



Hochschule Magdeburg-Stendal
Fachbereich Ingenieurwissenschaften und Industriedesign (IWID)
Institut für Elektrotechnik

Bachelorarbeit

**zur Erlangung des Grades eines „Bachelor of Engineering“
im Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen**

Thema:

**Erbringung von Primärregelleistung durch stationäre
Lithium-Ionen-Batteriespeichersysteme**

Eingereicht von: **Paul Schulz**

Angefertigt für: JM-ProjektInvest GmbH & Co.KG

Matrikel: 20162579

Ausgabetermin: 25.05.2020

Abgabetermin: 08.06.2020

Schulischer Betreuer: Prof. Dr.-Ing Maik Koch

Betrieblicher Betreuer: M. Sc. Johannes Lindmüller

Aufgabenstellung im Original

In dieser Bachelorarbeit ist zu ermitteln, ob die Erbringung von Primärregelleistung durch stationäre Lithium-Ionen-Batteriespeichersysteme unter den heutigen Rahmenbedingungen ein gewinnbringendes Unterfangen darstellen kann.

Es sind dabei folgende Schwerpunkte zu bearbeiten:

1. Es ein beispielhaftes stationäres Lithium-Ionen-Batteriespeichersystem auszulegen, welches 1 MW Primärregelleistung anbietet.
2. Es ist die Wirtschaftlichkeit des beispielhaften stationären Lithium-Ionen-Batteriespeichersystems zu ermitteln.

Kurzreferat

Diese Arbeit widmet sich der Fragestellung, ob die Erbringung von Primärregelleistung mit stationären Lithium-Ionen-Batteriespeichersystemen ein gewinnbringendes Unterfangen darstellen kann. Es wird hierbei die Perspektive des betreuenden Unternehmens „JM-ProjektInvest GmbH“ eingenommen.

Der erste Teil der Arbeit thematisiert die Auslegung eines beispielhaften Systems, welches 1 MW Primärregelleistung anbietet. Zu Beginn werden wesentliche Anforderungen definiert. In den nächsten Kapiteln wird ermittelt, welche Kapazität und Leistung ein System aufweisen muss, um diesen Anforderungen im praktischen Betrieb gerecht zu werden. Diese Arbeit kommt hierbei zu der Erkenntnis, dass mindestens eine Kapazität von 1000 kWh und mindestens eine Leistung von 1423 kW nötig sind, um den heutigen Anforderungen im Betrieb zu entsprechen.

Im zweiten Abschnitt wird die Best-Case- und die Worst-Case-Wirtschaftlichkeit des beispielhaften Systems mittels der Kapitalwertmethode erfasst. Hierzu wird eine Reihe von Annahmen getroffen, die eine Best- bzw. Worst-Case-Wirtschaftlichkeit zur Folge haben. Zentrales Ergebnis dieser Untersuchung ist, dass die Erbringung von Primärregelleistung, selbst unter Best-Case-Annahmen zu keinem positiven Kapitalwert führt, wenn die heutigen Marktbedingungen als Ausgangspunkt dienen.

Bezüglich der Fragestellung kommt diese Arbeit zu dem Ergebnis, dass die Erbringung von Primärregelleistung mit stationären Lithium-Ionen-Batteriespeichersystemen zum heutigen Zeitpunkt kein gewinnbringendes Unterfangen ist.

Abstract

This thesis addresses the question of whether the provision of primary control power with stationary lithium-ion battery storage systems can be a profitable undertaking. The perspective of the supervising company "JM ProjektInvest GmbH" is taken.

The first part of the thesis deals with the design of an exemplary system that offers 1 MW of primary control power. In the beginning, essential requirements are defined. In the next chapters, it is determined which capacity and power a system needs to have in order to meet these requirements in practical operation. This work comes to the conclusion that at least a capacity of 1000 kWh and at least a power of 1423 kW are necessary to meet the current requirements in operation.

In the second section, the best-case and worst-case economics of the exemplary system are determined using the net present value approach. For this purpose, a number of assumptions are made that result in best-case and worst-case economic feasibility. The central result of this section is that the provision of primary control reserve does not lead to a positive net present value, even under best-case assumptions, if today's market conditions are taken into account.

With regard to the question, this study comes to the conclusion that the provision of primary control power with stationary lithium-ion battery storage systems is not a profitable undertaking at the present time.

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Abschlussarbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Ort Datum: Magdeburg, den 08.07.2021

A handwritten signature in black ink, reading "Paul Ehrlich". The signature is written in a cursive style with a large initial 'P' and 'E'.

Unterschrift des Verfassers

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	I
TABELLENVERZEICHNIS	I
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	I
FORMELZEICHENVERZEICHNIS-TECHNISCHE GRÖßEN	II
FORMELZEICHENVERZEICHNIS-WIRTSCHAFTLICHE GRÖßEN	III
1 EINLEITUNG	1
2 GRUNDLAGEN BEZÜGLICH STATIONÄRER BATTERIESPEICHERSYSTEME	3
2.1 AUFBAU UND FUNKTIONSWEISE	3
2.2 ALTERUNGSMECHANISMEN IN LITHIUM-IONEN-ZELLEN	5
2.3 KOSTEN EINES STATIONÄREN BATTERIESPEICHERSYSTEMS	6
3 PRIMÄRREGELUNG IM EUROPÄISCHEN VERBUNDNETZ	8
3.1 TECHNISCHE GRUNDLAGEN DER PRIMÄRREGELUNG	8
3.1.1 Einsatzziel und Grenzen der Primärregelung	8
3.1.2 Umsetzung der verbundnetzweiten Primärregelung.....	10
3.1.3 Primärregelung einer einzelnen Anlage.....	11
3.2 ERLÖSE AUS DER ERBRINGUNG VON PRIMÄRREGELLEISTUNG	12
4 ANFORDERUNGEN AN BATTERIESPEICHERSYSTEME	14
4.1 ANFORDERUNGEN AN DAS ERBRINGUNGSVERHALTEN.....	15
4.1.1 Systemzustände des Verbundnetzes	15
4.1.2 Anforderungen auf Kontrollebene.....	16
4.1.3 Anforderungen auf Leistungsebene.....	19
4.1.4 Funktionstest	22
4.2 ANFORDERUNGEN AN DIE INFORMATIONSTECHNIK.....	23
5 DIMENSIONIERUNG DER BEISPIELANLAGE	24
5.1 UNTERSUCHUNGSBASIS	25
5.2 AUSLEGUNG DER LEISTUNGSEBENE	26

5.2.1	Bestimmung der minimalen Nennkapazität	26
5.2.2	Bestimmung der minimalen Nennleistung	30
5.3	ENTWICKLUNG VON ENERGIEMANAGEMENTSTRATEGIEN	31
5.3.1	Grundlegende Betriebsstrategie	32
5.3.2	Anwendungspotenzial der Freiheitsgrade mit direktem Bezug zur Primärregelleistung.....	33
5.3.3	Umsetzung der Freiheitsgrade mit direktem Bezug zur Primärregelleistung.....	35
5.3.4	Umsetzung des Freiheitsgrades Fahrplananpassung	40
5.3.5	Formulierung der Energiemanagementstrategien	42
5.4	ERMITTLUNG DER OPTIMALEN AUSLEGUNGSVARIANTE	44
5.4.1	Aufbereitung der Daten.....	45
5.4.2	Implementierung des Funktionstests in Python	46
5.4.3	Vorstellung des Bewertungsschemas.....	48
5.4.4	Auswertung des Funktionsnachweises.....	49
6	WIRTSCHAFTLICHKEITSPRÜFUNG	54
6.1	RELEVANTES VERFAHREN DER DYNAMISCHEN INVESTITIONSRECHNUNG	54
6.1.1	Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung.....	55
6.1.2	Wahl und Präzisierung des Verfahrens	56
6.2	BESTIMMUNG DER ANNAHMEN	57
6.2.1	Systemlebensdauer bei der Erbringung von Primärregelleistung....	58
6.2.2	Kosten und Erlösbestandteile	59
6.2.3	Einheitliche Annahmen	61
6.2.4	Best- und Worst-Case-Annahmen.....	64
6.3	ERMITTLUNG DER KAPITALWERTE	66
6.3.1	Best-Case-Kapitalwert.....	66
6.3.2	Worst-Case-Kapitalwert.....	67
7	SCHLUSSBETRACHTUNG.....	69
	QUELLENVERZEICHNIS	
	ANHANG	

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Grundaufbau eines BESS, angelehnt an [3, S. 11]	3
Abb. 2: Regelkreis des Ersatzgenerators mit Primärregelung, angelehnt an [15, S. 538]	10
Abb. 3: Regelkennlinie der Beispielanlage	12
Abb. 4: Gegenüberstellung: PQ-Bedingungen und BESS-Ebenen	14
Abb. 5: zeitliche Anforderungen an das Regelverhalten auf Basis von[16, S. 58]	17
Abb. 6: Phasen der Systemauslegung.....	24
Abb. 7: Schritte zur Entwicklung von Energiemanagementstrategien.....	31
Abb. 8: Regelkennlinie bei passiver Totbandnutzung.....	35
Abb. 9: Regelkennlinie bei aktiver Totbandnutzung.....	37
Abb. 10: Regelkennlinie bei maximaler Totbandnutzung.....	39
Abb. 11: Blockdiagramm-Passive Totbandnutzung.....	43
Abb. 12: Blockdiagramm-Aktive Totbandnutzung.....	44
Abb. 13: Blockdiagramm-Maximale Totbandnutzung.....	44
Abb. 14: Auszug aus den Rohdaten des Frequenzverlaufs	45
Abb. 15: SoC-Verläufe der BESS-Varianten im Funktionstest	47
Abb. 16: Bewertungsschema Funktionstest.....	48
Abb. 17: Ergebnisse der Zulässigkeitsprüfung.....	51
Abb. 18 Passive Totbandnutzung: obere Verteilung	52
Abb. 19: Passive Totbandnutzung- untere Verteilung.....	52
Abb. 20: Aktive Totbandnutzung- obere Verteilung.....	52
Abb. 21: Aktive Totbandnutzung- untere Verteilung.....	52
Abb. 22: Maximale Totbandnutzung- obere Verteilung	52
Abb. 23: Maximale Totbandnutzung- untere Verteilung	52
Abb. 24: SoC-Verlauf Passive Totbandnutzung bei Revision	53

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Bewertungskriterien BESS-Vergleich.....	49
Tab. 2: Ergebnisse des BESS-Vergleichs.....	52
Tab. 3: Revisionstabelle	53
Tab. 4: Abgabekosten-Einzelabgaben und Gesamtkosten	64
Tab. 5: Annahmen für den Best-Case-Kapitalwert	66
Tab. 6: Annahmen für den Worst-Case-Kapitalwert.....	67

Abkürzungsverzeichnis

BESS	stationäres Lithium-Ionen-Batteriespeichersystem
FCR	Primärregelleistung
PQ-Bedingungen	Präqualifikationsbedingungen
SoH	State of Health
SO-GL	Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb
UCTE-Verbundnetz	kontinentaleuropäisches Verbundsystem
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Formelzeichenverzeichnis-technische Größen

E_{Nenn}	Nennkapazität
E_{Nutz}	nutzbare Kapazität
f_N	Nennfrequenz
Δf	Frequenzabweichung
Δf_{Stat}	statische Frequenzabweichung
$\Delta f_{Stat-max}$	maximale statische Frequenzabweichung
Δf_{Tot}	Totband
K_{FCR}	Leistungszahl
$K_{FCR-aktiv}$	Leistungszahl bei aktiver Totbandnutzung
$K_{FCR-passiv}$	Leistungszahl bei passiver Totbandnutzung
P_{BESS}	Gesamtleistung
P_{Ges}	minimale Gesamtleistung
P_{Fahr}	Fahrplanleistung
$P_{Fahr-ent}$	Entladeleistung bei Fahrplananpassung
$P_{Fahr-lad}$	Ladeleistung bei Fahrplananpassung
P_{FCR}	maximale Primärregelleistung
$P_{FCR}(\Delta f)$	geforderte Primärregelleistung
P_{Nenn}	Nennleistung
$P_{UCTE-Aus}$	ausgespeiste Leistung-UCTE-Verbundnetz
$P_{UCTE-Ein}$	eingespeiste Leistung-UCTE-Verbundnetz
$P_{\ddot{u}}$	Übererfüllungsleistung
ΔP_{UCTE}	Leistungsungleichgewicht- UCTE-Verbundnetz
SoC	Ladestand
SoC_{oG}	oberer Grenzladestand
$SoC_{Trigger-o}$	oberer Trigger
$SoC_{Trigger-u}$	unterer Trigger
SoC_{uG}	unterer Grenzladestand
SoC_{Ziel}	Zielladestand
SoC_{\emptyset}	durchschnittlicher SoC
$SoC_{t=7,5\ min}^{n-1}$	Ladestand 7,5 min vor Ende des letzten 15-Minutenfensters
SoH	State of Health
SoH_{EoL}	State of Health am Ende der Lebensdauer
T_{tot}	Totzeit
t_{ver}	Verzögerung
$t_{vorlauf}$	Vorlaufzeit
W_{Ent}	Entladerbeitsvermögen
W_{Ges}	Gesamtarbeitsvermögen
$W_{Ges-\eta}$	Negatives Gesamtarbeitsvermögen inkl. Wirkungsgrad
W_{GZ}	Arbeitsvermögen für den gefährdeten Zustand
W_{GZ-pos}	positive Arbeitsvermögen für den gefährdeten Zustand
W_{Lad}	Ladearbeitsvermögen
W_{Neg-NZ}	negative Arbeitsvermögen für den Normalzustand
$W_{Neg-\eta}$	negatives Arbeitsvermögen inkl. Wirkungsgrad
W_{NZ}	Arbeitsvermögen für den Normalzustand
$W_{Pos-\eta}$	Positives Gesamtarbeitsvermögen inkl. Wirkungsgrad
W_{Ver}	Arbeitsvermögen für die Verzögerung
W_{Vor}	Arbeitsvermögen für den vorangegangenen Abruf
η_{BESS}	Systemwirkungsgrad

Formelzeichenverzeichnis-wirtschaftliche Größen

A_{Kauf}	gekauftes Arbeitsvolumen
A_{Sek}	sekundliche Arbeitsvolumen
$A_{Verkauf}$	verkauftes Arbeitsvolumen
a_o	Investitionskosten
a_t	Auszahlung der Periode
E_{FCR}	Erlös aus Primärregelleistungserbringung
$E_{FCR-Woche}$	durchschnittlicher Leistungspreis pro Woche
$E_{Intraday}$	Einnahmen aus Intraday-Handel
$E_{Laufend}$	laufende Einnahmen
$E_{Laufend-t}$	laufende Einnahmen der Periode
e_t	Einzahlung der Periode
i	Kalkulationszinssatz
K_{Abgabe}	Abgabenkosten
$K_{Intraday}$	Kosten aus Intraday-Handel
K_{Invest}	Investitionskosten
$K_{Invest-Best}$	Investitionskosten im Best-Case
$K_{Invest-Worst}$	Investitionskosten im Worst-Case
$K_{Laufend-Best}$	laufende Kosten im Best-Case
$K_{Laufend-t}$	laufende Kosten der Periode
$K_{Laufend-Worst}$	laufende Kosten im Worst-Case
$K_{Leistung-Best}$	Leistungskosten im Best-Case
$K_{Leistung-Worst}$	Leistungskosten im Worst-Case
K_{Mess}	Messstellenkosten
$K_{Speicher}$	Speicherkosten
$K_{Wartung-Best}$	Wartungskosten im Best-Case
$K_{Wartung-Worst}$	Wartungskosten im Worst-Case
NPV	Kapitalwert
NPV_{Best}	Kapitalwert im Best-Case
NPV_{Worst}	Kapitalwert im Worst-Case
n	Anzahl der Nutzungsjahre
T_{EoL}	Lebensdauer
$T_{EoL-Best}$	Lebensdauer im Best-Case
$T_{EoL-Worst}$	Lebensdauer im Worst-Case
$P_{Intraday}$	Preis Intraday-Handel

1 Einleitung

Motivation

Die Preise für stationäre Lithium-Ionen-Batteriespeichersysteme (kurz: BESS, engl: battery energy storage systems) sind in letzten Jahren stetig gesunken. Mitnahmeeffekte aus der Mobilitätsbranche und wachsende Erfahrung beim Projektieren von BESS waren hierbei die zentralen Einflussfaktoren. [1, S. 24] Es wird erwartet, dass sich die Kostendegradation auch zukünftig fortsetzt [1, S. 27]. Zum jetzigen Zeitpunkt stammen die Lithium-Ionen-Zellen von BESS hauptsächlich aus der Automobilindustrie. Für die Zukunft ist zu erwarten, dass Zelltypen auch explizit für stationäre Speichersysteme entwickelt werden [1, S. 27].

Diese Marktentwicklungen bieten für die JM-ProjektInvest-GmbH Anlass Geschäftsfelder zu suchen, in denen BESS gewinnbringend zum Einsatz kommen können. Die Erbringung von Primärregelleistung (engl. frequency containment reserve, kurz: FCR) könnte ein solches Geschäftsfeld sein.

Der FCR-Markt ist von hoher Konkurrenz geprägt und es waren in den letzten Jahren Erlösrückgänge für alle Teilnehmer zu verzeichnen [2, S. 3]. Nichtsdestotrotz lohnt es sich diesen Business-Case zu untersuchen. Die Gründe dafür liegen in der bereits erläuterten Kostendegradation, und in einer prägenden Entwicklung, welche sich speziell auf den Anwendungszweck FCR-Erbringung bezieht. Mit dem Beschluss „BK6-17-234“ vom 02.05.2019 hat die Bundesnetzagentur dafür gesorgt, dass die Mindestkapazität von BESS bei der FCR-Erbringung wesentlich geringer ausfällt als es vorher der Fall war. Diese beiden Aspekte sorgen dafür, dass die Attraktivität des Business-Case steigt.

Es stellt sich daher die Frage, ob die Erbringung von FCR mittels BESS unter den heutigen Rahmenbedingungen ein gewinnbringendes Geschäftsfeld darstellen kann.

Diese Fragestellung soll in dieser Bachelorarbeit beantwortet werden.

Zielsetzung und Methodik

Für die JM ProjektInvest GmbH stellt die FCR-Erbringung mit BESS ein Geschäftsfeld dar, dessen Potenzial von der Rentabilität etwaiger Projekte abhängt. Das Ziel dieser Bachelorarbeit liegt darin die Rentabilität der auszulegenden Beispielanlage abzuschätzen und anhand dessen das Potenzial des Geschäftsfeldes zu ermitteln.

Für dieses Vorhaben werden zwei Teilziele formuliert, welche die Schwerpunkte der Aufgabenstellung referenzieren. Das erste Teilziel dieser Arbeit ist es ein beispielhaftes BESS mit einer FCR-Leistung von 1 MW auszulegen. Die Wirtschaftlichkeitsprüfung dieser Anlage stellt das zweite Teilziel dar.

In den Kapiteln 2 und 3 erläutert diese Arbeit sämtliche Grundlagen, die benötigt werden, um die Teilziele umzusetzen. Zuerst werden alle Grundlagen veranschaulicht, die das technische System BESS betreffen. Das dritte Kapitel fokussiert die FCR-Erbringung und stellt Grundlagen vor, welche in diesem Kontext relevant sind. Damit ein BESS in der Lage ist an der FCR-Erbringung teilzunehmen, muss ein umfassender Katalog an technischen Anforderungen eingehalten werden. Diese Anforderungen werden im vierten Kapitel erläutert. Im Anschluss wird das erste Teilziel umgesetzt, indem die Beispielanlage entsprechend der Anforderungen dimensioniert wird. Diese Arbeit hat hierbei den Anspruch eine möglichst wirtschaftliche Anlagendimensionierung zu identifizieren. Nachdem die optimale Systemvariante identifiziert ist, wird in Kapitel 6 die Wirtschaftlichkeit des Systems ermittelt und damit das zweite Teilziel abgeschlossen. Diese Arbeit formuliert hierzu einen Szenariorahmen, der eine Best-Case-Wirtschaftlichkeit und eine Worst-Case-Wirtschaftlichkeit beinhaltet. Dieser Szenariorahmen liefert die Grundlage, um in Kapitel 7 die Rentabilität der Beispielanlage zu beurteilen und damit das Potenzial des Geschäftsfeldes zu ermitteln.

2 Grundlagen bezüglich stationärer Batteriespeichersysteme

Für diese Bachelorarbeit werden Grundlagen benötigt, die sich auf BESS im Allgemeinen und auf Lithium-Ionen-Zellen im Speziellen beziehen. Im ersten Abschnitt wird der Systemaufbau und die Funktionsweise eines BESS beschrieben. Alle weiteren Kapitel, welche die konkrete Systemauslegung thematisieren, werden auf diesem Kapitel aufbauen. Der zweite Abschnitt erläutert die wesentlichen Alterungsmechanismen von Lithium-Ionen-Zellen bei stationären Anwendungen. Diese Informationen werden für die Wirtschaftlichkeitsprüfung in Kapitel 6 benötigt. Im abschließenden dritten Abschnitt werden die Kostenbestandteile und Hauptkostentreiber bei der Anschaffung und beim Betrieb eines BESS veranschaulicht. Diese Zusammenhänge werden der Systemauslegung in Kapitel 5 und der Wirtschaftlichkeitsprüfung als Grundlage dienen.

2.1 Aufbau und Funktionsweise

Hesse u. a. haben in [3] den vom Anwendungszweck unabhängigen Grundaufbau eines BESS beschrieben. Dieser Grundaufbau ist in Abb. 1 schematisch dargestellt.

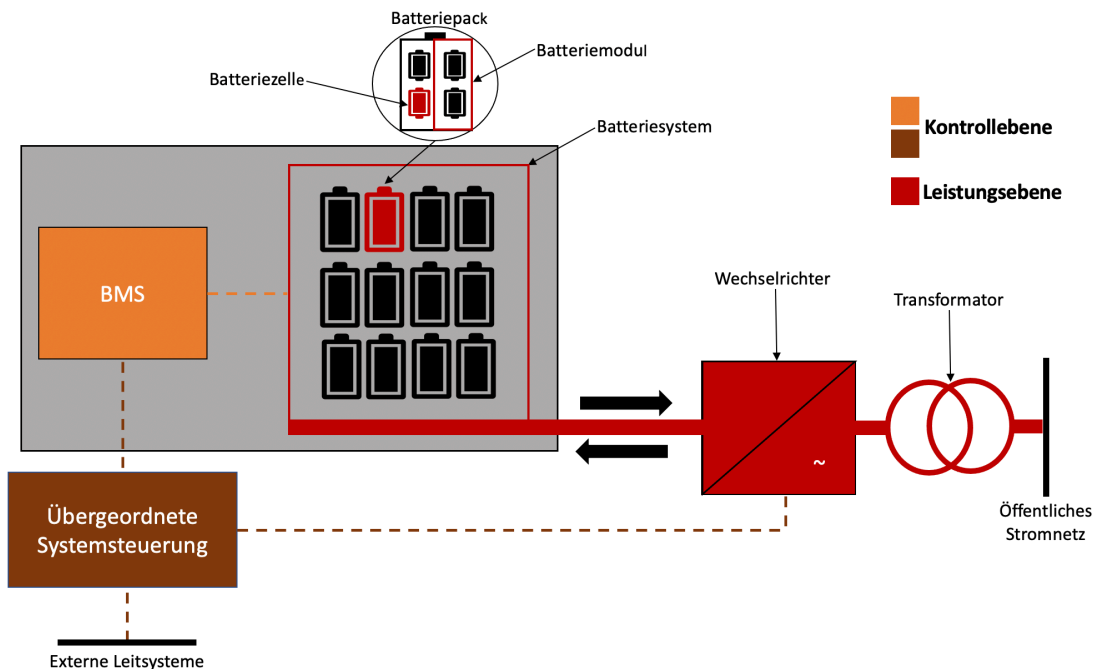


Abb. 1: Grundaufbau eines BESS, angelehnt an [3, S. 11]

Ein BESS lässt sich gemäß Abb. 1 in eine Kontrollebene und eine Leistungsebene unterteilen. Die Leistungsebene umfasst alle Elemente, in denen Leistungstransport und Speichervorgang stattfinden. Die Kontrollebene beinhaltet alle Komponenten, welche für die Regelung der Leistungsflüsse und die Anlagenüberwachung bzw. -kommunikation benötigt werden. [3, S. 11] In den folgenden Absätzen werden zuerst die Bestandteile der Leistungsebene und anschließend die Bestandteile der Kontrollebene vorgestellt.

Der Speichervorgang findet im Batteriesystem statt. Das Batteriesystem besteht aus zusammengeschalteten Batteriepacks, die ebenfalls aus aggregierten Speicherelementen zusammensetzt sind. Auf tiefster Ebene eines Packs befindet sich die Batteriezelle, anschließend folgt das Batteriemodul und schließlich das Batteriepack. Grundlegende Systemeigenschaften, wie Systemkapazität und Nennspannung ergeben sich aus der Verschaltung von Packs resp. Modulen resp. Zellen. Mit einer Reihenschaltung von Elementen wird die Nennspannung des Systems erhöht, durch parallelgeschaltete Elemente die Systemkapazität. In der Praxis wird auf Modulebene eine Nennspannung erzeugt und die benötigte Kapazität durch parallelgeschaltete identische Module hergestellt. [3, S. 10-11]

Die bidirektionalen Wechselrichter stellen den Anschluss an das Wechselstromnetz her und ermöglichen den Leistungsaustausch. Im Normalfall sind sie mit einem Transformator verbunden, der den Anschluss zur jeweiligen Spannungsebene des öffentlichen Stromnetzes herstellt. [3, S. 12]

Die Kontrollebene eines BESS setzt sich aus mehreren Bestandteilen zusammen, die unterschiedliche Aufgaben wahrnehmen [3, S. 12]. Diese Arbeit betrachtet lediglich das Batteriemanagementsystem und die übergeordnete Systemsteuerung. Hauptaufgabe des Batteriemanagementsystems ist es, einen nachhaltigen Batteriebetrieb zu sichern, indem der geforderte Betriebsmodus (angeforderte Leistung) so schonend wie möglich umgesetzt wird [4, S. 2]. Der Fokus liegt dabei auf einer gleichmäßigen Zellauslastung in puncto Spannung, Stromstärke und Temperatur [4, S. 2-3]. Das Batteriemanagementsystem ermittelt auch den Ladestand (kurz: SoC, engl. State of Charge) der Batteriezellen und nimmt Abschätzungen hinsichtlich der Zelllebensdauer vor. Es übt diese Funktion auf der Ebene des Batteriepacks aus [4, S. 3]. Die übergeordnete Systemsteuerung ist die zentrale Regelungs- und Datenerfassungseinheit des BESS.

Sie beinhaltet eine übergeordnete Energiemanagementstrategie, aggregiert sämtliche Anlagendaten und kommuniziert mit BMS, Wechselrichtern sowie externen Leitsystemen. Darüber hinaus regelt sie die Systemtemperatur. [3, S. 11] In [3, S. 10-11] sind die benannten Funktionen separaten Bestandteilen zugewiesen. Diese präzise Unterteilung ist in dieser Arbeit nicht nötig, weil die übergeordnete Systemsteuerung nur in ihrer Gesamtheit betrachtet wird. Die übergeordnete Systemsteuerung steht in ständigem Feedback mit dem Batteriemanagementsystem. Der durch das Batteriemanagementsystem umzusetzende Leistungswert wird zum Beispiel unter Einbezug des SoC festgelegt. [4, S. 3] Die Energiemanagementstrategie der übergeordneten Systemsteuerung regelt die Leistungsflüsse des BESS im Sinne der jeweiligen Anwendung.

2.2 Alterungsmechanismen in Lithium-Ionen-Zellen

Alle elektrochemischen Speicher sind von Alterungsmechanismen betroffen, die eine Verschlechterung der Speichereigenschaften bewirken. In Lithium-Ionen-Zellen finden kalendarische und zyklische Alterungsprozesse statt, die eine Verringerung der Zellkapazität und eine Erhöhung des Innenwiderstands verursachen [5, S. 13]. Für den weiteren Verlauf dieser Arbeit wird die Erhöhung des Innenwiderstands vernachlässigt, weil der Verlust von Zellkapazität das Alterungsverhalten im Anwendungsfall FCR-Erbringung dominiert [6, S. 9].

Um den Kapazitätsverlust im BESS-Betrieb zu erfassen, wird der Gesundheitszustand (kurz: SoH, engl. State of Health) der Zellen fortlaufend berechnet. Es sei am Rande erwähnt, dass das Batteriemanagementsystem auf Basis des SoH die Lebensdauer der Zellen ermittelt. Der SoH wird anhand des Verhältnisses aus nutzbarer Kapazität E_{Nutz} und anfänglicher Nennkapazität E_{Nenn} bestimmt. [3, S. 8] Es gilt:

$$SoH = \frac{E_{Nutz}}{E_{Nenn}} \quad (1)$$

Unterschreitet der SoH einen definierten Wert, kann eine Batteriezelle für ihren Anwendungszweck nicht mehr genutzt werden. Aus diesem Grund wird ein. sog. „End of Life-Kriterium“ festgelegt, bei dem das Lebensende im Kontext der Anwendung erreicht ist. [7, S. 51] Weitere Spezifikationen des End of Life-Kriteriums werden im Rahmen der Systemdimensionierung in Kapitel 5.2.1 vorgenommen.

Die kalendarischen Alterungsprozesse führen zu einer kalendarischen Lebensdauer. Diese beschreibt die Zeitspanne zwischen Anschaffung der Zellen und Erreichen des End of Life-Kriteriums. Die kalendarische Alterung wird durch die reine Lagerung der Batteriezelle verursacht. [5, S. 13] Die wichtigsten Lagerbedingungen sind SoC und Temperatur. Je höher Ladestand und Temperatur sind, desto schneller schreitet die kalendarische Alterung voran. [7, S. 52-53]

Aus den zyklischen Alterungsprozessen resultiert eine zyklische Lebensdauer. Dabei handelt es sich um eine Anzahl von sog. Zyklen¹, die eine Batteriezelle absolvieren kann, bis das End of Life-Kriterium erreicht ist. [5, S. 13-14] Die zyklische Zellalterung wird durch die aktive Nutzung der Zelle verursacht. Sie ist massiv von den Nutzungsbedingungen abhängig. Temperatur, Zykltiefe² und SoC stellen die wichtigsten Nutzungsbedingung dar, je höher diese Kenngrößen ausfallen, desto geringer ist die zyklische Lebensdauer der Zelle. [7, S. 52-53]

Kalendarische und zyklische Alterung finden simultan statt. Die Batteriezelle ist somit immer zwei Alterungsmechanismen unterworfen. Sie verliert nutzbare Kapazität durch die reine Lagerung und durch die Anwendung.

2.3 Kosten eines stationären Batteriespeichersystems

Kostenbestandteile

Für die Anschaffung und den Betrieb eines BESS müssen einmalige Investitionskosten bzw. laufende operative Kosten aufgebracht werden. Fleer u. a. unterteilen die Investitionskosten eines BESS in Speicherkosten und Leistungskosten. [6, S. 17]

Dieser Ansatz ist weit verbreitet und wird auch in anderen Arbeiten wie [1] und [9] angewandt, welche die Kosten von BESS thematisieren. Er ist insbesondere im Kontext der FCR-Erbringung sinnvoll, weil für diesen Anwendungszweck BESS-Leistung und Kapazität separat betrachtet werden müssen.

Die Speicherkosten umfassen sämtliche Kosten, die benötigt werden, damit das BESS eine gewisse Kapazität erreicht. Die Leistungskosten umfassen alle Bestandteile, die dafür nötig sind, dass eine gewisse Leistung im Netz wirksam wird. [8, S. 17]

¹ Ein Zyklus beschreibt einen Entladevorgang gefolgt von einem Ladevorgang.

² Als Zykltiefe wird der SoC definiert, bis zu dem eine Zelle entladen wird.

