



Technische Universität München
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

Entwicklung eines stochastischen dynamischen Optimierungsmodells für Batteriespeichersysteme zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Dipl.-Ing. Johannes Wilhelm Fleer

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender

Prof. Dr.-Ing. Ulf Schlichtmann

Prüfende der Dissertation

Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher

Prof. Dr. rer. nat. Dirk Witthaut

Die Dissertation wurde am 02.03.2021 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 18.07.2022 angenommen.

Abstract

In recent years the number of stationary battery energy storage systems (BESS) providing frequency containment reserve (FCR) in the German control area has risen sharply. This thesis aims at investigating operation strategies for BESS providing FCR under consideration of the associated uncertainties. For this purpose, an optimisation model based on Markov Decision Processes (MDP) and dynamic programming has been developed. The model takes into account battery degradation and electricity price forecasts for spot markets required to purchase balancing energy. Transition probabilities used in the MDP model and electricity price forecasts are determined based on statistical analyses of historical timeseries. A simulation model has been developed to assess the impact of the operation strategies on BESS operation.

Results include optimal operation strategies and state-of-charge trajectories based on real-world data. The model results show that BESS can reliably provide FCR without restrictions on minimum supply time if a suitable operation strategy is applied. Finding a fitting distribution function to map the occurring energy flows through the BESS and the uncertainties involved is key to determine suitable strategies. Assuming heavy-tailed distributions leads to strategies which enable unobstructed BESS operation even at storage ratios as low as 0.3 MWh/MW. However, simulation results suggest that battery aging accelerates with decreasing storage ratios. From a technical point of view, BESS seem well-suited to provide FCR, but with FCR prices at an all-time low, uncertainties regarding the economic feasibility of BESS providing FCR prevail at the moment.

Zusammenfassung

In den vergangenen Jahren hat die Anzahl der stationären Batteriespeichersysteme zur Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL) stark zugenommen. Diese Arbeit zielt darauf ab, Betriebsstrategien für Batteriespeichersysteme zur Bereitstellung von PRL unter Berücksichtigung der damit verbundenen Unsicherheiten zu untersuchen. Dazu wird ein Modell basierend auf Markov-Entscheidungsprozessen und dynamischer Optimierung entwickelt, das zusätzlich Alterungseffekte der Batterie und Prognosen der Preise für Ausgleichsenergie mit einbezieht. Übergangswahrscheinlichkeiten, die im Optimierungsmodell erforderlich sind, und Strompreisprognosen werden durch statistische Analysen historischer Zeitreihen bestimmt. Ein Simulationsmodell wurde entwickelt, um die Auswirkungen der Betriebsstrategien auf die Batteriebetrieb zu untersuchen.

Die Ergebnisse beinhalten optimale Betriebsstrategien und Ladestandsverläufe basierend auf Simulationen mit Realdaten. Die Modellergebnisse zeigen, dass Batteriespeichersysteme mit einer geeigneten Betriebsstrategie zuverlässig PRL bereitstellen können, ohne dass Mindestzeiträume für den Vollabruf erforderlich sind. Die Annahme einer passenden Verteilungsfunktion zur Abbildung des Energieaustausches zwischen Speicher und Netz und der damit verbundenen Unsicherheiten ist essentiell, um geeignete Strategien zu bestimmen. Die Annahme von Verteilungen mit schweren Rändern führt zu Strategien, die einen störungsfreien Batteriebetrieb selbst bei geringen Speicherverhältnissen bis zu 0,3 MWh/MW gewährleisten. Die Simulationsergebnisse legen jedoch nahe, dass geringere Speicherverhältnisse zu einer beschleunigten Alterung führen. Batteriespeichersysteme scheinen sich aus technischer Sicht zur Bereitstellung von PRL zu eignen. Aufgrund historisch niedriger PRL-Preise ist es momentan jedoch fraglich, ob die Bereitstellung von PRL durch Batteriespeichersysteme wirtschaftlich attraktiv ist.

Danksagung

Diese Arbeit entstand größtenteils während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) des Forschungszentrums Jülich (FZJ). Zuerst möchte ich den Institutsleitern Prof. Jürgen-Friedrich Hake und Dr. rer. pol. Wilhelm Kuckshinrichs für die Möglichkeit danken, diese Arbeit am IEK-STE durchführen zu dürfen. Herrn Kuckshinrichs danke ich insbesondere für seinen Einsatz dafür, Familie und Beruf miteinander vereinbar zu machen.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher für die Betreuung dieser Arbeit, die mir eingeräumte Freiheit bei der Auswahl und Bearbeitung des Themas und die zahlreichen Gespräche und Diskussionen darüber. Prof. Dr. rer. nat. Dirk Witthaut danke ich für das Interesse an meiner Arbeit und die Bereitschaft, sich als Zweitprüfer zur Verfügung zu stellen. Außerdem danke ich Prof. Dr.-Ing. Ulf Schlichtmann für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Ich danke allen ehemaligen Kolleg:innen am IEK-STE für die angenehme Arbeitatmosphäre, hilfreichen Rat, geteiltes Wissen und natürlich die vielen nicht-fachlichen Gespräche und Aktivitäten. Es war eine schöne Zeit mit euch. Insbesondere danke ich Dr.-Ing. Peter Stenzel für die fachliche Betreuung dieser Arbeit, insbesondere für den kritischen Blick auf alle Ergebnisse und die vielen Diskussionen, die diese Arbeit inhaltlich vorangebracht haben. Außerdem möchte ich Andrea Schumacher und Christian Anders für ihre Hilfe beim Programmieren der Modelle danken. Ein besonderer Dank geht an Philipp Klever für fachliche und moralische Unterstützung sowie das zielsichere Aufspüren grammatikalisch fragwürdiger Konstruktionen in der Schriftfassung.

Bei allen Mitarbeiter:innen am Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme (ENS) der TU München möchte ich mich dafür bedanken, dass ich auch in München stets willkommen war, für die interessanten und lehrreichen Diskussionen und die wertvollen Impulse für die Modellierung während meiner Aufenthalte am Lehrstuhl.

Besonderer Dank gilt meinen Eltern. Vielen Dank dafür, dass ihr es mir ermöglicht habt, zu studieren und zu promovieren, und dass ich immer auf eure Unterstützung zählen kann. Ein besonderer Dank gilt auch meinen Brüdern Josef und Wilhelm. Danke, dass ich mich auf eure tatkräftige Hilfe jederzeit verlassen kann.

Danke, Anni, für deine Unterstützung, dein Verständnis, deine Geduld, die ich beim Anfertigen dieser Arbeit des Öfteren strapaziert habe, und dass du für mich da bist.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
Danksagung	2
Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	8
1 Einleitung	9
1.1 Motivation	9
1.2 Ziel der Arbeit	11
1.3 Struktur der Arbeit	12
2 Stationäre netzgekoppelte Batteriesysteme und ihre Einsatzfelder	13
2.1 Funktionsprinzip elektrochemischer Energiespeicher	15
2.2 Batterietypen	18
2.3 Batteriealterung	25
2.4 Aufbau stationärer Batteriesysteme	28
2.5 Einsatzfelder für stationäre Stromspeichersysteme	30
2.6 Eignung der Einsatzfelder für den Einsatz stationärer Batteriespeichersysteme	33
3 Regelleistung – technische Grundlagen und regulatorische Rahmenbedingungen	39
3.1 Netzregelung im Verbundnetz	39
3.2 Bilanzgleichgewicht und Regelleistung	42
3.3 Der regulatorische Rahmen der Regelleistung	44
3.4 Der deutsche Regelleistungsmarkt	46
3.5 Technische Vorgaben für Erbringer von Primärregelleistung	47
3.6 Der Markt für Primärregelleistung in Deutschland	52
3.7 Stromhandel auf dem Spotmarkt	54
4 Entwicklung des Modellkonzepts	57
4.1 Problembeschreibung	57
4.2 Stand der Forschung	59
4.3 Wahl des geeigneten Modellierungsansatzes	68
5 Mathematische Grundlagen	71
5.1 Markov-Entscheidungsprozesse	71
5.2 Statistische Methoden	75

5.3	Wahrscheinlichkeitsverteilungen	81
6	Modellentwicklung und statistische Analysen	85
6.1	Datengrundlage	86
6.2	Modellierung des Speichereinsatzproblems als Markov-Entscheidungsprozess	87
6.3	Modellierung des Regelleistungsabrufs	88
6.4	Modellierung der Strompreise im kontinuierlichen Intradayhandel	97
6.5	Belohnungsfunktion und Alterungsmodell	101
6.6	Berechnung der optimalen Betriebsstrategie durch Wertiteration	104
6.7	Das Simulationsmodell	104
7	Modellergebnisse und Diskussion	109
7.1	Ergebnisse des Optimierungsmodells für das Basisszenario	110
7.2	Ergebnisse des Simulationsmodells für das Basisszenario	117
7.3	Berücksichtigung der Vorgaben der ÜNB	119
7.4	Untersuchung exemplarischer Tage	123
7.5	Vergleich der Strompreisprognosemodelle	128
7.6	Einfluss von Systemkosten und Batteriealterung	135
7.7	Einfluss der Strafkosten für eine Verletzung des Arbeitsbereichs	139
7.8	Batteriespeichersystem mit der kleinstmöglichen Kapazität	140
7.9	Wirtschaftlichkeitsanalyse	142
7.10	Eignung stationärer Batteriespeichersysteme für die PRL-Bereitstellung	152
8	Zusammenfassung und Ausblick	155
8.1	Zusammenfassung	155
8.2	Ausblick	158
A	Einsatzfelder für stationäre Speichersysteme	159
B	Symbolverzeichnis	167
C	Akronyme	173
D	Literaturverzeichnis	175

Abbildungsverzeichnis

2.1	Schematische Darstellung einer elektrochemischen Zelle (a) während eines Entladevorgangs und (b) während eines Ladevorgangs	16
2.2	Aufbau eines stationären Batteriesystems (schematisch)	29
3.1	Schema der Regelleistungsbereitstellung	44
3.2	Zulässiger Arbeitsbereich bei der Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL) mit begrenzten Energiespeichern unter Annahme eines Mindestzeitraums von 15 Minuten für einen Vollabruf	51
3.3	Zulässiger Arbeitsbereich bei der Bereitstellung von PRL mit begrenzten Energiespeichern unter Annahme eines Mindestzeitraums von 30 Minuten für einen Vollabruf	51
3.4	Jahresmittelwerte der Preise PRL-Auktionen, normiert auf 1 MW und eine Woche Bereitstellung	53
3.5	Mittelwerte der Preise und Grenzpreise (ab Juli 2019) in den wöchentlichen Auktionen für PRL in den Jahren 2017 bis 2019	54
3.6	Tagesmittelwerte der Preise im kontinuierlichen Viertelstundenhandel im Jahr 2017	55
3.7	Typischer Tagesverlauf des Durchschnittspreises und der Minimal- und Maximalpreise im kontinuierlichen Viertelstundenhandel	56
4.1	Symbolische Darstellung eines sequentiellen Entscheidungsproblems	59
5.1	Entscheidungszeitpunkte und Stufen	72
6.1	Skizze des Modellkonzepts	86
6.2	Schematische Darstellung der Frequenz-Leistungs-Regelung im Modell	89
6.3	Exemplarischer Ausschnitt aus der Zeitreihe der aggregierten Energiemengen (11.-25.01.2016)	90
6.4	Zeitreihe der aggregierten Energiemengen im Frequenzbereich	91
6.5	Mittelwerte der viertelstündlichen aggregierten Energiemengen für ein Batteriesystem zur Bereitstellung von 1 MW PRL	91
6.6	Histogramm der Residuen der viertelstündlichen aggregierten Energiemengen für ein Batteriesystem zur Bereitstellung von 1 MW PRL	93
6.7	P-P-Diagramm der Residuen mit Normalverteilung und t-Verteilung	94
6.8	P-P-Diagramm der Residuen mit Normalverteilung und α -stabiler Verteilung	95
6.9	Übergang von Zustand s_t zu Zustand s_{t+1}	96

6.10	Frequenzspektrum der Zeitreihe der volumengewichteten Durchschnittspreise im kontinuierlichen Intradayhandel	98
6.11	Wochenverlauf der gemittelten Viertelstunden-Intradaypreise	98
6.12	Typtage mit den gemittelten Viertelstunden-Intradaypreisen	99
6.13	Reale Werte (blau) und Prognosewerte (orange) der volumengewichteten Mittelwerte der Strompreise im kontinuierlichen Intradayhandel 2016	101
6.14	Wöhlerkurve der Batteriealterung für eine NCA-Zelle [107]	102
6.15	Modifizierte Wöhlerkurve der Batteriealterung	103
7.1	Ergebnisse der Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL unter Annahme einer Normalverteilung für die PRL-Energiemengen	111
7.2	Ergebnisse der Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL unter Annahme einer t-Verteilung für die PRL-Energiemengen	112
7.3	Ergebnisse der Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL unter Annahme einer α -stabilen Verteilung für die PRL-Energiemengen	113
7.4	Optimale Aktionen a_t^* für ein Batteriesystem mit einer Kapazität von 1 MWh und einer bezuschlagten Leistung von 1 MW bei einem Ladestand von 0,125 MWh unter Annahme einer t-Verteilung für die Residuen der PRL-Energiemengen im Tagesverlauf	114
7.5	Ergebnisse des Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL mit Strompreisprognosen für (a) Samstag und (b) Sonntage	116
7.6	Ergebnisse des Simulationsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL bei kontinuierlicher Simulation	118
7.7	Ergebnisse des Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1,5 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL unter Berücksichtigung des 30-Minuten-Kriteriums	121
7.8	Ergebnisse des Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1,5 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL unter Berücksichtigung des 15-Minuten-Kriteriums	122
7.9	Ergebnisse des Simulationsmodells unter Berücksichtigung des 30-Minuten-Kriteriums	123
7.10	Ergebnisse des Simulationsmodells unter Berücksichtigung des 15-Minuten-Kriteriums	124
7.11	Verlauf (a) der Netzfrequenz, (b) des Ladestands und (c) der Lade-/Entladeleistung durch Fahrplangeschäfte für ein Batteriespeichersystem mit einer bezuschlagten Leistung von 1 MW und einer Kapazität von 1 MWh an einem Beispieltag mit Unterfrequenz (10.01.2019)	125
7.12	Verlauf (a) der Netzfrequenz, (b) des Ladestands und (c) der Lade-/Entladeleistung durch Fahrplangeschäfte für ein Batteriespeichersystem mit einer bezuschlagten Leistung von 1 MW und einer Kapazität von 1 MWh an einem Beispieltag mit Überfrequenz (02.04.2018)	127

7.13	RMSE der Prognosemodelle für die einzelnen Tage 2017	128
7.14	Preise und Preisprognosen im kontinuierlichen Intradayhandel an unterschiedlichen Tagen	129
7.15	Ergebnisse des Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL unter Annahme einer t-Verteilung für die ausgetauschten Energiemengen mit Strompreisprognose durch das ARX-Modell für unterschiedliche Tage	132
7.16	Kosten für Ausgleichsenergie an den exemplarischen Tagen	135
7.17	Ergebnisse der Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit einer Kapazität von 1 MWh, einer bezuschlagten Leistung von 1 MW, Annahme einer t-Verteilung für die durch PRL-Bereitstellung ausgetauschten Energiemengen und angenommenen Systemkosten von 100 000 €	136
7.18	Ergebnisse der Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit einer Kapazität von 1 MWh, einer bezuschlagten Leistung von 1 MW, Annahme einer t-Verteilung für die durch PRL-Bereitstellung ausgetauschten Energiemengen und angenommenen Systemkosten von 0 €	137
7.19	Ergebnisse des Simulationsmodells für ein Batteriespeichersystem unter Annahme unterschiedlicher Systemkosten	138
7.20	Ergebnisse der Optimierungsmodells mit Strafkosten in Höhe von 50 €	140
7.21	Ergebnisse des Simulationsmodells für ein Batteriesystem mit einer Kapazität von 0,3 MWh und einer bezuschlagten Leistung von 1 MW	141
7.22	Amortisationszeiten von Batteriespeichersystemen unterschiedlicher Kapazität zur Bereitstellung von PRL mit einer bezuschlagten Leistung von 1 MW unter Annahme eines durchschnittlichen PRL-Preises von 1100 € pro Woche	145
7.23	Amortisationszeiten von Batteriespeichersystemen zur Bereitstellung von PRL mit einer Kapazität von 1 MWh und einer bezuschlagten Leistung von 1 MW unter Annahme unterschiedlicher PRL-Preise	149
7.24	Amortisationszeiten von Batteriespeichersystemen zur Bereitstellung von PRL mit einer Kapazität von 1 MWh und einer bezuschlagten Leistung von 1 MW unter Annahme unterschiedlicher Zinssätze	151

Tabellenverzeichnis

2.1	Zusammenfassung der Vor- und Nachteile der einzelnen Batterietechnologien . .	26
2.2	Übersicht über die Literatur zur Identifizierung der Einsatzfelder	31
2.3	Einsatzfelder für stationäre Stromspeicher	32
2.4	Eignungsanalyse der Einsatzfelder	35
3.1	Charakteristika der drei Regelleistungsarten	48
3.2	Schema der Auktionszeitpunkte für PRL	52
4.1	Übersicht über die Literatur zu unterschiedlichen Themenbereichen in der Batterie- modellierung	67
6.1	Übersicht über die im Modell genutzten Datensätze	87
6.2	Parameter der Verteilungsfunktionen für den Energieaustausch durch PRL-Bereit- stellung	93
6.3	Ergebnisse des Kolmogorov-Smirnov-Tests auf Anpassung der gewählten Vertei- lungen an die Grunddaten	94
7.1	Annahmen im Basisszenario	110
7.2	Simulationsergebnisse zur Alterung des Batteriespeichersystems im Basisszenario	117
7.3	Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsanalyse	144
7.4	Erwartete Lebensdauern der Batteriespeichersysteme	147

Kapitel 1

Einleitung

1.1 Motivation

Eine zuverlässige Versorgung mit elektrischem Strom wird in Deutschland und den meisten anderen europäischen Staaten als Selbstverständlichkeit aufgefasst. Tatsächlich jedoch ist die Stromversorgung in Europa ein komplexes System, dessen Funktionsfähigkeit erst durch das koordinierte Zusammenspiel vieler einzelner Komponenten möglich wird. Ein essentieller Teil dieser Infrastruktur ist das Stromnetz, welches Erzeugungsanlagen und Verbraucher miteinander verbindet. Das kontinentaleuropäische Verbundnetz erstreckt sich über 25 Staaten, zu denen auch Deutschland gehört. Die Aufgabe, den störungsfreien Betrieb des Stromnetzes zu gewährleisten, übernehmen innerhalb des Verbundnetzes die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), von denen jeder für einen Teil des Gesamtnetzes, seine sog. Regelzone, verantwortlich ist. Das Stromnetz zeichnet sich im Vergleich zu anderen Energietransportnetzen dadurch aus, dass es die elektrische Energie nicht in nennenswertem Umfang speichern kann. Die in das Netz eingespeiste Leistung muss daher jederzeit mit der aus dem Netz entnommenen Leistung übereinstimmen. Diese Leistungsbilanz auszugleichen, ist mit großen technischen Herausforderungen verbunden. Durch den Handel mit elektrischem Strom an dafür vorgesehenen Märkten wird sichergestellt, dass die Leistungsbilanz mittel- und langfristig zu möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten ausgeglichen ist. Aus diesem Handel resultiert der sog. Fahrplan für das Stromsystem. Darin wird festgehalten, welche Erzeugungseinheit in welchem Zeitraum wie viel Leistung einspeist. Dieser Fahrplan basiert auf Annahmen und Prognosen und ist aufgrund dessen mit Unsicherheiten bezüglich des Zutreffens dieser Annahmen und Prognosen behaftet. Kurzfristige Abweichungen von diesem Fahrplan, etwa durch Abweichungen der Last oder Erzeugung von der Prognose oder durch ungeplante Ausfälle von Erzeugungskapazität sind unvermeidlich und führen zu einer unausgeglichenen Leistungsbilanz. Um diese kurzfristigen Störungen ausgleichen zu können, schreiben die ÜNB sog. Regelleistung aus. Erbringer von Regelleistung müssen in der Lage sein, innerhalb einer kurzen Frist zusätzliche Leistung ins Netz einzuspeisen (positive Regelleistung) oder aus dem Netz zu entnehmen (negative Regelleistung), um die Abweichungen in der Leistungsbilanz zu begrenzen und letztendlich auszugleichen. Die Regelleistung ist entsprechend ihrer Reaktionszeit und ihrer Bereitstellungsdauer in drei Arten unterteilt. Die Regelleistungsart mit der kürzesten Reaktionszeit von maximal 30 Sekunden ist die Primärregelleistung (PRL), die auch als Fre-

quenzhaltungsreserve, engl. *Frequency Containment Reserve* (FCR), bezeichnet wird. Ihre Aufgabe besteht darin, auftretende Ungleichgewichte in der Leistungsbilanz zu verlangsamen und einen Zusammenbruch der Stromversorgung zu verhindern. Die Sekundärregelleistung (SRL) und die Minutenreserveleistung (MRL) werden eingesetzt, um das Gleichgewicht in der Leistungsbilanz wiederherzustellen und eingesetzte PRL wieder freizugeben.

In der Vergangenheit wurde Regelleistung üblicherweise von fossilen Großkraftwerken bereitgestellt. Durch die Erfordernis der Verringerung von Treibhausgasemissionen zur Begrenzung des anthropogenen Klimawandels und die Entscheidung, auf nukleare Stromerzeugung zu verzichten, wird das deutsche Stromversorgungssystem, welches durch zentrale fossil gefeuerte und nukleare Großkraftwerke geprägt war, derzeit umgebaut. Das Ziel dieses Umbaus ist ein System mit vollständig CO₂-neutraler Stromerzeugung bei gleichzeitigem Verzicht auf die Nutzung von Kernenergie. Dieser Umbau beinhaltet den Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis 2022 [30] und den Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038 [26]. Er führt dazu, dass zunehmend neue Technologien und Komponenten Teil der Stromversorgungsinfrastruktur werden. Dazu gehören auf der einen Seite erneuerbare Erzeugungsanlagen wie Windkraft-, Photovoltaik- und Biogasanlagen, auf der anderen Seite aber auch Speichertechnologien wie stationäre Batteriespeichersysteme, die auch als Großbatterien bezeichnet werden.

Der deutsche PRL-Markt hat sich als Eingangstor für Großbatterien in das deutsche Energiesystem erwiesen. Im Jahr 2013 hat das erste kommerzielle stationäre Batteriespeichersystem zur Bereitstellung von PRL im deutschen Netzregelverbund (NRV) seinen Betrieb aufgenommen. Seitdem ist die Zahl der Batteriespeichersysteme, die an der Bereitstellung von PRL teilnehmen, stark angestiegen. Im Jahr 2019 waren 385 MW von Batteriespeichersystemen bereitgestellte PRL für die Ausschreibungen präqualifiziert. Bei einer insgesamt ausgeschriebenen Leistung von 579 MW (Stand 2020) könnten also bis zu 66,5 % der PRL durch Batteriespeichersysteme bereitgestellt werden. Batteriespeichersysteme haben gegenüber fossilen Kraftwerken den Vorteil, dass sie schneller und präziser auf Leistungsanfragen reagieren können und pro bereitgestelltem Megawatt weniger CO₂ emittieren als fossile Kraftwerke [131]. Ihr großer Nachteil besteht in ihrer begrenzten Speicherkapazität, die dazu führt, dass sie nur für einen begrenzten Zeitraum auf Regelleistungsanforderungen reagieren können, bevor sie vollständig ge- oder entladen sind. Um zu verhindern, dass Batteriespeichersysteme zur PRL-Bereitstellung ihre Betriebsfähigkeit verlieren, ist ein Speichermanagement erforderlich. Außerdem existieren regulatorische Rahmenbedingungen vonseiten der ÜNB hinsichtlich ihrer Dimensionierung. Hieraus ergeben sich die Fragen, wie ein solches Speichermanagement aussehen muss und wie zuverlässig ein Batteriespeichersystem mit einem solchen Speichermanagement PRL bereitstellen kann.

Neben der Frage nach der Zuverlässigkeit spielen wirtschaftliche Aspekte eine Rolle bei der Bereitstellung von PRL durch Batteriespeichersysteme. PRL ist eine Systemdienstleistung, die als Produkt auf einem separaten Markt gehandelt wird. Während in der ersten Hälfte der 2010er-Jahre noch vergleichsweise hohe Preise für PRL erzielt wurden (im Mittel über 3000 €/MW pro Woche) sind sie inzwischen auf einen Wert von etwa 1100 €/MW pro Woche gefallen. Zwar sanken im gleichen Zeitraum die Preise für Batteriezellen, dennoch stellt sich die Frage, ob PRL-Bereitstellung ein wirtschaftlich attraktives Einsatzfeld für Betreiber von Batteriespeichersystemen darstellt.

