



Factsheet: Netzfrendliches Laden im Projekt ELBE

Die im Projekt ELBE entwickelte IT-Schnittstelle zum gesteuerten Laden zwischen dem Verteilnetz in Hamburg und den Ladepunktbetreibern ist seit 2019 im Feld erprobt. Die Kommunikation der IT-Schnittstelle basiert auf dem OpenADR Protokoll (Open Automated Demand Response), welches seit 2019 auch als IEC Standard (IEC 62746-10-1 ED1) geführt wird. Die Schnittstelle ermöglicht es dem Verteilnetzbetreiber, die Entnahmeleistung von Ladevorgängen entsprechend der aktuellen Netzauslastung zu reduzieren. Auf diese Weise kann möglichen Engpässen im Verteilnetz vorgebeugt werden.

Mittlerweile wurden durch den in ELBE entwickelten Kommunikationsweg etliche Ladevorgänge an insgesamt 389 Ladepunkten gesteuert. Bisher erfolgen diese Steuerhandlungen allein zu Testzwecken, um so Erfahrungswerte in der Kommunikation und der Latenz in der Übertragung der Signale zu sammeln. Dabei wurden im Hamburger Verteilnetz allerdings bisher noch keine Überlastungen der Netzbetriebsmittel aufgrund von Ladevorgängen und ähnlichem verzeichnet.

Eine Erweiterung zum Projekt ELBE ergänzt die netzdienliche Steuerung um eine sichere und BSI-konforme Kommunikation über den transparenten CLS-Kanal von Smart-Meter-Gateways (SMGW). Dies demonstriert die Kompatibilität von OpenADR und den vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) entwickelten Anforderungen zur SMGW Architektur.

Im Folgenden stellt das ELBE-Projekt den Stand der Umsetzung im Juli 2021 dar.

1. Marktdurchdringung

a. Umsetzung durch Netzbetreiber und Ladepunktbetreiber (CPOs)

Die im Projekt ELBE entwickelte IT-Schnittstelle wurde bisher vom Verteilnetzbetreiber Stromnetz Hamburg und insgesamt 13 CPOs/CPO-Dienstleistern umgesetzt. Weitere CPOs/CPO-Dienstleister arbeiten daran. Sieben der CPOs sind europaweit tätig.

- ChargePoint GmbH
- charge IT mobility GmbH
- Hamburg Energie GmbH
- LAN1 Hotspots GmbH (IO-Dynamics GmbH)
- MAHLE GmbH Corporate Startup chargeBIG
- Siemens Aktiengesellschaft Österreich
- Stromnetz Hamburg GmbH
- The Mobility House GmbH
- The New Motion Deutschland GmbH (bis 2020)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



- Total Deutschland GmbH (TotalEnergies)
- Vattenfall Smarter Living GmbH
- Wiedemann Group (Parkstrom GmbH)
- ubitricity Gesellschaft für verteilte Energiesysteme mbH

b. Steuerbare Ladepunkte

In Hamburg werden aktuell Ladevorgänge an insgesamt 389 Ladepunkten von Stromnetz Hamburg gesteuert.

- AC Ladepunkte: 343
- DC Ladepunkte: 46

Bezogen auf die Marktpräsenz der CPOs/CPO-Dienstleistern sind deutschlandweit mehr als 200.000 Ladepunkte technisch in der Lage, über die CPO Backends auf Signale über OpenADR zu reagieren.

c. Beteiligte Hardware-Hersteller

Die Backends der Ladestationsbetreiber steuern wiederum die Vorgaben des Verteilnetzbetreibers – je nach Situation ihrer Kunden. Stand Juli 2021 sind 17 Typen von Ladestationen in Hamburg eingebunden, darunter sowohl Normal- als auch Schnellladestationen. Die Hersteller umfassen:

- Alfen
- ChargeBIG
- ChargePoint
- Compleo
- Keba
- Mennekes
- NewMotion (bis 2020)

