

**Förderprogramm
Demonstrationsprojekte Smart Grids und Speicher Baden-Württemberg**

DSM-Plattform BW 2.0

Ein vernetztes Energie-Management-System zur Bestimmung und Demonstration von Echtzeit-Flexibilitäts-Potentialen durch Sektorkopplung mit Anbindung an eine Online-Plattform zur Darstellung von virtuellen Speichern in Baden-Württemberg

Zwischenbericht 2020

Stand 17.02.2021

Inhaltliche Ausarbeitung

IER Universität Stuttgart

Maximilian Schulz, Prof. Dr. Kai Hufendiek

FZI Forschungszentrum Informatik

Julian Huber, Prof. Dr. Christoph Weinhardt

EnBW energybase

Anne Scholz, Laura Strzelkowski



Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|----|
| 1. Zielsetzung und Arbeitsprogramm | 4 |
| 2. Projekthinhalte und Projektstatus | 4 |
| 3. Inhaltliche Arbeiten der Projektpartner | 5 |
| 3.1. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) | 5 |
| 3.2. Forschungszentrum Informatik (FZI)..... | 7 |
| 3.2.1. AP 1.2 Schnittstellenimplementierung | 7 |
| 3.2.2. AP 2.1 Datenerschließung..... | 7 |
| 3.2.3. AP 2.3 Prognosealgorithmen | 7 |
| 3.2.4. AP 5.2 Demonstration | 8 |
| 3.3. energybase..... | 9 |
| 3.3.1. Demonstrationskunden und Workshop..... | 9 |
| 3.3.2. Datenaustausch..... | 10 |

Kurzfassung

Im Projekt „DSM Plattform BW 2.0“ soll ein verteiltes IT-System entwickelt und im Demonstrationsbetrieb erprobt werden, um durch eine intelligente prognosebasierte Ladesteuerung Flexibilität aus Elektromobilität für das Beheben von Netzengpässen bereitzustellen. In dem vorliegenden Bericht werden hierzu Fortschritte des ersten Projektjahres dargestellt.

Mit Blick auf die intelligente prognosebasierte Ladesteuerung sind die entsprechenden Vorarbeiten vorangetrieben worden. Hierzu wurden einerseits vier Prognosealgorithmen für die Elektromobilität auf Basis von Quantilen und entsprechender Quantils-Regression entwickelt und auf einer Konferenz vorgestellt sowie veröffentlicht. Zur Optimierung der Ladevorgänge ist das Optimierungsmodell E2M2_DES um die Abbildung der Elektromobilität erweitert worden. Hierauf aufbauend ist eine Untersuchung verschiedener Ladestrategien durchgeführt worden, deren Ergebnisse ebenfalls in Form eines Papers veröffentlicht worden sind. Um beide Modelle miteinander sowie mit den realen Energiesystemen zu verknüpfen, sind entsprechende Schnittstellen konzipiert und umgesetzt worden.

Zur Demonstration der Ladesteuerung sind gleichzeitig 8 Demonstrationsnutzer mit einem System aus PV-Anlage und Elektrofahrzeug akquiriert worden. Auf einem gemeinsamen Webinar ist den Nutzern einerseits das Forschungsprojekt näher vorgestellt worden. Andererseits sind hier die spezifischen Nutzeranforderungen im Hinblick auf das Umfeld der Elektromobilität und eine flexible Ladesteuerung abgefragt worden. Dafür wurden verschiedene Visualisierungen erstellt, um den Demonstrationskunden mögliche Funktionalitäten (z.B. Diagramme zu Ladevorgängen für maximale Kostentransparenz oder individuelle Fahrplaneinstellungen zur Optimierung der Ladestrategie) aufzuzeigen. Die Haushalte wurden dazu bereits mit Energiemanager (Steuerbox) ausgestattet.

1. Zielsetzung und Arbeitsprogramm

In Deutschland (D) und in Baden-Württemberg (BW) sind die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) des Verkehrs eine relevante Größe, die nach den Minderungen der Energiewirtschaft und des Gebäudewärmebereich im Rahmen hoher THG-Minderungsziele immer dringender reduziert werden müssen. Der Verkehr macht inzwischen 18 % (Deutschland) bzw. 30 % (BW) der Treibhausgasemissionen aus ¹. Eine Möglichkeit zur Reduktion dieser Emissionen bietet die Elektromobilität. Insbesondere in letzter Zeit kann dabei ein Anstieg an neuzugelassenen hybriden (40.063 in BW, 239.250 in D, Stand 2019) als auch reinen Elektrofahrzeugen (10.223 in BW, 63.281 in D) erkannt werden².

