

Schlussbericht des Teilvorhabens

- öffentlich einsehbar -

Verbundvorhaben: ELBE – Electrify Buildings for EVs
Teilvorhaben: HAMBURG ENERGIE - Plattform für
Elektromobilität mit erneuerbaren Energien

Zuwendungsempfänger: Hamburg Energie	Förderkennzeichen: 01MZ18014E
Kontakt: Andreas Kramer	Tel.: +49 (0) 40 6396-4309 Email: andreas.kramer@hamburgenergie.de
Laufzeit des Vorhabens: von: 08.10.2018 bis: 30.09.2022	
Datum Bericht: 28.02.2023	

Inhalt

1. Kurzdarstellung.....	3
1.1. Aufgabenstellung.....	3
1.2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	4
1.3. Planung und Ablauf des Vorhabens	4
1.4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde.....	6
Angabe bekannter Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte, die für die Durchführung des Vorhabens benutzt wurden.....	16
Angabe der verwendeten Fachliteratur sowie der benutzten Informations- und Dokumentationsdienste	16
1.5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	16
2. Eingehende Darstellung	17
2.1. Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele	17
2.1.1 Modellbau	17
2.1.2 Aufbau der Flexibilitätsvermarktung.....	38
2.1.3 Entscheidung für OpenADR.....	48
2.1.4 Erlöspotential	55
2.1.5 Standortpartnergewinnung.....	60
2.2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises.....	61
2.3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit.....	61
2.4. Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans.....	61
2.5. Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen.....	62
2.6. Erfolgte oder geplanten Veröffentlichungen des Ergebnisses nach Nr. 11 der Nebenbestimmungen.....	62

1. Kurzdarstellung

1.1. Aufgabenstellung

Für Betreiber gewerblicher Fahrzeugflotten und Privathaushalte an Wohnkomplexen gibt es neben Umweltbewusstsein vor allem wirtschaftliche Beweggründe dafür, die Flotte mit Elektrofahrzeugen zu durchmischen oder sogar gänzlich auf Elektrofahrzeuge umzustellen. Bekanntermaßen kann ein Elektrofahrzeug bei einer gewerblichen Nutzung eher wirtschaftlich betrieben werden als bei dessen rein privaten Nutzung. Dies liegt hauptsächlich darin begründet, dass gewerblich genutzte Fahrzeuge eine höhere durchschnittliche Fahrleistung aufweisen als privat genutzte Fahrzeuge. Je höher die Laufleistung ist, umso stärker wirken sich die geringeren Betriebskosten positiv auf die Gesamtkostenkalkulation aus, was sogar die im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren höheren Anschaffungskosten überkompensieren kann. Es kommt hinzu, dass gewerblich genutzte Fahrzeuge häufig im Stadtverkehr und auf Kurzstrecken eingesetzt werden und sich somit Fahrprofile mit geringer Endgeschwindigkeit und häufigem Halten und Anfahren abzeichnen, unter denen Fahrzeuge mit Elektromotor einen Effizienzvorteil gegenüber Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren haben. Darüber hinaus prägen sich gleichmäßige und gut planbare Nutzungsprofile aus, weshalb unter anderem ausreichend lange Standzeiten für das Laden von Fahrzeugbatterien möglich sind und sie überwiegend am selben Ort wie zum Beispiel einer gewerblichen Niederlassung geladen werden können.

Heutzutage besteht in Bezug auf Elektromobilität zumeist eine Unsicherheit darüber, wie das Energie- und Lastmanagement in bestimmten Niederlassungen ausgestaltet werden sollte. Dabei hat es einen starken Einfluss auf die Integration in vorhandene lokale Netze und die Wirtschaftlichkeit im Betrieb der Elektrofahrzeuge. Mit dem Projekt ELBE wird auf den Aufbau einer Plattform mit Funktionalitäten für Energie- und Lastmanagement abgezielt, mit welcher die Ladestellen in Gruppen verwaltet und derart angesteuert werden können, dass der komplette Aufenthaltszeitraum einzelner Elektrofahrzeuge ausgeschöpft wird, um die Gesamtheit aller Elektrofahrzeuge eines Flottenstützpunkts entsprechend ihres Energiebedarfs und ihrer Dringlichkeit aufzuladen. Gewerblich genutzte Flotten offenbaren eine hohe Planbarkeit, da die Elektrofahrzeuge entweder in einer gewissen Regelmäßigkeit oder vereinzelt für Geschäftstermine im Voraus reserviert werden müssen. Dies ermöglicht die Berechnung von optimierten Ladekurven für die Flotte unter Berücksichtigung der Anschlusskapazität der Niederlassung und der installierten Leistung der Ladestellen, so dass bevorzugt in Zeiträumen mit niedrigen Stromhandelspreisen geladen wird. Damit ermöglicht die Optimierung nicht nur die rechtzeitige Aufladung der Fahrzeugbatterien, sondern kann darüber hinaus die Stromkosten senken.

Die Hamburg Energie GmbH (HE) plante, im Projekt ELBE eine Plattform für lokales Energie- und Lastmanagement von zentraler Stelle aufzubauen. Sie sollte im Wesentlichen aus einer Systemkomponente zur Verwaltung von Ladestellen und deren Konfiguration und Ansteuerung (Steuerungskomponente) sowie einer Systemkomponente zur optimierenden Einsatzplanung und einem Strommarktzugang (Marktkomponente) bestehen. Damit sollte sie einerseits zur operativen Planung der Ladekurven und durchgängigen Vermarktung im Stromhandel und andererseits zur späteren planvollen Ansteuerung der Ladestellen an den betreffenden Flottenstützpunkten dienen. In die Plattform sollten gleichermaßen Ladesäulen aus dem Umfeld privater Haushalte an Wohnkomplexen als auch Ladesäulen aus Flottenstützpunkten für gewerblich genutzte Fahrzeuge angebunden werden können. Durch Berücksichtigung einer maximalen Leistungsaufnahme werden

die Gesichtspunkte von Flottenbetreibern, Ladeinfrastrukturbetreibern, Stromlieferant und Verteilnetzbetreiber überein gebracht.

Die Steuerungskomponente soll gängige Kommunikationsprotokolle wie Open Charging Point Protocol (OCPP) für die Übermittlung von Konfigurations- und Steuerungsdaten sowie das Open Clearing House Protocol (OCHP) für die Übermittlung abrechnungsrelevanter Daten verwenden. Aufgrund dessen sollten von ihr gleichermaßen private Ladestellen wie auch halb-öffentliche und öffentliche Ladestellen verwaltet, standardkonform angesteuert sowie die getätigten Ladevorgängen abgerechnet werden können.

1.2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Der Aufbau von Ladeinfrastruktur ist ein zwingend notwendiger Bestandteil zur Erreichung der CO₂-Reduktionsziele im Verkehrssektor durch die Umstellung von Verbrennertechnologie auf batterieelektrische Antriebe insbesondere bei der Nutzung von ökologisch erzeugtem Ladestrom. Die resultierende Erhöhung des Strombedarfes stellt Stromnetzbetreiber und Stromvertriebe vor neue Aufgaben. Während der Netzbetrieb maßgeblich den Ausbau der Netzinfrastuktur bewerten muss und diese vor dem Hintergrund resultierender steigender Netzentgelte möglichst gering halten möchte, bei gleichzeitiger Gewährleistung der unterbrechungsfreien Versorgung, gilt es für Stromvertriebe die Potenziale des Speichers einer Fahrzeugbatterie wirtschaftlich nutzbar zu machen, um die kostengünstige aber volatile Erzeugung regenerativer Energien optimal zu nutzen und gleichsam dem Elektromobilisten die Chance der Partizipation an den Möglichkeiten des Energiemarktes zu eröffnen.

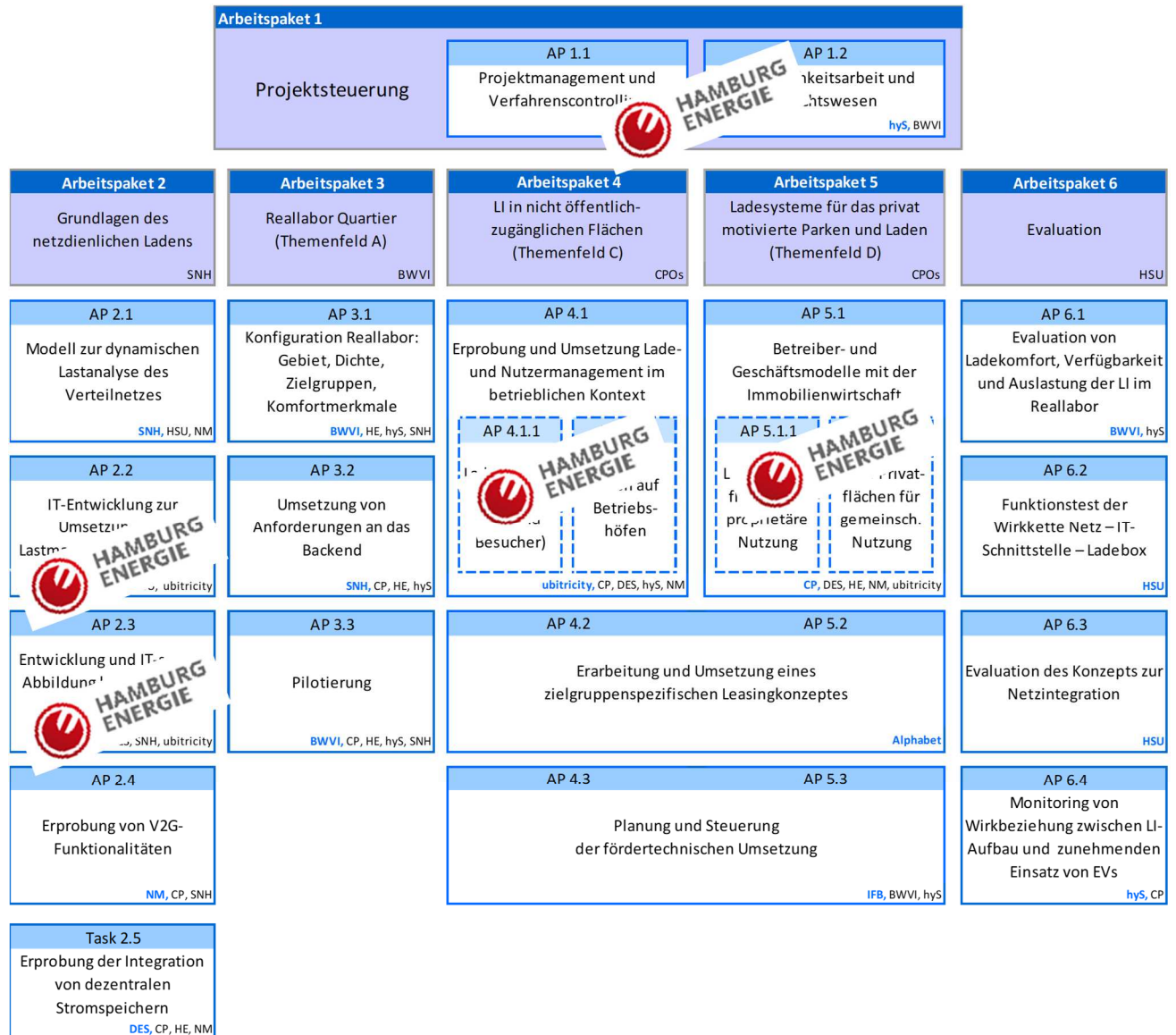
Das Vorhaben wurde in einer stark steigenden Marktphase gestartet. Die Voraussetzungen änderten sich jedoch im Verlauf des Projektes durch globale Krisen wie die Auswirkungen der coronabedingten Lock-Downs, den resultierenden Lieferkettenproblemen, Abkehr der Nullzinspolitik auf den Finanzmärkten. Auf der anderen Seite konnte die Ausgestaltung der monetären Förderung innerhalb des Projektes nicht jeden vorgesehenen Standortpartner überzeugen.

1.3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Organisatorisch ist das Hauptprojekt in sechs übergeordnete Arbeitspakete untergliedert, welche jeweils weitere Arbeitspakete unter sich vereinen. Hamburg Energie hat an den Arbeitspaketen AP1, AP2, AP4 und AP5 partizipiert. Das Arbeitspaket 1 zur Projektsteuerung läuft dabei übergeordnet zu allen anderen APs parallel mit. Ein besonderes Augenmerk galt dabei jedoch am Anfang des Projektes dem Aufsetzen der Managementstruktur sowie in der initialen Ansprache der potenziellen Standortpartner.

Die Forschungsarbeiten des Projektes bauten insbesondere auf die Entwicklung der IT-Schnittstelle auf, welche im Arbeitspaket 2, im Wesentlichen im AP2.2, erfolgte. Diese Arbeiten bildeten die Grundlage für die weiteren Forschungsarbeiten im AP 2.3 sowie die Umsetzung der Forschungen in den Arbeitspaketen 3 bis 5 und waren daher beginnend zum Projektstart vorgesehen. Die Arbeitspakete 3 bis 5 dienten der Erprobung der Lösung im Feld und dauerten daher bis zum Projektende an. Dabei sollte die Aufnahme der Standortpartner gleich am Projektbeginn starten, um Zeiträume für die Planung und Umsetzung der Standorte mit einzuberechnen. Dadurch, dass sich die im Arbeitspaket 2 entwickelten Lösungen im Wesentlichen auf die im Backend betriebene Software

beziehen, sollte es durch Updates während der Projektlaufzeit möglich sein, auch an schon vor Abschluss der Forschungsarbeiten aufgebaute Ladeinfrastruktur die entwickelte Lösung zu testen. Dabei wurde darauf geachtet, dass die eingesetzte Ladeinfrastruktur die technischen Voraussetzungen für die zu entwickelnde Lösung erfüllt.



AP/ Task	Inhalt
AP 1	Projektorganisation
Task 1.1	Projektmanagement und Verfahrenscontrolling
Task 1.2	Öffentlichkeitsarbeit und Berichterweisen
AP 2	Grundlagen des betrieblichen Ladens
Task 2.1	IT-Erstellung zur Umsetzung des Lademanagementskonzepts
AS 2.1.HE.1	Erstellung eines Datenmodells zur Objektivierung
AS 2.1.HE.2	Entwurf von Bildschirmansichten zur Objektivierung
AS 2.1.HE.3	Umsetzung einer grafischen Benutzeroberfläche zur Objektivierung
AS 2.1.HE.4	Umsetzung einer Kommunikation zum Einrichten von Ladekurven
AS 2.1.HE.5	Teil des Kommunikationsmoduls zu den Ladekurven
AS 2.1.HE.6	Umsetzung von Ansichten für das Hinzufügen und Ausgeben von zu verwaltem Objekten
AS 2.1.HE.7	Konzepten der Benutzeroberfläche zum Verwalten von Ladekurven
AS 2.1.HE.8	Umsetzung der Schnittstelle zum Verwalten von Ladekurven
AS 2.1.HE.9	Teil des Kommunikationsmoduls zum Verwalten von Ladekurven
Task 2.2	Entwicklung und IT-basierende Abrechnung (Abrechnungsfeld II)
AS 2.2.HE.1	Evaluation von Kommunikationsstandards für den fortlaufenden Datenaustausch
AS 2.2.HE.2	Entwicklung eines Systemkonzepts für den fortlaufenden Datenaustausch
AS 2.2.HE.3	Umsetzung von Diensten zur Eingabe von Betriebszustandsinformationen und Berechnung von Ladekurven
AS 2.2.HE.4	Teil der Schnittstelle für fortlaufenden internen Datenaustausch
AS 2.2.HE.5	Entwurf von Bildschirmansichten für Monitoring des fortlaufenden Datenaustausches
AS 2.2.HE.6	Umsetzung einer grafischen Benutzeroberfläche zum Monitoring des fortlaufenden Datenaustausches
AS 2.2.HE.7	Umsetzung von Diensten für die Aggregation/Aufbereitung planungsrelevanter Betriebszustandsinformationen
AS 2.2.HE.8	Integrationsmodul mit Betriebszustandsinformationen und Ladekurven
AS 2.2.HE.9	Rechenkonzept von Informationsstandards für den fortlaufenden Austausch von Energie- und Authentifizierungsdaten
AS 2.2.HE.10	Entwicklung eines Systemkonzepts für den fortlaufenden Datenaustausch von Energie- und Authentifizierungsdaten
AS 2.2.HE.11	Umsetzung von Diensten zum Import von Energie- und Authentifizierungsdaten
AS 2.2.HE.12	Teil der Schnittstelle für fortlaufenden Datenaustausch von Energie- und Authentifizierungsdaten
AS 2.2.HE.13	Umsetzung der Abrechnungssysteme
AS 2.2.HE.14	Integrationsmodul mit Abrechnungsfunktion
AP 3	Erweiterte öffentlich zugängliche Flächen (Themenfeld C)
Task 3.1	Erhebung und Umsetzung Lade- und Nutzermanagement im betrieblichen Kontext
AS 3.1.HE.1	Kartografieren von gewerblichen Problemfeldpunkten
AS 3.1.HE.2	Ausarbeitung eines Modellierungskonzepts für die Problemfelder
AS 3.1.HE.3	Durchführung von Interviews mit Gewerbetreibenden
AS 3.1.HE.4	Erstellung von Modellskizzen
AS 3.1.HE.5	Charakterisierung der Problemfelder
AS 3.1.HE.6	Erstellung eines grundlegenden Modellschemas
AS 3.1.HE.7	Erarbeitung von Modellschemen für typische Problemfelder
AS 3.1.HE.8	Erstellung individueller Einsatzplanungsmodelle
AS 3.1.HE.9	Wartung und Pflege von Einsatzplanungsmodellen mit der Objektivierung
AP 4	Ladesysteme für das privat motivierte Parken und Laden (Themenfeld D)
Task 4.1	Betreiber- und Geschäftsmotive mit der Innovationsforschung
AS 4.1.HE.1	Anforderungsanalyse betrieblicher Stakeholder
AS 4.1.HE.2	Konzeption und Umsetzung geeigneter Referenzprojekte
AS 4.1.HE.3	Ableitung Erfahrungswerte aus Referenzprojekten
AS 4.1.HE.4	Entwicklung von Parkraumbewirtschaftungsmodellen
AS 4.1.HE.5	Entwicklung von Kauf-, Leasing- und Contractingmodellen zur Realisierung flexibler Finanzierungsmodelle
AS 4.1.HE.6	Evaluation der Abrechnungs- und Geschäftsmodelle

1.4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Arbeiten und Ergebnisse Dritter

relevante Projekte aus IKT für Elektromobilität

3connect (2016-2018)

Das Projekt 3connect untersucht mit insgesamt 18 Konsortialpartnern an den drei Regionen Aachen, Allgäu und Osnabrück wesentliche Aspekte der Elektromobilität in gewerblichen Flotten, in Logistikanwendungen, im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) und in der Landwirtschaft. Die Partner greifen bei dem Projekt auf schon vorhandene Daten und Ergebnisse aus dem Leuchtturmprojekt econnect Germany zurück. In Aachen steht die Integration elektrischer Logistikflotten in das Energiemanagement, im Allgäu die Integration von Elektrohybridtraktoren in das Energiemanagement von Agrarbetrieben und in Osnabrück eine multimodale E-Mobilitätsplattform mit Elektrobussen für den ÖPNV im Vordergrund.

Das Projekt 3connect geht davon aus, dass es heute einer zunehmenden Anzahl und Dichte an Ladeinfrastrukturelementen bedarf. Gleichzeitig haben in den vergangenen Jahren die Speicherkapazität der Fahrzeugbatterien und die möglichen Ladeleistungen zugenommen. So gestalten sich zum Beispiel Netzanschlüsse für große Fuhrparks ohne Lastmanagement äußerst kostspielig oder sind bei Wohnhäusern nicht auf die Ladeprofile von Elektrofahrzeugen ausgelegt. Darum wird im Projekt 3connect ein Softwareanwendungssystem entwickelt, mit welchem sich für Betreiber von Ladeinfrastrukturelementen von zentraler Stelle aus Lastmanagement- und Energiemanagementkonzepte umsetzen lassen. Dies ermöglicht auf Basis des Standards OCPP 1.6 die backendseitige Steuerung von Ladevorgängen. In der nun beim Projekt 3connect gestarteten Testphase werden verschiedene Anwendungsmöglichkeiten und Steuerungsarten erprobt. Die für die Entwicklung maßgebliche Anwendungsmöglichkeit ist die Einhaltung von Lastgrenzen gewerblicher Kunden sowie die intelligente Verteilung der verfügbaren Anschlussleistung auf eine größere Anzahl von Ladeinfrastrukturelementen. Sehr wohl nimmt das Projekt 3connect weitere Anwendungsmöglichkeiten für die Wohnungswirtschaft, Gewerbebetriebe sowie Parkplatz- und Parkhausbetreiber wie beispielsweise die Berücksichtigung einer eigenen regenerativen Stromerzeugung und stationärer Batteriespeicher. Die Steuerung der Ladevorgänge lässt sich zudem auf die optimale Reihenfolge aufzuladender Fahrzeuge anwenden, wobei Problembereiche des Energiemanagements und der Fahrzeugdisposition zusammentreffen.

In der Region Allgäu werden bei 3connect landwirtschaftliche Betriebe betrachtet, die über Photovoltaik-Dachanlagen und/oder Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen sowie stationäre Batteriespeicher und hybrid angetriebene Traktoren verfügen. Mit Hilfe eines techno-mathematischen Einsatzplanungsmodells in ABB PowerFit für einzelne landwirtschaftliche Betriebe kann lokales Energiemanagement erreicht werden. Die Einsatzplanungsmodelle berücksichtigen unter anderem die Netzanschlusskapazität und das Verbrauchsverhalten beispielsweise bei einem Milchhof. Es wird im Projekt 3connect darauf hingearbeitet, dass mehrerer landwirtschaftlicher Betriebe modellhaft zusammengeschlossen werden können, um im Verbund eine Vermarktung im Stromhandel vorzunehmen.

Zugleich werden bei 3connect in der Region Allgäu gewerbliche und kommunale Flotten betrachtet. Es wird ebenfalls mit techno-mathematischen Einsatzplanungsmodellen gearbeitet, um beim Laden der Elektrofahrzeuge in der Flotte die Leistungsgrenzen der Elektroinstallation und den übrigen Stromverbrauch am Flottenstützpunkt zu berücksichtigen. Eine optimierende Einsatzplanung mit ABB PowerFit soll auch auf eine Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils mit Photovoltaik-Anlagen am Flottenstützpunkt abzielen. Dies fließt in die Entwicklung eines Moduls EVFleet für ABB PowerFit ein, mit welchem Ladeinfrastrukturelemente und der elektrische Fuhrpark an Flottenstützpunkten von Gewerbetreibenden abgebildet werden können. Damit ist es in die optimierende Einsatzplanung einer Softwarelösung für ein virtuelles Kraftwerk integriert werden und eine durchgängige Vermarktung im Stromhandel sowie eine Regelleistungsvermarktung erfolgen. Die Einsatzplanungsmodelle, die mit der Bausteinpalette des Moduls EVFleet aufgebaut werden, berücksichtigen die Netzeinschränkungen mehrerer Ladepunkte und lassen Belegungspläne für das Fahrzeugdepot aufgreifen.

Abgrenzung:

Im Grunde genommen entspricht das im Projekt 3connect entwickelte Softwareanwendungssystem konzeptionell exakt dem von HE im Projekt ELBE zu entwickelnden

Softwareanwendungssystem bestehend aus Marktkomponente und Steuerungskomponente. Beide Projekte erreichen durch Planung und Steuerung von Ladevorgängen unter Berücksichtigung der Anschlusskapazität und der Abstimmung auf übrige Stromverbräuche und eigene Stromerzeugung die gleiche Ausbaustufe.

Das lokale Energiemanagement wird von zentraler Stelle durchgeführt, indem die Ladevorgänge für den jeweiligen Kontext eines Flottenstützpunkts geplant und die darin enthaltenen Ladegeräte schließlich planvoll angesteuert werden. Für das Softwareanwendungssystem des Projekts ELBE sind jedoch verschiedene Arten der Ansteuerung denkbar. Eine erste Art der Ansteuerung mag es sein, jedes einzelne Ladegerät direkt anzusteuern und die Ladevorgänge zu starten und zu Ende zu führen. Eine zweite Art der Ansteuerung mag es sein, bei den Stationsreglern für mehrere Ladegeräte und/oder Ladereglern einzelner Ladegeräte lediglich die Ladeleistung zu begrenzen. Es gehört zum Projektgedanken von HE, dass nötigenfalls leittechnische Restriktionen wie zum Beispiel eine fest voreingestellte Priorisierung von Ladegeräten im Einsatzplanungsmodell abgebildet werden und diese in der Art der Ansteuerung zuzulassen. Es ist unklar, ob dies im Projekt 3connect auch so verfolgt worden ist.

Grundsätzlich zielen beide Projekte hinsichtlich optimierender Einsatzplanung auf den gleichen Umfang an Softwarefunktionalität ab und fokussieren sich auf den Geschäftsanwendungsfall eines lokalen Energiemanagements von zentraler Stelle gepaart mit Strombelieferung nach Flexibilitätsvermarktung. Beim Projekt 3connect ist die optimierende Einsatzplanung mit ABB PowerFit umgesetzt worden. Im Gegensatz dazu wurde im Projekt ELBE für die optimierende Einsatzplanung ProCom BoFiT eingesetzt. Doch vertreten damit die Projekte den gleichen stoffflussorientierten Modellierungsansatz und bilden die Anlagenkontexte in linearen Programmen ab. Energieflüsse und Geldströme, Anlagenrestriktionen, Einsatzrelationen und vieles mehr lassen sich in einem frei definierbaren Modell hinterlegen, auf dessen Basis zusammen mit aktuellen Marktdaten Vorschläge für den optimalen Anlageneinsatz erarbeitet werden. Die Projekte teilen die Vision, dass sich insbesondere Anlagenkontexte von Flottenstützpunkten neben Anlagenkontext von Biogasanlagen oder Ähnlichem innerhalb von Portfoliomodellen zusammenstellen lassen und gleichermaßen zur Vermarktung anstehen werden. Eher als vereinzelt für einen Milchhof oder kommunalen Fuhrparkbetreiber ein Einsatzplanungsmodell aufzubauen, wird im Projekt ELBE konsequent auf die Entwicklung eines Modellbaukastens und entsprechende Modellvorlagen gesetzt. Es werden ein Modellbaukasten und Hilfswerkzeuge für das automatisierte Anlegen von Einsatzplanungsmodellen und deren Anfüterung mit Daten aus dem Betrieb der Ladesäulen entwickelt. Dies ist eine neuartige Entwicklung, bei welcher die programmierbare Schnittstelle von ProCom BoFiT zum Tragen kommt. Anders als ABB PowerFit verfügt ProCom BoFiT über eine programmierbare Schnittstelle, mit welcher der strukturelle Aufbau von Einsatzplanungsmodellen sowie die Parameterwerte zur Konfiguration von Modellkomponenten verändert werden können. Durch diese Entwicklung wird es möglich, den Betrieb von Ladeinfrastruktur zu wirtschaftlich attraktiven Kosten anbieten zu können, selbst wenn bei einem Standortpartner nur eine geringe Anzahl von Ladesäulen fertiggestellt werden. Das Projekt ELBE stellt sich damit einer weitergehenden Herausforderung, mit einer Vielzahl von Standortpartnern umgehen zu können sowie die entsprechenden Einsatzplanungsmodelle übersichtlich und anpassbar zu halten. Es ist wichtig, massenhaft verbaute Ladesäulen bei der Vermarktung im durchgängigen Stromhandel bzw. der passgenauen Beschaffung der Strommengen zu beherrschen. Gleichzeitig müssen die

Einsatzplanungsmodelle aus den Modellvorlagen heraus individualisierbar sein und sehr eng auf die Restriktionen des einzelnen Standortpartners zugeschnitten werden können.

Das Projekt ELBE plante aber auch hinsichtlich der Abrechnungsunterstützung einen wesentlichen Entwicklungsschritt weiter als das Projekt 3connect. Während die Stromhandelsgeschäfte für die Masse der Ladesäulen getätigt werden, hat eine Abrechnung gegenüber einem Standortpartner praktisch anlagenscharf zu erfolgen. Derartigen Abrechnungsfragen widmet sich das Projekt 3connect vermeintlich gar nicht. Im Unterschied zum Projekt 3connect geht es beim Projekt ELBE außerdem um die Einhaltung von maximaler Leistungsaufnahme für Netzanschlusspunkte und perspektivisch auch übrige Netzknoten. Dazu fand im Projekt ELBE eine Vernetzung mit dem Netzleitsystem der Verteilnetzbetreibers statt.

eMobility-Scout (2016-2018)

Das Projekt eMobility-Scout beschäftigt sich mit der Konzeption, Umsetzung und Erprobung eines Softwareanwendungssystems eFleet Cockpit für den Betrieb von Elektrofahrzeugen und das Teilen der unternehmenseigenen Ladeinfrastruktur mit anderen Unternehmen. Die Partner greifen auf schon vorhandene Daten und Ergebnisse aus dem Projekt Shared E-Fleet zurück. Es soll eine ganzheitliche Mobilitäts-Plattform entstehen, die Buchungsfunktionen zur Verfügung stellt und Einsatzoptimierung sowie lokales Energiemanagement ermöglicht. Hinsichtlich des lokalen Energiemanagements sei es entscheidend, die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge optimal auf den übrigen Energieverbrauch von Gebäuden abzustimmen, um Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit zu erzielen. Neben dem operativen Energiemanagement elektrischer Flotten wird eFleet Cockpit eine Unterstützung beim Aufbau einer gewerblichen Flotte bieten und somit Hemmnisse bei der Umstellung einer Fahrzeugflotte auf Elektrofahrzeuge abbauen. Im Projekt eMobility-Scout wird die Idee verfolgt, die Elektrofahrzeuge und nichtöffentlichen Ladeinfrastrukturelemente unterschiedlicher Gewerbetreibender zu vernetzen und dadurch besser auszulasten. Die Mobilitäts-Plattform eFleet Cockpit soll den Gewerbetreibenden helfen den Gesamtsystemstatus einzusehen und eine Auslegung ihres Fuhrparks mit Elektrofahrzeugen und zugehöriger eigenen Ladeinfrastrukturelementen durchzuführen. Durch die Ausarbeitung von logistischen Konzepten und deren Umsetzung in Softwareanwendungssystemen ermöglicht eMobility-Scout die Integration von Elektronutzfahrzeugflotten in bestehende Prozesse der Arbeits- und Ressourcenplanung inklusive Störungserkennung und Flottenmanagement. Eine gemeinsame Nutzung von unternehmenseigener Ladeinfrastruktur mit Stellplatzfreigabe zwischen Unternehmen sowie die Berücksichtigung öffentlich zugänglicher Ladesäulen in der Reichweitenanalyse stehen im Fokus des Projekts eMobility-Scout. In der Mobilitäts-Plattform eFleet Cockpit soll es demnach auch möglich sein, die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen fremder Unternehmen abzurechnen.