Beim PRL-Markt handelt es sich um einen vergleichsweise kleinen Teil des Energiesystems, jedoch spielt er eine kritische Rolle für den sicheren Betrieb des Stromnetzes. Da es sich bei Batteriespeichersystemen in ihrer Funktion als Lieferant von PRL um eine relativ neue Technologie handelt, die an dieser kritischen Stelle Eingang ins Energiesystem gefunden hat, liegt der Fokus dieser Arbeit auf der Untersuchung des Betriebs von Batteriespeichersystemen zur Bereitstellung von PRL. Dabei spielt die Berücksichtigung von Unsicherheit, insbesondere in Bezug auf die durch die PRL-Bereitstellung ausgetauschten Energiemengen, eine zentrale Rolle.

1.2 Ziel der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit besteht darin, eine Einschätzung zur Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen zur Bereitstellung von PRL zu liefern. Dazu wird eine Methodik zur Bestimmung optimaler Betriebsstrategien für Batteriespeichersysteme zur Bereitstellung von PRL entwickelt. Der in dieser Arbeit verfolgte Ansatz zielt darauf ab, die mit der PRL-Bereitstellung verbundenen Unsicherheiten zu quantifizieren und auf Basis dieser Unsicherheiten optimale Strategien für den Betrieb der Batteriespeichersysteme zu berechnen. Zusätzlich zu den Unsicherheiten, die aus der PRL-Bereitstellung hervorgehen, werden wirtschaftliche Randbedingungen berücksichtigt, die durch die Beschaffung von Ausgleichsenergie zum Ladestandsmanagement und die Alterung der Batteriezellen geprägt werden. Die zentralen Fragestellungen, mit denen sich diese Arbeit befasst, sind:

- Wie sehen optimale Betriebsstrategien für Batteriespeichersysteme zur Bereitstellung von PRL unter den gegebenen Randbedingungen aus?
- Welchen Effekt haben diese Strategien auf den Ladestandverlauf eines Batteriespeichersystems?
- Wie wirken sich die Betriebsstrategien auf die zur Bereitstellung von PRL erforderliche Mindestkapazität für Batteriespeichersysteme aus?
- Unter welchen Bedingungen können Batteriespeichersysteme zur Bereitstellung von PRL wirtschaftlich betrieben werden?
- Ist die Bereitstellung von PRL ein aus techno-ökonomischer Sicht geeignetes Einsatzfeld für stationäre Batteriespeichersysteme?

Um diesen Fragen nachgehen zu können, wird im Rahmen dieser Arbeit ein Modell auf der Basis sogenannter Markov-Entscheidungsprozesse, engl. *Markov Decision Processes* (MDPs), entwickelt. MDPs sind stochastische Steuerungsprozesse in diskreter Zeit, die es ermöglichen, den Nutzen eines Entscheidungsträgers über eine Folge von Entscheidungen zu maximieren. Die Lösung ist eine Funktion, die jedem Zustand zu jedem Zeitpunkt eine Aktion zuordnet, die jeweils die optimale Entscheidung unter den getroffenen Annahmen darstellt. Letztendlich ergibt sich die Betriebsstrategie als die Folge optimaler Entscheidungen. Zusätzlich wird ein Simulationsmodell erstellt, um den Betrieb stationärer Batteriespeichersysteme zur Bereitstellung von PRL nachzubilden und dadurch die Auswirkungen der Strategien auf den Betrieb eines Batteriespeichersystems untersuchen zu können.

1.3 Struktur der Arbeit

Zunächst wird in Kapitel 2 der Stand der Technik im Bereich stationärer Batteriespeichersysteme dargestellt. Dabei geht es zum einen um die Funktionsweise, zum anderen um mögliche Einsatzfelder für Batteriespeichersysteme im Stromsystem. Anschließend erfolgt ein Vergleich der Einsatzfelder, bei dem der Frage nachgegangen wird, welche sich grundsätzlich für einen Einsatz von stationären Batteriespeichersystemen eignen. In Kapitel 3 werden die Grundlagen der Regelleistung erläutert. Dazu gehören ihre Funktion im Stromnetz, die regulatorischen Rahmenbedingungen und der PRL-Markt. Auch der kontinuierliche Intraday-Stromhandel, der eine wichtige Rolle bei der Beschaffung von Ausgleichsenergie spielt, wird an dieser Stelle kurz erklärt. Nachdem die technischen und regulatorischen Grundlagen behandelt wurden, wird in Kapitel 4 noch einmal vertieft auf die Problemstellung eingegangen, die hier in der Einleitung bereits angerissen wurde. Es liefert einen Überblick über den Stand der Forschung in diesem Themengebiet, stellt den Lösungsansatz vor und begründet die Wahl dieses Lösungsansatzes. Kapitel 5 beschreibt das mathematische Instrumentarium, das in dieser Arbeit zur Anwendung kommt. Anschließend wird in Kapitel 6 der Modellrahmen beschrieben, der auf der Basis dieses Instrumentariums entwickelt wird. In Kapitel 7 werden die in den Modellrechnungen erzielten Ergebnisse vorgestellt und diskutiert. Kapitel 8 fasst die in dieser Arbeit gewonnenen Erkenntnisse zusammen und gibt einen Ausblick auf den weiteren Forschungsbedarf.

Ist im weiteren Verlauf dieser Arbeit von Personen die Rede, sind an diesen Stellen natürlich Personen jeglichen Geschlechts gemeint. Um einen besseren Lesefluss zu gewährleisten und - zugegebenermaßen - es dem Verfasser einfacher zu machen, wird jedoch stets die maskuline Form verwendet.

Kapitel 2

Stationäre netzgekoppelte Batteriesysteme und ihre Einsatzfelder

Zu den wichtigsten Aufgaben moderner Energiesysteme gehört es, die Endverbraucher mit elektrischer Energie zu versorgen. Elektrizität ist ein Energieträger mit einer Reihe von Besonderheiten, die Auswirkungen sowohl auf die technische Umsetzung der Stromversorgung als auch auf den Handel mit elektrischer Energie haben. Zu diesen Besonderheiten gehören zum einen die Leitungsgebundenheit, zum anderen die faktische Nicht-Speicherbarkeit des elektrischen Stroms. Aus der Leitungsgebundenheit folgt, dass ein gesondertes Stromverbundnetz erforderlich ist, um den Strom von den Erzeugungseinheiten zu den Endverbrauchern zu transportieren. Die Nicht-Speicherbarkeit hat zur Folge, dass Stromerzeugung und -verbrauch gleichzeitig stattfinden müssen. [59]

Die Transformation des deutschen Energiesystems hin zu höheren Anteilen erneuerbarer Energie bringt eine Erhöhung des Anteils nicht-steuerbarer Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie mit sich. Vor dem Beginn dieser Transformation wurde Elektrizität nahezu vollständig aus fossilen Energieträgern oder Kernenergie in entsprechenden Kraftwerken erzeugt. Die Erzeugungsleistung dieser Kraftwerke konnte relativ flexibel und unabhängig von den Witterungseinflüssen an die jeweilige Verbrauchssituation angepasst werden. Durch flexibel steuerbare Erzeugung stellte die Nicht-Speicherbarkeit kein besonderes Problem für den Betrieb des Stromversorgungssystems dar. Mit dem Rückgang des Anteils steuerbarer Stromerzeugungseinheiten gewinnt dieser Aspekt jedoch wieder an Bedeutung.

Wenn von der Nicht-Speicherbarkeit elektrischer Energie die Rede ist, sollte dazu bemerkt werden, dass elektrische Energie tatsächlich direkt im elektrischen Feld eines Kondensators oder im magnetischen Feld einer Spule gespeichert werden kann. Diese Möglichkeiten spielen jedoch bei den auf Transport- und Verteilnetzebene erforderlichen Speicherkapazitäten und -zeiträumen bisher keine Rolle. Um elektrische Energie in für die Stromversorgung relevanten Mengen zu speichern, ist generell eine Umwandlung in eine andere Energieform erforderlich, in der die tatsächliche Speicherung stattfindet. Anschließend kann die gespeicherte Energie wieder in Elektrizität konvertiert und in das Stromnetz zurückgespeist werden. Dazu gehören die Speicherung in Form mechanischer Energie, beispielsweise in Pumpspeicherkraftwerken (PSWs), Druckluftspeichern oder Schwungmassen, in Form elektrochemischer Energie in Batteriesystemen und in Form chemischer Energie als Wasserstoff oder synthe-

tische Kohlenwasserstoffverbindung. Chemisch gespeicherte Energie kann, statt zurück in Strom umgewandelt zu werden, im Rahmen von Power-to-X-Konzepten auch in anderen Sektoren wie beispielsweise dem Wärme- oder Verkehrssektor genutzt werden.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf elektrochemischen Energiespeichern und hierbei speziell auf stationären netzgekoppelten Batteriesystemen. Der Begriff ‚stationär‘ grenzt die genannten Batteriesysteme von den portablen und mobilen Batterien ab, die in elektrischen Geräten wie Laptops oder in batterieelektrischen Fahrzeugen zum Einsatz kommen. Die in dieser Arbeit betrachteten Batteriesysteme liegen üblicherweise im Kapazitäts- und Leistungsbereich von über 1 MWh bzw. 1 MW und sind aufgrund ihres dadurch bedingten Gewichts und Volumens während der Dauer ihres Einsatzes nicht ortsveränderlich. Mit ‚netzgekoppelt‘ ist gemeint, dass das Batteriespeichersystem an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist und nicht Bestandteil eines Inselnetzes ist.

Zwar haben PSW mit 169 GW Nennleistung und 4,67 TWh Speicherkapazität weltweit [80] nach wie vor den größten Anteil an der installierten Energiespeicherleistung und -kapazität, Batteriespeichersysteme haben jedoch innerhalb der letzten zehn Jahre einen rapiden Anstieg sowohl in ihrer installierten Leistung als auch hinsichtlich ihrer Kapazität gesehen. Während es im Jahr 2010 weltweit nur einzelne Projekte in der Größenordnung weniger Megawatt/Megawattstunden gab, wuchs die insgesamt installierte Leistung bis zum Jahr 2019 auf 10 GW und die installierte Kapazität auf 11 GWh an [81]. Die Entwicklung in Deutschland verlief analog zur weltweiten Entwicklung. Auch hier bilden PSW mit insgesamt 6,2 GW Nennleistung und 38,5 GWh Speicherkapazität weiterhin den Großteil der installierten Energiespeicherleistung und -kapazität, aber auch hier wurden seit 2010 verstärkt Batteriespeichersysteme zugebaut, beginnend im einstelligen MW/MWh-Bereich bis auf eine Nennleistung von 0,8 GW und eine Kapazität von 1,5 GWh¹ [132].

Zwei Vorteile zeichnen Batteriesysteme gegenüber PSW aus. Erstens sind sie unabhängig von geografischen Gegebenheiten. Während PSW auf Platz für zwei ausreichend große Wasserbecken und einen Höhenunterschied zwischen diesen beiden Becken angewiesen sind, können Batteriespeichersysteme ohne großen Platzbedarf nahezu überall installiert werden. Zweitens sind Batteriespeicher in der Lage, sehr schnell (im Subsekundenbereich) und präzise auf Leistungsanfragen zu antworten. Der Zeitraum für das Umschalten eines PSW vom Generator- in den Pumpbetrieb liegt dagegen im Sekunden- bis Minutenbereich. Die Nachteile liegen in den höheren Systemkosten und den deutlich kürzeren Lebensdauern der Batteriespeichersysteme. Bei PSW liegen die Systemkosten im Bereich von jeweils etwa 450 €/kW für die installierte Lade- und Entladeleistung und 6,34 €/kWh für die installierte Kapazität [152]. Die Angaben zu Systemkosten von Batteriespeichersystemen streuen über einen großen Bereich, der von 300 bis über 1600 €/kWh (Gesamtsystemkosten normiert auf die Kapazität) reicht [68]. Aufgrund dieser Charakteristika eignen sich Batteriespeicher für andere Einsatzfelder als PSW, was sich auch am Anteil der installierten Nennleistung am jeweiligen Einsatzfeld zeigt. Das Haupteinsatzfeld von PSW liegt mit 89 % aller Anwendungen im Bereich der zeitlichen Verschiebung von Energie über mehrere Stunden [80]. Das Haupteinsatzfeld elektrochemischer Speichersysteme liegt dagegen in der Bereitstellung von Regelleistung mit

¹einschließlich der Speicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von Strom aus Photovoltaikanlagen (Stand 2019)

ca. 50 % aller Anwendungen weltweit [80]. Die Ursachen hierfür werden im Abschnitt 2.6 in einer Eignungsanalyse unterschiedlicher Einsatzfelder genauer untersucht.

Stationäre Batteriesysteme gehören zu den elektrochemischen Energiespeichern. Ihr Funktionsprinzip besteht darin, dass elektrische Energie in sogenannten Galvanischen Zellen als chemisches Potential gespeichert und anschließend in elektrischen Strom zurückkonvertiert wird. In stationären Anwendungsbereich haben sich nach momentanem Stand vier Technologielinien durchgesetzt. Diese sind Blei-Säure-, Natrium-Hochtemperatur-, Redox-Flow- und Lithium-Ionen-Systeme. In diesem Kapitel werden Funktionsprinzip, Aufbau und Eigenschaften von elektrochemischen Speichersystemen im Allgemeinen und der vier eben genannten Technologielinien im Speziellen erläutert. Für die jeweiligen Funktionsprinzipien und Eigenschaften anderer Energiespeichertechniken sei an dieser Stelle auf die entsprechende Fachliteratur verwiesen. Zusätzlich zu den Speichertechniken werden auch ihre möglichen Einsatzfelder vorgestellt und systematisiert. Den Abschluss dieses Kapitels bildet die oben genannte Eignungsanalyse, in der untersucht wird, für welche Einsatzfelder die derzeit kommerziell verfügbaren Batteriespeichersysteme geeignet sind.

2.1 Funktionsprinzip elektrochemischer Energiespeicher

Ein elektrochemisches Speichersystem oder Batteriespeichersystem besteht aus einer oder mehreren elektrochemischen Zellen, in deren aktiven Materialien chemische Energie gespeichert werden kann. Diese chemische Energie kann durch eine Reduktions-Oxidations-Reaktion (Redoxreaktion) in elektrische Energie umgewandelt werden. Dabei wird die Zelle entladen. Ist diese Reaktion irreversibel, wird von einer Primärbatterie gesprochen. Ist der Prozess reversibel, d.h. die Batterie kann durch die Umwandlung elektrischer Energie in chemisches Potential wieder aufgeladen werden, handelt es sich um eine sogenannte Sekundärbatterie. Da die Umwandlung von chemischer in elektrische Energie und umgekehrt direkt in Form einer elektrochemischen Reaktion geschieht, sind Batteriezellen nicht durch den Carnot-Wirkungsgrad beschränkt und können daher höhere Wirkungsgrade als Verbrennungs- und Wärmekraftmaschinen erreichen. Wird in dieser Arbeit der Begriff ‚Batterie‘ verwendet, ist damit stets eine Sekundärbatterie gemeint.

Das Prinzip der elektrochemischen Energiespeicherung ist seit dem späten 18. Jahrhundert bekannt. In einer Redoxreaktion werden chemische und elektrische Energie ineinander umgewandelt. Eine Redoxreaktion besteht aus zwei Halbreaktionen, die jeweils an einer separaten Elektrode ablaufen: der Oxidation, bei der ein Atom, Molekül oder Ion Elektronen abgibt, und der Reduktion, bei der ein Atom, Molekül oder Ion Elektronen aufnimmt. In einer Galvanischen Zelle laufen diese beiden Halbreaktionen gleichzeitig an unterschiedlichen Elektroden ab. Die folgende Reaktionsgleichung beschreibt allgemein eine Elektrodenreaktion, bei der die reduzierte Form (Red) auf der linken, die oxidierte Form (Ox) auf der rechten Seite der Gleichung steht:



Alessandro Volta präsentierte im Jahr 1800 die erste technisch bedeutende Batterie, die sogenannte Volta'sche Säule [151]. Sie bestand aus übereinander gestapelten Kupfer- und

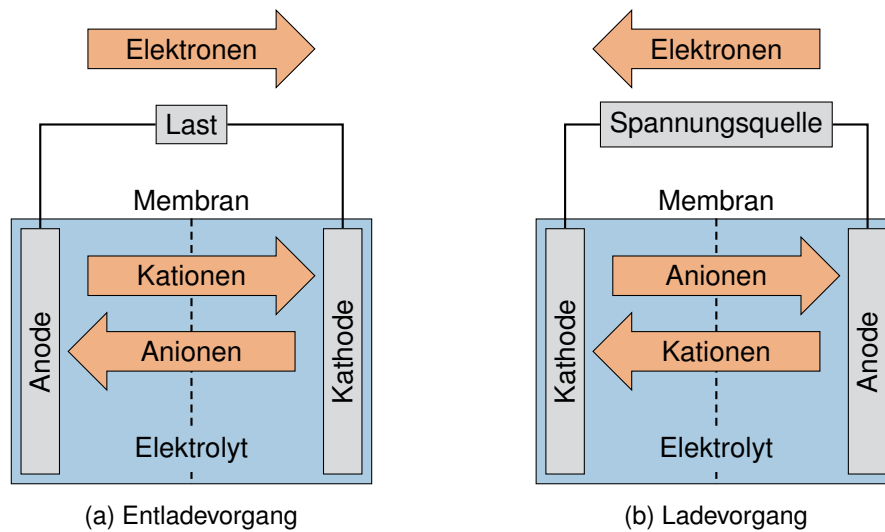


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung einer elektrochemischen Zelle (a) während eines Entladevorgangs und (b) während eines Ladevorgangs

Zinkplatten, die als Elektroden dienen. Zwischen den Elektroden befanden sich elektrolytgetränkte Papp- oder Lederstücke. Auch in modernen Batteriezellen sind die beiden Elektroden, die Anode und die Kathode, an denen die Reduktion und die Oxidation ablaufen, und ein ionenleitender Elektrolyt die Hauptbestandteile. Die Anode ist die negative Elektrode. Das Anodenmaterial wird während des Entladevorgangs oxidiert und gibt Elektronen an einen externen Stromkreis ab. Die dabei entstehenden positiv geladenen Ionen (Kationen) bewegen sich durch den Elektrolyten zur Kathode. Die Kathode ist die positive Elektrode. Das Kathodenmaterial wird beim Entladen reduziert und nimmt Elektronen aus dem externen Stromkreis auf. Es bilden sich negativ geladene Ionen (Anionen), die durch den Elektrolyten zur Anode transportiert werden. Während des Ladevorgangs läuft die Redoxreaktion in entgegengesetzter Richtung ab: Die Anode wird reduziert, die Kathode oxidiert. Im Elektrolyten werden Ionen von einer Elektrode zur anderen transportiert. Er sollte also über eine möglichst gute Ionenleitfähigkeit verfügen, jedoch nicht elektrisch leitfähig sein, damit es nicht zu Kurzschlüssen in der Zelle kommt. In Abbildung 2.1 sind die Vorgänge in einer elektrochemischen Zelle während des Lade- und Entladevorgangs skizziert.

Die Grundvoraussetzung für den Ablauf einer Redoxreaktion besteht darin, dass die beiden Elektrodenmaterialien unterschiedliche Standardpotentiale φ^0 haben. Das Standardpotential kann nicht als absoluter Wert, sondern nur in Bezug auf eine auf eine andere Elektrode gemessen werden. Als Bezugselektrode wurde hier die Norm-Wasserstoff-Elektrode mit einem Standardpotential $\varphi_{H_2}^0 = 0,00 \text{ V}$ festgelegt. Die Standardpotentiale aller anderen Materialien werden relativ zur Norm-Wasserstoff-Elektrode angegeben. Die Auflistung dieser Standardpotentiale bei Normbedingungen ist die sog. elektrochemische Spannungsreihe. Die Differenz zwischen den Standardpotentialen der Kathode und der Anode einer Zelle ist das Standardzellpotential U^0 :

$$U^0 = \varphi_{Kathode}^0 - \varphi_{Anode}^0 \quad (2.2)$$

Daraus wiederum lässt sich über die Nernst-Gleichung die theoretische Zellspannung U berechnen. Für die in Gleichung (2.1) beschriebene Elektrodenreaktion lautet diese:

$$U = U^0 + \frac{RT}{zF} + \ln \frac{a_{Ox}}{a_{Red}} \quad (2.3)$$

mit der allgemeinen Gaskonstante $R = 8,314 \frac{\text{J}}{\text{molK}}$, der absoluten Temperatur T , der Anzahl z der freiwerdenden Elektronen, der Faraday-Konstante $F = 96\,487 \text{ A s}$ und den Aktivitäten a_i der einzelnen Spezies. Die theoretische Zellspannung ist abhängig von Kathoden- und Anodenmaterial, von der Elektrolytzusammensetzung und von der Temperatur. In der Realität ist die Leerlaufspannung, d.h. die von der Batterie erzeugte Spannung ohne Last, ein Näherungswert für die theoretische Zellspannung. Die Betriebsspannung einer Batteriezelle liegt normalerweise unter der theoretischen Zellspannung. Sie ist keine konstante Größe, sondern ändert sich während des Ladens und Entladens. Die theoretische Zellkapazität gibt an, wie viel elektrischer Strom durch die Redoxreaktion erzeugt werden kann, und ist abhängig von den beteiligten Reaktanten und von der Menge aktiven Materials in den Elektroden. Sie wird üblicherweise in Ah/g angegeben.

Zunächst sollen einige wichtige Kenngrößen im Zusammenhang mit Lade- und Entladevorgängen eingeführt werden. Dazu gehören der Wirkungsgrad, der Ladestand, engl. *State of Charge* (SoC), die Entladetiefe, engl. *Depth of Discharge* (DoD) im jeweiligen Zyklus und die C- bzw. E-Rate. Wirkungsgrad, SoC und DoD können entweder auf die Ladung (gemessen in Amperestunden) oder Energie (gemessen in Wattstunden) bezogen sein. Der Wirkungsgrad gibt an, welcher Teil der Ladung bzw. Energie, die zuvor in die Batterie geladen wurde, wieder aus der Batterie entladen werden kann. Der SoC bezeichnet den Ladungs- bzw. Energieinhalt bezogen auf die aktuelle Gesamtkapazität, der DoD die während eines Entladevorgangs entladene Ladung bzw. Energie, ebenfalls bezogen auf die aktuelle Gesamtkapazität. Alle drei Parameter werden üblicherweise in Prozent angegeben. Die C-Rate kann als die Lade- bzw. Entladegeschwindigkeit der Batterie aufgefasst werden. Sie ist als das Verhältnis von Lade-/Entladestromstärke I_{Bat} der Batterie zur Nennkapazität C_N definiert.

$$\text{C-Rate} = \frac{I_{Bat}}{C_N[\text{Ah}]} \quad (2.4)$$

Die E-Rate ist analog definiert, nutzt jedoch die in der Energietechnik gebräuchlichere Größe Leistung P_{Bat} anstelle der Stromstärke I_{Bat} . Die Nennkapazität wird entsprechend in Wattstunden angegeben.

$$\text{E-Rate} = \frac{P_{Bat}}{C_N[\text{Wh}]} \quad (2.5)$$

Eine 1 C- bzw. 1 E-Rate bedeutet, dass die Batterie innerhalb einer Stunde vollständig entladen wird. Eine Besonderheit elektrochemischer Speicher sind Alterungseffekte, die eine Abnahme der nutzbaren Speicherkapazität mit sich bringen. Diese Alterungseffekte werden durch Nebenreaktionen hervorgerufen, die zusätzlich zur gewünschten Elektrodenreaktion (Gleichung 2.1) stattfinden. In diesen Nebenreaktionen reagiert Elektrodenmaterial irreversibel ab, was zu einer Verringerung der Speicherkapazität führt.

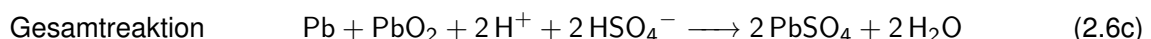
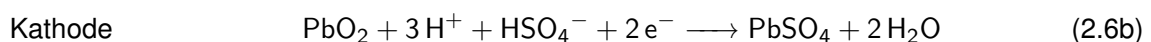
2.2 Batterietypen

Abhängig von den genutzten Elektrodenmaterialien lassen sich die elektrochemischen Speicher in unterschiedliche Batterietypen einteilen. Hier soll ein Überblick über die am häufigsten eingesetzten Typen in stationären Anwendungsfeldern gegeben und die jeweilige Technologie kurz beschrieben werden. Dazu gehören Blei-Säure-, Natrium-Hochtemperatur-, Redox-Flow- und Lithium-Ionen-Systeme. Ein besonderer Fokus wird auf Lithium-Ionen-Systeme gelegt, da diese Technologie den Großteil der aktuell betriebenen Batteriesysteme zur Bereitstellung von Regelleistung ausmacht. Die hier zusammengetragenen Informationen stammen, sofern nicht anders gekennzeichnet, aus [42, 46, 117, 130, 133].

2.2.1 Blei-Säure-Systeme

Zu den bekanntesten elektrochemischen Speichern gehören die Blei-Säure-Systeme. Die erste technische Umsetzung von Blei-Säure-Batterien erfolgte in den 1850er-Jahren durch Sinsteden und Planté. Inzwischen gehören Blei-Säure-Batterien zu den am meisten verwendeten Batterietypen weltweit und werden sowohl in mobilen als auch in stationären Anwendungsbereichen in großen Stückzahlen eingesetzt. Im mobilen Bereich werden sie zumeist als Starterbatterien für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor oder als Traktionsbatterien für Spezialfahrzeuge genutzt. Im stationären Bereich sind Anlagen zur unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV), Offgrid-Anwendungen (hauptsächlich Telekommunikationssendemasten und kleine Inselnetze) und Photovoltaik (PV)-Heimspeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs typische Einsatzgebiete. Die Technik kann als ausgereift betrachtet werden und hat eine hohe Marktdurchdringung erreicht. Wirkungsgrade von Blei-Säure-Batterien liegen im Bereich zwischen 70 und 90 %, abhängig von Bauform, Betriebsart, Lagerbedingungen und Ladezustand.