Die Speicherkosten setzen sich aus Kosten für Batteriemodule, Modulverbindung, Klimatisierung der Module und Batteriemanagementsystem zusammen [8, S. 17]. Sie beinhalten somit die Kosten für alle Komponenten der Leistungs- und Kontrollebene, die sich unmittelbar auf das Batteriespeichersystem beziehen. Die Leistungskosten setzen sich aus Kosten für Wechselrichter, Transformator, Klimatisierung der Leistungselektronik und Schutzeinrichtungen zusammen [8, S. 17]. Sie umfassen somit Kosten für alle Elemente, welche auf Leistungsebene für den Leistungsaustausch benötigt werden.

Die Kostenbestandteile der operativen Kosten eines BESS sind stark anwendungsspezifisch und können somit erst im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsprüfung vorgestellt werden.

Hauptkostentreiber

Die Investitionskosten eines BESS fallen höher aus als die operativen Kosten. Innerhalb der Investitionskosten lassen sich die Speicherkosten als wesentlicher Kostentreiber identifizieren [8, S. 17-19]. Die Gesamtkosten eines BESS lassen sich somit in erster Linie durch eine Verringerung der Nennkapazität reduzieren. Die Verringerung der Nennleistung stellt eine weitere, jedoch weniger wirkungsvolle Möglichkeit dar, um die Gesamtkosten zu reduzieren.

3 Primärregelung im europäischen Verbundnetz

In Kapitel 2 wurden die wichtigsten technischen und ökonomischen Grundlagen in Bezug auf BESS erläutert. Ein BESS wird in dieser Arbeit genutzt, um mittels FCR-Erbringung Erträge zu erwirtschaften. Das Ziel dieses Kapitels ist es, die wichtigsten Grundlagen im Kontext dieses Anwendungszwecks zu vermitteln. Zu Beginn werden die technischen Grundlagen der Primärregelung aufgezeigt. Sie umfassen das Ziel und die Grenzen der Primärregelung, sowie die Umsetzung des Regelvorgangs. Der letzte Abschnitt skizziert, wie die Teilnahme an der Primärregelung vergütet wird.

3.1 Technische Grundlagen der Primärregelung

Die Primärregelung ist ein paneuropäischer Mechanismus, der innerhalb des kontinental-europäischen Verbundnetzes (kurz: UCTE-Verbundnetz³) umgesetzt wird, indem alle beteiligten Anlagen einem definierten Regelverhalten folgen [10, S. 7]. Aus diesem Grund werden das Einsatzziel und die Grenzen der Primärregelung im ersten Abschnitt aus Perspektive des UCTE-Verbundnetzes beschrieben. Die Umsetzung der Primärregelung wird in den darauffolgenden zwei Unterabschnitten veranschaulicht. Es wird zuerst auf die verbundnetzweite Umsetzung eingegangen und im Anschluss die Primärregelung einer einzelnen FCR-Anlage erläutert.

3.1.1 Einsatzziel und Grenzen der Primärregelung

Technisches Einsatzziel der Primärregelung

Das technische Einsatzziel der Primärregelung lässt sich anhand der unmittelbaren Reaktion des UCTE-Verbundnetzes auf Wirkleistungsungleichgewichte beschreiben. In den folgenden Erläuterungen wird das UCTE-Verbundnetz mit gestörter Leistungsbilanz betrachtet. Dieser Zusammenhang wird über Gl. (2) ausgedrückt.

$$\Delta P_{UCTE} = P_{UCTE-Ein} - P_{UCTE-Aus} \neq 0 \quad (2)$$

$P_{UCTE-Ein}$ bezeichnet die in das UCTE-Verbundnetz eingespeisten Leistung. Es wird die erzeugte und die aus anderen Großraumverbundnetzen importierte Leistung einbezogen.

³ UCTE ist ein Akronym für die Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität (engl. Union for the Coordination of Transmission of Electricity).

Analog dazu beinhaltet $P_{UCTE-Aus}$ die verbrauchte und exportierte Leistung.

Im UCTE-Verbundnetz führt ein Ungleichgewicht ΔP_{UCTE} zu einer Veränderung der Netzfrequenz. Dieser Zusammenhang ist hauptsächlich auf das Verhalten der am Netz befindlichen Synchrongeneratoren zurückzuführen. Werden die Synchrongenerator durch ein Leistungsungleichgewicht belastet, führt dies zu einer Beschleunigung der rotierenden Massen. In Folge dieses Vorgangs verringert bzw. erhöht sich die Drehzahl der Synchrongeneratoren. Da Drehzahl und Netzfrequenz in einem von Synchrongeneratoren geprägten Energieversorgungssystem miteinander gekoppelt sind, verändert sich die Netzfrequenz ebenfalls.

Die Primärregelung wird mit dem Ziel eingesetzt, einem solchen Verhalten entgegenzuwirken. Im gesamten UCTE-Verbundnetz wird eine FCR-Leistung von 3000 MW in positiver und negativer Richtung vorgehalten, die je nach Richtung des Ungleichgewichts zum Glätten der Leistungsbilanz eingesetzt wird [10, S. 8-9]. Durch das Wiederherstellen einer ausgeglichenen Leistungsbilanz wird die Veränderung der Netzfrequenz begrenzt, jedoch verbleibt eine quasistatische Frequenzabweichung Δf_{Stat} . Zielvorgabe der Primärregelung ist es diese Abweichung innerhalb eines Bereiches von $|\Delta f_{Stat}| \leq 200 \text{ mHz}$ zu halten. [11, S. 15]

Grenzen der Primärregelung

Die Ziel der Primärregelung wird innerhalb definierter Grenzen umgesetzt. Diese Grenzen sind in der Verordnung (EU) 2017/1485, auch bekannt als Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (engl.: system operation guideline, kurz: SO-GL), festgelegt.

Ein Leistungsungleichgewicht von 3000 MW stellt gem. Art. 153 Abs. 2 lit. b) SO-GL den sog. Referenzstörfall⁴ des UCTE-Verbundnetzes dar, welcher nur durch den Einsatz der gesamten FCR-Leistung beherrschbar ist. Wird die Primärregelung mit einem Ungleichgewicht belastet, welches über diesen Wert hinaus geht, kann das Einsatzziel nicht erreicht werden. Die Primärregelung leistet weiterhin einen Beitrag zur Begrenzung der Netzfrequenz, indem die maximale FCR-Leistung erbracht wird. Sie ist jedoch nicht in der Lage die Änderung der Netzfrequenz vollständig zu limitieren.

⁴ Der Referenzstörfall ist gem. Art. 153 Abs. 2 lit. a) SO-GL ein Referenzszenario, dass zur Bestimmung der benötigten FCR-Leistungsmenge im UCTE-Verbundnetz herangezogen wird.

Die weiteren Grenzen der Primärregelung beziehen sich auf die Zeiträume, innerhalb derer die angeforderte Leistungsmenge zu erbringen ist. Es existiert ein Toleranzbereich für zeitliche Verzögerungen bei der FCR-Erbringung, dieser ist in Art. 154 Abs. 7 SO-GL festgelegt und beträgt maximal 30 Sekunden. Des Weiteren müssen alle FCR-Einheiten mindestens 15 Minuten in der Lage sein die volle FCR-Leistung zu liefern, demnach kann die maximale FCR-Leistung von 3000 MW 15 Minuten am Stück erbracht werden.

Die letzte Grenze der Primärregelung referenziert ein sog. Totband. Befindet sich die Abweichung der Netzfrequenz in einem Bereich von $|\Delta f_{Tot} = 10mHz|$ muss keine Regelleistung geliefert werden. Δf_{Tot} wird daher als Totband bezeichnet. Δf_{Tot} gilt sowohl für positive als auch für negative Abweichungen.

3.1.2 Umsetzung der verbundnetzweiten Primärregelung

Diese Arbeit verwendet ein einfaches aggregiertes Bilanzmodell, um die UCTE-weite Umsetzung der Primärregelung zu beschreiben. Kern dieses Ansatzes ist, dass alle Erzeuger im UCTE-Verbundnetz durch einen einzelnen Ersatzgenerator substituiert werden, dessen Regelverhalten stellvertretend für das gesamte System steht [12, S. 2].

Der Ersatzgenerator verfügt über eine aktive Primärregelung. Er muss bis hin zum Referenzstörfall, Primärregelleistung in Höhe des vorhanden Ungleichgewichts erbringen, um die Veränderung der Netzfrequenz zu begrenzen.

Die Primärregelung lässt sich als Festwertregelung definieren, da die Führungsgröße⁵ des Reglers $f_N = 50Hz$ konstant ist [13, S. 132]. Der Regelvorgang wird über einen Proportional-Regler (kurz: P-Regler) bewerkstelligt, der FCR-Leistung proportional zur Höhe der Frequenzabweichung Δf bereitstellt [14, S. 46-47]. Ein prinzipielles Schaubild des daraus resultierenden Regelkreises, bestehend aus P-Regler und Ersatzgenerator, ist auf Basis von [15, S. 538] in Abb. 2 skizziert.

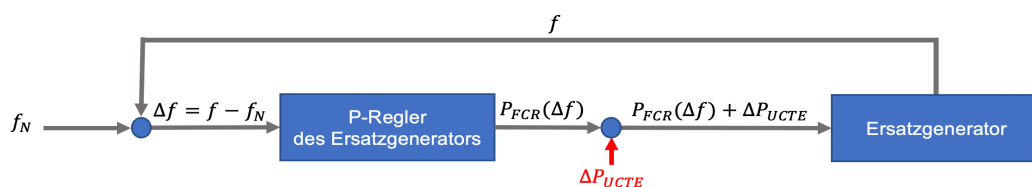


Abb. 2: Regelkreis des Ersatzgenerators mit Primärregelung, angelehnt an [15, S. 538]

⁵ Die Führungsgröße der Reglers beinhaltet den angestrebten Sollwert.

Die Störgröße des Regelkreises ist ein Bilanzungleichgewicht ΔP_{UCTE} . Sie bewirkt eine Veränderung der Netzfrequenz, indem das in Kapitel 3.1.1 beschriebene Systemverhalten eintritt. Die Frequenzabweichung Δf wird im P-Regler ermittelt, der daraufhin die Bereitstellung von FCR veranlasst. Liegt die Frequenzabweichung unterhalb von $|\Delta f| = 200 \text{ mHz}$, arbeitet der P-Regler, nach folgendem Prinzip: Der P-Regler bestimmt die zu erbringende Primärregelleistung $P_{FCR}(\Delta f)$ indem er Δf mit der sog. „Leistungszahl“ K_{FCR} multipliziert [15, S. 534]. Es gilt Gl. (3).

$$P_{FCR}(\Delta f) = -\Delta f * K_{FCR} \quad (3)$$

K_{FCR} gibt das Verhältnis zwischen der maximalen FCR-Leistung von 3000 MW und der maximalen statischen Frequenzabweichung am Ende des Regelvorgangs $\Delta f_{Stat-max} = 200 \text{ mHz}$ an. Sie beträgt $K_{FCR} = 15000 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}}$ damit im Auslegungsstörfall die maximale statische Frequenzabweichung eingehalten wird. [11, S. 15]

Zu Anfang des Regelvorgangs findet ein dynamischer Einschwingvorgang statt, auf dessen Darstellung in dieser Arbeit verzichtet wird, da er für die weitere Untersuchung keine Rolle spielt. Es sei jedoch auf [14, S.49-50] für eine qualitative Beschreibung und auf [15, S. 538-541] für eine mathematische Beschreibung dieses Vorgangs verwiesen. Nach Abschluss des Einschwingvorgangs wird ΔP_{UCTE} durch $P_{FCR}(\Delta f)$ vollständig ausgeglichen und es liegt eine statische Frequenzabweichung vor.

Liegt die Frequenzabweichung außerhalb von $|\Delta f| = 200 \text{ mHz}$, erbringt der Regler schlichtweg die maximale FCR-Leistung.

3.1.3 Primärregelung einer einzelnen Anlage

Die Primärregelung einer einzelnen FCR-Einheit wird anhand einer Beispielanlage mit einer FCR-Leistung von 1 MW beschrieben. Die Primärregelung der Beispielanlage arbeitet genau wie die verbundnetzweite Primärregelung.

Die Leistungszahl K_{FCR} muss lediglich so ausgelegt sein, dass die Anlage bei einer Frequenzabweichung von $\Delta f = 200 \text{ mHz}$ die volle FCR-Leistung P_{FCR} erbringt. Demnach muss die Leistungszahl $K_{FCR} = 5 \frac{\text{kW}}{\text{mHz}}$ betragen. Es gelten die in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Grenzen. Das Regelverhalten der Beispielanlage lässt sich anhand der sog. „Regelkennlinie“ beschreiben [16, S. 203].

Diese Darstellungsvariante bietet den Vorteil, dass die Grenzen bezüglich Leistung und Frequenz, sowie der geforderte Leistungswert in einer Abbildung dargestellt werden. Die Regelkennlinie der Beispielanlage ist in Abb. 3 skizziert.

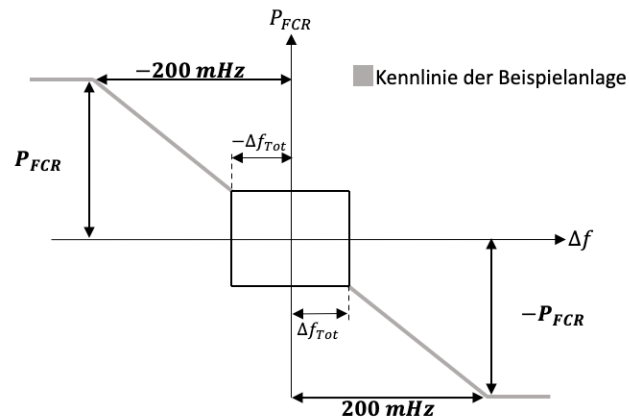


Abb. 3: Regelkennlinie der Beispielanlage

Die Regelkennlinie visualisiert den Zusammenhang zwischen dem FCR-Sollwert $P_{FCR}(\Delta f)$ und der Frequenzabweichung Δf unter Einbezug des Totbandes Δf_{Tot} und der Leistungszahl K_{FCR} . Das Regelverhalten zwischen $|\Delta f_{Tot}| < |\Delta f| \leq 200 \text{ mHz}$ wird durch die diagonalen Linienabschnitte dargestellt. Deren Anstiege gleichen der negativen Leistungszahl. Die waagerechten Linienabschnitte beschreiben das Regelverhalten außerhalb von 200 mHz . Der freie Bereich innerhalb der Totbänder trägt der Tatsache Rechnung, dass in diesen Bereichen keine FCR-Leistung erbracht werden muss.

3.2 Erlöse aus der Erbringung von Primärregelleistung

Aufbau und Funktionsweise des internationalen FCR-Marktes

Die Beschaffung der verbundnetzweiten FCR ist gem. Art. 153, SO-GL Aufgabe der kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzbetreiber (kurz: ÜNB). Die gesamte FCR-Leistung wird zwischen den Regelzonen aufgeteilt. Jeder ÜNB hat einen Teil zur Gesamtleistung beizutragen. Die vier deutschen ÜNB beschaffen die vorzuhaltende FCR-Leistung im Rahmen einer internationalen FCR-Kooperation, welche als internationaler FCR-Markt bezeichnet wird [17].

Die Teilnahme am internationalen FCR-Markt ist die einzige Möglichkeit Erträge mit der Erbringung von FCR zu erwirtschaften.

Der internationale FCR-Markt besteht Stand Juni 2021 aus 11 kontinentaleuropäischen ÜNB auf Abnehmerseite und den FCR-Einheiten innerhalb der Regelzonen dieser ÜNB auf Anbieterseite [17]. Für die Teilnahme am internationalen FCR-Markt muss ein deutscher Anbieter ein Verfahren durchlaufen, welches seine technische Eignung zur FCR-Erbringung unter Beweis stellt. Dieses Verfahren wird als Präqualifikationsverfahren bezeichnet.[10, S. 13] Es wird mit dem ÜNB der Anschluss-Regelzone abgewickelt [18, S. 98]. Das Präqualifikationsverfahren stellt faktisch eine Markteintrittsbedingung dar. Nach erfolgreichem Verfahrensabschluss kann der Anbieter dann am internationalen FCR-Markt teilnehmen.

Die FCR-Beschaffung wird in Form von Ausschreibungen umgesetzt, die den kooperationsweiten FCR-Bedarf decken. Eine solche Ausschreibung findet einmal täglich statt, die ÜNB beschaffen hierbei den FCR-Bedarf für den Folgetag. Sämtliche Anbieter aus den Regelzonen der ÜNB haben während der Ausschreibung die Chance Gebote auf sog. Produktzeitscheiben⁶ abzugeben. [10, S. 18] Ein Gebot umfasst im Wesentlichen die Angebotsleistung⁷ und den Gebotspreis. Der Gebotszeitraum endet 8:00 Uhr vor dem Erbringungstag. Im nachfolgenden Optimierungsprozess wird die optimale Deckung des Bedarfs bestimmt. Hierbei findet das Merit-Order-Prinzip Anwendung. Die Gebote werden demnach entsprechend ihres Angebotspreises geordnet und bezuschlagt, bis der Bedarf der FCR-Kooperation gedeckt ist. [17]

Preisbildung am internationalen FCR-Markt

Eine FCR-Anlage kann gemäß der obigen Erläuterungen nur Erträge erwirtschaften, wenn sie bei der Auktion um die Produktzeitscheiben einen Zuschlag erhält.

Alle erfolgreichen Teilnehmer einer Auktion erhalten den Preis des teuersten erfolgreichen Angebots als Vergütung. Bei der FCR-Erbringung wird einzig und allein die Vorhaltung der Regelleistung honoriert. Es wird kein separater Arbeitspreis gezahlt, wie es bei anderen Regelleistungsarten der Fall ist. [17]

⁶ Eine Produktzeitscheibe beschreibt einen Zeitraum von vier Stunden am Folgetag, während dem die gebotene FCR-Leistung vorzuhalten ist.

⁷ Die Mindestgröße und Mindestauflösung der angebotenen Leistung beträgt 1MW.

4 Anforderungen an Batteriespeichersysteme

In Kapitel 3.2 wurde erläutert, dass die Teilnahme am internationalen FCR-Markt einen erfolgreichen Abschluss des Präqualifikationsverfahrens voraussetzt. Es handelt sich hierbei um eine Prüfung, die feststellt, ob ein potenzieller Anbieter in der Lage ist, einen Katalog an technischen Mindestanforderungen einzuhalten. Diese Mindestanforderungen werden von den vier deutschen ÜNB in den sog. „Präqualifikationsbedingungen“ (kurz: PQ-Bedingungen) formuliert [18]. Das Ziel dieses Kapitels ist es auf den PQ-Bedingungen basierende, technische Anforderungen an BESS zu formulieren. Dazu werden die wesentlichen Anforderungen aus den PQ-Bedingungen dem Aufbau eines BESS gemäß Abb. 4 gegenübergestellt.

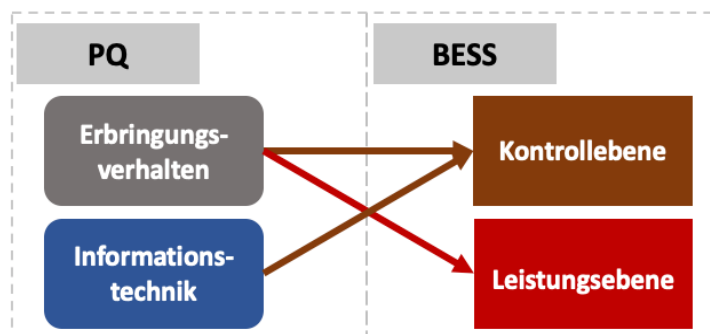


Abb. 4: Gegenüberstellung: PQ-Bedingungen und BESS-Ebenen

Die PQ-Bedingungen definieren Anforderungen an das Erbringungsverhalten von FCR-Einheiten (Kapitel 2 und 3) und die Informationstechnik des Anbieters (Kapitel 4). Die Anforderungen an das Erbringungsverhalten umfassen Vorgaben, die sich direkt auf die Bereitstellung von FCR beziehen. Die Anforderungen an die Informationstechnik bestehen aus Vorgaben zur Datenerfassung und informationstechnischen Anbindung der FCR-Einheit und haben keinen direkten FCR-Bezug. Die Einzelvorgaben beider Anforderungskategorien werden in den folgenden Abschnitten den beiden BESS-Ebenen zugeordnet. Zuerst werden die Anforderungen an das Erbringungsverhalten den BESS Ebenen zugeordnet. Der zweite Abschnitt beschreibt Anforderungen an die Informationstechnik. Eine Zuordnung ist hier obsolet, weil ausschließlich Anforderungen auf Kontrollebene definiert werden.

4.1 Anforderungen an das Erbringungsverhalten

Die PQ-Bedingungen schreiben vor, dass BESS ein bestimmtes Erbringungsverhalten aufweisen müssen. Es wird ein definiertes Regelverhalten und ein Mindestmaß an Erbringungsfähigkeit gefordert[18, S. 56-65].

Die Vorgaben zum Regelverhalten müssen von allen FCR-Einheiten umgesetzt werden. Sie basieren auf den in Kapitel 3.1 vorgestellten technischen Grundlagen der Primärregelung. Die Vorgaben an die Erbringungsfähigkeit beziehen sich nur auf Energiespeicher. Ein BESS kann nur dann FCR in beide Richtungen erbringen, wenn es negatives und positives Arbeitsvermögen vorhält. Beim FCR-Abruf wird dieses Arbeitsvermögen durch Lade- und Entladevorgänge eingeschränkt, sodass es bei potenziellen weiteren Abrufen nicht verfügbar sein könnte.

Zu Beginn des Abschnitts werden die Systemzustände des Verbundnetzes erläutert. Diese bilden eine wichtige Grundlage für die weiteren Unterabschnitte. Die Vorgaben zum Regelverhalten und ein Teil der Vorgaben zur Erbringungsfähigkeit lassen sich der Kontrollebene zuordnen, sie werden im zweiten Unterabschnitt vorgestellt. Im dritten Unterabschnitt werden die Vorgaben auf Leistungsebene veranschaulicht. Diese Vorgaben resultieren ausschließlich aus der geforderten Erbringungsfähigkeit. Der BESS-Betreiber muss unter Beweis stellen, dass seine Anlage die Anforderungen an die Erbringungsfähigkeit einhält. Es ist ein Funktionsnachweis über die Einhaltung der Anforderungen zu erbringen. Dieser Funktionsnachweis wird zum Abschluss des Abschnitts vorgestellt.

4.1.1 Systemzustände des Verbundnetzes

Die Systemzustände des UCTE-Verbundnetzes werden auf Grundlage der SO-GL definiert. Sie beschreiben verschiedene Versorgungssituationen anhand von Betriebsparametern. Für diese Arbeit ist nur die Netzfrequenz relevant, sodass weiteren Betriebsparameter, wie etwa zulässige Spannungsbänder nicht einbezogen werden.

Der Normalzustand stellt gem. Art. 18 Abs. 1 SO-GL den optimalen Systemzustand des UCTE-Verbundnetzes dar. Mit den weiteren Systemzuständen, welche gem. Art. 18 Abs. 2 ff. SO-GL als gefährdeter Zustand, Notzustand und Blackout-Zustand bezeichnet werden, ist eine zunehmend kritischere Versorgungssituation illustriert.

In dieser Arbeit wird der Blackout-Zustand nicht beschrieben, da er im Kontext der FCR-Erbringung nicht relevant ist. Gem. Art. 18 Abs. 1 SO-GL gelten für den Normalzustand folgende Grenzen:

1. Die statische Frequenzabweichung $|\Delta f_{stat}|$ darf höchstens der maximalen statischen Frequenzabweichung entsprechen, es gilt $|\Delta f_{stat}| \leq 200 \text{ mHz}$.
2. Die Netzfrequenz darf die Grenzen des gefährdeten Zustands, bzw. die Grenzen des Notzustands nicht überschreiten.

Auch im gefährdeten Zustand darf $|\Delta f_{stat}|$ nicht überschritten werden. Es sind jedoch weitere zeitbezogene Grenzen definiert.

Der gefährdete Zustand tritt gem. Art. 18 Abs. 2 SO-GL ein, wenn:

1. eine Frequenzabweichung von $|\Delta f| > 100 \text{ mHz}$ für $t > 5 \text{ min}$ vorliegt, oder
2. eine Frequenzabweichung von $|\Delta f| > 50 \text{ mHz}$ für $t > 15 \text{ min}$ vorliegt.

Wenn die maximale statische Frequenzabweichung überschritten ist, befindet sich das UCTE-Verbundnetz gem. Art. 18 Abs. 3 SO-GL im Notzustand.

4.1.2 Anforderungen auf Kontrollebene

Anforderungen an das Regelverhalten

Die Vorgaben, welche das Regelverhalten der Anlage betreffen, beruhen auf den bereits in Kapitel 3.1 vorgestellten Zusammenhängen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die PQ-Bedingungen auf der SO-GL aufbauen, welche auch Kapitel 3.1 als Grundlage dient.

Das BESS-Regelverhalten muss grundsätzlich der Regelkennlinie entsprechen. Der FCR-Leistungswert $P_{FCR}(\Delta f)$ wird in Abhängigkeit von der Frequenzabweichung bestimmt. Innerhalb des Totbandes wird keine Regelleistung gefordert. Außerhalb des Totbandes muss $P_{FCR}(\Delta f)$ linear ansteigen, bis bei $|\Delta f| = 200 \text{ mHz}$ die maximale FCR-Leistung erreicht ist. [16, S. 56]

In Kapitel 3.1 wurde bereits festgehalten, dass $P_{FCR}(\Delta f)$ innerhalb von 30 Sekunden zu erbringen ist. In den PQ-Bedingungen werden weiterführende Anforderungen formuliert, die sich Leistungsverlauf unterhalb von 30 Sekunden beziehen [18, S. 57-58]. In Abb. 5 sind diese Anforderungen grafisch dargestellt.

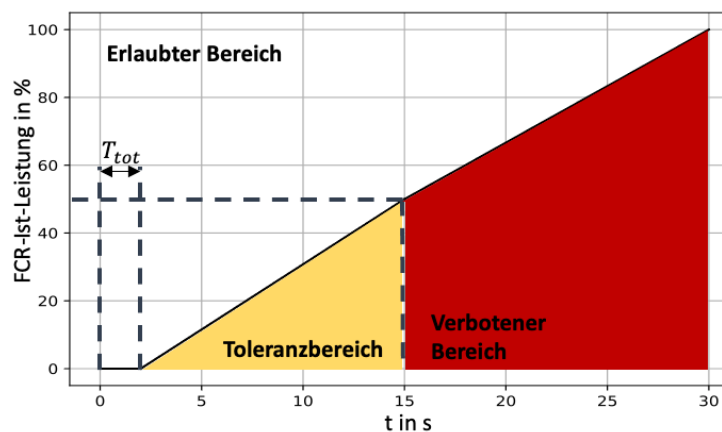


Abb. 5: zeitliche Anforderungen an das Regelverhalten auf Basis von [16, S. 58]

Die FCR-Ist-Leistung der Anlage ist als prozentualer Teil vom Leistungssollwert $P_{FCR}(\Delta f)$ angegeben. $P_{FCR}(\Delta f)$ muss nach spätestens 30 Sekunden erbracht werden, davor muss die FCR-Ist-Leistung mindestens linear ansteigen. 50 % der geforderten Leistung müssen zum Beispiel nach 15 Sekunden bereitgestellt werden. Innerhalb der Totzeit T_{tot} muss keine FCR-Leistung geliefert werden. Die FCR-Erbringung darf „[...] nicht künstlich verzögert werden und muss nach einer Frequenzabweichung so bald wie möglich beginnen [...]“ [18, S. 56]. Dementsprechend darf die Totzeit nicht genutzt werden, wenn eine FCR-Einheit in der Lage ist schneller zu reagieren. Der Toleranzbereich ist ebenfalls nur für Anlagen zugänglich, bei denen eine schnellere FCR-Erbringung technisch nicht möglich ist.

Anforderungen an die Erbringungsfähigkeit

Die PQ-Bedingungen schreiben vor, dass jeder Energiespeicher über ein Speichermanagement verfügen muss [18, S. 64]. Dieses Speichermanagement stellt sicher, dass stets ausreichend positives und negatives Arbeitsvermögen zur Verfügung steht. Es nimmt gezielte Veränderungen des BESS-Leistungsflusses vor, wodurch die Arbeitsvermögen wiederhergestellt bzw. aufrechterhalten werden.

Das Speichermanagement muss in die übergeordnete Systemsteuerung eines BESS in Form eine Speichermanagementstrategie implementiert werden, die sog. „Freiheitsgrade“ nutzt, um die Erbringungsfähigkeit zu sichern. Freiheitsgrade sind Maßnahmen, welche die oben erwähnten, gezielten Veränderung des Leistungsflusses verursachen.

Diese Arbeit zieht drei Freiheitsgrade in Betracht, die in den PQ-Bedingungen explizit genannt werden und einen Freiheitsgrad, dessen Nutzbarkeit im Rahmen einer schriftlichen Korrespondenz mit den ÜNB bestätigt wurde.

Der erste Freiheitsgrad wird als „Verzögerung“ bezeichnet. Ein BESS ist prinzipiell in der Lage die Leistungsbereitstellung beliebig schnell anzupassen. Aus diesem Grund können die unter der Überschrift „Anforderungen an das Regelverhalten“ genannten Mindestanforderungen als Freiheitsgrad genutzt werden. [18, S. 40] Die Leistungsanpassung kann im erlaubten Bereich je nach Bedürfnis umgesetzt werden. Sie kann beispielsweise so schnell wie möglich, oder entlang des Toleranz- bzw. verbotenen Bereichs erfolgen. Weil das BESS technisch in der Lage ist den tolerierten Bereich nicht zu überschreiten, darf es diesen auch nicht nutzen, um z.B. eine künstliche Verzögerung umzusetzen. So muss die Leistungsanpassung mindestens entlang des Toleranz- bzw. verbotenen Bereichs erfolgen. [18, S. 56-57]

„Totbandnutzung“ stellt einen weiteren Freiheitsgrad dar, der aus der guten Regelbarkeit von BESS resultiert. Liegt eine Frequenzabweichung im Totband, steht es dem Anbieter frei FCR zu erbringen. Auf diese Weise ist es möglich, die FCR-Leistung für einen gezielten Lade- bzw. Entladevorgang einzusetzen. Der Freiheitsgrad darf nur netzfreundlich genutzt werden, demnach wäre es zum Beispiel nicht zulässig negative FCR bei einer Netzfrequenz im negativen Totband $-10 \text{ mHz} \leq \Delta f < 0 \text{ mHz}$ zu erbringen. (Anhang 1) Der dritte in dieser Arbeit betrachtete Freiheitsgrad wird als „Übererfüllung“ bezeichnet. Mit Übererfüllung ist es dem FCR-Erbringer gestattet bis zu 20% mehr Leistung bereitzustellen, als von der Regelkennlinie gefordert wird [18, S. 40]. Es ist somit möglich maximal 1200 kW zu liefern, wenn $P_{FCR}(\Delta f) = 1000 \text{ kW}$ gemäß der Regelkennlinie gefordert wird.

Der Freiheitsgrad „Lade- und Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte“ (im Folgenden als Fahrplananpassung bezeichnet) resultiert daraus, dass ein BESS die Möglichkeit hat am Stromhandel teilzunehmen. Durch Anwendung dieses Freiheitsgrades ist es dem BESS möglich Fahrplananpassungen in Höhe der veräußerten bzw. gekauften Leistungsmenge zu tätigen.

Der Freiheitsgrad schließt den Intraday-Handel der EPEX-Spot Strombörse⁸ (im Folgenden als Intraday-Handel bezeichnet) und OTC-Geschäfte (engl.: Over the Counter)⁹ ein. [18, S. 39] Bei Anwendung dieses Freiheitsgrades ist das Viertelstunden-Raster des Intraday-Handels maßgebend, demzufolge sind Fahrplananpassungen nur viertelstündlich möglich. Bei Nutzung des Intraday-Handels muss die Produktstruktur der Strombörse berücksichtigt werden. Vorlaufzeiten, Angebotsgrößen bzw. -inkremente und Systemverarbeitungszeiten des Reserveanbieters haben Einfluss auf die Anwendung des Freiheitsgrades. [18, S. 63] Mit Beginn der Lieferperiode wird eine Fahrplananpassung um die veräußerte bzw. gekaufte Leistungsmenge vollzogen, welche die Lieferperiode andauert. Mit diesem Freiheitsgrad ist ein Energiemanagement ohne Abhängigkeit von der FCR-Leistung möglich, dies ist bei den anderen Freiheitsgraden nicht der Fall.