Daraus resultieren neue Stromanwendungen, deren Energiebedarf aus dem Stromsektor gedeckt werden muss. Insbesondere mit Blick auf die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge, welche zur Verkürzung des Ladevorgangs immer höher ausfällt, und der aktuellen Konzentration von Elektromobilität, welche sich aus sozialökonomischen Strukturen zunächst auf bestimmte Quartieren fokussiert, drohen deutliche Herausforderungen beim Betrieb einiger Verteilnetze bei unregelmäßigem Ladeverhalten und hoher Gleichzeitigkeit. Wird dagegen der Ladevorgang der einzelnen Elektroautos intelligent gesteuert, können Kosten eingespart und Flexibilität für das Energiesystem erschlossen werden.

2. Projektinhalte und Projektstatus

Im Projekt „DSM-Plattform BW 2.0“ soll ein verteiltes IT-System entwickelt und im Demonstrationsbetrieb erprobt werden, welches durch eine intelligente prognosebasierte Ladesteuerung die Flexibilität von Ladevorgängen der Elektromobilität für das Beheben von Netzengpässen bereitstellt. Diese Flexibilitätspotenziale sollen anschließend automatisiert auf der DSM Plattform dargestellt werden. In Abbildung 1 werden die Module der Ladesteuerung sowie des Zusammenspiels der Akteure präsentiert.

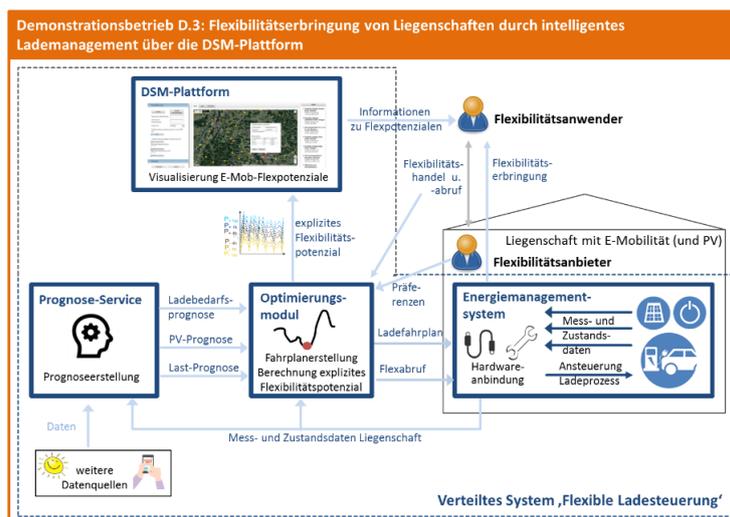


Abbildung 1: Architektur des verteilten Gesamtsystems und des Demonstrationsbetriebs

¹ Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (2019): Treibhausgas-Emissionen in BW seit 1990.

² Kraftfahrtbundesamt (2021). Neuzulassungen von PKW im Jahr 2019.

Die einzelnen Arbeitspakete des Projekts werden in folgender Abbildung 2 dargestellt:

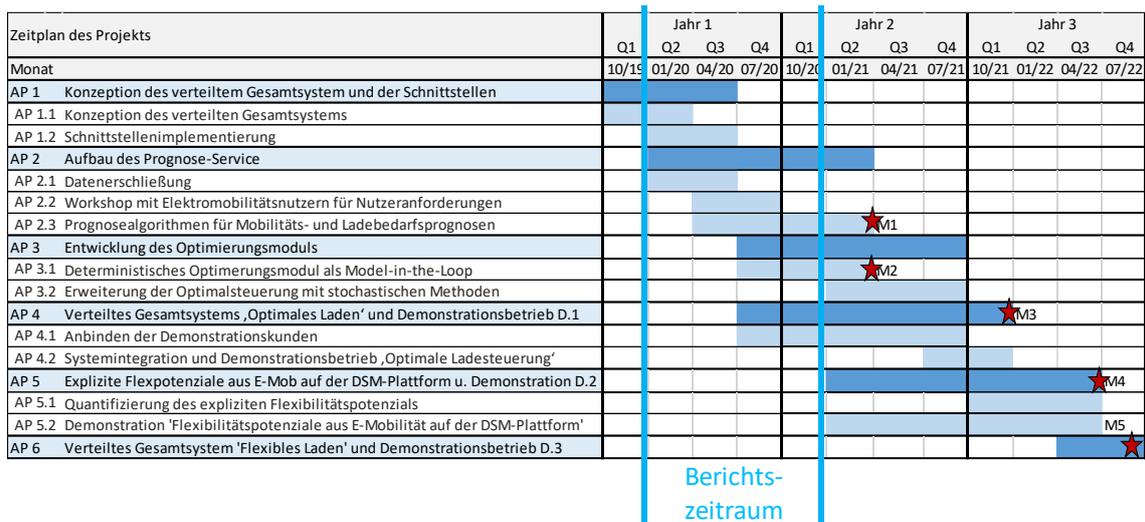


Abbildung 2: Übersicht über die einzelnen Arbeitspakete im Projekt

Der aktuelle Berichtszeitraum, in der Abbildung blau umrandet, umfasst große Teile des ersten Projektjahres. In diesem Zeitraum war noch jedoch keine Erreichung von Meilensteinen geplant. Die zentralen Ziele für diese Phase ergaben sich aus der Akquise der Demonstrationskunden und Arbeiten an den beiden Modulen Prognoseservice sowie Optimierungsmodell sowie den jeweiligen Schnittstellen. Mit Blick auf den inhaltlichen Projektstatus ist es zu keinem Verzug gekommen.

Mit Blick auf das Projektkonsortium konnte nachträglich noch der baden-württembergische Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW als assoziierter Projektpartner gewonnen werden. Im Berichtszeitraum haben die drei Projektpartner IER, FZI und energybase mit allen vier assoziierten Partnern ein gemeinsames Projekttreffen am 22.10.2020 veranstaltet, welches mit Blick auf die Covid-19-Maßnahmen virtuell stattgefunden hat. Am 17.07.2020 ist dazu mit den akquirierten Demonstrationsnutzern ein Webinar abgehalten worden, dessen Inhalte und Ergebnisse nachfolgend detaillierter vorgestellt werden.

3. Inhaltliche Arbeiten der Projektpartner

3.1. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

Die zentralen Arbeitsinhalte des IERs im Berichtszeitraum waren, neben der Definition und Umsetzung der Schnittstellen, die Weiterentwicklung des Optimierungsmodells E2M2_DES zur Optimierung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen in AP 3. E2M2_DES stellt ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell dar, mit dem verschiedene dezentrale Energiesysteme mit unterschiedlichen Erzeugungs-, Verbrauchs- sowie Speichertechnologien abgebildet werden können. Die charakteristischen Eigenschaften der untersuchten Energiesysteme werden hierbei durch elektrische Lastprofile dargestellt, bspw. Zeitreihen des elektrischen Verbrauchs des Haushalts. Das Modell ist bisher auch zur Einsatzoptimierung von Wärmepumpen-Wärmespeicher-Systemen eingesetzt worden.

Im Berichtszeitraum ist das Modell um die Abbildung von Elektrofahrzeugen und entsprechende Ladeprozesse erweitert worden. Hierzu sind die beiden Technologien Ladestation, mit variabel auswählbarer Ladeleistung, sowie Elektrofahrzeug, mit auswählbarer elektrischer Kapazität, konzipiert und implementiert worden. Die Ladestation ermöglicht die Beladung des Elektrofahrzeugs unter Berücksichtigung entsprechender Wirkungsgrade. Das Elektrofahrzeug kann nur in Zeiten beladen werden, in denen es vor Ort an die Ladestation angeschlossen ist. Diese örtliche Komponente wird durch eine zusätzliche exogene Zeitreihe abgebildet. Pro Ladevorgang besteht dazu die Möglichkeit, eine Mindestladeenergie für die nächste Fahrt anzugeben, welche außerdem durch einen Mindestfüllstand pro Ladeprozess überschrieben werden kann. Um aktuelle regulatorische Rahmenbedingungen abzubilden, wird dazu der Füllstand des Elektrofahrzeugs unterschieden in elektrische Energie, welche aus der lokalen PV-Anlage stammt, sowie elektrische Energie, welche aus dem Stromnetz bezogen worden ist. Im aktuellen Modell wird angenommen, dass der Füllstand des Elektrofahrzeugs zu Beginn jedes Ladevorgangs bekannt ist.