Abgrenzung:

Es ist unklar, inwieweit beim Projekt eMobility-Scout die Ergebnisse einer Arbeits- und Ressourcenplanung in die Planung der Ladevorgänge einbezogen werden und ob dabei Optimierungsgesichtspunkte zum Tragen kommen. Angeblich beschäftigt sich das Projekt eMobility-Scout mit einer Verzahnung der Arbeits- und Ressourcenplanung, dem unternehmensübergreifenden Flottenmanagement und einem lokalen Lastmanagement. Darum ist anzunehmen, dass es sich beim Projekt eMobility-Scout schwerpunktmäßig um eine Softwareunterstützung bei der Ressourceneinsatzplanung bezüglich der Mitarbeiter eines Unternehmens, der Elektrofahrzeuge sowie der Stellplätze und der Ladesäulen handelt. Diese

Ressourceneinsatzplanung mündet darin, einen Plan für die dienstlich veranlassten Fahrten der Mitarbeiter sowie einen Belegungsplan für die Stellplätze und Ladesäulen mit eigenen Fahrzeugen und Fremdfahrzeugen zu haben. Hingegen sollten im Projekt ELBE für Anlagenkontexte von Flottenstützpunkten lokale Energie- und Lastmanagementkonzepte realisiert werden. Dies wird durch energiewirtschaftliche Einsatzplanung gelöst, in welcher die prognostizierten Marktpreise für eine durchgängige Vermarktung im Stromhandel sowie die Leistungsbeschränkungen innerhalb der Elektroinstallation des Flottenstützpunkts an sich und gegebenenfalls von Netzknoten des örtlichen Verteilnetzes berücksichtigt werden. Es wird also in Verbindung der Perspektiven des Verteilnetzbetreibers, des Flottenbetreibers, des Stromlieferanten und möglicherweise einem davon unabhängigen Ladeinfrastrukturbetreiber der Optimierungsgesichtspunkt verfolgt, unter Einhaltung der maximalen Leistungsaufnahme am Netzanschlusspunkt und der Stromtragfähigkeit der Elektroinstallation die günstigsten Kosten der Strombeschaffung zu erreichen. Dabei wird im Projekt ELBE versucht, ähnlich wie im Projekt eMobility-Scout für die energiewirtschaftliche Einsatzplanung einen Aufschluss über den Fahrzeugeinsatzbedarf, den Strombedarf der einzusetzenden Fahrzeuge und die Dringlichkeit der dienstlich veranlassten Fahrten zu bekommen. Deswegen wird bei der Entwicklung eines Modellbaukastens für die Flottenstützpunkte mit Elektrofahrzeugen darauf geachtet, dass beispielsweise Prognosedaten über den übrigen Stromverbrauch von Werkstätten oder Bürogebäuden in Einsatzplanungsmodelle angefüllt werden können.

Ansonsten wendet sich das Projekt ELBE auch der Immobilienwirtschaft zu und sollte dafür sorgen, dass eine Abrechnung von Ladevorgängen bei der Nutzung von nichtöffentlichen Ladesäulen bei Stellplätzen im Eigentum von Anwohnern, fest gemieteten Stellplätzen oder gemeinsam genutzten Stellplätzen erfolgen kann.

SmartDistributionLogistik (2017-2020)

Die Medienlogistik als eine der größten Logistikbranchen Deutschlands steht vor einem vollständigen Umbau ihrer Logistik. Rückläufige Abonentenzahlen und steigende Kosten führen zu einem Umdenken in den Logistikkonzepten. Das eröffnet die Möglichkeit, gerade elektrisch angetriebene Nischenfahrzeuge wirtschaftlich in den Fuhrpark zu integrieren. Das Projekt SmartDistributionLogistik verfolgt das Ziel, Elektrofahrzeuge in der Medienlogistik vom ersten Jahr an wirtschaftlich einzusetzen. Es entwickelt eine lernfähige IKT-Systemplattform, über die in Feldversuchen der Einsatz von mindestens 40 Elektrofahrzeugen für die Zustellung von Zeitungen, Werbematerialien und Post in drei gemischten Flotten geplant, gesteuert und ganzheitlich optimiert wird.

Im vorangegangenen Projekt SmartCityLogistik waren mit dem Fokus auf innerstädtische Medikamentenauslieferung die Informationsschnittstellen zwischen Fahrzeug, Fahrerassistenzsystem und Frachtüberwachung für eine eigene Plattform entworfen worden und Dienste für eine optimierende Tourenplanung mit Elektrofahrzeugen umgesetzt worden. Eine erhebliche Herausforderung bestand darin, dass von einer Durchmischung von batterie-elektrisch angetriebenen Fahrzeugen und Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren in den Fahrzeugflotten auszugehen war. So wurde ein heuristisches Verfahren zur Tourenplanung mit integrierter Reichweitenprognose und Routenberechnung entwickelt, welches auf die zwei unterschiedlichen Antriebsarten und die daraus resultierenden Einsatzanforderungen ausgerichtet ist. Dabei liefert der Dienst Tourenplanung in der Plattform des Projekts SmartCityLogistik (SCL-Plattform) die Restreichweite nach der zu fahrenden Tour, woraus sich der Strombedarf der Elektrofahrzeuge für kommende Touren herleiten lässt.

Ein besonderes Augenmerk lag im Projekt SmartCityLogistik auf der Überwachung der Elektrofahrzeuge bei der Abarbeitung von geplanten Touren durch Hochrechnungen zum Eintreffen bei Zielpunkten und dem Energieverbrauch bis hin zur Einbeziehung der aktuellen Verkehrslage. Die SCL-Plattform bietet hierzu ineinandergreifende Dienste zur inversen Georeferenzierung, Tourennachverfolgung, Reichweitenprognose, Ausnahmebehandlung für Stauereignisse, etc.

Abgrenzung:

Im Projekt ELBE sollte ein Softwareanwendungssystem entwickelt werden, mit welchem für lokales Energie- und Lastmanagement von zentraler Stelle ausgeübt werden kann und in welchem die Gesichtspunkte vom Flottenbetreiber, dem Anschlussnetzbetreiber und dem Stromlieferanten überein gebracht werden. Sie sollte im Wesentlichen aus einer Systemkomponente zur Verwaltung von Ladestellen und deren Konfiguration und Ansteuerung (Steuerungskomponente) sowie einer Systemkomponente zur optimierenden Einsatzplanung und einem Strommarktzugang (Marktkomponente) bestehen. Damit dient sie einerseits zur operativen Planung der Ladekurven und durchgängigen Vermarktung im Stromhandel und andererseits zur späteren planvollen Ansteuerung der Ladestellen an den betreffenden Flottenstützpunkten. Die Planungs- und Steuerungsplattform sollte auf einem Verbundrechnersystem laufen, wodurch sie die vereinzelt bestehenden Systemkomponenten von Anschlussnetzbetreibern und Stromlieferanten koppelt und eine Möglichkeit zur Dateneingabe durch Flottenbetreiber schafft. Über auszuarbeitende Schnittstellen sollen unter anderem die Informationen über den Strombedarf, die voraussichtliche Netzauslastung und die Stromhandelspreise zusammenfließen und in energiewirtschaftlichen Einsatzplanungsmodellen für die betreffenden Niederlassungen vorgegeben werden.

Im Gegensatz dazu liegt der Fokus im Projekt SmartDistributionLogistik bei der Entwicklung eines mehr oder weniger branchenspezifischen Softwareanwendungssystems, welches die Touren für die Verteilung von Printmedien mit Elektrofahrzeugen planen und in diesem Zusammenhang für eine ausreichende und rechtzeitige Aufladung der Fahrzeugbatterien sorgen lässt.

MENDEL (2016-2018)

Das Projekt MENDEL strebt eine minimale Belastung elektrischer Netze durch Ladevorgänge von Elektrobussen an. Das soll sowohl durch eine Kostenreduktion für den Aufbau und Betrieb der Ladeinfrastruktur als auch durch eine Verringerung des Stromverbrauchs der Busse erreicht werden. Fahrzeugeinsatz- und Infrastrukturplanung sowie Lastmanagement und Fahrstrategie im täglichen Betrieb müssen dafür optimiert werden. Im Hinblick auf eine Versuchsflotte von fünf Linienbussen in Braunschweig erarbeitet MENDEL ein Systemkonzept. Die Erprobung dieses Systemkonzepts wird über angepasste Ampelschaltungen und einen Verkehrsrechner in den Realbetrieb integriert.

Abgrenzung:

Nach bestem Wissen geht es im Projekt MENDEL aus der Perspektive einer städtischen Verkehrsgesellschaft um den Aufbau und Betrieb von Ladeinfrastrukturelemente auf den eigenen Busbetriebshöfen und entlang der Buslinien im öffentlichen Raum. Die Fahrstrategien und Lastmanagementkonzepte müssen beim Projekt MENDEL sowohl das stationäre Laden an den Ladesäulen auf Busbetriebshöfen während der Abstellung zur Nacht sowie das Gelegenheitsladen während längerer Zwischenhalte und den Pausen an Endhaltestellen umfassen.

Prinzipiell können Busbetriebshöhe als Flottenstützpunkte gewerblich genutzter Fahrzeuge verstanden werden. Als solche ließe sich mit dem im Projekt ELBE zu entwickelnden Softwareanwendungssystem, isoliert für die Busbetriebshöhe ein lokales Energie- und Lastmanagement realisieren. Allerdings geht die Entwicklung im Projekt ELBE nicht weit genug, um die Eigenheiten des Fahrzeugeinsatzbedarfs im städtischen Busverkehr aufzuschlüsseln bzw. die Ergebnisse einer Dienst- und Fahrplanung für die energiewirtschaftliche Einsatzplanung aufzubereiten. Dazu bedarf es eher einer Anbindung von Betriebshofmanagementsystemen und/oder weiterer spezifischer Planungssoftware zur Marktkomponente mit seiner optimierenden Einsatzplanung.

relevante Projekte aus den Schaufenstern Elektromobilität

WINNER

Das Ziel des Projekts WINNER ist es, erstmalig eine wirtschaftlich selbstgetragene und netzneutrale Infrastruktur für gewerbliche Mobilität durch die intensive Einbeziehung der Wohnungswirtschaft zu schaffen. Es möchte zur weiteren Verbreitung von Mieterstrommodellen beitragen und diese dazu nutzen, um umweltfreundliche Elektrofahrzeuge in einem Carsharing-Modell zu betreiben.

Auf einem typischen Wohngebäude der Chemnitzer Siedlungsgemeinschaft eG wird mit Hilfe einer Photovoltaikanlage Strom gewonnen. Der so erzeugte ‚grüne‘ Strom soll zum einen als „Mieterstrom“ an die Mieter abgegeben und zum anderen genutzt werden, um Elektrofahrzeuge vor der eigenen Haustür aufzuladen. Auch allgemeine Verbraucher, wie die heizungstechnische Anlage, Außenbeleuchtung und Hauslicht werden mit elektrischer Energie versorgt. Der Strom wird anhand von Überkapazitäten, Auslastungsschwankungen und Netzstatus intelligent gesteuert.

Die mittels Solarstrom betriebenen Fahrzeuge sollen tagsüber von dem im Wohnquartier ansässigen Unternehmen wie zum Beispiel von Pflegediensten oder Handwerkern genutzt werden, die wohnungswirtschaftliche oder haushaltsnahe Dienstleistungen erbringen. Am Abend und am Wochenende stehen die Elektrofahrzeuge dann zum privaten Gebrauch für die Mieter bereit. Hierzu wird in WINNER an einer Carsharing-Lösung gearbeitet. Die im Projekt aufgebaute Ladesäule steht zudem auch Besuchern und anderen Elektromobilitätsnutzern zu Verfügung.

InFlott (2013-2015)

Im Projekt InFlott wird ein integriertes Flotten- und Lademanagementsystem konzipiert und erprobt, das eine maximale Fahrzeugauslastung bei optimalem Lastmanagement gewährleistet. Hierzu werden Daten von Testflotten und einer im Projekt errichteten Ladeinfrastruktur in einer zentralen Steuerungssoftware EcoGuru intelligent verknüpft. Es wird die Fahrzeugflotte der zentralen Fahrbereitschaft des Landes Baden-Württemberg betrachtet. Als Ladeinfrastruktur wurden überwiegend in Karlsruhe, Freiburg und Stuttgart 50 Ladepunkte errichtet.

Gesteuertes Laden 3.0 (2012-2015)

Im Projekt Gesteuertes Laden 3.0 wurde ein Softwareanwendungssystem für ein standortübergreifendes Energiemanagement entwickelt und erprobt, das die Erfordernisse der Fahrzeugnutzung, zeitliche Schwankungen in der Verfügbarkeit erneuerbarer Energie und infrastrukturelle Rahmenbedingungen berücksichtigt. Im Rahmen des Projektes wurde ein intelligentes Ladesystem entwickelt, um die Speicherkapazität von Elektrofahrzeugbatterien zur Erhaltung der Netzstabilität und zur Kompensation der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien nutzen zu können. Es wurde ebenfalls untersucht, ob ein Angebot von Regelleistung und die Regelenergieerbringung durch eine operative Planung und Steuerung von Ladevorgängen möglich sind. Es wurden mögliche Geschäftsmodelle untersucht, Aussagen zu Belastungsprognosen für Verteilernetze, Steuerungsmethoden und Netzanalysetools erarbeitet. Außerdem wurde im Projekt die Wirtschaftlichkeit von öffentlichen bzw. lokalen Lastmanagementsystemen im Vergleich zum konventionellen Netzausbau analysiert.

charge@work (2012-2015)

Im Fokus des Projektes charge@work steht der Aufbau einer standortübergreifenden Ladeinfrastruktur an fünf Werkstandorten der Daimler AG im Raum Stuttgart. In einem breit angelegten Feldversuch mit mehr als 250 Elektrofahrzeugen werden komplexe Lade- und Lastmanagementverfahren sowie Abrechnungsfunktionalitäten erprobt und Möglichkeiten der kostendeckenden Nutzung von Elektrofahrzeugen aufgezeigt. Im Rahmen des Projekts stellten die Daimler AG ihren Werksangehörigen 250 Elektrofahrzeuge zur Verfügung, die privat oder dienstlich genutzt und während der Arbeitszeit an über 170 Ladepunkten der fünf beteiligten Unternehmensstandorte geladen werden können. Während des Feldversuchs werden die Anforderungen an das Energiemanagement durch komplexe Nutzungsmodalitäten und verteilte Intelligenz der Ladestationen untersucht und für die Entwicklung adäquater Abrechnungs- und Datenmanagementkonzepte genutzt.

Bisherige Eigene Arbeiten zum Thema

Future Energy Solution (2016-2022, 03ET6072B)

Das Ziel des Projekts Future Energy Solution (FES) ist die Entwicklung eines kostengünstigen Massenenergiespeichers für die erneuerbaren Energien. Gleichzeitig soll die marktseitige Integration von Energiespeichern in das Energiesystem erforscht werden. Dafür wird die Anlage in ein virtuelles Kraftwerk integriert und im realen Strommarkt und darüber hinaus in möglichen zukünftigen Strommarktdesigns vermarktet bzw. die Vermarktung simuliert. Dabei sollen auch die Zukunftsszenarien für den Strommarkt identifiziert werden, die ein für Energiespeicher günstiges Strommarktdesign darstellen.

Im Zuge des FES-Projekts ist eine Integration zwischen einer eigens entwickelten Leitsystemlösung und einer Optimierungslösung auf Basis von ProCom BoFiT gelungen. Dies ist im Großen und Ganzen die Plattform zum Betrieb eines virtuellen Kraftwerks mit Biogasanlagen, Notstromaggregaten, Blockheizkraftwerken und schließlich der Demonstrationsanlage für die im FES-Projekt weiterzuentwickelnde Stromspeichertechnologie. Die Optimierungslösung bezieht neben den Betriebszuständen auch Anlagenrestriktionen wie die Trägheit der Bauteile der Demonstrationsanlage ein und errechnet anhand aktueller Marktpreisinformationen Vorschläge für den bestmöglichen Einsatz in Kombination einer Vermarktung im Kurzfristhandel und Regelleistungsvermarktung.

Anders als viele andere Betreiber virtueller Kraftwerke, ist HE zur Generierung von Einsatz- und Handelsempfehlungen für Anlagen in der Lage, die sich nicht auf Basis fester Einsatzschemata steuern lassen. Das FES-Projekt trug bisher dazu bei, eine Optimierungslösung aufzubauen, bei welcher insbesondere anlagen- und verfahrenstechnische Restriktionen wie die Kennlinien für das An- und Abfahren von Bauteilen eine große Rolle spielen. Die Vermarktung einer Anlage wie dem elektro-thermischen Stromspeicher muss beispielsweise berücksichtigen, wie sich der Speicherstand unter Erbringung von Regelenergie entwickelt und welche Leistung über welche Zeit verfügbar ist. Die Einsatzplanung mit der Optimierungslösung von HE ermöglicht es, die Anlage aus der jeweiligen Betriebssituation heraus optimal im kurzfristigen Stromhandel oder zur Regelleistungserbringung einzusetzen.

Norddeutsche Energiewende 4.0 (2016-2021, 03SIN412)

Wie Vernetzung und Digitalisierung das Nutzen regenerativer Energien verbessern kann, ist ein wichtiges Ergebnis des Forschungsvorhabens Norddeutsche Energiewende 4.0 (NEW 4.0). Mit dem Projekt wollten die Partner zeigen, wie Hamburg und Schleswig-Holstein schon 2035 hundertprozentig und wirtschaftlich attraktiv mit grünem Strom versorgt werden können. Mit Hilfe von Kommunikations- und Informationstechnik lassen sich Stromerzeugung und -verbrauch besser aufeinander abstimmen, Speicherkapazitäten optimal einsetzen und auch mit volatilen Energieerzeugungsanlagen eine sichere und stabile Versorgung erreichen. HE erforschte hierbei in drei Teilprojekten, wie regenerativ erzeugter Strom zu Wärme und bei Bedarf zurück in Strom verwandelt werden kann. In einem Teilprojekt wurde ein Konzept für die Flexibilisierung der Elektrizitätsnachfrage mit Hilfe von Stromspeicherheizungen entwickelt. Größtenteils erforschte HE allerdings eine EnergiePlattform als ein universelles IKT-Konzept für den Handel mit Flexibilität von Energieanlagen und der gleichzeitigen Möglichkeit zur direkten Echtzeit-Steuerung von Anlagen. Sie ist universell, da grundsätzlich alle heutigen und zukünftigen Anwendungsfälle bedient und die gesamte Wertschöpfungskette eingebunden werden kann.

hh=more (2009-2011)

Im Projekt hh=more hat HE den Einsatz von elektrisch angetriebenen Pkw und Aufbau einer Ladeinfrastruktur in der Modellregion Hamburg untersucht. Innerhalb des Projektes wurden batteriebetriebene Fahrzeuge beschafft sowie die dazugehörige Ladeinfrastruktur errichtet und hierbei besonders das Zusammenspiel der Einheiten getestet. Die Elektrofahrzeuge wurden ausschließlich im Flottenbetrieb getestet, um bereits nach kurzer Einsatzdauer verlässliche Ergebnisse zu erlangen. Die begleitende Evaluation analysierte Alltagserfahrungen der Nutzer und prüfte mögliche Verbesserungspotentiale. Die Ladeinfrastruktur wurde sowohl im öffentlichen als auch im halböffentlichen Raum und privaten Bereich installiert. Ein spezielles Merkmal stellte die Versorgung der Ladeinfrastruktur da, um sicherzustellen, dass die Elektrofahrzeuge emissionsfrei betrieben werden. Neue Ansätze wie gesteuertes Laden sollen im Rahmen des Projektes auf ihre Machbarkeit geprüft.

Die Aktivitäten innerhalb des Projektes führten zu Erfahrungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit, der Akzeptanz und der Nutzung der öffentlichen Ladeinfrastruktur. Während der Durchführung des Projektes musste HE feststellen, dass es für einen Energieversorger zu der Zeit noch nicht wirtschaftlich war, eine öffentliche Ladeinfrastruktur zu betreiben. Dies lag unter anderem an den hohen Kosten für die Beschaffung und die Installation von Ladeinfrastrukturelementen. Zudem gab es zu wenig elektrisch betriebene Fahrzeuge auf Hamburgs Straßen, um über die öffentlichen Ladesäulen einen ausreichenden Stromabsatz zu generieren. Die öffentliche Ladeinfrastruktur wird nach Einschätzung von HE und der bisherigen Ergebnisse auch in Zukunft nicht gemäß ihrem Potential genutzt werden. Gründe dafür war die technische Entwicklung der Elektrofahrzeuge, die hohen Anschaffungskosten für ein solches Fahrzeug und geringe Reichweite, was Privatpersonen damals noch oft von einem Fahrzeugkauf abhielt. Mit dem Aufbau einer öffentlichen Ladeinfrastruktur und den dazugehörigen technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Fragestellungen konnten jedoch wichtige Erfahrungswerte erworben werden.

Angabe bekannter Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte, die für die Durchführung des Vorhabens benutzt wurden

1. Open Automated Demand Response (OpenADR)
2. BoFiT (ProCom GmbH)

Angabe der verwendeten Fachliteratur sowie der benutzten Informations- und Dokumentationsdienste

Albersmann, Joachim; Dütsch, Gunther; Theile, Hannes; Erken, Emre. (2016). *Markt und Technik virtueller Kraftwerke*. Hg. v. PricewaterhouseCoopers AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PwC)

Herberg, Mashima, Jetcheva, & Mirzazad-Barijough. (2014). *OpenADR 2.0 Deployment Architectures: Options and Implications*

Miller. (2019). *Erlöspotential durch Optimierung der Ladezeiten von Elektrofahrzeugen am deutschen Strommarkt*

Standarlastprofile Strom, <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>

Trading at EPEX SPOT. https://www.epexspot.com/sites/default/files/2022-07/22-07-12_TradingBrochure.pdf

1.5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Keine

2. Eingehende Darstellung

2.1. Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele

Im Folgenden wird zunächst dargestellt, wie der Modellbau am konkreten Beispiel der Stadtreinigung erfolgte. Der Abschnitt Aufbau der Flexibilitätsvermarktung erläutert dann, wie Messdaten erhoben und zusammengeführt werden, um im Rahmen der Optimierung für das virtuelle Kraftwerk nutzbar gemacht zu werden. Nachfolgend wird die Entscheidung für OpenADR als Kommunikationsprotokoll zum Datenaustausch erörtert und mit Beispielen unterlegt. Die Erkenntnisse aus der wirtschaftlichen Betrachtung einer Lastverschiebung bezogen auf den Energiemarkt werden im vierten Abschnitt dargestellt. Zuletzt werden die Erfolge im Rahmen des Ausbaus der Ladeinfrastrukturen mit gewonnenen Standortpartnern für die Tests der Lastverschiebungen insbesondere für das netzdienliche Laden aufgezeigt.

Tabelle 2.1: Verwendung

Geplantes Ergebnis	Erzieltes Ergebnis
<ul style="list-style-type: none"> Entwicklung eines Softwareanwendungssystem für die Realisierung eines lokalen Energie- und Lastmanagements 	<ul style="list-style-type: none"> Unterstützungsleistung in der Ausarbeitung der Schnittstelle zum Backend eRound zur Steuerung von Ladepunkten nach netzdienlichen und energiemarktoptimierten Aspekten
<ul style="list-style-type: none"> Charakterisierung von Flottenstützpunkten mit gewerblich genutzten Elektrofahrzeugen und Fertigstellung von Modellschablonen zur zügigen Erstellung von individualisierbaren Einsatzplanungsmodellen 	<ul style="list-style-type: none"> Clusterung von Flottenanwendungen anhand von vorliegenden Abrechnungsdaten Bewertung des monetären Potentials der Verschiebung von Ladezeiten innerhalb der Standzeiten bezogen auf den Spotmarkt Aufbau Containerkomponenten als Modellbaukasten im Einsatzplanungstool des Virtuellen Kraftwerkes
<ul style="list-style-type: none"> Analyse der Multiplikationseffekte bei verwandten Anwendungskontexten zu Flottenstützpunkten und an Wohnkomplexen 	<ul style="list-style-type: none"> vorzeitig abgebrochen
<ul style="list-style-type: none"> Integration von LIS-Projekten bei Standortpartnern in den Feldtest zur Prüfung der Wirkkette von netzdienlichem bis energiemarktoptimiertem Laden 	<ul style="list-style-type: none"> Integration von LIS-Projekten bei Standortpartnern in den Feldtest zur Prüfung der Wirkkette von netzdienlichem Laden Tests des energiemarktoptimierten Ladens wurden nicht gestartet

2.1.1 Modellbau

2.1.1.1 Modellierungsansatz

Es sind methodische Überlegungen hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Einsatzplanung für das Laden von Elektrofahrzeugen an einem Flottenstützpunkt getroffen worden und es ist grundlegend über einen Modellierungsansatz entschieden worden.

ProCom BoFiT ist ein Framework zur Implementierung von Planungslösungen in der Energiewirtschaft. Mit ProCom BoFiT werden Optimierungsaufgaben grafisch modelliert und durch Standardsolver gelöst. Es bietet viele unterschiedliche Modellierungsbausteine zur Abbildung von

Planungsaufgaben. Die mit ProCom BoFiT erstellten Modellobjekte enthalten Modellkomponenten, die jeweils einen Teil der Gleichungssysteme des gemischt ganzzahligen linearen Programms repräsentieren.

Wie in Abbildung 1 zu sehen ist, verfügt ProCom BoFiT mit dem BoFiT ModelBuilder über eine grafische Benutzeroberfläche, in der Anlagenkontexte modelliert werden können. Zu solchen Anlagenkontexten können insbesondere auch die Flottenstützpunkte mit gewerblich genutzten Elektrofahrzeugen gehören. Aus einer breiten Palette von Modellierungsbausteinen können per Drag-and-Drop die Komponenten in ein Modellobjekt eingefügt werden. Über Verbinder können zwischen den Modellkomponenten Geldströme, Stoff- oder Energieflüsse sowie Temperatur- und Einsatzsignale ausgetauscht werden. Die Benutzungsoberfläche des BoFiT ModelBuilder hält für jede Modellkomponente eine Konfigurationsmaske bereit, wobei sich die Konfigurationsattribute nach dem Typ von Modellierungsbaustein richten. Durch Konfiguration von Modellkomponenten können verschiedene technische Eigenschaften oder Restriktionen anhand von Einzelwerten oder Kennlinien vorgegeben werden. Außerdem können über die Konfigurationsmaske bei geeigneten Konfigurationsattributen Zeitreihenobjekte an Modellkomponenten verlinkt werden, die zum Beispiel Vorgaben aus Handels- oder Lieferverpflichtungen, Preisprognosen oder Einschränkungen des Betriebs wie durch Mindeststillstandzeiten enthalten.

Das Gesamtmodell wird von BoFiT in ein gemischt-ganzzahliges lineares Programm übersetzt, welches aus einer Vielzahl von linearen Gleichungen und Ungleichungen besteht. Dieses wird im Hintergrund von einem CPLEX-Solver gelöst. Ebenfalls über die Benutzeroberfläche können bestimmte Parameter für die Lösung des Optimierungsproblems gesetzt werden, wie z.B. eine maximale Rechenzeit, die vorgibt wie lange höchstens nach einer optimalen Lösung gesucht werden soll oder eine Toleranz für die relative Güte der Lösung, bei deren Erreichung die Lösungsfindung beendet wird.

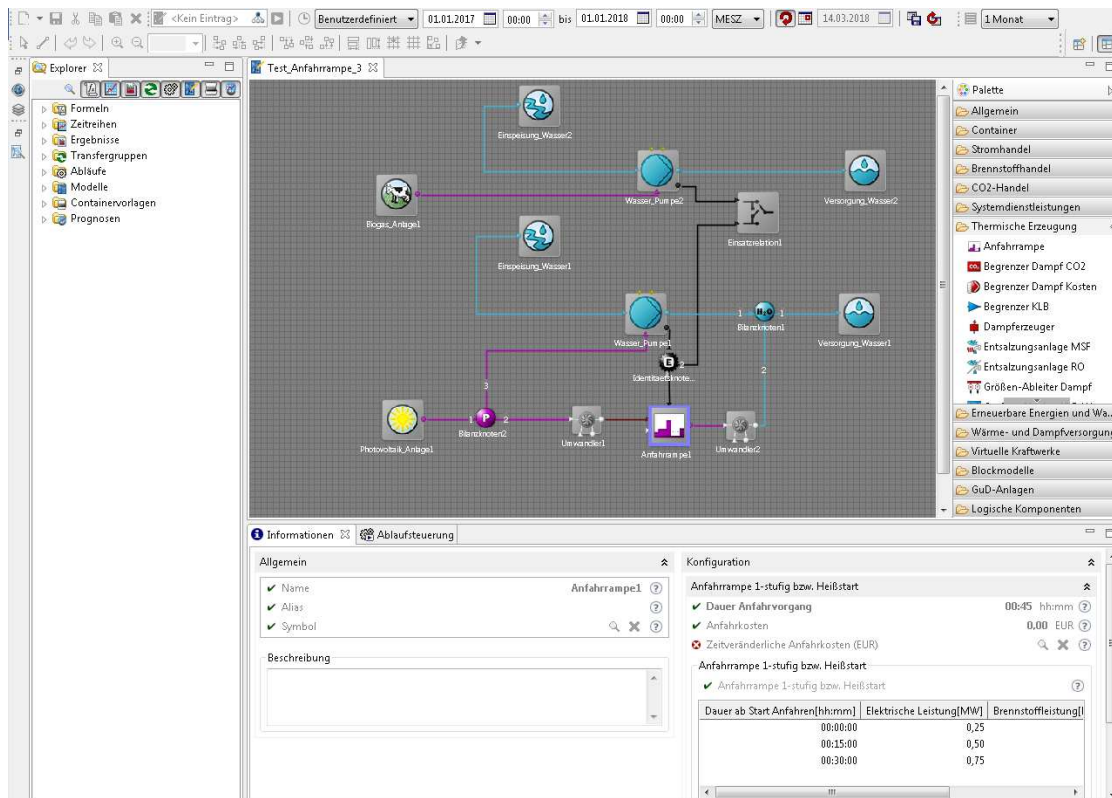


Abbildung 1: Die Benutzungsoberfläche des BoFIT ModelBuilder für die Erstellung von Einsatzplanungsmodellen zu Flottenstützpunkten gewerblich genutzter Elektrofahrzeuge

Ein Einsatzplanungsmodell in der Optimierungssoftware ist energieflussorientiert aufgebaut.