2. Umsetzung des Minimum Viable Products (MVP)

Das Projektkonsortium hat bislang ein MVP mit folgenden [Spezifikationen](#) implementiert:

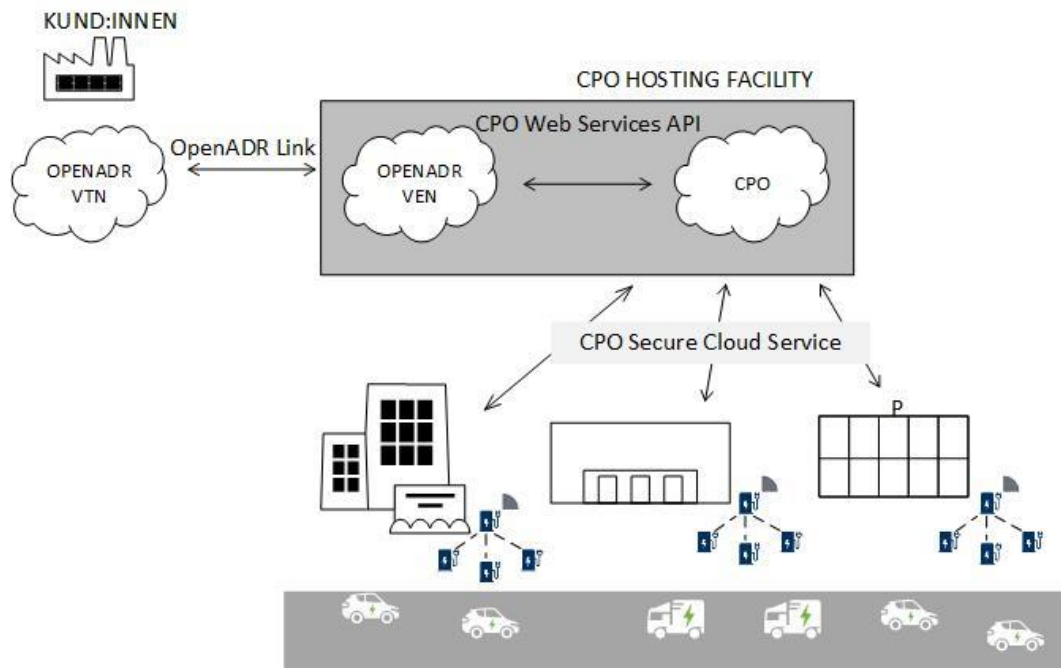
- Registrierung (EiRegisterParty): EiRegisterParty wird verwendet, um Entitäten wie CPOs und andere Parteien zu identifizieren. Dies ist erforderlich, bevor ein Akteur mit anderen Parteien interagieren kann.
- Ereignis (EiEvent): EiEvent sind zentrale Ereignisfunktionen und Informationsmodelle, die für eine Lastreduzierung innerhalb eines MVP verwendet werden. Dieser Dienst wird zur Aktivierung einer Bedarfsreaktion verwendet.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

- Transportprotokoll: Im Rahmen des ELBE-Projekts verpflichten sich alle Partner zur Verwendung eines einfachen http-Transportprotokolls.
- Sicherheitsstufe: Die Partner verpflichten sich, die Verbindung durch TLS 1.2 zu sichern.
- Betriebsmodus: EiEvents werden von den CPOs (genannt Virtual End Nodes (VENs)) vom Verteilnetzbetreiber (genannt Virtual Top Node (VTN)) gezogen.



3. Gesteuertes Laden aus Kundensicht

Im Sommer 2020 haben Stromnetz Hamburg und der CPO ChargePoint bei mehreren Kunden eine Reduktion der Ladeleistung im Feldtest durchgeführt. Dies umfasste auch Ladeinfrastruktur, die vor Projektstart installiert wurde. Hier erfolgte eine Lastreduktion für 30 Minuten auf 25 % der Last am Netzverknüpfungspunkt. Netzbetreiber und CPO wissen, welche Ladeleistung hinter diesem Verknüpfungspunkt installiert ist.

