

Forschungsbericht BWPLUS



## **Modulare Batteriespeicher in Verbindung mit intelligenter Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge**

vorgelegt von

Prof. Ute Karl, Jan Eberbach, Dr. Jonathan van der Kamp, Matia Riemer

Europäisches Institut für Energieforschung EWIV

Förderkennzeichen BWINP19012

Prof. Thomas Leibfried, Lukas Held

Karlsruher Institut für Technologie

Förderkennzeichen BWINP19013

Kai Hennefarth, Benjamin Engl

emodrom rental GmbH

Förderkennzeichen BWINP19014

Erhard Metzler, Ricarda Richter, Valentin Fein

Stadtwerke Hockenheim

Förderkennzeichen BWINP19015

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

September 2021

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Executive summary (Deutsch/Englisch)</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Zusammenfassung der Forschungsergebnisse</b> .....	<b>5</b>
2.1	Einfluss der Batterie auf den Netzausbaubedarf.....	5
2.2	Erkenntnisse zur Standortwahl des Batteriesystems .....	7
2.3	Erkenntnisse zur Betriebsstrategie und Performance .....	8
2.4	Untersuchung wirtschaftlicher Einsatzfelder.....	9
2.5	Handlungsempfehlungen.....	11
2.6	Übertragbarkeit.....	12
<b>3</b>	<b>Problemstellung und Forschungsfragen</b> .....	<b>14</b>
3.1	Ausgangssituation und Szenarien für den Hockenheimring.....	14
3.2	Forschungsfragen .....	15
3.3	Stand der Regulatorik im Kontext von MoBILE.....	15
<b>4</b>	<b>Methodik</b> .....	<b>18</b>
4.1	Simulation Verteilernetz (EIFER & KIT IEH).....	18
4.2	Simulation Batterieeinsatz (KIT IEH) .....	19
4.3	Priorisierung möglicher Einsatzzwecke (alle Projektpartner) .....	20
4.4	Wirtschaftlichkeitsbewertung (EIFER) .....	21
<b>5</b>	<b>Ergebnisse</b> .....	<b>22</b>
5.1	Inbetriebnahme des Demonstrators .....	22
5.2	Simulation und Validierung .....	26
5.3	Anwendungsfälle und wirtschaftlicher Nutzen .....	29
5.3.1	Netzausbau und Lastspitzenmanagement im Verteilernetz.....	32
5.3.2	Zwischenspeicher PV .....	39
5.3.3	Mobiler Einsatz .....	42
<b>6</b>	<b>Zwischenzeitliche Erkenntnisse aus anderen Projekten</b> .....	<b>45</b>
<b>7</b>	<b>Fortschritte für die Wissenschaft und/oder Technik durch die Forschungsergebnisse</b> .....	<b>48</b>
<b>8</b>	<b>Nutzen, insbesondere praktische Verwertbarkeit der Ergebnisse und Erfahrungen</b> .....	<b>49</b>
<b>9</b>	<b>Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer</b> .....	<b>51</b>
	<b>Anhang</b> .....	<b>52</b>
<b>A.</b>	<b>Kurzbeschreibung Verbundpartner</b> .....	<b>52</b>
<b>B.</b>	<b>Arbeitspakete und Zusammenarbeit</b> .....	<b>56</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Leistung am Abgang Schalthaus .....	19
Abbildung 2: Leistung am Abgang Wasserwerk.....	19
Abbildung 3: Anlieferung .....	23
Abbildung 4: Positionierung .....	23
Abbildung 5: Batteriemodule .....	24
Abbildung 6: Schaltschränke und Leistungselektronik (links).....	24
Abbildung 7: Mini-Rechner .....	25
Abbildung 8: Monitor zur Außendarstellung .....	25
Abbildung 9: Jahressimulation ohne Überschreitung des Wirkleistungsgrenzwerts .....	27
Abbildung 10: Gesamtlastgang am Beispieltag mit Lastspitzenmanagement zur Einhaltung des Wirkleistungsgrenzwerts (5,78 MW) .....	27
Abbildung 11: Speicherentladung am Beispieltag .....	27
Abbildung 12: Speicherbefüllung zur Einsatzoptimierung unter perfekter Vorroraussicht am Beispieltag .....	27
Abbildung 13: Anwendungsmöglichkeiten des Batteriespeichers (Dena) .....	30
Abbildung 14: Anwendungsmöglichkeiten für den Batteriespeicher (1/2).....	30
Abbildung 15: Anwendungsmöglichkeiten für den Batteriespeicher (2/2).....	31
Abbildung 16: Kombinationen von Anwendungsmöglichkeiten für Batteriespeicher.....	32
Abbildung 17: Verschiebung von Lastspitzen [6].....	33
Abbildung 18: Direktbelieferung durch die Stadtwerke Hockenheim .....	39
Abbildung 19: Pachtvertrag zwischen Stadtwerke Hockenheim und Kunde .....	39
Abbildung 20: Aufbau des Batteriespeichers (Bayernwerk).....	45
Abbildung 21: Projektstruktur E-Mobility Allee (Netze BW) .....	46

## 1 Executive summary (Deutsch/Englisch)

Im Forschungsverbundprojekt MoBILE (Modulare Batteriespeicher in Verbindung mit Intelligenter Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge) wurde der Einsatz eines mobilen, modularen Batteriespeichersystems für die netzdienliche Nutzung im Verteilernetzstrang am Hockenheimring Baden-Württemberg untersucht. Die Analyse von historischen Daten und die Abschätzung von Szenarien zur Entwicklung der Elektromobilität vor Ort haben ergeben, dass der Speicher das Netz im Betriebsmodus Lastspitzenmanagement zwar entlasten kann, die antizipierte Versorgungslücke in seiner jetzigen Konfiguration jedoch voraussichtlich nicht voll schließen können wird. Eine Investition zur Senkung aller erwarteten Lastspitzen macht wirtschaftlich nur in einem der untersuchten Szenarien Sinn, nämlich bei der Berücksichtigung von kleineren Events mit Publikumsverkehr durch E-Mobilität. Der Standort zum netzstützenden Einsatz innerhalb des Verteilernetz hat dabei keine nennenswerte Auswirkung auf die Spannungsqualität und kann daher nach anderen Gesichtspunkten gewählt werden. Aufgrund der durch die Corona-Pandemie bedingten Verzögerungen konnte der Speichernutzen nicht im Realbetrieb validiert werden und es konnten bislang keine Erkenntnisse zur Betriebsstrategie und Performance gewonnen werden. Die Untersuchung weiterer Einsatzmöglichkeiten für das Speichersystem hat ergeben, dass dieses sehr gut für die Zwischenspeicherung und Direktlieferung von PV-Strom geeignet ist, in Kombination mit Lastspitzglättung für den Endkunden mit Schnellladepunkten in einem Einsatzzweck hinter dem Netzanschlusspunkt. Hier lassen sich für den Betreiber und den Nutzer hohe wirtschaftliche Vorteile erzielen. Auch die mobile Nutzung durch Vermietung scheint vorteilhaft, sofern verschiedene Anwendungsfälle kombiniert werden können.

### **English version:**

The research project MoBILE (Modulare Batteriespeicher in Verbindung mit Intelligenter Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge; modular battery storage linked with intelligent charging infrastructure for electric vehicles) aimed at assessing the merits of installing a mobile and modular battery storage system (BSS) used for delivering grid support services within the local distribution grid at the Hockenheim racing circuit in Baden-Württemberg. After analyzing historical data of the grid and its energy usage and developing scenarios for local electric vehicle uptake, it was shown that the BSS in its current dimensioning could alleviate grid loads, however without fully eliminating the load peaks. Only one of the analyzed scenarios, featuring a substantial uptake of electric vehicle charging in conjunction with smaller events, showed that upscaling the BSS to keep the grid below its capacity limit at any moment could be financially viable. The location of the BSS within the local distribution grid was shown to have no substantial influence on voltage quality and therefore other aspects could be used for identifying the best location. Due to delays linked with the corona pandemic, no validation and assessment of the BSS performance under real life operation could be carried out. The assessment of further use cases for the BSS has helped to identify a very interesting business case when using the battery for (temporary) storage and direct supply of electricity generated by photovoltaic (PV) to an industrial customer “behind-the-meter”. This is also due to the possibility of using the BSS for peak-shaving of electrical loads induced by high performance electric vehicle charging. Also, the mobile use of the BSS whilst renting it to a customer was identified to be beneficial, under the condition of being able to combine several use cases.

## 2 Zusammenfassung der Forschungsergebnisse

Der Standort Hockenheim ist überregional bekannt durch den Hockenheimring und die dort stattfindenden Großveranstaltungen. Das zukünftige Nutzungskonzept sieht einen Ausbau des Standorts als Schaufenster der Elektromobilität vor, wovon auch das bereits vorhandene Porsche Experience Center zeugt. Im Zuge der laufenden und geplanten Ausbauten ist mit einer weiter steigenden Stromnachfrage im lokalen Verteilernetz zu rechnen: dies betrifft insbesondere die erwartete Zunahme an Schnell- und Ladevorgängen durch Elektrofahrzeuge am Hockenheimring selbst und an den Autobahnraststätten „Am Hockenheimring“, welche über dasselbe Verteilernetz versorgt werden. Zudem sind Veranstaltungen am Hockenheimring oftmals mit sehr hohen elektrischen Lasten verbunden, die bis dato zum Teil aus dem Verteilernetz und andererseits durch den Einsatz zusätzlicher Diesellaggregate gedeckt werden. Dies alles stellt den lokalen Verteilernetzbetreiber, die Stadtwerke Hockenheim, vor neue Herausforderungen, um den Strombedarf am Ring auch zukünftig zuverlässig, nachhaltig und kosteneffizient zu decken.

Hier setzt das Forschungsprojekt MoBILE (Modulare Batteriespeicher in Verbindung mit Intelligenter Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge) an, welches aus Landesmitteln des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg im Rahmen des Förderprogramms INPUT – Intelligente Netzanbindung von Parkhäusern und Tiefgaragen gefördert wurde. Hauptziel des Demonstrationsprojektes war die Installation eines modular erweiterbaren, mobilen Lithium-Ionen Batteriespeichers am Hockenheimring zur Untersuchung der folgenden Forschungsfragen:

- Welchen Einfluss hat der Batteriespeicher auf den zu erwartenden Netzausbaubedarf am Hockenheimring? → **Kapitel 2.1**
- Welchen Einfluss hat die Standortwahl des Batteriespeichers im Hinblick auf einen netzdienlichen Einsatz des Speichers? → **Kapitel 2.2**
- Welchen Einfluss hat die Betriebsstrategie des Speichers (z.B. netzdienlicher Einsatz oder Einsatz zum Laden von Elektrofahrzeugen) auf die Leistungsfähigkeit des Speichers? → **Kapitel 2.3**
- Welche wirtschaftlichen Einsatzfelder des Batteriespeichers ergeben sich und wie sind diese zu bewerten? → **Kapitel 2.4**

Kapitel 2 beinhaltet eine Zusammenfassung der Forschungsergebnisse. In den darauffolgenden Kapiteln werden die Methodik, Ergebnisse und Schlussfolgerungen des Projektes noch einmal ausführlich behandelt.

### 2.1 Einfluss der Batterie auf den Netzausbaubedarf

Die Stromverbraucher und Einspeiseanlagen in und um den Hockenheimring Baden-Württemberg werden durch ein Mittelspannungsnetz versorgt, welches aus zwei getrennten Strängen besteht. Nach den Planungsrichtlinien der Stadtwerke Hockenheim soll die Versorgung auch bei einem einzelnen Fehler im Netz, also im sogenannten n-1-Fall, sichergestellt werden können. In diesem Fall werden die beide Stränge in der Mitte gekoppelt und die Versorgung läuft über den nicht betroffenen Netzstrang. Die dann zur Verfügung stehende Netzkapazität ergibt sich aus dem Kabelquerschnitt des dünnsten verbauten Kabel im Mittelspannungsnetz. Auf einer Strecke von ca. 4.2 km besteht eine maximale Kapazität von 6,41 MVA. Bei einem angenommenen Leistungsfaktor von 0,9 ergibt sich somit ein maximal möglicher Wirkleistungsfluss von 5,78 MW. Dieser Wert stellt somit die maximale Leistungskapazität des Ringnetzes im n-1-Fall dar und ist somit entscheidend zur Deckung der zukünftig erwarteten Stromnachfrage am Hockenheimring.

#### Entwicklung der Stromnachfrage am Hockenheimring

Zur Charakterisierung der Lasten am Hockenheimring wurden Messdaten aus den Ortsnetzstationen verwendet. Da alle Netzkunden im Hockenheimring-Areal sowie die nahegelegenen

Autobahnraststätten Hockenheim West und Ost Sonderkunden sind, wird der Stromverbrauch durch viertelstündliche Lastgangmessung durch die Stadtwerke Hockenheim ermittelt. Für die Modellierung standen Messdaten zwischen 2016 und 2020 zur Verfügung. Darüber hinaus wurden im Ringnetz angesiedelte Haushalte per Standardlastprofil sowie eine Groß-PV-Anlage mit einem gemessenen Einspeiseprofil aus dem Jahr 2019 abgebildet. Schließlich wurden bestimmte Netzanschlusspunkte manuell adaptiert, um einen regulären Betrieb (ohne Einfluss der Corona-Pandemie) abzubilden.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass in der Vergangenheit während Großevents bis zu 4 MW an Dieselaggregatsleistung dezentral bereitgestellt wurden. Für diesen Beitrag zur Stromversorgung im Eventfall lagen jedoch keine Messdaten vor, sodass die Autoren annehmen, dass während der Events zeitlich begrenzt konstant 2,5 MW an Leistung über die Dieselaggregate bereitgestellt wurde.

Durch die Entwicklung des Elektromobilitätsbedarfs ist schon heute absehbar, dass die Anzahl an Lade- und Schnellladevorgängen die Lastspitzen stark beeinflussen wird. Im Projekt wurde daher verbraucherscharf festgelegt, wie sich die der Bedarf in der Spitze und im Zeitverlauf über die nächsten fünf Jahre weiterentwickeln könnte. Hierzu wurden die Bedarfe von Klein- und Großevents gesondert betrachtet (Szenarien A1 und A2). Bei zukünftigen Großevents wird davon ausgegangen, dass einzelne Großverbraucher am Hockenheimring nicht ihre sonst übliche Maximallast abrufen. Dies betrifft insbesondere Elektroschnellladevorgänge am Porsche Experience Center, welche während Rennsportveranstaltungen oder Großkonzerten nicht zu erwarten sind.

Im Ergebnis stellt sich die Ausgangssituation und die erwartete Entwicklung der Stromnachfrage wie folgt dar:

Netzkapazität	5780 kW	Netzkapazität	5780 kW
<b>Ausgangssituation</b>	Gemessene gleichzeitige Maximallast <sup>1</sup>	<b>Zukunftsszenarien A1/A2</b>	Erwartete gleichzeitige Maximallast
Ladevorgänge E-Mobilität	475 kW	Ladevorgänge E-Mobilität	3495 kW
Alle anderen Verbraucher	3262 kW	Alle anderen Verbraucher	3262 kW
Events		Events	
- davon Kleinevents	999 kW	- davon Kleinevents (A1)	999 kW
- davon Großevents	2927 kW	- davon Großevents (A2)	2972 kW
Einspeisung PV	- 763 kW	Einspeisung PV	- 381 kW
<b>∑ zeitgleiche Maximallast</b>	<b>3564 kW</b>	<b>∑ zeitgleiche Maximallast</b>	<b>5144 kW</b>
Zusätzlicher Event-Backup	2500 kW	Zusätzlicher Event-Backup	2500 kW

Aus der Simulation der verbraucherscharfen Profile (siehe Abschnitt 5.2 für Details) im Zukunftsszenario ergibt sich eine zu erwartende maximale Unterdeckung von 1,76 MW (Ausmaß des Netzengpasses), welche entweder durch Netzausbau, konventionelle Dieselaggregate zum Event-Backup, einen Batteriespeicher oder eine Kombination aus Dieselaggregaten und Batteriespeicher gedeckt werden kann. Die Größenordnung der Unterdeckung unterscheidet sich hinsichtlich Klein- und Großevents: die maximale fehlende elektrische Energie beträgt bei einzelnen Kleinevents 1,32 MWh, während sie bei einzelnen Großevents 5,68 MWh beträgt.

Diese Leistungs- und Energiewerte beeinflussen die Wahl der Netzflexibilitätsoption. Bei einer Nettokapazität des Lithium-Ionen Batteriespeichers von ca. 324 kWh (was bei einer C-Rate von 1 eine Leistungsabgabe oder -aufnahme von 324 kW während einer Stunde ermöglicht), reicht die Dimensionierung des MoBILE-Demonstrationsspeichers nicht aus, um die größtmögliche Unterdeckung zu versorgen und somit den erwarteten Netzengpass umfassend zu vermeiden. In der

<sup>1</sup> Die gleichzeitige Maximallast (gemessen und erwartet) ist per Verbraucher aufgezeigt, die entsprechenden Verbraucher können aufgrund unterschiedlicher Gleichzeitigkeit nicht einfach addiert werden. Die Summe der zeitgleichen Maximallast ist letztendlich ausschlaggebend für die Bestimmung eines Netzengpasses.

Simulation ergeben sich bei Kleinevents an ca. 0,58% aller Zeitpunkte Netzüberlastungen. Der Speicher kann diese jedoch nur an 0,31% der Zeitpunkte im Betriebsmodus „Lastspitzenkappung“ auch technisch überbrücken, an den restlichen 0,27 % aller Zeitpunkte jedoch nicht. Werden Großevents betrachtet, wird der Grenzwert an 0,50% aller Zeitpunkte überschritten. Davon können durch den im Projekt realisierten Speicher an 0,24% aller Zeitpunkte Überlastungen verhindert werden. An 0,26% aller Zeitpunkte ist dies nicht möglich.

Zusammenfassend lässt sich also festhalten, dass der Batteriespeicher den Netzausbaubedarf in der Theorie verringern und je nach Entwicklung der Nachfrage nach der Corona-Pandemie auch für eine gewisse Zeit hinauszögern könnte. In Kombination mit Dieselaggregaten, die bei Events hinzugezogen werden, ist die Wahrscheinlichkeit für einen Netzengpass somit vorläufig als sehr gering einzuschätzen.

Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass ein gewisser Grad an Unsicherheit hinsichtlich der zukünftig zu erwartenden Lastspitzen, insbesondere über den 40-jährigen Zeitraum der kalkulatorischen Abschreibung einer Netzausbaumaßnahme besteht, während beim Batteriespeicher von einer Einsatzdauer von ca. 10-15 Jahren auszugehen ist. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass zukünftige Maßnahmen zur Steuerung der Nachfrageseite (Lastmanagement) oder Rückspeisung (neue PV-Anlagen) einen Einfluss auf die Jahreshöchstlast und damit auf einen möglichen Netzausbau bzw. Speichereinsatz haben werden. Diese Aspekte wurden im bestehenden Projekt jedoch nicht weiter untersucht.

## 2.2 Erkenntnisse zur Standortwahl des Batteriesystems

Die Standortwahl des Batteriespeichers, d.h. der genaue Aufstellungsort innerhalb des Ringnetzes, ist insbesondere bei einem netzdienlichen Einsatz zur Spannungs- und Frequenzhaltung von Bedeutung. Die vom KIT durchgeführten Simulationen zur Belastung des Netzes (siehe Abschnitt 5.2) und eines möglichen netzdienlichen Einsatzes haben jedoch gezeigt, dass der Batteriespeicher hierzu selbst im Ausbauszenario kaum benötigt würde. Beispielsweise hat die Simulation des Spannungsverlaufs ergeben, dass innerhalb des Ringnetzes Spannungsabfälle vernachlässigbar bleiben, da diese weit unterhalb des Grenzwertes von 5% anfallen. Von daher ist die Frage der Standortwahl bezüglich des netzdienlichen Einsatzes im konkreten Fall zu vernachlässigen und ein Batterieeinsatz kann zum Spitzenlastmanagement innerhalb des Ringnetzes standortunabhängig zu nahezu gleichbleibender Qualität erbracht werden.

Gleichzeitig sollten jedoch örtliche Beschränkungen wie Trafostandorte und -kapazitäten, Brandschutzaspekte, Platzverfügbarkeit, sowie Sichtbarkeit bei der Standortwahl berücksichtigt werden. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass diese Ergebnisse standortspezifisch für den Hockenheimring sind und ggf. nicht direkt auf andere Anwendungsfälle übertragen werden können.

Darüber hinaus ergeben sich attraktive Möglichkeiten, den Speicher mobil oder für andere stationäre Einsatzzwecke einzusetzen, welche die Standortwahl beeinflussen. Als wirtschaftlich besonders attraktives Model hat sich der Anwendungsfall als PV-Zwischenspeicher erwiesen (siehe Kapitel 2.4 und 5.3.2), bei dem die Batterie lokal erzeugten Solarstrom zum Zwecke der Direktlieferung an einen lokalen Großverbraucher zwischenspeichert und gleichzeitig dessen Lastspitzen kappt und damit leistungsbezogene Netzentgelte reduziert. Hierfür eignet sich besonders ein Standort an der Innentribüne in räumlicher Nähe zum Porsche Experience Center.

Weitere wirtschaftliche Anwendungsfelder liegen im Vermietgeschäft. Der optimale Standort für diese Anwendung ist dann aus regulatorischer und wirtschaftlicher Sicht hinter dem Netzanschlusspunkt des Anwendungsnutzers, der in den meisten Fällen jedoch außerhalb des Ringnetzes liegen wird. Zudem kann der Speicher durch seine Inselnetzfähigkeit nahezu überall eingesetzt werden, wo Brandschutz und ein sicherer Stand gewährleistet sind.

## 2.3 Erkenntnisse zur Betriebsstrategie und Performance

Ursprünglich war geplant, den Batteriespeicher in verschiedenen Einsatzszenarien zu testen und dabei kontinuierlich Betriebsparameter zu erheben, um Erkenntnisse über die Leistungsfähigkeit bei verschiedenen Betriebsstrategien zu gewinnen. Dafür wurde, in enger Abstimmung mit den Projektpartnern sowie dem Batterielieferanten, eine technische Infrastruktur entwickelt und implementiert, mittels derer die Betriebsparameter erhoben, gespeichert und verarbeitet werden können. Dabei waren spezifische Anforderungen zu beachten, beispielsweise bezüglich

- **der Datensicherheit:** der Batteriespeicher wird ISMS-konform ins lokale Elektrizitätsverteilnetz eingebunden und es darf somit kein Einfallstor für IT-Angriffe auf diese kritische Infrastruktur geschaffen werden;
- **der Datenformate und zu verwendenden Protokolle:** diese wurden bestimmt durch die technischen Komponenten des Batteriespeichers, insbesondere die verwendete SPS (Speicherprogrammierbare Steuerung);
- der Möglichkeit, **Batteriestatistiken in naher Echtzeit** lokal auf einem Bildschirm für Besucher zur Verfügung zu stellen;
- der Möglichkeit, die **Betriebsparameter periodisch** zu sichern und für Forschungszwecke auslesen zu können: eine Fernauslesung war aufgrund der Datensicherheit im aktuellen Projekt nicht möglich.

Zur Erfüllung dieser Anforderungen wurde im Rahmen des Projektes ein Mini-PC (Raspberry Pi 4) mit Zubehör eingesetzt, welcher über das MODBUS Protokoll direkt per Kabel mit der speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) des Batteriespeichers kommuniziert. Dieser Mini-PC empfängt bei Batteriebetrieb sekundlich Daten, speichert und verarbeitet diese, und steuert gleichzeitig die Ausgabe von Projektinformationen und Batteriestatistiken auf einem externen Großbildschirm. Die hierfür notwendigen Skripte wurden von IT-Experten bei EIFER entwickelt und im Zuge mehrerer vor-Ort Termine während und nach der Installation des Batteriespeichers am Hockenheimring implementiert.

Trotz der damit vorhandenen technischen Möglichkeiten zur Überwachung des Batteriebetriebs und der Batterieleistung konnte das ursprüngliche Projektziel, der Vergleich verschiedener Betriebsstrategien, im Rahmen der Projektlaufzeit leider nicht erreicht werden. Die verspätete Inbetriebnahme des Speichers und mangelnde Einsatzfälle (z.B. ausgefallene Großevents am Hockenheimring) aufgrund der Corona Pandemie im Zeitraum April 2021 bis Sommer 2021 erlaubten keinen regulären Speicherbetrieb und damit keinen Erkenntnisgewinn zu dieser Frage. Alle folgenden Betrachtungen zu Einsatzzwecken der Batterie und Betriebsparametern im Zusammenhang mit verschiedenen Geschäftsmodellen sind daher theoretischer Natur und wären in der Praxis anhand geeigneter Daten noch zu validieren.

Die Betriebsstrategie des Batteriespeichers ist zudem im lokalen Batteriemanagementsystem implementiert. Außerdem ist die Implementierung einer manuellen Fernsteuerung über die Leitwarte (Laden sowie Entladen des Speichers) durch die Stadtwerke geplant.

Zur Lebensdauer des installierten Batteriespeichers lässt sich festhalten:

- Entgegen der ursprünglichen Planung, auf gebrauchte Lithium-Ionen Batteriezellen aus dem PKW Bereich zurückzugreifen, wurden letztlich fabrikneue Batteriezellen geliefert, was sich positiv auf die zu erwartende Zyklenzahl und Lebensdauer des Batteriespeichers auswirken sollte.
- Neben der Betriebsstrategie haben auch die Außenbedingungen, z.B. Temperaturen, einen Einfluss auf die Batterielebensdauer. Im vorliegenden Fall wurde für die Batteriekühlung das Standardkühlsystem eines ehemaligen Seecontainers angepasst, welches im Vergleich zu einer speziellen Batteriekühlung zu einer verringerten Lebensdauer führen kann. Dafür ist die verwendete Lösung in der Anschaffung wesentlich günstiger. Vor dem Start des Batteriesystems werden die Modulschränke automatisch auf 30°C Betriebstemperatur

temperiert, damit eine Überbeanspruchung der Module, insbesondere bei kälteren Temperaturen, ausgeschlossen wird.