Modellskizze

In Abbildung 2 ist gezeigt, wie die Ladevorgänge für die Elektrofahrzeuge beim Stadtreinigungsbetrieb im Einsatzplanungsmodell abgebildet werden.

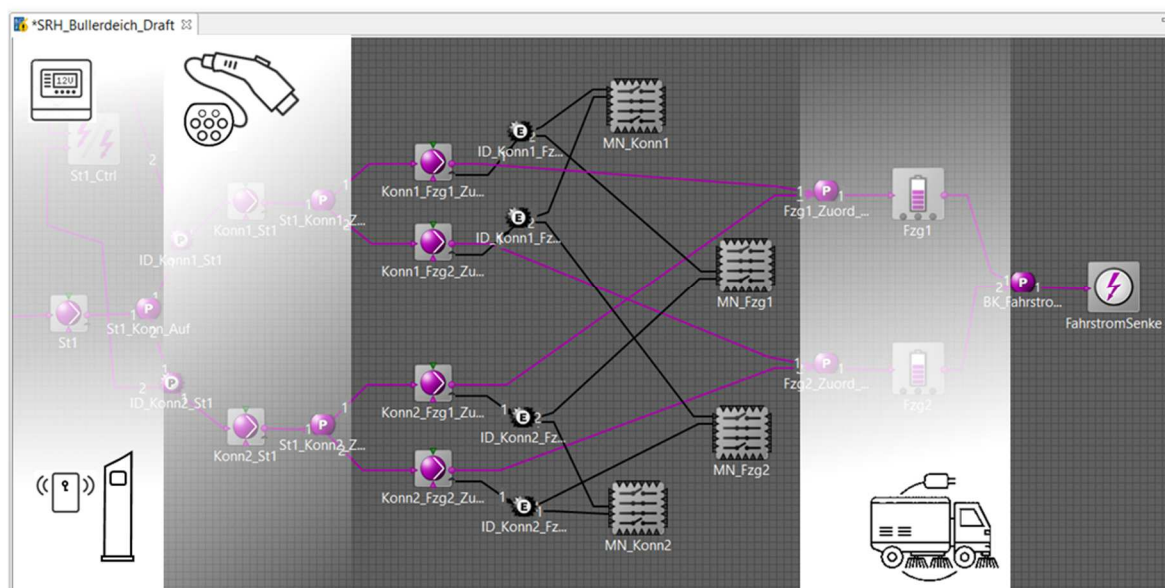


Abbildung 2 Skizze des Modellaufbaus für den Stadtreinigungsbetrieb von den Ladestellen bis zu den Fahrzeugen

Die Elektrofahrzeuge in der Fahrzeugflotte des Stadtreinigungsbetriebs werden im Grunde genommen durch ihre Fahrzeugbatterie abgebildet. Die Fahrzeugbatterie ist es, welche im Energiefluss des Einsatzplanungsmodells die elektrische Energie aufnimmt und speichert. Die Fahrzeugbatterie eines ersten Elektrofahrzeugs wird durch die Modellkomponente **Fzg1** abgebildet; sie beruht auf dem Modellierungsbaustein eines elektrischen Batteriespeichersystems aus der Palette zur Sektorenkopplung. Er kann eine Zufuhr und Entnahme elektrischer Leistung unter Berücksichtigung von Lade- und Entladeverlusten abbilden. Eine Berücksichtigung einer Speicherverlustrate bezogen auf den Speicherinhalt des elektrischen Batteriespeichersystems ist mit diesem Modellierungsbaustein ebenfalls möglich. Zusätzlich bietet er die Möglichkeit ein gleichzeitiges Laden und Entladen des elektrischen Batteriespeichersystems zu erlauben oder zu verbieten. Durch die Modellkomponente **Fzg2** und so weiter werden die Fahrzeugbatterien weiterer Elektrofahrzeuge abgebildet. Schlussendlich wird zur Entwurfszeit im Einsatzplanungsmodell für jedes Elektrofahrzeug in der Flotte des Stadtreinigungsbetriebs eine Modellkomponente zur Abbildung der Fahrzeugbatterie unterzubringen sein. Der Anschluss für die abgeführte elektrische Leistung wird mit an einen Bilanzierungsknoten **BK_Fahrstrom** verbunden. Über diesen Knoten kann eine elektrische Leistung von den Fahrzeugbatterien abgeführt werden, was den Fahrbetrieb der Elektrofahrzeuge in der Flotte darstellt. Hinter dem Bilanzierungsknoten kann die elektrische Energie in eine Modellkomponente **FahrstromSenke** vom Modellierungsbaustein Stromversorgung weggeleitet werden.

Ein erster Konnektor einer ersten Ladestation wird durch die Modellkomponente **Konn1_St1** abgebildet; sie beruht auf dem Modellierungsbaustein Strombegrenzer aus der Palette Stromversorgung. In dieser Modellkomponente können über eine Kennlinie die Leistungsgrenzen des Konnektors festgelegt werden; die maximale Ladekapazität des Konnektors wird durch einen oberen Stützpunkt der Kennlinie in dieser Modellkomponente definiert. Durch die Modellkomponente **Konn2_St1** und so weiter werden die weiteren Konnektoren einer ersten Ladestation abgebildet.

Die Ladestation an sich wird durch eine Modellkomponente **St1** abgebildet; sie beruht ebenfalls auf dem Modellierungsbaustein Strombegrenzer. Der Modellierungsbaustein kann dazu eingesetzt werden, die Weiterleitung von elektrischer Energie zu begrenzen. Diese Begrenzung lässt sich durch eine Kennlinie beschreiben, in welcher der Leistungsbereich der Ladestation abgesteckt werden kann.

Die Ladekapazität von einer Ladestation verteilt sich auf den einen oder mehrere Konnektoren. Zwischen die Modellkomponente vom Modellierungsbaustein Strombegrenzer für eine Ladestation und die Modellkomponenten vom Modellierungsbaustein Strombegrenzer für ihre Konnektoren sind Bilanzierungsknoten gesetzt. An solch einem Bilanzierungsknoten teilt sich der elektrische Energiefluss ausgehend von der Modellkomponente für die Ladestation eingehend zu den Modellkomponenten für die Konnektoren auf. Zum Beispiel teilt sich der elektrische Energiefluss ausgehend von der Modellkomponente **St1** über den Bilanzierungsknoten **St1_Konn_Auf** zur Modellkomponente **Konn1_St1** und **Konn2_St1** auf.

Einer Aufteilung des elektrischen Energieflusses ausgehend von den Ladestationen ist bei jedem Abgang des Bilanzierungsknotens ein Identitätsknoten hintergeschaltet. Zum Beispiel findet sich zwischen beschriebenem Bilanzierungsknoten **St1_Konn_Auf** und der Modellkomponente **Konn1_St1** ein Identitätsknoten **ID_St1_Konn1**; zwischen **St1_Konn_Auf** und der Modellkomponente **Konn2_St1** findet sich ein Identitätsknoten **ID_St1_Konn2**. Diese Identitätsknoten werden dazu gebraucht, um die Höhe des elektrischen Energieflusses entlang der

Energieflusskanten zwischen Ladestation und ihren Konnektoren abzugreifen und bei der Logikkomponente **St1_Ctr1** miteinander ins Verhältnis zu setzen. Diese Logikkomponente spiegelt wider, welchen Anteil der Ladekapazität die Konnektoren über einen Stationsregler zugeteilt bekommen.

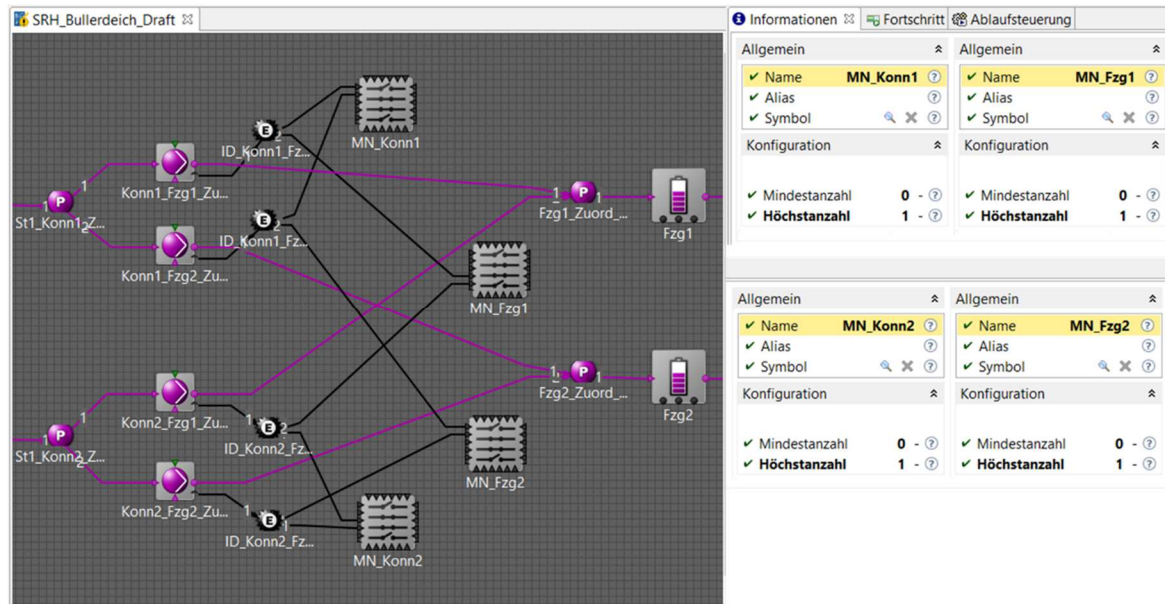


Abbildung 3 Skizze von den M-aus-N-Relationen für die Zuordnungsmöglichkeiten der Fahrzeugbatterien an die Konnektoren

Weil es zur Entwurfszeit des Einsatzplanungsmodells nicht feststeht, welche Fahrzeugbatterie über welches Elektrofahrzeug in welchem Zeitabschnitt des Planungszeitraums mit welchem Konnektor an einer Ladestation kontaktiert ist, müssen sämtliche Möglichkeiten für die Abstimmung der Elektrofahrzeuge und die Kontaktierung der Fahrzeugbatterien modellhaft ausgebreitet werden. In Abbildung 3 ist es skizziert, wie mit Hilfe von M-aus-N-Relationen die Zuordnungsmöglichkeiten der Fahrzeugbatterien an die Konnektoren im Einsatzplanungsmodell eingeschränkt werden können. Schließlich kann zu einem Zeitabschnitt im Planungszeitraum eine bestimmte Fahrzeugbatterie höchstens bei einem der verfügbaren Konnektoren kontaktiert sein. In diesem Auszug der Modellskizze wird beispielsweise die M-aus-N-Relation **MN_Fzg1** gezeigt, an welche die Identitätsknoten mit dem Einsatzsignal für verschiedenen Konnektoren in Zuordnung der Fahrzeugbatterie eines ersten Fahrzeugs **ID_Konn1_Fzg1_St1**, **ID_Konn2_Fzg1_St1**, ... angeschlossen sind. Bei ihr sind zur Entwurfszeit auch die Einsatzsignale übriger Konnektoren und Ladestationen in Zuordnung eben dieser Fahrzeugbatterie eines ersten Elektrofahrzeugs anzuschließen, was im gezeigten Auszug der Modellskizze außen vor bleibt. Sie ist so konfiguriert ist, dass unter allen angezapften Einsatzsignalen mindestens null und höchstens ein Einsatzsignal den Wahrheitswert **TRUE** haben kann. Das bedeutet, dass zu einem Zeitschritt maximal eine Strombegrenzerkomponente aktiv sein kann, die für eine gewisse Zuordnung der Fahrzeugbatterie eines ersten Elektrofahrzeugs zu einem der Konnektoren steht.

Für einen konkreten optimierenden Einsatzplanungslauf wird eine Voraussicht darauf gewagt, welches Elektrofahrzeug mit seiner Fahrzeugbatterie in welchen Zeitabschnitten des Planungszeitraums am Betriebshof abgestellt sein wird. Es wird einigermaßen vorausszusehen sein, bei welchem Betriebshofareal die Fahrzeugabstellung erfolgt. Es ist nicht sinnvoll, genau vorherzusagen zu wollen, an welcher Ladestation oder gar welchem Konnektor ein Elektrofahrzeug

abgestellt und mit der Fahrzeugbatterie verbunden wird. Vielmehr kann dies im Ergebnis der optimierenden Einsatzplanung festgestellt werden. Für den Zweck einer optimierenden Planung des Ladens der Elektrofahrzeuge kann einfach davon ausgegangen werden, dass zum gegebenen Zeitabschnitt die Fahrzeugbatterie des betreffenden Elektrofahrzeugs an irgendeinem Konnektor aus dem vorhergesehenen Stellplatzareals verbunden sein wird.

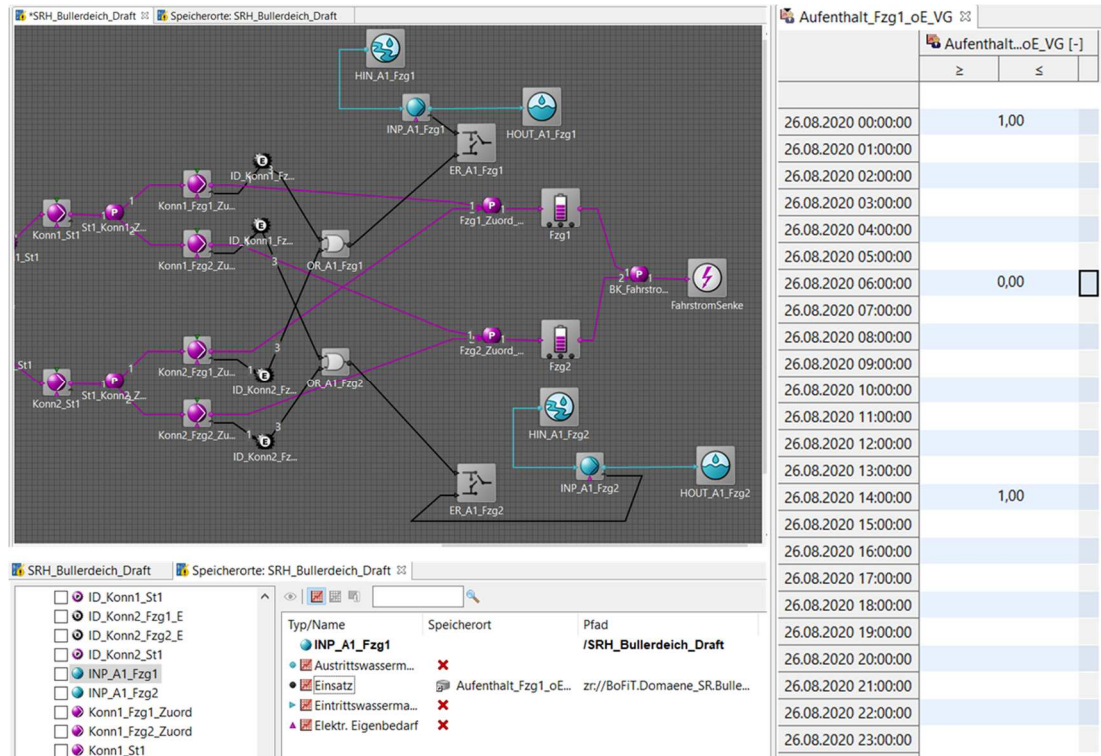


Abbildung 4 Abstimmung Anna

Lastgangprognose

Die vorliegenden historischen Lastgangdaten für den Standort der Hauptniederlassung Bullerdech sind dahingehend analysiert worden, welche Teillastgänge auszumachen sind. Im Rahmen der Analyse wird davon ausgegangen, dass es Teillastgänge für den Wach- und Lagerbetrieb, den Kantinen- und Sozialbetrieb, den Büro- und Verwaltungsbetrieb, den Werkstattbetrieb sowie den Betrieb der Fahrzeugdisposition gibt.

Ein Teillastgang für den Büro- und Verwaltungsbetrieb muss noch weiter auf die räumlichen Verbrauchsbereiche für die Verwaltungsräume bei der Pforte, die Verwaltungs- und Büroräume in der Nähe der Pforte und die Büroräume nahe der Kfz-Werkstatt heruntergebrochen werden. Dies kann möglicherweise nach Grundstücks- bzw. Bürogeschossfläche aufgeschlüsselt werden.

Auf der Grundlage historischer Daten wurde versucht, das Lastgangverhalten in den übrigen Verbrauchsbereichen an der Hauptniederlassung der Stadtreinigung Hamburg zu untersuchen. Es wurde darauf abgezielt, den Lastgang für die übrigen Verbrauchsbereiche insgesamt oder gar die Teillastgänge für sämtliche übrigen Verbrauchsbereiche prognostizieren zu können. Der prognostizierte Lastgang in den übrigen Verbrauchsbereichen würde in das Einsatzplanungsmodell eingegeben, um den Verbrauch für das Laden von Elektrofahrzeugen darauf abzustimmen. Denn es gilt zu vermeiden, dass durch den auf das Laden der Elektrofahrzeuge entfallenden Verbrauch ein neuer Spitzenverbrauchswert aufgeworfen wird.

Für eine nähere Betrachtung des Lastgangverhaltens in den übrigen Verbrauchsbereichen lagen die Lastgangdaten der Jahre 2013 bis 2015 vor.

Ein Blick auf die Durchschnittsverbräuche der Stunden des Tages verrät, dass sich bei der Stadtreinigung Hamburg zwischen 04:00 Uhr und 18:00 Uhr gewisse Betriebsaktivitäten abspielen. In der Tat gibt es bei der Stadtreinigung Frühschichten von 06:00 Uhr bis 15:00 Uhr und verschiedene Spätschichten bis etwa 20:00 Uhr. Innerhalb der Zeit für die Schichteinsätze liegt der mittlere Stromverbrauch bei einer Verbrauchsleistung von 242 kW; außerhalb der Schichteinsätze liegt der mittlere Stromverbrauch bei einer Verbrauchsleistung von 160 kW.

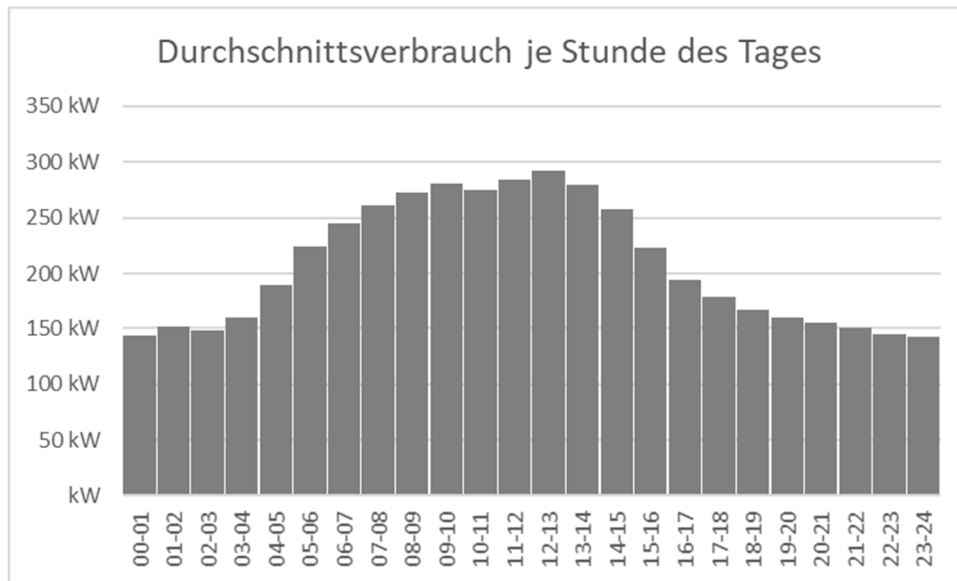


Abbildung 5 Durchschnittsverbrauch je Stunde des Tages für die Hauptniederlassung der Stadtreinigung Hamburg

Fundamentales Verfahren

In einem fundamentalen Verfahren wird versucht, das Lastgangverhalten entlang der für die jeweiligen Verbrauchsbereiche maßgeblichen Eckpunkte von Grund auf einzuschätzen.

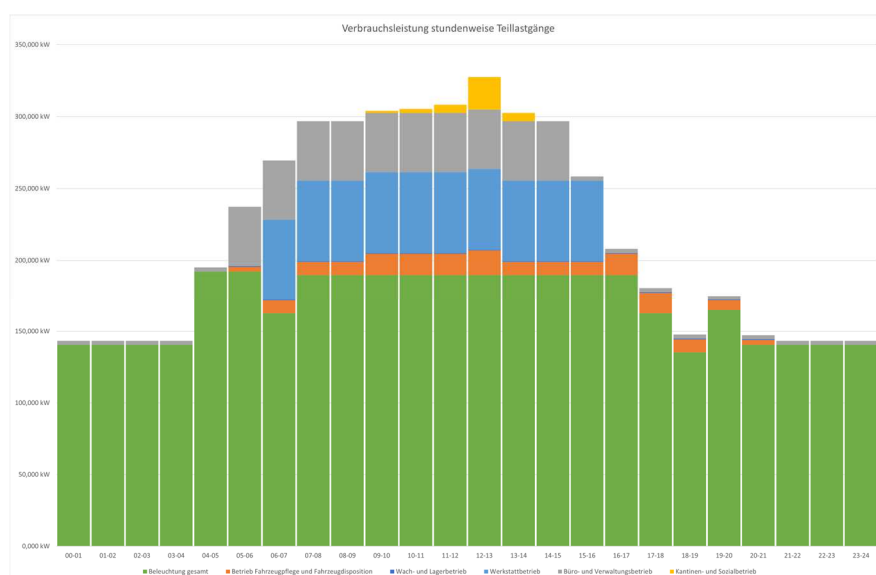


Abbildung 6 Verbrauchsleistung beim Stadtreinigungsbetrieb für alle übrigen Verbrauchsbereiche an einem Tag laut fundamentalem Verfahren

Büro- und Verwaltungsbetrieb im fundamentalen Verfahren

Die Tätigkeiten im Büro- und Verwaltungsbereich weisen einen klassischen büroähnlichen Charakter auf. Im Wesentlichen entfällt der Energieeinsatz auf die Raumheizung, die Bürogeräte und die Beleuchtung. Bei der Untersuchung des Lastgangverhaltens für die Sparte Strom wird der Energieeinsatz von Gas oder Wärme für die Raumheizung ausgeblendet. Der Energieeinsatz für Bürogeräte und Beleuchtung überwiegt demnach.

In Abbildung wird gezeigt, welchen Anteil gewisse Bürogeräte typischerweise am Gesamtstromverbrauch im Büro- und Verwaltungsbetrieb haben. Demnach entfällt mit 50 % gerade die Hälfte des Gesamtstromverbrauchs im Büro und Verwaltungsbetrieb auf die Beleuchtungsgeräte. Dazu gehören Steh- und Tischleuchten ebenso wie Wand- und Deckenleuchten.

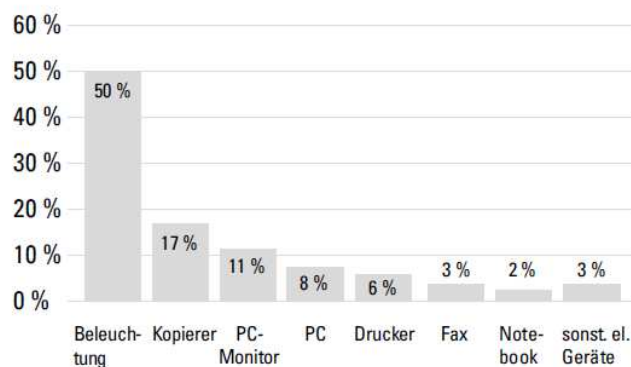


Abbildung 7 Aufteilung der Bürogeräte am Stromverbrauch im Büro- und Verwaltungsbetrieb

Kopier- und Druckergeräte haben zusammen mit 23 % einen Anteil von knapp einem Viertel des Gesamtverbrauchs für den Büro- und Verwaltungsbetrieb. Da gemeinsam genutzte Netzwerkdrucker und Kopiermaschinen zur Nacht nicht abgeschaltet werden, verursachen sie einen Grundverbrauch.

Der Büro- und Verwaltungsbetrieb erstreckt sich über mehrere Gebäude; dieser reicht von den Verwaltungsräumen bei der Pforte, die Verwaltungs- und Büroräume in der Nähe der Pforte und die Büroräume nahe der Kfz-Werkstatt. Die Gesamtfläche für den Büro- und Verwaltungsbetrieb kann über die Grundstücksflächen der Büro- und Verwaltungsgebäude und die jeweiligen Bürogeschossflächen ermittelt werden.

Die Gesamtfläche der für den Büro- und Verwaltungsbetrieb genutzten Gebäudeteile beträgt 8098 m². In Anlehnung an Vorschriften für den Arbeitsschutz und Richtlinien für die Ausgestaltung einer freundlichen Arbeitsatmosphäre lässt sich sagen, dass mit 3239,20 m² etwa 40 % der Gesamtfläche für den Büro- und Verwaltungsbetrieb reine Büroverkehrsfläche sind; die verbleibenden 60 % der Gesamtfläche 4858,80 m² sind Büroarbeitsfläche. Nicht zuletzt aus Gründen der Arbeitssicherheit ist die Büroarbeitsfläche im Gegensatz zu der Büroverkehrsfläche am Tage innerhalb der Arbeitszeit zu beleuchten. Zur Vermeidung von Unfällen ist die Büroverkehrsfläche zur Nacht reduziert zu beleuchten. Es ist anzumerken, dass der Energieeinsatz für die Beleuchtung innerhalb der Büro- und Verwaltungsräume außerhalb der normalen Büroarbeitszeit dem Lager- und Wachbetrieb zugerechnet wird. Es wird hier allerdings von einer Innenraumbeleuchtung auf einer deutlich reduzierten Fläche von Haus- und Bürofluren ausgegangen. Innerhalb der normalen Büroarbeitszeit wird die Innenbeleuchtung über die gesamte Bürofläche dem Büro- und Verwaltungsbetrieb zugerechnet.

Es existieren Richtwerte für den Stromverbrauch von Beleuchtung, welche danach differenzieren, ob es sich um die Beleuchtung in einem Einzel- und Gruppenbüro, einem Großraumbüro, einem Besprechungsraum oder einem Empfangsraum handelt. Für ein Einzel- und Gruppenbüro ist ein Richtwert von 11,5 Watt pro m² anzunehmen. Im Büroarbeitsalltag ergibt sich so mit einer Büroarbeitsfläche von 4.858,80 m² ein Stromverbrauch von 55.876,2 Watt. Für die Büroverkehrsfläche kann von einer reduzierten Beleuchtung mit 5,5 Watt pro m² ausgegangen werden, was dem Richtwert für eine Beleuchtung im Empfangsbereich entspricht. Somit entfällt auf die Büroverkehrsfläche von 3.239,20 m² ein Stromverbrauch von 17.005,8 Watt. Für die Innenbeleuchtung des Büro- und Verwaltungsbetriebs ergibt sich darüber ein Tagesverbrauch von 839,052 kWh.

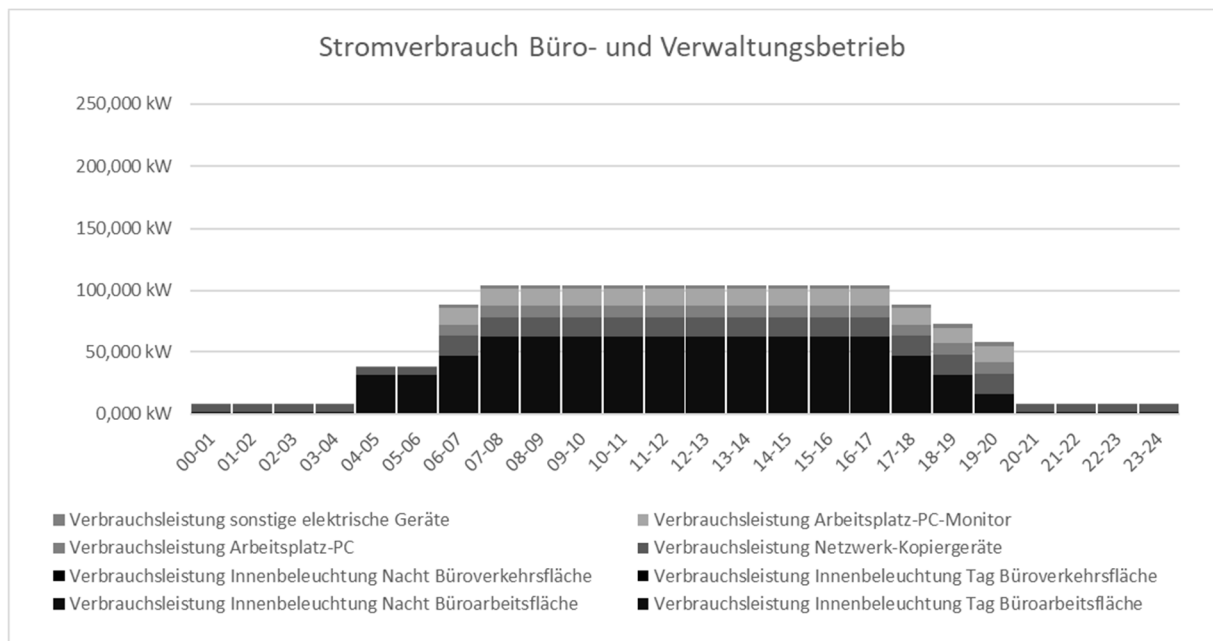


Abbildung 8 Verbrauchsleistung im Büro- und Verwaltungsbetrieb über einen Tag

Die Abbildung stellt die Verbrauchsleistung für die Innenbeleuchtung und übrige Geräte im Büro- und Verwaltungsbetrieb im Verlauf eines Tages dar.