Neben dieser Abbildung des Elektrofahrzeugs ist das Modell dahingehend erweitert worden, dass dynamische Strompreise für das untersuchte Energiesystem berücksichtigt werden können, um die vielfach diskutierte Idee der Berücksichtigung von Klimaschutzkriterien analysieren zu können, kann dieser Bezug von elektrischer Energie darüber hinaus mit einem zeitabhängigen Emissionsfaktor belegt werden, um zeitpunktspezifische Treibhausgasemissionen der Erzeugungsstruktur des Energiesystems abzubilden.

Durch diese Modellerweiterungen sind als theoretische Projektvorarbeiten zu AP 4 und 5 verschiedene Ladestrategien unter Berücksichtigung unterschiedlicher regulatorischer Rahmenbedingungen mit Blick auf die angenommenen Strombezugspreise sowie Netzemissionsfaktoren untersucht, quantifiziert sowie kritisch mit Blick auf ihren realen Einfluss diskutiert worden. Da im aktuellen Projektstand noch keine empirische Messung des Mobilitätsverhaltens der Demonstrationsnutzer möglich ist, ist ein detailliertes Fahrprofil zur Abbildung des Mobilitätsverhalten eines repräsentativen Haushalts erstellt worden. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind dazu im open-access-Format als Artikel in einer peer-reviewed wissenschaftlichen Fachzeitschrift³ veröffentlicht worden. Die Veröffentlichung erfolgte im Rahmen der Special Issue „Prospects for Electric Mobility: Systemic, Economic and Environmental Issues“, weshalb mit der Bearbeitung des AP 3 inhaltlich früher als geplant begonnen worden ist.

³ Schulz, M. and Hufendiek, K. (2021). Discussing the Actual Impact of Optimizing Cost and GHG Emission Minimal Charging of Electric Vehicles in Distributed Energy Systems. doi: 10.3390/en14030786

3.2. Forschungszentrum Informatik (FZI)

Beim FZI fokussierten sich die Arbeiten im Berichtszeitraum auf die folgenden vier Arbeitspakete. Hier- von konnten AP 1.2 und AP 2.1 plangemäß abgeschlossen werden.

3.2.1. AP 1.2 Schnittstellenimplementierung

Die Daten der Testkunden werden von energybase über einen kafka-producer bereitgestellt. Hierrüber werden für alle Testkunden die folgenden Daten in Echtzeit übertragen:

- Änderungen von Werten diverser Geräte (Wechselrichter, Ladestationen)
- Verbrauch/Einspeisung am Netzanschluss
- Prognosen für Last, Wetter und PV-Ertrag

Hieraus lassen sich alle Daten für die Forecasts extrahieren. Die Forecasts des FZI werden dem IER als CSV oder Datenbankeintrag übergeben. Dabei gibt es folgende Felder:

- Forecast_Origin
- Model_ID
- Predicted_Variable
- Quantile
- Predicted_Entity
- Predicted_Value
- EMS_ID

3.2.2. AP 2.1 Datenerschließung

Zunächst wurde die Möglichkeit untersucht, die kafka-Datenströme mittels des OpenSource-Tools Streampipes anzubinden und in einer Datenbank zu persistieren. Dies war technisch möglich, allerdings ist die Lösung wenig skalierbare, da für jeden Testkunden eine eigene Pipeline manuell implementiert wurde.

Deswegen wurden in der Folge Python-Skripte entwickelt, die die Daten automatisiert parsen und in eine influxDB schreiben können. Diese Anwendung wird zurzeit in Docker-container überführt, um den Service systemunabhängig ausführen zu können (AP 5.2).

3.2.3. AP 2.3 Prognosealgorithmen

Es wurden in Abstimmung mit dem IER vier Prognosealgorithmen für die Elektromobilität entwickelt. Diese ermöglichen es die Quantile (Wahrscheinlichkeitsverteilung) für vier verschiedene Kenngrößen vorherzusagen.

- Anwesenheit eines Elektrofahrzeuges für die nächsten 3 Tage in 15-minütiger Auflösung
- Ladeleistung eines Elektrofahrzeuges für die nächsten 3 Tage in 15-minütiger Auflösung
- Ladedauer eines soeben gestarteten Ladevents
- Energiebedarf eines soeben gestarteten Ladevents

Als Prognosemodell wird hierzu eine Quantils-Regression eingesetzt. Die Prognosen für alle Modelle basieren auf den historischen Ladevorgängen der Ladestation. Diese Daten liegen vor (siehe AP 2.1).

Die Prognosealgorithmen für die Nutzung der Ladestationen wurden auf einem offenen Datensatz validiert und auf einer Konferenz (GI-Informatik 2020) vorgestellt und veröffentlicht⁴. Die Prognosealgorithmen müssen nun für jedes Haus trainiert werden.

3.2.4. AP 5.2 Demonstration

Die DSM-Echtzeitplattform BW aus dem Vorgängerprojekt, wird aktuell auf eine neue (zeitgemäße) Code-Basis übertragen. Hierzu gehörten die Übertragung auf eine aktuelle Oberfläche (JavaScript – Abbildung 4) und die Ersetzung der proprietären Datenbank (IDS ACOS NMS) durch eine OpenSource Lösung (MariaDB). In diesem Zuge wurde das Datenmodell überarbeitet angepasst (Abbildung 3).

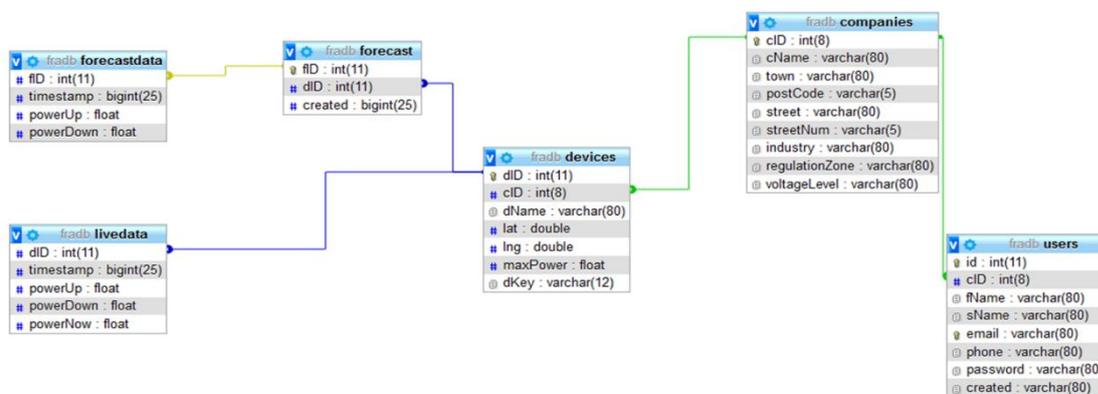


Abbildung 3: Datenmodell DSM-Plattform 2.0

| Device ID | Name | Last Update | (relative) Positive Flexibility [kW] | (relative) Negative Flexibility [kW] | Load [kW] |
|-----------|-------|--------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-----------|
| 2 | Fräse | 3.1.2021, 12:30:00 | 14.774 | -21.5217 | 47.752 |

Abbildung 4: Frame Karte

⁴ Motz, M., Huber, J., & Weinhardt, C. (2021). Forecasting BEV charging station occupancy at work places. *INFORMATIK 2020*.

3.3. energybase

Im aktuellen Berichtszeitraum hat sich energybase insbesondere mit zwei Fokusthemen beschäftigt, den Systemschnittstellen und den Demonstrationenkunden. In den AP 1.1 und AP 1.2 wurden die Schnittstellen zwischen den verschiedenen Systemen grundlegend konzipiert und anschließend implementiert. Außerdem wurden die Demonstrationenkunden für das Projekt akquiriert und die Installationen in den Demonstrationshaushalten wie in AP 4.1 geplant durchgeführt. Auch der geplante Workshop aus AP 2.2 konnte in Form eines digitalen Projekttreffens mit den Demonstrationenkunden stattfinden.

3.3.1. Demonstrationenkunden und Workshop

Um geeignete Demonstrationenkunden für das Projekt zu erreichen, wurden Aufrufe in verschiedenen sozialen Medien platziert. Der Teilnehmerkreis wurde dabei auf Haushalte beschränkt, die eine Photovoltaikanlage auf dem Gebäudedach installiert haben, ein Elektrofahrzeug im Einsatz haben und in Baden-Württemberg leben, um eine geeignete Datengrundlage für die Demonstration zu ermöglichen.

Innerhalb des Arbeitspaketes wurden außerdem Projektverträge aufgesetzt und juristisch abgestimmt, sodass der Leistungsumfang, Haftungen und Datenschutzbestimmungen mit den Demonstrationenkunden eindeutig geregelt sind. Im Laufe der Akquisitionsphase konnten Verträge mit 8 Demonstrationenkunden geschlossen werden, die aus Projektsicht eine ausreichend große Teilnehmerzahl für die Demonstrationzwecke darstellen.

Als Auftaktveranstaltung für die Demonstrationenkunden wurde am 17.07.2020 ein Projekttreffen durchgeführt, zudem auch die assoziierten Projektpartner eingeladen waren. Unter Berücksichtigung der zu dem Zeitpunkt geltenden Abstands- und Hygieneverordnungen für die Einschränkung der Ausbreitung des Coronavirus wurde das Projekttreffen, als auch der inkludierte Workshop mit den Demonstrationenkunden rein digital in Form eines Videomeetings durchgeführt. Als zentraler Bestandteil der Veranstaltung galt es neben der Einführung der Demonstrationenkunden in die Projektinhalte einen Workshop mit ihnen durchzuführen, um Nutzeranforderungen im Hinblick auf das Umfeld der Elektromobilität und eine flexible Ladesteuerung zu erkennen. Dafür wurden einige Visualisierungen erstellt, um den Demonstrationenkunden mögliche Funktionalitäten (z.B. Diagramme zu Ladevorgängen für maximale Kostentransparenz oder individuelle Fahrplaneinstellungen zur Optimierung der Ladestrategie) aufzuzeigen. Anhand der Visualisierungen wurde im Rahmen des Workshops eine Umfrage durchgeführt und parallel ausgewertet und diskutiert. Im Nachgang zum Termin wurde eine ausführlichere online Umfrage an die Demonstrationenkunden versendet, sodass Erfahrungen und Erwartungen der Elektromobilitätsnutzer aufgenommen werden konnten.

Im August und September wurden anschließend alle Demonstrationshaushalte, bei denen zuvor noch kein energybase System verbaut war, mit einem Energiemanager (Steuerbox) ausgestattet werden. Vor Ort wurden außerdem die Photovoltaikanlage und die Wallbox über Kommunikationsschnittstellen via LAN oder DLAN mit dem Energiemanager verbunden. Die Installation des Energiemanagers und der Anschluss der Geräte vor Ort wurde von dem energybase Team-internen Elektriker durchgeführt.

Drei der Teilnehmer haben bereits im Vorfeld eine zum energybase System kompatible Wallbox besessen, sodass nur fünf Wallboxen für das Projekt beschafft und den Kunden für den Projektzeitraum zur Verfügung gestellt werden mussten. Die Installation der Wallboxen wurde durch energybase extern beauftragt und von dem ausgewählten Installationspartner durchgeführt. Aufgrund der Corona Regelungen und Krankheitsausfällen auf Seiten des Installationspartners konnten nicht alle Wallboxen zeitnah installiert werden. Die letzte Wallbox Installation wurde Anfang 2021 abgeschlossen. Die Kommunikationsverbindung der Geräte vor Ort mit dem Energiemanager ermöglicht eine datentechnische Anbindung der Systeme an das Data Warehouse und den Austausch der Daten mit dem FZI über die in AP 1.2 implementierten Schnittstellen.

3.3.2. Datenaustausch

Im Hinblick auf den Datenaustausch zwischen den einzelnen Systemen wurde in den AP 1.1 und AP 1.2 Zeit investiert, um eine zuverlässige Kommunikationsschnittstelle aufzubauen.

In den Demonstrationshaushalten werden benötigte Datenpunkte mit Hilfe des Energiemanagers gemessen oder über die Kommunikationsschnittstelle von den Geräten (bspw. Photovoltaik-Wechselrichter) übermittelt und lokal auf der Box gespeichert. Zusätzlich werden die Daten zum Zeitpunkt der Erhebung im Sekundentakt über einen MQTT- Broker an das energybase Backend übermittelt und von dort in einen Apache Kafka übertragen.

