

# Speicherintegration ins Büro(Office)gebäude FutureBase

SPIN.OFF

K. Leonhartsberger, S. Schidler,  
A. Hirschl, M. Rosner, R. Korthals,  
L. Fischer, M. Ernst, A. Werner,  
F. Ettwein, B. Priglinger, M. Meisel,  
S. Wilker, A. Estaji, O. Stelzhammer,  
G. Becker, W. Burgstaller, S. Schlägl

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**5/2021**

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe  
unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

### **Impressum**

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:  
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

Auszugsweiser Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Republik Österreich und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Nutzungsbestimmungen:  
<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/>

# Speicherintegration ins Büro(Office)gebäude FutureBase

SPIN.OFF

Kurt Leonhartsberger, MSc., Mag. Dr. Susanne Schidler,  
Alexander Hirschl, MSc., Maximilian Rosner, MSc.,  
Richard Korthals, MSc., Lukas Fischer, MSc., Mario Ernst, MSc.,  
Andrea Werner, MSc., Frederike Ettwein, MSc.  
Fachhochschule Technikum Wien

Dipl.-Ing. Marcus Meisel Bakk., Univ.Ass. Dipl.-Ing. Stefan Wilker B.Eng.,  
Alireza Estaji, MEng.  
TU Wien

Oleg Stelzhammer, MSc., DI (FH) Gernot Becker  
ATB Becker

Wolfgang Burgstaller, Stefan Schlägl  
Bluesky Energy

Wien, Februar 2020

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)



## **Vorbemerkung**

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm Haus der Zukunft auf und hat die Intention Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung von allen betroffenen Bereichen wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des BMK publiziert und elektronisch über die Plattform [www.NachhaltigWirtschaften.at](http://www.NachhaltigWirtschaften.at) zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Michael Paula  
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien  
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)



# Inhaltsverzeichnis

---

Kurzfassung .....	9
Abstract .....	11
1. Das Projekt .....	13
1.1. Projektdaten.....	13
1.2. Forschungsschwerpunkte.....	13
2. Ausgangssituation .....	15
2.1. Problemstellung .....	16
2.2. Projektziele und Methode.....	19
2.2.1. Vorgehensweise .....	19
3. Stand der Technik und Rahmenbedingungen .....	23
3.1. Demand Side Management und Demand Response.....	23
3.2. Batteriespeicher – Technologien und Bewirtschaftungsformen.....	24
3.2.1. Lithium-Ionen Technologie.....	24
3.2.2. Natrium-Ionen-Speicher .....	25
3.3. Netz- und systemdienliche Bewirtschaftungsformen .....	26
3.3.1. Referenzprojekte / Erfahrungen aus der Praxis .....	31
3.4. Prognoseverfahren / Künstliche neuronale Netze .....	33
3.5. Rechtliche und regulatorische Aspekte.....	35
3.6. Wirtschaftliche Rahmenbedingungen .....	36
3.6.1. Strompreis .....	36
3.6.2. Investitionskosten für Batteriespeicher .....	38
4. Messungen und Prüfungen im Labor .....	40
4.1. Testaufbau im Hybrid Energy Lab.....	40
4.1.1. Batteriespeichersystem.....	40
4.1.2. Batterie- und Energiemanagement.....	42
4.2. Messergebnisse .....	42
4.2.1. Lade- und Entladekennlinien .....	42
4.2.2. Round Trip Efficiency.....	44
4.3. Test der elektrotechnischen Sicherungsautomaten im Inselbetrieb .....	44
4.3.1. Langsames Zuschalten der Last bei SOC 65 %.....	45
4.3.2. Langsames Zuschalten der Last bei SOC 70 %.....	45

4.4.	Kurzschlussstest .....	46
4.4.1.	FI-Test .....	47
4.5.	Entwicklung eines Batteriespeichermodells.....	47
4.5.1.	Methode .....	48
4.5.2.	Ergebnisse.....	49
5.	Künstliche neuronale Netze zur Verbrauchsprognose.....	52
5.1.	Selbstlernendes Modell zur Lastprognose .....	52
5.1.1.	Methode .....	52
5.1.2.	Ergebnisse.....	53
5.2.	Bewertung unterschiedlicher Prognosemodelle.....	56
5.2.1.	Methode .....	56
5.2.2.	Ergebnisse.....	57
6.	Systemintegration .....	59
6.1.	Bürogebäude FutureBase.....	59
6.2.	(Elektrotechnische) Planung und Ausführung.....	60
6.3.	Einbindung in die Gebäudetechnik und Datenmanagement.....	61
6.3.1.	Energiemanagement .....	62
6.3.2.	Datenmanagement.....	64
6.3.3.	Visualisierung .....	64
6.4.	Informationsblatt für Planer.....	65
6.4.1.	Meldepflicht .....	68
6.4.2.	Planung und Auslegung .....	69
6.4.3.	Elektrotechnische Installation .....	69
6.4.4.	Inbetriebnahme:.....	70
7.	Realbetrieb FutureBase .....	72
7.1.1.	Auswertung systemrelevanter Informationen.....	72
7.1.2.	Auswertung ausgewählter Episoden.....	74
7.1.3.	Auswertung eigenbedarfsoptimierte Betriebsweise des Speichers.....	76
7.1.4.	Auswertung Lastspitzenreduktion mittels Speicher.....	77
7.1.5.	Auswertung Wirkungsgradberechnung des Speichers.....	80
7.1.6.	Resümee .....	81
8.	Systemmodellierung.....	83
8.1.	Dynamische Lastspitzenreduktion .....	83
8.1.1.	Laufende Fehlerkorrektur.....	85
8.2.	Simulation ausgewählter Privathaushalte sowie Gewerbebetriebe.....	87

8.2.1.	Ergebnisse.....	89
9.	Simulation und Optimierung der FutureBase .....	92
9.1.	Bewertung unterschiedlicher Prognosemodelle.....	92
9.1.1.	Methode.....	92
9.1.2.	Ergebnisse.....	92
9.2.	Bewertung unterschiedlicher PV- und Speicherdimensionierung .....	94
9.2.1.	Energetechnische Bewertung.....	94
9.2.2.	Wirtschaftliche Bewertung.....	99
10.	NutzerInnen-Einbindung .....	101
10.1.	Methode.....	101
10.2.	Ergebnisse.....	102
11.	Ökologische Bewertung.....	105
11.1.	Methode .....	105
11.1.1.	Ökobilanz – Klimabilanz.....	105
11.1.2.	Kritikalität .....	107
11.1.3.	Toxizität .....	108
11.2.	Sachbilanz Salzwasserbatterie.....	108
11.3.	Wirkungsabschätzung .....	110
11.3.1.	Ersatz von Transformatoren durch die Batterie.....	113
11.3.2.	Nutzung der erhöhten Hosting Capacity im Netzabschnitt.....	113
11.3.3.	Berücksichtigung von CO <sub>2</sub> Signalen in der Speicherstrategie.....	114
11.3.4.	Auswahl und Dimensionierung des Speichers.....	115
11.4.	Kritikalität .....	115
11.5.	Toxizität und Sicherheit.....	117
12.	Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen.....	118
12.1.	Verbrauchsprognose in Bürogebäuden.....	118
12.1.1.	Eignung unterschiedlicher Prognosemodelle.....	118
12.2.	Praktische Erfahrungen mit neuen Batteriespeichertechnologien .....	119
12.2.1.	Wirkungsgrad .....	119
12.2.2.	Lade- und Entladeströme .....	119
12.2.3.	Modellierung .....	120
12.3.	Erkenntnisse aus dem Realbetrieb .....	121
12.3.1.	Dimensionierung .....	121
12.3.2.	Rechtlich/Regulatorische Handlungsempfehlungen.....	121
12.3.3.	Planungs- und sicherheitstechnische Aspekte: .....	122

12.4.	Energetische und wirtschaftliche Bewertung von netzdienlichen Batteriespeichersystemen.....	122
12.5.	Umwelt und Gesellschaft .....	123
12.5.1.	Ökologische Bewertung.....	123
12.5.2.	Gesellschaftliche Aspekte.....	123
12.6.	Schlussfolgerungen.....	124
13.	Verzeichnisse .....	125
13.1.	Abbildungsverzeichnis.....	125
13.2.	Tabellenverzeichnis .....	129
13.3.	Literaturverzeichnis.....	130

## Kurzfassung

Ausgangssituation/Motivation: Batteriespeicher wurden bisher im Privatbereich primär zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchsanteils eingesetzt. Aus technischer Sicht können Batteriespeichersysteme jedoch weitaus mehr und sind in der Lage, unterschiedliche Aufgaben in einem zukünftigen Energieversorgungssystem zu übernehmen und damit einen netz- und/oder systemdienlichen Beitrag zu leisten. Eine Möglichkeit ist der Einsatz von Batteriespeichern in gewerblich genutzten Gebäuden, um Lastspitzen zu reduzieren.

Inhalte und Zielsetzungen: Im Rahmen des Forschungsprojekts „SPIN.OFF“ wurden folgende Ziele verfolgt:

- Integration eines Batteriespeichers in ein Bürogebäude unter Berücksichtigung planungs- und sicherheitstechnischer Aspekte
- Entwicklung eines selbstlernenden Energiemanagementsystems zur Reduktion von Last- und Erzeugungsspitzen in einem Bürogebäude auf Basis eines selbstlernenden künstlichen neuronalen Netzwerks (KNN)
- Energietechnische und wirtschaftliche Bewertung von netzdienlichen Batteriespeichersystemen
- Erhebung der Akzeptanz von Batteriespeichersystemen in gewerblich genutzten Mehrparteienhäusern / Bürogebäuden
- Bewertung der Nachhaltigkeit von netzdienlichen Batteriespeichersystemen

Methodische Vorgehensweise: Um diese Ziele zu erreichen, wurde in die FutureBase - ein Bürogebäude im 21ten Wiener Gemeindebezirk - ein Salzwasser Batteriespeicher (Aqueous Ion Exchange Technologie) integriert. Um Erfahrungen mit der neuen Batteriespeichertechnologie zu sammeln, wurde dieser vorab im Hybrid Energy Lab der FH Technikum Wien vermessen. Parallel dazu wurde ein selbstlernendes Energiemanagementsystem zur Reduktion von Last- und Erzeugungsspitzen in einem Bürogebäude auf Basis eines selbstlernenden künstlichen neuronalen Netzwerks (KNN) entwickelt und im einjährigen Realbetrieb getestet. Um Aussagen über die Wirtschaftlichkeit bzw. die energietechnischen Auswirkungen der untersuchten Einsatzstrategien (z. B. Eigenverbrauchs-optimierung, Lastspitzenreduktion) treffen zu können, wurden diese sowohl anhand des Realbetriebes als auch mittels Simulation unterschiedlicher Szenarien bewertet. Im Zuge der abschließenden Monitoringphase erfolgte eine ergänzende Bewertung der Umweltwirkungen sowie eine Analyse der Akzeptanz seitens der GebäudenutzerInnen mittels Befragung und Workshops.

Ergebnisse, Schlussfolgerungen, Ausblick:

- Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass Lastspitzen in gewerblich genutzten Gebäuden mittels Batteriespeichersysteme reduziert werden können. Ein funktionierendes Prognosesystem mit laufender Fehlerkorrektur ist dafür jedoch unabdingbar, vor allem bei auftretenden Hochlastphasen. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass beide verwendeten Prognosemodelle nur bedingt zur Prognose von Lastspitzen geeignet sind. Das künstliche neuronale Netz kann zwar den Lastverlauf besser abbilden, Prognosefehler führen jedoch auch hier zu dazu, dass einzelne Lastspitzen nicht erkannt werden. Eine kontinuierliche Überwachung des Realverbrauches, in Kombination mit einer laufenden Fehlerkorrektur, als Ergänzung zur Prognose kann hier Abhilfe schaffen.

- Aus wirtschaftlicher Sicht ist der Einsatz eines Batteriespeichers nur bedingt zielführend. Während die Erhöhung der installierten PV-Leistung zu einer Reduktion der Gesamtkosten führt, hat der Einsatz eines Batteriespeicher zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung den gegenteiligen Effekt (+2,77 % bis +5,77 %). Wird ein Speicher jedoch auch zur Reduktion von Lastspitzen eingesetzt, kann dadurch die Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Die Gesamtkosten liegen zwar weiterhin über jenen ohne Speicher, jedoch nur mehr um 0,48 % bis 1,34 %. Bereits eine geringe Reduktion der Investitionskosten eines Batteriespeichers würde hier reichen, um den Einsatz von Batteriespeichern zur Reduktion von Lastspitzen wirtschaftlich zu machen.
- Die durchgeführte Lebenszyklusanalyse zeigt, dass Batteriespeichersysteme unter geeigneten Rahmenbedingungen die Klimabilanz eines Gebäudes zumindest geringfügig verbessern können. Ausschlaggebend dafür, abhängig vom Ziel des Einsatzes (Lastspitzen, Eigenverbrauch, Umweltschutz) sind die Wahl der Technologie, der Speicherstrategie (z. B. Berücksichtigung des CO<sub>2</sub> Signals des Strommixes) oder die Nutzung der erhöhten Aufnahmekapazität des jeweiligen Netzabschnittes. Unter Berücksichtigung und Abwägung weiterer Faktoren wie Toxizität und Verfügbarkeit von Rohstoffen können auch Technologien mit hohem Klimapotenzial umweltgerecht eingesetzt werden.
- Im Rahmen der Befragung von GebäudenutzerInnen konnte die Akzeptanz von Batteriespeichern im Kontext des Arbeitsplatzes ermessens werden. Hierbei zeigte sich, dass die Risikowahrnehmung gegenüber Batteriespeichern relativ gering ist und BefragungsteilnehmerInnen einer Anwendung am Arbeitsplatz grundsätzlich positiv gegenüberstehen.

## Abstract

Starting point/motivation: Up to now, battery storage systems have primarily been used in the private sector to increase the share of PV self-consumption. However, from a technical point of view, battery storage systems can provide much more contributions to a future energy supply system and thus for the grid. One option is the use of battery storage systems in commercially used buildings to reduce peak loads.

Contents and objectives: The following objectives were pursued within the research project "SPIN.OFF":

- Integration of a battery storage in an office building under consideration of planning and safety aspects
- Development of a self-learning energy management system to reduce load and generation peaks in an office building based on a self-learning artificial neuronal network (KNN)
- Energy-technical and economical evaluation of battery storage systems for grid use
- Survey of the acceptance of battery storage systems in commercially used apartment buildings / office buildings
- Evaluation of the environmental impact of grid-supported battery storage systems

Methods: To achieve these goals, a saltwater battery storage (Aqueous Ion Exchange Technology) was integrated into the FutureBase - an office building in Vienna's 21st district. In order to gain experience with the new battery storage technology, it was first installed and measured at the Hybrid Energy Lab of the UAS Technikum Wien. In parallel, a self-learning energy management system for reducing load and generation peaks in an office building based on a self-learning artificial neuronal network (KNN) was developed and tested in one-year real operation. In order to achieve reliable results on the economic efficiency or the energy-technical effects of the examined application strategies (e.g. optimisation of self-consumption, shaving of load peaks), these were evaluated both on the basis of real operation and by means of simulation of different scenarios. In the course of the final monitoring phase, a supplementary evaluation of selected environmental impacts was conducted by LCA and desk research and an analysis of the acceptance by the building users was carried out by means of surveys and workshops.

Results, Prospects, Suggestions for future research:

- The conducted investigations show that peak loads from PV in commercially used buildings can be reduced by using battery storage systems if a well performing forecasting system with continuous error correction is implemented, especially during high peak load phases. The results show, that both of the used forecast models are only conditionally suitable for forecasting peak loads. Although an artificial neuronal network can optimize the mapping of load profiles, prognosis errors lead to single, not detected load peaks. To reduce these errors a continuous monitoring of the actual energy consumption, in combination with a continuous/permanent error correction, could be integrated.
- The economic assessment shows that the advantages of a storage system are limited. While the increase of PV capacity leads to a decrease of gross costs, the use of a battery storage for PV self-consumption optimization has the opposite effect (+2.77% to +5.77%). However, if a storage unit

is also used to reduce peak loads, the economic efficiency can be improved. The total costs are still higher than those without storage, but only by 0.48 % to 1.34 %. It would only need a small reduction of investment costs to make this application economically feasible.

- The life cycle analysis shows that under suitable conditions battery storage systems can improve the climate balance of a building. Depending on the objective of use (peak loads, self consumption, environmental protection), the decisive factors are the choice of technology, the storage strategy (e.g. taking into account the CO<sub>2</sub> signal of the electricity mix) or the use of the increased hosting capacity of the respective grid section. Considering and weighing up other factors such as toxicity and availability of raw materials, technologies with higher climate potential can also be used in an environmentally friendly manner.
- In the context of the survey on building users the acceptance of battery storage systems in the context of the workplace was assessed. It was shown that the risk perception regarding battery storages is relatively low and that participants have a generally positive attitude towards the use of batteries in the workplace.

# 1. Das Projekt

Im Rahmen des Forschungsprojekts „SPIN.OFF“ (FFG-Nr. 850103) wurde in die FutureBase - ein Bürogebäude im 21ten Wiener Gemeindebezirk - ein Salzwasser Batteriespeicher (Aqueous Ion Exchange Technologie) integriert. Ziel des Projekts war es, anhand dieser Demonstrationsanlage Fragen zu beantworten, die bei der Integration und dem Betrieb von Batteriespeichern in gewerblichen oder öffentlichen Gebäuden auftreten. Neben der optimalen Dimensionierung des Batteriespeichers und der Entwicklung eines selbstlernenden Energiemanagementsystems zur Erhöhung des Eigenverbrauchs und der Minimierung von Lastspitzen wurden auch planungs- und sicherheitstechnische Aspekte untersucht. Im Zuge der abschließenden Monitoringphase erfolgte eine ergänzende Bewertung der Umweltwirkungen sowie eine Analyse der Akzeptanz seitens der GebäudenutzerInnen.

## 1.1. Projektdaten

Projektlaufzeit: von 01/16 bis 08/19

Projektdauer: 44 Monate

Förderprogramm: Stadt der Zukunft, 2. Ausschreibung

Projektbudget: 309.168 EUR

Projektförderung: 247.335 EUR

Projektleitung: FH Technikum Wien, Kompetenzfeld Renewable Energy Systems

ProjektpartnerInnen:

- TU Wien ICT
- ATB Becker e.U.
- Blue.Sky Energy GmbH

Ansprechperson:

- Kurt Leonhartsberger (Projektleiter), Fachhochschule Technikum Wien, Kompetenzfeld Renewable Energy Systems, Standort ENERGYbase, Giefinggasse 6, 1210 Wien, Mobil 0664 619 25 86, Mail: kurt.leonhartsberger@technikum-wien.at

## 1.2. Forschungsschwerpunkte

Entwicklung eines selbstlernenden Energiemanagementsystems zur Reduktion von Last- und Erzeugungsspitzen in einem Bürogebäude auf Basis eines selbstlernenden künstlichen neuronalen Netzwerks (KNN)

Batteriespeicher werden bisher vor allem im Privatbereich primär zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchsanteils eingesetzt. Aus technischer Sicht können Batteriespeichersysteme jedoch weitaus mehr und sind in der Lage unterschiedliche Aufgaben in einem zukünftigen Energieversorgungssystem zu übernehmen und damit einen netz- und/oder systemdienlichen Beitrag

zu leisten. Im vorliegenden Projekt wurde daher ein selbstlernendes Energiemanagementsystem zur Reduktion von Last- und Erzeugungsspitzen entwickelt, mit dem Ziel, Einspeisung bzw. Netzbezug zu vergleichmäßigen und damit das Verteilnetz zu entlasten.

Ein selbstlernendes künstliches neuronales Netzwerk (KNN) ist dabei für die Prognose des gesamten Stromverbrauchs des Gebäudes verantwortlich. Diese Prognose wird gemeinsam mit weiteren Messdaten für die Erstellung eines Lade- und Entladefahrplans des Batteriespeichers verwendet. Dabei zielt das Energiemanagement primär auf die Minimierung von Lastspitzen, berücksichtigt jedoch auch die lokale PV-Erzeugung mit dem Ziel, gleichzeitig den PV-Eigenverbrauchsanteil zu maximieren. Auf Basis dieses Fahrplans kann eine optimale vorausschauende Bewirtschaftung des Batteriespeichers erfolgen.

#### Planungs- und sicherheitstechnische Aspekte

Die steigende Komplexität der Haustechnik in modernen Gebäuden verlangt eine immer intensivere Abstimmung der einzelnen Gewerke, um einen optimalen und aufeinander abgestimmten Betrieb zu ermöglichen. Im vorliegenden Projekt wurde daher gemeinsam mit den beteiligten Unternehmen ein umfassendes Integrationskonzept für Batteriespeicher erarbeitet. Besonderes Augenmerk wurde dabei auf die Validierung der Schutztechnik im Inselbetrieb (erforderliche Kurzschlussleistungen, Schwingungsverhalten der Wechselrichter, Umschaltzeiten, ...) gelegt. Die im Rahmen dieses integrativen Planungsprozesses gewonnenen Erfahrungen und Erkenntnisse wurden abschließend zu einem Informationsblatt für Gebäudeplaner zusammengefasst.

#### Erhebung der Akzeptanz von Batteriespeichersystemen in gewerblich genutzten Mehrparteienhäusern / Bürogebäuden

Erfolgreiche Innovationen zeichnen sich nicht nur durch gute technische Lösungen aus, sondern berücksichtigen auch die Bedürfnisse der NutzerInnen bzw. beziehen diese in den Entwicklungsprozess mit ein. Während BewohnerInnen in privaten Einfamilienhäusern in der Regel selbst über den Einsatz bestimmter Technologien entscheiden können, werden BewohnerInnen oder NutzerInnen von privaten oder gewerblich genutzten Mehrparteienhäusern / Bürogebäuden in der Regel nicht in diesen Entscheidungsprozesse eingebunden. Im vorliegenden Forschungsprojekt wurde daher die Akzeptanz von Batteriespeichersystemen in gewerblich genutzten Mehrparteienhäusern / Bürogebäuden erhoben.

#### Bewertung der Nachhaltigkeit von netzdienlichen Batteriespeichersystemen

Während es zur Wirtschaftlichkeit von netzdienlichen Batteriespeichersystemen unzählige Studien und Untersuchungen gibt, fehlen belastbare Ergebnisse hinsichtlich der Nachhaltigkeit von Batteriespeichersystemen, insbesondere für innovative Technologien wie die im Projekt eingesetzte Aqueous Ion Exchange Technologie. Mit Hilfe einer Lebenszyklusanalyse, die den gesamten Lebenszyklus der Batterie inkl. der eigentlichen Anwendung berücksichtigt, wurden im vorliegenden Projekt unterschiedliche Kennzahlen (z. B. energetischen Amortisationszeit, Global Warming Potential, ...) ermittelt und darauf aufbauend die Nachhaltigkeit der geplanten Anwendung validiert.

## 2. Ausgangssituation

Die internationalen Bemühungen, den Anteil der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien zu steigern, führen zu einem Wandel des Stromsystems von einer gegenwärtig durch Nachfrage regulierten zentralisierten Stromerzeugung, hin zu einer räumlich verteilten erneuerbaren Energieproduktion, welche sich primär nach der Verfügbarkeit der Primärenergie richtet. Die fluktuierende Stromerzeugung eines auf dezentralen, erneuerbaren Erzeugern aufgebauten Stromsystems erfordert – um die Systemstabilität zu gewährleisten – neben erhöhten Netzkapazitäten auch ein hohes Maß an Flexibilität, um räumliche und zeitliche Diskrepanzen zwischen Versorgung und Nachfrage zu überbrücken. Diese Flexibilität kann unter anderem mithilfe von regelbaren Erzeugungsanlagen, Laststeuerung, der Drosselung der Einspeisung erneuerbarer Energien und/oder der Speicherung von Elektrizität bereitgestellt werden (Fuchs et al. 2012).

Aufgrund ihrer Fähigkeit, Erzeugung und Verbrauch zeitlich zu entkoppeln, stellen Stromspeicher diesbezüglich eine interessante Option dar. Je nach Einsatzbereich können Energiespeicher eine Vielzahl unterschiedlicher Aufgaben in einem zukünftigen Energieversorgungssystem übernehmen und werden daher als eines der Schlüsselemente der Energiewende gesehen (Internationale Energie Agentur 2015) (Manyika et al. 2013) (IEA-RETD 2016).

Marktentwicklung: Im Jahr 2017 waren weltweit Batteriespeicher mit einer Leistung von ca. 4 GW installiert, davon mehr als 80 % mit einer Lithium-Ionen-basierten Technologie. Damit zeichnen sich Batteriespeicher im Jahr 2017 nur für etwas mehr als 2 % der weltweit installierten Stromspeicherleistung von 176,5 GW verantwortlich. Bis 2030 rechnet die Internationale Energie Agentur (IEA) jedoch mit einem deutlichen Zuwachs auf ca. 100 GW allein im Bereich großformatiger Batteriespeichersysteme. Bis 2040 wird mit einem weiteren Anstieg auf 220 GW gerechnet<sup>1</sup>. Studien gehen davon aus, dass im Bereich Batteriespeicher in den nächsten 10 bis 20 Jahren 300 bis 600 Milliarden USD weltweit umgesetzt werden.<sup>2</sup>

Speziell der Bereich der dezentralen Heimspeichersysteme in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen (PV) entwickelt sich rasant. Sinkende Preise und attraktive Förderungen in Verbindung mit dem immer stärker werdenden Wunsch nach privater Energieautarkie treiben eine Entwicklung an, die dezentrale Batteriespeichersysteme zu einer Massenapplication werden lassen. So wurden in Deutschland im Zeitraum von 2013 bis Ende 2018 ca. 125.000 Heimspeichersysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität von rund 950 MWh und einer Leistung von über 400 MW installiert (Figgner et al 2019). Auch in Österreich etablieren sich PV Heimspeichersysteme zunehmend auf dem Markt. Bis Ende 2018 wurden in Österreich knapp 5.750 PV-Heimspeichersysteme mit einer kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von ca. 41 MWh im Niederspannungsnetz errichtet (Leonhartsberger et. al. 2019)

Preisentwicklung: Vor allem für Lithium-Ionen-Batterien sind die Preise in den letzten Jahren stark gefallen. 2018 lag der Preis bei ca. 180 USD pro kWh und damit etwa 85 % niedriger als im Jahr 2010. Exakte Angaben sind hier jedoch schwierig, da aktuelle Preise je nach Quelle teils stark variieren.<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> <https://www.iea.org/weo2018/>

<sup>2</sup> <https://www.zionmarketresearch.com/report/energy-storage-systems-market>

<sup>3</sup> <https://www.irena.org/->

[/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017\\_Summary.pdf?la=en&hash=2FDC44939920F8D2BA29CB762C607BC9E882D4E9](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017_Summary.pdf?la=en&hash=2FDC44939920F8D2BA29CB762C607BC9E882D4E9)

Einigkeit besteht jedoch darin, dass die Preise für Lithium-Ionen Systeme weiter sinken werden. 2030 werden Preise im Bereich 50 bis 100 USD pro kWh erwartet.<sup>4</sup>

Die Preise für schlüsselfertig installierte Batteriespeicher liegen jedoch deutlich höher. Im Jahr 2017 waren Speichersysteme mit ca. 50 kWh nutzbarer Speicherkapazität in Österreich und Deutschland bereits ab 700 EUR pro kWh nutzbarer Speicherkapazität inkl. MWSt. verfügbar. Der Preis für kleinere PV-Heimspeichersysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 bis 10 kWh lag mit etwa 1.200 bis 1.700 EUR/kWh<sub>nutz</sub> inkl. MWSt. deutlich höher. Seit Mitte 2013 fielen die EndkundInnen-Preise in Deutschland damit um ca. 50 % (Figgenger et al. 2018) (Fischer 2019).

## 2.1. Problemstellung

Das Fraunhofer ISE zeigt im Rahmen der „Speicherstudie 2013“, dass Heimspeichersysteme in Kombination mit PV-Anlagen nicht automatisch einen netz- und/oder systemdienlichen Beitrag leisten (Hollinger 2013). Werden Speicher ausschließlich zur Maximierung des Eigenverbrauchanteils eingesetzt und dahingehend konventionell bewirtschaftet (siehe Abbildung 1, links), wird die PV-Erzeugungsspitze um die Mittagszeit weiterhin in vollem Umfang in das Netz eingespeist. Eine Entlastung des Stromnetzes ist jedoch nur gegeben, wenn die maximale PV-Einspeiseleistung an die Situation des Stromnetzes angepasst und die Einspeisung von Erzeugungsspitzen zu netzkritischen Zeiten zuverlässig unterbunden wird.

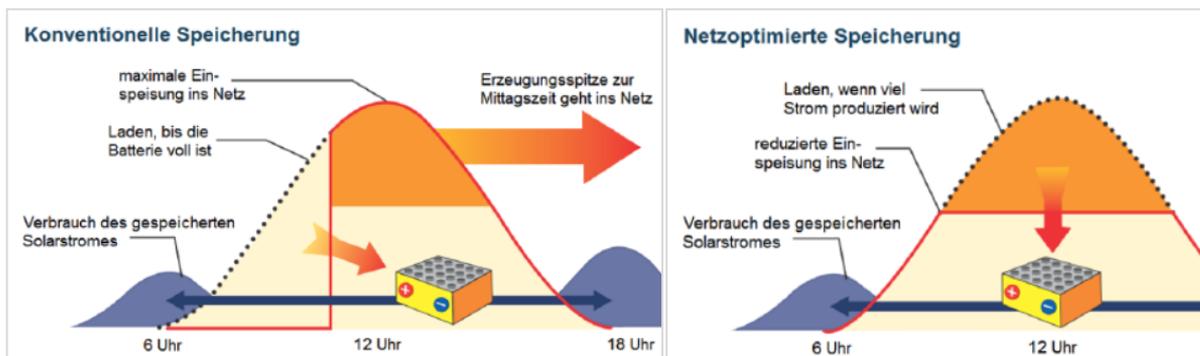


Abbildung 1: Gegenüberstellung der konventionellen (links) und der netzdienlichen Betriebsführung (rechts) (Bundesverband Solar e. V., 2013)

Die bislang übliche eigenverbrauchsoptimierte Bewirtschaftung führt daher nicht nur zu einer fehlenden Entlastung der Netze, sondern kann unter Umständen sogar eine zusätzliche Belastung für das Energiesystem darstellen. Anders als PV-Anlagen ohne Speicher speisen konventionell bewirtschaftete PV-Speichersysteme anfänglich nicht in das Stromnetz ein. Erst wenn der Speicher vollständig geladen ist, beginnt unvermittelt die Netzeinspeisung. Dabei steigt die PV-Einspeiseleistung in kurzer Zeit sehr stark an, wodurch es zu steilen Einspeiserampen kommt. Diese abrupte Veränderung der Residuallast muss z. B. durch regelbare Kraftwerke ausgeglichen werden, wodurch bei einer hohen Durchdringung solcher eigenverbrauchsoptimierter Heimspeichersysteme ein erheblicher zusätzlicher Bedarf an Flexibilität entsteht (Deutsch und Graichen, 2014). Heimspeichersysteme, die ausschließlich eigenverbrauchsoptimiert bewirtschaftet werden, haben

<sup>4</sup> BNEF (Bloomberg New Energy Finance) (2018), *Energy Storage System Costs Survey 2018*. Bloomberg Finance L.P., London.

daher keine bzw. keine verlässlich positiven Effekte für das Stromnetz bzw. die Integration fluktuierender Erzeugungsanlagen.

Dieser fehlende netz- bzw. systemdienliche Nutzen ist jedoch nicht technisch bedingt, sondern ausschließlich eine Frage der Bewirtschaftungsform bzw. des angestrebten Optimierungszieles. In der Folge werden daher ausgewählte Optionen, wie Heimspeichersysteme einen netz- und/oder systemdienlichen Beitrag leisten können, dargestellt.

Begrenzung der PV-Einspeiseleistung: Studien zeigen, dass durch die Begrenzung der maximalen PV-Einspeiseleistung auf 60 % der installierten PV-Nennleistung die Aufnahmefähigkeit der Netze ohne zusätzlichen Ausbau um bis zu 66 % gesteigert werden kann (Hollinger 2013). Um einen netzdienlichen Betrieb von Heimspeichersystemen sicher zu stellen, sieht das deutsche Speicherförderprogramm der KfW daher eine verpflichtende Begrenzung der maximalen PV-Einspeiseleistung auf 60 % (bis Ende 2015) bzw. 50 % (seit Anfang 2016) der installierten PV-Nennleistung vor (Weniger 2016).

Um die Erzeugungsanteile über 50 % bzw. 60 % der maximalen PV-Einspeiseleistung nicht abregeln zu müssen, muss die Bewirtschaftung des Speichers so erfolgen, dass Erzeugungsspitzen oberhalb der maximal erlaubten Einspeisebegrenzung gespeichert werden können (siehe Abbildung 1, rechts). Ist dies nicht möglich, muss der PV-Wechselrichter die Leistungsabgabe entsprechend drosseln. Um diese vielfach unvermeidlichen abregelungsbedingten Ertragsverluste zu reduzieren, ist ein prognosebasiertes Energiemanagementsystem erforderlich. Mittels vorausschauender Bewirtschaftung unter Einbeziehung von Verbrauchs- und Erzeugungsprognose können die Abregelungsverluste durchschnittlich von 7 % auf 1 % verringert werden (Weniger 2016).

Im Unterschied zu Deutschland fehlen in Österreich bis auf wenige Ausnahmen derartige Regelungen. Lediglich in Salzburg und der Steiermark wurde im Zuge der ersten Förderaktion 2014 eine verpflichtende Begrenzung der PV-Einspeiseleistung vorgesehen (Hofmüller 2016). Es ist daher davon auszugehen, dass der überwiegende Anteil der in Österreich installierten PV-Heimspeichersysteme ausschließlich eigenverbrauchsoptimiert bewirtschaftet wird und damit keinen netz- oder systemdienlichen Nutzen bietet. Untermuert wird diese Aussage durch das oberösterreichische Monitoringprogramm für geförderte Heimspeichersysteme, im Zuge dessen seit Anfang 2015 196 Heimspeichersysteme messtechnisch erfasst und analysiert werden. Erste Ergebnisse zeigen, dass eine netzdienliche Betriebsweise bzw. eine prognosebasierte Bewirtschaftung nur in Ausnahmefällen erfolgt (Rechberger 2016).

Reduktion von Last- und Erzeugungsspitzen: Doch nicht nur die Reduktion von PV-Erzeugungsspitzen, sondern auch die Glättung von Lastspitzen kann einen relevanten Beitrag zur Entlastung der Stromnetze darstellen - vor allem in Anbetracht der Tatsache, dass eine steigende Anzahl von Haushalten und Bürogebäuden mit elektrisch betriebenen Wärmepumpen beheizt werden (Biermayr et. al., 2019). Da die Anschlussleistung dieser Gebäude deutlich über deren Grundlast liegt, kommt es vor allem während der Heizperiode über den Tag verteilt zu hohen Lastspitzen.

Abbildung 2 zeigt einen beispielhaften Tagesverlauf der Energieflüsse eines Haushalts mit Stromspeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils lokal erzeugter Energie. Es ist ersichtlich, dass der Speicher zu Zeiten von Überschusserzeugung geladen und bei gegenteiliger Situation gleich wieder entladen wird. Damit ergibt sich das in Grün dargestellte Netzbezugsprofil.

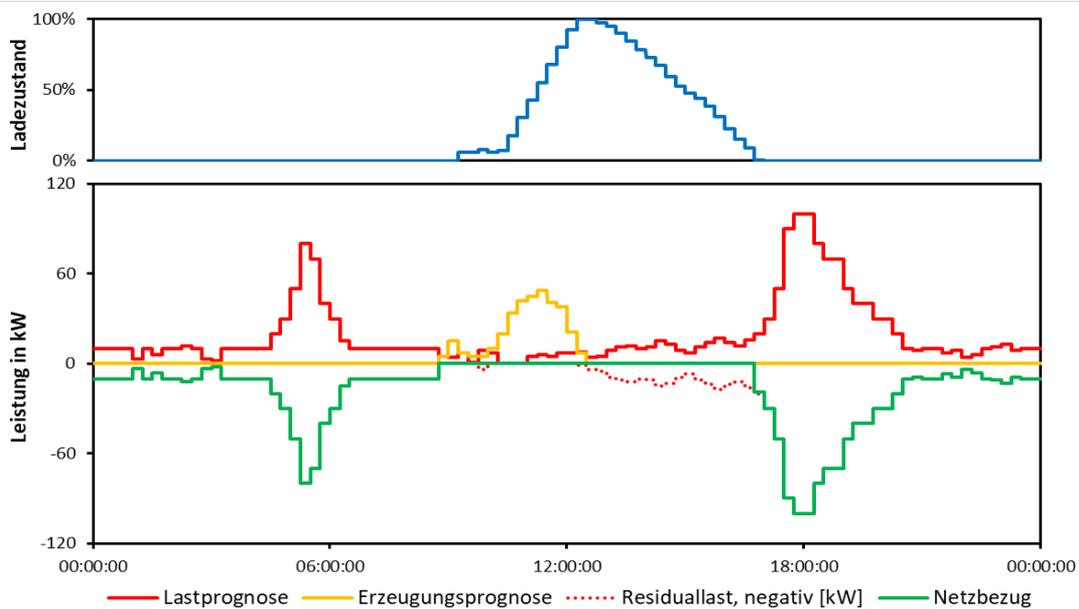


Abbildung 2: Exemplarisches Tagesprofil eines Prosumers mit Speicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs; Stromverbrauch beziehungsweise -erzeugung positiv dargestellt, vom Netz bezogene Energie negativ dargestellt

Im Vergleich dazu veranschaulicht Abbildung 3 das Resultat einer Speicherbewirtschaftung zur Lastspitzenglättung beim gleichen Lastprofil des Haushaltes. Es ist ersichtlich, dass bei dieser Speicherbewirtschaftungsmethode die um 18:00 auftretende Leistungsspitze der Residuallast (rot-punktierte Kurve) durch die Speicherbewirtschaftungsstrategie reduziert werden kann (grüne Kurve), indem der Batteriespeicher entsprechend bewirtschaftet wird. Der Speicher wird vor dieser Lastspitze mit Netzstrom oder Überschussstrom geladen beziehungsweise nicht wieder entladen, damit dieser zum prognostizierten Zeitpunkt des Eintretens dieser Lastspitze genug Energie gespeichert hat.

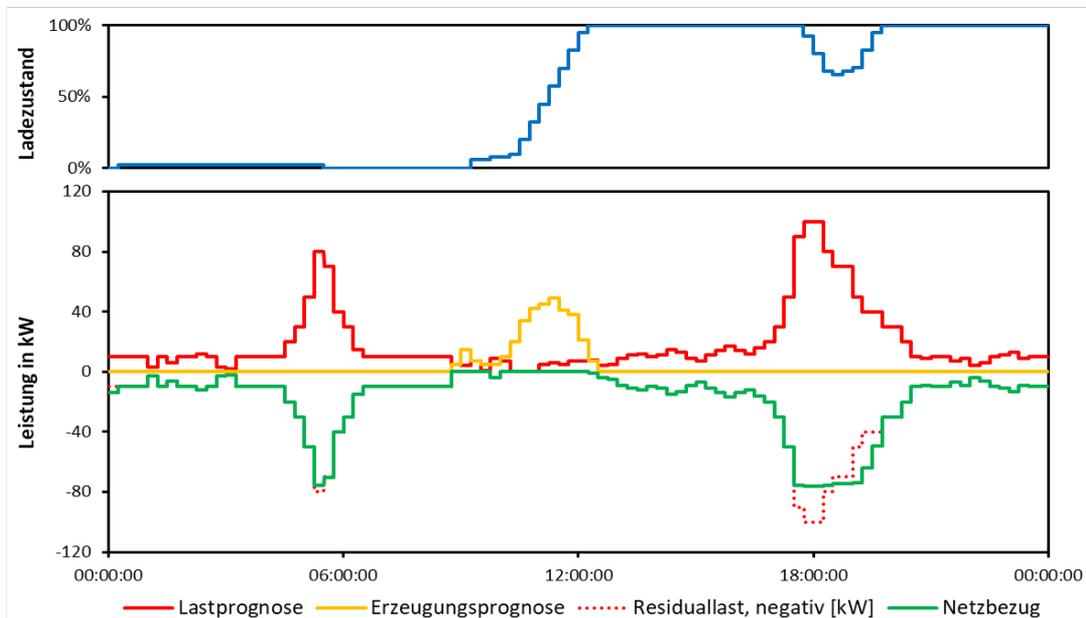


Abbildung 3: Exemplarisches Tagesprofil eines Prosumers mit Speicher zur Lastspitzenreduktion; Stromverbrauch beziehungsweise -erzeugung positiv dargestellt, vom Netz bezogene Energie negativ dargestellt

## 2.2. Projektziele und Methode

Im Rahmen des Forschungsprojekts „SPIN.OFF“ (FFG-Nr. 850103) wurde in die FutureBase - ein Bürogebäude im 21ten Wiener Gemeindebezirk - ein Salzwasser Batteriespeicher (Aqueous Ion Exchange Technologie) integriert. Ziel des Projekts war es anhand dieser Demonstrationsanlage Fragen, die bei der Integration und dem Betrieb von Batteriespeichern in gewerblichen oder öffentlichen Gebäuden auftreten, zu beantworten. Neben der optimalen Dimensionierung des Batteriespeichers und der Entwicklung eines selbstlernenden Energiemanagementsystems zur Erhöhung des Eigenverbrauchs und der Minimierung von Lastspitzen wurden auch planungs- und sicherheitstechnische Aspekte untersucht. Im Zuge der abschließenden Monitoringphase erfolgte eine ergänzende Bewertung der Umweltwirkungen sowie eine Analyse der Akzeptanz seitens der GebäudenutzerInnen.

### 2.2.1. Vorgehensweise

Reduktion von Last- und Erzeugungsspitzen auf Basis eines selbstlernenden künstlichen neuronalen Netzwerks (KNN): Im vorliegenden Projekt wurde ein selbstlernendes Energiemanagementsystem zur Reduktion von Last- und Erzeugungsspitzen entwickelt, mit dem Ziel Einspeisung bzw. Netzbezug zu vergleichmäßigen und damit das Verteilnetz zu entlasten. Ein selbstlernendes künstliches neuronales Netzwerk (KNN) ist dabei für die Prognose des gesamten Stromverbrauchs des Gebäudes verantwortlich. Diese Prognose wurde gemeinsam mit weiteren Messdaten für die Erstellung eines Lade- und Entladefahrplans des Batteriespeichers verwendet. Dabei zielt das Energiemanagement primär auf die Minimierung von Lastspitzen, berücksichtigt jedoch auch die lokale PV-Erzeugung mit dem Ziel gleichzeitig den Eigenverbrauchsanteil zu maximieren. Auf Basis dieses Fahrplans kann eine optimale vorausschauende Bewirtschaftung des Batteriespeichers erfolgen.

Darüber hinaus wurde der Einfluss der Prognosegüte und das damit verbundene Potential zur Lastspitzenreduktion unterschiedlicher Prognosealgorithmen sowie unterschiedlicher Möglichkeiten zur laufenden Fehlerkorrektur mit einem idealisierten Speicher erhoben.

Energetechnische und wirtschaftliche Bewertung von netzdienlichen Batteriespeichersystemen: Um Aussagen über die Wirtschaftlichkeit bzw. die energetischen Auswirkungen der untersuchten Einsatzstrategien (z. B. Eigenverbrauchsoptimierung, Lastspitzenreduktion) treffen zu können, wurden diese sowohl anhand des Realbetriebes als auch mittels Simulation unterschiedlicher Szenarien bewertet. Basierend auf den Erkenntnissen des Realbetriebes wurden dazu fünf unterschiedliche Szenarien definiert, die sich hinsichtlich der installierten PV-Leistung sowie der verfügbaren Speicherkapazität bzw. -leistung unterscheiden. Jedes Szenario wurde sowohl eigenverbrauchsoptimiert als auch lastspitzenreduzierend simuliert. Wie in der folgenden

Tabelle 1 ersichtlich, entspricht das Referenzszenario den realen Gegebenheiten.

Tabelle 1: Übersicht über ausgewählte Szenarien für Simulation

	Installierte PV-Leistung	Kapazität / Leistung Batteriespeicher	Anmerkungen
Szenario 0	33 kWp	51,8 kWh / 23,4 kW	Ist-Zustand FutureBase
Szenario 1	125 kWp	51,8 kWh / 23,4 kW	
Szenario 2	250 kWp	51,8 kWh / 23,4 kW	
Szenario 3	250 kWp	103,6 kWh / 46,8 kW	
Szenario 4	330 kWp	51,8 kWh / 23,4 kW	
Szenario 5	330 kWp	103,6 kWh / 46,8 kW	

Praktische Erfahrungen mit neuen Batteriespeichertechnologien: Neben Lithium-Ionen Speichersystemen drängen zunehmend auch andere innovative Batteriespeichertechnologien auf den Markt (Hwang et al. 2017). Allerdings weisen diese Batteriespeicher oftmals unterschiedliche technologiespezifische Eigenschaften im Vergleich zur Lithium-Ionen-Batterie auf. Eine dieser neuen Technologien ist die Natrium-Ionen-Batterie. Um praktische Erfahrungen dieser neuen Technologie zu sammeln bzw. deren Auswirkungen auf unterschiedliche Anwendungen zu bestimmen, wurde eine Natrium-Ionen-Batterie des Projektpartners BlueSky Energy im Hybrid Energy Lab der FH Technikum Wien sowie im Realbetrieb in der FutureBase umfangreich vermessen. Darüber hinaus wurde untersucht, mit welcher Genauigkeit sich ein auf der Natrium-Ionen-Technologie basierender Batteriespeicher mithilfe der Modellierung über eine RC-Schaltung, der Parametrierung über eine Vermessung im Feld mit vorhandener Infrastruktur eines Batteriemanagementsystems (BMS) und der Validierung über real gemessene Betriebsdaten nachbilden lässt.

Planungs- und sicherheitstechnische Aspekte: Die steigende Komplexität der Haustechnik in modernen Gebäuden verlangt eine immer intensivere Abstimmung der einzelnen Gewerke, um einen optimalen und aufeinander abgestimmten Betrieb zu ermöglichen. Im vorliegenden Projekt wurde daher gemeinsam mit den beteiligten Unternehmen ein umfassendes Integrationskonzept für Batteriespeicher erarbeitet. Besonderes Augenmerk wurde dabei auf die Validierung der Schutztechnik im Inselbetrieb (erforderliche Kurzschlussleistungen, Schwingungsverhalten der Wechselrichter, Umschaltzeiten, ...) gelegt. Die im Rahmen dieses integrativen Planungsprozesses gewonnenen Erfahrungen und Erkenntnisse wurden abschließend zu einem Informationsblatt für Gebäudeplaner zusammengefasst.

Erhebung der Akzeptanz von Batteriespeichersystemen in gewerblich genutzten Mehrparteienhäusern / Bürogebäuden: Erfolgreiche Innovationen zeichnen sich nicht nur durch gute technische Lösungen aus, sondern berücksichtigen auch die Bedürfnisse der NutzerInnen bzw. beziehen diese in den Entwicklungsprozess mit ein. Während BewohnerInnen in privaten Einfamilienhäusern in der Regel selbst über den Einsatz bestimmter Technologien entscheiden können, werden BewohnerInnen oder NutzerInnen von privaten oder gewerblich genutzten Mehrparteienhäusern / Bürogebäuden in der Regel nicht in diesen Entscheidungsprozesse eingebunden. Im vorliegenden Forschungsprojekt soll daher die Akzeptanz von Batteriespeichersystemen in gewerblich genutzten Mehrparteienhäusern / Bürogebäuden erhoben werden.

Bewertung der Umweltwirkung von netzdienlichen Batteriespeichersystemen: Während es zur Wirtschaftlichkeit von netzdienlichen Batteriespeichersystemen unzählige Studien und Untersuchungen gibt, fehlen belastbare Ergebnisse hinsichtlich der Umweltwirkung von Batteriespeichersystemen, insbesondere für innovative Technologien wie die im Projekt eingesetzte

Aqueous Ion Exchange Technologie. Mit Hilfe einer Lebenszyklusanalyse, die den gesamten Lebenszyklus der Batterie inkl. der eigentlichen Anwendung berücksichtigt (cradle to grave) berücksichtigt, werden im vorliegenden Projekt unterschiedliche Kennzahlen (z. B. Global Warming Potential, Toxizität, Kritikalität...) ermittelt und darauf aufbauend die Nachhaltigkeit der geplanten Anwendung validiert.

### 3. Stand der Technik und Rahmenbedingungen

#### 3.1. Demand Side Management und Demand Response

Die nachfrageseitige Anpassung des Verbrauchsverhaltens, sei es durch intelligente Regelung der Stromverbraucher oder auch durch Zwischenspeicherung von Energie, wird mit dem Begriff Demand Side Management (DSM) betitelt.

*"Demand Side Management (DSM) refers to all changes that originate from the demand side of the market in order to achieve large scale energy efficiency improvements by deployment of improved technologies. (IEA DSM k. J.)"*

Wird Demand Side Management vor dem Hintergrund finanzieller Anreize durchgeführt, wie zum Beispiel veränderte Strompreise im Tagesverlauf oder Bonuszahlungen, spricht man vom Demand Response (DR).

*„Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized (U.S. Department of Energy 2006).“*

Gegenwärtig werden unterschiedlichste Varianten des Demand Response praktiziert. Für kleinere VerbraucherInnen, wie Privathaushalte oder Gewerbebetriebe, kommt in dem meisten Fällen preisbasiertes Demand Response in unterschiedlichen Ausprägungen zum Einsatz. Darunter werden flexible Stromtarife verstanden, welche in der einfachsten Form aus wenigen Tarifstufen bestehen, welche im Tagesverlauf variieren (zeitvariable Tarife). Ist der Stromtarif direkt an den Großhandelsstrompreis gekoppelt, spricht man vom Real-time-pricing. Hierbei bekommen die KundInnen die Tarifinformationen täglich oder stündlich für die folgende Periode. In stromintensiveren Branchen kommen meist anreizbasierte Varianten des Demand Response zur Anwendung, da hier einzelne Stromverbraucher beziehungsweise Akteure größere Beiträge zur Flexibilität des Energiesystems leisten können. Ein gängiger Ansatz des Demand Response in stromintensiven Branchen ist das Lastmanagement. Die Verbraucher werden hierbei mit dem Ziel der Reduktion der Spitzenlast gesteuert. Der Stromtarif setzt sich aus Energie- und Leistungskomponente zusammen, wodurch ein wirtschaftlicher Anreiz durch eine Reduktion des Leistungspreises besteht. Eine andere Form des anreizbasierten Demand Response stellt Demand-Side Bidding dar. Hierbei wird am Energiemarkt eine Nachfragereduktion, zum Beispiel durch Abschaltung oder Teilbetrieb gewisser Produktionsreihen, angeboten. Durch die direkte Partizipation am Strommarkt besteht jedoch eine starke Abhängigkeit vom Strompreisniveau (Obersteiner 2017).

Alle Varianten des Demand Response setzen ein gewisses Maß an verbraucherseitige Flexibilität voraus, sowie in vielen Fällen geeignete Mess- und Kommunikationsinfrastruktur. Diese Anforderungen können in der gegenwärtigen Situation jedoch nur die wenigsten Verbraucher erfüllen. Als wesentlicher Treiber für sämtliche Arten des Demand Response kann neben der positiven Marktentwicklung von Speichersystemen der geplante europaweite Roll-out von intelligenten Stromzählern (Smart Metern) genannt werden (Obersteiner 2017).

## 3.2. Batteriespeicher – Technologien und Bewirtschaftungsformen

### 3.2.1. Lithium-Ionen Technologie

Abbildung 4 zeigt den Aufbau und die Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Speicherzelle. Jede Zelle des Lithium-Ionen-Speichers besteht zunächst aus einer positiven und einer negativen Elektrode, welche auch Kathode (+) und Anode (-) genannt werden. Die Lithium-Elektrode (Kathode) und die Graphit-Elektrode (Anode) werden von einem Elektrolyt umgeben. Dabei handelt es sich um eine organische Lösung mit integriertem Lithiumsalz. Der Separator trennt die positive von der negativen Elektrode, um einen Kurzschluss der Zelle zu verhindern.

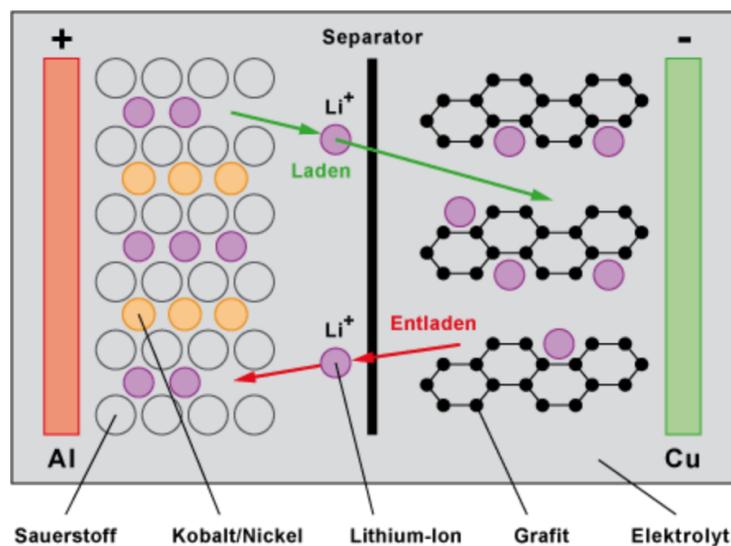


Abbildung 4: Aufbau von Lithium-Ionen-Zellen (Schnabel 2019)

Bei einem Kurzschluss kann der Speicher „ausgasen“ – das bedeutet, dass der flüssige Elektrolyt im Schadensfall ausdampft und gesundheitsgefährdend wirken kann. Daher muss der Standort eines stationären Speichers ausreichend belüftet werden. Der erforderliche Luftwechsel muss nach den Herstellerangaben ausgelegt werden (Tragner 2017).

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Vor- und Nachteile der Technologie.

Tabelle 2: Vor- und Nachteile Lithium-Ionen-Speichertechnologie (Tragner 2017)

Vorteile	Nachteile
Hohe Energie- und Leistungsdichte	Hohe Herstellkosten
Hohe Zellspannung (3,6 – 4,2 V)	Elektrische Überwachung notwendig
Hoher Wirkungsgrad (nahezu 100%)	Ladungsüberwachung notwendig
Geringe Selbstentladung	Schlechtes Ladeverhalten bei niedrigen Temperaturen
Kein Memory-Effekt	Nutzbare Speicherkapazität Betriebstemperaturabhängig
Hohe Zyklenfestigkeit	Elektrolyte in einigen Batterien giftig

### 3.2.2. Natrium-Ionen-Speicher

Neben Lithium-Ionen Speichersystemen drängen zunehmend auch andere Batteriespeichertechnologien auf den Markt (Hwang et al. 2017). Eine dieser neuen Technologien ist die Natrium-Ionen-Batterie.

Der elektrochemische Batteriespeicher basiert auf einem Salzwasserelektrolyt, die Kathode besteht aus Manganoxid und die Anode aus Kohlenstoff. Als Separator dient ein einfaches Baumwollvlies (BlueSky Energy 2019). Der beschriebene Batterieaufbau ähnelt einer Bleisäurebatterie und ist in Abbildung 5 dargestellt. Jedes einzelne Modul ist dabei in vier Quadranten unterteilt, die jeweils mit einem Salzwasserelektrolyt befüllt sind. Jedes Modul des Speichers enthält 64 Zellen, in denen die beiden Elektroden, der Separator und der Konnektor verbaut wird.