Blei-Säure-Batterien setzen sich aus einem bleibasierten Elektrodenpaar, einem Elektrolyten aus verdünnter Schwefelsäure und einem Separator zur Trennung der Elektroden zusammen. Massive Bleigitter, -stäbe oder -platten dienen als Stromsammler, auf denen die aktiven Elektrodenmaterialien aufgebracht sind. Die verdünnte Schwefelsäure wird üblicherweise in einem Polymerbehälter gelagert. Im geladenen Zustand besteht die Anode aus elementarem Blei (Pb), die Kathode aus Bleidioxid (PbO₂). Bei der Entladung reagieren Blei und Bleioxid aus den Elektroden mit der Schwefelsäure zu Bleisulfat und Wasser. An den einzelnen Elektroden laufen dabei die folgenden Teilreaktionen ab:



An beiden Elektroden bildet sich während des Entladens eine Bleisulfatschicht. Wird die Batterie geladen, laufen die Reaktionen in umgekehrter Richtung ab und die Bleisulfatschicht wird wieder abgebaut.

Blei-Säure-Batterien sind in drei unterschiedlichen Bauformen erhältlich. Sie werden entsprechend der Art der Gehäusekapselung in offene, geschlossene und verschlossene Systeme eingeteilt. Bei offenen Systemen werden die Elektrodensätze direkt in einen Behälter mit flüssiger Schwefelsäure eingehängt. Dieser Typ ist heute kaum noch gebräuchlich. In geschlossenen

Systemen liegt der Elektrolyt ebenfalls in flüssiger Form vor. Der Deckel, der Behälter, die Stromsammler und die Elektroden bilden eine feste Einheit, es existieren jedoch Verschlussstopfen, die zur Kontrolle und zum Nachfüllen von Wasser geöffnet werden können. Der Austausch von Flüssigkeit und Gas mit der Umgebung ist also möglich. Bei verschlossenen Systemen (VRLA, engl. *valve-regulated lead-acid*) bilden Deckel, Behälter, Stromsammler und Elektroden ebenfalls eine feste Einheit, der Elektrolyt liegt jedoch in immobilisierter Form vor und anstelle der Verschlussstopfen ist das System mit Überdruckventilen ausgestattet. Der Elektrolyt wird zur Immobilisierung entweder mit Siliziumdioxid versetzt und in ein zähflüssiges Gel umgewandelt oder Vlies (AGM, engl. *absorbent glass matrix*) wird in Elektrolyt getränkt und in die Zwischenräume der Batterie gefüllt. Da ein Nachfüllen von Wasser bei der verschlossenen Blei-Säure-Batterie nicht möglich ist, müssen Sauerstoff und Wasserstoff in der Zelle zu Wasser rekombiniert werden. Dazu wird der an der Kathode gebildete Sauerstoff durch Mikroporen zur Anode geleitet, wo die Rekombination stattfindet. Bildet sich mehr Gas als rekombiniert werden kann, entweicht dieses durch das Überdruckventil.

Vorteile der Blei-Säure-Systeme sind die Nutzung kostengünstiger Ausgangsmaterialien zu ihrer Herstellung sowie die Verwendbarkeit relativ einfacher Batteriemanagementsystem (BMS), was zu geringen Systemkosten führt. Diese liegen im Bereich von 100 bis 200 €/kWh kapazitäts- und von 100 bis 500 €/kW leistungsspezifischer Systemkosten [62]. Außerdem sind sie gut recyclebar, in den meisten Industrieländern existiert ein Rücknahme- und Recyclingsystem für Blei-Säure-Batterien. Hinsichtlich der Betriebssicherheit gelten sie als unbedenklich. Eine Überladung kann nicht stattfinden, da vorher die Wasserzersetzung eintritt. Bei der Lagerung muss jedoch eine ausreichende Belüftung des Lagerraums gewährleistet sein, damit eventuell entstehender Wasserstoff sich nicht ansammeln kann. Als wässriges System ist die Blei-Säure-Batterie nicht brennbar, Elektrodenkurzschlüsse führen daher nicht zu Batteriebränden.

Nachteile sind die im Vergleich zu anderen Batterietypen deutlich kürzeren Lebensdauern, die hohe Empfindlichkeit gegenüber hohen und tiefen Temperaturen und die geringe Verträglichkeit von Schnellladevorgängen. Problematisch ist ebenfalls die geringe Verträglichkeit von Tiefentladungen, die die Batteriealterung stark beschleunigen. Dieser Umstand führt dazu, dass ein Teil der installierten Kapazität nicht genutzt werden kann, was den Vorteil der geringen Systemkosten (zumindest teilweise) wieder ausgleicht.

2.2.2 Natrium-Hochtemperatur-Systeme

Natrium-Hochtemperatur-Batterien unterscheiden sich von anderen Batterietypen dahingehend, dass ihre Elektroden in flüssigem, der Elektrolyt hingegen in festem Zustand vorliegt. Ihre Betriebstemperatur liegt im Bereich von 270 bis 350 °C. Bei entsprechend ausgelegter Isolierung reicht die während des Betriebs frei werdende Reaktionswärme aus, um dieses Temperaturniveau zu halten. Es existieren zwei Ausführungen von Natrium-Hochtemperatur-Batterien: die Natrium-Schwefel- (NaS) und die Natrium-Nickelchlorid-Batterie (NaNiCl₂).

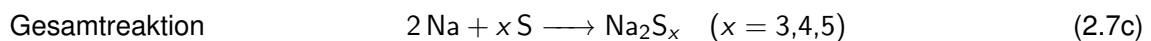
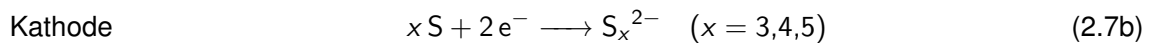
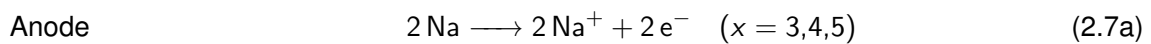
a. Natrium-Schwefel-Systeme

Die Entwicklung von Natrium-Schwefel-Batterien begann in den 1970er-Jahren. Der derzeit einzige Hersteller ist die Firma *NGK Insulators* aus Japan. Die Batterien werden ausschließlich in stationären Einsatzfeldern, beispielsweise zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen,

zum Lastmanagement und zum Einspeisemanagement für wetterabhängige Erneuerbare Energien (EE), genutzt.

Die NaS-Batterie besteht aus einer flüssigen Natrium-Anode, einer flüssigen Schwefel-Kathode und einem festen Elektrolyten aus natriumhaltigen Aluminiumoxid (sog. β'' -Aluminium, z.B. $\text{NaAl}_{11}\text{O}_{17}$). Die übliche Bauweise ist die zylindrische Zelle mit zentraler Natriumgeometrie. Dabei befindet sich die Natrium-Anode in der Mitte der Zelle. Sie ist vom keramischen Elektrolyten ummantelt, der wiederum von der Kathode aus flüssigem Schwefel umgeben ist.

Im geladenen Zustand besteht die Anode aus elementarem Natrium, die Kathode aus elementarem Schwefel. Während des Entladevorgangs wird das Natrium reduziert, der Schwefel oxidiert. Die Natrium-Ionen bewegen sich durch den Elektrolyten zur Kathode und reagieren dort mit Schwefel-Ionen zu einem Natriumpolysulfid (Na_2S_x). Die Reaktionsgleichungen lauten:



Während der ersten 60 bis 75 % des Entladevorgangs wird Natriumpentasulfid (Na_2S_5) gebildet, im Bereich der Entladeschlussspannung wird dieses zunächst weiter zu Na_2S_4 , dann zu Na_2S_3 reduziert. Wird die Entladeschlussspannung von 1,78 V erreicht, entsteht unerwünschtes festes Na_2S_2 .

Die in der Zelle stattfindenden Reaktionen sind stark exotherm. Bei entsprechendem Wärmemanagement kann die Betriebstemperatur durch die freiwerdende Reaktionswärme ohne zusätzliches Heizen gehalten werden. Hierzu muss die Batterie regelmäßig (mindestens täglich) ge- und entladen werden. Kühlt die Batterie ab, können keine Lade- und Entladevorgänge mehr stattfinden. Für die Inbetriebnahme muss die Batterie zunächst wieder auf Betriebstemperatur gebracht werden. Die Verluste durch Selbstentladung sind zwar gering, durch das Beheizen der Batterie im Standby-Modus treten jedoch zusätzlich thermische Verluste auf.

Die Vorteile der NaS-Batterie sind ihre vergleichsweise hohe Energiedichte, ihre hohe Zyklenfestigkeit und kalendarische Lebensdauer sowie die geringen Rohstoffkosten. Ein großer Nachteil sind die Probleme, die das aufwändige Wärmemanagement und die Sicherheitseigenschaften mit sich bringen. Das flüssige Natrium ist hochreaktiv und muss entsprechend gekapselt werden. Tritt ein Defekt im Elektrolyten auf, kann es zu einer unkontrollierten, stark exothermen Reaktion von Natrium und Schwefel kommen. Die starke Korrosivität der beteiligten Substanzen stellt hohe Anforderungen an das Batterie-Containment. Hier kommen hochkorrosionsbeständige Edelmehle zum Einsatz.

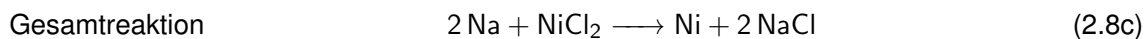
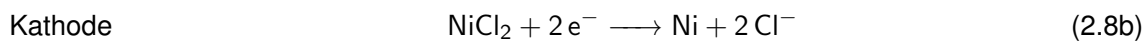
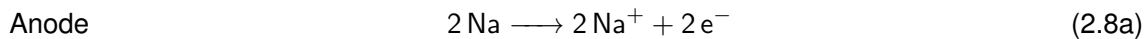
b. Natrium-Nickelchlorid-Systeme

Die Natrium-Nickelchlorid-Batterie ist auch unter dem Namen *ZEBRA-Batterie* bekannt. Sie wurde gegen Ende der 1970er-Jahre entwickelt und ist heute zwar kommerziell verfügbar, aber vergleichsweise wenig verbreitet. Ihre Einsatzfelder umfassen Elektroautos und -busse sowie stationäre Anwendungen. Benato et al. [20] geben einen Überblick über stationäre Anwendungen der ZEBRA-Batterie.

Ihr Aufbau und ihre Funktionsweise ähneln stark denen der NaS-Batterie, als Kathodenmaterial wird jedoch Nickelchlorid (NiCl_2) anstelle von Schwefel eingesetzt. Die beiden

Elektroden liegen während des Betriebs ebenfalls in flüssigem Zustand vor und werden durch einen festen Elektrolyten aus β'' -Aluminiumoxid voneinander getrennt. Üblicherweise liegt die Natrium-Anode bei der ZEBRA-Batterie jedoch außen, die Nickelchlorid-Kathode innen (*Outside-Sodium-Geometrie*), da anderenfalls ein spezieller Nickelbehälter erforderlich wäre. Die Kathode enthält außerdem einen Sekundärelektrolyten, NaAlCl_4 , der benötigt wird, um während des Startvorgangs Natrium-Ionen aus dem primären β'' -Aluminium-Elektrolyten in die feste NaAlCl_4 -Matrix zu leiten.

Im geladenen Zustand besteht die Kathode aus einer porösen, teilweise chlorierten Nickel-Matrix. Der nicht-chlorierte Teil des Nickels dient gleichzeitig als Stromsammler. Die Anode liegt als elementares Natrium vor. Beim Entladevorgang wird das Natrium reduziert, die Natrium-Ionen bewegen sich durch den Elektrolyten zur Kathode und reagieren dort mit den Chlorid-Ionen zu Kochsalz (NaCl). Die Reaktionsgleichungen lauten:



Die Vorteile der ZEBRA-Batterie sind ihre vergleichsweise hohe Energiedichte und ihre hohe zyklische und kalendarische Lebensdauer. Die Verwendung von Nickel als Kathodenmaterial verursacht jedoch höhere Kosten im Vergleich zum Schwefel der NaS-Batterie. Wie bei der NaS-Technik, stellen auch bei der Natrium-Nickelchlorid-Batterie das hochreaktive Natrium und die hohen Betriebstemperaturen hohe Anforderungen an das Batterie-Containment und das Wärmemanagement. Da kein Schwefel enthalten ist, wird die ZEBRA-Batterie sicherheitstechnisch als etwas weniger bedenklich gesehen.

2.2.3 Redox-Flow-Systeme

Redox-Flow-Batterien unterscheiden sich von anderen Batterietechniken dahingehend, dass die Redoxreaktion zur Energiekonversion und die Speicherung der Energie räumlich voneinander getrennt erfolgen. Eine Redox-Flow-Batterie besteht aus einer zentralen Reaktionseinheit, in der der Lade- und der Entladevorgang stattfinden, und Speichereinheiten für die Elektrolyte, in denen die Energie chemisch gespeichert wird. Die Entwicklung der Redox-Flow-Batterien, namentlich der Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRB), begann in den 1970er-Jahren. Aufgrund der geringen Energiedichte und der relativ aufwändigen Verfahrenstechnik, die mit dem Betrieb einer Redox-Flow-Batterie verbunden ist, eignet sie sich vornehmlich für stationäre Anwendungen. Kleinere Anlagen im Leistungsbereich <1 MW sind bereits kommerziell verfügbar. Skyllas-Kazacos et al. [128] geben einen umfassenden Überblick über Redox-Flow-Batterien.

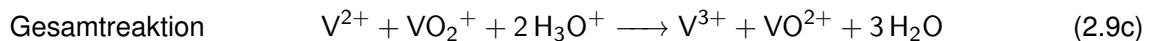
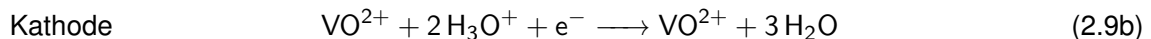
Eine Redox-Flow-Batterie enthält zwei unterschiedliche Elektrolyte, deren Funktion jedoch von denen anderer Batterietypen abweicht. Statt nur den Ionentransport zwischen Anode und Kathode zu ermöglichen, sind die Ionen in diesem Fall Bestandteil des Elektrolyts und die beiden Elektrolyte übernehmen sie Funktion von Anode und Kathode. Dementsprechend werden teilweise die Begriffe Anolyt und Katholyt für die jeweiligen Elektrolyten verwendet. Die Elektrolyte liegen in flüssiger Form vor und bestehen üblicherweise aus einer organischen oder anorganischen Säure mit darin gelösten Salzen. Die gelösten Salze bilden die aktiven

Redoxpaare und werden beim Laden und beim Entladen oxidiert bzw. reduziert. Die Elektrolytlösungen werden in externen Tanks gelagert. Da sie in unterschiedlichen Oxidationsstufen vorliegen, werden sie innerhalb der Tanks durch Separatoren mit beweglichen Dichtungen voneinander getrennt. Alternativ werden Lösungen mit vier Elektrolyttanks umgesetzt. Für den Lade- und Entladevorgang werden die Elektrolyte in zwei separaten Kreisläufen mittels Pumpen in die zentrale Reaktionseinheit gefördert. Diese besteht aus mehreren Einzelzellen, die zu einem Stack in Reihe geschaltet sind. Jede Einzelzelle enthält wiederum zwei Elektroden, eine ionenleitende Membran, die die Elektrolytkreisläufe voneinander trennt, und zwei Bipolarplatten, für die Zuführung der Elektrolyte. In den Zellen findet die Redoxreaktion statt. Die Ionen werden durch die Membran zum anderen Elektrolyten transportiert. Die reduzierten bzw. oxidierten Elektrolyte werden anschließend in die dafür vorgesehenen Tanks gepumpt.

In Redox-Flow-Batterien können unterschiedliche Redoxpaare zum Einsatz kommen. Mögliche Kombinationen sind:

- Vanadium/Vanadium (nur-Vanadium)
- Vanadium/Brom
- Zink/Brom
- Eisen/Chrom
- Polysulfid/Brom

Der am weitesten entwickelte Batterietyp ist die nur-Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRB). Bei diesem Typ enthalten beide Elektrolyte Salze auf der Basis von Vanadium, das in unterschiedlichen Oxidationsstufen vorliegt. Die Reaktionsgleichungen für den Entladevorgang lauten:



Die Energiemenge, die in der Batterie gespeichert werden kann, ist einerseits abhängig von der Konzentration der Salze im Lösungsmittel, andererseits von der Menge an Elektrolyt, die in den Tanks gelagert wird. Welche Leistung die Batterie erbringen kann, hängt von der Größe der zentralen Reaktionseinheit ab. Kapazität und Leistung der Redox-Flow-Batterie können daher vollständig unabhängig voneinander skaliert werden. Ein weiterer Vorteil ist die hohe Zyklenfestigkeit. Es treten kaum irreversible Nebenreaktionen auf, bei denen aktives Material verloren geht.

Ein Nachteil ist die relativ aufwändige Anlagentechnik. Viele Bauteile sind anfällig für Verschleiß und Störungen. Dazu gehören die Pumpen, die Ventile, die Zellstacks und die Rohrleitungen, die durch die säurehaltigen Elektrolyte angegriffen werden. Weitere Nachteile sind die hohen Kosten für vanadiumhaltige Speichermedien und die Toxizität der verwendeten Substanzen (z.B. Vanadiumoxide, Brom, Chromverbindungen).

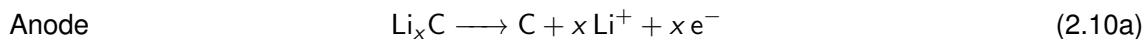
2.2.4 Lithium-Ionen-Systeme

Lithium (Li)-Ionen-Batterien sind seit dem Jahr 1991 kommerziell erhältlich. Aufgrund ihrer hohen Energie- und Leistungsdichten haben sie sowohl im Bereich der portablen Anwendungen

(z.B. in Mobiltelefonen und Laptops) als auch im Bereich der Elektromobilität eine sehr hohe Marktdurchdringung erreicht. Seit einigen Jahren werden Li-Ionen-Batterien auch in stationären Anwendungsfeldern eingesetzt und haben hier in relativ kurzer Zeit ebenfalls eine hohe Marktdurchdringung erreicht. Detailliertere Informationen zu Lithium-Ionen-Batterien finden sich in [47, 73, 86, 94, 123, 166].

Die Familie der Li-Ionen-Batterien umfasst alle Batterien, deren Funktionsprinzip auf dem Austausch von Lithium-Ionen (Li^+) zwischen der Kathode und der Anode basiert. Die Anode besteht üblicherweise aus synthetischem Graphit, das auf einen Stromsammelner aus Kupfer aufgebracht ist. Im geladenen Zustand sind die Lithium-Ionen im Graphitgitter interkaliert. Typische Kathodenmaterialien sind anorganische Übergangsmetalloxide wie beispielsweise Lithiumeisenphosphat (LiFePO_4), Lithiumkobaltoxid (LiCoO_2), Lithiumnickeloxid (LiNiO_2) oder Lithiummanganoxid (LiMn_2O_4). Mischoxide, die jeweils unterschiedliche Anteile Kobalt, Nickel oder Mangan enthalten, werden ebenfalls als Kathodenmaterialien verwendet. Das aktive Kathodenmaterial ist üblicherweise auf einen Stromsammelner aus Aluminium aufgebracht. Der Elektrolyt ist zumeist ein flüssiges organisches Lösungsmittel mit darin gelöstem Lithiumsalz (oft LiPF_6). Bei flüssigen Elektrolyten ist ein Separator zur Trennung der Elektroden erforderlich. Hierzu wird in vielen Zellen ein dünner ($10\text{-}30\ \mu\text{m}$) mikroporöser Polyolefinfilm verwendet. Lithium-Ionen-Polymer-Batterien enthalten anstelle des flüssigen Lösungsmittels ein gelartiges oder festes Polymer als Elektrolyt. In diesem Fall ist kein Separator erforderlich.

Beim Laden der Batterie bewegen sich Lithium-Ionen aus der Kathode durch den Elektrolyten zur Anode und werden dort in die Graphitstruktur interkaliert. Wird die Batterie entladen, erfolgt der Ionentransport in entgegengesetzter Richtung: Die im Graphit interkalierten Lithium-Atome werden oxidiert, geben also jeweils ein Elektron ab. Diese freien Elektronen werden über den externen Stromkreis zur Kathode geleitet und erzeugen dadurch einen elektrischen Strom. Die Lithium-Ionen bewegen sich durch den Elektrolyten zur Kathode. Die Reaktionsgleichungen für den Entladevorgang lauten:



Das M steht hierbei für ein Übergangsmetall wie beispielsweise Kobalt (Co), Nickel (Ni) oder Mangan (Mn). Das verwendete Kathodenmaterial ist für die Eigenschaften der Batterie von zentraler Bedeutung. Durch die Wahl des Kathodenmaterials wird die Zellspannung festgelegt und damit die Energiedichte der Zelle. Außerdem hat es Einfluss auf weitere wichtige Parameter wie die Leistungsdichte, das Alterungsverhalten, die Betriebssicherheit und die Herstellkosten. Es existiert kein Material, das für alle Parameter gute Werte erzielt, stattdessen sind bei jedem Material einzelne Eigenschaften unterschiedlich stark ausgeprägt. Die Wahl des Kathodenmaterials stellt also letztendlich immer einen Kompromiss dar.

Li-Ionen-Zellen können als Hochleistungs- oder Hochenergiezellen gebaut werden. Eine Hochleistungszelle muss hohe Stromstärken liefern können. Dazu werden dünne Elektroden ($\sim 30\ \mu\text{m}$) mit hoher Porosität, großer Gesamtoberfläche und kleiner Partikelgröße verwendet, um eine schnelle Diffusion von Lithium-Ionen zu ermöglichen. In Hochenergiezellen werden

dickere Elektroden ($\sim 200 \mu\text{m}$) verbaut, da größere Mengen aktiven Materials erforderlich sind, um eine höhere Kapazität bereitzustellen.

Typische Bauformen von Li-Ionen-Zellen sind die zylindrische Zelle, die prismatische Zelle und die Pouchzelle. Bei der zylindrischen und der prismatischen Zelle bestehen die Elektroden aus mit aktivem Material beschichteter Kupfer- und Aluminiumfolie. Diese Folien werden, getrennt durch den Separator, gewickelt und fest verschalt. Für die Pouchzelle wird im Allgemeinen ein fester Elektrolyt verwendet. Im Gegensatz zu den beiden anderen Bauformen werden die Elektroden nicht gewickelt, sondern gestapelt und mit einer flexiblen Polymerfolie ummantelt.

Die Vorteile der Li-Ionen-Batterie sind ihre im Vergleich zu anderen Batterietypen hohe Energiedichte, lange Lebensdauer und hohe Leistungsdichte. Ihre Nachteile bestehen zum einen darin, dass die Material- und Herstellkosten relativ hoch sind, zum anderen, dass keine inhärente Sicherheit gewährleistet werden kann. Die in Gleichung 2.10 dargestellte Reaktion ist exotherm, während des Ladens und Entladens wird also Wärme freigesetzt. Diese Wärme muss abgeführt werden, da die Elektrodenmaterialien ab einer Temperatur von ca. $130\text{-}150 \text{ }^\circ\text{C}$ exotherm mit dem Elektrolyten reagieren und dadurch einen weiteren Temperaturanstieg in der Zelle hervorrufen. Es kann zu einer Zersetzung der Elektroden und in der Folge zu einem Druckanstieg in der Zelle und mechanischem Versagen kommen. Das mechanische Versagen wiederum führt zu Kurzschlüssen oder zu einem Austritt und zur Entzündung des Elektrolyten. Diese Kettenreaktion ist als thermisches Durchgehen (engl. *thermal runaway*) bekannt. Außerdem kann eine Li-Ionen-Zelle nur innerhalb eines bestimmten durch die Zellchemie vorgegebenen Spannungsbereichs sicher betrieben werden. Ein Betrieb außerhalb dieses Spannungsbereichs kann zu irreversiblen Schäden und damit zu einer Verkürzung der Lebensdauer sowie einem erhöhten Sicherheitsrisiko führen. Um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, sind in die Batteriemodule Sensoren integriert, die Temperatur, Spannung und Stromstärke messen. Ein BMS übernimmt die elektronische Steuerung der Batterie. Seine Aufgaben sind die Bestimmung des Batteriezustands, die Kontrolle der Lade- und Entladevorgänge, das Sicherheits- und Temperaturmanagement und die Kommunikation mit externen Systemen.

