration von Elektrofahrzeugen in die lokalen Märkte erfüllt werden kann. Mit dem Ausbau der Elektromobilität ist ein Zuwachs des elektrischen Energiebedarfs verbunden. Um unter den bestehenden Kapazitäten des örtlichen Stromverteilnetzes ein netzdienliches Laden etablieren zu können und insoweit nicht in die Abhängigkeit eines kostenintensiven und zeitaufwändigen Netzausbaus zu geraten, ist in ELBE Ladeinfrastruktur ein intelligentes Lastmanagement durch den dem örtlichen Netzbetreiber und die den dezentral agierenden Ladesäulenbetreiber geplant. Über die Entwicklung und Umsetzung eines neuen technischen Kommunikationsprotokoll und die betreffende IT-Schnittstelle wird ein intelligentes Laden ermöglicht, indem dass im Fall eines Kapazitätsengpasses eines Leitungsabschnittes der Verteilnetzbetreiber über ein entsprechendes Signal den in diesem Leitungsabschnitt Ladesäulen betreibenden Unternehmen die verbindliche Vorgabe zur temporären Reduzierung der Ladeleistung geben kann. Mit einem mindestens zugesicherten Strom von 8 A wird sichergestellt, dass alle Fahrzeuge auch während der Reduzierung weiterhin störungsfrei laden können.

Stichworte—ELBE, Elektromobilität, Netzdienliches Laden, Netzbetreiber, Kommunikationsprotokoll

ABKÜRZUNGEN

CPO	Charge Point Operator, Ladepunktbetreiber
EV	Electric vehicle, Elektrofahrzeug
ELBE	Electrify Buildings for EVs (Projektakronym), Elektrifizieren der Gebäuden für Elektrofahrzeuge
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment, Ladestation für Elektrofahrzeuge
OpenADR	Open Automated Demand Response
VEN	Virtual End Node, Virtueller Endknoten
VNB	Verteilnetzbetreiber
VTN	Virtual Top Node, Virtueller Hauptknoten

I. EINLEITUNG

Eine wichtige Strategie zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor die Umstellung der Antriebstechnologien von Fahrzeugflotten auf klimafreundliche

Antriebe. Hierbei kommt der Elektromobilität eine hohe Bedeutung zu. Dennoch befinden sich Elektrofahrzeuge aktuell noch in der Markthochlauf. Während das Angebot an Elektrofahrzeugmodellen zunehmend größer wird, führt u. a. eine noch nicht flächendeckende Ladeinfrastruktur zu einer weiterhin zurückhaltenden Nachfrage im Markt. Die Freie und Hansestadt Hamburg hat im Laufe der vergangenen Jahre auf Basis kontinuierlich in eigener Regie im Hamburger Straßenraum öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur errichtet, die vom örtlichen Verteilnetzbetreiber, der stadt-eigenen Stromnetz Hamburg GmbH betrieben wird. Derzeit verfügt Hamburg mit 950 für jedermann zugänglichen Ladepunkten im Straßenraum, davon 64 Schnellladestationen (DC 50 kW) über eines der europaweit dichtesten innerstädtischen Ladeangebote für Elektrofahrzeuge. In dem im Jahr 2018 verabschiedeten „Green City Plan Hamburg“ im Rahmen des Sofortprogramms „Saubere Luft 2017 – 2020“ werden die aktuellen Ansätze in einer Strategie zur Verbesserung der Luftqualität in Hamburg zusammengefasst [1]. Hierzu gehört neben der Anschaffung emissionsfreier Busse ab 2020 und der damit verbundenen Umrüstung der Hamburger Busbetriebshöfe auch die Installation nicht-öffentlicher Ladepunkte an und in Wohn- und Gewerbeimmobilien sowie auf Firmenarealen im Rahmen des Projektes „Electrify Buildings for EVs“ (ELBE). Ziel dieses bis Ende August 2022 angelegten Projektes ist die Installation von bis zu 7400 Ladepunkten. Neben den angesichts dieser ambitionierten Größenordnung breitflächigen Rollout-Aktivitäten liegt der konzeptionelle Fokus des Projektes auf der Entwicklung eines netzdienlichen Last- und Lademanagements, Bislang können die Ladepunktbetreiber (Engl. Charge Point Operator, CPO) die Auslastung und bezogene Energiemenge messen und auswerten. Eine Regelung der bezogenen Leistung in Abhängigkeit von der Netzauslastung ist hingegen nach dem Stand der Technik gegenwärtig nicht möglich. Für das netzdienliche Laden wird eine zusätzliche Kommunikation zwischen Ladepunktbetreiber und Verteilnetzbetreiber entwickelt und umgesetzt. Diese ermöglicht die Regelung des Ladestroms in einem Netzabschnitt. In diesem Beitrag wird das Projekt ELBE aus Sicht der wissenschaftlichen Begleitforschung vorgestellt, wel-

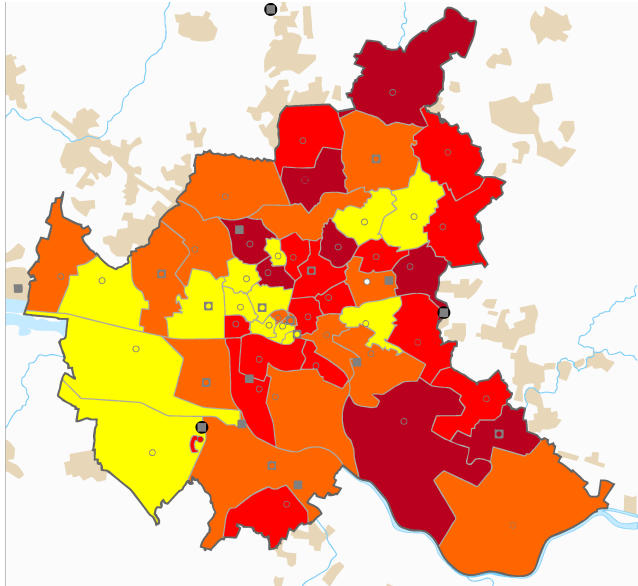


Abbildung 1: Freie TransformatorKapazitäten auf der Mittelspannungsebene in Hamburg im Jahr 2016 [3].

che von der Helmut-Schmidt-Universität durchgeführt wird. Der Beitrag ist wie folgt gegliedert: Abschnitt II beschreibt die Herausforderungen einer wachsenden Elektromobilität aus Sicht des Stromnetzes. In Abschnitt III wird die Kommunikation als Wirkkette des Ladevorgangs eines Elektrofahrzeugs dargestellt, währenddessen in Abschnitt IV abschließend die wissenschaftliche Begleitforschung und der Aufbau des E-Mobility-Labors präsentiert wird.

II. HERAUSFORDERUNG EINER WACHSENDEN ELEKTROMOBILITÄT

Die konventionelle Neuplanung und Verlegung von elektrischen Energienetzen wird für einen Zeitraum von 40 Jahren durchgeführt, wobei ein jährlicher Bedarfszuwachs an elektrischer Energie von ca. 2% angenommen wird [2]. In der Abb. 1 werden die freien TransformatorKapazitäten der Umspannwerke auf Mittelspannungseben in Hamburg im Jahr 2016 dargestellt.

Die geplante Kopplung der Sektoren Mobilität und Stromnetz führt zu neuen jährlichen Leistungszuwächsen, die zukünftig mitberücksichtigt werden müssen. Für bereits bestehende Netzabschnitte ist dies nachträglich nur durch eine Netzertüchtigung oder einen Ausbau möglich. Beide Optionen sind mit Kosten verbunden, die letztendlich auf die Endverbraucher umgelegt werden. Konkrete Erfahrungswerte für den Mehrbedarf durch Elektromobilität fehlen noch, deshalb werden für erste Abschätzungen Hochläufe von Elektrofahrzeuge modelliert. In [3] wird für Hamburg die Entwicklung der freien TransformatorKapazitäten auf der Mittelspannungsebene untersucht. Für das als „META“ definierte Szenario ergibt sich damit die in Abb. 2 dargestellte Entwicklung der zusätzlichen Lasten durch auf Umspannwerksebene aggregierte

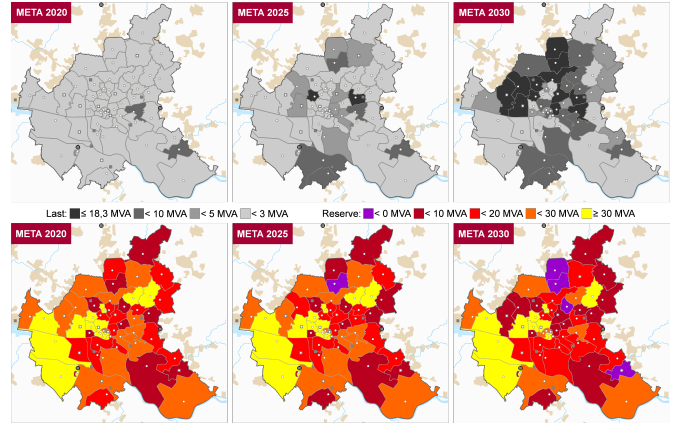


Abbildung 2: Entwicklung der zusätzlichen Lasten durch Elektromobilität in Hamburg (oben) und Entwicklung der freien TransformatorKapazitäten in Hamburg (unten) im Szenario META nach [3].

Elektrofahrzeuge (Abb. 2 oben) und die hiermit verbundene Entwicklung der freien TransformatorKapazitäten (Abb. 2 unten) für die Jahre 2020, 2025 und 2030.

In [3] wird ein unkontrolliertes Laden der Fahrzeuge nach dem Erreichen des Eigenheims bzw. des Betriebshofs angenommen. Die relativ wenigen, bisher installierten Ladesäulen werden in der Regel ohne ein Lademanagement betrieben. Bestehende Lademanagementkonzepte von Flottenbetreibern werden zudem nur vom Betreiber intern genutzt, um den Ladevorgang der Flotte sinnvoll durchzuführen. In [4] wird für den Fall von Busbetriebshöfen die hierfür benötigte elektrische Energiemenge aufgezeigt. Dieses Konzept entspricht aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers einem unkontrollierten Laden ohne eine externe Regelungsmöglichkeit zur Berücksichtigung des lokalen, zeitlichen Netzzustandes. Um zukünftig einen kostenintensiven, lokalen Netzausbau durch eine geschickte Ausnutzung der bestehenden BetriebsmittelKapazitäten zu vermeiden, wird ein heute noch nicht zur Verfügung stehendes Regelungskonzept für ein netzdienliches Laden von Elektrofahrzeugen benötigt.

III. WIRKKETTE EINES LADEVORGANGS

A. Stand der Technik

Ein heutiger Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs beinhaltet die Akteure Elektrofahrzeug, Ladepunkt und CPO. Elektrofahrzeug und Ladepunkt kommunizieren über ein Signal, inwiefern das Elektrofahrzeug für den Ladevorgang bereit ist und welcher Strom maximal gezogen werden darf. Hierfür gibt es verschiedene Standardprotokolle, wie die ISO 15118, die eine Power Line Kommunikation verwendet oder die IEC 61851, die mittels einer einfachen Pulsweitenmodulation und einem Spannungspegelsignal eine Kommunikation ermöglicht. Das Kommunikationsprotokoll muss die Parameter des Batteriemangementsystems und des Ladevorgangs, wie Spannung, Strom und Temperatur, überwachen [5]. Die Kommunikation zwischen Ladepunkt und CPO ermöglicht die Erfassung der bezogenen elektrischen Energie und damit die regelmäßige