Abbildung 5: Aufbau eines Moduls der Natrium-Ionen Batterie, Typ 48S-2.2 (BlueSky Energy 2, 2019)

Die Funktionsweise ist in Abbildung 6 dargestellt und wird anhand des Entladevorgangs beschrieben. Beim Entladen wandern die Natrium-Ionen von der Kohlenstoff Titan-Phosphat Anode über das Salzwasserelektrolyt durch den Baumwollseparator zur Manganoxid Kathode (BlueSky Energy 2019). Der Elektronenaustausch findet dabei über den Stromkollektor, der als elektrischer Leiter fungiert, statt. Beim Entladevorgang nimmt die positive Manganoxid Kathode Elektronen auf und die Kohlenstoff Titan-Phosphat Anode fungiert als Elektronenquelle (Kurzweil und Dietlmeier, 2015).

Laut Hersteller ist die Salzwasser-Speichertechnologie wartungsfrei, enthält keine Schwermetalle und giftige Chemikalien und ist nicht explosiv bzw. entflammbar. Die Technologie gilt damit als berührungssicher (Petersen 2018).

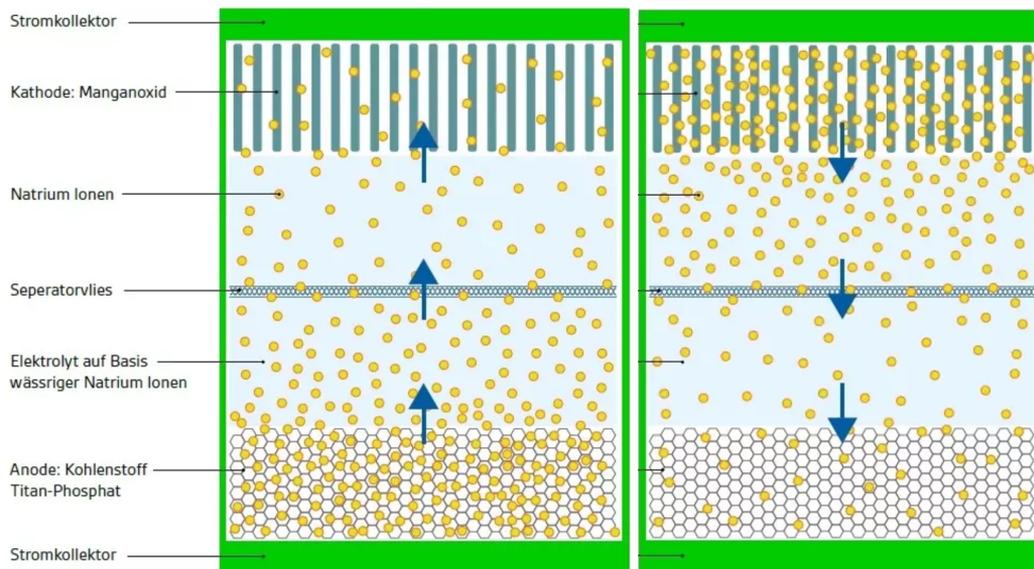


Abbildung 6: Natrium-Ionen Batterie Funktionsweise – links: Entladen, rechts: Laden (BlueSky Energy 2, 2019)

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Vor- und Nachteile der Technologie.

Tabelle 3: Vor- und Nachteile Salzwasser-Speichertechnologie (Petersen 2018)

Vorteile	Nachteile
Absolut wartungsfrei	Geringe Energiedichte
Nicht explosiv	Geringere Zyklenfestigkeit als Lithium-Ionen-Akkus
Nicht entflammbar	Sehr große Bauvolumen
Nicht giftig	Hohes Gewicht
Berührungssicher	Vergleichsmäßig teuer
PH neutraler Elektrolyt	Technologie im Anfangsstadium

Derzeit gibt es zum Betriebsverhalten von Natrium-Ionen-Speichern keine verfügbaren Daten.

### 3.3. Netz- und systemdienliche Bewirtschaftungsformen

Batteriespeichersysteme lassen sich mit unterschiedlichen Zielsetzungen bewirtschaften. In Kombination mit PV-Systemen steht in der Regel die Maximierung des PV-Eigenverbrauchsanteils beziehungsweise des Autarkiegrads - und damit die Minimierung der Strombezugskosten durch Zwischenspeicherung von überschüssiger PV-Energie - im Vordergrund (Weniger und Quaschnig 2013). Mit fortschreitender Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in das Stromnetz gewinnen jedoch auch netz- und/oder systemdienliche Bewirtschaftungsstrategien zunehmend an Bedeutung.

Delayed Charging: Das Delayed Charging-Konzept von Williams et al. (2013) beruht auf der Periodizität der Stromerzeugung von PV-Anlagen, sprich auf der Annahme, dass Überschusseinspeisungen nur an sonnigen Tagen stattfinden und die PV-Leistungsmaxima jeden Tag im selben Zeitfenster auftreten. Nach Williams et al. (2013) kann also ein tägliches Zeitfenster definiert werden, in dem der Stromspeicher geladen wird, um damit einen netzdienlichen Betrieb zu ermöglichen. Die Ladeleistung entspricht dabei dem Quotienten von Speicherkapazität zur Ladezeit. Damit kann eine Speicherladung über das gesamte Zeitfenster sichergestellt werden. Nachteilig ist, dass Fluktuationen nicht gedämpft

werden, was zu einer fluktuierenden Netzeinspeisung führt (Williams et al. 2013; Siegel und Bergner 2015). Abbildung 7 zeigt den Tagesverlauf der Leistungsflüsse bei Anwendung dieser Betriebsstrategie.

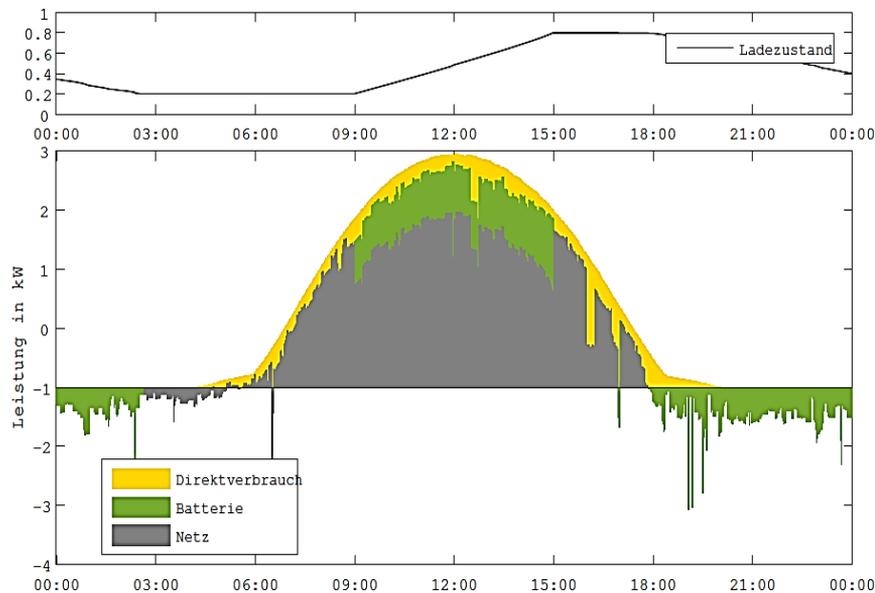


Abbildung 7: Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems mit zeitgesteuerter Ladung an einem sonnigen Tag (PV-Leistung 4 kWp, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh) (Siegel und Bergner 2015)

**Feste Begrenzung der Einspeiseleistung:** Eine weitere Bewirtschaftungsform ist die feste Begrenzung der PV-Einspeiseleistung. Liegt die Erzeugungsleistung oberhalb dieser Einspeisegrenze wird der Stromspeicher geladen. Sollte der Stromspeicher vorzeitig seinen maximalen Ladezustand erreichen, wird die überschüssige PV-Energie abgeregelt. In Abbildung 8 ist der Verlauf der Leistungsflüsse an einem unbewölkten und einem bewölkten Tag bei Begrenzung der Einspeisung auf 50 % der installierten PV-Nennleistung zu sehen.

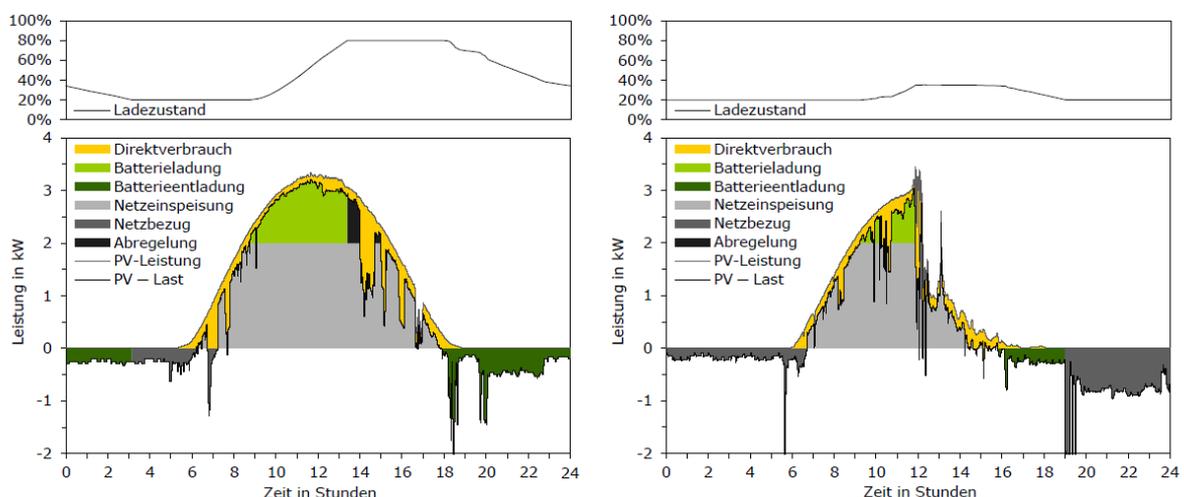


Abbildung 8: Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems bei fester Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,5 kW / kWp (2 kW) an einem unbewölkten Tag (links) und teilweise bewölkten Tag (rechts) (PV-Leistung 4 kWp, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh) (Weniger und Quaschnig 2013)

Ist kein Prognosesystem vorhanden, wird der Batteriespeicher jedoch speziell an bewölkten Tagen unter Umständen nicht optimal genutzt (siehe Abbildung 8 rechts). Daher ist der Einsatz eines

prognosebasierten Systems empfehlenswert (Weniger und Quaschnig 2013). Wie in Abbildung 9 ersichtlich, wird nur jene Kapazität vorgehalten, die erforderlich ist, um die Erzeugungsspitze zu kappen ohne abregeln zu müssen (Weniger et al. 2014a). Die vorhandene Speicherkapazität kann dadurch optimal genutzt werden.

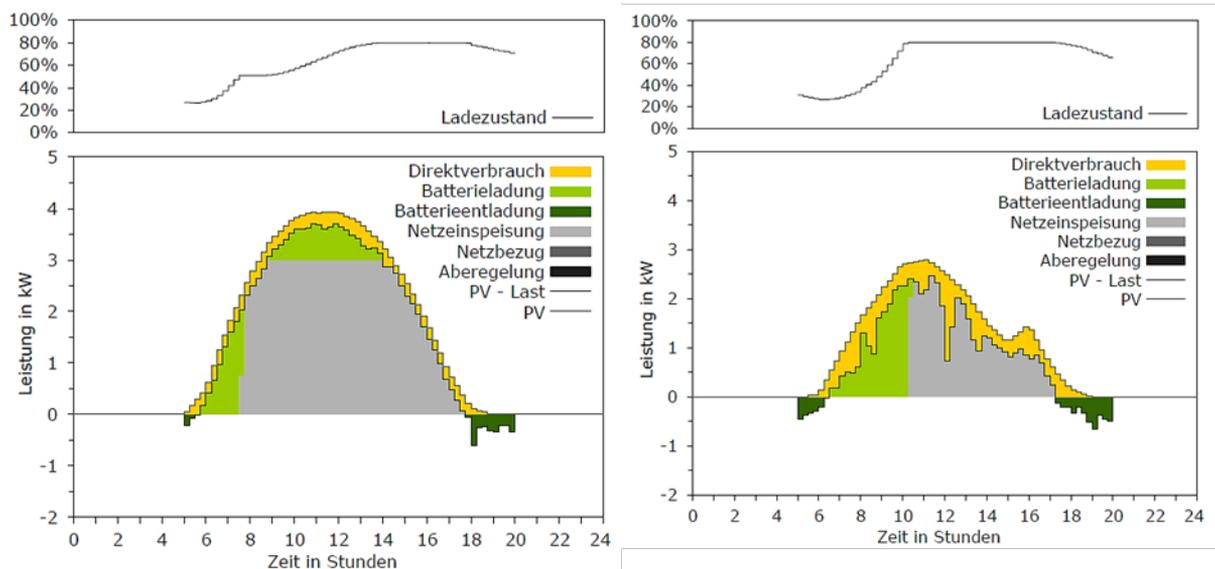


Abbildung 9: prognostizierter Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems bei prognosebasierter fester Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,6 kW / kWp (3 kW) an einem sonnigen Tag (links) und einem stark bewölkten Tag (rechts) (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, Strombedarf 5,3 MWh/a) (Weniger et al. 2014a)

Variable Begrenzung der Einspeiseleistung: Das größte Potential zur Reduktion der Netzeinspeisung bei gleichzeitiger Maximierung des Eigenverbrauchs ergibt sich laut Weniger et al. (2014) jedoch erst durch die dynamische Begrenzung der Einspeiseleistung. Um die Einspeisegrenze täglich anzupassen, sind Prognosen für PV-Erzeugung und Verbrauch für den Folgetag erforderlich. Ein entsprechender Algorithmus zur variablen Einspeisebegrenzung wurde an der HTW Berlin von Weniger (2013) entwickelt.

Abbildung 10 zeigt Simulationsergebnisse für zwei Tage unter Berücksichtigung von idealen PV- und Lastprognosen. Aufgrund der prognosebasierten Ermittlung der Einspeisegrenze ist diese an einem bewölkten Tag (rechts) deutlich niedriger als an einem sonnigen Tag (Bild links). Der Stromspeicher wird damit an beiden Tagen vollständig geladen, eine Abregelung der PV ebenfalls an beiden Tagen vermieden (Weniger und Quaschnig 2013).

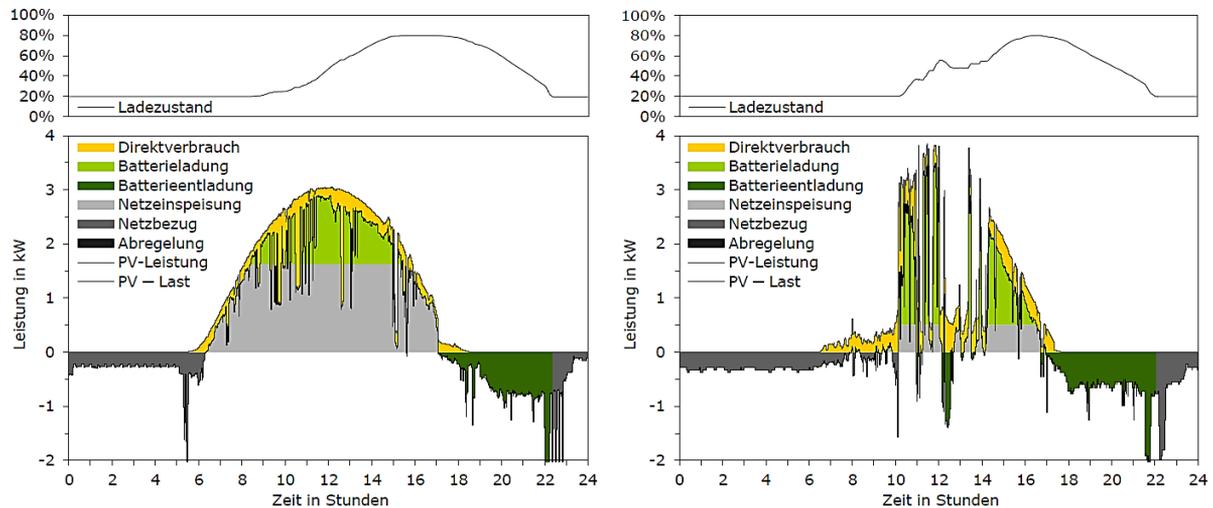


Abbildung 10: Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems bei variabler Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,41 kW/kWp (1,64 kW) an einem unbewölkten Tag (links) und auf 0,13 kW/kWp (0,52 kW) an einem wechselnd bewölkten Tag (rechts) (PV-Leistung 4 kWp, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh) (Weniger und Quaschnig 2013)

Einen ähnlichen Ansatz haben Zeh und Witzmann (2013) bei der Entwicklung ihrer Betriebsstrategie „OS-1 (Feed-in chopping)“ verfolgt. Der Algorithmus von Zeh und Witzmann (2013) arbeitet mit Prognosen für je zwei Tage, welche basierend auf historischen Daten der vorhergehenden fünf Tage gebildet werden. Aus den Prognosewerten wird in einem ersten Schritt iterativ eine möglichst niedrige Netzeinspeisegrenze ermittelt, bei der aber noch der gesamte Überschuss in den Speicher geladen werden kann. Damit soll die bestmögliche Netzentlastung gewährleistet sein. Im laufenden Betrieb werden dann Prognosefehler durch Anpassung der Einspeisegrenze ausgeregelt. Die Regelgröße ist hierbei die Differenz von aktuellem zu prognostizierten SoC (state of charge).

**Lastspitzenreduktion:** Speziell Unternehmen benötigen oftmals viel Energie in kurzer Zeit. Neben einer hohen Netzbelastung sind diese Leistungsspitzen auch abrechnungsrelevant und können zu höheren Netzgebühren führen. Bereits heute versuchen einige Unternehmen daher ihre Verbraucher so zu nutzen, dass Leistungsspitzen vermieden werden. Die Lastspitzenreduktion durch Energiespeichersysteme, auch „peak shaving“ genannt, ist laut Fuchs et al. (2012) eine Systemdienstleistung zur Gewährleistung der Integrität und Stabilität von Übertragungs- oder Verteilungssystemen als auch der Stromqualität. Entsprechende Tarifmodelle können dafür einen finanziellen Anreiz schaffen, indem sie neben dem Grund-, Arbeits- und Blindleistungspreis auch den Leistungspreis – welcher häufig einen signifikanten Anteil der Gesamtkosten für die elektrische Energie darstellt – berücksichtigen (Lange 2016).

Ohne Speicher kann eine Reduktion der Lastspitzen durch Abschaltung von Verbrauchern oder Zuschaltung von lokalen Erzeugern erreicht werden. Um jedoch Lastspitzen zu reduzieren, ohne das Verbrauchsverhalten zu beeinflussen, ist ein Batteriespeichersystem erforderlich (Lange 2016). Abbildung 11 zeigt das Prinzip einer Lastverschiebung mittels Batteriespeicher zur Vermeidung einer Lastspitze.

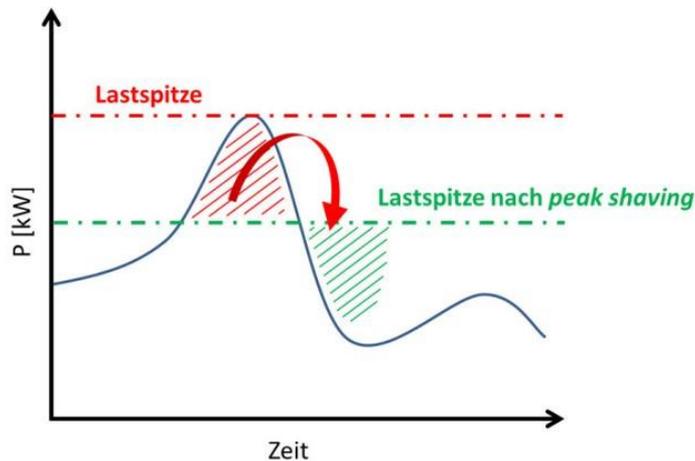


Abbildung 11: Lastspitzenreduktion (peak shaving) durch Verschieben der Energie in Zeitpunkte geringerer Gesamtleistung (Lange 2016)

„Für die Reduktion der Lastspitzen wird ein Algorithmus benötigt, der die optimalen Batterieleistungen bezüglich der 15-Minuten Mittelwerte fortlaufend berechnet und so unnötige Entladungen des Speichers verhindert (Lange 2016)“.

Die grundsätzliche Funktion solch eines Algorithmus nach Lange (2016) ist in Abbildung 12 dargestellt. Im Falle der Überschreitung des vorgegebenen, maximalen 15-min Leistungsbezugs soll der Batteriespeicher entladen werden, um die Lastspitze zu vermeiden. Wenn der Lastgang die Ladegrenze wieder unterschreitet, kann das Batteriesystem geladen werden.

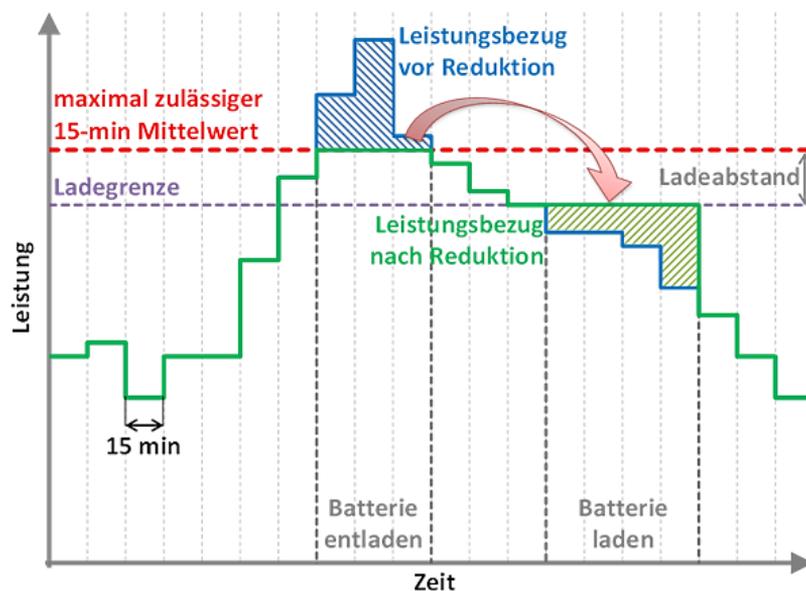


Abbildung 12: Funktionsweise eines Regelalgorithmus zur Reduktion von Lastspitzen (peak shaving) nach Lange (2016)

Lastspitzen und Hochlastphasen: Je nach Gebäudecharakteristik können Spitzenlasten über unterschiedliche Zeiträume auftreten bzw. andauern. Eine Definition von Lastspitzen oder Hochlastphasen bzw. wo die zeitliche Grenze zwischen den beiden Begriffen liegt, konnte in der Literatur nicht gefunden werden. Dennoch ist die Dauer einer Lastspitze ein wesentlicher Einflussfaktor auf eine mögliche Reduktion mittels Batteriespeicher. Abbildung 13 zeigt beispielhaft zwei Lastspitzen mit unterschiedlicher Dauer.

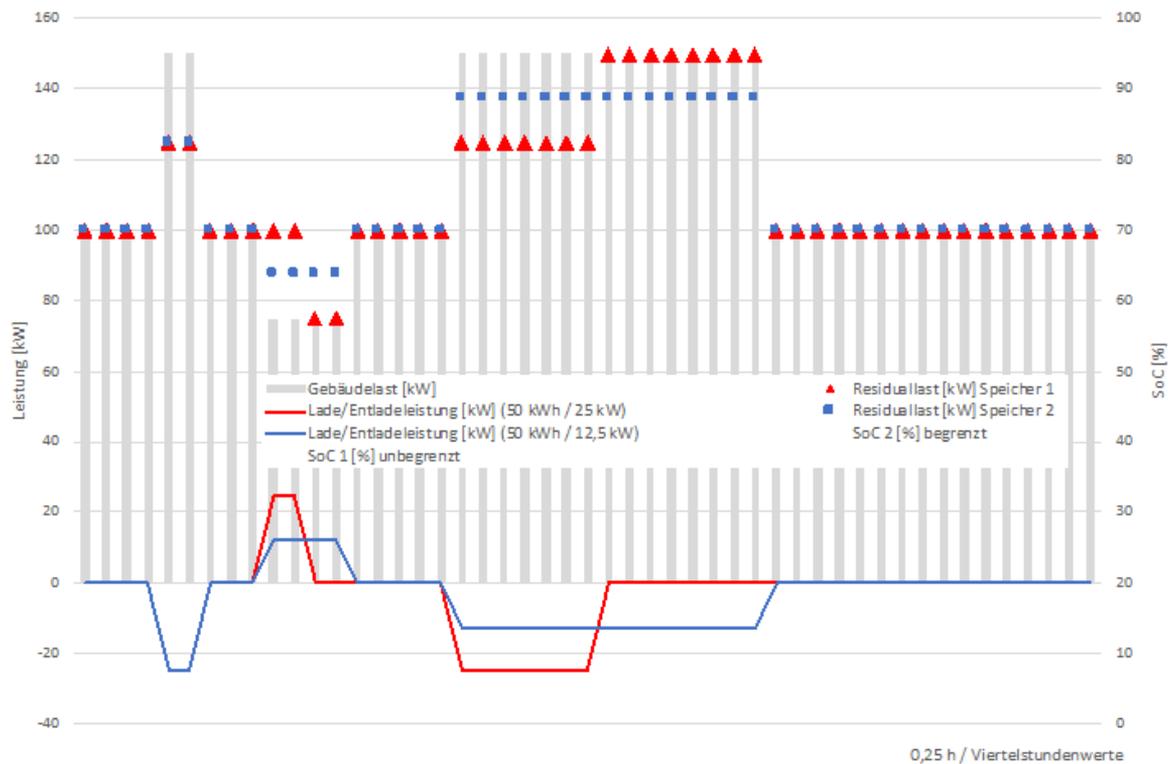


Abbildung 13: Beispielhafte Darstellung einer Lastspitze und einer Hochlastphase (eigene Darstellung)

Die Dauer der ersten Lastspitze beträgt dabei ca. 30 min – ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 50 kWh und einer Lade-/Entladeleistung von 25 kW kann diese mit der maximalen Entladeleistung glätten. Dauert eine Lastspitze mehr als zwei Stunden (zweite Lastspitze in Abbildung 13), muss der Speicher die Entladeleistung begrenzen, um die Lastspitze über deren gesamte Dauer reduzieren zu können. Bei voller Entladeleistung wäre die Kapazität des Speichers nach 2 h bereits erschöpft. Begrenzt das Speichermanagement die Entladeleistung, in diesem Fall auf die Hälfte der möglichen Entladeleistung, kann die gesamte Lastspitze reduziert werden. Eine derartig präzise Begrenzung der Lade-/Entladeleistung des Speichers ist allerdings nur bei einer exakten Vorhersage der Dauer einer Lastspitze möglich. Abhilfe könnte ein Sicherheitsfaktor zur Begrenzung der Entladeleistung schaffen, jedoch würde dies dauerhafte Einbußen des Reduktionspotenzials bedeuten. Im Forschungsprojekt SPIN.OFF werden hohe Lastgänge bis zwei Stunden als Lastspitzen und Lastgänge ab 2,25 Stunden als Hochlastphase bezeichnet.

### 3.3.1. Referenzprojekte / Erfahrungen aus der Praxis

Wie stationäre Batteriespeichersysteme in bestehende Infrastrukturen integriert und Lastspitzen damit reduziert werden können, wird im Rahmen des deutschen Energieforschungsprojektes SEEDs (Fraunhofer-Institut Erlangen) untersucht. Der Batteriespeicher mit 60 kWh Speicherkapazität reduziert auftretende Lastspitzen um ca. 10 %. Dazu wurde ein Algorithmus zur Regelung des Speichersystems entwickelt, mit dem Ziel eine optimale Ausnutzung des Speichers zu erzielen sowie um den richtigen Zeitpunkt der Zuschaltung des Speichers zu gewährleisten. Die gewohnten innerbetrieblichen Abläufe werden dabei nicht beeinflusst. In einem ersten Schritt wurden dafür historische Daten analysiert und eine Simulation durchgeführt. Aus der umfassenden Datenanalyse wurden für das weitere Vorgehen relevante Parameter identifiziert, wie zum Beispiel spezifische Kenngrößen des betrachteten Lastganges. Die Ergebnisse der Analyse ergaben, dass durch eine Erhöhung der Speicherkapazität von 60 kWh auf 100 kWh die Reduktion der Lastspitzen von 10 % auf

16 % erhöht werden könnten. Bei den gegenwärtig herrschenden Batteriepreisen wäre damit eine Amortisationszeit von fünf Jahren möglich (Fraunhofer IISB 2019b).

Um die Umstellung auf einen in Summe teureren Tarif mit Leistungsmessung zu vermeiden, wurde in einer Salzburger Tischlerei (Jahresstromverbrauch 34.500 kWh) ein Batteriespeichersystem mit 30 kWh zur Lastspitzenreduktion angeschafft. Investitionskosten in Höhe von knapp EUR 38.000 stehen jährlichen Einsparungen von etwa 2.000 EUR gegenüber. Daraus ergibt sich eine Amortisationszeit von 19 Jahren. Im konkreten Fall konnte jedoch eine Investitionsförderung des Landes (600 EUR / kWh) in Anspruch genommen werden, wodurch eine Amortisationszeit von 13 Jahren erreicht wurde.<sup>5</sup>

Darüber hinaus beschäftigen sich unter anderem folgende nationale Forschungsprojekte mit dem netz- und/oder systemdienlichen Einsatz von Batteriespeichersystemen:

Im österreichischen Forschungsprojekt **Flex+** werden Batteriespeicher vernetzt und deren Flexibilität zur Portfoliooptimierung am Intraday-Markt bzw. am Regenergiemarkt vermarktet.<sup>6</sup>

In **BatterieSTABIL** testet die EVN in Niederösterreich eine Großbatterie mit einer Leistung von 2,5 MW und einer Speicherkapazität von 2,2 MWh, um das Stromnetz zu stabilisieren. Österreichs größter Batteriespeicher wird dabei in Kombination mit einem Windrad dazu eingesetzt, die hohe Stromqualität trotz verstärkter Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne beizubehalten. Das System ist schwarzstartfähig, das heißt der Batteriespeicher kann im Fall eines Blackouts zum Wiederaufbau der Stromversorgung genutzt werden.<sup>7</sup>

Im Projekt **FeldBATT** wird der Einsatz eines Batteriespeichersystems als Quartierspeicher für Gewerbe und lokale Großverbraucher untersucht. Mit dem System soll die lokale Eigenbedarfsdeckung aus lokalen Erzeugungseinheiten erhöht werden und im Falle eines Netzausfalles die lokale Versorgung aufrechterhalten werden. Zusätzliche System- und Marktdienstleistungen ergänzen das Betriebskonzept der Anlage.<sup>8</sup>

Das Projekt **SecondLife Batteries** beschäftigt sich mit alten Batterien aus Elektroautos bzw. deren möglichem Einsatz zur Glättung von Lastspitzen oder zur Energierückgewinnung im industriellen Kontext.<sup>9</sup>

Im Forschungsprojekt **MGG** wurde die Anwendung eines Batteriespeichers im Stromnetz von Güssing zur Schaffung eines Microgrids, insbesondere zur Kompensation von Spannungsproblemen durch PV-Einspeisungen in einem schwachen Netzzweig untersucht.<sup>10</sup>

Beim Projekt **Windvermarktung** wurden die Möglichkeiten für einen Einsatz von Batteriespeichern zur Kompensation von Ausgleichsenergie als Resultat von Prognosefehlern bei Windkraftanlagen sowie der optimierte Handel der Windkraftherzeugung am Day-Ahead und Intraday-Markt untersucht.<sup>11</sup>

---

<sup>5</sup> [www.e-control.at/documents/20903/388512/Speicherstudie\\_Final.pdf/a13940b0-6604-0fad-ad4d-7bc81bded802](http://www.e-control.at/documents/20903/388512/Speicherstudie_Final.pdf/a13940b0-6604-0fad-ad4d-7bc81bded802)

<sup>6</sup> <https://www.flexplus.at/>

<sup>7</sup> <https://www.evn.at/EVN-Group/Energie-Zukunft/Zukunftsprojekte/Batteriespeicher.aspx>

<sup>8</sup> <https://www.e-netze.at/Strom/Projekte/Default.aspx>

<sup>9</sup> <https://greenenergylab.at/projects/secondlife-batteries/>

<sup>10</sup> <https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/BGR0052017SC.pdf>

<sup>11</sup> <https://projekte.ffg.at/projekt/1725824>

### **3.4. Prognoseverfahren / Künstliche neuronale Netze**

In der Literatur sind verschiedene Ansätze zu Prognoseverfahren und der Umsetzung von künstlichen neuronalen Netzen zu finden (siehe Tabelle 4). Wichtig ist die Verwendung von gleichbedeutenden Begrifflichkeiten, die je nach Studie allerdings aufgrund fehlender Normierung immer etwas unterschiedlich ausfallen können.

Neuronale Netze lassen sich in statische und dynamische Netzwerke unterteilen. Beide bieten in der Regel die Möglichkeit einer Rückkopplungsschleife. Eine Unterscheidung ist vor allem beim sogenannten Online bzw. Offline Training zu setzen.

Bei der Offline-Variante wird das Training mit einer Stapelverarbeitung abgehandelt, weshalb auch oftmals von Batch Learning gesprochen wird. Das künstliche neuronale Netz wird erst angepasst, sobald der gesamte Stapel des Datensatzes durchlaufen wurde. Vorteile ergeben sich aus der Schnelligkeit des Prozesses als auch, dass die Parameter aus den trainierten Daten selbst heraus bestimmt werden. Allerdings muss hierfür, je nach Art und Menge der Daten, auch die entsprechende Speicherkapazität verfügbar sein.

Beim Online-Training wird jeder Datensatz einzeln für die Modellanpassung des künstlichen neuronalen Netzes verwendet. Die Anpassungen erfordern daher mehr Zeit als die Offline-Variante, allerdings kann sogleich auf Änderungen reagiert werden und die Trainingsdaten müssen nicht abgespeichert werden, da diese nach dem Training schon ins Modell eingeschlossen sind.

Nachfolgend ist ein Auszug des erarbeiteten Stands der Technik in tabellarischer Form dargestellt. Auf Basis der erhobenen Informationen zu Eingabe oder Zieldaten, Methoden, Prognosezeiträumen und Trainingssets wurde das neuronale Netz entworfen und weiterentwickelt.

Tabelle 4: Auszug aus Übersicht zum Stand der Technik für Verbrauchsprognosen

Referenz	Umfang	Gebäude- typ	Methode	Eingaben / Zieldaten	Forecast Zeitraum	Historische Daten (Trainingsset)
Neural Network-based Forecasting of Energy Consumption due to Electric Lighting in Office Buildings, E. D'Andrea, B. Lazzarini, S. L. del Rosario, Sustainable Internet and ICT for Sustainability (SustainIT), 2012, IEEE	Vorhersage des Energieverbrauchs der elektr. Beleuchtung	Büro- gebäude	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feedforward KNN</li> <li>• 28 versteckte Ebene</li> </ul> Trainingsfunktion: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Levenberg</li> <li>• Marquardt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tag</li> <li>• Zeit</li> <li>• Bestrahlung</li> <li>• Elektrischer Verbrauch</li> </ul>	Kurzfristig (15 Minuten)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sensordaten: Licht. Elektr. Verbrauch/ 15 Minuten Auflösung für 6 Monate</li> <li>• Bestrahlung ideal und aktuell</li> </ul>
Application of Artificial Neural Networks and Fuzzy logic Methods for Short Term Load Forecasting, A. Badri, Z. Ameli, A.Motie Birjandi, Energy Procedia 14 (2012) 1883 – 1888	Verbrauchs- prognose	Unbekannt	<ul style="list-style-type: none"> <li>• KNN mit Back propagation</li> <li>• Fuzzy Logic</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperaturvorhersage (Eingabe)</li> <li>• Elektr. Verbrauch (Ziel)</li> </ul>	Tag voraus (24 h)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatur</li> <li>• Verbrauch</li> </ul>
Predicting future hourly residential electrical consumption. A machine learning case study, R. Eswards et al., Energy and buildings 49(2012) 591-603	Vorhersage des Stromverbrauchs	Wohn- gebäude	<ul style="list-style-type: none"> <li>• FFNN</li> <li>• Lineare Regression</li> <li>• Unterstützt Vektorregression</li> <li>• SVM mit dem kleinsten Quadrat</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 15 Minuten Auflösung</li> <li>• Umgebungssensoren (Temperatur, Sonnenstrom)</li> <li>• Zeit</li> <li>• Anzeige (Wochentag oder Wochenende)</li> <li>• Bisheriger Stromverbrauch</li> </ul>	Kurzfristige Vorhersage von 1 Stunde	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Haushaltsdaten des Sensors für 1 Jahr</li> </ul>

### 3.5. Rechtliche und regulatorische Aspekte

Die wichtigsten rechtlichen Grundlagen für Batteriespeicher bilden das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (ElWOG 2010) und die dazugehörigen Ausführungsgesetze der Länder. Bezüglich des Netzanschlusses sind zudem die „Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (TOR) bzw. die dieser zugrundeliegenden Normen einzuhalten. Zusätzlich gibt die OVE Richtlinie R20 Empfehlungen für den Umgang mit stationären elektrischen Energiespeichersystemen mit Anschluss am Niederspannungsnetz.

Folgend ein Auszug der bei der Installation eines Stromspeichers zu berücksichtigenden relevanten Vorschriften und Richtlinien:

- OVE EN 1 (OVE 04)
- OVE/ÖNORM EN 50272 (OVE 11)
- OVE R20 (OVE 16)
- TOR (TOR 17)
- VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ (VDE 18)
- ADR-Richtlinie (Transport) (ADR 19)
- Bundesgesetz zum Schutz vor gefährlichen Produkten (PSG 04)
- Batterien Verordnung (BAT 08)
- Elektroaltgeräteverordnung (WEEE-Richtlinie) (EGV 19)
- Elektrizitäts- und Wirtschaftsorganisationsgesetz (EWG 10)
- Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; Teil D, Hauptabschnitt 2 und Hauptabschnitt 4 (TOR 17)
- ÖVE/ÖNORM EN 50160 (OVE 10)
- ÖVE/ÖNORM E 8001 Serie (OVE 00)
- TAEV (TAE 16)
- „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ des Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE (FNN) (VDE 16)
- ÖVE / ÖNORM EN 50438 Anforderungen für den Anschluss von Kleingeneratoren an das öffentliche Niederspannungsnetz (OVE 14)

Im Umgang mit lithium-basierten Stromspeicher sind darüber hinaus unter anderem die folgenden Dokumente empfehlenswert, um einen sicheren Umgang damit zu gewährleisten.

- Sicherheitsleitfaden Lithium-Ionen-Heimspeicher Version 1.0
- Entwurf DIN EN 62619:2014 (DIN 14)
- EN 61000-6-3:2011 (EN 11)
- EN 62133 (EN 17)

## 3.6. Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

### 3.6.1. Strompreis

Der österreichische Strompreis für EndverbraucherInnen setzt sich - wie in Abbildung 14 dargestellt - aus drei Teilen zusammen: Energiekosten, Netzkosten sowie Steuern und Abgaben. Die Zusammensetzung des Strompreises ist länderspezifisch und kann zwischen den österreichischen Bundesländern variieren (E-Control 2019b).

Für einen Haushalt setzt sich der Strompreis bei einem jährlichen Verbrauch von 3.500 kWh wie folgt zusammen: 36,5 % Steuern und Abgaben, 27,9 % Netznutzungsentgelt und 35,6 % Energie (E-Control 2019a).

Für Gewerbe- und Industriebetriebe ist die Zusammensetzung bei einem jährlichen Verbrauch von 30.000 kWh wie folgt: 36,4 % Steuern & Abgaben, 24,5 % Netzkosten und 39,2 % Stromlieferung (Energie) (E-Control 2019c).

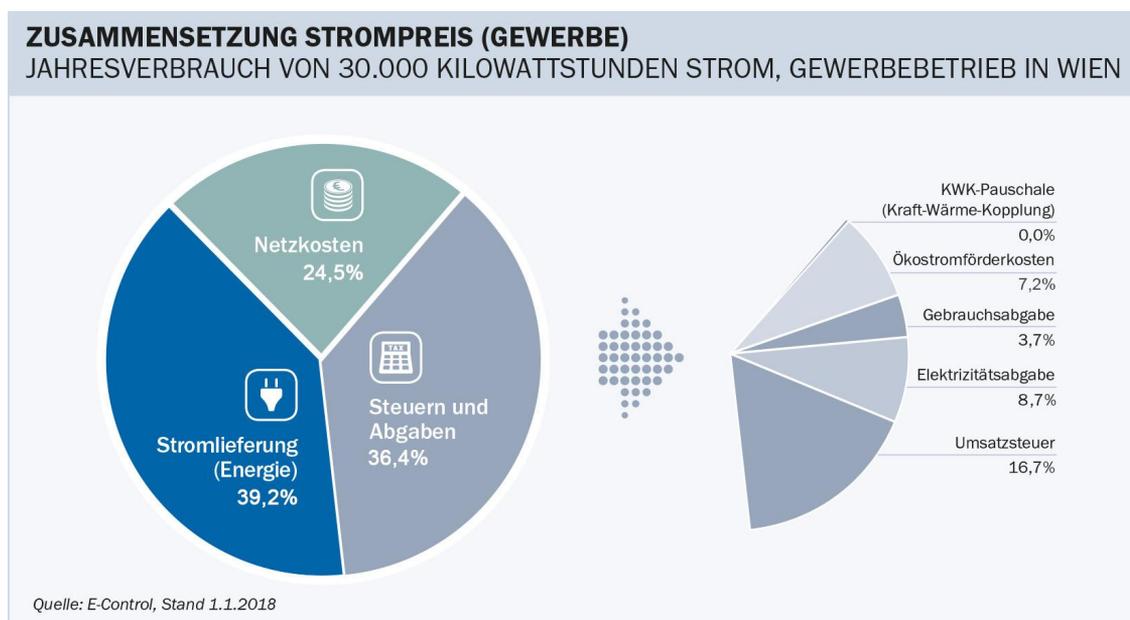


Abbildung 14: Diagramm Stromzusammensetzung Gewerbe in Wien (E-Control 2019c)

Kosten für die elektrische Energie bzw. für die Lieferung der elektrischen Energie werden von den jeweiligen StromlieferantInnen selbst festgelegt. Dadurch können die Preise der unterschiedlichen LieferantInnen stark voneinander abweichen (E-Control 2019d).

Systemnutzungsentgelte: Die Systemnutzungsentgelte für EntnehmerInnen und EinspeiserInnen werden jährlich, verpflichtet durch EIWOG §51 Abs.3, von der Regulierungsbehörde per Systemnutzungsentgelte-Verordnung SNE-VO 2012 festgelegt. Sie dienen dazu, um Netzbetreibern und Regelzonenführer jene Leistungen abzugelten, die für den Betrieb und Erhalt der Netzinfrastruktur notwendig sind. Nach Systemnutzungsentgelte Verordnung SNE-VO 2018 werden jährlich folgende Systemnutzungsentgelte bestimmt:

- Netznutzungsentgelt
- Netzverlustentgelt
- Netzbereitstellungsentgelt
- Systemdienstleistungsentgelt
- Entgelt für Messleistungen
- Entgelt für sonstige Leistungen

Das Netznutzungsentgelt (EIWOG §52) wird leistungs- und arbeitsbezogen, abhängig von Netzebene, Netzgebiet und Jahreszeit, festgelegt und ist pro Zählpunkt zu entrichten. Es dient dazu, dem Netzbetreiber die Errichtung, den Ausbau und den Betrieb des Netzsystems abzugelten. Vergleicht man die Kosten auf Netzebene 1 (außer Tirol und Vorarlberg) mit Netzebene 7 (am Beispiel Wien), so stehen ein Leistungspreis von 1000 Cent/kW und ein Arbeitspreis von 0,2610 Cent/kWh in Netzebene 1, einem pauschalierten Leistungspreis von 30 €/Zählpunkt und 3,69 Cent/kWh, auf Netzebene 7 gegenüber. Die leistungs- und arbeitsbezogenen Kosten steigen also mit zunehmender Netzebene.

Auf Netzebene 7 gibt es neben der Unterscheidung in 14 verschiedene Bereiche auch die Unterscheidung in „gemessene Leistung“, „nicht gemessene Leistung“ und „unterbrechbar“. Abhängig vom Bereich kann zusätzlich noch in Sommer- und Winter-, Hoch- und Niedertarif (SHT, SNT, WHT, WNT) mit jeweils unterschiedlichen Arbeitspreisen unterschieden werden.

Das Netzverlustentgelt (EIWOG §53) ist von EntnehmerInnen und EinspeiserInnen mit einer Anschlussleistung größer 5 MW arbeitsbezogen zu entrichten. Durch das Netzverlustentgelt werden dem Netzbetreiber jene Kosten abgegolten, die für eine transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen.

Das Netzbereitstellungsentgelt (EIWOG §55) ist ein bei Erstellung des Anschlusses zu entrichtendes Entgelt und gilt dem Netzbetreiber die Kosten für den bereits erfolgten Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses neuer Netznutzer ab. Die Höhe richtet sich am vereinbarten oder tatsächlich in Anspruch genommenen Ausmaß der Netznutzung.

Das Systemdienstleistungsentgelt (EIWOG §56) ist nur von EinspeiserInnen mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW zu entrichten und wird arbeitsbezogen verrechnet. Es dient der Abgeltung der Kosten für den Regelzonenführer, die für den Ausgleich von Lastschwankungen durch Sekundärregelung anfallen.

Das Entgelt für Messleistungen (EIWOG §57) wird jährlich aufwandsorientiert verrechnet und dient dazu, dem Netzbetreiber die Kosten abzugelten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen, der Eichung und der Datenauslesung einhergehen.

### Messgeräte für die direkte Messung

Art der Zählung	Entgelt (in EUR pro Monat)*
Lastprofil-Zählung**	50,00
Viertelstunden-Maximumzählung	9,00
Drehstromzählung (zwei Tarifzeiten)	2,40
Drehstromzählung (eine Tarifzeit)	2,18
Wechselstromzählung (eine Tarifzeit)	0,69
Schaltuhr-Rundsteuergerät	0,94

\*) Das angeführte Entgelt für Messleistungen gilt seit 1. Jänner 2018 (Basis: Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 der E-Control).

\*\*) Die Lastprofil-Zählung gilt für Kundenanlagen mit Anschlusswert über 50 Kilowatt (kW) und jährlichem Verbrauch über 100.000 kWh.

Abbildung 15: Messleistungsentgelte für direkte Messungen der Wiener Netze GmbH (Wiener Netze GmbH 2018)

Entgelte für die Erbringung sonstiger Leistungen (EIWOG §58) können durch den Netzbetreiber eingehoben werden, wenn diese unmittelbar durch NetznutzerInnen verursacht werden.

### 3.6.2. Investitionskosten für Batteriespeicher

Während sowohl in Österreich als auch in Deutschland die Preisentwicklung von PV Heimspeichersystemen seit Jahren dokumentiert wird, gibt es nur vereinzelt Angaben hinsichtlich der Kosten für größere Batteriespeichersysteme. Einen Anhaltspunkt liefert das deutsche Speichermonitoring für das Jahr 2017, wo für Speichersysteme bis 50 kWh in Deutschland Systempreise von 700 bis 1.000 EUR angegeben werden. Je nach Hersteller, Funktionalität und Kapazitätsgröße können sogar Preise unterhalb von 700 EUR pro kWh erreicht werden (Figgner et al. 2018).

Detailliertere Informationen findet man sowohl für Deutschland als auch für Österreich für kleinere PV Heimspeichersysteme. Für kleinere, schlüsselfertig installierte PV-Heimspeichersysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 kWh wurde in Österreich für das Jahr 2017 ein Preis von rund 1.405 EUR pro kWh nutzbare Speicherkapazität inkl. MWSt. erhoben. Das bedeutet eine Preisreduktion um rund 28,5 % im Vergleich zu 2016 (EUR 1.965/kWh<sub>nutz</sub>). Für Anlagen mit einer nutzbaren Speicherkapazität im Bereich von 10 kWh<sub>nutz</sub> sank der Verkaufspreis im Vergleich zu 2016 ebenfalls um ca. 28,5 % auf 1.227,87 EUR/kWh<sub>nutz</sub>.

Abbildung 16 zeigt die Entwicklung der Systempreise (Mittelwert und Bandbreite) für PV-Heimspeichersysteme mit Lithium-Ionen-Technologie in Österreich mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 kWh inkl. MWSt. pro kWh nutzbare Speicherkapazität. Die angegebenen Systempreise beziehen sich jeweils auf schlüsselfertig installierte PV-Heimspeichersysteme (inkl. Leistungselektronik, Montage und Installation, ...) und verstehen sich inklusive der gesetzlichen Mehrwertsteuer von 20 %.

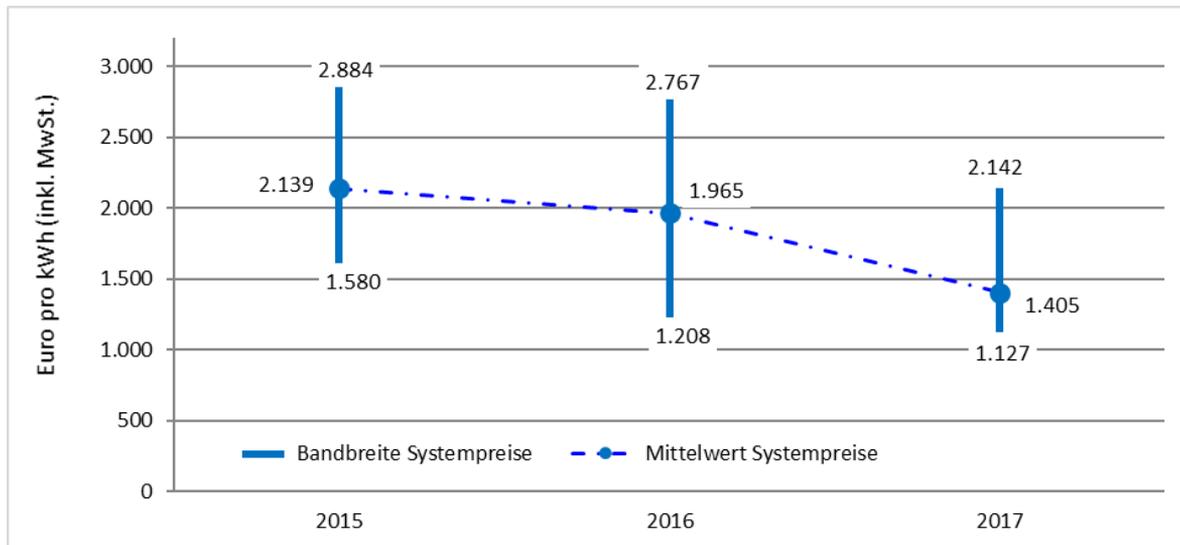


Abbildung 16: Entwicklung der Systempreise (Mittelwert und Bandbreite) für PV-Heimspeichersysteme in Österreich mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 kWh inkl. MWSt. pro kWh nutzbare Speicherkapazität; Anzahl der Nennungen: 2015: n=10, 2016: n=20, 2017: n=45 (Quelle: Erhebung Technikum Wien)

Um die Kosten pro kWh gespeicherter Energie zu ermitteln, sind neben dem Systempreis auch die kalendarische Lebensdauer sowie die Zyklenfestigkeit des Batteriespeichersystems relevant. Bei einer kalendarischen Lebensdauer von 20 Jahren und einer Zyklenfestigkeit von 6.000 bis 8.000 Vollzyklen bei modernen Lithium-Ionen Systemen ergeben sich damit Kosten im Bereich von ca. 9 bis 12 Cent pro kWh gespeicherter Energie.

Dies gilt jedoch nur, wenn die maximale Zyklenfestigkeit des Batteriespeichersystems innerhalb der kalendarischen Lebensdauer ausgeschöpft wird. Ist das nicht der Fall, müssen die innerhalb der kalendarischen Lebensdauer tatsächlich genutzten Vollzyklen als Berechnungsgrundlage herangezogen werden. Dadurch erhöhen sich in der Regel die Kosten pro Vollzyklus.

## 4. Messungen und Prüfungen im Labor

### 4.1. Testaufbau im Hybrid Energy Lab

Um Batteriespeicher und Energiemanagement vor Einbau in die FutureBase zu vermessen und intensiv zu testen, wurden der Batteriespeicher sowie das entwickelte Energiemanagementsystem (EMS) mit allen dafür notwendigen Komponenten im Hybrid Energy Lab der FH Technikum Wien aufgebaut und getestet.

#### 4.1.1. Batteriespeichersystem

Bereits Ende 2016 wurde dazu der erste Batteriespeicher des Typs Aquion Aspen 100 angeliefert, ein Vorgängermodell des in der FutureBase eingesetzten Aspen 48M, welcher in einer ersten Testphase in das Labor integriert und mit drei Wechselrichtern des Typs Victron 48/3000/35 betrieben wurde.

Im März 2017 konnte der Aquion Batteriespeicher erfolgreich auf die aktuelle und geplante Version hochgerüstet werden. Die temporär verwendete Vorgängerversion M100 wurde hierzu ausgetauscht. Anstelle dieser wurden zwei Salzwasserspeicher, Typ „Aspen 48M-25.9 Batterie“ mit einer laut Datenblatt nominalen Speicherkapazität von 25,9 kWh<sub>nom</sub> und einer maximalen Leistung von 11,7 kW je Speichereinheit installiert und in das Hybrid Energy Lab an der FH Technikum Wien eingebunden. Die Nennleistung des Speichersystems ist mit einem Viertel der Kapazität angegeben und beträgt somit knapp 13 kW. Die angegebene Nennspannung des Speichers liegt bei 48 V (Spannungsbereich 40 bis 59,5 V) und die angegebene Lebensdauer beträgt bei 3.000 Vollzyklen.

Das verwendete Speichersystem besteht aus insgesamt 24 Batteriestacks (12 pro Speicher), die parallel verschaltet sind. Ein Batteriestack misst 960 mm x 313 mm x 329 mm (H x B x T) und wiegt ca. 140 kg. Die daraus resultierende gravimetrische Energiedichte beträgt rund 17,86 Wh/kg, die volumetrische Energiedichte etwa 25,29 Wh/dm<sup>3</sup>.

Jeder Stack besteht wiederum aus acht Modulen, die jeweils in vier Quadranten unterteilt und mit einem Salzwasserelektrolyt befüllt sind (siehe Abbildung 5). Jedes Modul des Speichers enthält 64 Zellen, in denen die beiden Elektroden, der Separator und der Konnektor verbaut sind.

Tabelle 5: Betriebsdaten Aspen 48M-25.9 Batterie (Aquiön 2018)

	pro Einheit	Batteriespeichersystem
Nominale Energie (10-stündige Ladezeit / 20-stündige Entladezeit)	25,9 kWh	51,8 kWh
Nennspannung	48 V	
Zyklusfestigkeit	3.000 Zyklen (bei 70% Restkapazität)	
Umgebungstemperaturbereich	-5°C bis 40°C	
Spannungsbereich	40,0 bis 59,5 V	
Spitzenlast	11,7 kW	23,4 kW
Dauerstrom	240 A	
Nutzbare Entladetiefe	100 %	
Anzahl Batteriestacks		24

Über eine (Gleichspannungs-)Sammelschiene sind die Batteriespeicher mit drei Hybrid-Wechselrichter „Victron Energy B.V.“ verbunden (Drei-Phasen-Konfiguration). Laut technischem Datenblatt hat jeder Wechselrichter eine Spitzenleistung von 16 kW bei einem maximalen Wirkungsgrad von 96 %.