4.1.3 Anforderungen auf Leistungsebene

Dimensionierungsverfahren auf Leistungsebene

Die Anforderungen an die Erbringungsfähigkeit formulieren weitere Vorgaben, die sich auf die BESS-Leistungsebene beziehen. Es wird verlangt, dass BESS über ein Mindestleistungs- und Mindestarbeitsvermögen verfügt. Beide Kenngrößen werden anhand von Dimensionierungsverfahren ermittelt.

Die PQ-Bedingungen führen zur Erläuterung dieser Verfahren ein Dimensionierungsbeispiel an, in dem ein Energiespeicher mit einer FCR-Leistung von 1 MW ausgelegt wird. Da das BESS, welches in dieser Arbeit auszulegen ist, auch über eine FCR-Leistung von 1 MW verfügt, bietet es sich an die Verfahren anhand dieses Beispiels zu erläutern.

Dimensionierungsverfahren zur Bestimmung des Arbeitsvermögens.

Das Dimensionierungsverfahren zur Bestimmung des Arbeitsvermögens referenziert die Systemzustände des UCTE-Verbundnetzes. Es besteht aus drei Schritten, in denen unterschiedliche Arbeitsvermögen bestimmt werden.

Im ersten Schritt wird das Arbeitsvermögen für den gefährdeten Zustand¹⁰ definiert, im darauffolgenden Schritt das Arbeitsvermögen für den Normalzustand.

⁸ Die EPEX-Spot-Strombörse ist ein Handelsplatz für kurzfristigen Stromgroßhandel auf europäischer und nationaler Ebene.

⁹ OTC-Geschäfte beschreiben Stromhandelsverträge, die außerhalb der Strombörse abgewickelt werden.

¹⁰ Der Gefährdete Zustand schließt an dieser Stelle resp. den Notzustand mit ein.

Im abschließenden dritten Schritt wird das Gesamtarbeitsvermögen auf Basis der ersten beiden Schritte ermittelt.

Das Arbeitsvermögen für den gefährdeten Zustand wird auf Basis des sog. „15-Minuten-Kriteriums“¹¹ festgelegt [18, S. 62]. Diese Dimensionierungsregel schreibt vor, dass ein Batteriespeicher $t = 15 \text{ min}$ lang in der Lage sein muss die volle FCR-Leistung zu erbringen. Um diese Anforderung umzusetzen ist ein Arbeitsvermögen von $W_{GZ} = 500 \text{ kWh}$ erforderlich. W_{GZ} wird gem. Gl (4) bestimmt.

$$W_{GZ} = 2 * t * P_{FCR} = 500 \text{ kWh} \quad (4)$$

W_{GZ} setzt sich aus 250 kWh positivem Arbeitsvermögen und 250 kWh negativem Arbeitsvermögen zusammen. W_{GZ} darf explizit nur eingesetzt werden, wenn sich das UCTE-Verbundnetz im gefährdeten Zustand oder im Notzustand befindet [18, S. 62]. Dies wäre zum Beispiel der Fall, wenn eine Frequenzabweichung von $\Delta f = 100 \text{ mHz}$ über mehr als 15 Minuten vorliegt.

Befindet sich das UCTE-Verbundnetz im Normalzustand, darf das Arbeitsvermögen für den gefährdeten Zustand nicht genutzt werden. Stattdessen ist das Arbeitsvermögen für den Normalzustand zu verwenden. Die Höhe dieses Arbeitsvermögens wird bestimmt, indem zwei FCR-Erbringungsszenarien miteinander verglichen werden, in denen Frequenzabweichungen auftreten, die sich innerhalb des Normalzustands bewegen. Das Szenario mit dem höchsten Arbeitsvermögens ist für die Bestimmung des Arbeitsvermögens für den Normalzustand maßgebend. [16, S. 62-63]

Das erste Szenario „Vorangegangener Abruf“ berücksichtigt den Effekt, dass hohe Frequenzabweichungen, die den Einsatz von Regelleistung erfordern, bereits im Normalzustand auftreten können. Das Arbeitsvermögen für den Normalzustand muss ausreichen, um solche Effekte zu kompensieren. Im Dimensionierungsbeispiel wird eine Zeitperiode von $t = 15 \text{ min}$, in der eine Frequenzabweichung von $\Delta f = 100 \text{ mHz}$ auftritt herangezogen, um das benötigte Arbeitsvermögen für den vorangegangenen Abruf W_{Vor} zu quantifizieren. W_{Vor} wird gem. Gl. (5) berechnet und beträgt $W_{Vor} = 250 \text{ kWh}$. [18, S. 62]

¹¹ Das 15-Minuten-Kriterium ist jene Richtlinie, welche mit dem in der Einleitung erwähnten Beschluss „BK6-17-234“ verbindlich wurde. Vorher galt das sog. 30-Minuten-Kriterium.

$$W_{Vor} = 2 * t * P_{FCR} * \frac{\Delta f}{200 \text{ mHZ}} = 250 \text{ kWh} \quad (5)$$

Das zweite Szenario „verzögerte Wirkung von Speichermanagementmaßnahmen“ wird im Kontext des Freiheitsgrades Fahrplananpassung betrachtet. Es beruht auf der Prämisse, dass eine Fahrplananpassung nur mit Verzögerung wirksam wird. Diese Verzögerung wird über die Zeitperiode definiert, die zwischen der Auslösung einer Fahrplananpassung und dem Lieferbeginn vergeht. In dieser Zeitspanne muss das BESS über genügend Arbeitsvermögen verfügen, um Frequenzabweichungen im Normalzustand entgegenwirken zu können. [18, S. 63] Die Verzögerung ist maßgeblich von der spezifischen Energiemanagementstrategie abhängig, im Dimensionierungsbeispiel wird sie auf von $t_{ver} = 30 \text{ min}$ festgelegt. Es wird in diesem Zeitraum eine durchschnittliche Frequenzabweichung von $\Delta f = 50 \text{ mHz}$ angenommen, was zu einem Arbeitsvermögen von $W_{Ver} = 250 \text{ kWh}$ führt. Die Berechnung des Arbeitsvermögens erfolgt gem. Gl. (6).

$$W_{Ver} = 2 * t_{ver} * P_{FCR} * \frac{\Delta f}{200 \text{ mHZ}} = 250 \text{ kWh} \quad (6)$$

Wie bereits erwähnt ist das Szenario mit dem höchsten Arbeitsvermögen maßgebend, um das Arbeitsvermögen für den Normalzustand zu bestimmen. Im Dimensionierungsbeispiel ist in beiden Szenarien ein Arbeitsvermögen von 250 kWh erforderlich, sodass das Arbeitsvermögen für den Normalzustand ebenfalls $W_{NZ} = 250 \text{ kWh}$ beträgt.

Zur Bestimmung des Gesamtarbeitsvermögens W_{Ges} müssen W_{NZ} und W_{GZ} lediglich addiert werden. Demnach ergibt sich ein Gesamtarbeitsvermögen von $W_{Ges} = 750 \text{ kWh}$.

Dimensionierungsverfahren zur Bestimmung des Leistungsvermögens

Die PQ-Bedingungen fordern, dass die BESS-Leistung ausreichen muss, um die volle FCR-Leistung auch bei Fahrplananpassungen bereitstellen zu können [18, S. 65]. Im Normalfall sind FCR-Leistung und Fahrplananpassung diametral gerichtet. So wird beispielsweise ein Ladevorgang durch eine Fahrplananpassung genutzt, um der Verringerung des positiven Arbeitsvermögens durch positive FCR entgegenzuwirken. In diesen Fall wäre eine Nennleistung von 1000 kW ausreichend, weil das BESS die eingespeiste Leistung um die Fahrplananpassung reduziert. In gewissen Engpassituationen ist jedoch eine höhere Leistung erforderlich.

Eine solche Engpasssituation tritt beispielweise ein, wenn ein BESS wegen einer Fahrplananpassung Leistung einspeist und im gleichen Moment positive FCR gefordert ist. Die volle FCR-Leistung wäre in diesem Fall nicht abrufbar, wenn die Gesamtleistung lediglich 1000 kW beträgt, weil ein Leistungsanteil bereits durch das Fahrplangeschäft blockiert ist. Um solche Szenarien von vornherein auszuschließen, müssen FCR-Leistung und Fahrplanleistung separat definiert werden.

Die Mindestleistung P_{Fahr} , die im Fall des Dimensionierungsbeispiels für Fahrplananpassungen verlangt wird, beträgt $P_{Fahr} = 250 \text{ kW}$. Sie wird benötigt, um eine Frequenzabweichung von $|\Delta f| = 50 \text{ mHz}$ kontinuierlich kompensieren zu können [18, S. 65].

Die minimale Gesamtleistung P_{Ges} ergibt sich dementsprechend aus der Summe von P_{Fahr} und $P_{FCR-max}$. Sie beträgt $P_{Ges} = 1250 \text{ kW}$.

4.1.4 Funktionstest

Der BESS-Betreiber muss dem anschließenden ÜNB nachweisen, dass die Auslegung des BESS den Anforderungen entspricht, die in den letzten Unterabschnitten definiert wurden. Das zu absolvierende Nachweisverfahren wird in dieser Arbeit als Funktionstest bezeichnet. Der Funktionstest erfolgt anhand einer Simulation des BESS-Betriebs auf Basis eines historischen Frequenzverlaufs. Anhand des Frequenzverlaufs muss das Zusammenspiel von Kontrollebene und Leistungsebene nachgewiesen werden. [18, S. 64]

Die ÜNB stellen den Frequenzverlauf aus dem Januar des Jahres 2019 für den Funktionstest zur Verfügung. Der Funktionstest gilt als bestanden, wenn der SoC des BESS über den gesamten Frequenzverlauf im erlaubten Bereich gehalten wird. [18, S. 64] Der erlaubte Bereich lässt sich anhand eines unteren Grenzladestands SoC_{uG} und eines oberen Grenzladestands SoC_{oG} beschreiben, welche nur im gefährdeten Zustand unter- bzw. überschritten werden dürfen. SoC_{uG} und SoC_{oG} ergeben sich aus dem Arbeitsvermögen für den gefährdeten Zustand. Das positive Arbeitsvermögen für den gefährdeten Zustand beträgt $W_{GZ-pos} = 250 \text{ kWh}$. Bei einem BESS mit einer Kapazität von 1000 kWh und einer FCR-Leistung von 1 MW entspräche dieses Arbeitsvermögen einem unteren Grenzladestand von $SoC_{uG} = 25 \%$, analog dazu ergäbe sich ein oberer Grenzladestand $SoC_{oG} = 75 \%$. Wenn SoC_{uG} und SoC_{oG} im Normalzustand nicht unter- bzw. überschritten werden, gilt der Funktionsnachweis als erbracht und es ist nachgewiesen, dass Leistungs- und Kontrollebene des BESS den Anforderungen entsprechend arbeiten.

4.2 Anforderungen an die Informationstechnik

Die Anforderungen an die Informationstechnik des Anbieters beziehen sich auf die Kontrollebene des BESS. In dieser Kategorie werden Anforderungen formuliert, welche Datenpunkte zu erfassen sind, und wie die Übertragung dieser Datenpunkte erfolgen muss.

Die zu erfassenden Datenpunkte werden als „Bewegungsdaten“ bezeichnet. Die Bewegungsdaten beinhalten alle Werte, die benötigt werden, um die Einspeise- bzw. Bezugssituation des BESS abzuschätzen.[18, S. 79-80]. Auf ihrer Basis kann zwischen FCR-Erbringung und Fahrplananpassung unterschieden werden, sodass jederzeit klar ist, aus welchen Bestandteilen sich der aktuelle Leistungsbezug zusammensetzt. [18, S. 79-80] Die Bewegungsdaten werden in Offline- und Echtzeitdaten unterteilt [18, S. 20]. Echtzeitdaten müssen im laufenden Betrieb erfasst und den ÜNB übermittelt werden. Offlinedaten dienen den ÜNB als Erbringungsnachweis, sie sind im laufenden Betrieb zu archivieren und in regelmäßigen Abständen zu übermitteln. [16, S. 71]

Eine FCR-Einheit wird an das Leitsystem des anschließenden ÜNB angebunden, um die Datenpunkte zu übertragen[19, S. 8]. Daher existieren Anforderungen, an die zur Übertragung notwendige IT-Infrastruktur [19, S. 8]. Diese Anforderungen sind umfassend und detailliert. Sie werden in den separaten Begleitdokumenten [19] und [20] beschrieben.

In dieser Arbeit ist es lediglich zielführend, die Bestandteile der IT-Infrastruktur grob zu beschreiben. Die restlichen Zusammenhänge sind sehr spezifisch und werden im weiteren Verlauf der Arbeit nicht betrachtet. Es werden drei generelle Bestandteile der IT-Infrastruktur benannt. Sie werden als „Prozessnetz“, „Transfernetz“ und „öffentliches Netz“ bezeichnet. [19, S. 10] Das Prozessnetz umfasst das interne Leitsystem des BESS und dessen Anbindung an das externe Leitsystem des ÜNB. Das Prozessnetz ist die schützenswerteste IT-Infrastruktur, da es den Teil der Kontrollebene ausmacht, der mit dem Leitsystem des ÜNB verbunden ist. Aus diesen Gründen wird ein redundanter Systemaufbau verlangt. Fällt ein Bestandteil des Prozessnetzes aus, muss er spätestens nach 15 Minuten durch die Redundanz ersetzt werden. [19, S. 11-13] Das Transfernetz schafft eine indirekte Verbindung zwischen dem sicheren Prozessnetz und dem potenziell unsicheren öffentlichen Netz und stellt somit eine Art „Eintrittsschwelle“ dar. Das Transfernetz muss lediglich in einfacher Form ausgeführt werden [19, S. 11]

5 Dimensionierung der Beispielanlage

Wie in der Einleitung ausgeführt wurde, hat diese Arbeit das Teilziel eine möglichst wirtschaftliche Dimensionierung des beispielhaften BESS vorzunehmen. Das Erlöspotenzial des BESS ist durch den internationalen FCR-Markt gedeckelt. Dementsprechend müssen die Investitions- und Betriebskosten des BESS minimiert werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Die BESS-Kapazität und -Leistung stellen gemäß Kapitel 2.3 die Hauptkostentreiber dar, es ist somit zielführend diese zu minimieren. Das BESS muss in jedem Fall die in Kapitel 4 formulierten Anforderungen einhalten. Dies gilt sowohl auf konzeptioneller Ebene als auch im praktischen Betrieb. Es ist dementsprechend eine BESS-Auslegungsvariante zu bestimmen, welche die Anforderungen auf Kontroll- und Leistungsebene einhält und dabei eine möglichst geringe Kapazität und Leistung aufweist.

Hierzu wird im ersten Kapitelabschnitt eine Untersuchungsbasis festgelegt. Sie umfasst das Betriebskonzept der Anlage und einige Grundannahmen, die bei der Dimensionierung vorausgesetzt werden. Im Anschluss wird damit begonnen die optimale Auslegung des BESS zu bestimmen. Dazu werden drei Phasen durchlaufen, welche auf den Anforderungen basieren, die in Kapitel 4.1 vorgestellt wurden. Die Vorgehensweise ist in Abb. 6 graphisch dargestellt.

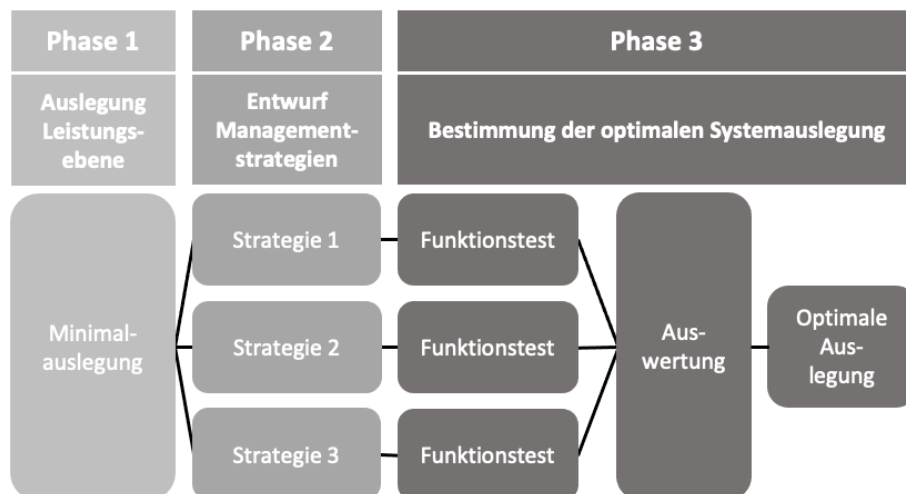


Abb. 6: Phasen der Systemauslegung

In der ersten Phase wird die minimale Auslegung der BESS-Leistungsebene ermittelt. Dazu werden die vorgestellten Dimensionierungsverfahren unter Berücksichtigung des Betriebskonzepts angewandt.

Die zweite Phase formuliert Energiemanagementstrategien. Diese Arbeit versteht unter dem Begriff „Energiemanagementstrategie“ einen Algorithmus, der die Leistungsflüsse des BESS auf Kontrollebene regelt. Die Energiemanagementstrategie ist dementsprechend dafür verantwortlich, dass die Anforderungen an das Erbringungsverhalten aus Kapitel 4.1 eingehalten werden. Sie berücksichtigt das Betriebskonzept und die Auslegung der BESS-Leistungsebene. Mit Abschluss der zweiten Phasen können drei BESS-Auslegungsvarianten definiert werden, die auf Leistungsebene identisch sind, aber unterschiedliche Energiemanagementstrategien aufweisen. Diese Auslegungsvarianten werden in der dritten Phase dem Funktionstest unterzogen und anhand eines Bewertungsschemas ausgewertet. Dieses Bewertungsschema wird im Laufe der dritten Phase entwickelt. Das Leitmotiv „minimale Kosten“ wird auch bei der Erstellung dieses Bewertungsschemas zu Grunde gelegt.

5.1 Untersuchungsbasis

Betriebskonzept des BESS

In dieser Arbeit wird das BESS als alleinstehende Anlage betrachtet, deren einziger Anwendungszweck die FCR-Erbringung ist. Das BESS nimmt an den FCR-Auktionen am internationalen FCR-Markt teil und veräußert eine FCR-Leistung von 1MW. Es wird ein dauerhafter Einsatz als FCR-Einheit angestrebt, da das System anderenfalls keine Erträge erwirtschaftet. Das BESS nutzt eine Energiemanagementstrategie, welche die betrachteten Freiheitsgrade in Abhängigkeit vom SoC einsetzt, um stets über genügend Arbeitsvermögen zu verfügen. Der Freiheitsgrad Fahrplananpassung wird allein über die Teilnahme am Intraday-Handel umgesetzt.

Grundannahmen

Die Grundannahmen beinhalten alle auslegungsrelevanten Aspekte, die nicht näher untersucht werden können, weil deren Betrachtung den Umfang dieser Arbeit sprengen würde. Sie werden bei der Systemdimensionierung nicht näher berücksichtigt.

Die erste Grundannahme bezieht sich auf die geforderte informationstechnische Anbindung der BESS-Kontrollebene gemäß Kapitels 4.2. Dieser Arbeit setzt eine ordnungsgemäße informationstechnische Anbindung des BESS auf Kontrollebene voraus.

Die Erfassung und Verteilung relevanter Daten entspricht den Anforderungen, dies schließt die Anbindung der Anlage an den Spot-Markt mit ein.

In dieser Arbeit werden Vereinfachungen vorgenommen, die sich auf die Bestandteile und die technische Eigenschaften von BESS beziehen. Es wird davon ausgegangen, dass das BESS über eine übergeordnete Betriebsstrategie verfügt, die in der Lage ist, den SoC und den SoH der Batteriezellen zu messen. SoC und SoH werden zwingend benötigt, weil die Energiemanagementstrategien, Handlungen aus ihnen ableiten. Es wird weiterhin angenommen, dass der Systemwirkungsgrad η_{BESS} nicht variabel ist und somit keine Abhängigkeit von Betriebsparametern aufweist. In der Realität variiert der BESS-Wirkungsgrad η_{BESS} . Er ist vom SoC, der Leistungsabgabe bzw. -aufnahme und dem SoH des BESS abhängig [21, S. 6]. Das BESS ist vom Phänomen der Selbstentladung¹² betroffen. Auf Grund der Tatsache, dass durch Lade- und Entladevorgänge ständig Arbeit verrichtet wird, kann dieser Effekt jedoch vernachlässigt werden [6, S. 6].

5.2 Auslegung der Leistungsebene

Das Ziel dieses Abschnitts ist es die erste Phase der Systemdimensionierung umzusetzen. Es ist demnach die BESS-Leistungsebene mit der minimalen Nennkapazität und der minimalen Nennleistung zu bestimmen. Die in Kapitel 4.1.3 formulierten Anforderungen an die Leistungsebene stellen hierbei Mindestanforderungen, die das BESS auf konzeptioneller Ebene und im praktischen Betrieb einhalten muss. Thien u. a. haben in [22] die wichtigsten Erkenntnisse aus der Planung und Realisierung eines 5MW BESS beschrieben. Es wird explizit darauf verwiesen, dass im praktischen Betrieb Wirkungsgradverluste und Batteriealterung zu berücksichtigen sind [22, S. 6]. Deshalb wird diese Arbeit beide Phänomene bei der Dimensionierung der Leistungsebene einbeziehen.

5.2.1 Bestimmung der minimalen Nennkapazität

Bestimmung des minimalen Arbeitsvermögens

Das Verfahren zur Bestimmung des Arbeitsvermögens gibt vor, dass Arbeitsvermögen für den Normalzustand und den gefährdeten Zustand vorgehalten werden müssen.

¹² Selbstentladung wird durch chemische Nebenreaktionen in der Batteriezelle verursacht.

In Kapitel 4.1.3 wurden alle Anforderungen zum Arbeitsvermögen anhand des Dimensionierungsbeispiels aus den PQ-Bedingungen formuliert. Sowohl im angeführten Beispiel als auch in dieser Arbeit beträgt die FCR-Leistung 1 MW. Aus diesem Grund können die meisten Aspekte direkt übernommen werden.

Das Arbeitsvermögen für den gefährdeten Zustand W_{GZ} wurde im Dimensionierungsbeispiel bereits festgelegt. Es beträgt $W_{GZ} = 500 \text{ kWh}$ und ergibt sich aus dem 15-Minuten-Kriterium.

Das Arbeitsvermögen für den Normalzustand wird anhand des Arbeitsvermögens für einen vorangegangenen Abruf und des Arbeitsvermögens für eine verzögerte Wirkung von Fahrplananpassungen bestimmt. Das Arbeitsvolumen für einen vorangegangenen Abruf kann ebenfalls aus dem Dimensionierungsbeispiel übernommen werden. Es beträgt $W_{Vor} = 250 \text{ kWh}$ und resultiert aus der Annahme, dass eine Frequenzabweichung von 100 mHz für 15 Minuten vorliegt. Das Arbeitsvermögen für eine verzögerte Wirkung von Speichermanahmen kann nicht übernommen werden, weil hier die Verzögerung zu berücksichtigen ist. Es wurde bereits erläutert, dass die Verzögerung durch die Energiemanagementstrategie festgelegt ist. Sie wird in dieser Arbeit maximal $t_{ver} = 22,5 \text{ min}$ betragen.¹³ Diese Zeitspanne ergibt sich aus der Umsetzung des Freiheitsgrades Fahrplananpassung in Kapitel 5.3.3. Im Dimensionierungsbeispiel wurde eine Frequenzabweichung von $\Delta f = 50 \text{ mHz}$ angenommen, um das Arbeitsvermögen zu bestimmen. Aus dieser Frequenzabweichung und der Verzögerung ergibt sich das Arbeitsvermögen für die verzögerte Wirkung von Speichermanagementmaßnahmen gemäß Gl. (7) Es beträgt $W_{Ver} = 187,5 \text{ kWh}$.

$$W_{Ver} = 2 * t_{ver} * P_{FCR} * \frac{|\Delta f|}{200 \text{ mHz}} = 187,5 \text{ kWh} \quad (7)$$

W_{Ver} fällt somit geringer aus als W_{Vor} . Da das höhere der beiden Arbeitsvermögen bei der Bestimmung des Arbeitsvermögens im Normalzustand maßgebend ist, gleicht das Ergebnis dem Dimensionierungsbeispiel. Es wird demnach ein Arbeitsvermögen von $W_{NZ} = 250 \text{ kWh}$ für den Normalzustand benötigt.

¹³Die Bestimmung von t_{ver} erfolgt in Kapitel 5.3.3.

Weil die Arbeitsvermögen für den Normalzustand und den gefährdeten Zustand genauso hoch ausfallen wie im Dimensionierungsbeispiel, gleichen sich auch die Gesamtarbeitsvermögen. Für ein BESS mit einer FCR-Leistung von 1MW ist somit ein Gesamtarbeitsvermögen von $W_{Ges} = 750 kWh$ erforderlich, um den Anforderungen auf Leistungsebene gerecht zu werden.

Berechnung der minimalen Nennkapazität

Bei der Erbringung von FCR ist die im Netz wirksame Leistung maßgebend, dementsprechend müssen etwaige Wirkungsgradverluste bei der Auslegung berücksichtigt werden. In Anlehnung an [21, S. 15-16] und [8, S. 15-16] werden in dieser Arbeit Umwandlungs- bzw. Transportverluste und Hilfsenergiebedarf als Verluste angesehen.

Die Umwandlungs- bzw. Transportverluste entstehen durch Umwandlungsverluste beim Speichervorgang und durch Transportverluste beim Energietransport. Der Hilfsenergiebedarf resultiert aus dem Eigenverbrauch durch das Batteriemanagementsystem, die Klimatisierung des Gesamtsystems, und die Übergeordnete Systemsteuerung [19, S. 15] Bei der Erbringung positiver FCR muss zusätzliche Energie eingespeist werden, um Wirkungsgradverluste zu kompensieren. Bei negativer FCR-Erbringung nimmt das Speichersystem auf Grund der Wirkungsgradverluste weniger Energie auf. Rancilio u. a. haben ein BESS in [19] explizit unter der Berücksichtigung von Wirkungsgradverlusten ausgelegt. Sie haben einen BESS-Gesamtwirkungsgrad von $\eta_{BESS} = 91,4 \%$ ermittelt. Dieser Wert wird in dieser Arbeit übernommen, weil alle obigen Aspekte zur Bestimmung des Wertes berücksichtigt wurden. Im Folgenden werden positive und negative FCR-Erbringung getrennt betrachtet, um den Einfluss von Wirkungsgradverlusten zu ermitteln.

Die Hälfte des Gesamtarbeitsvermögens W_{Ges} ist für die Erbringung positiver FCR vorgesehen. Damit dieses Arbeitsvolumen im Netz wirksam wird, muss es zzgl. Wirkungsgradverlusten aus dem BESS entladen werden. Das positive Arbeitsvermögen $W_{Pos-\eta}$ muss somit gemäß Gl. (8) berechnet werden und beträgt $W_{Pos-\eta} = 410,284 kWh$.

$$W_{Pos-\eta} = \frac{0.5 * W_{Ges}}{\eta_{BESS}} = 410,284 kWh \quad (8)$$

Im Falle negativer FCR-Erbringung reduzieren Wirkungsgradverluste das im Speicher wirksame Arbeitsvermögen, sodass das BESS ein geringeres Arbeitsvermögen für negative FCR benötigt.

Das negative Arbeitsvermögen unter Berücksichtigung von Wirkungsgradverlusten $W_{Neg-\eta}$ berechnet sich demnach wie folgt:

$$W_{Neg-\eta} = 0.5 * W_{Ges} * \eta_{BESS} = 342,75 \text{ kWh} \quad (9)$$

Zur Bestimmung des Gesamtarbeitsvermögens unter Berücksichtigung von Wirkungsgradverlusten $W_{Ges-\eta}$ müssen $W_{Neg-\eta}$ und $W_{Pos-\eta}$ addiert werden, was zu $W_{Ges-\eta} = 753,034 \text{ kWh}$ führt.

Es wurde in Kapitel 2.2 erläutert, dass Lithium-Ionen-Zellen durch die Alterungsmechanismen Kapazität verlieren. Das Arbeitsvermögen eines BESS nimmt somit mit fortschreitender Nutzungsdauer ab. Das BESS muss auch am Ende der Lebensdauer über $W_{Ges-\eta}$ verfügen, dementsprechend ist eine Erhöhung des Arbeitsvermögens notwendig. Die Nennkapazität des BESS E_{Nenn} lässt sich anhand des End of Life Kriteriums bestimmen. Gem. Kapitel 2.2 ist das End of Life Kriterium ein definierter SoH-Wert bei dem die Kapazität des BESS für den Anwendungszweck nicht mehr ausreicht. Mit $W_{Ges-\eta}$ ist die Kapazität bekannt, die das BESS am Ende der Lebensdauer aufweisen muss. Es ist nun ein End of Life Kriterium festzulegen, um die Nennkapazität des BESS zu bestimmen. Im Automobilbereich wird gem. DIN 62660 ein End of Life-Kriterium von $SoH_{EOL} = 0.8$ für das Lebensende einer Batterie angesetzt. In den bereits referenzierten Arbeiten [3], [6] und [8] wird $SoH_{EOL} = 0.8$ ebenfalls zur Systemauslegung herangezogen. Aus diesem Grund geht diese Arbeit davon aus, dass es sich bei $SoH_{EOL} = 0.8$ um einen Konsens in puncto Batterialterung handelt, der übernommen werden kann. Demnach lässt sich E_{Nenn} gem. Gl. (10) berechnen.

$$E_{Nenn} = \frac{W_{Ges-\eta}}{SoH_{EOL}} = 941,293 \text{ kWh} \approx 942 \text{ kWh} \quad (10)$$

Das Ergebnis wird aufgerundet, um über eine Nennkapazität zu verfügen, die etwaige Hersteller auch anbieten.

Mit $E_{Nenn} = 942 \text{ kWh}$ ist die minimale Nennkapazität definiert, die ein BESS mit einer FCR-Leistung von 1 MW benötigt, um die Anforderungen auf Kontrollebene im praktischen Betrieb einzuhalten.

5.2.2 Bestimmung der minimalen Nennleistung

Minimales Leistungsvermögen für Fahrplananpassungen

Das Dimensionierungsverfahren zur Bestimmung des Leistungsvermögens legt fest, dass ein BESS mit einer FCR-Leistung von 1 MW mindestens über eine Gesamtleistung von 1250 kW verfügen muss. Die Leistung, welche hiervon für Fahrplananpassungen zur Verfügung steht, beträgt $P_{Fahr} = 250 \text{ kW}$.

Das Betriebskonzept dieser Arbeit sieht es vor, P_{Fahr} lediglich über den Spot-Markt zu beschaffen. Die minimale Leistungsmenge, welche am Spotmarkt handelbar ist, beträgt 0,1 MW. Dieser Wert stellt gleichzeitig das kleinste Inkrement dar [23, S. 58-59]. Der Versuch $P_{Fahr} = 250 \text{ kW}$ über den Intraday-Markt zu beschaffen, wäre dementsprechend mit einem Fehlbetrag von 50 kW verbunden.

Dieser Fehlbetrag führt dazu, dass die Vorgabe praktisch nicht umsetzbar ist. Es wird mindestens eine Leistung von $P_{Fahr} = 300 \text{ kW}$ benötigt, weil dieser Betrag die kleinste über den Spotmarkt beschaffbare Menge darstellt, mit der die Vorgabe erfüllt werden kann.