Abrechnung der Ladevorgänge. Zudem wird diese Kommunikation benötigt, um die Berechtigung zum Starten des Ladevorgangs zu erhalten. Der CPO ist verantwortlich für den gesamten Verwaltungsprozess, wie das Rechnungsmanagement, dem Betrieb der Ladestation oder dem Reservierungsprozess im Fall von öffentlichen Ladepunkten. Für die Kommunikation zwischen CPO und Ladepunkt werden häufig die standardisierten Kommunikationsprotokolle OpenADR (Open Automated Demand Response) und OCPP (Open Charge Point Protocol) verwendet.

B. Erweiterung für ein netzdienliches Laden

Währenddessen ein normaler Ladevorgang eine Kommunikation vom Elektrofahrzeug ausgehend startet, wird mit dem netzdienlichen Laden der Kommunikationsweg um einen Akteur, dem Verteilnetzbetreiber, erweitert und die Kommunikationsrichtung geändert. Die neue Kommunikationskette besteht aus dem Verteilnetzbetreiber, dem CPO, dem Ladepunkt und dem Elektrofahrzeug. Für die neue Kommunikationsleitung zwischen Verteilnetzbetreiber und CPO besteht noch kein Standard, sodass im Projekt ELBE zunächst definiert wird, welche Informationen zwischen den Akteuren übertragen und welches (Standard-) Protokoll für die Kommunikation genutzt werden soll. Eine Möglichkeit ist die Verwendung des offenen ADR-Protokolls, welches zwar nicht für die Elektrofahrzeug-Kommunikation spezifiziert ist, aber durchaus für diesen Anwendungsfall genutzt werden kann [6]. In der Regel wird diese Kommunikation nicht genutzt werden. Dennoch ermöglicht das netzdienliche Laden in Ausnahmefällen eine kontrollierte, temporäre Abregelung der Leistung von Ladepunkten in einem Netzabschnitt, wie z. B. einem Straßenzug. Dies kann notwendig sein, wenn die installierten Betriebsmittel ihre Kapazitäten erreichen und ermöglicht die intelligente Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur. Ein mindestens vorhandener Ladestrom von 8 A wird dabei garantiert, sodass die Fortsetzung der Ladevorgänge sichergestellt ist. Die erfolgreiche Umsetzung des netzdienlichen Ladens in Kombination mit dem Ausrollen der 7400 Ladepunkten in Hamburg wird als Blaupause für die Installation einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur in weiteren Metropolen dienen.

IV. BEGLEITFORSCHUNG AN DER HELMUT-SCHMIDT-UNIVERSITÄT

Die Helmut-Schmidt-Universität Hamburg begleitet das Projekt ELBE wissenschaftlich. Das Ziel ist dabei insbesondere die Überprüfung der grundlegenden Funktionen der zu entwickelnden Kommunikation zwischen Verteilnetzbetreiber und CPO. Hierfür werden in den Laboren der Universität Integrations-, Funktions-, Robustheits- und Fehlertests durchgeführt, für die vorab Testprotokolle entwickelt werden. Weiterhin wird eine Versuchsplanung zur Überprüfung weiterer Anforderungen und Spezifikationen der IT-Schnittstelle entwickelt.

Zum Testen wird ein spezielles E-Mobility-Labor aufgebaut, welches in Abb. 3 dargestellt ist. Mithilfe eines Netzsimulators