Bei einer Überlastung kommt es laut Hersteller zu einem Spannungseinbruch und somit zur Abschaltung der Wechselrichter. Jede Batterie wurde jedoch zusätzlich mit einer 250 A Sicherung versehen. Ergänzend wurde jeder einzelne Stack mit 20 A abgesichert. Die Gleichstromseite wurde über die Sicherungen in den Batterien und zusätzlich über NH-Schmelzsicherungen abgesichert.

Dieser Aufbau entspricht DC-seitig der Endausbaustufe, die im 2. Quartal 2018 in der FutureBase installiert wurde. Abbildung 17 zeigt die Montage der Wechselrichter und der DC-seitigen Schutzeinrichtungen im Laboraufbau.



Abbildung 17: Aufbau der Wechselrichter und der DC-seitigen Schutzeinrichtung

#### 4.1.2. Batterie- und Energiemanagement

Aufgrund von Problemen mit der bestehenden Lade- und Entladesteuerung der Batterie wurde in LabView eine eigene Batteriesteuerung, welche den Innenwiderstand der Batterie nachmodelliert, erstellt. Dazu wurde ein Laborrechner entsprechend umgerüstet und die erforderliche Software für die Steuerung (MATLAB, Labview, MySQL Datenbank, ...) installiert. AC-seitig wurde der Batteriespeicher daher in das Hybrid Energy Lab bzw. in dessen Leitzentrale eingebunden und konnte in der Folge mittels LabView angesteuert werden. Zur Steuerung der Batterie wurde eine eigene Benutzer-Oberfläche innerhalb des Labors geschaffen. Während sämtliche Abläufe (Erzeugungsprognose, Steuerungsabläufe, ...) in Matlab umgesetzt wurden, wurde das Programm LabView für die Verarbeitung der Steuerungsdaten von den Zählern bzw. von/an die Batterie verwendet.

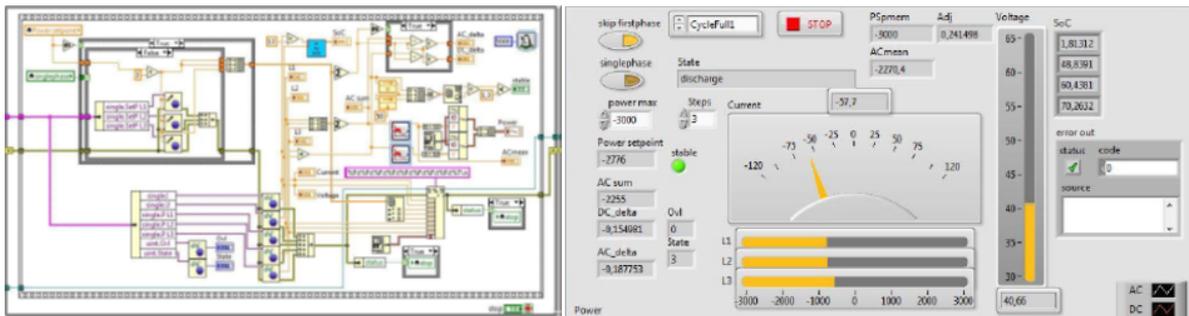


Abbildung 18: Programmierung der Steuerung des Batteriespeichers zur Einbindung in das Hybrid Energy Lab sowie Darstellung der Batterie mittels eines GUI in LabView

### 4.2. Messergebnisse

#### 4.2.1. Lade- und Entladekennlinien

Nach Installation des Batteriespeichersystems im Hybrid Energy Lab wurden mehreren Testreihen durchgeführt. So wurden unter anderem die Leistungsdaten der Batterie ermittelt. Dabei wurde der Speicher bis zum Erreichen der Ladeschlussspannung mit unterschiedlichen Ladeleistungen beladen und in der Folge bis zum Erreichen der Entladeschlussspannung mit unterschiedlichen Entladeleistungen entladen.

Wie in Abbildung 19 bzw.

Tabelle 5 ersichtlich, korreliert die verfügbare Kapazität des Batteriespeichers mit der gewählten Lade- und Entladeleistung. Mit steigender Lade- und Entladeleistung sinkt die verfügbare Kapazität.

Bei einer konstanten Ladeleistung von 4 kW werden bis zum Erreichen der Ladeschlussspannung ca. 72 kWh aus dem Netz bezogen und abzüglich der dabei entstehenden Verluste gespeichert. Bei einem anschließenden Entladevorgang mit 4 kW können davon ca. 46 kWh entladen und genutzt werden. Im Vergleich dazu können bei einer Ladeleistung von 10 kW nur ca. 28 kWh in den Speicher geladen werden. Davon können 19 kWh wieder entladen und genutzt werden.

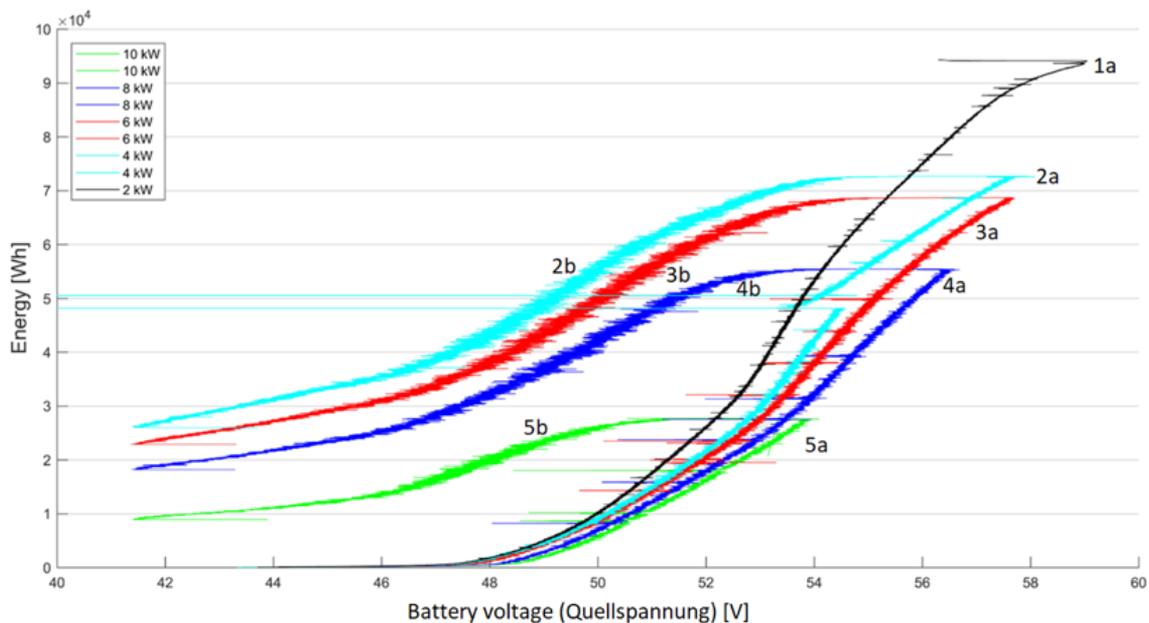


Abbildung 19: Darstellung der Lade- und Entladevorgänge bei unterschiedlichen Be- und Entladeleistungen

In beiden Fällen bedeutet das Erreichen der Entladeschlussspannung jedoch nicht, dass der Speicher vollständig entladen wurde. Bei einer Entladung mit hoher Leistung steigt die Diffusionsspannung in der Batterie, was dazu führt, dass die Entladeschlussspannung vorzeitig erreicht wird und die gespeicherte Energie nicht vollständig entnommen werden kann. Um die gespeicherte Energie vollständig zu entnehmen, muss die durchschnittliche Entladeleistung reduziert werden.

Tabelle 6: Nutzbare Energie und Wirkungsgrad bei unterschiedlichen Be- und Entladeleistungen

Lade-/Entladeleistung	Farbe	leistungsbezogene max. Energiezufuhr	davon leistungsbezogene max. Energieentnahme
Ladeleistung (1a) 2 kW	schwarz	95 kWh	max. 51,8 kWh
Lade- (2a) bzw. Entladeleistung (2b) 4 kW	cyan	72 kWh	46 kWh
Lade- (3a) bzw. Entladeleistung (3b) 6 kW	rot	69 kWh	46 kWh
Lade- (4a) bzw. Entladeleistung (4b) 8 kW	blau	55 kWh	37 kWh

Lade- (5a) bzw. Entladeleistung (5b) 10 kW	grün	28 kWh	19 kWh
---	------	--------	--------

Abbildung 19 zeigt, dass bei höheren Ladeleistungen die nominelle Entladeschlussspannung nicht erreicht wird. Bei einer Beladungsleistung von 10 kW wird die Beladung bereits bei einer Quellspannung von ca. 54 V gestoppt. Um den Speicher weiter zu laden, muss folglich die Ladeleistung reduziert werden. Um die nominelle Entladeschlussspannung zu erreichen, ist folglich eine Ladeleistung von unter 2 kW erforderlich. Das bedeutet, dass mit steigendem SoC die mögliche Ladeleistung sinkt.

#### 4.2.2. Round Trip Efficiency

Da auf Basis der im Labor ermittelten Messwerte kein Wirkungsgrad ermittelt werden konnte, wurden dafür reale Messwerte aus dem Praxisbetrieb in der FutureBase herangezogen. Dazu wurde in den aufgezeichneten Messdaten aus der FutureBase gezielt nach Zeiträumen gesucht, in denen die Batterie im Testbetrieb von einem geringen SoC ohne Unterbrechung vollständig beladen und in der Folge ebenfalls ohne Unterbrechung wieder auf den ursprünglichen SoC entladen wurde. Insgesamt wurden sechs verschiedene Episoden ausgewertet (siehe Tabelle 7).

Tabelle 7: Gesamtwirkungsgrad im Realbetrieb bei unterschiedlichen Be- und Entladeleistungen

Episode, Datum	Durchschnittliche Ladeleistung	Durchschnittliche Entladeleistung	Energie zur vollständigen Beladung	davon nutzbare Energie	Wirkungs- grad
29.08.2018	7.890 W	-4.730 W	47.063 Wh	31.242 Wh	66,38 %
07.09.2018	7.511 W	-5.039 W	51.021 Wh	31.278 Wh	61,30 %
08.09.2018	7.612 W	-4.095 W	52.560 Wh	33.180 Wh	63,13 %
09.09.2018	7.815 W	-4.362 W	53.283 Wh	33.056 Wh	62,04 %
12.09.2018	7.525 W	-5.572 W	52.957 Wh	33.174 Wh	62,64 %
26.10.2018	5.468 W	-4.627 W	29.456 Wh	17.294 Wh	58,71 %

Für diese sechs Episoden wurde die geladene und die entladene elektrische Energie des Speichers ermittelt und darauf aufbauend mit folgender Formel (1) der Wirkungsgrad errechnet:

$$\eta_{\text{Speicher}} = \frac{\text{Nutzen}}{\text{Aufwand}} = \frac{\Sigma \text{Energie}_{\text{Entladung}}}{\Sigma \text{Energie}_{\text{Beladung}}} \quad (1)$$

Wie in Tabelle 7 ersichtlich, variieren die Wirkungsgrade der Episoden dabei zwischen ca. 59 % und 66 %. Der durchschnittliche Wirkungsgrad über alle Episoden hinweg beträgt 62,4 % und liegt damit etwas unterhalb der im Labor ermittelten Wirkungsgrade.

#### 4.3. Test der elektrotechnischen Sicherungsautomaten im Inselbetrieb

Nach dem finalen Aufbau der Komponenten wurde im Laborbetrieb ein Konzept zur Überprüfung der Sicherungsautomaten und Komponenten ausgearbeitet. Anhand mehrerer Versuchsreihen wurde das Konzept anschließend im Hybrid Energy Lab getestet.

Die gewählten Parameter ergaben sich durch die fix vorgegebene und installierte Batteriegröße (Kapazität) und die verschiedenen Ladezustände. Bei den verschiedenen Parametern wurden die Lasten langsam bis zur Überlastung (Abschalten der Wechselrichter) erhöht und Spannungen und Ströme aufgezeichnet. Zusätzlich wurde ein kompletter Kurzschluss geschaltet und dabei ebenfalls Ströme und Spannungen aufgezeichnet. Um die Sicherheit auch im Inselbetrieb gewährleisten zu können, wurde auch der Fehlerstromschutzschalter getestet. Die Untersuchungen zeigen, dass die Sicherheit auch im Inselbetrieb gegeben ist, solange die Belastungsgrenzen (Maximalleistung der Wechselrichter) nicht überschritten werden.

#### 4.3.1. Langsames Zuschalten der Last bei SOC 65 %

Die erste Messung erfolgte bei einem SOC von 65 %. Die Lasten wurden dabei Schritt für Schritt zugeschaltet. Ausgangsleistung, Ausgangsspannung sowie gleichstromseitig die Batteriespannung wurden mitprotokolliert.

*Tabelle 8: Testergebnisse bei SoC 65 %*

Last [W]	Spannung L1 [V]	Spannung L2 [V]	Spannung L3 [V]	Batteriespannung [V]
0	229,9	229,6	230,4	48,48
6.200	229,0	228,6	229,7	43,46
9.600	Wechselrichter schalten ab			~39V

Laut Datenblatt liegt der eingangsseitige Spannungsbereich der verbauten Wechselrichter (Victron Quattro 48/8000/110) bei 38 - 66 V. Die Messung zeigte jedoch, dass die Wechselrichter bereits knapp unterhalb von 40 V abschalten und damit deutlich bevor ein annähernd gefährlicher Bereich für die Leitungen erreicht wird. Diese sind mit einem B16 Automaten abgesichert, welcher hier noch nicht auslöst.

Wird die Last wieder verringert bzw. reicht die Batteriespannung wieder aus, schalten sich die Wechselrichter wieder zu. Seitens des Energiemanagementsystems wird die Abschaltung als Fehler erkannt, dieser muss jedoch nicht quittiert werden.

#### 4.3.2. Langsames Zuschalten der Last bei SOC 70 %

Die zweite Messung erfolgte bei einem SOC von 70 %. Die Vorgehensweise entsprach grundsätzlich der ersten Messung. Zusätzlich wurde der Batteriestrom mitprotokolliert.

*Tabelle 9: Testergebnisse bei SoC 70 %*

Last [W]	Batteriespannung [V]	Batteriestrom [A]
10.780	44	255,2
12.288	43,1	285,8
12.562	42,5	294,2

13.454	41,7	322
14.461	40,3	360
~14.500	Wechselrichter schalten ab	

Auch bei der zweiten Messung hat sich gezeigt, dass die Wechselrichter bereits bei einer Batteriespannung von etwa 40 V abschalten und sich bei Verringerung der Last wieder automatisch zuschalten.

#### 4.4. Kurzschlussstest

Für den Kurzschlussstest wurden bei einem 32A Drehstromstecker alle Phasen sowie der Nullleiter miteinander verbunden. Diese Messung wurde aus Sicherheitsgründen zusätzlich mit einem Leitungsschutzschalter der Klasse 16B abgesichert.

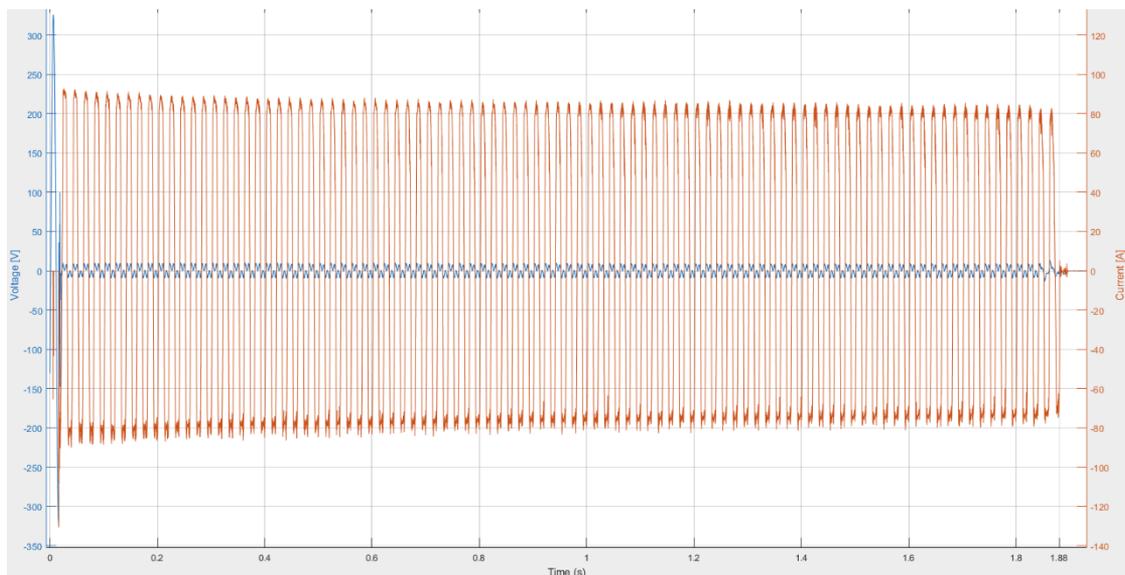


Abbildung 20: Vom Kurzschluss bis zum Abschalten

Zum Testen wurde der kurzgeschlossene Stecker über eine Schütz zugeschaltet. Da die Leitungsschutzschalter nicht abschalten, bricht die Spannung AC-seitig ein und die Wechselrichter liefern kurzzeitig einen hohen Strom, bevor diese abschalten. Die Wechselrichter schalten damit schneller ab als der Leitungsschutzschalter der Klasse 16B. Da der Leitungsschutzschalter nicht vorab auslöst, sind die Leitungen für diese kurzzeitigen Belastungen geeignet und auch geschützt. Abbildung 20 und Abbildung 21 zeigen die Strom- und Spannungsverläufe auf der Wechselstromseite.

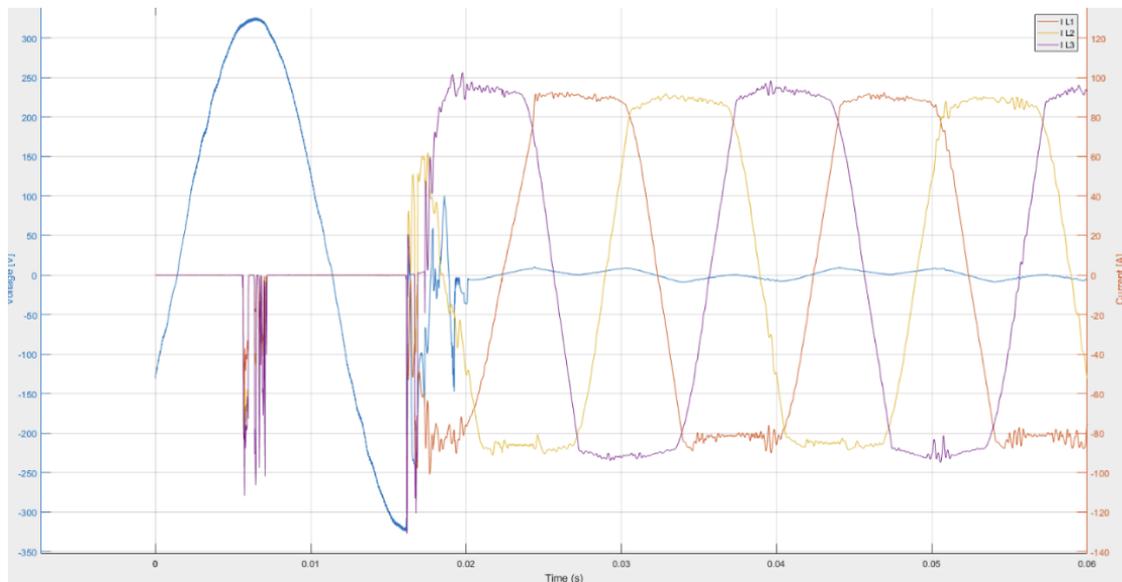


Abbildung 21: Vergrößerter Ausschnitt der Stromlieferung

Auch nach einem Kurzschluss schalten sich die Wechselrichter nach Behebung des Fehlers wieder automatisch zu.

#### 4.4.1. FI-Test

Der Test des 100 mA Fehlerstromschutzschalters wurde über die Auslösetaste getestet. Der Test verlief erfolgreich, der Fehlerstromschutzschalter löste wie erwartet aus. Zusätzlich wurde der Test auch über das Messgerät durchgeführt. Dabei lösten jedoch die 30 mA den FI in den Kästen des Versuchsaufbaus aus. Diese wegzuschalten war nicht möglich, da der Aufbau dadurch keinen Erdanschluss aufweist, wodurch weitere Tests unmöglich wären. Aufgrund der Tests über die Auslösetaste ist jedoch sichergestellt, dass auch im Inselbetrieb alles ordnungsgemäß abgesichert ist und die Fehlerstromschutzschalter auslösen.

#### 4.5. Entwicklung eines Batteriespeichersmodells

Die Auswirkungen einer neuen Batterietechnologie mit ihren spezifischen Eigenschaften – z. B. deren Spannungsverhalten – auf eine möglichst effiziente Nutzung des gesamten Batteriespeichersystems inklusive des Batteriewechselrichters sind anfangs unbekannt. Um die Auswirkungen verschiedener Batteriespeichertechnologien auf ein Batteriespeichersystem bzw. unterschiedliche Bewirtschaftungsformen bestimmen zu können, müssen in der Regel Messungen unter vielen verschiedenen Bedingungen durchgeführt werden. Zusätzlich bzw. alternativ dazu könnte jedoch auch ein Batteriemodell dabei helfen, die Untersuchung von verschiedenen Batterietechnologien zu vereinfachen. Ein Batteriemodell, welches das Spannungs-/Stromverhalten einer Batterie über den Ladezustand nachbildet, könnte damit eine kostengünstige und zeitsparende Alternative zu aufwändigen Messreihen im Labor darstellen.

Im Projekt SPIN.OFF wurde dahingehend untersucht, mit welcher Genauigkeit sich ein auf der Natrium-Ionen-Technologie basierender Batteriespeicher mithilfe der Modellierung über eine RC-

Schaltung, der Parametrierung über eine Vermessung im Feld mit vorhandener Infrastruktur eines Batteriemanagementsystems (BMS) und der Validierung über real gemessene Betriebsdaten nachbilden lässt.

#### 4.5.1. Methode

Dazu wurde ein Batteriemodell des im Projekt verwendeten Batteriespeichersystems (12 Natrium-Ionen Batterien der Firma BlueSky Energy) erstellt, das in der Lage ist, das Spannungsverhalten der zwölf untersuchten parallel geschalteten Natrium-Ionen-Batterien als Funktion des Ladezustands und Lade/-Entladestroms abzubilden. Der Prozess der Modellerstellung in dieser Arbeit ist in Abbildung 22 ersichtlich.

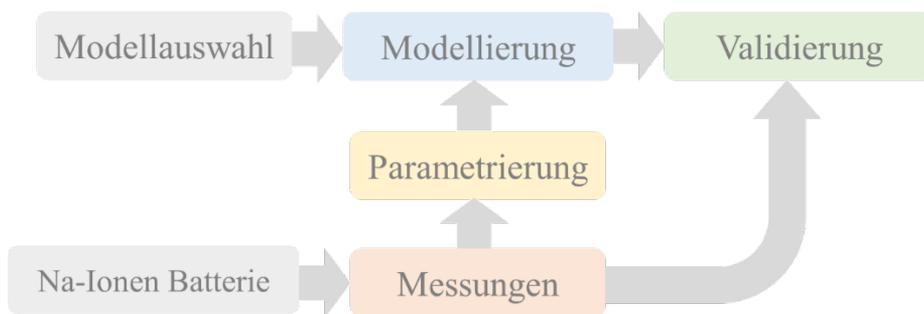


Abbildung 22: Prozess zur Erstellung des Batteriemodells (Eigene Darstellung)

Dabei wurde zuerst ein geeignetes Modell zur Nachbildung des Batterieverhaltens ausgewählt und in der Folge die SoC-abhängigen Modellparameter bestimmt. Das verwendete Modell stellt einen elektrischen Ersatzschaltkreis dar, bestehend aus einer Spannungsquelle, einem dazu in Serie geschalteten Innenwiderstand sowie ein zusätzlich in Serie geschaltetes RC-Glied (parallel geschalteter Polarisationswiderstand und Polarisationskapazität). Diese vier Komponenten sind jeweils vom SoC der Batterie abhängig. Diese SoC-Abhängigkeit wurde hierbei mit Lookup-Tables im Simulink-Modell realisiert.

Anschließend wurde das ausgewählte Batteriemodell in MATLAB Simulink umgesetzt. Anhand der definierten Modellparameter wurden Strom- und Spannungsmessungen mittels einer „Hybrid Pulse Power Characterization“ (HPPC) an dem untersuchten Batteriesystem durchgeführt. Der Messaufbau entspricht dabei dem in Kapitel 4.1.1 beschriebenen Aufbau. Steuerung und Datenaufzeichnung erfolgen mithilfe der Software LabVIEW.

Mithilfe der Messdaten aus dem HPPC Verfahren konnten in der Folge die Parameter des Modells abhängig vom SoC bestimmt werden. Die dabei aufgenommenen Messdaten wurden zusätzlich als Vergleichsgröße für die Validierung des Batteriemodells, sprich der Überprüfung der Übereinstimmung der Simulationsergebnisse mit den der Messungen, verwendet. In der Validierung wurde zusätzlich das durchgeführte Messverfahren mit einem idealisierten laborähnlichen Messverfahren verglichen. Aus den ermittelten Modellparametern konnten darüber hinaus Erkenntnisse über die auftretende Verlustleistung und den Wirkungsgrad der untersuchten Natrium-Ionen-Batterie gesammelt werden.

#### 4.5.2. Ergebnisse

Die Batterie wurde bei zwölf verschiedenen SoC-Levels zwischen 100 % und 0 % mit jeweils fünf verschiedenen Stromimpulsen (20 A, 40 A, 60 A, 80 A, 100 A) be- und entladen. Die Dauer der Vermessung durch das gesamte HPPC-Verfahren betrug insgesamt ca. 85 Stunden. Mittels Coulomb Counting wurde während des Vollladens eine nutzbare Speicherkapazität der Batterie von 590 Ah ermittelt. Diese ermittelte Kapazität wurde für die SoC-Berechnung im HPPC-Verfahren berücksichtigt. Mithilfe der Messung der Leerlaufspannung auf den einzelnen SoC-Levels während des HPPC-Verfahrens konnte eine OCV-Kurve der Batterie erstellt werden. Diese dient dazu, einen Zusammenhang über die gemessene Leerlaufspannung und dem SoC-Level der Batterie zu schaffen.

Aufgrund des un stetigen Spannungsverlaufs der Messungen, welche aus den Stromschwankungen der Batteriesteuerung resultieren, hat die reine manuelle Parameterbestimmung ein hohes Fehlerpotential. Ebenso ist die manuelle Parametrierung bei einer Anzahl von ca. 40 Parametern mit einem hohen zeitlichen Aufwand verbunden. Daher wurde eine automatisierte Parametrierung über das Simulink Tool „Parameter Estimation“ gewählt.

Modellparameter: Die Spannungsquelle repräsentiert die Leerlaufspannung der Batterie und stellt das statische Batterieverhalten über den SoC dar. Die Leerlaufspannung erstreckt sich von 45,4 V bei 0%-SoC bis 55,4 V bei 100%-SoC und weist einen nichtlinearen Verlauf auf. Das dynamische Batterieverhalten beim Anlegen des Stroms wird durch den Innenwiderstand und das RC-Glied abgebildet.

Der Innenwiderstand stellt die sprunghafte Spannungsänderung resultierend aus dem Elektrolyt- und Leitungswiderstand dar. Die Ergebnisse zeigen, dass der Innenwiderstand über den SoC-Verlauf relativ konstant bleibt und durchschnittlich 46 m $\Omega$  beträgt.

Das RC-Glied hingegen, stellt die kontinuierliche zeitliche Änderung der Spannung dar, welche aus den Polarisierungseffekten und dem Recovery Effekt der Batterie resultiert. Der Polarisationswiderstand und die Polarisationskapazität lassen sich in eine Zeitkonstante des RC-Glieds zusammenfassen. In der Parametrierung hat sich ergeben, dass die Zeitkonstante des RC-Glieds im SoC-Bereich zwischen 20 % und 80 % einen relativ konstanten Wert von durchschnittlich 244 s aufweist. Unterhalb von 20%-SoC steigt die Zeitkonstante exponentiell bei 0%-SoC auf 1685 s an und oberhalb von 80%-SoC steigt diese bei 100%-SoC auf 909 s an.

Validierung des Batteriemodells: Das Batteriemodell wurde anhand der Messdaten des HPPC-Verfahrens validiert. Die maximale relative Abweichung des Modells zu den Messwerten beträgt 6,8 %, die durchschnittliche Abweichung 0,14 % und der RMS-Fehler 0,2 % (siehe Abbildung 23). Das Batteriemodell bildet demnach das Batterieverhalten solide ab. Bei dynamischen Anregungen mit unterschiedlichen Stromstärken ist in allen SoC-Bereichen eine leicht höhere Abweichung in der Anregung der Batterie mit positiven Stromimpulsen im Vergleich mit negativen Stromimpulsen zu beobachten.

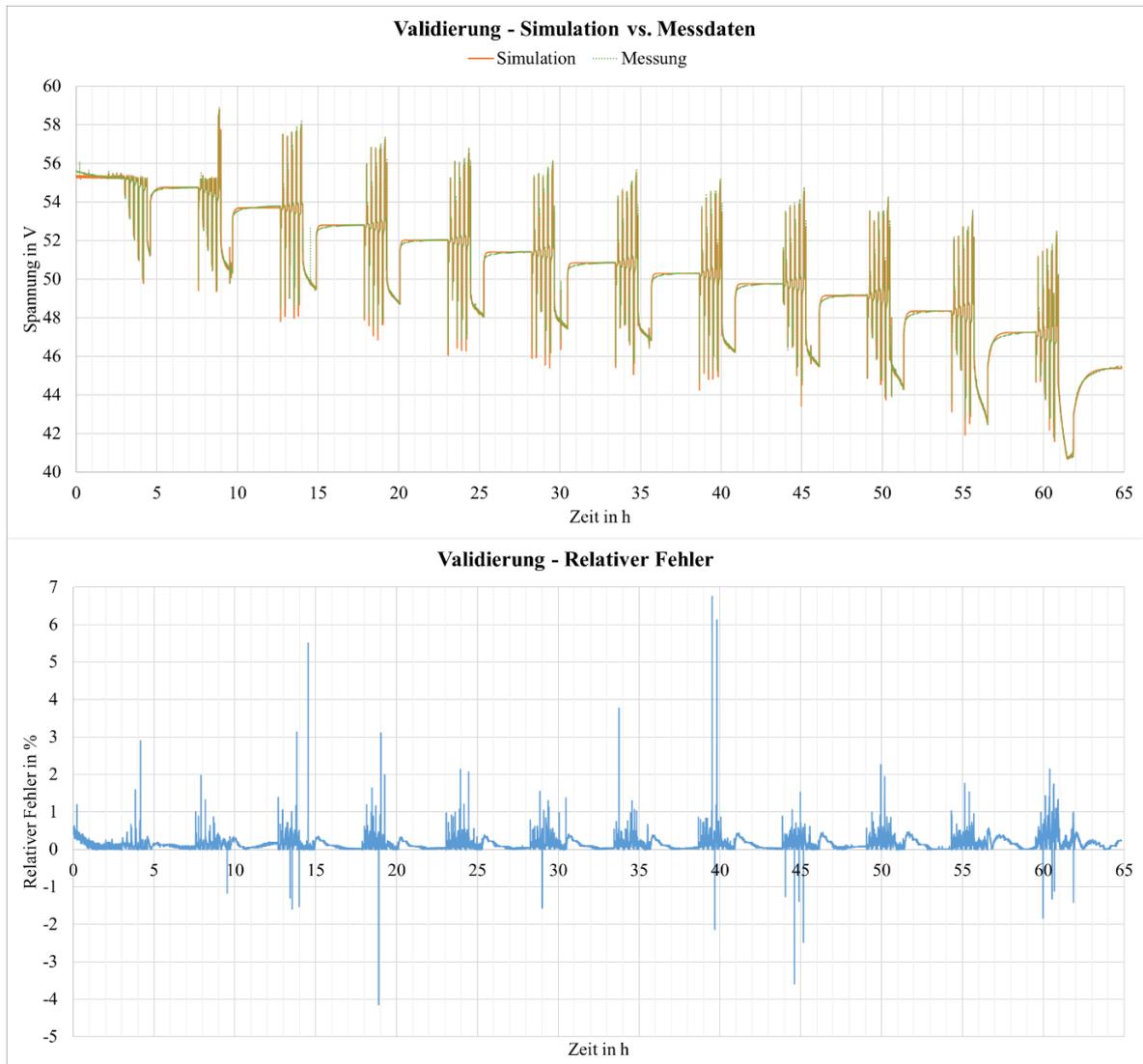


Abbildung 23 Validierung - gesamter HPPC-Verlauf

Ein Modell mit stromabhängigen Parametern ist in diesem Betriebsfall etwas genauer, weist jedoch mit 33 zu ermittelten Parametern pro SoC einen höheren Parametrierungsaufwand auf, als das rein SoC-abhängige Batteriemodell mit nur drei Parametern pro SoC. Beim Vergleich dieser beiden Parametrierungen in Bezug auf den Nutzen/Aufwand, ist das Batteriemodell über die reine SoC-Abhängigkeit genau genug, um das Batteriespannungsverhalten abzubilden.

Ermittelter Batteriewirkungsgrad: Mithilfe der vereinfachten Wirkungsgradbestimmung aus den Modellparametern konnten erste Erkenntnisse zur Batterieeffizienz des Speichersystems gesammelt und mit denen der Herstellerdaten verglichen werden. Mögliche Unterschiede beim Laden und Entladen der Batterie wurden dabei nicht berücksichtigt.

Aufgrund der hohen Widerstände, die in der Parametrierung bestimmt wurden, lässt sich ein hoher Energieverlust beim Betreiben der Batterie vermuten. Mithilfe des Widerstands und des elektrischen Stroms lässt sich die Wärmeleistung der Lade- und Entladevorgänge der Batterie bestimmen. Der Modellwirkungsgrad wurde mithilfe der Verlustleistung aus dem

Gesamtwiderstand des Modells und der elektrischen Leistung bei der Leerlaufspannung ermittelt. Die Wirkungsgrad-Ergebnisse sind abhängig von der Stromstärke und dem SoC. Der Wirkungsgrad bei den jeweiligen SoCs verringert sich direkt proportional über die Stromstärke. Der über den SoC gemittelte Wirkungsgrad erstreckt sich über den Stromverlauf zwischen 99 % bei 10 A und 74 % bei 200 A.

Die berechneten Wirkungsgrade für Lade- und Entladeströme von 60 A, 120 A, und 180 A wurden mit denen vom Hersteller angegebenen Wirkungsgraden verglichen. Dabei zeigt sich, dass der berechnete Wirkungsgrad eine absolute Abweichung von 2,1 %-Punkten zum Herstellerwirkungsgrad beim Laden und Entladen von 60 A aufweist. Die berechneten Wirkungsgrade für 120 A und 180 A weisen hingegen eine absolute Abweichung zwischen 10 und 20 Prozentpunkten auf.

## 5. Künstliche neuronale Netze zur Verbrauchsprognose

### 5.1. Selbstlernendes Modell zur Lastprognose

Die Einführung von Speichern kann dazu beitragen, die Fluktuation erneuerbarer Energiequellen abzufedern. Eine Batterie kann jedoch nur dann sinnvoll skaliert werden, wenn künftig Kenntnisse über Verbrauch und Erzeugung vorliegen. Ein effizientes Energiemanagementsystem und genaue Energieprognosen sind erforderlich, um proaktiv innerhalb der Batterielimits zu arbeiten und einen kurzfristigen Energieproduktionsplan (Day-Ahead oder Hour-Ahead) bereitzustellen, der dann für Bedarfsreaktionsanwendungen wie Lastspitzenminimierung verwendet werden kann.

Während in der Erzeugung bei PV-Anlagen auf Wetterdaten zurückgegriffen werden kann, gestaltet sich die Prognose des Lastganges komplexer. Künstliche neuronale Netze (KNN) haben sich dabei als flexibelste und zuverlässigste Methode herauskristallisiert, um Energieverbräuche zu prognostizieren.

Um den Batteriespeicher möglichst optimal (Zielgrößen: Erhöhung des Direktnutzungsanteils, Reduktion von Last- und Erzeugungsspitzen) einsetzen zu können, wurde daher ein Energiemanagementsystem entwickelt, das möglichst selbstlernend die Batterie im Hinblick auf die gesetzten Ziele bewirtschaftet. Die TU Wien entwickelte dazu ein selbstlernendes künstliches Neuronales Netzwerk zur Prognose des Verbrauchs.

#### 5.1.1. Methode

Basierend auf den folgenden Eingabedaten und Rahmenbedingungen wurden verschiedene Varianten des KNN getestet:

- PV-Produktion in 15 Minuten Auflösung (interpoliert)
- Temperatur- und Sonnenstrahlungsdaten als Durchschnittswerte von zwei Stunden
- Sollverbrauchsdaten des Monats als Mittelwert von einer Stunde
- Fenstergröße der Eingabedaten wurde mit  $21 < w < 30$  getestet, da sich in der Literatur herausgestellt hat, dass die Größe von 21 Tagen für einen ähnlichen Fall gute Ergebnisse liefert.
- Mittelwerte werden verwendet, da sonst das KNN durch häufige und abrupte Änderungen der Eingangsdaten zu "verrauschten" Ergebnisse führt
- Kosinus der Tageszeit:  $\cos(\text{Stunde}(\text{Datum}(\text{Start: Ende})) / 96)$  (wegen der 15 Minuten Auflösung)
- Normalisierte Daten z. B. Sonneneinstrahlung
- somit wird die Sonnenstrahlung nicht als gleitendes Durchschnittsfenster (1 Stunde) eingefügt, sondern alle 15-Minuten-Werte werden als Eingabe eingefügt.
- Gleitender Durchschnitt für Verbrauch und Sonneneinstrahlung in unterschiedlichen Zeitfenstern (1 Stunde, 2 Stunden)

- Sonneneinstrahlung und durchschnittliche Eingangstemperatur von 1 Stunde bzw. 2 Stunden
- Normierte Sonneneinstrahlung und Verbrauchswerte über dem Jahresmittelwert
- Art des Tages und automatischer Feiertagskalender

### 5.1.2. Ergebnisse

Das künstliche neuronales Netz wurde mit dem Ziel, den Energieverbrauch des Gebäudes zu prognostizieren, entworfen, simuliert und gegen gemessene Realdaten aus 2015 und zugekauften Wetterdaten der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) eines dem Zielgebäude (FutureBase) ähnlichen funktionalen Bürogebäudes (ENERGYbase) erfolgreich getestet. Das KNN wurde mittels MATLAB® umgesetzt. Weitere mögliche Schritte zur Optimierung der Energieverbrauchsprognose wurden untersucht. Dies bedurfte einer Überführung des MATLAB in Open-Source-Alternativen (Python, Jupyter Notebook, virtualenv und Tensorflow), um Effekte von ungenau behandelten Eingangsdaten auszuschließen. Verbesserungen wie beispielsweise ein Interpolieren nicht vorhandener Sensordaten ersetzt nun Nullwerte.

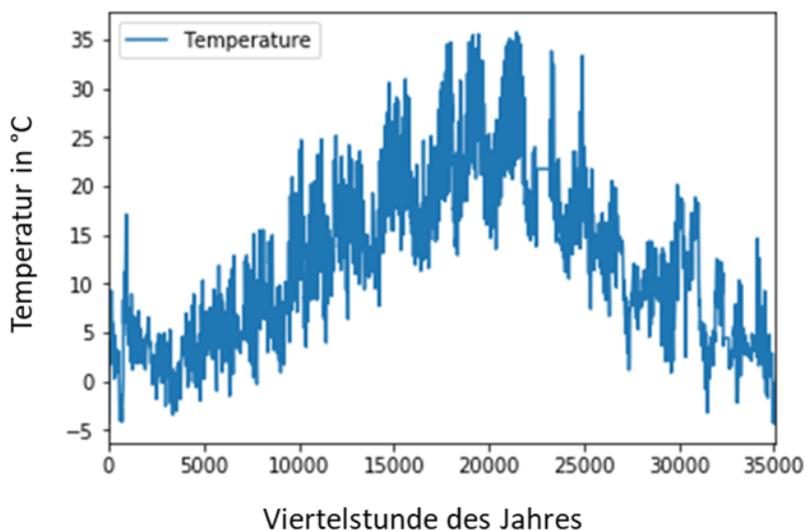


Abbildung 24: Interpolierte Nullwerte der Temperaturmessdaten

Eines der wichtigsten Ergebnisse war das Einführen der Möglichkeit des sogenannten „chunkings“ (Gruppieren von Datengruppen) der Trainingsdaten und Testdaten, um das Netz kontrolliert mit unterschiedlichen Konfigurationen trainieren zu können. Dieses wird mit Realdaten bessere Vorhersageergebnisse erzielen, aber hilft besonders dabei, ein exakt wiederholbares Benchmark der zu testenden Konfigurationsvarianten zu erstellen. Dieses Gruppieren der historischen Verbrauchsdaten ist für das zu trainierende KNN wesentlich realistischer als angenommene Mittelwerte über die Datengruppen. Eine weitere realisierte Verbesserung war die Integration von Datum und Uhrzeit als Zeitreihe, um dem Netz bessere Auflösungsmöglichkeiten der Gewichtungen zu geben. So konnte die gesamte Vorverarbeitung in Serie erfolgen und diese wurde mit einem einfachen Trainieren/Speichern/Laden/Nutzen-Beispiel des KNN als kommentierter Code übergeben.

Damit werden folgende Programmschritte einmal sehr rechenleistungsintensiv durchgeführt und nach einem definierten Zeitraum (z. B. nach einem Jahr oder nach einer Woche) wiederholt, um neue historische Daten in das trainierte Netzwerk zu bekommen:

- Daten vorbereiten
- Trainieren des KNN
- Speichern

Um das KNN zu nutzen, sind folgende Schritte notwendig:

- Laden des trainierten KNN
- Vorverarbeiten der Eingabedaten der vorherzusagenden Zeitpunkte (mindestens einem) als Vektoren mit allen Vorhersagedaten (erwarteter PV Ertrag, vorhergesagte Temperatur, Datum, Uhrzeit). Diese werden dabei auch normalisiert.
- Daten in KNN eingeben
- Ausgabe des KNN ist der normalisierte prognostizierte Energieverbrauch zu allen gewünschten Zeitpunkten. Die gleichen Minimum- und Maximum-Werte der Normalisierung zu Beginn müssen auch hier für die Umwandlung zu Realdaten wiederverwendet werden.

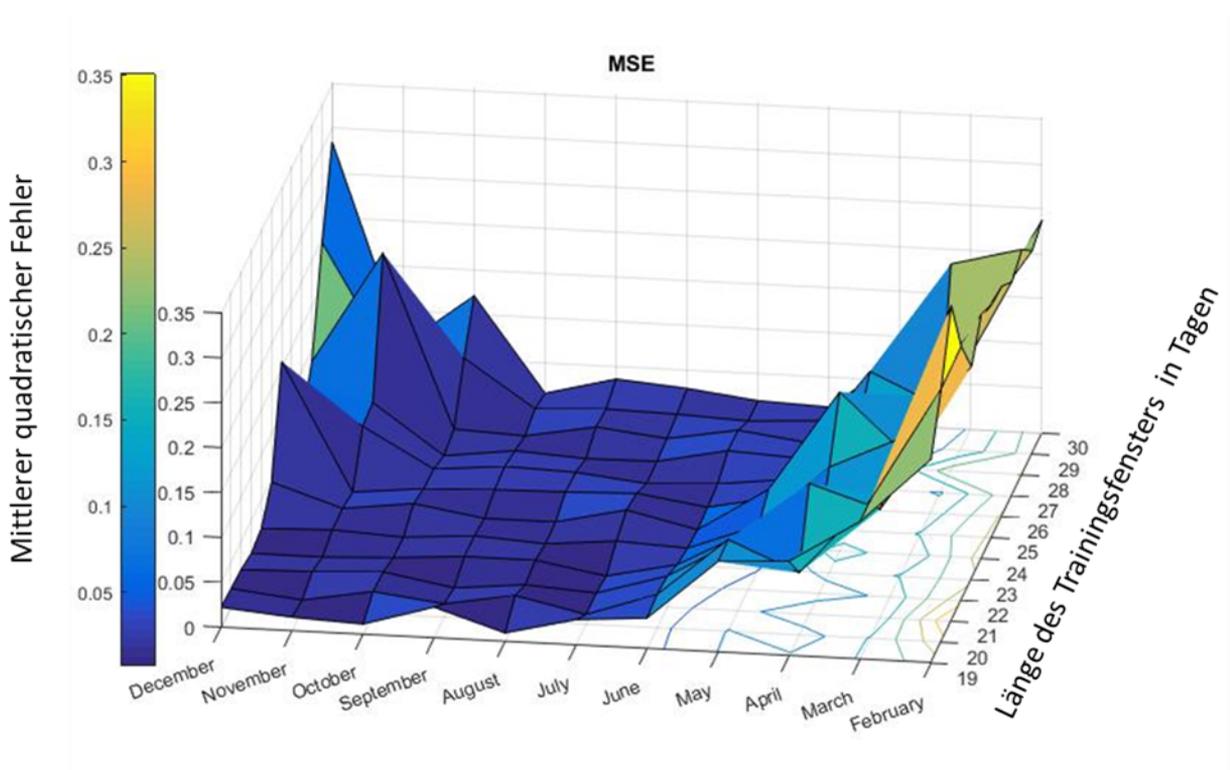


Abbildung 25: Darstellung des mittleren quadratischen Fehlers für unterschiedliche Länge des Trainingsfensters (19 bis 30 Tage) für alle Monate

Es hat sich herausgestellt, dass der mittlere quadratische Fehler des Netzwerks kleiner ist, wenn die Größe und die Anzahl der verborgenen Schichten ebenfalls relativ klein sind. Dies scheint für die Monate Februar-Juni und Oktober-November gültig zu sein. Für die dazwischen liegenden Monate

ist eine größere Anzahl versteckter Schichten von Vorteil. Der mittlere quadratische Fehler des künstlichen neuronalen Netzes ist am geringsten für drei versteckte Schichten der Größe 6 für den Monat Mai. In der nachfolgenden Abbildung 25 ist der mittlere quadratische Fehler für unterschiedliche Längen des Trainingsfensters (von 19 bis zu 30 Tagen) für das Jahr abgebildet.

Nachfolgend wurden die historischen Daten verwendet, um das Modell zu trainieren. Die Inputs des Modells sind hauptsächlich der im Zeitfenster fortschreitende Mittelwert von einer Stunde der Verbrauchswerte, zusammen mit dem Delta deren 1. und 2. Ableitung. Das bedeutet, um die tatsächlichen historisch benötigten Daten zu berechnen, müssen 8 x 15-min Werte ermittelt werden (4 für jede Stunde, aber die 1. und 2. Ableitung benötigt auch die gleitenden Durchschnitte der vorherigen Stunden). Neue „historische“ Daten müssen für Folgetrainings im laufenden Betrieb durch die umgesetzte Methodik vorverarbeitet werden, bevor diese in das Modell eingespeist werden können. Eine Beispielimplementierung zur Benutzung des KNN wurde erstellt, um eine Integration in das Energiemanagementsystem zu erleichtern und beschleunigen. Ergebnis der Vorhersage ist der 1h-Mittelwertverbrauch zu dem gewünschten Datum, Uhrzeit mit dem vorhergesagten Wetter und damit des vorhergesagten PV Ertrags.

Auch die Temperaturvorhersagedaten und PV Ertragsvorhersagedaten müssen auf die gleiche Weise vorverarbeitet werden. Ein Ansatz wäre, diese 96 Werte vorzuverarbeiten, um 24 Werte an Eingabedaten zu erzeugen. Damit könnte man die 24 Werte an das neuronale Netzwerk schicken und man erhält 24 x 1h Vorhersagen. Dann dividiert man entweder durch 4 für jeden 15' Zeitabschnitt einer Stunde und / oder benutzt einen Filter, um die interpolierten 15' Werte der Vorhersage zu erhalten. Die Batteriesteuerung kann mit dieser Vorhersage deutliche Abweichungen feststellen und situationsbezogen reagieren. Dazu ein Beispiel: Liegt nach der ersten Viertelstunde bereits mehr Verbrauch vor als für eine Stunde vorhergesagt, sollte der Fahrplan der Batterie an diese neuen Bedürfnisse des Gebäudes und der MieterInnen angepasst werden. Werden allerdings in der ersten Viertelstunde bereits 90% des vorhergesagten Verbrauchs gemessen, kann die Steuerung entscheiden, dass sie noch nichts am Fahrplan ändert, da es noch möglich ist, dass in der nächsten Dreiviertelstunde nur der restliche Verbrauch (10%) stattfinden wird. So kann die Vorhersage mit dem wandernden 1h Mittel dazu beitragen, voreilig ungünstig getroffene Entscheidungen der Speicherbewirtschaftung zu reduzieren.

In Abbildung 26 ist hierzu ein Beispiel gegeben, das während der letzten Berichtsperiode für den Mehraufwand in der Nachjustierung des Codes verantwortlich war. Es ist zu sehen, dass sich die Prognosekurven nach einiger Laufzeit auf denselben Wert über langfristige Zeiträume eingependelt haben, und somit weit vom tatsächlichen Verbrauch abweichen.

Es ist an dieser Stelle anzumerken, dass bei der Vorhersage der zweiten, dritten und jeder weiteren Stunde der Fehler größer wird, da auch prognostizierte Verbrauchsdaten als Eingabe verwendet werden müssen. Dies kann nur vermieden werden, indem unterschiedliche Netze mit unterschiedlichen Vorhersage-Mittelwerten (1 h, 5 h, 12 h, usw.) trainiert werden. Diese Erkenntnis ist ein Highlight aus diesem Arbeitspaket.

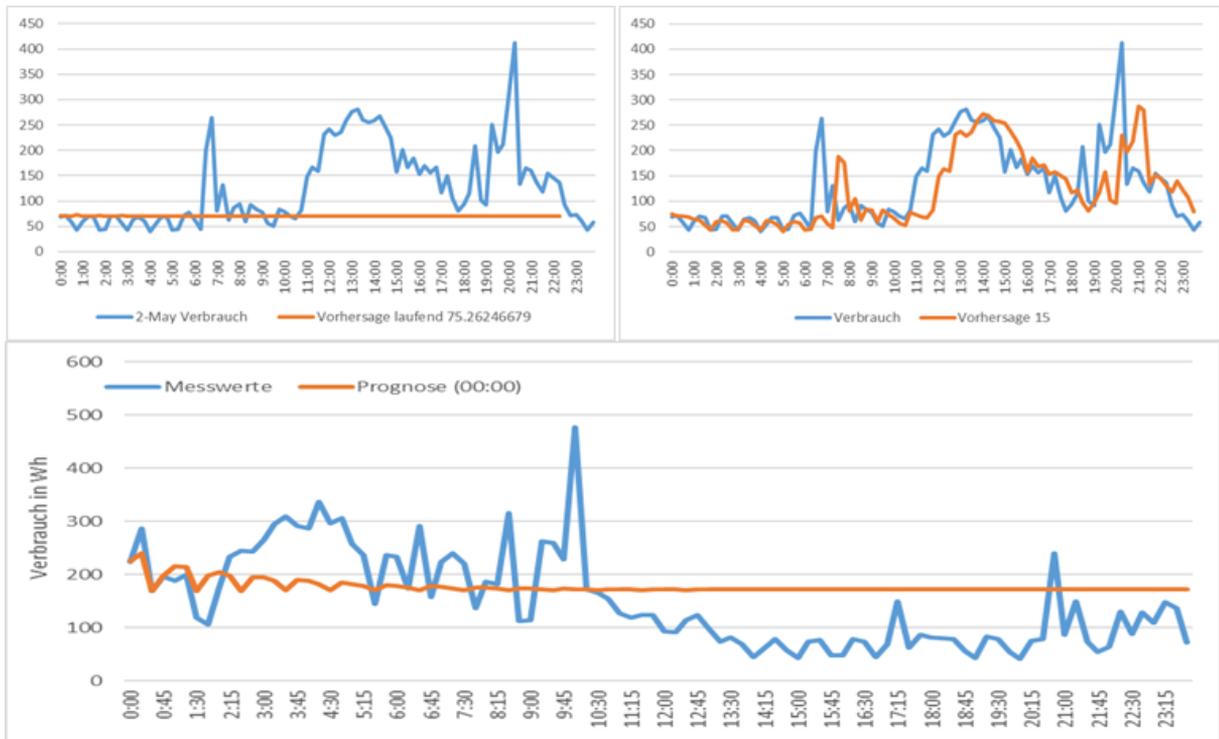


Abbildung 26: Beispiel von fehlerhaften Vorhersagen

Nach 200 Epochen mit einer Chargengröße von 200 waren die Trainingskosten (normalisierte MRSE) 0,0244097 und die Validierungskosten (normalisierte MRSE) waren 0,045736. Dies entspricht der folgenden Aussage: Es wird erwartet, dass das trainierte neuronale Netzwerk MRSE ungefähr 4,57% des maximalen Energieverbrauchswertes hat, der in dem Trainingsatz aus historischen Daten beobachtet wird.

## 5.2. Bewertung unterschiedlicher Prognosemodelle

Künstliche neuronale Netze (KNN), als Teilgebiet des sogenannten „Machine Learning“, stellen den Stand der Technik hinsichtlich der Prognose komplexer Vorgänge dar. Die Lerncharakteristik dieser KNN ist jedoch nicht prognostizierbar und kann beispielsweise bei zu geringer oder zu großer Datenmenge oder Singularitäten zu Prognosefehlern führen. Diese Prognosefehler können wiederum unter anderem dazu führen, dass der Batteriespeicher vorzeitig entladen oder mögliche Lastspitzen verstärkt werden.

### 5.2.1. Methode

Um den Einfluss der Prognosegüte und das damit verbundene Potential zur Lastspitzenreduktion unterschiedlicher Prognosealgorithmen zu erheben, wurden im Rahmen des Projekts SPIN.OFF zuerst ein künstliches neuronales Netz und die multiple lineare Regression hinsichtlich ihrer Prognosegüte bewertet. Dafür wurden die Eingangsparameter, wie Zeiträume und Umfang der Trainingsdaten, aber auch die Anzahl der Hidden Layer (beim KNN) variiert. Die Prognosegüte des KNN wurde anschließend für unterschiedliche Zeiträume erhoben. Als Referenzmodell wurde eine

Prognose durch Mittelwertbildung der vergangenen 24 Stunden (96 Viertelstundenwerte) verwendet.

Zur Bewertung der Prognosegüte wurden der Mean Absolute Percentage Error (MAPE) und der Root Mean Square Error (RSME) verwendet (siehe beispielsweise Baczyński und M. Parol 2004). Außerdem wurden - beziehend auf das Potential zur Lastspitzenreduktion - die maximale positive und negative Prognoseabweichung zur Bewertung der Prognosemodelle verwendet.