## 2.4 Untersuchung wirtschaftlicher Einsatzfelder

Neben der grundsätzlichen Demonstration der Machbarkeit, Standortfragen und technischen Erwägungen im Demonstrationsprojekt ist die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichereinsatzes ein zentrales Element, da die Besitzer und Betreiber den Demonstrationsspeicher nur unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen einsetzen werden und auch nur in diesem Falle in weitere Speicherkapazität investieren würden. Die geltende und zukünftig erwartete Regulatorik ist deshalb von besonderer Bedeutung, da sie sowohl die Einsatzfelder des Batteriespeichers, als auch die Möglichkeit, Erlöse zu generieren, bestimmt (siehe Kapitel 3.3 für weitere Details hierzu).

Ziel der wissenschaftlichen Begleitforschung im MoBILE Demonstrationsprojekt war es daher, neben Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zum Netzausbaubedarf weitere wirtschaftliche Einsatzfelder aus Betreibersicht zu identifizieren. Hierzu wurde unter Leitung vom EIFER ein breites Spektrum an möglichen Anwendungsfällen untersucht, durch die Partner priorisiert und hinsichtlich seines Geschäftsmodellpotentials bewertet (siehe Kapitel 4.3 und 5.3). Die Wirtschaftlichkeitsbewertung für die priorisierten Anwendungsfälle erfolgte über technisch-ökonomische Analysen.

Drei Anwendungsfälle wurden hierbei favorisiert und wie folgt näher analysiert:

### **Anwendungsfall Lastspitzenmanagement**

Aus Sicht der Stadtwerke Hockenheim als Verteilernetzbetreiber ergibt sich der Nutzen des Batteriesystems im Anwendungsfall Lastspitzenmanagement aus möglichen Einsparungen bei den vorgelagerten Netzentgelten für die Hochspannung. Das MoBILE Batteriesystem kann die Jahreshöchstlast laut den durchgeführten Simulationen um 160 kW absenken, was Einsparungen in Höhe von 17.240 € im Jahr generiert. Um diesen Betrag können die Netzentgelte entlastet werden. Dem gegenüber sind die ausgegebenen Eigenmittel für die Investition in das MoBILE Demonstrationssystem im Sinne einer jährlichen kalkulatorischen Abschreibung oder als Betriebsausgabe (je nach genehmigter Berücksichtigung durch die Landesregulierungsbehörde) zu stellen. Diese fallen laut Analyse im Istzustand derart aus, dass die Batterie einen Mehrwert von 5.334 € im Jahr generiert und sich somit in 15,7 Jahren refinanziert (siehe Kapitel 5.3.1). Da dieser Wert nahe oder sogar über der technischen Lebensdauer liegt, ist dieser Einsatzzweck alleine wirtschaftlich risikobehaftet. Die untersuchten Zukunftsszenarien legen eine interessante Schlussfolgerung nahe: die Wirtschaftlichkeit des Anwendungsfalles Lastspitzenmanagement ist stark von der optimalen Dimensionierung des Batteriesystems, sowie vom notwendigen Verhältnis zwischen Leistung und Energie zur Überbrückung der Dauer aller Grenzwertüberschreitungen abhängig. Die Ergebnisse in Szenario A1 mit kleineren Events zeigen hier einen hohen Nutzen auf, da sich die Batterieinvestition aufgrund des günstigen Verhältnisses zwischen Leistung und Energie schon nach ca. 7,8 Jahren durch die Einsparungen bei den vorgelagerten Netzentgelten refinanziert. In Szenario A2 mit Großevents müsste die Batterie jedoch sehr groß hinsichtlich ihrer Energiespeicherkapazität dimensioniert werden, was sich stark negativ auf ihre Wirtschaftlichkeit auswirkt. Hier kann die Batterie keinen monetären Nutzen generieren, sondern die jährlichen Kosten übersteigen die Einsparungen. Als Schlussfolgerung ergibt sich an dieser Stelle, dass Großevents aus wirtschaftlicher Sicht auch zukünftig per Dieselaggregat oder neue Technologien wie beispielsweise vehicle-to-grid abgesichert werden sollten. Da diese Berechnungen auf einer Hochskalierung historisch gemessener Events beruhen, sind sie zusätzlich mit Unsicherheit behaftet und es sollten bei einer tatsächlichen Investitionsentscheidung in eine Batterielösung noch Reserven eingeplant werden.

### **Anwendungsfall PV-Zwischenspeicher**

Bei diesem Anwendungsfall wird der Speicher räumlich zwischen einer hypothetischen, noch zu errichtenden PV-Anlage auf der Innentribüne des Hockenheimrings und dem Porsche Experience Center platziert und unterstützt die Stromversorgung des Porsche Experience Center mit lokal erzeugtem PV-Strom. Je nach Ausgestaltung der rechtlichen Beziehungen könnte hierfür ein Direktlieferungsvertrag durch die Stadtwerke Hockenheim aufgesetzt oder eine Eigenversorgungskonstellation durch den Letztverbraucher umgesetzt werden. Die Analyse des Direktbelieferungsansatzes hat ergeben, dass der wirtschaftliche Nutzen insgesamt maßgeblich von der Leistungsgröße der PV-Anlage abhängt. Unter Berücksichtigung des gemessenen Ist-Profiles am Porsche Experience Center und des erwarteten Strombedarfszuwachses über die nächsten fünf Jahre, kann der Speicher dazu beitragen, dass im Jahresverlauf zwischen 29% und 50% des Strombedarfs aus dieser lokalen Versorgungslösung gedeckt werden können. Der Speicher bietet hierbei einen doppelten Mehrwert: einerseits dient er als Zwischenspeicher zwischen PV-Erzeugung und Stromnachfrage am Porsche Experience Center und kann so den Nutzungsgrad von kostengünstigem, umweltfreundlichen und lokal erzeugtem Strom erhöhen. Gleichzeitig reduziert der MoBILE Batteriespeicher durch die lokale Versorgung via Direktleitung die Jahreshöchstlast des Netzbezugs für das Porsche Experience Center und hilft so, die Kostenbelastung durch den fixen Anteil der Netzentgelte deutlich zu reduzieren, insbesondere in den Zukunftsszenarien. Bei einer Aufteilung des monetären Nutzens ließen sich so die Strombezugskosten für den Letztverbraucher um 4-10% absenken, während sich die Batterie für den Betreiber innerhalb von 2,2 – 5,5 Jahren selbst refinanziert.

### **Anwendungsfall mobiler Einsatz des Speichers: Vermietung zum industriellen Lastspitzenmanagement**

Neben einer mobilen Eigennutzung eignet sich der Batteriespeicher durch sein Design (Inselnetzfähigkeit, Steuerungsschnittstellen) auch zur Vermietung an Dritte, wobei aufgrund der Kapazität speziell industrielle Kunden in Frage kommen. Denkbar sind beispielsweise die Nutzung als Notstromaggregat, Unterstützung beim Laden von Elektrofahrzeugen, die Eigenverbrauchsoptimierung von erneuerbar erzeugtem Strom (siehe vorangehender Abschnitt) oder ein Lastspitzenmanagement.

Beim Lastspitzenmanagement handelt es sich um eine Reduktion der gemessenen elektrischen Jahreshöchstlast, wodurch industrielle Kunden ihre Leistungsentgelte innerhalb der Netzentgelte senken können. Hierbei wird der Batteriespeicher zu Spitzenlastzeiten entladen, was eine gute Kenntnis des jährlichen Lastprofils und eine angepasste Batterieeinsatzsteuerung voraussetzt. Im Einzelfall wird das wirtschaftliche Potenzial bestimmt durch:

- das Verbrauchsprofil: wie hoch ist die Höchstlast und über welche Zeiträume treten Lastspitzen auf;
- die Dimensionierung und technische Gestaltung des Batteriespeichers: wie weit und über welchen Zeitraum kann die Höchstlast gesenkt werden.

Um das Erlöspotenzial für verschiedene industrielle Verbraucher zu untersuchen, wurden deren Lastprofile in ein bei EIFER entwickeltes Batteriesimulationsmodell (stündliche Auflösung) importiert, und (ex-post) ein optimaler Einsatz des Batteriespeichers zur Lastspitzenkappung simuliert. Hieraus ergibt sich die maximale Reduktion der Jahreshöchstlast, welche, unter Verwendung weiterer Annahmen wie Leistungspreisen und Einsatzdauern, zur Bestimmung der vermiedenen Leistungsentgelte herangezogen wird. Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass der finanzielle Nutzen der Batterie am höchsten ist, wenn es sich bei den jährlichen Lastspitzen um räumlich getrennte Perioden kürzerer Dauer handelt, da hierbei die Lastreduktion entsprechend größer ausfallen kann.

Für die untersuchten Fälle (Bäckerei, Lebensmittelindustrie und Fleischverarbeitung) ergaben sich vermiedene Leistungsentgelte in Höhe von ca. 7.000 bis 8.000 € pro Jahr. Betrachtet man, dass hiervon

noch Betriebskosten des Batteriespeichers abzuziehen sind (u.a. für den Betrieb von Umrichter, Heizung und Kühlung), so reduziert sich der jährliche Erlös nochmals um geschätzte 1.000 €, je nach Einsatzweise (für die Annahmen hierzu, siehe Kapitel 5.3.3).

Aus Sicht des Batteriebesitzers sollten die Verleihgebühren des Batteriespeichers zumindest kostendeckend sein. Hierzu wurden die Investitionen als jährliche Annuität betrachtet und pauschal 10% für zusätzliche Betriebskosten (Transport, Einweisung, ggf. Versicherung etc.) angenommen. Auf dieser Basis ergibt sich eine jährliche Verleihgebühr von ca. 13.000 €, welche einem Erlöspotenzial aus der Lastspitzenkappung von ca. 6.000 bis 7.000 € gegenübersteht. Ein alleiniger Einsatz zur Lastspitzenkappung ist aus Sicht der untersuchten Industriekunden also nicht rentabel und der Batteriespeicher sollte in diesem Fall parallel für weitere erlösbringende Einsatzzwecke genutzt werden.

## 2.5 Handlungsempfehlungen

Aus den in diesem Projekt geleisteten Untersuchungen lassen sich die folgenden Handlungsempfehlungen ableiten:

### **Aus regulatorischer Sicht**

- Die Betrachtung der Netzausbauszenarien, vor allem im Zusammenhang mit der zunehmenden Elektromobilität, hat gezeigt, dass ein Batteriespeicher unter bestimmten Bedingungen einen lokalen Netzausbau verhindern oder zumindest verzögern kann. Wenn dies nachweislich zu niedrigeren Kosten auf Seiten des Verteilnetzbetreibers führt und somit die Netzentgelte und der Letztverbraucher entlastet werden können, so sollte der regulatorische Rahmen derart ausgestaltet sein, dass einer Wahl der kosteneffizientesten Lösung keine regulatorischen Hemmnisse entgegenstehen. Wichtig ist dabei, die besondere Situation von kleineren Verteilnetzbetreibern zu beachten und in diesem Sinne auch, wie bisher, bestimmte Erleichterungen und Ausnahmen der geltenden Regulatorik vorzusehen, um unnötige Komplexität bei der Investitionsentscheidung und Prozessabwicklung zu vermeiden.

### **Aus Sicht des Batteriespeicherbesitzers (im Projekt gleichzeitig Verteilnetzbetreiber)**

- Vor Anschaffung eines Batteriespeichers sollten die möglichen Einsatzszenarien bereits anhand einer Vorab-Analyse untersucht werden. Hierbei sind sowohl der IST-Zustand des Stromnetzes und der Verbraucher, als auch mögliche Ausbauszenarien und Wirtschaftlichkeitsaspekte zu betrachten.
- Der MoBILE Demonstrationsspeicher erscheint hinsichtlich seiner Dimensionierung und den wirtschaftlichen Vermarktungsmöglichkeiten besser zur PV-Zwischenspeicherung als zum mobilen Einsatz geeignet. Die Nutzung zum Lastspitzenmanagement allein (ob auf Ebene des Verteilernetzes oder im Rahmen des mobilen Einsatzes beim Industriekunden) erscheint in den meisten Fällen nicht wirtschaftlich.
- Um das wirtschaftliche Potenzial des Batteriespeichers zu erhöhen, ist eine kombinierte Nutzung anzustreben (z.B. Lastspitzenmanagement plus PV-Zwischenspeicherung), weshalb schon vorab die geltende Regulatorik sowie die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu untersuchen sind.

### **Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers**

- Zukünftige Situationen mit größeren Events (> 1MW) lassen sich aus wirtschaftlicher Perspektive nicht alleine durch einen Batteriespeicher abdecken, auch wenn dieser hochskaliert wird. Hier wären weitere Möglichkeiten der Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch zu

prüfen, inkl. der Nutzung umweltfreundlicher Aggregate, Nachfragesteuerung, oder PV-Rückspeisung ins Verteilernetz.

- Eine Erweiterung des Speichers zum Lastspitzenmanagement erscheint jedoch im Szenario A1 (Bedarf durch zukünftige Kleinevents < 1 MW) sinnvoll. Hier ist das Verhältnis zwischen benötigter Leistung und Energie vorteilhaft, sodass eine Erweiterung des MoBILE DemonstrationsSpeichers ökonomisch interessant erscheint.
- Hinsichtlich des Speichereinsatzes zum Lastspitzenmanagement durch die Netzbetriebssparte der Stadtwerke Hockenheim als integrierte Netzkomponente erscheint eine Einzelfallprüfung durch die Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg zwingend erforderlich, um die Möglichkeit der Anrechnung der Kosten hierfür im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung zu prüfen.

Aufgrund der geringen Anzahl der Grenzwertverletzungen im Zusammenhang mit der Zeitdauer der Spitzen erscheint zudem eine Kombination aus netzdienlichen und marktlichen Einsatzzwecken sinnvoll. Nach neuestem Stand der Regulierung kann diese Kombination jedoch nur durch Dritte erbracht werden und nicht durch den Verteilernetzbetreiber selbst (z.B. Erzeugungssparte der Stadtwerke Hockenheim, emodrom rental GmbH oder einem Partner). Zukünftigen Interessenten an dieser technischen Lösung kann aber empfohlen werden, diese direkt von Dienstleistern auf der Basis von noch zu bestimmenden Ausschreibungskriterien zu beschaffen, da so auch Multi-Use Anwendungen für den Speicher besser umgesetzt werden können.

## 2.6 Übertragbarkeit

Einige Ergebnisse aus dem Demonstrationsprojekt MoBILE lassen sich auf ähnliche Situationen übertragen, andere jedoch nur bedingt.

Eingangs sei erwähnt, dass dieses Vorhaben in einer speziellen Akteurskonstellation realisiert wurde, die Stand August 2021 nicht unbedingt durch die Regulatorik vorgesehen ist. Die Investition in das Batteriespeichersystem wurde bei MoBILE durch ein kleines, integriertes Stadtwerk getätigt, welches u.a. Geschäftsfelder zum Verteilernetzbetrieb, Strom- und Wärmeerzeugung und Energievertrieb aufgebaut hat. Zum Investitionszeitpunkt im Dezember 2019 war die nationale Ausgestaltung der Anforderungen aus der Strombinnenmarkttrichtlinie EU 2019/944 jedoch noch unklar. Während der Projektlaufzeit und nach dem Projektende hat sich aber durch Novellen des EnWG und Festlegungen der Bundesnetzagentur immer stärker herauskristallisiert, dass Dienstleistungen, die ein netzdienlicher Speicher erbringen kann, in der Regel vom Verteilernetzbetreiber wettbewerbsfähig von einem Dritten zu beschaffen sind. Die endgültige Einordnung dieser Situation im Kontext auf die Investition in den MoBILE Demonstrationspeicher muss noch durch die Landesregulierungsbehörde erfolgen.

Der ökonomische Projektkontext und die Investitionskostensituation für die Batteriebesitzer und Betreiber waren maßgeblich durch die Landesförderung durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg bestimmt. Durch die 40%-ige Förderquote konnte der Demonstrationspeicher die Beschaffung durch die Stadtwerke Hockenheim und die emodrom rental GmbH ermöglicht werden. Darüber hinaus hat der dem Projekt assoziierte Partner Framatome GmbH – Covalion die Batteriemodule in Eigenleistung bereitgestellt, wodurch ein vorteilhafter Anschaffungspreis realisiert werden konnte. Insgesamt befinden sich die zur Analyse des Batteriespeichers herangezogenen Kosten also am unteren Ende der derzeitigen Marktpreise für Großspeicher. Als Resultat sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalysen aus dem MoBILE Projekt unter Berücksichtigung der Sondersituation auszulegen, sollten sie auf andere Projekte übertragen werden.

Grundsätzlich lässt sich berichten und auf andere Projekte übertragen, dass der Vergleich zwischen Netzausbaumaßnahmen und einer alternativen Investition in Batteriespeicher technischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten unterliegt. Netzausbaumaßnahmen müssen aufgrund ihrer technischen

Lebensdauer kalkulatorisch über 40 Jahre abgeschrieben werden, was für die Verteilernetzbetreiber eine renditestarke Investition darstellt, gleichzeitig aber die Netzentgelte spürbar beeinflusst und somit auch genehmigungsfähig sein muss. Batteriespeicher, insbesondere mit gebrauchten Komponenten, haben jedoch eine kürzere erwartbare technische Lebensdauer, auch wenn dies aufgrund der Aktualität des Themas noch nicht hinreichend im Realbetrieb nachgewiesen werden konnte. Die Regulierungsbehörden fordern für Batteriespeicher eine kalkulatorische Abschreibung über 10 Jahre, während die Hersteller eher von 10-20 Jahren Nutzungsdauer ausgehen, welche sicherlich auch durch den gewählten Betriebsmodus bestimmt wird. Auf wirtschaftlicher Ebene ist zukünftig von weiter sinkenden Preisen für Batteriegroßspeicher auszugehen, was deren Einsatz prinzipiell gegenüber alternativen Lösungen attraktiver macht. Übertragen lässt sich diese Unsicherheit auf die Abwägung beider Optionen. Um diese Unsicherheit zu umgehen, wurde in diesem Projekt daher bei den technisch-ökonomischen Analysen nur die kalkulatorischen Abschreibungen der nächsten fünf Jahre miteinander verglichen. Die Projektpartner waren sich zudem einig, dass erhebliche Unsicherheiten zur Entwicklung der E-Mobilität bei einzelnen Verbrauchspunkten sowie bei eventuell notwendigen Ersatz- oder Erweiterungsinvestitionen für vergleichbare Speicherprodukte bestehen.

Die Simulation des Spannungsverlaufs im untersuchten Set-up kam zu dem Ergebnis, dass es im Verteilernetz in den betrachteten Szenarien zu keinem signifikanten Spannungsabfall kommt. Dieses Ergebnis bewerten die Autoren als projektspezifisch für das untersuchte Verteilernetz und somit als nicht direkt übertragbar. Auch die Aussagen bezüglich der Möglichkeit zur Lastspitzenkappung und Vermeidung zukünftiger Netzengpässe wurden sehr spezifisch im Kontext der Projektes getroffen und sind somit nicht auf andere Netzgebiete mit ihren diversen Verbrauchern und Erzeugern übertragbar.

Darüber hinaus hat die Wirtschaftlichkeitsanalyse ergeben, dass der Einsatz des Speichers insbesondere zur Zwischenspeicherung von erneuerbarer Erzeugung, bspw. PV und zum Einsatz der Spitzenlastkappung bei einem Letztverbraucher einen hohen Nutzen erzielt. Diese Erkenntnis lässt sich in Teilen auch auf andere Anwendungsfälle übertragen.

### 3 Problemstellung und Forschungsfragen

#### 3.1 Ausgangssituation und Szenarien für den Hockenheimring

Der Standort Hockenheim ist überregional bekannt durch den Hockenheimring und die dort stattfindenden Großveranstaltungen. Das zukünftige Nutzungskonzept für das Areal sieht vor, den Standort als Schaufenster der Elektromobilität ausbauen. Die zugehörige Ladeinfrastruktur am Hockenheimring, den Parkflächen im und um den Hockenheimring, sowie an den Autobahnraststätten ist Teil des Konzepts und wird ebenfalls eine überregionale Sichtbarkeit erlangen. Auch zukünftig muss der durch das Laden von Fahrzeugen induzierte Zusatzbedarf an Wirkleistung über das Elektrizitätsverteilernetz abgedeckt werden. Das Potenzial für Lastmanagement am Hockenheimring durch das intelligente Zusammenspiel aller (erneuerbarer) Energiequellen und Verbraucher wird Gegenstand künftiger Untersuchungen sein. In diesem Demonstrationsvorhaben wird auf zwei Problemlagen eingegangen: Die zu erwartende Frequentierung durch Elektrofahrzeuge macht den Ausbau der örtlichen Ladeinfrastruktur erforderlich. Am neuen Porsche Experience Center ist bereits ein Angebot an sehr leistungsstarken DC-Schnellladesäulen sowie AC-Standardladesäulen im Umfang von 2,4 MW Leistung geschaffen worden, welches zukünftig im Betrieb noch deutlich stärker ausgelastet werden könnte, als dies im Jahr 2020 der Fall war. Neben dem laufenden Betrieb des Porsche Experience Center führt die geplante Installation von Standardladesäulen am geplanten emodrom Mobilitätszentrum, von weiteren Schnellladesäulen an den Autobahnraststätten „Am Hockenheimring West & Ost“, Ladepunkten an Parkplätzen auf dem Areal, sowie mobilen Ladesäulen während Events (z.B. E4Testival, E-Rennsport) und künftigen Veranstaltungen zu hohen temporären Lastspitzen, die an unterschiedlichen Positionen im Ringnetz auftreten werden.

Die Ausgangssituation und die heute zu erwartenden Szenarien A stellen sich wie folgt dar:

Netzkapazität	5780 kW	Netzkapazität	5780 kW
<b>Ausgangssituation (IST)</b>	Gemessene gleichzeitige Maximallast <sup>2</sup>	<b>Zukunftsszenarien A1/A2</b>	Erwartete gleichzeitige Maximallast
Ladevorgänge E-Mobilität	475 kW	Ladevorgänge E-Mobilität	3495 kW
Alle anderen Verbraucher	3262 kW	Alle anderen Verbraucher	3262 kW
Events		Events	
- davon Kleinevents	999 kW	- davon Kleinevents (A1)	999 kW
- davon Großevents	2927 kW	- davon Großevents (A2)	2972 kW
Einspeisung PV	- 763 kW	Einspeisung PV	- 381 kW
<b>∑ zeitgleiche Maximallast</b>	<b>3564 kW</b>	<b>∑ zeitgleiche Maximallast</b>	<b>5144 kW</b>
Event-Backup (Dieselaggregate)	2500 kW	Event-Backup (Dieselaggregate)	2500 kW

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass in der Vergangenheit während Großevents bis zu 4 MW an Dieselaggregatsleistung dezentral bereitgestellt wurden. Für diesen Beitrag zur Stromversorgung im Eventfall lagen jedoch keine Messdaten vor, sodass die Autoren annehmen, dass während der Events zeitlich begrenzt konstant 2,5 MW an Leistung über die Dieselaggregate bereitgestellt wurde.

Addiert man diesen Wert in der Spitze auf ein Event, so wird die Netzkapazität schon in der Ausgangssituation überschritten. Mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit wird der Grenzwert von 5780 kW auch in der Zukunft überschritten. Im Extremfall kann es dabei bei zu hohen Lasten zu einer Überlastung der Betriebsmittel wie Leitungen oder Transformatoren kommen.

<sup>2</sup> Die gleichzeitige Maximallast (gemessen und erwartet) ist per Verbraucher aufgezeigt, die entsprechenden Verbraucher können aufgrund unterschiedlicher Gleichzeitigkeit nicht einfach addiert werden. Die Summe der zeitgleichen Maximallast ist letztendlich ausschlaggebend für die Bestimmung eines Netzengpasses.

### 3.2 Forschungsfragen

Aus der in Kapitel 3.1 beschriebenen Ausgangslage und der in den Szenarien zu erwartenden Maximallast, welche die vorhandene Netzkapazität punktuell übersteigt, ergeben sich folgende wissenschaftliche Fragestellungen:

- Welchen Einfluss hat der Batteriespeicher auf den zu erwartenden Netzausbaubedarf laut Szenarien A1 und A2 am Hockenheimring?
- Welchen Einfluss hat die Standortwahl des Batteriespeichers im Hinblick auf einen netzdienlichen Einsatz des Speichers?
- Welchen Einfluss hat die Betriebsstrategie des Speichers (z.B. netzdienlicher Einsatz oder Einsatz zum Laden von Elektrofahrzeugen) auf die Leistungsfähigkeit des Speichers?
- Welche wirtschaftlichen Einsatzfelder des Batteriespeichers ergeben sich und wie sind diese zu bewerten?

Um diese Forschungsfragen zu beantworten wurde das Demonstrationsprojekt und eine wissenschaftliche Begleitforschung aufgesetzt. Die Methodik zur Untersuchung der Fragestellungen wird in Kapitel 4 detailliert, während die Ergebnisse in Kapitel 5 vorgestellt werden.

### 3.3 Stand der Regulatorik im Kontext von MoBILE

**DISCLAIMER:** Die Autoren übernehmen für Ihre Einschätzung zum Stand der Regulatorik keine Gewährleistung, dieses Kapitel soll daher ausdrücklich keine rechtliche Beratung darstellen.