Berechnung der minimalen Nennleistung

Die BESS-Nennleistung P_{Nenn} muss genau wie die Nennkapazität unter Berücksichtigung von Wirkungsgradverlusten bestimmt werden. Bei positiver FCR-Erbringung und bei Entladevorgängen in Folge von Fahrplangeschäften muss auf Grund der Wirkungsgradverluste eine höhere Leistung erbracht werden. Damit die geforderte maximale Leistung von 1300 MW im Netz wirksam wird, muss das System in der Lage sein eine Leistung von $P_{Nenn} = 1423 \text{ kW}$ bereitzustellen.

$$P_{Nenn} = \frac{P_{FCR} + P_{Fahr}}{\eta_{BESS}} = 1422,319 \text{ kW} \approx 1423 \text{ kW} \quad (11)$$

Diese Zusammenhang gilt auch für Ladevorgänge, jedoch fällt die benötigte Leistung hier geringer aus, sodass Ladevorgänge in diesem Kontext nicht auslegungsrelevant sind. Die minimale Nennleistung beträgt somit $P_{Nenn} = 1423 \text{ kW}$. P_{Nenn} wurde ebenfalls aufgerundet, damit ein Wert vorliegt, der von Herstellern angeboten wird.

5.3 Entwicklung von Energiemanagementstrategien

Das Ziel dieses Abschnitts ist, es mehrere, auf die Leistungsebene und das Betriebskonzept zugeschnittene Energiemanagementstrategien zu definieren. Wie am Anfang des Kapitels erläutert, kontrolliert eine Energiemanagementstrategie die Leistungsflüsse des BESS auf Kontrollebene. Sie trägt dafür Sorge, dass die Anforderungen an die Erbringungsfähigkeit eingehalten werden.

Die Energiemanagementstrategie hat maßgeblichen Einfluss auf die Investitionskosten eines BESS. Die Leistungsebene kann nur dann minimal ausgelegt werden, wenn die Energiemanagementstrategie so effizient arbeitet, dass das Gesamtsystem den Funktionstest besteht. Mit einer ineffizienten Strategie müsste das System vergrößert werden, was wiederum die Investitionskosten erhöht. Aus diesem Gründen wird es als zielführend angesehen, mehrere Strategievarianten zu erarbeiten, die das BESS anwenden kann. Im anschließenden Funktionstest können somit mehrere BESS mit unterschiedlichen Energiemanagementstrategien getestet und bewertet werden.

Die Strategievarianten werden anhand der in Abb. 7 dargestellten Vorgehensweise entwickelt.

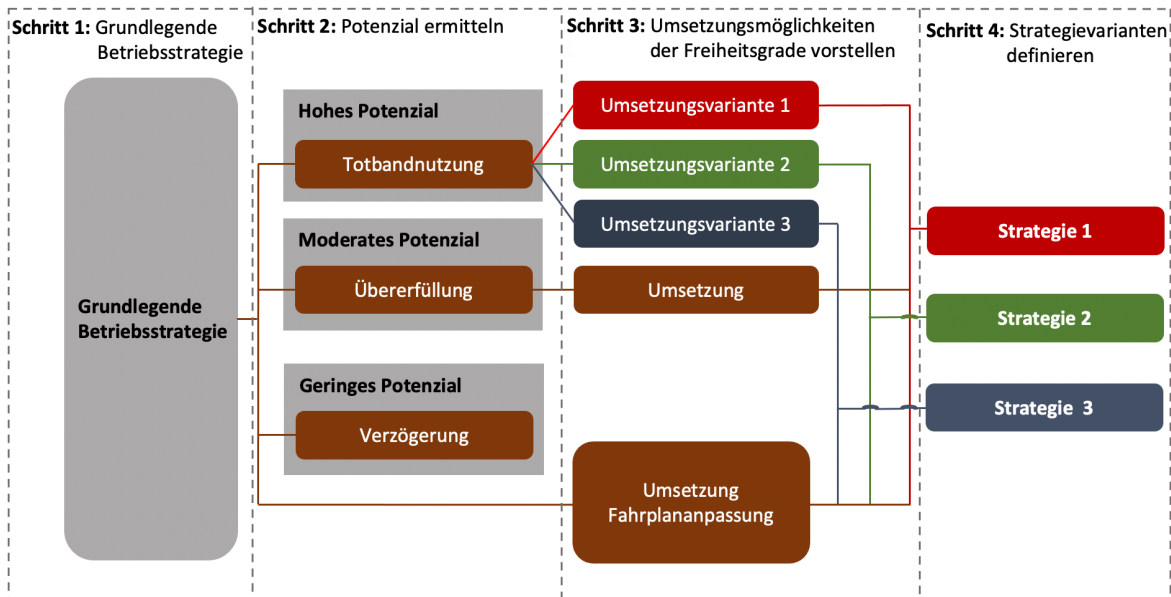


Abb. 7: Schritte zur Entwicklung von Energiemanagementstrategien

Im ersten Schritt wird eine grundlegende Betriebsstrategie definiert, auf der alle Strategievarianten aufbauen. Als nächsten wird das Anwendungspotenzial der drei Freiheitsgrade mit direktem FCR-Bezug ermittelt.

Der Freiheitsgrad Fahrplananpassung wird dementsprechend noch nicht einbezogen. Der dritte Schritt thematisiert die Umsetzung aller relevanten Freiheitsgrade. Dieses Vorhaben wird in den Kapiteln 5.3.3 und 5.3.4 umgesetzt. Kapitel 5.3.3 ermittelt die Umsetzungsvarianten der Freiheitsgrade mit direktem FCR-Bezug. Da die Totbandnutzung das höchste Potenzial aufweist, werden mehrere Umsetzungsmöglichkeiten des Freiheitsgrades vorgestellt. Kapitel 5.3.4 thematisiert die Umsetzung des Freiheitsgrades Fahrplananpassung. Im vierten Schritt werden die Umsetzungsmöglichkeiten der Freiheitsgrade kombiniert, um unterschiedliche Energiemanagementstrategien zu definieren.

5.3.1 Grundlegende Betriebsstrategie

Alle Energiemanagementstrategien werden die Freiheitsgrade abhängig vom SoC und/oder der Frequenzabweichung ergreifen. Das Ziel aller Maßnahmen ist es, einen Ziel-ladestand SoC_{Ziel} wiederherzustellen bzw. aufrechtzuerhalten. In den einschlägigen Arbeiten wird ein Ladestand von 50% als Zielwert angesetzt. [6] [8] Bei einem SoC von 50 % ist das BESS in der Lage, die Arbeitsvermögen für den Normalzustand und den gefährdeten Zustand in beide Richtungen vollständig vorzuhalten. Es kann somit auf alle Frequenzabweichungen reagiert werden.

Diese Arbeit hat bei der Auslegung der Leistungsebene Alterungsmechanismen berücksichtigt und die Nennkapazität dementsprechend überdimensioniert. Bis das Lebensende erreicht ist, steht dem BESS somit mehr Arbeitsvermögen zur Verfügung als eigentlich benötigt wird. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass das BESS ausschließlich FCR erbringt, wäre dieses Arbeitsvermögen praktisch ungenutzt, wenn $SoC_{Ziel} = 50 \%$ angewandt würde. Diese Arbeit sieht es daher als zielführend an, SoC_{Ziel} so weit zu reduzieren, dass das BESS nur das positive Arbeitsvermögen für den Normalzustand und den gefährdeten Zustand $W_{Pos-\eta}$ vorhält.

Ein reduzierter Zielwert kann die Alterung des BESS gemäß Kapitel 2.2 verlangsamen. Dies führt im Umkehrschluss zu einer höheren Lebensdauer.

SoC_{Ziel} lässt sich demnach wie folgt bestimmen:

$$SoC_{Ziel} = \frac{W_{Pos-\eta}}{E_{Nenn}} * 100 \% = 43,55 \% \approx 44 \% \quad (12)$$

SOC_{Ziel} wurde aufgerundet, weil das BMS technisch noch nicht in der Lage ist den SoC mit einer solchen Präzision zu messen. Die kleinste mögliche Auflösung beträgt 1% [21, S. 2]. Die Nennkapazität wird über die Lebensdauer verringert, sodass SOC_{Ziel} nur am Anfang als Zielladestand angesehen wird. Diese Arbeit geht davon aus, dass das BESS im Stande ist, den Zielwert in Abhängigkeit von der nutzbaren Kapazität anzupassen. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird ausschließlich mit $SOC_{Ziel} = 44 \%$ gearbeitet, demzufolge wird nur der Anfang der Lebensdauer betrachtet. Alle weiteren SoC-Werte, die in den nächsten Unterabschnitten ermittelt werden, beziehen sich ebenfalls auf diesen Zeitpunkt und sind im Laufe der Nutzungsdauer auf die gleiche Art anzupassen.

5.3.2 Anwendungspotenzial der Freiheitsgrade mit direktem Bezug zur Primärregelleistung

Bewertung der einzelnen Freiheitsgrade

Das Anwendungspotenzial der Freiheitsgrade Totbandnutzung, Übererfüllung und Verzögerung wird in dieser Arbeit anhand von zwei qualitativen Faktoren ermittelt.

Der erste Faktor Arbeitspotenzial schätzt das Potenzial des Freiheitsgrades zur Aufrechterhaltung des Arbeitsvermögens ein. Er ist somit ein Maß für die Befähigung des Freiheitsgrades seiner Aufgabe nachzukommen. Je höher das Arbeitspotenzial ausfällt, desto höher ist auch das Gesamtpotenzial. Der zweite Faktor wird als Vorgabenschärfe bezeichnet. Die Vorgabenschärfe ist ein Maß für die Detailliertheit der regulatorischen Rahmenbedingungen zur Anwendung des Freiheitsgrades. Im Gegensatz zum Arbeitspotenzial ist hier eine moderate Ausprägung optimal. Eine hohe Vorgabenschärfe führt dazu, dass lediglich eine Möglichkeit zur Umsetzung des Freiheitsgrades besteht. Eine geringe Vorgabeschärfe bietet Unsicherheiten, sodass unklar ist, welche Regularien maßgebend sind.

In [6, S. 11] wurde der Einfluss einzelner Freiheitsgrade auf den SoC-Verlauf eines BESS untersucht. Es wurde aufgezeigt, dass die Totbandnutzung den stärksten Einfluss hat. Aus diesem Grund wird das Arbeitspotenzial für diesen Freiheitsgrad als hoch klassifiziert. Die Vorgabenschärfe wird als moderat eingeschätzt. Der Grund dafür ist, dass die PQ-Bedingungen generelle Vorgaben definieren, aber auch Freiheiten bei der Umsetzung lassen. Eine Vorgabe ist zum Beispiel die in Kapitel 4.1.2 erläuterte, netzfreundliche Nutzung des Totbandes. In (Anhang 1) wird deutlich, dass die Leistungsbereitstellung im Totband einer genauen Regelkennlinie folgen kann.

Es kann aber auch die maximalen Totbandleistung bereitgestellt werden. Die maximale Totbandleistung beschreibt hierbei die FCR-Leistung, die bei einer 10 MHz Frequenzabweichung bereitzustellen ist. Diese Freiheiten in Verbindung mit den Vorgaben führen zu einer moderaten Vorgabenschärfe.

[6, S. 11] hat für den Freiheitsgrad Übererfüllung einen moderaten Einfluss auf den SoC-Verlauf ermittelt, deshalb wird das Arbeitspotenzial dieses Freiheitsgrades als moderat angesehen. Die Vorgabenschärfe ist hoch, weil es sehr klare Vorgaben gibt, die keinen Spielraum für Freiheiten lassen. Die Vorgaben wurden in Kapitel 4.1.2 bereits definiert.

In [6, S. 11] wurde aufgezeigt, dass der Freiheitsgrad Verzögerung so gut wie keinen Einfluss auf den SoC-Verlauf hat. Aus diesen Grund wird das Arbeitspotenzial als gering eingeschätzt. Die Vorgabenschärfe fällt ebenfalls gering aus. Es existieren gemäß 4.1.2 Vorgaben, falls die geforderte Leistung von Null auf einen beliebigen Wert springt, jedoch nicht, wenn bereits ein Teil der Leistung gefordert ist.

Vergleich der Freiheitsgrade

Totbandnutzung weist das höchste Potenzial unter den drei Freiheitsgraden auf. Sowohl das Arbeitspotenzial als auch die Vorgabenschärfe fallen optimal aus. Aus diesem Grund wird das Anwendungspotenzial als hoch eingeschätzt. Übererfüllung weist wegen des moderaten Arbeitspotenzials und der hohen Vorgabeschärfe ein moderates Anwendungspotenzial auf. Der Freiheitsgrad Verzögerung hat das geringste Anwendungspotenzial unter den betrachteten Freiheitsgraden, weil er ein geringes Arbeitspotenzial und eine geringe Vorgabenschärfe aufweist.

Das hohe Anwendungspotenzial des Freiheitsgrades Totbandnutzung ist der Grund dafür, dass diese Arbeit im folgenden Unterabschnitt mehrere Umsetzungsvarianten des Freiheitsgrades vorstellt. Auf Grund des moderaten Anwendungspotenzials wird nur eine Umsetzungsmöglichkeit des Freiheitsgrades Übererfüllung in Betracht gezogen. Da die Verzögerung ein geringes Anwendungspotenzial bietet, wird sie nicht angewandt.

5.3.3 Umsetzung der Freiheitsgrade mit direktem Bezug zur Primärregelleistung

Umsetzungsvariante der Totbandnutzung-passive Totbandnutzung

Die passive Totbandnutzung stellt die simpelste Umsetzungsvariante des Freiheitsgrades dar, da sie es nicht vorsieht FCR abhängig vom SoC zu erbringen. Die passive Totbandnutzung wird in einschlägigen wissenschaftlichen Arbeiten wie [6] und [24] angewandt. In Kapitel 3.1.3 wurde die Primärregelung einer einzelnen Anlage anhand der Regelkennlinie erläutert. Der Freiheitsgrad Totbandnutzung wird in die Regelkennlinie implementiert. Die Regelkennlinie bei passiver Totbandnutzung ist in Abb. 8 dargestellt.

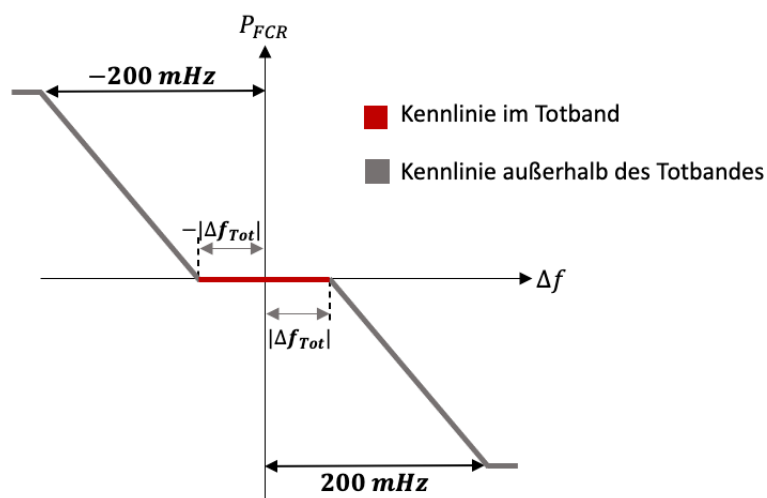


Abb. 8: Regelkennlinie bei passiver Totbandnutzung

Gemäß der Regelkennlinie wird die FCR-Leistung $P_{FCR}(\Delta f)$ erst erbracht, wenn eine Frequenzabweichung außerhalb des Totbandes vorliegt. Der Betrag der FCR-Leistung $|P_{FCR}(\Delta f)|$ liegt unmittelbar außerhalb des Totbandes nahe null und steigt mit wachsendem Betrag der Frequenzabweichung $|\Delta f|$ linear an.

Um die Regelkennlinie in einer Energiemanagementstrategie anzuwenden, muss die Kennlinie mathematisch beschrieben werden. Wie in Abb. 8 zu erkennen ist, werden die Kennlinienabschnitte über unterschiedliche Funktionen definiert. Es ist somit notwendig, für jeden Abschnitt eine separate Funktion zu formulieren. Diese Funktionen werden immer angewandt, wenn bestimmte Szenarien eintreten. Bei der Implementierung der anderen Totbandvarianten ist es ebenfalls nötig szenarienabhängige Funktionen zu definieren. Es lässt sich ein einheitlicher Szenariorahmen formulieren, der bei jeder Variante Anwendung findet.

Dieser Szenariorahmen ist in (Anhang 2) in tabellarischer Form dargestellt Die Tabelle enthält eine weitere Spalte mit der Richtung des Leistungsflusses, falls im jeweiligen Szenario FCR erbracht wird. In Abhängigkeit von Anhang 2 lässt sich die Kennlinie bei passiver Totbandnutzung wie folgt beschreiben:

$$P_{FCR}(\Delta f) = \begin{cases} P_{FCR} * \frac{1}{\eta_{BESS}} & \mathbf{B} \\ (-1) * K_{FCR-passiv} * (\Delta f + |\Delta f_{Tot}|) * \frac{1}{\eta_{BESS}} & \mathbf{D} \\ 0 & \mathbf{E \cup F \cup G \cup H} \\ (-1) * K_{FCR-passiv} * (\Delta f - |\Delta f_{Tot}|) * \eta_{BESS} & \mathbf{C} \\ (-1) * P_{FCR} * \eta_{BESS} & \mathbf{A} \end{cases} \quad (13)$$

Bei der passiven Totbandnutzung wird nur FCR-Leistung erbracht, wenn die Szenarien B, D, C, oder A eintreffen. In diesen Situationen liegt die Frequenzabweichung außerhalb des Totbandes, sodass die FCR-Erbringung obligatorisch ist. Bei den Szenarien B und A liegt die Abweichung außerhalb von $|\Delta f| = 200 \text{ mHz}$, sodass die volle Leistung geliefert werden muss. Treten die Szenarien D oder C ein, liegt die Frequenzabweichung zwischen dem Totband und $|\Delta f| = 200 \text{ mHz}$. Gemäß Kapitel 3.1.3 entspricht der Anstieg in diesem Intervall der negativen Leistungszahl des BESS. Diese negative Leistungszahl multipliziert mit der Frequenzabweichung ergibt wiederum die benötigte FCR-Leistung. Die Leistungssteigerung von Null auf $P_{FCR} = 1000 \text{ kW}$ findet im Bereich $10 \text{ mHz} < |\Delta f| \leq 200 \text{ mHz}$. Demnach lässt sich die Leistungszahl bei passiver Totbandnutzung $K_{FCR-passiv}$ gem. Gl. (14) bestimmen.

$$K_{FCR-passiv} = \frac{1000 \text{ kW}}{200 \text{ mHz} - 10 \text{ mHz}} = \frac{100}{19} \frac{\text{kW}}{\text{mHz}} \quad (14)$$

Beim Eintritt der Szenarien D oder C muss Δf mit $|\Delta f_{Tot}|$ verrechnet werden, weil die FCR-Erbringung erst bei $|\Delta f_{Tot}| = 10 \text{ mHz}$ beginnt. Aus physikalischer Sicht ist die Erbringung positiver FCR (Szenario B und D) ein Entladevorgang und die Erbringung negativer FCR ein Ladevorgang (Szenario A und C). Bei Entladevorgängen muss auf Grund von Wirkungsgradverlusten eine höhere Leistung bereitgestellt werden.

Dies wird mit dem Faktor $\frac{1}{\eta_{BESS}}$ berücksichtigt. Bei Ladevorgängen wird die um Wirkungsgradverluste reduzierte Leistung im Speichersystem wirksam, deswegen muss der Faktor η_{BESS} einbezogen werden. E bis H beschreiben Szenarien, die nur relevant sind, wenn SoC-abhängige FCR-Erbringung im Totband genutzt wird. Im Falle der passiven Totbandnutzung gilt hier jedoch $P_{FCR}(\Delta f) = 0$, weil im Totband keine FCR-Leistung erbracht wird.

Umsetzungsvariante der Totbandnutzung-aktive Totbandnutzung

Die aktive Totbandnutzung stellt eine weitere Umsetzungsvariante des Freiheitsgrades dar. Sie lässt sich aus veralteten Veröffentlichungen der ÜNB ableiten. Die weitere Anwendbarkeit wurde durch den ÜNB „50 Hertz“ bestätigt. (Anhang 1) Mit der aktiven Totbandnutzung sind gezielte Lade- und Entladevorgänge umsetzbar, wenn sich die Frequenzabweichung im Totband befindet. Das BESS erbringt in solchen Situationen FCR, wenn die Wiederherstellung des optimalen Ladestands SoC_{Ziel} gefördert wird. Dies ist der Fall, wenn positive Regelleistung bei $SoC > SoC_{Ziel}$, oder negative Regelleistung bei $SoC < SoC_{Ziel}$ erbracht werden kann. Die Regelkennlinie für die aktive Totbandnutzung ist in Abb. 9 dargestellt.

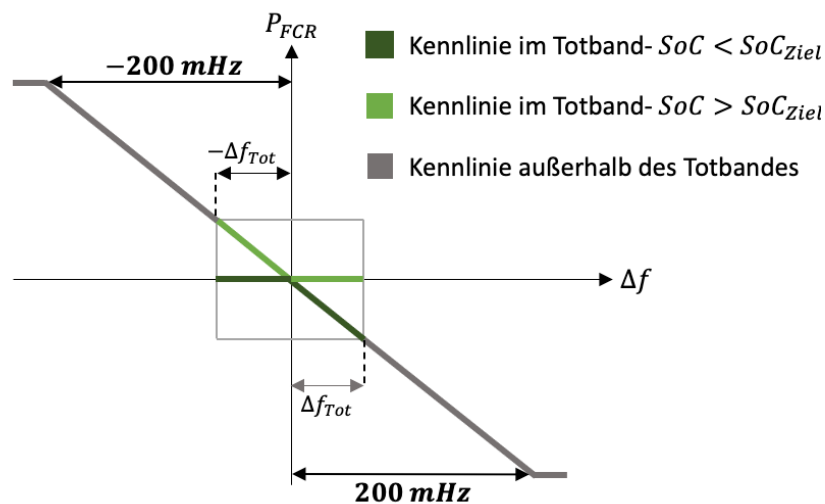


Abb. 9: Regelkennlinie bei aktiver Totbandnutzung

Die Regelkennlinie weist außerhalb des Totbandes einen starren Verlauf auf. Innerhalb des Totbandes variiert die Kennlinie.

Wenn $SoC < SoC_{Ziel}$ zutrifft, wird FCR gemäß der dunkelgrünen Kennlinienabschnitte erbracht. Gilt hingegen $SoC > SoC_{Ziel}$ folgt das BESS den hellgrünen Abschnitten.

Es wird erneut der Szenariorahmen aus (Anhang 2) genutzt, um die Regelkennlinie zu implementieren. Der Wirkungsgrad muss bei allen Funktionen analog zur passiven Totbandnutzung einbezogen werden.

$$P_{FCR}(\Delta f_{UCTE}) = \begin{cases} P_{FCR} * \frac{1}{\eta_{BESS}} & \mathbf{B} \\ (-1) * K_{FCR-aktiv} * \Delta f * \frac{1}{\eta_{BESS}} & \mathbf{D \cup H} \\ 0 & \mathbf{E \cup G} \\ (-1) * K_{FCR-aktiv} * \Delta f * \eta_{BESS} & \mathbf{C \cup F} \\ -P_{FCR} * \eta_{BESS} & \mathbf{A} \end{cases} \quad (15)$$

Treten die Szenarien E oder G ein, wird keine FCR bereitgestellt, weil sich die Frequenz im Totband befindet und die FCR-Erbringung für den SoC nicht förderlich wäre. Die Szenarien H und F beschreiben Situationen, in denen die Erbringung von FCR ebenfalls nicht notwendig wäre. Allerdings kann der FCR-Einsatz den SoC produktiv verändern, weswegen das BESS FCR proportional zur Frequenzabweichung erbringt

In den Szenarien A, B, C und D muss FCR bereitgestellt werden. Im Falle von A oder B liegt die Frequenzabweichung im Bereich $|\Delta f| \geq 200 \text{ mHz}$. Es ist dementsprechend die maximale FCR-Leistung zu liefern. Im Falle von C und D liegt die Frequenzabweichung im Bereich $10 \text{ mHz} \leq \Delta f \leq 200 \text{ mHz}$, sodass $P_{FCR}(\Delta f_{UCTE})$ proportional zur Höhe der Frequenzabweichung zu erbringen ist.

In allen Szenarien in denen $P_{FCR}(\Delta f_{UCTE})$ gemäß der diagonalen Kennlinienabschnitte erbracht wird (D, H, C, F), muss $K_{FCR-aktiv}$ genutzt werden, um $P_{FCR}(\Delta f_{UCTE})$ zu berechnen. $K_{FCR-aktiv}$ ist die Leistungszahl bei aktiver Totbandnutzung, ihr Wert beträgt $K_{FCR-aktiv} = 5 \frac{\text{kW}}{\text{mHz}}$. Sie gleicht der Leistungszahl der Beispielanlage aus Kapitel 3.1.3 und wird auf die gleiche Weise ermittelt.

Umsetzungsvariante der Totbandnutzung-maximale Totbandnutzung

Die letzte Umsetzungsvariante des Freiheitsgrades wird als maximale Totbandnutzung bezeichnet.

Diese Strategie wurde ebenfalls im Rahmen einer Korrespondenz mit dem ÜNB „50Hertz“ als Umsetzungsvariante ermittelt (Anhang 2). Die Regelkennlinie bei maximaler Totbandnutzung ist in Abb. 10 skizziert.

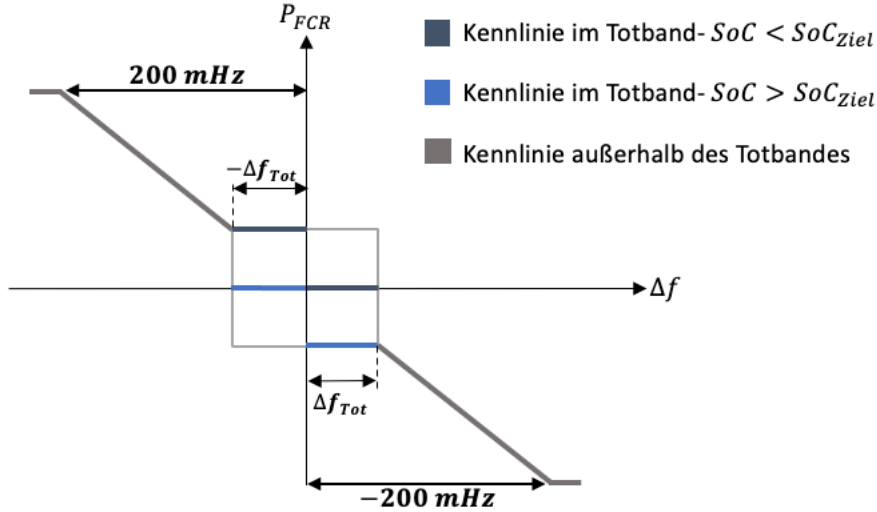


Abb. 10: Regelkennlinie bei maximaler Totbandnutzung

Die maximale Totbandnutzung unterscheidet sich in einem Punkt von der aktiven Totbandnutzung: Wenn Szenarien eintreten, in denen eine progressive Änderung des SoC möglich ist, wird innerhalb des Totbandes die maximale Totbandleistung erbracht. Es wird Regelleistung proportional zur Höhe der maximalen Totbandabweichung $|\Delta f| = 10 \text{ mHz}$ bereitgestellt. $P_{FCR}(\Delta f)$ wird somit gem. Gl. (16) bestimmt.

$$P_{FCR}(\Delta f) = \begin{cases} P_{FCR} * \frac{1}{\eta_{BESS}} & \mathbf{B} \\ (-1) * K_{FCR-aktiv} * \Delta f * \frac{1}{\eta_{BESS}} & \mathbf{D} \\ (-1) * K_{FCR-aktiv} * -10 \text{ mHz} * \frac{1}{\eta_{BESS}} & \mathbf{H} \\ 0 & \mathbf{E \cup G} \\ (-1) * K_{FCR-aktiv} * 10 \text{ mHz} * \eta_{BESS} & \mathbf{F} \\ (-1) * K_{FCR-aktiv} * \Delta f * \eta_{BESS} & \mathbf{C} \\ -P_{FCR} * \eta_{BESS} & \mathbf{A} \end{cases} \quad (16)$$

Im Gegensatz zur aktiven Totbandnutzung beziehen sich die Szenarien D und H bzw. F und C nicht auf eine Gleichung.

Der Grund dafür ist, dass die Funktionen nicht mehr auf einem Graphen liegen. Alle weiteren Szenarien sind den gleichen Funktionen wie bei der aktiven Totbandnutzung zugeordnet. Die Leistungszahl bei maximaler Totbandnutzung gleicht der Leistungszahl bei aktiver Totbandnutzung, sodass keine separate Variable eingeführt werden muss.

Umsetzung des Freiheitsgrades Übererfüllung

Der Freiheitsgrad Übererfüllung wird genutzt, wenn sein Einsatz eine produktive Änderung des SoC verursacht. Alle Szenarien die diesbezüglich unterschieden werden müssen, sind erneut in einem Szenariorahmen im Anhang erfasst. (Anhang 3) Auf dieses Basis lassen sich abermals situationsabhängige Funktionsgleichungen formulieren:

$$P_{\ddot{U}} = \begin{cases} 0 & A \cup C \\ 0,2 * P_{FCR}(\Delta f) & B \cup D \end{cases} \quad (17)$$

Eine produktive Änderung des SoC kann erreicht werden, wenn die Szenarien B oder D eintreten. Der Freiheitsgrad wird in volle Höhe angewandt, dementsprechend beträgt die Übererfüllungsleistung $P_{\ddot{U}} = 0,2 * P_{FCR}(\Delta f)$. In den Szenarien A oder C ist eine Übererfüllung nicht sinnvoll, weshalb $P_{\ddot{U}}$ in diesen Situationen null beträgt.

5.3.4 Umsetzung des Freiheitsgrades Fahrplananpassung

Das BESS löst eine Fahrplananpassung aus, sobald der SoC des Batteriesystems definierte Werte über- bzw. unterschreitet. Diese Werte werden als Trigger bezeichnet.

Der obere Trigger $SoC_{Trigger-o}$ wird anhand der Energiemenge bestimmt, die das Batteriesystem bei einem Fahrplangeschäft entlädt. Das Batteriesystem entlädt mit einer Entladeleistung von $P_{Fahr-ent} = 328,228 kW$, damit die geforderte Leistung von 300 kW im Netz wirksam wird. Dieser Vorgang hält 15 Minuten an. Das benötigte Entladevermögen W_{Ent} wird demnach gem. Gl. (18) bestimmt, es beträgt $W_{Ent} = 82,057 kWh$.

$$W_{Ent} = P_{Fahr-ent} * \frac{15}{60} h = 82,057 kWh \quad (18)$$

W_{Ent} wird gem. Gl. (18) mit dem Zielladestand $SoC_{Ziel} = 44\%$ verrechnet, um den oberen Trigger $SoC_{Trigger-o}$ zu bestimmen. Das Ergebnis wird abgerundet, weil die Fahrplananpassung andernfalls nicht rechtzeitig erfolgen kann.

$$SoC_{Trigger-o} = SoC_{Ziel} + \frac{W_{Ent}}{E_{Nenn}} * 100 = 52,71 \% \approx 52 \% \quad (19)$$

Der untere Trigger $SoC_{Trigger-u}$ wird anhand der Energiemenge ermittelt, die bei einem Ladevorgang im BESS eingespeichert wird. Das BESS wird unter Berücksichtigung der Wirkungsgrades mit $P_{Fahr-lad} = -274,2 \text{ kW}$ für 15 Minuten geladen. Das Ladevermögen W_{Lad} welches dabei aufgenommen wird, lässt sich gem. Gl. (20) bestimmen.

$$W_{Lad} = P_{Fahr-lad} * \frac{15}{60} \text{ h} = -68,55 \text{ kWh} \quad (20)$$

$W_{Lad} = -68,55 \text{ kWh}$ wird gem. Gl. (21) mit dem Zielladestand $SoC_{Ziel} = 44\%$ verrechnet, um $SoC_{Trigger-u}$ zu bestimmen. Das Ergebnis muss aufgerundet werden, damit die Fahrplananpassung rechtzeitig erfolgen kann.

$$SoC_{Trigger-u} = SoC_{Ziel} + \frac{W_{Lad}}{E_{Nenn}} * 100 = 36,72 \% \approx 37 \% \quad (21)$$

Nachdem die Trigger ermittelt wurden, muss der Zeitpunkt an dem eine Fahrplananpassung ausgelöst wird, festgelegt werden. Hierzu muss die Vorlaufzeit bei Fahrplangeschäften berücksichtigt werden.