MAPE: Der zur Gruppe der Streuungsmaße gehörende Mean Absolute Percentage Error (mittlerer absoluter prozentualer Fehler) beschreibt die mittlere, absolute Abweichung der Prognose vom Realwert in Prozent (Reiter 2018). Errechnet wird der MAPE wie in (1) beschrieben,

$$\text{MAPE} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \left| \frac{x_{i,real} - x_{i,Prognose}}{x_{i,real}} \right| \cdot 100 \% \quad (1)$$

wobei n die Anzahl der Mess-/Prognosewerte und x den Real- bzw. Prognosewert beschreiben. Der MAPE wird in weiterer Folge auch als mittlere Prognoseabweichung bezeichnet, weil er die durchschnittliche Abweichung der Prognosewerte von den Realwerten beschreibt.

RMSE: Der Root Mean Square Error ist die Standardabweichung der Prognoseabweichungen (Glen s.a.). Der RMSE wird, wie in (2) dargestellt, analog zur Standardabweichung aus der Wurzel des MSE (Mean Square Error – Mittlere quadratische Abweichung) errechnet, welcher die Varianz darstellt. Besonderheit für die Anwendung bei Prognosen ist, dass der Erwartungswert ( $x_{i,real}$ ) für jeden Punkt bekannt ist, während in der klassischen Schätztheorie meist der Mittelwert den Erwartungswert bildet.

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (x_{i,Prognose} - x_{i,real})^2} \quad (2)$$

Größter Prognosefehler: Die größte positive und negative Abweichung der Prognose vom jeweiligen Realwert errechnet nach (3).

$$\text{Prognoseabweichung} = x_{i,real} - x_{i,Prognose} \quad (3)$$

### 5.2.2. Ergebnisse

KNN: Die Auswertungen der Prognoseergebnisse zeigen, dass mit dem künstlichen neuronalen Netz - je nach Trainingsdatensatz - eine höhere Prognosegüte erzielt werden kann als mit dem Referenzmodell. Entscheidend dafür ist jedoch der Trainingsdatensatz, da das KNN nur jene Zustände zufriedenstellend prognostizieren kann, die es bereits kennt (bzw. gelernt hat). So führen zum Beispiel Prognosen mit dem Trainingsdatensatz „November“ für die Prognosezeiträume „Jahr“ und „Oktober“ zu schlechteren Prognoseergebnissen als die Referenzprognose.

In der besten Variante liegen MAPE und RMSE (bei 60 Hidden Layer für den Prognosezeitraum „Jahr“) bei 9,53 % bzw. 15.659 W (mit dem Trainingsdatensatz „Jahr – gerade Tage“) bzw. bei 9,46 % bzw. 15.327 W (mit dem Trainingsdatensatz „Jahr – ungerade Tage“). Generell decken sich diese Ergebnisse mit folgender Aussage:

*„Using larger training datasets often yield models that generalize well for new data“ (MathWorks 2016b).*

Die Variation der Anzahl der Hidden Layer in Kombination mit lückenhaften Trainingsätzen hat gezeigt, dass die fehlenden Daten mit 120 Hidden Layer schlechter prognostiziert werden können als mit 60 Hidden Layer. Umgekehrt ist die Prognosegüte für die trainierten Daten mit steigender Anzahl an Hidden Layer höher. Dies lässt die Vermutung zu, dass sich das KNN mit höherer Anzahl an Hidden Layer stärker auf den Trainingsdatensatz spezialisiert und somit neue Daten schlechter prognostiziert.

Multiple lineare Regression: Mit der Prognose über die multiple lineare Regression konnte in keinem der getesteten Modelle ein MAPE von 10,9 % (Referenzprognose) erreicht werden. Hinsichtlich der Prognosegüte zeigt somit keine Konfiguration Vorteile gegenüber der Referenzprognose. Für die weitere Verwendung der linearen Regression wird das Modell 5 verwendet, weil es zumindest rein mathematisch in der Lage ist, 90 % der Lastspitzen zu prognostizieren.

Die Vergleiche der Lastgänge zeigen, dass weder die Regressionsmodelle zwischen Wochenende, Werktag und Feiertag unterscheiden, noch beim KNN ein solches Verhaltensmuster zu erkennen ist. Abhilfe könnte ein binärer Input im Trainingsdatensatz schaffen, der die Prognosemodelle zwischen Werktag und Nicht-Werktag unterscheiden lässt.

## 6. Systemintegration

Nach den durchgeführten Messungen im Hybrid Energy Lab der FH Technikum Wien wurde das in Kapitel 4.1 beschriebene Batteriespeichersystem im 2. Quartal 2018 in das Bürogebäude FutureBase installiert und im Zeitraum von März 2018 bis August 2019 mit unterschiedlichen Regelstrategien bewirtschaftet.

### 6.1. Bürogebäude FutureBase

Die sogenannte „FutureBase“ ist ein Bürogebäude im 21. Wiener Gemeindebezirk mit einer Nutzfläche von über 10.000 m<sup>2</sup>, welches von der Wirtschaftsagentur Wien und der Wiener Städtischen Versicherung errichtet und vom Austrian Institute of Technology (AIT) im Jahr 2018 bezogen wurde (Wirtschaftsagentur Wien s.a.). Wie in Abbildung 27 ersichtlich, wurde am Dach eine aufgeständerte PV-Anlage mit einer Engpassleistung von 33 kW<sub>peak</sub> installiert (Ausrichtung Südsüdwest).

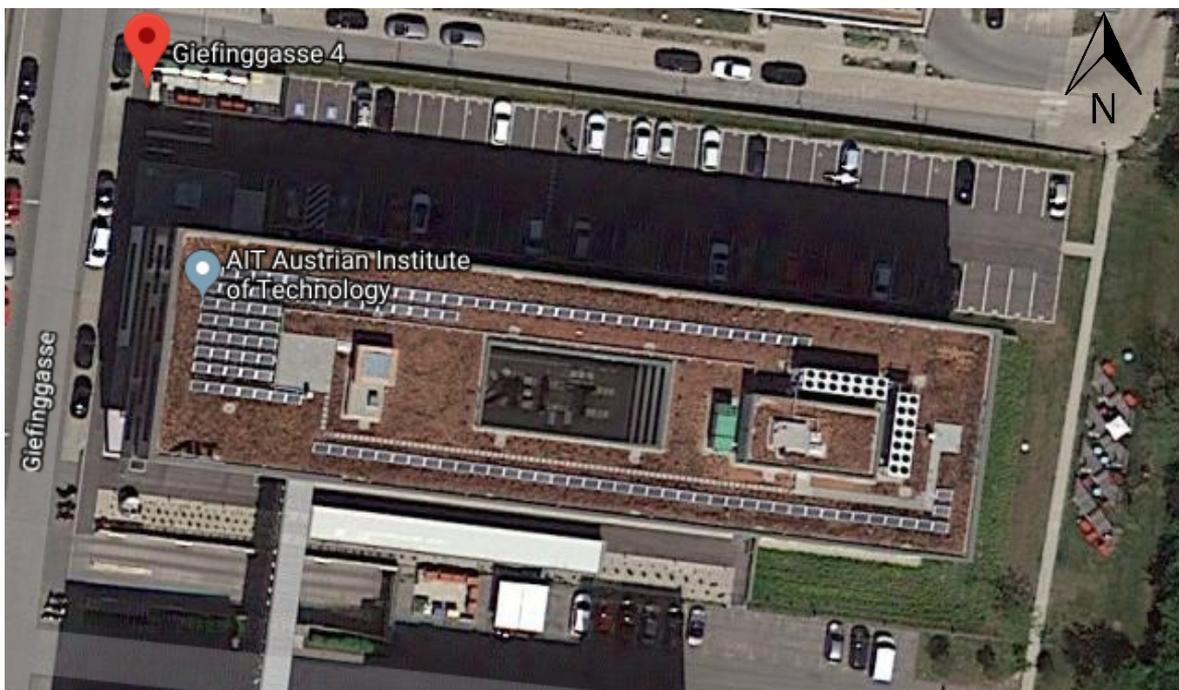


Abbildung 27: Satellitenaufnahme / Draufsicht Google Maps des FutureBase-Standortes in der Giefinggasse 4, 1210 Wien (Google Maps 2019).

Für den Batteriespeicher wurde bereits in der Planungsphase ein eigener belüfteter Technikraum im Keller des Gebäudes vorgesehen (siehe Abbildung 28).



Abbildung 28: Aufbau des Batteriespeichersystems in der FutureBase

## 6.2. (Elektrotechnische) Planung und Ausführung

Für das Projekt SPIN.OFF wurde eine Detailplanung für die Einbindung und Verschaltung des Batteriespeichers in die FutureBase unter Berücksichtigung der Herausforderung eines möglichen Inselbetriebs ausgearbeitet. Eine schematische Abbildung des Schaltplans ist in Abbildung 29 zu sehen.

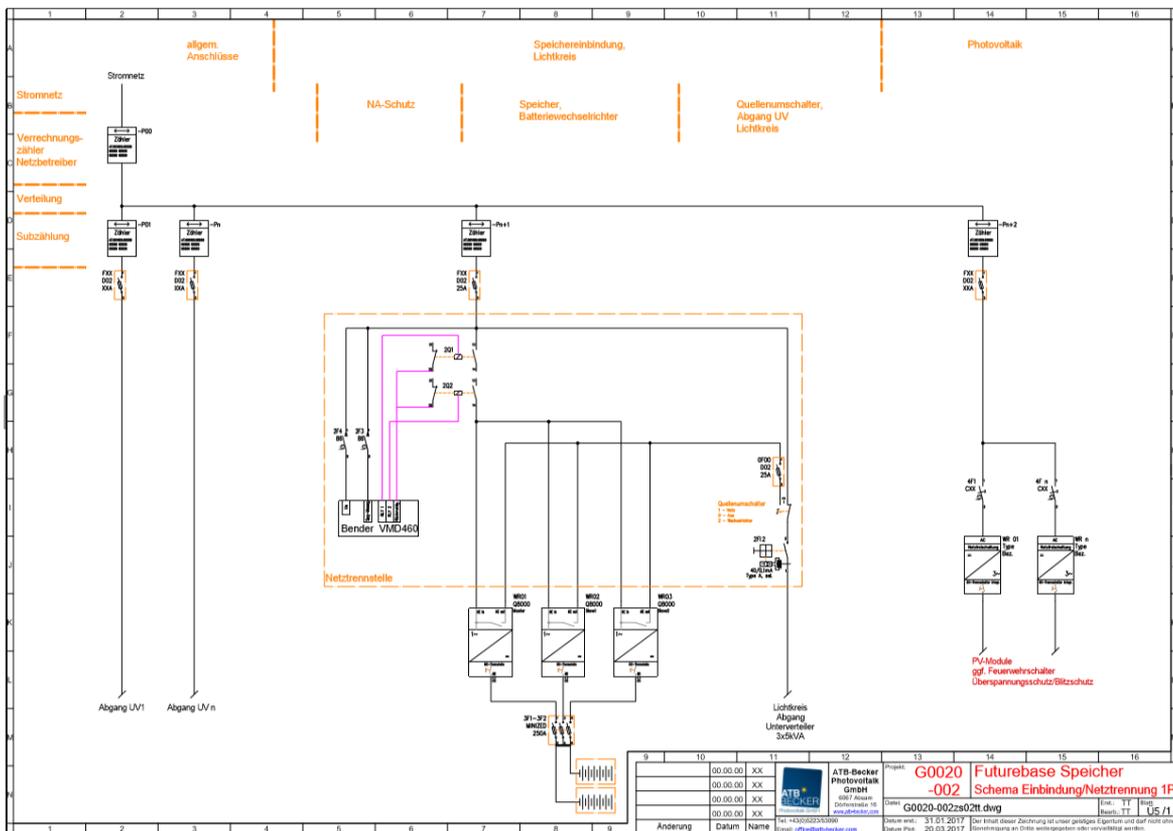


Abbildung 29: Schema Einbindung und Netztrennung

Das Batteriespeichersystem wurde direkt in die Hauselektrikinstallation integriert (AC-Kopplung), die üblichen Sicherheitskomponenten wurden gebäudeseitig installiert. Der Speicher wurde dabei direkt an die Steigleitung angeschlossen und befindet sich somit vor dem Fehlerstromschutzschalter und den Leitungsschutzschaltern der einzelnen Abgänge. Über die AC-Sammelschiene ist das Batteriespeichersystem mit der PV-Anlage sowie sämtlichen gebäudeinternen Verbrauchern verbunden und kann darüber hinaus auch aus dem Stromnetz geladen werden. Abbildung 30 gibt einen Überblick über das installierte Batteriespeichersystem.

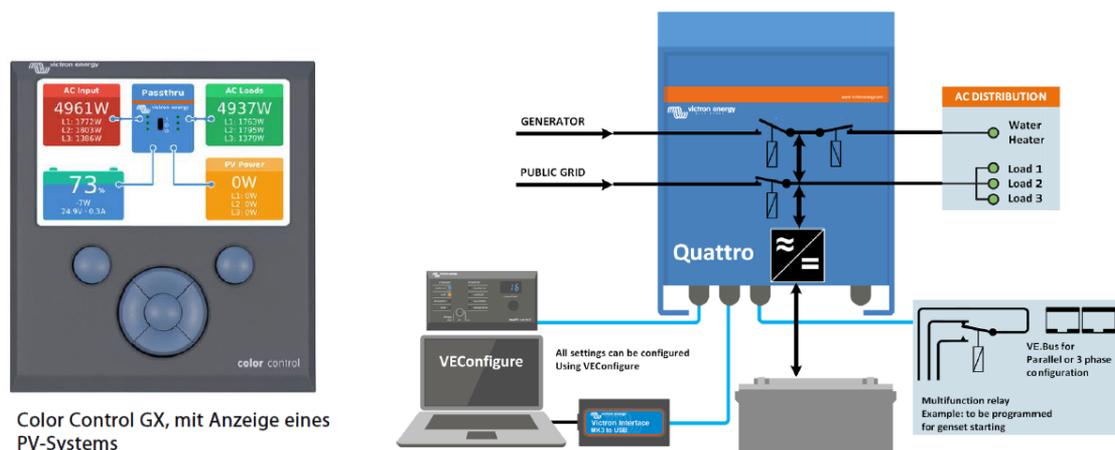


Abbildung 30: Schematische Anschlussdarstellung der Wechselrichter samt Batterie (Victron Energy B.V. 2018)

Inselbetrieb: Über den Ausgang zur Notstromversorgung wurde ein Lichtkreis versorgt. Dieser ist über einen manuellen Quellenumschalter zu bedienen. Bei einem Stromausfall kann dieser umgeschaltet und über die Batterie - zumindest so lang ausreichend Energie vorhanden ist - weiter versorgt werden. Dieser Ausgang ist mit einem 100 mA Fehlerstromschutzschalter und einem C16 Leitungsschutzschalter versehen. Der Lichtkreis selbst wurde mit einem 30 mA Fehlerstromschutzschalter abgesichert.

### 6.3. Einbindung in die Gebäudetechnik und Datenmanagement

Um das im Hybrid Energy Lab entwickelte Batterie- und Energiemanagementsystem nutzen zu können, wurde eine Datenleitung zwischen ENERGYbase und FutureBase installiert. Über diese Datenleitung erfolgte der Zugriff auf das Batteriespeichersystem (über das vorhandene, jedoch deaktivierte Batteriemagementsystem ColorControl) sowie auf die erforderlichen Zählerdaten.

Da aus Datenschutzgründen kein Zugriff auf die Messinfrastruktur der FutureBase möglich war, mussten darüber hinaus eigene Zähler (PV-Erzeugung, Verbrauch, Be- und Entladung Batteriespeichersystem) installiert und an das Energiemanagementsystem angebunden werden. Abbildung 31 gibt einen Überblick über die Energie- und Datenflüsse in der FutureBase bzw. zwischen ENERGYbase und FutureBase.

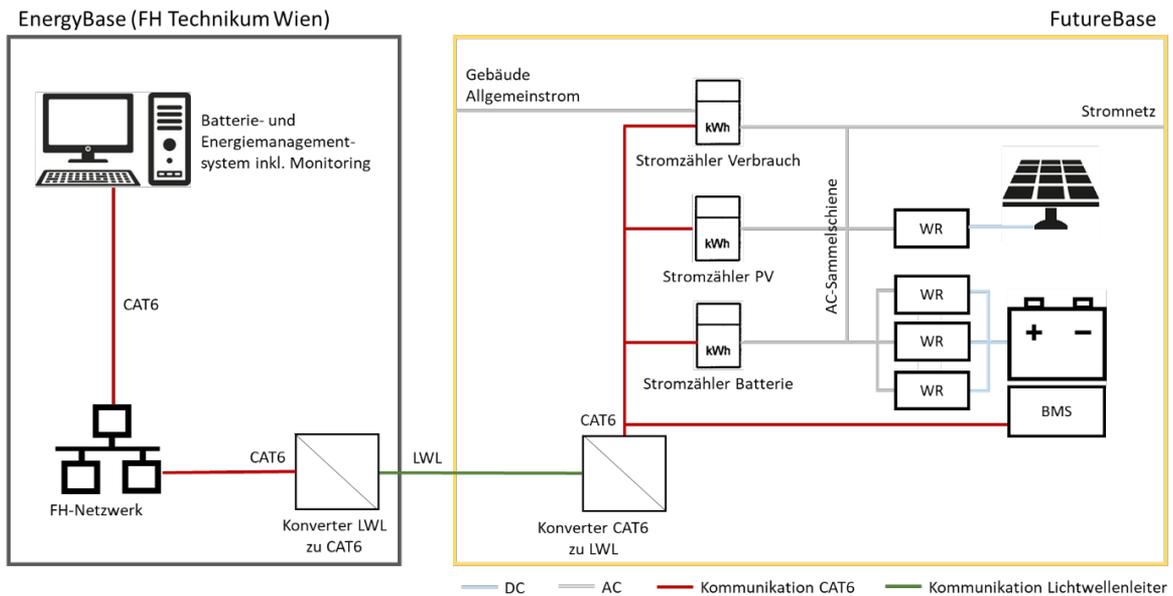


Abbildung 31: Schematische Darstellung der Daten- und Energieflüsse

Verbrauchs- und Erzeugungszähler (AC-seitig) sind dabei für die Steuerung des Batteriespeichersystems erforderlich. Um verallgemeinerbare Aussagen treffen zu können, wurde nur der Allgemeinstrom des Gebäudes und nicht der unter Umständen sehr spezifische Verbrauch der MieterInnen gemessen. Tabelle 10 gibt einen Überblick über die gemessenen Verbraucher sowie deren maximale Bezugsleistung.

Tabelle 10: Gemessene Verbraucher sowie deren Maximallast

Verbraucher	maximale Verbrauchsleistung
USV-Bereich	400 kW
Serverbereich	240 kW
Wärmepumpe	125 kW
MSR Zentrale	78 kW
MSR Rückkühlung	42 kW
Kühlung Server	20 kW
div. Kleinverbraucher	15 kW

### 6.3.1. Energiemanagement

Wie in Kapitel 4.1.2 dargestellt, wurde das Energiemanagementsystem in MatLab umgesetzt. Zählerdaten bzw. die Ansteuerung der Batterie (über das vorhandene, jedoch deaktivierte Batteriemanagementsystem ColorControl) erfolgte über LabView. Abbildung 32 stellt das gesamte Energie- und Datenmanagementsystem im Realbetrieb schematisch dar.

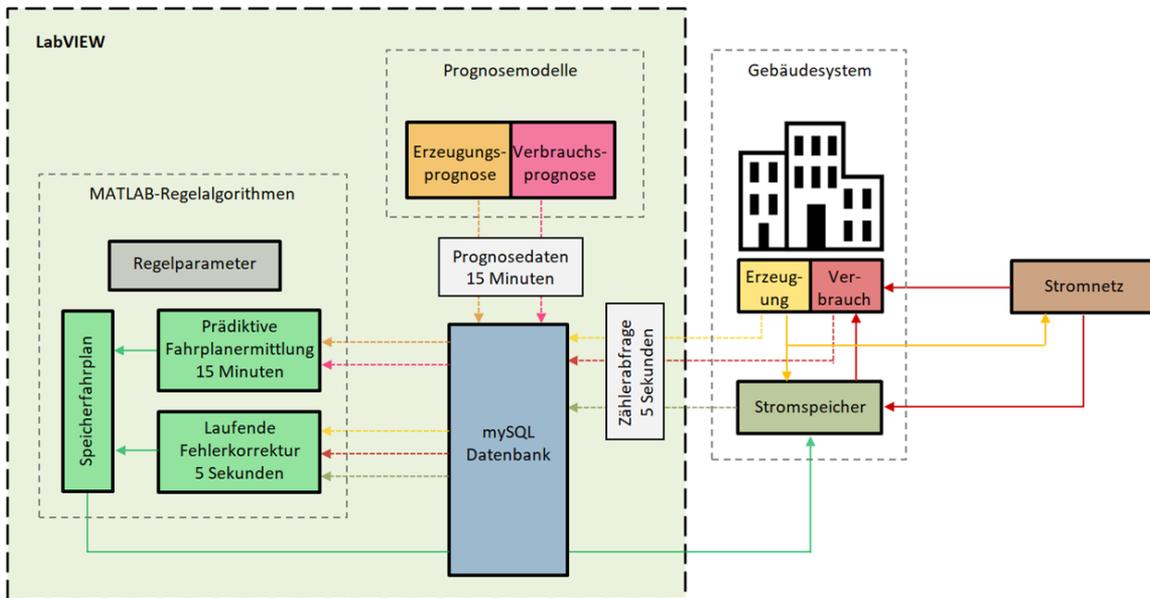


Abbildung 32: Systemschema – Realbetrieb (Rosner 2018)

**Realbetrieb:** Im Realbetrieb wurden primär die folgenden beiden Regelstrategien umgesetzt und getestet:

1. Eigenverbrauchsoptimierung, mit dem Ziel, den Anteil der direkt genutzten PV-Energie zu erhöhen und damit Netzeinspeisung und -bezug zu reduzieren.
2. Lastspitzenreduktion, mit dem Ziel, Lastspitzen zu reduzieren bzw. den Netzbezug zu glätten

Die eigenverbrauchsoptimierte Regelstrategie wurde folgendermaßen implementiert: Alle 5 Sekunden werden die Zählerdaten abgefragt. Ist die PV Erzeugung höher als der Verbrauch, wird der Speicher unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen (z. B. max. Lade- und Entladeleistung, Ladestand, ...) geladen, übersteigt der Verbrauch die Erzeugung, wird entladen.

Bei der Lastspitzenreduktion wurden verschiedene Ansätze implementiert und im Realbetrieb bzw. primär in der Simulation getestet. Bei der statischen Lastspitzenreduktion wurde eine statische Leistungsgrenze vorgegeben. Wird diese überschritten, wird der Speicher entladen. Wird diese unterschritten, wird der Speicher mittels PV-Energie oder aus dem Netz geladen. Auf den Einsatz einer Prognose wurde verzichtet.

**Simulation:** In einem weiteren Schritt wurde die statische Leistungsgrenze durch einen prognosebasierten Ansatz ersetzt (siehe Kapitel 8). Die Leistungsgrenze wird dabei laufend auf Basis der Prognose sowie der historischen Werte angepasst. Auch die Speicherbewirtschaftung selbst erfolgt prognosebasiert. Als Prognosesystem wurden ein künstliches neuronales Netzwerk sowie (in der Simulation) ein Regressionsmodell eingesetzt. Dabei werden im 15 Minuten Intervall Erzeugung und Verbrauch für die nächsten 24 Stunden (je 96 Prognosewerte) prognostiziert. Darauf aufbauend wird – wie in Abbildung 32 ersichtlich – ein Fahrplan für den Batteriespeicher erstellt und für die nächste Viertelstunde ausgeführt.

Abschließend wurde das System noch um eine laufende Fehlerkorrektur erweitert, um auf abweichende Prognosewerte reagieren zu können. Dazu erfolgt alle 5 Sekunden auf Basis der tatsächlichen Erzeugungs- und Verbrauchswerte eine Anpassung des Speicherfahrplans, wodurch die Auswirkungen fehlerhafter Prognosewerte minimiert werden können.

### **6.3.2. Datenmanagement**

Um Erfahrungen über das Verhalten des Batteriespeichersystems sowie die Effektivität des Energiemanagementsystems in Bezug auf die gesetzten Ziele zu evaluieren, erfolgte über den gesamten Testzeitraum von März 2018 bis August 2019 ein umfangreiches Anlagenmonitoring. Das Datenmanagement selbst erfolgte in MatLab, wo – wie in Abbildung 32 ersichtlich – unter anderem folgende Daten gespeichert wurden:

- Zählerdaten (Leistung in W, Energie in Wh) für PV-Erzeugung, Verbrauch und Batterie
- Steuerungsdaten für Batteriespeicher (Leistungsvorgabe Be-/Entladen in W, tatsächliche Be-/Entladeleistung in W, Ladestang/SoC in %)
- Aktuelle Außentemperatur in °C
- Lastprognose (96 Werte) in W
- Erzeugungsprognose (96 Werte) in W
- Fahrplan für den Speicher (96 Werte) in W
- Prognose Außentemperatur (96 Werte) in °C

Die gespeicherten Daten wurden in der Folge sowohl für die Bewertung des Realbetriebes (z. B.: Wirkungsgrad Speicher, PV-Eigenverbrauchsanteil, ...) als auch für die Simulation weiterer Szenarien (z. B. mit unterschiedlichen Speichergrößen oder Regelstrategien) herangezogen.

### **6.3.3. Visualisierung**

Auf Basis einer Analyse ausgewählter Visualisierungen von privaten Heimspeichersystemen sowie einer Befragung von PV-AnlagenbetreiberInnen mit und ohne Heimspeichersystem wurde ein Konzept für die Visualisierung des Batteriespeichers im Eingangsbereich der FutureBase entwickelt. Dazu wurde ein kurzer Online-Fragebogen entwickelt und mit dem Fragebogen des Projekts MBS+ (FFG-Nummer 853674) kombiniert, der sich ebenfalls an PV-AnlagenbetreiberInnen mit und ohne Heimspeichersystem richtet. Primäres Ziel der Befragung war es in Erfahrung zu bringen, welche Kenngrößen visualisiert werden sollten. Die TeilnehmerInnen wurden mit Unterstützung der Landesförderstellen Wien und der Steiermark sowie dem Klima- und Energiefonds aktiv rekrutiert. Knapp 20.000 BetreiberInnen von PV-Anlagen mit und ohne Heimspeicher wurden seitens der oben genannten Stellen per E-Mail oder Brief informiert und um Teilnahme an der Befragung gebeten. Innerhalb von drei Wochen konnten so annähernd 2.300 Rückmeldungen (11,2 %) ausgewertet werden. Davon beantworteten mehr als 1.600 Personen die für das Projekt SPIN.OFF relevanten Fragen. Da für die Rekrutierung der TeilnehmerInnen nur der Betrieb einer PV-Anlage bzw. eines Heimspeichers ausschlaggebend war und andere, wie z. B. demografische Eigenschaften, keine Rolle

spielen, kann trotz Selbstselektion der Befragten die Stichprobe als repräsentativ betrachtet werden.

Auf Basis dieser Ergebnisse wurde – wie in Abbildung 33 – eine Visualisierung der Batterie sowie des Energiemanagementsystems erstellt und im Eingangsbereich über einen Bildschirm visualisiert. Darüber hinaus steht die Visualisierung auch online zur Verfügung (<https://res.technikum-wien.at/spinoff/index.php/visualisierung>).

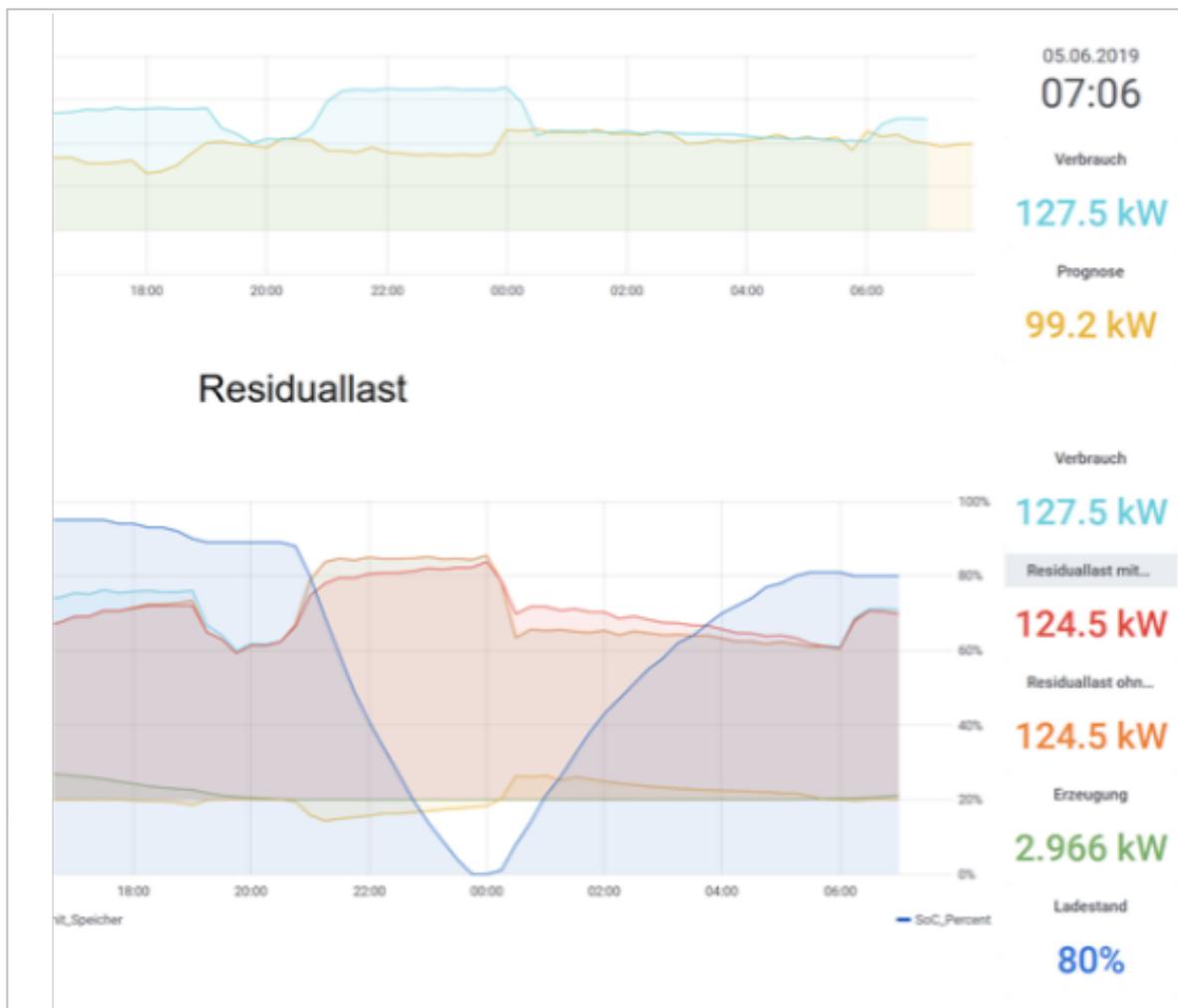


Abbildung 33: Visualisierung des Batteriespeichersystems auf der Website <https://res.technikum-wien.at/spinoff/index.php/visualisierung> sowie im Eingangsbereich

#### 6.4. Informationsblatt für Planer

Aufgrund der zunehmenden Installationen von dezentralen Stromerzeugungsanlagen in Verbindung mit Batteriespeichersysteme steigt der Bedarf an klaren und einheitlichen Vorgaben für deren Anschluss an das Verteilernetz. Auf Basis der Erfahrungen und Erkenntnisse im Projekt und unter Berücksichtigung der folgenden Normen und Richtlinien wurde daher ein Informationsblatt für Planer abgeleitet.

- ÖVE/ÖNORM E 8001 (Früher: ÖVE-EN 1): Die Österreichischen Bestimmungen für die Elektrotechnik beinhalten grundlegende Bestimmungen für die Errichtung von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis 1000 V Wechselspannung bzw. 1500 V Gleichspannung (ÖVE/ÖNORM E 8001).
- ÖVE ÖNORM EN 50272: Diese Europäische Norm gilt für stationäre Batterien und Batterieanlagen mit einer maximalen Nennspannung von 1500 V und beschreibt die grundsätzlichen Maßnahmen zum Schutz vor Gefahren, die durch elektrischen Strom, austretende Gase und die eingesetzten Elektrolyte hervorgerufen werden. Sie legt Anforderungen in Fragen der Sicherheit fest, die in Verbindung mit dem Errichten, dem Betrieb, der Inspektion, der Wartung und der Entsorgung entstehen. Sie umfasst sowohl Blei- als auch NiCd-Batterien (ÖVE ÖNORM EN 50272).
- ÖVE R20: Diese Richtlinie enthält Sicherheitsanforderungen und Hinweise für stationäre elektrische Energiespeichersysteme (ESS) für den Festanschluss an ortsfeste elektrische Anlagen, welche an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Sie beinhaltet Anforderungen und Hinweise für die Aufstellung und Unterbringung von ESS, soweit diese nicht in ÖVE/ÖNORM EN 50272-2 berücksichtigt sind. Die ÖVE-Richtlinie berücksichtigt verschiedene Gefährdungen, die durch unterschiedliche Betriebsarten im Netzparallel- oder Inselnetzbetrieb und bei der Umschaltung zwischen diesen Betriebsarten entstehen können. Dieses Dokument gilt für die Planung, die Errichtung, den Betrieb, die Deinstallation und die Entsorgung von ESS. Sowohl im Bezugs- als auch im Einspeisefall von Speichern sind die allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz zu beachten (ÖVE R20).
- TOR: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen („TOR“) werden gemäß § 22 Abs 2 E-ControlG von E-Control in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Stromnetzen erarbeitet, von E-Control veröffentlicht und als technisches Regelwerk im Netzanschlussvertrag im Rahmen von Allgemeinen Vertragsbedingungen für die Betreiber von Verteiler- oder Übertragungsnetzen zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbart (TOR).
- VDE-AR-N 4100: Die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4100 „TAR Niederspannung“ fasst die technischen Anforderungen zusammen, die bei der Planung, bei der Errichtung, beim Anschluss und beim Betrieb von allen Kundenanlagen - also von Bezugsanlagen, Erzeugungsanlagen und Speichern - an das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers zu beachten sind (VDE-AR-N 4100).
- VDE-AR-N 4105: Die VDE Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 legt die technischen Anforderungen für Erzeugungsanlagen und Speicher fest, die über VDE-AR-N 4100 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)“ hinausgehen (VDE-AR-N 4105).
- ADR-Richtlinie: Das Europäische Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße enthält besondere Vorschriften für den Straßenverkehr hinsichtlich Verpackung, Ladungssicherung und Kennzeichnung von Gefahrgut. Diese Richtlinie ist beim Transport von chemischen Energiespeichern zu beachten (ADR-Richtlinie).

- Bundesgesetz zum Schutz vor gefährlichen Produkten: Mit diesem Bundesgesetz soll sichergestellt werden, dass die in Verkehr gebrachten Produkte sicher sind, wobei insbesondere Leben und Gesundheit von Menschen vor Gefährdungen durch gefährliche Produkte geschützt werden sollen (PSG 2004).
- Batterienverordnung: Die Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft über die Abfallvermeidung, Sammlung und Behandlung von Altbatterien und –Akkumulatoren hat das Ziel die Umweltverträglichkeit von Batterien zu verbessern (Batterienverordnung).
- Elektroaltgeräteverordnung: Die Elektroaltgeräteverordnung, BGBl. II Nr. 121/2005 idGF, verpflichtet Hersteller, Importeure, Letztvertreiber und Eigenimporteure zur Umsetzung von Maßnahmen mit dem Ziel, dass E-Geräte demontagegerecht und recycling- bzw. wiederverwendungsfreundlich konstruiert und produziert werden. Hersteller/Importeure sind verpflichtet, die Wiederverwendung von E-Altgeräten nicht durch besondere Konstruktionsmerkmale oder Herstellungsprozesse zu verhindern. Die Verwendung bestimmter Schwermetalle, Flammhemmer und Phthalate in E-Geräten wird eingeschränkt (Elektroaltgeräteverordnung).
- Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG): Dieses Bundesgesetz beinhaltet
  - die Erlassung von Bestimmungen für die Erzeugung, Übertragung, Verteilung von und Versorgung mit Elektrizität sowie die Organisation der Elektrizitätswirtschaft;
  - die Regelung des Systemnutzungsentgelts sowie Vorschriften über die Rechnungslegung, die innere Organisation, Entflechtung und Transparenz der Buchführung von Elektrizitätsunternehmen;
  - die Festlegung von sonstigen Rechten und Pflichten für Elektrizitätsunternehmen.
- ÖVE/ÖNORM EN 50160: Diese ÖNORM regelt die Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen (ÖVE/ÖNORM EN 50160).
- TAEV: Die Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt wird von Österreichs Energie, der Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft herausgegeben (TAEV).
- Der Hinweis „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ des Forum Netztechnik und Netzbetrieb (FNN) im VDE Praxisnahe Definition verschiedener Anschlussvarianten (FNN 2014).
- ÖVE/ÖNORM EN 50438 Anforderungen für den Anschluss von Kleingeneratoren an das öffentliche Niederspannungsnetz (ÖVE/ÖNORM EN 50438).
- Ausführungsbestimmungen und Netzparallelbetriebsbedingungen des Verteilnetzbetreibers.

Lithium-Speicher: Um einen sicheren Umgang mit lithium-basierten Stromspeichern zu gewährleisten, sind unter anderem die folgenden Dokumente empfehlenswert:

- Sicherheitsleitfaden Lithium-Ionen-Heimspeicher Version 1.0: Dieser Katalog legt Schutzziele fest für Batteriespeichersysteme mit und ohne Einbeziehung von Umrichtern auf Basis von wiederaufladbaren Lithium-Ionenzellen (Sekundär-Lithium-Ionenzellen) für die Nutzung als stationäre Heimspeicher - z. B. für die Verwendung in Kombination mit Photovoltaikanwendungen.
- Entwurf DIN EN 62619: Dieser Norm-Entwurf legt die Anforderungen und Prüfungen für den sicheren Betrieb von Lithium-Akkumulatoren und -Batterien für die Verwendung in industriellen Geräten fest. Der Entwurf gilt sowohl für stationäre Anwendungen wie Telekommunikation, unterbrechungsfreie Stromversorgung, Schaltanlagen, Notstrom, elektrische Energiespeichersysteme als auch für mobile Anwendungen wie Gabelstapler, Golfwagen, automatisch geführte Fahrzeuge, Eisenbahn, Schifffahrt und andere mobile Anwendungen mit Ausnahme von Straßenfahrzeugen (DIN EN 62619).
- EN 61000-6-3: Dieser Teil der IEC 61000 mit Anforderungen zur elektromagnetischen Verträglichkeit gilt für elektrische und elektronische Geräte, die für eine Verwendung im Wohnbereich, in Geschäfts- und Gewerbebereichen sowie in Kleinbetrieben vorgesehen sind (EN 61000-6-3).
- EN 62133: Diese Norm enthält Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und technische Überwachung von Akkumulatoren und Batterien mit alkalischen oder anderen nicht säurehaltigen Elektrolyten - Sicherheitsanforderungen für tragbare gasdichte Akkumulatoren und daraus hergestellte Batterien für die Verwendung in tragbaren Geräten (EN 62133).

#### **6.4.1. Meldepflicht**

Grundsätzlich sind netzgekoppelte Stromspeicher laut TOR D4 gleich zu behandeln wie mit dem Netz parallel betriebene Erzeugungsanlagen und unterliegen damit auch einer Meldepflicht. Netzgekoppelte Speichersysteme sind somit beim zuständigen Verteilnetzbetreiber anzumelden und müssen die Netzzugangsbedingungen des jeweiligen Netzbetreibers erfüllen. Für die Beurteilung sind von den KundInnen folgende Unterlagen zur Verfügung zu stellen:

- Detaillierter Lageplan inkl. Bezeichnung und die Grenzen des Grundstückes sowie Aufstellort des Batteriespeichers
- Datenblatt (siehe 10.2 Anlagendatenblatt) inkl. der technischen Daten der eingesetzten Betriebsmittel ggf. Bestandteil des Datenblattes der Erzeugungsanlage
- Checkliste „Mindestanforderungen an den Netzanschluss von Stromspeichern“
- einpolige Darstellung der elektrischen Einrichtungen
- geplante Betriebsweise der Anlage (mögliche Betriebsmodi)
- Bestätigung des vorgegebenen Schutzkonzeptes mit Angaben über Schutzfunktionen und Einstellwerte

## 6.4.2. Planung und Auslegung

Bei der Installation von netzgekoppelten Stromspeichern sind folgende Punkte und Fragen zu beachten:

- Art des Speichers (Bauform, Chemie, ...)
- Bauform (Zelle, Gehäuse, ...)
- Netzform des elektrischen Netzes am Standort (TN, TT, IT)
- Elektrischen Schutzmaßnahmen vorher und nachher
- Ist eine Notstromfunktionalität notwendig?
- DC- oder AC-Kopplung?
- An welcher Stelle wird das Energiespeichersystem in die vorhandene elektrische Anlage integriert?
- Konformität der bestehenden elektrischen Anlage ja/nein?

**AC- vs. DC-Kopplung:** Bei einem herkömmlichen AC-System wird der durch die Solarmodule erzeugte Gleichstrom (DC) zunächst von einem eigenständigen PV-Wechselrichter in netztauglichen Wechselstrom (AC) umgewandelt. Dieser wird dann zur Beladung des Stromspeichers vom Batteriewechselrichter erneut in Gleichstrom (DC) umgewandelt. AC-gekoppelte Stromspeichersysteme sind damit vor allem zur Speichernachrüstung bei bereits bestehenden PV-Anlagen mit eigenem Wechselrichter geeignet. Jedoch führen die im Vergleich zu DC-gekoppelten Systemen höheren Umwandlungsverluste zu einem geringeren Wirkungsgrad. Im Gegensatz dazu nimmt ein DC-gekoppelter Stromspeicher den erzeugten Gleichstrom (DC) direkt auf. Hierbei sind die Spannung und weitere technische Angaben der verschalteten Solarmodule an die Vorgaben der Batterie anzupassen. Zur Entladung nutzt das DC-System den integrierten PV-Wechselrichter. Dementsprechend sind DC-Systeme grundsätzlich für Neuinstallationen besser geeignet. Die Umwandlungsverluste sind gegenüber AC-gekoppelten Systemen geringer.

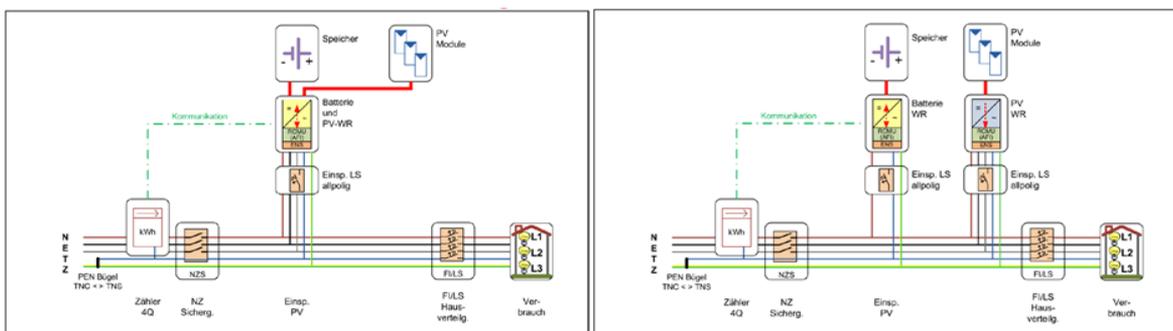


Abbildung 34: DC- und AC Kopplung von Stromspeichern

## 6.4.3. Elektrotechnische Installation

Es gelten grundsätzlich die Anforderungen der ÖVE/ÖNORM E 8001 Reihe bzw. ÖVE-EN 1 Reihe. Die elektrische Sicherheit muss in jedem Betriebszustand gewährleistet sein.

Asymmetrie: Zur Begrenzung von Asymmetrien sind dezentrale Speicher oder Erzeugungsanlagen mit Speichern grundsätzlich als symmetrische, dreiphasige Drehstromeinheiten auszulegen und an das Netz anzuschließen. Beträgt die Asymmetrie max. 3,68 kVA, können Anlagen auch einphasig an das Netz angeschlossen werden. Es ist zulässig, maximal 3 x 3,68 kVA einphasig (verteilt auf die drei Außenleiter) anzuschließen, wenn die Netzparallelbetriebsbedingungen beziehungsweise die Leistungsfähigkeit des Netzes dies erlauben. Ist eine kommunikative Kopplung zwischen den verschiedenen Erzeugungseinheiten vorhanden und wird dadurch sichergestellt, dass eine symmetrische Einspeisung erfolgt, ist diese Erzeugungsanlage wie eine symmetrische zu bewerten.

Bei Verwendung DC-gekoppelter Systeme ist die Einhaltung obiger Forderungen einfach zu beurteilen. Es dürfen bis zu drei einphasige Wechselrichter (DC-gekoppelt, also PV und Speicher am Wechselrichter angeschlossen) mit je maximal 3,68 kVA angeschlossen werden. Die Symmetrie betreffend müssen 3-phasige Systeme die notwendige Schieflastfähigkeit aufweisen. Bei 1-phasigen Systemen gelten die Grenzwerte der TOR D4 (aktuell, 3,68kVA).

Schutz gegen elektrischen Schlag: Speichersysteme mit Inselbetriebsfähigkeit ändern unter Umständen bei der Trennung vom öffentlichen Netz ihre Netzform, hier ist vor allem die Netzform des öffentlichen Netzes sowie die vorgeschriebene Trennung (siehe ÖVE EN 1 Teil 4, §53) zu beachten. Die in der Verbraucheranlage vorgesehenen Schutzmaßnahmen, wie Basis-, Fehler- und Zusatzschutz, müssen auch im Inselbetrieb sichergestellt werden. In manchen Fällen sind hier zusätzliche Schutzeinrichtungen nötig. Daher ist im Vorfeld abzuklären, ob der benötigte Platz im Verteiler vorhanden ist.

#### **6.4.4. Inbetriebnahme:**

Vor der erstmaligen Teil- oder Gesamtinbetriebsetzung der Anlage für den Parallelbetrieb mit dem Verteilernetz ist der Verteilernetzbetreiber zu verständigen. Dieser kann bei der Inbetriebnahme folgende Punkte überprüfen:

- Trennfunktion der Schaltstelle und Kontrolle der Zugänglichkeit
- Schutzeinrichtungen der Entkopplungsstelle durch Vorgabe analoger Prüfgrößen und Erstellung eines Prüfprotokolls mit Ansprechwerten und Auslösezeiten
- Auslösung des Entkopplungsschaltgerätes durch den Entkopplungsschutz
- Zu- und Abschaltung sowie Funktionsprüfung allfälliger Kompensationseinrichtungen
- Einhaltung der Grenzwerte der Netzzrückwirkungen
- Einhaltung der Zuschaltbedingungen
- Blindleistungs- und Spannungsregelung
- Gegebenenfalls relevante Betriebsmesseinrichtungen

Die Überprüfung der Schutzfunktionen des Entkopplungsschutzes hat zumindest die nachfolgenden Punkte zu umfassen:

- Ansprech- und Rückfallwerte der Schutzfunktionen durch Einspeisen analoger Prüfgrößen

- Auslösezeiten der Schutzfunktionen
- Auslösung der Entkupplungsstelle durch die Schutzfunktionen

Alle vorgeschriebenen Überprüfungen sind durch eine befugte Person durchzuführen, zu dokumentieren und vom Betreiber der Anlage dem Verteilernetzbetreiber unentgeltlich und unaufgefordert vorzulegen.

Bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischaltstelle gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 ist die Kontrolle laut Angaben der Prüfanstalt oder des Herstellers durchzuführen.

## 7. Realbetrieb FutureBase

Anlagenmonitoring bzw. Datenaufzeichnung in der FutureBase erfolgten im Zeitraum von August 2018 bis Juni 2019. Abbildung 35 zeigt dabei jene Zeiträume in Rot, an denen aus verschiedenen Gründen (z. B. Ausfall der Datenaufzeichnung, Messfehler) keine oder fehlerhafte Daten aufgezeichnet wurden.

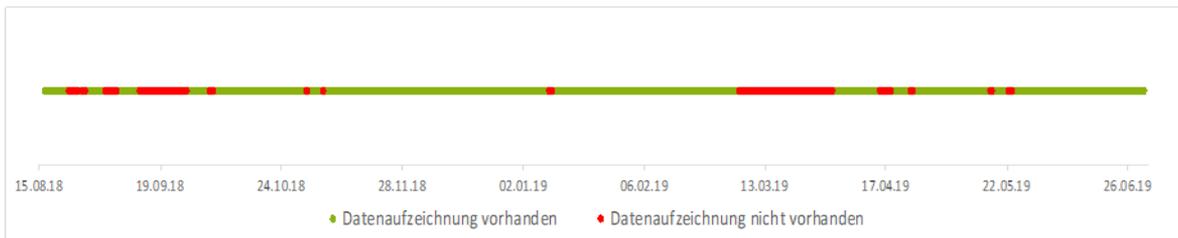


Abbildung 35: Zeitreihe der Datenaufzeichnung (grün = Daten vorhanden, rot = Daten nicht vorhanden oder fehlerhaft)

Der dabei aufgezeichnete hochauflösende Datensatz (5 sek) bildet die Grundlage für die folgenden Analysen und Auswertungen.

### 7.1.1. Auswertung systemrelevanter Informationen

Tabelle 11 gibt einen Überblick über ausgewählte systemrelevante Kenngrößen der FutureBase im Messzeitraum von August 2018 bis Juni 2019.

Tabelle 11: Ausgewählte Kenngrößen der FutureBase im Messzeitraum von August 2018 bis Juni 2019

Stromverbrauch	781.916 kWh
Max. Verbrauchsleistung	242,3 kW
Max. Residuallast	221,2 kW
Durchschnittliche Gebäudelast	124,3 kW
PV Erzeugung	24.822 kWh
Max. PV Erzeugungsleistung	30,1 kW

Abbildung 36 zeigt die Jahresdauerlinie der FutureBase sowie deren Residuallast im Messzeitraum. Daraus ist ersichtlich, dass das Gebäude im Messzeitraum für 136,5 h mehr als 180 kW, für 49 h mehr als 190 kW und für 7 h mehr als 200 kW aus dem Stromnetz bezogen hat. Der errechnete Mittelwert der Gebäudelast betrug 124,3 kW, der Mittelwert der Residuallast 120,3 kW.

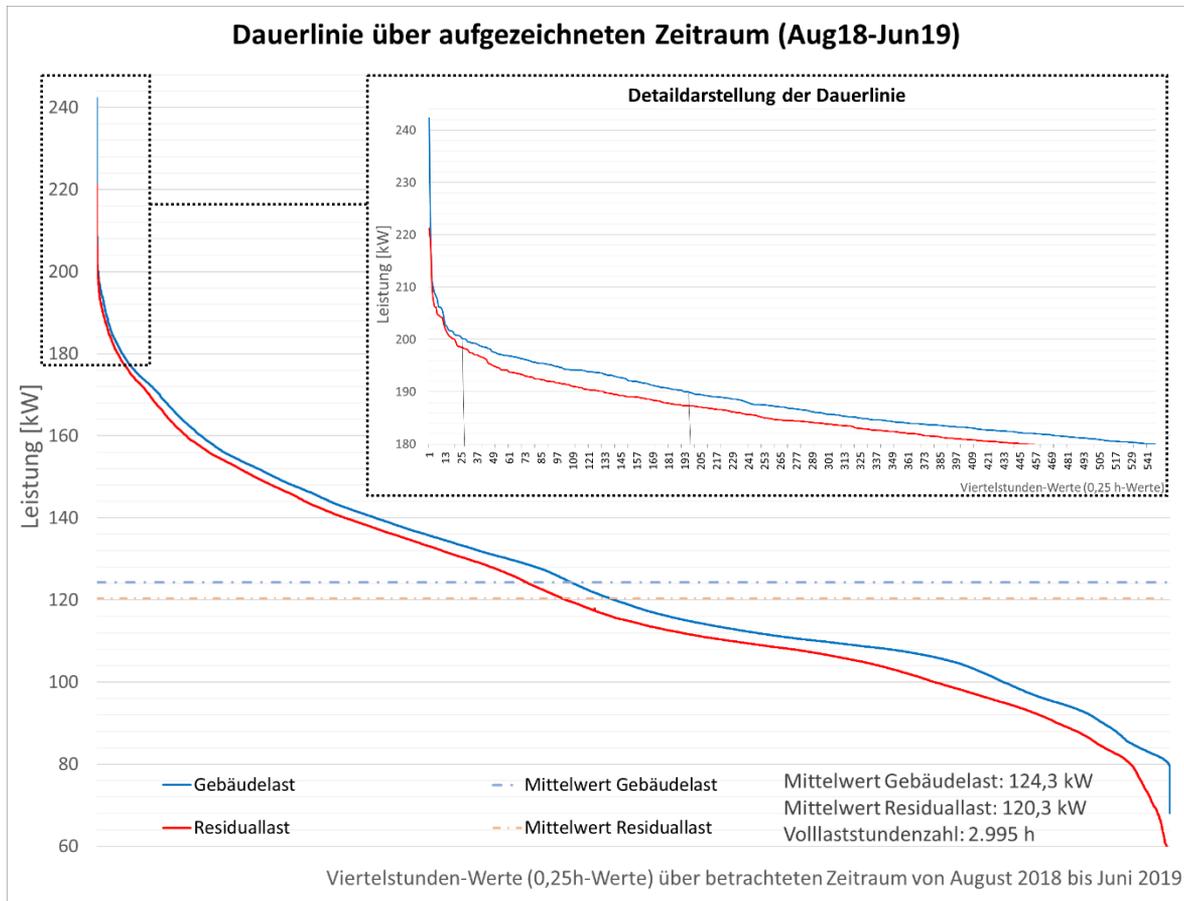


Abbildung 36: Jahresdauerlinie der FutureBase von August 2018 bis Juni 2019

Die nachstehenden Boxplot-Diagramme (Abbildung 37 und Abbildung 38) zeigen eine statistische Auswertung der Verbrauchs- bzw. Erzeugungsleistungen.