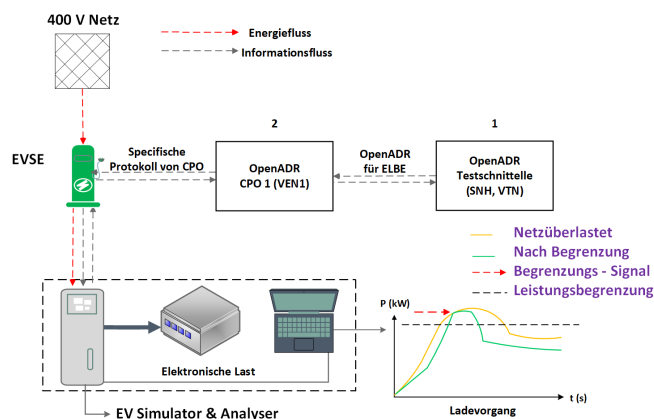


Abbildung 3: Schematischer Aufbau des E-Mobility-Labors an der Helmut-Schmidt-Universität Hamburg zum Testen des netzdienlichen Ladens: VTN (Virtual Top Node, Virtueller Hauptknoten), VEN (Virtual End Node, Virtueller Endknoten), EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment, Ladepunkt für Elektrofahrzeuge), OpenADR (Open Automated Demand Response).

kann das Verteilnetz simuliert werden. Ein Elektrofahrzeugsimulator und eine Analysebox an einer elektronischen Last werden als Fahrzeug- und Batterieemulator verwendet. Die Ladepunkte verschiedener CPO können hier integriert und hinsichtlich der neuen Kommunikation zum netzdienlichen Laden analysiert werden.

Zur Analyse verschiedener Möglichkeiten einer Laststeuerung werden Referenznetze, die aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers interessante Anwendungsfälle darstellen, modelliert und simuliert. Neben dem bisher vorgestellten netzdienlichen Laden können hier Tarif-gesteuerte Modelle oder auch dezentrale Energiespeicher simuliert werden, um ihr Potential als effektives Lastmanagement zu bewerten. Abschließend wird eine Konzeptintegration des netzdienlichen Ladens in abgestimmten Teilnetzen durchgeführt. Hierfür wird die Funktionsüberprüfung der Kommunikation im Feld getestet. Zudem erfolgt hier eine Analyse der Netzurückwirkungen durch die Vielzahl an ladenden Elektrofahrzeugen.

DANKSAGUNG

Dieses Projekt wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Aktenzeichen AKZ 01MZ18014F gefördert. Weiterhin gilt unser Dank unseren Projektpartnern Freie und Hansestadt Hamburg, hySOLUTIONS GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH, Hamburgische Investitions- und Förderbank, Alphabet Fuhrparkmanagement GmbH, Charge-Point Germany GmbH, Digital Energy Solutions GmbH & Co. KG, ubitricity Gesellschaft für verteilte Energiesysteme mbH, The New Motion Deutschland GmbH und HAMBURG ENERGIE GmbH.

LITERATUR

- [1] Freie und Hansestadt Hamburg, Behörde für Wirtschaft, Verkehr und Innovation, *Green City Plan Hamburg - Masterplan für die Gestaltung nachhaltiger und emissionsfreier Mobilität in Hamburg*, Sofortprogramm Saubere Luft 2017 - 2020, Hamburg, 2018.
- [2] H. Nagel, *Systematische Netzplanung*, 2. Ed., Berlin: VDE-Verlag, 2008, ISBN 978-3-8022-0916-1.

- [3] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann und D. Schulz (Hrsg.), *Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg*, Metastudie Elektromobilität, Hamburg, Dezember 2016, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, Professur für Elektrische Energiesysteme, ISBN 978-3-86818-095-4.
- [4] M. Dietmannsberger, M. Schumann, M. Meyer und D. Schulz, „Modeling the Electrification of Bus Depots using Real Data: Consequences for the Distribution Grid and Operational Requirements“, 1st E-Mobility Power System Integration Symposium, 23. Okt., 2017, Berlin.
- [5] A. Dhianeshwar, P. Kaur, und S. Nagarajan, „EV: Communication Infrastructure Management System“, *2016 First International Conference on Sustainable Green Buildings and Communities (SGBC)*, 18.-20. Dez. 2016.
- [6] S. Martinenas, „Enabling Technologies for Smart Grid Integration and Interoperability of Electric Vehicles“, PhD Thesis, Sep. 2017.