Wie schon erwähnt, kann es angenommen werden, dass die Innenbeleuchtung 50 % des Gesamtverbrauchs im Büro- und Verwaltungsbetrieb ausmacht. Die Tagesverbräuche von Arbeitsplatz-Rechner, Arbeitsplatz-Monitor, etc. können über die in Abbildung gezeigten prozentualen Anteile ermittelt werden. Der Tagesverbrauch für einen Arbeitsplatz-Rechner liegt mit 8 % vom Tagesverbrauch bei 134,248 kWh. Die jeweiligen Tagesverbräuche verteilen sich über die Stunden des Tages, in denen die Arbeitsplätze im Büro- und Verwaltungsbetrieb besetzt sind. Für die Arbeitsplatz-Rechner ergibt sich so am Tage eine Verbrauchsleistung von 9,589 kW. Sonstige elektrische Bürogeräte werden durchaus zur Nacht im Stand-By gehalten. So ergibt sich am Tage eine Verbrauchsleistung von 2,877 kW und zur Nacht eine Verbrauchsleistung von 1,007 kW für sonstige elektrische Bürogeräte.

Werkstattbetrieb im fundamentalen Verfahren

In Abbildung 9 wird gezeigt, welchen Anteil gewisse Ausstattung typischerweise am Gesamtstromverbrauch im Betrieb einer Kfz-Werkstatt haben. Demnach entfällt mit 25 % gerade ein Viertel des Gesamtstromverbrauchs im Werkstattbetrieb auf die Beleuchtungsgeräte. Dazu gehören wohl gemerkt die relativ stromintensiven Wand- und Deckenleuchten für die Werkstatthalle.

Eine Waschanlage, eine Heizungsinfrastruktur, eine Lüftung und die Druckluftanlage haben jeweils einen Anteil von 15 % des Gesamtverbrauchs für den Werkstattbetrieb. Ein an die Werkstatthalle angrenzendes Büro mag nochmals 10 % des Gesamtverbrauchs ausmachen. Auf sonstige Werkstatteinrichtung entfällt ein Anteil von 5 %.

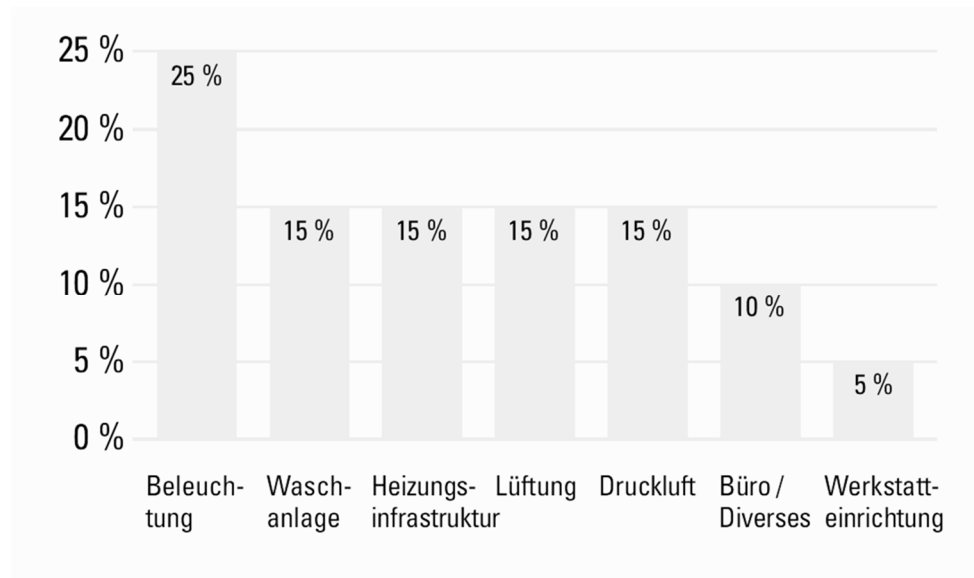


Abbildung 9 Aufteilung des Stromverbrauchs im Werkstattbetrieb

Im Gebäude 2 gibt es eine Teilfläche von 2500 m² für den Betrieb der Kfz-Werkstatt und der Maschinen-Werkstatt. Die Gesamtfläche der für den Werkstattbetrieb genutzten Gebäudeteile beträgt 2500 m². Dieses ist insgesamt als eine zu beleuchtende Hallenfläche anzusehen. Für eine konventionelle Hallenbeleuchtung ist von einem Richtwert von 11,5 Watt pro m² auszugehen. Somit liegt die Verbrauchsleistung für die Beleuchtung der Werkstatthallen am Tage bei 28.750 Watt. Aus Sicherheitsgründen muss der Werkstattbereich auch zur Nacht beleuchtet werden. Auf die reduzierte Innenbeleuchtung der Werkstatthallen zur Nacht entfällt eine Verbrauchsleistung von 1.250 Watt. Für die Innenbeleuchtung des Werkstattbetriebs ergibt sich darüber ein Tagesverbrauch von 415,000 kWh.

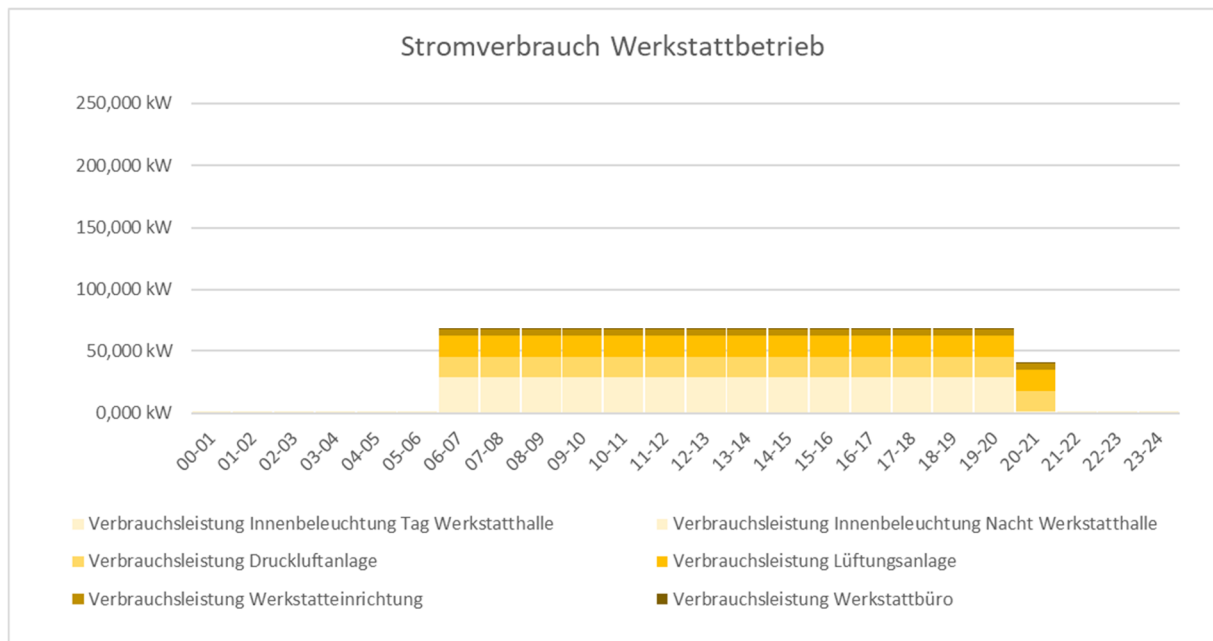


Abbildung 10 Verbrauchsleistung im Werkstattbetrieb über einen Tag

Die Abbildung 10 stellt die Verbrauchsleistung für die Innenbeleuchtung und übrige Geräte im Werkstattbetrieb im Verlauf eines Tages dar.

Wie schon erwähnt, kann es angenommen werden, dass die Innenbeleuchtung 25 % des Gesamtverbrauchs im Werkstattbetrieb ausmacht. Die Tagesverbräuche von der Lüftungs- und Druckluftanlage, übriger Werkstatteinrichtung, etc. können über die in Abbildung 9 gezeigten prozentualen Anteile ermittelt werden. Der Tagesverbrauch für eine Druckluftanlage liegt mit 15 % vom Tagesverbrauch bei 249,000 kWh. Die jeweiligen Tagesverbräuche verteilen sich über die Stunden des Tages, in denen die Arbeitsplätze im Werkstattbetrieb besetzt sind. Für die Druckluftanlage ergibt sich so am Tage eine Verbrauchsleistung von 16,600 kW.

An der Hauptniederlassung der Stadtreinigung Hamburg ist die Waschanlage gesondert vom Werkstattbetrieb angeordnet. Zudem ist die Heizungsinfrastruktur für die Werkstattbereiche nicht dem Stromverbrauch zuzuordnen.

Kantinen- und Sozialbetrieb im fundamentalen Verfahren

Wie oben hergeleitet, beträgt die Büroarbeitsfläche schätzungsweise 4.858,80 m². Es ist davon auszugehen, dass zumindest 7 m² je Mitarbeiter im Büro- und Verwaltungsbetrieb zur Verfügung stehen. Eher anzunehmen ist es, dass im Durchschnitt 12 m² von einem Mitarbeiter im Büro- und Verwaltungsbetrieb in Anspruch genommen werden. Demzufolge dürften alltäglich an der Hauptniederlassung der Stadtreinigung Hamburg etwa 400 Büro- und Verwaltungsmitarbeiter anwesend sein. Der Anzahl der anwesenden Mitarbeiter sich noch schätzungsweise 40 Mitarbeiter aus den Werkstätten, 3 Mitarbeiter von Empfang und Wache sowie 6 Mitarbeiter aus der Fahrzeugdisposition hinzuzurechnen. Diese Mitarbeiter sind ebenfalls durchgehend vor Ort an der Hauptniederlassung aufzufinden. Des Weiteren sind alltäglich etwa 100 Mitarbeiter beim Straßenkehren, 180 Mitarbeiter bei der Behälterleerung und gegebenenfalls 12 Mitarbeiter im Winterdienst außerhalb der Hauptniederlassung beschäftigt. Diese Mitarbeiter dürften zur Mittagszeit bei der Hauptniederlassung eintreffen.

Anzahl der Verpflegungsteilnehmer	Kantinen- Kasinoküchen etc.	Heim- und Anstaltsküchen
	kWh je VT und Tag	
50	0,80	0,83
100	0,75	0,80
200	0,70	0,75
300	0,50	0,73
400	0,45	0,70
500	0,42	0,67
1000	0,40	0,65

Abbildung 61 Stromverbrauch für Großküchen in Abhängigkeit von den Verpflegungsteilnehmern

In der Hauptniederlassung der Stadtreinigung Hamburg nehmen rund 300 Mitarbeiter an der Verpflegung aus der Großküche teil. Gemäß den Richtwerten in Abbildung 61 ergibt sich so ein Tagesverbrauch von 0,50 kWh je Verpflegungsteilnehmer. Dies macht einen Tagesverbrauch von insgesamt 150 kWh. Diese Verbrauchsmenge verteilt sich auf die Mittagsstunden; der Gleichzeitigkeitsfaktor in den sechs Kantinenstunden beträgt 0,6.

Im Gebäude 1 gibt es eine Teilfläche von 800 m² für den Sozialbetrieb und 224 m² für den Küchenbetrieb. Die Gesamtfläche der für den Küchen- und Sozialbetrieb genutzten Gebäudeteile beträgt 1024 m². Was die Innenbeleuchtung anbelangt, gibt es eine Verbrauchsleistung von 1.024 Watt am Tage und eine Verbrauchsleistung von 3.072 Watt zur Nacht.

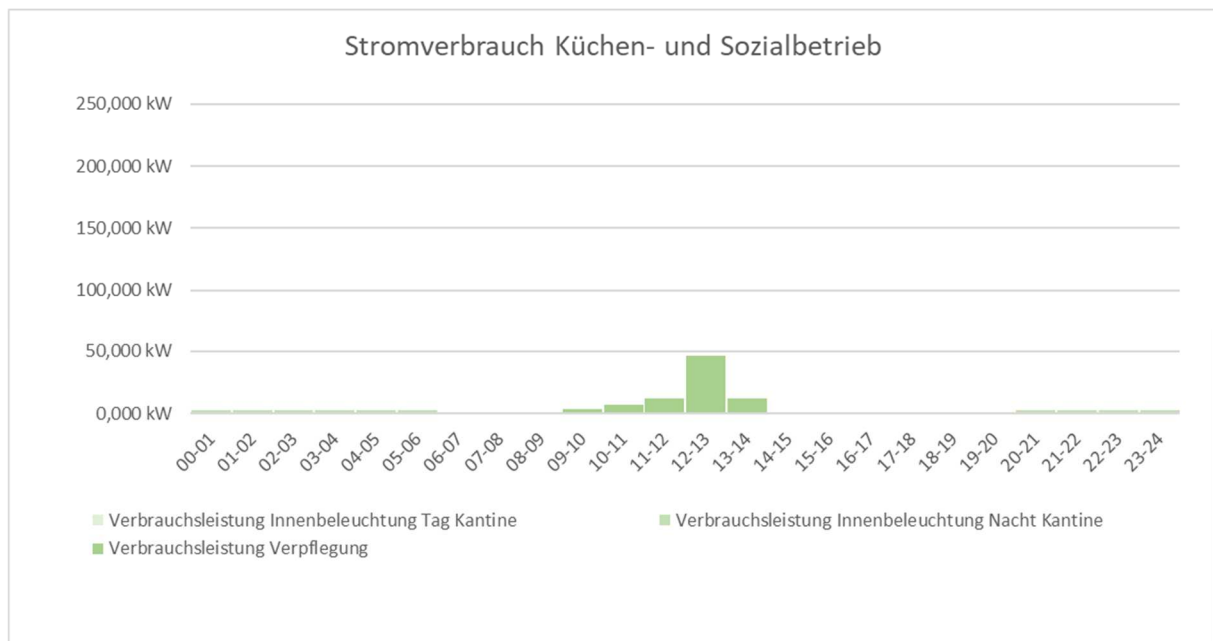


Abbildung 72 Verbrauchsleistung im Küchen- und Sozialbetrieb über einen Tag

Die Abbildung 72 stellt die Verbrauchsleistung für die Innenbeleuchtung und Verpflegung im Küchen- und Sozialbetrieb im Verlauf eines Tages dar.

Lager- und Wachbetrieb im fundamentalen Verfahren

Im Gebäude 1 gibt es eine Teilfläche von 180 m² für den Betrieb der Wache und des Empfangs. Ähnlich wie im Büro- und Verwaltungsbetrieb fällt hier eine gewisse Verbrauchsleistung für die

Innenbeleuchtung sowie Arbeitsplatz-Rechner und Arbeitsplatz-Monitore der Überwachungsanlage an. Es wird davon ausgegangen, dass der Empfang und die Wache durchgängig besetzt sind.

Des Weiteren gibt es auf dem Gelände der Hauptniederlassung der Stadtreinigung Hamburg mehrere Silos, in denen Streusalz gelagert werden kann.

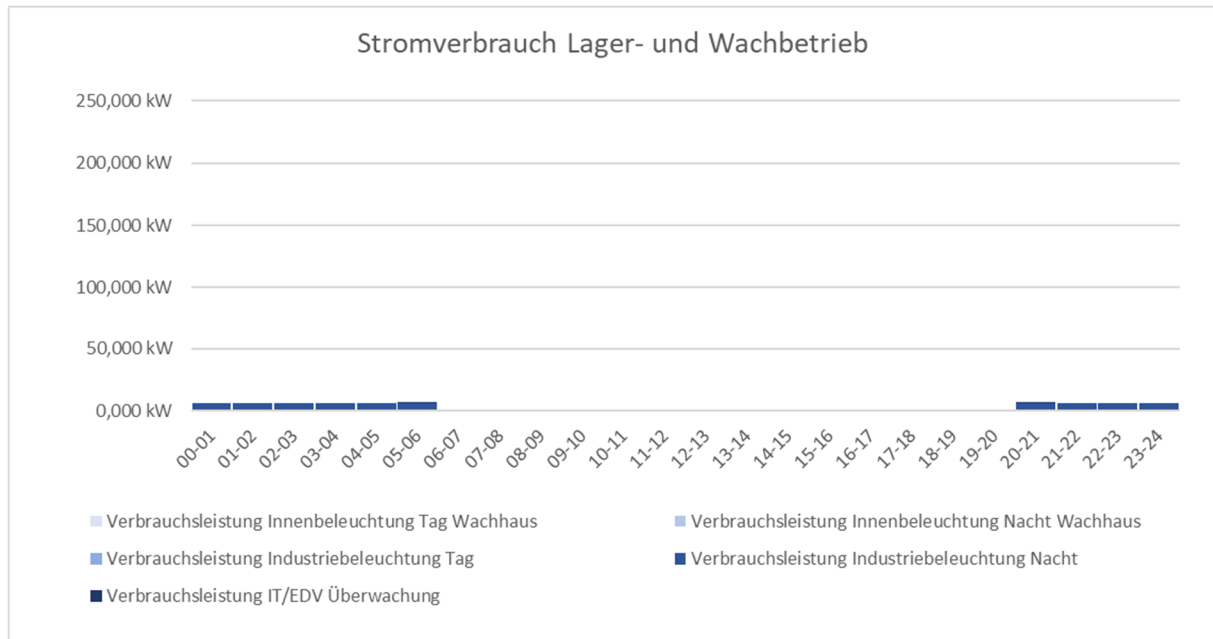


Abbildung 3 Verbrauchsleistung im Lager- und Wachbetrieb über einen Tag

Im Wachbetrieb werden der Bereich rund um die Pforte mit 20 m² und die Wege mit rund 1.404 m² auf dem Gelände der Stadtreinigung Hamburg beleuchtet. Außerdem werden die Zäune rund um das Gelände auf einer Fläche von rund 400 m² ausgeleuchtet. Das macht eine Fläche von insgesamt 1.824 m² für die Industriebeleuchtung. Die Industriebeleuchtung im Außenbereich schlägt sich mit einer Verbrauchsleistung von 5.472 Watt nieder.

Betrieb der Fahrzeugdisposition im fundamentalen Verfahren

Auf dem Gelände der Hauptniederlassung der Stadtreinigung werden außerhalb der Einsatzzeiten einige Müllsammelfahrzeuge, Kehrmaschinen sowie Streufahrzeuge abgestellt. Auf dem Grund des Parkhauses und den drei Parkdecks in der Höhe gibt es eine Stellfläche von insgesamt 14.000 m². Der durchschnittliche Stromverbrauch in Parkhäusern liegt bei 2,5 Watt bis 3,5 Watt pro m². Für eine konventionelle Außenbeleuchtung ist von einem Richtwert von 1 Watt pro m² am Tage und 3 Watt pro m² zur Nacht auszugehen. Somit liegt die Verbrauchsleistung für die Außenbeleuchtung der Fahrzeugstellplätze am Tage bei 14.000 Watt und zur Nacht bei 42.000 Watt.

Dem Betrieb der Fahrzeugpflege und Fahrzeugdisposition ist auch die Verbrauchsleistung eines Häuschens für die Disponenten zuzuordnen. Auf dem Gelände der Stadtreinigung Hamburg wird zudem eine Waschanlage betrieben. Die Fahrzeugdisponenten tragen Sorge dafür, dass die Fahrzeuge regelmäßig gereinigt werden. Es existiert eine Waschanlage für Müllsammelfahrzeuge, Kehrmaschinen und Streufahrzeuge mit Wasseraufbereitung. Es ist eine Verbrauchsmenge von 0,6 kWh pro zu reinigendem Fahrzeug anzusetzen. Täglich werden etwa 180 Müllsammelfahrzeuge genutzt und sind zweimal pro Woche zu waschen. Das macht vielleicht 360 Waschvorgänge pro

Woche bei den Müllsammelfahrzeugen. Täglich werden etwa 100 Kehrmaschinen genutzt und sind einmal pro Woche zu waschen. Das macht 100 Waschvorgänge pro Woche bei den Kehrmaschinen. Insgesamt verteilen sich also 460 Waschvorgänge über eine Woche; sicherlich werden nach den jeweiligen Schichtenden vermehrten Fahrzeugen durch die Waschanlage gefahren.

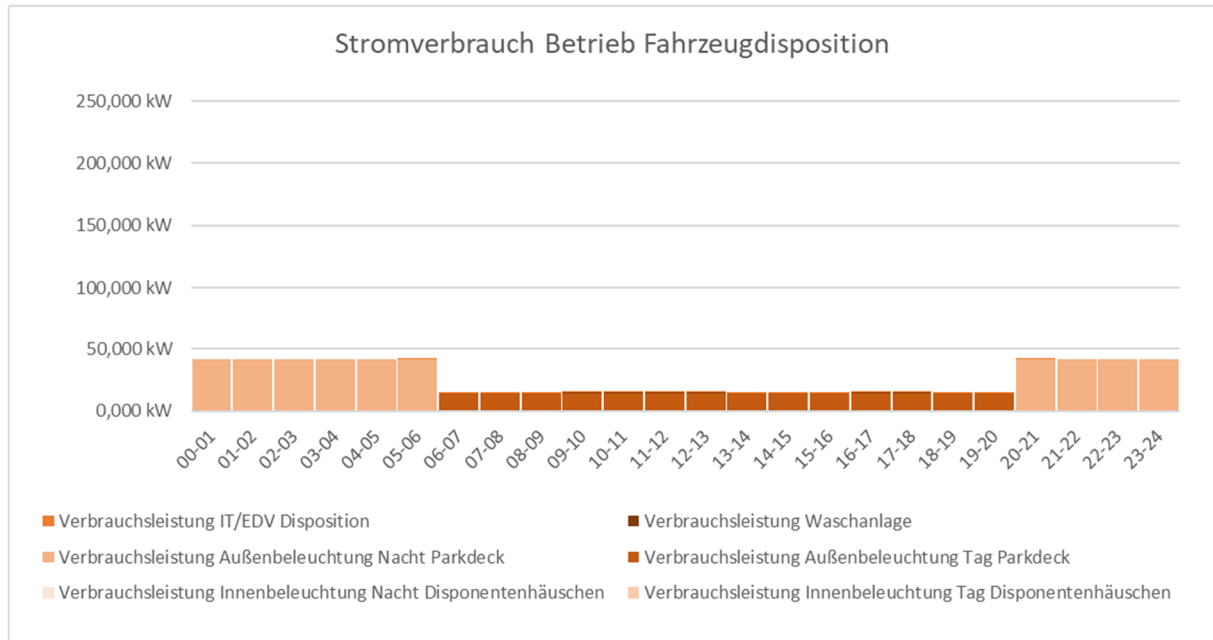


Abbildung 84 Verbrauchsleistung im Betrieb der Fahrzeugpflege und Fahrzeugdisposition über einen Tag

Meist ist nicht die gesamte Betriebsfläche klimatisiert. Daher sind auch Angaben über den klimatisierten Flächenanteil wichtig. Zur Klimatisierung zählt neben der Temperierung auch das Be-/Entfeuchten und Ent-/Belüften. Die zentralen Klimaanlage sind mit im Mittel über 10 Stunden am Tag und an 190 Tagen im Jahr relativ lange in Betrieb. Die größten Anteile klimatisierter und belüfteter Flächen finden sich bei Kantinen.

Verfahren mit Standardlastprofilen

In einem weiteren Ansatz ist versucht worden, das Lastgangverhalten durch vereinzelte Standardlastprofile für die übrigen Verbrauchsbereiche einzuschätzen. Im Allgemeinen wird vom BDEW empfohlen, für einen Entsorgungs- und Abfallbeseitigungsunternehmen insgesamt die Standardlastprofile G1/G3 anzuwenden.

Wissentlich stellt die Anwendung von Standardlastprofilen eine Vereinfachung dar. Schließlich weist nicht jede konkrete Entnahmestelle, die mit einem bestimmten Standardlastprofil eingestuft wird, in der Realität ein dementsprechendes Entnahmeprofil auf. Demzufolge liegt diesem Ansatz die Annahme zugrunde, dass sich übrige Verbrauchsbereiche für die Niederlassung Bullerdeich der Stadtreinigung Hamburg so verhalten wie die Strommengen im Profil durchschnittlich von der jeweils zuzuordnenden Verbrauchergruppe entnommen werden.

Dabei wird fingiert, dass jeder der übrigen Verbrauchsbereiche eine eigene Entnahmestelle sei, für welche sich das Verfahren mit den Standardlastprofilen anwenden lässt. Natürlich fehlt es im Hinblick auf die fingierten Entnahmestellen an spezifischen Parametern, die es erlauben, Lastprofile zu synthetisieren. Es ist unbekannt, wie viel der täglichen, wöchentlichen, monatlichen oder

jährlichen Stromverbrauchsmenge der Niederlassung Bullerdeich auf einen der übrigen Verbrauchsbereiche entfallen.

Im Weiteren wird exemplarisch das fertig ausgebildete Lastprofil für die übrigen Verbrauchsbereiche an einem Tag in der Übergangssaison betrachtet. Die Abbildung 95 fasst diese einzeln ausgebildeten Lastprofile zusammen.

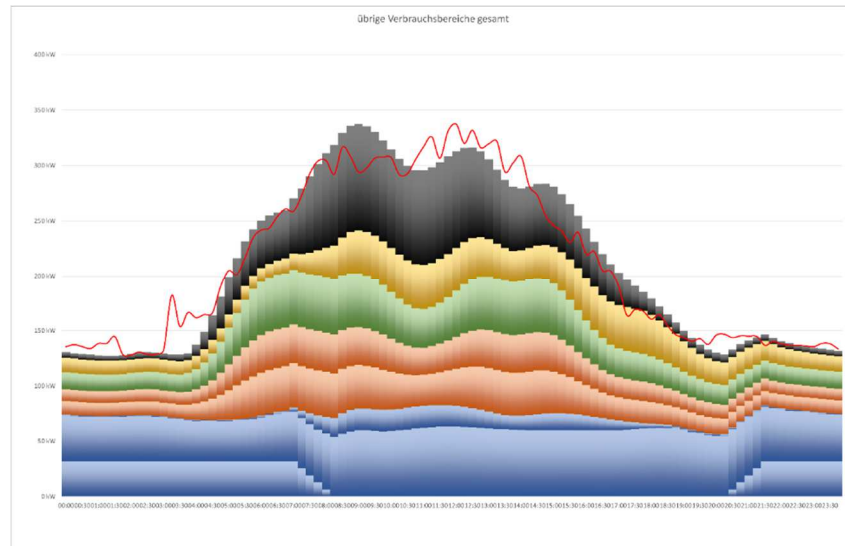


Abbildung 95 Verbrauchsleistung beim Stadtreinigungsbetrieb für alle übrigen Verbrauchsbereiche an einem Tag laut Verfahren mit Standardprofilen

Der Kundenwert ist eine für jede Entnahmestelle individuelle und zeitraumbezogene Größe. In der Anwendung des Lastprofilverfahrens wird er benötigt, um für einen Tag mit einer gewissen Temperatur den Tagesverbrauch für diese Entnahmestelle unter Verwendung der zugehörigen Lastprofilfunktion zu berechnen.

Büro- und Verwaltungsbetrieb im Verfahren mit Standardlastprofilen

Für eine Behörde oder eine behördliche Verwaltung ist laut Empfehlung des BDEW das Standardlastprofil G1 anzuwenden. Dieses Standardlastprofil sollte somit in höchst geeigneter Weise den Lastgangteil zum Büro- und Verwaltungsbetrieb abdecken.

Unter den Büro- und Verwaltungsbetrieb fallen die Beleuchtung sowie Klimatisierung der Büroarbeitsfläche und der Büroverkehrsfläche, der Betrieb von Netzwerkkopierer- und Netzwerkdruckergeräten sowie Geräten von Schrankküchen, der Betrieb von Arbeitsplatzrechnern und Arbeitsplatzbildschirmen bis hin zu sonstigen Geräten wie höhenverstellbaren Schreibtischen.

Die Abbildung 106 stellt die Verbrauchsleistung für den Büro- und Verwaltungsbetrieb im Verlauf eines Tages dar. Im Grunde genommen ist ein Kundenwert von 250 angenommen worden, um das Lastprofil zu synthetisieren. Bei einem Stadtreinigungsbetrieb wird schichtweise gearbeitet. Auch der Büro- und Verwaltungsbetrieb trägt diesen Schichtzeiten mehr oder weniger Rechnung. Der Büro- und Verwaltungsbetrieb bei Stadtreinigungsbetrieben hat die Besonderheit, dass die Arbeitszeiten etwa um drei Stunden nach vorne verschoben liegen. Aus diesem Grund ist das Lastprofil letztlich in der Summe zweier synthetisierter Lastprofile ausgebildet worden. Ein erstes synthetisches Lastprofil mit einem Kundenwert von 100 fasst die Frühschicht mit ein und ist um drei Stunden nach vorne

verschoben. Ein zweites synthetisches Lastprofil mit einem Kundenwert von 150 fasst die Spätschicht ein.