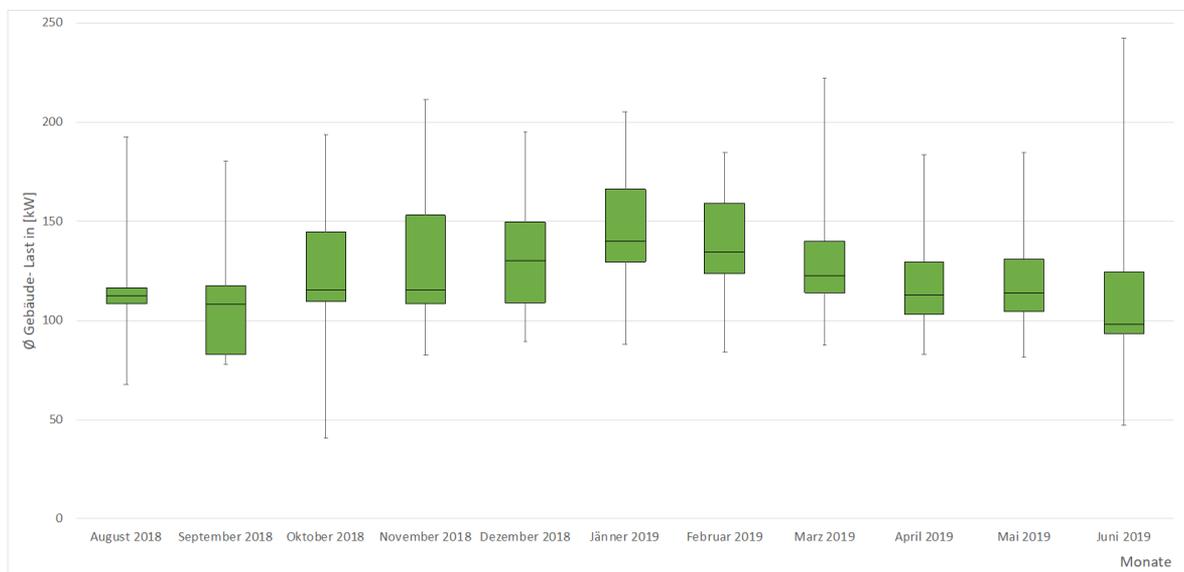


Abbildung 37: durchschnittliche Netzbezugsleistungen im Messzeitraum (Mitte Aug. 18 – Jun. 19)

Der Median zeigt jenen Zahlenwert, welcher bei exakt 50 % der Datenverteilung liegt. Über (Q3) und unter (Q1) des Medians werden jeweils 25 % der Werteverteilung als Box dargestellt. Die sog. Whisker (Linien) stellen die Minimum- und Maximum-Werte der Messdaten dar.

Während der Verbrauch in den Wintermonaten – vermutlich aufgrund der Wärmepumpe – höher ist als in den Sommermonaten, verhält es sich bei der PV naturgemäß umgekehrt. Die maximale Erzeugungsleistung in den Wintermonaten lag unter 20 kW, im Vergleich dazu lag diese im Sommer bei knapp über 30 kW. Die maximale Gebäudelast von 242,3 kW trat etwas überraschend im Juni auf. Aufgrund der zeitgleichen PV-Erzeugung (ca. 21 kW) lag die maximale Residuallast mit 221,2 kW zu diesem Zeitpunkt jedoch niedriger. Die geringen Werte im August sind darauf zurückzuführen, dass erst Mitte August mit den Messungen begonnen wurde (siehe Messzeitraum in Abbildung 35).

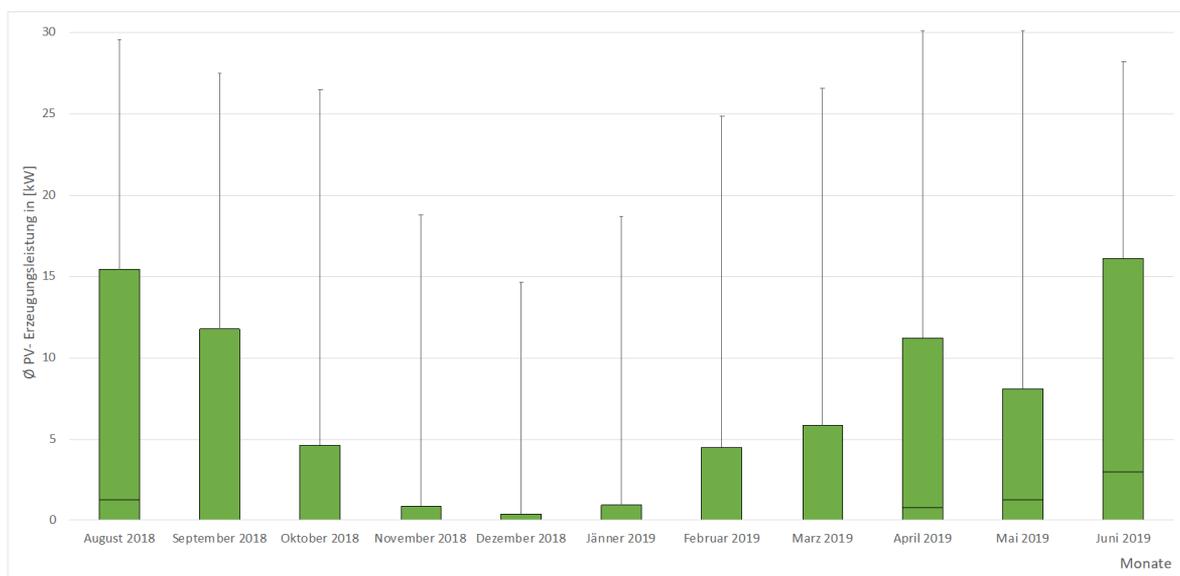


Abbildung 38: durchschnittliche PV-Erzeugungsleistung im Messzeitraum (Mitte Aug. 18 – Jun. 19)

### 7.1.2. Auswertung ausgewählter Episoden

Um den laufenden Betrieb des Batteriespeichers im Gebäude bewerten zu können, wurden die historischen Daten analysiert und ausgewertet.

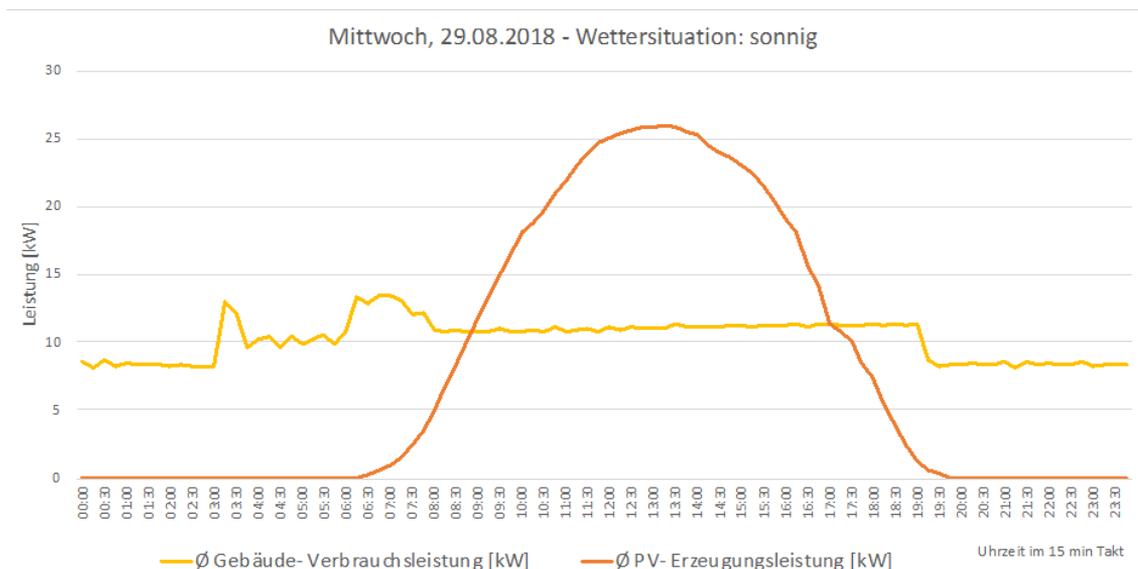
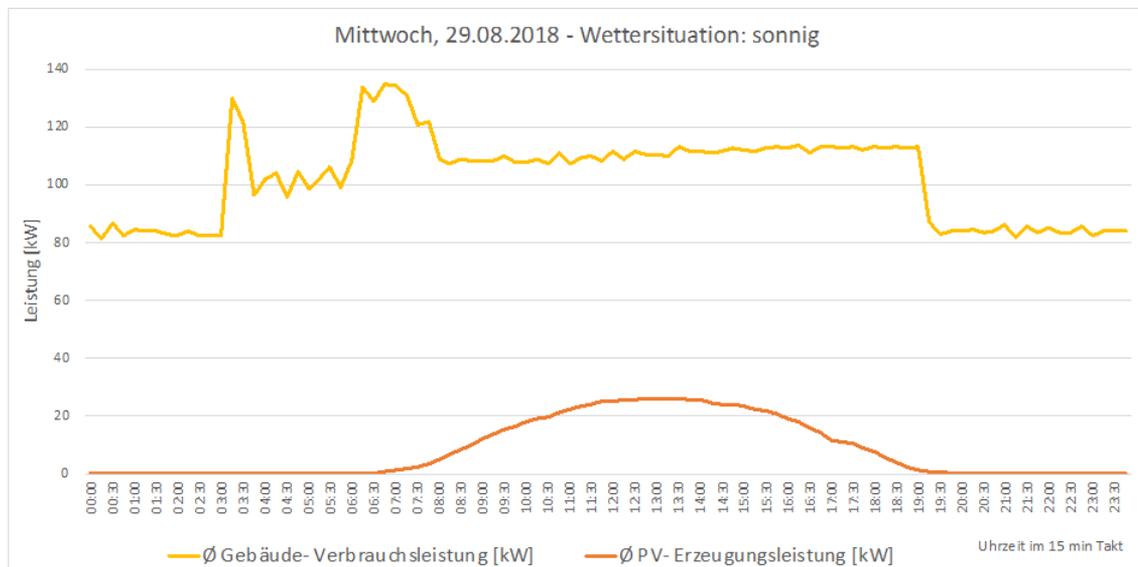


Abbildung 39: Darstellung der Gebäudelast und der PV-Leistung an einem sonnigen Tag (29.08.2018), ohne Manipulation (oben) sowie mit Manipulation (Faktor 10) der PV-Leistung (unten)

**Manipulation der Daten im Betrieb:** Bei der Auswertung der Verbrauchsdaten hat sich gezeigt, dass die durchschnittliche Gebäudelast deutlich größer ist als die installierte PV-Leistung. Der PV-Direktnutzungsanteil liegt damit auch ohne Speicher bei 100 %. Das hat zur Folge, dass der Speicher bei einer eigenverbrauchsoptimierten Bewirtschaftung selbst an einem sonnigen Tag nie beladen werden würde (siehe Abbildung 39 links).

Um die eigenverbrauchsoptimierte Bewirtschaftungsform dennoch bewerten zu können, wurde die Gebäudelast für einen begrenzten Zeitraum (von Mitte August 2018 bis Mitte Jänner 2019) als Eingangsparameter für das Energiemanagementsystem um den Faktor 10 verringert (siehe Abbildung 39 rechts). Der Verbrauch des Gebäudes wurde jedoch weiterhin korrekt aufgezeichnet, der gemessene Datensatz in Bezug auf den Gebäudeverbrauch wurde somit nicht verfälscht.

### 7.1.3. Auswertung eigenbedarfsoptimierte Betriebsweise des Speichers

Von 16.08.2018 bis 23.05.2019 wurde das Batteriespeichersystem in der FutureBase eigenverbrauchsoptimiert betrieben. War die PV-Erzeugung größer als der Verbrauch, wurde der Speicher geladen, im umgekehrten Fall entladen. Exemplarisch für den Messzeitraum werden im folgenden Abschnitt ein sonniger sowie ein bewölkter Tag dargestellt.

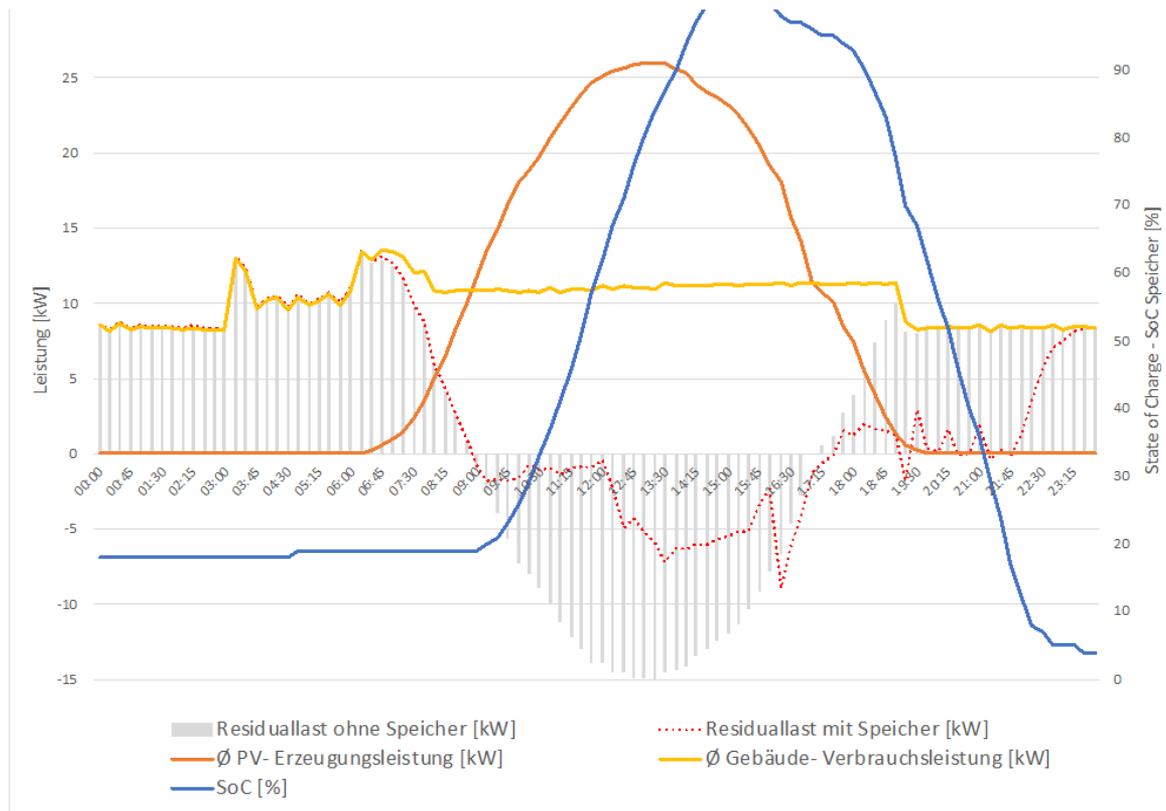


Abbildung 40: Episode 1 – 29.08.2018 – eigenbedarfsoptimierte Betriebsweise des Speichers

**Episode 1 (sonnig):** Wie in Abbildung 40 ersichtlich, übersteigt die PV Erzeugung ab ca. 09:00 den Verbrauch, der Speicher wird in der Folge vollständig geladen. Ab Mittag wird auch ins Netz eingespeist, da die Ladeleistung des Speichers nicht ausreicht, um den PV Überschuss vollständig einzuspeichern. Die maximale PV Leistung liegt an diesem Tag bei 26 kW. Ab ca. 16:00 Uhr kann die PV-Anlage den Bedarf des Gebäudes nicht mehr decken, daher wird parallel zur PV Erzeugung auch der Speicher entladen. Ab ca. 19:00 Uhr wird das Gebäude ausschließlich aus dem Speicher versorgt. Ab ca. 21:30 wird auch Energie aus dem Netz bezogen, ab ca. 22:30 ist der Speicher vollständig entladen.

**Episode 3 (bewölkt):** Wie in Abbildung 41 ersichtlich, kann die PV an stark bewölkten Tagen den Gebäudeverbrauch nicht decken. Die PV Erzeugung wird zur Gänze unmittelbar verbraucht, der Speicher wird nicht geladen. Die maximale PV Leistung liegt an diesem Tag bei 12,7 kW.

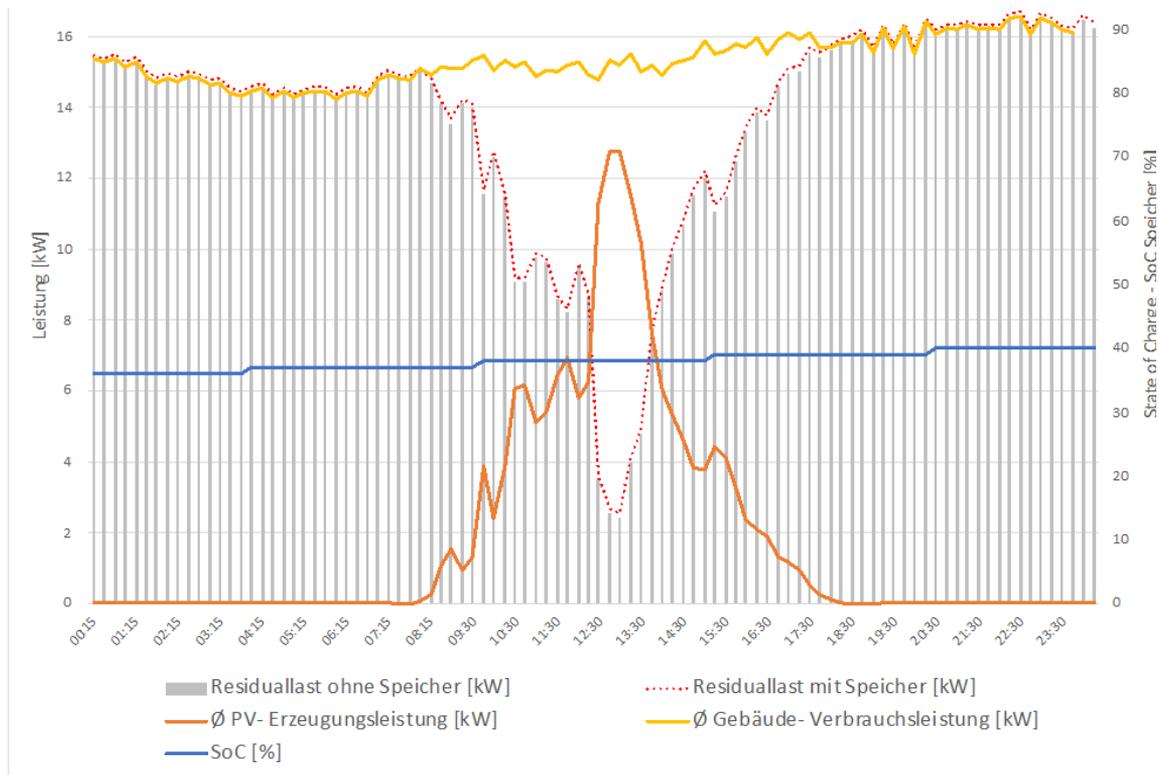


Abbildung 41: Episode 3 – 23.10.2018 – eigenbedarfsoptimierte Betriebsweise des Speichers

#### 7.1.4. Auswertung Lastspitzenreduktion mittels Speicher

Wie bereits in Abschnitt 6.3.1 Energiemanagement beschrieben, wurden verschiedene Ansätze zur Lastspitzenreduktion implementiert und im Realbetrieb und/oder in der Simulation getestet.

Im Zeitraum von 24.05.2019 bis 30.06.2019 wurde die Betriebsweise „statische Lastspitzenreduktion“ getestet (siehe Abschnitt 6.3.1). Dabei wurde einmalig eine statische Leistungsgrenze (130 kW) vorgegeben, die aus der Jahresdauerlinie bzw. der durchschnittlichen Gebäudelast von 124,3 kW abgeleitet wurde. Wird diese überschritten, wird der Speicher entladen, wird diese unterschritten, wird der Speicher mittels PV oder aus dem Netz geladen. Auf den Einsatz einer Prognose wurde verzichtet. Exemplarisch für den Messzeitraum werden im folgenden Abschnitt ausgewählte Episoden veranschaulicht und bewertet.

Episode 3 (19.06.2019): Episode 3 zeigt die erfolgreiche Reduktion einer auftretenden Lastspitze. Die Residuallast übersteigt nur einmal für kurze Zeit die statische Leistungsgrenze. Der Speicher ist zu diesem Zeitpunkt ausreichend geladen und kann somit die Lastspitze mit der maximal möglichen Entladeleistung von knapp 12 kW reduzieren. Da die Lastspitze nur kurz andauert und die Residuallast danach unter der Leistungsgrenze liegt, ist der ohnehin nur teilweise entladene Speicher bereits nach kurzer Zeit wieder vollständig geladen.

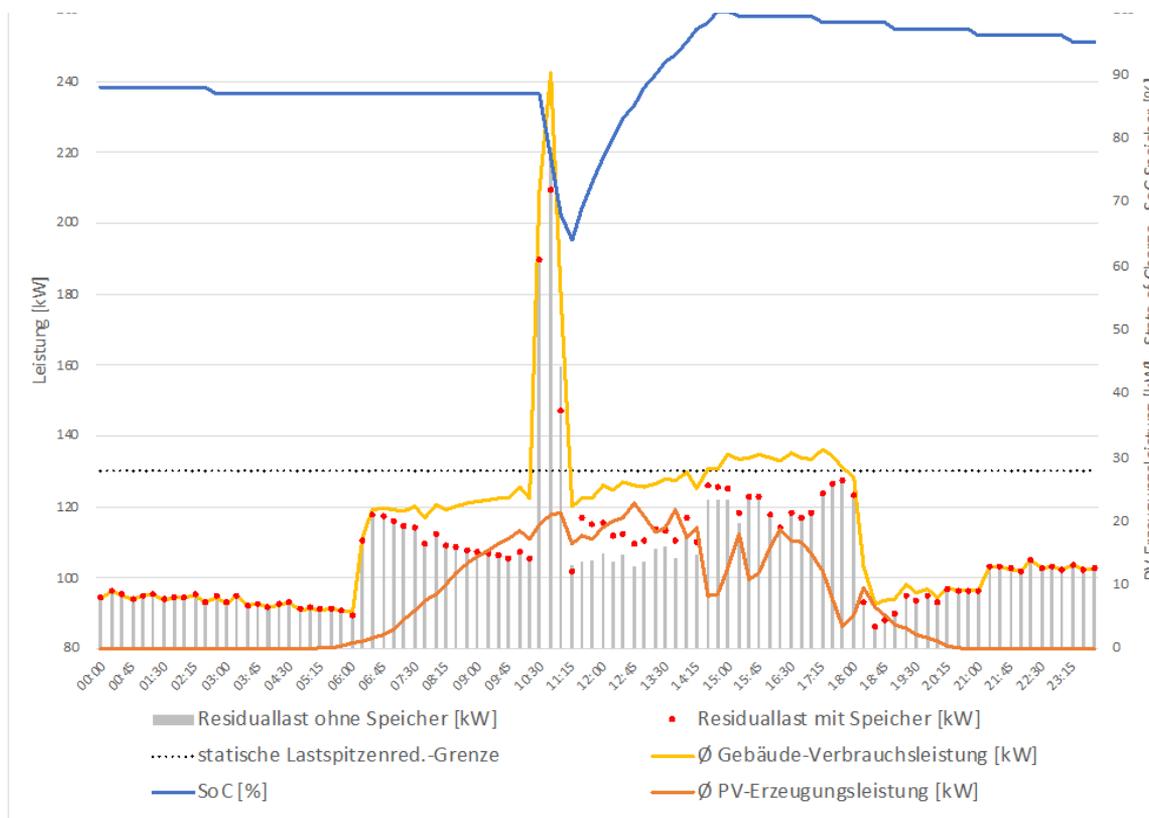


Abbildung 42: Episode 3 – 19.06.2019 – statische Lastspitzenreduktion mittels Speicher

**Episode 2 (05.06.2019):** Auch Episode 2 (ersichtlich in Abbildung 43) zeigt die erfolgreiche Reduktion einer auftretenden Lastspitze. In den frühen Morgenstunden wird der Speicher auf über 80 % geladen, da die Residuallast unterhalb der statischen Leistungsgrenze liegt. Die Residuallast liegt – auch aufgrund der PV-Erzeugung von bis zu 25 kW (Hinweis: Darstellung der PV-Erzeugungsleistung auf Sekundärachse) – den ganzen Tag unterhalb der Leistungsgrenze. Erst in den Abendstunden übersteigt diese die Leistungsgrenze und der Speicher wird mit der maximal möglichen Entladeleistung von 14,7 kW entladen. Nach ca. zwei Stunden sinkt die Residuallast wieder ab, liegt jedoch weiterhin über der Entladegrenze. Der Speicher ist jedoch bereits vollständig entladen, eine weitere Reduktion der Residuallast ist somit nicht möglich. Wie in Abbildung 43 ersichtlich, konnte die maximale Lastspitze gerade noch vollständig reduziert werden. Hätte die Lastspitze jedoch länger andauert, wäre keine weitere Reduktion mehr möglich gewesen und es hätte sich die gleiche Situation wie in den Morgenstunden eingestellt. Dies zeigt, wie wichtig ein funktionierendes Prognosesystem – im Idealfall mit laufender Fehlerkorrektur – ist, vor allem bei auftretenden Hochlastphasen.

Abbildung 43 zeigt, dass die maximal verfügbare Entladeleistung mit sinkendem SoC sinkt. Über die Dauer der Speicherentladung fällt die Lastspitzenreduktion dadurch immer geringer aus.

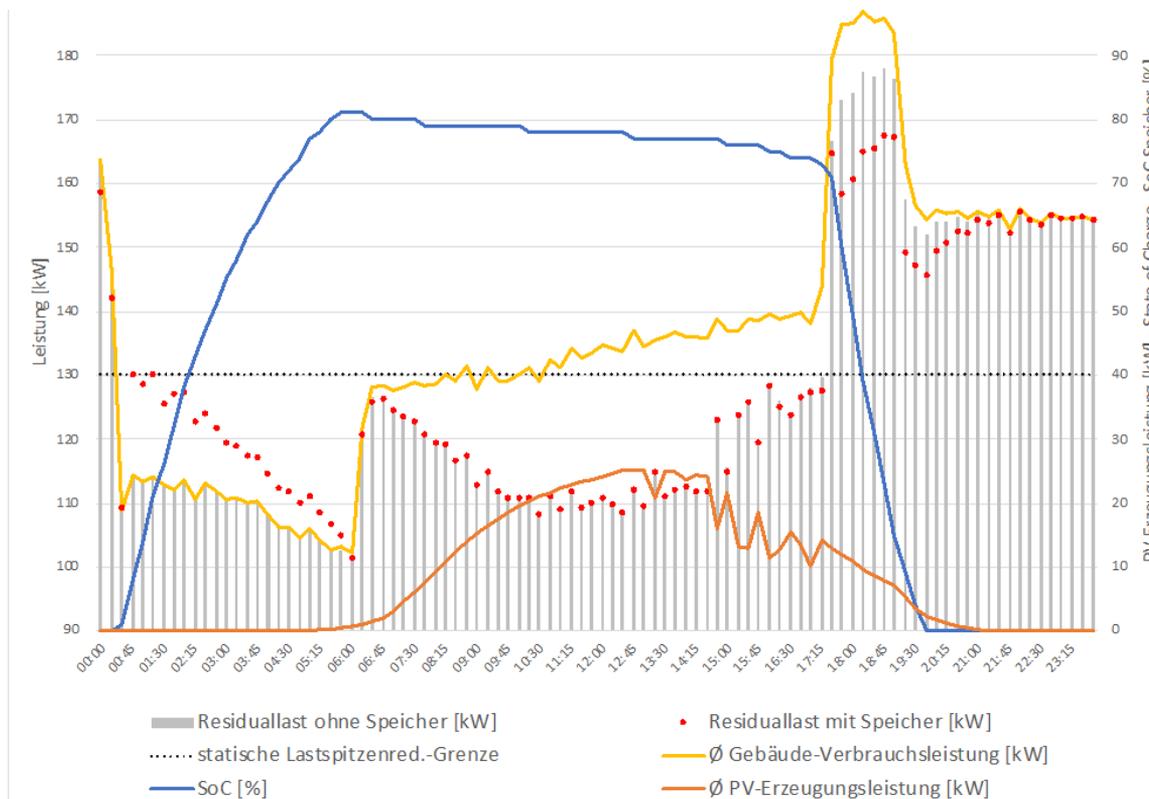


Abbildung 43: Episode 2 – 05.06.2019 – statische Lastspitzenreduktion mittels Speicher

**Episode 4 (28.06.2019):** Auch Episode 4 (ersichtlich in Abbildung 44) zeigt, dass die Reduktion von Lastspitzen ohne ein funktionierendes Prognosesystem nur bedingt möglich ist. Wie bei Episode 2 lag die Residuallast ganztags unterhalb der definierten statischen Leistungsgrenze. Erst am späten Nachmittag übersteigt die Residuallast die statische Leistungsgrenze. Dies hat zur Folge, dass der Speicher mit der maximal möglichen Entladeleistung von 10,4 kW entladen wird, die Lastspitze kann dadurch zumindest zu Beginn erfolgreich reduziert werden. Aufgrund der Dauer der Lastspitze (Hochlastphase) kann diese jedoch nicht vollständig reduziert werden, da der Speicher bereits vorzeitig entleert wurde. Mit einer zuverlässigen Prognose hätte dies verhindert werden können, da unter Berücksichtigung der voraussichtlichen Dauer der Lastspitze die Entladeleistung reduziert werden hätte können. Darüber hinaus zeigt sich auch bei Episode 4 deutlich, dass die maximal verfügbare Entladeleistung mit sinkendem SoC sinkt.

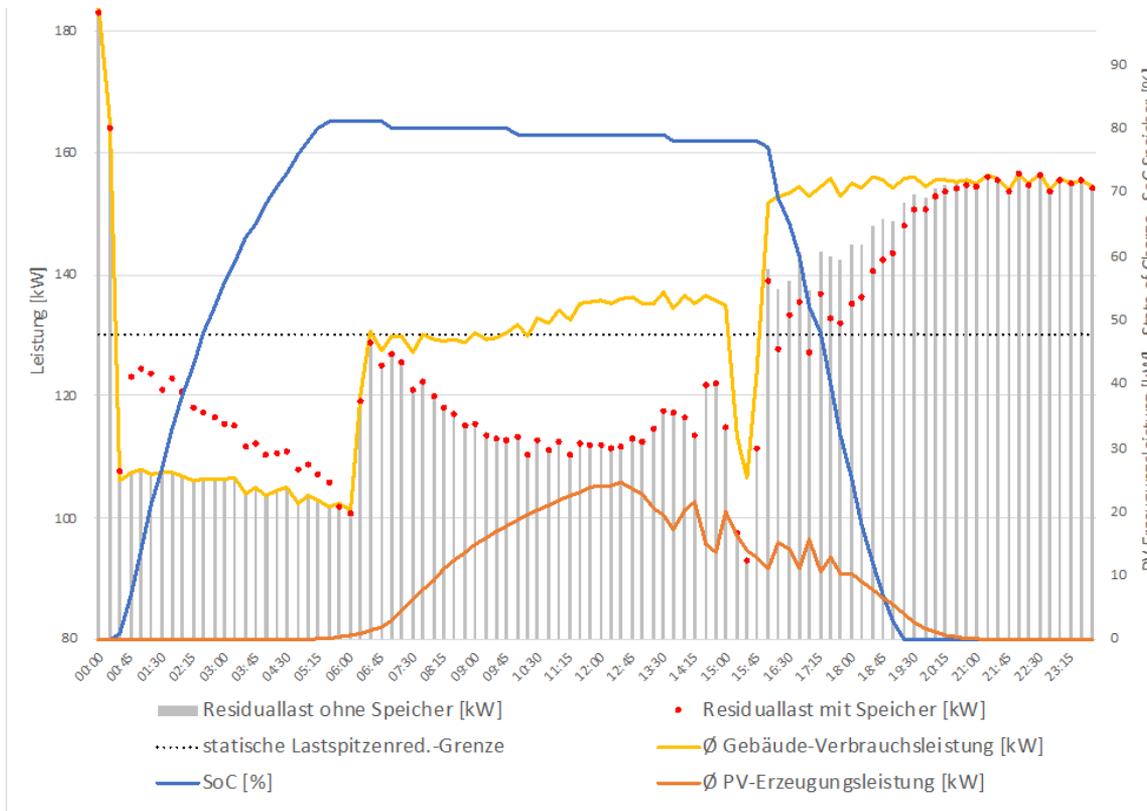


Abbildung 44: Episode 4 – 28.06.2019 – statische Lastspitzenreduktion mittels Speicher (eigene Darstellung)

### 7.1.5. Auswertung Wirkungsgradberechnung des Speichers

Um den Wirkungsgrad des Speichers aus den historischen Daten zu berechnen, wurde in den aufgezeichneten Messdaten aus der FutureBase gezielt nach Zeiträumen gesucht, in denen die Batterie im Testbetrieb von einem geringen SoC ohne Unterbrechung vollständig beladen und in der Folge ebenfalls ohne Unterbrechung wieder auf den ursprünglichen SoC entladen wurde.

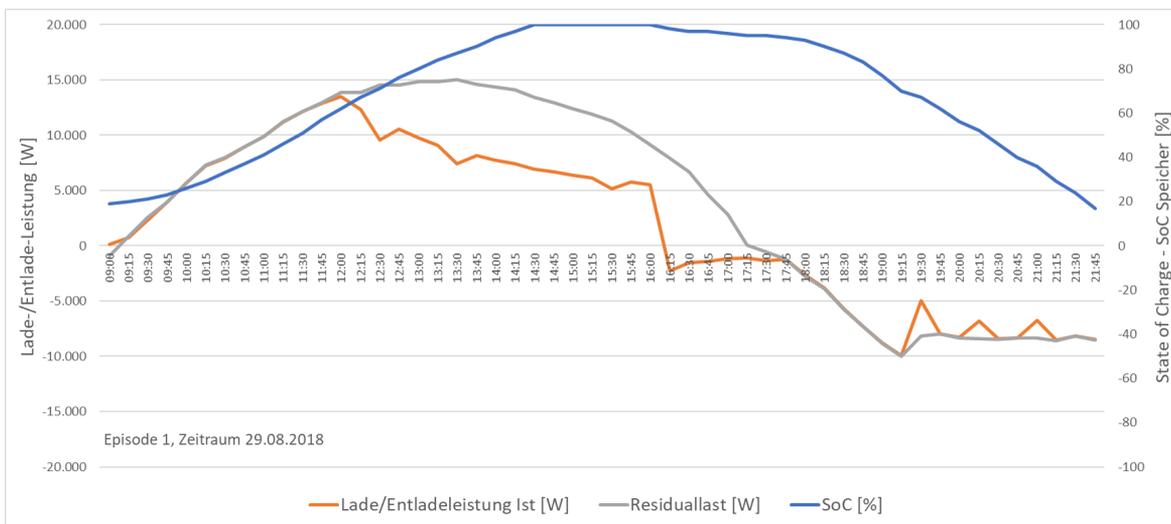


Abbildung 45: Episode 1 – 29.08.2018 – Residuallast, Lade-/Entladeleistung und SoC

Eine dieser Episoden ist in Abbildung 45 dargestellt. Zum Startzeitpunkt des Ladevorganges lag der SoC bei 18 %. Um ca. 14:30 Uhr war der Speicher vollständig geladen. Ab ca. 16:15 Uhr wurde der Speicher wieder auf einen SoC von 17 % entladen. Die maximale Ladeleistung betrug knapp 13,5 kW, die maximale Entladeleistung knapp 10 kW. Insgesamt wurden 47 kWh in den Speicher geladen, bzw. 31 kWh entladen. Der errechnete Speicherwirkungsgrad beträgt somit 66,4 %.

Insgesamt wurden sechs verschiedene Episoden ausgewertet (siehe Tabelle 7). Für diese sechs Episoden wurde die geladene und die entladene elektrische Energie des Speichers ermittelt und darauf aufbauend mit folgender Formel (1) der Wirkungsgrad errechnet:

$$\eta_{\text{Speicher}} = \frac{\text{Nutzen}}{\text{Aufwand}} = \frac{\Sigma \text{Energie}_{\text{Entladung}}}{\Sigma \text{Energie}_{\text{Beladung}}} \quad (1)$$

Die Wirkungsgrade der Episoden variieren dabei zwischen ca. 59 % und 66 %. Der durchschnittliche Wirkungsgrad über alle Episoden hinweg beträgt 62,4 und liegt damit etwas unterhalb der im Labor ermittelten Wirkungsgrade.

*Tabelle 12: Gesamtwirkungsgrad im Realbetrieb bei unterschiedlichen Be- und Entladeleistungen*

Episode, Datum	Durchschnittliche Ladeleistung	Durchschnittliche Entladeleistung	Energie zur vollständigen Beladung	davon nutzbare Energie	Wirkungsgrad
29.08.2018	7.890 W	-4.730 W	47.063 Wh	31.242 Wh	66,38 %
07.09.2018	7.511 W	-5.039 W	51.021 Wh	31.278 Wh	61,30 %
08.09.2018	7.612 W	-4.095 W	52.560 Wh	33.180 Wh	63,13 %
09.09.2018	7.815 W	-4.362 W	53.283 Wh	33.056 Wh	62,04 %
12.09.2018	7.525 W	-5.572 W	52.957 Wh	33.174 Wh	62,64 %
26.10.2018	5.468 W	-4.627 W	29.456 Wh	17.294 Wh	58,71 %

#### 7.1.6. Resümee

Zusammenfassend zeigt sich, dass kurz andauernde Lastspitzen mittels statischer Lastspitzenreduktion ohne Prognose effizient reduziert werden können. Die statische Lastspitzenreduktion ist jedoch nicht geeignet, um länger andauernde Lastspitzen (Hochlastphasen) zu reduzieren, deren Dauer länger ist als die Entladezeit des Speichers bei maximaler Entladeleistung. Da die Lastspitzenreduktion immer mit maximal möglicher Entladeleistung durchgeführt wird, ist der Speicher bei länger andauernden Lastspitzen vorzeitig entladen. Die Lastspitze kann somit nicht vollständig reduziert werden. Eine Reduktion der Entladeleistung kann hier Abhilfe schaffen. Dazu muss jedoch die voraussichtliche Dauer einer solchen Hochlastphase bekannt sein, wofür wiederum zuverlässiges Prognosesystem erforderlich ist.

Darüber hinaus zeigt der Realbetrieb, dass der im Datenblatt angegebene Gesamtwirkungsgrad von 80 bis 90 % in der Praxis nicht erreicht wird. Auch bei geringen durchschnittlichen Lade- und Entladeleistungen im Bereich von 5 bis 8 kW (Nennleistung ca. 13 kW, Maximalleistung 23,4 kW) beträgt der ermittelte Gesamtwirkungsgrad des Batteriespeichersystems nur 60 bis 65 % und liegt damit deutlich unterhalb der durchschnittlichen Wirkungsgrade von Lithium-Ionen-Speicher mit 80 bis 95 % (Kairies et al 2016).

Um Wirkungsgrade ähnlich eines Lithium-Ionen Systems zu erreichen, muss laut Datenblatt die Lade- und Entladeleistung auf ca. 2 kW reduziert werden (bei einer Nutzkapazität von 25,9 kWh). Dies entspricht einem Verhältnis zwischen Leistung und Kapazität von ca. 1:10. Lithium-Ionen-Systeme weisen hingegen ein Verhältnis von ca. 1:2 bzw. geringer auf (Fronius International 2019). Durch die sehr niedrige verfügbare Be- und Entladeleistung eignet sich der Batteriespeicher daher nicht, um Last- oder Erzeugungsspitzen zu reduzieren.

## 8. Systemmodellierung

Auf Basis der Erkenntnisse aus dem Realbetrieb wurde in der Folge ein Simulationsmodell entwickelt, das alternative Regelstrategien zur Lastspitzenreduktion und unterschiedlichen Konfigurationen der technischen Komponenten (z. B. Veränderung der PV-Leistung bzw. der Speicherleistung und -kapazität) ermöglicht. Darüber hinaus ermöglicht das Simulationsmodell eine energietechnische und wirtschaftliche Bewertung der gewählten Szenarien über ein Jahr hinweg.

### 8.1. Dynamische Lastspitzenreduktion

Wie in Abbildung 46 ersichtlich, bilden Prognosedaten für Verbrauch und Erzeugung in einer Auflösung von 15 Minuten die Basis für die prädiktive Berechnung des Speicherfahrplans. Die Prognosedaten werden vom KNN alle 15 Minuten neu für die darauffolgenden 24 Stunden erhoben. Der Prognosedatensatz besteht somit aus insgesamt 96 Viertelstunden-Mittelwerten. Weitere Eingangsparameter sind Leistung und nutzbare Speicherkapazität des Batteriespeichers sowie – in der Simulation – der Wirkungsgrad des Batteriespeichers.

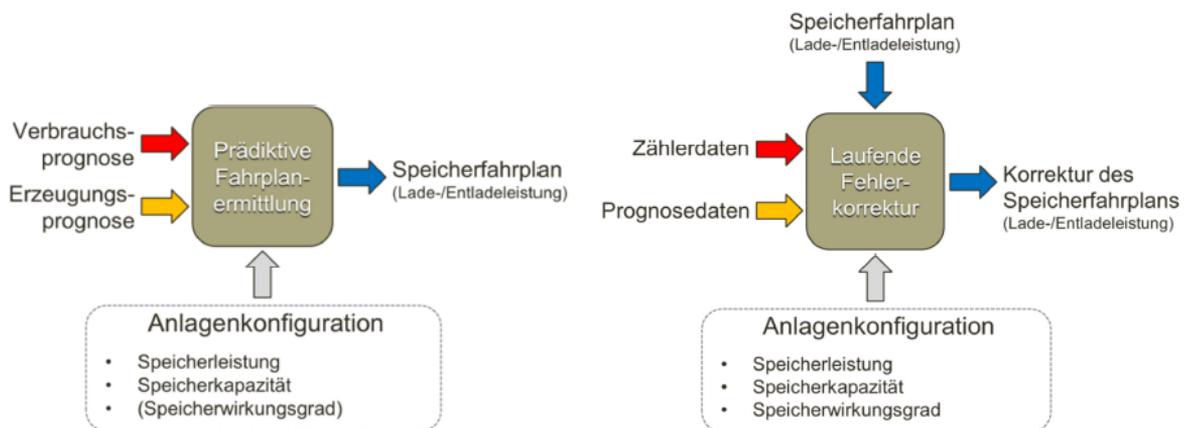


Abbildung 46: Prädiktive Fahrplanermittlung und laufende Fehlerkorrektur (Rosner 2018)

Anmerkung: In der Simulation wird der Batteriespeicher als idealer Speicher angenommen. Mögliche Verluste z. B. durch Selbstentladung, Eigenverbrauch werden nicht berücksichtigt. Der Wirkungsgrad beträgt folglich 100 %.

Aufbauend auf der Last- und Erzeugungsprognose erfolgt die schrittweise Annäherung an den optimalen Speicherfahrplan (siehe Abbildung 47). Die maximal mögliche Reduktion wird dabei durch die verfügbare Lade- bzw. Entladeleistung des Speichers bestimmt. Ausgangsbasis ist die höchste prognostizierte Residuallast (Netzbezugsmaxima), die als Initialwert für den Schwellenwert gesetzt wird. Der Schwellenwert dient als Grenze zwischen Ladebereich und Entladebereich des Speichers. Liegt die Residuallast über dem Schwellenwert soll der Speicher entladen werden, liegt die Residuallast unter dem Schwellenwert, kann der Speicher geladen werden.

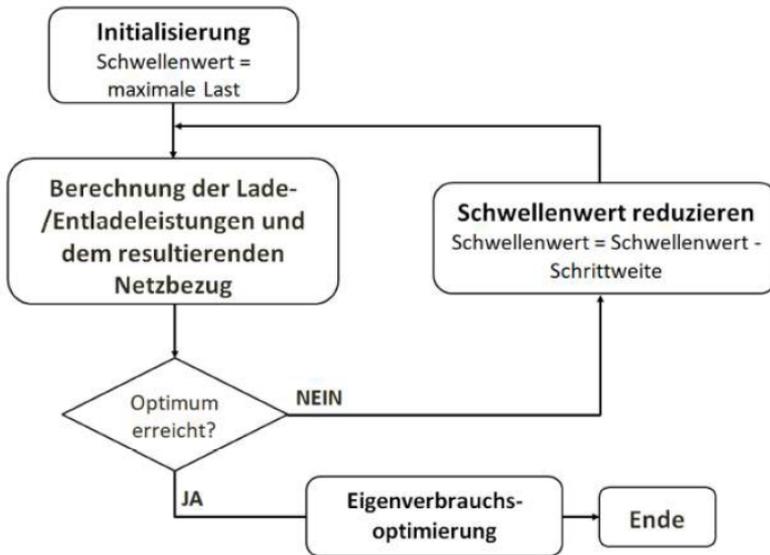


Abbildung 47: Iterative Annäherung an den optimalen Speicherfahrplan

Dieser Schwellenwert wird in der Folge so lange um eine Schrittweite herabgesetzt, bis eine weitere Absenkung des Schwellenwertes keine Reduktion des Netzbezugsmaximums mehr bewirkt.

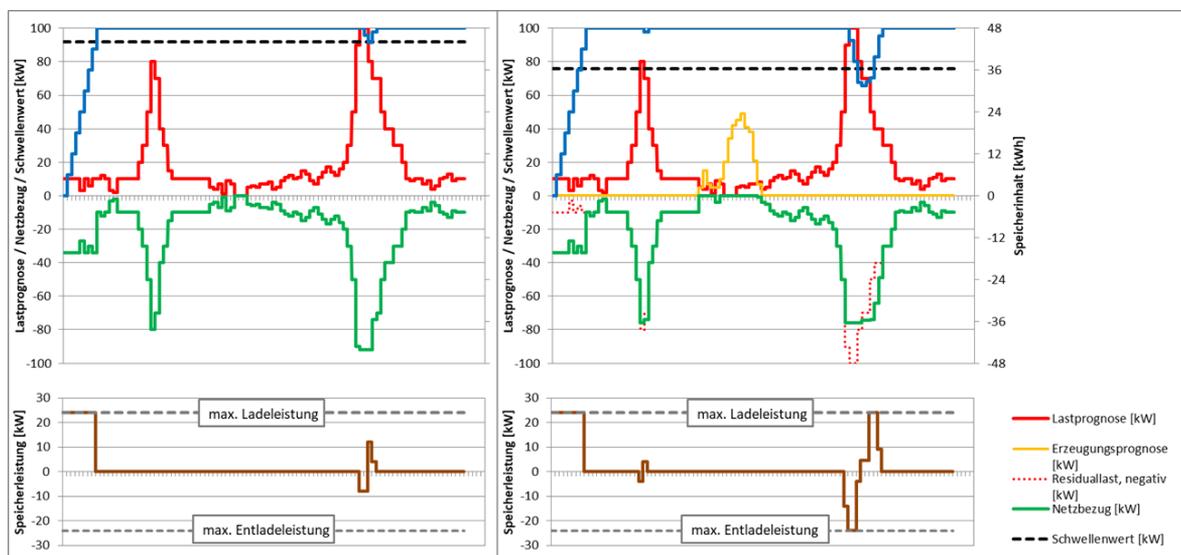


Abbildung 48: Funktionsweise der prädiktiven Speicherfahrplanermittlung vor (links) und nach erfolgter Optimierung (Mitte)

Abbildung 48 zeigt anhand eines beispielhaften Lastgangs die beschriebene Vorgehensweise. In diesem Beispiel bewegt sich die prognostizierte Last zwischen 0 und 100 kW. Eine Stromerzeugungsanlage ist nicht vorhanden. Der Speicher hat eine nutzbare Kapazität von 48 kWh sowie eine maximale Be- und Entladeleistung von 24 kW. Die linke Grafik stellt die Ausgangssituation dar: Der Schwellenwert liegt bei 92 kW und damit nur knapp unterhalb der maximalen Lastspitze. Dadurch fällt die Reduktion der Lastspitze äußerst gering aus. Gleich zu Beginn der Periode wird der Speicher bis zum maximalen Ladezustand geladen, da die Last in diesem Bereich unter dem Schwellenwert liegt. In der rechten Grafik ist die maximale mögliche Reduktion der Lastspitze zu

sehen. Der Schwellenwert und damit auch die Lastspitze konnten auf 76 kW reduziert werden. Bei diesem Schwellenwert ist das Optimum erreicht, da dies der maximal möglichen Reduktion von 24 kW entspricht.

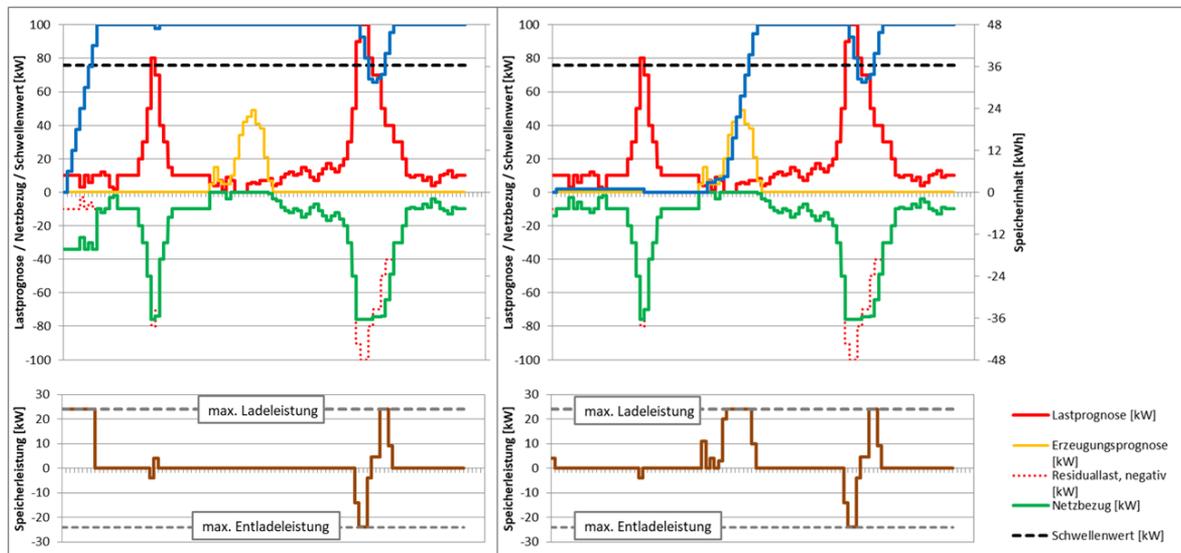


Abbildung 49: Funktionsweise der prädiktiven Speicherfahrplanermittlung vor (links) und nach Berücksichtigung einer möglichen PV Erzeugung (Mitte) sowie nach PV (rechts)

Ist das Optimum erreicht, gilt die schrittweise Ermittlung des optimalen Speicherfahrplans als abgeschlossen. Eine mögliche PV-Erzeugung wurde bisher jedoch noch nicht berücksichtigt. Dies erfolgt nun in einem zweiten Schritt, mit dem Ziel den PV-Direktnutzungsanteil zu erhöhen. Dazu wird die Beladung des Speicherfahrplans zeitlich verzögert, ohne jedoch den zuvor berechneten Speicherfahrplan negativ zu beeinflussen. Abbildung 49 zeigt den optimierten Speicherfahrplan ohne (links) und mit (rechts) Eigenverbrauchsoptimierung. Ohne Berücksichtigung einer möglichen Erzeugung wird der Batteriespeicher gleich zu Beginn der Periode vollständig beladen. Dadurch ist zum Zeitpunkt des PV Überschusses der maximale Ladezustand des Speichers bereits erreicht. Der PV Überschuss kann somit nicht in den Speicher geladen werden. Durch die Eigenverbrauchsoptimierung wird der Fahrplan dahingehend angepasst, dass der Speicher zu Beginn der Periode nur soweit aufgeladen wird, damit die erste, kleinere Lastspitze auf den vorgegebenen Schwellenwert von 76 kW reduziert werden kann. Erst zum Zeitpunkt des PV Überschusses wird der Speicher vollgeladen. Stellt sich die prognostizierte PV-Erzeugung nicht ein, wird der Speicher aus dem Netz geladen.

### 8.1.1. Laufende Fehlerkorrektur

Im Realbetrieb kann es aus unterschiedlichen Gründen zu Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den prognostizierten Verbrauchs- bzw. Erzeugungswerten kommen. Diese Prognosefehler können unterschiedlicher Natur sein z. B. können Lastspitzen früher oder später als prognostiziert auftreten, zur Gänze ausbleiben (siehe Abbildung 50 links) oder unerwartet auftreten, obwohl diese nicht prognostiziert wurden (siehe Abbildung 50 rechts). Daher bilden eine laufende

Fahrplanoptimierung bzw. Fehlerkorrektur den zweiten zentralen Baustein der MATLAB-Regelalgorithmen.

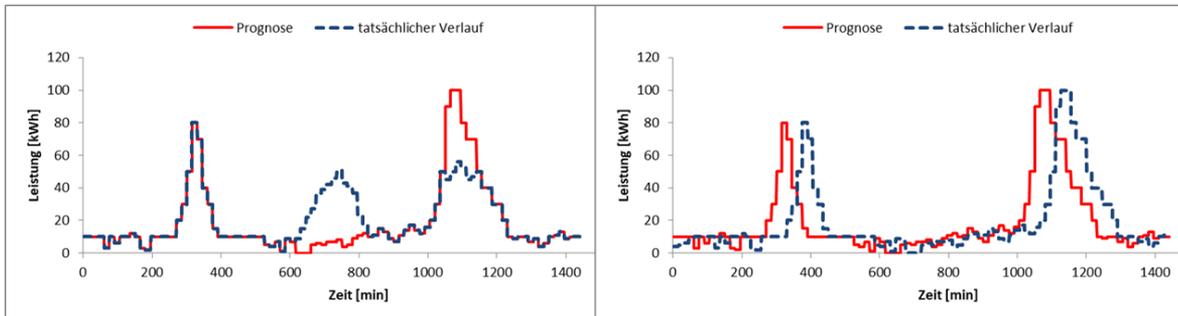


Abbildung 50: Prognosefehler: unerwartetes Ausbleiben bzw. auftreten von Lastspitzen (links) bzw. zeitliche Verschiebung prognostizierter Lastspitzen (rechts)

Die laufende Fehlerkorrektur übernimmt dabei die Aufgabe, die laufende Periode (15 min) bis zur nächsten prädiktiven Fahrplanermittlung zu überwachen und bei Prognosefehlern gegenzusteuern. Der prädiktiv ermittelte Speicherfahrplan bildet dafür die Grundlage. Die Fehlerkorrektur wird simultan mit der Zählerabfrage durchgeführt. Diese erfolgt alle fünf Sekunden. Aus der Differenz der gemessenen und der prognostizierten Residuallast wird die Prognoseabweichung ermittelt. Wird eine nennenswerte Differenz festgestellt, wird die laut Fahrplan aktuelle Lade- oder Entladeleistung, unter Einhaltung der technologisch bedingten Minimal- und Maximalwerte, geringfügig reduziert.

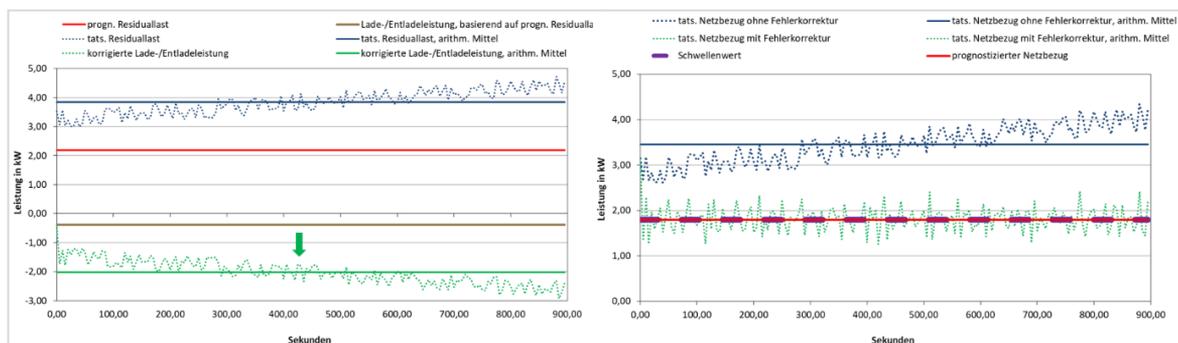


Abbildung 51: Funktionsweise der laufenden Fehlerkorrektur – beispielhafter Verlauf einer Viertelstunde mit Korrektur einer zu niedrig prognostizierten Residuallast (links) sowie Veränderung der Netzbezugs durch die Korrektur (rechts)

Abbildung 51 zeigt dabei eine exemplarische Viertelstunde (links), innerhalb der die gemessene Residuallast (in blau) höher ist als die prognostizierte Residuallast von etwa 2,2 kW (in rot). Zusätzlich ist eine Tendenz der tatsächlichen Residuallast nach oben ersichtlich, wodurch der Prognosefehler im Laufe der Periode zunimmt. Daher wird die Entladeleistung des Speichers alle fünf Sekunden korrigiert, wodurch die tatsächliche Entladeleistung von -0,4 kW (in braun, basierend auf prognostizierter Residuallast) auf durchschnittlich -2 kW (in grün) erhöht wird. Die korrigierte Entladeleistung weist entsprechend des Verlaufs der tatsächlichen Residuallast eine Tendenz nach unten auf. Abbildung 51 zeigt (rechte Grafik) den Verlauf des Netzbezugs – prognostiziert und tatsächlich – dieser Viertelstunde. Ohne laufende Fehlerkorrektur würde der resultierende Netzbezug (in blau) den geplanten Schwellenwert der prädiktiven Speicherfahrplanermittlung

(strichliert) übersteigen. Durch die Korrektur der Entladeleistung des Speichers (in rot) kann dies jedoch verhindert werden.

## 8.2. Simulation ausgewählter Privathaushalte sowie Gewerbebetriebe

Um den in Abschnitt 8.1 beschriebenen Regelalgorithmus zur prädiktiven Speicherfahrplanermittlung zu testen sowie den Einfluss unterschiedlicher Verbrauchs- und Erzeugungsprofile zu untersuchen, wurde je 15 private und gewerbliche Verbrauchsprofile simuliert (siehe Tabelle 13 und Tabelle 14). Für jedes Profil wurden je drei Simulationsläufe – (1) ohne Speicher, (2) mit Speicher und dynamischer Lastspitzenreduktion sowie (3) mit Speicher und eigenverbrauchsoptimierter Bewirtschaftung – durchgeführt, jeweils mit idealer sowie mit einer realen fehlerhaften Prognose.

Tabelle 13: Stammdaten der Simulationsprofile – private Stromabnehmer

Haushalt	private_1	private_2	private_3	private_4	private_5	private_6	private_7	private_8
Jahresverbrauch [kWh]	3.366	6.242	5.102	3.369	6.262	5.992	4.465	4.191
Jahreserzeugung [kWh]	4.501	11.852	5.497	8.452	3.522	6.928	10.752	3.435
maximale Last [kW]	3,94	8,33	5,32	5,59	7,94	5,64	5,62	6,27
maximale PV-Leistung [kW]	6,95	12,82	6,86	8,10	3,53	6,89	8,24	6,81
Speicherkapazität [kWh]	6,7	12,5	6,1	6,7	1,1	4,5	8,9	8,4
Speicherleistung [kW]	3,35	6,25	3,05	3,35	0,55	2,25	4,45	4,2
Haushalt	private_9	private_10	private_11	private_12	private_13	private_14	private_15	
Jahresverbrauch [kWh]	4.834	3.946	6.066	5.670	5.445	4.383	3.729	
Jahreserzeugung [kWh]	8.143	4.927	4.405	4.164	4.715	2.523	3.536	
maximale Last [kW]	6,56	4,10	11,45	4,92	7,80	5,24	4,10	
maximale PV-Leistung [kW]	15,46	4,52	4,66	3,06	9,32	3,15	6,80	
Speicherkapazität [kWh]	9,7	3	1,7	1	10,9	1	7,5	
Speicherleistung [kW]	4,85	1,5	0,85	0,5	5,45	0,5	3,75	

Tabelle 14: Stammdaten der Simulationsprofile – industrielle Stromabnehmer

Haushalt	service_1	service_2	service_3	service_4	service_5	service_6	service_7	service_8
Jahresverbrauch [kWh]	6.784	10.730	7.986	11.767	7.023	7.810	13.256	6.369
Jahreserzeugung [kWh]	8.726	9.907	9.874	6.891	5.097	8.086	8.481	10.251
maximale Last [kW]	11,55	11,65	6,73	19,40	7,39	8,52	10,62	8,21
maximale PV-Leistung [kW]	7,37	9,31	9,40	17,20	7,50	7,19	8,99	15,85
Speicherkapazität [kWh]	5	5,4	6,4	18,2	5,1	4,3	2,7	12,7
Speicherleistung [kW]	2,5	2,7	3,2	9,1	2,55	2,15	1,35	6,35
Haushalt	service_9	service_10	service_11	service_12	service_13	service_14	service_15	
Jahresverbrauch [kWh]	12.980	9.577	7.701	9.642	8.585	8.992	7.737	
Jahreserzeugung [kWh]	8.554	9.455	4.800	5.406	3.813	30.628	7.970	
maximale Last [kW]	7,96	7,13	11,63	10,12	11,19	18,00	10,71	
maximale PV-Leistung [kW]	8,22	7,57	3,34	6,18	5,09	42,46	5,34	
Speicherkapazität [kWh]	1,6	2,6	0,5	1,2	0,9	18	1,5	
Speicherleistung [kW]	0,8	1,3	0,25	0,6	0,45	9	0,75	

Für die Bewertung wurden unter anderem folgende KPIs festgelegt:

- Netzbezugsmaximum: Da die Speicherbewirtschaftung zur Lastspitzenreduktion primär darauf abzielt, die Residuallast, also den resultierenden Netzbezug, in einem möglichst

schmalen Band zu halten, ist das Leistungsmaximum über einen definierten Zeitraum ein maßgebliches Bewertungskriterium.

- Arithmetischer Mittelwert der Netzbezugs-Viertelstunden-Monatsmaxima: Ist eine Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt vorgesehen beziehungsweise vorhanden, wird das Netznutzungsentgelt sowie - falls in der Tarifstruktur vorgesehen - der Leistungsanteil des Energiepreises auf Basis des arithmetischen Mittelwerts, der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung berechnet (E-Control 2017). Daher ist diese Kennzahl für die Wirtschaftlichkeit eines lastspitzenreduzierenden Speicherbetriebs entscheidend. Im Unterschied zum Netzbezugsmaximum ist bei dieser Kennzahl nicht nur das einmalige Auftreten einer Spitzenleistung innerhalb des Betrachtungszeitraums entscheidend. Durch die Mittelwertbildung der monatsbezogenen Netzbezugsmaxima kann dieser Wert durch Monate mit geringen Leistungswerten deutlich verringert werden.
- Eigenverbrauchsanteil: Der Einsatz des Speichers soll nicht nur zu einer Reduktion des Netzbezugsmaximums führen, sondern auch eine möglichst hohe Nutzung der erneuerbaren Einspeisung zur Folge haben. Der Eigenverbrauchsanteil gibt Aufschluss darüber, welcher Anteil des dezentral erzeugten PV-Stroms direkt zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt werden kann.
- Speichernutzung: Anzahl der für die jeweilige Speicherbewirtschaftungsstrategie benötigten Vollzyklen des Speichers. Dieses Kriterium gibt Aufschluss über die Auslastung des Speichers und ist entscheidend für die Wirtschaftlichkeit des Speichersystems.

Abbildung 52 zeigt exemplarisch den Einfluss der beiden Speicherparameter Kapazität und Leistung.

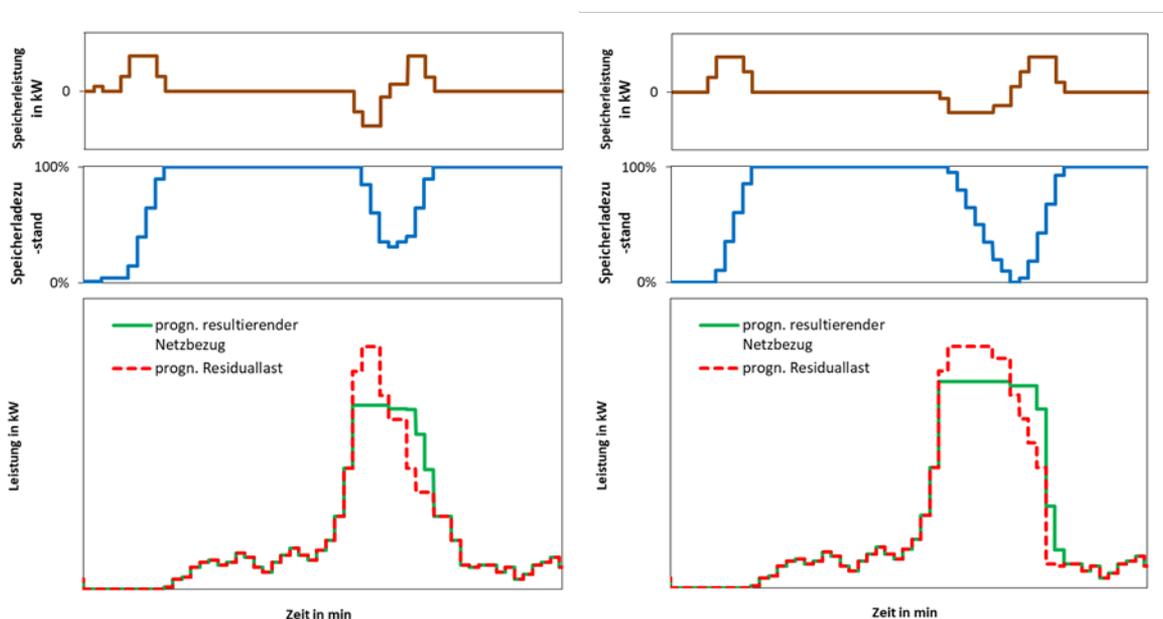


Abbildung 52: Exkurs – Einfluss der Speicherparameter Kapazität und Leistung (links: kurze Lastspitze, rechts: lange Lastspitze / Hochlastphase)

In der linken Grafik ist eine kurze Lastspitze zu sehen, welche mit voller Speicherleistung reduziert werden kann. In diesem Fall entspricht die mögliche Leistungsreduktion der Leistung des Speichers. In der rechten Grafik ist eine Hochlastphase dargestellt. Diese kann aufgrund der Dauer nicht um die volle Speicherleistung reduziert werden, da der Speicherinhalt nicht ausreicht. Dies zeigt, dass zwar die Leistung des Speichers das entscheidende Kriterium für die theoretisch maximal mögliche Leistungsreduktion darstellt, bei Hochlastphasen die Kapazität jedoch ebenfalls Einfluss auf das Reduktionspotential hat.

### 8.2.1. Ergebnisse

Ideale Prognose: Abbildung 53 und Abbildung 54 zeigen ausgewählte energetische Kennwerte aller Simulationsläufe bei idealer Prognose, ohne Speicher (o. Sp.), mit Speicher und dynamischer Lastspitzenreduktion (LSR) sowie mit Speicher und eigenverbrauchsoptimierter Bewirtschaftung (EV). In Hellrot ist die theoretisch maximal mögliche Leistungsreduktion der Spitzenlast dargestellt, in Dunkelrot das prognostizierte Netzbezugsmaximum abzüglich dieses Reduktionspotentials.

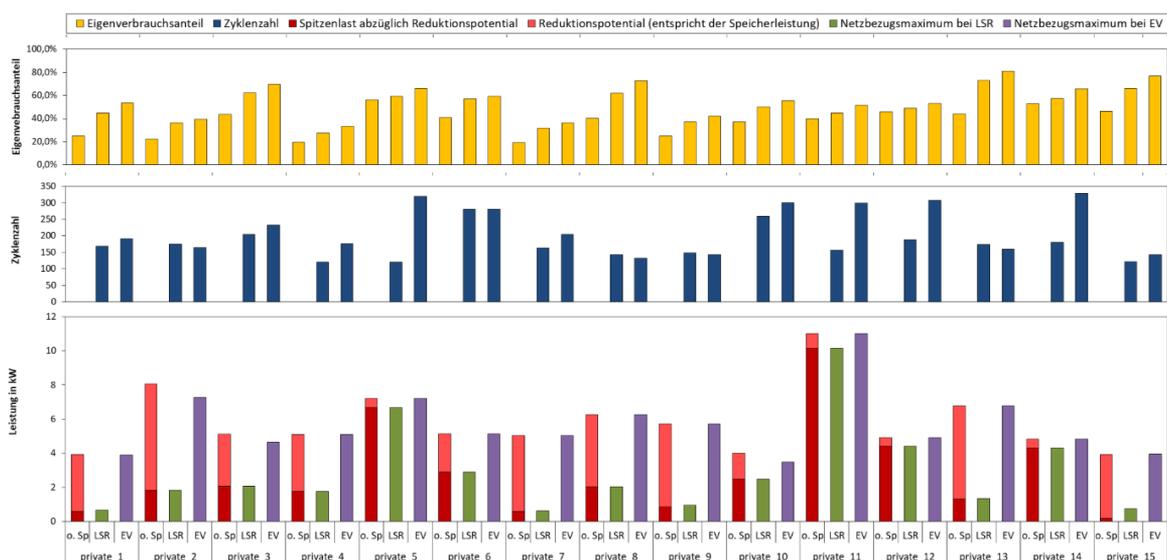


Abbildung 53: Untersuchung der Speicherbewirtschaftung zur Lastspitzenglättung bei idealer Prognose - Energetische Analyse aller Simulationsläufe privater Stromabnehmer (private)

Die Simulationsläufe mit idealer Prognose zeigen, dass das prognostizierte Netzbezugsmaximum (Abbildung 53 und Abbildung 54, in dunkelrot und hellrot) bei fast allen Simulationsprofilen um das maximal mögliche Reduktionspotential reduziert werden kann. Lediglich bei einigen wenigen Profilen (z. B. *private\_1*, *private\_7* oder *private\_15*) kann aufgrund der hohen Lade- und Entladeleistung des Speichers im Vergleich zum Netzbezugsmaximum das Potenzial nicht ausgeschöpft werden. Bei der eigenverbrauchsoptimierten Bewirtschaftung kann in der Regel die Spitzenlast nicht reduziert werden. Nur wenn Lastspitzen zufällig während der Entladung des Speichers auftreten, kommt es zu einer Reduktion.

Im Vergleich zum Betrieb ohne Speicher kann der Direktnutzungsanteil bei der eigenverbrauchsoptimierten Bewirtschaftung im Schnitt um 17,05 Prozentpunkte erhöht werden,

bei LSR nur um 11,65 Prozentpunkte. Die durchschnittliche Verminderung des Eigenverbrauchsanteils im Vergleich zur eigenverbrauchsoptimierten Bewirtschaftung liegt damit bei 5,4 Prozentpunkten.

Bei der eigenverbrauchsoptimierten Bewirtschaftung werden die Speicher im Schnitt 226 (privat) bzw. 279 (gewerblich) mal vollständig be- und entladen. Mit 174 (privat) bzw. 212 (gewerblich) Vollzyklen fällt die Speichernutzung bei LSR deutlich geringer aus.

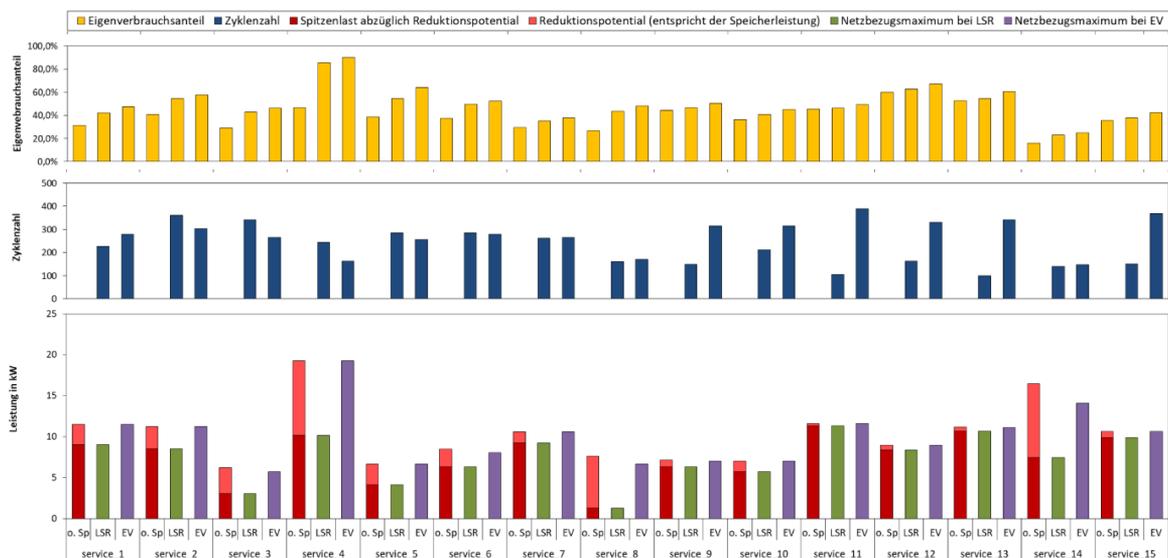


Abbildung 54: Untersuchung der Speicherbewirtschaftung zur Lastspitzenglättung bei idealer Prognose - Energetische Analyse aller Simulationsläufe industrieller Stromabnehmer (service)

**Fehlerbehaftete Prognose:** Abbildung 55 und Abbildung 56 zeigen ausgewählte energetische Kennwerte aller Simulationsläufe bei fehlerbehafteter Prognose, ohne Speicher (o. Sp.), mit Speicher, dynamischer Lastspitzenreduktion, jedoch ohne laufende Fehlerkorrektur (o. FK) sowie mit Speicher, dynamischer Lastspitzenreduktion und mit laufender Fehlerkorrektur (m. FK).

Die Simulationsläufe mit fehlerbehafteter Prognose zeigen, dass das volle Reduktionspotential (Abbildung 55 und Abbildung 56, in dunkelrot und hellrot) weder ohne noch mit laufender Fehlerkorrektur ausgeschöpft werden kann.

Mit laufender Fehlerkorrektur kann das Netzbezugsmaximum trotz fehlerbehafteter Prognose jedoch um durchschnittlich 3,1 % (privat) bzw. 8,7 % (gewerblich) reduziert werden. Nicht bei allen Profilen ist jedoch tatsächlich eine Reduktion des Netzbezugsmaximums möglich (z. B. service\_1, private\_6, private\_7, private\_8, private\_12, private\_14, private\_15). Durch die laufende Fehlerkorrektur kann jedoch eine Erhöhung des Netzbezugsmaximums verhindert werden. Der Verzicht auf die laufende Fehlerkorrektur führt zu einer Erhöhung des Netzbezugsmaximums um durchschnittlich 4,8 % (privat) bzw. 1,6 % (gewerblich).

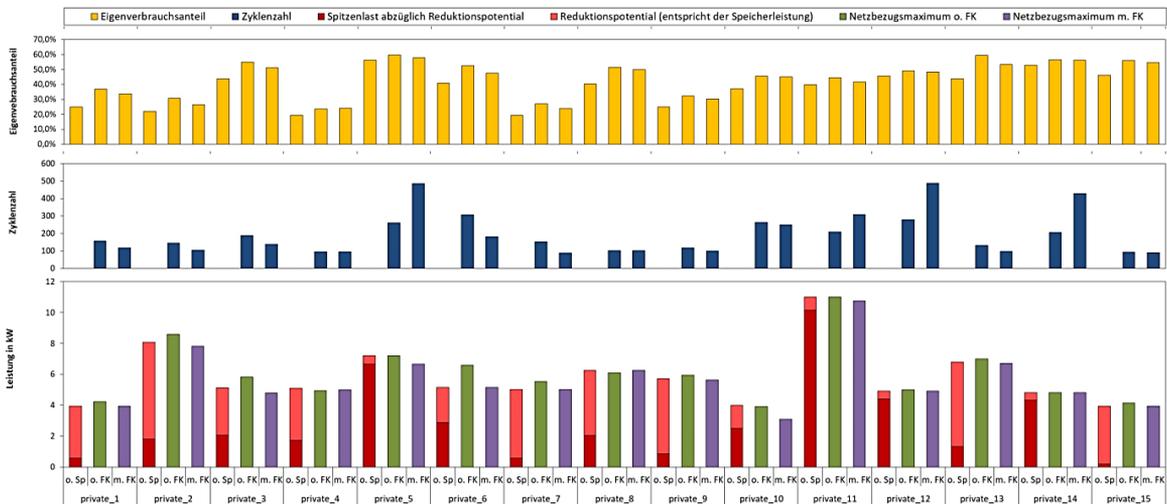


Abbildung 55: Untersuchung der Speicherbewirtschaftung zur Lastspitzenglättung bei fehlerbehafteter Prognose - Energetische Analyse aller Simulationsläufe privater Stromabnehmer (private)

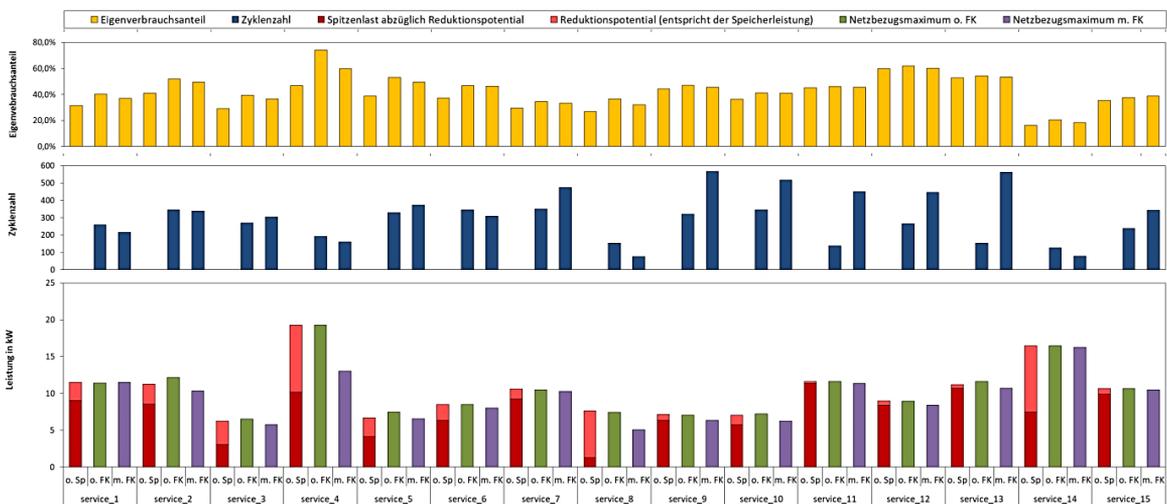


Abbildung 56: Untersuchung der Speicherbewirtschaftung zur Lastspitzenglättung bei fehlerbehafteter Prognose - Energetische Analyse aller Simulationsläufe privater Stromabnehmer (service)

**Zusammenfassung:** Ohne laufende Fehlerkorrektur kann es vorkommen, dass nicht prognostizierte Lastspitzen noch weiter erhöht werden. Im ungünstigsten Fall kann es passieren, dass der Stromspeicher auf Basis des prädiktiv ermittelten Speicherfahrplans zeitgleich mit dem Auftreten einer nicht prognostizierten Lastspitze geladen wird, wodurch eine noch höhere Lastspitze entsteht. Mithilfe der entwickelten laufenden Fehlerkorrektur können ungewollte Erhöhungen von Lastspitzen vermieden werden. Die Reduktion des Netzbezugsmaximums fällt jedoch deutlich geringer aus, wie bei idealer Prognose. Durch die laufende Fehlerkorrektur werden verhältnismäßig kleine Speichern tendenziell stärker genutzt.

## 9. Simulation und Optimierung der FutureBase

### 9.1. Bewertung unterschiedlicher Prognosemodelle

#### 9.1.1. Methode

Um das Potential der in Abschnitt 5.2 untersuchten Prognosemodelle zur Lastspitzenreduktion anhand des Lastprofils des Bürogebäudes FutureBase zu erheben, wurden vier Szenarien definiert, die sich hinsichtlich Prognosemodell, laufende Fehlerkorrektur, Häufigkeit der Fahrplanberechnung und dem Schwellenwert für die Lade- und Entladegrenze unterscheiden (siehe Tabelle 15).

Tabelle 15: Ausgewählte Szenarien zur Potentialerhebung der untersuchten Prognosemodelle zur Lastspitzenreduktion

	Referenz	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Prognosemodell	ideal	-	-	KNN	Regression
Laufende Fehlerkorrektur	Ja	-	-	a) Nein b) Ja	-
Fahrplanberechnung	alle 15 min	alle 24 h	alle 15 min		
Schwellwertberechnung	dynamisch (siehe Kapitel 8)	Mittelwert der Residuallast der letzten 24 h	Mittelwert der Residuallast der letzten 24 h	dynamisch (siehe Kapitel 8)	

Für die Bewertung wurden folgende KPIs festgelegt.

- Durchschnitt der monatlichen höchsten Viertelstundenwerte: Mittelwert der höchsten Lastspitzen der einzelnen Monate als Basis für die Berechnung der Netzentgelte
- Abweichung vom theoretisch möglichen Reduktionspotential: Ausgehend vom Referenzszenario mit Speicher ergibt sich ein theoretisches Reduktionspotential je Monat. Die Abweichung der Szenarien je Monat wird als Referenz für die Bewertung der Szenarien herangezogen.
- Netzentgelte: Höhe der jährlichen, leistungsbezogenen Netzentgelte
- Amortisationsdauer der Batterie: statisch berechnet und bezogen auf die Veränderung der Netzentgelte

#### 9.1.2. Ergebnisse

Im Referenzszenario ohne Speicher liegt der Mittelwert der monatlichen Maximalbezüge bei 194,0 kW. Durch Einsatz eines Speichers in Verbindung mit einer idealen Prognose (Referenzszenario mit Speicher) konnte dieser um 20,8 kW auf 173,2 kW reduziert werden. Selbst bei idealer Prognose wird das theoretische Reduktionspotential von knapp 24 kW aufgrund auftretender Hochlastphasen nur in 4 von 10 Monaten erreicht.

Szenario 1 und 2 berücksichtigen keinen vorgegebenen Batteriefahrplan und unterscheiden sich durch die Häufigkeit, mit der eine neue Lade- und Entladegrenze festgelegt wird. Während in Szenario 1 einmal alle 96 Viertelstunden ein neuer Schwellenwert auf Basis des Mittelwertes der vergangenen 96 Viertelstunden festgelegt wird, wird in Szenario 2 der Schwellenwert jede Viertelstunde neu festgelegt. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass auch die Szenarien 1 und 2 bei Hochlastphasen an ihre Grenzen stoßen. Können kurze Lastspitzen noch relativ effektiv reduziert werden, kommt es bei Hochlastphasen immer wieder zu einer vorzeitigen Entleerung des Speichers, da ohne eine zuverlässige Prognose die Dauer der Lastspitze nicht bekannt ist und folglich auch die Entladeleistung nicht angepasst werden kann. Hinsichtlich des Potentials zur Lastspitzenreduktion konnten durch die Untersuchungen in dieser Arbeit keine signifikanten Unterschiede zwischen Szenario 1 und Szenario 2 festgestellt werden.

Szenario 3a und Szenario 4 nutzen den in Kapitel 8 beschriebenen prädiktiven Algorithmus, jedoch ohne laufende Fehlerkorrektur. Dies hat zur Folge, dass eine fehlerhafte Prognose zu einer Erhöhung bestehender Lastspitzen führen können. Dies zeigen auch die Simulationsergebnisse: So wurden in Szenario 3a in zwei von zehn Monaten und in Szenario 4 in drei von zehn Monaten - bedingt durch eine fehlerhafte Prognose - neue monatliche Höchstlasten erzeugt. In Szenario 4 erhöht sich der Mittelwert der monatlichen Bezugsmaxima dadurch sogar um 0,1 % im Vergleich zum Referenzszenario.

In Szenario 3b konnte die gemittelte monatliche Lastspitze durch die laufende Fehlerkorrektur hingegen deutlich vermindert werden. So konnte - bei gleicher Prognose wie in Szenario 3 - der Mittelwert der monatlichen Bezugsmaxima von 192,8 kW auf 180,2 kW reduziert werden.

Zusammenfassung: Die Ergebnisse zeigen, dass beide verwendete Prognosemodelle nur bedingt zur Prognose von Lastspitzen geeignet sind. Beide Prognosemodelle wurden dahingehend trainiert, um statistisch signifikante Ergebnisse zu prognostizieren. Unregelmäßig auftretende Lastspitzen stellen für diese Modelle Ausreißer dar und konnten daher nicht oder nicht verlässlich prognostiziert werden. Das künstliche neuronale Netz kann zwar den Lastverlauf besser abbilden, Prognosefehler führen jedoch auch hier dazu, dass einzelne Lastspitzen nicht erkannt werden. Eine kontinuierliche Überwachung des Realverbrauches in Kombination mit einer laufenden Fehlerkorrektur als Ergänzung zur Prognose kann hier Abhilfe schaffen. Im gezeigten Beispiel konnten so die monatlichen Bezugsspitzen im Mittel um 66,4 % des theoretischen möglichen Reduktionspotentials reduziert werden.

Der Algorithmus zur laufenden Fehlerkorrektur hat sich als essenziell erwiesen, um nicht prognostizierte Lastspitzen auszugleichen, sofern der Speicher ausreichend geladen ist. Bei der gezeigten Hochlastperiode am 02.04.2019 führte die laufende Fehlerkorrektur jedoch dazu, dass der Speicher noch früher als in Szenario 3 vollständig entladen wurde. Dies hatte zur Folge, dass die höchste auftretende Last in dieser Periode nur mehr um 6,7 kW reduziert werden konnte. Die Ergebnisse zeigen, dass die laufende Fehlerkorrektur zwar kurzweilig auftretende Fehler korrigieren kann, jedoch bei Prognosefehlern über längere Zeiträume gegebenenfalls zu schlechteren Ergebnissen führt als ohne laufende Fehlerkorrektur.

## 9.2. Bewertung unterschiedlicher PV- und Speicherdimensionierung

Auf Basis der Erkenntnisse aus dem Realbetrieb wurden die in Tabelle 16 ersichtlichen Szenarien definiert und in der Folge energietechnisch und wirtschaftlich bewertet. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der PV-Leistung sowie der Speicherkapazität und -leistung. Die Prognose wurde dabei als ideal angenommen. Für jedes Szenario wurden die folgenden Kennwerte – wie in Kapitel 8.2 – jeweils für die Varianten ohne Speicher (o. Sp.), mit Speicher und eigenverbrauchsoptimierter Bewirtschaftung (EBO) sowie mit Speicher und dynamischer Lastspitzenreduktion (LSR) berechnet:

- PV-Direktnutzungsanteil
- Anzahl Vollzyklen
- Durchschnittliche Reduktion des arithmetischen Mittels der monatlich gemessenen viertelstündlichen Netzbezugsmaxima

*Tabelle 16: Übersicht der ausgewählten Szenarien*

	PV Anlage	Batteriespeicher	Varianten
Referenzszenario (Szenario 0)	33 kWp	Nutzbare Speicherkapazität: 51,8 kWh Lade-/Entladeleistung: 23,4 kW	o. Sp., EBO, LSR
Szenario 1	125 kWp	Nutzbare Speicherkapazität: 51,8 kWh Lade-/Entladeleistung: 23,4 kW	o. Sp., EBO, LSR
Szenario 2	250 kWp	Nutzbare Speicherkapazität: 51,8 kWh Lade-/Entladeleistung: 23,4 kW	o. Sp., EBO, LSR
Szenario 3	250 kWp	Nutzbare Speicherkapazität: 103,6 kWh Lade-/Entladeleistung: 23,4 kW	o. Sp., EBO, LSR
Szenario 4	330 kWp	Nutzbare Speicherkapazität: 51,8 kWh Lade-/Entladeleistung: 23,4 kW	o. Sp., EBO, LSR
Szenario 5	330 kWp	Nutzbare Speicherkapazität: 103,6 kWh Lade-/Entladeleistung: 23,4 kW	o. Sp., EBO, LSR

### 9.2.1. Energietechnische Bewertung

Szenario 0 entspricht dem realen Setting in der FutureBase. Wie bereits im Realbetrieb festgestellt, liegt der Direktnutzungsanteil aufgrund der im Vergleich zur Gebäudelast geringen installierten PV-Leistung bereits ohne Speicher bei 100 %. Da der Speicher bei eigenverbrauchsoptimierter Bewirtschaftung damit nie geladen wird, ist keine weitere Lastspitzenreduktion möglich (siehe Abbildung 57). Bei der dynamischen Lastspitzenreduktion (LSR) konnten Lastspitzen aufgrund der idealen Prognose jedoch verlässlich reduziert werden. Das arithmetische Mittel der monatlich gemessenen viertelstündlichen Netzbezugsmaxima konnte von 195,9 kW auf 174 kW reduziert werden. Damit konnte das maximale Reduktionspotenzial (bestimmt durch die maximal verfügbare Entladeleistung von 23,4 kW) jedoch auch bei idealer Prognose nicht ausgeschöpft werden, da bei länger andauernden Hochlastphasen die Entladeleistung reduziert werden musste, um die Lastspitze über die gesamte Dauer zu reduzieren. Dies war im November und Dezember 2018 sowie im Jänner

und Februar 2019 der Fall. Im Februar konnte das Netzbezugsmaxima nur um 15,6 kW reduziert werden (Potenzial: 23,4 kW).

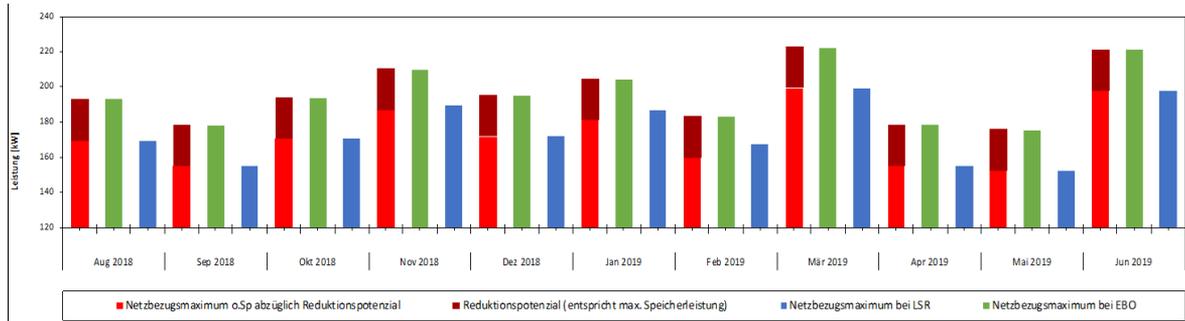


Abbildung 57: Szenario 0: Energietechnische Auswertung - Netzbezugsmaximum ohne Speicher, Reduktionspotenzial, Netzbezugsmaximum bei Lastspitzenreduktion sowie Netzbezugsmaximum bei eigenverbrauchsoptimierter Bewirtschaftung (eigene Darstellung)

Bei Szenario 1 wurde die PV-Anlagengröße von  $33 \text{ kW}_{\text{peak}}$  auf den durchschnittlichen Gebäudeverbrauch im Messzeitraum ( $125 \text{ kW}_{\text{peak}}$ ) vergrößert. Speicherkapazität und -leistung blieben unverändert. Der PV-Direktnutzungsanteil liegt jedoch auch ohne Speicher weiterhin bei knapp 100 %. Bei eigenverbrauchsoptimierter Bewirtschaftung ist damit weiterhin keine zusätzliche Lastspitzenreduktion möglich. Durch die Vergrößerung der PV-Anlage sank das arithmetische Mittel der monatlich gemessenen viertelstündlichen Netzbezugsmaxima von  $194,9 \text{ kW}$  im Referenzszenario auf ca.  $193,7 \text{ kW}$ . Durch die gezielte Lastspitzenreduktion konnte eine weitere Reduktion auf ca.  $170,4 \text{ kW}$  erreicht werden. Das bedeutet, dass das maximale Reduktionspotenzial zur Lastspitzenreduktion nahezu immer (Ausnahme Februar 2019) ausgeschöpft werden konnte.

Bei Szenario 2 wurde die installierte PV-Leistung erneut erhöht ( $250 \text{ kW}_{\text{peak}}$ ). Speicherkapazität und -leistung blieben weiterhin unverändert. Aufgrund der erhöhten PV-Leistung kann zumindest in den Sommermonaten der PV-Ertrag ohne Speicher nicht mehr vollständig direkt genutzt werden. Der Einsatz eines Speichers zur Erhöhung des Direktnutzungsanteils kann jedoch dennoch nicht empfohlen werden, da der Einsatz eines Speichers nur zu einer geringen Erhöhung des PV Direktnutzungsanteils führt. Darüber hinaus kommt es bei der eigenverbrauchsoptimierten Bewirtschaftung weiterhin zu keiner zusätzlichen Lastspitzenreduktion. Wie bei Szenario 1 konnte jedoch das arithmetische Mittel der monatlich gemessenen viertelstündlichen Netzbezugsmaxima von  $193,6 \text{ kW}$  auf ca.  $170,2 \text{ kW}$  reduziert werden. Die Erhöhung der installierten PV Leistung führte damit zu keiner weiteren Reduktion. Jedoch konnte im Vergleich zu Szenario 1 das maximale Reduktionspotenzial zur Lastspitzenreduktion immer – und somit auch im Februar 2019 – vollständig ausgeschöpft werden.

Bei Szenario 3 blieb die installierte PV-Leistung wie in Szenario 2, jedoch wurden Speicherkapazität und -leistung verdoppelt. Dies hat zur Folge, dass der PV Direktnutzungsanteil im Vergleich zu Szenario 2 geringfügig ansteigt. Durch die Verdoppelung der Speicherleistung konnte das arithmetische Mittel der monatlich gemessenen viertelstündlichen Netzbezugsmaxima von  $193,6 \text{ kW}$  auf ca.  $153,8 \text{ kW}$  reduziert werden. Das volle Reduktionspotenzial von  $46,8 \text{ kW}$  konnte damit nicht ausgeschöpft werden. Nur in den Monaten August 2018 sowie März und Juni 2019 konnte das maximale Reduktionspotenzial erreicht werden. In allen anderen Monaten konnte auf

Grund von Hochlastphasen nur mit begrenzter Leistung entladen werden. So konnte im Dezember 2018 das Netzbezugsmaxima nur um 31,15 kW reduziert werden. Auch bei Szenario 3 kann der Einsatz eines Speichers zur Erhöhung des Direktnutzungsanteils nicht empfohlen werden, da ein solcher nur zu einer geringen Erhöhung des PV Direktnutzungsanteils führt.

In Szenario 4 wurde die installierte PV-Leitung erneut erhöht (330 kW<sub>peak</sub>), Speicherkapazität und -leistung wurden jedoch wieder reduziert (51,8 kWh Kapazität, 23,4 kW Leistung). Die Erhöhung der PV Leistung führt jedoch zu keiner weiteren Lastspitzenreduktion. Wie in den Szenarien 2 und 3 konnte das arithmetische Mittel der monatlich gemessenen viertelstündlichen Netzbezugsmaxima von 193,6 kW auf ca. 170,2 kW reduziert werden. Wie in Szenario 2 konnte somit das maximale Reduktionspotenzial zur Lastspitzenreduktion vollständig ausgeschöpft werden.

In Szenario 5 blieb die installierte PV-Leitung gleich (330 kW<sub>peak</sub>), die Speicherkapazität und -leistung wurde jedoch im Vergleich zu Szenario 4 verdoppelt. Im Vergleich mit Szenario 3 (gleiche Speicherleistung/-kapazität, geringere PV-Leistung) konnte das arithmetische Mittel der monatlich gemessenen viertelstündlichen Netzbezugsmaxima nur geringfügig mehr reduziert werden (von 193,5 kW auf ca. 153 kW). Für die Lastspitzenreduktion bringt die Erhöhung der PV Leistung somit nur einen geringfügigen Mehrnutzen.

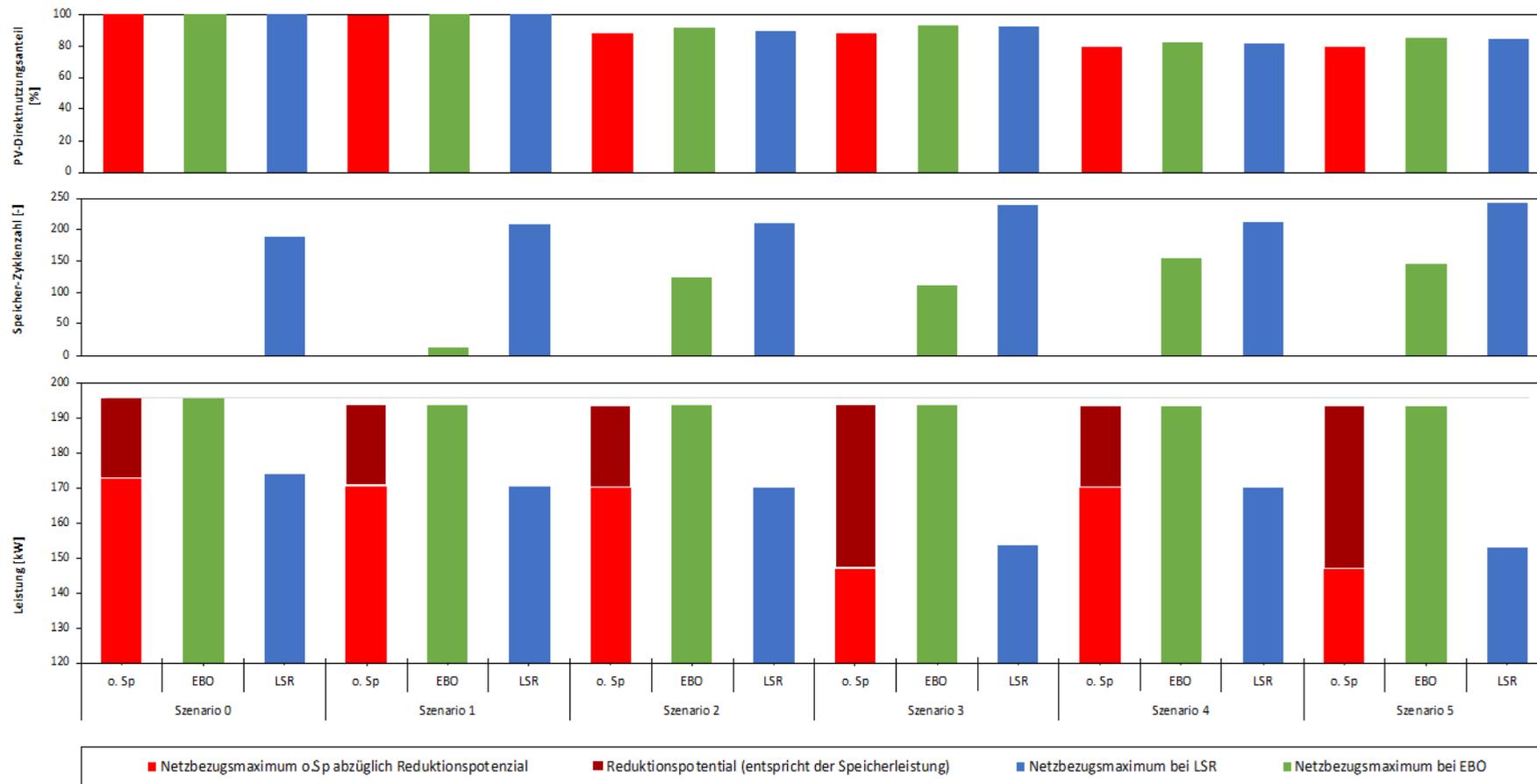


Abbildung 58: Energietechnische Auswertung (gemittelte Werte) der untersuchten Szenarien – PV-Direktnutzungsanteil, Anzahl der Speicherzyklen pro Jahr sowie durchschnittliches Netzbezugsmaximum

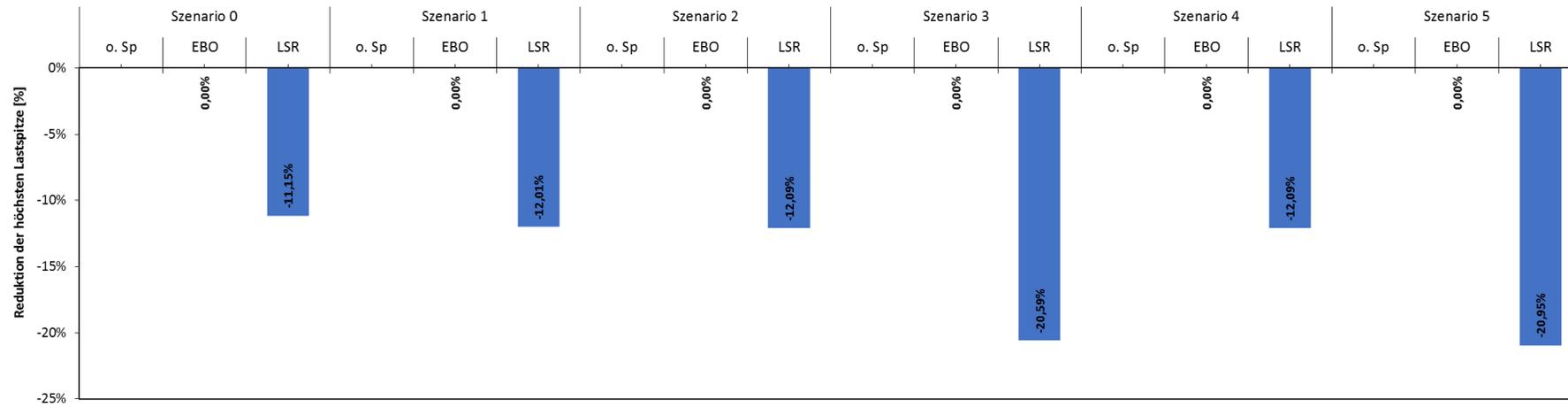


Abbildung 59: Energietechnische Auswertung (gemittelte Werte) der untersuchten Szenarien – durchschnittliche Reduktion des Netzbezugsmaximums

## 9.2.2. Wirtschaftliche Bewertung

Abbildung 60 zeigt die Gesamtkosten aller untersuchten Szenarien, jeweils für die Varianten ohne Speicher (o. Sp.), mit Speicher und eigenverbrauchsoptimierter Bewirtschaftung (EBO) sowie mit Speicher und dynamischer Lastspitzenreduktion (LSR). Dazu wurden folgende Annahmen getroffen:

- Stromtarif: „VERBUND-Strom-Gewerbe-Float“ für 1210 Wien (E-Control 2019f)
  - o Arbeitspreis: 4,257 Cent/kWh (6-Monats-Durchschnitt EXAA-Spotmarkt für Österreich)
  - o Grundpauschale: 35,88 EUR/a
- Netzentgelte
  - o Netzebene 6 (Mindestleistung 100 kW / Maximalleistung 400 kW) (Wiener Netze GmbH 2019b)
  - o Gebrauchsabgabe: 6 % in Wien (Wiener Netze 2019b)
- Einspeisetarif: 5,011 Cent/kWh (PV–Austria 2019)
- Investitionskosten PV-Anlage: 1.040,34 €/kW<sub>peak</sub> exkl. MwSt. (Figgener et al. 2019)
- Investitionskosten Batteriespeichersystem: 1.018,49 €/kWh exkl. MwSt. (Figgener et al. 2019)
- Lebensdauer: 3.000 Vollzyklen bzw. 20 Jahre (BlueSky Energy GmbH 2018)  
Anmerkung: Für die Kalkulation der jährlichen Kosten wurde jene Lebensdauer herangezogen, die durch die Bewirtschaftungsweise früher erreicht wurde.
- Förderungen sowie Wartungs- und Betriebskosten der PV-Anlage bzw. des Batteriespeichers wurden nicht berücksichtigt.

Werden ausschließlich die jährlichen Gesamtkosten betrachtet, so ist die Variante ohne Speicher in jedem Szenario die günstigste. Wie in Abbildung 60 ersichtlich, variieren die Kosten dabei zwischen EUR 83.200 (Szenario 2 und 3) und EUR 85.974 (Referenzszenario). Die Gesamtkosten sinken mit steigender PV-Leistung bzw. Erzeugung. Während die Erhöhung der installierten PV-Leistung nur bedingt zur Lastspitzenreduktion beiträgt, ist sie für die Wirtschaftlichkeit ein entscheidender Faktor.

Wird zusätzlicher zur PV ein Batteriespeicher eingesetzt und eigenverbrauchsoptimiert bewirtschaftet, steigen die Gesamtkosten in jedem Szenario zwischen 2,77 % und 5,77 %, z. B. in Szenario 3 von EUR 83.200 auf EUR 87.997. Im Gegensatz zur PV ist der Einsatz eines Batteriespeichers damit nicht wirtschaftlich.

Wird ein Speicher auch zur Reduktion von Lastspitzen eingesetzt, kann dadurch die Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Die Gesamtkosten liegen zwar weiterhin über jenen ohne Speicher, jedoch nur mehr um 0,48 % bis 1,34 %. Bereits eine geringe Reduktion der Investitionskosten eines Batteriespeichers würde hier reichen, um den Einsatz von Batteriespeichern zur Reduktion von Lastspitzen wirtschaftlich zu machen.

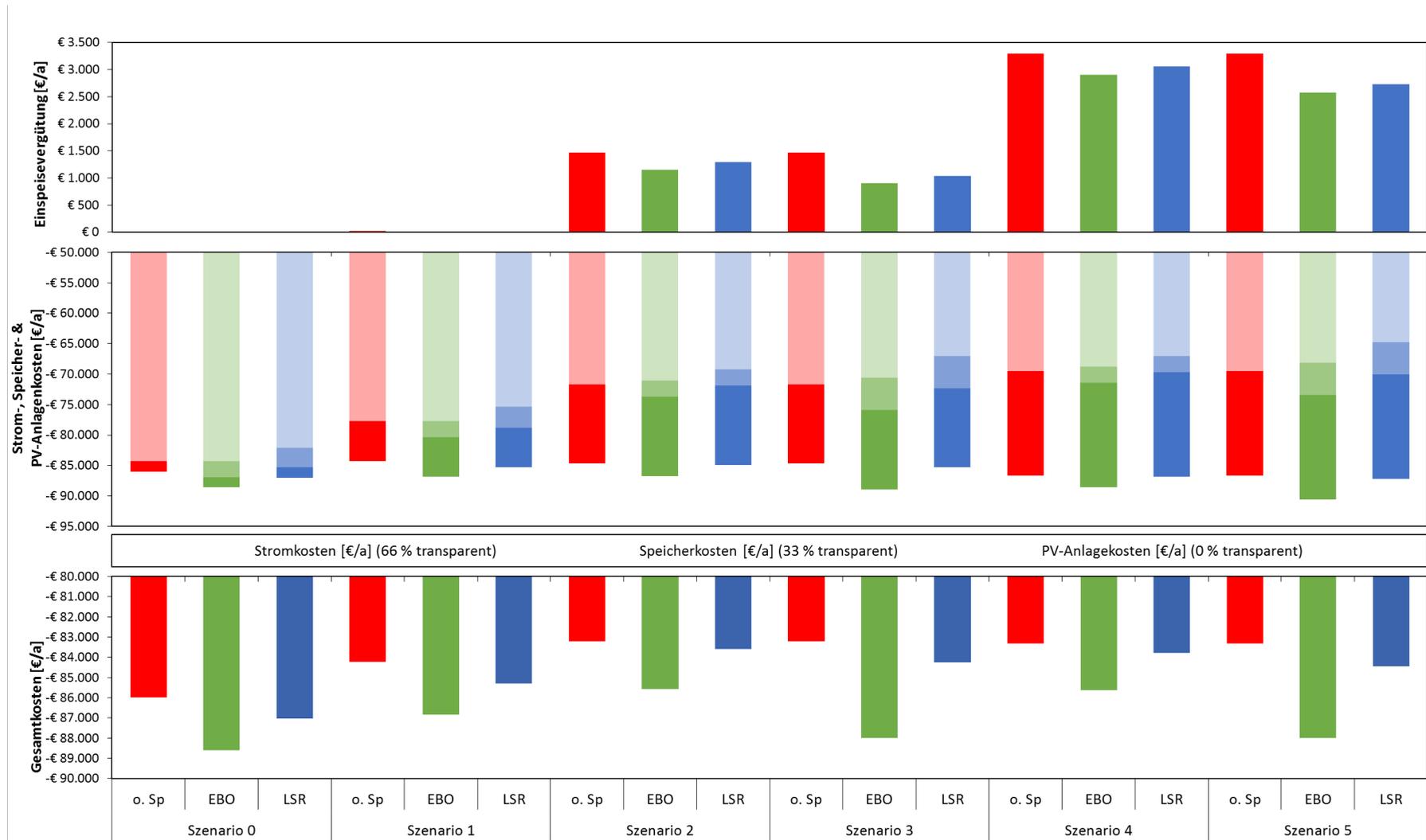


Abbildung 60: Darstellung der jährlichen Kosten (Einspeisevergütung, Strom-, Speicher- & PV-Anlagenkosten und Gesamtkosten)

## 10. NutzerInnen-Einbindung

Erfolgreiche Innovationen zeichnen sich nicht nur durch zielführende technische Lösungen aus, sondern berücksichtigen auch die Bedürfnisse der NutzerInnen bzw. beziehen diese in den Entwicklungsprozess mit ein. Umso wichtiger ist, dass bei Innovationen schon vor einer breiten Einführung über mögliche Fragestellungen der Akzeptanz reflektiert wird und Untersuchungen stattfinden. Batteriespeichersysteme stellen eine Innovation im Bereich der dezentralen Energieversorgung dar, die in den letzten Jahren vermehrt an Relevanz gewonnen hat. Neben Studien zu Einfamilienhäusern (vgl. Projekt MBS+ (Leonhartsberger 2018)), rücken vermehrt Gemeinschaftsspeicher in den Vordergrund (siehe Projekt LEAFS<sup>12</sup>). Studien zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Batteriespeichersysteme zeigen eine Tendenz dazu, dass Gemeinschaftsspeicher als kostengünstiger, effizienter sowie nachhaltiger wahrgenommen werden als Batteriespeicher für Einzelhaushalte (vgl. Projekt awarenESS<sup>13</sup> (Leonhartsberger et al. 2019) sowie Projekt ESQUIRE (Hoffmann et al. 2018)). Studien zur Akzeptanz von Batteriespeichertechnologien im Kontext von Bürogebäuden oder gewerblichen Gebäuden sind jedoch noch nicht bekannt. Im vorliegenden Forschungsprojekt SPIN:OFF wurde daher die Akzeptanz von Batteriespeichersystemen in gewerblich genutzten Mehrparteienhäusern / Bürogebäuden durch GebäudenutzerInnen erhoben.

### 10.1. Methode

Zur Erhebung der generellen Wahrnehmung von Batteriespeichersystemen wurde eine Online Befragung unter Angestellten in Bürogebäuden durchgeführt. Als primäre Zielgruppe diente die Belegschaft der in der FutureBase ansässigen Unternehmen. Auf Grund der veränderten Rahmenbedingungen vor Ort (Vermietung an nur ein Unternehmen, fachliche Vorprägung der MitarbeiterInnen, Schwierigkeiten in der Akquise von TeilnehmerInnen) wurden GebäudenutzerInnen in anderen Bürogebäuden ebenso adressiert.