Diese Arbeit sieht es als zielführend an die Vorlaufzeit minimal zu halten, weil damit das Reaktionsvermögen in Bezug auf SoC-Änderungen am höchsten ist. Ist eine Fahrplananpassung gesetzt, muss sie auch durchgeführt werden. In der Zeitspanne zwischen Auslösung und Beginn könnte prinzipiell ein FCR-Abruf stattfinden, der eine produktive Änderung des SoC verursacht, sodass die Fahrplananpassung überflüssig wäre. Im schlimmsten Fall könnte sie sich sogar kontraproduktiv auswirken. Diesen Unsicherheiten kann mit einer möglichst geringen Vorlaufzeit entgegengewirkt werden. Das BESS kann eine Fahrplananpassung bis zu fünf Minuten vor jedem viertelstündigen Lieferbeginn auslösen, vorausgesetzt es handelt sich um regelzoneninterne Geschäfte [23, S. 58]. Es müssen jedoch auch die Systemverarbeitungszeiten und die Abwicklungszeit für das Geschäft berücksichtigt werden. Deshalb erhöht sich die Vorlaufzeit in der Praxis. Diese Arbeit geht von einer minimalen Vorlaufzeit von $t_{Vorlauf} = 7,5 \text{ min}$ aus, wovon 2,5 Minuten für die Geschäftsabwicklung und Systemverarbeitungszeit vorgesehen sind.

Es wird somit immer 7,5 Minuten vor Ende der Viertelstunde geprüft, ob ein Fahrplanauslösung notwendig ist.

In Kapitel 5.2.1 wurde eine maximale Verzögerung von $t_{ver} = 22,5 \text{ min}$ genutzt, um die Arbeitsvermögen für die verzögerte Wirkung von Speichermanagementmaßnahmen zu bestimmen. Diese maximale Verzögerung tritt ein, wenn ein Trigger unmittelbar nach dem Unterschreiten der Vorlaufzeit erreicht wird. In diesem Szenario muss $t_{vorlauf}$ zzgl. eines 15-Minuten-Zeitfensters überbrückt werden, bevor eine Fahrplanauslösung wirksam wird. Dies führt zu einer maximalen Verzögerung von $t_{ver} = 22,5 \text{ min}$.

Unter- bzw. - überschreitet der SoC den unteren bzw. oberen Trigger 7,5 Minuten vor dem Ende der Viertelstunde wird einer Fahrplananpassung für das nächste 15-Minuten-Intervall ausgelöst. Die Bereitstellung der Fahrplanleistung P_{Fahr} des aktuellen Intervalls wurde bereits im vorherigen Intervall veranlasst. Für die Bestimmung von P_{Fahr} lassen sich Funktionen definieren, die von einem Szenariorahmen abhängen. Der Szenariorahmen ist in (Anhang 4) beschrieben und fasst die obigen Erläuterungen zusammen.

$$P_{Fahr} = \begin{cases} P_{Fahr-ent} & A \\ 0 & B \\ P_{Fahr-lad} & C \end{cases} \quad (22)$$

P_{Fahr} bezieht sich immer nur auf die aktuelle Viertelstunde. Die Bedingungen referenzieren mit $SoC_{t=7,5 \text{ min}}^{n-1}$ den SoC-Wert der letzten Viertelstunde, der zum Entscheidungszeitpunkt, also 7,5 Minuten vor dem Ende der Viertelstunde, vorlag.

5.3.5 Formulierung der Energiemanagementstrategien

Vorgehensweise zur Formulierung der Energiemanagementstrategien

Mit den letzten zwei Abschnitten wurde die Vorarbeit geleistet, um die zweite Phase der Systemdimensionierung abzuschließen. Die Energiemanagementstrategien lassen sich formulieren, indem aufgezeigt wird, wie sich die gemeinsame Anwendung der Freiheitsgrade auf die BESS-Leistungsbilanz auswirkt.

Jede Energiemanagementstrategie wird anhand eines Blockdiagramms beschrieben. Ein solches Blockdiagramm besteht aus miteinander verbundenen Funktionsblöcken, welche die einzelnen Freiheitsgrade beinhalten.

Diese Funktionsblöcke weisen Eingangs- und Ausgangsgrößen auf. Die Eingangsgrößen beinhalten alle Variablen, die benötigt werden, um die in den Szenariorahmen (Anhang 2-4) formulierten Bedingungen zu prüfen. In den Funktionsblöcken werden die jeweiligen Funktionen angewandt. Der hierbei ermittelte Leistungswert ist die Ausgangsgröße des Funktionsblocks. Das Zusammenwirken der Blöcke im Blockdiagramm legt die Gesamtleistung bei Anwendung der Energiemanagementstrategie fest.

Energiemanagementstrategie-Passive Totbandnutzung

Die erste Energiemanagementstrategie wendet die passive Totbandnutzung an. Da dies ihr Alleinstellungsmerkmal ist, wird als „Passive Totbandnutzung“ bezeichnet.

In Abb. 11 ist das Blockdiagramm der Energiemanagementstrategie skizziert. Im Block passive Totbandnutzung wird die FCR-Leistung $P_{FCR}(\Delta f)$ gemäß Gl. (13) bestimmt. SoC und Frequenzabweichung bilden die Eingangsgrößen, die ermittelte FCR-Leistung ist die Ausgangsgröße. Wie in Kapitel 5.3.4 dargelegt, wird eine Fahrplananpassung mit zeitlichem Verzug wirksam. Aus diesem Grund wurde die aktuelle Fahrplanleistung P_{Fahr} als Ausgangsgröße des Blocks Fahrplananpassung zum Zeitpunkt $t = 7,5 \text{ min}$ der letzten Viertelstunde festgelegt. Der Block Übererfüllung benötigt die FCR-Leistung und den SoC als Eingangsgrößen, um die Übererfüllungsleistung $P_{\ddot{U}}$ zu bestimmen. Schlussendlich werden alle Leistungsanteile zur Gesamtleistung im Speichersystem P_{BESS} aufsummiert.

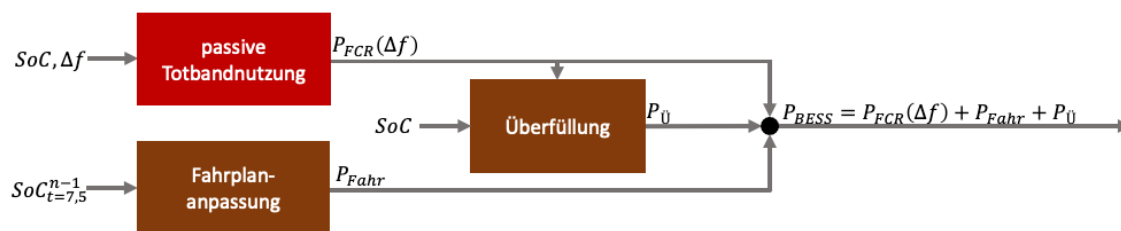


Abb. 11: Blockdiagramm-Passive Totbandnutzung

Energiemanagementstrategie-Aktive Totbandnutzung

Die zweite Energiemanagementstrategie trägt den Namen „Aktive Totbandnutzung“ und wendet die aktive Totbandnutzung an. Das Blockdiagramm der Energiemanagementstrategie ist in Abb. 12 skizziert. Der Funktionsblock des Totbandes beinhaltet die Funktionsgleichungen bei aktiver Totbandnutzung. Die weiteren Funktionsblöcke werden analog zur letzten Energiemanagementstrategie umgesetzt. Die Verbindung der Blöcke untereinander ist ebenfalls identisch.

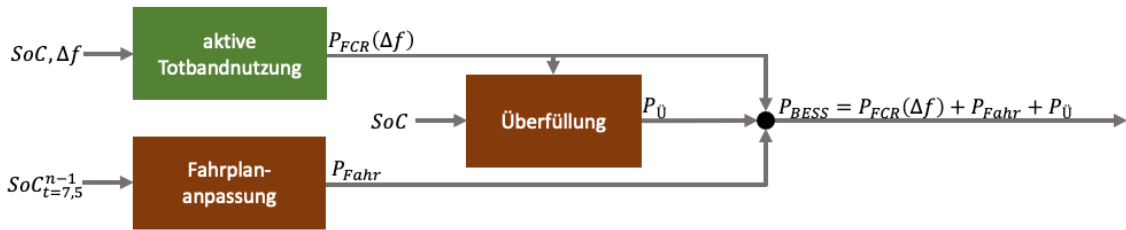


Abb. 12: Blockdiagramm-Aktive Totbandnutzung

Energiemanagementstrategie-Maximale Totbandnutzung

Die Energiemanagementstrategie „Maximale Totbandnutzung“ arbeitet mit der maximalen Totbandnutzung. Alle weiteren Freiheitsgrade werden analog zu den letzten Strategien angewandt. P_{BESS} wird identisch zu den anderen Strategien bestimmt. Das Blockdiagramm der Strategie ist in Abb. 13 dargestellt.

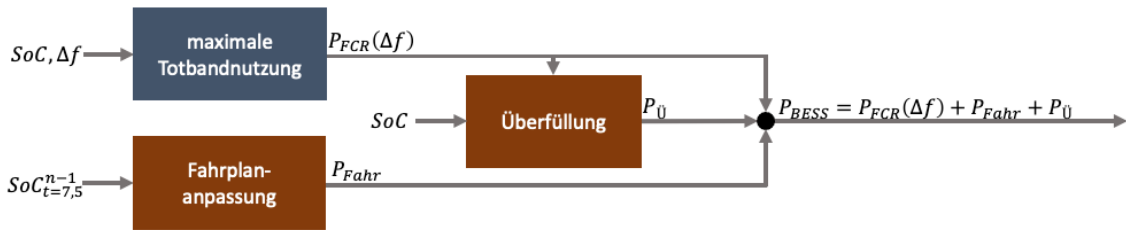


Abb. 13: Blockdiagramm-Maximale Totbandnutzung

5.4 Ermittlung der optimalen Auslegungsvariante

Mit den Kapiteln 5.2 und 5.3 wurden die ersten zwei Phasen der Systemdimensionierung abgeschlossen. Es wurden die minimale Auslegung der BESS-Leistungsebene ermittelt und drei Energiemanagementstrategien formuliert. Auf dieser Basis lassen sich drei BESS-Auslegungen bestimmen, die über eine einheitliche Leistungsebene und unterschiedliche Kontrollebenen verfügen. Das Ziel dieses Abschnittes ist es die optimale Systemvariante zu ermitteln und damit sowohl die dritte Phase der Systemdimensionierung als auch das gesamte Kapitel abzuschließen.

Eine BESS-Variante erweist sich grundsätzlich als umsetzbar, wenn sie den in Kapitel 4.1.4 beschriebenen Funktionstest besteht. Zu Anfang des Abschnitts wird daher der Funktionstest für alle Varianten durchgeführt. Im Funktionstest muss das Zusammenspiel zwischen Kontroll- und Leistungsebene anhand einer Simulation des BESS-Betriebs nachgewiesen werden. Diese Simulation wird in den ersten beiden Unterabschnitten für alle Varianten vorbereitet, bzw. durchgeführt. Dies führt zu drei SoC-Verläufen, die im dritten und vierten Unterabschnitt ausgewertet werden.

Der Auswertungsprozess muss eine Reihe von potenziellen Ergebnissen abdecken. So kann es beispielsweise sein, dass keine der Varianten den Funktionstest besteht. Es wurde daher ein Bewertungsschema entwickelt, das alle potenziellen Ergebnisse abdeckt.

5.4.1 Aufbereitung der Daten

Rohform der bereitgestellten Daten

Der für den Funktionstest heranzuziehende Frequenzverlauf wird von den ÜNB in einem Datenfeld in Form einer CSV-Datei (engl.: Comma-separated values) bereitgestellt. Das Datenfeld ist zweidimensional und besteht aus vier Spalten und 2.678.400 Zeilen. Zur Veranschaulichung sind die ersten sechs Datensätze des Datenfeldes in Abb. 14 skizziert.

```
2019/01/01,00:00:00,Frequ,50.030998
2019/01/01,00:00:01,Frequ,50.030998
2019/01/01,00:00:02,Frequ,50.028999
2019/01/01,00:00:03,Frequ,50.027000
2019/01/01,00:00:04,Frequ,50.024002
2019/01/01,00:00:05,Frequ,50.021999
```

Abb. 14: Auszug aus den Rohdaten des Frequenzverlaufs

Die ersten beiden Spalten beinhalten Datums- bzw. Zeitangaben in täglicher bzw. sekundlicher Auflösung. Die dritte Spalte enthält durchgängig die Abkürzung „Frequ“ und hat keinen Informationsgehalt. In der vierten Spalte werden die Frequenzdaten jeder Sekunde des betrachteten Gesamtzeitraums Januar 2019 bereitgestellt.

Aufbereitung des Datenfeldes mittels Python-Pandas

Mit 2.678.400 Zeilen verfügt das Datenfeld über eine Länge, welche mit herkömmlichen Kalkulationsprogrammen wie „Microsoft-Excel“ nicht beherrschbar ist. Aus diesem Grund wird das Datenfeld mittels der Programmiersprache „Python“ aufbereitet. Die Programmiersprache „Pandas“ ist eine Python-Erweiterung, welche es ermöglicht alle Zeilen des Datensatzes parallel zu bearbeiten. Rechenoperationen und Erweiterungen können mit geringem Aufwand auf alle Zeilen angewandt werden.

Alle Energiemanagementstrategien benötigen die Frequenzabweichung als Eingangsgröße. Deshalb wird der Rohdatensatz um eine weitere Spalte erweitert, welche diesen Wert enthält. Des Weiteren wird die Spalte mit der Abkürzung „Frequ“ aus dem Datensatz entfernt.

Die Anwendung des Freiheitsgrades Fahrplananpassung erfordert, dass bei $t = 7,5 \text{ min}$ jeder Viertelstunde geprüft wird, ob eine Fahrplananpassung ausgelöst werden muss.

Deshalb wird ein Zeitfenster für Fahrplananpassungen eingeführt, mit dem dieser Zeitpunkt erfassbar ist. Ein Auszug des aufbereiteten Datensatzes ist in Anhang 5 dargestellt.

5.4.2 Implementierung des Funktionstests in Python

Allgemeiner Simulationsprozess

Das Ziel der Simulation ist es den SoC-Verlauf jeder BESS-Variante über den betrachteten Zeitraum abzubilden. Zu Beginn jeder Simulation verfügt jede BESS-Variante über den optimalen SoC. Im Anschluss wird der gesamte Zeitraum in Form einer Schleife durchlaufen, welche jede Zeile des Datenfeldes und damit jede Sekunde umfasst. In jeder Sekunde wird die Energiemanagementstrategie der BESS-Variante angewandt und deren Einfluss auf den SoC festgehalten. Die sekundlichen SoC Werte werden in einer neuen Spalte erfasst. Dies erfolgt ebenfalls für die Leistungswerte. Dabei werden FCR-Leistung und Übererfüllungsleistung summiert und in einer Spalte festgehalten. Die Fahrplanleistung wird ebenfalls in einer separaten Spalte erfasst.

Simulation- BESS mit der Energiemanagementstrategie Passive Totbandnutzung

Um den SoC-Verlauf des BESS mit der Energiemanagementstrategie Passive Totbandnutzung zu simulieren, muss die Strategie gemäß der obigen Logik angewandt werden. Die Energiemanagementstrategie wurde anhand eines Blockschemas beschrieben.

Dieses Blockschema lässt sich entsprechend in Python implementieren. Hierzu müssen die einzelnen Funktionsblöcke erstellt und entsprechend des Schemas verbunden werden. Innerhalb der Funktionsblöcke sind die formulierten Gleichungen, in Abhängigkeit ihrer Szenariorahmen anzuwenden. Diese Arbeit nutzt Bedingungsprüfungen, an deren Ende die zu verwendende Funktionsgleichung steht, um dieses Verhalten in Python herbeizuführen. Sämtlich Bedingungsprüfungen sind für eine erhöhte Anschaulichkeit in Form von Programmablaufplänen formuliert. Die Funktionsblöcke passive Totbandnutzung, Fahrplananpassung und Übererfüllung arbeiten gemäß der in (Anhang 6, 7 und 8) dargestellten Programmablaufpläne. Am Ende eines jeden Programmablaufplans ist der nächste Schritt beschrieben, welcher gemäß des Blockdiagramms folgt.

Des Weiteren sind die Kürzel der Szenarien eingefügt, welche dem jeweiligen Pfad im Programmablaufplan entsprechen. Zum Beispiel beschreibt Szenario A bei passiver Totbandnutzung gemäß (Anhang 2), dass $\Delta f > 200 \text{ mHz}$ eintritt.

Gemäß Gl. (13) wird in diesem Szenario die maximale negative FCR-Leistung demzufolge wird $P_{FCR}(\Delta f) = -P_{FCR} * \eta_{BESS}$ im Speichersystem wirksam. Mit dem ersten Pfad von links wird die Gleichung und das dazugehörige Szenario innerhalb des Programmablaufplans umgesetzt. Werden alle Programmablaufpläne im Sinne der Energiemanagementstrategie angewandt, führt dies zum SoC-Verlauf der BESS-Variante mit maximaler Totbandnutzung. Diese ist im oberen Diagramm von Abb. 15 skizziert

Simulation-BESS Varianten mit aktiver und maximaler Totbandnutzung.

Der SoC-Verlauf für die anderen BESS-Varianten werden analog zum BESS mit maximaler Totbandnutzung simuliert. Aus der aktiven bzw. passiven Totbandnutzung resultieren lediglich unterschiedliche Programmablaufpläne für den Freiheitsgrad Totbandnutzung. Sie sind in Anhang 9 bzw. Anhang 10 skizziert. Die SoC-Verläufe für aktive und maximale Totbandnutzung sind ebenfalls in Abb. 15 dargestellt.

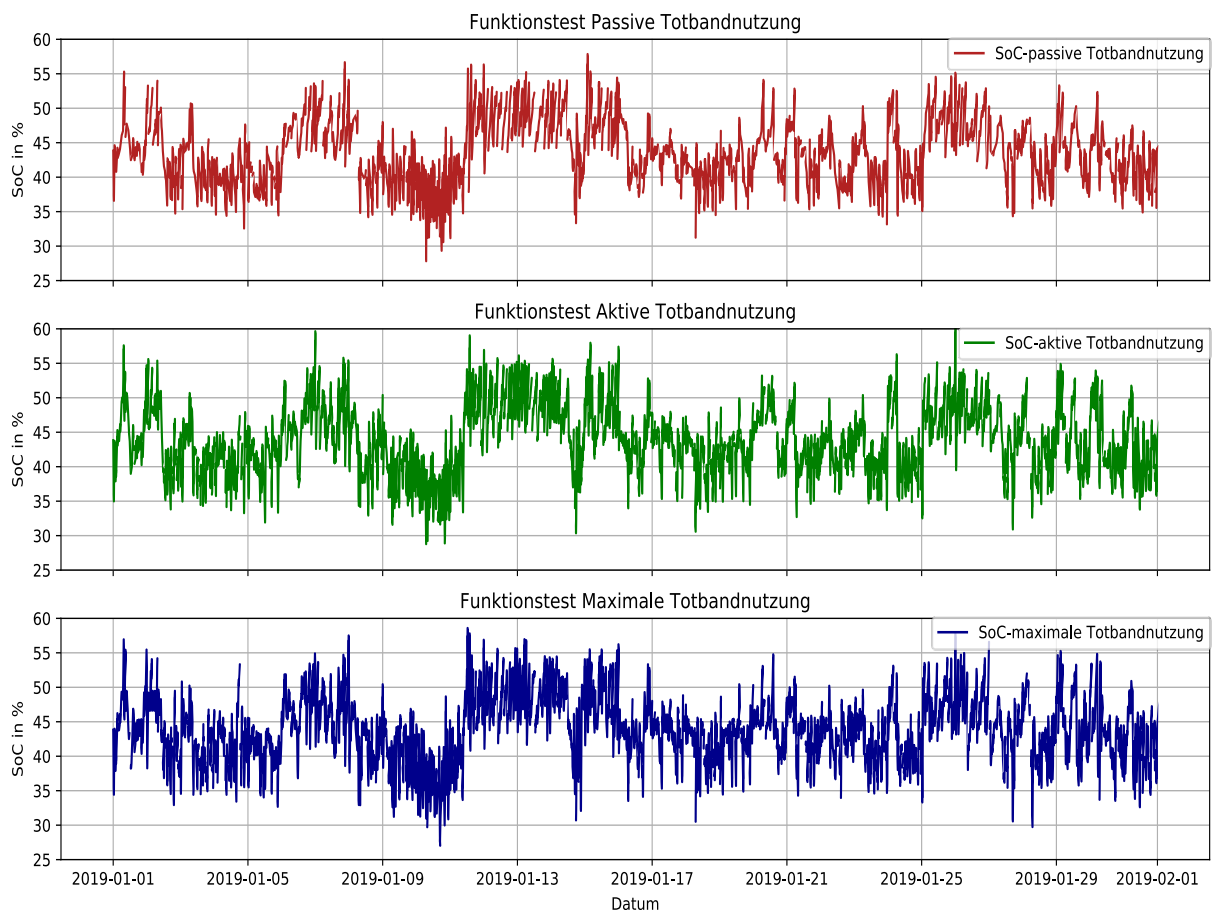


Abb. 15: SoC-Verläufe der BESS-Varianten im Funktionstest

5.4.3 Vorstellung des Bewertungsschemas

Grundaufbau des Bewertungsschemas

Die Auswertung der generierten SoC-Verläufe erfolgt anhand des folgenden Schemas:

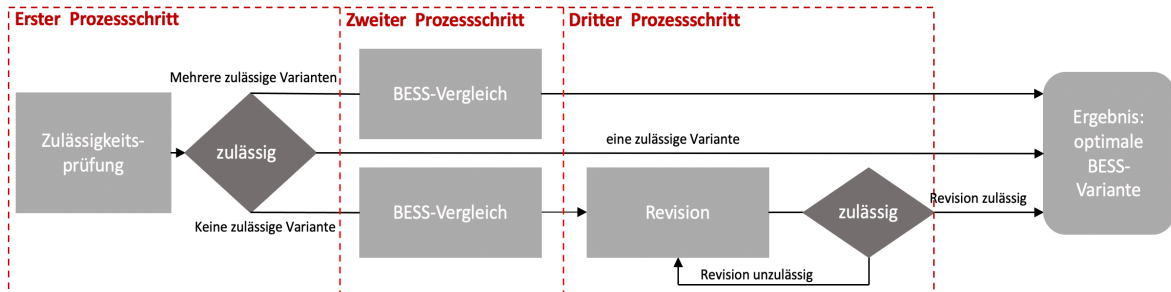


Abb. 16: Bewertungsschema Funktionstest

Erster Prozessschritt: Zulässigkeitsprüfung

Im ersten Prozessschritt werden die BESS-Varianten auf Zulässigkeit geprüft. Es wird ermittelt, ob ein etwaiges Unter- bzw. Überschreiten der unteren bzw. oberen SoC-Grenze gerechtfertigt war. Hierzu wird geprüft, ob sich das UCTE-Verbundnetz an den betreffenden Stellen im gefährdeten Zustand resp. im Notzustand befand.

Zweiter Prozessschritt: BESS-Vergleich

Der zweite Prozessschritt wird angewandt, wenn im ersten Schritt keine, oder mehrere zulässige Varianten ermittelt wurden. Liegen mehrere zulässige Varianten vor, muss die optimale Auslegung bestimmt werden. Existiert keine zulässige Variante, gilt es die Variante mit dem höchsten Potenzial zu ermitteln. In beiden Fällen wird die gesuchte Variante anhand eines Vergleichs bestimmt, der auf zwei Kriterien basiert.

Sicherheit beschreibt in welchem Maße ein BESS erbringungsfähig ist. Eine hohe Sicherheit erhöht die Chance, dass das BESS auch in kritischen Situationen FCR bereitstellen kann. Das zweite Kriterium wird als Nachhaltigkeit bezeichnet. Es referenziert die Lebensdauer des BESS. Ein nachhaltiger BESS-Betrieb führt zu einer höheren Lebensdauer und verlängert somit die Nutzungsdauer. Wie diese Kriterien erfasst werden, ist in Tab. 1 erläutert.

Kriterium	Erfassung
Sicherheit	Die Sicherheit wird anhand der SoC-Verteilung in Nähe der Grenzlaststände eingeschätzt. Die Daten werden in Form von Histogrammen visualisiert und qualitativ bewertet.

Kriterium	Erfassung
Nachhaltigkeit	Der durchschnittliche SoC über den Testzeitraum wird genutzt, um die Nachhaltigkeit der BESS-Varianten zu ermitteln. Gemäß Kapitel 2.2 erhöht sich die Lebensdauer bei einem geringen SoC. Dementsprechend fällt die Nachhaltigkeit umso höher aus je geringer der durchschnittliche SoC ist.

Tab. 1: Bewertungskriterien BESS-Vergleich

Die BESS-Varianten werden in den einzelnen Kategorien platziert. Auf dieser Basis wird eine Gesamtplatzierung ermittelt.

Dritter Prozessschritt: Revision

Konnte im ersten Prozessschritt keine zulässige Variante identifiziert werden, muss die Leistungsebene der Variante mit dem höchsten Potenzial angepasst werden. Dazu werden die Nennkapazität und alle SoC-Grenzen der BESS-Variante neu definiert. Das System durchläuft im Anschluss erneut den Funktionstest. Dieser Vorgang wird so lange wiederholt, bis das BESS den Funktionstest besteht.

5.4.4 Auswertung des Funktionsnachweises

Zulässigkeitsprüfung

Für den ersten Prozessschritt werden die Grenzladestände SoC_{uG} und SoC_{oG} benötigt. SoC_{uG} beschreibt den SOC-Wert, ab dem das positive Arbeitsvermögen für den gefährdeten Zustand vorgehalten wird. SoC_{uG} lässt sich gem. Gl. (23) berechnen und beträgt $SoC_{uG} = 29,04 \%$. Das positive Arbeitsvermögen für den gefährdeten Zustand W_{GZ-pos} beträgt hierbei 250 kWh.

$$SoC_{uG} = \left(\frac{W_{GZ-pos}}{\eta_{BESS}} \right) * \frac{1}{E_{Nenn}} * 100 = 29,04 \% \quad (23)$$

Die grundlegende Betriebsstrategie wurde so gewählt, dass bei SOC_{Ziel} exakt das positive Arbeitsvermögen vorgehalten wird. Das zusätzliche Arbeitsvermögen, welches auf Grund der Batteriealterung definiert wurde, steht somit als negatives Arbeitsvermögen zur Verfügung. Die Prämisse der Systemauslegung ist, dass jedes BESS die PQ-Bedingungen über die gesamte Nutzungsdauer einhalten muss. Das negative Arbeitsvermögen wird im Verlauf des Betriebs immer weiter reduziert, bis es am Ende der Lebensdauer dem minimalen negativen Arbeitsvermögen entspricht. Um sicherzustellen, dass die BESS auch am Ende der Lebensdauer den Funktionstest bestehen, wird SoC_{oG} so weit reduziert, dass jedes BESS lediglich das minimale negative Arbeitsvermögen vorhält.

Auf diese Weise lässt sich ermitteln, ob ein System auch am Ende der Lebensdauer die PQ-Bedingungen erfüllen kann. SoC_{oG} wird gem. Gl. (24) berechnet. W_{Neg-NZ} ist hierbei das negative Arbeitsvermögen für den Normalzustand, in Höhe von 125 kWh.

$$SoC_{oG} = SOC_{Ziel} + \left(\frac{W_{Neg-NZ} * \eta_{BESS}}{E_{Nenn}} \right) * 100 = 55,43 \% \quad (24)$$

Das obere Diagramm in Abb. 17 stellt die SoC-Verläufe aller Varianten und die Grenzladestände in einem Diagramm dar. Die Grenzladestände werden an mehreren Stellen über- bzw. unterschritten. Es muss geprüft werden, ob diese Grenzverletzungen gerechtfertigt waren. Es lässt sich ein kritischer Bereich identifizieren, welcher im Diagramm grau hinterlegt ist. Alle drei Variante unterschreiten SoC_{uG} in diesem Zeitfenster. Ob diese Unterschreitungen zulässig waren, kann anhand des Frequenzverlaufs an den besagten Stellen ermittelt werden. Die unteren Diagramme in Abb. 17 stellen den und den zugehörigen Netzfrequenzverlauf dar. Die Zeitfenster, in denen die Unterschreitungen auftreten, sind im Vergleich zum Gesamtverlauf sehr schmal, deshalb muss der kritische Bereich in die beiden unteren Teilbereiche differenziert werden. Die Netzfrequenz ist in geglätteter Form dargestellt, um die Anschaulichkeit zu erhöhen. Für diesen Zweck wurde der gleitende Mittelwert¹⁴ über ein Zeitfenster von 15 Minuten gebildet.

In allen Fällen ist das Verletzen der unteren Grenze nicht zulässig, weil sich das UCTE-Verbundnetz weder im gefährdeten Zustand noch im Notzustand befand. Dies lässt sich daran festmachen, dass keine der in Kapitel 4.1.1 formulierten Bedingungen zum Auslösen dieser Zustände eingetreten ist. Die Konsequenz dieser unrechtmäßigen Grenzverletzungen ist, dass keine BESS-Variante in der Lage den Funktionstest zu bestehen.

Zweiter Prozessschritt: BESS-Vergleich

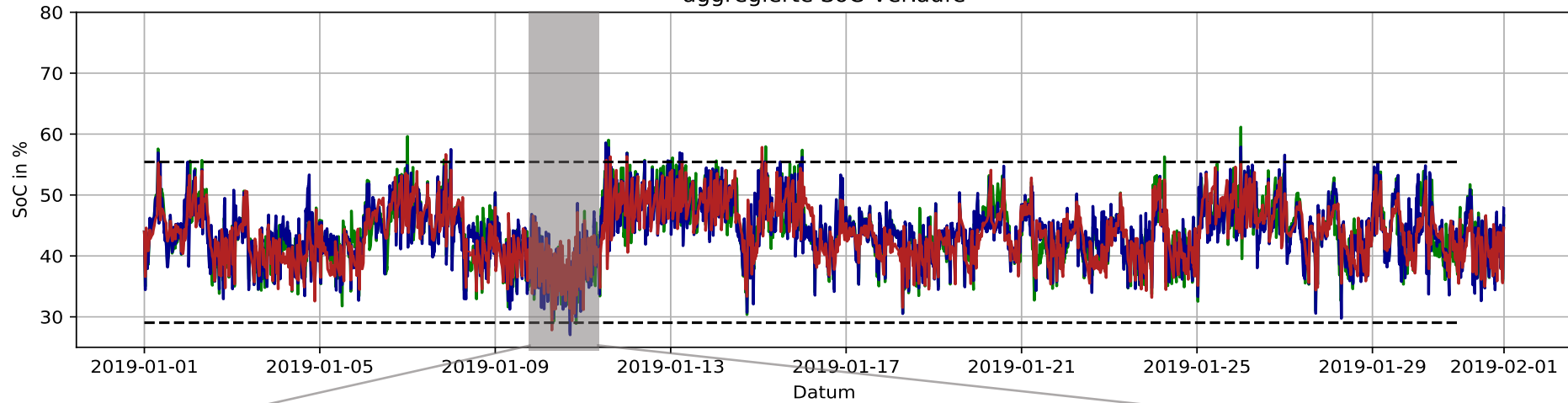
Weil keine zulässige Variante vorliegt, muss das System mit dem höchsten Potenzial identifiziert werden. Es ist dementsprechend der BESS-Vergleich durchzuführen. Der genaue Vergleich erfolgt in Tab. 2. anhand der benannten Kriterien. Es lässt sich klar erkennen, dass das BESS mit passiver Totbandnutzung das höchste Potenzial aufweist.