Bei den Li-Ionen-Batterien sind sowohl die Batterie als Gesamtsystem als auch die einzelnen Komponenten Gegenstand von Forschung und Entwicklung. Auf Systemebene sind Fertigungsverfahren und das Batteriemangement (inkl. Temperaturmanagement) wichtige Forschungsgebiete. Auf Zellebene steht die Materialforschung im Vordergrund. Die Entwicklungsziele sind breit gefächert. Für die Elektromobilität werden höhere Energie- und Leistungsdichten gewünscht, im stationären Bereich sind die Wirtschaftlichkeit und damit die Herstellkosten und die Lebensdauer von zentraler Bedeutung. Eine Erhöhung der Betriebssicherheit ist in beiden Bereichen wünschenswert.

Umfangreiche Forschungsaktivitäten gibt es hinsichtlich neuer Kathoden- und Anodenmaterialien sowie der Elektrodenstruktur. Durch eine verbesserte Zellchemie können höhere Energiedichten, höhere Betriebssicherheit und höhere Lebensdauern erzielt werden. Als Anodenmaterial wird bisher überwiegend Graphit mit interkaliertem Lithium verwendet. Alternativ werden Legierungen wie Lithium-Silizium (Li-Si) und Lithium-Zinn (Li-Sn) sowie Titanoxide (beispielsweise TiO_2 , $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$) untersucht [110]. Bei den Kathodenmaterialien geht die Entwicklung hin zu Materialien der Manganfamilie (z. B. LiMn_2O_4 , $\text{LiNi}_{1/3}\text{Co}_{1/3}\text{Mn}_{1/3}\text{O}_2$) und

Phosphaten mit Olivinstruktur (z. B. LiFePO_4 , LiCoPO_4) [67, 110]. Lithiumeisenphosphat (LiFePO_4) scheint insbesondere für stationäre Batterien gut geeignet zu sein. Zwar sind die damit erreichten Energiedichten relativ gering, jedoch bleibt die Kristallstruktur von LiFePO_4 auch bei hohen Temperaturen stabil, was zu einem höheren Maß an Sicherheit und längeren Lebensdauern führt. Weitere Vorteile von LiFePO_4 sind die gute Umweltverträglichkeit und die geringen Materialkosten im Vergleich zu kobalt- und nickelbasierten Elektroden [123]. Auch Elektrolyte und Separatoren sind Gegenstand von Forschung und Entwicklung [66]. Vor allem feste Elektrolyte, die eine höhere Betriebssicherheit und einen geringeren Fertigungsaufwand mit sich bringen, sind hierbei interessant.

Mittelfristig könnte ein Übergang von der Lithium-Ionen-Technologie zu Batterien auf der Basis metallischen Lithiums erfolgen. Vielversprechende Elektrodenkombinationen sind Lithium-Schwefel (Li-S) und Lithium-Luft (Li-Luft), ihre Entwicklung befindet sich jedoch derzeit noch im Bereich der Grundlagenforschung [123, 137]. Ebenfalls im Bereich der Grundlagenforschung ist die Entwicklung von Natrium-Ionen-Batterien. Die Funktionsweise ist analog zu Lithium-Ionen-Batterien, jedoch basierend auf dem Austausch von Natrium- anstelle von Lithium-Ionen. Ein Nachteil ist die im Vergleich zu Li-Ionen-Batterien deutlich geringere Energiedichte. Da das Element Natrium in der Erdkruste aber deutlich häufiger vorkommt als Lithium, könnten die Kosten für Na-Ionen-Batterien langfristig unter denen von Li-Ionen-Systemen liegen. [51, 91]

In Tabelle 2.1 werden die Vor- und Nachteile der einzelnen Technologielinien zusammenfassend gegenüber gestellt.

2.3 Batteriealterung

Das Phänomen der Batteriealterung umfasst verschiedene Degradationsprozesse, die in allen elektrochemischen Zellen auftreten. Sie führt im Allgemeinen zu einem Verlust an nutzbarer Speicherkapazität und zu einer Erhöhung des Innenwiderstands der Zelle und damit zu einer Verringerung der Leistungsfähigkeit und des Wirkungsgrads. Auch die Betriebssicherheit nimmt im Laufe der Zeit ab. Alterungseffekte beeinflussen die Lebensdauer der Batterie und sind daher von zentraler Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit elektrochemischer Speichersysteme. Ursächlich für die Alterung sind zum einen Nebenreaktionen, die zusätzlich zur erwünschten Hauptreaktion auftreten, zum anderen die dynamische Belastung der Zellen während der Lade- und Entladevorgänge. Die stattfindenden Alterungsprozesse sind spezifisch für den jeweiligen Batterietyp. An dieser Stelle wird insbesondere die Alterung von Lithium-Ionen-Batterien betrachtet, die wiederum abhängig von der jeweiligen Zellchemie, dem Elektrodendesign, der Elektrolytzusammensetzung und ggf. vorhandenen Verunreinigungen ist. Vetter et al. geben eine Übersicht über die in Li-Ionen-Zellen auftretenden Degradationsmechanismen [150]. Die Degradationsprozesse in Lithium-Ionen-Batterien betreffen sämtliche Bestandteile der Zelle (Anode, Kathode, Elektrolyt und Separator) und können entsprechend ihres Auftretens als kalendarische oder zyklische Alterung charakterisiert werden.

Die Parameter SoC, DoD und C- bzw. E-Rate sind insbesondere deshalb von Bedeutung, weil sie die Alterungsrate von Batteriespeichersystemen beeinflussen. Große DoDs und hohe

Tabelle 2.1: Zusammenfassung der Vor- und Nachteile der einzelnen Batterietechnologien

Technologie	Vorteile	Nachteile
Blei-Säure	<ul style="list-style-type: none"> – geringe Systemkosten – etabliertes Recyclingsystem – inhärente Sicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> – geringe Zyklenfestigkeit – Empfindlichkeit gegenüber hohen und tiefen Temperaturen, hohen E-Raten und Tiefentladungen
Natrium-Hochtemperatur	<ul style="list-style-type: none"> – hohe Zyklenfestigkeit – lange kalendarische Lebensdauer – geringe Materialkosten 	<ul style="list-style-type: none"> – sicherheitstechnisch problematisch – aufwändiges Wärmemanagement
Redox-Flow	<ul style="list-style-type: none"> – flexible Skalierbarkeit – hohe Zyklenfestigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> – aufwändige Anlagentechnik – hohe Materialkosten – Toxizität der Elektrolyte – geringer Wirkungsgrad
Lithium-Ionen	<ul style="list-style-type: none"> – lange kalendarische Lebensdauer – hohe Zyklenfestigkeit – hoher Wirkungsgrad 	<ul style="list-style-type: none"> – keine inhärente Sicherheit – kein etabliertes Recyclingsystem

C-/E-Raten beschleunigen die Batteriealterung im Allgemeinen. Welchen Einfluss der SoC auf die Alterung hat, hängt vom jeweiligen Batterietyp ab.

Zwei weitere wichtige Parameter im Zusammenhang mit der Alterung sind das Lebensende der Batterie, das üblicherweise als End of Life (EoL) bezeichnet wird, und der State of Health (SoH). Als EoL wird ein Punkt festgelegt, an dem die Batterie eine definierte Menge ihrer nutzbaren Kapazität verloren hat. Im Bereich der Elektromobilität hat sich hier ein Wert von 80% der ursprünglichen Kapazität etabliert, da an diesem Punkt die zunächst linear verlaufende Kapazitätsabnahme in eine nicht-linear verlaufende übergeht [122]. Der SoH gibt an, über wie viel Restkapazität, bezogen auf die ursprüngliche Kapazität und den EoL, die Batterie noch verfügt. Dabei entspricht ein SoH von 100 % einer vollständig intakten Batterie, ein SoH von 0 % bedeutet, dass die Batterie ihr definiertes Lebensende erreicht hat.

An der Anode bildet sich in den ersten Zyklen nach Inbetriebnahme eine Schicht zwischen dem Elektrolyten und dem aktiven Material der Anode. Sie wird als *Solid Electrolyte Interface (SEI)* bezeichnet und schützt die Anode größtenteils vor unerwünschten Reaktionen mit Bestandteilen des Elektrolyten. Der Schutz ist jedoch nicht vollständig. Die SEI ist neben Li^+ auch für weitere Ionen durchlässig, daher finden Li_xC_6 -Korrosion und Elektrolytdekomposition weiterhin statt. Die Stabilität der SEI hat großen Einfluss auf das Alterungsverhalten der Zelle.

Während des Betriebs kann die SEI weiter wachsen und sich in ihrer Zusammensetzung und Morphologie ändern. Dies geschieht insbesondere bei erhöhten Temperaturen und führt zu einer Zunahme der Impedanz und damit zu einer Verringerung der Leistungsfähigkeit und des Wirkungsgrads [10, 150]. Parallel zum SEI-Wachstum tritt die Korrosion von im Graphit interkaliertem Lithium auf, was zu Selbstentladung und Kapazitätsverlust führt. Bildung und Wachstum der SEI bringen einen allmählichen Kontaktverlust innerhalb der Anode mit sich und erhöhen so die Impedanz der Zelle. Bei niedrigen Temperaturen, bei hohen C-Raten und bei inhomogenen Strom- und Spannungsverteilungen wird metallisches Lithium an der Anodenoberfläche abgeschieden (sog. *lithium plating*) [104]. Das bedeutet zum einen den Verlust von aktivem Lithium, zum anderen kann es auch zu Reaktionen zwischen dem metallischen Lithium und dem Elektrolyten und damit zusätzlich zu einem Verlust von Elektrolyt kommen. Die Folgen sind ein Rückgang der Kapazität und der Leistungsfähigkeit [150].

An der Kathode können unterschiedliche Degradationsmechanismen auftreten, die von der chemischen Zusammensetzung und dem Design der Kathode abhängen. Einige Degradationsprozesse treten jedoch (in unterschiedlicher Ausprägung) bei allen Kathodenmaterialien auf. Dazu gehören Schäden an der Struktur des Kristallgitters (z.B. Risse, Phasenübergänge) und die Zersetzung von Kathodenmaterialien [150]. Beide Effekte führen zu einer Verringerung der Speicherkapazität. Gehen die Übergangsmetalle aus der Kathode im Elektrolyten in Lösung, kommt es einerseits zu einem Verlust aktiven Materials und damit zu einer Verringerung der Speicherkapazität, andererseits können auch Reaktionen zwischen Übergangsmaterial und Elektrolyt stattfinden [150]. Die Produkte dieser Reaktionen können sich als Feststoff auf der Kathode absetzen und dort einen Oberflächenfilm bilden. Dadurch wird die Impedanz der Zelle erhöht. Außerdem können gasförmige Produkte entstehen, die den Innendruck der Zelle erhöhen.

Effekte, die sowohl an der Anode als auch an der Kathode auftreten, beinhalten die Korrosion der Stromsammler, die Degradation von Bindemitteln (beispielsweise zwischen Elektrodenmaterial und Stromsammler) und die Oxidation von Leitmitteln. Zusätzlich können unerwünschte irreversible Reaktionen zwischen Anoden- und Kathodenmaterial (von denen sich jeweils eines zuvor im Elektrolyten gelöst haben muss) auftreten. Eine Dekomposition des Elektrolyten oder eine Beschädigung des Separators (beispielsweise durch SEI-Wachstum oder *lithium plating*) haben ebenfalls negative Auswirkungen auf die Nutzbarkeit und Funktionsfähigkeit der Zelle.

Bezüglich der Alterung von Li-Ionen-Batterien wird zwischen kalendarischer und zyklischer Alterung unterschieden [157]. Unter kalendarischer Alterung sind die Degradationsprozesse zusammengefasst, die unabhängig von Lade- und Entladevorgängen kontinuierlich in der Zelle stattfinden. Diese werden hauptsächlich durch Wechselwirkungen zwischen dem aktiven Material in den Elektroden und dem Elektrolyten hervorgerufen. Dazu gehören die Reduktion und Oxidation von Elektrolytbestandteilen und das Wachstum bzw. Änderungen der Oberflächenfilme auf den Elektroden. Die wichtigsten Einflussparameter im Zusammenhang mit der kalendarischen Alterung sind die Zeit, die Zellspannung (die wiederum vom SoC abhängt) und die Temperatur. Zyklische Alterung tritt zusätzlich zur kalendarischen Alterung jeweils während der Lade- oder Entladevorgänge auf. Für sie sind vor allem Schäden am Elektrodenmaterial verantwortlich, die durch mechanische Beanspruchung oder die Abscheidung von metallischem Lithium verursacht werden. Zu den Parametern, die die zyklische Alterung

beeinflussen, gehört die Stromstärke, die während der Lade- und Entladevorgänge auftritt und wiederum von der C- bzw. E-Rate abhängt, mit der die Batterie ge- oder entladen wird. Zwei weitere Parameter, die die zyklische Alterung beeinflussen, sind die Zyklientiefe (der DoD) und der Ladungs- bzw. Energiedurchsatz der Zelle [49].

Um ein detaillierteres Verständnis der komplexen Prozesse innerhalb der Zelle zu erlangen, gibt es weltweit umfangreiche Forschungsaktivitäten. Einerseits werden neue experimentelle Methoden zur Untersuchung des Alterungsverhaltens entwickelt und Zellen mithilfe dieser Methoden getestet, andererseits werden - aufbauend auf diesen Tests - Modelle entwickelt, um das Alterungsverhalten von Batterien zu beschreiben und die Alterung in Abhängigkeit bestimmter Parameter zu prognostizieren [13, 83].

Um die Batteriealterung zu verlangsamen und dadurch die Lebensdauer einer Batterie zu verlängern, werden unterschiedliche Maßnahmen ergriffen. Bei stationären Batteriesystemen spielen Eigenschaften wie Energie- und Leistungsdichte bei der Auslegung nur eine untergeordnete Rolle. Daher wird in diesem Bereich der Fokus bei der Auswahl der Elektrodenmaterialien auf solche Materialien gelegt, die ein günstiges Alterungsverhalten zeigen und dadurch eine lange Lebenszeit ermöglichen. Das BMS einer Li-Ionen-Batterie hat die Aufgabe, die Lade- und Entladeströme in den Batteriepacks zu steuern und den Ladestand der Zellen zu kontrollieren [115]. Dadurch wird ein sicherer Betrieb der Batterie und eine möglichst langsame Alterung gewährleistet. Zusätzlich wird durch Klimatisierung die Temperatur der Batterie in einem Bereich gehalten, in dem die Batterie möglichst langsam altert.

Alterung ist ein wichtiger Einflussfaktor für die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen. Für eine ökonomische Bewertung des Einsatzes von Batteriespeichersystemen ist es dementsprechend erforderlich, das Alterungsverhalten des betrachteten Batteriespeichersystems abzuschätzen. Hierzu existiert eine Vielzahl von Ansätzen, die eine Modellierung von Batteriealterung ermöglichen [14, 125].

2.4 Aufbau stationärer Batteriesysteme

Stationäre Batteriesysteme umfassen eine große Bandbreite unterschiedlicher Systemdesigns und -größen. Beginnend bei dezentralen PV-Heimspeichern mit einer Kapazität von wenigen Kilowattstunden über transportable Containerlösungen bis hin zu sogenannten Batteriekraftwerken, die in eigenen Gebäuden untergebracht sind und über mehrere Megawattstunden Speicherkapazität verfügen, existieren Batteriesysteme in vielen unterschiedlichen Konfigurationen. Prinzipiell ähneln sich all diese Systeme in ihrem Aufbau. Die Batteriezellen werden, teils parallel, teils in Serie, zu einem Batteriemodul zusammengeschaltet. Mehrere Batteriemodule werden wiederum in Serie geschaltet und bilden einen String (teilweise auch als Rack bezeichnet), welcher über einen Umrichter und ab einer bestimmten Größe zusätzlich über einen Transformator an das Stromnetz angeschlossen ist. Die Strings bilden zusammen das Batteriesystem. Die zusätzlichen Komponenten wie Umrichter und Transformatoren haben Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad des Batteriesystems. Durch eine entsprechende Steuerung der Stromflüsse im System werden Wirkungsgradverluste durch diese Komponenten minimiert. [145]

Abbildung 2.2 zeigt den typischen Aufbau eines stationären Batteriesystems. Weitere wichtige Komponenten, die in der Grafik nicht dargestellt sind, sind die unterschiedlichen Sensoren

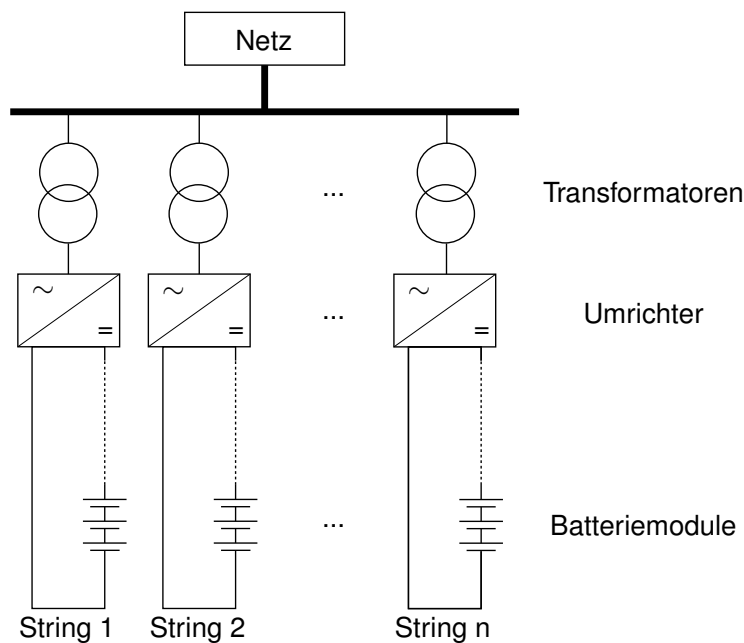


Abbildung 2.2: Aufbau eines stationären Batteriesystems (schematisch) [142]

und Messgeräte, das BMS und, falls erforderlich, die Klimatisierung der Batterie. Die Sensoren und Messgeräte erfassen Stromstärken und Spannungen an unterschiedlichen Punkten innerhalb der Strings, vor und hinter den Umrichtern sowie am Netzeinspeisepunkt. Im BMS laufen die von den Messgeräten aufgezeichneten Informationen zusammen. Es kontrolliert die Lade- und Entladeströme, die in das Batteriemodul hinein- bzw. aus dem Modul herausfließen. Das BMS ist dafür verantwortlich, eine Überladung oder vollständige Entladung der Batteriezellen zu vermeiden und die Ladung möglichst gleichmäßig auf die Module innerhalb eines Strings zu verteilen. Dadurch sollen ein sicherer Betrieb und eine möglichst lange Lebensdauer des Batteriesystems gewährleistet werden. Außerdem wird die Temperatur im Batteriesystem gemessen. Mithilfe von Klimatisierung wird eine für die Lebensdauer der Batterie förderliche Temperatur gehalten. Gleichzeitig muss das BMS die entsprechend dem Einsatzfeld von der Batterie geforderten Lade- und Entladevorgänge umsetzen. [115, 145]

Der Netzanschluss kann abhängig von der Batteriegröße und dem Anwendungsfeld des Speichersystems auf unterschiedlichen Spannungsebenen erfolgen. Speicher zur Bereitstellung von Primärregelleistung müssen in der Lage sein, eine Leistung von mindestens 1 MW ins Netz einzuspeisen. Die kleinstmögliche Spannungsebene, an die solche Batteriespeichersysteme angeschlossen werden können, ist die Mittelspannung. Hier gelten die Anschlussbedingungen der TAB Mittelspannung [17]. Die Netzbetreiber legen fest, welche Anlage an welcher Stellen ans Netz angeschlossen werden darf. Wird ein Speicher zur Bereitstellung von Regelleistung im Verteilnetz (d.h. im Mittel- oder Hochspannungsnetz) angeschlossen, kann dies zu Leistungsflüssen führen, die den Netzbetrieb stören. Treten im Verteilnetz kritische Situationen auf, wie beispielsweise eine Überlastung von Leitungen oder Betriebsmitteln, können diese durch die zusätzliche Einspeisung oder Entnahme von Regelleistung durch den Speicher noch verstärkt werden. Ein Anschluss von Speichern zur Regelleistungsbereitstellung erfolgt daher vorzugsweise im Übertragungsnetz.

2.5 Einsatzfelder für stationäre Stromspeichersysteme

Das Speichern von Energie ist niemals ein Selbstzweck, sondern erfüllt stets eine Funktion innerhalb des Energiesystems. Grundsätzlich ermöglichen Stromspeicher die zeitliche Verschiebung elektrischer Energie. Der elektrische Strom wird zu einem Zeitpunkt eingespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder ins Netz eingespeist. Abhängig davon, an welcher Stelle in der Stromversorgungskette der Speicher eingesetzt wird, über welchen Zeitraum der Strom gespeichert wird und welche technischen Erfordernisse und ökonomischen Anreize bestehen, lässt sich diese grundsätzliche Aufgabe weiter in spezifischere Funktionen innerhalb des Stromversorgungssystems untergliedern. An dieser Stelle wird ein Überblick gegeben, welche Funktionen Energiespeicher im Stromversorgungssystem haben können. Diese Funktionen werden üblicherweise als Einsatz- oder Anwendungsfelder für Speicher bezeichnet. Diese werden im Rahmen einer Literaturrecherche identifiziert. Anschließend wird anhand eines Kriterienkatalogs die Eignung von Batteriespeichersystemen für jedes der identifizierten Einsatzfelder bewertet.

Das Thema Klassifizierung und Beschreibung von Speichereinsatzfeldern wird in der Literatur umfangreich behandelt. Kanngießner [88] unterscheidet vier grundsätzliche Klassifizierungsansätze: (1) unsortierte Aufzählungen von Speicheranwendungen, (2) detaillierte Beschreibungen einzelner Speicheranwendungen, (3) strukturierte Listen und (4) den Matrix-Ansatz.

Das Ziel an dieser Stelle besteht darin, unter Berücksichtigung der bereits geleisteten Klassifizierungsarbeiten eine möglichst große Bandbreite an Einsatzfeldern aufzuzeigen. Dazu werden aus der existierenden Literatur mehrere Quellen ausgewählt, die den Klassifizierungsansatz der ‚strukturierten Listen‘ verwenden. In diesem Ansatz werden Speichereinsatzfelder übergeordneten Kategorien zugeordnet. Die an dieser Stelle verwendeten Quellen haben die Gemeinsamkeit, dass die Einsatzfelder relativ detailreich beschrieben werden und die Klassifizierung technologieneutral aus der Perspektive des Systembetreibers erfolgt. Alle Quellen wurden zwischen 2010 und 2015 veröffentlicht.

Die für die Identifizierung der Einsatzfelder ausgewählte Literatur umfasst die Studie *Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide* von Eyer & Corey [63], das *DOE/EPRI Electricity Storage Handbook* [6], das *European White Book on Grid-Connected Storage* [101], eine Veröffentlichung von Battke & Schmidt [15], die Dissertation von Annedore Kanngießner [88] und das Buch *Energiespeicher* von Stadler & Sterner [133]. Eyer & Corey und das *Handbook* liefern eine umfangreiche Beschreibung der von ihnen gefundenen Einsatzfelder und ordnen sie fünf unterschiedlichen Kategorien zu. Beide Berichte wurden am Sandia National Laboratory (einer dem US-Energieministerium unterstellten Forschungseinrichtung) erarbeitet, ihr Fokus liegt dementsprechend auf dem US-amerikanischen Stromsystem. Die Ergebnisse des fünf Jahre früher veröffentlichten Eyer & Corey-Berichts waren den Autorinnen und Autoren des *Handbooks* sicher bekannt, dennoch weichen Klassifizierung und Kategorisierung der Einsatzfelder teilweise voneinander ab. Auf Grund dessen werden beide Publikationen an dieser Stelle berücksichtigt. Das *European White Book* stellt den ersten Versuch eines europäischen Forschungskonsortiums dar, konsistente Einsatzfelder aus der Sicht eines Netzbetreibers mit dem Fokus auf dem europäischen Stromsystem zu definieren. Darin werden 14 unterschiedliche Einsatzfelder gefunden und drei übergeordneten Kategorien zugeordnet. Battke & Schmidt analysieren 15 Literaturquellen (darunter [63] und

Tabelle 2.2: Übersicht über die Literatur zur Identifizierung der Einsatzfelder

Autoren	Titel	Anzahl der gefundenen Einsatzfelder	Referenz
Akhil et al.	DOE/EPRI Electricity Storage Handbook	18	[6]
Battke & Schmidt	Cost-efficient demand-pull policies for multi-purpose technologies –The case of stationary electricity	14	[15]
Eyer & Corey	Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide	17	[63]
Kanngießler	Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen	13	[88]
Lemaire et al.	European White Book on Grid-Connected Storage	14	[101]
Stadler & Sterner	Energiespeicher	14	[133]

[101]) und finden ebenfalls 14 Einsatzfelder. Der von ihnen genutzte Klassifizierungsansatz entspricht eher dem oben genannten Matrix-Ansatz. Die Einsatzfelder werden entsprechend ihrer Position in der Stromversorgungskette und der Art, wie ökonomischer Wert generiert wird, eingeordnet. Kanngießler führt eine umfangreiche Literaturrecherche zu Anwendungen und Klassifizierungsansätzen durch, identifiziert 13 unterschiedliche Einsatzfelder und beschreibt diese sehr detailliert. Der Fokus liegt dabei auf dem deutschen Stromsystem. Tabelle 2.2 gibt eine Übersicht über die in diesem Abschnitt genannten Literatur.