Zu Anfang sei darauf hingewiesen, dass sich die regulatorische Situation hinsichtlich des Einsatzes von Batteriespeichern durch Verteilernetzbetreiber während der Projektlaufzeit vom 15.10.2019 bis 14.7.2021 und darüber hinaus im Wandel befindet und maßgeblich durch den deutschen Implementierungsprozess der europäischen Vorgaben aus der Strombinnenmarktrichtlinie EU 2019/944 geprägt war. Die regulatorische Auffassung und Interpretation der Autoren in für die im vorgelegten Projektbericht vorgelegten Analysen ergibt sich aus dem Stand der Regulatorik zum 31.5.2021.

Das Batteriespeichersystem im MoBILE Demonstrationsvorhaben wurde gemeinsam durch die Projektpartner Stadtwerke Hockenheim und emodrom rental GmbH beschafft. Die Investition in die eigentliche Speichertechnik haben dabei die Stadtwerke Hockenheim getragen, während die Containerhülle sowie der Tieflader für den Transport des Containers durch die emodrom rental GmbH beschafft wurden. Somit ergibt sich eine Konstellation mit zwei Eigentümern. Der technische Betrieb des Speichersystems kann jedoch eindeutig den Stadtwerken Hockenheim zugeordnet werden, da nur diese über die technische Kompetenz zum Betrieb des Batteriesystems verfügen. Die Stadtwerke Hockenheim sind Eigenbetrieb der Stadt Hockenheim und dabei nach EnWG § 7 (2) ein kleines, vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen mit den Geschäftssparten Netzbetrieb, Erzeugung und Vertrieb im Bereich der Stromversorgung.

Nun ergibt sich aus der Strombinnenmarktrichtlinie EU 2019/944, Art. 36 (1), dass Eigentum, Errichtung, Verwaltung und Betrieb von Energiespeicheranlagen durch VNB grundsätzlich nicht erlaubt sind. Hintergrund dieser Argumentation ist, dass es keinen Wettbewerbsvorteil für Verteilernetzbetreiber bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen für den Netzbetrieb geben soll, da diese ansonsten ihre Investition in das Verteilernetz über die Netzentgelte refinanzieren könnten. Dies könnte einerseits für den Netznutzer zu Kosteneffizienzen führen, da dieser Bereich reguliert ist und andererseits den Verteilernetzbetreibern einen Wettbewerbsvorteil bei weiteren, parallelen Nutzungen der Energiespeicheranlagen ermöglichen. Ausnahmen vom Verbot sind nur dann möglich, wenn ein beschaffungsseitiges Marktversagen durch die Regulierungsbehörde festgestellt wurde und der physikalische Bedarf für einen Speicher tatsächlich gegeben ist.

Im deutschen Recht wurden die Anforderungen der Strombinnenmarkttrichtlinie EU 2019/944 mit der EnWG Novelle vom 27.11.2020 in §12h in Verbindung mit der Präzisierung vom 13.1.2021 durch die Bundesnetzagentur zum Teil umgesetzt. Dabei wurden die Beschaffungskriterien für nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen definiert. Demnach müssen Dienstleistungen für

- Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung
- Schwarzstartfähigkeit

zukünftig marktlich durch Verteilernetzbetreiber beschafft werden, während Dienstleistungen zur

- Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)
- Inselbetriebsfähigkeit
- Kurzschlussstrom
- dynamischen Blindstromstützung

weiterhin durch den Verteilernetzbetreiber selbst bereitgestellt werden können, da man hier davon ausgeht, dass diese lokalen Systemdienstleistungen nicht kosteneffizient marktlich beschafft werden können. Ausnahmen hiervon sind dann möglich, wenn es sich bei dem Speicher um eine vollständig integrierte Netzkomponente handelt, die also keinem anderen Zweck dient.

**Aktualisierung zum 16.7.2021:** zum Zeitpunkt der Analyse gingen die Autoren davon aus, dass Speicher zum Einsatzzweck des Engpassmanagements nicht explizit durch die Definitionen des §12h erfasst sind und somit auch nicht marktlich beschafft werden mussten, in jedem Falle aber nach §12h (3) als vollständig integrierte Netzkomponenten anerkannt werden konnten. Diese Ansicht muss jedoch nach der erneuten EnWG Novelle vom 16.7.2021 widerrufen werden, da mit dem neuen §3 38b „vollständig integrierte Netzkomponenten“ keine Regelenergie oder Engpassmanagement erbringen dürfen. Gleichzeitig wurde §14c (1) neu eingeführt, welcher in der Definition im Hinblick auf „Flexibilitätsdienstleistungen“ weiter gefasst ist als § 12h, den Begriff der nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen somit ergänzt und derselben Logik der marktlichen Beschaffung dient wie §12h. Dies interpretieren die Autoren als neue regulatorische Pflicht zur marktlichen Beschaffung von Speichern, auch für den Zweck des Engpassmanagements.

Bei der Relevanz für das Projekt MoBILE ist auch der Zeitpunkt des Wirksamwerdens dieser Regelungen sowie möglicher Ausnahmen nach §11b in der Fassung vom 16.7.2021 zu beachten. §11b (1) ermöglicht es den Landesregulierungsbehörden, einen Speicher dann einem Verteilernetzbetreiber zu genehmigen, wenn die Notwendigkeit zum Einsatz gegeben ist und garantiert ist, dass die Leistung und Arbeit des Speichers nicht ganz oder teilweise auf den Strommärkten veräußert wird. Diese Vorgabe reduziert jedoch das wirtschaftliche Einsatzpotential auf das Engpassmanagement, bei einer Zuordnung zu der Netzberiebssparte bei den Stadtwerken Hockenheim. Wie aus Kapitel 5.2 ersichtlich, entstehen die zu erwartenden Grenzwertüberschreitungen jedoch nur temporär und der Speicher bliebe daher die meiste Zeit des Jahres ungenutzt. Darüber könnte eine solche Ausnahmegenehmigung nach §11b (3) im Fall von MoBILE nur temporär valide sein und müsste spätestens nach fünf Jahren erneut geprüft werden, da die Investitionsentscheidung am 18.12.2019 erfolgte.

Alternativ könnte der Speicher auch der Erzeugungs- oder Vertriebssparte der Stadtwerke zugeordnet werden (nicht-regulierter Bereich), womit die regulatorischen Hürden des EnWG zum Eigentum und Betrieb des Speichers für Verteilernetzbetreiber umgangen werden könnten. In diesem Falle müsste die Dienstleistungserbringung durch die Erzeugungs- oder Vertriebssparte jedoch dem Wettbewerb der marktlichen Beschaffungskriterien genügen. Da diese zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung jedoch noch nicht verpflichtend war, wäre hier aus Sicht der Netzbetreibersparte eine interne Erstattung der Dienstleistungskosten denkbar, welche dann als Betriebsausgaben über die Netznutzungsentgelte im Sinne der Anreizregulierungsverordnung gedeckt werden könnte. Diese Option würde vorraussichtlich

auch der gemeinsamen Eigentümerschaft zwischen den Stadtwerken Hockenheim und der emodrom rental GmbH besser Rechnung tragen.

Als Schlussfolgerung ergibt sich also die Empfehlung, dass die Stadtwerke Hockenheim bei der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg einen Antrag auf Genehmigung als Betriebsausgaben stellen sollten, um rechtlich für den Speicherbetrieb abgesichert zu sein.

In der wirtschaftlichen Analyse in Kapitel 5.3.1 wird aufgrund der zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Informationen jedoch noch davon ausgegangen, dass die Investition in das Batteriespeichersystem als betriebsnotwendiges Anlagegut über 10 Jahre in der Erlösobergrenze der Stadtwerke Hockenheim berücksichtigt werden kann.

## 4 Methodik

In diesem Kapitel werden die Methoden beschrieben, mit denen im Rahmen von MoBILE das Verteilernetz simulativ abgebildet wurde, der Batterieeinsatz im Ist- sowie den Zukunftsszenarien abgeschätzt wurde, die möglichen Einsatzzwecke für die Batterie hinsichtlich verschiedener Kriterien priorisiert wurden, sowie die Wirtschaftlichkeit bei den priorisierten Einsatzzwecken bewertet wurde.

### 4.1 Simulation Verteilernetz (EIFER & KIT IEH)

Die Verbraucher am und um den Hockenheimring werden über einen geöffneten Ring aus zwei Schaltwerken der Stadtwerke Hockenheim über Mittelspannungskabel mit Strom versorgt. Zur Charakterisierung der Lasten am Hockenheimring wurden Messdaten aus den Ortsnetzstationen verwendet. Da alle Netzkunden dort RLM-gemessene Sonderlasten sind, wird der Energieverbrauch in 15-min-Intervallen durch die Stadtwerke Hockenheim erhoben. Die verwendeten Messdaten lagen für die Jahre 2016 bis 2020 vor und erlaubten somit bei den meisten Netzkunden eine repräsentative Situation vor dem Auftreten der Auswirkungen durch die Corona-Pandemie zu untersuchen. Durch das betreffende Netzgebiet werden auch Wohngebiete versorgt, sodass diese zusätzlich zu den elektrischen Erzeugern und Lasten am Hockenheimring modelliert werden müssen. Zur Modellierung des Energieverbrauchs der Haushalte in den Wohngebieten wurde auf Profile aus Uhrig und Frank [1] zurückgegriffen, zur Berücksichtigung der Energieerzeugung durch eine 800 kWp PV-Anlage auf die Messdaten einer PV-Referenzanlage. Diese Profile wurden anhand realer Daten zur Anzahl der Haushalte und installierter PV-Leistung pro Ortsnetzstation skaliert, welche durch die Stadtwerke Hockenheim zur Verfügung gestellt wurden.

Da der Netzkunde Porsche Experience Center erst im Herbst 2019 an das Verteilernetz angeschlossen wurde, wurde für diesen Verbraucher ein repräsentativer 3-Monatsabschnitt der Messdaten aus dem Jahr 2020 (Phase ohne Corona-Lockdown) ausgewählt und daraus ein synthetisches Jahresprofil erstellt. In diesem Profil ist ersichtlich, dass die an den Ladepunkten verfügbare maximale Ladekapazität in 2020 nur bruchteilhaft genutzt wurde. Bei der Berücksichtigung von historischen Events wurde hinsichtlich Kleinevents (Last < 1.000kW) und Großevents (Last > 1.000kW) unterschieden, um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass während Großevents am PEC parallel nur ein eingeschränkter Betrieb möglich sein wird. Die PV-Großanlage wirkt sich reduzierend auf die Gesamtlast im Ringnetz aus.

Zur Validierung der getroffenen Annahmen im Ist-Szenario wurden Messgeräte an wichtigen Punkten im Netz durch den Projektpartner KIT IEH installiert, um die simulierten Leistungsflüsse mit realen Leistungsflüssen vergleichen zu können. Zum Vergleich konnte dabei auf historische Daten aus dem Juli 2018 zurückgegriffen werden. Zusätzlich wurde im Rahmen von MoBILE von November 2020 bis Januar 2021 eine weitere Messkampagne durchgeführt, die aber im Zeichen des Corona-Lockdowns stand und damit nicht repräsentativ für einen Normalbetrieb ist.

Die Ergebnisse der Messreihen wurden dann mit den simulierten Leistungsflüssen verglichen, wobei sich quantitativ eine gute Übereinstimmung ergeben hat, wie in den folgenden beiden Abbildungen eines exemplarischen täglichen Verlaufs zu erkennen ist.

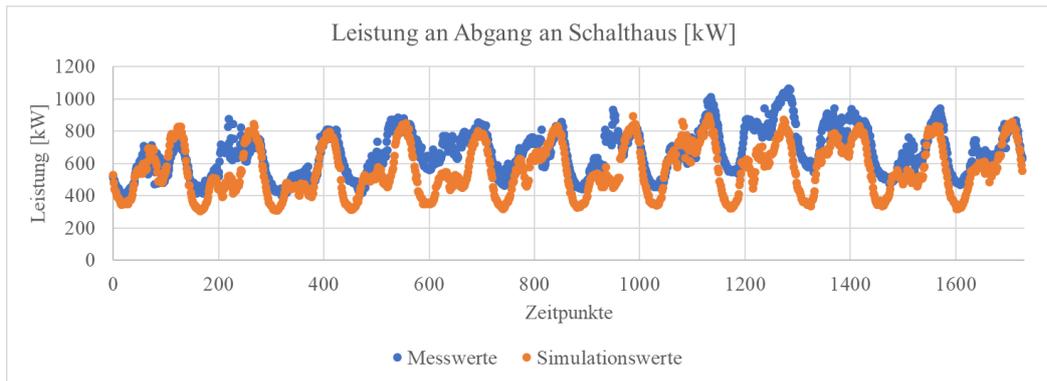


Abbildung 1: Leistung am Abgang Schaltheis

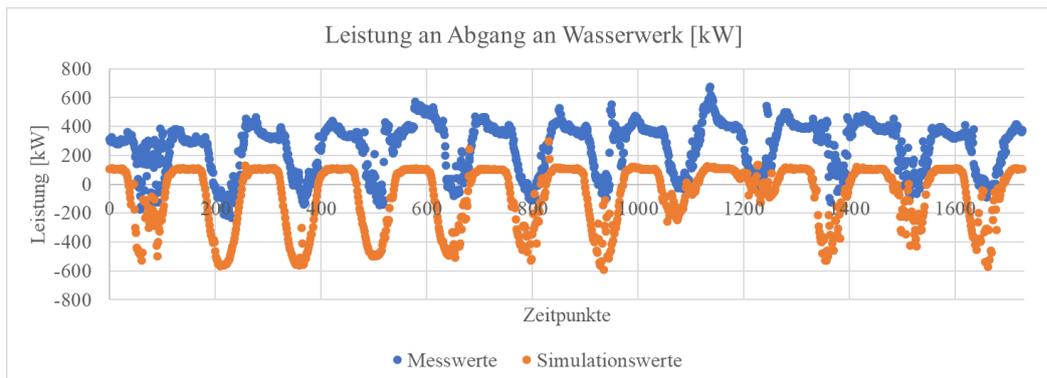


Abbildung 2: Leistung am Abgang Wasserwerk

Während der Messkampagne wurden zudem die Spannungen im Mittelspannungsnetz gemessen. Auch die auftretenden Spannungsdifferenzen im Netz können simulativ gut abgebildet werden. Bei den Spannungen besteht ausreichend Puffer zu den vorgegebenen Grenzwerten, sodass im Folgenden der Fokus auf den Leistungsflüssen im Netz liegt. Die Simulationen wurden in der Software PowerFactory implementiert.

Basierend auf der Ausgangssituation wurden gemeinsam mit den Projektpartnern Zukunftsszenarien für die Stromnachfrage der einzelnen Verbraucher im Ringnetz definiert. Hier ist zu erwähnen, dass insbesondere ein Zubau sowohl an weiteren Schnellladepunkten wie auch an Normalladepunkten für Elektrofahrzeuge zu erwarten ist. Um die zu erwartende zeitgleiche Maximallast abzuschätzen, wurde entweder der gemessene Zeitverlauf der Ladevorgänge auf die zu erwartende Leistung hochskaliert, oder es wurden für Standardladesäulen synthetische Ladeprofile für ungesteuertes Laden erzeugt (insbesondere für das zukünftige Mobilitätszentrum).

#### 4.2 Simulation Batterieeinsatz (KIT IEH)

Zur Untersuchung des Einflusses des Batteriespeichers auf das Stromnetz wurde eine Simulationsumgebung aufgebaut. Diese beinhaltet im Kern einen Optimierungsalgorithmus, welcher den Speicher so steuert, dass vorgegebene Randbedingungen eingehalten werden. Eine ausführliche Darstellung des Algorithmus ist in Held et al. [2] zu finden.

Die Eingangsdaten der Simulationsumgebung sind die in den vorangehenden Abschnitten beschriebenen Energie- und Leistungsdaten der Netzkunden. Zusätzlich wurde am Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik des KIT ein elektrisches Modell des betreffenden Netzgebietes aus den Netzplänen der Stadtwerke Hockenheim aufgebaut und in den Optimierungsalgorithmus integriert. In der Simulationsumgebung können somit Spannungsgrenzen und Überlastungen von Leitungen berücksichtigt werden. Tritt eine solche Verletzung von Grenzwerten auf,

lädt oder entlädt der Speicher automatisch Energie, um die Einhaltung der Grenzen wieder sicher zu stellen.

### 4.3 Priorisierung möglicher Einsatzzwecke (alle Projektpartner)

Zur Vorab-Bewertung aller möglicher Einsatzzwecke des Batteriesystems im Kontext des MoBILE Projektes wurde das KERNWEG Bewertungsschema aus dem Ideenentwicklungs- und Anwendungslabor der Universität Magdeburg herangezogen und mit einem Punktescore auf den Projektkontext von MoBILE erweitert. Das Bewertungsschema wurde von Horton [3] aufgesetzt und beinhaltet eine Analyse folgender Dimensionen:

#### Schema zur Bewertung potentieller Geschäftsmodelle für das Batteriesystem

Erläuterung der KERNWEG Kriterien nach Horton (2015), Idea Development and Application Lab, Universität Magdeburg .

<b>Konkurrenzfähigkeit</b>	Das Geschäftsmodell kann im Wettbewerb mit alternativen Angeboten bestehen.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ starkes Markenimage</li> <li>✓ entscheidende Alleinstellungsmerkmale des Angebots</li> <li>✓ Wertversprechen, das einem Kundenbedürfnis optimal entspricht</li> <li>✓ überlegene Kundenbeziehungen</li> </ul>
<b>Effizienz</b>	Das Geschäftsmodell wird mit möglichst geringem Aufwand betrieben.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Geringe laufende Kosten</li> <li>✓ Hohe Produktivität</li> <li>✓ Geringer Overhead</li> <li>✓ Günstige Einkaufspreise</li> </ul>
<b>Robustheit</b>	Das Geschäftsmodell wird nicht durch äußere Einflüsse oder Entwicklungen gefährdet.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Keine Gefährdung durch Regulierungs- oder Gesetzesänderungen</li> <li>✓ Keine Abhängigkeit von Marktschwankungen</li> <li>✓ Starke Verhandlungsposition gegenüber Lieferanten</li> </ul>
<b>Nachhaltigkeit</b>	Das Geschäftsmodell kann für unbestimmte Zeit funktionieren.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Die Kernressourcen sind nicht endlich.</li> <li>✓ Die Nachfrage bleibt (voraussichtlich) unbeschränkt bestehen.</li> <li>✓ Umweltfreundliche Produkte und attraktive Arbeitsbedingungen</li> </ul>
<b>Wachstumsfähigkeit</b>	Das Geschäftsmodell zeigt Wege auf, wie das Business ausgebaut werden kann.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Aussicht auf Erweiterung des Angebots</li> <li>✓ Aussicht auf weitere Zielgruppen</li> <li>✓ Skalierbarkeit der Ressourcen und Aktivitäten</li> </ul>
<b>Exklusivität</b>	Das Geschäftsmodell besitzt einen einmaligen Vorteil, der auch geschützt werden kann.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Exklusiver Zugriff auf Ressourcen</li> <li>✓ Exklusivverträge mit wichtigen Partnern</li> <li>✓ Patente oder Gebrauchsmuster</li> </ul>
<b>Gewinnfähigkeit</b>	Mit dem Geschäftsmodell kann der gewünschte Gewinn erzielt werden.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Hoher Wertschöpfungsgrad</li> <li>✓ Einmaliger Nutzen des Angebots</li> <li>✓ Fähigkeit zu Value Capture</li> </ul>

Vorab wurde durch das EIFER mittels Literaturrecherche die Bandbreite möglicher Anwendungsfälle untersucht und je Anwendungsfall Informationen zu physikalischem Netzbedarf, Leistungserbringung der Batterie, Regulatorik, Vermarktungsoptionen des Anwendungsfalls, sowie Beispielprojekte vorbereitet. Dieses Material wurde den Projektpartnern gemeinsam mit den KERNWEG Auswertungsbögen schriftlich übermittelt. Die betrachteten Einsatzzwecke des Batteriespeichers waren:

- Blindleistungsbereitstellung
- Spitzenlastmanagement
- Stromtankstelle
- Primärregelleistung
- Notstromversorgung
- Mobiler Einsatz
- Zwischenspeicher PV
- Bilanzkreisausgleich

Am 15.7.2020 wurde ein Workshop innerhalb des Projektkonsortiums veranstaltet, in dem die Einschätzungen der Partner diskutiert wurden und eine gemeinsame Priorisierung vorgenommen wurde, um für das MoBILE Projekt einen Fokus zu definieren.

#### 4.4 Wirtschaftlichkeitsbewertung (EIFER)

Die Wirtschaftlichkeitsbewertungen für drei priorisierte Anwendungsfälle erfolgen über technisch-ökonomische Analysen durch das EIFER. Bei allen Analysen wird dabei die Sichtweise des Betreibers des Batteriesystems eingenommen. Die Methodik und der Einsatz der Analysemodelle unterscheidet sich dabei je nach untersuchtem Anwendungsfall.

Zur Analyse des wirtschaftlichen Potentials für das Spitzenlastmanagement werden die Projektergebnisse der Netzsimulation des KIT genutzt. Diese Ergebnisse beinhalten unter anderem die in den Ausbauszenarien maximal notwendige Dimensionierung des Batteriesystems, um alle auftretenden Lastspitzen zu glätten. Darüber hinaus trifft das Simulationsmodell Aussagen zur zukünftigen Netzdienlichkeit des Demonstrationsspeichers wie in seiner realisierten Konfiguration. Zur Untersuchung des wirtschaftlichen Nutzens im Ist-Szenario wird ein Batteriesimulationsmodell des EIFER eingesetzt, welches das aktuelle Spitzenlastreduktionspotential durch das MoBILE Batteriesystem simuliert und wirtschaftlich bewertet. Für die Bewertung werden jeweils die jährlich diskontierten Ausgaben für eine Erweiterung des Batteriesystems dem Nutzen gegenübergestellt, der sich aus einer Reduktion der vorgelagerten Netznutzungsentgelte ergibt. Im Falle der aktuellen Dimensionierung werden die projektspezifischen Kosten den möglichen Einsparungen gegenübergestellt. Diese Einsparungen ergeben sich insbesondere für die Endnutzer des Stromnetzes im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Hockenheim, während die Stadtwerke entweder die Investition verzinst oder die Betriebskosten erstattet bekommen. Die Stadtwerke verfolgen dabei jedoch das übergeordnete Ziel, die Netznutzungsentgelte zukünftig stabil zu halten.

Zur Untersuchung des Anwendungsfalls „PV-Zwischenspeicher“ wird ein Eigenverbrauchs-simulationsmodell des EIFER eingesetzt. Dieses simuliert je 15-minütigem Zeitintervall die PV-Erzeugung, den Speichereinsatz, sowie die Belieferung eines angenommenen Nachfrageprofils. Priorität hat hierbei die direkte Belieferung aus der PV-Anlage, Überschüsse werden zuerst eingespeichert und dann ins öffentliche Netz abgegeben. Aus diesen Werten lassen sich jährliche Summen für lokale Stromversorgung, Reduktion des jährlichen Netzbezugs des Nachfragers, direktgelieferte Strommenge und Netzeinspeisung des Überschussstroms berechnen. Diese Energieflüsse lassen sich ökonomisch bewerten, indem das regulatorische Konstrukt identifiziert wird und daraufhin spezifische Entgelte und Umlagen angewendet werden. Auf diese Weise werden die Strombelieferungskosten für den Batteriebetreiber identifiziert und möglichen Vertriebs Erlösen gegenübergestellt. Diese ergeben sich aus den angenommenen jährlichen Strombezugskosten des Nachfragers ohne den Einsatz der Batterie als Preisobergrenze für die lokale Versorgungslösung. Die Differenz zwischen Strombelieferungskosten und möglichen Erlösen stellt aus der Sicht des Batteriebetreibers den Deckungsbeitrag für eine wirtschaftliche Vermarktung dar. Aus Sicht des Nachfragers, d.h. des Direktlieferungs-Kunden des Batteriebetreibers, ergeben sich bei einer Aufteilung der möglichen Deckungsbeiträge folgende Vorteile: Reduktion der variablen Strombezugskosten, Reduktion der fixen Netznutzungsentgelte, Nutzung von lokaler, erneuerbarer Stromerzeugung.

Bei der Untersuchung des Anwendungsfalls „Mobiler Einsatz“ wurde speziell das industrielle Lastspitzenmanagement untersucht, da dies ein interessantes wirtschaftliches Potenzial bietet und zudem mit anderen Anwendungsfällen kombiniert werden könnte. Bei der Analyse wurde ebenfalls auf das bereits erwähnte und am EIFER entwickelte Batteriesimulationsmodell zurückgegriffen. Dieses simuliert in 1-stündigen Zeitintervallen den Batterieeinsatz zur Lastspitzenkappung anhand eines bereitzustellenden Lastprofils. Als Eingangsdaten dienen außerdem techno-ökonomische Parameter des Batteriespeichers, wie beispielsweise Kapazität, C-Rate, Selbstentladung etc. Im konkreten Fall wird der Batterieeinsatz zur Lastspitzenkappung optimiert, d.h. es wird die maximal mögliche jährliche Lastspitzenreduktion realisiert und der ökonomische Gegenwert in Form eingesparter Leistungskosten (bei industriellen Verbrauchern) errechnet. Dem Erlöspotenzial aus der Lastspitzenkappung werden anschließend die Betriebskosten sowie Kosten für die Bereitstellung des Batteriespeichers (unter der Annahme eines Verleihgeschäfts) gegenübergestellt.