Die Variante belegt in beiden Kategorien den ersten Platz, somit dient sie dem folgenden Prozessschritt als Ausgangspunkt.

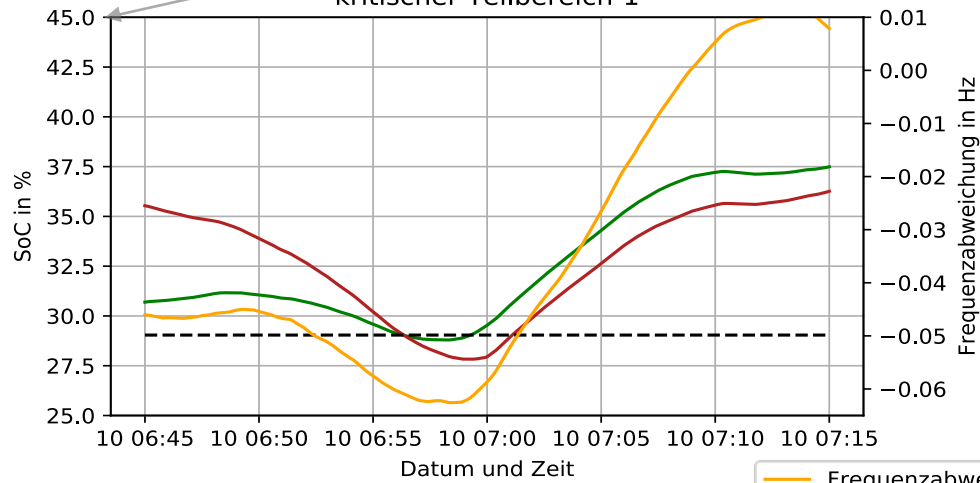
¹⁴ Der gleitende Mittelwert ist ein Verfahren der Statistik, mit dem Datenausschläge geglättet werden können, in dem der Mittelwert über ein fortlaufendes Intervall gebildet wird.

Ergebnisse der Zuverlässigkeitsprüfung

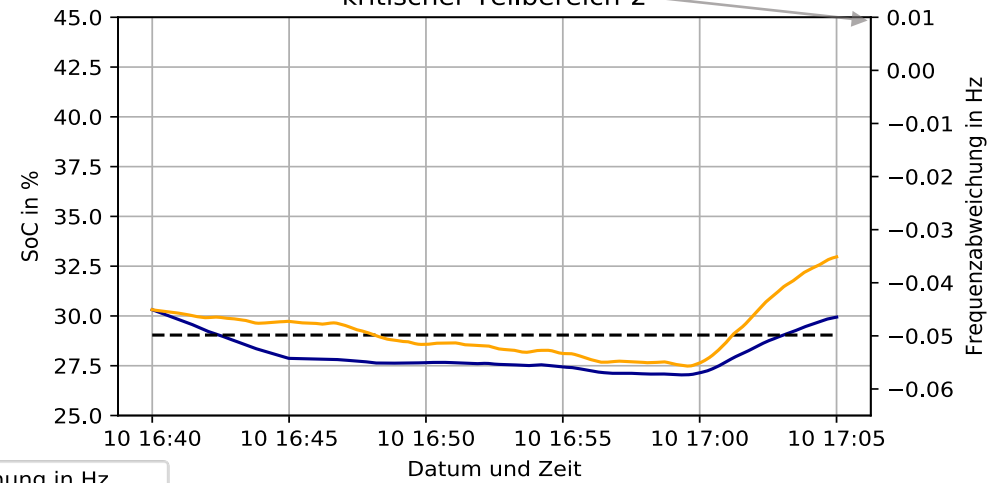
aggregierte SoC-Verläufe



kritischer Teilbereich-1

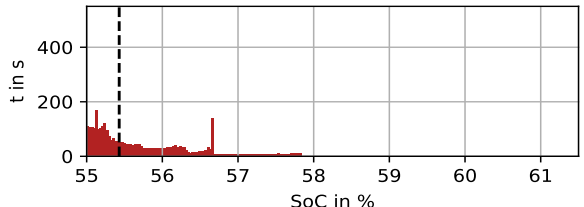
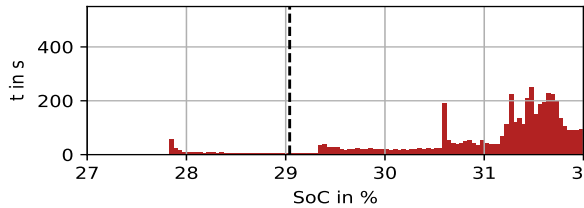
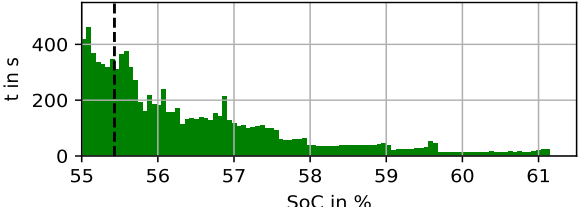
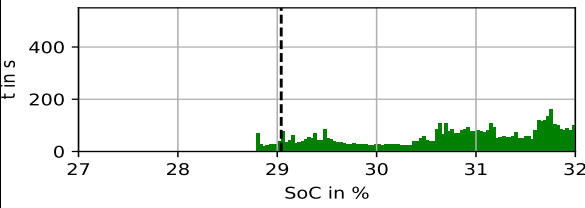
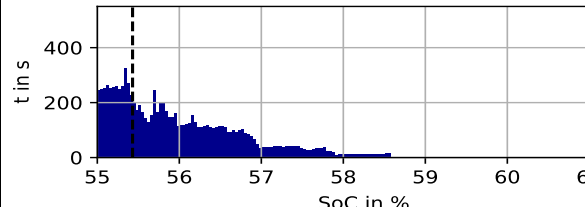
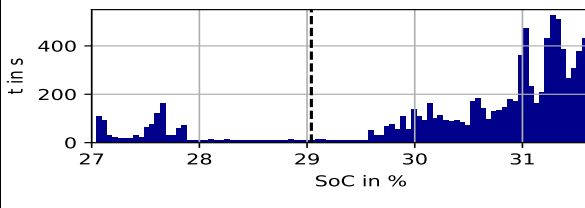


kritischer Teilbereich-2



- Frequenzabweichung in Hz
- SoC-aktive Totbandnutzung
- SoC-maximale Totbandnutzung
- SoC-passive_Totbandnutzung
- - - Grenzen

Abb. 17: Ergebnisse der Zuverlässigkeitsprüfung

Kriterium	Passive Totbandnutzung	Aktive Totbandnutzung	Maximale Totbandnutzung
Sicherheit	<p>Bewertung: Platz 1</p>  <p>Abb. 18 Passive Totbandnutzung: obere Verteilung</p>  <p>Abb. 19: Passive Totbandnutzung- untere Verteilung</p> <p>Das BESS mit passiver Totbandnutzung überschreitet die obere Grenze gemäß Abb. 22 äußerst selten im Vergleich zu den anderen Varianten. Es liegt in diesem Bereich klar auf Platz 1.</p> <p>Was die Unterschreitungen der unteren Grenze betrifft, liegt das System gemäß Abb. 23 auf dem zweiten Platz.</p> <p>In der Gesamtwertung für die Kategorie belegt die BESS-Variante somit den ersten Platz.</p>	<p>Bewertung: Platz 2</p>  <p>Abb. 20: Aktive Totbandnutzung- obere Verteilung</p>  <p>Abb. 21: Aktive Totbandnutzung- untere Verteilung</p> <p>Abb. 18 zeigt auf, dass der SoC, sehr häufig oberhalb der oberen Grenze liegt. Aus diesem Grund schneidet die Variante in puncto Überschreitung der oberen Grenze am schlechtesten ab.</p> <p>Da die Variante gemäß Abb.19 die untere Grenze am seltensten unterschreitet, liegt sie in der Gesamtwertung der Kategorie Sicherheit trotzdem auf dem zweiten Platz.</p>	<p>Bewertung: Platz 3</p>  <p>Abb. 22: Maximale Totbandnutzung- obere Verteilung</p>  <p>Abb. 23: Maximale Totbandnutzung- untere Verteilung</p> <p>Die Variante überschreitet die obere Grenze gemäß Abb. 20 am zweithäufigsten.</p> <p>Wie Abb. 21 entnommen werden kann, wird die untere Grenze am häufigsten unterschritten. In diesem Bereich liegt die Variante sogar deutlich hinter den anderen Systemen.</p> <p>In Summe liegt die BESS mit maximaler Totbandnutzung somit auf Platz 3 im Bereich Sicherheit</p>
Nachhaltigkeit	<p>Bewertung: Platz 1</p> <p>Mit einem durchschnittlichen SoC von $SoC_{\emptyset} = 43,63\%$ liegt die Variante auch in der Kategorie Nachhaltigkeit auf dem ersten Platz.</p>	<p>Bewertung: Platz 2</p> <p>Mit einem durchschnittlichen SoC von $SoC_{\emptyset} = 43,76\%$ liegt die Variante auf dem zweiten Platz im Bereich Nachhaltigkeit.</p>	<p>Bewertung: Platz 3</p> <p>Mit einem durchschnittlichen SoC von $SoC_{\emptyset} = 43,77\%$ belegt die Variante im Bereich Nachhaltigkeit den letzten Platz.</p>

Tab. 2: Ergebnisse des BESS-Vergleichs

Dritter Prozessschritt-Revision

Im letzten Schritt wurde die BESS-Variante mit passiver Totbandnutzung als System mit dem höchsten Potenzial identifiziert. Die Revision ist daher mit dieser Variante durchzuführen. Die Nennkapazität des Systems wurde hierzu auf $E_{Nenn} = 1000 \text{ kWh}$ erhöht. Das zusätzliche Arbeitsvermögen, wird auf das positive und negative Arbeitsvermögen aufgeteilt. Als Konsequenz verschieben sich einige SoC-Variablen. Die SoC-Variablen sind für die ursprüngliche Auslegung und die Revision in Tab. 3 gegenübergestellt.

Bezeichnung Variable	Formelzeichen	ursprüngliche Auslegung	Revision
Nennkapazität	E_{Nenn}	942 kWh	1000 kWh
Optimaler SoC	SoC_{Ziel}	44 %	44 %
oberer Trigger	$SoC_{Trigger-o}$	52 %	52 %
unterer Trigger	$SoC_{Trigger-u}$	37 %	38 %
oberer Grenzladezustand	SoC_{oG}	55,43 %	60,85 %
Unterer Grenzladezustand	SoC_{uG}	29,06 %	27,35 %

Tab. 3: Revisionstabelle

Die Simulation wird mit den neun Variablenwerten wiederholt. Das Ergebnis ist in Abb. 18 dargestellt. Die BESS-Variante mit passiver Totbandnutzung und einer Nennkapazität von $E_{Nenn} = 1000 \text{ kWh}$ verletzt weder den unteren noch den oberen Grenzladezustand. Die Nennleistung des Systems wurde nicht zur Revision gestellt. Sie beträgt nach wie vor $P_{Nenn} = 1423 \text{ kW}$. Mit diesem Ergebnis ist die ideale BESS-Auslegung im Sinne dieser Arbeit identifiziert. Somit ist die letzte Phase der Systemdimensionierung und damit auch das erste Teilziel der Arbeit erfolgreich abgeschlossen.

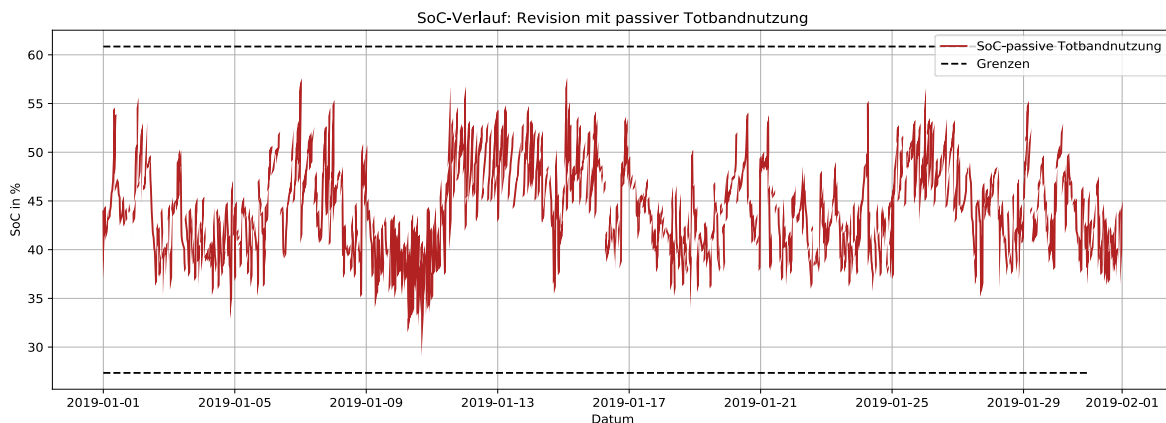


Abb. 24: SoC-Verlauf Passive Totbandnutzung bei Revision

6 Wirtschaftlichkeitsprüfung

In Kapitel 5 wurde ein BESS mit einer Nennkapazität von $E_{Nenn} = 1000 \text{ kWh}$ und einer Nennleistung von $P_{Nenn} = 1423 \text{ kW}$ entwickelt. Dieses System weist die minimale Kapazität bzw. Leistung auf, um 1 MW FCR am internationalen FCR-Markt anzubieten zu können. Damit wurde die erste Zwischenzielstellung dieser Arbeit umgesetzt. Dieses Kapitel hat das Ziel die Best-Case- und die Worst-Case-Wirtschaftlichkeit eines solchen Systems abzubilden und damit die zweite Zwischenziel der Arbeit zu erreichen.

Grundsätzlich können bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung Verfahren der statischen und dynamischen Investitionsrechnung angewandt werden. In dieser Arbeit werden lediglich dynamische Investitionsrechnungsverfahren in Betracht gezogen, weil sie im Gegensatz zu den statischen Verfahren, den Zeitwert des Geldes¹⁵ berücksichtigen.

Im ersten Abschnitt des Kapitels wird festgelegt, welches Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung Anwendung findet, um die Wirtschaftlichkeit des BESS zu ermitteln. Es wird sich herausstellen, dass die Kapitalwertmethode das zielführendste Verfahren ist. Im zweiten Abschnitt werden Best-Case- und Worst-Case-Annahmen in Bezug auf die Größen getroffen, welche für die Kapitalwertmethode relevant sind. Auf Basis dieser Annahmen wird im dritten Abschnitt die Best- und die Worst-Case-Wirtschaftlichkeit anhand der Kapitalwertmethode ermittelt.

6.1 Relevantes Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung

Um festzulegen welches dynamische Investitionsrechenverfahren in dieser Arbeit Anwendung findet, wird ermittelt welches Verfahren sich am besten für die Zwecke dieser Arbeit eignet. Die Wirtschaftlichkeit der Investition in ein BESS kann am ehesten mit der Kapitalwertmethode oder der Methode des internen Zinssatzes bestimmt werden. Beide Verfahren zeichnen sich dadurch aus, dass sie direkte Aussagen über die Wirtschaftlichkeit einer Investition ermöglichen.

¹⁵Die Zeitwert des Geldes beschreibt, den Umstand, dass der Zeitpunkt eines Zahlungsstroms für dessen Wert relevant ist. Ein definierter Betrag einer Geldeinheit ist heute mehr Wert als derselbe Betrag in der Zukunft.

Im ersten Unterabschnitt werden die Verfahren in Kurzform erläutert, hierbei wird auf Vor- und Nachteile bezüglich der Aussagekraft und Anwendbarkeit eingegangen. Im Anschluss wird ermittelt welches Verfahren für diese Arbeit am zielführendsten ist.

6.1.1 Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung

Kapitalwertmethode

Die Kapitalwertmethode ist das grundlegende Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung. Alle weiteren Verfahren referenzieren die Kapitalwertmethode. [25, S. 93] Mit diesem Verfahren wird der Kapitalwert einer Investition bestimmt. Der Kapitalwert gibt Aufschluss darüber, ob eine Investition in der Lage ist ein Rendite zu erwirtschaften, die oberhalb der Mindest erwartung des Investors liegt[26]. Hierbei könnte zum Beispiel eine Anlage am Kapitalmarkt, oder auch ein Investitionsobjekt referenziert werden.

Ist der Kapitalwert positiv, liegt die Rendite oberhalb der Mindest erwartung. Bei einem negativen Kapitalwert ist das Gegenteil der Fall. Beträgt der Kapitalwert null, entspricht die Rendite genau der Mindest erwartung. Der Kapitalwert beinhaltet alle Zahlungsflüsse, welche über die Nutzungsdauer der Investition anfallen, bezogen auf den Investitionszeitpunkt. Alle anfallenden Ein- und Auszahlungen werden daher auf den Investitionszeitpunkt abgezinst. [27, S. 47]

Die Kapitalwertmethode kann lediglich aussagen, ob eine Investition im Kontext der Erwartung des Investors rentabel ist. Sie kann jedoch nicht die genaue Rentabilität ermitteln [25, S. 96]. Die Kapitalwertmethode zeichnet sich durch eine einfache mathematische Handhabung aus, weil lediglich Zahlungsströme abgezinst und aufaddiert werden müssen.

Methode des internen Zinssatzes

Die Methode des internen Zinssatzes ist ein Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung, das auf der Kapitalwertmethode aufbaut. Mit Hilfe des sog. „internen Zinssatzes“ kann die Rentabilität einer Investition erfasst werden. Es wird der Zinssatz ermittelt, bei dem sich ein Kapitalwert von null ergibt. Das Verfahren erfasst die Verzinsung des eingesetzten Kapitals und ist somit ein Maß für die Rentabilität der Investition. [25, S. 97] Der interne Zinssatz kann darüber hinaus mit dem erwarteten Mindestzinssatz verglichen werden, um zu ermitteln, inwiefern die Investition für den Investor lohnenswert ist.

Da wo die Kapitalwertmethode eine Schwäche aufweist, hat die Methode des internen Zinssatzes einen Vorteil: Die Rentabilität einer Investition kann genau bestimmt werden. Nachteilig ist jedoch, dass die Ermittlung des internen Zinssatzes mit hohem Berechnungsaufwand verbunden ist. [25, S. 97] Es ist ein umfangreiches Näherungsverfahren anzuwenden, bei dem mehrere Kapitalwerte berechnet werden müssen und mitunter mehrere Lösungen existieren.¹⁶

6.1.2 Wahl und Präzisierung des Verfahrens

Auswahl des Verfahrens

Mit der Aussage, ob eine Mindestverzinsung erreicht werden kann, und mit der konkreten Rentabilität liefern beide Methoden Informationen, die an und für sich konkrete Aussagen über die Wirtschaftlichkeit zulassen.

Diese Arbeit sieht es als zielführend an, die Wirtschaftlichkeitsprüfung nahe am betreuenden Unternehmen durchzuführen. Die Projektierung und der Bau von Photovoltaik-Anlagen ist das Kerngeschäft des betreuenden Unternehmens. Mit der Kapitalwertmethode kann die Investition „BESS“ der Investition „Photovoltaik-Anlage“ gegenübergestellt werden. Hierzu wird die Rendite, welche eine Photovoltaik-Anlage erwirtschaftet als Referenzwert herangezogen. Mit der Methode des internen Zinssatzes kann dieses Vorhaben auch umgesetzt werden. Der Mehrwert, den die Methode des internen Zinsfußes jedoch zusätzlich liefert, ist, dass sich eine konkrete Aussage über die Rentabilität ableiten lässt. Die Kapitalwertmethode lässt sich jedoch wesentlich einfacher umsetzen und läuft dabei keine Gefahr, mehrere Lösungen zu generieren.

Diese Arbeit sieht es als zielführend an, die Kapitalwertmethode einzusetzen, weil der Vorteil, welcher aus der einfachen Anwendbarkeit dieser Methode resultiert schwerer wiegt als der Nachteil, dass keine genaue Aussage zur Rentabilität möglich ist.

Präzisierung der Kapitalwertmethode

Der Kapitalwert NPV (engl: net present value) wird gemäß Gl. (25) berechnet. Um NPV zu bestimmen, werden die Investitionskosten a_0 , die Aus- und Einzahlungen jeder Periode a_t und e_t , der Gesamtnutzungsdauer n , sowie ein Kalkulationszinssatz i benötigt.

¹⁶ Aus mathematischer Perspektive ermittelt die Methode des internen Zinssatzes Nullstellen. Sobald eine Konstellation vorliegt, bei der mehrere Nullstellen auftreten können, sind mehrere interne Zinssätze möglich.

Der Kalkulationszinssatz repräsentiert die geforderte Mindestrentabilität seitens des Investors.

$$NPV = a_o + \sum_{t=1}^n \frac{e_t - a_t}{(1+i)^t} \quad (25)$$

Um den Kapitalwert der BESS-Investition zu ermitteln, wird Gl. (25) auf die BESS-Größen bezogen. Die allgemeinen Größen werden durch BESS-spezifische Größen gemäß Gl. (26) ersetzt.

$$NPV = K_{Invest} + \sum_{t=1}^{T_{EoL}} \frac{E_{Laufend-t} - K_{Laufend-t}}{(1+i)^t} \quad (26)$$

Die Investitionskosten K_{Invest} , sowie die laufenden Kosten bzw. Einnahmen über ein Jahr $K_{Laufend-t}$ und $E_{Laufend-t}$ ersetzen die monetären Größen. Die Lebensdauer des BESS T_{EoL} wird an Stelle der Gesamtnutzungsdauer verwendet. Der Kalkulationszinssatz i beinhaltet die Rentabilität einer Photovoltaik-Anlage.

6.2 Bestimmung der Annahmen

Geht man von einer konstanten Verzinsung der Photovoltaik-Anlage aus, hängt der Kapitalwert der BESS-Investition von der Lebensdauer, den Investitionskosten und den laufenden Kosten bzw. Erlösen in den Nutzungsjahren ab. Die Best-Case-Wirtschaftlichkeit wird ermittelt, indem der Kapitalwert unter positiven Annahmen bezüglich dieser Größen berechnet wird. Analog dazu wird die Worst-Case-Wirtschaftlichkeit anhand des Kapitalwerts unter negativer Annahmen bestimmt. Das Ziel dieses Absatzes ist es fundierte Best- und Worst-Case-Annahmen zu treffen.

Für dieses Vorhaben müssen Lebensdauer, Kosten und Erlöse präzisiert werden. Dies geschieht in den ersten beiden Unterabschnitten. Es werden Einflussgrößen auf die Lebensdauer vorgestellt und die Bestandteile der monetären Größen aufgezeigt. Im dritten Unterabschnitt werden einheitliche Annahmen getroffen, die sowohl bei der Best-Case-Wirtschaftlichkeit als auch bei der Worst-Case-Wirtschaftlichkeit herangezogen werden. Die einheitlichen Annahmen beinhalten alle Größen, bei denen es nicht zielführend ist, Best-bzw. Worst-Case-Situationen zu eröffnen.

Die Einschätzung als „nicht zielführend“ basiert entweder darauf, dass es zu komplex ist belastbare Aussagen zu treffen, oder darauf, dass unterschiedliche Annahmen keinen Mehrwert im Sinne der Aufgabenstellung bieten.

Der vierte Unterabschnitt ermittelt Best- und Worst-Case-Annahmen für Größen, bei denen es sich als zielführend erweist.

6.2.1 Systemlebensdauer bei der Erbringung von Primärregelleistung

Generelle Systemlebensdauer eines BESS bei der FCR-Erbringung

Die Lebensdauer des BESS wird durch die Lebensdauer der Lithium-Ionen-Zellen festgelegt. Es wird angenommen, dass die weiteren Komponenten der Leistungsebene (Wechselrichter, Transformator, Peripherie) in jedem Fall eine höhere Lebensdauer aufweisen als das Speichersystem. Das Lebensende ist erreicht, wenn die Lithium-Ionen-Zellen über 80% ihrer Nennkapazität verfügen und damit ihr End of Life-Kriterium erfüllen. Das BESS wurde in Kapitel 5.2.1 so ausgelegt, dass ab diesem Zeitpunkt eine Verletzung der PQ-Bedingungen vorliegt. Somit ist es ab 20% Kapazitätsverlust nicht mehr möglich am internationalen FCR-Markt Erträge zu erwirtschaften.

Bei der FCR-Erbringung werden die Lithium-Ionen-Zellen weitgehend schonend betrieben. Wesentliche Einflussgrößen der zyklischen und kalendarischen Alterung liegen im vorteilhaften Bereich. Die geringe Leistungsbelastung auf Grund der meist niedrigen Frequenzabweichungen führt zur einer geringen Zyklentiefe und Hitzeentwicklung. [6, S.9] Der meist niedrige SoC wirkt sich positiv auf die kalendarische Lebensdauer aus. Die kalendarische Alterung scheint einen höheren Einfluss auf die Lebensdauer auszuüben als die zyklische Alterung. Dies konnten Stroe u. a. Feldmessungen und Simulationen entnehmen, die für ein BESS im dänischen FCR-Markt durchgeführt wurden [28, S.20]. Naumann konnte in [29] dieses Verhalten ebenfalls feststellen[29, S.109]. In [8, S. 19] wurde diese Aussage auf Grund einer mangelnden Verringerung der Lebensdauer bei erhöhter zyklischer Belastung ebenfalls in den Raum gestellt.

Einflussgrößen auf die Systemlebensdauer und mögliche Entwicklungen

Die Alterung hängt davon ab, welcher Zelltyp verwendet wird. Von den Zelltypen, welche die Batterieentwicklung in den letzten Jahren hervorgebracht hat, eignet sich die Lithium-Eisen-Phosphat-Zelle sehr gut für stationäre Anwendungen. Sie weist eine hohe zyklische und kalendarische Lebensdauer auf. [4, S.9] [1, S.24]

Experten gehen daher davon aus, dass der Anteil dieser Zelle am Markt „stationäre Speicher“ steigen wird. Momentan dominiert die Nickel-Mangan-Kobald-Zelle noch weite Teile des Marktes Speichermarktes. [1, S.24] [30] Diese Zellen werden häufig in der Automobilindustrie verwendet. Sie unterliegen daher einem hohen Preisverfall, was sie auch für stationäre Anwendungen attraktiv macht. Die zyklische und kalendarische Lebensdauer fällt bei diesen Zellen generell schlechter aus als bei Lithium-Eisen-Phosphat-Zellen. [1, S.24] [4, S.9]

Das BESS weist eine geringe Kapazität im Vergleich zu Systemen mit gleicher FCR-Leistung auf, die in anderen Arbeiten entwickelt wurden. [6, S. 12] [8, S. 16] Hesse u. a haben in [6] einen Zusammenhang zwischen BESS-Auslegung und zyklischer Alterung identifiziert: Je geringer die Kapazität im Verhältnis zur FCR-Leistung ist, desto höher die zyklische Alterung. [6, S. 17] Von daher könnte es sein, dass die zyklische Alterung in dieser Arbeit eine wichtigere Rolle einnimmt als es generell bei der FCR-Erbringung der Fall ist. Der geringe durchschnittliche Ziel-SoC von 44% bei Betriebsbeginn könnte dazu führen, dass sich die kalendarische Lebensdauer erhöht.

6.2.2 Kosten und Erlösbestandteile

Erlöse über eine Nutzungsperiode

Das BESS kann nur mit der FCR-Erbringung und mit dem Verkauf von Arbeitsvolumen am Intraday-Markt Erlöse erwirtschaften. Der Gesamterlös setzt sich somit aus dem FCR-Erlös und dem Intraday-Erlös zusammen.

Investitionskosten

Wie in Kapitel 2.3 bereits erläutert wurde, bestehen die Investitionskosten für ein BESS aus Speicher- und Leistungskosten. Die Speicherkosten enthalten alle Kostenbestandteile, um eine gewisse Nennkapazität auf Leistungsebene zu erreichen, das BMS auf Kontrollebene ist ebenfalls mit inbegriffen. Die Leistungskosten umfassen sämtliche Kosten, um die Nennleistung bereitzustellen und das System mit dem Netz zu koppeln.

Betriebskosten über eine Nutzungsperiode

Die Betriebskosten über eine Nutzungsperiode setzen sich aus mehreren Kostenbestandteilen zusammen. Das BESS kauft Arbeitsvolumen am Intraday-Markt, um Fahrplananpassungen durchzuführen. Die dadurch entstehenden Kosten werden als Intraday-Kosten bezeichnet.

Ein BESS ist ein komplexes technisches System, das regelmäßig gewartet werden muss. Es sind dementsprechend Wartungskosten einzubeziehen. Um die relevanten Datenpunkte aus Kapitel 4.2 zu erfassen, muss eine Messstelle betrieben werden. Eine müssen daher Messkosten bezahlt werden.

Die Abgabekosten bilden den letzte Betriebskostenbestandteil, der in dieser Arbeit einbezogen wird. Sie bestehen aus einer Reihe von Einzelabgaben. Speichersysteme nehmen aus rechtlicher Perspektive eine Doppelrolle im Versorgungssystem ein. Sie werden als Erzeuger und als Verbraucher behandelt und werden daher mit den jeweiligen Einzelabgaben belastet. [31, S7-11] Die Abgabekosten werden in EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelte (Arbeits- und Leistungspreis) und Nebennetzentgelte (Offshore-Netz-Umlage, KWKG-Umlage, AbLaV-Umlage, StromNEV-Umlage, Konzessionsabgabe) unterteilt [32]. BESS die FCR erbringen und am Strommarkt teilnehmen, haben eine Sonderstellung inne, was die Entrichtung der Einzelabgaben betrifft. Um zu ermitteln welche Einzelabgaben erhoben werden, sind Intraday-Handel und FCR-Erbringung separat zu betrachten.

Das Arbeitsvolumen, welches am Intraday-Handel vermarktet wird, ist auf Grundlage von §118 Abs. 6 EnWG und §5 Abs. 4 StromStG vollständig befreit von Netzentgelten und Stromsteuer. Die Nebennetzentgelte fallen in voller Höhe für das in das Netz eingespeiste Arbeitsvolumen an. Für das aus dem Netz entnommene Arbeitsvolumen muss AbLaV-Umlage, StromNEV-Umlage, und Konzessionsabgabe gezahlt werden. Die EEG-Umlage ist nur für das eingespeiste Arbeitsvolumen zu zahlen. Die Hintergründe dieser komplexen Abgabenkonstellation werden in [32] in Kurzform und in [33, S. 19] ausführlicher erläutert.

Diese Arbeit nimmt an, dass die FCR-Erbringung frei von allen Einzelabgaben ist. Dr. Valentin, Partner der auf das Energierecht spezialisierten Kanzlei „von Bredow Valentin Herz“, hat auf Nachfrage bestätigt, dass diese Annahme auf die EEG-Umlage zutrifft (Anhang 11). Er bezieht sich dabei auf §61I EnWG.

Die Aussage von Dr. Valentin lässt sich auch auf Offshore-Netz-Umlage und KWKG-Umlage übertragen: Der Gesetzgeber verweist in §27b KWKG und in § 17f Abs. 5 S. 2 EnWG explizit darauf, dass die KWKG-Umlage bzw. Offshore-Netz-Umlage genauso zu bestimmen sind, wie die EEG-Umlage [33, S. 12].

Dementsprechend trifft die obige Annahme auch auf KWKG-Umlage bzw. Offshore-Netz-Umlage zu. Des Weiteren kann [33, S. 15] entnommen werden, dass die Annahme auch für die Netzentgelte und die Stromsteuer gilt. Was AbLaV-Umlage, StromNEV-Umlage und Konzessionsabgabe betrifft, konnte keine belastbare Aussage gefunden werden. Der Einfachheit halber wurde die Annahme auch auf diese Einzelabgaben übertragen.