Eine klare Abgrenzung der in unterschiedlichen Quellen aufgeführten Einsatzfelder ist nicht immer möglich. Teilweise überschneiden sich Einsatzfelder, teilweise werden mehrere Einsatzfelder aus einer Quelle zu einem einzigen in einer anderen Quelle zusammengefasst. In [6], [15] und [63] werden die Einsatzfelder entsprechend ihrer Position in der Stromversorgungskette kategorisiert. Zur besseren Übersicht wird diese Art der Kategorisierung an dieser Stelle übernommen. Die einzelnen Einsatzfelder sind in Tabelle 2.3 aufgelistet, zusammen mit den durchschnittlichen Entladedauern und den Angaben zu den jeweiligen Quellen, in denen das Einsatzfeld genannt wird. Einsatzfelder, die im deutschen NRV nicht anwendbar sind, werden aus der Literatur nicht übernommen. Dazu gehören die Einsatzfelder *Area Regulation*, *Electric Supply Reserve Capacity*, *Substation On-site Power* und *Wind Generation Grid Integration*.

Tabelle 2.3: Einsatzfelder für stationäre Stromspeicher

Nr.	Einsatzfeld	Entladedauer	Quellen
Energieversorgung			
1	Zeitliche Verschiebung von Energie an Spot- und Terminmärkten (Arbitragehandel)	15 Minuten bis mehrere Stunden	[6, 15, 63, 88, 101, 133]
2	Abdeckung von Lastspitzen	mehrere Stunden	[6, 63, 88, 133]
Systemdienstleistungen			
3	Regelleistung	< 1 Stunde	[6, 15, 63, 88, 101, 133]
4	Lastfolgebetrieb	einige Minuten	[6, 15, 63, 88, 101, 133]
5	Momentanreserve	im Sekundenbereich	[6, 63, 101, 133]
6	Spannungshaltung	nicht anwendbar	[6, 15, 63, 133]
7	Schwarzstartfähigkeit / Versorgungswiederaufbau	einige Minuten	[6, 15, 63, 88, 101, 133]
8	Ausregelung von Prognosefehlern im Bilanzkreis	15 Minuten	[88]
Einsatzfelder im Übertragungsnetz			
9	Vermeidung/Verschiebung von Ausbaumaßnahmen	mehrere Stunden	[6, 15, 63, 88]
10	Netzentlastung	mehrere Stunden	[6, 63, 88, 133]
11	Weitere Anwendungen im Übertragungsnetz	einige Sekunden bis Stunden	[6, 63]
Einsatzfelder im Verteilnetz			
12	Vermeidung/Verschiebung von Ausbaumaßnahmen	einige Stunden	[6, 15, 63, 88, 101]
13	Spannungshaltung	einige Sekunden bis Stunden	[6, 101, 133]
Einsatzfelder auf der Verbraucherseite			
14	Versorgungsqualität	einige Sekunden bis Minuten	[6, 15, 63, 88, 101]

Tabelle 2.3 - Fortsetzung

Nr.	Einsatzfeld	Entladedauer	Quellen
15	Unterbrechungsfreie Stromversorgung	einige Minuten	[6, 15, 63, 88, 101, 133]
16	Zeitliche Verschiebung von Energie zur Minimierung von Strombezugskosten	mehrere Stunden	[6, 15, 63, 88]
17	Spitzenlastreduktion zur Minimierung des Netznutzungsentgelts	mehrere Stunden	[6, 63, 88, 101]
18	Erhöhung des Eigenverbrauchs von Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen	mehrere Minuten bis Stunden	[15, 88]
Einsatzfelder im Bereich der Integration Erneuerbarer Energien			
19	Zeitliche Verschiebung von Energie zur Teilnahme am Stromhandel	einige Minuten bis Stunden	[15, 63, 88, 101]
20	Bereitstellung eines konstanten Leistungsbandes	einige Sekunden bis mehrere Stunden	[15, 63, 88, 101]
21	Wirk- und Blindleistungsregelung mit Erneuerbaren Energien	mehrere Sekunden bis Minuten	[101]

2.6 Eignung der Einsatzfelder für den Einsatz stationärer Batteriespeichersysteme

An dieser Stelle werden die in diesem Kapitel gewonnenen Erkenntnisse zu den Eigenschaften von Batteriespeichersystemen und Einsatzfeldern zusammengeführt. Nachdem im vorhergehenden Abschnitt die Speichereinsatzfelder im deutschen NRV identifiziert wurden, wird an dieser Stelle geprüft, ob Batteriespeicher eine geeignete Technologie für das jeweilige Einsatzfeld sind. Dazu werden aus den Eigenschaften dieser Technologiegruppe Kriterien hergeleitet, anhand derer die Eignung des jeweiligen Einsatzfeldes abgeschätzt werden kann. Diese Eignungsanalyse bietet keine quantitative ökonomische Analyse des Einsatzes von Batteriespeichersystemen, die die Einsatzfelder entsprechend ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet. In vielen Einsatzfeldern sind Kosten und Erlösmöglichkeiten durch große Unsicherheiten geprägt und die Datenlage teilweise unzureichend. Stattdessen wird anhand fünf qualitativer technischer und ökonomischer Kriterien dargestellt, welche der in Abschnitt 2.5 aufgelisteten Einsatzfelder gegenwärtig eine grundsätzliche Eignung für Batteriespeichersysteme aufweisen.

Die ersten beiden Kriterien haben einen ökonomischen Hintergrund, die folgenden beiden einen technischen.

Kriterium 1: Kapazitäts- zu Leistungsverhältnis und Zyklenzahlen

Aufgrund der bei elektrochemischen Speichersystemen auftretenden Alterungseffekte (siehe Abschnitt 2.3) sind bestimmte Einsatzfelder für Batteriespeichersysteme ungeeignet. Dazu gehören Einsatzfelder mit hohem Leistungsbedarf bei gleichzeitig geringem Bedarf an Speicherkapazität. Dies führt zu hohen E-Raten und dadurch zu beschleunigter Alterung. Einsatzfelder, in denen in kurzer Zeit ein im Vergleich zur Kapazität hoher Energiedurchsatz zustande kommt und dementsprechend viele Lade- und Entladezyklen durchlaufen werden, verstärken ebenfalls die Alterungseffekte und eignen sich daher nicht für den Einsatz von Batteriespeichersystemen. Technologien, die für diese Anwendungen in Frage kommen, umfassen Kondensatoren (sog. Supercaps) und Spulen, die zwar im Vergleich zur bereitgestellten Leistung nur über wenig Kapazität verfügen, aber dafür keine Alterungseffekte zeigen. Alternativ können Schwungmassenspeicher eingesetzt werden.

Kriterium 2: Hohe Erlösmöglichkeiten

Da die kapazitätsspezifischen Investitionen für Batteriespeichersysteme im Vergleich zu anderen Speichertechnologien sehr hoch sind, sind zur Refinanzierung hohe Erlösmöglichkeiten im Verhältnis zur installierten Kapazität erforderlich. Der Schwellenwert, ab dem ein Einsatzfeld durch die gegebenen Erlösmöglichkeiten wirtschaftlich attraktiv wird, hängt von den erforderlichen Investitionen und Betriebskosten des jeweiligen Batteriesystems ab. Da die erzielbaren Erlöse in vielen Einsatzfeldern Schwankungen unterliegen und insbesondere Modifikationen der regulatorischen Rahmenbedingungen zu größeren Änderungen der Erlösmöglichkeiten führen können, ist die Identifizierung von Einsatzfeldern mit ausreichenden Erlösen mit Unsicherheiten behaftet. Einsatzfelder, die dieses Kriterium zeitweise erfüllen (beispielsweise wenn große Preisunterschiede auf dem Spotmarkt auftreten), werden nicht als geeignet betrachtet.

Kriterium 3: Kurze Reaktionszeiten/hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten

Zwei Hauptvorteile elektrochemischer Speicher sind ihre kurze Reaktionszeit und ihre hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeit im Vergleich zu anderen Speichertechnologien. Einige Anwendungsfelder sind durch die Erfordernis einer kurzen Reaktionszeit oder hoher Leistungsänderungsgeschwindigkeiten charakterisiert, so dass Speichertechnologien mit längeren Reaktionszeiten und zu niedrigen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten hierfür nicht geeignet sind.

Kriterium 4: Flexibler Einsatzort

Im Gegensatz zu PSW oder Druckluftspeichern können stationäre Batteriespeicher unabhängig von den geomorphologischen Gegebenheiten an nahezu beliebigen Orten installiert werden. Aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Leistungs- und Energiedichte beanspruchen sie wenig Platz. Damit sind sie auch für Einsatzfelder geeignet, bei denen die Position des Speichers oder der zur Verfügung stehende Raum eine Rolle spielen, wie beispielsweise Anwendungen im Stromnetz, auf der Verbraucherseite oder bei der Integration wetterabhängiger EE.

Tabelle 2.4 zeigt die Gegenüberstellung der Einsatzfelder und der Kriterien zur ihrer Bewertung. Hierzu werden alle Einsatzfelder noch einmal aufgelistet. Erfüllt ein Einsatzfeld ein Kriterium, wird dies mit einem ‚X‘ gekennzeichnet. Erfüllt es ein Kriterium mit Einschränkungen, wird dies mit einem ‚(X)‘ gekennzeichnet. Wird ein Kriterium nicht erfüllt, erfolgt keine Kennzeichnung. Die Tabelle liefert so eine Übersicht, welche Einsatzfelder welches Kriterium vollständig, teilweise oder gar nicht erfüllen.

Tabelle 2.4: Eignungsanalyse der Einsatzfelder

Nr.	Einsatzfeld	Kriterium			
		1	2	3	4
Energieversorgung					
1	Zeitliche Verschiebung von Energie an Spot- und Terminmärkten (Arbitragehandel)	(X) ¹			
2	Abdeckung von Lastspitzen	X			
Systemdienstleistungen					
3	Regelleistung	X	X	X	
4	Lastfolgebetrieb	(X) ¹		X	X
5	Momentanreserve	X		X	
6	Spannungshaltung	X		X	X
7	Schwarzstartfähigkeit / Versorgungswiederaufbau	X			X
8	Ausregelung von Prognosefehlern im Bilanzkreis	(X) ¹	(X) ¹	X	
Einsatzfelder im Übertragungsnetz					
9	Vermeidung/Verschiebung von Ausbaumaßnahmen	(X) ¹	(X) ¹	X	X
10	Netzentlastung	(X) ¹	(X) ¹	X	X
11	Weitere Anwendungen im Übertragungsnetz			X	X

Tabelle 2.4 - Fortsetzung

Nr.	Einsatzfeld	Kriterium			
		1	2	3	4
Einsatzfelder im Verteilnetz					
12	Vermeidung/Verschiebung von Ausbaumaßnahmen	(X) ¹	(X) ¹	X	X
13	Spannungshaltung	X		X	X
Einsatzfelder auf der Verbraucherseite					
14	Versorgungsqualität	X		X	X
15	Unterbrechungsfreie Stromversorgung	X		X	X
16	Zeitliche Verschiebung von Energie zur Minimierung von Strombezugskosten	(X) ¹	(X) ¹		X
17	Spitzenlastreduktion zur Minimierung des Netznutzungsentgeltes	(X) ¹	(X) ¹	X	X
18	Erhöhung der Eigenverbrauchs von Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen	X	(X) ¹	X	X
Einsatzfelder in der Integration Erneuerbarer Energien					
19	Zeitliche Verschiebung von Energie zur Teilnahme an Strommärkten	(X) ²		X	X
20	Bereitstellung eines konstanten Leistungsbandes	(X) ²		X	X
21	Wirk- und Blindleistungsregelung mit Erneuerbaren Energien	X		X	X

¹ abhängig vom Einzelfall

² abhängig von der Dimensionierung der EE-Anlage und des Speichers

Aus den Ergebnissen der Eignungsanalyse lässt sich schließen, dass die beiden Anwendungen Bereich Großhandel/Energieversorgung für den Einsatz von Batteriespeichersystemen nicht infrage kommen, da sie weder ausreichende Refinanzierungsmöglichkeiten bieten noch hohe technische Anforderungen an einen potentiellen Speichereinsatz stellen. Zwar treten gelegentlich Phasen mit großen Preisunterschieden auf den Elektrizitätspotmärkten auf, es ist jedoch unklar, ob die Preisdifferenzen im langfristigen Mittel ausreichen, um die Investition in einen Batteriespeicher zu refinanzieren.

Die Systemdienstleistungen (SDL) weisen insgesamt günstigere Bedingungen für einen Einsatz von Batteriespeichersystemen zu ihrer Bereitstellung auf. Der Großteil der SDL erfordert kurze Reaktionszeiten und hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten, deshalb passen die technischen Anforderungen dieser Einsatzfelder gut zu den Charakteristika von Batteriespeichersystemen. Da im deutschen Netzregelverbund außer für Regelleistung keine Vergütungsmechanismen existieren, ist das Anbieten von SDL jedoch für die Betreiber von Batteriespeichersystemen -außer im Einsatzfeld Regelleistung- wirtschaftlich nicht attraktiv. Ob der Einsatz von Batteriespeichern für die Ausregelung von Prognosefehlern in Bilanzkreisen attraktiv ist, hängt von den im jeweiligen Bilanzkreis umgesetzten Energiemengen und den Kosten für Ausgleichsenergie im Fall der Unter- oder Überspeisung des Bilanzkreises ab. SDL werden derzeit überwiegend von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt. Durch den Übergang zu erneuerbaren Erzeugungsanlagen werden fossil gefeuerte Kraftwerke jedoch langfristig als Konkurrenztechnologie wegfallen. Eine Bereitstellung durch EE und steuerbare Lasten ist ebenfalls denkbar und wird teilweise bereits erprobt.

Die technischen Anforderungen der Einsatzfelder im Übertragungs- und Verteilnetz passen ebenfalls zu den Charakteristika von Batteriespeichersystemen. Für diese Einsatzfelder existiert im deutschen Netzregelverbund jedoch derzeit kein Vergütungsmechanismus. Ausgestaltungsmöglichkeiten lokaler Flexibilitätsmärkte, die Anreize für netzentlastende Redispatchmaßnahmen setzen sollen, werden zwar aktuell diskutiert, eine Einrichtung solcher Märkte ist aber mittelfristig nicht geplant [5, 77]. Der Ausbau des Netzes zur langfristigen Beseitigung von Engpässen kann als ‚Konkurrenztechnologie‘ betrachtet werden. Ein finanzieller Anreiz zum Einsatz eines Batteriespeichersystems bestände, wenn die Investition in den Speicher geringer wäre als die in einen Ausbau des Netzes. In Deutschland dürfen Netzbetreiber aufgrund des Unbundlings in der Energiewirtschaft nicht gleichzeitig Betreiber von Energiespeichersystemen sein. Speicher, die im Stromnetz zum Einsatz kommen, dürfen daher nicht im Besitz des Netzbetreibers stehen. Hierbei existieren jedoch Ausnahmen. Kleinere vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen mit weniger als 100 000 Kunden unterliegen nicht der Pflicht zur Entflechtung von Stromerzeugung und Netzbetrieb. Des Weiteren dürfen Prototypen im Rahmen von Forschungsvorhaben betrieben werden (beispielsweise sogenannte Netzbooster).

Die Einsatzfelder auf der Verbraucherseite bieten ebenfalls gute Übereinstimmungen zwischen technischen Anforderungen und Batterieeigenschaften. Insbesondere aufgrund ihrer hohen Energie- und Leistungsdichte sind Batteriespeicher die einzig verfügbare Stromspeichertechnologie in diesem Segment. Die Einsatzfelder ‚Versorgungsqualität‘ und ‚USV‘ (Nr. 14 und 15) bieten zwar keine Erlösmöglichkeiten für den Speicherbetreiber, stellen aber in einigen Fällen eine technische Erfordernis dar, wenn empfindliche an das Stromnetz angeschlossene Geräte geschützt oder eine vom öffentlichen Stromnetz unabhängige Stromversorgung bereitgestellt werden muss. Für die Einsatzfelder ‚Zeitliche Verschiebung von Energie zur Minimierung von Strombezugskosten‘ und ‚Spitzenlastreduktion zur Minimierung des Netznutzungsentgeltes‘ (Nr. 16 und 17) kommen hauptsächlich Industriebetriebe mit zeit- und/oder leistungsabhängigen Strompreisen infrage. Eine allgemeine Aussage zur Wirtschaftlichkeit eines Speichereinsatzes lässt sich an dieser Stelle nicht treffen. Die Wirtschaftlichkeit ist jeweils von den Rahmenbedingungen im Einzelfall abhängig. Ob ein Batteriespeichersystem zur Erhöhung des Eigenverbrauchs wirtschaftlich attraktiv ist, hängt ebenfalls von den Rah-

menbedingungen im Einzelfall wie der Größe des Speichers, dem Lastprofil des Haushalts, möglichen Fördermechanismen und dem Endkundenstrompreis ab. Bei der Entscheidung für einen Batteriespeicher können zusätzlich persönliche Präferenzen der Bewohner eines Haushalts eine Rolle spielen, wie beispielsweise der Wunsch nach einer möglichst autarken Stromversorgung.

Im Bereich der Integration wetterabhängig einspeisender EE kommen Batteriespeichersysteme aufgrund ihrer technischen Eignung für alle drei Einsatzfelder infrage. Die resultierenden Zyklenzahlen hängen von der Größe der Erzeugungsanlage und dem Ziel des Speichereinsatzes ab. Aufgrund geringer Erlösmöglichkeiten auf den Großhandelsmärkten und der zumeist bestehenden Möglichkeit, den erzeugten Strom für eine Einspeisevergütung zum Zeitpunkt der Erzeugung direkt ins Netz einzuspeisen, ist der Einsatz derzeit für Anlagenbetreiber wirtschaftlich nicht attraktiv.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass stationäre Batteriespeichersysteme bezüglich ihrer technischen Charakteristika für den Großteil der aufgelisteten Einsatzfelder grundsätzlich geeignet sind. Da es sich bei elektrochemischen Speichersystemen jedoch um eine vergleichsweise teure Technologielinie handelt, bieten viele Einsatzfelder derzeit keine hinreichenden Erlösmöglichkeiten, um ihren Betrieb im jeweiligen Einsatzfeld ökonomisch attraktiv zu machen. Regelleistungsmärkte bieten oftmals eine höhere Vergütung als der Energiegroßhandel (Spot- und Terminmärkte). Ein Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Bereitstellung von Regelleistung könnte daher attraktiv für einen Speicherbetreiber sein. Bei vielen anderen Einsatzfeldern ist der ökonomische Anreiz für den Speicherbetrieb stark vom jeweiligen Einzelfall abhängig, eine allgemeingültige Aussage kann nicht getroffen werden. Zusätzlich können andere Motive für den Betrieb von Batteriespeichern eine Rollen spielen wie in den Einsatzfeldern Versorgungsqualität, USV und bei den PV-Heimspeichern.

Schmidt et al. [121] führen eine umfassende ökonomische Analyse unterschiedlicher Einsatzfelder durch. Sie untersuchen neun Speichertechnologien (darunter die vier in Abschnitt 2.2) und zwölf Einsatzfelder. Grundlage dieser Analyse sind die sogenannten *Levelised Cost of Storage (LCoS)*, die nicht nur die Investition, sondern die gesamten über die Lebensdauer des Speichers anfallenden einsatzfeldspezifischen Kosten berücksichtigen. Die Investitionen werden auf der Basis von Lernkurven bis zum Jahr 2050 extrapoliert. Ein Ergebnis dieser Studie ist, dass Li-Ionen-Batteriesysteme ab 2030 unter den gegebenen Annahmen wahrscheinlich für fast alle Einsatzfelder die kosteneffizienteste Technologieoption darstellen werden.

Im deutschen NRV wird der Großteil der stationären Batteriespeichersysteme zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von PV-Anlagen eingesetzt. Die kumulierte Kapazität dieser Systeme lag Ende 2018 bei 950 MWh, die kumulierte Leistung bei rund 400 MW [132]. Bei den Großbatterien (mit einer Leistung >1 MW) ist die PRL das Einsatzfeld, auf dem mit Abstand die meisten Batteriespeichersysteme eingesetzt werden [132]. Ende 2018 waren 46 von 59 realisierten Projekten im Bereich PRL angesiedelt. Die kumulierte Kapazität dieser Systeme beträgt 511 MWh, die kumulierte Leistung 385 MW [132]. Das entspricht 92 % der installierten Gesamtkapazität und 96 % der installierten Gesamtleistung. PRL ist somit das für kommerziell genutzte stationäre Batteriespeichersysteme bedeutendste Einsatzfeld im deutschen NRV.

Kapitel 3

Regelleistung – technische Grundlagen und regulatorische Rahmenbedingungen

Die Eignungsanalyse im vorhergehenden Kapitel hat gezeigt, dass die Bereitstellung von Regelleistung ein Einsatzfeld ist, das zum einen zu den technischen Charakteristika von Batteriesystemen passt, insbesondere zu den kurzen Ansprechzeiten und den hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten. Zum anderen bietet es im Vergleich zu anderen Speichereinsatzfeldern hohe Erlösmöglichkeiten, so dass ein Einsatz von Batteriespeichern an dieser Stelle potentiell ökonomisch attraktiv ist. Im deutschen NRV ist die PRL das bedeutendste Einsatzfeld für stationäre Großbatterien. In diesem Kapitel werden die Rahmenbedingungen für die Bereitstellung von Regelleistung im deutschen NRV im Detail dargestellt. Diese Rahmenbedingungen bilden die Grundlage für die Modellbildung in Kapitel 6. Bei der Darstellung wird zunächst eine Einführung in die Funktionsweise des elektrischen Netzes gegeben. Dabei wird insbesondere auf die Bedeutung der Netzfrequenz, die eine der zentralen Eingangsgrößen des Simulations- und Optimierungsmodells ist, und der Regelleistung eingegangen. Anschließend werden der regulatorische Rahmen für die Regelleistungsbereitstellung und die Entwicklung des Regelleistungsmarktes beschrieben. Hierbei wird insbesondere auf die Rolle von Batteriespeichersystemen, die am Markt teilnehmen, eingegangen. Zuletzt wird der regulatorische Rahmen der Großhandelsmärkte für Elektrizität beschrieben, die eine wichtige Rolle bei der Beschaffung von Ausgleichsenergie für die Ladestandsregulierung des Speichers spielen.

3.1 Netzregelung im Verbundnetz

Eine Besonderheit des Stromnetzes besteht darin, dass die eingespeiste Leistung zu jedem Zeitpunkt mit der entnommenen Leistung übereinstimmen muss. In einem Wechselstromnetz ist die Netzfrequenz ein Indikator dafür, ob die Leistungsbilanz ausgeglichen ist. Wird mehr Leistung eingespeist als entnommen, übersteigt der tatsächliche Wert den Nennwert der Netzfrequenz. Wird mehr Leistung entnommen als eingespeist, sinkt der tatsächliche Wert unter den Nennwert der Netzfrequenz. Dieser Zusammenhang ergibt sich aus dem Aufbau und der Funktionsweise des Stromversorgungssystems. Stromnetze verbinden Erzeugungsanlagen

und Verbraucher. Sie lassen sich entsprechend ihrer Funktion grundlegend in die beiden Netzebenen Übertragungs- und Verteilnetz einteilen. Das Übertragungsnetz hat die Aufgabe, den Strom überregional über große Distanzen von den Erzeugungsanlagen zu den Lastknoten zu transportieren. Das Verteilnetz hatte ursprünglich die Funktion, den in Großkraftwerken erzeugten Strom von der Übertragungsnetzebene an die Verbraucher weiterzuleiten. Durch die Zunahme dezentraler Erzeugungsleistung wird jedoch inzwischen ein Teil des erzeugten Stroms direkt auf der Verteilnetzebene eingespeist.

Mit der Inbetriebnahme der ersten öffentlichen Kraftwerke und der zugehörigen Leitungen für den Transport des erzeugten Stroms zu den Verbrauchern begann in den 1880er-Jahren die Entwicklung moderner Stromversorgungssysteme. Bereits in den 1890ern konnte sich der Dreiphasenwechselstrom, sog. Drehstrom, gegenüber den Alternativen durchsetzen. Die Versorgung mit Drehstrom zeichnet sich gegenüber einer Versorgung mit Gleichstrom durch eine einfachere Bau- und Betriebsweise aus. Der Drehstrombetrieb bietet die Möglichkeit, das Netz bei hohen Spannungen und dementsprechend geringen Leitungsverlusten zu betreiben, und macht Schaltvorgänge besser beherrschbar. Aufgrund der historischen Entwicklung gab es im deutschen Versorgungsgebiet zu Beginn der 1990er-Jahre neun vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen (EVU), von denen jeweils eines für die gesamte Stromversorgung innerhalb eines Teils des Versorgungsgebiets verantwortlich war. Durch die Liberalisierung der Stromversorgung verloren diese Unternehmen ihre Monopolstellungen; durch die Entflechtung, engl. *unbundling*, wurde der Netzbetrieb aus den Unternehmen ausgegliedert. In der Folge bildeten sich in Deutschland vier Regelzonen, in denen jeweils ein ÜNB die Systemverantwortung trägt.