## 5 Ergebnisse

Dieses Kapitel beschreibt die Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete aus dem Verbundprojekt.

### 5.1 Inbetriebnahme des Demonstrators

Das Batteriespeichersystem wurde durch den assoziierten Projektpartner Framatome GmbH – Covalion für das Forschungsvorhaben MoBILE konfiguriert und bereitgestellt. Für die sichere Installation aller Komponenten wurde ein gebrauchter, gekühlter 20' Standardseecontainer beschafft und durch Covalion mit der notwendigen Leistungselektronik, neuen Traktionsbatteriemodulen aus dem Hause Audi (Modellreihe e-tron), einer speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS), einem DC und AC-seitigen Energiemanagementsystem (EMS) sowie Brandschutzvorrichtungen ausgestattet. Das EIFER steuerte einen Mini-Rechner zur Batteriedatenauswertung und Visualisierung bei, die emodrom rental GmbH einen Außenmonitor zur Visualisierung von Live-Daten, Batteriestatistiken und Projektinformationen aus dem Mini-Rechner. Das Containersystem wurde auf einem gebrauchten Tieflader platziert und ist somit unter Beachtung der Richtlinien für Gefahrguttransporte auf öffentlichen Straßen zugelassen. Dementsprechend kann es für einen anderen Einsatzzweck mit einem relativ geringem Aufwand neu platziert werden. Zum Zeitpunkt der Verfassung des Schlussberichts war die geplante Kontainereinkleidung im Projektdesign durch den Projektpartner emodrom rental GmbH noch nicht abschließend fertig gestellt. Darüber hinaus war die netzseitige Steuersignalgebung durch die Stadtwerke Hockenheim noch nicht vollends umgesetzt, sodass eine Endabnahme noch nicht stattfinden konnte.

Die wichtigsten technischen Spezifikationen lauten wie folgt:

- Brutto-/Nettospeicherkapazität: 380 kWh/324 kWh
- Maximaler Lade-/Entladestrom: 324 kW (C-Rate = 1)
- Mögliche Betriebsmodi des Batteriesystems:
  - o Laden von mehreren Elektrofahrzeugen bis zu 22 kW
  - o Schnellladen von 1-2 Elektrofahrzeugen bis 150 kW
  - o (Zwischen-)Speichern von erneuerbarem oder konventionell erzeugten Strom
  - o Peak-Shaving für das angeschlossene Verteilernetz
  - o Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) mit 0 ms Unterbrechung
  - o Rückspeisung von Strom in das öffentliche Netz
  - o Inselbetrieb ohne Netzanschluss

Nachfolgend einige Fotos vom Batteriesystem:



Abbildung 3: Anlieferung



Abbildung 4: Positionierung



Abbildung 5: Batteriemodule



Abbildung 6: Schaltschranke und Leistungselektronik (links)

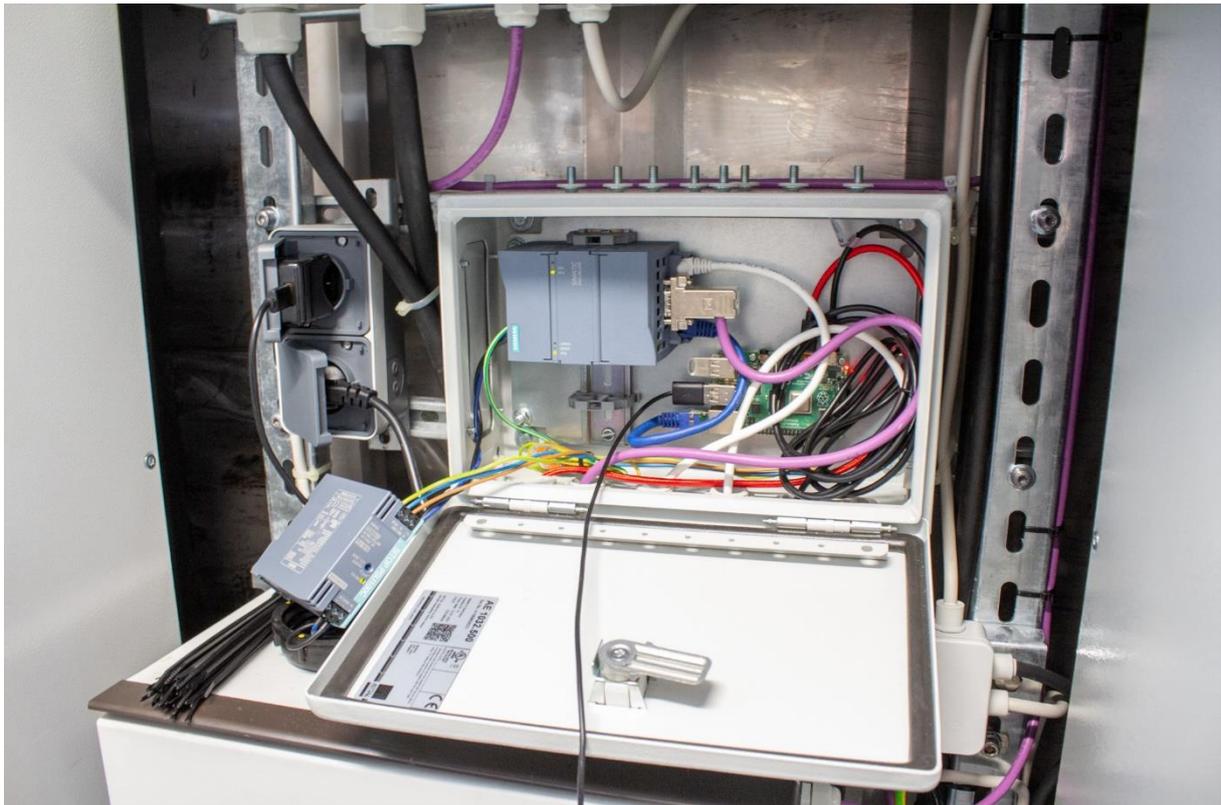


Abbildung 7: Mini-Rechner



Abbildung 8: Monitor zur Außendarstellung

## 5.2 Simulation und Validierung

Die Simulation der Netzzustände und des Batterieeinsatzes im Mittelspannungsnetz am Hockenheimring liefert aus den vorhandenen Informationen eine bestmögliche Abschätzung, wie sich der Einsatz des Demonstrationsbatteriesystems auf die vorhandenen netzseitigen Herausforderungen auswirkt und welche Dimensionierung für eine vollständige Vermeidung erwarteter Netzengpässe nötig wäre.. Dazu wurden drei Szenarien in Abstimmung mit dem Projektträger Karlsruhe (PTKA) untersucht. Die Untersuchungen haben zu folgenden Ergebnissen geführt:

### Szenario A: Anwendungsfall IST Situation am Hockenheimring

Das Mittelspannungsnetz am Hockenheimring besteht aus zwei getrennten Strängen. An den jeweiligen Enden der Stränge befindet sich ein Schalter zur Kopplung der beiden Stränge. Nach den Planungsrichtlinien der Stadtwerke Hockenheim soll die Versorgung auch bei einem einzelnen Fehler im Netz, also im sogenannten n-1-Fall sichergestellt werden können. Deshalb wird im Folgenden angenommen, dass die Einspeisung an einem der Stränge entfällt. Das stellt den ungünstigsten Fehler dar, der in diesem Netzgebiet passieren könnte. Um die Versorgung in diesem Falle weiterhin sicherstellen zu können, werden dann beide Stränge in der Mitte gekoppelt. An welchem der beiden Stränge die Einspeisung entfällt hat keinen Einfluss auf die hier gezeigten Simulationsergebnisse.

Die Engpunkte des Mittelspannungsnetzes sind bestimmte Kabel, welche auf verschiedenen Leitungsstrecken verbaut sind und circa ein Drittel der gesamten Leitungsstrecke ausmachen. Ihre maximale Kapazität beträgt 6,41 MVA. Nach den Planungsrichtlinien der Stadtwerke Hockenheim wird ein Leistungsfaktor von 0,9 angenommen. Somit beträgt der maximal erlaubte Wirkleistungsfluss 5,78 MW. Da zur Erstellung der Profile Messdaten der Energie verwendet wurden, aus welchen durchschnittliche Wirkleistungsflüsse in 15-min-Intervallen berechnet wurden, kann die Blindleistung nicht korrekt modelliert werden und als Grenzwert wird der Wirkleistungsfluss verwendet.

Im Nachfolgenden wird angenommen, dass zur Engpassvermeidung keine Dieselaggregate eingesetzt werden. Der Batteriespeicher wird nun in den Simulationen nun so eingesetzt, dass der vorgegebene Wirkleistungsgrenzwert nicht überschritten wird, wie in Abbildung 9: Jahressimulation ohne Überschreitung des Wirkleistungsgrenzwerts für eine Jahressimulation gezeigt wird. Dabei wird angenommen, dass der Speicher zukünftige Verläufe perfekt voraussehen kann. Dadurch wird der Speicher nur dann eingesetzt, wenn es absolut notwendig ist und somit kann aus den Simulationsergebnissen abgelesen werden, welche Dimensionierung des Speichers mindestens notwendig gewesen wäre, um alle physikalischen Netzgrenzen einhalten zu können.

In Abbildung 10 ist dies für einen Beispieltag abgebildet. Um den Grenzwert einzuhalten, muss der Batteriespeicher sich in einem Viertelstundenintervall entladen (siehe Abbildung 11). Die dafür benötigte Energie wird zuvor in den Energiespeicher geladen, sodass sich dieser zum entsprechenden Zeitpunkt komplett entladen kann (siehe Abbildung 12).

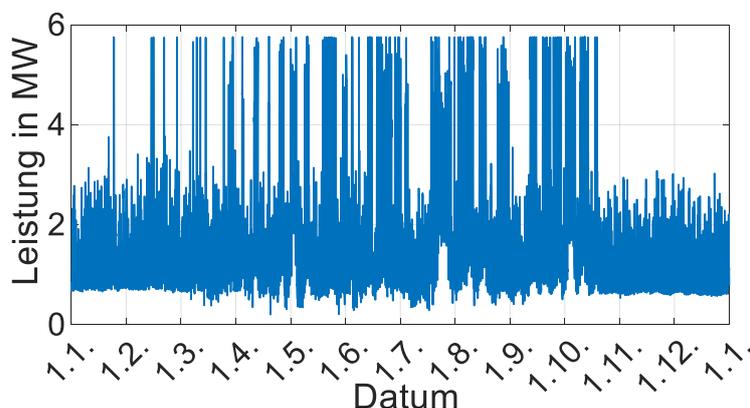


Abbildung 9: Jahressimulation ohne Überschreitung des Wirkleistungsgrenzwerts

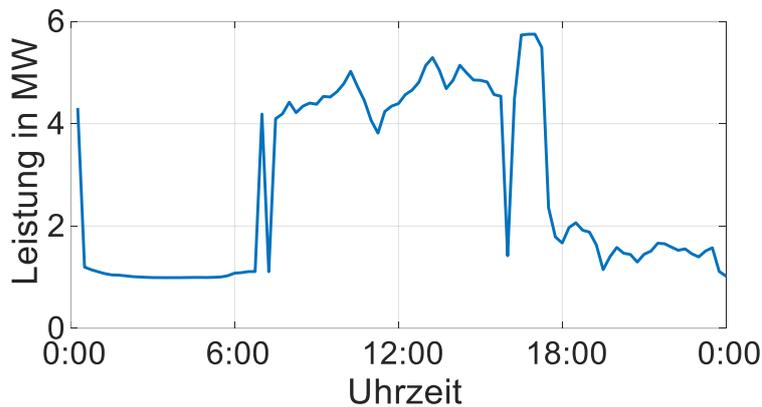


Abbildung 10: Gesamtlastgang am Beispieltag mit Lastspitzenmanagement zur Einhaltung des Wirkleistungsgrenzwerts (5,78 MW)

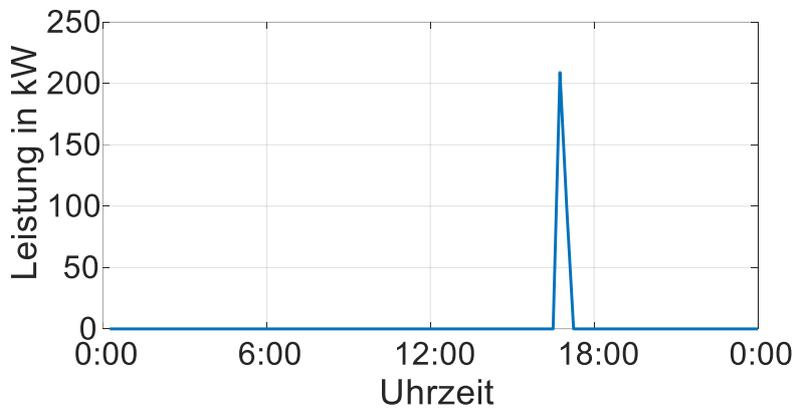


Abbildung 11: Speicherentladung am Beispieltag

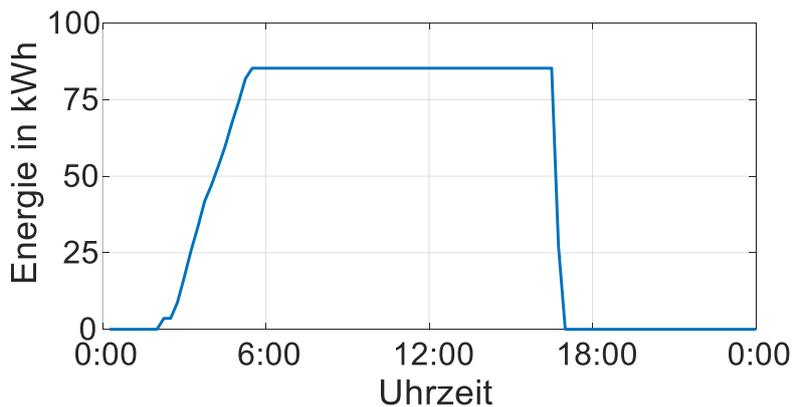


Abbildung 12: Speicherbefüllung zur Einsatzoptimierung unter perfekter Vorraussicht am Beispieltag

### Szenario A1: Ausbau Elektromobilität in Kombination mit Kleinevents

Unter Anwendung der skalierten Profile wie in Szenario A1 (Ausbau Elektromobilität in Kombination mit zukünftigen Kleinevents) ergeben sich an ca. 0,58 % aller Zeitpunkte Netzüberlastungen. Der MoBILE Demospeicher kann diese allerdings nicht immer verhindern. An 0,31% der Zeitpunkte ist der dazu in der Lage, an den restlichen 0,27 % aller Zeitpunkte nicht. Soll der Speicher in der Lage sein die Überlastungen immer zu verhindern, wäre eine Lade-/Entladeleistung von 1,76 MW und eine

Energiekapazität von 1,32 MWh notwendig. Damit müsste der aktuell im Projekt verwendete Speicher (0,32 MW/0,38 MWh) deutlich größer dimensioniert werden.

Ohne Betrieb des Speichers würde die Spannung im Mittelspannungsnetz um 3,2 % der Nennspannung abfallen. Bei Nutzung des Speichers fällt die Spannung im gesamten Mittelspannungsnetz um maximal 2,7 % der Nennspannung ab. Der Speicher reagiert nicht direkt auf die Spannung, sondern auf den Leistungsfluss im Netz. Allerdings treten während hohen Leistungsflüssen auch die minimalen Spannungen im Netz auf. Somit beeinflusst der Speicher durch seinen Betrieb auch die Spannungen. Die vorgeschriebenen Spannungsgrenzwerte sind selbst zu den Zeitpunkten mit der stärksten Netzbelastung nicht in Gefahr. Der Speicherstandort wurde in der Simulation wie in der Realität gewählt und damit in der Mitte des betrachteten Ringnetzes. Der Standort des Batteriespeichers hat einen messbaren Einfluss auf die Spannungen im Netz. Zur Maximierung der Beeinflussung wäre eine Positionierung am Ende des Netzstranges optimal.

### **Szenario A2: Ausbau Elektromobilität in Kombination mit Großevents**

Unter Anwendung der skalierten Profile wie in Szenario A2 (Ausbau Elektromobilität in Kombination mit zukünftigen Großevents) ergeben sich Abweichungen zu den vorherigen Ergebnissen. Der Grenzwert wird nur noch an 0,50% aller Zeitpunkte überschritten. Davon können durch den MoBILE Demospeicher an 0,24% aller Zeitpunkte Überlastungen verhindert werden. An 0,26% aller Zeitpunkte ist dies nicht möglich. Um den Grenzwert immer einhalten zu können, müsste der Speicher mit 1,76 MW/5,68MWh deutlich größer dimensioniert werden. Im Vergleich zu Szenario A1 ist eine deutlich größere Energiespeicherkapazität dafür notwendig. Das erklärt sich mit der zeitlich längeren Überschreitung des Wirkleistungsgrenzwertes bei Großevents, welche in Szenario A1 nicht berücksichtigt werden.

In diesem Szenario beträgt der maximale Spannungsabfall 2,5 % im Vergleich zu 3,0 % ohne den Speicher. Damit entstehen ebenfalls keine Spannungsbandprobleme im Ringnetz.

Bei den beiden Simulationen in den Szenarien A1 und A2 wurde angenommen, dass der Batteriespeicher die volle Bruttokapazität von 382 kWh nutzen kann. In der Realität ist nur circa 85 % hiervon nutzbar.

### **Szenario B: Ein Netzabschnitt wird wegen Reparatur abgeschaltet, könnte der Demospeicher die Spannungsversorgung übernehmen?**

Der im Projekt eingesetzte Batteriespeicher ist inselnetzfähig, was bedeutet, dass er in der Lage ist, ein wegen Reparatur abgeschaltetes Netz selbstständig zu versorgen. Somit ist er grundlegend in der Lage, den beschriebenen Anwendungsfall abzudecken.

Zur Dimensionierung eines Speichersystems für diesen Anwendungsfall ist es notwendig, den Leistungsbedarf des zu versorgenden Netzabschnittes zu kennen sowie die Dauer der Abschaltung. Der Leistungsbedarf des zu versorgenden Netzes ist stark vom jeweiligen Netzgebiet abhängig aufgrund sehr unterschiedlichen Netzstrukturen (z.B. Stadt vs. Land) oder Nutzungscharakteristiken (Haushalte vs. Industrie). Bezüglich der Dauer des Einsatzes ist zwischen geplanten und ungeplanten Reparaturmaßnahmen zu unterscheiden. Bei geplanten Maßnahmen ist die Dauer ungefähr bekannt, bei ungeplanten Maßnahmen hingegen nicht. Dort ist die Verwendung eines Dieselgenerators vermutlich praktischer, da dieser mit Brennstoff nachgeladen werden kann. Bei geplanten Maßnahmen kann durch das Produkt aus Leistungsbedarf und Dauer die notwendige Energiekapazität des Speichers berechnet werden. Reicht dieser aus und übersteigt die maximale Entladeleistung des Speichers der Leistungsspitze im Bedarf des Netzgebietes, kann der Batteriespeicher hierfür verwendet werden.

### **Szenario C: Könnte der Demospeicher zur punktuellen Versorgung von Schnellladesäulen verwendet werden, beispielsweise im Sommerreiseverkehr über Wochen und Monate?**

Als Ausgangslage zur Betrachtung des Szenario C wurden reale Messdaten der Schnellladesäulen an der Autobahnraststätte aus dem Jahr 2020 analysiert. Diese zeigen durchschnittlich 2,84 Ladevorgänge

pro Tag insgesamt, verteilt über 12 Ladepunkte an beiden Raststätten (Hockenheimring Ost und West). Dabei wird durchschnittlich 23,94 kWh Strom je Ladevorgang geladen. Die durchschnittliche Ladeleistung während der Ladevorgänge beträgt 32,42 kW.

Für den Betrieb des Batteriespeichers in Szenario C wird angenommen, dass dieser bei Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen direkt Strom in die Elektroautos entlädt. Damit können bei einem zu Beginn vollen Speicher (Energiekapazität: 324 kWh) im Durchschnitt über 13 Ladevorgänge stattfinden, bis der Speicher leer ist, also das 4,6-fache des aktuellen Ladeaufkommens. Bei aktuell observiertem Ladeaufkommen bedeutet das, dass der Speicher erst nach mehr als vier Tagen einmal komplett geleert wird. Um einen Zeitraum mit erhöhtem Sommerurlaubsverkehr abzudecken, wäre ein autarker Betrieb über Wochen und Monate jedoch nicht ausreichend.

Um den Speicher im Dauerbetrieb oder für längere Perioden als vier Tage einzusetzen, muss er regelmäßig aus dem Netz nachgeladen werden. Unter der Annahme, dass der Speicher sich aus dem öffentlichen Netz einmal täglich mit geringstmöglicher, konstanter Leistung aufladen kann, wäre eine dauerhaft konstante Ladeleistung von 13,5 kW notwendig. Bei entsprechend höherer Ladeleistung zur Befüllung kann der Speicher auch mehr als 13 Ladevorgänge pro Tag ermöglichen. Bei 13 Ladevorgängen pro Tag und maximal einem Ladevorgang pro Zeitpunkt an einem speicherintegrierten Ladepunkt wäre der Speicher allerdings schon heute durchschnittlich 9,6 h pro Tag besetzt, sodass eine signifikante höhere Belegungszeit des speicherintegrierten Ladepunktes nicht realistisch erscheint.

Zusätzlich können weitere Batteriespeicher installiert werden, welche den gleichen Effekt haben. Die genaue Anzahl an notwendigen weiteren Batteriespeichersystemen ist abhängig vom Ladeverhalten der Nutzer.

Wichtig ist hierbei auch die Lade- bzw. Aufnahmeleistung der Elektro-Fahrzeuge zu beachten. Im Durchschnitt können aus dem MoBILE-Demospeicher maximal zehn Ladevorgänge gleichzeitig stattfinden bei einer Entladeleistung des Speichers von 324 kW. Finden mehr als zehn durchschnittliche Ladevorgänge gleichzeitig statt, muss die Ladeleistung gedrosselt werden.

In Zukunft ist eine Veränderung im Ladeverhalten zu erwarten. Unter der Annahme einer Ladeleistung von 160 kW (5-fache des aktuellen Durchschnittswertes) und 50 kWh nachgeladener Energie pro Ladevorgang (Verdoppelung des aktuellen Durchschnittswertes), sind nur noch 6,5 Ladevorgänge pro Tag mit dem Speicher aus dem Projekt möglich. Außerdem rückt dann auch die Ladeleistung in den Fokus, da dann noch maximal zwei Fahrzeuge gleichzeitig laden können. Zudem besteht die Möglichkeit, den Speicher anhand des Gesamtnetzzustandes zukünftig dynamisch zu bewirtschaften, um die Anzahl der möglichen Lade- und Entladevorgänge an der Raststätte weiter zu erhöhen.

### 5.3 Anwendungsfälle und wirtschaftlicher Nutzen

Besonders im Verteilernetzbereich kann es in Zukunft durch die zunehmende Einspeisung von Strom aus regenerativen Erzeugungsanlagen einerseits, sowie durch Lastspitzen etwa infolge des Ausbaus der Elektromobilität zu Engpässen im lokalen Netz kommen. Den Verteilernetzbetreiber obliegen nach §17 (1) und §20 (1, 2) EnWG Netzausbaupflichtungen, um eine bedarfsgerechte und sichere Versorgung zu gewährleisten. Zum Einsatz können hier konventionelle Netzausbauverfahren kommen, etwa durch den Zubau zusätzlicher Leitungen und Transformatoren [4]. Zunehmend wird jedoch der Einsatz von Batteriespeichern zur Erweiterung von Kapazität und Energie in der Nähe des Verbrauchers diskutiert. Einerseits eignen sich Batterien aus technischer Sicht zur flexiblen Bereitstellung vielfältiger Netzdienstleistungen, andererseits ist deren direkter Einsatz durch Verteilernetzbetreiber durch die regulatorischen Rahmenbedingungen stark eingeschränkt (siehe Kapitel 3.3).

Die dena-Netzflexstudie untersucht den optimierten Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung und bietet einen Überblick über die möglichen

Anwendungsmöglichkeiten von Batterien zur Bereitstellung von Netzflexibilität (siehe **Error! Reference source not found.**) [5].

Anwendungsart					
Nutzerbezogen		Marktorientiert		Netzdienlich	
Eigennutzung	Primäranwendung, wie z.B. ununterbrochene Produktionsprozesse	Spotmarkt-Trading	Existierend: -Batterie -Konventionelle GS -Lastmanagement Grundsätzlich: -Innovative ST -Power-to-X	Spannungshaltung	Existierend: -E.v. Einspeiseleistung -Lastmanagement Grundsätzlich: -Batterie -Innovative ST -Konventionelle GS -Power-to-X
Eigenverbrauchs-optimierung	Existierend: -Batterie Grundsätzlich: -Lastmanagement -Power-to-X	Regelleistungserbringung	Existierend: -Batterie -Konventionelle GS -Power-to-X -Lastmanagement Grundsätzlich: -Innovative ST	Engpassmanagement / Redispatch	Existierend: - Grundsätzlich: -Batterie -E.v. Einspeiseleistung -Innovative ST -Konventionelle GS -Lastmanagement -Power-to-X
Elektromobilität	Existierend: -Batterie -Power-to-X Grundsätzlich: -Lastmanagement	Bilanzkreismanagement	Existierend: - Grundsätzlich: -Batterie -E.v. Einspeiseleistung -Konventionelle GS -Lastmanagement -Power-to-X	Schwarzstartfähigkeit	Existierend: -Innovative ST -Batterie -Konventionelle GS Grundsätzlich: -
Notstromversorgung	Existierend: -Innovative ST -Batterie	Vermarktung von Wärme / Kraftstoff	Existierend: -Power-to-X Grundsätzlich: -Lastmanagement	Konventionelle GS = Konventionelle Großspeicher Innovative ST = Innovative Speichertechnologien E.v. Einspeiseleistung = Einsenken von Einspeiseleistung	

Abb. 3: Überblick über unterschiedliche Anwendungsarten

Abbildung 13: Anwendungsmöglichkeiten des Batteriespeichers (Dena)

Diese werden in nutzerbezogene, marktorientierte und netzdienliche Anwendungsmöglichkeiten unterteilt. Im Vordergrund steht aus Sicht der Verteilnetzbetreiber insbesondere die netzdienliche Anwendung. Die Anwendungsmöglichkeiten der dena-Netzflexstudie wurden auf den Standort des MoBILE Projektes bezogen und wie folgt beschrieben und bewertet.