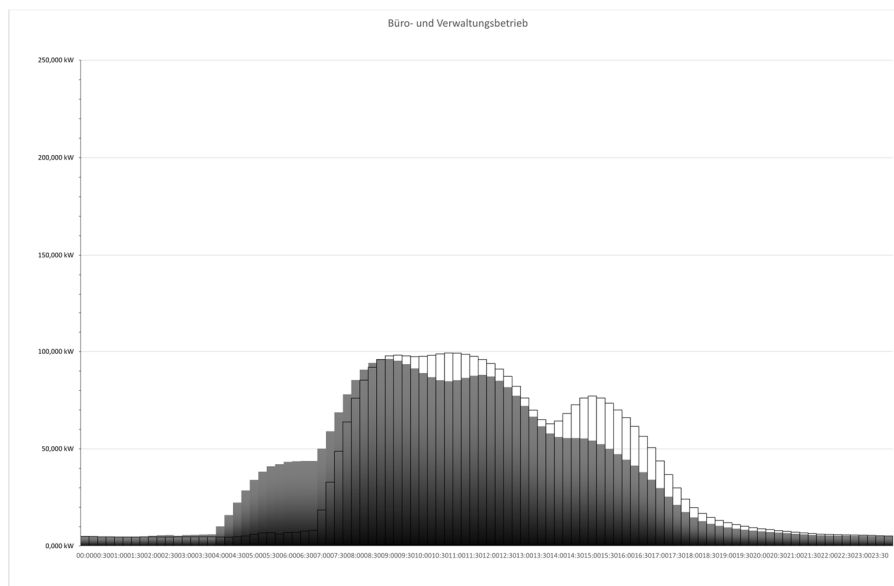


Abbildung 106 Verbrauchsleistung im Büro- und Verwaltungsbetrieb über einen Tag laut Verfahren mit Standardprofilen

Wie in Abbildung 106 zu sehen ist, hat das fertig ausgebildete Lastprofil für den Büro- und Verwaltungsbetrieb mit rund 115 kW einen Hochpunkt gegen 09:00 Uhr. Es ist davon auszugehen, dass der Büro- und Verwaltungsbetrieb von den frühen Morgenstunden an und über die Nachmittagsstunden abnehmend besetzt ist.

Werkstattbetrieb im Verfahren mit Standardlastprofilen

Laut Empfehlung vom BDEW ist für Kfz-Werkstätten und Autohäuser das Standardlastprofil G4 anzuwenden. Die Empfehlung zur Anwendung des Standardlastprofils G4 für Autohäuser ist so zu deuten, dass diesen zumeist ein angeschlossener Werkstattbereich oder ein Bereich zur Autoaufbereitung zugehört. Das Standardlastprofil G4 dürfte insofern den Lastgangteil zum Werkstattbetrieb beim Stadtreinigungsbetrieb in höchst geeigneter Weise abdecken.

Unter den Werkstattbetrieb fallen auf der einen Hand die Wartung und Pflege der Kehrmaschinen und auf der anderen Hand die Wartung und Pflege der Abfallsammelfahrzeuge und Pritschenwagen.

Die Abbildung 117 stellt die Verbrauchsleistung für den Werkstattbetrieb im Verlauf eines Tages dar. Ausgehend von der vermessenen Werkstatthallenfläche und der angegebenen Anzahl der Fahrzeuge dürfte der Werkstattbetrieb überschlägig in der Spitze etwa 100 kW Verbrauchsleistung ausmachen. Im Grunde genommen ist ein Kundenwert von 200 angenommen worden, um das Lastprofil zu synthetisieren.

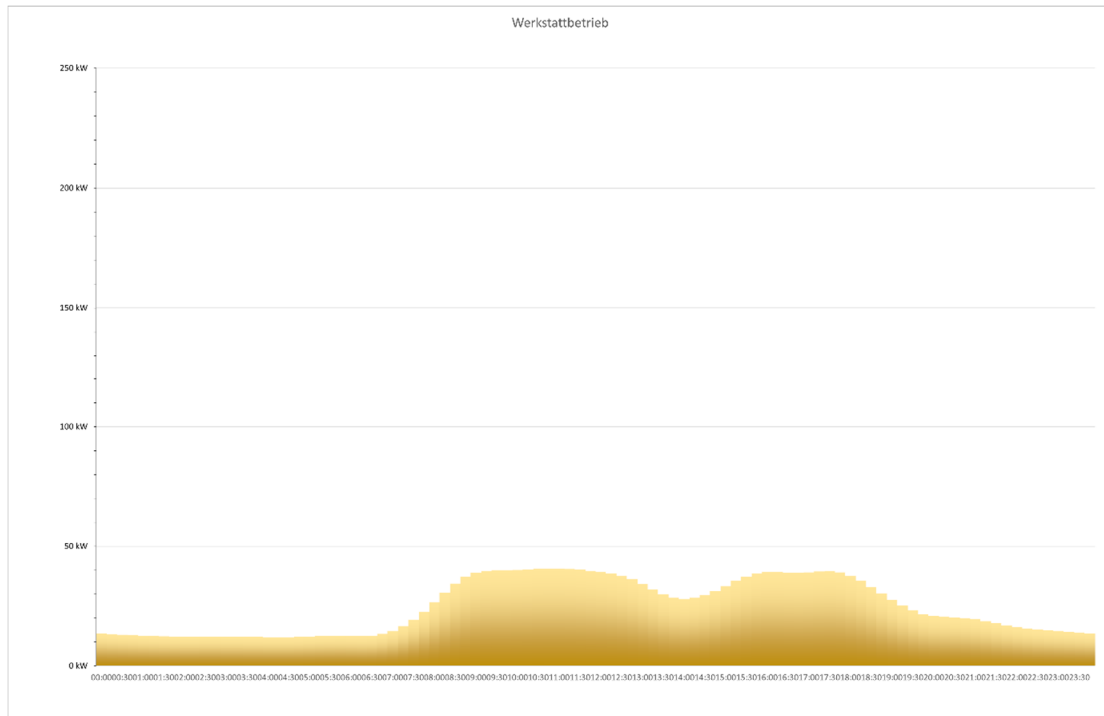


Abbildung 117 Verbrauchsleistung im Werkstattbetrieb über einen Tag laut Verfahren mit Standardprofilen

Kantinen- und Sozialbetrieb im Verfahren mit Standardlastprofilen

In den Kantinen- und Sozialbetrieb fallen eine Großküche und die Verpflegungsräume. Für Kantinen/Großküchen wird laut BDEW eine Anwendung des Standardlastprofils G4 empfohlen.

Ausgehend von der Anzahl der zu verpflegenden Mitarbeiter dürfte die Verbrauchsleistung in der Spitze überschlägig zwischen 45 kW bis 50 kW liegen.

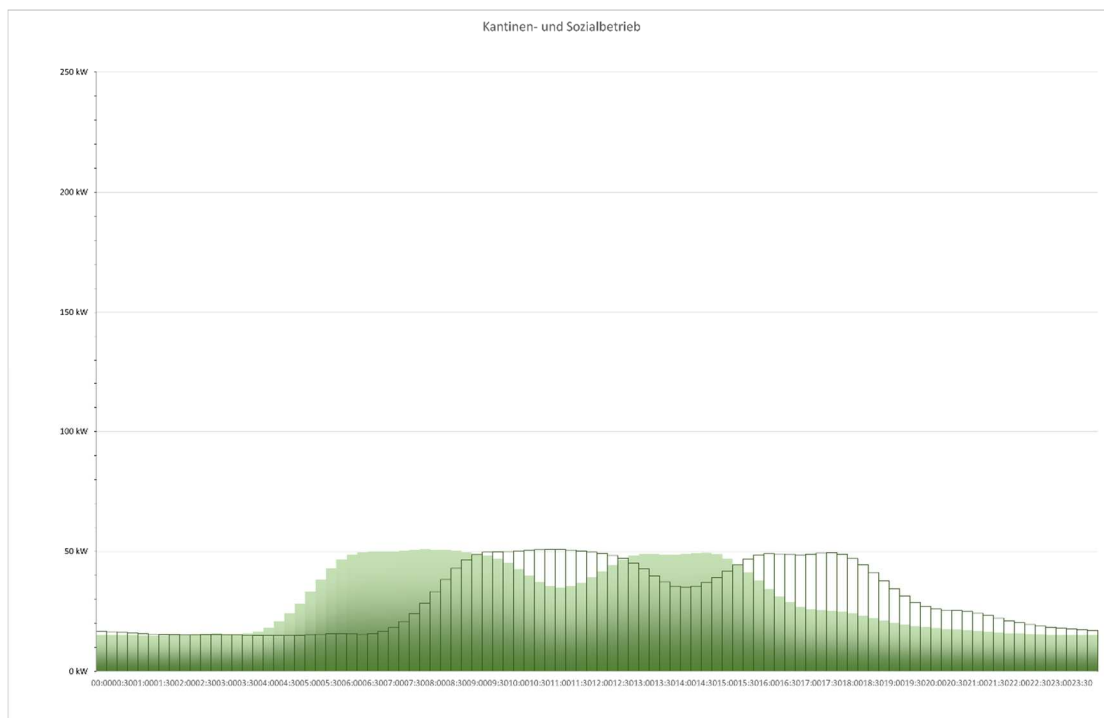


Abbildung 128 Verbrauchsleistung im Kantinen- und Sozialbetrieb über einen Tag laut Verfahren mit Standardprofilen

Die Abbildung 128 stellt die Verbrauchsleistung für den Kantinen- und Sozialbetrieb im Verlauf eines Tages dar. Im Grunde genommen ist ein Kundenwert von 250 angenommen worden, um das Lastprofil zu synthetisieren. Allerdings wurde das daraus gewonnene Lastprofil um drei Stunden nach vorne versetzt. Damit wird der Besonderheit Rechnung getragen, dass im Stadtreinigungsbetrieb schichtweise gearbeitet wird. So wird etwa gegen 07:00 Uhr in den Morgenstunden schon mit rund 50 kW ein Hochpunkt im Lastprofil aufgeworfen. Ebenso gibt es einen Hochpunkt mit rund 50 kW in den frühen Nachmittagsstunden. Ein wenig merkwürdig erscheint es, dass sich zu den Mittagsstunden hin die Verbrauchsleistung abschwächt; dies ist dem Standardlastprofil geschuldet, welches im entsprechenden Zeitversatz den Kantinen- und Sozialbetrieb vermeintlich nicht so gut abdeckt.

Betrieb der Fahrzeugdisposition im Verfahren mit Standardlastprofilen

Beim Betrieb der Fahrzeugpflege und der Fahrzeugdisposition gibt es auch eine großangelegte Waschanlage für die Abfallsammelfahrzeuge und weitere Fahrzeugtypen.

Vom BDEW wird eine Anwendung des Standardlastprofils G4 für Autowaschanlagen empfohlen. Ausgehend von der Fahrzeuganzahl und den Ansprüchen an die Reinhaltung dürften auf die Fahrzeugpflege in der Spitze 40 kW Verbrauchsleistung entfallen. In Bezug auf die Fahrzeugpflege wird von einem Kundenwert von 200 ausgegangen, um das Lastprofil zu synthetisieren. Des Weiteren wurde das daraus gewonnene Lastprofil um drei Stunden nach vorne versetzt, um dem Rechnung zu tragen, dass bei dem Stadtreinigungsbetrieb schichtweise gearbeitet wird.

Die Abstellung der Fahrzeuge sowie das Rangieren und die Bereitstellung der Fahrzeuge für den Schichteinsatz ist damit vergleichbar, was bei einer Autovermietung vor sich geht. Für eine Autovermietung wird vom BDEW eine Anwendung des Standardlastprofils G4 empfohlen. Wiederum ausgehend von der Fahrzeuganzahl dürfte auf die Fahrzeugabstellung und Fahrzeugbereitstellung in der Spitze von 35 kW Verbrauchsleistung entfallen. In Bezug darauf von einem Kundenwert von 175 ausgegangen, um das Lastprofil zu synthetisieren. Erneut wurde das daraus gewonnene Lastprofil um drei Stunden nach vorne versetzt. Das Rangieren und Bereitstellen der Fahrzeuge geht damit einher, dass bei dem Stadtreinigungsbetrieb schichtweise gearbeitet wird.

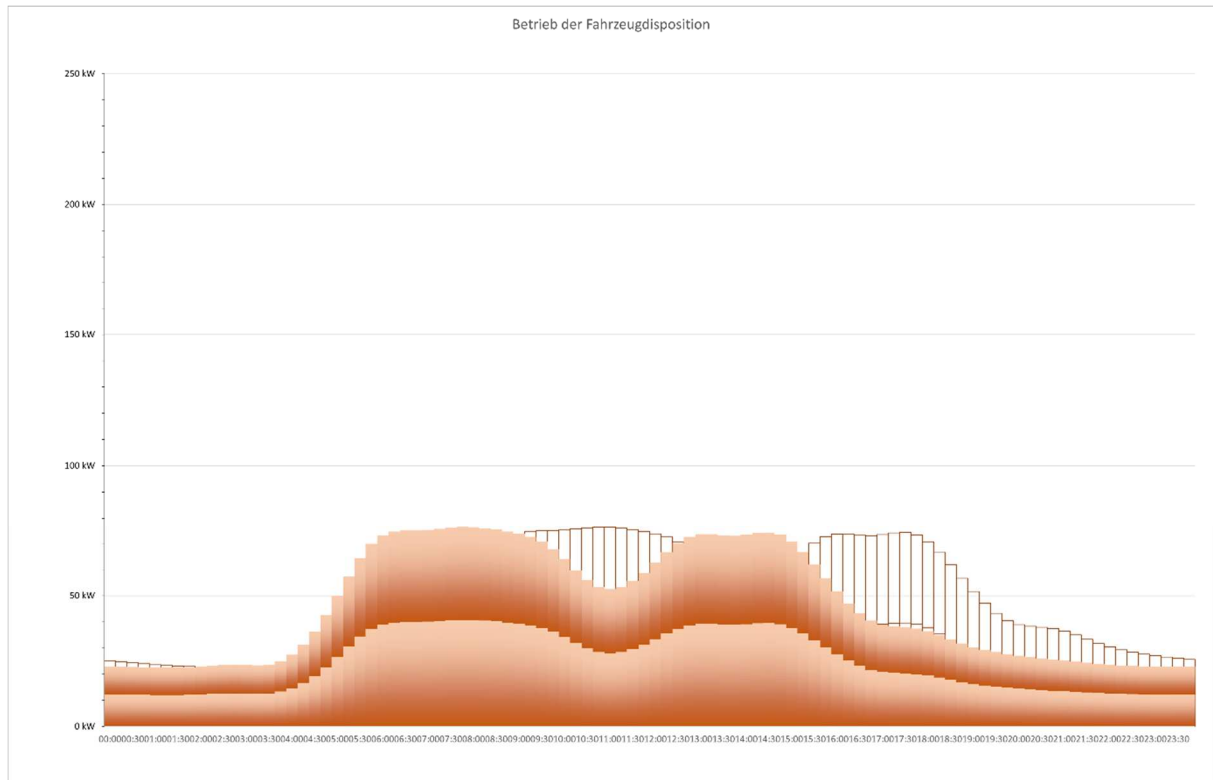


Abbildung 139 Verbrauchleistung im Betrieb der Fahrzeugdisposition über einen Tag laut Verfahren mit Standardprofilen

Lager- und Wachbetrieb im Verfahren mit Standardlastprofilen

Für eine durchgehend besetzte Bereitschaftspolizei oder einen Dienst für öffentliche Sicherheit wird die Anwendung der Standardlastprofile G1/G3 empfohlen. Dieses ließe sich einigermaßen gut für den reinen Wachbetrieb hernehmen. Für eine Autobahnmeisterei wird jedenfalls vom BDEW die Anwendung des Standardlastprofils G1 empfohlen. Womöglich kann der Charakter der Einsatzbereitschaft und der Überwachung beim Wachbetrieb gepaart mit dem Lagerbetrieb über dies besser wiedergefunden werden. Auf diesen dürften in der Spitze etwa 20 kW entfallen. In Bezug auf die Wache ist von einem Kundenwert von 50 ausgegangen worden.

Ebenfalls wird bei dem Stadtreinigungsbetrieb zur Langzeitabstellung und Nachtabstellung ein Parkhaus mit mehreren Parkdecks betrieben. Für ein Parkhaus empfiehlt der BDEW eine Anwendung des Standardlastprofils G3. Auf das eigene Parkhaus dürfte in der Spitze etwa rund 100 kW entfallen. Diese durchaus üppige Verbrauchsleistung begründet sich in der Beleuchtung für die Parkdecks, die bei der Abstellung am Tage wie auch zur Nacht erforderlich ist. Diesbezüglich des Parkens wird ist von einem Kundenwert von 750 ausgegangen worden. Außerdem wird dem Lager- und Wachbetrieb die Industriebeleuchtung zugerechnet, welche sich besser losgelöst von Standardlastprofilen in einem Profil unter Berücksichtigung von Sonnenaufgangs- und Sonnenuntergangszeiten synthetisieren lässt. Auf die Industriebeleuchtung dürfte in der Spitze etwa 32 kW entfallen.

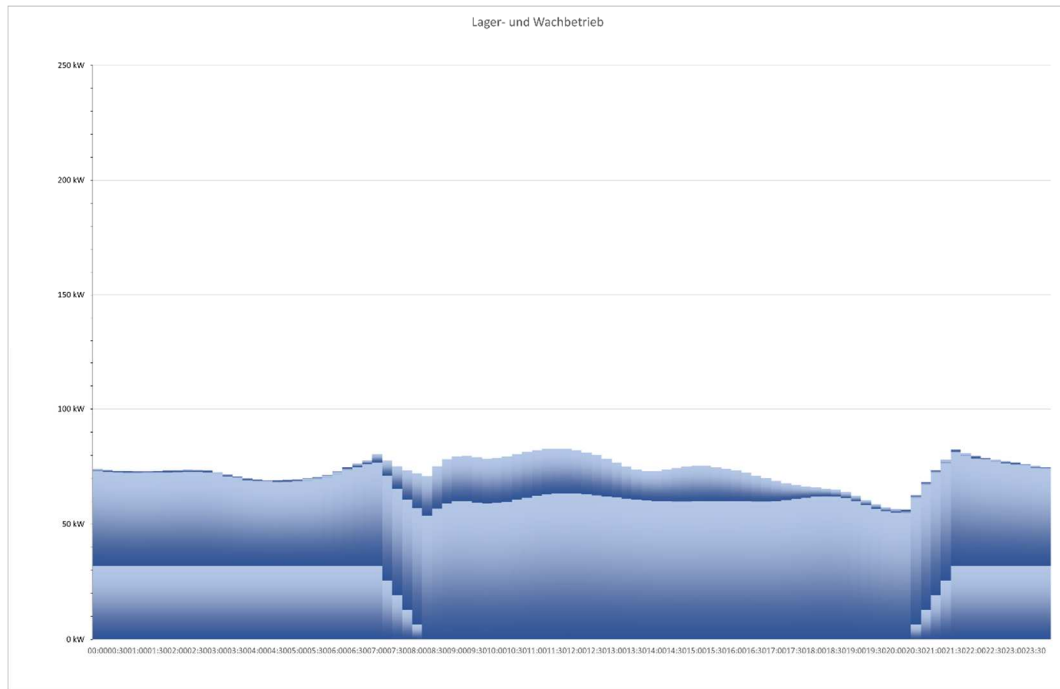


Abbildung 20 Verbrauchsleistung im Lager- und Wachbetrieb über einen Tag laut Verfahren mit Standardprofilen

Zusammenfassung zu exemplarischen Prognoseergebnissen

Die Abbildung 1 liefert für einen Stichtag eine Übersicht hinsichtlich des Prognosefehlers bei den verschiedenen Ansätzen zur Prognose der Verbrauchsleistung der übrigen Verbrauchsbereiche des Stadtreinigungsbetriebs. Es werden hier die jeweiligen Prognoseergebnisse für den 09.09.2015 in der Differenz zu dem an diesem Tag tatsächlich gemessenen Lastgang gezeigt.

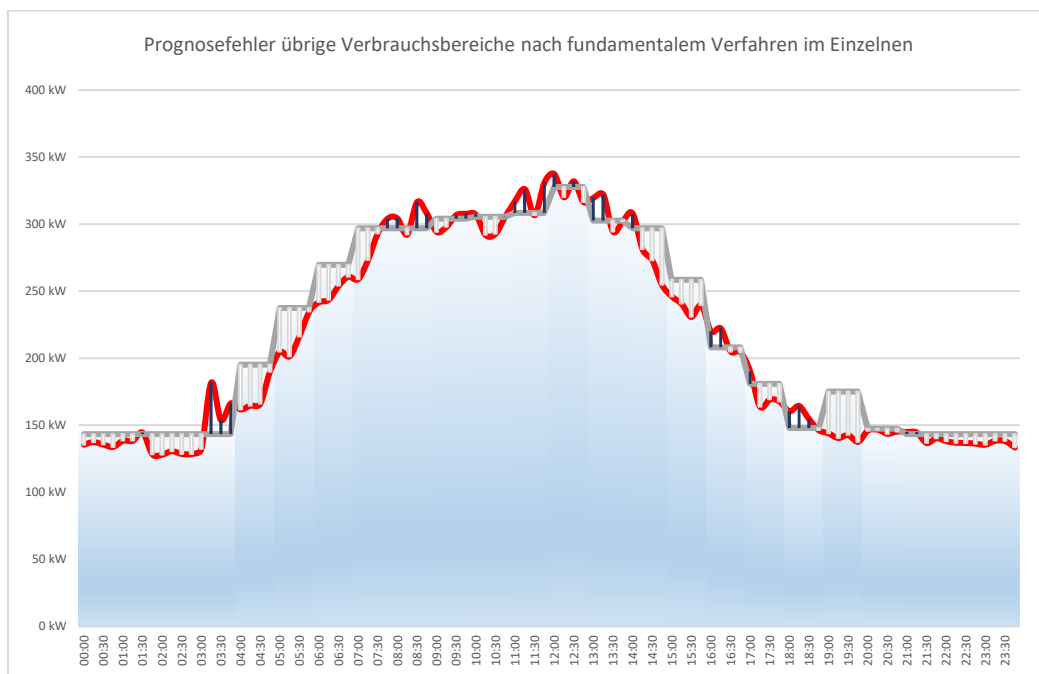


Abbildung 21 Übersicht zum Prognosefehler für den Stichtag 09.09.2015 bei den verschiedenen Prognoseansätzen zu der Verbrauchsleistung in den übrigen Verbrauchsbereichen beim Stadtreinigungsbetrieb

Im Verfahren mit Standardlastprofilen für die übrigen Verbrauchsbereiche zusammen beträgt der mittlere absolute Prognosefehler 20 % im Raster von Viertelstunden. Zunächst erscheint also die

Anwendung von Standardlastprofilen wenig vielversprechend zu sein. Doch werden die übrigen Verbrauchsbereiche im Einzelnen betrachtet und die jeweils zuordenbaren Standardlastprofile angewandt, so kann der mittlere absolute Prognosefehler im Raster von Viertelstunden auf 6 % heruntergeschraubt werden. Dabei beträgt der Prognosefehler im Raster von Viertelstunden im Mittel unterhalb 1 %.

2.1.2 Aufbau der Flexibilitätsvermarktung

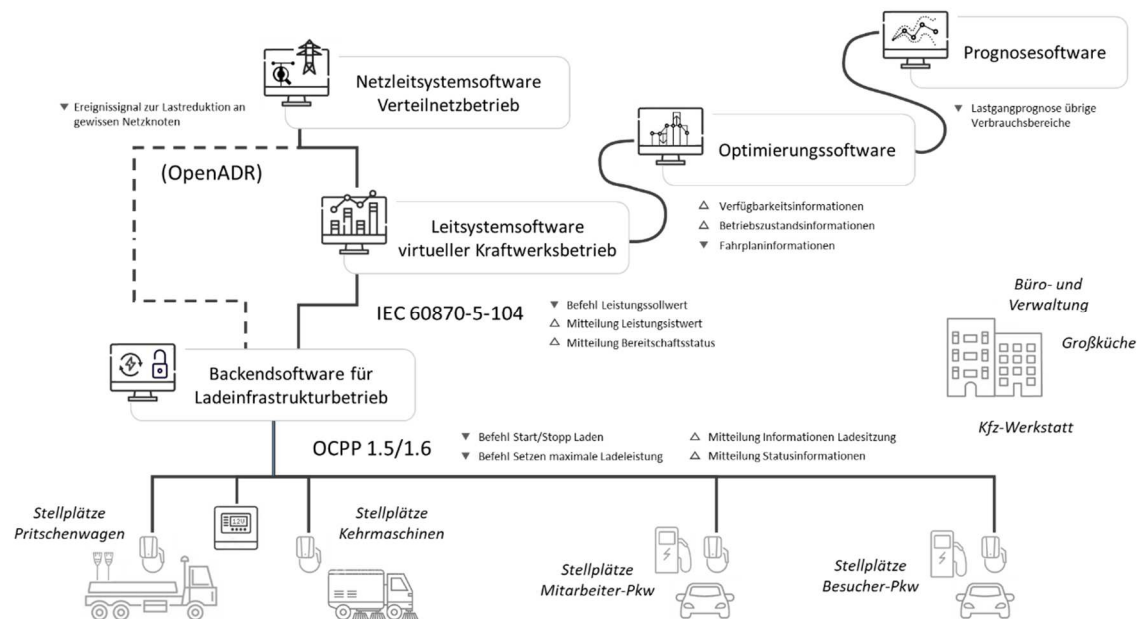


Abbildung 22: Wirkkette

In Abbildung 22 wird die grundlegende Wirkkette für das netzdienliche Laden von Elektrofahrzeugen gezeigt. Mit Hilfe der Netzleitsystemsoftware wird der Verteilnetzbetrieb überwacht. In Echtzeit werden durch die Netzleitsystemsoftware entlang der Netzbetriebsmittel Messwerte erfasst und eine Einschätzung zum Netzzustand getroffen. Auf der Grundlage von bereitgestellten Lastgang- und Einspeisegangprognosen sowie den tatsächlichen Messwerten werden untertägig die Prognosen zum Netzzustand hinsichtlich Spannungsverlauf und Leitungsbelastung aktualisiert. Unter Berücksichtigung von flexiblen Lasten können mit der Netzleitsystemsoftware Handlungsempfehlungen zur Vermeidung von Netznutzungsengpässen generiert werden. Wird mit der Netzleitsystemsoftware eine entsprechende Maßnahme eingeleitet, so schickt es ein Ereignissignal zur Lastreduktion an bestimmten Netzknoten an Teilnehmer mit flexiblen Lasten heraus.

Mit Hilfe der Netzleitsystemsoftware wird der Verteilnetzbetrieb überwacht. In Echtzeit werden durch die Netzleitsystemsoftware entlang der Netzbetriebsmittel Messwerte erfasst und eine Einschätzung zum Netzzustand getroffen. Unter Berücksichtigung von flexiblen Lasten wie hier der Ladeinfrastruktur kann mit der Netzleitsystemsoftware eine Vermeidung von Netznutzungsengpässen gesteuert werden. Bei Bedarf wird dazu mit der Netzleitsystemsoftware ein Ereignissignal zur Lastreduzierung bei bestimmten Netzknoten an die Backendsoftware des Ladeinfrastrukturbetriebs mittels dem OpenADR Protokoll geschickt. Unterdessen wird im Rahmen einer Flexibilitätsvermarktung optimierende Einsatzplanung in Bezug auf die Ladevorgänge der gewerblich genutzten Elektrofahrzeuge durchgeführt. Hintergründig setzt der Flexibilitätsvermarkter dazu eine Prognosesoftware ein, mit welcher die Teillastgänge z.B. der Kfz-Werkstatt, von Büros und Verwaltung oder auch der Großküche auf der Liegenschaft ermittelt werden. Mit der Optimierungsssoftware wird gewährleistet, dass die auf Ladevorgänge entfallende Verbrauchsleistung hinsichtlich Netzanschlusskapazität und lokaler Verteilungskapazität sowie eines möglichen Spitzenverbrauchs auf die übrige Verbrauchsleistung in der Liegenschaft abgestimmt ist. Die

Ladevorgänge und die darauf entfallende Verbrauchsleistung sind Gegenstand der sich wiederholenden Einsatzplanung des Flexibilitätsvermarkters. Aus der Einsatzplanung können sich jeweils zusätzliche Handelsgeschäfte im fortlaufenden Stromhandel und entsprechende Anpassungen der Ladekurven ergeben. Derweil der Flexibilitätsvermarkter die Erfüllbarkeit der Einsatzplanung garantieren kann, mag der Flexibilitätsvermarkter in Bezug auf eine bestimmte Lieferviertelstunde Strommengen zukaufen und auch wieder abverkaufen. Das Handelsvolumen kann sich so aufgrund der sich verändernden Preisgefüge der Stromprodukte und des fortlaufenden Stromhandels auf ein Vielfaches der letztlich bei den Ladevorgängen verbrauchten Strommenge belaufen. Die aus der Optimierungssoftware resultierenden Ladekurven werden innerhalb eines virtuellen Kraftwerksbetriebs seitens des Flexibilitätsvermarkters durch eine zentrale Leitsystemsoftware überwacht. Nach und nach übermittelt sie den Leistungssollwert einer jeweiligen Viertelstunde als Wunschvorgabe für die Ansteuerung der Ladeeinrichtungen an die Backendsoftware des Ladeinfrastrukturbetreibers und erhält die Leistungswerte zurückgemeldet. Für die Kommunikation zwischen einer Ladeeinrichtung und der Backendsoftware des Ladeinfrastrukturbetreibers wird typischerweise das Anwendungsprotokoll OCPP (Open Charging Point Protocol) in der Version OCPP 1.6 unterstützt.