Ein Zusammenschluss mehrerer Regelzonen wird als Verbundnetz bezeichnet. Die einzelnen Regelzonen sind dabei durch sogenannte Kuppelstellen miteinander verbunden, die den Austausch von elektrischer Leistung zwischen den Netzen ermöglichen. Dies wiederum versetzt die Verbraucher in die Lage, elektrischen Strom von Anbietern aus anderen Regelzonen zu beziehen. Außerdem erhöht sich die Systemsicherheit des Gesamtnetzes, da Störungen wie beispielsweise Kraftwerksausfälle in größeren Netzen im Allgemeinen weniger ins Gewicht fallen. Zusätzlich erleichtern Verbundnetze, die ein großes geografisches Areal umfassen, die Integration dargebotsabhängiger EE [79]. Synchroner Verbundnetze sind an den Kuppelstellen über Wechselstromleitungen miteinander verbunden und haben daher im gesamten Netz dieselbe Netzfrequenz. Einzelne Netze können auch über Hochspannungsgleichstromleitungen miteinander verbunden sein. In diesem Fall liegt kein synchrones Verbundnetz vor, die Netzfrequenzen in den Teilnetzen unterscheiden sich voneinander.

Der Aufbau eines staatenübergreifenden Verbundnetzes begann in Westeuropa in den 1950er-Jahren. Acht Staaten schlossen sich 1951 zur *Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity (UCPTE)* zusammen. Die Hauptmotivation damals bestand darin, eine effektivere Nutzung von Energieressourcen durch eine möglichst vollständige Auslastung der Kraftwerke zu erreichen. Die Mitglieder des Rates für gegenseitige Wirtschaftshilfe in Mittel- und Osteuropa begannen 1959 ebenfalls, ihre Stromnetze zu einem Verbundnetz zusammenzuschließen. Im Laufe der folgenden Jahrzehnte wurden das Verbundnetz sowohl in West- als auch in Mittel- und Osteuropa weiter ausgebaut. Nach dem Ende des Kalten Krieges wurden die Stromnetze der mittel- und südosteuropäischen Staaten Teil des UCPTE-Verbundnetzes. 1999 erfolgte die Umbenennung der UCPTE in *Union for*

the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE) und die Gründung der Association of European Transmission System Operators (ETSO), deren Fokus auf ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für internationalen Stromtransport und -handel lag. Im Jahr 2008 wurde schließlich die European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) gegründet. Die ETSO und die UCTE wurden zusammen mit weiteren europäischen Netzbetreibern Teil der ENTSO-E. Heute umfasst die ENTSO-E 43 ÜNB aus 36 europäischen Staaten [55]. Das synchrone Verbundnetz der UCTE bildet innerhalb der ENTSO-E die Regionalgruppe Kontinentaleuropa. [147]

Die vier deutschen Regelzonen sind Teil des synchronen Verbundnetzes der ENTSO-E-Regionalgruppe Kontinentaleuropa. Zusätzlich haben sich die vier deutschen ÜNB zum NRV zusammengeschlossen, um gegenläufige Regelleistungsaktivitäten zu vermeiden, die Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) gemeinsam regelzonenübergreifend zu dimensionieren und damit die vorzuhaltende Leistung sowie die entsprechenden Kosten zu senken, die SRL gemeinsam zu beschaffen und die Regelleistung kostenoptimal zu aktivieren. [27, 37, 138]

Im europäischen Verbundnetz erfolgen der Transport und die Verteilung elektrischer Energie durch Dreiphasenwechselstrom mit einer Netzfrequenz von 50 Hz. Diese Frequenz stellt einen Kompromiss zwischen Lichtflimmern, der Generatorbaugröße sowie der Anpassung an die Drehzahl von Dampfturbinen auf der einen Seite und Reaktanzen (Spannungsabfall, Stabilität), Eisenverlusten etc. auf der anderen Seite dar. Die Planung des Stromnetzes und der Regelmechanismen stammt aus einer Zeit, in der die Stromerzeugung nahezu vollständig durch fossil gefeuerte Großkraftwerke abgedeckt wurde. Die Umwandlung der thermischen Energie in elektrische erfolgt in den Kraftwerken durch Drehstromsynchrongeneratoren. Die Drehzahl n_{Umd} des Generators und die Anzahl der Polpaare $n_{Polpaar}$ sind über den folgenden Zusammenhang starr an die Netzfrequenz f gebunden:

$$f = \frac{n_{Umd} \cdot n_{Polpaar}}{60} \quad (3.1)$$

Aus diesem Zusammenhang folgt, dass ein Synchrongenerator, der in ein Drehstromnetz mit konstanter Frequenz einspeist, stets mit der gleichen Drehzahl läuft. In Großkraftwerken werden zumeist Turbogeneratoren mit ein oder zwei Polpaaren eingesetzt. Mit 3.1 ergeben sich dadurch Drehzahlen von $3000 \frac{1}{\text{min}}$ für einpolige und $3000 \frac{1}{\text{min}}$ für zweipolige Generatoren. Da das Stromnetz selbst, anders als beispielsweise das Gasnetz, keine Energie speichern kann, müssen eingespeiste und entnommene Leistung jederzeit ausgeglichen sein.

$$\sum_{\text{Erzeugung}} P_i(t) = \sum_{\text{Last}} P_j(t) + P_V \quad (3.2)$$

Dieses Bilanzgleichgewicht umfasst alle Erzeugungsanlagen und Verbraucher im Netz und berücksichtigt zusätzlich die Verluste P_V , die in den Leitungen und Betriebsmitteln auftreten. Übersteigt der Leistungsbedarf die bereitgestellte Leistung, wird zusätzliche Rotationsenergie aus den Generatoren in elektrische Energie umgewandelt und ins Netz abgegeben. Die Rotationsenergie E_{rot} des Rotors eines Synchrongenerators mit dem Trägheitsmoment J und der Winkelgeschwindigkeit ω beträgt

$$E_{rot} = \frac{1}{2} J \omega^2. \quad (3.3)$$

Da das Trägheitsmoment des Rotors konstant ist, verringert sich bei abnehmender Rotationsenergie die Winkelgeschwindigkeit und damit wegen

$$n_{Umd} = \frac{\omega}{2\pi} \quad (3.4)$$

auch die Drehzahl. Aufgrund des Parallelbetriebs aller Synchrongeneratoren im Netz und Gleichung 3.1 sinkt in der Folge auch die Netzfrequenz. Andersherum steigt die Netzfrequenz, wenn der Leistungsbedarf unter die bereitgestellte Leistung sinkt, da die Generatoren nun zusätzliche Leistung aufnehmen und als Rotationsenergie speichern. Die Änderung der Drehzahl bzw. Frequenz mit der Leistung ist abhängig vom jeweiligen Generator und wird als Beharrungsverhalten des Generators bezeichnet.

3.2 Bilanzgleichgewicht und Regelleistung

Für die Aufrechterhaltung des Bilanzgleichgewichts sind im deutschen NRV in erster Linie die Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) zuständig. Diese tragen gegenüber den ÜNB die Verantwortung, dass die Energiebilanz in ihrem Bilanzkreis innerhalb der viertelstündlichen Abrechnungsintervalle ausgeglichen ist. Zur Deckung der Last in ihrem Bilanzkreis können die BKV entweder selbst Strom erzeugen und ins Netz einspeisen oder Strom kaufen, beispielsweise an der Börse. Die Aktivitäten zum Erreichen des Bilanzausgleichs werden im Fahrplan zusammengefasst. Unausgeglichene Bilanzkreise erzeugen, sofern sich ihre Bilanzen nicht zufällig gegenseitig ausgleichen, eine Abweichung der Netzfrequenz vom Sollwert. Da die BKV über den Ausgleichsenergiepreis die Kosten der Regelleistungsbereitstellung tragen, haben sie einen finanziellen Anreiz, das Bilanzgleichgewicht aufrecht zu erhalten.

Innerhalb der Viertelstundenintervalle können kurzfristige Abweichungen von Leistungseinspeisung und -entnahme ins bzw. aus dem Netz auftreten. Eine Störung des Bilanzgleichgewichts kann durch unterschiedliche Ursachen hervorgerufen werden. Zu den wichtigsten Einflussfaktoren zählen [33, 75]:

– das stochastische Verhalten der Last

Das Verhalten der Verbraucher (Lasten) ist im Vorhinein nicht exakt bekannt und nicht steuerbar. Lastprognosen sind mit Unsicherheiten behaftet und bringen daher zwangsläufig Abweichungen mit sich. Zusätzlich existiert ein stochastischer Rest (das sogenannte Lastrauschen), der durch die Prognose nicht erfasst werden kann. Prognoseabweichungen und Lastrauschen können zu Abweichungen vom Bilanzgleichgewicht sowohl in positiver als auch in negativer Richtung führen.

– Ausfälle konventioneller Kraftwerksleistung

Kraftwerke sind wie alle technischen Anlagen nicht uneingeschränkt verfügbar. Störungen im Betrieb können zu Teilausfällen oder Totalabschaltungen führen. Ein nicht vorhergesehener Ausfall von Kraftwerksleistung führt zu einer Unterspeisung des Stromnetzes und damit zu einem Absinken der Netzfrequenz.

– die dargebotsabhängige Einspeisung

Genau wie die Last ist auch die wetterabhängig fluktuierende Einspeisung aus Photovoltaik-

und Windkraftanlagen nicht steuerbar und nicht exakt prognostizierbar. Prognosefehler und der stochastische Rest verursachen ebenfalls Störungen im Bilanzgleichgewicht.

– Stromhandelseffekte

Unter Stromhandelseffekten werden die Auswirkungen der physikalischen Erfüllung von Stromhandelsaktivitäten und der Bewirtschaftung von Bilanzkreisen durch Handel an Spotmärkten auf die Leistungsbilanz im Stromnetz verstanden. Einer dieser Effekte sind sogenannte Fahrplansprünge. Am Anfang und am Ende eines Handelszeitraums ist es oft erforderlich, dass Kraftwerke ihre Einspeiseleistung erhöhen oder verringern müssen. Da die Einspeiseleistung jedoch aus technischen Gründen nicht instantan verändert werden kann, entstehen beim An- und Abfahren der Kraftwerke rampenförmige Leistungsverläufe, die ein Bilanzungleichgewicht hervorrufen. In der Bilanzkreisbewirtschaftung erfolgt die Bilanzierung der Einspeisungen und Entnahmen viertelstundenscharf. Auch wenn diese viertelstündliche Energiebilanz ausgeglichen ist, kann es innerhalb dieser Viertelstunden zu Abweichungen von der im Fahrplan festgelegten Einspeise- oder Entnahmeleistung kommen.

Die kurzfristigen Bilanzgleichgewichtsabweichungen und die daraus resultierenden Frequenzabweichungen werden durch die weiter oben beschriebene Wirkleistungs-Frequenz-Regelung ausgeglichen. Um die Aufgaben dieser Regelung zu erfüllen, halten die ÜNB Reserveleistung in unterschiedlichen Aktivierungs- und Laständerungsgeschwindigkeiten sowie unterschiedlichen Vorhaltezeiträumen vor. Diese sogenannte Regelleistung ist eine Systemdienstleistung, die für den stabilen Betrieb des Stromnetzes erforderlich ist. Der Indikator für das Bilanzgleichgewicht ist die Netzfrequenz, deren Sollwert im europäischen Verbundnetz 50 Hz beträgt. Wird mehr Leistung in das Netz eingespeist als entnommen, steigt die Frequenz über den Sollwert; wird mehr Leistung entnommen als eingespeist, sinkt sie unter den Sollwert. Positive Regelleistung ist zusätzliche Leistung, die ins Netz eingespeist wird, um plötzlich wegfallende Erzeugung oder auftretende Last ausgleichen zu können. Negative Regelleistung bedeutet, dass entweder einspeisende Erzeuger gedrosselt werden oder zusätzliche Last ans Netz gebracht wird. Durch die Bereitstellung von Regelleistung wird sichergestellt, dass die Systembilanz ausgeglichen ist und die Netz stabil bleibt.

Entsprechend der Aktivierungs- und Laständerungsgeschwindigkeit sowie der Aktivierungszeit wird zwischen den drei Regelleistungsarten Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve (bzw. Tertiärregelleistung) unterschieden. Tritt eine Frequenzabweichung auf, wird als erstes Primärregelleistung durch alle Übertragungsnetzbetreiber der Regionalgruppe Kontinentaleuropa eingesetzt. Die Primärregelleistung wird anschließend durch Sekundär- und Minutenreserve ersetzt, die vom jeweils betroffenen ÜNB zur Verfügung gestellt werden. Der Abruf von Sekundärregelleistung erfolgt automatisch in Abhängigkeit von der Frequenzabweichung. Minutenreserve wird manuell eingesetzt. Während PRL eingesetzt wird, um die Frequenzabweichung zu begrenzen, werden SRL und MRL genutzt, um die Frequenzabweichung zu beseitigen und die Netzfrequenz auf ihren Sollwert zurückzuführen. Die drei Regelleistungsarten werden jeweils auf einem separaten Markt ausgeschrieben.

Abbildung 3.1 zeigt schematisch das Zusammenspiel der Netzfrequenz und der drei Regelleistungsarten. PRL, SRL und MRL stellen nicht nur eine technische Maßnahme zur Stabilisierung des Stromnetzes dar, sondern bilden gleichzeitig jeweils ein standardisiertes Pro-

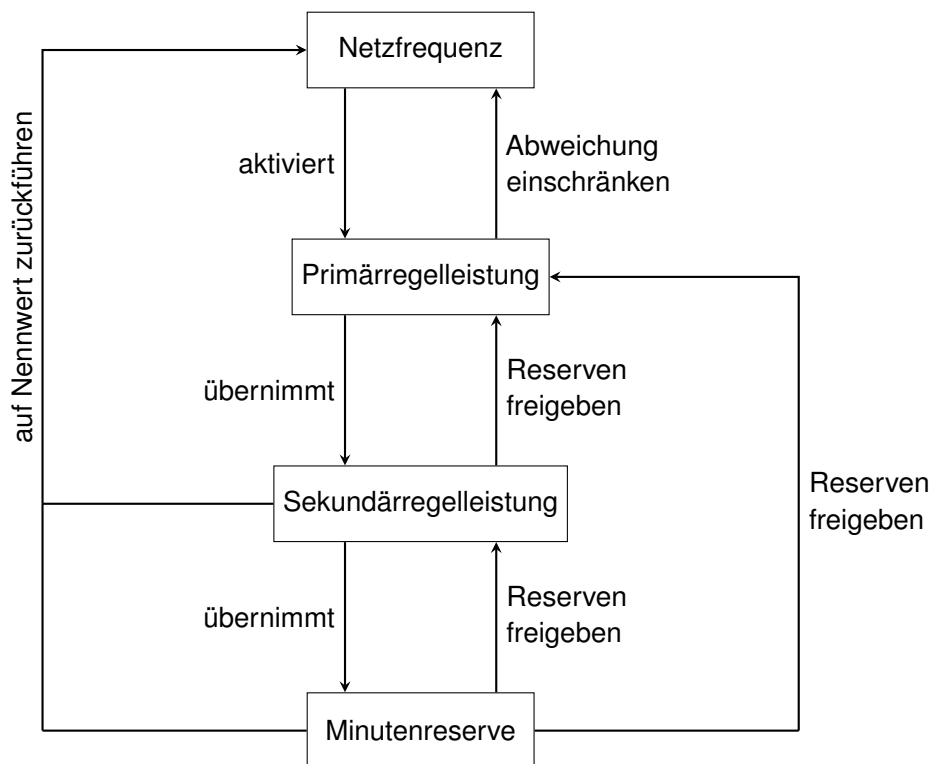


Abbildung 3.1: Schema der Regelleistungsbereitstellung [146]

dukt auf dem Regelleistungsmarkt. Neben der technischen Funktionsweise der Netzregelung spielen bei der Betrachtung der Regelleistung auch die regulatorischen Rahmenbedingungen eine wichtige Rolle.

3.3 Der regulatorische Rahmen der Regelleistung

Die Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen für den Netzbetrieb und die Bereitstellung von Regelleistung ist hauptsächlich durch die Entwicklung des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes und des Elektrizitätsbinnenmarkts der Europäischen Union (EU) geprägt. Die Gestaltung des regulatorischen Rahmens erfolgt einerseits durch die Gesetzgeber und Regulatorien auf Ebene der EU und ihrer Mitgliedsstaaten, andererseits durch die ÜNB, welche die gesetzlichen Vorgaben für den Netzbetrieb umsetzen müssen. Die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes begann im Jahr 1996 mit der EU-Richtlinie 96/92/EG, die die bereits erwähnte Liberalisierung der Stromversorgung und die Entflechtung der vertikal integrierten Stromversorgungsunternehmen einleitete [61]. Diese Richtlinie, die in den vergangenen Jahren mehrfach durch neue Richtlinien ersetzt wurde, schuf die heutige Situation, in der ein ÜNB die Systemverantwortung für das Übertragungsnetz in seiner jeweiligen Regelzone trägt.

Da Richtlinien und Verordnungen der EU in nationales Recht umgesetzt werden müssen, existieren in jedem Mitgliedsstaat der EU wiederum eigene Regeln für den Betrieb des Stromversorgungssystems. In Deutschland bildet das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasver-

sorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) die gesetzliche Grundlage der Stromversorgung [24]. Neue Vorgaben der EU-Kommission oder des EU-Parlaments werden üblicherweise durch Novellierungen des EnWG in nationales Recht umgesetzt. Für die Bereitstellung von Regelleistung relevante Stellen im EnWG sind § 13 und § 22. In § 13 ist festgelegt, dass die ÜNB die Systemverantwortung für ihre jeweiligen Regelzonen tragen und mit welchen Maßnahmen sie Gefährdungen und Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung beseitigen dürfen. In § 22 wird die Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen geregelt. Die Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) konkretisiert den Inhalt des EnWG. Darin werden unter anderem die Grundsätze zur Beschaffung von Regelleistung (§ 6), die Erbringung und Abrechnung von Regelenergie (§§ 7,8) sowie die Transparenz der Ausschreibung, Beschaffung und Inanspruchnahme von Regelenergie (§ 9) geregelt.

Die Einhaltung des gesetzlichen Rahmens wird sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene von Regulierungsbehörden überwacht. Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) ist die oberste deutsche Regulierungsbehörde für die Aufrechterhaltung und der Förderung des Wettbewerbs in sogenannten Netzmärkten. Zu ihren Aufgaben gehören die Aufsicht über die Stromversorgung, die Sicherstellung eines wirksamen Wettbewerbs und des diskriminierungsfreien Zugangs zum Stromnetz sowie die Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung [29]. Auf europäischer Ebene hat die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, engl. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER), die Aufgabe, die Arbeiten der nationalen Regulierungsbehörden zu unterstützen und zu koordinieren und die europäischen Energiemärkte zu überwachen.

Mit dem zunehmenden Ausbau des europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts hat sich die Gestaltung des regulatorischen Rahmen mehr und mehr auf die europäische Ebene verlagert. Im Rahmen des dritten Energiepakets der EU wurde im Jahr 2009 zum einen ACER gegründet, zum anderen wurden Änderungen der Netzkodizes beschlossen und die Aufgaben der ÜNB und der Regulierungsbehörden festgelegt. Im Jahr 2017 wurden durch das Inkrafttreten der EU-Verordnungen 2017/1485 und 2017/2195 neue, EU-weit einheitliche regulatorische Grundlagen für den Betrieb von Übertragungsnetzen und den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem geschaffen. Diese Grundlagen werden derzeit im Rahmen von Konsultationsverfahren auf Ebene der ENTSO-E in *Network Codes* umgesetzt, die letztlich die momentan gültigen nationalen *Grid Codes* ersetzen sollen. Die Verordnung 2017/1485 ist als *System Operation Guideline* bekannt. Sie enthält technische Anforderungen, Bestimmungen und Grundsätze für den Betrieb des Übertragungsnetzes. Für die PRL, die darin als Frequenzhaltungsreserve, engl. *Frequency Containment Reserve* (FCR), bezeichnet wird, macht sie Vorgaben zur Dimensionierung der vorzuhaltenden Reserven, zu den technischen Mindestanforderungen an die FCR-Erbringung, zu den Präqualifikationsverfahren und zur Bereitstellung von FCR. Dabei wird im Artikel 156 Abs. 8-12 insbesondere auf ‚FCR-Einheiten mit begrenztem Energiespeicher‘ eingegangen. Die Verordnung 2017/2195, die sogenannte *Electricity Balancing Guideline*, enthält technische, betriebliche und marktbezogene Vorschriften für die Funktionsweise der Regelreservemärkte im Stromversorgungssystem der EU. Ihr Ziel ist die Harmonisierung des Handels von Regelreserveprodukten und die Integration der europäischen Regelreser-

vermärkte. Die beiden Verordnungen haben erhebliche Auswirkungen auf die Gestaltung der Regelleistungsmärkte. Die bedeutendsten Änderungen auf dem PRL-Markt umfassen die Verkürzung des Ausschreibungszeitraums von einer Woche auf einen Tag und die Umstellung der Vergütungsregelung von pay-as-bid auf pay-as-cleared zum 01.07.2019.

Die Umsetzung sämtlicher gesetzlicher Vorgaben obliegt den ÜNB. Auf der Ebene der ENTSO-E Regionalgruppe Kontinentaleuropa sind im *Operation Handbook* [146] die technischen Standards und Empfehlungen für den Betrieb des Verbundnetzes festgehalten. Das Ziel besteht darin, die Interoperabilität zwischen den beteiligten ÜNB sicherzustellen. Das Handbook ist in acht unterschiedliche sogenannte Policies unterteilt, von denen eine die technischen Standards zur Wirkleistungs-Frequenz-Regelung und zu den drei Regelleistungsarten zusammenfasst. Darin werden Parameter zum Netzbetrieb definiert, wie beispielsweise der Sollwert der Netzfrequenz und der Referenzstörfall im Verbundnetz, der zur Dimensionierung der vorzuhaltenden PRL dient. Außerdem werden Charakteristika und Standards der Regelleistungsbereitstellung sowie Richtlinien und Zielperformances der Netzregelung festgelegt. Regelungen zum Netzanschluss, Gebühren, Abrechnungsmodalitäten und Marktregeln sind nicht im Handbook enthalten, sie werden auf nationaler Ebene festgelegt. Im deutschen NRV werden die allgemeinen Anschlussbedingungen von Anlagen an das Hoch- und Höchstspannungsnetz, die Netznutzung, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, der Netzausbau und der allgemeine Netzbetrieb durch den *Transmission Code 2007* reglementiert [149]. Darin werden unter anderem technische, betriebliche, informationstechnische und organisatorische Anforderungen an die Erbringer von PRL formuliert. Derzeit wird von den europäischen ÜNB ein *ENTSO-E Network Code* erarbeitet, der die nationalen Netzkodizes ersetzen und dadurch die Harmonisierung und Integration des europäischen Stromsystems weiter vorantreiben wird.

3.4 Der deutsche Regelleistungsmarkt

Die deutschen ÜNB schreiben die unterschiedlichen Regelleistungsprodukte über die Plattform *regelleistung.net* aus. Hier können Regelleistungsanbieter, die zuvor das erforderliche Präqualifikationsverfahren durchlaufen haben, Gebote abgeben. In täglich stattfindenden Auktionen werden den Anbietern die für den jeweiligen Ausschreibungszeitraum benötigten Mengen an Regelleistung zugeteilt.

Die Mindestgebotsgröße auf dem PRL-Markt liegt bei 1 MW und kann in 1 MW-Schritten erhöht werden. Die gesamte angebotene Leistung muss innerhalb von 30 s vollständig aktiviert werden können. PRL wird gemäß dem *principle of joint action* von allen Anbietern entsprechend ihres Anteils gleichzeitig abgerufen. Angebote für PRL sind symmetrisch, d. h. die angebotene Leistung muss sowohl als positive als auch als negative Regelleistung zur Verfügung stehen. Die Zuschläge in den Auktionen erfolgen nach aufsteigendem Leistungspreis [€/MW], bis die erforderliche Gesamtmenge an PRL erreicht ist. Die Vorhaltung von PRL wird nach Leistungspreis vergütet, die bei der Bereitstellung von PRL tatsächlich eingespeiste Energiemenge wird nicht vergütet. Die Höhe der verbundnetzweit vorzuhaltenden PRL entspricht der Leistung, die beim zeitgleichen Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke innerhalb der ENTSO-E-Regionalgruppe Kontinentaleuropa auszugleichen wäre. Dieser sog. Referenzstörfall ist auf 3000 MW festgelegt. Welchen Anteil jede Regelzone dazu beitragen muss, ist abhängig davon, welchen Anteil sie an der Elektrizitätserzeugung im Verbundnetz im

vorhergehenden Kalenderjahr hatte. Im Jahr 2020 werden dementsprechend im deutschen NRV 573 MW PRL von den ÜNB ausgeschrieben [40].

Die Mindestgebotsgrößen auf dem SRL- und dem MRL-Markt liegen bei 5 MW und können in 1 MW-Schritten erhöht werden. In Ausnahmefällen kann die Mindestgebotsgröße auf 1 MW reduziert werden. Während die SRL gemäß der PI-Regelung automatisch abgerufen wird, erfolgt der MRL-Abruf manuell durch die ÜNB. Positive und negative SRL und MRL werden separat ausgeschrieben. Die Produkte sind in jeweils sechs vierstündige Zeitscheiben eingeteilt, für die separat geboten werden kann. Jedes Gebot besteht aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreis. Die Zuschläge in den Auktionen erfolgen nach aufsteigendem Leistungspreis, die bezuschlagten Gebote werden in einer Arbeitspreis-Merit-Order geordnet und bei Bedarf entsprechend dieser Merit-Order abgerufen. Zwischenzeitlich erfolgte die Bezuschlagung nach einem Mischpreisverfahren, das sowohl den Leistungs- als auch den Arbeitspreis berücksichtigte, seit Juli 2019 findet jedoch das Leistungspreisverfahren wieder Anwendung. Die Vorhaltung von SRL und MRL wird mit dem gebotenen Leistungspreis, die tatsächlich abgerufene Energiemenge mit dem gebotenen Arbeitspreis vergütet. Die vorzuhaltende Gesamtmenge an SRL und MRL wird für jedes Quartal basierend auf den Daten der vier vorhergehenden Quartale neu festgelegt. Bei der Berechnung werden die Ausfallwahrscheinlichkeiten aller Kraftwerke mit mehr als 100 MW, das Lastrauschen, Fahrplansprünge und der tatsächliche Regelleistungsbedarf berücksichtigt. Im dritten Quartal 2019 liegen die Werte bei 1889 MW für positive SRL, 1781 MW für negative SRL, 1952 MW für positive MRL und 1094 MW für negative MRL. Tabelle 3.1 stellt die technischen Charakteristika und die wichtigsten Marktregeln der drei Regelleistungsarten gegenüber.

3.5 Technische Vorgaben für Erbringer von Primärregelleistung

Die PRL ist das Regelleistungsprodukt mit der kürzesten Reaktionszeit und stellt daher die höchsten Ansprüche an die Dynamik der bereitstellenden technischen Einheiten. Seit 2007 wird PRL auf der gemeinsamen Plattform der ÜNB ausgeschrieben. Alle technischen Einheiten, die an den Ausschreibungen teilnehmen, müssen zuvor ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen. Die Präqualifikationsbedingungen werden durch die *System Operation Guideline* seitens der EU-Kommission vorgegeben und von den deutschen ÜNB umgesetzt. In den sogenannten ‚PQ-Bedingungen‘ [38] sind die technischen Anforderungen an die Erbringer von Regelleistung festgelegt. Diese umfassen zum einen allgemeine Vorgaben, die für alle Regelleistungsarten gültig sind, zum anderen aber auch spezifische Anforderungen für jede Regelleistungsart. Die allgemeinen Vorgaben enthalten Anforderungen zur Informationstechnik und zum Datenaustausch. Jeder Anbieter muss dem Anschluss-ÜNB ein Erbringungskonzept vorlegen, welches unter anderem die technische Realisierung der Regelleistungsbereitstellung beschreibt. Einen zentralen Bestandteil des Präqualifikationsverfahrens bildet die sog. Betriebsfahrt. Sie ist ein praktischer Test nach standardisierten Kriterien, in dem der Anbieter durch probeweise Erbringung von Regelleistung die technische Eignung seiner Reserveeinheit oder -gruppe nachweist. Weitere Vorgaben beziehen sich auf die Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit der technischen Einheiten sowie ihrer Robustheit gegenüber Störungen.

Für Einheiten mit begrenzten Energiespeichern gelten besondere Bestimmungen. Einheiten mit begrenzten Energiespeichern sind in diesem Zusammenhang definiert als Einheiten,

Tabelle 3.1: Charakteristika der drei Regelleistungsarten

Eigenschaft	PRL	SRL	MRL
maximaler Zeitraum bis zur vollständigen Erbringung	30 s	5 min	15 min
Produktdifferenzierung	keine (symmetrisch)	positiv/negativ	positiv/negativ
Abruf	automatisch		manuell
Ausschreibung	werktätlich für jeweils 24 Stunden		
Zeitscheiben	keine	6 x 4 Stunden	6 x 4 Stunden
Mindestangebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Vergabereihenfolge	Leistungspreis-Merit-Order		
Abrufreihenfolge	alle Anbieter gleichzeitig	Arbeitspreis-Merit-Order	
Vergütung	pay-as-cleared	pay-as-bid (Leistungs- und Arbeitspreis)	
ausgeschriebene Menge im deutschen NRV (Q3/2019)	605 MW	pos. 1889 MW neg. 1781 MW	pos. 1952 MW neg. 1094 MW
Anzahl präqualifizierter Anbieter (Stand: 12.07.2019)	30	37	45

„welche die PQ-Leistung nicht ohne Zusatzmaßnahmen (wie bspw. den Einsatz von Speichermanagementmaßnahmen) kontinuierlich über vier Stunden gesichert erbringen können“ (Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland [38], S. 38). Für solche Einheiten werden Untergrenzen des Arbeitsvermögens und Anforderungen an das Speichermanagement festgelegt. Speichermanagement ist das zentrale Werkzeug zur Kontrolle des Speicherstands. Es ermöglicht Speichersystemen, die Regelleistung bereitstellen, durch Arbeitspunktverschiebungen mit kompensierenden Lade- und Entladevorgängen die vorgehaltene Regelreserve über den geforderten Zeitraum gesichert zu erbringen. Mögliche Elemente eines Speichermanagements sind gemäß [38]:

– Lade- und Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte

Als Fahrplangeschäfte werden Transaktionen auf den Strommärkten bezeichnet, bei denen eine bestimmte Menge Energie zur Korrektur des Ladestands ver- oder zugekauft wird. Diese Fahrplangeschäfte werden in Lade- oder Entladevorgängen des Speichersystems physikalisch

umgesetzt. Der Arbeitspunkt des Speichersystems wird entsprechend der im Fahrplangeschäft vereinbarten Leistung verschoben.

– Lade-/Entladevorgänge mittels anderer Einheiten

Ladestandskorrekturen können mithilfe anderer technischer Einheiten vorgenommen werden. Voraussetzung hierfür ist, dass das Regelleistung bereitstellende Speichersystem und die korrigierende Einheit demselben Bilanzkreis zugeordnet sind. Zusätzlich muss durch ein technisches Konzept und Betriebskurven nachgewiesen werden, wie das zeitliche Zusammenwirken von Lade-/Entladevorgang und korrigierender Einheit sichergestellt wird.

– Nicht-Nutzung einer zulässigen Reaktionszeit

Bei einem Abruf der gesamten Regelreserve steht dem Anbieter eine Reaktionszeit bis zur vollständigen Erbringung zu. Technische Einheiten, die in der Lage sind, die angebotene Leistung schneller zu erbringen, können diesen Möglichkeit zur Ladestandskorrektur nutzen.

– Übererfüllung

Bei der Erbringung von PRL ist eine Übererfüllung der vorgegebenen Wirkleistungs-Frequenz-Kennlinie bis zu 120 % der geforderten Leistung sowohl in positiver als auch in negativer Richtung zulässig. Dieser Freiheitsgrad kann zum gezielten Laden und Entladen des Speichersystems genutzt werden.

Die PRL-spezifischen Vorgaben enthalten Anforderungen an das Erbringungsverhalten, die Frequenzmessung, technische Einheiten mit begrenzten Energiespeichern, die Probeerbringung unter betrieblichen Bedingungen und weitere Charakteristika, die aus der *System Operation Guideline* hervorgehen. Bezüglich des Erbringungsverhaltens ist festgelegt, dass die PRL-Erbringung einer Einheit spätestens zwei Sekunden nach einer Frequenzabweichung erfolgen muss. Zusätzlich wird eine „mindestens lineare Erbringung“ gefordert, die in den PQ-Bedingungen definiert wird. Die Zeitverfügbarkeit im Erbringungszeitraum ist auf 100 % festgelegt. Zwei weitere Anforderungen beziehen sich auf die Robustheit gegenüber Frequenzabweichungen und die Reaktion von Einheiten in bestimmten Frequenzbereichen. Die Frequenzmessung der für die Bereitstellung von PRL präqualifizierten Einheiten muss dezentral an der jeweiligen Einheit erfolgen. Der maximal zulässige Fehler bei der Frequenzmessung beträgt ± 10 mHz. Der Frequenzbereich zwischen 49,99 und 50,01 Hz wird als Totband der Primärregelung bezeichnet. In diesem Bereich muss keine PRL-Bereitstellung erfolgen. Die Bereitstellung von PRL innerhalb des Totbands ist jedoch zulässig und kann ggf. als zusätzliches Element eines Speichermanagements genutzt werden.

Im Zusammenhang dieser Arbeit sind insbesondere die Vorgaben für Einheiten mit begrenzten Energiespeichern relevant. Diese enthalten Regelungen zur Speicherdimensionierung. Außerdem muss der Anbieter im Präqualifikationsverfahren nachweisen, dass geeignete Maßnahmen zum Ladestandsmanagement implementiert sind und dass die Umsetzung solcher Maßnahmen die PRL-Erbringung nicht beeinträchtigt. Hinsichtlich der Speicherdimensionierung werden in den Vorgaben der ÜNB das Arbeitsvermögen im gefährdeten Zustand, das Arbeitsvermögen durch einen vorangegangenen Regelleistungsabruf und die verzögerte Wirkung von Ladestandskorrekturen berücksichtigt. Der gefährdete Zustand liegt vor, wenn zum

einen die Frequenzabweichung ± 200 mHz beträgt und zum anderen entweder die Frequenzabweichung zuvor mindestens dauerhaft fünf Minuten lang ± 100 mHz oder mindestens dauerhaft 15 Minuten lang mehr als ± 50 mHz betragen hat. Zur Bestimmung des erforderlichen Arbeitsvermögens im gefährdeten Zustand wird gemäß Art. 156 (11) der *System Operation Guideline* eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt. Darin wird festgelegt, für welchen Mindestzeitraum ein Vollabruf von Regelleistung möglich sein muss. Dieser Mindestzeitraum kann zwischen 15 und 30 Minuten liegen. Erste Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse liegen als Entwurf zur weiteren Konsultation vor [56]. Als kostengünstigste Variante wird darin ein Mindestzeitraum von 15 Minuten gesehen bei gleichzeitiger Begrenzung des Anteils der Einheiten mit begrenzten Energiespeichern auf 30 % der insgesamt ausgeschriebenen PRL. Als Alternative wird ein Mindestzeitraum von 30 Minuten ohne Begrenzung des Anteils der Einheiten mit begrenzten Energiespeichern vorgeschlagen. Dieses wäre aus Sicht der Verfasser jedoch nicht die kostengünstigste Variante und würde zudem die Ausschreibung zusätzlicher PRL erfordern, sobald der Anteil der Einheiten mit begrenzten Energiespeichern 40 % überschreitet. Aus den Vorgaben zum Arbeitsvermögen resultiert ein erlaubter Arbeitsbereich, der durch einen oberen und einen unteren Grenzladestand (SoC_{oG} und SoC_{uG}) begrenzt wird. Die Grenzladestände hängen vom geforderten Mindestzeitraum für einen Vollabruf $\Delta t_{Vollabruf}$, von der nutzbaren Speicherkapazität $C_{nutzbar}$ und von der vermarktbar Leistung des Speichersystems P_{VL} ab. Die obere und die untere Grenze des zulässigen Arbeitsbereichs werden wie folgt festgelegt:

$$SoC_{oG} = \frac{C_{nutzbar} - \Delta t_{Vollabruf} \cdot P_{VL}}{C_{nutzbar}} \quad (3.5)$$

$$SoC_{uG} = \frac{\Delta t_{Vollabruf} \cdot P_{VL}}{C_{nutzbar}} \quad (3.6)$$

Die Abbildungen 3.2 und 3.3 zeigen die Grenzladestände und den zulässigen Arbeitsbereich in Abhängigkeit vom Speicherverhältnis Q_{Sp} unter Annahme eines Mindestzeitraums von 15 bzw. 30 Minuten für den Vollabruf. Die jeweiligen Vorgaben zum Ladestand werden entsprechend als 15- bzw. 30-Minuten-Kriterium bezeichnet. Das Speicherverhältnis ist definiert als

$$Q_{Sp} = \frac{C_{nutzbar}}{P_{VL}}. \quad (3.7)$$

Das bedeutet, dass der Ladestand eines Batteriespeichersystems mit einer vermarktbar Leistung von 1 MW und einer Kapazität von 1 MWh beispielsweise bei Gültigkeit des 15-Minuten-Kriteriums 25 % nicht unterschreiten und 75 % nicht überschreiten darf. Bei Gültigkeit des 30-Minuten-Kriterium würden die obere und untere Grenze des Arbeitsbereichs für dieses Batteriespeichersystem bei einem Ladestand von 50 % zusammenfallen. Das Ladestand des Systems müsste somit während des Betriebs stets bei 50 % liegen, was in der Realität nicht umsetzbar ist. Die Einhaltung der Grenzen des Arbeitsbereichs wird durch den jeweiligen Anschluss-ÜNB überprüft.

Eine weitere Anforderung an Einheiten mit begrenztem Energiespeicher ist die ausreichende Dimensionierung der maximalen Ein- und Ausspeiseleistung. Dadurch wird sichergestellt, dass das Speichersystem Lade- und Entladevorgänge zur Ladestandskorrektur durchführen kann, ohne dabei die Erbringung von PRL zu beeinträchtigen. Die Anbieter müssen gegenüber ihrem Anschluss-ÜNB nachweisen, dass sie alle Präqualifikationsbedingungen erfüllen.

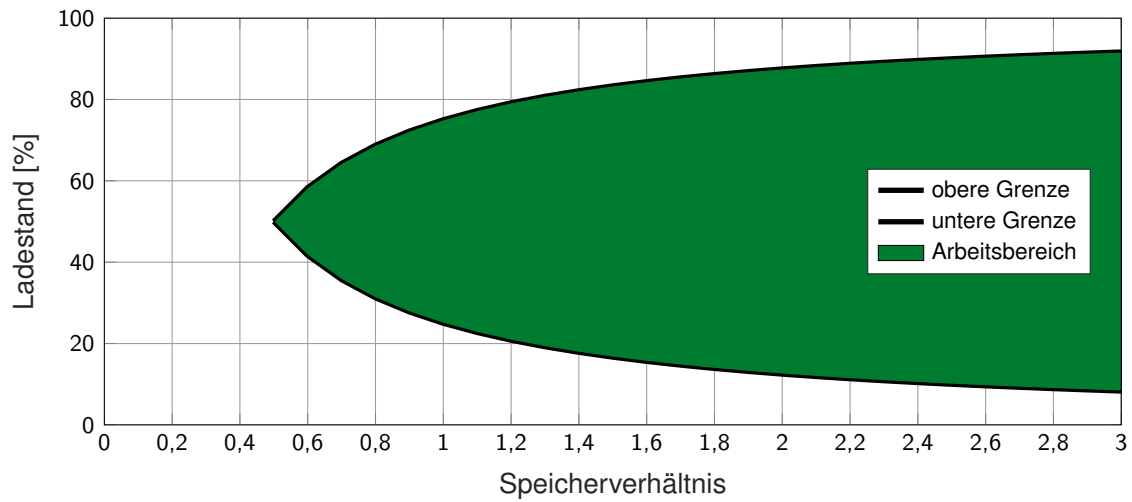


Abbildung 3.2: Zulässiger Arbeitsbereich bei der Bereitstellung von PRL mit begrenzten Energiespeichern unter Annahme eines Mindestzeitraums von 15 Minuten für einen Vollabruf [38]

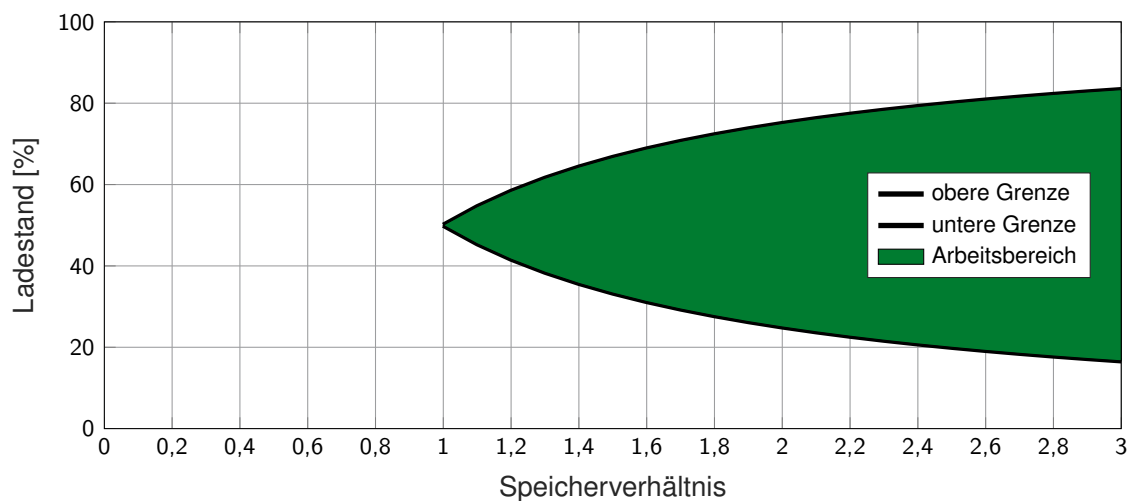


Abbildung 3.3: Zulässiger Arbeitsbereich bei der Bereitstellung von PRL mit begrenzten Energiespeichern unter Annahme eines Mindestzeitraums von 30 Minuten für einen Vollabruf [38]

Erfüllt ein Anbieter alle Vorgaben, schließt er einen Rahmenvertrag mit seinem jeweiligen Anschluss-ÜNB. Dieser Rahmenvertrag ist die Voraussetzung zur Teilnahme an der gemeinsamen Ausschreibung von PRL.

3.6 Der Markt für Primärregelleistung in Deutschland

Die Ausschreibung von PRL erfolgt im deutschen NRV seit 2001 in einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Markt entsprechend den Vorgaben des Bundeskartellamtes [36]. Der deutsche Primärregelleistungsmarkt hat sich seit dem Jahr 2001 jedoch stark gewandelt. Nachdem zuvor jeder ÜNB die von ihm benötigte PRL eigenständig im halbjährlichen Zyklus beschafft hatte, wurde im Jahr 2007 die gemeinsame Ausschreibung von PRL durch die vier deutschen ÜNB auf der Plattform *regelleistung.net* eingeführt. Der Ausschreibungszeitraum betrug zunächst einen Monat, wurde aber 2011 auf eine Woche gekürzt. Die Mindestangebotsgröße wurde im Jahr 2011 von 5 auf 1 MW gesenkt. Seit dem 01.07.2019 beträgt die Produktdauer einen Tag und wird ab dem 01.07.2020 auf vier Stunden verkürzt. Dazu wird der Ausschreibungszeitraum in sechs Zeitscheiben (0 bis 4 Uhr, 4 bis 8 Uhr, 8 bis 12 Uhr, 12 bis 16 Uhr, 16 bis 20 Uhr und 20 bis 24 Uhr) unterteilt. Die Vergabe der Zuschläge für die Lieferung von PRL erfolgt in Auktionen, montags bis freitags nach dem in Tabelle 3.2 angegebenen Schema stattfinden. Angebote können bis 15:00 Uhr abgegeben werden, das Auktionsergebnis wird um 16:00 Uhr veröffentlicht. Ab dem 01.07.2020 wird die Gate Closure Time auf 8:00 Uhr am Tag vor der Lieferung verschoben, das Auktionsergebnis wird um 8:30 Uhr veröffentlicht werden. Aufgrund von Feiertagen können sich Abweichungen ergeben. Der vollständige Auktionskalender für ein Kalenderjahr wird jeweils im November des Vorjahres veröffentlicht.

Der deutsche NRV ist Teil einer internationalen PRL-Kooperation, in der die Märkte Deutschlands, Belgiens, der Niederlande, Frankreichs, der Schweiz und Österreichs gekoppelt sind. Im Rahmen dieser Kooperation werden im Jahr 2020 insgesamt 1379 MW PRL in einer gemeinsamen Ausschreibung beschafft. Dabei werden jedoch maximal zulässige Exporte von 30 % des länderspezifischen PRL-Bedarfs, aber mindestens 100 MW, und Kernanteile der teilnehmenden Regelzonen berücksichtigt. Als Kernanteil wird die Menge der Regelreserve bezeichnet, die von Anbietern bereitgestellt wird, die innerhalb der jeweiligen Regelzone angeschlossen sind. Für den deutschen NRV liegt der Kernanteil 2019 bei 172 MW. Die Vergabe der Zuschläge in den Auktionen erfolgt durch einen Optimierungsalgorithmus, dessen Zielfunktion die Minimierung der Gesamtkosten der Beschaffung ist. Zusätzlich werden in den Nebenbedingungen die Deckung des PRL-Bedarfs, die Einhaltung der Kernanteile und maximal zulässigen Exporte und die Unteilbarkeit von Geboten berücksichtigt. Die Vergütung der bezuschlagten Gebote erfolgt nach einem Pay-as-cleared-Modell für das gesamte Marktgebiet der PRL-Kooperation.

Tabelle 3.2: Schema der Auktionszeitpunkte für PRL

Auktionszeitpunkt	Montag	Dienstag	Mittwoch	Donnerstag	Freitag
Lieferung	Mittwoch	Donnerstag	Freitag	Samstag Sonntag	Montag Dienstag

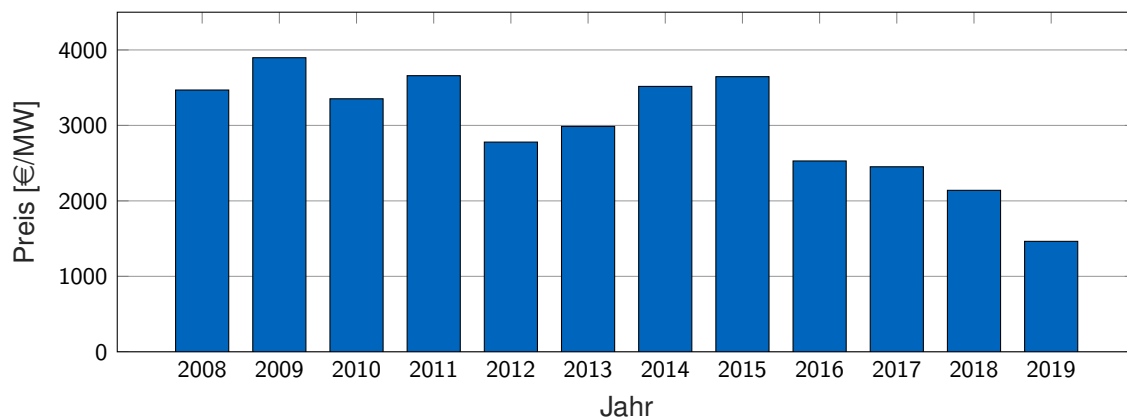


Abbildung 3.4: Jahresmittelwerte der Preise PRL-Auktionen, normiert auf 1 MW und eine Woche Bereitstellung (eigene Darstellung, Daten aus [39])

Das Gebot mit dem höchsten Preis, das noch einen Zuschlag erhält, setzt den Marginalpreis, mit dem alle bezuschlagten Anbieter vergütet werden. Die aktuell gültigen Regelungen zu den Auktionsbedingungen im deutschen NRV sind in den Beschlüssen BK6-10-097 [27] und BK6-18-006 [28] der BNetzA festgelegt. Der Beschluss BK6-18-006 setzt die Vorgaben der *Electricity Balancing Guideline* zur Harmonisierung der europäischen Regelleistungsmärkte um.

Durch die kürzeren Produktzeiträume und die verringerte Mindestangebotsgröße hat sich der deutsche PRL-Markt in den letzten Jahren von einem bilateralen oligopolistischen Markt mit fünf Anbietern im Jahr 2007 zu einem Markt mit stärkerer Konkurrenz auf der Angebotsseite (30 präqualifizierte Anbieter im Jahr 2019) entwickelt. Im Jahr 2012 nahmen die ersten Batteriesysteme als Prototypen im Testbetrieb an der PRL-Bereitstellung teil, zwei Jahre später wurde das erste kommerzielle 5 MW/5 MWh-System präqualifiziert [71]. Mittlerweile (Stand Ende 2018) sind Batteriesysteme mit insgesamt ca. 385 MW Nennleistung für die PRL-Bereitstellung präqualifiziert [132]. Diese Gesamtleistung verteilt sich auf 46 unterschiedliche Projekte mit einer Gesamtkapazität von etwa 511 MWh [132]. Wären alle Batteriesysteme gleichzeitig im Einsatz, würden sie rund 64 % der in Deutschland ausgeschrieben PRL erbringen.

Abbildung 3.4 zeigt die Jahresmittelwerte der nach angebotener Leistung gewichteten Preise der bezuschlagten Gebote in den PRL-Auktionen. Es ist ersichtlich, dass in den Jahren bis 2011 die Preise im Mittel über 3000 €/MW lagen. Nachdem 2011 der Produktzeitraum von einem Monat auf eine Woche verkürzt wurde, fiel der Durchschnittspreis im folgenden Jahr um etwa 24 % auf 2779 €/MW. Bis 2015 stieg der Jahresdurchschnittspreis wieder bis auf 3646 €/MW an, fiel aber anschließend um 31 % auf 2529 €/MW im Jahr 2016. Bis 2019 nahm er weiter auf einen Wert von 1464 €/MW ab und liegt damit seit vier Jahren deutlich unter zwischen 2008 und 2015 erreichten Jahresmittelwerten. Legt man die bisherigen Auktionsergebnisse zugrunde, ergibt sich für 2020 ein Mittelwert von 1105 €/MW (Stand Juni 2020).