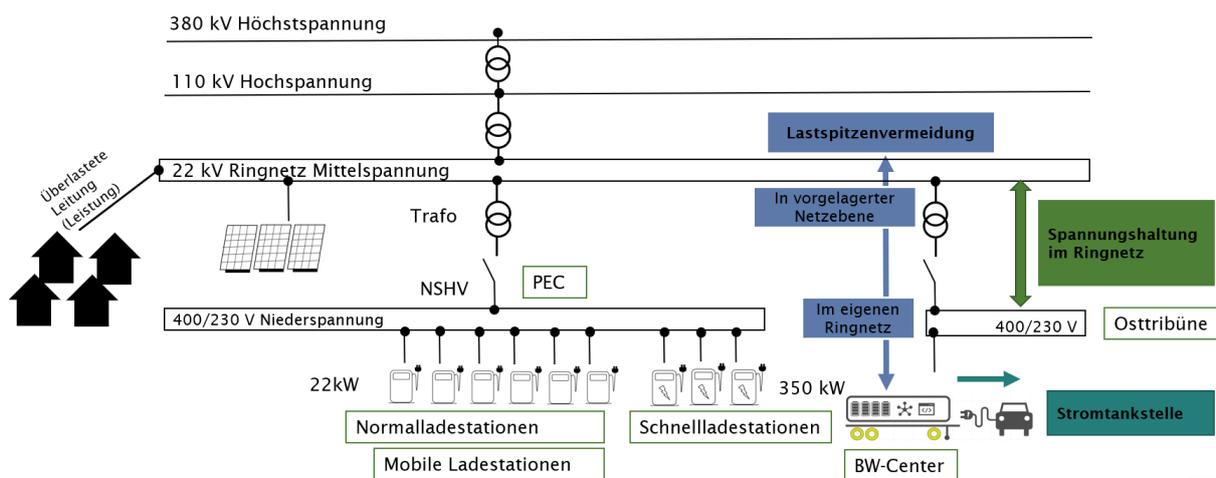


Abbildung 14: Anwendungsmöglichkeiten für den Batteriespeicher (1/2)

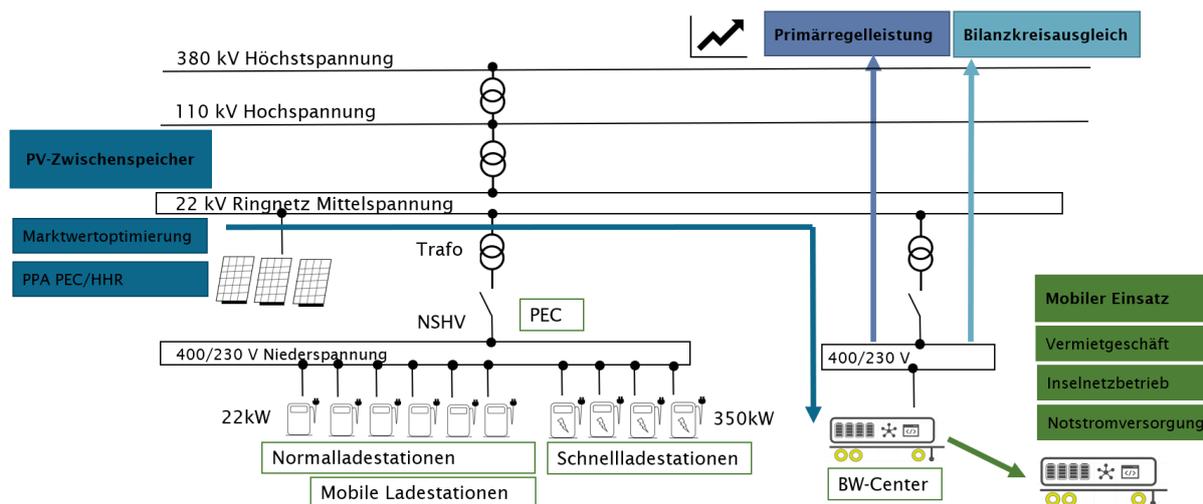


Abbildung 15: Anwendungsmöglichkeiten für den Batteriespeicher (2/2)

Mithilfe der Methodik aus Kapitel 4.3, wurden diese Anwendungsmöglichkeiten hinsichtlich ihrer Attraktivität in einem gemeinsamen Projektworkshop der Verbundpartner evaluiert und priorisiert. Das Ergebnis kann wie folgt zusammengefasst werden:

Anwendung	KERNWEG-SCORE <sup>3</sup>	Evaluation	Priorisierung
Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung	30	Speicher technisch geeignet, Potential jedoch eher auf höheren Netzebenen. Fehlender wirtschaftlicher Anreiz.	Nein
Lastspitzenmanagement	52	Wirtschaftlicher Vorteil durch Reduktion der Höchstlast an Schnittstelle zur vorgelagerten Netzebene, muss jedoch an die Stromkunden über reduzierte Netzentgelte direkt weitergegeben werden.	Ja
Stromtankstelle	55	Wirtschaftliches Potential hängt von der Implementierung von Abrechnungsmöglichkeiten ab.	Ja
Primärregelleistung	26	Anwendung erfordert die Integration in virtuelles Kraftwerk, für VNB nicht kompatibel mit netzdienlichem Einsatz.	Nein
Notstromversorgung	40	Ungeeignet, geringe Vergütung und Risiken aus Versicherungs- und Haftungsfragen.	Nein
Mobiler Einsatz	43	Technisch geeignet, wirtschaftliches Potential im Vermietgeschäft.	Ja
Zwischenspeicher PV	51	Wenig Erfahrung mit PPA seitens der Stadtwerke, jedoch hohes wirtschaftliches Potential.	Ja
Bilanzkreisausgleich	40	Wird aktuell bereits durch einen Dienstleister für die Stadtwerke übernommen.	Nein

<sup>3</sup> Maximal möglich waren hier 70 Punkte. Der hier dargestellt Wert entspricht dem Durchschnitt der Bewertung aller Teilnehmer des internen Workshops.

Mehrere Anwendungen könnten dabei auch kombiniert werden (siehe Abbildung 16: Kombinationen von Anwendungsmöglichkeiten für Batteriespeicher), soweit dies technisch, wirtschaftlich und rechtlich möglich und sinnvoll ist. Die Kombination mehrerer Ansätze könnten insbesondere den betriebs- und volkswirtschaftlichen Einsatz des Speichers optimieren, da hierdurch seine Einsatzzeiten gesteigert werden könnten.

Die dena Netzflexstudie kommt jedoch zu dem Schluss, dass die aktuellen regulatorischen Vorgaben einer volkswirtschaftlich optimalen Nutzung von Batteriespeichern noch an vielen Stellen im Weg stehen. Die vorgestellten Anwendungsfälle der Studie beziehen sich meist nur indirekt auf Verteilernetzbetreiber als Besitzer und Betreiber der Batterien. Eine Kombination von Anwendungsfällen erscheint aus regulatorischer Sicht insbesondere für dritte Dienstleistungserbringer interessant, der neue §11a (2) EnWG in der Fassung vom 5.7.2021 zielt sogar ausdrücklich auf die Kombination von marktlichen mit netzdienlichen Dienstleistungen durch Dritte ab. Für das MoBILE Projekt hätte dies lediglich dann Relevanz, wenn die Dienstleistungen durch die Erzeugungs- oder Vertriebsparte der Stadtwerke Hockenheim erbracht würden, falls die Landesregulierungsbehörde diese Sparten als „Dritte“ anerkennt. Eine gesonderte simulative und ökonomische Bewertung von Kombinationen aus Lastspitzenmanagement mit marktlichen Aktivitäten wurde jedoch in MoBILE nicht durchgeführt, da diese regulatorische Information erst nach der Bewertung verfügbar war und diese Analysen auch den Kostenrahmen des MoBILE-Projektes überschritten hätten.

	Spotmarkt-Trading	Regelleistungserbringung	Bilanzkreismanagement	Vermarktung von Wärme/Kraftstoff	Spannungshaltung	Engpassmanagement/ Redispatch	Schwarzstartfähigkeit	Eigenverbrauchsoptimierung	Notstromversorgung	Elektromobilität
Spotmarkt-Trading										
Regelleistungserbringung	☺									
Bilanzkreismanagement	☺	☺								
Vermarktung von Wärme/Kraftstoff	☺	☺	☺							
Spannungshaltung	☺	⊗	☺	☺						
Engpassmanagement / Redispatch	☺	☺	☺	☺	☺					
Schwarzstartfähigkeit	☑	☑	☺	☺	☑	☑				
Eigenverbrauchsoptimierung	☺	☑	☺	☺	☺	☺	☺			
Notstromversorgung	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺		
Elektromobilität	☺	☺	☺	⊗	☺	☺	⊗	☺	☺	

Legende: ☑ wird heute praktisch angewendet ☺ theoretisch möglich ⊗ eher unwahrscheinlich

Abbildung 16: Kombinationen von Anwendungsmöglichkeiten für Batteriespeicher

### 5.3.1 Netzausbau und Lastspitzenmanagement im Verteilernetz

#### Definition

Gerade Nieder- oder Mittelspannungsnetze sind in manchen Fällen für den Leistungsbedarf von bspw. zukünftiger Ladeinfrastruktur für E-Mobilität oder die erhöhte Einspeisung durch PV-Anlagen nicht ausgelegt. Hohe gleichzeitige Lasten oder Einspeisungen erfordern den Ausbau der Leitungen oder die Installation von Zwischenspeichern zur Vorbeugung von Leitungsüberlastungen (Grenzwertverletzungen).

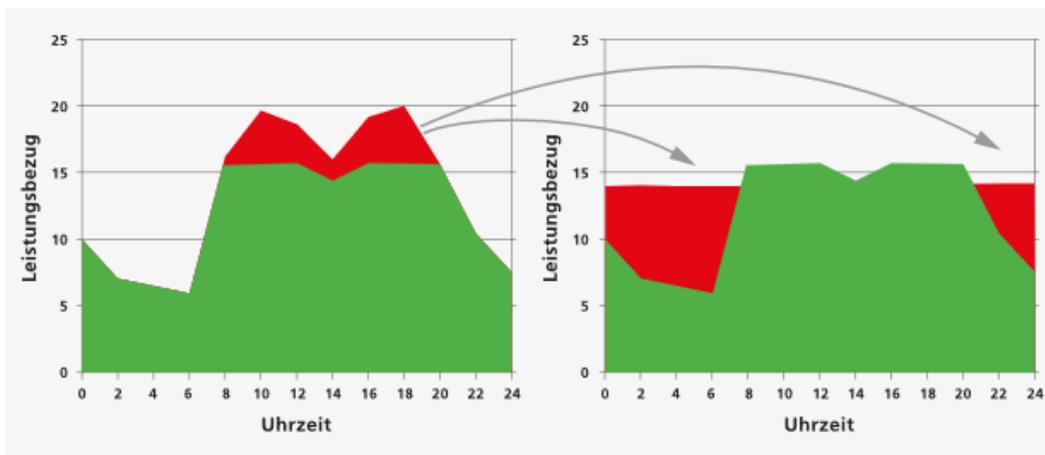


Abbildung 17: Verschiebung von Lastspitzen [6].

Als letztes Glied bei der Stromverteilung entrichten die Verteilernetzbetreiber Netzentgelte an die vorgelagerten Netzbetreiber, welche sich durch die Jahreshöchstlast an der Übergabestelle bemessen. Daher haben Verteilernetzbetreiber ein wirtschaftliches Interesse daran, diese mithilfe von Lastspitzenmanagementmaßnahmen zu reduzieren. Der Einsatz der Batterie im Lastspitzenmanagement dient zur Bereitstellung von Lade- und Entladeleistung (kW) und als Pufferspeicher für Strom (kWh). So wird die Belastung durch hohe gleichzeitige Stromnachfrage reduziert [5].

Projektpartner	Konzept	Details	Quelle
EWJR, Axpo Grid AG	Batteriespeicher zur Regelenenergiebereitstellung und zur Lastspitzenkappung	Elektrizitätswerk EWJR installiert Speicher zur Reduzierung der Kosten für Spitzenlasten	<a href="#">Link</a>
Mobility House, Eaton, Nissan, BAM, Johan Cruijff ArenaA	Großspeicher zur Lastspitzenkappung, PV Einspeicherung und Vermarktung	3 MW Großspeicher aus 2 <sup>nd</sup> life Batterien wird durch eigene Solaranlage geladen, reduziert die Nutzung von Dieselgeneratoren bei Großveranstaltungen der Arena	<a href="#">Link</a>

### Regulatorische Aspekte

Aus technischer und wirtschaftlicher Sicht ist das Lastspitzenmanagement ein interessanter Anwendungsfall. Die Nutzung zum netzdienlichem Einsatz muss jedoch auch aus regulatorischer Perspektive erlaubt sein. Die zum Zeitpunkt der Verfassung des Berichts geltende Fassung des EnWG ist vom 27.11.2020 in Verbindung mit der Festlegung der Bundesnetzagentur vom 13.1.2021 (siehe Kapitel 3.3).

Nach § 7 EnWG ist es Netzbetreibern nicht erlaubt, Eigentümer eine Speicheranlage zu sein. §7 Absatz 1 wird folgender Satz angefügt: „Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind nicht berechtigt, Eigentümer einer Energiespeicheranlage zu sein oder diese zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben.“

Ausnahmen von § 7 sind in § 11b gelistet: „Genehmigung von Energiespeicheranlagen im Eigentum eines Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen; Festlegungskompetenz“ [7]

1. Der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes darf abweichend von Teil 2 Abschnitt 2 und 3 ausnahmsweise Eigentümer von Energiespeicheranlagen, die elektrische Energie erzeugen, sein oder solche Anlagen errichten, verwalten oder betreiben, wenn er dies bei der **Regulierungsbehörde beantragt** hat und diese ihre Genehmigung erteilt hat.
2. Die Regulierungsbehörde erteilt ihre Genehmigung, wenn es sich bei der Anlage nach Absatz 1 um eine **vollständig integrierte Netzkomponente** handelt (...).

Damit dieser Fall angewendet werden kann, muss ein Antrag auf eine „netzintegrierte Komponente“ bei der Landesregulierungsbehörde gestellt werden. Vollständig integrierte Netzkomponenten sollen von den Verteilernetzbetreibern genutzt werden, um Systemdienstleistungen zu erbringen. Frequenzgebundene Systemdienstleistungen (primär, sekundär und tertiäre Regelleistung) werden hingegen durch die Übertragungsnetzbetreiber erbracht. Nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen (Inselbetrieb, Schwarzstartfähigkeit, Blindstrom, Spannungshaltung) werden durch die Verteilernetzbetreiber erbracht und müssen von diesen über ein marktgestütztes Verfahren beschafft werden (d.h. über eine Ausschreibung). Da dies vor allem für kleine Verteilernetzbetreiber eine aufwendige und ineffiziente Beschaffung bedeuten würde, kann ein Antrag gestellt werden, dass die integrierte Netzkomponente selbst beschafft wird und somit der Erlösobergrenze als Investition zugerechnet werden kann.

Der Antrag muss eine Aufschlüsselung der Kostenkomponenten enthalten. Die Kosteneffizienz des Projekts im Vergleich zur Ausschreibung muss durch den Verteilernetzbetreiber dargelegt werden. Für Kapitalkostenanträge gibt es eine fünfjährige Regulierungsperiode. Das akute sog. „Foto-Jahr Strom“ ist 2021. Dieses Jahr dient als Basis für die Erlösobergrenze und ist so ausschlaggebend für die Bestimmung der Netzentgelte für die Kunden für die nächsten Jahre. Um jedoch nicht für mehrere Jahre in Vorleistung gehen zu müssen, können Stadtwerke seit drei Jahren jedes Jahr, und nicht mehr nur alle fünf Jahre, ihre Kapitalkosten neu beantragen, nächstmögliche Antragsstellung ist dann in 2022. Dies umfasst auch die Anträge für voraussichtliche Investitionen.

Kapitalinvestitionen finden sich mit ihren jährlichen kalkulatorischen Abschreibungsbeträgen in der Kostenaufstellung der Verteilernetzbetreiber wieder. Die Erlösobergrenze setzt sich insgesamt aus den kalkulatorischen Abschreibungen, den laufenden Betriebskosten und der Eigenkapitalverzinsung (6,91% in der dritten Regulierungsperiode bis 2022) zusammen. Die Abschreibungsdauer kann sich je nach Investitionsobjekt unterscheiden. Hier gelten für:

- Konventioneller Netzausbau (Kabelverlegung): 30-40 Jahre
- Batteriespeicher: 10 Jahre

Im Oktober eines jeden Jahres werden die Netzentgelte für das Folgejahr kalkuliert und dabei werden die Anträge schon berücksichtigt, auch wenn ihnen noch nicht stattgegeben wurde. Der kalkulatorische Abschreibungsbetrag wird in der nächsten Regulierungsperiode mit seinem neuen Stand fortgeschrieben.

Der Antrag bei der Regulierungsbehörde muss insbesondere deutlich machen, dass es sich bei einem Batteriespeicher um eine notwendige Netzkomponente handelt, die eine günstigere Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellt. Der Erfolg eines solchen Antrags ist durch den bisher noch unsicheren regulatorischen Rahmen im Kontext von MoBILE nur schwer vorauszusagen. Eventuell muss die Batterie dem Bereich Netz oder Erzeugung hierzu klar zugeordnet werden. Auch der Einfluss der mobilen Nutzung auf die Klassifizierung als vollständig integrierte Netzkomponente muss durch die Landesregulierungsbehörde abschließend geklärt werden.

Im Kontext dieser Debatte machen Gabel und Johandeiter [8] den Vorschlag, die Batterie über einen Subbilanzkreis der Verlustenergie zu bilanzieren. Hierbei soll dem Speicher eindeutig die Rolle eines

Netzbetriebsmittels zugewiesen werden und somit eine klare Abgrenzung von den Letztverbraucher- und Erzeugereigenschaften der Batterie erfolgen. Dabei wird betont, dass die Bereitstellung des Speichers zwar durch ein Ausschreibungsverfahren über einen Dritten erfolgen könnte, jedoch bei kurzfristig auftretendem Bedarf der Besitz der Batterie beim Verteilnetzbetreiber praktikabler wäre. Der Artikel kommt daher zu dem Schluss, dass die Anschaffungskosten in das verzinste regulatorische Anlagevermögen der Verteilnetzbetreiber eingehen sollten.

An dieser Stelle sei nachträglich nochmals auf die Änderung des EnWG zum 16.7.2021 verwiesen. Im Falle, dass die Landesregulierungsbehörde einer Ausnahme nach §11b (1) zustimmt, könnte die in diesem Kapitel aufgestellte ökonomische Bewertung noch zum Tragen kommen.

Im Falle, dass diese Zustimmung nicht erfolgt, wäre wie in Kapitel 3.3 erwähnt alternativ eine Zuordnung zum nicht-regulierten Bereich der Stadtwerke Hockenheim denkbar, wodurch die Betriebskosten in die Erlösobergrenze eingebracht werden könnten. Die Ermittlung der Höhe der Betriebskosten ist jedoch aus zeitlichen Gründen nicht mehr Untersuchungsobjekt des Projektes MoBILE.

### Ökonomische Bewertung

In diesem Kapitel werden die Kosten des konventionellen Netzausbaus mit der alternativen Investition in ein Batteriespeichersystem verglichen, um die kostengünstigste Variante zu identifizieren. Die Nutzung der kostengünstigsten Variante ist primäres Ziel eines Verteilernetzbetreibers, da dieser neben der Anreizsystematik aus der Anreizregulierungsverordnung auch einen kundenseitigen Anreiz hat, die Netznutzungsentgelte möglichst stabil zu halten, bzw. notwendige Investitionen, die sich durch die Hochskalierung der Elektromobilität ergeben, kosteneffizient zu gestalten.

Für die ökonomische Bewertung wird zunächst abgeschätzt, welche Kosten ein konventioneller Netzausbau mit sich bringt, der die zukünftig erwarteten Leistungsspitzen aus den Szenarien A1 und A2 abdecken kann. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass es sich hierbei um eine grobe Abschätzung der Stadtwerke Hockenheim handelt und dass sich die Kosten durch die unterschiedlichen Netzeigenschaften an verschiedenen Standorten stark unterscheiden könnten. Netzausbaumaßnahmen auf Mittel- oder Niederspannungsebene werden in der Regel durch Verletzung der Spannungsgrenzwerte oder durch überhöhte Betriebsmittelbelastung ausgelöst. Diese äußern sich in Form von thermischer Überlastung der Leitungen und Transformatoren [9].

Zurzeit beträgt die Kapazität des Ringnetzes am Hockenheimring wie in Kapitel 4.1 beschrieben 5.78 MW. Die Analyse des Ist-Zustandes sowie die Abschätzung der erwarteten Leistungsspitzen in den Szenarien A1 und A2 zeigen somit die Notwendigkeit von Maßnahmen zum Netzausbau oder zur Netzentlastung auf.

Leistung Netz		Einheit	Wert
<b>Ist-Zustand</b>	Lastspitze (inkl. Ersatz von 2,5 MW Dieselaggregaten bei Events)	<i>kW</i>	6.064
	Kapazität Netz	<i>kW</i>	5.780
	Engpass	<i>kW</i>	284
<b>Szenario A1 (Elektromobilität und Kleinevent)</b>	Lastspitze inkl. 2,5 MW für Ersatz Dieselaggregate	<i>kW</i>	7.644
	Engpass ohne Netzausbau	<i>kW</i>	1.774
	Kapazität Netz nach Netzausbau	<i>kW</i>	11.560
	Lastspitze inkl. 2,5 MW für Ersatz Dieselaggregate	<i>kW</i>	7.072
	Engpass ohne Netzausbau	<i>kW</i>	1.292

<b>Szenario A2 (Elektromobilität und Großevent)<sup>4</sup></b>	Kapazität Netz nach Netzausbau	kW	11.560
-------------------------------------------------------------------------	--------------------------------	----	--------

In der Regel sind folgende Betriebsmittel bei einem Netzausbau zu berücksichtigen:

- Kabel und Erdarbeiten zum Ausbau der Leitungen (Kabel – oder Freileitungen)
- Abgangsfelder zum Anschluss abgehender oder ankommender Leitungen
- Spannungsregler und Transformatoren

Ob ein Betriebsmittel verstärkt oder ersetzt wird, richtet sich nach der Höhe des Ausbaubedarfs, in diesem Fall nach der Leistungsbereitstellung, die zusätzlich gewährleistet werden muss. Im vorliegenden Fall werden nur Kabelarbeiten betrachtet. Neben den Betriebsmitteln müssen in die wirtschaftliche Bewertung auch die Netzentgelte an die vorgelagerte Netzebene berücksichtigt werden. Sollte sich durch den Einsatz der Batterie die Jahreshöchstlast reduzieren lassen, wird der daraus resultierende finanzielle Vorteil über die Netzentgelte an den Kunden weitergegeben.

Folgende Parameter gehen daher in die Berechnung der Wirtschaftlichkeit ein [10]:

Allgemeine Daten	Einheit	Wert
Leistungspreis Netzentgelte Hochspannung	€/kW	107,75
Eigenkapitalverzinsung	%	6,91
<b>Daten konventioneller Netzausbau</b>		
Netzausbaulänge	Meter	4.280
Kosten Kabel	€/m	300
Kalkulatorische Abschreibungsdauer	Jahre	40
<b>Daten Batterie</b>		
Installierte Leistung	kW	324
Gesamtinvestitionskosten	€	139.950
Eigenmittel an den Gesamtinvestitionskosten	€	83.970
Skalierungskosten Leistungszubau	€/kW	575-650
Kalkulatorische Abschreibungsdauer	Jahre	10

Aus der Eigenkapitalverzinsung und der kalkulatorischen Abschreibungsdauer wird zunächst für den Referenzfall des konventionellen Netzausbaus und für die Batterie der Annuitätsfaktor nach folgender Formel bestimmt [11]:

$$\text{Annuitätsfaktor} = \frac{(1 + i)^n * i}{(1 + i)^n - 1}$$

An dieser Stelle sei der Hinweis eingebracht, dass die Bundesnetzagentur eine Absenkung der Eigenkapitalverzinsung auf 4,59% für die 4. Regulierungsperiode vorgeschlagen hat, zum Stand des Schlussberichts jedoch noch kein rechtlich verbindlicher Wert festgelegt wurde. Eine Absenkung hätte eine Verlängerung der Amortisationsdauer für Investitionen zur Folge.

Der Annuitätsfaktor dient dazu, die Zahlungen für das jeweilige Investitionsobjekt über dessen kalkulatorische Lebensdauer (n) und unter der Annahme eines bestimmten Zinses (i) zu verteilen. Der Faktor wird mit der Gesamtinvestition multipliziert, um die jährliche Annuität zu bestimmen.

<sup>4</sup> Szenario A2 geht aufgrund der Parallelität mit einer Drosselung der Ladevorgänge am Porsche Experience Center aus.