Hier der Ablauf am Beispiel des getesteten Smart EQ fortwo:

- Das Laden startete mit voller Leistung (21,3 kW).
- Der Netzbetreiber sendete einen Befehl, um die Last am vorgelagerten Netzverknüpfungspunkt um 88 kW bzw. 25 % der Maximallast für einen Zeitraum von fünf Minuten zu reduzieren.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

- iii. Die Ladestation reduzierte die Last auf 15,8 kW (Reduktion wird fahrzeugabhängig 20 bis 30 Sekunden nach Erhalt des Befehls durchgeführt). Das Display wies den Kunden darauf hin.
 - iv. Der Kunde erhielt folgende Nachricht auf dem Smartphone:
"Warnung: Der Anbieter hat die Stromeinspeisung am „Ort xxx“ wegen hoher Nachfrage reduziert. Eventuell wird Ihr Fahrzeug nicht mit voller Geschwindigkeit geladen."
 - v. Der Kunde sah auch eine Lastkurve auf dem Smartphone.
- Damit wurde der Test erfolgreich beendet.

4. Aufwand für Umsetzung

Wie bei vielen Software-Entwicklungen gilt auch bei der Umsetzung dieser Schnittstelle: Die Marktteilnehmer sollten eine "Make or Buy"-Entscheidung treffen. Nicht jeder Anwender – gleich, ob Netzbetreiber oder CPO – muss diese Schnittstelle selbst implementieren, sondern die Funktionalität ist auch als Software-as-a-Service am Markt verfügbar. Der personelle Aufwand für die Umsetzung wird dabei folgendermaßen geschätzt:

- Aus Netzbetreiber-Sicht (VTN): Ca. 45 Personentage
- Aus CPO-Sicht (VEN): Ca. zehn bis 15 Personentage

5. OpenSource Lösung

Eine Veröffentlichung zum Download wird aktuell von Hamburg Energie gemeinsam mit der Firma Offis in Oldenburg erarbeitet und ist im Rahmen der Projektlaufzeit geplant.

6. Standardisierung

Ein standardisiertes Demand Response Programm gibt es nun durch die Normungsinitiative des IEC: Die Spezifikation OpenADR 2.0b wurde als IEC-Standard anerkannt; dazu siehe auch IEC 62746-10-1 ED115. In Europa hat bereits Großbritannien den OpenADR Standard für die nationale Implementierung für "smart appliances" ausgewählt (U.K. PAS 1878 Energy smart appliances).

In Deutschland gibt es seitens der DKE und des FNN Beratungs- und Informationsinteresse. Für Q3 2021 ist eine Vorstellung von OpenADR im Systemkomitee DKE/K 901 "Smart Energy" geplant. Auf dieser Basis soll ein Arbeitskreis beauftragt werden. Aktuell wird ein Inhaltsverzeichnis für einen "Call for experts" erstellt. Im Anschluss daran könnte eine Art Anwendungsregel verabschiedet werden.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



7. Ausblick

Bidirektionale Kommunikation zwischen VTN und VEN

Die Integration einer Rückantwort des VENs zum VTN auf ein Event wird aktuell mit OpenADR diskutiert, da dieser Use Case so bisher noch nicht vorgesehen ist. Eine Rückantwort des VENs könnte beispielsweise zusätzliche Informationen enthalten, ob das Steuersignal durch den CPO überhaupt umgesetzt und in welcher Höhe eine Leistungsreduktion am Netzanschlusspunkt erzielt werden kann.

Angebot von Flexibilitäten

Als Folgeprojekt ist eine Weiterentwicklung des MVP von OpenADR vorgesehen, damit auch Funktionen wie Lastprognosen aus Sicht der CPOs und das Angebot von Flexibilitäten für Netzbetreiber und entsprechende finanzielle Anreize wie last- und zeitvariable Tarife zum Einsatz kommen.

8. Verweise

- [ELBE - Infothek](#)
- [OpenADR Alliance](#)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages