

FeldBatt – Planung eines zentralen Stromspeichers in einem Direktleitungssystem

Thomas Nacht, Clemens Korner

4ward Energy Research GmbH, Reininghausstraße 13a, +43 664 88 500 336.,
thomas.nacht@4wardenergy.at, www.4wardenergy.at

Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, +43 664 88335433,
clemens.korner@ait.ac.at, www.ait.ac.at

Kurzfassung:

Das Projekt FeldBatt beschäftigte sich mit der Planung, Errichtung und dem Betrieb eines sternförmigen Direktleitungssystems in Kombination mit einem Batteriespeichersystem (=FeldBatt-System) zur direkten Versorgung der Nutzer*innen mit erneuerbarer Energie. Für die Dimensionierung des FeldBatt-Systems sowie die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit des Betriebs wurde ein Mixed Integer Linear Programming (MILP) Modell entwickelt, welches aufgrund der Berücksichtigung der strengen rechtlichen Anforderungen an ein Direktleitungssystem, die möglichst realitätsnahe Abbildung des Batteriespeichers und der Abbildung von verlustbehafteter Technik und verlustfreier bilanzieller Abrechnung sehr komplex. Deshalb wurden rollierende Simulationsläufe mit beschränktem Zeithorizont (36 h mit einer Auflösung von 15 Minuten) durchgeführt. Die Überführung des Optimierers in eine tatsächlich funktionsfähige Regelung bedurfte einer Umstellung, da innerhalb der 15 Minuten Zeitschritte des Optimierers eine Änderung der tatsächlichen Leistungswerte erfolgen konnte und ein Regler die Einhaltung der rechtlichen Anforderungen gewährleisten musste. Aus diesem Grund wurde eine Regelungsplattform entwickelt, die den Optimierer regelmäßig zur Definition der Regelgrößen aufrief, den tatsächlichen Betrieb aber mit den Echtzeitwerten durchführte.

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit des FeldBatt-Systems ergab sehr hohe Amortisationszeiten bei dem ursprünglichen System mit 4 Nutzer*innen. Auch bei einer Reduktion auf zwei Nutzer*innen konnte keine Wirtschaftlichkeit dargestellt werden. Das lag auch daran, dass das System auch für eine Notstromversorgung im Blackoutfall konzipiert wurde und die Kosten für die Realisierung eines Schutzsystems deutliche Mehrkosten bedeutet hätten.

Parallel zur Validierung der Wirtschaftlichkeit wurde die Regelungsplattform realisiert und in einem Hardware in the Loop (HIL) Ansatz umgesetzt. Dafür wurde zusätzliche Messhardware installiert und basierend auf den Messungen die Regelungsplattform in einem HIL-Labora Aufbau getestet und validiert. Die Plattform funktionierte und ließ den Schluss zu, dass die Optimierung für die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit ausreichte, für den Betrieb jedoch ein komplexeres System aus Optimierer und Regler notwendig sei.

Das Projekt ergab im Wesentlichen, dass im Falle von FeldBatt der Betrieb eines Direktleitungssystems technisch und rechtlich möglich sei, aber aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll gewesen wäre. Mit den Änderungen durch das Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) und der Möglichkeit zur Schaffung von Energiegemeinschaften gibt es mittlerweile auch Alternativen zur gemeinsamen Nutzung von Energie abseits von Direktleitungen.

Keywords: Direktleitungssystem, Quartierspeicher, Speicherbewirtschaftung, Messkonzept, Optimierung, Regelung

1 Motivation und Ausgangslage

Die vorliegende Veröffentlichung baut auf die Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt FeldBatt, welches aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt wurde, auf. Das Projekt hatte die Demonstration eines Quartierspeichers, der durch mehrere im Stromnetz verteilte Nutzer*innen genutzt und betrieben wird, zum Ziel. Es war geplant, eine multimodale Betriebsstrategie zu entwickeln, die die Wirtschaftlichkeit des Betriebs sicherstellen sollte. Im aktuellen Regulativ ist die Nutzung von Batteriespeichersystemen in der Ausführung als Quartierspeicher mit Nutzung von mehreren im Stromnetz verteilten Nutzer*innen aus wirtschaftlicher Sicht unattraktiv. Das liegt in erster Linie daran, dass für die Nutzung des Quartierspeichers die Systementgelte doppelt anfallen, was in Kombination mit den hohen Investitionskosten für den Batteriespeicher kaum einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht.

Bevor es möglich war, Energiegemeinschaften zu gründen, waren die Möglichkeiten zur gemeinschaftlichen Nutzung von Strom generell limitiert. Zwar konnte mittels EIWOG §16a-Anlagen erneuerbarer Strom innerhalb einer Liegenschaft gemeinschaftlich genutzt werden, einen Austausch über die Grenzen der Liegenschaft hinaus ermöglichte das „Mieterstrommodell“ jedoch nicht. Die einzige Möglichkeit Strom über die Grenzen einer Liegenschaft hinaus zu tauschen war die Nutzung einer Direktleitung (EIWOG §7 Abs.8, §70), die eine Punkt zu Punkt Verbindung zwischen einem Erzeuger und einem Verbraucher darstellt und nicht Teil des öffentlichen Stromnetzes ist. Die Kombination aus der Nutzung einer Direktleitung in Kombination mit einem Speichersystem barg den Vorteil, dass einerseits erzeugter Strom gemeinsam genutzt werden konnte und der Eigenverbrauch durch das Batteriespeichersystem ohne die systementgeltbedingten Nachteile gesteigert werden konnte.

Entsprechend wurde im Projekt FeldBatt die zentrale Fragestellung „Wie ist ein Direktleitungssystem in Kombination mit einem zentralen Speicher (= FeldBatt-System) zu dimensionieren und zu betreiben, dass der Betrieb sowohl aus technischer, wirtschaftlicher als auch aus rechtlicher Sicht machbar ist“ behandelt.

1.1 Datenlage des Demonstrationsgebietes

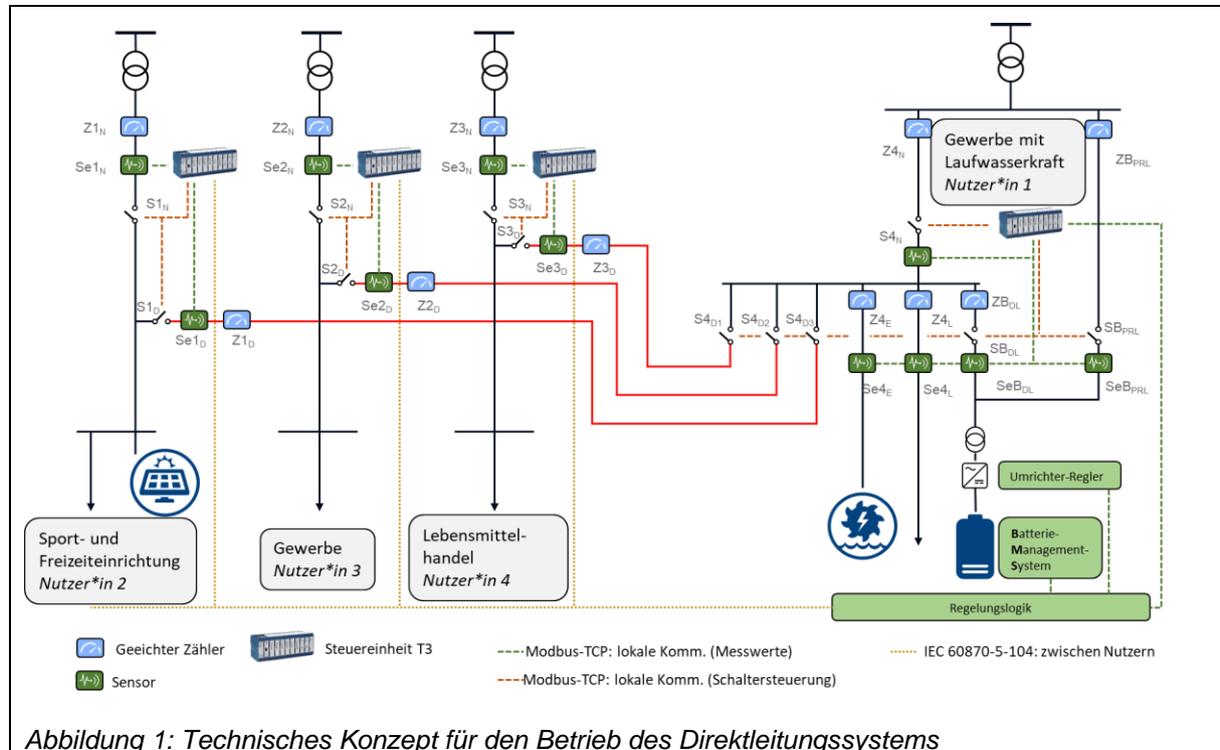
Beim FeldBatt-System handelt es sich um ein Direktleistungssystem bestehend aus mehreren sternförmig verschalteten Direktleitungen in Kombination mit einem Batteriespeichersystem. Die Komponenten sollten in Feldbach in der Steiermark installiert werden.

Tabelle 1: Daten der Nutzer*innen des Direktleitungssystems

	2017	2018	2019
Netzbezug Gewerbebetrieb mit Laufwasserkraftwerk	134 MWh	40 MWh	124 MWh
Überschuss Gewerbebetrieb mit Laufwasserkraftwerk	358 MWh	890 MWh	392 MWh
Netzbezug Gewerbebetrieb	94 MWh	94 MWh	91 MWh
Überschuss Gewerbebetrieb	0 MWh	0 MWh	0 MWh
Netzbezug Lebensmittelmarkt	886 MWh	897 MWh	881 MWh
Überschuss Lebensmittelmarkt	0 MWh	0 MWh	0 MWh
Netzbezug Sport- und Freizeiteinrichtung	817 MWh	823 MWh	796 MWh
Überschuss Sport- und Freizeiteinrichtung	39 MWh	37 MWh	34 MWh

Geplant war, dass 4 Nutzer*innen über das Direktleitungssystem Energie teilen und das Batteriespeichersystem nutzen sollten. Tabelle 1 zeigt die Überschuss- und Netzbezugswerte der berücksichtigten Verbraucher*innen.

1.2 Technisches Konzept der Demonstrationsanlage



Unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen für den Betrieb eines Direktleitungssystems [1] wurde das in Abbildung 1 dargestellte technische Konzept für den Aufbau der Demonstrationsanlage entwickelt. Der Sternpunkt des Direktleitungssystems befindet sich beim Gewerbebetrieb mit Laufwasserkraft, die einzelnen anderen Nutzer*innen werden mit Direktleitungen mit dem Sternpunkt verbunden. Jede der Direktleitungen lässt sich beidseitig abschalten. Ebenso wurden bei jedem/r Nutzer*in ein Schalter für die Trennung vom öffentlichen Netz vorgesehen. Weiters wurde bei den Netzabgängen und den Direktleitungsabgängen die Installation von Messgeräten geplant. Am Sternpunkt des Direktleitungssystems wurde das Batteriespeichersystem mit der Möglichkeit zur Umschaltung weg vom öffentlichen Direktleitungssystem und hin zum öffentlichen Netz vorgesehen. Damit wurde die Möglichkeit geschaffen das Batteriespeichersystem auch für die Erbringung von Systemdienstleistungen zu nutzen. Datentechnisch wurde das System so konzipiert, dass die einzelnen Messgeräte und Schalter über Modbus-TCP mit einer lokalen Steuereinheit verbunden wurden, die ebenso über eine Modbus-TCP Verbindung mit der zentralen Regelung verbunden wurde. Die Mess- und Regelkomponenten wurden im Laufe des Projektes auch tatsächlich umgesetzt, der Einbau der Direktleitungen und der Schalter ist nicht erfolgt.

2 Methodische Vorgangsweise

Für die Auslegung des FeldBatt-Systems, die Festlegung der Tarife für die Nutzung des Direktleitungssystems und des Batteriespeichersystems und die Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Betriebs wurde eine zweistufige Methode angewendet.

2.1 Optimierungsmodell des Direktleitungs- und Batteriespeichersystems

Nach der Erhebung der grundlegenden Daten der an das Direktleitungssystem anzuschließenden Nutzer*innen und der Erarbeitung der rechtlichen Grundlagen wurde ein Lineares Mixed Integer Optimierungsmodell in Python unter Zuhilfenahme der Optimierungsbibliothek Pyomo [2] [3] und unter Anwendung des Solvers „CBC“ [4] entwickelt. Das Optimierungsmodell besteht aus den folgenden wesentlichen Bestandteilen:

- *Zielfunktion zur Beschreibung der wirtschaftlichen Zusammenhänge, die in weiterer Folge die Kosten für den Betrieb des Systems minimiert.*
- *Nebenbedingungen die die Umschaltung der Nutzer*innen zwischen Versorgung über die Direktleitung oder über das öffentliche Netz beschreiben.*
Diese Nebenbedingungen wurden mit booleschen Variablen realisiert, die den Schaltzustand der Schalter aus Abbildung 1 repräsentieren. Dieses Set an Nebenbedingungen stellt sicher, dass der Verbrauch der Nutzer*innen gedeckt bzw. der Überschuss abtransportiert werden kann.
- *Nebenbedingungen die sicherstellen, dass sämtliche rechtliche Anforderungen an den Betrieb des Direktleitungssystems [5] erfüllt sind*
Dieses Set an Nebenbedingungen definiert das Verhältnis der Schalterpositionen zueinander und bestimmt somit die möglichen Schalterpositionen, die eine Einhaltung der gesetzlichen Anforderungen gewährleistet.
- *Nebenbedingungen für die Energieflüsse über die Direktleitungen oder in oder aus dem öffentlichen Netz:*
Aufbauend auf den Nebenbedingungen für die Schalterstellungen wurde in diesen Nebenbedingungen der jeweilige Energiefluss über die einzelnen Komponenten des Systems definiert. Weiters wurden in den Nebenbedingungen die Energiebilanzen an allen Knotenpunkten des Direktleitungssystems definiert.
- *Nebenbedingungen zur Beschreibung des physikalischen Speichers:*
Dieses Set an Nebenbedingungen beschreibt den technischen Zustand des Batteriespeichersystems und dient der Ermittlung des Ladezustandes. Um eine möglichst realitätsnahe Abbildung zu ermöglichen, wird der nicht-lineare Wirkungsgrad für Ladung und Entladung durch stückweise linearisierte Lade- und Entladewirkungsgrade repräsentiert.
- *Nebenbedingungen zur Beschreibung des virtuellen Speichers:*
Da das Speichersystem durch mehrere Nutzer*innen genutzt wird, ist eine Zuweisung von Speicherverlusten auf einzelne Nutzer schwierig. Auch stellte sich im partizipativen Prozess des Projektes heraus, dass die Zusammenhänge und Implikationen, die sich durch die Verluste ergaben, den Nutzer*innen nur schwer zu vermitteln waren. Aus diesem Grund wurde in der Optimierung ebenfalls ein virtuelles Speicherbuch geführt, welches eine Energiezuweisung im Batteriespeichersystem unter Annahme eines

verlustfreien Speichers realisiert. Dieses Set an Nebenbedingungen beinhaltet ebenfalls die notwendigen Nebenbedingungen, um einmal täglich einen Verlustausgleich des physikalischen Speichers durchzuführen, um die Speicherstände von physikalischem Speicher und virtuellem Speicher anzugleichen.

Das Optimierungsmodell wird in Summe durch 59 Nebenbedingungen beschrieben und verwendet 56 Variablen, wovon 10 Variablen boolesche Variablen sind. Die meisten dieser Variablen werden für jeden Zeitschritt (144 pro Simulation) und jede/n Nutzer*innen (4) definiert. Dadurch entstehen beim Aufstellen des Optimierungsmodells aus einer Variable 576 Einzelvariablen. Eine derart hohe Anzahl an Variablen bedingt eine hohe Lösungszeit für die Optimierung. Um die Rechenzeiten zu minimieren, wurde die Optimierung in mehreren Einzelschritten durchgeführt. Dabei wurde der Einsatz des Batteriespeichers und des Direktleitungssystems jeden Tag für 36 h optimiert und die jeweiligen Betriebszustände zum Tageswechsel für den nächsten Tag übernommen. Die Berücksichtigung von 36 h anstelle von 24 h lässt sich damit begründen, dass in den Morgenstunden des Folgetages der Batteriespeicher zur Spitzenlastreduktion einiger Nutzer*innen eingesetzt werden soll und dafür noch einen Mindestladezustand haben muss. Würde die Optimierungsdauer auf 24 h beschränkt werden, würde der Batteriespeicher zur Minimierung der Kosten innerhalb der 24 h mit hoher Wahrscheinlichkeit geleert werden.

2.2 Realisierung des Reglers

Der vorhin beschriebene Optimierungsalgorithmus betrachtet einen Planungshorizont von 36 h (1,5 Tagen) mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min. Im Feld muss jedoch sichergestellt werden, dass vom regulativ nicht erlaubte Energieflüsse möglichst zeitnahe behoben werden. Beispielsweise ist es verboten, dass ein/e Nutzer*in Energie über einen Netzanschluss eines/r anderen Nutzers*in bezieht. Deswegen wurde ein Regler entwickelt, der alle 4 s ausgeführt wird, um Abweichungen zwischen den Forecasts auf denen die Optimierungsergebnisse basieren und den tatsächlichen Messwerten zu korrigieren.

Da Optimierer und Regler Abhängigkeiten zu Eingangsparameter wie Messwerte und Vorhersagen haben und zusätzlich die Stellgrößen des Reglers an die Geräte im System übertragen werden sollen, wurde das Gesamtsystem mittels Microservices[6] implementiert. Dies erleichtert die Modularität des Systems und die Wiederverwendung bestehender Module wie z.B. des Optimierers. Eine Übersicht zu den wichtigsten Modulen des Systems ist in Abbildung 2 gezeigt. Bei jedem Modul steht in Klammer in welchen Zeitabständen es regelmäßig getriggert wird. Die Module übernehmen folgende Aufgaben:

- *Data Crawler*: Der Data Crawler fragt jede Sekunde von allen Messpunkten die aktuellen Werte ab. Dazu kommuniziert er per Modbus-TCP mit einem Gateway der Firma Sprecher Automation. Das Gateway aggregiert die Werte, leitet sie an die einzelnen Geräte weiter und schickt die Resultate an den Data Crawler.
- *Datenbank*: Alle Messungen, die vom Data Crawler abgefragt werden, werden umgehend in einer Datenbank abgespeichert. Die abgespeicherten Messwerte werden unter anderem für Vorhersagen oder für die spätere Abrechnung benötigt. Weiters werden Zwischenresultate, wie z.B. die Resultate des Optimierers zwecks Monitorings archiviert.

- *Forecaster*: Basierend auf den historischen Messwerten, erstellt der Forecaster alle 15 min neue Vorhersagen der Erzeugung und des Verbrauchs aller Teilnehmer*innen für die nächsten 36 h, die ebenfalls eine zeitliche Auflösung von 15 min haben. Zusätzlich wird der erste Zeitschritt der Vorhersagen, der den aktuellen Zustand beschreibt, jede Sekunde vom Data Crawler überschrieben. Dadurch wird sichergestellt, dass die aktuellen Messungen auch in die Vorhersagen miteinfließen.
- *Optimierer*: Basierend auf den Vorhersagen berechnet der Optimierer für das Batteriespeichersystem und die Schalter im FeldBatt-System einen Fahrplan für einen Zeithorizont von 36 h.
- *Regler*: Wie zuvor erwähnt, vergleicht der Regler die Resultate des Optimierers mit den aktuellen Messungen und passt gegebenenfalls den Betriebspunkt des Batteriespeichersystems bzw. die Schalterstellungen des Direktleitungssystems und der Netzabgänge an, um das System in einem erlaubten Zustand zu betreiben.
- *Data Pusher*: Der Daten Pusher sendet alle 4 s die vom Regler ermittelten Stellgrößen an die jeweiligen Geräte. Dazu nutzt es, wie der Data Crawler, das Gateway zur Verteilung der Steuergrößen. Der Regler wird im Gegensatz zum Data Crawler anstatt jeder Sekunde nur alle 4 s ausgeführt. Damit kann sichergestellt werden, dass das System hinreichend Zeit zum Reagieren auf eine Änderung der Stellgrößen hat.

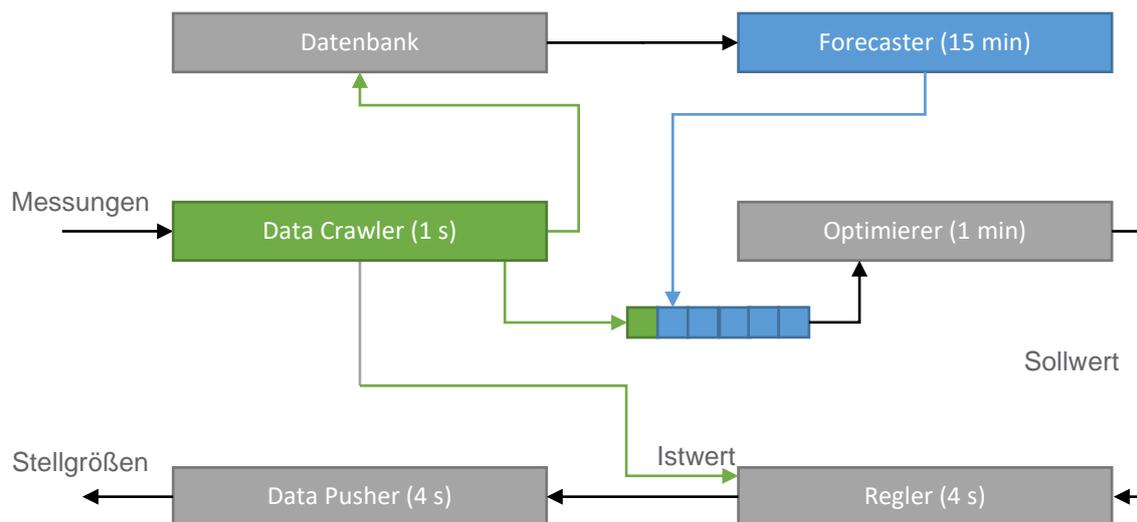


Abbildung 2: Hauptmodule der Regelungsplattform

Die gesamte Plattform, die im Zuge des Projekts zum Monitoring und zur Regelung des Systems entwickelt wurde, wird im Folgenden als Regelungsplattform bezeichnet. Für die Kommunikation zwischen den Modulen wurde die In-Memory-Datenbank Redis¹ verwendet, weil mit ihr hohe Datendurchsätze erzielt werden können. Als eigentliche Datenbank zum Archivieren der Messwerte und zum Monitoring der Ein- und Ausgangsgrößen des FeldBatt-Systems kam PostgreSQL² zum Einsatz. Bei Microservices, wie sie die Plattform benutzt, stellt

¹ <https://redis.io/>

² <https://www.postgresql.org/>

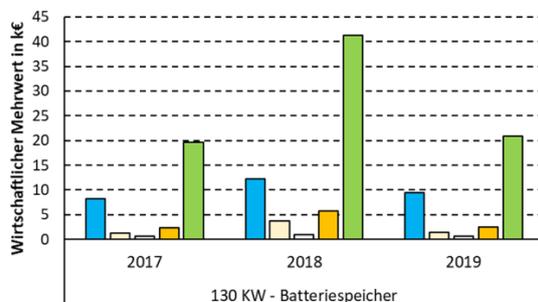
das Deployment wegen der Vielzahl der Module eine besondere Herausforderung dar. Deswegen wurden alle Module mittels Docker³ containerisiert. Damit kann für jedes Modul eine reproduzierbare Laufzeitumgebungen geschaffen werden, welche die Inbetriebnahme des Gesamtsystems wesentlich erleichtern kann.

3 Ergebnisse

Das Projekt FeldBatt wurde wegen fehlender Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems nicht vollständig umgesetzt. Es wurde das Optimierungsmodell in einen Regler übergeführt und anhand von tatsächlichen Messdaten in einem Laboraufbau erprobt, um zu zeigen, dass die Umsetzung technisch möglich gewesen wäre.

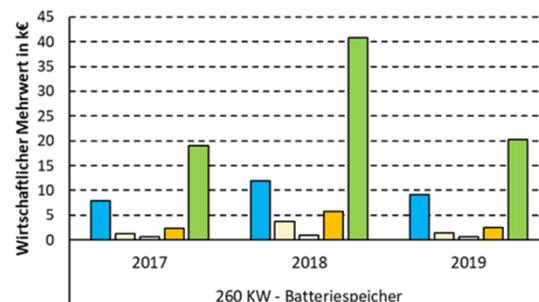
3.1 Bewertung der Wirtschaftlichkeit des FeldBatt-Systems

Die Durchführung der Optimierungen diente in erster Linie der Abschätzung des Betriebsverhaltens des Direktleitungs- und Batteriespeichersystems, der Skalierung des Systems und der Abschätzung der Wirtschaftlichkeit des Betriebs sowie der Abschätzung der Amortisationsdauer der notwendigen Investitionen. Wie in Tabelle 1 ersichtlich, standen für die Simulationen Daten aus drei Jahren zur Verfügung, diese unterschieden sich maßgeblich hinsichtlich der verfügbaren Laufwasserkrafterzeugung. Um eine klarere Aussage über Betriebsverhalten und Wirtschaftlichkeit treffen zu können, wurden Simulationen mit allen drei Jahreszeitreihen durchgeführt. Um die Auswirkungen unterschiedlicher Speichergrößen ermitteln zu können, wurden eine Vielzahl von Simulationen mit unterschiedlichen Speicherparametern durchgeführt. Unter Annahme der vier über das Direktleitungssystem verbundenen Nutzer*innen standen schlussendlich zwei Batteriespeichersysteme zur Auswahl, ein System mit 130 kW und 414 kWh und ein System mit 260 kW und 414 kWh.



■ Gewerbebetrieb mit LWK □ Lebensmittelmarkt
 □ Gewerbebetrieb ■ Sport- und Freizeit-einrichtung
 ■ Betreiber

Abbildung 3: Wirtschaftlicher Vorteil aus dem Betrieb des Batteriespeicher- und des Direktleitungssystems für einen Batteriespeicher mit einer Leistung von 130 kW



■ Gewerbebetrieb mit LWK □ Lebensmittelmarkt
 □ Gewerbebetrieb ■ Sport- und Freizeit-einrichtung
 ■ Betreiber

Abbildung 4: Wirtschaftlicher Vorteil aus dem Betrieb des Batteriespeicher- und des Direktleitungssystems für einen Batteriespeicher mit einer Leistung von 260 kW

Je nachdem welches der Betriebsjahre (2017 – 2019) betrachtet wird, ergaben die Summen der wirtschaftlichen Vorteile aller betroffenen Nutzer*innen des FeldBatt-Systems und des Betreibers des FeldBatt-Systems zwischen € 26.000 und € 53.000 je Jahr für ein 130 kW /

³ <https://www.docker.com/>

414 kWh Batteriespeichersystem und € 31.000 und € 63.000 für ein 260 kW / 414 kWh Batteriespeichersystem. Mit diesem wirtschaftlichen Vorteil lassen sich Amortisationszeiten zwischen 12 und 33 Jahren je nach Jahr und verwendeter Variante erreichen. Derart hohe Amortisationszeiten bergen ein erhebliches Risiko, zumal sie ein Vertragswerk mit sehr langer Laufzeit verlangen würden und noch keine laufenden Kosten für die Wartung des Systems berücksichtigt wurden. Weiters gelten die Ergebnisse der Simulation unter Annahme einer perfekten Prognose, was zu einer weiteren Unsicherheit führte. Ein weiterer Faktor, der bei der initialen Kostenabschätzung noch keine Berücksichtigung fand, resultierte aus dem zweiten Betriebsmodus des Systems. Für den Fall eines Blackouts sollte das FeldBatt-System in der Lage sein eine Insel zu bilden und eine Notstromversorgung sicherzustellen. Für diesen Betriebsmodus musste ein eigenes Schutzkonzept entwickelt werden, dessen Umsetzung die Investitionskosten weiter gesteigert hätte.

Da die Wirtschaftlichkeit des FeldBatt-Systems mit vier Nutzer*innen nicht gegeben ist und ein zu hohes Risiko für die Investition besteht, wurde ein weiterer Simulationsdurchlauf durchgeführt, bei dem die Anzahl der Nutzer*innen auf zwei reduziert wurde. Konkret handelte es sich dabei um den Gewerbebetrieb mit Laufwasserkraft und das Sport- und Freizeitzentrum.

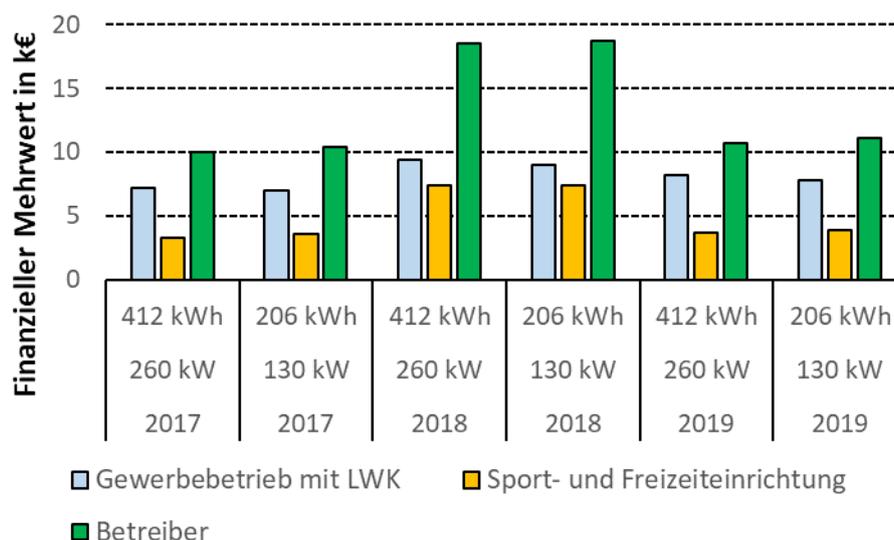


Abbildung 5: Wirtschaftliche Bewertung des Betriebs von Batteriespeichersystem und Direktleitungssystem

Je nach technischer Parameter des gewählten Speichers und in Abhängigkeit des berücksichtigten Betriebsjahres ergaben sich die in Abbildung 5 dargestellten wirtschaftlichen Vorteile für die einzelnen involvierten Akteure. Bei einer Berücksichtigung von lediglich zwei Nutzer*innen machte es faktisch keinen Unterschied, ob ein Batteriespeicher mit einer Leistung von 130 kW und einer Kapazität von 206 kWh oder ein Batteriespeicher mit einer Leistung 260 kW und einer Kapazität von 412 kWh Anwendung fand. Letztere wurde bei den Simulationen nicht vollständig genutzt. In Summe ergab sich ein wirtschaftlicher Vorteil zwischen € 21.000 und € 35.000 je nach berücksichtigtem Jahr. Trotz der Reduktion der Investitionskosten durch die verminderte Anzahl an Direktleitungen ergaben die Simulationen

Amortisationsdauern jenseits der 15 Jahre für den schlechtesten Fall, was schlussendlich dazu führte, dass das Projekt nicht vollständig umgesetzt wurde.

3.2 Umsetzung des Mess- und Regelkonzeptes

Parallel zu den Auswertungen wurde die Regelungs-Plattform entwickelt und ein „Hardware in the loop“ (HIL) Aufbau zum Testen des Systems im Labor implementiert. Um die Regelstrategie korrekt testen und belastbare Ergebnisse erzeugen zu können, sind historische Messungen von Nöten, wie sie in einem tatsächlichen Feldaufbau entstehen würden. Darum wurde im Rahmen einer Messkampagne, Messgeräte bei den Nutzer*innen verbaut. Diese zeichnen alle relevanten Messgrößen mit einer zeitlichen Auflösung von 1 s auf, wie sie auch bei einem tatsächlichen Betrieb des FeldBatt-Systems vor Ort entstehen würden. Die Messkampagne wurden über einen Zeitraum von mehreren Monaten durchgeführt um unterschiedliche Bedingungen wie Schwankungen der Erzeugung des Laufwasserkraftwerks berücksichtigen zu können. Für die Messungen wurden Erzeugung und Verbrauch getrennt gemessen, um die Analyse der Ergebnisse zu erleichtern. Die Ergebnisse aus Abschnitt 3.1 zeigen beispielsweise eine Sensitivität des FeldBatt-Systems gegenüber der Erzeugung des Kleinwasserkraftwerks.

In einem nächsten Schritt wurden alle elektrischen Komponenten bis auf die Automatisierungs- und Fernwirktechnik in Simscape⁴ modelliert, sodass in einem OPAL-RT Echtzeitsimulator ihr Verhalten korrekt simuliert werden kann. Die Kommunikation zwischen Echtzeitsimulator und der Regelungsplattform erfolgt über Geräte der Firma Sprecher Automation. Diese Automatisierungshardware ist mit jener Hardware kompatibel wie sie im Feld verbaut werden würde. Deshalb besteht aus der Sicht der Regelungsplattform kein Unterschied zwischen einem HIL-Labora Aufbau und einem tatsächlichen Aufbau vor Ort. Wie der Name bereits besagt, kann der Echtzeitsimulator das Verhalten der elektrischen Komponenten in Echtzeit wiedergeben.

Abbildung 6 gibt einen Überblick über das System wie es in Simscape modelliert wurde. Auf der linken Seite sind in orange das öffentliche Mittelspannungsnetz und die Transformatoren erkennbar, welche die Spannung auf Niederspannung wandeln. In grün sind die vier Nutzer*innen dargestellt, die detailliert für das FeldBatt-System analysiert wurden. Zwei der Nutzer*innen, der Gewerbebetrieb und der Gewerbebetrieb mit Laufwasserkraft, sind mit demselben Transformator verbunden. In grau sind die einzelnen Direktleitungen gezeigt. Rechts, in blau, ist das Batteriespeichersystem, welches über das Direktleitungssystem mit den Nutzer*innen verbunden ist dargestellt. Die Schalter mit denen sich die Teilnehmer*innen mit dem öffentlichen Stromnetz und/oder dem FeldBatt-System verbinden können sind innerhalb der grünen Boxen modelliert. Die fünfeckigen Boxen, die Ähnlichkeiten mit Pfeilen aufweisen, definieren Ein- und Ausgabegrößen der Echtzeitsimulation. Zu den Eingangsgrößen zählt unter anderem der Betriebspunkt des Batteriespeichersystems, die Schalterstellungen und der derzeitige Verbrauch und die Erzeugung der Systemnutzer*innen. Ausgangsgrößen sind Messungen wie Spannungen, Ströme und elektrische Leistungen.

⁴ <https://de.mathworks.com/products/simscape.html>

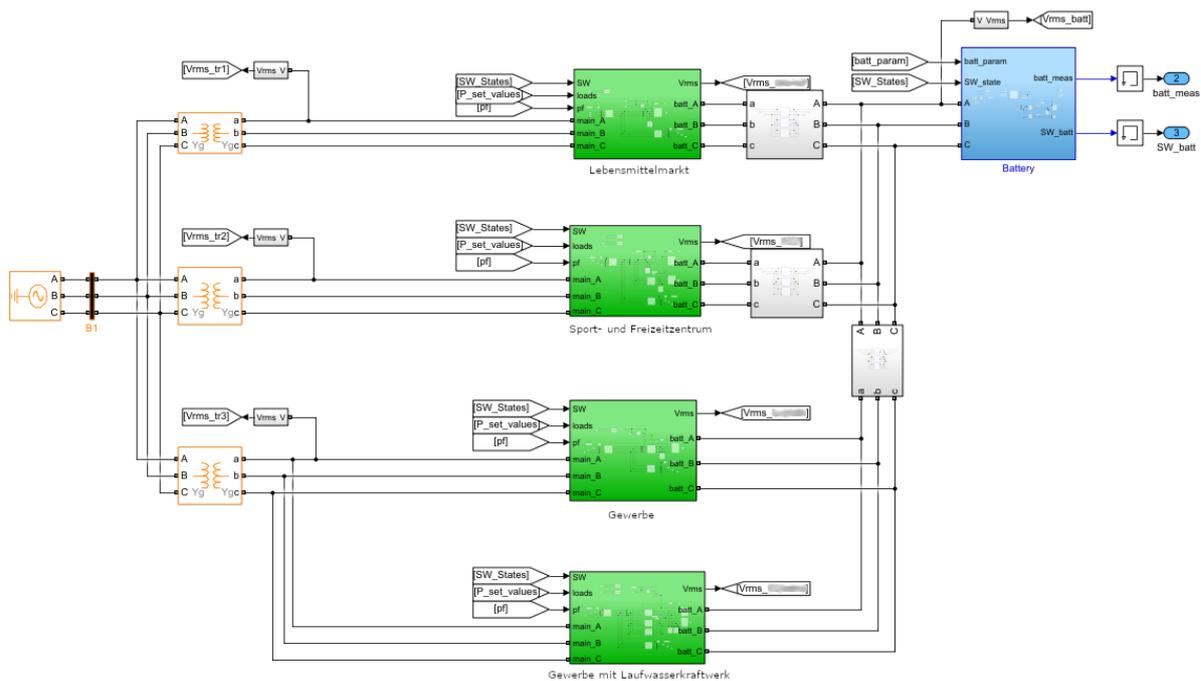


Abbildung 6: Modellierung der elektrischen Komponenten des FeldBatt-Systems in Simscape; dieses Modell kann vom Echtzeitsimulator OPAL-RT geladen werden.

Der Vorteil des HIL-Aufbaus ist, dass 1) ein gewisser Teil der Systemintegration bereits im Vorhinein durchgeführt werden kann und so Fehler frühzeitig, vor Inbetriebnahme, erkannt werden können und 2) Extremsituationen, wie beispielsweise der Ausfall des Laufwasserkraftwerks, getestet werden können, die im Feld nicht oder äußerst schwierig getestet werden können. Durch den HIL-Aufbau im Labor konnte die Regelungsplattform inklusive des Optimierers erfolgreich getestet und validiert werden. Ebenso konnte gezeigt werden, dass eine Schrittweite von 15 min für Kostenabschätzungen und die Dimensionierung des Systems ausreichend sind, für einen tatsächlichen Einsatz aber zu grob aufgelöst sind. Deswegen war es notwendig neben dem Optimierer noch einen Regler zu entwickeln der innerhalb von wenigen Sekunden auf Änderungen im System reagieren kann. In dieser Konfiguration übernimmt der Optimierer die langfristige Planung des FeldBatt-Systems und der Regler die Kurzfristige.

4 Conclusio

Die Nutzung von Direktleitungen stellt zumindest theoretisch eine attraktive Möglichkeit zur gemeinsamen lokalen Nutzung von erneuerbarer Energie dar. Auch die Kombination mit einem Batteriespeicher scheint vielversprechend, da damit die Problematik der Doppeltarifierung gelöst ist. Der Betrieb eines Direktleitungssystems gerade in Kombination mit einem Batteriespeichersystem stellt jedoch sehr hohe Anforderungen an die Regelung, da umfassende rechtliche Rahmenbedingungen einzuhalten sind. Bereits die Validierung des Ansatzes in einem Optimierungsmodell stellte aufgrund der vielen Anforderungen technischer und rechtlicher Natur eine Herausforderung dar. Die Überführung des Modells in einen tatsächlichen Regler bedurfte weiterer Anpassungsschritte, da die Optimierung mit 15 Minuten-Werten arbeitete und von einer perfekten Prognose ausging, der Regler in Realität jedoch (nahezu) Messwerte in Echtzeit zur Verfügung hatte und entsprechend auch innerhalb der 15-

Minuten-Zeitfenster für eine Einhaltung der Rahmenbedingungen sorgen muss. Es war daher notwendig den Regler so aufzubauen, dass der Optimierer eine Empfehlung für die nächsten Zeitschritte machte und der Regler diesen Empfehlungen bestmöglich folgen sollte, während der Regler sicherstellt, dass bis zum nächsten Optimierungslauf keine unzulässigen Betriebszustände resultieren. Zusätzlich zu diesen technischen Herausforderungen stellt die fehlende Wirtschaftlichkeit des FeldBatt-Systems eine Herausforderung dar, die schlussendlich dazu führte, dass von einer tatsächlichen Umsetzung abgesehen wurde.

Die Vorteile eines Betriebs des Direktleitungssystems wiegen damit die Nachteile und Herausforderungen nicht auf, auch wenn der Stromaustausch außerhalb des öffentlichen Netzes zu einer Entlastung desselben führen würde. Abseits der in diesem Beitrag beschriebenen Vorteile und Herausforderungen muss bei der Errichtung und dem Betrieb von Direktleitungssystemen stets argumentiert werden, wieso die Errichtung einer Parallelinfrastruktur zum öffentlichen Netz notwendig oder sinnvoll ist.

Mit den aktuellen Änderungen im Strommarktsystem und der Möglichkeit mittels Energiegemeinschaften nun auch über das öffentliche Netz Energie zu tauschen, fällt eines der Hauptargumente zur Errichtung eines Direktleitungssystem weg. Direktleitungen jedoch gänzlich ihre Sinnhaftigkeit abzuspochen wäre ebenso falsch, da sich diese für gewisse Anwendungsfälle dennoch argumentieren lassen, wie bspw. den Betrieb von Notstromversorgungssystemen.

Literaturverzeichnis

- [1] F. Kern *et al.*, 'Gebäudeübergreifender Energieaustausch anhand zweier Pilotprojekte in Weiz', Wien, Austria, Endbericht 28/2018, 2018. [Online]. Available: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/hdz_pdf/endbericht_1828_weizconnected.pdf
- [2] W. E. Hart, J.-P. Watson, and D. L. Woodruff, 'Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python', *Math. Prog. Comp.*, vol. 3, no. 3, pp. 219–260, Sep. 2011, doi: 10.1007/s12532-011-0026-8.
- [3] M. L. Bynum *et al.*, *Pyomo — Optimization Modeling in Python*, vol. 67. Cham: Springer International Publishing, 2021. doi: 10.1007/978-3-030-68928-5.
- [4] J. Forrest *et al.*, *Coin-Or/Cbc: Version 2.9.9*. Zenodo, 2018. doi: 10.5281/ZENODO.1317566.
- [5] Nationalrat, *E/WOG 2010*. 2010.
- [6] I. Nadareishvili, R. Mitra, M. McLarty, and M. Amundsen, 'Microservice Architecture: Aligning Principles, Practices, and Culture', 2016.