In der nachfolgenden Cash-Flow-Analyse wird die volle Kapitalinvestition in Jahr 0 angesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass die mit dem Eigenkapitalzinsfaktor verzinste Annuitäten jährlich als Einnahmen durch den Verteilernetzbetreiber verbucht werden. Diese Einnahmen ergeben sich aus Rückfinanzierung der Investition durch die Netzentgelte der Endverbraucher. Im Fall der Batterie kommt für den Verteilernetzbetreiber zusätzlich noch ein Einnahmeposten aus den vermiedenen Netzentgelten für die Hochspannung hinzu.

### 1. Fall: Ist-Zustand mit einem Netzengpass von 284 kW

Konventioneller Netzausbau		Lastspitzenmanagement mit Batteriespeicher	
		MoBILE-Demospeicher	Vollständig
Gesamtinvestition	€ 1.284.000	83.970 €	303.165 € [12]
Annuitätsfaktor	0,0742	0,1418	0,1418
Annuität	95.307 €	11.906 €	42.989 €
Lastspitzreduktion	-	160 kW	284 kW
Speicherdimensionierung	-	324 kW/kWh	575 kW/kWh
Jährl. Einsparung NNE <sup>5</sup>	-	17.240 €	30.601 €
Amortisationsdauer nach ARegV (Sicht VNB)	13,5 Jahre	7,1 Jahre	7,1 Jahre
Amortisationsdauer (Sicht Letztverbraucher)	-	15,7 Jahre	-

In der Simulation kann der MoBILE Demonstrationsspeicher trotz seiner Leistung von 324 kW/kWh aufgrund der Dauer der Lastspitzen die Jahreshöchstlast nur um 160 kW absenken. Für ein umfassendes Lastspitzenmanagement im Ist-Zustand wären zusätzliche 251 kW/kWh an Batterieleistung und -kapazität notwendig. Bei gegebenen Lastprofilen wäre laut Simulation insgesamt also eine Batterieleistung und -kapazität von 575 kW/kWh notwendig gewesen, um jeglichen Einsatz von Dieselgeneratoren auszuschließen unter der gegebenen Annahme zum Einsatz der Dieselgeneratoren, für welche jedoch keine Messreihen vorlagen. Die notwendige Gesamtinvestition hierfür beträgt ohne kostenmindernde Berücksichtigung der Landesförderung für den MoBILE Demonstrationsspeicher 303.165 €, d.h. über 10 Jahre würden jährlich 42.989 € an kalkulatorischer Abschreibung anfallen, während die jährliche Einsparung bei den Netzentgelten für die Hochspannung 30.601 € beträgt. Die Differenz von 12.388 € wirkt erhöhend auf die Netzentgelte und ist durch die Letztverbraucher zu bezahlen. Dem gegenüber müssen die Kosten für den Einsatz der Dieselaggregate gestellt werden, welche hier nicht näher untersucht wurden.

### 2. Fall: Szenario A1 mit einem Netzengpass von 1774 kW

Konventioneller Netzausbau		Lastspitzenmanagement mit Batteriespeicher	
		MoBILE-Demospeicher	Vollständig
Gesamtinvestition	€ 1.284.000	83.970 €	702.750 €
Annuitätsfaktor	0,0742	0,1418	0,1418
Annuität	95.307 €	11.906 €	99.640 €
Lastspitzreduktion	-	160 kW	1.760 kW
Speicherdimensionierung	-	324 kW/kWh	1.760 kW/ 1.320 kWh
Jährl. Einsparung NNE	-	17.240 €	189.640 €
Amortisationsdauer ARegV (Sicht VNB)	13,5 Jahre	7,1 Jahre	7,1 Jahre

<sup>5</sup> Netznutzungsentgelte aus der Hochspannung.

Amortisationsdauer (Sicht Letztverbraucher)	-	15,7 Jahre	7,8 Jahre
------------------------------------------------	---	------------	-----------

Für ein umfassendes Lastspitzenmanagement im Szenario A1 wären zusätzliche 1436 kW / 938 kWh an Batterieleistung und -kapazität notwendig. Bei gegebenen Lastprofilen wäre laut Simulation insgesamt also eine Batterieleistung und -kapazität von 1760 kW/ 1320 kWh notwendig gewesen, um jeglichen Einsatz von Dieselgeneratoren auszuschließen unter der gegebenen Annahme zum Einsatz der Dieselgeneratoren, für welche jedoch keine Messreihen vorlagen. Die notwendige Gesamtinvestition hierfür beträgt 702.750 €, d.h. über 10 Jahre würden jährlich 99.640 € an kalkulatorischer Abschreibung anfallen, während die jährliche Einsparung bei den Netzentgelten für die Hochspannung 189.640 € beträgt. Die Differenz von 90.000 € wirkt sich senkend auf die Netzentgelte aus und kommt somit auch den Letztverbrauchern zu gute, für welche sich die Investition nach 7,8 Jahren refinanzieren würde. Der Einsatz eines Batteriespeichers scheint in diesem Szenario also ökonomisch und ökologisch sinnvoll.

### 3. Fall: Szenario A2 mit einem Netzengpass von 1292 kW

Konventioneller Netzausbau		Lastspitzenmanagement mit Batteriespeicher	
		MoBILE-Demospeicher	Vollständig
Gesamtinvestition	€ 1.284.000	83.970 €	3.186.300 €
Annuitätsfaktor	0,0742	0,1418	0,1418
Annuität	95.307 €	11.906 €	451.772 €
Lastspitzreduktion	-	160 kW	1.292 kW
Speicherdimensionierung	-	324 kW/kWh	1.760 kW/ 5.680 kWh
Jährl. Einsparung NNE	-	17.240 €	139.213 €
Amortisationsdauer ARegV	13,5 Jahre	7,1 Jahre	7,1 Jahre
Amortisationsdauer	-	15,7 Jahre	-

Für ein umfassendes Lastspitzenmanagement im Szenario A2 wären zusätzliche 1436 kW / 5298 kWh an Batterieleistung und -kapazität notwendig. Bei gegebenen Lastprofilen wäre laut Simulation insgesamt also eine Batterieleistung und -kapazität von 1760 kW/ 5680 kWh notwendig gewesen, um jeglichen Einsatz von Dieselgeneratoren auszuschließen unter der gegebenen Annahme zum Einsatz der Dieselgeneratoren, für welche jedoch keine Messreihen vorlagen. Die notwendige Gesamtinvestition hierfür beträgt 3.168.300 € und liegt damit deutlich über dem konventionellen Netzausbau. Über 10 Jahre würden jährlich 451.772 € an kalkulatorischer Abschreibung anfallen, während die jährliche Einsparung bei den Netzentgelten für die Hochspannung 139.213 € beträgt. Die Differenz von 312.559 € wirkt sich erhöhend auf die Netzentgelte aus und ist somit von den Letztverbrauchern zusätzlich zu tragen. Dem gegenüber müssen die Kosten für den Einsatz der Dieselaggregate gestellt werden.

Aus den untersuchten Fällen ergibt sich, dass der Nutzen des Batteriesystems stark von der Höhe sowie der Dauer der Leistungsspitzen abhängt. Der Vergleich von Szenario A1 und A2 zeigt dies besonders deutlich: obwohl die absoluten Spitzen im Szenario A1 mit Kleinevents höher liegen, müsste ein Batteriespeicher im Szenario A2 deutlich größer dimensioniert werden, um Lastspitzen von längerer Dauer bei Großevents abzufedern. Dem gegenüber steht eine geringere Einsparung bei den vorgelagerten Netzentgelten, welche sich lediglich aus der Jahreshöchstlast (Leistungskomponente) berechnen. Da diese Berechnungen auf einer Hochskalierung historisch gemessener Events beruhen, sind sie zusätzlich mit Unsicherheit behaftet und es sollten bei einer tatsächlichen Investitionsentscheidung in eine Batterielösung noch Reserven eingeplant werden.

### 5.3.2 Zwischenspeicher PV

Auch der Anwendungsfall Zwischenspeicher PV wurde durch die Projektpartner vorab anhand der Methodik prioritär bewertet und wird deshalb für diesen Schlussbericht genauer analysiert. Interessant wäre hier insbesondere die Konstellation aus dem MoBILE Demonstrationsspeicher mit einer neu zu errichtenden PV-Großanlage. Auf dem Dach der Innentribüne wird das PV-Potential von den Stadtwerken Hockenheim auf 500-2.000 kWp eingeschätzt. Darüber hinaus könnten laut Einschätzung der emodrom rental GmbH auf dem Dach des geplanten Mobilitätstrainingszentrums eine PV-Anlage mit einer Kapazität von ca. 40 kWp installiert werden, auf einem im Bau befindlichen Tec + Wash Center ca. 100 kWp. Eine bestehende 800 kWp-Anlage der Stadtwerke Hockenheim profitiert hingegen noch einige Jahre von einem attraktiven Einspeisetarif und würde daher erst nach der EEG-Förderung zur Verfügung stehen. Da diese Bestandsanlage jedoch nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe zu einem Stromverbraucher liegt, käme hier lediglich eine Zwischenspeicherung zur Optimierung der Post-EEG Markterlöse, z.B. auf dem Intradaymarkt in Betracht.

Die Innentribüne mit Potential für Neuanlagen liegt jedoch in räumlicher Nähe zum Porsche Experience Center. Wie die Analysen der dortigen Lastgänge gezeigt haben, könnte der Ladebedarf an den Schnellladesäulen dieses Großverbrauchers in absehbarer Zeit deutlich zunehmen. Hierdurch werden insbesondere die leistungsbezogenen Netzentgelte ansteigen, und zwar um bis zu 630% in Szenario A1 zu den im Jahr 2020 gemessenen Werten. Hier könnte die Kombination aus PV-Anlage und Batterie ansetzen und den Spitzenleistungsbezug aus dem Netz reduzieren. Mit diesem Anwendungsfall kann die lokale Versorgung mittels direktgeliefertem und zwischengespeichertem PV-Strom schon heute ein attraktives Geschäftsmodell für einen Direktlieferanten darstellen.

Je nach Geschäftsmodellansatz wäre eine Direktbelieferung aus der PV-Anlage durch die Stadtwerke Hockenheim denkbar, ohne hierbei für die Stromweiterleitung das öffentliche Netz zu nutzen. Ein solcher Versorgungsvertrag könnte mit einer herkömmlichen Reststrombelieferung über das öffentliche Netz ergänzt werden.

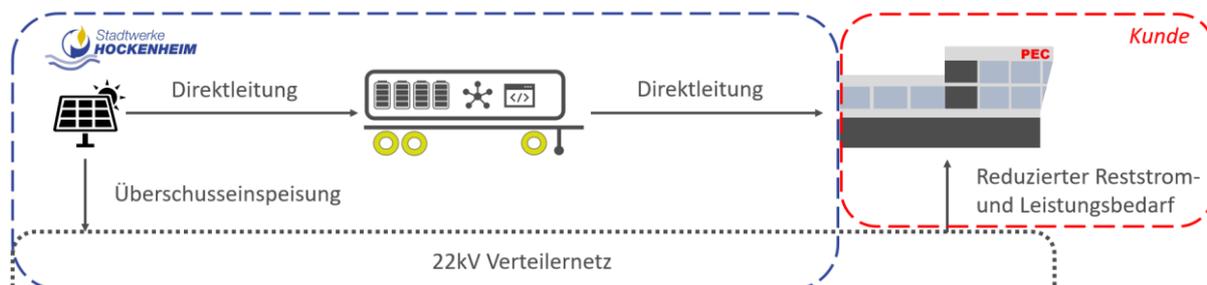


Abbildung 18: Direktbelieferung durch die Stadtwerke Hockenheim

Alternativ könnte der Speicher und ggf. eine PV-Anlage auch verpachtet oder vermietet und durch einen Kunden selbst vor Ort betrieben werden, damit dieser von Eigenversorgungsvorteilen profitieren kann. Dieser Fall wird jedoch hier nicht näher betrachtet.

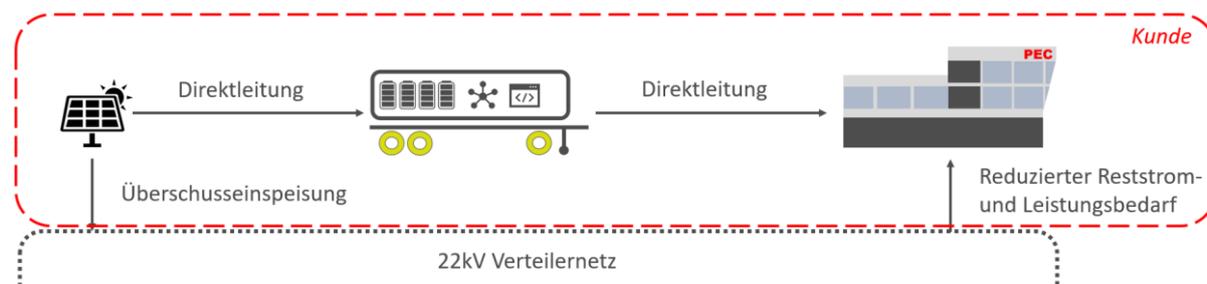


Abbildung 19: Pachtvertrag zwischen Stadtwerke Hockenheim und Kunde

Der zeitliche Verlauf der Lastprofile der bestehenden und zu erwartenden Lastgänge des Porsche Experience Centers zeigt ein hohes wirtschaftliches Potential zur Erzeugung, Zwischenspeicherung und Vermarktung des PV-Stroms durch die Stadtwerke Hockenheim, sowie zu einer Senkung der Strombezugskosten für den Letztverbraucher.

Für beide Akteure ergeben sich die Vorteile letztendlich aus einem Direktlieferungstarif mit konkurrenzfähigen variablen Stromkosten, sowie Einsparungen bei der fixen Netzentgeltkomponente. Somit reduziert sich für den Letztverbraucher die Jahresstromrechnung, während der Versorger Deckungsbeiträge auf seine Investition in die PV-Anlage und den Speicher erwirtschaften kann.

Zur Ermittlung der Kosten für den Direktlieferungsvertrag sind folgende regulatorischen Einschätzungen relevant: von der PV-Anlage bis zum Letztverbraucher fallen lediglich die Stromgestehungskosten (LCOE) der PV-Anlage sowie 40% der EEG-Umlage, die volle KWK-Umlage und die volle Offshore-Umlage auf die dem Speicher entnommene Energiemenge, sowie die Vertriebskosten der Stadtwerke Hockenheim als variable Kostenbestandteile an. Speicherverluste sind nach EEG §61 I explizit von der Umlagepflicht befreit [13].

Im Detail gelten folgende Annahmen bei der Einspeicherung des PV-Stroms:

<b>Strompreiskomponente</b>	<b>Relevanz</b>	<b>Begründung</b>
EEG-Umlage	Entfällt in Höhe der Saldierung	EEG 2021 § 61 I (1)
KWK-Umlage	Entfällt in Höhe der Saldierung	KWKG 2020 § 27b i.V.m. EEG 2021 § 611 (1) S. 1 und S. 3
Offshore-Umlage	Entfällt in Höhe der Saldierung	EnWG § 17f (5) S. 2 EnWG i.V.m. KWKG 2020 § 27b i.V.m. EEG 2021 § 611 (1) S. 1 und S. 3
Netzentgelte	Nein	Direktleitung
Konzessionsabgabe	Nein	EnWG § 48 (1) S. 1
Stromsteuer	Nein	StromStG § 9 (1) Nr. 1, 3 StromStG, Erlaubnispflicht vom Hauptzollamt!

Bei der Ausspeicherung des PV-Stroms kommen folgenden Strompreiskomponenten zum Tragen:

<b>Strompreiskomponente</b>	<b>Relevanz</b>	<b>Begründung</b>
EEG-Umlage	40%	EEG 2021 § 61 I (1)
KWK-Umlage	Ja	KWKG 2020 § 27b i.V.m. EEG 2021 § 611 (1) S. 1 und S. 3
Offshore-Umlage	Ja	EnWG § 17f (5) S. 2 EnWG i.V.m. KWKG 2020 § 27b i.V.m. EEG 2021 § 611 (1) S. 1 und S. 3
Netzentgelte	Nein	Direktleitung
Konzessionsabgabe	Nein	Keine Entnahme aus dem Versorgungsnetz
Stromsteuer	Nein	Keine Entnahme aus dem Versorgungsnetz

Unter der Annahme von Stromgestehungskosten von 65 €/MWh [14] müssen laut Tabelle im Jahr 2021 noch 32,49 €/MWh an Umlagen hinzuaddiert werden. Unter der Annahme von Vertriebskosten in Höhe von 20 €/MWh könnte der Strom also zu einem Preis von 117,49 €/MWh verkauft werden, um die variablen Kosten abzudecken (Grenzkosten entsprechen Grenzerlösen). Darüber hinaus muss langfristig auch ein Deckungsbeitrag II erwirtschaftet werden, um die fixen Investitionskosten für die Direktleitung sowie den Speicher zu refinanzieren.

<b>Stromgestehungskosten (variabel)</b>		<b>Annuität der Investitionskosten<sup>6</sup> (fix)</b>	
PV LCOE	65,00 €/MWh	Eigenmittel Speicher	10.874 €
Umlagen	32,49 €/MWh	Direktleitung <sup>7</sup>	2.914 €
Vertriebskosten	20,00 €/MWh		
<b>Summe</b>	<b>117,49 €/MWh</b>	<b>Summe</b>	<b>13.788 €</b>

Dem gegenüber stehen die heutigen Kosten für den Strombezug durch das Porsche Experience Center. Die Lastgangs- und Strukturdaten des Porsche Experience Center können nicht veröffentlicht werden, jedoch einige Annahmen welche auf öffentlichen Quellen beruhen, sowie die Simulationsergebnisse der lokalen Versorgungslösung.

<b>Angenommene Stromversorgungskosten PEC</b>	
Stromtarif (variabel) [15] <sup>8</sup>	171,40 €/MWh
Leistungspreis Netz (fix) [16]	111,98 €/kW/a
<b>Angenommene durchschnittliche Gesamtkosten<sup>9</sup> (2021)</b>	<b>233,72 €/MWh</b>
<b>Angenommene zukünftige durchschnittliche Gesamtkosten</b>	<b>331,13 €/MWh</b>

Hieraus wird ersichtlich, dass eine zukünftige Steigerung der Jahreshöchstlast durch eine höhere zeitgleiche Ausnutzung der Schnellladesäulen zu einer erheblichen Kostensteigerung bei den fixen Netznutzungsentgelten führt und die Kosten der Stromversorgung so stark auf 331,13 €/MWh ansteigen. Eine viertelstündliche Simulation der PV-Erzeugung mit Direktlieferung des Kunden und Speichereinsatz zur Zwischenspeicherung (falls während eines Zeitintervalls notwendig) ergibt die folgenden Versorgungsquoten.

<b>Simulationsergebnisse lokale Versorgungslösung bei Auslastung der Schnellladekapazität</b>		
<b>Technologieszenario</b>	<b>Direktlieferungsquote PV</b>	<b>Lokaler Versorgungsgrad Kunde</b>
750 kWp + MoBILE Speicher	89 %	29 %
1500 kWp + MoBILE Speicher	68 %	44 %
2000 kWp + MoBILE Speicher	58 %	50 %

Auf dieser Basis ergeben sich die folgenden Vertriebs Erlöse (VE) und Deckungsbeiträge (DB) für die Stadtwerke Hockenheim.

<b>Mögliche jährliche Vertriebs Erlöse und Deckungsbeiträge für die Stadtwerke Hockenheim</b>				
<b>Technologieszenario</b>	<b>Max. VE</b>	<b>Max. DB</b>	<b>VE bei 50%</b>	<b>DB bei 50%</b>
750 kWp + MoBILE Speicher	209,32 €/MWh	48.350 €	163,40 €/MWh	24.175 €
1500 kWp + MoBILE Speicher	251,19 €/MWh	106.005 €	183,84 €/MWh	53.003 €
2000 kWp + MoBILE Speicher	251,91 €/MWh	122.019 €	184,70 €/MWh	61.009 €

Der maximal mögliche Vertriebs Erlös und der daraus resultierende Deckungsbeitrag II unterstellt für die Stadtwerke Hockenheim den höchstmöglichen Direktlieferungstarif, ohne das der Kunde hinsichtlich seiner Jahresstrombezugskosten schlechter gestellt wird im Vergleich zum reinen Netzbezug (zukünftig erwartete Kosten: 331,13 €/MWh). Die möglichen Deckungsbeiträge zeigen, dass der Direktvertrieb für die Stadtwerke hoch lukrativ sein kann und den Speicher sowie die Direktleitung

<sup>6</sup> Annahme zum Zinsfuß: 5%

<sup>7</sup> Annahme: Investitionskosten von 250 €/m.

<sup>8</sup> Annahme Gewerbekunde

<sup>9</sup> Summe der Arbeits- und Leistungskosten geteilt durch den Gesamtstromverbrauch

schon nach kurzer Zeit refinanzieren kann. Im längsten Fall dauert dies 3,8 Jahre, im kürzesten Fall nur 1,1 Jahre.

Auch unter der Annahme, dass der Deckungsbeitrag zwischen den Stadtwerken Hockenheim und dem Endkunden hälftig geteilt wird, ergibt sich für beide eine Win-Win Situation. Der Speicher könnte so immer noch in einer Zeitspanne zwischen 5,5 Jahren bis 2,2 Jahren refinanziert werden, während der Endkunde von günstigem, lokal erzeugtem Solarstrom für die Betankung der Elektroflotte profitieren kann und seine zukünftig erwarteten Stromkosten um 4-10 % senken kann.

Für den Überschussstrom aus der PV-Anlage kann davon ausgegangen werden, dass die EEG-Marktpremie zusätzlich eine geringe Marge auf die Stromgestehungskosten ermöglicht und somit das Betriebsergebnis für die Stadtwerke Hockenheim nochmals weiter verbessert.

### 5.3.3 Mobiler Einsatz

Auch der mobile Einsatz des Batteriespeichers wurde priorisiert, wobei hier verschiedene Anwendungsfälle denkbar sind. Im mobilen Einsatz kann die Batterie entweder selbst genutzt oder zur Vermietung an Dritte eingesetzt werden. Dazu muss die Batterie für ein mobiles Design ausgelegt werden sowie über die Möglichkeit zur Inselnetzfähigkeit und eine offene Schnittstelle zur Steuerung durch Dritte verfügen. Diese Anforderungen sind im Falle des Demonstrationspeichers im MoBILE Projekt erfüllt.

Bei Eigennutzung durch die Stadtwerke kommen als Anwendungsfälle Netzarbeiten (Stromversorgung), Netzstabilisierung (Spannungshaltung, Blindleistungsbereitstellung), Laden von Elektrofahrzeugen (ohne oder mit Netzanschluss und zur Unterstützung bei Schnellladevorgängen) oder Veranstaltungen (z.B. Ersatz eines Dieselaggregats) in Frage. Ein Einsatz des Batteriespeichers als öffentliche Stromtankstelle lässt sich nicht ohne weiteres realisieren, da eine geeignete technische Infrastruktur zur Abrechnung fehlt und laut den Stadtwerken Hockenheim relativ aufwändig in der Anschaffung und Implementierung ist.

Bei Vermietung des Batteriespeichers an Dritte sind ebenfalls diverse Anwendungsfälle denkbar, wie z.B. der Einsatz als (Not)Stromaggregat, das Laden von Elektrofahrzeugen, die Eigenversorgungsoptimierung und Lastspitzenmanagement (wie bereits bei der PV Zwischenspeicher Lösung vorangehend betrachtet).

An dieser Stelle wird das ökonomische Potenzial des Lastspitzenmanagements für industrielle Verbraucher näher untersucht. Der finanzielle Nutzen ergibt sich aus einer Reduktion der elektrischen Jahreshöchstlast, für welche ab einem bestimmten jährlichen Stromverbrauch neben dem Arbeitspreis ein Jahresleistungspreis als Teil der Netzgebühren anfällt (je nach Spannungsebene und Jahresnutzungsdauer, gemäß StromNEV §17). Der Batteriespeicher kann zur Senkung der Jahreshöchstlast und damit zu Einsparungen beim Leistungspreis beitragen und, je nach Einsatzfeld, parallel auch weitere Einsatzzwecke erfüllen (ein solcher hybrider Einsatz wurde jedoch im Projekt nicht untersucht, da er stark von den lokalen Begebenheiten abhängig ist). Im Einzelfall wird das wirtschaftliche Potenzial bestimmt durch:

- das Verbrauchsprofil: Ausprägung und Zeitpunkte der Jahreshöchstlast(en);
- die Dimensionierung und technische Gestaltung des Batteriespeichers: Ausmaß und Dauer der Lastabsenkung.

In der Praxis sollte das Batteriemangement mit der Einsatzsteuerung dafür sorgen, dass die Batterie mit der zur Verfügung stehenden Kapazität die Jahreshöchstlast über den notwendigen Zeitraum zuverlässig senken kann. Dies ist Teil der technischen Umsetzung vor Ort und verlangt eine detaillierte Kenntnis der Verbrauchssituation.

Um das Erlöspotenzial aus einer Dienstleistung für verschiedene industrielle Verbraucher zu untersuchen, wurde ein am EIFER entwickeltes Batteriesimulationsmodell in 1-stündiger Auflösung über ein Modelljahr verwendet. Als Eingangsdaten dienen verschiedene intern vorliegende industrielle Lastprofile (welche in 15-minütiger Auflösung vorliegen) sowie techno-ökonomische Annahmen betreffend der Batterieparameter und Leistungsentgelte. Das Simulationsmodell berechnet anhand der Lastkurve den optimalen Einsatz des Batteriespeichers (unter den technischen Randbedingungen zur Kapazität und dem Lade- und Entladeverhalten) zur Absenkung der jährlichen Lastspitze.