Die Durchführung der Befragung erfolgte mit dem Online-Umfragetool 2ask<sup>14</sup>. Der Fragebogen gliedert sich in folgende Bereiche:

- Kontext Arbeitsplatz im Bürogebäude
  - Wohlbefinden am Arbeitsplatz
  - Zufriedenheit Gesamtbedingungen, NutzerInnenfreundlichkeit, Informationsangebot zur Gebäudetechnologie und deren Anwendung
- Maßnahmen zur Nachhaltigkeit oder Erneuerbaren Energien im Bürogebäude
  - Kenntnis, Unterstützung / Befürwortung
  - Einschränkungen / Risiken
- Batteriespeicher
  - Kenntnis und Bewertung
  - Standortpräferenzen
- Einstellungsfragen

---

<sup>12</sup> <https://www.energieforschung.at/projekte/284/integration-of-loads-and-electric-storage-systems-into-advanced-flexibility-schemes-for-lv-networks>

<sup>13</sup> <https://res.technikum-wien.at/awareness/>

<sup>14</sup> <https://www.2ask.at/>

- Gemeinschaftsorientierung, Technikaffinität, Umweltbewusstsein, Vertrauen in Öffentliche Organisation vers. private Unternehmen, Verantwortung für die Energiewende, dezentrale vers. zentrale Energiewende, Automatisierung, etc.
- Soziodemografische Angaben

Die Stichprobe umfasst 133 RespondentInnen mit einem relativ ausgewogenen Geschlechterverhältnis und einem überdurchschnittlich hohen Anteil an AkademikerInnen im Vergleich zum österreichischen Durchschnitt (Ö 2017: 15,2 % (Statistik Austria, 2020); Sample: 68 %, siehe Kapitel 2). Dadurch ist die Übertragbarkeit der Erkenntnisse auf ähnliche Kontexte beschränkt.

Die Zielgruppe von MitarbeiterInnen von Bürogebäuden wurde dennoch mit dem Sample erreicht. Die Ergebnisse auf Basis der gegebenen Stichprobe mit MitarbeiterInnen anderer Bürogebäude dienen dem Forschungsziel, da davon auszugehen ist, dass die BefragungsteilnehmerInnen einer ähnlichen Charakteristika hinsichtlich z. B. Bildungsstand, Vorinformiertheit entsprechen.

Zudem wurden Stakeholder Workshops (als Variante der ExpertInnen Interviews und Fokusgruppen Workshops) angewendet, um mit AkteurInnen und EntscheidungsträgerInnen im Bereich der Gebäudeentwicklung und -planung, sowie aus dem Sektor der Erneuerbaren Energien ein umfassenderes Bild zur Akzeptanz der Batteriespeicher im Kontext der Bürogebäude zu erfassen.

## 10.2. Ergebnisse

Wie bereits erwähnt, zeichnet sich die Stichprobe von 133 Personen durch einen hohen Grad an AkademikerInnen mit starker technischer Prägung aus; 68 % besitzen einen Hochschulabschluss, 81 % geben an, technisches Vorwissen durch die Ausbildung oder den Berufskontext erworben zu haben. Ebenso bezeichnen sich 85 % der Befragten als umweltbewusst. Der hohe Anteil an Personen mit technischem Vorwissen ist durch die Verteilungskanäle der Umfrage zu erklären, da die meisten Personen, nämlich 60 %, über die Kontakte der Fachhochschule gewonnen wurden. Dieser Zusammenhang zeigt sich auch in der regionalen Verteilung; über 60 % der Befragten kommen aus Wien, weitere 48 % aus Niederösterreich. Hinsichtlich der Altersgruppen und des Geschlechts ist die Stichprobe relativ ausgewogen.

Die Mehrheit der TeilnehmerInnen ist insgesamt eher unzufrieden mit den Bedingungen an ihrem Arbeitsplatz. Insgesamt sind fast 94 % der Befragten mit der Gesamtsituation „unzufrieden“ oder „sehr unzufrieden“. Dabei wurden die Faktoren „Zufriedenheit mit dem Informationsangebot zu Veränderungen“, „Zufriedenheit mit der NutzerInnenfreundlichkeit“ und „Zufriedenheit mit den Gesamtbedingungen (Arbeitsplatzumgebung, Lichtverhältnisse, Raumklima, Atmosphäre)“ berücksichtigt.

In Abbildung 61 wird die Bedeutung von Temperatur und Lüftungsregelung für BüromitarbeiterInnen noch deutlicher: etwa 25 % bzw. 35 % der Befragten empfinden die technisch gestützte Lüftungs- und Temperaturregelung im Büro als mögliche Einschränkung des Wohlbefindens. Dahingegen werden der Einsatz von PV und Batteriespeichern von nur knapp 10 % als Einschränkung des Wohlbefindens wahrgenommen.

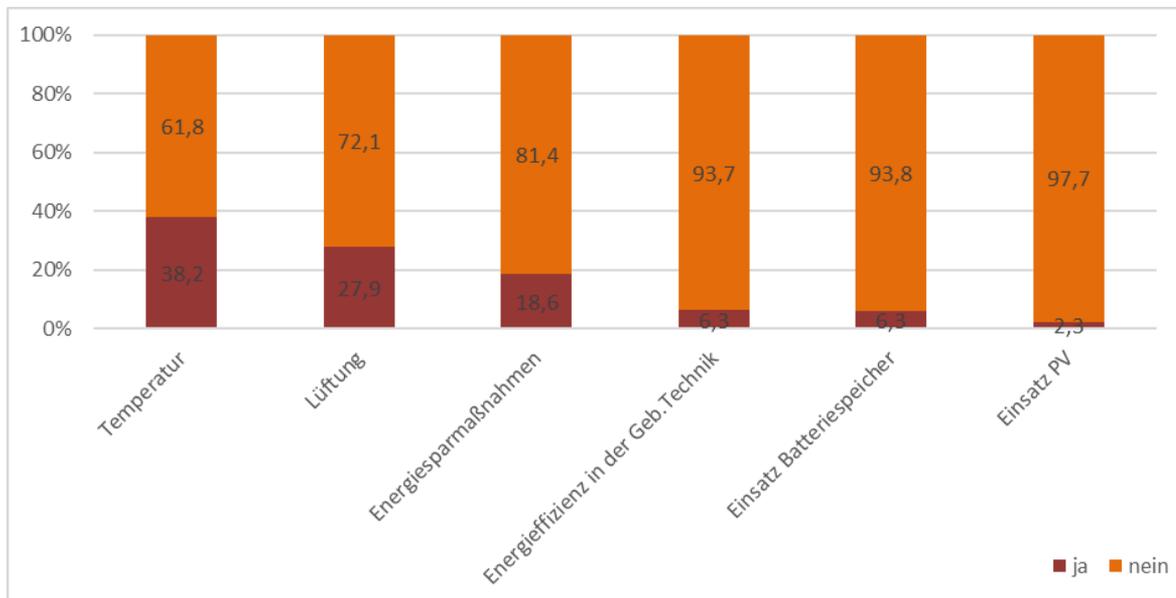


Abbildung 61: Wahrnehmung der Einschränkung verschiedener technischer Maßnahmen (in %, n=122-129)

Batteriespeicher sind für 37 % der TeilnehmerInnen eine unbekannte Technologie. Mehr als die Hälfte der Befragten kennen Batteriespeicher aus dem Bekanntenkreis oder durch den beruflichen Kontext. Immerhin 18 % möchten sich einen Speicher anschaffen bzw. gibt eine Person an, selbst einen Batteriespeicher zu besitzen. Dahingegen können sich 76 % vorstellen, sich an einem Gemeinschaftsspeicher zu beteiligen.

Mittels eines semantischen Differentials haben die BefragungsteilnehmerInnen aus Gegensatzpaaren bewertet, welche Eigenschaft sie eher mit Batteriespeichern verbinden. Abbildung 62 zeigt die Ergebnisse als Mittelwert aller Antworten in einer Sortierung (links: eher positive Eigenschaften, rechts: eher nachteilige/negative Eigenschaften). Im Durchschnitt zeigt sich, dass die Befragten Batteriespeichern überwiegend neutrale bis positive Eigenschaften zuschreiben. Ausnahme bildet das Eigenschaftspaar „rentabel – unrentabel“, hier liegt der Mittelwert der Bewertungen bei 3,12. Die TeilnehmerInnen sind dieser Eigenschaft gegenüber also großteils neutral oder unentschlossen eingestellt.

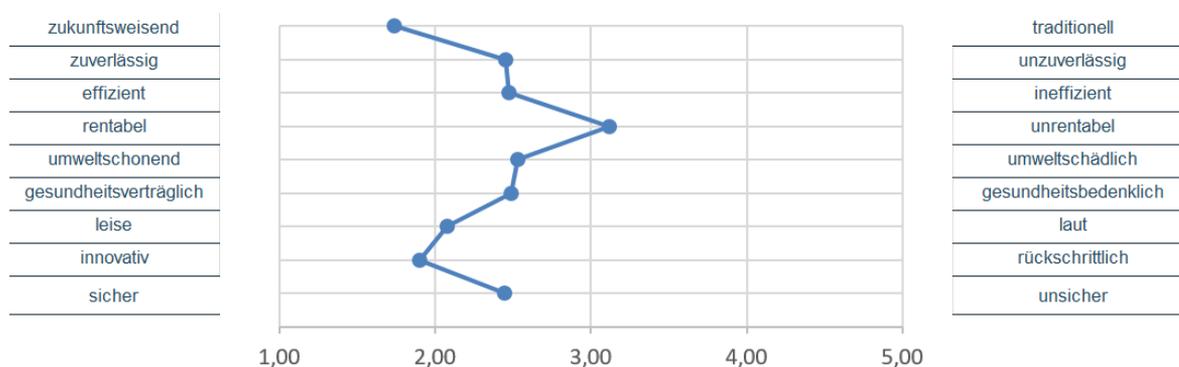


Abbildung 62: Semantisches Differential – Wahrnehmung von Batteriespeichern

Für verschiedene mögliche Standorte von Batteriespeichern wurden Präferenz und Akzeptanz erfragt. Generell zeigt sich, dass die Präferenz für Standorte ohne direktes Näheverhältnis deutlich höher ist (Gemeinde, Stadtteil, öffentlicher Raum). Im eigenen Wohngebäude wird der Speicher

von mehr als 30 % der Befragten weniger präferiert. Für den Standort Arbeitsplatz geben knapp 19 % eine geringe Präferenz an.

Stakeholder und ExpertInnen-Workshop: Um die Projektergebnisse sowie die (Zwischen-) Ergebnisse der NutzerInnen-Einbindung vorzustellen und zu diskutieren wurden insgesamt vier Stakeholder- und ExpertInnen-Workshops (mit-)veranstaltet:

- 15.05.2018 Smart Energy Systems Week 2018 in Wien: Open Space - Community StorageProjects / Geteilte Nutzung von Stromspeichern: Exchange of ideas and first experiences
- 08.05.2019 Mission Innovation Austria 2019 in Stegersbach: Innovation Deep Dive Session „Speicherlösungen gemeinsam mit BürgerInnen umsetzen“
- 16.07.2019 Green Energy Lab & Green Tech Cluster Workshop: Geschäftsmodelle mit elektrischen Energiespeichern als Schlüssel zu nachhaltigen Energiesystemen (<https://www.greenenergylab.at/green-energy-lab-green-tech-cluster-workshop-in-graz>)
- 12.09.2019 Stakeholder Workshop in Wien mit ca. 25 Stakeholdern und ExpertInnen

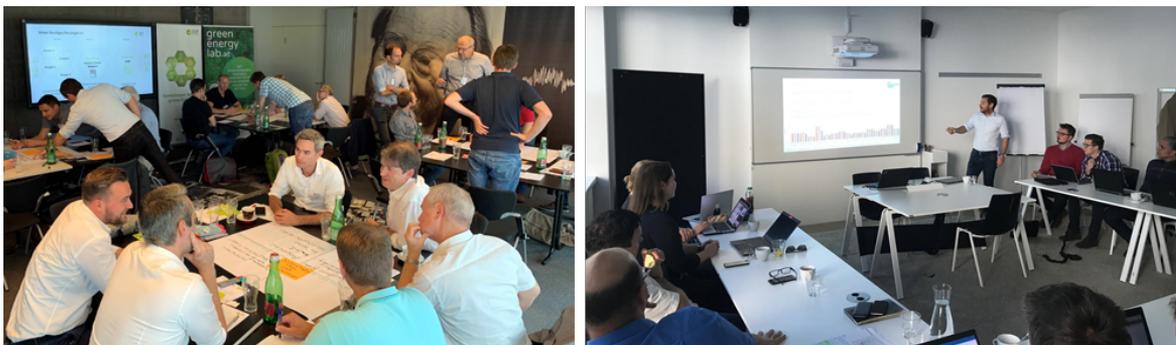


Abbildung 63: Impressionen der Stakeholder und ExpertInnen-Workshops in Graz (links) und Wien (rechts)

Hierbei wurden unter anderem folgende Aspekte diskutiert:

- Einsatz von gemeinschaftlich genutzten PV Systemen im Mehrparteienhaus gekoppelt mit Speichern; Lastprofil von Wohnbereich und Sinnhaftigkeit des Einsatzes von Speichern
- Einsatz von gemeinschaftlich genutzten PV-Systemen im Mehrparteien-Gewerbe-/Bürobau, gekoppelt mit Speichern; Lasten fallen größtenteils zeitlich deckend mit PV-Produktion an, Speichereinsatz jedoch attraktiv zur Last- und/oder Erzeugungsspitzenreduktion und daraus entstehende Lastpreisreduktionen und wirtschaftliche Anreize
- Diskussion über Betrieb von Speichern: Eigenverbrauchsorientiert, Netz-/systemdienlich, Last-/Erzeugungsreduktion, gekoppelt mit anderen Bereichen wie Mobilität/Wärme/etc.
- Diskussion von Pauschalpreissystemen / Gesamtmiete inkl. Energiekosten im Wohn- und Gewerbebereich - sowie damit verbundene NutzerInnen Verhaltensweisen (unterschiedlicher Zugang zum Energiesparen, Rebound etc.)
- Gebäudeeigentümer / Immobilienverwalter können mit niedrigeren Energiepreisen werben / konstante Energiepreise über bestimmten Zeitraum

# 11. Ökologische Bewertung

Die Energiewende und deren Planung stehen auf der politischen Agenda. Die Wende soll sowohl Versorgungssicherheit als auch Klimaschutz garantieren. Der Einsatz von Speichertechnologien wird als Schlüssel zur Umsetzung der Energiewende betrachtet (Klima- und Energiefonds 2016). Dabei werden aktuell neben zentralen Pumpspeichern hauptsächlich dezentral eingesetzte, elektrochemische Speicher als Lösung zur Integration fluktuierender Erzeugungsanlagen in das Stromnetz betrachtet. Um die Ziele der Energiewende zu erreichen, ist es wichtig, neben Eigenverbrauch und Netzdienlichkeit auch die Umweltwirkung der eingesetzten Systeme und Anlagen zu überprüfen.

Zu verschiedenen Technologien liegen bereits Studien in unterschiedlicher Betrachtungstiefe vor (z. B. Amarakoon et al. 2012; Wick-Ellingsen et al. 2013; Nenning et al. 2015). Während für Technologien wie Lithium-Ionen oder Blei-Säure Batterien bereits zahlreiche (Teil)LCA's - wenn auch oft auf Simulationen beruhend oder Mobilitätsszenarien abbildend - vorliegen, wurde bisher keine LCA für eine Natrium-Ionen-Batterie erstellt.

## 11.1. Methode

Die ökologische Bewertung umfasst Klimabilanz, Kritikalität und Toxizität, deren Erfassung oder Berechnung auf unterschiedlichen Wegen erfolgt.

### 11.1.1. Ökobilanz – Klimabilanz

Die Ökobilanz wurde nach ISO 14044 durchgeführt. Die folgende Tabelle zeigt die für den Salzwasserspeicher „Aspen M100-LS82P“ festgelegten Rahmenbedingungen.

*Tabelle 17: LCA – Salzwasserbatterie*

Ziel und Untersuchungsrahmen	Veränderungen der CO <sub>2</sub> -Bilanz des Netzbezugs eines Bürogebäudes durch Einsatz der Batterie/Verschiebung von Lastspitzen und Bezugszeiten
Systemgrenzen	Rohstoffabbau bis Betrieb
Wirkungskategorie	GWP 100
Funktionelle Einheit	kWh gespeicherter/bezogener Strom (unter Annahme eines idealen Speichers)
Geografische Systemgrenzen	Weltweite Supply Chain
Zeitliche Systemgrenzen	Daten nicht älter als 5 Jahre Lebensdauer Batterie 15 Jahre/3.000 Ladezyklen und Wechselrichter 15 Jahre

Ein Großteil der Daten zu Materialien und Massen wurden vom Unternehmen zur Verfügung gestellt, darüber hinaus wurde ein Modul der Batterie zerlegt und vermessen. Transportentfernungen wurden mittels des multimodalen Routenplaners searates (Searates 2016) und Google Maps berechnet. Dazu wurden ergänzend auch Produktionsstandorte für Zwischenprodukte recherchiert. Fehlende Daten wurden durch fundierte Schätzungen oder Literaturdaten ergänzt. Die Berechnungen erfolgten mit openLCA auf Basis von ecoinvent 2.2. Die

Berechnungen berücksichtigen alle Prozesse vom Rohstoffabbau bis zum Betrieb. Abbau und Entsorgung sind nicht enthalten.

Basierend auf den Ergebnissen der Klimabilanz für die Batterie wurde die Veränderung der CO<sub>2</sub> Äquivalente für den Stromverbrauch des Gebäudes für ausgewählte Szenarien aus

Tabelle 1 berechnet.

Das folgende Schema zeigt wie die CO<sub>2</sub>-Äquivalente der einzelnen Anlagenteile, sowie des Netzstroms in die Bilanz des Gebäudes eingehen.

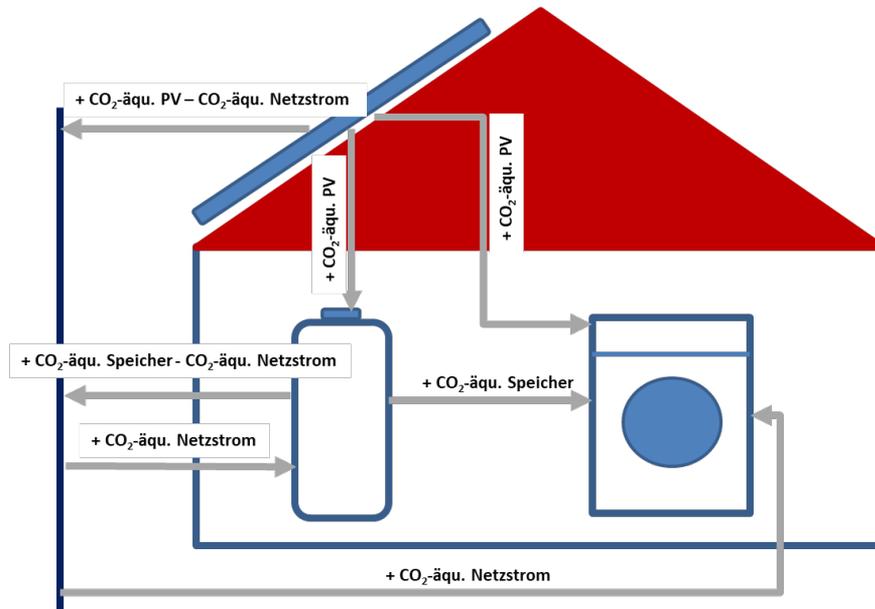


Abbildung 64: CO<sub>2</sub>-Äquivalente in der Klimabilanz des Gebäudes

Die zur Berechnung des Netzstroms herangezogenen spezifischen CO<sub>2</sub>-Äquivalenzdaten stammen aus der Archivdatenbank der Plattform ‚electricityMap‘ (electricity map.org s.a.) und stellen die CO<sub>2</sub>-Intensität der zum jeweiligen Zeitpunkt über das Stromnetz verfügbaren Elektrizität für den Zeitraum von 16.08.2018 bis 30.06.2019 dar. Der Netzbezug des Gebäudes stammt aus den Verbrauchs-Messdaten für das Gebäude.

Die CO<sub>2</sub> Äquivalente des Speichers entstammen der Wirkungsabschätzung aus Kapitel 11.3 und betragen inklusive Wechselrichter (Daten dazu aus Ferhatbegovic et al. 2015) 74,2 gCO<sub>2</sub>e/kWh. Der Wert der CO<sub>2</sub>-Äquivalente der PV Anlage wurde mit 50 gCO<sub>2</sub>e/kWh angenommen (Fraunhofer ISE 2020).

### 11.1.2. Kritikalität

Die Kritikalität zeigt die Verfügbarkeit von Rohstoffen an. Sie setzt sich aus der wirtschaftlichen Relevanz (Economic Importance – EI) und dem Versorgungsrisiko (Supply Risk – SR) zusammen. Die jeweiligen Grenzwerte werden von der EU Kommission festgelegt (Europäische Kommission 2017). Die Kalkulation der Parameter erfolgt durch Verwendung von Durchschnittswerten der letzten fünf Jahre, sofern vorhanden.

Beidinger (2018) berechnete die Entwicklung der Kritikalität von Rohstoffen, die in der Energiewende eine Rolle spielen bis 2030. Basis der Berechnungen waren die nationalen Energiepläne der Mitgliedsstaaten der EU. Es zeigt sich, dass selbst unter der Annahme, dass ausschließlich der Verbrauch des Energiesektors steigt, die Verfügbarkeit einiger Rohstoffe in den kritischen Bereich gelangt.

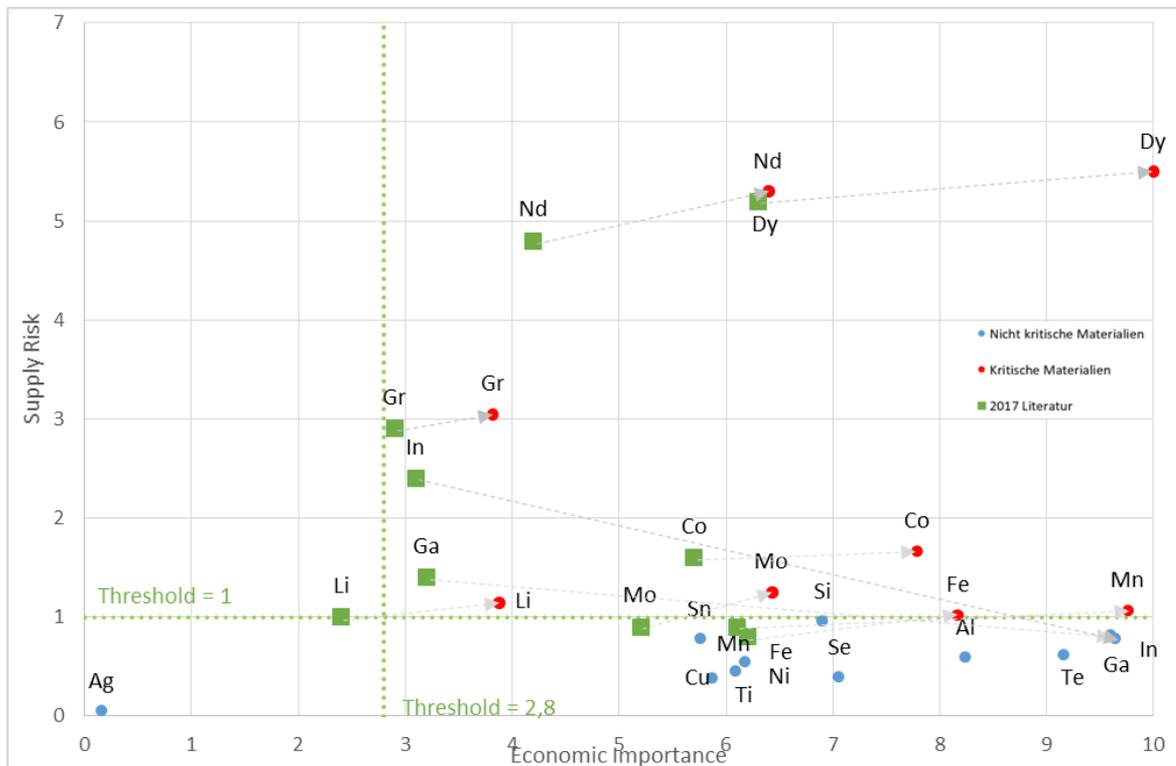


Abbildung 65: Veränderung der Kritikalität von Rohstoffen durch die europäische Energiewende - Abschätzung für 2030 (Beidinger 2018; p. 66)

Im vorliegenden Projekt wurden die eingesetzten Materialien anhand der oben gezeigten Ergebnisse auf ihre Verfügbarkeit überprüft.

### 11.1.3. Toxizität

Als Toxizität bezeichnet man die Giftigkeit einer Substanz. Sie hängt von den chemischen und physikalischen Eigenschaften der Substanz ab, und davon wie lange, wie oft usw. ein Organismus ihr ausgesetzt ist. Dazu kommt die genetische Veranlagung der betroffenen Organismen. Es wird in toxische Wirkung auf Menschen sowie auf aquatische und terrestrische Ökosysteme unterschieden. Die Toxizität wird mittels Tierversuche, Zellkultur (Humantoxizität) oder Feldversuch ermittelt. Es werden vier Toxizitätsklassen unterschieden, wobei Klasse 1 extrem giftige Stoffe umfasst und Klasse 4 solche mit äußerst geringer Toxizität (Lohs et al. 2009; S. 244). Angaben zur Toxizität der eingesetzten Stoffe sind in diversen technischen Beschreibungen und Sicherheitsdatenblättern zu finden.

## 11.2. Sachbilanz Salzwasserbatterie

Zur Erstellung der Sachbilanz wurde ein Batteriemodul in seine Einzelteile zerlegt und so die Masse der einzelnen Bauteile und Materialien bestimmt. Ergänzt wurden die Messungen durch Angaben des Herstellers zu den jeweiligen Materialien, sowie Produktionsstandorten. Die Herstellung des Elektrolyts und der Anode wurden stöchiometrisch berechnet.

Tabelle 18: Sachbilanz der Aspen M100-LS82P

Bauteil	Material	Masse	Herstellungsort
---------	----------	-------	-----------------

Stack	Anode	Natrium Titaniumdiphosphat	268,8 kg	Mt. Pleasant
	Kathode	Lithium Mangan Dioxid	454,8 kg	Mt. Pleasant
	Elektrolyt	Wasser deionisiert	193,2 kg	Mt. Pleasant
		Chemikalie 1	49,2 kg	Mt. Pleasant
		Chemikalie 2	162,0 kg	Mt. Pleasant
	Separator	Synthetische Wolle	2,4 kg	Mt. Pleasant
	Kollektor	Kohlenstoff	18,0 kg	Mt. Pleasant
		Edelstahl	108,0 kg	Pittsburgh Mon Valley
	Stack Komponenten	Edelstahl	28,8 kg	Pittsburgh Mon Valley
		Aluminium	15,6 kg	Georgia
Mantel, Spritzgussverfahren	Polypropylen	58,8 kg	Toledo, Ohio	
Batteriegehäuse	Polypropylen	28,8 kg	Toledo, Ohio	
Elektronik	Polypropylen	2,7 kg	Toledo, Ohio	
	Edelstahl	< 1 %	Pittsburgh Mon Valley	
	Kupfer	6,9 kg	Ontario, Canada	
	Polyamid	0,2 kg	Toledo, Ohio	
Schrauben, Muttern	Edelstahl	17,8 kg	Pittsburgh Mon Valley	

Die folgende Abbildung zeigt die Anteile der einzelnen Komponenten an der Gesamtmasse des Speichers. Dabei wurden zur besseren Nachvollziehbarkeit der Wirkungsabschätzung (Kapitel 11.3) Kathode und Anode explizit ausgewiesen.

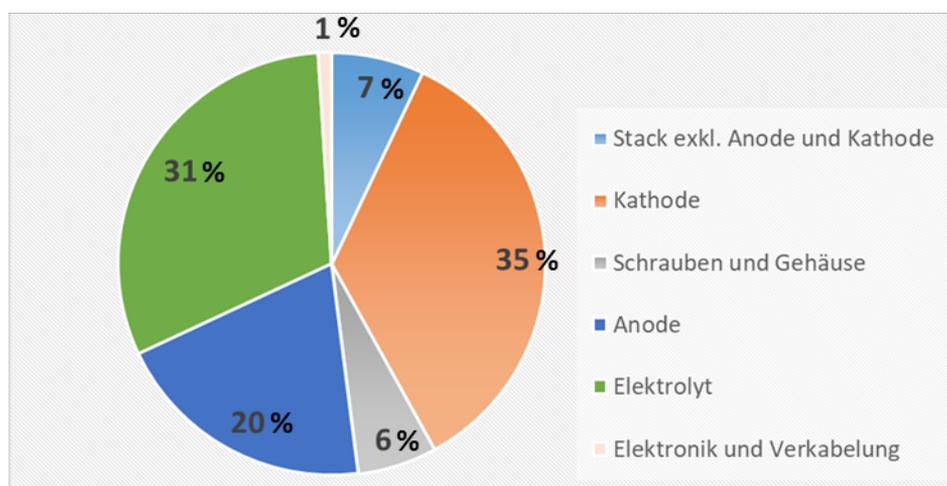


Abbildung 66: Prozentueller Anteil der Komponenten an der Gesamtmasse

Die Gesamterhebung der Transporte und die berechneten Tonnenkilometer für den Speicher ergibt 532 tkm mit EURO 3 LKW (Annahme für Nordamerika), 10.502 tkm mit Frachtschiff und 1.354 tkm mit Flottendurchschnitt Schweiz in Europa (Google Inc s.a.; Searates 2016).

### 11.3. Wirkungsabschätzung

Die Wirkungsabschätzung mittels openLCA (Version) ergab für den gesamten Speicher ein Treibhauspotential von 6.139 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Tabelle 19 zeigt die Ergebnisse pro Ladezyklus und kWh als Grundlage für die weiteren Berechnungen.

Tabelle 19: Ergebnisse Wirkungsabschätzung Aquion Aspen M100-LS82P

Salzwasserspeicher „Aquion Aspen M100-LS82P“	
Summe CO <sub>2</sub> -e [kg]	6.139
pro Ladezyklus [kg/Ladezyklus]	2,05
pro kWh [g/kWh]	72,05

Die Aufteilung der Emissionen nach Speicherkomponenten zeigt Abbildung 67. Es ist ersichtlich, dass die Kathode mit 62 % den größten Anteil an den Gesamt-Emissionen ausmacht, das sind 3,3 tCO<sub>2</sub>-e. Dies ist auf die energieintensive Herstellung der Zwischenprodukte und des Endproduktes zurückzuführen. Der Elektrolyt, der einen ähnlichen Masseanteil hat, trägt aufgrund des geringeren Energieeinsatzes bei der Herstellung nur 443 kg CO<sub>2</sub>-e zur Klimabilanz bei. Die Transporte tragen aufgrund des hohen Anteils an Schiffstransporten 305 kg CO<sub>2</sub>-e bei.

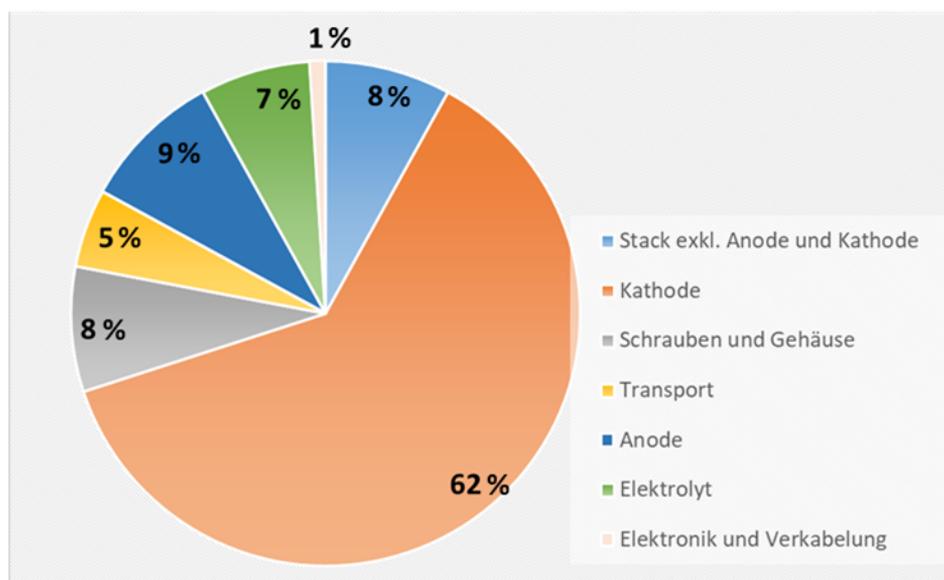


Abbildung 67: CO<sub>2</sub>-Äquivalente nach Komponenten

Zum Vergleich zeigen Literaturwerte für Lithium-Ionen-Speicher unterschiedliche Werte pro kWh. Amarakoon et al. (2012; S. 69) zeigen für eine Lithium-Eisen-Phosphat Batterie inklusive Steuermodul und gemittelten Transporten ein GWP von 151 g CO<sub>2</sub>-e/kWh und damit den höchsten Wert der untersuchten Lithium-Ionen Technologien. Die Werte für die Mangan Technologie werden beispielsweise mit 63,4 g CO<sub>2</sub>-e/kWh angegeben. Die Ergebnisse aus Nenning et al. (2015) zeigen für Lithium-Eisen Technologie bei 3.000 Ladezyklen 74 g CO<sub>2</sub>-e/kWh und die Ergebnisse für Nickel-Kobalt-Mangan Technologie von Ellington et al. (2013; p. 118) ergeben für die gleichen Rahmenbedingungen 63,4 g CO<sub>2</sub>-e/kWh. Die Salzwassertechnologie liegt hier im oberen Bereich der Bandbreite. Darüber hinaus liegt die technisch mögliche Zyklenzahl der Lithium-Ionen Technologien bis zu dreimal höher als die der Salzwasserspeicher; die angegebenen Werte können bei

entsprechendem Einsatz (mehr als 3.000 Zyklen innerhalb der kalendarischen Lebensdauer) gegenüber der Salzwassertechnologie weiter sinken.

Tabelle 20: CO<sub>2</sub>-Äquivalente der jeweiligen Szenarien

Szenarien	Systemanpassung	CO <sub>2</sub> -Äquivalente - gesamter Berechnungs-Zeitraum
Szenario 0 – o. PV	Strom ausschließlich über Netzbezug	302.475 kgCO <sub>2</sub> e/kWh
Szenario 2 o. Sp	Netzbezug und PV Anlage: 250 kWp	246.963 kgCO <sub>2</sub> e/kWh
Szenario 2 EBO	Netzbezug PV Anlage: 250 kWp Speicher: 51,8 kWh Kapazität, 23,4 kW Lade- & Entladeleistung Betriebsweise: eigenbedarfsorientiert	247.024 kgCO <sub>2</sub> e/kWh
Szenario 2 LSR	Netzbezug PV Anlage: 250 kWp Speicher: 51,8 kWh Kapazität, 23,4 kW Lade- & Entladeleistung Betriebsweise: lastspitzenreduzierend	247.384 kgCO <sub>2</sub> e/kWh
Szenario 3 EBO	Netzbezug PV Anlage: 250 kWp Speicher: 103,6 kWh Kapazität, 46,8 kW Lade- & Entladeleistung Betriebsweise: eigenbedarfsorientiert	247.007 kgCO <sub>2</sub> e/kWh
Szenario 3 LSR	Netzbezug PV Anlage: 250 kWp Speicher: 103,6 kWh Kapazität, 46,8 kW Lade- & Entladeleistung Betriebsweise: lastspitzenreduzierend	247.957 kgCO <sub>2</sub> e/kWh

Die Ergebnisse zur Berechnung der Veränderungen der Klimabilanz des Gebäudes (

Tabelle 20) über den gesamten Zeitraum zeigen, dass eine maßgebliche Reduktion der CO<sub>2</sub>-Äquivalente im Vergleich zum ausschließlichen Netzbezug durch den Einsatz einer PV Anlage möglich ist (Szenario 2 o. Sp). Der Einsatz des Salzwasserspeichers geht mit Ausnahme des Szenarios 3 LSR mit einer Verschlechterung im Vergleich zu Szenario 2 o. Sp einher. Bei lastspitzenorientierter Betriebsweise (Szenarien 2 LSR und 3 LSR) liegen die CO<sub>2</sub>-Äquivalente im Vergleich zur eigenbedarfsorientierten Betriebsweise (Szenario 3 EBO und 3 EBO) höher. Eine größere Dimensionierung des Salzwasserspeichers verringert die CO<sub>2</sub>-Äquivalente verglichen mit Szenario 2 EBO und Szenario 2 LSR.

Der folgende Abschnitt zeigt Überlegungen zu möglichen Verbesserungen der angeführten Ergebnisse für das Gebäude.

#### **11.3.1. Ersatz von Transformatoren durch die Batterie**

Zur Verbesserung der Umweltwirkung des Speichers wurde die Reduktion von Transformatorleistung durch das Batteriesystem betrachtet. Ein Batteriesystem kann mit ca. 10 kW Spitzenleistung (bzw. kVA - da das System auch Blindleistung abgeben kann) und einer Kapazität von 56 kWh die Lastspitzen an einem Tag ausgleichen. Im untersuchten Gebäude (FutureBase) sind Verteiltransformatoren verbaut, welche Verbraucher an mehreren Netzsträngen versorgen.

Beispielhaft wurde ein Transformator (Gießharz-Trockentransformator) mit 250 kVA und 1.300 kg Gewicht herangezogen. Für diesen ergeben sich für die Herstellung laut ecoinvent (Version 2.2) 4.253,65 kg CO<sub>2</sub>-e. Spezifisch auf die Masse bezogen ergeben sich pro kVA Anschlussleistung für einen Transformator dieser Bauweise 17,015 kg CO<sub>2</sub>-e/kVA. Im vorliegenden Anwendungsfall kann der Speicher 10 kVA an Transformatorleistung reduzieren, was – in erster Näherung skaliert – einer Reduktion von 52 kg Transformatorgewicht bzw. 170,15 kg CO<sub>2</sub>-e entspricht. Diese Reduktion entspricht 2,7 % der CO<sub>2</sub>-Äquivalente des Speichers. Diese Maßnahme kann nur in Kombination mit anderen eine maßgebliche Verbesserung bewirken.

#### **11.3.2. Nutzung der erhöhten Hosting Capacity im Netzabschnitt**

Der Einsatz von Speichern im Stromnetz erhöht die Aufnahmekapazität (Hosting Capacity) des entsprechenden Netzabschnitts für volatile Energieerzeugungsanlagen wie Windkraft oder Photovoltaik durch die Möglichkeit Erzeugungsspitzen zu glätten.

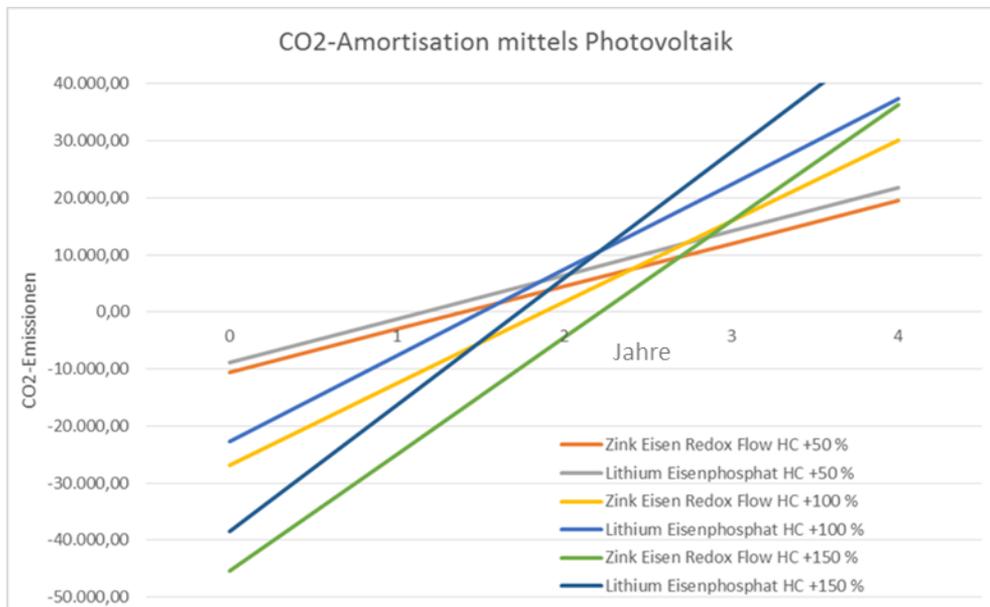


Abbildung 68: CO<sub>2</sub> Amortisation von Speichern im Netzabschnitt

Nenning et al. (2015) zeigen anhand zweier unterschiedlicher Speichertechnologien, wie sich eine Nutzung der erhöhten Hosting Capacity durch vermehrten Einsatz von PV auf die CO<sub>2</sub> Amortisation der Speicher auswirkt (Abbildung 68).

Die Darstellung zeigt, dass sich die CO<sub>2</sub> Äquivalente beider Technologien innerhalb von drei Jahren amortisieren.

### 11.3.3. Berücksichtigung von CO<sub>2</sub> Signalen in der Speicherstrategie

Die berechneten Szenarien basieren auf einer Speicherstrategie, die entweder Lastspitzenausgleich oder Eigenverbrauchsmaximierung zur Grundlage hat. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, den Speicher dann aus dem Netz zu laden, wenn die CO<sub>2</sub> Äquivalente des Strommixes möglichst niedrig sind.

Die CO<sub>2</sub>-Äquivalente des Strommixes schwanken über den gesamten Betrachtungszeitraum um einen Mittelwert von 385,88 gCO<sub>2</sub>e/kWh. Abbildung 69 zeigt diesen Verlauf für einen beispielhaften Sommertag. Hier könnte der Speicher von 07:00 bis 16:00 geladen und die gespeicherte Energie im Zeitraum der CO<sub>2</sub>-Äquivalenzspitzen, an diesem Tag zwischen 17:30 und 00:00, wieder entladen werden. Damit würde die CO<sub>2</sub> Bilanz des Gebäudes entlastet.

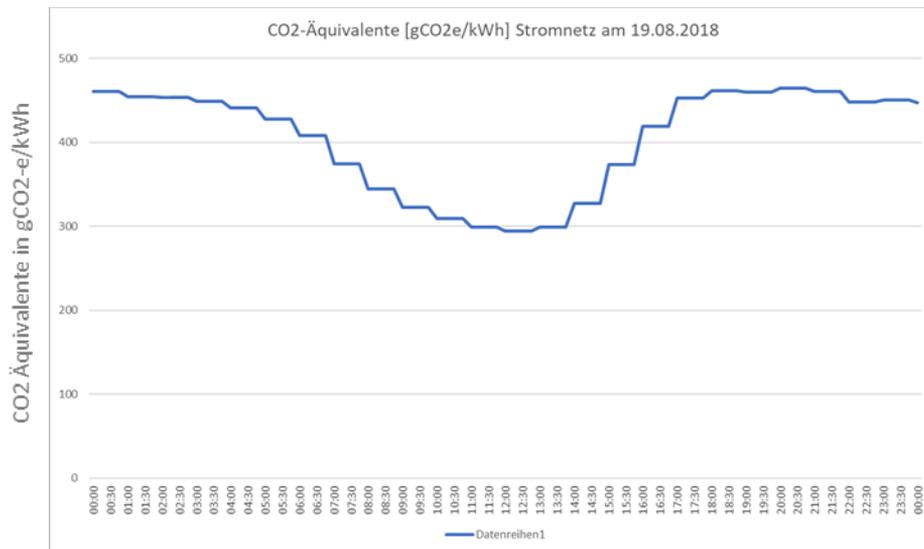


Abbildung 69: CO<sub>2</sub> Äquivalente [gCO<sub>2</sub>-e/kWh] am 19.8.2018

#### 11.3.4. Auswahl und Dimensionierung des Speichers

Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass zur Verbesserung der CO<sub>2</sub> Bilanz durch einen Speicher folgende CO<sub>2</sub> Äquivalente des Speichers erreicht werden müssen:

- Szenario 2: ≤ 64,2 g CO<sub>2</sub>-e/kWh
- Szenario3: ≤ 34,7 g CO<sub>2</sub>-e/kWh
- Szenario 4: ≤ 36 g CO<sub>2</sub>-e/kWh
- Szenario 5: ≤ 17,3 g CO<sub>2</sub>-e/kWh

Die Werte aus Szenario 3 und 4 sind ev. mit langfristigem Einsatz von Redox Flow- oder Lithium Ionen Speichern möglich, unter der Annahme, dass deren Zyklenzahl voll ausgeschöpft würde (vgl. Nenning et al. 2015). Der Schwellenwert aus Szenario 2 ließe sich aktuell mit einer geeigneten Lithium-Ionen Technologie erreichen (siehe Kapitel 11.3).

Die Berechnungen zeigen auch, dass eine Vergrößerung des Speichers gegenüber der PV-Anlage eine Verbesserung der CO<sub>2</sub> Bilanz des Gebäudes mit sich bringt. Das ist ein Hinweis darauf, dass die exakt passende Dimensionierung des Speichers die CO<sub>2</sub> Bilanz maßgeblich beeinflussen kann.

#### 11.4. Kritikalität

Die Kritikalität der verwendeten Rohstoffe wurde anhand der Berechnungen von Beidinger (2018) und der Ergebnisse der Sachbilanz (Abbildung 70) abgeschätzt.

Die Sachbilanz der Salzwasserbatterie zeigt: Keines der in der Batterietechnologie enthaltenen Materialien wird aktuell als kritisch eingestuft (Abbildung 71, grüne Kästchen). Betrachtet man jedoch die Veränderung bis 2030, zeigt sich, dass einige der eingesetzten Materialien im Rahmen der Energiewende in den versorgungskritischen Bereich gelangen können. Diese Stoffe sind in folgender Abbildung mit einem Ring markiert.

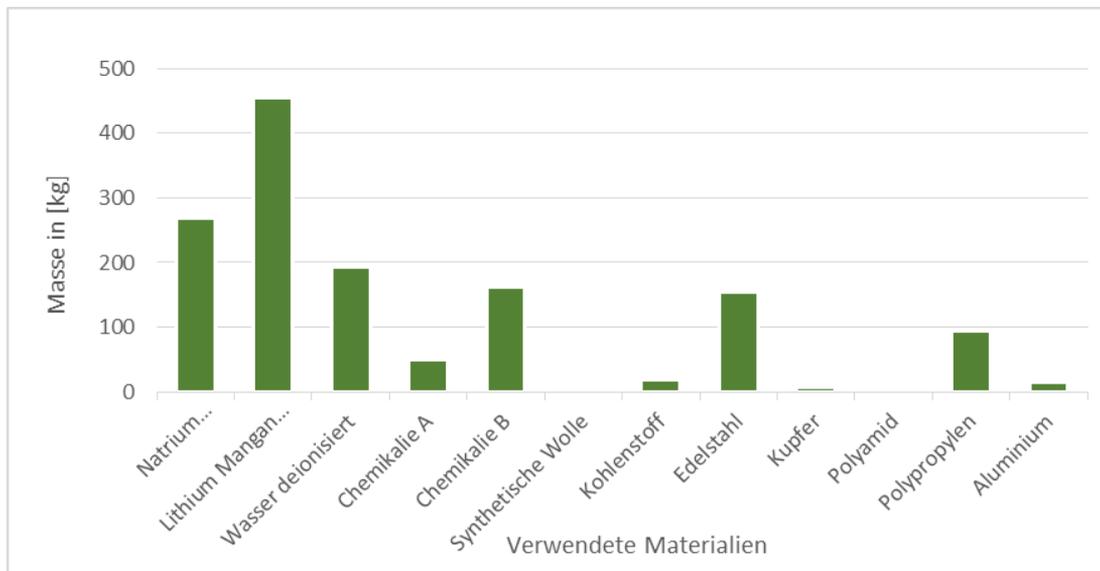


Abbildung 70: Massen der eingesetzten Rohstoffe

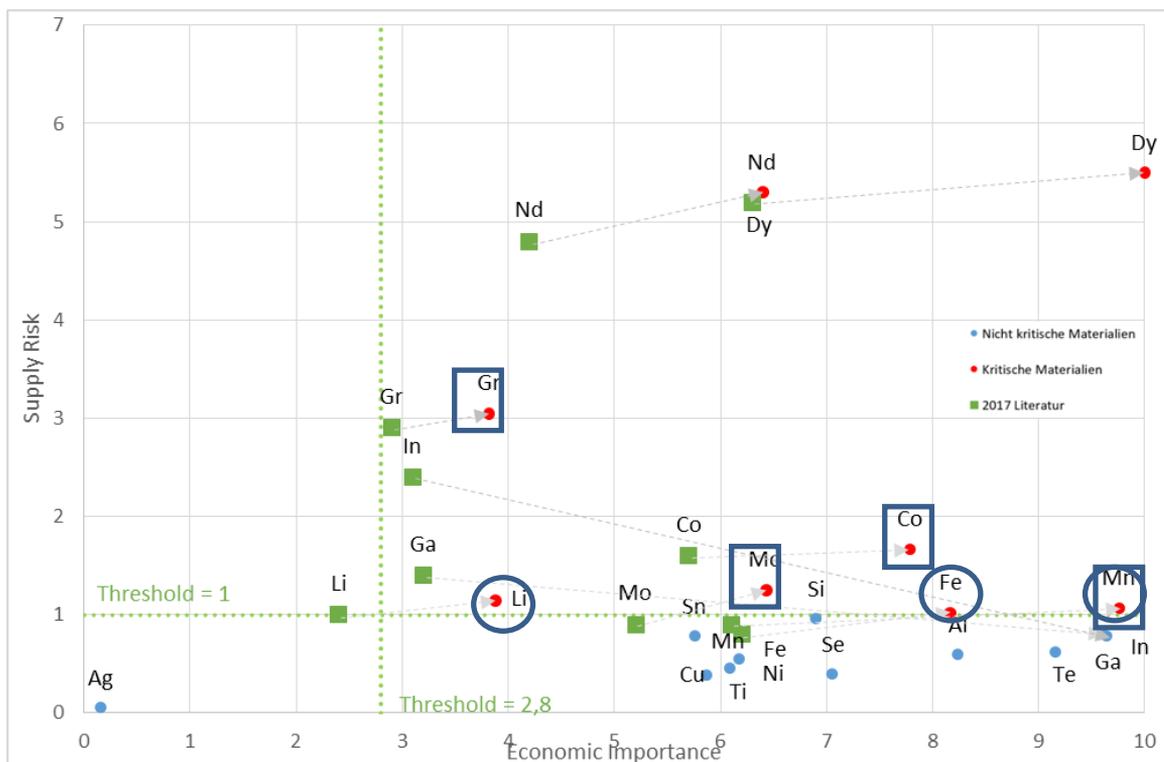


Abbildung 71: Kritische Rohstoffe in Speichertechnologien Entwicklung bis 2030

Lithium-Ionen Technologien, die Graphit (SGL Carbon SE 2020), Kobalt ( $\text{LiCoO}_2$ ) oder Kobalt und Mangan ( $\text{Li}(\text{Ni}_x\text{Co}_y\text{Mn}_z)\text{O}_2$ ) enthalten, oder neu entwickelte Technologien mit Molybdän (SNF 2015) verwenden zusätzlich zu Lithium und Stahl Rohstoffe, die bereits aktuell (Co) oder bis 2030 (Mn, Mo) im versorgungskritischen Bereich zu finden sein werden (siehe Abbildung 71 - eckige Markierung). Hier bietet die Salzwassertechnologie einen Vorteil im Bereich der Kritikalität einiger

Rohstoffe. Die Recyclierfähigkeit der Komponenten wurde als  $\geq 50\%$  und damit im silver level des cradle to cradle© Zertifikats eingestuft (Graulich und Manhart 2017).<sup>15</sup>

Vor allem Lithium, Eisen (Stahl) und Mangan sind hier als kritisch zu nennen. Hier liegt jedoch gegenüber der Lithium-Ionen Technologie der Vorteil darin, dass die Wiederverwertung der Materialien - inklusive Lithium - gefahrlos erfolgen kann, da auch beim Öffnen und Zerlegen der Batterie keine Explosionsgefahr besteht. Das würde eine höhere Recyclingrate und damit ein niedrigeres Versorgungsrisiko unterstützen.

### **11.5. Toxizität und Sicherheit**

Im Produkt „Aspen M100-LS82P“ werden zwar entlang der Wertschöpfungskette giftige Lösungen/Substanzen eingesetzt, jedoch mit geringen Wirkungsfaktoren (Graulich und Manhart 2017). Im endgültigen Produkt liegt jedoch weder für Elektrolyt noch Anode oder Kathode eine toxikologische Einstufung vor. Dies deckt sich auch mit den Herstellerangaben zur Umweltfreundlichkeit des Produkts. Dies ist ebenfalls ein Vorteil gegenüber der Lithium-Ionen Technologie, deren Leitsalz und Lösungsmittel des Elektrolyts als Gefahrenstoffe für Umwelt und Gesundheit eingestuft sind (Graulich und Manhart 2017).

---

<sup>15</sup> Aufgrund der positiven Umwelt- und Sicherheitseigenschaften ist die Technologie zu Förderung im Programm der Elektrizitätswerke Schönau Vertriebs GmbH empfohlen (Graulich und Manhart 2017).

## 12. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

### 12.1. Verbrauchsprognose in Bürogebäuden

Im vorliegenden Projekt wurde ein selbstlernendes Energiemanagementsystem zur Reduktion von Last- und Erzeugungsspitzen entwickelt, mit dem Ziel, Einspeisung bzw. Netzbezug zu vergleichmäßigen und damit das Verteilnetz zu entlasten. Ein selbstlernendes künstliches neuronales Netzwerk (KNN) ist dabei für die Prognose des gesamten Stromverbrauchs des Gebäudes verantwortlich. Diese Prognose wurde gemeinsam mit weiteren Messdaten für die Erstellung eines Lade- und Entladefahrplans des Batteriespeichers verwendet. Dabei zielt das Energiemanagement primär auf die Minimierung von Lastspitzen ab, berücksichtigt jedoch auch die lokale PV-Erzeugung mit dem Ziel, gleichzeitig den Eigenverbrauchsanteil zu maximieren. Auf Basis dieses Fahrplans kann eine optimale vorausschauende Bewirtschaftung des Batteriespeichers erfolgen.

Für die Verbrauchsprognose von Bürogebäuden ist die Berücksichtigung der richtigen Parameter unerlässlich. Folgende Handlungsempfehlungen können aufgrund der durchgeführten Arbeiten und gewonnenen Erkenntnisse im Projekt für zukünftige Implementierungen eines Energiemanagements (mit einem künstlichen neuronalen Netzwerk) sowie der Erstellung von Verbrauchsprognosen in Bürogebäuden ausgesprochen werden:

- Die Berücksichtigung optimierbarer Parameter steigert die Qualität der Prognosen maßgeblich. Eine umfassende Erhebung wird daher empfohlen.
- Die Vorhersagekraft des Systems mit Daten wie Temperatur, Wetterbedingungen und Kalender beeinflussen die Vorhersagequalität des Energieverbrauchs – vor allem bei sich bewegenden Urlaubssaisonen wie zum Beispiel Ostern.
- Aufnahme und Berücksichtigung präziser lokaler Wetterbedingungen (in Bezug auf die Stromproduktion aus Photovoltaik) führen zu einer besseren Prognose der PV-Produktion.
- Es kann durch unterschiedlichste Einflüsse zu Nullwerten bei Sensordaten kommen. Diese können beispielsweise durch Datenverbindungsabbrüche oder Updates verursacht werden. Eine Interpolation von nicht vorhandenen Sensordaten beugt einer Verwendung von Nullwerten vor.

Detaillierte Informationen über den Energieverbrauch - insbesondere in Bezug auf die Gründe für große Verbrauchsänderungen - tragen zur Verbesserung des Systems bei. Eine Aufschlüsselung von Verbrauchergruppen/-gerätschaften kann die Vorhersagequalität in zukünftigen Systemen weiter erhöhen.