Der Apache Broker erlaubt es dem FZI und dem IER, mittels eines Consumer-Clients, die Daten für jeden Haushalt und jedes Datentopic pseudonymisiert abzuholen.

Abbildung 5 zeigt den Ablauf der Kommunikation von den energybase Installationen in den Kafka-Broker und weiter zu den angeschlossenen Consumern.

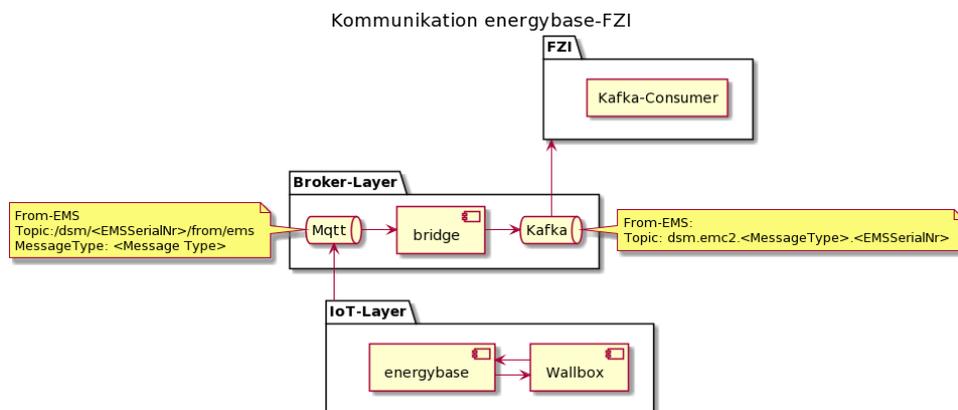


Abbildung 5: Kommunikationsschema

Die energbase IoT-Komponente sendet zum Zeitpunkt der Erhebung Messdaten, sowie Statusänderungen angeschlossener Geräte oder bei Aktualisierungen der lokal errechneten Prognosen kontinuierlich und schritthaltend an den MQTT-Broker, welcher sich im energybase Backend befindet.

Es wurde eine Bridge Komponente entwickelt, welche die Daten pro Nachrichtentyp und Seriennummer der energybase Box in einen Kafka Broker veröffentlicht. Im Kafka werden die Daten in ihrer zeitlichen Reihenfolge für mindestens sieben Tage persitiert, um die Robustheit des Systems gegenüber Komponentenausfälle zu erhöhen.

Ein verbundener Consumer-Client kann nun diese Daten abholen und weiterverarbeiten. Dabei wird eine Kopie der Daten übermittelt. Je nach Anwendungsfall können Daten einzelner energybase Boxen oder Zeitreihen aller Boxen angefragt werden.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes wurde eine unidirektionale Kommunikationsstrecke von der energybase Box zum Kafka Broker realisiert.

Konzeptioniert wurde das System auf bidirektionale Kommunikation, so dass in späteren Arbeitsschritten über diesen Weg auch Steuerdaten zurück an die jeweiligen Boxen gesendet werden können. Durch den modularen und entkoppelten Aufbau ist das Hinzufügen weiterer Client-Komponenten, z.B. für weitere Analysen oder Monitoringaufgaben, jederzeit ohne Eingriffe in bestehende Abläufe möglich.

Über die Schnittstelle werden dabei die folgenden Daten in Echtzeitwerten übertragen:

- Stromverbrauch am Netzanschluss
Topic: *dsm.emc2.transparency.meter_updated.<EMSSerialNr>*
- Stromerzeugung am PV-Wechselrichter
Topic: *dsm.emc2.devices.dco.property_changed.<EMSSerialNr>*
- Prognosen für Wetterdaten, PV-Erträge und Hauslasten
Topic: *dsm.emc2.prognosis*
Header: DeviceId= *<EMSSerialNr>*
- An- und Absteck Ereignis des Elektrofahrzeugs
Topic: *dsm.emc2.wallbox_updated. <EMSSerialNr>*
- Weitere Statusmeldungen, die für die Forschungsfrage jedoch nicht relevant sind, und für Monitoring und Betrieb der energybase Boxen genutzt werden.

Mittlerweile sind alle acht Demonstrationshaushalte an das energybase Backend angeschlossen. Die Daten werden dem Prognoseservice vom FZI kontinuierlich zur Verfügung gestellt und ein Systemdurchstich konnte bereits erreicht werden.