Die folgenden wesentlichen Annahmen werden getroffen:

- Speicherdimensionierung: 324 kW/kWh (C-Rate: 1)
- Leistungspreis bei Jahresnutzungsdauer größer oder gleich 2500 Stunden: 106,62 EUR/kWh
- Laden des Speichers erfolgt aus dem Netz der öffentlichen Versorgung zu den Strombezugskosten des Verbrauchers

Hieraus ergaben sich für die verschiedenen Lastprofile folgende Erlöspotenziale:

Anwendungsfall	Reduktion der stündlichen Jahreshöchstlast durch Batteriespeicher	Vermiedene Leistungsentgelte
Bäckerei	70,33 kW	7.499 €
Lebensmittelindustrie	66,95 kW	7.138 €
Fleischverarbeitung	81,42 kW	8.681 €

Für die hier untersuchten Fälle ergeben sich wie oben ersichtlich vermiedene Leistungsentgelte in Höhe von ca. 7.000 bis 8.000 € pro Jahr. Da es sich bei der Jahreshöchstlast in den vorliegenden Fällen um Perioden mit hohen Lasten über jeweils mehrere Stunden handelt, führt die „optimale“ Steuerung der Batterie in der Simulation dazu, dass jeweils nur ein Teil der Batteriekapazität zur Lastabsenkung verwendet werden kann, um ein global optimales Ergebnis zu erhalten. Solch eine Steuerung ist in der Realität vermutlich nur näherungsweise umsetzbar und die realen Potenziale zur Lastabsenkung sind somit etwas niedriger anzusetzen.

Von den obigen Erlöspotenzialen abzuziehen sind die Betriebskosten des Batteriespeichers. Diese umfassen geschätzte jährliche Stromkosten in Höhe von ca. 1.000 € durch Eigenverbrauch (Leistung für Umrichter und Heizung/Kühlung). Annahme hierbei ist, dass der Speicher während ca. 1.000 Stunden pro Jahr verwendet wird, d.h. nicht kontinuierlich eingesetzt wird. Gleichzeitig wird angenommen, dass die Kosten für das Laden des Speichers aus dem Netz in etwa den vermiedenen Arbeitsentgelten durch Entladen des Speichers entsprechen und somit nicht separat betrachtet werden müssen. Es handelt sich also lediglich um einen zeitlich versetzten Strombezug in gleicher Höhe und hat damit keinen Effekt auf die Kosten. Dabei wird die geringe Selbstentladung des Speichers (ca. 1% pro Monat) außer Acht gelassen.

Aus Sicht des Batteriebesitzers sollten die Verleihgebühren des Batteriespeichers zumindest kostendeckend sein. Hierzu wurden die Investitionen als jährliche Annuität betrachtet (siehe Abschnitt 5.3.1) und pauschal 10% für zusätzliche Betriebskosten (Transport, Einweisung, ggf. Versicherung etc.) angenommen. Auf dieser Basis ergibt sich eine benötigte jährliche Verleihgebühr von ca. 13.000 €, welcher ein Erlöspotenzial aus der Lastspitzenkappung von ca. 6.000 bis 7.000 € gegenübersteht. Ein alleiniger Einsatz zum Lastspitzenmanagement ist aus Sicht der untersuchten Industriekunden also nicht rentabel und der Batteriespeicher sollte in diesem Fall parallel für weitere erlösbringende Einsatzzwecke genutzt werden. Besonders interessant erscheint dabei die Optimierung der Erneuerbare-Energien Eigenversorgung, die Unterstützung beim Schnellladen von Elektrofahrzeugen (ohne dabei eine höhere Netzanschlusskapazität zu benötigen) und der Einsatz als Notstromaggregat.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass der Nutzen der Batterie am höchsten ist, wenn es sich bei den jährlichen Lastspitzen um räumlich getrennte Perioden kürzerer Dauer handelt, da hierbei die Lastreduktion entsprechend größer ausfallen kann.

Im Folgenden noch einige Beispiele bestehender Angebote zur Mietung von Lithium-Ionen Batteriespeichern:

- Aggreko – Energy Storage as a Service: [Link](#)
  - » Mobiles und modulares System, je 1 MW Leistung pro Standardcontainer, z.B. zum Aufbau eines Inselstromnetzes in Kombination mit erneuerbaren Energien
- NetzeBW – Mobile Charging Power: [Link](#)
  - » Mobile Ladeinfrastruktur zum Laden von Elektrofahrzeugen, Rundum Service (Aufbau, Betreuung, Rückbau)
- Endress Hybrid-Generator/Speicher: [Link](#)
  - » Speicher mit Nennkapazität zwischen 15 und 30 kWh zur Unterstützung und Optimierung des Generatoreinsatzes und zur Lastspitzenkappung

## 6 Zwischenzeitliche Erkenntnisse aus anderen Projekten

### Bayernwerk Netz GmbH (Bayern)

Die Bayernwerk Netz GmbH hat im Februar 2021 in Zusammenarbeit mit der innofas GmbH ein Second-Life-Lithium-Ionen-Batteriespeichersystem in der Tiefgarage der Bayernwerk Geschäftsstelle in Regensburg in Betrieb genommen. Das System hat eine Speicherkapazität von insgesamt 480 kWh und besteht aus fünf Second-Life-Lithium-Ionen-Batterien aus Audi e-tron-Versuchsfahrzeugen. Darüber hinaus ist eine PV-Anlage auf dem Kontainerdach integriert und das System beinhaltet ein intelligentes Energiemanagementsystem sowie drei Ladepunkte [17]. Zwei AC-Ladepunkte haben eine Kapazität von je 22 kW, der dritte Ladepunkt ist ein 150 kW DC-Schnellladepunkt. Das System wird eingesetzt, um den Ausgleich von Lastspitzen zu testen. Zu einem späteren Zeitpunkt sollen noch weitere 50 bestehende Ladepunkte aus dem Parkhaus integriert werden, um das Lastspitzenmanagement auszuweiten [18].

Neben dem Lastspitzenmanagement könnte das Batteriespeichersystem in Zukunft auch für andere Anwendungen eingesetzt werden. Das Bayernwerk möchte beispielsweise den Einsatz für den Inselbetrieb in abgelegenen Gebieten mit unzureichender Netzkapazität oder ohne Netzanschluss prüfen. Weiterhin soll zukünftig die Möglichkeit untersucht werden, den modular aufgebauten Speicher für bidirektionale Ladevorgänge sowohl in Vehicle-to-Grid- als auch in Vehicle-to-Business-Anwendungen einzusetzen [19].

Darüber hinaus hat das Bayernwerk in Zusammenarbeit mit Audi ein weiteres Projekt namens MerGe begonnen. Ein Jahr lang wird ein Team von 20 Mitarbeitern am Standort Regensburg mit speziell ausgerüsteten e-tron-Fahrzeugen eine intelligente Ladesoftware testen, welche die Netzauslastung und die Lastverteilung im Netz misst. Somit soll evaluiert werden, zu welchen Zeiten die E-Fahrzeuge am besten mit kostengünstigen variablen Stromtarifen zu laden wären [20].

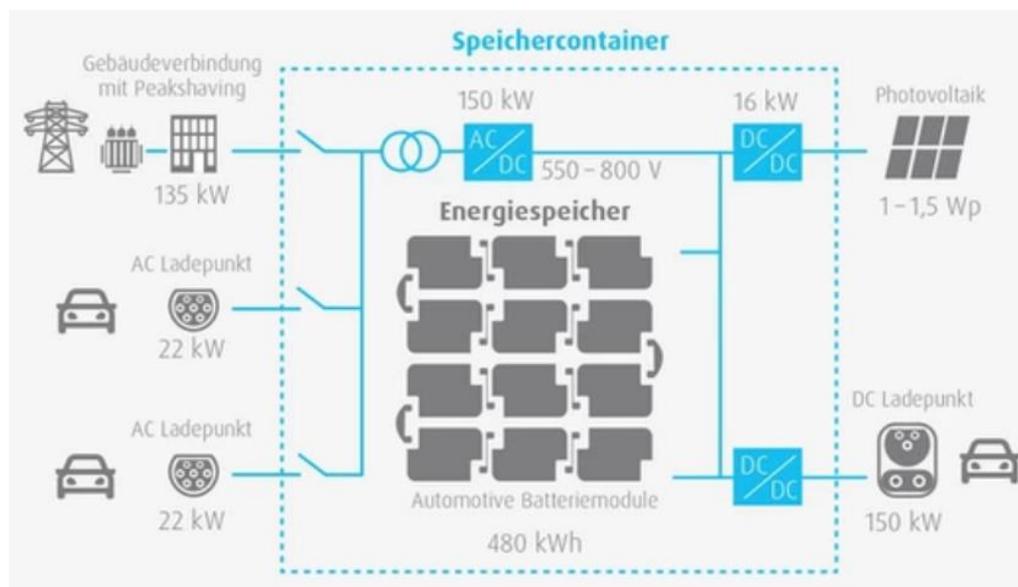


Abbildung 20: Aufbau des Batteriespeichers (Bayernwerk)

## Netze BW GmbH (Baden-Württemberg)

Die Netze BW GmbH hat in den letzten Jahren mehrere Feldtests unter realen Bedingungen, sogenannte „NETZlabore“, zur Netzintegration von Elektromobilität und deren Auswirkungen auf das Stromnetz durchgeführt.

In einem ersten Feldversuch, der "E-Mobility Allee", wurden Haushalte mit 11 E-Fahrzeugen und einer 22 kW Wallbox ausgestattet. Zudem wurde im Netzstrang ein Speicher mit 66 kWh Kapazität integriert, um das gleichzeitige Laden mehrerer Fahrzeuge zu ermöglichen. Dieser wurde so bewirtschaftet, dass er über den Tag geladen und abends entladen wurde, wenn die meisten Nutzer ihr E-Fahrzeug aufladen wollten. Zusätzlich wurde in einem der Haushalte ein kleiner dezentraler Batteriespeicher mit 19 kWh installiert, um den Verbrauch eines einzelnen E-Fahrzeugs direkt hinter dem Netzanschluss im Haus zu kompensieren. Hier stellte sich heraus, dass der Hausspeicher überdimensioniert war, da während des ganzen Jahres nie der Bedarf von 10 kWh überschritten wurde. Im Feldtest wurde die Speicherbewirtschaftung durch Lademanagementtechniken ergänzt, bei denen Ladevorgänge verschoben oder reduziert und Ladezeiten automatisch zugewiesen wurden.

Insgesamt konnte durch das Zusammenspiel der Komponenten Engpässe vermieden und die Gesamtlast im Netz reduziert werden [21].

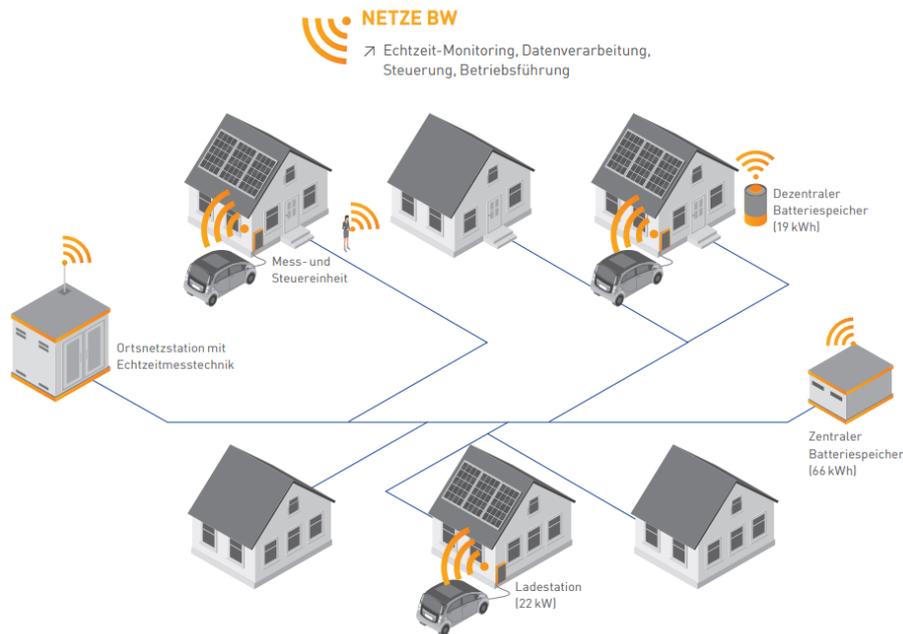


Abbildung 21: Projektstruktur E-Mobility Allee (Netze BW)

In einem zweiten Labor namens "E-Mobility-Carré", wurde zwischen Ende 2019 und April 2021 das Nutzerverhalten zur E-Mobilität in einem Mehrfamilienhaus in Tamm untersucht. Hier wurde eine Tiefgarage mit 58 Ladepunkten je 11 kW ausgestattet und den Bewohnern wurden 45 Elektrofahrzeuge überlassen. Darüber hinaus wurde die Tiefgarage mit zwei Batteriespeichern à 19 kWh ausgestattet. Auch in dieser Studie verhinderte die Kombination aus den Batterien und dem intelligenten Lademanagementsystem die Entstehung hoher Lastspitzen. Nur in 22 % der Fälle waren tatsächlich mehrere E-Fahrzeuge gleichzeitig angeschlossen, wobei maximal 13 Fahrzeuge gleichzeitig geladen wurden [22].

Ein weiterer Feldversuch namens "E-Mobility Chaussee" ist im Januar 2020 in Kusterdingen gestartet. Dieses Labor untersucht die Integration der Elektromobilität in die Stromnetze insbesondere im ländlichen Raum, wo das Mobilitätsverhalten anders und die technische Komplexität höher ist. Auch hier wird ein zentrales Batteriespeichersystem mit einer Kapazität von 66 kWh in Kombination mit

einem intelligenten Lademanagementsystem eingesetzt, um Netzengpässe und Lastspitzen zu reduzieren, wenn mehrere Fahrzeuge gleichzeitig zum Ladevorgang angeschlossen sind. Außerdem wurde einem der Teilnehmer ein dezentraler Heimbatteriespeicher (19 kWh) und eine Photovoltaikanlage zur Verfügung gestellt, um die Auswirkungen des Elektrofahrzeugs auf die Energieautarkie des Haushalts zu untersuchen [23].

### **Genossenschaft Elektra Baselland (Schweiz)**

Die Genossenschaft Elektra Baselland hat im November 2019 in Pratteln einen Großspeicher mit 1 MW Leistung und 1,28 MWh Speicherkapazität in Betrieb genommen, um verschiedene Flexibilitätsdienstleistungen zu erproben. Im Erstbetrieb wird aus dem Speicher vor allem Primär- und Sekundärregelleistung für die Regelzone von Swissgrid erbracht. Darüber hinaus soll der Speicher zur Entlastung des Verteilnetzes beitragen, welches durch den Tesla Supercharger Pratteln (18x250 kW) belastet wird. Geplant ist zudem, einen naheliegenden Carport am Spaßbad Aquabasilea mit einer Photovoltaikanlage zu ergänzen, um den PV-Strom entweder in der Batterie zwischenzuspeichern, oder um die Fahrzeuge direkt aus der PV-Anlage zu laden [24, 25].

Darüber hinaus sind bereits einige kommerzielle Speicher-Produkte am Markt verfügbar, die das Ziel verfolgen, die Elektromobilität speziell auch an Standorten mit begrenzter Verteilernetzkapazität zu ermöglichen (siehe auch das Angebot der NetzeBW am Ende von Abschnitt 5.3.3):

### **Kooperation zwischen ADS-Tec Energy und SWARCO für Schnellladevorgänge**

Die Firma ADS-Tec Energy aus Nürtingen bietet einen High Power Charger mit Ladeleistungen bis 320 kW an, der mit einer Pufferbatterie auch in Verteilernetzen mit geringerer Übertragungskapazität seine volle Leistung erreichen kann [26].

### **Mobiler ADS-Tec Energy Ladetruck für Schnellladevorgänge**

Dieses mobile Batteriesystem ist skalierbar und kann standortunabhängig, auch im Inselbetrieb eingesetzt werden. So hat beispielsweise die Firma Porsche bereits ein groß dimensioniertes Speichersystem mit 3,2-MW Ladeleistung und 2,1 MWh Pufferspeicherkapazität an verschiedenen Standorten zum Einsatz gebracht, unter anderem am Hockenheimring Baden-Württemberg [27,28].

### **Versorgung des Parkhauses der Zukunft in Nürnberg**

In Nürnberg wurde durch den Energieversorger N-Ergie ein Parkhaus mit 128 Fahrzeug- (11kW), 20 E-Bike-, sowie 5 E-Roller-Ladepunkten ausgestattet, die sowohl der Öffentlichkeit als auch den Mitarbeitern von N-Ergie zugänglich sind. Ein Batteriespeichersystem von ADS-Tec Energy mit einer Ladeleistung von 100 kW und 112 kWh speichert den Strom einer 100 kWp PV-Anlage auf dem Parkhausdach zwischen [29]. Der Nutzen des Speichers auf die Netzauslastung scheint hinsichtlich seiner Dimensionierung jedoch begrenzt.

## 7 Fortschritte für die Wissenschaft und/oder Technik durch die Forschungsergebnisse

Aus wissenschaftlicher Perspektive konnten im Forschungsvorhaben MoBILE Erkenntnisse zum netzdienlichen Betrieb von Batteriespeichern im Kontext der Hochskalierung der Elektromobilität erlangt werden. Diese beruhen jedoch insbesondere auf der Simulation der Vor-Ort-Situation, da ein Realbetrieb aufgrund der Umstände durch die Corona-Pandemie nicht erprobt werden konnte.

Aus den Simulationen zum Einsatz des Batteriesystems lässt sich ableiten, dass die Sinnhaftigkeit des Speichereinsatzes maßgeblich durch die Dauer der Netzengpässe begründet wird. Ein Batteriespeichersystem macht nur dann ökonomisch Sinn, wenn die aggregierten Grenzwertverletzungen in ihrem Verhältnis Ausmaß (kW) zu Dauer (kWh) in etwa einem Verhältnis von 1-2 entsprechen, wie dies beispielsweise während einzelner Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen der Fall sein könnte. Im Falle längerer Grenzwertüberschreitungen, wie beispielsweise bei Events mit einer gegebenen Grundlast, kommen bevorzugt andere Flexibilitätsoptionen zum Einsatz.

Auf technischer Ebene zeigte sich die Erkenntnis, dass ein Großspeichersystem aus Fahrzeugbatterien hinsichtlich seiner Einzelkomponenten komplex ist und eine nicht vernachlässigbare Grundlast (Kraftwerkseigenverbrauch) hat, welche beim MoBILE Demonstrationsspeicher bei ca. 5 kW liegt. Alleine hierfür würden pro Jahr bei Dauerbetrieb und einem Gewerbestromtarif geschätzt in etwa Kosten von 10.000 € entstehen. Hieraus lässt sich ableiten, dass der Speicher nur dann betriebsbereit gehalten werden sollte, wenn er tatsächlich benötigt wird. Außerdem ist die technische Steuerung und das Batteriemangement gezielt auf den Anwendungsfall des Speichers auszurichten, damit dieser optimal und wirtschaftlich eingesetzt werden kann. Eine zusätzliche technische Komplexität ergibt sich wenn der Speicher mit zusätzlichen Komponenten als Elektroladesäule eingesetzt werden soll, sowohl hinsichtlich der benötigten technischen Komponenten, als auch betreffend der Möglichkeiten zur Abrechnung (technisch und regulatorisch). Auch die Anforderungen an die Datensicherheit (ISMS-Konformität) sind in der Praxis hoch und erschweren die Einbindung in die Leitwarte des Verteilernetzbetreibers.

## 8 Nutzen, insbesondere praktische Verwertbarkeit der Ergebnisse und Erfahrungen

Die Erfahrungen und Ergebnisse aus dem Demonstrationsprojekt MoBILE haben für die beteiligten Akteure zu praktischen Erkenntnisgewinnen geführt.

Eine Hauptkenntnis hat sich aus der Simulation der historischen und projizierten Netznutzungsszenarien ergeben: die gewählte Dimensionierung des MoBILE Demonstrationsspeichers entspricht für den Anwendungsfall Lastspitzenmanagement nicht den Anforderungen zur vollständigen Abdeckung aller zu erwartenden Lastspitzen, welche mit 1.76 MW und 1.32 MWh bzw. 5,68 MWh deutlich größer ausgefallen wäre. Somit lässt sich rückschließen, dass bei ähnlichen Projekten immer vor der Projektplanung eine möglichst genaue Abschätzung des tatsächlichen Bedarfs anzustreben ist, da dieser maßgeblich die Wirtschaftlichkeit der Anwendung beeinflusst.

Darüber hinaus wurde das Vorhaben in einer Periode des regulatorischen Wandels hinsichtlich der Einsatzmöglichkeiten für Batteriespeicher durch Verteilernetzbetreiber umgesetzt, mit offenem Ausgang zum Projektende. Die sich daraus ergebenden Unsicherheiten und der Interpretationsspielraum sind jedoch zukünftig deutlich kleiner, woraus sich deutlich mehr Planungssicherheit für zukünftige Investoren ableiten lässt. Verteilernetzbetreibern mit einem zukünftigen Interesse an Batteriespeichern als technische Alternative zum Netzausbau kann deshalb empfohlen werden, diese direkt von Dienstleistern auf der Basis von noch zu bestimmenden Ausschreibungskriterien zu beschaffen, da so auch Multi-Use Anwendungen für den Speicher besser umgesetzt werden können und dies insgesamt der Rentabilität der Investitionen dienlich ist.

Der ökonomische Projektkontext und die Investitionskostensituation für die Batteriebesitzer und Betreiber waren maßgeblich durch die Landesförderung durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg bestimmt. Durch die 40%-ige Förderquote konnte der Demonstrationsspeicher durch die Stadtwerke Hockenheim und die emodrom rental GmbH beschafft werden. Darüber hinaus hat der dem Projekt assoziierte Partner Framatome GmbH – Covalion die Batteriemodule als Eigenbeitrag bereitgestellt, wodurch die Anschaffung für die Projektpartner vertretbar wurde. Insgesamt befinden sich die zur Analyse des Batteriespeichers herangezogenen Kosten also am unteren Ende der derzeitigen Marktpreise für Großspeicher. Als Resultat sind daher die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalysen aus dem MoBILE Projekt als Momentaufnahme zu betrachten, sollten sie auf andere Projekte übertragen werden.

Grundsätzlich lässt sich berichten und auf andere Projekte übertragen, dass der Vergleich zwischen Netzausbaumaßnahmen und einer alternativen Investition in Batteriespeicher technischen Unsicherheiten unterliegt. Netzausbaumaßnahmen müssen aufgrund ihrer technischen Lebensdauer kalkulatorisch über 40 Jahre abgeschrieben werden, was für die Verteilernetzbetreiber eine renditestarke Investition darstellt. Batteriespeicher, insbesondere mit gebrauchten Komponenten, haben jedoch eine kürzere erwartbare technische Lebensdauer, auch wenn dies aufgrund der Aktualität des Themas noch nicht hinreichend im Realbetrieb nachgewiesen werden konnte. Die Regulierungsbehörden fordern für Batteriespeicher eine kalkulatorische Abschreibung über 10 Jahre, während die Hersteller eher von 10-20 Jahren Nutzungsdauer ausgehen, welche sicherlich auch durch den gewählten Betriebsmodus bestimmt wird. Auf wirtschaftlicher Ebene ist zukünftig von weiter sinkenden Preisen für Batteriegroßspeicher auszugehen, was deren Einsatz prinzipiell gegenüber alternativen Lösungen attraktiver macht. Um Unsicherheiten bezüglich der Lebensdauer zu umgehen, wurde in diesem Projekt daher bei den technisch-ökonomischen Analysen nur die nächsten fünf Jahre berücksichtigt. Die Projektpartner waren sich zudem einig, dass erhebliche Unsicherheiten zur Entwicklung der E-Mobilität bei einzelnen Verbrauchspunkten sowie bei eventuell notwendigen Ersatz- oder Erweiterungsinvestitionen für vergleichbare Speicherprodukte bestehen.

Für die Projektpartner ergibt sich durch die Realisation des Demonstrators mit der verbundenen Infrastruktur zur Betriebs- und Zustandsdatenerfassung die Möglichkeit, diese zukünftig im Realbetrieb zu untersuchen. Hierfür könnten Betriebsdaten erfasst, übertragen und ausgewertet werden, um einen zukünftigen Erkenntnisgewinn zur Speichertechnologie zu erlangen.

Darüber hinaus hat die Wirtschaftlichkeitsanalyse ergeben, dass der Einsatz des Speichers insbesondere zur Zwischenspeicherung von erneuerbarer Erzeugung, bspw. von PV-Strom und zum Einsatz der Spitzenlastkappung bei einem Letztverbraucher einen hohen Nutzen erzielt. Diese Erkenntnis lässt sich in Teilen auch auf andere Anwendungsfälle übertragen.

## 9 Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer

Die Ergebnisse aus dem MoBILE Verbundprojekt wurden und werden über unterschiedliche Kanäle bekannt gemacht:

- Projektpräsentation und Vernetzung auf dem Kolloquium Umweltforschung 2021
- Vorliegender Schlussbericht, welcher der Öffentlichkeit zugänglich gemacht wird
- Pressemitteilungen zum Projektstatus der jeweiligen Partner, Veröffentlichungen über die Websites der Projektpartner sowie der Smart Grids Plattform Baden-Württemberg
- Präsentation von Projektinhalten und Live-Daten über ein Display am Batteriesystem
- Geplanter Fachbeitrag in einem Stadtwerke Magazin wie VKU oder stadt + werk

Eine öffentlichkeitswirksame Projektpräsentation im Rahmen des E4-Festivals (oder einer ähnlichen Veranstaltung) konnte bisher nicht realisiert werden, da die Veranstaltung wegen der Corona-Pandemie nicht stattfinden konnte.