#### 12.1.1. Eignung unterschiedlicher Prognosemodelle

Bei der Untersuchung unterschiedlicher Prognosealgorithmen und deren Auswirkungen hat sich gezeigt, dass beide verwendeten Prognosemodelle nur bedingt zur Prognose von Lastspitzen geeignet sind. Beide Prognosemodelle wurden dahingehend trainiert, um statistisch signifikante Ergebnisse zu prognostizieren. Unregelmäßig auftretende Lastspitzen stellen für diese Modelle Ausreißer dar und konnten daher nicht oder nicht verlässlich prognostiziert werden. Das künstliche

neuronale Netz kann zwar den Lastverlauf besser abbilden, Prognosefehler führen jedoch auch hier dazu, dass einzelne Lastspitzen nicht erkannt werden. Eine kontinuierliche Überwachung des Realverbrauches, in Kombination mit einer laufenden Fehlerkorrektur, als Ergänzung zur Prognose kann hier Abhilfe schaffen.

Die Erkenntnisse zeigen darüber hinaus, dass die lineare multiple Regression mathematisch nicht in der Lage ist, Lastspitzen zu prognostizieren. Andere Regressionsansätze, wie beispielsweise die quadratische multiple Regressionsanalyse, könnten hier eventuell zu besseren Ergebnissen führen. Des Weiteren wird für alle Prognosemethoden bzw. deren Trainingsdaten die Implementierung eines zusätzlichen Parameters, der den Wochentag, oder zumindest Werk- und Feiertage unterscheidet, empfohlen.

Hinsichtlich der expliziten Prognose von Lastspitzen und Hochlastperioden könnten andere Prognosemethoden oder speziell vorbereitete Trainingsdatensätze bessere Ergebnisse erzielen als die in dieser Arbeit verwendeten Methoden bzw. Trainingsdatensätze. Hier könnte die Kombination von mehreren Prognosemodellen mit laufender Fehlerkorrektur eine interessante Möglichkeit sein. So könnte beispielsweise die prädiktive Fahrplanermittlung für die kommenden 96 Viertelstunden - wie in Szenario 3a (siehe Kapitel 5.2) - anhand einer KNN-Prognose erfolgen und zusätzlich - ausgelöst durch die laufende Fehlerkorrektur - eine Fahrplankorrektur auf Basis einer anderen Prognose stattfinden.

## **12.2. Praktische Erfahrungen mit neuen Batteriespeichertechnologien**

Neben Lithium-Ionen Speichersystemen drängen zunehmend auch andere innovative Batteriespeichertechnologien auf den Markt (Hwang et al. 2017). Allerdings weisen diese Batteriespeicher oftmals unterschiedliche technologiespezifische Eigenschaften im Vergleich zur Lithium-Ionen-Batterie auf. Eine dieser neuen Technologien ist die Natrium-Ionen-Batterie. Um praktische Erfahrungen mit dieser neuen Technologie zu sammeln bzw. deren Auswirkungen auf unterschiedliche Anwendungen zu bestimmen, wurde im Projekt eine Natrium-Ionen-Batterie des Projektpartners BlueSky Energy im Hybrid Energy Lab der FH Technikum Wien sowie im Realbetrieb in der FutureBase umfangreich vermessen.

### **12.2.1. Wirkungsgrad**

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass der im Datenblatt angegebene Gesamtwirkungsgrad von 80 bis 90 % in der Praxis nicht erreicht wird. Auch bei geringen durchschnittlichen Lade- und Entladeleistungen im Bereich von 5 bis 8 kW (Nennleistung ca. 13 kW, Maximalleistung 23,4 kW) beträgt der ermittelte Gesamtwirkungsgrad des Batteriespeichersystems nur 60 bis 65 % und liegt damit deutlich unterhalb der durchschnittlichen Wirkungsgrade von Lithium-Ionen-Speicher mit 80-95 % (Kairies et al 2016).

### **12.2.2. Lade- und Entladeströme**

Die teils hohen Belastungen des Batteriespeichers im Realbetrieb haben gezeigt, dass die eingesetzten Batteriespeicher nicht für hohe Ströme geeignet sind – auch wenn diese unter den diesbezüglichen Grenzwerten im Datenblatt des Herstellers Aquion lagen. Einzelne Zellen wurden daher während der Laufzeit aufgrund der hohen Lade/Entladeströme irreparabel beschädigt. Diese

Erfahrung hat dazu geführt, dass BlueSky Energy das Produktdatenblatt entsprechend angepasst hat (20 A für weniger als 1 Sek pro Batteriestack mit 2,7 kWh).

### 12.2.3. Modellierung

Bei der Erstellung des Batteriemodells der Natrium-Ionen-Batterie hat sich gezeigt, dass über das HPPC-Verfahren mittels eines BMS die Parametrierung des Modells erfolgreich umgesetzt werden kann. Die Ergebnisse der Validierung mit einem RMS-Fehler von 0,2 % und einem maximalen relativen Fehler von 6,8 % bestätigen die erfolgreiche Parametrierung. Mithilfe des entwickelten Modells konnten folgende Charakteristika der Natrium-Ionen-Batterie abgebildet werden:

- Die elektrische Modellierung der Batterie über den SoC ermöglicht es, das Spannungsverhalten der Batterie innerhalb des vom Hersteller angegebenen Spannungsbereichs von 41 V bis 59 V bei unterschiedlichen Stromstärken zu beschreiben.
- Das statische Batterieverhalten über den SoC kann mithilfe der ermittelten OCV-Kurve abgebildet werden. Die OCV-Kurve ermöglicht einen Zusammenhang zwischen der Leerlaufspannung und des SoCs der Batterie.
- Das dynamische Batterieverhalten kann mithilfe der ermittelten Innenwiderstände und Zeitkonstanten über den gesamten SoC abgebildet werden. Der Innenwiderstand beschreibt hierbei den Leitungswiderstand und die Zeitkonstante, bestehend aus Polarisationswiderstand und Polarisationskapazität, die Polarisationseffekte der Batterie.
- Der Leistungsverlust beim Lade- und Entladevorgang der Batterie kann mithilfe des ermittelten Gesamtwiderstands über den gesamten SoC berechnet werden. Der Gesamtwiderstand besteht in diesem Modell aus dem Innenwiderstand und dem Polarisationswiderstand.
- Der Wirkungsgrad beim Lade- und Entladevorgang der Batterie kann mithilfe des ermittelten Leistungsverlusts und der elektrischen Leistung bei der Leerlaufspannung über den gesamten SoC berechnet werden.
- Eine Skalierbarkeit des Modells über die Batteriekapazität für die SoC ist gegeben, insofern vorausgesetzt wird, dass das Spannungsverhalten sich nicht mit der variierten Batteriekapazität ändert.

Für weitere zukünftige Untersuchungen wird eine Validierung des Modells mit realen Betriebsdaten empfohlen. Außerdem ist zu untersuchen, wie genau die vereinfachte Methode der Wirkungsgradbestimmung der Realität entspricht. Hierbei könnten Vergleichsmessungen zur Wirkungsgradbestimmung experimentell mit verschiedenen Lade- und Entladeströmen an dem Batteriesystem durchgeführt werden (Toman et al. 2016). Zur Lebensdauer und dem Alterungszustand der untersuchten Batterie kann mithilfe dieses Modells keine Aussage getroffen werden. Mithilfe einer thermischen Modellerweiterung könnten in späteren Forschungsarbeiten Alterungsmodelle entwickelt werden, um Rückschlüsse auf die Veränderung der Batteriekapazität über die Batterielebensdauer ziehen zu können.

## **12.3. Erkenntnisse aus dem Realbetrieb**

### **12.3.1. Dimensionierung**

In Hinblick auf die optimale Dimensionierung eines Speichersystems mit dem Zweck einer Lastspitzenreduktion gilt es, jene Konfiguration zu identifizieren, bei der die größtmögliche Reduktion des arithmetische Mittelwerts der viertelstündlich gemessenen Monatsmaxima des Netzbezugs bei gleichzeitig geringer Zyklensbelastung erzielt werden kann. Ein wesentlicher Einflussfaktor ist hierbei die Beschaffenheit des Verbrauchs sowie der Erzeugung. Wesentlich für die Dimensionierung und in der Folge für die erfolgreiche Nutzung eines Batteriespeichers zur Lastspitzenreduktion ist der Lastgang und dabei in erster Linie Anzahl, Höhe und Dauer der auftretenden Lastspitzen. Vorteilhaft ist ein relativ gleichmäßiger Lastgang mit wenigen auftretenden Lastspitzen.

Anders als bei kurz andauernden Lastspitzen, die mit der maximal möglichen Entladeleistung reduziert werden können, muss die Entladeleistung bei länger andauernden Lastspitzen unter Umständen begrenzt werden, um die Lastspitze über deren gesamte Dauer reduzieren zu können. Eine präzise Begrenzung der Lade-/Entladeleistung des Speichers ist allerdings nur bei einer exakten Vorhersage der Dauer einer Lastspitze möglich. Abhilfe könnte ein Sicherheitsfaktor zur Begrenzung der Entladeleistung schaffen, jedoch würde dies dauerhafte Einbußen des Reduktionspotenzials bedeuten.

Zur Reduktion von kurz andauernden Lastspitzen ist primär die Leistung des Speichersystems von Bedeutung, die Kapazität spielt dabei eine untergeordnete Rolle. Bei länger andauernden Lastspitzen (Hochlastphasen) oder mehreren Lastspitzen in kurzer Zeit gewinnt jedoch die Speicherkapazität zunehmend an Bedeutung, denn nur bei ausreichender Speicherkapazität können Hochlastphasen ohne oder mit geringer Reduktion der Entladeleistung reduziert werden.

### **12.3.2. Rechtlich/Regulatorische Handlungsempfehlungen**

Für den tatsächlichen Einsatz eines Batteriespeichersystems zur Lastspitzenreduktion gibt es jedoch noch rechtlich-regulatorische Fragen zu klären. Derzeit existiert in den einschlägigen Rechtsvorschriften weder auf nationaler noch auf europarechtlicher Ebene eine allgemeine Definition des Begriffs „Speicher“. Ein Speicher kann je nach aktueller Betriebsweise entweder als „Entnehmer“ (beim Laden) oder als „Einspeiser“ (beim Entladen) charakterisiert werden, wobei „Entnehmer“ und „Einspeiser“ in den Rechtsgrundlagen differenziert betrachtet werden. Diese doppelte Qualifikation des Speichers macht den Speicherbetreiber zum Netzbewerber, wodurch dieser trotz netzdienlichem Verhalten bei einer Speicherbewirtschaftung zur Lastspitzenreduktion gemäß § 51 ff des ElWOG 2010 grundsätzlich zur Entrichtung von Systemnutzungsentgelten gemäß SNE-VO 2012 verpflichtet ist (Klima- und Energiefonds 2016).

Des Weiteren besteht eine verpflichtende Stromkennzeichnung für sämtliche Stromhändler und sonstige Lieferanten in Österreich. Hierbei besteht das Problem, dass ohne zusätzlichen Messeinrichtungen sowie Informations- und Kommunikationstechnologien nicht erfasst werden kann, wie viel des in das Stromnetz eingespeisten Stroms tatsächlich Photovoltaikstrom ist und nicht aus dem Netz bezogener und eingespeicherter Strom.

### **12.3.3. Planungs- und sicherheitstechnische Aspekte:**

Die steigende Komplexität der Haustechnik in modernen Gebäuden verlangt eine immer intensivere Abstimmung der einzelnen Gewerke, um einen optimalen und aufeinander abgestimmten Betrieb zu ermöglichen. Im vorliegenden Projekt wurde daher gemeinsam mit den beteiligten Unternehmen ein umfassendes Integrationskonzept für Batteriespeicher erarbeitet. Besonderes Augenmerk wurde dabei auf die Validierung der Schutztechnik im Inselbetrieb (erforderliche Kurzschlussleistungen, Schwingungsverhalten der Wechselrichter, Umschaltzeiten, ...) gelegt. Die im Rahmen dieses integrativen Planungsprozesses gewonnenen Erfahrungen und Erkenntnisse wurden abschließend zu einem Informationsblatt für Gebäudeplaner zusammengefasst.

### **12.4. Energietechnische und wirtschaftliche Bewertung von netzdienlichen Batteriespeichersystemen**

Um Aussagen über die Wirtschaftlichkeit bzw. die energietechnischen Auswirkungen der untersuchten Einsatzstrategien treffen zu können, wurden diese sowohl anhand des Realbetriebes als auch mittels Simulation unterschiedlicher Szenarien bewertet.

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass Lastspitzen in gewerblich genutzten Gebäuden mittels Batteriespeichersysteme reduziert werden können. Ein funktionierendes Prognosesystem mit laufender Fehlerkorrektur ist dafür jedoch unabdingbar, vor allem bei auftretenden Hochlastphasen. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass beide verwendete Prognosemodelle nur bedingt zur Prognose von Lastspitzen geeignet sind. Das künstliche neuronale Netz kann zwar den Lastverlauf besser abbilden, Prognosefehler führen jedoch auch hier zu dazu, dass einzelne Lastspitzen nicht erkannt werden. Eine kontinuierliche Überwachung des Realverbrauches, in Kombination mit einer laufenden Fehlerkorrektur, als Ergänzung zur Prognose kann hier Abhilfe schaffen.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist der Einsatz eines Batteriespeichers nur bedingt zielführend. Während die Erhöhung der installierten PV-Leistung zu einer Reduktion der Gesamtkosten führt, hat der Einsatz eines Batteriespeichers zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung den gegenteiligen Effekt (+2,77 % bis +5,77 %). Wird ein Speicher jedoch auch zur Reduktion von Lastspitzen eingesetzt, kann dadurch die Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Die Gesamtkosten liegen zwar weiterhin über jenen ohne Speicher, jedoch nur mehr um 0,48 % bis 1,34 %. Bereits eine geringe Reduktion der Investitionskosten eines Batteriespeichers würde hier reichen, um den Einsatz von Batteriespeichern zur Reduktion von Lastspitzen wirtschaftlich zu machen.

In der Realität werden Prognosen nie/selten fehlerfrei agieren. Da für die Wirtschaftlichkeit jedoch nur die jeweils größte monatliche Lastspitze relevant ist, kann schon ein einziger Fehler zum falschen Zeitpunkt eine Reduktion der größten Lastspitze - und damit auch des Netzentgeltes - verhindern. Alternative Modelle zur Berechnung des leistungsabhängigen Netzentgeltes könnten hier Abhilfe schaffen und NutzerInnen von Batteriespeichern anregen, ihren Batteriespeicher (auch) netzdienlich zu bewirtschaften.

## 12.5. Umwelt und Gesellschaft

### 12.5.1. Ökologische Bewertung

Die Ergebnisse der Klimabilanz sowie der weiteren Untersuchungen und Recherchen zeigen, dass der Einsatz eines elektrochemischen Speichers die Umweltwirkung eines Bürogebäudes zumindest geringfügig verbessern kann. Der netzdienliche Einsatz zur Lastspitzenglättung verschlechtert die Bilanz, kann jedoch mit unterschiedlichen Maßnahmen kompensiert werden. So ist zum Beispiel - unabhängig von der eingesetzten Technologie - die exakt an den Anwendungsfall angepasste Dimensionierung eine wichtige Grundlage zum umweltgerechten Einsatz des Speichers. Eine Ladestrategie, die die CO<sub>2</sub>-Äquivalente des Strommixes berücksichtigt, trägt ebenfalls dazu bei.

Die Nutzung der erhöhten Hosting Capacity durch zunehmende Implementierung von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger wie PV und Windkraft kann die CO<sub>2</sub> Amortisation der Anlagen mit Speicher beschleunigen bzw. in manchen Fällen erst ermöglichen. Der Ersatz von Transformatorleistung ist aus aktueller Sicht erst mit größerem Durchdringungsgrad darstellbar.

Der im Projekt eingesetzte Salzwasserspeicher „Aspen M100-LS82P“ weist im Vergleich zu Lithium-Ionen Technologien mit 74 g CO<sub>2</sub>-e/kWh überwiegend höhere spezifische CO<sub>2</sub>-Äquivalente auf. Dies kann jedoch durch obengenannte Maßnahmen ausgeglichen werden.

Abseits der Klimabilanz zeigt der Salzwasserspeicher einige Vorteile gegenüber den Lithium-Ionen Technologien. Viele der eingesetzten Rohstoffe sind aktuell nicht als kritisch einzustufen. Die hohe Recyclierbarkeit der Komponenten unterstützt Kreislaufwirtschaft und verbessert die Verfügbarkeit von Rohstoffen. Die Sicherheit wird auf Grund der eingesetzten Stoffe als hoch eingestuft. Auch gilt der Speicher nicht als Gefahrgut.

Unter Berücksichtigung der oben genannten Maßnahmen – richtige Dimensionierung, CO<sub>2</sub> abhängige Ladestrategie, Kombination mit erhöhtem Einsatz von Erneuerbaren – kann der Salzwasserspeicher trotz der hohen CO<sub>2</sub> Äquivalente zur Verbesserung der Klimabilanz von Gebäuden und Netzabschnitten beitragen, sodass seine weiteren (Umwelt-) Vorteile genutzt werden können.

### 12.5.2. Gesellschaftliche Aspekte

Im Rahmen der Befragung mit GebäudenutzerInnen konnte die Akzeptanz von Batteriespeichern im Kontext des Arbeitsplatzes erhoben werden. Die BefragungsteilnehmerInnen haben mehrheitlich von Batteriespeichersystemen gehört und stehen der Anwendung am Arbeitsplatz grundsätzlich positiv gegenüber. Die Risikowahrnehmung gegenüber Batteriespeichern ist relativ gering und ein hohes Vertrauen in die Technologie scheint vorhanden zu sein. Batteriespeicher werden nicht als Gefährdung wahrgenommen.

Auf Grund dieser Einschätzung sind im Kontext des Arbeitsplatzes seitens der GebäudenutzerInnen wenige Bedenken hinsichtlich der Integration von Batteriespeichern zu erwarten. Da es keine direkten Auswirkungen der Batteriespeicher auf das Wohlbefinden gibt, sind die ansonsten notwendigen Kontrollmöglichkeiten der Gebäudetechnologien durch die NutzerInnen, wie etwa bei Temperatur- oder Lichtregelung, nicht von Relevanz. Offen bleibt hier die Frage, wieviel und welche Art von Information für GebäudenutzerInnen zur Verfügung gestellt werden sollen und inwiefern

Interaktionsmöglichkeiten gegeben sein sollten, um das Wissen über die Technologie, deren Nutzen aber auch das Vertrauen in die Sinnhaftigkeit und Funktionalität zu stärken.

Die BefragungsteilnehmerInnen stehen aktiven Maßnahmen zur Verbesserung der Energieperformance und der Nachhaltigkeit im Arbeitsumfeld generell positiv gegenüber und sehen hier den größten Veränderungsbedarf. Der Arbeitsplatz wird als Ort wahrgenommen, an dem Maßnahmen zur Ressourcen- und Energieschonung willkommen sind. Batteriespeicher als Teil eines innovativen Energiekonzeptes im Bürogebäude in Kombination mit Maßnahmen für Beschaffungswesen und Ressourcennutzung könnten als positives Aushängeschild durch die Gebäudeerrichter und Betreiber genutzt werden. Gerade für Unternehmen, die im Umfeld Energie/Umwelt arbeiten oder einen nachhaltigen Umgang mit natürlichen Ressourcen als Leitlinie festgelegt haben, können solche Konzepte attraktiv bei der Wahl bzw. Neugestaltung des Unternehmensstandorts sein.

## **12.6. Schlussfolgerungen**

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass Lastspitzen in gewerblich genutzten Gebäuden mittels Batteriespeichersysteme reduziert werden können. Ein funktionierendes Prognosesystem mit laufender Fehlerkorrektur ist dafür jedoch unabdingbar, vor allem bei auftretenden Hochlastphasen. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass beide verwendete Prognosemodelle nur bedingt zur Prognose von Lastspitzen geeignet sind. Das künstliche neuronale Netz kann zwar den Lastverlauf besser abbilden, Prognosefehler führen jedoch auch hier zu dazu, dass einzelne Lastspitzen nicht erkannt werden. Eine kontinuierliche Überwachung des Realverbrauches, in Kombination mit einer laufenden Fehlerkorrektur, als Ergänzung zur Prognose kann hier Abhilfe schaffen.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist der Einsatz eines Batteriespeichers nur bedingt zielführend. Während die Erhöhung der installierten PV-Leistung zu einer Reduktion der Gesamtkosten führt, hat der Einsatz eines Batteriespeicher zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung den gegenteiligen Effekt (+2,77 % bis +5,77 %). Wird ein Speicher jedoch auch zur Reduktion von Lastspitzen eingesetzt, kann dadurch die Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Die Gesamtkosten liegen zwar weiterhin über jenen ohne Speicher, jedoch nur mehr um 0,48 % bis 1,34 %. Bereits eine geringe Reduktion der Investitionskosten eines Batteriespeichers würde hier reichen, um den Einsatz von Batteriespeichern zur Reduktion von Lastspitzen wirtschaftlich zu machen.

Die durchgeführte Lebenszyklusanalyse zeigt, dass Batteriespeichersysteme unter geeigneten Rahmenbedingungen die Klimabilanz eines Gebäudes zumindest geringfügig verbessern können. Ausschlaggebend dafür, abhängig vom Ziel des Einsatzes (Lastspitzen, Eigenverbrauch, Umweltschutz) sind die Wahl der Technologie, der Speicherstrategie (z. B. Berücksichtigung des CO<sub>2</sub> Signals des Strommixes) oder die Nutzung der erhöhten Aufnahmekapazität des jeweiligen Netzabschnittes. Unter Berücksichtigung und Abwägung weiterer Faktoren wie Toxizität und Verfügbarkeit von Rohstoffen können auch Technologien mit hohem Klimapotenzial umweltgerecht eingesetzt werden.

Im Rahmen der Befragung von GebäudenutzerInnen konnte die Akzeptanz von Batteriespeichern im Kontext des Arbeitsplatzes ermesen werden. Hierbei zeigte sich, dass die Risikowahrnehmung gegenüber Batteriespeichern relativ gering ist und BefragungsteilnehmerInnen einer Anwendung am Arbeitsplatz grundsätzlich positiv gegenüberstehen.

## 13. Verzeichnisse

### 13.1. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gegenüberstellung der konventionellen (links) und der netzdienlichen Betriebsführung (rechts) (Bundesverband Solar e. V., 2013) .....	16
Abbildung 2: Exemplarisches Tagesprofil eines Prosumers mit Speicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs; Stromverbrauch beziehungsweise -erzeugung positiv dargestellt, vom Netz bezogene Energie negativ dargestellt .....	18
Abbildung 3: Exemplarisches Tagesprofil eines Prosumers mit Speicher zur Lastspitzenreduktion; Stromverbrauch beziehungsweise -erzeugung positiv dargestellt, vom Netz bezogene Energie negativ dargestellt.....	18
Abbildung 4: Aufbau von Lithium-Ionen-Zellen (Schnabel 2019) .....	24
Abbildung 5: Aufbau eines Moduls der Natrium-Ionen Batterie, Typ 48S-2.2 (BlueSky Energy 2, 2019).....	25
Abbildung 6: Natrium-Ionen Batterie Funktionsweise – links: Entladen, rechts: Laden (BlueSky Energy 2, 2019).....	26
Abbildung 7: Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems mit zeitgesteuerter Ladung an einem sonnigen Tag (PV-Leistung 4 kWp, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh) (Siegel und Bergner 2015).....	27
Abbildung 8: Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems bei fester Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,5 kW / kWp (2 kW) an einem unbewölkten Tag (links) und teilweise bewölkten Tag (rechts) (PV-Leistung 4 kWp, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh) (Weniger und Quaschnig 2013).....	27
Abbildung 9: prognostizierter Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems bei prognosebasierter fester Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,6 kW / kWp (3 kW) an einem sonnigen Tag (links) und einem stark bewölkten Tag (rechts) (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, Strombedarf 5,3 MWh/a) (Weniger et al. 2014a).....	28
Abbildung 10: Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems bei variabler Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,41 kW/kWp (1,64 kW) an einem unbewölkten Tag (links) und auf 0,13 kW/kWp (0,52 kW) an einem wechselnd bewölkten Tag (rechts) (PV-Leistung 4 kWp, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh) (Weniger und Quaschnig 2013) .....	29
Abbildung 11: Lastspitzenreduktion (peak shaving) durch Verschieben der Energie in Zeitpunkte geringerer Gesamtleistung (Lange 2016).....	30
Abbildung 12: Funktionsweise eines Regelalgorithmus zur Reduktion von Lastspitzen (peak shaving) nach Lange (2016) .....	30
Abbildung 13: Beispielhafte Darstellung einer Lastspitze und einer Hochlastphase (eigene Darstellung) .....	31
Abbildung 14: Diagramm Stromzusammensetzung Gewerbe in Wien (E-Control 2019c).....	36
Abbildung 15: Messleistungsentgelte für direkte Messungen der Wiener Netze GmbH (Wiener Netze GmbH 2018) .....	38

Abbildung 16: Entwicklung der Systempreise (Mittelwert und Bandbreite) für PV-Heimspeichersysteme in Österreich mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 kWh inkl. MWSt. pro kWh nutzbare Speicherkapazität; Anzahl der Nennungen: 2015: n=10, 2016: n=20, 2017: n=45 (Quelle: Erhebung Technikum Wien) .....	39
Abbildung 17: Aufbau der Wechselrichter und der DC-seitigen Schutzeinrichtung .....	41
Abbildung 18: Programmierung der Steuerung des Batteriespeichers zur Einbindung in das Hybrid Energy Lab sowie Darstellung der Batterie mittels eines GUI in LabView .....	42
Abbildung 19: Darstellung der Lade- und Entladevorgänge bei unterschiedlichen Be- und Entladeleistungen.....	43
Abbildung 20: Vom Kurzschluss bis zum Abschalten .....	46
Abbildung 21: Vergrößerter Ausschnitt der Stromlieferung.....	47
Abbildung 22: Prozess zur Erstellung des Batteriemodells (Eigene Darstellung).....	48
Abbildung 23 Validierung - gesamter HPPC-Verlauf .....	50
Abbildung 24: Interpolierte Nullwerte der Temperaturmessdaten.....	53
Abbildung 25: Darstellung des mittleren quadratischen Fehlers für unterschiedliche Länge des Trainingsfensters (19 bis 30 Tage) für alle Monate.....	54
Abbildung 26: Beispiel von fehlerhaften Vorhersagen .....	56
Abbildung 27: Satellitenaufnahme / Draufsicht Google Maps des FutureBase-Standortes in der Giefinggasse 4, 1210 Wien (Google Maps 2019). .....	59
Abbildung 28: Aufbau des Batteriespeichersystems in der FutureBase .....	60
Abbildung 29: Schema Einbindung und Netztrennung .....	60
Abbildung 30: Schematische Anschlussdarstellung der Wechselrichter samt Batterie (Victron Energy B.V. 2018) .....	61
Abbildung 31: Schematische Darstellung der Daten- und Energieflüsse.....	62
Abbildung 32: Systemschema – Realbetrieb (Rosner 2018) .....	63
Abbildung 33: Visualisierung des Batteriespeichersystems auf der Website <a href="https://res.technikum-wien.at/spinoff/index.php/visualisierung">https://res.technikum-wien.at/spinoff/index.php/visualisierung</a> sowie im Eingangsbereich .....	65
Abbildung 34: DC- und AC Kopplung von Stromspeichern .....	69
Abbildung 35: Zeitreihe der Datenaufzeichnung (grün = Daten vorhanden, rot = Daten nicht vorhanden oder fehlerhaft).....	72
Abbildung 36: Jahresdauerlinie der FutureBase von August 2018 bis Juni 2019.....	73
Abbildung 37: durchschnittliche Netzbezugsleistungen im Messzeitraum (Mitte Aug. 18 – Jun. 19) .....	73
Abbildung 38: durchschnittliche PV-Erzeugungsleistung im Messzeitraum (Mitte Aug. 18 – Jun. 19) .....	74
Abbildung 39: Darstellung der Gebäudelast und der PV-Leistung an einem sonnigen Tag (29.08.2018), ohne Manipulation (oben) sowie mit Manipulation (Faktor 10) der PV-Leistung (unten).....	75
Abbildung 40: Episode 1 – 29.08.2018 – eigenbedarfsoptimierte Betriebsweise des Speichers ....	76
Abbildung 41: Episode 3 – 23.10.2018 – eigenbedarfsoptimierte Betriebsweise des Speichers ....	77
Abbildung 42: Episode 3 – 19.06.2019 – statische Lastspitzenreduktion mittels Speicher .....	78

Abbildung 43: Episode 2 – 05.06.2019 – statische Lastspitzenreduktion mittels Speicher .....	79
Abbildung 44: Episode 4 – 28.06.2019 – statische Lastspitzenreduktion mittels Speicher (eigene Darstellung) .....	80
Abbildung 45: Episode 1 – 29.08.2018 – Residuallast, Lade-/Entladeleistung und SoC .....	80
Abbildung 46: Prädiktive Fahrplanermittlung und laufende Fehlerkorrektur (Rosner 2018).....	83
Abbildung 47: Iterative Annäherung an den optimalen Speicherfahrplan .....	84
Abbildung 48: Funktionsweise der prädiktiven Speicherfahrplanermittlung vor (links) und nach erfolgter Optimierung (Mitte).....	84
Abbildung 49: Funktionsweise der prädiktiven Speicherfahrplanermittlung vor (links) und nach Berücksichtigung einer möglichen PV Erzeugung (Mitte) sowie nach PV (rechts) .....	85
Abbildung 50: Prognosefehler: unerwartetes Ausbleiben bzw. auftreten von Lastspitzen (links) bzw. zeitliche Verschiebung prognostizierter Lastspitzen (rechts) .....	86
Abbildung 51: Funktionsweise der laufenden Fehlerkorrektur – beispielhafter Verlauf einer Viertelstunde mit Korrektur einer zu niedrig prognostizierten Residuallast (links) sowie Veränderung der Netzbezugs durch die Korrektur (rechts).....	86
Abbildung 52: Exkurs – Einfluss der Speicherparameter Kapazität und Leistung (links: kurze Lastspitze, rechts: lange Lastspitze / Hochlastphase) .....	88
Abbildung 53: Untersuchung der Speicherbewirtschaftung zur Lastspitzenglättung bei idealer Prognose - Energetische Analyse aller Simulationsläufe privater Stromabnehmer (private).....	89
Abbildung 54: Untersuchung der Speicherbewirtschaftung zur Lastspitzenglättung bei idealer Prognose - Energetische Analyse aller Simulationsläufe industrieller Stromabnehmer (service)...	90
Abbildung 55: Untersuchung der Speicherbewirtschaftung zur Lastspitzenglättung bei fehlerbehafteter Prognose - Energetische Analyse aller Simulationsläufe privater Stromabnehmer (private) .....	91
Abbildung 56: Untersuchung der Speicherbewirtschaftung zur Lastspitzenglättung bei fehlerbehafteter Prognose - Energetische Analyse aller Simulationsläufe privater Stromabnehmer (service) .....	91
Abbildung 57: Szenario 0: Energietechnische Auswertung - Netzbezugsmaximum ohne Speicher, Reduktionspotenzial, Netzbezugsmaximum bei Lastspitzenreduktion sowie Netzbezugsmaximum bei eigenverbrauchsoptimierter Bewirtschaftung (eigene Darstellung).....	95
Abbildung 58: Energietechnische Auswertung (gemittelte Werte) der untersuchten Szenarien – PV-Direktnutzungsanteil, Anzahl der Speicherzyklen pro Jahr sowie durchschnittliches Netzbezugsmaximum .....	97
Abbildung 59: Energietechnische Auswertung (gemittelte Werte) der untersuchten Szenarien – durchschnittliche Reduktion des Netzbezugsmaximums.....	98
Abbildung 60: Darstellung der jährlichen Kosten (Einspeisevergütung, Strom-, Speicher- & PV-Anlagenkosten und Gesamtkosten) .....	100
Abbildung 61: Wahrnehmung der Einschränkung verschiedener technischer Maßnahmen (in %, n=122-129) .....	103
Abbildung 62: Semantisches Differential – Wahrnehmung von Batteriespeichern .....	103

Abbildung 63: Impressionen der Stakeholder und ExpertInnen-Workshops in Graz (links) und Wien (rechts) .....	104
Abbildung 64: CO <sub>2</sub> -Äquivalente in der Klimabilanz des Gebäudes .....	107
Abbildung 65: Veränderung der Kritikalität von Rohstoffen durch die europäische Energiewende - Abschätzung für 2030 (Beidinger 2018; p. 66).....	108
Abbildung 66: Prozentueller Anteil der Komponenten an der Gesamtmasse .....	109
Abbildung 67: CO <sub>2</sub> -Äquivalente nach Komponenten .....	110
Abbildung 68: CO <sub>2</sub> Amortisation von Speichern im Netzabschnitt .....	114
Abbildung 69: CO <sub>2</sub> Äquivalente [gCO <sub>2</sub> -e/kWh] am 19.8.2018.....	115
Abbildung 70: Massen der eingesetzten Rohstoffe .....	116
Abbildung 71: Kritische Rohstoffe in Speichertechnologien Entwicklung bis 2030.....	116

## 13.2. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über ausgewählte Szenarien für Simulation .....	21
Tabelle 2: Vor- und Nachteile Lithium-Ionen-Speichertechnologie (Tragner 2017) .....	24
Tabelle 3: Vor- und Nachteile Salzwasser-Speichertechnologie (Petersen 2018) .....	26
Tabelle 4: Auszug aus Übersicht zum Stand der Technik für Verbrauchsprognosen.....	34
Tabelle 5: Betriebsdaten Aspen 48M-25.9 Batterie (Aquion 2018) .....	41
Tabelle 6: Nutzbare Energie und Wirkungsgrad bei unterschiedlichen Be- und Entladeleistungen	43
Tabelle 7: Gesamtwirkungsgrad im Realbetrieb bei unterschiedlichen Be- und Entladeleistungen	44
Tabelle 8: Testergebnisse bei SoC 65 % .....	45
Tabelle 9: Testergebnisse bei SoC 70 % .....	45
Tabelle 10: Gemessene Verbraucher sowie deren Maximallast.....	62
Tabelle 11: Ausgewählte Kenngrößen der FutureBase im Messzeitraum von August 2018 bis Juni 2019.....	72
Tabelle 12: Gesamtwirkungsgrad im Realbetrieb bei unterschiedlichen Be- und Entladeleistungen .....	81
Tabelle 13: Stammdaten der Simulationsprofile – private Stromabnehmer .....	87
Tabelle 14: Stammdaten der Simulationsprofile – industrielle Stromabnehmer .....	87
Tabelle 15: Ausgewählte Szenarien zur Potentialerhebung der untersuchten Prognosemodelle zur Lastspitzenreduktion .....	92
Tabelle 16: Übersicht der ausgewählten Szenarien .....	94
Tabelle 17: LCA – Salzwasserbatterie .....	105
Tabelle 18: Sachbilanz der Aspen M100-LS82P .....	108
Tabelle 19: Ergebnisse Wirkungsabschätzung Aquion Aspen M100-LS82P .....	110
Tabelle 20: CO <sub>2</sub> -Äquivalente der jeweiligen Szenarien .....	112

### 13.3. Literaturverzeichnis

- ADR, 2019, ADR 2019-02: 2019, Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, Wien.
- Amarakoon, S., Smith, J., Segal, L. 2012, Lithium-ion Batteries and Nanotechnology for Electric Vehicles: A Life Cycle Assessment. DRAFT, EPA 744-R-12-001.
- Baczyński, D., Parol, M., 2004, Influence of artificial neural network structure on quality of short-term electric energy consumption forecast. IEE Proceedings-Generation Transmission Distribution, Vol. 151, No. 2.
- BAT, 2008, Batterienverordnung: 2008, Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft über die Abfallvermeidung, Sammlung und Behandlung von Altbatterien und -akkumulatoren (Batterienverordnung), Wien.
- Beidinger, T., 2018, Kritikalitätsbewertung des Materialbedarfs für die europäische Energiewende. Masterthesis, Fachhochschule Technikum Wien, Institut für Erneuerbare Energie.
- Biermayr, P., Dißbauer, C., Eberl, M., Enigl, M., Fechner, H., Fürnsinn, B., Fischer, L., Leonhartsberger, K., Moidl, S., Schmidl, C., Strasser, C., Weiss, W., Wonisch, P., Wopienka, E. (2019) Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2018. BMVIT Schriftenreihe 20/2019, Mai 2019, Wien, verfügbar unter [https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea\\_pdf/schriftenreihe-2019-20-marktstatistik-2018-bf.pdf](https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/schriftenreihe-2019-20-marktstatistik-2018-bf.pdf)
- BlueSky Energy GmbH, 2018, GREENROCK Home – Der Salzwasser Stromspeicher. [https://www.bluesky-energy.eu/greenrock-home/?fbclid=IwAR2yuiTCuZjmTbGyDBGzqNGnBBI8Es4v1-j8BqISJi\\_4vszW0XAVA7C8mzs](https://www.bluesky-energy.eu/greenrock-home/?fbclid=IwAR2yuiTCuZjmTbGyDBGzqNGnBBI8Es4v1-j8BqISJi_4vszW0XAVA7C8mzs); (abgerufen am 16.11.2019).
- Bundesverband Solar e. V. (2013) Batteriespeicher – ein sinnvolles Element der Energiewende. Informationspapier des BSW-Solar, Stand: Januar 2013
- Deutsch, M., Graichen, P. (2014) Was wäre, wenn... ein flächendeckender Rollout von Solar-Speicher-Systemen stattfände? Hintergrundpapier, Agora Energiewende
- DIN, 2014, DIN EN 62619: 2014-04, Akkumulatoren und Batterien mit alkalischen oder anderen nicht säurehaltigen Elektrolyten - Sicherheitsanforderungen für Lithium-Akkumulatoren und -Batterien für die Verwendung in industriellen Anwendungen, Deutschland.
- E-Control, 2019a, Smart Meter - die intelligenten Zähler. <https://www.e-control.at/konsumenten/smart-meter>; (abgerufen am 04.05.2019).
- E-Control, 2019b, Strompreiszusammensetzung Haushalt. [https://www.e-control.at/documents/1785851/1810784/Strom\\_Preiszusammensetzung\\_Haushalt\\_E-Control.jpg/5e106a6a-1d04-4807-ba24-b64fc6ffea20?t=1548844897057](https://www.e-control.at/documents/1785851/1810784/Strom_Preiszusammensetzung_Haushalt_E-Control.jpg/5e106a6a-1d04-4807-ba24-b64fc6ffea20?t=1548844897057); (abgerufen am 05.10.2019).
- E-Control, 2019c, Strompreiszusammensetzung Gewerbe. [https://www.e-control.at/documents/1785851/1810784/Strom\\_Preiszusammensetzung\\_Gewerbe\\_E-](https://www.e-control.at/documents/1785851/1810784/Strom_Preiszusammensetzung_Gewerbe_E-)

- Control.jpg/1953f464-7154-45fc-876a-e7035a2d29b6?t=1519398804709; (abgerufen am 05.10.2019).
- E-Control, 2019d, Der Energiepreis. <https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung/energiepreis>; (abgerufen am 07.10.2019).
- E-Control, 2019f, Service-Beratung / Gewerbe-Tarifkalkulator (Onlinetool). <https://www.e-control.at/industrie/service-beratung/gewerbe-tarifkalkulator#/>; (abgerufen am 13.11.2019).
- EGV, 2019, Elektroaltgeräteverordnung: 2019, Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft über die Abfallvermeidung, Sammlung und Behandlung von elektrischen und elektronischen Altgeräten, Wien.
- electricity map.org, s.a., Klimateinfluss der Regionen. <https://www.electricitymap.org/map>.
- EN, 2011, ÖVE/ÖNORM EN 61000-6-3: 2011, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 6-3: Fachgrundnormen - Störaussendung für Wohnbereich, Geschäfts- und Gewerbebereiche sowie Kleinbetriebe, Wien.
- EN, 2017, EN 62133: 2017, Sekundärzellen und -batterien mit alkalischen oder anderen nicht säurehaltigen Elektrolyten – Sicherheitsanforderungen für tragbare gasdichte Sekundärzellen und daraus hergestellte Batterien für die Verwendung in tragbaren Geräten, Deutschland.
- EWG, 2017, Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010: 2017, Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), Wien.
- Ferhatbegovic, T., Gawlik, W., Haas, R., Hartl, M., Hauer S., Heimberger, M., Henein S., Hiesl, A., Jasek, P., Klug, R., Kodre, B., Kozek, M., Kupzog, F., Leitner, M., Leobner, I., Ponweiser, K., Schidler, S., Schirrer, A., Stockinger, J., Taus, H., Volcic, M., Zucker, G., 2015, SmartCityGrid – CoOpt: Koordinierte Optimierung von erneuerbarer Energie in Netz und Gebäude bei Planung und Betrieb. Endbericht, AIT, Wien
- Figgner, J., Haberschusz, D., Kairies, K., Wessels, O., Zurmühlen, S., Sauer, U., Woerner, D., 2019, Speichermonitoring BW – Jahresbericht 2019. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen University, Aachen.
- Figgner, J., Kairies, K., Haberschusz, D., Wessels, O., Sauer, D., 2019, Markt- und Technologieentwicklung von PV-Heimspeichern in Deutschland. BVES Pressekonferenz Energy Storage Europe, 12.03.2019, Düsseldorf, verfügbar unter [http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user\\_upload/Speichermonitoring\\_2019\\_Marktentwicklung\\_Heimspeicher\\_ISEA\\_RWTH\\_Aachen.pdf](http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_2019_Marktentwicklung_Heimspeicher_ISEA_RWTH_Aachen.pdf)
- Fischer, L., Leonhartsberger, K., 2019, Marktentwicklung von PV-Heimspeichersystemen in Österreich. 11. Internationale Energiewirtschaftstagung, 13. bis 15. Februar 2019, Wien
- Fraunhofer IISB (Fraunhofer-Institut für Integrierte Systeme und Bauelementetechnologie), 2019b, Energy Seeds - Die Kopplung einzelner Technologien für nachhaltige und effiziente

- Energieversorgung im industriellen Maßstab. <https://www.energy-seeds.org>; (abgerufen am 04.05.2019).
- Fraunhofer ISE (2020) Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg.  
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> [23.02.2020].
- Fronius International, 2019, FRONIUS ENERGY PACKAGE - Die individuelle Speicherlösung für 24 Stunden Sonne. Technisches Datenblatt
- Fuchs, G., Lutz, B., Leuthold, M., Sauer, D. U., 2012, Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Im Auftrag der Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP). Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen University, Aachen.  
[http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick\\_Speichertechnologien\\_SEFEP\\_deutsch.pdf](http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf); (abgerufen am 26.06.2018).
- Google Inc. s.a., Strecken für verschiedene Transportwege. [www.google.at/maps](http://www.google.at/maps); laufend
- Graulich, K., Manhart, A., 2017, Entwicklung von Kriterien und Herstellerempfehlungen für ein Förderprogramm der EWS zu Photovoltaik-Batteriespeichern Kurzstudie für die Elektrizitätswerke Schönau Vertriebs GmbH (EWS). Bericht, Öko-Institut e.V., Freiburg,
- Hoffmann, E., et al., (2018) Akzeptanz von Speicherdienstleistungen und weiteren Energiedienstleistungen: Stand der Forschung aus sozialwissenschaftlicher Perspektive. Projekt ESQUIRE, Arbeitspapier. Berlin, Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).
- Hofmüller, S. (2016) Nutzungs-, Effizienz- und Effektivitätsbewertung von Heimspeichersystemen durch Benchmarking. Masterarbeit, 12. September 2016
- Hollinger, R., Wille-Hausmann, B., Erge, T., Sönnichsen, J., Stillahn, T., Kreifels, N. (2013) Speicherstudie 2013. Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern - Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse. Fraunhofer ISE
- Hwang, J. Y., Myung, S. T., Sun, Y. K., 2017, Sodium-ion batteries: present and future. Chemical Society Reviews, Volume 46, Nr. 12, DOI: 10.1039/C6CS00776G
- IEA DSM, k. J., Strategic plan. Hg. v. <http://www.ieadsm.org>. <http://www.ieadsm.org/strategic-plan/>; (abgerufen am 26.06.2018).
- IEA-RETD (2016), Policies for Storing Renewable Energy – A scoping study of policy considerations for energy storage (RE-STORAGE), [Hart, D., Bertuccioli, L., Hansen, X. – E4tech], IEA Implementing Agreement for Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD), Utrecht, 2016
- Internationale Energie Agentur (2015) Technology Roadmap - Energy storage.  
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf>

- Kairies, K., Haberschusz, D., Ouwerkerk, J., Strebels, J., Wessels, O., Magnor, D., Badeda, J., Sauer, U. (2016) Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher – Jahresbericht 2016. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen
- Klima- und Energiefonds (Hg.), 2016, Abschlussbericht der Speicherinitiative. Startphase. Zusammengestellt auf Basis der Ergebnisse aus den sechs Arbeitsgruppen, Wien. <https://speicherinitiative.at/>; (abgerufen am 24.08.2018).
- Kurzweil, P., Dietlmeier, O., 2018, Elektrochemische Speicher. Springer Vieweg, Wiesbaden, 978-3-658-21829-4.
- Lange, C., 2016, Lastspitzenreduktion. Fraunhofer-Institut für Integrierte Systeme und Bauelementetechnologie IISB, Erlangen. [https://www.energy-seeds.org/de/Schwerpunkte/lastverschiebung\\_sekundaerenergiespeicher.html](https://www.energy-seeds.org/de/Schwerpunkte/lastverschiebung_sekundaerenergiespeicher.html); (abgerufen am 25.09.2017).
- Leonhartsberger, K. (2018) MBS+ Entwicklung eines dezentral organisierten Kleinspeicher-Netzwerks zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen. Projektpräsentation im Rahmen des Science Brunch Smart Grids, 29. Jänner 2018. <https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/ScienceBrunch/Science-Brunch-Smart-Grids/Praesentation-Leonhartsberg-MBS+-Science-Brunch-2018.pdf>
- Leonhartsberger, K.; Bell, D.; Schidler, S.; Werner, A.; Fischer, L.; Sequeira Taxer, V.; Ernst, M.; Gruber, M.; Mayer, A.; Korthals, R.; Wittwer, S. (2019) awarenESS Gemeinschaftsspeicher (EnergyStorageSystems) als sichtbare Schlüsselemente der Energiewende. Unveröffentlichter Projektbericht. [https://res.technikum-wien.at/awareness/documents/Endbericht\\_awareness\\_Gemeinschaftsspeicher.pdf](https://res.technikum-wien.at/awareness/documents/Endbericht_awareness_Gemeinschaftsspeicher.pdf)
- Lohs, K., Elstner, P., Stephan, U., (2009), Fachlexikon Toxikologie. Springer Verlag, Berlin, Heidelberg
- Manyika, J., Chui, M., Bughin, J., Richard Dobbs, R., Bisson, P., Marrs, A. (2013) Disruptive technologies: Advances that will transform life, business, and the global economy. Report, McKinsey Global Institute, <http://www.mckinsey.com/business-functions/business-technology/our-insights/disruptive-technologies>
- MathWorks, 2016b, Applying Supervised Learning. <https://de.mathworks.com/campaigns/offers/machine-learning-with-matlab.html>; (abgerufen am 15.10.2019).
- Nenning, T., Leonhartsberger, K., Schilder, S., Maul, L., Esterl, T., Kathan, J., Prügler, W., Reichhold, M., 2015, S-chameleonStore - Sondierung zu einer universellen Konfigurations- und Steuerungsplattform für multifunktionale Batteriespeichersysteme. Endbericht, Kompetenzfeld Renewable Energy Systems, FH Technikum-Wien
- Obersteiner, C., 2017, Demand Response. Supply and demand side management. Fachhochschule Technikum Wien, Wien, 2017.

- OVE, 2000, ÖVE/ÖNORM E 8001-1: 2000, Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis  $\sim 1000$  V und  $= 1500$  V, Teil 1: Begriffe und Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutzmaßnahmen), Wien.
- OVE, 2004, OVE-EN 1: 1993 – 2004, Österreichische Bestimmungen für die Elektrotechnik, Elektrische Betriebsmittel, Wien.
- OVE, 2010, ÖVE/ÖNORM EN 50160: 2011, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Wien.
- OVE, 2011, OVE/ÖNORM EN 50272-1: 2011, Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen, Wien.
- OVE, 2014, ÖVE / ÖNORM EN 50438: 2014, Anforderungen für den Anschluss von Klein-Generatoren an das öffentliche Niederspannungsnetz, Wien.
- OVE, 2016, OVE R20: 2016, Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Festanschluss an das Niederspannungsnetz, Wien.
- Petersen, N., 2018, STROM IN SALZWASSER PUFFERN. Photovoltaik, 12-2018, Gentner Verlag, Stuttgart.
- Photovoltaik Austria (PV-Austria), 2019, PV-Strom verkaufen: PVA-Plattform für Überschuss-Einspeiser. <https://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/>; (abgerufen am 13.11.2019).
- PSG, 2019, PSG 2014: 2019, Bundesgesetz zum Schutz vor gefährlichen Produkten. Wien, Österreich
- Rechberger, P. (2016) Feldtestergebnisse von Speichersystemen. Vortrag, 31. PV-Symposium, Bad Staffelstein, 09. – 11. März
- Reiter, T., 2018, Median der absoluten Abweichungen vom Median, MAD Mittlere absolute Abweichung, mittlerer absoluter Fehler, MAPE. [http://www.reiter1.com/Glossar/MAD\\_MAPE.html](http://www.reiter1.com/Glossar/MAD_MAPE.html); (abgerufen am 22.10.2019).
- Searates, 2016, Distances & Time. <https://www.searates.com/reference/portdistance/>; laufend
- SGL Carbon SE, 2020, Batterie-Anwendungslabor für Graphit-Anodenmaterial. <https://www.sgllcarbon.com/loesungen/anwendung/batterie-anwendungslabor-fuer-graphit-anodenmaterial/>; (abgerufen am 22.02.2020).
- Siegel, B., Bergner, J., 2015, Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme im Vergleich. Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Berlin. <http://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2014/05/SIEGEL-2015-Betriebsstrategien-f%C3%BCr-PV-Speichersysteme-im-Vergleich.pdf>; (abgerufen am 13.06.2018).
- SNF (Schweizerischer Nationalfonds zur Förderung der wissenschaftlichen Forschung), 2019, Neue Materialien für die Batterien der Zukunft. Projektbeschreibung aus den FP 70, Energiewende, <https://nfp-energie.ch/de/projects/1019>; (abgerufen am 22.02.2020).

- Statistik Austria (2020) Bildungsstand der Bevölkerung (abgerufen am 22.02.2020).  
[https://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/menschen\\_und\\_gesellschaft/bildung/bildungsstand\\_der\\_bevoelkerung/index.html](https://www.statistik.at/web_de/statistiken/menschen_und_gesellschaft/bildung/bildungsstand_der_bevoelkerung/index.html)
- TAE, 2016, TAEV: 2016, Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 V, mit Erläuterungen der einschlägigen Vorschriften, Wien.
- Toman, M, Cipin, D, Cervinka, D, Vorel, P., Prochazka, P., 2016, Li-ion Battery Charging Efficiency. ECS Trans. 2016 volume 74, issue 1, 37-43, doi: 10.1149/07401.0037ecst
- TOR, 2017, TOR 2.3: 2017, Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Wien.
- Tragner, M., 2017, Speicher (VO). Fachhochschule Technikum Wien, Wien.
- U.S. Department of Energy, 2006, Benefits of Demand Response in electricity markets and recommendations for achieving them. Report to the United States Congress pursuant to section 1252 of the Energy Policy Act of 2005.  
[https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeproducts/DOE\\_Benefits\\_of\\_Demand\\_Response\\_in\\_Electricity\\_Markets\\_and\\_Recommendations\\_for\\_Achieving\\_Them\\_Report\\_to\\_Congress.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeproducts/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf); (abgerufen am 26.06.2018).
- VDE, 2016, VDE – FNN: 2016, Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz, Deutschland.
- VDE, 2018, VDE-AR-N 4105: 2018, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Deutschland.
- VDE, 2019, VDE-AR-N: 2019-04 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung) Deutschland.
- Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T., Quaschnig, V. (2016) Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme. Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin
- Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T., Quaschnig, V., 2014, Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen. Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 12.-14. März 2014. <https://volker-quaschnig.de/downloads/Staffelstein-2014-Weniger.pdf>; (abgerufen am 13.06.2018).
- Weniger, J., Quaschnig, V., 2013, Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern. Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz, 06.-08. März 2013, Bad Staffelstein. <http://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2014/04/STAFFELSTEIN-2013-Begrenzung-der-Einspeiseleistung-von-netzgekoppelten-Photovoltaiksystemen-mit-Batteriespeichern.pdf>; (abgerufen am 12.06.2018).

- Wick-Ellingsen, L.A., Majeau-Bettez, G., Singh, B., Srivastava, A. K., Valøen, L.O., Hammer Strømman A., 2013, Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack. Journal of Industrial Ecology, Volume 18, Number 1
- Wiener Netze GmbH, 2018, MESSLEISTUNGSENTGELT.  
[https://www.wienernetze.at/wn/services/netzanschluss/netzanschluss\\_1/strom/xMessleistungsentgelt.pdf](https://www.wienernetze.at/wn/services/netzanschluss/netzanschluss_1/strom/xMessleistungsentgelt.pdf); (abgerufen am 13.05.2019).
- Wiener Netze GmbH, 2019a, Smart-Meter - Die neuen Stromzähler kommen.  
[https://www.wienernetze.at/wn/smartmeter/smartmeter\\_2/smartmeter\\_2/Die\\_neuen\\_Stromzaehler\\_kommen\\_.html](https://www.wienernetze.at/wn/smartmeter/smartmeter_2/smartmeter_2/Die_neuen_Stromzaehler_kommen_.html); (abgerufen am 03.03.2019).
- Wiener Netze GmbH, 2019b, Netzanschluss – Preise und Bedingungen – Strom / Bestandteile Netzpreis und Strom.  
[https://www.wienernetze.at/wn/services/netzanschluss/netzanschluss\\_1/strom/Strom.html](https://www.wienernetze.at/wn/services/netzanschluss/netzanschluss_1/strom/Strom.html); (abgerufen am 12.11.2019).
- Williams, C., Binder, J., Danzer, M., Sehnke, F., Felder, M., 2013, Battery charge control schemes for increased grid compatibility of decentralized PV systems. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 30. Sept. – 4. Oct. 2013, Paris. [https://www.zsw-bw.de/uploads/media/EU-PVSEC\\_Battery-Charge-Control\\_Williams-et-al\\_2013\\_07.pdf](https://www.zsw-bw.de/uploads/media/EU-PVSEC_Battery-Charge-Control_Williams-et-al_2013_07.pdf); (abgerufen am 13.06.2018).
- Wirtschaftsagentur Wien, s.a., FUTUREbase - Büro-, IT- und Laborflächen für das AIT Austrian Institute of Technology.  
<https://wirtschaftsagentur.at/immobilien/standortentwicklung/vienna-innovation-area/futurebase/>; (abgerufen am 26.02.2019).
- Zeh, A., Witzmann, R., 2013, Operational Strategies for Battery Storage Systems in Low-voltage Distribution Grids to Limit the Feed-in Power of Roof-mounted Solar Power Systems. Technische Universität München, Institute of Power Transmission Systems, Arcisstrasse 21, 80333 Munich, Germany, In 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, IRES 2013.  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214001805>; (abgerufen am 13.06.2018).

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

[bmk.gv.at](https://www.bmk.gv.at)