Im ELBE-Projekt führt der Verteilnetzbetreiber bei seiner Netzleitsystemsoftware ein Verzeichnis über sämtliche Ladeeinrichtungen und ihre Konnektoren. Im Zuge von Beantragungen zum Anschluss von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität sind ihm die Ladekapazitäten der einzelnen Konnektoren bekannt und er kann sie im Vorhinein den Netzknoten zuordnen. Wird seitens des Verteilnetzbetreibers ein Netznutzungsengpass prognostiziert, so kann er mit diesem Weltwissen an den betroffenen Netzknoten versuchen, von Seiten der Ladeinfrastrukturbetreiber eine Lastreduktion zu erreichen. Dazu schlägt der Verteilnetzbetreiber im Verzeichnis über die Ladeinfrastruktur nach, wer für den Betrieb von Konnektoren an den betreffenden Netzknoten zuständig ist. An diesen Teilnehmerkreis sendet er mit Hilfe der Netzleitsystemsoftware dann ein Ereignissignal aus. Mit diesem Ereignissignal kann er anfordern, die maximale Ladeleistung auf eine Minimaleistung zu reduzieren. Die Registrierung der Ladeinfrastrukturbetreiber als Teilnehmer und die Ereignissignalisierung durch den Verteilnetzbetreiber sind im ELBE-Projekt über den Kommunikationsstandard OpenADR abgedeckt. Die Netzleitsystemsoftware umfasst ein Softwaremodul, mit welchem sie gemäß des Kommunikationsstandards OpenADR als sogenannter Virtual Top Node (VTN) fungiert. Im Wesentlichen bedeutet dies im ELBE-Projekt, dass die Netzleitsystemsoftware zur Laufzeit Registrierungen von Backendsoftware der Ladeinfrastrukturbetreiber als Kommunikationsteilnehmer verwaltet und bei Bedarf Ereignissignale zur Lastreduktion an die betreffenden Kommunikationsteilnehmer aussendet. Darüber hinaus ermöglicht der Kommunikationsstandard OpenADR eine Berichterstattung von den Ladeinfrastrukturbetreibern gegenüber dem Verteilnetzbetreiber. So mag zum Beispiel für jeden Konnektor vom Ladeinfrastrukturbetreiber berichtet werden, ob gerade eine Ladesitzung läuft und wie hoch die aktuelle Ladeleistung ist. Allerdings wird im ELBE-Projekt zunächst kein Gebrauch von diesen Möglichkeiten einer Berichterstattung gemacht. Der Verteilnetzbetreiber ist in seinen Maßnahmen zur Vermeidung eines Netznutzungsengpasses blind dafür, wie hoch die aktuelle Ladeleistung in Summe der Konnektoren bei den betroffenen Netzknoten ist und welchen Effekt eine Ereignissignalisierung zur Lastreduktion haben mag.

Die Backendsoftware für den Ladeinfrastrukturbetrieb umfasst ein Softwaremodul, mit welchem sie gemäß des Kommunikationsstandards OpenADR als sogenannter Virtual End Node (VEN) fungiert. Im Wesentlichen bedeutet dies im ELBE-Projekt, dass sich die Backendsoftware für den

Ladeinfrastrukturbetrieb zur Laufzeit als ein Kommunikationsteilnehmer gegenüber der Netzleitsystemsoftware des Verteilnetzbetreibers registriert und die ausgesendeten Ereignissignale zur Lastreduktion entgegennimmt und verarbeitet. Die Verarbeitung eines Ereignissignals durch die Backendsoftware für den Ladeinfrastrukturbetrieb heißt, dass für die Dauer des Ereignissignals eine zuvor mit dem Verteilnetzbetreiber vereinbarte Minimalleistung als die maximale Ladeleistung bei den betreffenden Konnektoren gesetzt wird. Es ist der Adressierung des Ereignissignals zu entnehmen, welche Konnektoren betroffen sind.

Bei den Stellplätzen für Mitarbeiter-Pkw und den Stellplätzen für Besucher-Pkw befinden sich Ladeeinrichtungen für einen offenen Nutzerkreis. An diesen Ladeeinrichtungen müssen sich die Nutzer über die Backendsoftware für den Ladeinfrastrukturbetrieb authentifizieren. Die Nutzer halten beispielsweise ihre RFID-Ladekarte am Bedienterminal vor; die Ladeeinrichtung liest die Nutzerkennung von der RFID-Ladekarte aus und sendet sie an die Backendsoftware für den Ladeinfrastrukturbetrieb. Diese wiederum leitet die Benutzerkennung im Zuge der Authentifizierung an eine Backendsoftware eines Elektromobilitätsdienstleisters; vor ihr bekommt die Backendsoftware für den Ladeinfrastrukturbetrieb zurückgemeldet, ob der Nutzer für die Ladeeinrichtung autorisiert ist. Sollte der Nutzer autorisiert sein, so wird die Backendsoftware für den Ladeinfrastrukturbetrieb den entsprechenden Konnektor der Ladeeinrichtung entriegeln bzw. eine zwischen der Ladeeinrichtung und dem Elektrofahrzeug zu initiiierende Ladesitzung freigeben. In einer Ladesitzung eines Mitarbeiter-Pkw oder eines Besucher-Pkw würde sicherlich die größtmögliche zur Verfügung stehende Ladekapazität wahrgenommen; bei Bedarf ist die Ladeleistung an diesen Ladeeinrichtungen für die Dauer eines Ereignissignals zur Lastreduzierung zu beschränken. Da ohne eine Besucheranmeldung kaum vorherzusehen ist, wann Besucher-Pkw zum Laden abgestellt werden und wie lange sie an der Ladeeinrichtung kontaktiert bleiben, unterliegen etwaige die Ladevorgänge bei Besucher-Pkw nicht der optimierenden Einsatzplanung eines Flexibilitätsvermarkters. Vielmehr wird durch die Authentifizierung und die Autorisierung einer Ladesitzung erreicht, dass entsprechende Ladevorgänge vom Elektromobilitätsdienstleister gegenüber dem Nutzer abzurechnen sind. Die Dauer der Ladesitzung und die geladene Strommenge werden in einem sogenannten Ladedatensatz (CDR) an den Elektromobilitätsdienstleister übermittelt, welcher die RFID-Ladekarte an den Nutzer ausgegeben hat.

Referenzarchitektur zur Flexibilitätsvermarktung

Die Softwarelandschaft bei einem kleinen oder mittleren Elektrizitätsversorgungsunternehmen für den Betrieb eines virtuellen Kraftwerks und das Geschäftsfeld der Direkt- und Flexibilitätsvermarktung umzustellen, ist eine immense Integrationsaufgabe. Die in Abbildung gezeigte Zielarchitektur lässt sich in die Fernwirktechnik sowie dezentrale Prozesstechnik, zentrale Intelligenz und das Management der Portfolios unterteilen (vgl. Albersmann et al. 2016). Unter dem Fernwirken wird die Übermittlung von Messdatenwerten und Befehlswerten an räumlich entfernte Anlagen verstanden. Die Signalübersetzung und die Übermittlungswege können dabei einen oder mehrere Orte überspannen. Zu den in der Fernwirktechnik eingesetzten Kommunikationsmittel gehören ein Endpunkt an einem zentralen Leitsystemstandort, möglicherweise zwischenliegende Übermittlungsstationen bis hin zu den Endpunkten am entfernt gelegenen Anlagenstandort sowie die signalumsetzenden Steuerboxen. Mitunter können die Steuerboxen in den Endpunkt am entfernt gelegenen Anlagenstandort integriert werden. Zur dezentralen Prozesstechnik zählen die Feldgerätesteuerung oder Anlagenleittechnik mit ein- und ausgehenden Daten von den Anlagenteilen und deren Aggregaten sowie falls erforderlich die Schaltgeräte, Messgeräte, Messumformer, etc. Die dezentrale Prozesstechnik beschränkt sich nicht nur auf

Stromerzeugungsanlagen, sondern schließt auch Verbraucher- und Speicheranlagen ein. Je nach Bedarf lassen sich zum Beispiel Pumpenanlagen von Trinkwasser- und Abwasserwerken in ihrem Fahrverhalten beeinflussen. Auf der einen Hand sollte die Steuerungshoheit aus Gründen der Versorgungssicherheit beim Wasserwerk verbleiben. Auf der anderen Hand sind Einschätzungen zum erwarteten Fahrverhalten der Pumpenanlage wie zum Beispiel durch den im Feld prognostizierten Trinkwasserbedarf höchst relevant für die zentral durchgeführte Einsatzoptimierung. Die Kommunikationsprotokolle und Datenfeldlisten für die Übermittlung von Messdatenwerten und Befehlswerten sowie die ergänzende Übermittlung von solchen Bedarfsinformationen sind heutzutage nicht hinreichend standardisiert. Selbst die zum Beispiel bei Biogasanlagen gängigen Kommunikationsprotokolle wie IEC 60870-5-101/104, IEC 61850 oder OPC UA belassen sehr viele Freiheitsgrade in Bezug auf die Adressierung von Datenfeldern. Standardisierte Datenfeldlisten wie zum Beispiel VHPReady sind noch nicht allzu weit verbreitet und berücksichtigen zudem nicht jene für die Einsatzoptimierung vor allem von Verbrauchsanlagen wertvollen Bedarfsinformationen. Mithilfe intelligenter Messsysteme ist zwar im Gegensatz zur Fernwirktechnik eine verzögerungsarme Ansteuerung unmöglich, jedoch wird die mögliche Reaktionszeit im Minutenbereich beim Einsatz in virtuellen Kraftwerken in aller Regel ausreichen. Ungeachtet dessen sind sie bei Anlagen im Bereich von Privathaushalten sowie kleinen und mittleren Gewerbebetrieben verpflichtend einzubauen, werden sie für den Betrieb eines virtuellen Kraftwerks zu verhältnismäßig geringen Kosten zu erschließen sein und es würde mit der CLS-Schnittstelle (Controllable Local System) eine Standardisierung für die sichere Übertragung von Steuer- und Schaltbefehlen erreicht. Damit können intelligente Messsysteme die Fernwirktechnik und spezielle Steuerboxen zukünftig überflüssig machen. Aufgrund der zukünftigen Verbreitung von Elektrofahrzeugen bei Privathaushalten dürften vermehrt die sogenannten Wallboxen hinter einer CLS-Schnittstelle in ein virtuelles Kraftwerk einbezogen werden können. Dies darf allerdings nicht darüber hinwegtäuschen, dass Wallboxen im nichtöffentlichen Raum und insbesondere Ladesäulen im öffentlichen Raum gewöhnlich mittels des Open Charging Point Protocol (OCPP) transaktionsbasierend angesteuert werden. Hingegen beispielsweise Biogasanlagen typischerweise über Leistungssollwertbefehle angesteuert werden – die Feldgerätesteuerung versucht die im Feld gemessene Istleistung an die anliegende Sollleistung anzunähern, kann das Laden eines Elektrofahrzeugs als ein Vorgang gestartet und gestoppt werden.

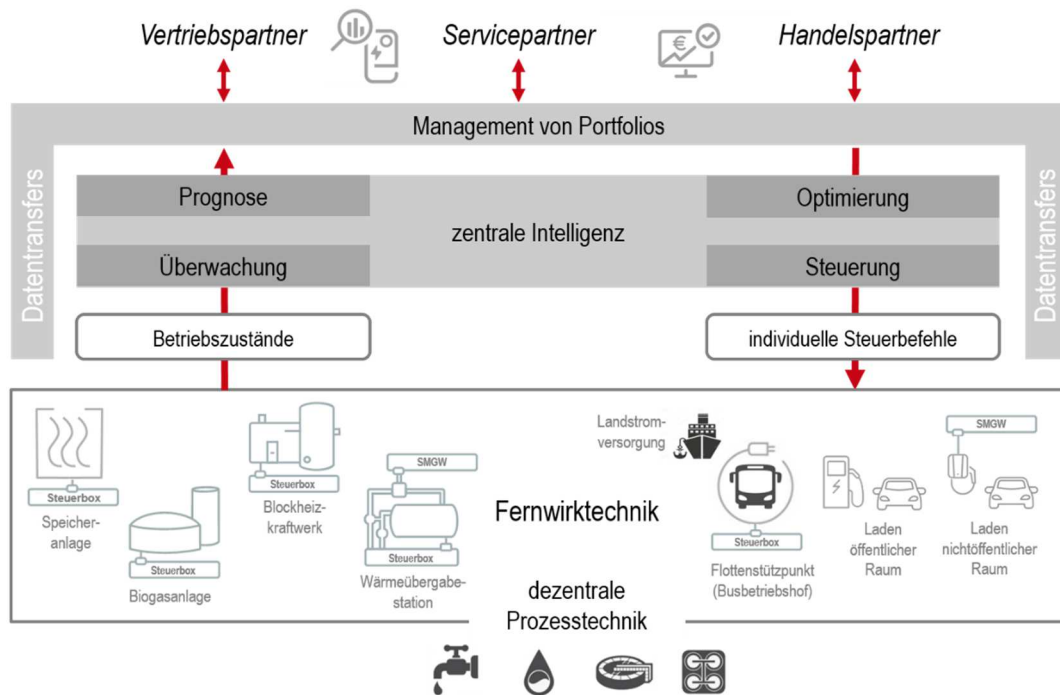


Abbildung23: IT-Architektur für den Betrieb eines virtuellen Kraftwerks

Den Kern der Zielarchitektur für den Betrieb eines virtuellen Kraftwerks stellt die zentrale Intelligenz dar, bei welcher in Messwertrichtung die Überwachung und Prognose sowie in Befehlsrichtung die Optimierung und Steuerung modular zusammenkommen. Da Komplettlösungen am Markt derzeit kaum erhältlich sind oder eine Komplettablösung in gewachsenen Softwarelandschaften oftmals hohen Abschreibungsaufwand respektive Neubeschaffungsaufwand und Migrationsaufwand mit sich bringt, bedarf es einer Abstimmung der einzelnen Softwareanwendungssysteme.

Das Modul zur Überwachung stützt sich auf den von den Anlagen übermittelten Status- und Messdaten. Unter den Statusdaten sind Meldungen über eine Bereitschaft der an die Feldgerätesteuerung angeschlossenen Mess- und Schaltgeräte sowie Meldungen über den Verbindungsstatus an sich zu verstehen. Die Messdaten sind ganz einfach die Prozesswerte wie zum Beispiel der tatsächliche Speicherstand eines Wärmespeicheraggregats, etc. Im Überwachungsmodul fließen die rohen Prozesswerte bei Bedarf in eine formelgestützte Berechnung von Betriebszuständen und Kennzahlen ein. Dies mag durchaus eine Aggregation/Vergrößerung von solchen Prozesswerten aus dem Sekunden-/Minutenraster in ein Viertelstundenraster ausmachen.

Das Prognosemodul wird dafür verwendet, den Lastgang bei Endverbrauchern vorherzusagen, bei denen keine direkte Lastkontrolle ausgeübt werden kann. Ebenfalls wird es althergebracht dazu gebraucht, den Einspeisegang bei nicht-steuerbaren Erzeugungsanlagen vorherzusagen. Darüber hinaus sollte das Prognosemodul beispielsweise eben auch das Bedarfsprofil einzelner mit Wärme zu versorgender Übergabestationen herleiten können; gerne auch das aggregierte Bedarfsprofil für ein Wärmenetzsegment. Die Grundlage für das Prognosemodul sind zum einen die historische Zählerstandentwicklung aus dem Zählerdatenmanagementsystem oder die Kurvendaten der tatsächlichen Lastgänge und Einspeisegänge aus dem Energiedatenmanagementsystem. Doch es liefert nicht allein zu prognostizierende Energiewerte, sondern insbesondere auch prognostizierte Marktpreise. Diese wiederum haben überwiegend Prognosedaten über das Wetter oder die Meldungen zu Kraftwerksausfall und so weiter zur Grundlage, welche zumeist von außenstehenden

Datenlieferanten stammen. Alternativ können auch fertig prognostizierte Marktpreise von solchen Datenlieferanten bezogen werden.

Das Optimierungsmodul arbeitet auf Basis von techno-mathematischen Einsatzplanungsmodell. Mit einem Optimierungslauf werden neben den Handelsempfehlungen auch Einsatzempfehlungen generiert. Beispielsweise sollten Anlagen dann Strom erzeugen, wenn die Nachfrage nach Strom insgesamt und der Marktpreis dementsprechend hoch sind. Die Einsatzempfehlungen äußern sich als vorläufige Anlagenfahrpläne, die mit den Handelsaufträgen im Einklang stehen. Mit anderen Worten es werden genau solche Energiemengen gehandelt, wie sie auch gemäß vorläufiger Anlagenfahrpläne im Rahmen des gewöhnlichen Anlagenbetriebs zu erzeugen bzw. zu verbrauchen sind. Es ist herauszuheben, dass das Optimierungsmodul eine bestimmte Lieferviertelstunde betreffend mehrere Optimierungsläufe tätigen kann. Somit bringt das Optimierungsmodul insbesondere solche Einsatz- und Handelsempfehlung neu hervor, die auf Vorgaben eines vorangegangenen Anlagenfahrplans bzw. dem bisher getätigten Handelsgeschehen beruhen.

Die Einsatzempfehlungen werden durch das Steuerungsmodul als Anlagenfahrpläne übernommen. Es ist im Steuerungsmodul ersichtlich, mit welcher Leistung eine Anlage optimal gefahren werden soll und wie viel Leistung sie dann noch vorhält. Eine vorgehaltene Leistung kann prinzipiell zur Erbringung von Regelenergie oder auch zur Verminderung von Fahrplanabweichungen eines Pools von Anlagen eingesetzt werden. Ein Steuerungsmodul reicht von der Ebene von Anlagenpools bis auf die Ebene einzelner Anlagen. Die Ansteuerung einer Anlage sollte mit dem Steuerungsmodul vollständig automatisiert vorgenommen werden können. In aller Regel wird eine einzelne Anlage dabei gemäß einem vorliegenden Anlagenfahrplan angesteuert. Dazu besitzt das Steuerungsmodul einen Zeitgeber. Beispielsweise kann im Übergang von einer Viertelstunde zu einer nächsten Viertelstunde auf eine andere Fahrplanleistung umgesteuert werden. Über dies werden vom Steuerungsmodul die an Anlagenpools gerichteten Abrufereignisse verarbeitet. Während solch einer Abrufverarbeitung mag die anteilige Abrufleistung mit der fahrplanmäßigen Leistung einer Anlage verrechnet werden.

Aus den im Optimierungsmodul generierten Handelsempfehlungen werden schließlich Handelsaufträge gebildet. Bei den Handelsempfehlungen ist es klar ersichtlich, in welchem Zeitbereich ausgehend von einer einzelnen Anlage welche Strommenge zu handeln ansteht. Die Handelsaufträge dagegen beziehen sich auf konkrete Stromhandelsprodukte und bestimmte Regelzonen. Selbstredend kommen im Betrieb eines virtuellen Kraftwerks in den Handelsaufträgen demnach die zu handelnden Strommengen diverser Anlagen zusammen. Es mag auch vorkommen, dass bezogen auf ein Stromhandelsprodukt bei einer einzelnen Anlage eine Strommenge zu kaufen und bei anderen Anlage eine Strommenge zu verkaufen ansteht. Insoweit es mit einem Handelspartner vereinbart ist, heben sich diese bei einzelnen Anlagen zum Kauf/Verkauf empfohlenen Strommengen bei einer Zusammenlegung auf. Zwecks späterer Abrechnung muss es vermeintlich im Rahmen eines Fahrplanmanagementsystems festgehalten werden, welche Strommenge anteilig für welche Anlage zu welchem Preis gehandelt worden ist. Beim Management von Portfolios ist auch dann ein Preis festzustellen, selbst wenn sich die zum Kauf/Verkauf empfohlenen Strommengen gegenseitig aufgehoben haben.

In einem deregulierten Energiemarkt findet zwischen unterschiedlichen Versorgungsunternehmen eine Marktkommunikation statt. Darunter sind hauptsächlich die Kommunikationsvorgänge zu verstehen, die dafür notwendig sind, dass Letztverbraucher wie Privathaushalte, kleinere und

mittlere Gewerbeunternehmen ihren Stromlieferanten frei wählen können. Es handelt sich dabei um den Austausch von Informationen zwischen den Energieversorgern, den Messstellenbetreibern sowie den Netzbetreibern. Die Messstellenbetreiber beispielsweise treten als ein Servicepartner der Energieversorger in Erscheinung. Entscheidend für den Betrieb eines virtuellen Kraftwerks ist es, die von Messstellenbetreibern erfassten Informationen entgegenzunehmen, die Kurvendaten der im virtuellen Kraftwerk behandelten Anlagen zu extrahieren und ins Energiedatenmanagementsystem einzuspielen. Diese Vergangenheitsdaten werden dann im Prognosemodul als ein Einflussfaktor für Energiebedarfsprognosen verwendet. Umgekehrt verlangen die Verteilnetzbetreiber als Servicepartner, dass die Energieversorger im Rahmen ihrer Bilanzkreisverantwortung am Vortag möglichst genaue Prognosen auf Viertelstundenbasis zu den Absatzmengen und den abzuwickelnden Handelsgeschäften.

Ergänzend werden für den Betrieb eines virtuellen Kraftwerks auch Wetterinformationen über prognostizierte Außentemperaturen, Sonneneinstrahlungen und Windgeschwindigkeiten zu beziehen sein, mit welchen sich zum Beispiel die Güte von Bedarfs- oder Absatzprognosen steigern lässt. Solche grundlegenden Wetterprognosedaten können neben Ankündigungen über den Ausfall gewisser Kraftwerkskapazitäten und so fort mitbestimmend für die Güte eigener Prognosen über die Markträumungspreise im Auktionshandel sein. Es bleibt auch die Möglichkeit unbenommen, fremd angefertigte Markträumungspreisprognosen zu verwenden. Es ist dafür zu sorgen, dass die Informationen sämtlicher Datenlieferanten zur rechten Zeit aktualisiert abgerufen und in Form von Zeitreihen oder in Mitteilungsform für das Prognose- und/oder Optimierungsmodul verfügbar gemacht werden.

Wirkketten Flexibilitätsmanagement

Zur Einbeziehung des Flottenstützpunkts in die Flexibilitätsvermarktung ist vorauszusetzen, dass zumindest die Ladeeinrichtungen für die gewerblich genutzten Fahrzeuge bei einer Backendsoftware für den Ladeinfrastrukturbetrieb aufgeschaltet sind. Entlang solch einer Aufschaltung können die Ladeeinrichtungen eben einer solchen Backendsoftware Informationen über die Ladesitzungen sowie Status- und Fehlerinformationen mitteilen. Als eine Statusinformation wird eine Ladeeinrichtung dementsprechend mitteilen, ob die Konnektoren grundsätzlich betriebsbereit sind und ob ein Fahrzeug bei einem der Konnektoren kontaktiert ist. Auf Anforderung durch die Ladeeinrichtung kann die zentrale Backendsoftware Informationen zur Autorisierung eines Nutzers bereitstellen. Die Backendsoftware kann einen Konnektor entsperren, Ladesitzungen starten und stoppen sowie eine maximale Ladeleistung setzen. Typischerweise wird für diese Kommunikation zwischen der Ladeeinrichtung und der Backendsoftware das Anwendungsprotokoll OCPP (Open Charging Point Protocol) in der Fassung OCPP 1.5 oder OCPP 1.6 unterstützt. Mit Hilfe dieses Anwendungsprotokolls kann die Backendsoftware aus der Ferne das Laden starten und/oder das Laden beenden. Indem die Backendsoftware während des Ladens die maximale Ladeleistung verändert, kann sie die Ladeleistung im Verlauf des Ladens beeinflussen. Eigentlich ist eine Backendsoftware für den Ladeinfrastrukturbetrieb nicht dazu gemacht, allzu sehr in den Ladeverlauf einzugreifen.

Hingegen wird durch die Leitsystemsoftware im Rahmen des Betriebs eines virtuellen Kraftwerks für jeden Konnektor der Ladeeinrichtungen ein Ladefahrplan verfolgt. Ebenso wie Anlagenfahrplan enthält ein solcher Ladefahrplan Leistungswerte in einem Raster von Viertelstunden. Die Leitsystemsoftware bringt einen Ladefahrplan dadurch zur Ausführung, dass es bei einer Fahrplanaktualisierung oder bei einer Wertveränderung zu Beginn einer nächsten vollen

Viertelstunde versucht, den betreffenden Konnektor auf die fahrplanmäßige Leistung zu bringen. Grundsätzlich wird also der vorliegende fahrplanmäßige Leistungswert hergenommen und gegenüber der Backendsoftware für den Ladeinfrastrukturbetrieb als Leistungssollwert befehligt. Gleichzeitig arbeitet die Leitsystemsoftware auch Ereignissignale zur Lastreduktion an bestimmten Netzknoten ab. Sollte der das Ereignissignal der Netzleitsystemsoftware des Verteilnetzbetreibers danach verlangen, wird der Leistungssollwert also ausgehend vom fahrplanmäßigen Leistungssollwert weiter herabgesetzt. Der Leistungssollwert wird von der Backendsoftware für den Ladeinfrastrukturbetrieb entgegengenommen und zu einem Stellwert für die maximale Ladeleistung überführt. Dem liegt die Idee zugrunde, dass in der Ladesitzung stets die maximale Ladeleistung ausgeschöpft wird. Wird die maximale Ladeleistung demnach auf einen Leistungswert herabgesetzt, der unterhalb der regulär zur Verfügung stehenden Ladekapazität liegt, so verläuft die Ladesitzung mit einer gedrosselten Ladeleistung weiter, wie sie von der Leitsystemsoftware im Betrieb des virtuellen Kraftwerks angestrebt ist.

Im Arbeitspaket 2.3 war es vorgesehen, eine Kopplung der Leitsystemsoftware für den virtuellen Kraftwerksbetrieb mit der CPO-Backendsoftware vorzunehmen. Ziel war es, dass im Ergebnis einer optimierenden Einsatzplanung für einen Flottenstützpunkt seitens der Leitsystemsoftware Ladefahrpläne mit Viertelstundenwerten verfolgt werden können und die Soll-Leistungswerte von der Leitsystemsoftware gegenüber der CPO-Backendsoftware vorgegeben werden.

Bei den meisten Flottenstützpunkten gibt es neben dem Betrieb zur Abstellung und Disposition von Fahrzeugen auch einen Büro- und Verwaltungsbetrieb und/oder den Betrieb einer Fahrzeugwerkstatt. Die Ladeeinrichtungen am Flottenstützpunkt für die gewerblich genutzten Fahrzeuge stehen praktisch einem geschlossenen Nutzerkreis zur Verfügung. Wohlgemerkt mag es an einem Flottenstützpunkt zusätzlich Ladeeinrichtungen für das Laden von Fahrzeugen der Mitarbeiter oder Besucher geben, die somit grundsätzlich einem offenen Nutzerkreis zur Verfügung stehen. Jedoch entfällt in aller Regel ein kleiner Anteil der Gesamtverbrauchsleistung auf das Laden von Elektrofahrzeugen; den größeren Anteil an der Gesamtverbrauchsleistung machen sodann der Büro- und Verwaltungsbetrieb, ein Werkstattbetrieb und so weiter aus.

Um einen Interessenkonflikt zwischen dem Aggregator und dem Stromlieferanten zu vermeiden, ist davon auszugehen, dass eine Flexibilitätsvermarktung im Hinblick auf den Gesamtstromverbrauch des Flottenstützpunkts ausgeübt wird. Das heißt, der Flexibilitätsvermarkter führt eine optimierende Einsatzplanung für den Flottenstützpunkt als Großes und Ganzes durch. Dabei sind die übrigen Verbrauchsleistungen des Büro- und Verwaltungsbetriebes sowie des Werkstattbetriebes und Weiteren als nicht flexibel anzunehmen; immerhin dürften diese übrigen Verbrauchsleistungen für den Flexibilitätsvermarkter gut prognostizierbar sein. Aufgrund der Tatsache, dass seine Prognoseverfahren den Stromverbrauch in übrigen Verbrauchsbereichen isoliert vom Stromverbrauch über die Ladeeinrichtungen betrachten lassen, mag ein Flexibilitätsvermarkter eine höhere Prognosegüte erreichen als ein Stromlieferant ohne Aufschluss über den Stromverbrauch der Ladeeinrichtungen. Wenngleich die Ladeeinrichtungen und die übrigen Verbrauchsbereiche allesamt Gegenstände der Einsatzplanung sind und in einem Einsatzplanungsmodell abgebildet sind, ist lediglich die Durchführung von Ladevorgängen für den Flexibilitätsvermarkter flexibel handhabbar und ansteuerbar.

Gegenwärtig bestehen die Anlagenportfolios von Flexibilitätsvermarktern hauptsächlich aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung im Kontext einer Biogaserzeugung. Vermeintlich werden für solche

Biogasanlagenkontexte recht einfach gehaltene Einsatzplanungsmodelle verwendet. Ohne näher über die Einfachheit der Einsatzplanungsmodelle zu spekulieren, lässt sich sagen, dass Flexibilitätsvermarkter eher auf der Erzeugungsseite bekümmert sind und sich die zu vermarktenden Anlagen zumeist in ihrer kompletten Erzeugungsleistung kontrollieren lassen. Demgegenüber ist das Einsatzplanungsmodell für einen Flottenstützpunkt hinsichtlich der übrigen Verbrauchsbereiche und die Einbindung geeigneter Prognoseverfahren ziemlich individuell auszugestalten. Im direkten Vergleich zwischen der Flexibilitätsvermarktung für einen Biogasanlagenkontext und der Flexibilitätsvermarktung für einen Flottenstützpunkt steht der Aufwand für die Modellerstellung und die Durchführung der optimierenden Einsatzplanung in einem ungünstigeren Verhältnis zur vermarkteten Leistung, die einer direkten Kontrolle des Flexibilitätsvermarkters unterliegt. Im Durchschnitt aller Biogasanlagenkontexte in Deutschland liegt die installierte Leistung bei rund 700 kW. Doch nicht jeder Biogasanlagenkontext eignet sich für eine Flexibilitätsvermarktung - die kleineren Biogasanlagenkontexte für eine Eigenversorgung mit Wärme und Strom und/oder zur Versorgung im räumlichen Zusammenhang sind sicherlich auszunehmen. Innerhalb des Anlagenportfolios eines Flexibilitätsvermarkters dürfte die zu vermarktende Leistung bei den Biogasanlagenkontexten im Durchschnitt sicherlich zwischen 1,0 MW und 1,5 MW betragen. Bei einem Flottenstützpunkt mit einer Ladeleistung von vielleicht 12 kW pro Ladeeinrichtung und einer Gesamtzahl von 50 Ladeeinrichtungen zeigt sich eine zu vermarktende Leistung von 600 kW. Demnach liegt ein Flottenstützpunkt in absoluter Höhe der zu vermarktenden Leistung eher am unteren Ende dessen, was sich erträglich in ein Anlagenportfolio aufnehmen lässt.