## Anhang

### A. Kurzbeschreibung Verbundpartner

#### **Europäisches Institut für Energieforschung (EIfER) EWIV**

##### *Arbeitsschwerpunkte*

EIfER koordiniert die wissenschaftlichen Arbeiten im Verbundprojekt MoBILE. Darüber hinaus zeichnet sich EIfER für die Datenerhebung und das Monitoring (Arbeitspaket C) sowie die Szenarienentwicklung und Bewertung, Analyse von Geschäftsmodellen und Ableitung von Handlungsempfehlungen (Arbeitspaket E) verantwortlich.

##### *Beschreibung*

Das EIfER (Europäisches Institut für Energieforschung EDF-KIT EWIV) mit Sitz in Karlsruhe wurde 2001 als europäische wirtschaftliche Interessenvereinigung (EWIV) durch EDF und KIT (damals Universität Karlsruhe (TH)) gegründet. EIfER beschäftigt heute ein interdisziplinäres und internationales Team von mehr als 100 Wissenschaftlern und Wissenschaftlerinnen. Schwerpunkte der Forschung sind Technologien und Konzepte zur dezentralen Energieversorgung, Planungsmethoden für die energieeffiziente Stadtentwicklung und die Energiesystemanalyse. Das EIfER bündelt dabei Kompetenzen im Bereich der Modellierung, Simulation und ökonomischen Bewertung komplexer dezentraler Systeme für Multi-Vektor-Anwendungen im Energiebereich (Strom-Wärme-Gas-Kopplung) und hat u.a. Laststeuerungsmechanismen analysiert und getestet. Dabei setzt das EIfER bevorzugt agentenbasierte Simulationsansätze an, welche die Strategien der einzelnen Akteure in dezentralen Systemen abbilden [1]. EIfER kann dabei diverse Technologiekompositionen darstellen und analysieren [2]. Darüber hinaus verfügt EIfER über einschlägige Kompetenzen in der regulatorischen und ökonomischen Bewertung von Geschäftsmodellen. Hierzu kombiniert EIfER vorhandenes interdisziplinäres Expertenwissen aus den Bereichen Politikanalyse und Marktanalyse mit technologischem Verständnis für dezentrale Energiesysteme. Dieser Ansatz ermöglicht die Einordnung möglicher Betriebskonzepte hinsichtlich ihrer Machbarkeit im aktuellen regulatorischen Rahmen, die Identifizierung möglicher Barrieren und Hemmnisse aus demselben, sowie die Bewertung und den Vergleich verschiedener Geschäftsmodelle anhand ökonomischer Standardkriterien für interne Projektverzinsung, Rentabilität und Amortisationsdauer.

EIfER ist Mitglied der Smart Grids Plattform Baden-Württemberg.

Die Kompetenzen von EIfER werden durch nachfolgende Projektreferenzen belegt:

Im Jahr 2014 hat das EIfER im Forschungsvorhaben „Räumliche Energiesimulation für den Standort Tegel RES TXL“ zur Bewertung von Wechselwirkungen unterschiedlicher Technologien, Nutzungen und räumlichen Anordnungen in Zusammenarbeit mit u.a. der TU Berlin und der Tegel Projekt GmbH mitgewirkt [3]. Im Rahmen der Ausschreibung „Reallabore, BaWü-Labs, für eine Forschung für Nachhaltigkeit in Baden-Württemberg“ ist EIfER im Reallabor 131 „KIT findet Stadt“ für die Leitung des Teilprojektes „Energiekonzept Oststadt“ zuständig [4]. Auf europäischer Ebene trägt das EIfER aktuell zu den Forschungsprojekten Horizon2020 - „Sim4Blocks“ [5] (innovative Geschäftsmodelle für Demand Response in Gebäudekomplexen) und ERA-NET Smart Grid Plus - „Reflex“ [6] (Simulation zur Replizierbar- und Vergleichbarkeit von Smart Grid Demonstratoren) bei. Das Landesministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft fördert zudem im Rahmen der Verwaltungsvorschrift über die Förderung von Demonstrationsprojekten Smart Grids und Speicher Baden-Württemberg, das SoLAR Projekt (Smart Grid ohne Lastgangmessung Allensbach-Radolfzell), in welchem EIfER wichtige Arbeitspakete im Bereich virtuelle Demonstration und Machbarkeitsanalyse durchführt und

den Projektverbund bei der Umsetzung des Konzeptes in konkreten Anlagen und Steuerungen unterstützt.

#### *Quellen*

- [1] Kremers, E., J. Gonzalez de Durana and O. Barambones (2013). "Multi-agent modeling for the simulation of a simple smart microgrid." *Energy Conversion and Management* 75(0): 643-650.
- [2] Gonzalez de Durana, J. M., O. Barambones, E. Kremers and L. Varga (2015). "Agent based modelling of local energy networks as instances of complex infrastructure systems." *Emergence: Complexity & Organization* 17(2).
- [3] Bahu, J.-M., C. Hoja, D. Petillon, E. Kremers, X. Ge, A. Koch, E. Pahl-Weber, G. Grassl, S. Reiser (2017). *Integrated Urban-Energy Planning for the Redevelopment of the Berlin-Tegel Airport*. In: *Smart and Sustainable Planning for Cities and Regions*, Springer: 407-419.
- [4] Murshed, S. M., A. Abdul-Zahra, A. Koch, J. Wendel, K. Mainzer, B. Sliz-Szkliniarz, A. Wagner (2017). *Investigating the energy performance of buildings with a 3D city model and thermal simulation: results from the Urban Transition Lab*. The European Conference on Sustainability, Energy & the Environment, ecsee2017, Brighton & Hove, United Kingdom.
- [5] <https://www.sim4blocks.eu/wp7-business-models-market-access-and-standardization/>
- [6] <http://reflex-smartgrid.eu/>

### **Karlsruher Institut für Technologie – Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH)**

#### *Arbeitsschwerpunkte*

Schwerpunktmäßig übernimmt das KIT die Simulation des elektrischen Verteilnetzes mittels Netzmodell für den Istzustand sowie für die zu definierenden Ausbauszenarien und deren technisch-ökonomischer Analyse. Dies beinhaltet die Aus- und Bewertung von Messdaten, unter anderem die dynamische Betrachtung hinsichtlich der Reaktionszeiten der Batteriespeicher und deren Positionierung im Hinblick auf ihre Netzdienlichkeit, sowie die Bereitstellung der für die Bewertung notwendigen Ergebnisse.

#### *Beschreibung*

In der Forschung liegt der Schwerpunkt auf der Modellierung, Optimierung und Steuerung moderner, intelligenter Verteil- und Transportnetze sowie auf der Berechnung und Optimierung von Betriebsmitteln. Das IEH kann auf zahlreiche öffentlich geförderte Projekte im Bereich der Netzoptimierung, speziell im Verteilnetz zurückblicken und verfügt dementsprechend an Erfahrung der dabei einzusetzenden Methoden und Vorgehensweisen. Insbesondere sind die Projekte „Hybrid-Optimal“ und „RegEnKibo“ zu nennen. Das Verbundprojekt „Hybrid Optimal“ untersucht, inwiefern ein zellulärer Ansatz bestehende Netzengpässe beseitigen und somit eine Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen kann. In dem Projekt „RegEnKibo“ wird die Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene untersucht, um den Austausch von elektrischer Energie zwischen Übertragungsnetz und Verteilnetz möglichst gering zu halten und den erforderlichen Netzausbau hierdurch zu reduzieren.

#### *Quellen*

- [1] Held, L.; Krämer, H.; Zimmerlin, M.; Suriyah, M.; Leibfried, T.; Ratajczak, L.; Lossau S.; Konermann, M.: Dimensioning of battery storage as temporary equipment during grid reinforcement caused by electric vehicles, IEEE UPEC 2018, Glasgow.

[2] Held et al. (2017), Forschungsprojekt „Hybrid-Optimal“ – Einsatz von Batterien als Quartiersspeicher im Niederspannungsnetz zur Vermeidung von Netzausbau, STOREENERGY congress 2017, Offenburg.

[3] Zimmerlin, M.; Müller, F.; Wilferth, M.; Held, L.; Suriyah, M.; Leibfried, T.: Mixed Integer Nonlinear Optimization of Coupled Power and Gas Distribution Network Operation, IEEE UPEC 2018, Glasgow.

[4] Zimmerlin, M.; Suriyah, M.; Leibfried T.; Sauter P.; Maurer J.; Pfeifer M.; Kluwe M.; Hohmann, S.; Köppel, W.; Degünther C.; Müller C.; Ruf, J.; Prabhakaran, P.; Missal, P.; Walter, J.; Herold, L.; Eichinger, T.: Das Verbundprojekt RegEnKibo: Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene unter Anwendung eines multimodalen, zellularen Ansatzes, ETG Congress, Bonn 2017.

### **Stadtwerke Hockenheim (SWH)**

#### *Arbeitsschwerpunkte*

Die Stadtwerke Hockenheim erwerben und betreiben zusammen mit der emodrom rental GmbH den Batteriespeicher und übernehmen diesen Betrieb nach Ende der Projektlaufzeit. Gleichzeitig stellen sie den Anschluss des Speichers an das Verteilnetz sicher und übernehmen die technische Koordination der Demonstration. Sie stellen im Rahmen der wissenschaftlichen Zusammenarbeit Informationen zur energietechnischen Infrastruktur am Hockenheimring Baden-Württemberg (unter Einhaltung der gesetzlichen Regelung der Datensicherheit) zur Verfügung und bewerten die technische Umsetzbarkeit von Ausbauszenarien. Darüber hinaus organisieren sie die Einbeziehung weiterer lokaler Akteure in der Umgebung, sowie der Eruiierung von möglichen Beteiligungskonzepten. Gemeinsam mit der emodrom rental GmbH spielen die Stadtwerke Hockenheim eine tragende Rolle bei der Verwertung der Forschungsergebnisse am Standort.

#### *Beschreibung*

Die Stadtwerke Hockenheim haben die sichere Strom-, Gas- und Wasserversorgung ihrer Kunden zum Ziel und bieten ein umfassendes Dienstleistungsangebot das fortführend weiterentwickelt wird.

### **emodrom rental GmbH**

#### *Arbeitsschwerpunkte*

Die emodrom rental GmbH erwirbt und betreibt gemeinsam mit den Stadtwerken Hockenheim den Batteriespeicher. Sie ist federführend bei der Auswahl und Vorbereitung des Stellplatzes am Hockenheimring. Außerdem bildet die emodrom rental GmbH die Schnittstelle zum Porsche Experience Center. Sie sichert den Austausch und die nahtlose Zusammenarbeit mit den Akteuren vor Ort. Darüber hinaus spielen sie gemeinsam mit den Stadtwerken Hockenheim eine tragende Rolle bei der Verwertung der Forschungsergebnisse am Standort.

#### *Beschreibung*

Die emodrom rental GmbH verantwortet als privatrechtliche Gesellschaft die strategische Weiterentwicklung des Hockenheimring Baden-Württemberg.

### **Assoziierter Partner – Framatome GmbH (Covalion)**

Covalion ist eine Marke für Speichertechnologien, Erneuerbare Energien und Industriedienstleistungen des Unternehmens Framatome GmbH. Covalion entwickelt Batteriespeicher auf Basis sogenannten Traktionsbatterien von Kraftfahrzeugen sowohl mit neuen Li-Ionen Batterien als auch nach dem „Second-Life“ Konzept. Der Spannungsbereich der Batterien variiert in Abhängigkeit vom verwendeten Batterietyp im Bereich von 250 V bis 800 V DC. Covalion hat in einem Pilotprojekt bereits ein

modulares System mit innovativer Batteriesteuerung entwickelt, das in einem Container betrieben werden kann [1]. Der bisherige Einsatz diente dem netzdienlichen Management der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien.

#### *Projektbeitrag*

Covalion wird das Projekt als assoziierter Partner aktiv unterstützen. Covalion liefert die Speicherlösung mit Batteriemangementsoftware an das Konsortium aus emodrom rental GmbH und den Stadtwerken Hockenheim. Covalion vermittelt über seine Kooperationspartner den Zugang zu „Second Life“ Batterien eines Automobilherstellers. Covalion schult die zukünftigen Betreiber Stadtwerke Hockenheim und emodrom rental GmbH und begleitet sie beim Test des Gesamtsystems in Hockenheim. Covalion stellt darüber hinaus den Forschungspartnern Daten aus der Betriebsfernüberwachung zur Verfügung.

#### *Quellen*

[1] <https://www.bem-ev.de/neuartiger-batteriespeicher-in-wendelstein-sorgt-fuer-netzstabilitaet/>

## B. Arbeitspakete und Zusammenarbeit

Das Projekt „MoBILE“ (Modulare Batteriespeicher in Verbindung mit Intelligenter Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge) wurde anhand der folgenden Arbeitspakete organisiert.

<b>Arbeitspaket A</b>	
<b>Zielsetzung:</b>	<b>Standortvorbereitung</b>
<b>Federführung:</b>	SWH
<b>Co-Federführung:</b>	EMO
<b>Begleitung</b>	COV
<b>Arbeitspaket A:</b>	Standortwahl und regelkonforme Einrichtung des Stellplatzes für einen 20‘ Container sowie die Schaffung der erforderlichen Anschlüsse
<b>Teilpakete des Arbeitspaketes A</b>	-
<b>notwendige Ausgangsdaten</b>	Örtliche Spezifikationen

<b>Arbeitspaket B</b>									
<b>Zielsetzung:</b>	<b>Installation und Inbetriebnahme</b>								
<b>Federführung:</b>	SWH								
<b>Co-Federführung:</b>	EMO								
<b>Mitarbeit</b>	EIF, KIT (COV begleitend)								
<b>Arbeitspaket B:</b>	Installation des Batteriecontainers und Inbetriebnahme, Installation von Messeinrichtungen mit Datenfernübertragung								
<b>Teilpakete des Arbeitspaketes B</b>	<table border="1"> <tr> <td>B.1 Batteriedesign</td> <td>SWH, EMO, (mit COV)</td> </tr> <tr> <td>B.2 Messkonzept</td> <td>EIF, KIT, SWH, EMO</td> </tr> <tr> <td>B.3 Installation</td> <td>SWH</td> </tr> <tr> <td>B.4 Inbetriebnahme und Dokumentation</td> <td>SWH</td> </tr> </table>	B.1 Batteriedesign	SWH, EMO, (mit COV)	B.2 Messkonzept	EIF, KIT, SWH, EMO	B.3 Installation	SWH	B.4 Inbetriebnahme und Dokumentation	SWH
B.1 Batteriedesign	SWH, EMO, (mit COV)								
B.2 Messkonzept	EIF, KIT, SWH, EMO								
B.3 Installation	SWH								
B.4 Inbetriebnahme und Dokumentation	SWH								
<b>notwendige Ausgangsdaten</b>	Vorbereiteter Standort								

<b>Arbeitspaket C</b>		
<b>Zielsetzung:</b>	<b>Datenerhebung und Monitoring</b>	
<b>Federführung:</b>	EIF	
<b>Co-Federführung:</b>		
<b>Mitarbeit</b>	SWH, KIT (COV begleitend)	
<b>Arbeitspaket C:</b>	Kontinuierliche Datenerfassung während des Testbetriebs (netzseitig und Ladeinfrastruktur) inkl. Aufbereitung, Speicherung und Bereitstellung.	
<b>Teilpakete des Arbeitspaketes C</b>	C.1 Datenschutz und Dateninfrastruktur	SWH, EIF, KIT
	C.2 Datenübertragung, Speicherung und Aufbereitung	SWH, EIF
	C.3 Bereitstellung für weitere Analysen	EIF
<b>notwendige Ausgangsdaten</b>	Zur Verfügungstellung einer Datenschnittstelle, Batterie- und Netzseitig.	

<b>Arbeitspaket D</b>		
<b>Zielsetzung:</b>	<b>Datenauswertung und Netzsimulation</b>	
<b>Federführung:</b>	KIT	
<b>Co-Federführung:</b>		
<b>Mitarbeit</b>	EIF, SWH	
<b>Arbeitspaket D:</b>	Simulation des lokalen Verteilnetzes und Validierung mit Daten aus dem Monitoring.	
<b>Teilpakete des Arbeitspaketes D</b>	D.1 Datenauswertung	EIF, SWH, KIT
	D.2 Netzsimulation	KIT
	D.3 Ableitung optimierter Batteriebetriebsstrategien zur Netzentlastung	KIT, SWH,
	D.4 Validierung	KIT, EIF, SWH
<b>notwendige Ausgangsdaten</b>	Übergabe der Messdaten zur Validierung der Simulation.	

<b>Arbeitspaket E</b>		
<b>Zielsetzung:</b>	<b>Szenarienenentwicklung und Bewertung, Analyse von Geschäftsmodellen, Ableitungen von Handlungsempfehlungen</b>	
<b>Federführung:</b>	EIF	
<b>Co-Federführung:</b>		
<b>Mitarbeit</b>	SWH, KIT, EMO	
<b>Arbeitspaket E:</b>	Szenarienenentwicklung zum netzdienlichen Ausbau der Lade- und Batterie-Infrastruktur, techno-ökonomische Analyse und Bewertung einer wirtschaftlichen Umsetzung, Analyse von Geschäftsmodellen zusätzlich zur Netzentlastung, Ableitung von Handlungsempfehlungen für den Ausbau der Infrastruktur im öffentlichen Parkraum.	
<b>Teilpakete des Arbeitspaketes E</b>	E.1 Szenarienenentwicklung	EIF, SWH, EMO, KIT
	E.2 Techno-ökonomische Analyse	EIF, KIT
	E.3 Analyse von Geschäftsmodellen	EIF
	E.4 Ableitung Handlungsempfehlungen	EIF, SWH, KIT, EMO
<b>notwendige Ausgangsdaten</b>	Analyse der Netzsituation bei charakteristischen Bedarfsfällen.	

<b>Arbeitspaket F</b>		
<b>Zielsetzung:</b>	<b>Koordination und Dissemination</b>	
<b>Federführung:</b>	EIF	
<b>Co-Federführung:</b>	SWH, EMO	
<b>Mitarbeit</b>	KIT	
<b>Arbeitspaket F:</b>		
<b>Teilpakete des Arbeitspaketes F</b>	F.1 Koordination	EIF
	F.2 Dissemination	SWH, EMO, EIF, KIT, (COV begleitend)
<b>notwendige Ausgangsdaten</b>	Modellergebnisse, Handlungsempfehlungen	

Das Verbundprojekt wird gegenüber dem Projektträger Karlsruhe durch EIfER vertreten. EIfER hat die Erstellung von Zwischen- und Abschlussberichten verantwortet und die wissenschaftliche Koordination übernommen, während die Stadtwerke Hockenheim die Koordination der technischen Umsetzung in Hockenheim übernommen haben. Der Austausch zwischen Demonstration und Begleitforschung wurde durch die regelmäßige Jour Fixe Termine zwischen den beiden koordinierenden Partnern und mit der Teilnahme der thematisch betroffenen Parteien sichergestellt. Ergänzt wurde dies durch mehrere physische Treffen, soweit im Rahmen der Corona-Pandemie möglich. Die

Szenarientwicklung für den Speicherbetrieb sowie die Validierung der Simulationsumgebung wurden in Workshops zwischen aller Partnern persönlich diskutiert.

Die Firma Covalion war assoziierter Partnerlieferant des Speichers und hat die für den Standort notwendigen Anpassungen am Batteriesystem vorgenommen. Covalion hat das Personal der Stadtwerke Hockenheim vor Ort geschult und wird den Betrieb auch nach der Projektlaufzeit begleiten. Covalion arbeitet darüber hinaus gemeinsam mit den Stadtwerken Hockenheim an der Anbindung der netzseitigen Signalgebung zum speicherprogrammierbaren Batteriesteuerung.

Der Speicher geht nach Projektende in den Besitz der Stadtwerke Hockenheim und der emodrom rental GmbH über. Die Stadtwerke Hockenheim werden gemeinsam mit der emodrom rental GmbH den Betrieb des Speichers übernehmen.

Die emodrom rental GmbH und die Stadtwerke Hockenheim stellen den Zugang zum Aufstellungsort für die Projektpartner sicher. Die emodrom rental GmbH übernimmt zudem die Kommunikation mit dem Porsche Experience Center.

## Quellenverzeichnis

- [1] Uhrig, M., Frank, R.: 'Lastprofilgenerator zur Modellierung von Wirkleistungsprofilen privater Haushalte'. Zenodo. <http://doi.org/10.5281/zenodo.803261>
- [2] Held, L.; Mueller, F.; Steinle, S.; Barakat, M.; Suriyah, M.R.; Leibfried, T. An Optimal Power Flow Algorithm for the Simulation of Energy Storage Systems in Unbalanced Three-Phase Distribution Grids. *Energies* 2021, 14, 1623. <https://doi.org/10.3390/en14061623>
- [3] <https://www.sim.ovgu.de/Lehrstuhl/Ressourcen+Ideenfindung.html>
- [4] <https://speicherinitiative.at/wp-content/uploads/sites/8/2020/11/03-Batterienspeicher.pdf>
- [5] [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191\\_dena\\_Netzflexstudie.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf)
- [6] <https://partner.mvv.de/blog/stromkosten-senken-durch-betriebliches-lastmanagement>
- [7] [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/referentenentwurf-enwg-novelle.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/referentenentwurf-enwg-novelle.pdf?__blob=publicationFile&v=8)
- [8] [https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/594tfoTp96Wq4mGSuuk46C/208c1a231231ea1443c8605496cce47e/et\\_1811\\_Gabel\\_Johanndeiter\\_Bilanzierung\\_Speicher.pdf](https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/594tfoTp96Wq4mGSuuk46C/208c1a231231ea1443c8605496cce47e/et_1811_Gabel_Johanndeiter_Bilanzierung_Speicher.pdf)
- [9] [https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/mum/intern/Dateien/Dokumente/5\\_Energie/Versorgungssicherheit/170413\\_Verteilnetzstudie\\_BW.pdf](https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/mum/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf)
- [10] Stadtwerke Hockenheim
- [11] <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/wiedergewinnungsfaktor-49017>
- [12] <https://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/grosse-batteriespeicher/>
- [13] [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Speicherpapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Speicherpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- [14] [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018\\_ISE\\_Studie\\_Stromgestehungskosten\\_Erneuerbare\\_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf)
- [15] <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>
- [16] <https://www.stadtwerke-hockenheim.de/Topmenue/Netze/Stromnetz/Netzzugang-Entgelte/Preisblatt-NNE-Strom-Teil-I.pdf>
- [17] "Multifunktionaler Speicher aus Second-Life-Akkus - Bayernwerk und innofas entwickeln mobile und flexible Speichercontainer", S. 5.
- [18] Matthias, "Bayernwerk nimmt Speicher aus Audi-Batterien in Betrieb," *electrive.net*, Feb. 22, 2021. <https://www.electrive.net/2021/02/22/bayernwerk-nimmt-speicher-aus-audi-batterien-in-betrieb/> (Zugriff am 25. Aug. 2021).
- [19] ew-Redaktion, "Bayernwerk und Innovas entwickeln mobile Speicher aus Second-Life-Batterien." <https://www.energie.de/ew/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/bayernwerk-und-innovas-entwickeln-mobilen-speicher-aus-second-life-batterien> (Zugriff am 25. Aug. 2021).
- [20] "Bayernwerk und Audi starten E-Mobility Testreihe", S. 5.
- [21] Netze BW - Broschuere E-Mobility Accessed: Aug. 25, 2021. [Online]. Available: [https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/6gXs8wiRSF0E2SqkwSq406/fc1c9430ba88b81c31e399242b09b17e/20191217\\_BroschuereE-Mobility\\_210x275mm\\_100Ansicht.pdf](https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/6gXs8wiRSF0E2SqkwSq406/fc1c9430ba88b81c31e399242b09b17e/20191217_BroschuereE-Mobility_210x275mm_100Ansicht.pdf)
- [22] <https://www.netze-bw.de/unsernetz/netzinnovationen/netzintegration-elektromobilitaet/e-mobility-carre>

- [23] N. B. GmbH, "NETZlabor E-Mobility-Chaussee - Netze BW GmbH," *NETZlabor E-Mobility-Chaussee - Netze BW GmbH*. <https://www.netze-bw.de/unsernetz/netzinnovationen/netzintegration-elektromobilitaet/e-mobility-chaussee#1-2> (Zugriff am 25. Aug. 2021).
- [24] "Stromversorgung sichern mit Batteriespeichern | schweizstrom." <https://www.schweizstrom.ch/de/news/newsblog/Batteriespeicher.html> (Zugriff am 25. August 2021)
- [25] "Innovationsprojekt zu Batteriespeicher in Pratteln | AGROLA." <https://www.agrola.ch/de/news/news/innovationsprojekt-pratteln.html> (Zugriff am 25. August 2021)
- [26] [https://www.ads-tec-energy.com/uploads/media/210525\\_PM\\_SWARCO\\_DE.pdf](https://www.ads-tec-energy.com/uploads/media/210525_PM_SWARCO_DE.pdf)
- [27] <https://www.ads-tec-energy.com/unternehmen/news/artikel/chargetrailer-ermoeglicht-neuen-weltrekord.html>
- [28] <https://newsroom.porsche.com/en/2020/company/porsche-high-power-charging-trucks-mobile-power-sources-22285.html>
- [29] <https://www.electrive.net/2021/07/27/nuernberg-n-ergie-eroeffnet-parkhaus-mit-128-ladepunkten/>