6.2.3 Einheitliche Annahmen

Erlöse über ein Nutzungsjahr

In dieser Arbeit werden FCR-Erlöse und Intraday-Erlöse als einheitliche Größen angesehen. Die FCR-Erlöse hängen von der Entwicklung des Leistungspreises am internationalen FCR-Markt ab. Seit dem Jahr 2015 ist ein Fall des Leistungspreises zu verzeichnen. Figgener u. a. haben die Entwicklung des durchschnittlichen Leistungspreises in [2] ab diesem Zeitpunkt bis in Jahr 2019 erfasst. 2015 lag der durchschnittliche Leistungspreis pro Woche bei $E_{FCR-Woche} = 3500 \frac{\text{€}}{\text{Woche}}$. Bis zum Jahr 2019 sankt er auf $E_{FCR-Woche} = 1500 \frac{\text{€}}{\text{Woche}}$ [2, S.3]. Im Jahr 2017 definierten Fleer u.a in [34] unterschiedliche Preispfade, welche verschiedene Preisentwicklungen für die folgenden Jahre beinhalten. Einer dieser Preispfade prognostiziert, dass $E_{FCR-Woche}$ bei $E_{FCR-Woche} = 1500 \frac{\text{€}}{\text{Woche}}$ stagnieren wird. [34, S. 151] Die ÜNB veröffentlichen auf der Plattform „Regelleistung.net“ alle Daten, die benötigt werden, um den Preis pro Woche für das Jahr 2020 zu berechnen. Der durchschnittliche Leistungspreis pro Jahr wird ermittelt, indem zuerst der durchschnittliche Preis pro Zeitscheibe¹⁷ auf eine Woche und anschließend auf ein Jahr hochgerechnet wird. Es lässt sich ein durchschnittlicher Leistungspreis von $E_{FCR-Woche} = 1500 \frac{\text{€}}{\text{Woche}}$ bestimmen. Dieser Wert liegt auf dem erläuterten Preispfad. Dieser Arbeit nimmt daher an, dass der Preispfad auch zukünftig gilt. Hochgerechnet auf ein Nutzungsjahr ergibt sich demnach ein FCR-Erlös von $E_{FCR} = 78.000 \frac{\text{€}}{\text{Jahr}}$. Der Intraday-Erlös, welcher den zweiten Erlösbestandteil bildet, muss anhand des verkauften Arbeitsvolumens am Intraday-Markt bestimmt werden.

¹⁷ Eine Zeitscheibe umfasst gemäß Kapitel 3.2 einen Zeitraum von vier Stunden.

Diese Arbeit schätzt diesen Wert ab, indem sie das Arbeitsvolumen, welches am Spotmarkt während des Funktionsnachweises verkauft wurde, ermittelt. Im Rahmen des Funktionsnachweises für die optimale Systemvariante wurde die Entladeleistung durch Fahrplananpassungen in sekundlicher Auflösung erfasst. Aus diesen Werten lässt sich das sekundliche Arbeitsvolumen A_{sek} ermitteln. So führt eine Ladeleistung von $P_{Fahr} = 328,2 \text{ KW}$ beispielsweise zu einem sekundlichen Arbeitsvolumen von $A_{sek} = 328,2 \text{ KWs}$. Die sekundlichen Arbeitsvolumina werden gem. Gl. (27) aufsummiert, um den Wirkungsgrad η_{BESS} bereinigt und auf ein Jahr hochgerechnet, um das veräußerte Arbeitsvolumen $A_{Verkauf}$ zu erfassen.

$$A_{Verkauf} = \frac{12}{3600 * 1000} \sum_{t=0s}^{t=2.678.400s} \eta_{BESS} * A_{sek} = 61,2 \text{ MWh} \quad (A_{sek} > 0) \quad (27)$$

Der Wirkungsgrad wird saldiert, weil bei den Handelsvorgängen am Spot-Markt das verkaufte Arbeitsvolumen maßgebend ist. Um den Intraday-Erlös abschätzen zu können, wird neben $A_{Verkauf}$ auch ein Preis pro MWh benötigt. Die „Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft“ analysiert regelmäßig die Preisentwicklungen am Intraday-Markt. Für das Jahr 2019 wurde ein mittlerer Preis von $P_{Intraday} = 37,80 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ ¹⁸ ermittelt [35]. Diese Wert für die weitere Kalkulation übernommen. Auf Grund der Corona-Pandemie bilden der mittlere Preis aus dem Jahr 2020 keine gute Referenz, da er wegen des eingeschränkten Industriebetriebs in den Lockdowns wesentlich geringer ausfällt. [35] Mit $A_{Verkauf} = 61,2 \text{ MWh}$ und $P_{Intraday} = 37,80 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ kann der Intraday-Erlös bestimmt werden. Er beträgt $E_{Intraday} = 2313,36 \frac{\text{€}}{\text{Jahr}}$.

Da der Intraday-Erlös im Verhältnis zum FCR-Erlös wesentlich geringer ausfällt, nimmt diese Arbeit an, dass Veränderungen dieses Wertes kaum Einfluss auf den Gesamterlös haben. Deshalb wird auch der Intraday-Erlös als konstante Größe angesehen.

Investitionskosten-Speicherkosten

Die Speicherkosten werden in dieser Arbeit als einheitliche Größe angesehen. Das Unternehmen „TesVolt“ ist ein deutscher Hersteller und Entwickler von BESS.

¹⁸ $P_{Intraday} = 37,80 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ entspricht dem Grundlastpreis und ist damit relativ niedrig angesetzt.

Auf Anfrage dieser Arbeit bezifferte TesVolt die Speicherkosten eines BESS mit $E_{Nenn} = 1000 \text{ kWh}$ auf $K_{Speicher} = 498.850 \text{ €}$ (Anhang 12)

Diese Arbeit geht davon, dass eine solche konkrete Herstellerangabe belastbarer ist als Annahmen, die in wissenschaftlichen Arbeiten getroffen wurden, welche bereits ein paar Jahre zurückliegen. Die Speicherkosten betragen somit $K_{Speicher} = 498.850 \text{ €}$. Für die Leistungskosten liegen keine solchen Angaben aus der betrieblichen Praxis vor, deshalb werden diesbezüglich Best- und Worst-Case-Annahmen getroffen.

Betriebskosten pro Jahr exklusive Wartungskosten

Bis auf die Wartungskosten werden alle Bestandteile der Betriebskosten als konstante Größen betrachtet. Eine adäquate Abschätzung zukünftiger Entwicklungen dieser Größen erfordert es, alle Kostenbestandteile zu untersuchen. Ein solches Vorhaben referenziert gesetzliche, wirtschaftliche und technische Ebenen und ist zu komplex für diese Arbeit. Von daher ist die Annahme konstanter Betriebskosten eine reine Vereinfachung. Die Intraday-Kosten $K_{Intraday}$ werden analog zu den Intraday-Erlösen ermittelt. Es wird das gekaufte Arbeitsvolumen A_{Kauf} gem. Gl. (28) bestimmt.

$$A_{Kauf} = \left| \frac{12}{60 * 60} \sum_{t=0}^{t=2.678.400s} \frac{A_{sek}}{\eta_{BESS}} \right| = 131,4 \text{ MWh} \quad (A_{sek} < 0) \quad (28)$$

A_{Kauf} wird mit dem mittleren Preis des Jahres 2019 $P_{Intraday} = 37,80 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ multipliziert, somit betragen die Intraday-Kosten $K_{Intraday} = 4966,92 \frac{\text{€}}{\text{Jahr}}$.

Für die Bestimmung der Messstellenkosten wurden der Tarif der „WEMAG Netz GmbH“ für eine Lastgangmessung auf Mittelspannungsebene herangezogen. Es sind demnach Messkosten in Höhe von $K_{Mess} = 858,96 \frac{\text{€}}{\text{Jahr}}$ zu erbringen. [36]

Als letzter Bestandteil der laufenden Kosten, sind die Abgabenkosten K_{Abgabe} zu ermitteln. Alle relevanten Einzelabgaben sind in Tab. 4 dargestellt. Die relevanten Arbeitsvolumen (gekauft und verkauftes Arbeitsvolumen) wurden bereits im Rahmen der anderen Kostenbestandteilen errechnet und können somit übernommen werden. Die Abgabenkosten K_{Abgabe} betragen gemäß Tab. 4 $K_{Abgabe} = 6399,41 \frac{\text{€}}{\text{Jahr}}$.

Kalkulationszinssatz

Die Rentabilität, welche sich das betreuende Unternehmen von einer PV-Anlage erwartet, beträgt mindestens 7 %. Der Kalkulationszinssatz wird daher auf $i = 7\%$ festgelegt.

Position	relevante Arbeitsvolumen	Spezifische Umlagen bzw. Abgaben ¹⁹	Kosten pro Jahr
EEG-Umlage	$A_{Verkauf}$	6,5 ct/kWh	3.978,00 €/Jahr
Offshore-Netz-Umlage	$A_{Verkauf}$	0,395 ct/kWh	241,74 €/Jahr
KWKG-Umlage	$A_{Verkauf}$	0,254 ct/kWh	155,45 €/Jahr
AbLaV-Umlage	$A_{Verkauf}, A_{Kauf}$	0,009 ct/kWh	17,33 €/Jahr
StromNEV-Umlage	$A_{Verkauf}, A_{Kauf}$	0,432 ct/kWh	832,03 €/Jahr
Konzessionsabgabe	$A_{Verkauf}, A_{Kauf}$	0,61 ct/kWh	1.174,86 €/Jahr
Abgabekosten			6399,41 €/Jahr

Tab. 4: Abgabekosten-Einzelabgaben und Gesamtkosten

6.2.4 Best- und Worst-Case-Annahmen

Lebensdauer

Die Lebensdauer des BESS kann unterschiedlich ausfallen, je nachdem welche Zellen verwendet werden und wie sich die Betriebsstrategie auf die Lebensdauer auswirkt. Es wird daher als zielführend angesehen, Best- und Worst-Case-Annahmen zu definieren.

Im Best-Case wird davon ausgegangen, dass Lithium-Eisen-Phosphat-Zellen mit hoher zyklischer und kalendarischer Lebensdauer verwendet werden. Des Weiteren wirkt sich das hohe Verhältnis aus Leistung und Kapazität in diesem Szenario nicht auf die zyklische Lebensdauer aus. Es wird darüber hinaus angenommen, dass die Energiemanagementstrategie Wirkung zeigt und die kalendarische Alterung auf Grund des reduzierten Ziel-SoC gering ausfällt. In Summe führen diese Annahmen dazu, dass im Best-Case eine schwache Batteriealterung eintritt.

¹⁹ Die spezifischen Umlagen bzw. Abgaben wurden [37] entnommen und beziehen sich auf das Jahr 2021. Für die Konzessionsabgabe wird der Schwachlasttarif gem. §2 KAV Abs.2 von 61 ct/ kWh angenommen.

Die Lebensdauer im Best-Case $T_{EOL-Best}$ wird in Anlehnung an [6, S. 17] daher auf $T_{EOL-Best} = 20 J$ festgelegt. Im Worst-Case wird keine Zelle verwendet, die besonders positive Alterungseigenschaften aufweist.

Es tritt außerdem eine erhöhte zyklische Alterung auf Grund des hohen Leistungs-Kapazitäts-Verhältnisses ein. Die eigentlich geringe zyklische Alterung bei der FCR-Erbringung fällt somit stärker ins Gewicht. Außerdem zeigt der niedrige Ziel-SoC der Energiemanagementstrategie nicht die erhoffte Wirkung, sodass keine verlängerte kalendari-sche Lebensdauer erreicht werden kann. In Summe führen diese negativen Annahmen dazu, dass eine mittlere Batterialterung im Sinne von [6, S. 17] eintritt. Die Lebensdauer im Worst-Case-beträgt demnach $T_{Worst} = 10 J$.

Leistungskosten

Weil keine aktuellen Leistungskosten aus der betrieblichen Praxis vorliegen, sieht diese Arbeit es als zielführend an Worst- und Best-Case-Annahmen in Bezug auf die Leistungskosten zu formulieren.

Es lassen sich spezifische Leistungskosten definieren, welche die Kosten pro kW Nennleistung angeben. Stenzel u. a. schätzen im Jahr 2016 spezifische Leistungskosten in Höhe von 180 -210 €/kW für das Jahr 2021. [8, S. 17] Nach Aussage von Dr. Stenzel sind die Angaben auch heute noch aktuell, sodass sie in dieser Arbeit genutzt werden können. (Anhang 13) Dies führt bei einer Nennleistung von $P_{Nenn} = 1423 kW$ zu einem Leistungspreis im Bereich $256.140 € \leq K_{Leistung} \leq 298.830 €$. Diese Arbeit nimmt an, dass die Leistungskosten im Best-Case am unteren Ende dieses Bereiches liegen. Sie betragen somit $K_{Leistung-Best} = 256.140 €$. Im Worst-Case liegen die Leistungskosten an der oberen Grenze. Es ergeben sich Leistungskosten in Höhe von $K_{Leistung-Worst} = 298.830 €$.

Wartungskosten

Die Wartungskosten werden nur deshalb in Worst- und Best-Case-Wartungskosten unterteilt, weil sie in Anlehnung an [8, S. 19] pauschal mit 2% der Investitionskosten beziffert werden. Da sich die Investitionskosten aus konstanten Speicherkosten und Best- bzw. Worst-Case-Leistungskosten zusammensetzen, ergeben sich auch unterschiedliche Wartungskosten. Die Best-Case-Wartungskosten betragen $K_{Wartung-Best} = 15.099,80 \frac{€}{Jahr}$.

Die Worst-Case-Wartungskosten betragen $K_{Wartung-worst} = 15.953,60 \frac{\text{€}}{\text{Jahr}}$ beziffert.

6.3 Ermittlung der Kapitalwerte

Mit Kapitel 6.2 wurden alle Annahmen festgelegt, die benötigt werden, um den Best- und den Worst-Case-Kapitalwert zu berechnen. Es sind lediglich die einheitlichen Annahmen mit den Best- bzw. Worst-Case-Annahmen zu verbinden, um die jeweiligen Kapitalwerte zu ermitteln.

6.3.1 Best-Case-Kapitalwert

Der Best-Case-Kapitalwert beruht auf den Best-Case-Annahmen und den einheitlichen Annahmen bezüglich der ermittelten Größen. All diese Annahmen sind für eine bessere Übersicht in Tab. 5 enthalten. In Kapitel 6.2 wurden alle Bestandteile der Investitionskosten und laufenden Zahlungsströme einzeln untersucht. Die Einzelbestandteile werden in Tab. 5 aufsummiert und damit zu den Investitionskosten, den laufenden Kosten und den laufenden Einnahmen zusammengefügt.

Speicherkosten	K_{Speicher}	498.850 €
Leistungskosten-Best-Case	$K_{\text{Leistung-Best}}$	25.140,00 €
Investitionskosten-Best-Case	$K_{\text{Invest-Best}}$	754.990,00 €
<hr/>		
Intraday-Kosten	K_{Intraday}	4.966,92 €/Jahr
Wartungskosten-Best-Case	$K_{\text{Wartung-Best}}$	15.099,80 €/Jahr
Messstellenkosten	K_{Mess}	858,96 €/Jahr
Abgabekosten	K_{Abgabe}	6399,41 €/Jahr
Laufende Kosten-Best-Case	$K_{\text{Laufend-Best}}$	27.325,09 €/Jahr
<hr/>		
FCR-Einnahmen	E_{FCR}	78.000,00 €/Jahr
Intraday-Einnahmen	E_{Intraday}	2.313,36 €/Jahr
Laufende Einnahmen	E_{Laufend}	80.313,36 €/Jahr
<hr/>		
Lebensdauer-Best-Case	$T_{\text{EoL-Best}}$	20 J
<hr/>		
Kalkulationszinssatz	i	7%

Tab. 5: Annahmen für den Best-Case-Kapitalwert

Da alle Bestandteile der der laufenden Kosten bzw. Einnahmen einen konstanten Betrag aufweisen, ist der Zahlungsstrom jeder Periode identisch. Es ist nicht nötig unterschiedliche Zahlungsströme zu ermitteln, was die Berechnung des Kapitalwertes zusätzlich vereinfacht.

Die Best-Case-Investitionskosten $K_{Invest-Best}$, die laufenden Kosten im Best-Case $K_{Laufend-Best}$, die laufenden Einnahmen $E_{Laufend}$ und die Best-Case-Lebensdauer $T_{EoL-Best}$, sowie der Kalkulationszinssatz i werden in Gl (29) eingesetzt, um den Kapitalwert im Best-Case NPV_{Best} zu ermitteln.

$$NPV_{Best} = K_{Invest-Best} + \sum_{t=1}^{T_{EoL-Best}} \frac{E_{Laufend} - K_{Laufend-Best}}{(1+i)^t} \quad (29)$$

$$= -193.631,55 \text{ €}$$

Das Ergebnis $NPV_{Best} = -193.631,55 \text{ €}$ zeigt, dass der Best-Case-Kapitalwert im negativen Bereich liegt. In Bezug auf das Ziel des Kapitels bzw. das zweite Teilziel dieser Arbeit lässt sich somit klar festhalten, dass das BESS selbst unter günstigsten Annahmen keinen Gewinn gegenüber einer PV-Anlage mit gleichen Investitionskosten erzielen kann.

6.3.2 Worst-Case-Kapitalwert

Der Worst-Case-Kapitalwert wird vollständig analog zum Best-Case-Kapitalwert bestimmt, mit dem Unterschied, dass die Worst-Case-Annahmen an Stelle der Best-Case-Annahmen verwendet werden. Alle relevanten Bestandteile sind erneut in einer Tabelle (Tab. 6) erfasst und aggregiert.

Speicherkosten	$K_{Speicher}$	498.850 €
Leistungskosten-Worst-Case	$K_{Leistung-Worst}$	298.830,00 €
Investitionskosten-Worst-Case	$K_{Invest-Worst}$	797.680,00 €
Intraday-Kosten	$K_{Intraday}$	4.966,92 €/Jahr
Wartungskosten-Worst-Case	$K_{Wartung-Worst}$	15.953,60 €/Jahr
Messstellenkosten	K_{Mess}	858,96 €/Jahr
Abgabenkosten	K_{Abgabe}	6399,41 €/Jahr
Laufende Kosten-Worst-Case	$K_{Laufend-Worst}$	28.178,89 €/Jahr
FCR-Einnahmen	E_{FCR}	78.000,00 €/Jahr
Intraday-Einnahmen	$E_{Intraday}$	2.313,36 €/Jahr
Laufende Einnahmen	$E_{Laufend}$	80.313,36 €/Jahr
Lebensdauer-Worst-Case	$T_{EoL-Worst}$	10 J
Kalkulationszinssatz	i	7%

Tab. 6: Annahmen für den Worst-Case-Kapitalwert

Der Worst-Case-Kapitalwert NPV_{Worst} wird analog zum Best-Case-Kapitalwert mit den entsprechenden Größen bestimmt. NPV_{Worst} beträgt demnach $-431.509,33$ €.

$$\begin{aligned}
 NPV_{Worst} &= K_{Invest-Worst} + \sum_{t=1}^{T_{EoL-Worst}} \frac{E_{Laufend} - K_{Laufend-Worst}}{(1+i)^t} \quad (30) \\
 &= -431.509,33 \text{ €}
 \end{aligned}$$

Es ist zu erkennen, dass der Worst-Case-Kapitalwert $-237.877,77$ € unter dem Best-Case-Kapitalwert liegt. Im Worst-Case weist das BESS somit einen um 122% geringeren Kapitalwert auf. In Bezug auf das Ziel des Kapitels bzw. das zweite Teilziel dieser Arbeit lässt sich somit festhalten, dass der negative Kapitalwert des Best-Case noch stark nach unten fallen kann, wenn der Worst-Case eintritt.

7 Schlussbetrachtung

Fazit

Die Aufgabenstellung dieser Bachelorarbeit war es zu ermitteln, ob die FCR-Erbringung mittels BESS unter den heutigen Rahmenbedingungen ein gewinnbringendes Unterfangen darstellen kann. Es war ein beispielhaftes BESS mit 1 MW FCR-Leistung auszulegen und dessen Wirtschaftlichkeit zu ermitteln. Darauf bezugnehmend hatte sich diese Arbeit das Ziel gesetzt, die Rentabilität eines BESS mit 1 MW FCR-Leistung abzuschätzen. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden zwei Zwischenziele definiert.

Das erste Zwischenziel war es das beispielhafte BESS zu dimensionieren. Diese Arbeit strebte hierbei an, eine möglichst wirtschaftliche Anlagenauslegung zu identifizieren. Nennleistung und Nennkapazität stellen die Hauptkostentreiber dar und sollten daher minimiert werden.

In Kapitel 5 wurde eine BESS-Variante ermittelt, die eine Nennkapazität von $E_{Nenn} = 1000 \text{ kWh}$ und eine Nennleistung von $P_{Nenn} = 1423 \text{ kW}$ aufweist. Das System nutzt die Energiemanagementstrategie „Passive Totbandnutzung“. Es hat den Funktionstest bestanden, somit entspricht es den Anforderungen der PQ-Bedingungen. Bei der Systemauslegung wurden Wirkungsgradverluste und Batteriealterung auf Kontroll- und Leistungsebene berücksichtigt, demzufolge wurden wichtige Praxisgrößen einbezogen. Indem die Leistungsebene entsprechend der Mindestanforderungen ausgelegt wurde und mehrere Energiemanagementstrategien Anwendungen fanden, hat diese Arbeit wesentliche Optimierungsmöglichkeiten hinsichtlich der minimalen Kapazität und Leistung ausgeschöpft.

Da eine zulässige Systemvariante vorliegt, die auslegungsrelevante Größen berücksichtigt und kostenoptimiert ausgelegt ist, lässt sich schlussfolgern, dass das erste Zwischenziel erfolgreich umgesetzt werden konnte. Der Anspruch eine möglichst wirtschaftliche Auslegung zu identifizieren, konnte ebenfalls eingehalten werden.

Das zweite Zwischenziel war es die Rentabilität der Beispielanlage anhand eines Szenari Rahmens abzubilden, der aus einem Best- und einem Worst-Case-Szenario besteht. Diese Arbeit hat die Kapitalwertmethode unter einheitlichen Annahmen in Verbindung mit Best- bzw. Worst-Case-Annahmen angewandt.

Die Investition „BESS“ wurde mittels des gewählten Zinssatzes der Investition „Photovoltaik-Anlage“ gegenübergestellt. Mit einem Best-Case-Kapitalwert von $NPV_{Best} = -193.631,55 \text{ €}$ und einem Worst-Case-Kapitalwert von $NPV_{Worst} = -431.509,33 \text{ €}$ ist ein BESS eine Investition, welche in jedem Fall hohe Verluste im Vergleich zu einer Photovoltaik generiert. Diese Erkenntnis muss jedoch klar im Kontext der getroffenen Annahmen betrachtet werden.

Die wichtigste einheitliche Annahme ist, dass gleichbleibende Erlöse auf dem Niveau der letzten 2 Jahre unterstellt wurden, somit wurde ein potenzieller Anstieg, bzw. Abfall der Erlöse nicht berücksichtigt. Da in der Aufgabenstellung explizit verlangt wurde, die heutigen Marktbedingungen als Vergleichsgröße anzusetzen und der internationale FCR-Markt in den letzten 2 Jahren konstant niedrige Erlöse hervorbrachte, ist diese Annahme zielführend gewesen. Unterschiedliche Annahmen bezüglich der Lebensdauer stellen das wesentliche Unterscheidungskriterium von Best- und Worst-Case dar. Diese Arbeit hat mit einem Lebensdauerunterschied von zehn Jahren ein breites Spektrum an Möglichkeiten abgedeckt. Dieses Vorgehensweise war notwendig, weil nicht klar ist, wie sich die Auslegung der Anlage auf die Lebensdauer auswirkt. In Summe kann somit festgehalten werden, dass diese Arbeit aktuelle Marktbedingungen berücksichtigt hat und die unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich eines Themengebiets trifft, indem eine hohe Ergebnisoffenheit herrscht.

Auf Grund der benannten Punkte ist davon auszugehen, dass diese Arbeit die Rentabilität der Anlage zielführend erfasst hat. Das zweite Teilziel konnte somit erfolgreich umgesetzt werden.

Da beide Teilziele erfüllt wurden, kann diese Arbeit im Folgenden die Rentabilität des BESS einschätzen, das Potenzial des Geschäftsfeldes „FCR-Erbringung mit BESS“ erfassen und somit die übergeordnete Zielstellung beantworten:

Selbst ein wirtschaftlich ausgelegtes BESS mit langer Nutzungsdauer stellt unter den aktuellen Marktbedingungen keine rentable Investition für die JM-ProjektInvest-GmbH dar. In der Einleitung wurden niedrigere Kosten und eine verringerte Mindestkapazität als Faktoren angeführt, welche den Business-Case attraktiver machen. Diese positiven Einflüsse werden jedoch durch geringe Erlöse am FCR-Markt, hohe Betriebskosten und relativ hohe Abgabekosten aufgehoben.

Auf Grund der Tatsache, dass diese negativen Einflussgrößen größtenteils marktseitiger bzw. regulatorischer Natur sind, kann die Wirtschaftlichkeit durch Systemoptimierung nur geringfügig gesteigert werden.

Diese Arbeit kommt daher zu dem Schluss, dass „FCR-Erbringung mit BESS“ kein rentabler Business-Case für die JM-ProjektInvest-GmbH ist, demzufolge bietet das Geschäftsfeld kein Potenzial, solange sich die markt- und regulatorisch bedingten Einflüsse nicht zum Positiven verändern. Bezugnehmend auf die Aufgabenstellung kommt dieser Arbeit daher zu dem Fazit, dass FCR-Erbringung mit BESS zum jetzigen Zeitpunkt kein gewinnbringendes Geschäftsfeld darstellt.

Ausblick

Wie im Fazit beschrieben wurde, hängt die Attraktivität des Geschäftsfeldes von den Marktbedingungen ab, deshalb empfiehlt diese Arbeit künftige Marktbedingungen im Auge zu halten. Mit den Ergebnissen dieser Arbeit ist bekannt, welche Anforderungen ein BESS einhalten muss, um FCR zu erbringen. Eine erneute Wirtschaftlichkeitsprüfung unter veränderten Marktbedingungen ist somit problemlos möglich.

Falls sich im Rahmen einer solchen Prüfung ergibt, dass FCR-Erbringung ein rentables Unterfangen darstellen kann, wären insbesondere die in dieser Arbeit vernachlässigten Anforderungen an die Informationstechnik zu prüfen.

Prinzipiell sind auch Heimspeicher in der Lage an der FCR-Erbringung teilzunehmen, wenn sie in einem virtuellen Kraftwerk agieren. Auch dieser Sonderfall der FCR-Erbringung könnte untersucht werden.

Da diese Arbeit unter anderem mit der Motivation verfasst wurde Geschäftsfelder für BESS zu erschließen, könnten auch weitere Netzdienstleistungen abseits der FCR-Erbringung untersucht werden. Ein solches Geschäftsfeld wäre zum Beispiel die Erbringung von Sekundärregelleistung.

Quellenverzeichnis

- [1] B. Tepe, N. Collath, H. Hesse, und M. Rosenthal, „Stationäre Batteriespeicher in Deutschland: Aktuelle Entwicklungen und Trends in 2021“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 71, Nr. 3, S. 23–27, 2021.
- [2] J. Figgenger u. a., „The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020“, *J. Energy Storage*, Bd. 33, Nr. October 2020, 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.101982.
- [3] H. C. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic, und A. Jossen, „Lithium-ion battery storage for the grid - A review of stationary battery storage system design tailored for applications in modern power grids“, *Energies*, Bd. 10, Nr. 12, 2017, doi: 10.3390/en10122107.
- [4] B. M. T. Lawder u. a., „System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications“, *Proc. IEEE*, Bd. 102, Nr. 6, S. 1–17, 2014, doi: 10.1109/JPROC.2014.2317451.
- [5] E. Rahimzei, K. Sann, und M. Dr. Vogel, „Kompendium : Li-Ionen-Batterien“. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., Frankfurt am Main, 2015, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dke.de/resource/blob/933404/3d80f2d93602ef58c6e28ade9be093cf/kompendium-li-ionen-batterien-data.pdf>.
- [6] A. Zeh, M. Müller, M. Naumann, H. C. Hesse, A. Jossen, und R. Witzmann, „Fundamentals of using battery energy storage systems to provide primary control reserves in germany“, *Batteries*, Bd. 2, Nr. 3, S. 1–21, 2016, doi: 10.3390/batteries2030029.
- [7] T. Kaschub, „Batteriespeicher in Haushalten“, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017.
- [8] J. Fleer, S. Zurmühlen, J. Badedda, P. Stenzel, J. F. Hake, und D. U. Sauer, „Model-based Economic Assessment of Stationary Battery Systems Providing Primary Control Reserve“, *Energy Procedia*, Bd. 99, Nr. March, S. 11–24, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.10.093.
- [9] H. C. Hesse, R. Martins, P. Musilek, M. Naumann, C. N. Truong, und A. Jossen, „Economic optimization of component sizing for residential battery storage






- systems“, *Energies*, Bd. 10, Nr. 7, 2017, doi: 10.3390/en10070835.
- [10] Consentec GmbH, „Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland“, 2020.
- [11] ENTSO-E, *Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe Annex 1: Policy on Load-Frequency Control and Reserves*. ENTSO-E, 2019.
- [12] D. Mende, H. Becker, W. Schitteck, D. S. Stock, und L. Hoffmann, „Modell zur Analyse des Frequenzverhaltens ausgedehnter Übertragungssysteme“, in *15. Symposium Energieinnovation, 14. bis 16. Februar 2018*, 2018, Nr. April, doi: 10.3217/978-3-85125-586-7.
- [13] B. Heinrich, P. Linke, und M. Glöckler, *Grundlagen zur Automatisierung*. Wiesbaden: Springer Vieweg, Wiesbaden, 2020.
- [14] H. Zimmer, „Regeldynamik konventioneller Kraftwerke im Kontext veränderter Erzeugungsstrukturen“, Technische Universität Darmstadt, 2017.
- [15] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*. Karlsruhe: Springer-Verlag GmbH Deutschland, 2020.
- [16] K. F. Schäfer, *Netzberechnungen*, Bd. 1. Wuppertal: Springer Vieweg, Wiesbaden, 2020.
- [17] ENTSO-E, „Frequency Containment Reserves (FCR)“.
https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/ (zugegriffen Mai 24, 2021).
- [18] T. B. G. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, „Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter in Deutschland“, *Präqualifikationsverfahren*. 2020.
- [19] Regelleistung.net, „Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Regelleistung“, 2020, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl/it>.
- [20] T. B. 50 hertz, Amprion, Tennet, „Anforderung für geschlossene Benutzergruppen zur Erbringung von Regelreserve“. 2018.
- [21] G. Rancilio *u. a.*, „Modeling a large-scale battery energy storage system for power grid application analysis“, *Energies*, Bd. 12, Nr. 17, 2019, doi: 10.3390/en12173312.
- [22] T. Thien, H. Axelsen, M. Merten, H. Axelsen, S. Zurmühlen, und M. Leuthold,

- „Planning of Grid-Scale Battery Energy Storage Systems: Lessons Learned from a 5 MW Hybrid Battery Storage Project in Germany“, *Battcon - Int. Station. Batter. Conf. 2015*, Nr. 03, S. 10, 2015.
- [23] EPEX, „EPEX Spot Operational Rules“, Nr. March. S. 1–48, 2021.
- [24] G. Angenendt, S. Zurmühlen, F. Jesse, H. Axelsen, und D. Uwe, „Einfluss der zusätzlichen Nutzung von PV-Batteriespeichern zur Regelenenergiebereitstellung auf die Batteriealterung“, 2018, Nr. August.
- [25] R. Guserl und H. Pernsteiner, *Finanzmanagement*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015.
- [26] „Kapitalwert“, 2018. <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/kapitalwert-39806>.
- [27] T. Schuster und L. Rüdts von Collenberg, *Investitionsrechnung: Kapitalwert, Zinsfuß, Annuität, Amortisation, Studienwissen kompakt*. Springer Gabler, Berlin, Heidelberg.
- [28] P. C. K. D. Stroe, M. Swierczynski, A. Stroe, R. Teodorescu, R. Laerke, „2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)“, 2015, S. 14–21, doi: 10.1109/ECCE.2015.7309663.
- [29] M. Naumann, „Techno-economic evaluation of stationary battery energy storage systems with special consideration of aging“, Technische Universität München, 2018.
- [30] Wood Mackenzie, „LFP to overtake NMC as dominant stationary storage chemistry by 2030“, 2020. <https://www.woodmac.com/press-releases/lfp-to-overtake-nmc-as-dominant-stationary-storage-chemistry-by-2030/>.
- [31] Bundesnetzagentur, „Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt“. Bonn, 2021, [Online]. Verfügbar unter: moz-extension://fe76a3ce-2096-4ab3-a33c-832a4e45a51a/enhanced-reader.html?openApp&pdf=https%3A%2F%2Fwww.bundesnetzagentur.de%2FSharedDocs%2FDownloads%2FDE%2FSachgebiete%2FEnergie%2FUnternehmen_Institutionen%2FERneuerbareEnergien%2FSpeicherpapier.pdf%3F__b.
- [32] „Zahlungspflichten für staatlich induzierte und regulierte Strompreisbestandteile“, 2021. <http://strompreisbestandteile.de> (zugegriffen Juni 06, 2021).