Im Übrigen wird es nach einem Aufbau von Ladeeinrichtungen an einem Flottenstützpunkt auch ohne Flexibilitätsvermarktung gelingen, die Netzkosten beizubehalten - mit anderen Worten durch den Stromverbrauch über die Ladeeinrichtungen auf Jahressicht keinen höheren Spitzenverbrauchswert als vor der Nutzung von Ladeeinrichtungen zu bekommen. An einem Flottenstützpunkt mit Büro- und Verwaltungsbetrieb und/oder Werkstattbetrieb wird der Spitzenverbrauchswert gegen Mitte eines Tages erreicht. Gewerblich genutzte Fahrzeuge kehren zumeist zum Feierabend an den Flottenstützpunkt zurück und werden dort über Nacht abgestellt. Maßgeblich halten sich also die gewerblich genutzten Fahrzeuge zur Nacht am Flottenstützpunkt auf. Somit können sie überwiegend in einem Zeitbereich geladen werden, wenn es gehörigen Abstand zu einem Spitzenverbrauchswert gibt. Also lässt es sich durchaus ohne eine optimierende Einsatzplanung eines Flexibilitätsvermarkters verhindern, dass durch die Nutzung der Ladeeinrichtungen bzw. das Laden von Elektrofahrzeugen ein höherer Spitzenverbrauchswert aufgeworfen wird. In aller Regel dürfte dazu einfach geartete Einstellung/Programmierung von Stations- und Ladereglern genügen.

Es ist anzumerken, dass es für den Flottenstützpunkt möglich ist, bei den Ladeeinrichtungen bei den Stellplätzen für die gewerblich genutzten Fahrzeuge auf eine Aufschaltung zu einer Backendsoftware eines Ladeinfrastrukturbetreibers zu verzichten. Für das betriebliche Lastmanagement würde dann keine übergeordnete Stelle verantwortlich zu machen sein, sondern es würde sich aus der Einstellung/Programmierung der Stations- und Laderegler ergeben.

Zwischenaggregation

Um im Rahmen der Flexibilitätsvermarktung wirtschaftlich erfolgreich aktiv sein zu können benötigt es einiger Grundvoraussetzungen. Wichtigste hierbei ist die minimale und deren blockweise gestufte vermarktbare Leistung. Diese liegt bei 100 kW gem. der Trading Regeln der EPEX (*Trading at EPEX SPOT*). Für eine gesicherte Flexibilität von 100 kW im Rahmen von 22 kW Ladepunkten würden allein

im günstigsten Fall mindestens 5 Ladepunkte unter Volllast benötigt, an denen die gesicherte Standzeit der ladenden Fahrzeuge über einen monetär signifikant volatilen Zeitraum hinausgeht. Die Ergebnisse der Analyse der theoretischen monetären Potentiale bei Verschiebung der Ladezeiten innerhalb der Standzeiten wird im Kapitel 2.1.4 beschrieben. Hier sei im Rahmen der Zwischenaggregation auf die Notwendigkeit eines Poolings von Ladeinfrastrukturen verwiesen, da eine einzelne Ladesäule keine ausreichend gesicherte vermarktbare Leistung zur Verfügung stellen kann. Dies liegt insbesondere auch an den schwerlich einzeln prognostizierbaren Ladezuständen der Fahrzeuge, die ihrerseits z.B. für ein batterieschonendes Ladeverhalten ein eigenes bordinternes Lademanagement ausführen. Als Quintessenz lässt sich festhalten, dass ein Vielfaches an installierter Leistung an Ladeinfrastruktur benötigt wird, um überhaupt in einen Korridor vermarktbaren Leistung zu kommen und dass davon wiederum ein Vielfaches benötigt wird um wirtschaftlich den Betrieb von Steuerungselementen, Hard- und Software sowie gut ausgebildetem Personal gewährleisten zu können und dann noch immer einen signifikanten monetären Vorteil an den Standortpartner oder den Elektromobilisten ausschütten zu können. Bisher hat sich am Markt noch kein Aggregator gefunden, der die notwendige Anzahl Ladeparks hat vereinen können, um in diesem Geschäftsfeld aktiv werden zu können.

2.1.3 Entscheidung für OpenADR

Im Zentrum des energiemarktoptimierten Ladens steht die eigens entwickelte Leitsystemlösung HYPE. Dafür werden teils lizenzpflichtige Softwarebibliotheken verwendet werden, aber es sind keine Softwarelizenzen von Drittanbietern erforderlich. In einer hochintegrierten Optimierungslösung steht dem auf Basis des selbst lizenzierten ProCom BoFiT mit bewährten Modellschablonen ein Werkzeug für Einsatzplanungsmodelle zur Verfügung, dessen Lizenz die Vermarktung von Anlagen Dritter erlaubt. Des Weiteren existieren Hilfswerkzeuge für die Automatisierung des Anlegens von Einsatzplanungsmodellen und deren Pflege. Ein Kundenportal mit Diagrammen auf gemessenen und/oder berechneten Daten, Zustandsanzeige über schematische Darstellung der Anlage, manueller Fahrplaneingabe, Ankündigung von Anlagenwartung/Übersicht von Betriebszeiten ermöglicht die Interaktion mit Anlagenbetreibern und damit im Falle der Elektromobilität den CPOs. Es existieren Hilfswerkzeuge für ETL-Prozesse (Extraktion, Transformation, Ladung) zum Abruf bei Datenlieferanten, Wandlung und Auswertung von abgerufenen Daten sowie dem dynamischen Datenimport (von z.B. EEX, regelleistung.net, netztransparenz, PricelT, Wattsight, Thomson Reuters, Meteogroup, ENTSO-E) oder zur Bedatung in den Schnittstellen zu den Umsystemen wie Fahrplanmanagement und Portfoliomanagement, sowie zur Festlegung von Gebotsstrategien und der Platzierung von Regelleistungsangeboten sowie zur Übernahme von Preisinformationen und der Bestellung von Energiemengen zum Kauf/Verkauf. Das CPO-Backend der Stromnetz Hamburg GmbH ermöglicht die Authentifizierung und ein einfaches manuelles Lademanagement.

Gesucht wird die Ausprägung einer Schnittstelle zwischen CPO-Backend und Einsatzoptimierung. Diese benötigt die Möglichkeit zur Übertragung von Betriebszustandsinformationen der Ladesäulen sowie weiterer energiewirtschaftlich relevanter Betriebshofinformationen und einer Rückgabe von optimierten Ladekurven.

Der Kommunikationsstandard OpenADR beschreibt ein Datenaustauschformat. Es wurde im Hinblick auf eine mögliche Beeinflussung der Endkundenseite durch Preissignale entwickelt. Durchaus verbreitet wird es bis dato in der Version 2.0 im US-amerikanischen Raum ausgehend von den Energieversorgungsunternehmen im Rahmen von ihren Demand-Response-Programmen verwendet. Im US-amerikanischen Raum sind überwiegend Energieversorgungsunternehmen vorzufinden, die hinsichtlich des Verteilnetzbetriebs und des Energievertriebs vertikal integriert sind. Ein Demand-Response-Programm bedeutet, dass ein solch integriertes Energieversorgungsunternehmen Vereinbarungen mit Letztverbrauchern getroffen hat, auf deren Grundlage die Verbrauchsleistung auf die Erzeugungsleistung angenähert werden kann. Die Letztverbraucher willigen bei einem Demand-Response-Programm ein, ihr Verbrauchsverhalten bei gegebenen Aufforderungen oder preislichen Anreizen so anzupassen, dass die gebotene Verbrauchsleistung eingehalten werden kann. Mit Nachrichten über einen Ereignisdienst kann beispielsweise eine Aufforderung zu einer Lastkappung oder dynamische Preisanreize signalisiert werden. Über den Berichtsdienst können mit Nachrichten passend zu den Ereignissignalen entsprechende Leistungsmessdaten von der Endkundenseite her berichtet werden.

OpenADR beschreibt Aufbau und Inhalt von Nachrichten in einem XML-Format. Es gibt XML-Schemavorgaben für einzelne Nachrichtentypen. Es gibt zum Beispiel Nachrichten für das Signalisieren variabler Strombezugspreise sowie die Übermittlung von Messdaten zum Stromverbrauch. Darüber hinaus sind Nachrichten dafür vorgesehen, zu einer Reduzierung des

Stromverbrauchs aufzurufen und weitere. Es ist freilich möglich, dass sich Endkunden an einem solchen Aufruf zur Abschaltung von Endgeräten nicht beteiligen möchten. Dann können sie mit einer entsprechenden Nachricht auf einen solchen Aufruf reagieren und den Teilnahmestatus anzeigen. Daneben wird in OpenADR die Interaktion zwischen Aggregator/Lieferant und seinen Endkunden beschrieben. Diesbezüglich wurde in OpenADR ein Top-Down-Ansatz gewählt, der über- sowie untergeordnete Aggregationsknoten (engl. sogenannte Virtual Top Nodes, VTN) und Knoten von Endverbrauchern (engl. sogenannte Virtual End Nodes, VEN) und jeweils übergeordneten Knoten beschrieben. Der VTN verwaltet selbständig die Kommunikation mit dem VEN; diese kann entweder mittels Anfragen über eine direkte HTTP-Verbindung zwischen VEN und VTN oder mit sogenannten Stanzas über zwei separate Verbindungen von VEN und VTN zu einem gemeinsamen XMPP-Server geschehen. Die ausgetauschten OpenADR-Nachrichten werden in einer lokalen Datenbank gespeichert und je nach Typ über Webservices (WSDL, für Fahrpläne etc.) oder Java Message Service (JMS, für Messdaten und Abrufe) inhaltlich an das DR-NOC weitergegeben.

In einer XML-Notation werden Nachrichten genutzt, um Demand Response Ereignisse wie preisliche Varianzen oder geforderte Verbrauchsreduzierungen anzukündigen bzw. nach erfolgten Ereignissen entsprechende Messdaten abzurufen. Es ist jederzeit möglich, die Verfügbarkeit oder auch Nichtverfügbarkeit einer Anlage ad hoc anzuzeigen. Es wird dabei sowohl die Nachrichtenstruktur als auch die Interaktionsfolge in einem Top-Down Ansatz bestehend aus sogenannten virtuellen Endknoten (Virtual End Nodes, VEN) und jeweils übergeordneten Knoten (Virtual Top Nodes, VTN) beschrieben. Dabei kann eine VEN auch wieder eine VTN sein, sollte sie weitere VENs ansteuern können: verschiedene Kommunikationsarchitekturen sind möglich (Herberg, Mashima, Jetcheva, & Mirzazad-Barijough, 2014).

Auf Basis der in einer Evaluation erfolgten Bewertung wurde für das ELBE-Projekt die Nutzung von OpenADR empfohlen. Insbesondere die Möglichkeit zur modifikationsfreien Umsetzung aller Anforderungen und die freie Verfügbarkeit von Referenzimplementierungen gaben hier den Ausschlag.









































<div> <div>  Anforderung vom Standard direkt abgedeckt </div> <div>  Anforderung vom Standard abdeckbar </div> <div>  Ergänzungen zum Standard benötigt </div> <div>  Erhebliche Anpassungen des Standards benötigt </div> <div>  Derzeit mit dem Standard nicht abbildbar </div> </div>						
Format	Preis- informationen	Lastgang- prognosedaten	Flexibilitäts- angebot	Flexibilitäts- abruf	Verfügbarkeit	Messdaten
EDIFACT						
CIM						
FlexOffer						
OpenADR						
VHP-Ready						
OSGP						

Tabelle 1 Bewertung von Kommunikationsstandards

Die Abbildung 24 zeigt ein Sequenzdiagramm für die Registrierung eines Ladeinfrastrukturbetreibers als Programmteilnehmer in Bezug auf Maßnahmen zur Reduzierung von Netzlast beim Netzbetreiber. Darin wird die Seite des Netzbetreibers von der Seite der Ladeinfrastrukturbetreiber getrennt. Von der Seite der Ladeinfrastrukturbetreiber können mehrere verschiedene Ladeinfrastrukturbetreiber

auf Basis ihrer jeweiligen Backendsoftware an dem Programm des einen Netzbetreibers teilnehmen. Zudem ist es unbenommen, dass ein Ladeinfrastrukturbetreiber auf der Basis einer Backendsoftware in den Programmen einer Mehrzahl verschiedener Netzbetreiber teilnimmt. Vereinfachend wird im Hinblick auf die Registrierungsprozedur die Teilnahme eines Ladeinfrastrukturbetreibers auf Basis seiner Backendsoftware bei einem einzigen Netzbetreiber gezeigt.

Wie angedeutet können sich auf Basis einer gemeinsam genutzten Backendsoftware mehrere Ladeinfrastrukturbetreiber als Programmteilnehmer bei einem einzigen Netzbetreiber registrieren; dies mag sinnvoll sein, wenn die verzeichneten Konnektoren einem oder mehreren Ladeinfrastrukturbetreibern zuzuordnen sind, welche die Backendsoftware als getrennte Mandanten gemeinsam nutzen. Dann ist es gut vorstellbar, dass die über die gemeinsam genutzte Backendsoftware vertretenen Ladeinfrastrukturbetreiber in unterschiedlicher Weise an einem Programm des Netzbetreibers zu Reduzierung der Netzlast teilnehmen möchten.

Es wird schon darauf eingegangen, dass die Backendsoftware eines Ladeinfrastrukturbetreibers für mehrere Mandanten betrieben wird.

Nach Öffnung der Schnittstelle meldet sich der VEN am VTN an, indem die in Abbildung 1 dargestellte Registrierungsprozedur „Handshake“ durchlaufen wird. Dabei werden dem VEN von dem VTN eine Kennzeichnung zuteilt, die Berichtsfähigkeiten gegenseitig ausgetauscht und eventuell bereits veröffentlichte Ereignisse abgefragt.

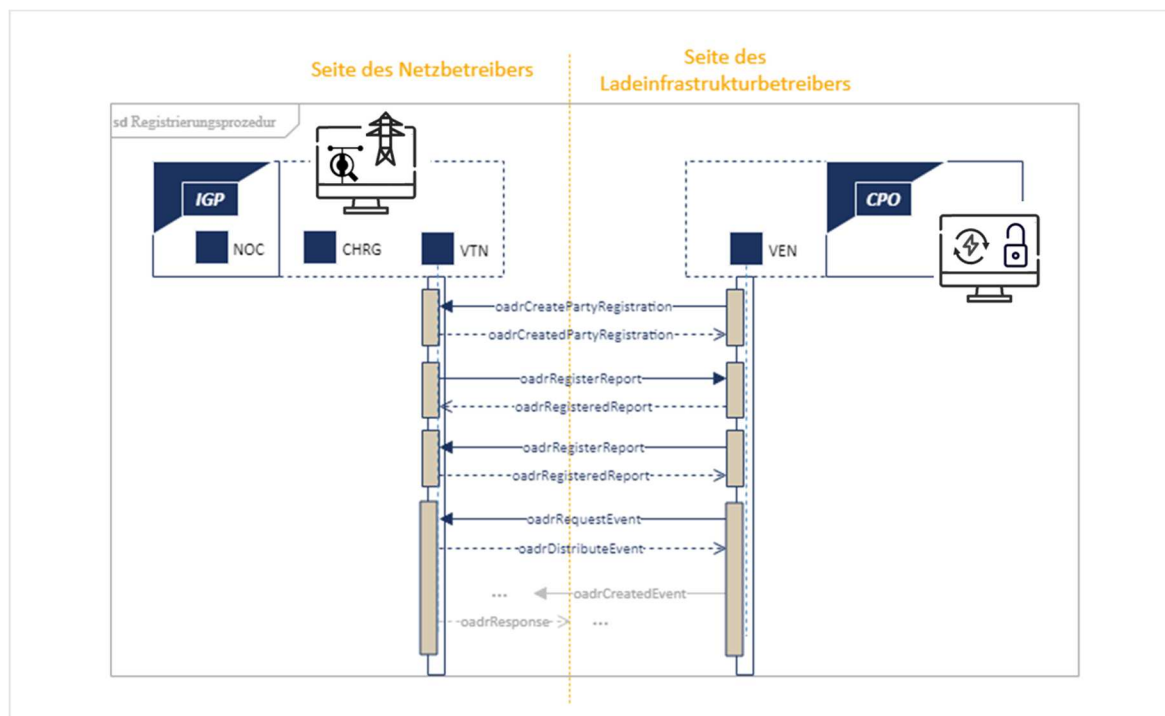


Abbildung 24 Registrierungsprozedur gemäß OpenADR Standard zwischen Netzbetreiber und Ladeinfrastrukturbetreiber

Zum Auftakt einer Registrierungsprozedur des VEN für den Ladeinfrastrukturbetreiber gegenüber dem VTN des Netzbetreibers wird vom VEN an den VTN eine Nachricht vom Typ `Create Party Registration` gesendet.

In Auflistung 1 wird eine Beispielnachricht für die Registrierung eines VEN gegenüber dem VTN gezeigt. In der Tat geht es bei der dargestellten Anforderung um die Registrierung als

Kommunikationsteilnehmer. Es ist nicht zwingend vorauszusetzen, dass der Netzbetreiber und der Ladeinfrastrukturbetreiber im Vorherein eines Austausches mittels des Kommunikationsstandards OpenADR voneinander wissen. Doch in aller Regel hat sich ein Ladeinfrastrukturbetreiber auf einem gesonderten Wege für das Programm eines Netzbetreibers zur Reduzierung der Netzlast vorab registriert. So mag der Ladeinfrastrukturbetreiber schon vor der Teilnahme in der Kommunikation zwischen seinem VEN mit dem VTN des Netzbetreibers eine Programmteilnahme mit dem Netzbetreiber ausgehandelt und eine Identifikationsnummer für den Ladeinfrastrukturbetreiber im Rahmen des Programms vereinbart haben. Zum Besten wird im VEN bei der Registrierungsanforderung als eigene Identifikationsnummer die Identifikationsnummer gewählt, welche der Netzbetreiber dem Ladeinfrastrukturbetreiber vorab für die Programmteilnahme zugeordnet hat.

Der Ladeinfrastrukturbetreiber kann sich in die Kommunikation mit dem VTN des Netzbetreibers einklinken, indem über seinen VEN mittels einer Nachricht vom Typ `Create Party Registration` eine Registrierungsprozedur initiiert wird. Mit diesem Nachrichtentyp sendet der VEN eine Registrierungsanforderung an den VTN. Dementsprechend beinhaltet diese Nachricht eine Identifikationsnummer der Anforderung `requestID`. Solch eine Identifikationsnummer wie zum Beispiel `REGR123` wird seitens des VEN erstellt und übermittelt. Eine Identifikationsnummer für die Registrierung des Teilnehmers wird vom VTN generiert und bei der Beantwortung einer Registrierungsanforderung an den betreffenden VEN übermittelt. Ein optionales Nachrichtenelement einer Registrierungsanforderung ist es, eine vorhandene Identifikationsnummer für eine Registrierung anzugeben. Dieses Nachrichtenelement ist dann zu verwenden, wenn der VEN wünscht, eine frühere Registrierung wiederaufzunehmen.

In einer Registrierungsanforderung gibt der VEN seine eigene Identifikationsnummer `venID` und einen Anzeigenamen `oadrVenName` an. Dies ermöglicht seitens des VTN beim Netzbetreiber Zudem wird in einer Registrierungsanforderung angegeben, ob der VEN ausschließlich berichtend an der Kommunikation `oadrReportOnly` teilnimmt. In diesem Beispiel gibt der VEN mit `false` an, dass er nicht bloß Berichtsdaten aussenden wird, sondern auch Steuerungsanforderungen entgegennehmen wird.

Die Beispielnachricht in Auflistung 1 enthält einige obligatorische Nachrichtenelemente.

Es ist gebräuchlich, dass der Name des Profils vom OpenADR Standard `oadrProfileName` aufgeführt wird, unter welchem kommuniziert wird. Auf diese Weise können die jeweils anderen Kommunikationsteilnehmer einschätzen, zu welchem Grad der OpenADR Standard von denjenigen abgedeckt wird, der die Nachricht ausgesendet hat. Da es auszugsweise unterstützt wird, kann beispielsweise seitens des VEN mit 2.0b darauf hingewiesen werden, dass er konform zur Spezifikation des Profils OpenADR 2.0b arbeitet.

Wie schon oben erwähnt, kann für den Transport von Nachrichten zwischen VEN und VTN wahlweise XMPP oder HTTP verwendet werden. Darum ist es gebräuchlich, den Transportmodus `oadrTransportName` ausdrücklich aufzuführen. Mit `simpleHttp` gedenkt der VEN in diesem Beispiel HTTP als Transportprotokoll anzuwenden.

Bei Verwendung von HTTP kann zudem über das Nachrichtenelement `oadrHttpPullModel` angegeben werden, ob ein VEN zyklisch Abfragen an einen VTN stellt oder sich der VEN von einem VTN anfragen lässt. In diesem Beispiel erklärt der VEN mit `true`, dass er in regelmäßigen

Zeitabständen den VTN abfragen wird. Dies bedeutet, dass insbesondere Prozeduren zur Ereignisverteilung oder Berichtsübermittlung vom VEN eingeleitet werden. Es ist anzumerken, dass der VTN für das Aussenden von Ereignissignalen zuständig ist. Das zyklische Abfragen beim VTN macht einen HTTP-Server auf dem VEN überflüssig. Ergänzend kann im Nachrichtenelement angegeben werden, ob die Nachrichten mit einer XML-Signatur versehen sind. Damit würde eine Spezifikation für das XML-Format aufgegriffen, um bestehende digitale Signaturen in XML-Schreibweise nutzen zu können. Sie findet Einsatz in vielen weiterführenden Web-Standards wie etwa SOAP, SAML. In diesem Beispiel wird mit darauf `false` davon abgesehen, eine XML-Signatur in den Nachrichten unterzubringen.

```
<oadr:oadrCreatePartyRegistration ...>
  <pyld:requestID>REGR123</pyld:requestID>
  <ei:venID>DE_HHE</ei:venID>
  <oadr:oadrVenName>HAMBURG ENERGIE GmbH</oadr:oadrVenName>
  <oadr:oadrProfileName>2.0b</oadr:oadrProfileName>
  <oadr:oadrTransportName>simpleHttp</oadr:oadrTransportName>
  <oadr:oadrReportsOnly>false</oadr:oadrReportsOnly>
  <oadr:oadrXmlSignature>false</oadr:oadrXmlSignature>
  <oadr:oadrHttpPullModel>true</oadr:oadrHttpPullModel>
</oadr:oadrCreatePartyRegistration>
```

Auflistung 1 Beispielnachricht für die Registrierung eines Teilnehmers beim Programm zur Lastreduktion

In Auflistung 2 wird eine Beispielnachricht zum Aussenden eines Ereignissignals vom VTN gegenüber einer Mehrzahl von VEN gezeigt. Dies wird verwendet, um Preisanreize zu signalisieren oder eine Aufforderung zur Reduzierung der Netzlast zu geben. Die Verteilung von Ereignissignalen stellt eine Anforderung dar. Über das Nachrichtenelement `requestID` wird darum eine Identifikationsnummer für die Anforderung herausgegeben. Um das ausgesandte Ereignissignal einfach wiederfinden zu können, bietet es sich an, einen Datumszeitstempel in die Identifikationsnummer aufzunehmen. Der VTN des Netzbetreibers gibt seine eigene Identifikationsnummer mit `DE-SNH` unter dem Nachrichtenelement `vtnID` an.

Das mitgeteilte Ereignis steckt in einem Nachrichtenelement `oadrEvent`. Für das Ereignis kann vom VTN über das Nachrichtenelement `oadrResponseRequired` angegeben werden, wie das Antwortverhalten der VEN sein soll. Mit `always` sollen in diesem Beispiel die VEN stets auf das mitgeteilte Ereignis an den VTN antworten. Die näheren Angaben zum Ereignis werden über das geschachtelte Element `eiEvent` gemacht. Diese Schachtelung ist dem Umstand geschuldet, dass der OpenADR Standard für die Ereignisbeschreibung auf dem standardisierten Informationsmodell OASIS Energy Interoperation beruht.

Die wesentlichen Eckpunkte des Ereignisses werden über das Element `eventDescriptor` beschrieben.

Es wird eine Identifikationsnummer für das Ereignis `eventId` und ein Datumszeitstempel für das Auftreten des Ereignisses `createdDateTime` angegeben.

Das Element `eventStatus` kann auf ganz unterschiedliche Weise eingesetzt werden, um den Status des Ereignisses anzuzeigen. Gewöhnlich wird darauf hingewiesen, ob das Eintreten eines Ereignisses vorangekündigt wird oder ein Ereignis bereits zu behandeln ist. In diesem Beispiel wird mit `far` eine Vorankündigung zum Eintreten eines Ereignisses gemacht.

Zusätzlich werden ein Zähler für die Änderungen an dem Ereignis `ModificationNumber` und ein Grund für die zuletzt vorgenommene Änderung `ModificationReason` angegeben. Die Zählung der Änderungen beginnt bei null und wird mit einer Änderung des Netzbetreibers an dem Ereignis hochgezählt.

Mit Hilfe eines sogenannten Marktkontextes `eiMarketContext` wird angegeben, auf welches Programm sich das Ereignis bezieht. Dies ist nützlich, insofern über einen VEN an der Kommunikation mit dem VTN für verschiedene Programme teilgenommen wird. Das Programm zur Reduzierung der Netzlast wird in diesem Beispiel durch `http://elbe.stromnetz-hamburg.de` identifiziert. Marktkontexte werden verwendet, um Markt- oder Programminformationen auszudrücken, die sich selten ändern. Normalerweise benennt das Dienstprogramm Ereignisse, die Anreizprogrammen entsprechen, und erstellt dadurch eine vordefinierte Ereignisklasse, damit der VEN unterscheiden kann. Wenn der VEN bei sich bestimmte Marktkontexte definiert hat, werden in Bezug auf einen anderen Marktkontext weder Ereignisse von dem VEN akzeptiert noch dazugehörige Ereignissignale verarbeitet.

In der Ereignisbeschreibung wird außerdem `testEvent` darauf hingewiesen, ob es sich um eine testweise Mitteilung eines Ereignisses handelt oder nicht.

Mit dem Nachrichtenelement `activePeriod` wird der Zeitraum für das Eintreten des Ereignisses aufgeführt, in welchem das Ereignis als aktiv gilt. Ein solcher Zeitraum kann wie in dem Beispiel durch einen Startzeitpunkt und die Dauer für das Ereignis angegeben werden.

Die eigentlichen Ereignissignale werden mit dem Nachrichtenelement `eiEventSignals` aufgeführt. Es können eines oder mehrere Ereignissignale in einer Ereignismeldung herausgegeben werden.

Über das Nachrichtenelement `eiTarget` wird klargemacht, auf welche Anlageneinheiten eines oder mehrerer VEN die Verteilung des Ereignisses abzielt.

```
<oadr:oadrDistributeEvent ...>
  <pyld:requestID>OadrDisReq_20210608_513</pyld:requestID>
  <ei:vtnID>DE-SNH</ei:vtnID>
  <oadr:oadrEvent>
    <oadr:oadrResponseRequired>always</oadr:oadrResponseRequired>
    <ei:eiEvent>
      <ei:eventDescriptor>
        <ei:eventId>Event091214_043741_028_0</ei:eventId>
        <ei:eventStatus>far</ei:eventStatus>
        <ei:createdDateTime>2021-06-09T12:00:00Z</ei:createdDateTime>
        <ei:ModificationNumber>0</ei:ModificationNumber>
        <ei:priority>0</ei:priority>
        <ei:eiMarketContext>
          <emix:marketContext>http://elbe.stromnetz-hamburg.de</...>
        </ei:eiMarketContext>
        <ei:testEvent>false</ei:testEvent>
      </ei:eventDescriptor>
    </ei:eiEvent>
    <ei:activePeriod>
    </ei:activePeriod>
    <ei:eiEventSignals>
      <ei:eiEventSignal>
      </ei:eiEventSignal>
    </ei:eiEventSignals>
```

```

<oadr:oadrProfileName>2.0b</oadr:oadrProfileName>
<oadr:oadrTransportName>simpleHttp</oadr:oadrTransportName>
<oadr:oadrReportsOnly>false</oadr:oadrReportsOnly>

<oadr:oadrHttpPullModel>true</oadr:oadrHttpPullModel>
</oadr:oadrDistributeEvent>

```

Auflistung 2 Beispielnachricht zum Aussenden eines Ereignissignals innerhalb des Programms zur Reduzierung der Netzlast

OpenADR bietet die benötigten Komponenten, um die Kommunikationsstrecke zwischen virtuellem Kraftwerk und Backend zu ermöglichen. Das Einsatzgebiet von OpenADR und das gesamte Zusammenspiel der beteiligten Systeme mit den jeweiligen Protokollen wird in Abbildung 25 dargestellt.