- [33] M. Böhme, S. Pignon, und C. Desjardins, „Stromspeichersysteme : Rechtliche Rahmenbedingungen und Entwicklungen September 2019“, Nr. September, S. 1–17, 2019, [Online]. Verfügbar unter: <https://energie-fr-de.eu/de/systeme-maerkte/nachrichten/leser/externes-hintergrundpapier-stromspeichersysteme-rechtliche-rahmenbedingungen-und-entwicklungen.html>.
- [34] P. Ferrão, J. Fournier, und O. Le Corre, „Price development and bidding strategies for battery and energy Cooling storage systems on the primary control reserve market Assessing the feasibility of using the heat demand-outdoor temperature function for a district heat d“, *Energy Procedia*, Bd. 135, S. 143–157, 2017, [Online]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.497>.
- [35] „Deutsche Strompreise an der Börse EPEX Spot in 2020“. <https://www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaftliche-analysen-system-und-energiemaerkte/strommarkt/1040-deutsche-strompreise-an-der-boerse-epex-spot-in-2020> (zugegriffen Juni 06, 2021).
- [36] „Preisblatt WEMAG Netz GmbH 2020“. https://www.wemag-netz.de/export/sites/netz/zentrale_dokumente/Preisblatt_NNE_2020_191213.pdf (zugegriffen Juni 04, 2021).
- [37] „NETZTRANSPARENZ.DE“. <https://www.netztransparenz.de> (zugegriffen Juni 04, 2021).

Anhang

Von Hartmut.Bauer@50hertz.com
Betreff AW: Nachfrage bezgl. der zeitlichen Verzögerung bei der Erbringung von FCR
An Paul1.Schulz@stud.h2.de

Dateien	image001.png	29.9k	  
	image002.png	191.5k	 

Hallo Herr Schulz,

ich habe Ihre Skizze mal um eine vierte Version erweitert.

Dargestellt ist die Möglichkeit, dass innerhalb des sogenannten Totbandes (Unempfindlichkeitsbereich) die Erbringung jeden beliebigen Wert innerhalb des Bereiches annehmen darf. Die Erbringung ist hierbei aber immer nur in „Netzdienlicher Richtung“ zulässig.

Hier noch ein Grafik, wie es dann bei einer Batterie, die gerade etwas nachgeladen werden soll, in der Realität aussieht.

Schöne Grüße aus Berlin

Hartmut Bauer

Regelleistung

Energiewirtschaft

T +49305150 2634

M +4916091749909



50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2 • 10557 Berlin



[50hertz.com](https://www.50hertz.com)



Anhang 1: E-Mail-Verkehr mit Übertragungsnetzbetreiber „50Hertz“

Kürzel	Szenario	Beschreibung	Leistungsrichtung
A	$\Delta f > 200 \text{ mHz}$	Die Frequenzabweichung liegt oberhalb von 200 mHz.	Ladevorgang
B	$\Delta f < -200 \text{ mHz}$	Die Frequenzabweichung liegt unterhalb von -200 mHz.	Entladevorgang
C	$ \Delta f_{Tot} < \Delta f \leq 200 \text{ mHz}$	Die Frequenzabweichung liegt außerhalb des positiven Totbandes und unterhalb von 200 mHz	Ladevorgang
D	$-200 \text{ mHz} \leq \Delta f < - \Delta f_{Tot} $	Die Frequenzabweichung liegt außerhalb des negativen Totbandes und oberhalb von -200 mHz	Entladevorgang
E	$0 < \Delta f \leq \Delta f_{Tot} \cap SoC \geq SoC_{Ziel}$	Die Frequenzabweichung liegt im positiven Totband und der SoC liegt über bzw. auf dem Zielwert.	Ladevorgang
F	$0 < \Delta f \leq \Delta f_{Tot} \cap SoC < SoC_{Ziel}$	Die Frequenzabweichung liegt im positiven Totband und der SoC liegt unter dem Zielwert.	Ladevorgang
G	$- \Delta f_{Tot} \leq \Delta f < 0 \cap SoC \leq SoC_{Ziel}$	Die Frequenzabweichung liegt im negativen Totband und der SoC liegt unterhalb oder auf dem Zielwert.	Entladevorgang
H	$- \Delta f_{Tot} \leq \Delta f < 0 \cap SoC > SoC_{Ziel}$	Die Frequenzabweichung liegt im negativen Totband und der SoC liegt oberhalb des Zielwertes.	Entladevorgang

Anhang 2: Szenariorahmen Totbandnutzung

Kürzel	Szenario	Beschreibung
A	$P_{FCR}(\Delta f) > 0 \cap SoC \leq SoC_{Ziel}$	Die FCR-Leistung ist größer als null und der SoC liegt unter oder auf dem Zielwert.
B	$P_{FCR}(\Delta f) > 0 \cap SoC > SoC_{Ziel}$	Die FCR-Leistung ist größer als null und der SoC liegt über dem Zielwert.
C	$P_{FCR}(\Delta f) \leq 0 \cap SoC \geq SoC_{Ziel}$	Die FCR-Leistung ist kleiner-gleich null und der SoC liegt über oder auf dem Zielwert.
D	$-P_{FCR}(\Delta f) \leq 0 \cap SoC < SoC_{Ziel}$	Die FCR-Leistung ist kleiner-gleich null und der SoC liegt unter dem Zielwert.

Anhang 3: Szenariorahmen Übererfüllung

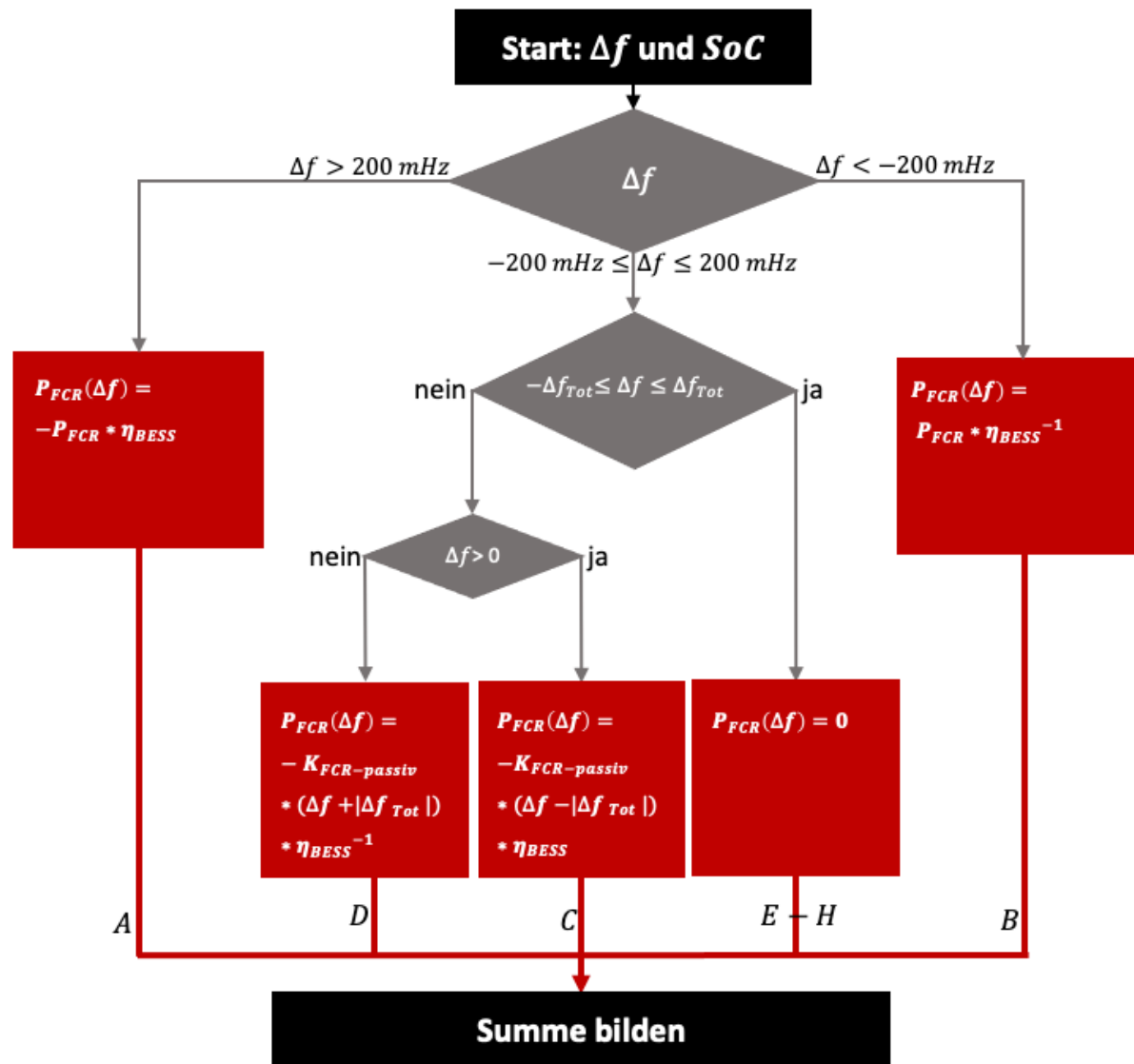
Kürzel	Szenario	Beschreibung
A	$SoC_{t=7,5} > SoC_{Trigger-u}$	Der SoC lag zum Entscheidungszeitpunkt oberhalb des oberen Triggers.
B	$SoC_{Trigger-u} \leq SoC_{t=7,5} \leq SoC_{Trigger-o}$	Der SoC lag zum Entscheidungszeitpunkt zwischen den Triggern.
C	$SoC_{t=7,5} < SoC_{Trigger-o}$	Der SoC lag zum Entscheidungszeitpunkt unterhalb des unteren Triggers.

Anhang 4: Szenariorahmen Fahrplananpassung

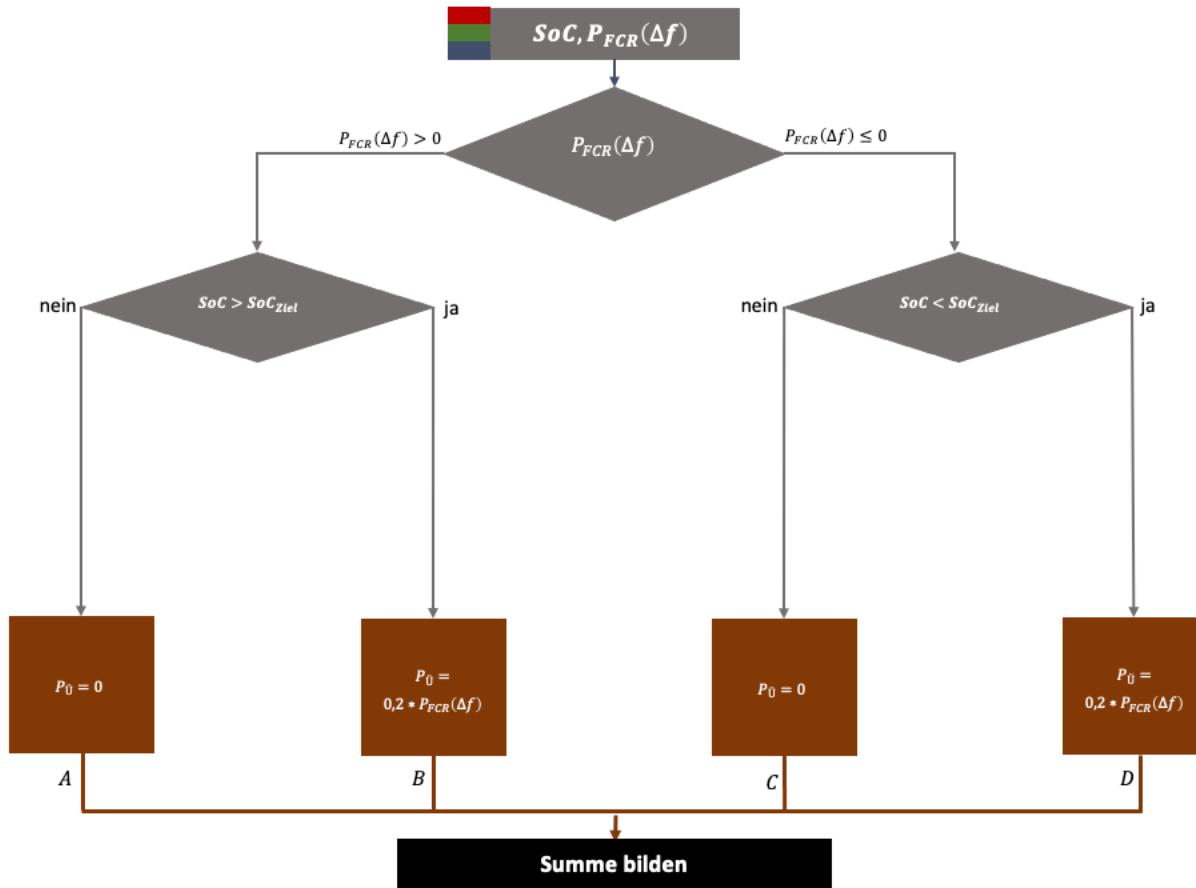
Datum und Zeit,f[Hz],Zeitfenster-Fahrplananpassung[s],Frequenzabweichung[Hz]

2019-01-01 00:00:00,50.031,900.0
2019-01-01 00:00:01,50.031,899.0
2019-01-01 00:00:02,50.029,898.0
2019-01-01 00:00:03,50.027,897.0
2019-01-01 00:00:04,50.024,896.0
2019-01-01 00:00:05,50.022,895.0
2019-01-01 00:00:06,50.021,894.0
2019-01-01 00:00:07,50.02,893.0
2019-01-01 00:00:08,50.018,892.0
2019-01-01 00:00:09,50.017,891.0
2019-01-01 00:00:10,50.016,890.0
2019-01-01 00:00:11,50.015,889.0

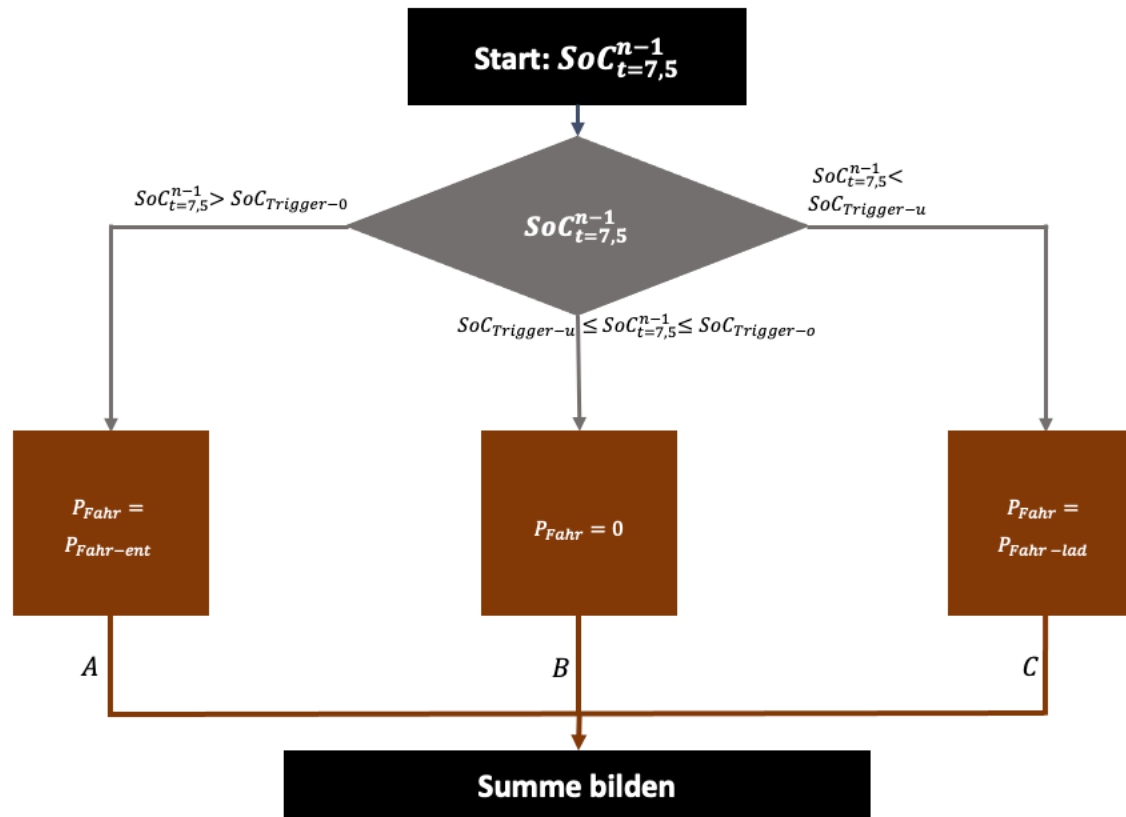
Anhang 5: Auszug aus den aufbereiteten Daten



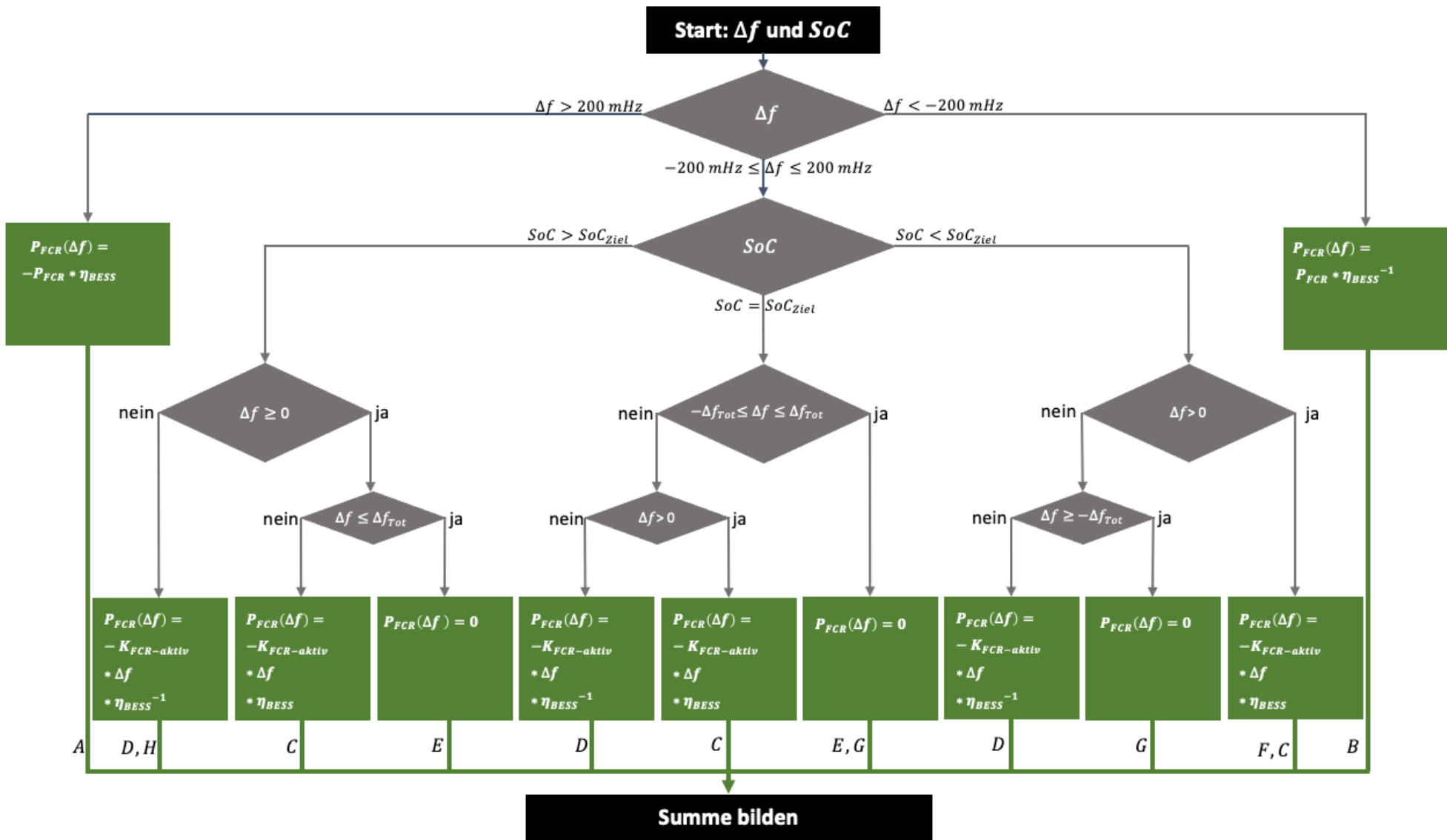
Anhang 6: Programmablaufplan passive Totbandnutzung



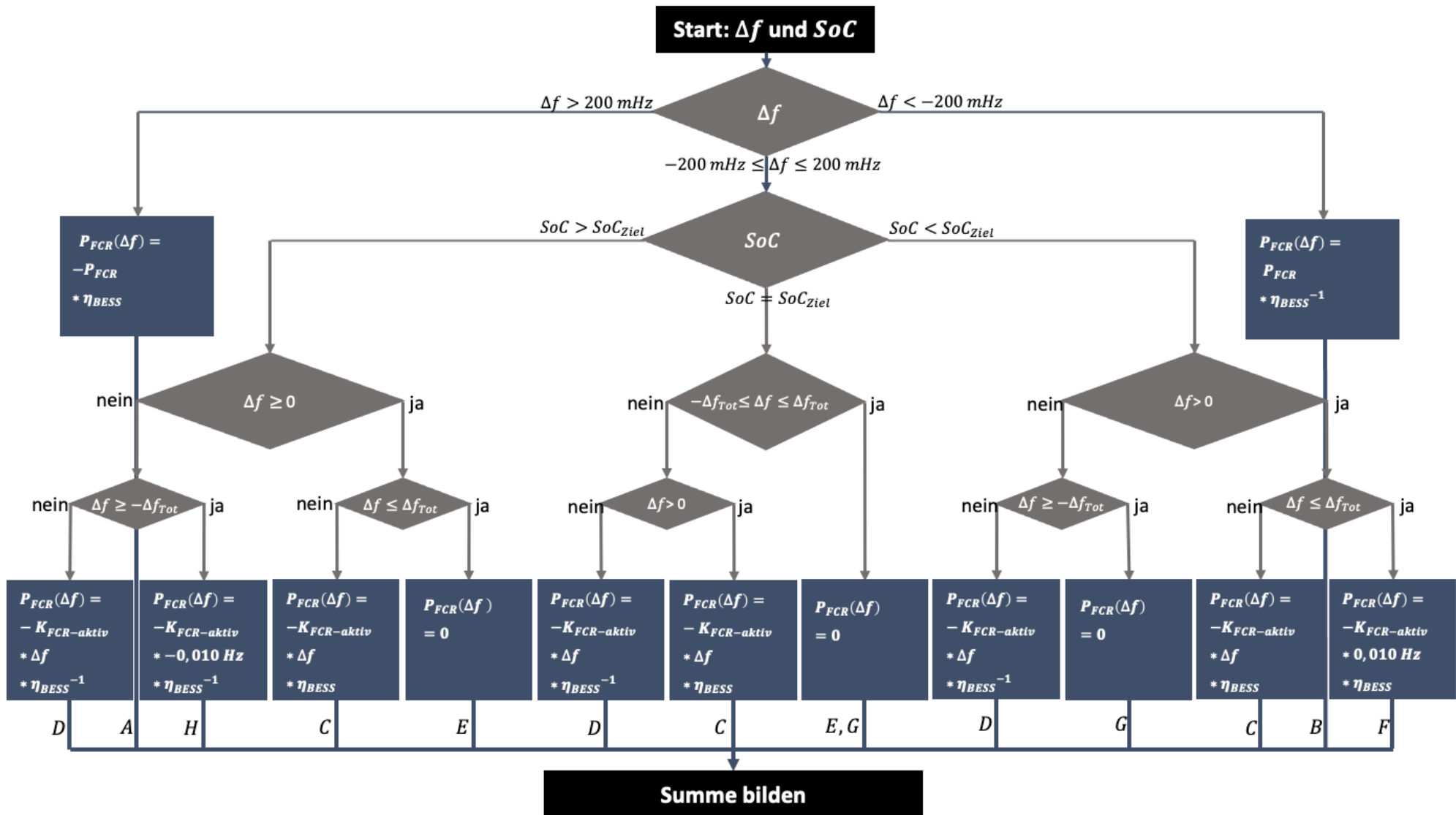
Anhang 7: Programmanlaufplan Übererfüllung



Anhang 8: Programmanlaufplan Fahrplananpassung



Anhang 9: Programmablaufplan aktive Totbandnutzung



Anhang 10: Programmablaufplan maximale Totbandnutzung

Von Dr. Florian Valentin <Valentin@vbvh.de>
Betreff AW: Fragestellung im Rahmen einer Abschlussarbeit bezüglich der EEG-Umlage bei stationären Energiespeichern
An 'Paul Schulz Hochschule Magdeburg-Stendal' <Paul1.Schulz@stud.h2.de>
Kopie Dr. Bettina Hennig <Hennig@vbvh.de>

Lieber Herr Schulz,

gerne kann ich Ihre Frage kurz beantworten:

Der Betreiber eines Batteriespeichers, der ausschließlich PRL erbringt und keine anderen Zwecke verfolgt, kann sich der EEG-Umlage durch die Saldierung gemäß § 611 EEG vollständig entledigen: In Bezug auf den in das Netz eingespeisten Strom wird die Zahlung der (vollen) EEG-Umlage vermutet. Damit wird dann die auf den eingespeicherten Strom grundsätzlich anfallende EEG-Umlage "wegsaldiert". Speicherverluste sind ebenfalls befreit. Dementsprechend fällt dann im Ergebnis gar keine EEG-Umlage an.

Bei solchen Speichern funktioniert das - anders als bei Multi-Use-Speichern - in der Regel auch in der Praxis ohne größere Schwierigkeiten.

Mit besten Grüßen
Florian Valentin

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Florian Valentin
Rechtsanwalt | Partner

von Bredow Valentin Herz
Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB
Littenstraße 105
10179 Berlin
T: +49 30 8092482-20
F: +49 30 8092482-30
www.vbvh.de
[www.twitter.com/EE Recht](https://www.twitter.com/EE_Recht)
www.vbvh.de/newsletter

Anhang 11: E-Mail-Verkehr mit der Kanzlei „von Bredow Valentin Herz“

Sven Huntemann | TESVOLT GmbH

AW: Deine Anfrage - Informationen zu TESVOLT - Lithium-Batteriespeicher für Industrie und Gewerbe
An: Paul Schulz

Hallo Paul,

ab 1,3 MWh kommt auch schon unser TPS-E zum Einsatz – folgende UVP Preise haben die Container:

Artikel	SOLL-Kapazität	IST-Kapazität	TESVOLT Systeme	Einheit	UVP*
TPS-E 20ft 1040kWh	1000,0 kWh	1040,0 kWh	20ft HC Container; 130 Batteriemodule, Klimasystem, Branddetektion	Stk.	498.849,51 €
TPS-E 20ft 1560kWh	1500,0 kWh	1560,0 kWh	20ft HC Container; 195 Batteriemodule, Klimasystem, Branddetektion	Stk.	721.255,38 €

Diese Preise beinhalten nicht die Wechselrichter von SMA – diese müsstest Du Dir am Markt besorgen.
Beispielsweise empfehlen wir die SCS: <https://files.sma.de/downloads/SCS1900-2900-DS-de-15.pdf>
Oder die MVPS mit eingebautem Trafo: <https://files.sma.de/downloads/MVPS2200-3000-DDE1844-V41web.pdf>

Als Indikation hier das TPS flex System inkl. den STPS Wechselrichtern von SMA mit dem UVP Preis:

Artikel	SOLL-Kapazität	IST-Kapazität	TESVOLT Systeme	Einheit	UVP*
TPS flex 40 ft_600 kW_720 kWh	103053	720,0 kWh	600 kW 1x Vorverdrahteter 40 ft. ISO-Container inkl. Klimaanlage, Unterverteilung und Installationsrack 10x Batteriesystem TS HV 70 10x SMA-STPS 60 System inkl. SMA Inverter Manager und Janitza Netzanalysator + Data Manager M set	Stk	524.126,86 €

Ich wünsche Dir schöne Ostertage.

Für Fragen stehe ich Ihnen gern unter +49 (0) 160 / 91596242 zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen | With best regards

Sven Huntemann
Area Manager – Mitte/Ost

Phone: +49 (0) 3491 8797 310
Mobil: +49 (0) 160 / 91596242
E-Mail: sven.huntemann@tesvolt.com

Anhang 12: E-Mail-Verkehr mit dem BESS-Hersteller „Tevolt“

Von Stenzel, Peter <p.stenzel@fz-juelich.de>
Betreff AW: Auskunft im Rahmen einer Abschlussarbeit
An Paul Schulz Hochschule Magdeburg-Stendal <Paul1.Schulz@stud.h2.de>

Datum 26.05.21

Hallo Herr Schulz,

das müsste immer noch grob passen. Schauen sie mal u.a. hier: op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/e65c072a-f389-11e8-9982-01aa75ed71a1/language-en
Dort finden sich auch noch hilfreiche Daten.

Viele Grüße,

Peter Stenzel.

-----Ursprüngliche Nachricht-----

Von: Paul Schulz Hochschule Magdeburg-Stendal <Paul1.Schulz@stud.h2.de>
Gesendet: Mittwoch, 26. Mai 2021 13:50
An: Stenzel, Peter <p.stenzel@fz-juelich.de>
Betreff: Auskunft im Rahmen einer Abschlussarbeit

Sehr geehrter Herr Dr. Stenzel,

mein Name ist Paul Schulz, ich studiere Elektrotechnik an der Hochschule Magdeburg-Stendal und verfasse momentan meiner Abschlussarbeit.

Thema der Arbeit ist die Erbringung von Primärregelleistung durch stationäre Lithium-Ionen-Batteriespeichersysteme.

Bei der Literaturrecherche zu meiner Thematik habe ich einige Veröffentlichungen gefunden, deren (Mit-)Verfasser Sie sind.

Aus diesem Grund wende ich mich mit der folgenden Frage an Sie und hoffe sehr, dass Sie mir weiterhelfen können:

Im Paper "Model-based economic assessment of stationary battery systems providing primary control reserve" aus dem Jahr 2016 wurde auf S. 17 ein spezifischer Energie- bzw. Leistungspreis von 450 €/kWh bzw. 200 €/KW für LI-BESS für das Jahr 2020 genannt.

Wissen Sie, ob diese Zahlen noch heute noch belastbar sind, oder gibt es inzwischen andere spezifische Energie- bzw. Leistungspreise ?

Mit freundlichen Grüßen und danke im Voraus!

Paul Schulz

Anhang 13: E-Mail-Verkehr mit der Dr. Stenzel