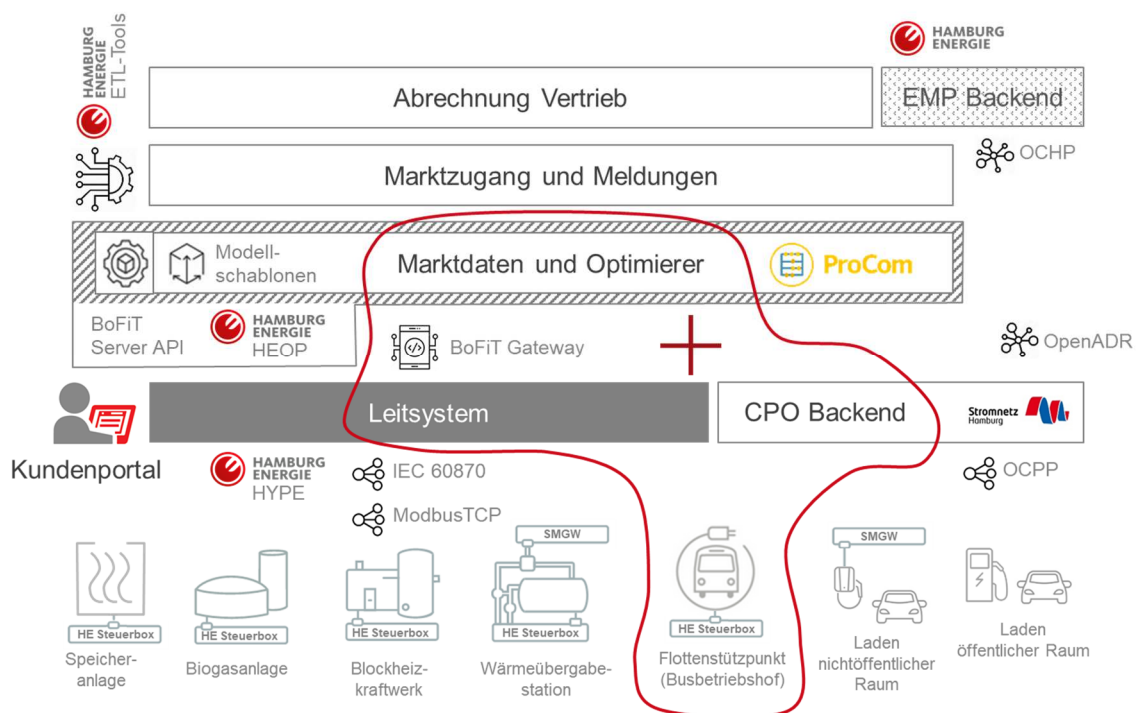


Abbildung 25 Systemdarstellung

2.1.4 Erlöspotential

Im Rahmen der Ermittlung des Erlöspotentials wurde in unserem Hause eine Masterarbeit angefertigt, die auf Basis von vorhandenen Ladedaten dreier Flottenanwendungen und den energiewirtschaftlichen Marktdaten deren theoretisches monetäres Potential ermittelte. Nachfolgend seien hier auszugsweise die Ergebnisse der Masterarbeit „Erlöspotential durch Optimierung der Ladezeiten von Elektrofahrzeugen am deutschen Strommarkt“ von Falco Milller 2019 wiedergegeben.

„Ergebnisse und Kritik

Aus den im vorherigen Abschnitt beschriebenen Erlösberechnungen lassen sich mehrere Erkenntnisse gewinnen. Zunächst wird deutlich, dass die drei untersuchten Anwendungsfälle auf Grund ihres unterschiedlichen Stand- und Ladeverhaltens auch entsprechend differenzierte Ergebnisse hervorbringen. [...]

Über alle drei Anwendungsfälle betrachtet, zeigt sich zunächst, dass die Gesamtkosten steigen, sofern eine höhere Leistung in Anspruch genommen wird. Durch die höhere Leistung und die damit verbundene Verkürzung der Ladezeiten ergibt sich wiederum ein höherer Spielraum zur Verschiebung und damit Optimierung der Ladezeiten. Jedoch lassen sich dadurch die erhöhten Gesamtkosten nicht vollständig aufwiegen. Dennoch kann es in der Praxis Sinn machen, eine Ladeinfrastruktur mit entsprechender Leistung zu installieren, beispielsweise wenn Fahrzeuge für den Einsatz schnell wieder aufgeladen werden müssen. Dies hat in der Regel Vorrang wodurch die höheren Gesamtkosten in Kauf genommen werden.

Bezogen auf den Anwendungsfall SNH Flotte ist dies weniger der Fall, da die Fahrzeuge über komplette Nacht aufgeladen werden können und damit Zeit kein kritischer Faktor darstellt – hier wären 3,7 kW ausreichend. Beim Anwendungsfall öffentliche Ladeinfrastruktur werden standardmäßig 11 kW installiert, da zum einen die Nutzergruppe differenzierter ist und es Gelegenheitslader gibt, die keine längeren Wartezeiten in Kauf nehmen wollen, und zum anderen die Ladesäulen standardmäßig mit 11 kW ausgestattet sind, eine Verringerung der Ladeleistung hätte hier keinen Sinn. Bezogen auf den Anwendungsfall IOKI Flotte ist Zeit ein sehr kritischer Faktor, da die Fahrzeuge im ständigen Einsatz sind und schnell wieder aufgeladen werden müssen. Dadurch macht hier die höhere Ladeleistung von 22 kW Sinn, auch wenn dadurch höhere Gesamtkosten entstehen. Die Alternative wäre zusätzliche Fahrzeuge anzuschaffen, allerdings ginge das mit extremen Mehrkosten einher.

Weiterhin wird über alle drei Anwendungsfälle deutlich, dass der Day Ahead Markt das im Vergleich geringste Potential zur Optimierung aufweist. Das Erlöspotential liegt hier bei mindestens 6 % (öffentliche LIS) und maximal 19 % (SNH Flotte). Intraday Auktion liefert hier bei allen drei Anwendungsfällen höhere Erlöspotentiale. Diese liegen hier bei mindestens 10 % (öffentliche LIS) und maximal 33 % (SNH Flotte). Während der kontinuierliche Intraday Markt bei der SNH Flotte und bei der öffentlichen Infrastruktur noch höhere Erlöspotentiale aufweist, liegen diese bei der IOKI Flotte etwas unter denen von Intraday Auktion. Minimal sind hierbei 10 % (öffentliche LIS) und maximal bis zu 34 % (SNH Flotte) zu erreichen.

Insgesamt weist die SNH Flotte im Ladeszenario mit 11 kW das prozentual höchste Erlöspotential auf. Dies überrascht nicht, da die Fahrzeuge in diesem Fall zum Großteil über Nacht an der Infrastruktur angeschlossen sind und daher lange Standzeiten aufweisen. Die Auslastung der Fahrzeuge ist allerdings relativ gering, wodurch eine relativ geringe Lademenge benötigt wird. Dadurch sind die

Ladezeiten gering, was im Ladeszenario mit 11 kW gegenüber dem mit 3,7 kW noch einmal verstärkt wird.

Ein Blick auf die absoluten Zahlen zeigt, dass im Anwendungsfall SNH Flotte im Ladeszenario mit 3,7 kW ein Erlöspotential von maximal 318,57 €/Jahr erreichbar ist und im Ladeszenario mit 11 kW ein Erlöspotential von maximal 482,82 €/Jahr. Bei der öffentlichen Ladeinfrastruktur im Ladeszenario mit 11 kW ein Erlöspotential von maximal 1.430,83 €/Jahr und bei der IOKI Flotte im Ladeszenario mit 22 kW ein Erlöspotential von maximal 996,86 €. Es lassen sich demnach im Rahmen dieser theoretischen Analyse durchaus relevante Erlöse durch eine strommarktoptimierte Ladung der Fahrzeuge erzielen, wodurch die in der Zielformulierung eingangs aufgestellte These bestätigt ist. Am Beispiel der SNH Flotte könnten zudem die Erlöse höher ausfallen, wenn die Fahrzeugflotte einen höheren Ladeaufwand aufweisen würde, sprich die Fahrzeuge höher ausgelastet wären und mehr laden müssten.

Wie in den Annahmen bereits beschrieben, handelt es sich hierbei jedoch um theoretische Erlöspotentiale denen noch keine Kosten entgegengesetzt wurden. In der Praxis fallen sowohl Investitionskosten für Ladeinfrastruktur, Abrechnung und Messwesen für leistungsgemessene Anschlüsse, Informations- und Kommunikationsinfrastruktur, Stromzähler, Internetverbindung am Standort etc. an als auch operative Kosten für Personal, Betrieb und Abrechnung, Datenkommunikation, Zähler und Betrieb der IKT an. Im Zuge des Gesetzes zur Digitalisierung, dessen wichtigster Bestandteil das Messstellenbetriebsgesetz darstellt, ist jedoch die verpflichtende Einführung intelligenter Messsysteme geregelt.

Demnach sind nach § 29 des Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist, Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 Kilowattstunden sowie Letztverbraucher mit denen eine Vereinbarung nach dem § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes besteht, verpflichtet ihre Anlagen mit intelligenten Messsystemen auszustatten. Insofern würde ein Großteil der Kosten, der für eine intelligente Steuerung und Abrechnung der Ladevorgänge nötig ist, sowieso anfallen. Gelingt es zudem, mehrere Fahrzeugflotten in die Optimierung aufzunehmen, verteilen sich die Kosten für nachgelagerte IKT-Systeme sowie für Personal und Abrechnung und fallen somit weniger stark ins Gewicht.

Der in Abschnitt 3.4 prognostizierte Markthochlauf von heute rund 150.000 Elektrofahrzeugen auf bis zu rund 1 Mio. Elektrofahrzeugen in 2022 und bis zu 5 Mio. Fahrzeugen in 2025 zeigt, dass es zukünftig realistisch sein wird, immer mehr Flotten für eine Optimierung zu gewinnen. Allein durch die Anzahl an Fahrzeugen die hinzukommen werden, erhöht sich das Potential deutlich was die zweite These im Rahmen dieser Arbeit bestätigt. Zudem wird sich das Potential voraussichtlich dadurch erhöhen, dass durch die erhöhte Anzahl an Elektrofahrzeugen sowie den stetig steigenden Anteil an erneuerbaren Energien im Netz eine gesteuerte Ladung der Fahrzeuge immer wichtiger wird. Da nach den aktuellen Marktmechanismen die Börsenpreise vor allem dann relativ günstig sind, wenn viele erneuerbare Energien einspeisen, könnte eine strommarktoptimierte Beladung nicht nur aus finanziellen Gründen Sinn machen, sondern auch aus Gründen der Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch um damit zur Systemstabilität beizutragen.

Das theoretische Erlöspotential wird in der Praxis jedoch durch eine Vielzahl von Faktoren beeinflusst und eingeschränkt. Unter anderem wird der Bezug der Energiemengen in der Praxis zu einem Großteil am Terminmarkt über Börsengeschäfte oder OTC-Geschäfte nach einem definierten

Lastprofil beschafft. Da die meisten Elektrofahrzeugflotten Teil der Infrastruktur von Unternehmen sind, werden in dem Lastprofil auch die Bezugsmengen sonstiger Gebäude und Anlagen berücksichtigt. In solch einem mehr-oder weniger fixem Lastprofil sind häufig wenig Möglichkeiten zur kurz- und mittelfristigen Optimierung am Spotmarkt vorgesehen.

Darüber hinaus müssen in der Praxis eine Vielzahl an technischen Parametern berücksichtigt werden. Eine hohe Priorität hat dabei die Vermeidung teurer Spitzenlasten. Nach § 17 Abs. 2 der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen besteht das Netzentgelt pro Entnahmestelle aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Da das Jahresleistungsentgelt das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr ist, beeinflusst eine flexibilitätsbedingte Steigerung der Jahreshöchstlast die Höhe der Netzentgelte in erheblichem Maße. Werden demnach eine Vielzahl an Fahrzeugen dann geladen, wenn die Börsenpreise niedrig sind, kann sich dies auf die Gesamtlast auswirken. Durch integrierte Lastmanagementsysteme durch die eine Maximallast definiert werden kann, kann dies zwar verhindert werden, allerdings schränkt dies dann auch entsprechend den Spielraum ein.

Des Weiteren findet eine Einschränkung dadurch statt, dass innerhalb der Standzeiten der Fahrzeuge in der Praxis nicht alle günstigsten Viertelstunden zur Beladung realisiert werden können, da diese über lange Standzeiten zeitlich verteilt sein können und die Beladung nicht ständig gestoppt und wieder gestartet werden sollte, um die Fahrzeugbatterien nicht übermäßig zu strapazieren.

Ein weiterer Punkt ist, dass in der Praxis natürlich nicht rückwirkend auf die günstigsten Preise zurückgegriffen werden kann, sondern die Ladezeiten aufgrund von Prognosen geplant werden müssen. Hierbei muss neben den prognostizierten Preisen auch immer das vom Nutzer vorgegebene Einsatzmuster der Elektrofahrzeuge miteinbezogen werden. Stehen die Fahrzeuge über Nacht stellt dies weniger ein Problem dar, da klar ist, dass die Fahrzeuge nicht bewegt werden und die Zeit mehr als ausreichend ist sie bis zum nächsten Morgen wieder vollzuladen. Bei Ladungen tagsüber muss jedoch die Einsatzplanung der Fahrzeuge klar sein und berücksichtigt werden.

Aus regulatorischer Sicht wird das Potential insofern eingeschränkt, als das nur etwa ein Viertel des Strompreises für Haushaltskunden auf Beschaffung, Vertrieb und Marge zurückgeht. Den Rest der etwa 30 ct/kWh bilden Umlagen, Netzentgelte, Steuern sowie weitere Abgaben. Im industriellen Sektor gestalten sich die Strompreisbestandteile etwas individueller. Hier sind Faktoren wie die Höhe des Stromverbrauchs, die Anschlussleistung und Vollbenutzungsstunden berücksichtigt. Jedoch spielen auch hier die Entgelte, Umlagen sowie Steuern eine maßgebliche Rolle. Durch eine strommarktoptimierte Beladung ist nur der Posten Beschaffung ein beeinflussbarer Preisbestandteil. Gemessen an dem Aufwand und den Kosten sind die Erlöse, die sich in der Praxis sowohl für den Vermarkter und den Kunden der Elektromobilitätsflotte auszahlen müssen, relativ gering.

Fazit und Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit wurde durch die Auswertung der realen Ladedaten über den Zeitraum 2018 / 2019 von drei unterschiedlichen elektromobilen Anwendungsfällen nachgewiesen, dass sich durch eine Optimierung der Ladezeiten der Elektrofahrzeuge am Strommarkt theoretische Erlöse von mindestens 318,57 €/Jahr bis maximal 1.430,83 €/Jahr je Anwendungsfall erzielen lassen. Es wurde gezeigt, dass sich die unterschiedlichen Stand- und Ladeprofile der Anwendungsfälle als auch die

Höhe der in Anspruch genommenen Leistung auf die Höhe der Strombezugskosten auswirken und damit Einfluss auf das Erlöspotential nehmen. Die Spotmärkte bieten demnach die Chance, die Strombezugskosten der Fahrzeugladungen durch Verschiebung in günstigere Stunden zu minimieren, wodurch sich finanzielle Mehrwerte generieren lassen, von denen Vermarkter und Kunden potentiell profitieren können.

Herausforderungen entstehen in der Praxis vor allem durch technische Einschränkungen zur Vermeidung von Spitzenlasten und zur Vermeidung übermäßiger Belastungen der Fahrzeugbatterien. Hinzukommen Einschränkungen durch nutzerspezifische Wünsche hinsichtlich der Einsatzverfügbarkeit der Fahrzeuge. Weiterhin nehmen regulatorische Gegebenheiten Einfluss auf das Potential der strommarktoptimierten Beladung von Elektrofahrzeugen. Dadurch, dass sich durch eine Vermarktung an der Strombörse lediglich die Beschaffungskosten aber keine weiteren Strompreisbestandteile beeinflussen lassen, sinkt die Attraktivität.

Durch die Auswertung unterschiedlicher Referenzstudien konnte deutlich gemacht werden, dass sich durch den Markthochlauf im Bereich Elektromobilität auf bis zu rund 1 Mio. Elektrofahrzeugen in 2022 und bis zu 5 Mio. Fahrzeugen in 2025 sowie bis zu 10 Mio. Fahrzeugen in 2030 das Potential zukünftig deutlich erhöhen wird. Hierfür sprechen einige Treiber – sowohl politische als auch marktwirtschaftliche. Neben einer schrittweisen Verschärfung der CO₂-Grenzwerte und der Richtlinie zum Aufbau von Ladeinfrastruktur auf EU-Ebene, geben die auf nationaler Ebene beschlossene Kaufprämie, die Fördergelder zum Aufbau von Ladeinfrastruktur sowie die Befreiung von der Kraftfahrzeugsteuer sowie die Dienstwagenbesteuerung den Kurs vor. Marktwirtschaftlich nehmen darüber hinaus unter anderem die Ölpreisentwicklung sowie die Entwicklung der Kosten für Lithium-Ionen-Batterien Einfluss. Aber auch ein neues Kundenbewusstsein, auf das die Automobilhersteller vermehrt mit neuen, attraktiven Modellen reagieren, trägt dazu bei.

Um die tatsächliche Wirtschaftlichkeit der strommarktoptimierten Beladung bewerten zu können, müssten zum einen die Kosten im Modell berücksichtigt werden, als auch die technischen und regulatorischen Einschränkungen miteinbezogen werden. Dies könnte in weiterführenden Arbeiten behandelt werden. Im Rahmen einer Feldstudie könnten die Fahrzeugflotten unter Realbedingungen mit entsprechend verbauter Hardware und IKT sowie nachgelagerten Systemen anhand von Prognosen optimiert werden, um die Erlöse und Kosten zu erfassen und auszuwerten.

Da die strommarktoptimierte Beladung von Fahrzeugen nur eine Alternative unter vielen zum gesteuerten Laden darstellt, müssen zudem bei einer Entscheidung hinsichtlich der Wahl der richtigen Ladestrategie in der Praxis auch die weiteren Alternativen bewertet werden. Unter anderem können Elektrofahrzeuge durch Aggregation eingesetzt werden, um Systemdienstleistungen zu erbringen. Von den vier Systemdienstleistungen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung besitzt insbesondere die Frequenzhaltung eine monetäre Relevanz. Wie die eingangs vorgestellten Forschungsprojekte INEES, Well2Wheel und Gesteuertes Laden V3.0 zeigten, sind unter den aktuellen Rahmenbedingungen die laufenden Kosten jedoch nicht durch die Erlöse zu decken. Darüber hinaus könnten Ladeflexibilitäten wie derzeit im Rahmen der SINTEG Projekte untersucht wird, über eine Handelsplattform vermarktet werden bei der für einzelne Netzabschnitte Flexibilitäten ausgeschrieben werden, um durch regionale Lastanpassung zur Entspannung der Netzauslastung beitragen zu können.

Es bleibt abzuwarten, wie sich der regulatorische Rahmen diesbezüglich weiterentwickelt. Aufgrund des zunehmenden Ausbaus erneuerbarer Energien, insbesondere auf Basis auf Windkraft und

Photovoltaik werden die Anforderungen an Flexibilität im Stromsystem aller Voraussicht nach steigen und Systemdienstleistungen werden vermehrt vor allem auch lokal benötigt werden um Erzeugung und Verbrauch in Einklang zu bringen. Durch eine strommarktoptimierte Beladung von Elektrofahrzeugen kann zwar ein Beitrag zur marktseitigen Integration von erneuerbaren Energien geleistet werden, allerdings könnten kostenoptimale Marktergebnisse technische Restriktionen im Netz verletzen. Daher ist es wahrscheinlicher, dass Ladeflexibilitäten über ein gemeinsames Modell zwischen Markt und Netz, wie das Ampelmodell zukünftig über eine gemeinsame Marktplattform vermarktet werden.

Ob dies auf freiwilliger Basis oder verpflichtend passieren wird, ist noch unklar. Auch wie die Vergütung erfolgen könnte. Über Boni bei Abruf der Flexibilität, oder über zeitvariable Netznutzungsentgelte, sodass bei hoher Netzbelastung hohe Netzentgelte anfallen und Kunden diese zu umgehen versuchen. Oder über permanent reduzierte Netzentgelte, bei denen der Netzbetreiber Anlagen direkt steuern kann wie nach § 14a im Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Eine nähere Ausgestaltung der Voraussetzungen ist der Bundesregierung hierbei durch die Rechtsverordnung gem. § 14a S. 3 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vorbehalten und eine Ausgestaltung hinsichtlich Elektromobilität bleibt abzuwarten.“

2.1.5 Standortpartnergewinnung

Für die Forschungsarbeiten im Projekt, welche durch die Feldtests zum netzdienlichen oder energiewirtschaftlich optimierten Laden gekennzeichnet waren, war im Teilprojekt der Hamburg Energie geplant Standortpartner über einen Fördermechanismus zum Aufbau von Ladeinfrastruktur zu motivieren, um diese dann extern steuern lassen zu dürfen. Dafür hat sich die Hamburg Energie aktiv in die Erarbeitung einer Kommunikationskampagne zur Steigerung der Aufmerksamkeit für die Projektfördermöglichkeiten eingebracht, aus der eine Projektwebsite, Projektflyer und eine Social Media Kampagne hervorgegangen sind. Darüber hinaus wurde das Projekt gegenüber potenziellen Standortpartnern u.a. aus den Bereichen der Immobilienwirtschaft, Flottenbetreibern, gewerbliche Unternehmen, Handel und Gastronomie aktiv vorgestellt.

Der Projektzeitraum war auf der einen Seite gekennzeichnet durch globale Krisen wie die Auswirkungen der coronabedingten Lock-Downs, welche Vor-Ort-Gespräche zunächst erschwerten, den resultierenden Lieferkettenproblemen, welche die Verfügbarkeit der Hardware einschränkten und der Abkehr der Nullzinspolitik auf den Finanzmärkten, welche die Projekte bei Kreditaufnahme auf Standortpartnerseite verteuerten. Auf der anderen Seite konnte die Ausgestaltung der monetären Förderung innerhalb des Projektes nicht jeden vorgesehenen Standortpartner überzeugen.

Während die ursprünglich geplante Anzahl eingebrachter Ladepunkte nicht erreicht werden konnte, ist dennoch die Anzahl für den Feldtest des netzdienlichen Ladens ausreichend gewesen. Für das energiewirtschaftlich optimierte Laden konnte kein weiterer Standortpartner gefunden werden.

Die gewonnenen Erkenntnisse aus den Herausforderungen der Standortpartnergewinnung wurden im Rahmen der Erarbeitung von Handlungsempfehlungen für den weiteren Hochlauf der Elektromobilität eingebracht.

2.2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Die erhaltene Zuwendung für das Projekt ist gemäß den Bestimmungen des Fördermittelgebers verwendet worden. Die ursprünglich vorgesehene Projektlaufzeit wurde im Rahmen einer kostenneutralen Laufzeitverlängerung um zwei Jahre erhöht. Dies führte jedoch, abgesehen von einer zeitlichen Verschiebung der Ausgaben, zu keinen wesentlichen Abweichungen der Mittelverwendung gegenüber der Projektbeantragung. Wesentliche Abweichungen resultieren aus dem vorzeitigen Abbruch des Arbeitspaketes 2.3.

Wichtigste Positionen sind die Personalkosten der Mitarbeitenden, die dieses Projekt unterstützt haben.

Daneben sind die sonstigen unmittelbaren Vorhabenkosten die zweitgrößte Position. Hier wurde mit Hilfe externer Unterstützung insbesondere Konzept- und Umsetzungsarbeiten in den benötigten Systemen und Schnittstellen geleistet.

Veränderungen zum Plan wurden mit dem Projektträger erörtert und in den Zwischenberichten und der Einwilligung zur Mittelkürzung erläutert.

2.3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Das Projekt konnte einen maßgeblichen Beitrag dazu leisten, dass Rahmenbedingungen für das netzdienliche und energiewirtschaftlich optimierte Laden von Elektrofahrzeugen erarbeitet wurden und diese durch den direkten Test bei Standortpartnern verprobt werden konnten. Die Ergebnisse bilden einen angemessenen Beitrag für den weiteren Ausbau von Ladeinfrastruktur zur Erreichung der Verkehrswende und den damit gewollten Einspareffekten von CO₂.

2.4. Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

Keine

Tabelle 2.2: Verwertung Teilvorhaben

Projektergebnis/ Inhalt	Nutzen/ Verwertung

Tabelle 2.3: LIS-Aufbau Teilvorhaben

<u>Anzahl Ladepunkte</u>		Gesamtkosten der Investition (inkl. Erdarbeiten, Kabel etc.)		Gesamtfördermittel der Investition (inkl. Erdarbeiten, Kabel etc.)	
geplant	tatsächlich	geplant	tatsächlich	geplant	Tatsächlich

Im Teilvorhaben 01MZ18014E wurde keine Ladeinfrastruktur aufgebaut.

2.5. Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Keine

2.6. Erfolgte oder geplanten Veröffentlichungen des Ergebnisses nach Nr. 11 der Nebenbestimmungen

Tabelle 2.4: Veröffentlichungen Teilvorhaben

Titel	Datum	Ort (Zeitungsname, ISBN, ggf. Link etc.)	Inhalt (kurz)

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN ---	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht	
3. Titel Verbundvorhaben: ELBE – Electrify Buildings for EVs Teilvorhaben: HAMBURG ENERGIE - Plattform für Elektromobilität mit erneuerbaren Energien		
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Andreas Kramer	5. Abschlussdatum des Vorhabens 30.09.2022	
	6. Veröffentlichungsdatum 28.02.2023	
	7. Form der Publikation Document Control Sheet	
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Hamburger Energiewerke GmbH Ausschläger Elbdeich 123 20539 Hamburg	9. Ber.-Nr. Durchführende Institution 	
	10. Förderkennzeichen 01MZ18014E	
	11. Seitenzahl 62	
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) BMWK	13. Literaturangaben 5	
	14. Tabellen 3	
	15. Abbildungen 25	
16. DOI (Digital Object Identifier) 		
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) Projektträger DLR, 28.02.2023		
18. Kurzfassung Aufgabenstellung Die Hamburg Energie GmbH (HE) plante, im Projekt ELBE eine Plattform für lokales Energie- und Lastmanagement von zentraler Stelle aufzubauen. Sie sollte im Wesentlichen aus einer Systemkomponente zur Verwaltung von Ladestellen und deren Konfiguration und Ansteuerung (Steuerungskomponente) sowie einer Systemkomponente zur optimierenden Einsatzplanung und einem Strommarktzugang (Marktkomponente) bestehen. Damit sollte sie einerseits zur operativen Planung der Ladekurven und durchgängigen Vermarktung im Stromhandel und andererseits zur späteren planvollen Ansteuerung der Ladestellen an den betreffenden Flottenstützpunkten dienen. Planung und Ablauf des Vorhabens Hamburg Energie hat an den Arbeitspaketen AP1, AP2, AP4 und AP5 partizipiert. Das Arbeitspaket 1 zur Projektsteuerung läuft dabei übergeordnet zu allen anderen APs parallel mit. Ein besonderes Augenmerk galt dabei jedoch am Anfang des Projektes dem Aufsetzen der Managementstruktur sowie in der initialen Ansprache der potenziellen Standortpartner. Die Forschungsarbeiten des Projektes bauten insbesondere auf die Entwicklung der IT-Schnittstelle auf, welche im Arbeitspaket 2, im Wesentlichen im AP2.2, erfolgte. Diese Arbeiten bildeten die Grundlage für die weiteren Forschungsarbeiten im AP 2.3 sowie die Umsetzung der Forschungen in den Arbeitspaketen 3 bis 5 und waren daher beginnend zum Projektstart vorgesehen. Die Arbeitspakete 3 bis 5 dienten der Erprobung der Lösung im Feld und dauerten daher bis zum Projektende an. Ergebnis Das Projekt konnte einen maßgeblichen Beitrag dazu leisten, dass Rahmenbedingungen für das netzdienliche und energiewirtschaftlich optimierte Laden von Elektrofahrzeugen erarbeitet wurden und diese durch den direkten Test bei Standortpartnern verprobt werden konnten.		
19. Schlagwörter Elektromobilität; Ladeinfrastruktur		
20. Verlag ---	21. Preis ---	

Nicht änderbare Endfassung mit der Kennung 1944230-9

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN ---	2. type of document (e.g. report, publication) ---
3. title Verbundvorhaben: ELBE – Electrify Buildings for EVs Teilvorhaben: HAMBURG ENERGIE - Plattform für Elektromobilität mit erneuerbaren Energien	
4. author(s) (family name, first name(s)) Andreas Kramer	5. end of project 30.09.2022
	6. publication date 28.02.2023
	7. form of publication Final report
8. performing organization(s) (name, address) Hamburger Energiewerke GmbH Ausschläger Elbdeich 123 20539 Hamburg	9. originator's report no.
	10. reference no.
	11. no. of pages 62
12. sponsoring agency (name, address) BMWK	13. no. of references 5
	14. no. of tables 3
	15. no. of figures 25
16. supplementary notes	
17. presented at (title, place, date) Projekträger DLR, 28.02.2023	
18. abstract Task Hamburg Energie GmbH (HE) planned to set up a platform for local energy and load management from a central location as part of the ELBE project. It should essentially consist of a system component for the management of charging points and their configuration and control (control component) as well as a system component for optimized deployment planning and access to the electricity market (market component). On the one hand, it should be used for the operational planning of the charging curves and consistent marketing in electricity trading and, on the other hand, for the later planned control of the charging points at the relevant fleet bases. Planning and execution of the project Hamburg Energie participated in the work packages AP1, AP2, AP4 and AP5. Work package 1 for project management has run parallel to all other APs. At the beginning of the project, however, particular attention was paid to setting up the management structure and initially addressing potential site partners. The research work of the project was based in particular on the development of the IT interface, which was carried out in work package 2, essentially in AP 2.2. This work formed the basis for the further research work in AP 2.3 and the implementation of the research in work packages 3 to 5 and was therefore planned from the start of the project. The work packages 3 to 5 served to test the solution in the field and therefore lasted until the end of the project. Result The project was able to make a significant contribution to the development of framework conditions for grid-friendly and energy-optimized charging of electric vehicles. These could be tested by direct tests at site partners.	
19. keywords Electromobility, charging infrastructure	
20. publisher	21. price