In Abbildung 3.5 werden die Mittelwerte der in den Auktionen erzielten Preise im Zeitraum von Anfang 2017 bis Mitte 2020 noch einmal in wöchentlicher Auflösung dargestellt. Dabei sind die Preise bis zum 30.06.2019 die mit der bezuschlagten Leistung gewichteten Mittelwerte, ab

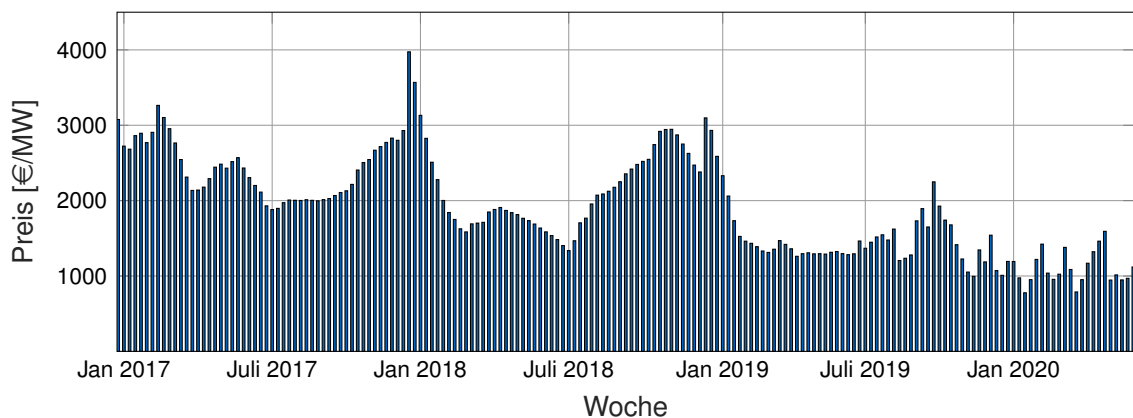


Abbildung 3.5: Mittelwerte der Preise und Grenzpreise (ab Juli 2019) in den wöchentlichen Auktionen für PRL in den Jahren 2017 bis 2019 (eigene Darstellung, Daten aus [39, 40])

dem 01.07.2019 die Summen der Markträumungspreise der jeweiligen Woche. Es ist erkennbar, dass die Preise im Jahresverlauf stark schwanken, während das Preisniveau im betrachteten Zeitraum insgesamt sinkt. In der ersten Hälfte des Jahres 2017 befinden sich die Preise auf einem relativ hohen Niveau im Bereich zwischen 2000 bis über 3000 €/MW, zwischen Juli und September gibt es eine etwa dreimonatige Niedrigpreisphase mit Preisen um 2000 €/MW. Im Herbst 2017 steigen die Preise kontinuierlich, bis sie in der Weihnachtswoche ihr Maximum von 3974 €/MW erreichen. Im Januar und Februar fallen die Preise relativ stark bis auf ein Niveau von etwa 1500 bis 1900 €/MW. Von März bis Juli bleiben die Preise auf diesem Niveau. In der zweiten Jahreshälfte steigen sie wieder und erreichen in den zwei Wochen um Weihnachten und den Jahreswechsel herum ihr Maximum mit 3098 €/MW. Ähnlich wie im Vorjahr sinken auch im Januar 2019 die Preise wieder auf ein deutlich niedrigeres Niveau von etwa 1200 bis 1600 €/MW. Mit der Verkürzung des Produktzeitraums und der Einführung der Vergütung mit dem Markträumungspreis am 01.07.2019 ändert sich das Muster der Preisschwankungen. Die Periodendauer der Schwankungen wird kürzer, die Amplitude der Schwankungen kleiner. Nach einem kurzen Anstieg auf über 2000 €/MW sinken die Preise auf ein vergleichsweise niedriges Niveau zwischen 700 und 1600 €/MW.

3.7 Stromhandel auf dem Spotmarkt

Lade- und Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte sind ein wichtiges Element des Speichermanagements bei Einheiten zur Erbringung von PRL mit begrenzten Energiespeichern. Diese Fahrplangeschäfte werden üblicherweise auf dem Spotmarkt, einer Börse für kurzfristigen Stromgroßhandel, getätigt. Die für die deutschen Regelzonen zuständige Börse ist die European Power Exchange (EPEX) mit Sitz in Paris. Fahrplangeschäfte werden entweder am Vortag (*day ahead*) oder am gleichen Tag (*intraday*) gehandelt. Für das deutsche Marktgebiet werden eine Day-Ahead-Auktion mit Stundenverträgen oder Blöcken um 12 Uhr am Tag vor der physikalischen Lieferung und eine Intraday-Auktion mit Viertelstundenverträgen um 15 Uhr am Tag vor der physikalischen Lieferung angeboten. Zusätzlich können im kontinuierlichen Intradayhandel bis fünf Minuten vor physikalischer Lieferung Viertelstunden-, Halbstunden- und Stundenkontrakte gehandelt werden.

Insbesondere der kontinuierliche Intradayhandel ist für Betreiber von Batteriesystemen zur Bereitstellung von PRL interessant, da hier ein liquider Markt zur Verfügung steht, auf dem in sehr kurzer Frist Ausgleichsenergie beschafft oder verkauft werden kann. Im kontinuierlichen Intradayhandel gibt es keine Auktion mit einem für alle Teilnehmer gültigem Markträumungspreis, stattdessen findet der Handel mit offenen Orderbüchern statt. Die Produkte sind einheitlich definiert, jedes Fahrplangeschäft hat aber einen jeweils eigenen zwischen den Vertragsparteien vereinbarten Preis. Der Strompreis für ein Viertelstundenprodukt wird durch vier Parameter charakterisiert: den volumengewichteten Durchschnittspreis aus allen abgeschlossenen Fahrplangeschäften in der jeweiligen Viertelstunde (*weighted average*), den höchsten und den niedrigsten Preis (*high* und *low*), zu dem ein Fahrplangeschäft abgeschlossen wurde, und den Preis des letzten abgeschlossenen Geschäfts vor Handelsschluss (*last*). Der Handel findet an jedem Tag des Jahres statt. Der Handel mit Stundenkontrakten öffnet am Vortag um 15 Uhr, der Handel mit Halbstundenkontrakten um 15.30 Uhr, der Handel mit Viertelstundenkontrakten um 16 Uhr. Die Spanne, innerhalb derer der Preis für ein Fahrplangeschäft liegen darf, reicht von -9999 €/MWh bis 9999 €/MWh . Die kleinstmögliche Angebotsleistung beträgt 0,1 MW, das kleinstmögliche Preisinkrement 0,01 €/MWh.

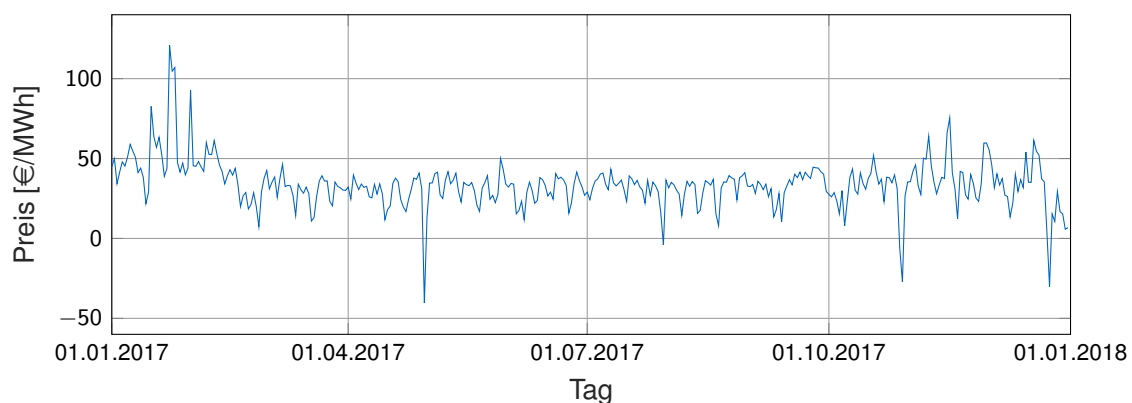


Abbildung 3.6: Tagesmittelwerte der Preise im kontinuierlichen Viertelstundenhandel im Jahr 2017 (eigene Darstellung, Daten aus [58])

Im Jahr 2017 wurde ein Volumen von 39,3 TWh im kontinuierlichen Intradayhandel im deutschen NRV gehandelt, davon 4,6 TWh im Viertelstundenhandel [124]. Der jährliche Mittelwert der Preise im Viertelstundenhandel betrug $33,92 \text{ €/MWh}$. Abbildung 3.6 zeigt den Verlauf der Tagesmittelwerte der Preise im kontinuierlichen Viertelstundenhandel im Jahr 2017. Aus der Darstellung wird ersichtlich, dass die Mittelwerte der Preise innerhalb des Jahres stark schwanken. Auch im Verlauf eines Tages fluktuieren die Preise im Intradayhandel typischerweise relativ stark. Abbildung 3.7 verdeutlicht dies anhand eines Beispieltages. Die Grafik zeigt den Mittelwert und die Schwankungsbreite der Preise für jede Viertelstunde. Zwar existieren mit dem Day-Ahead-Handel und der Intraday-Auktion am Vortag bereits zwei Preissignale für die jeweilige Stunde im Intradayhandel, die Preisbildung im kontinuierlichen Intradayhandel wird jedoch maßgeblich durch kurzfristig auftretende Änderungen auf der Erzeuger- oder Verbraucherseite beeinflusst. Dabei kann es sich beispielsweise um Änderungen der Einspeiseprognose für EE oder Kraftwerksausfälle handeln. Im langfristigen Mittel entspricht der Intradaypreis aber dennoch dem Day-Ahead-Preis. Eine systematische Verschiebung

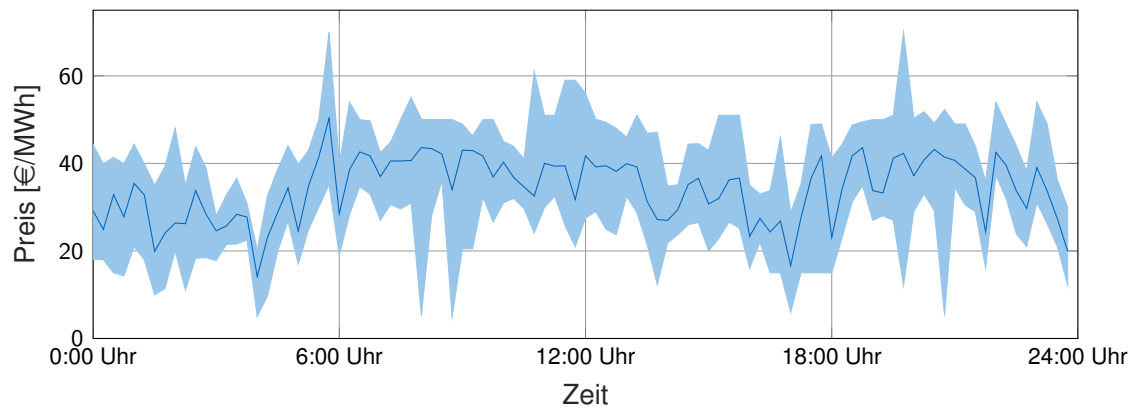


Abbildung 3.7: Typischer Tagesverlauf des Durchschnittspreises und der Minimal- und Maximalpreise im kontinuierlichen Viertelstundenhandel (Beispieltag 13.04.2017, eigene Darstellung, Daten aus [58])

zwischen den beiden Marktpreisen wäre ein Hinweis auf eine unvollständige Vermaktung in der Day-Ahead-Auktion [12]. Für die Beschaffung von Ausgleichsenergie ist insbesondere der kurzfristige Verlauf der Marktpreise relevant, da der Spielraum für das Aufschieben von Fahrplangeschäften durch die limitierte Speicherkapazität und die Vorgaben der ÜNB stark begrenzt ist. Ein Speicherbetreiber hat natürlich ein Interesse daran, Ausgleichsenergie zu möglichst niedrigen Preisen zu beschaffen und zu möglichst hohen Preisen zu verkaufen.

Kapitel 4

Entwicklung des Modellkonzepts

Nachdem in den beiden vorhergehenden Kapiteln die technischen und regulatorischen Grundlagen für die Bereitstellung von PRL durch Batteriespeichersysteme vorgestellt wurden, wird in diesem Kapitel noch einmal detaillierter auf die Problemstellung und den Lösungsansatz eingegangen. Dazu wird zunächst die Fragestellung konkretisiert und in den Kontext der Energiesystemanalyse eingeordnet. Anschließend wird der Stand der Forschung anhand bisheriger Arbeiten zur Einsatzplanung und zur Entwicklung von Betriebs- oder Regelungsstrategien für netzgekoppelte Batteriespeichersysteme dargestellt. Dabei wird ein besonderes Augenmerk auf das Einsatzfeld der Regelleistung, die Abbildung von Batteriealterung und die Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Modellierung gelegt. Schließlich wird der für diese Arbeit gewählte Modellierungsansatz vorgestellt und dessen Wahl begründet.

4.1 Problembeschreibung

Batteriespeichersysteme gehören zu den Technologieoptionen, die innerhalb eines CO₂-neutralen Stromsystems eine wichtige Rolle spielen können. Sie zeichnen sich durch kurze Reaktionszeiten, hohe Wirkungsgrade und Flexibilität in der Standortwahl aus. Die Analyse der Einsatzfelder in Abschnitt 2.6 zeigt, dass die Bereitstellung von PRL ein aus technischer und ökonomischer Sicht geeignetes Anwendungsfeld für den Einsatz von Batteriespeichersystemen ist. Auf dem deutschen PRL-Markt wird zwar im Vergleich zu anderen Strommärkten (beispielsweise SRL, MRL und Spotmärkte) wenig Leistung gehandelt, dennoch ist er aus mehreren Gründen ein interessantes Untersuchungsobjekt. Zum einen ist dieser Markt von zentraler Bedeutung für die Stabilität des Stromnetzes und damit für die Sicherheit der Energieversorgung insgesamt. Außerdem sind Erkenntnisse zum deutschen PRL-Markt zum gewissen Grad auf Märkte in anderen Regelzonen übertragbar, da die meisten Regelzonen über ähnliche Mechanismen für die Ausschreibung kurzfristiger Regelleistung verfügen. Darüber hinaus ist das Einsatzfeld der PRL ein klassisches Beispiel für die Anwendung eines Kurzzeitspeichers, der Stromangebot und -nachfrage zu einem gewissen Grad zeitlich entkoppelt und dabei durch die Bereitstellung dieser Flexibilität die Unsicherheit im Betrieb des Stromsystems reduziert. Der Umgang mit dieser Unsicherheit ist eine zentrale Aufgabe der Betriebsstrategie des Batteriespeichersystems.

Für stationäre Batteriespeichersysteme hat sich der deutsche PRL-Markt aufgrund der vergleichsweise hohen Preise und des passenden technischen Anforderungsprofils in den vergangenen Jahren als Eintrittsmöglichkeit für eine Anwendung im Stromversorgungssystem erwiesen. Die weitere Entwicklung dieses Marktes ist vor dem Hintergrund sich ändernder regulatorischer Rahmenbedingungen und sinkender Preise jedoch schwer abzusehen. Niedrige Preise bei gleichzeitig hohen Anforderungen an die Auslegung, insbesondere in Bezug auf die vorzuhaltende Kapazität relativ zur angebotenen Leistung, können eine Marktteilnahme für Batteriespeichersysteme wirtschaftlich unattraktiv machen.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie ein Batteriespeicher möglichst kostengünstig und gleichzeitig zuverlässig PRL bereitstellen kann. Die Kosten werden in erster Linie durch die Kapitalkosten und daher durch die Auslegung des Batteriespeichersystems beeinflusst. Je kleiner das Verhältnis von vorgehaltener Kapazität zu angebotener Leistung ist, desto kostengünstiger wird der Einsatz der Batterie. Jedoch steigt mit sinkendem Kapazität-zu-Leistungsverhältnis das Risiko eines Ausfalls des Batteriesystems, da der Speicher, wenn er vollständig ge- oder entladen ist, nicht mehr in der Lage ist, negative bzw. positive PRL einzuspeisen. Eine geeignete Betriebsstrategie stellt sicher, dass ein Ausfall des Batteriespeichersystems während der Vertragslaufzeit vermieden wird, ermöglicht gleichzeitig aber eine Auslegung mit niedrigem Kapazität-zu-Leistungsverhältnis. Zusätzlich wird die Batteriealterung, die einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes hat, bei der Ermittlung der Betriebsstrategien berücksichtigt. Die zentrale Aufgabe dieser Arbeit besteht darin, mit einer geeigneten Methodik Betriebsstrategien für ein Batteriespeichersystem für die Bereitstellung von PRL zu entwickeln und auf der Basis dieser Betriebsstrategien die Wirtschaftlichkeit eines solchen Batteriespeichersystems zu bewerten. Dazu wird das betrachtete System in einem Modell abgebildet. Um eine möglichst präzise Beschreibung des Systems zu ermöglichen, steht bei der Modellierung insbesondere die Abbildung der Alterung des Batteriesystems und der mit dem Einsatzfeld verbundenen Unsicherheiten im Fokus. Zusätzlich leistet die vorliegende Arbeit einen Beitrag zur Diskussion über Vorgaben zu Mindestzeiträumen für einen Vollabruf von PRL oder Mindestspeicherverhältnissen seitens der ÜNB.

Da die Energiemengen, die durch die PRL-Bereitstellung zwischen der Batterie und dem öffentlichen Stromnetz ausgetauscht werden, nicht im Vorhinein bekannt sind, ist Unsicherheit in Bezug auf die Entwicklung des Ladestands ein zentraler Teil des Problems. Das wichtigste Instrument zur Kontrolle des Ladestands sind Lade- und Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte auf dem Intraday-Strommarkt (siehe Abschnitt 3.7). Alle anderen Maßnahmen zum Speichermanagement können zwar zu einer Verringerung der erforderlichen Ausgleichsenergie beitragen, die Verfügbarkeit dieser Maßnahmen ist jedoch wieder vom Verlauf der Netzfrequenz abhängig und daher mit Unsicherheit behaftet. Fahrplangeschäfte sind dagegen (unter Annahme eines ausreichend liquiden Marktes) uningeschränkt verfügbar. Im Gegensatz zum Energieaustausch durch die PRL-Bereitstellung, der kontinuierlich abläuft, können Fahrplangeschäfte für jeweils 15 Minuten, eine halbe oder eine ganze Stunde abgeschlossen werden. Eine Entscheidung über den Einsatz eines Fahrplangeschäfts zur Ladestandskorrektur kann dementsprechend maximal alle 15 Minuten getroffen werden. Da die Preise im Intraday-Stromhandel ebenfalls im Vorhinein unbekannt sind, liegt hier eine zweite Quelle von Unsicherheit, die Eingang in die Modellierung findet. Diese Voraussetzungen führen zu einem sequentiellen Entscheidungsproblem unter Unsicherheit.

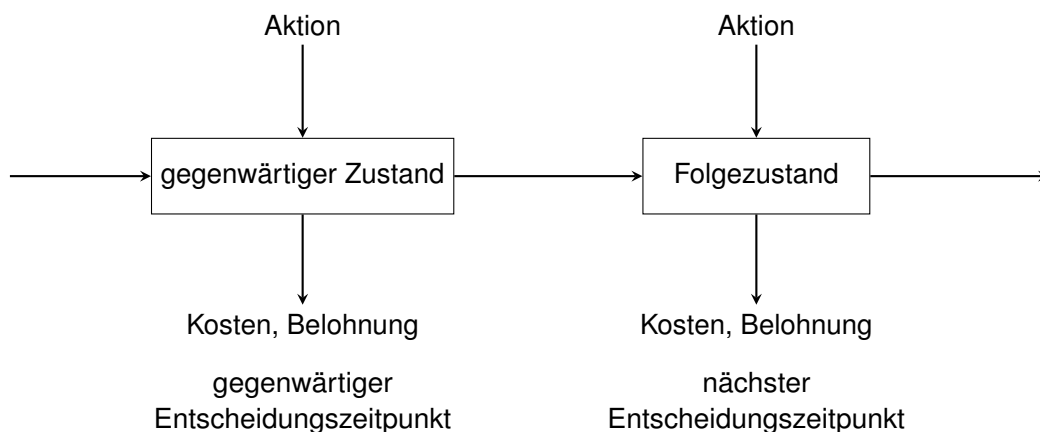


Abbildung 4.1: Symbolische Darstellung eines sequentiellen Entscheidungsproblems

In einem sequentiellen Entscheidungsproblem (siehe Abbildung 4.1) beobachtet der Entscheidungsträger bzw. der Regler den Zustand eines System zu bestimmten Zeitpunkten. Basierend auf dem beobachteten Zustand entscheidet er sich für eine Aktion. Dies hat zwei Folgen: Zum einen erhält er eine Belohnung oder es fallen Kosten an, zum anderen geht das System zum nächsten Zeitpunkt in einen neuen Zustand über. Welcher Zustand eintritt, hängt von der durch die gewählte Aktion bestimmten Wahrscheinlichkeitsverteilung ab. Der Entscheidungsträger muss zu jedem Entscheidungszeitpunkt eine von mehreren verfügbaren Aktionen wählen. Welche Aktion gewählt wird, ist dabei durch eine sog. Entscheidungsregel festgelegt. Eine Politik (engl.: policy) oder Strategie ist eine Folge von Entscheidungsregeln.

Das Problem besteht darin, eine optimale Betriebsstrategie für das Batteriespeichersystem zu finden, mit der es unter den getroffenen Annahmen PRL zu den geringsten Kosten bereitstellen kann. Da außerdem Alterungsvorgänge einen großen Einfluss auf die wirtschaftliche Bewertung einer Batteriespeichersystems haben, müssen diese bei der Bestimmung einer geeigneten Betriebsstrategie berücksichtigt werden. Zusätzlich soll es möglich sein, den Einfluss unterschiedlicher Parameter auf die Betriebsstrategie zu untersuchen.

4.2 Stand der Forschung

Das Modellkonzept in dieser Arbeit vereint Ansätze aus drei unterschiedlichen Forschungsgebieten: Optimierung, Batteriemodellierung und Strompreisprognosen. In diesem Abschnitt wird zunächst der Optimierungsansatz und der Ansatz für die Prognose der Intraday-Strompreise eingeordnet. Anschließend wird ein Überblick über den Stand der Forschung hinsichtlich Betriebs- und Regelungsstrategien für stationäre Batteriespeichersysteme gegeben, wobei der Fokus insbesondere auf der Modellierung von Alterungseffekten und dem Umgang mit Unsicherheiten liegt. Zuletzt wird der Fokus auf die Anwendung von MDPs in der Energiewirtschaft gelegt, da diese eine zentrale Rolle in der Modellentwicklung spielen.

4.2.1 Optimierungsmodelle

Die Suche nach einer optimalen Betriebsstrategie für das Batteriesystem stellt ein Optimierungsproblem dar. Um die Wahl eines geeigneten Modellierungsansatzes zu begründen, wird an dieser Stelle ein kurzer Überblick über mathematische Optimierungsprobleme gegeben. Diese lassen sich grundsätzlich entlang dreier Kriterien in unterschiedliche Klassen einteilen:

1 Zusammenhänge im Modell

Hier wird üblicherweise zwischen linearen und nichtlinearen Optimierungsproblemen unterschieden. Bei ersteren sind die Zusammenhänge zwischen Entscheidungsvariablen und Parametern linear. Ein lineares Programm (LP) hat damit im Allgemeinen die Form

$$\begin{array}{ll} \min_{\mathbf{x}} & \mathbf{c}^T \mathbf{x} \\ \text{s. t.} & A\mathbf{x} = \mathbf{b} \\ & \mathbf{x} \geq \mathbf{0} \end{array} \quad (4.1)$$

mit der linearen Zielfunktion $\mathbf{c}^T \mathbf{x}$, dem Vektor der Entscheidungsvariablen $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^m$ und dem Vektor der Zielfunktionskoeffizienten $\mathbf{c} \in \mathbb{R}^m$. Die Nebenbedingungen beschränken den Lösungsraum und werden durch die Koeffizientenmatrix $A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ und den Konstantenvektor der rechten Seite $\mathbf{b} \in \mathbb{R}^n$ festgelegt. Für lineare Optimierungsprobleme existiert eine Reihe von Lösungsverfahren, die das Problem grundsätzlich alle in Polynomialzeit lösen können. Der bekannteste Algorithmus ist das Simplex-Verfahren. Sobald die Zielfunktion oder eine der Nebenbedingungen nicht mehr linear ist, reichen die Lösungsverfahren für lineare Probleme nicht mehr aus. Das Problem hat dann die allgemeinere Form

$$\begin{array}{ll} \min_{\mathbf{x}} & f(\mathbf{x}) \\ \text{s. t.} & g_i(\mathbf{x}) \left\{ \begin{array}{l} \leq \\ = \\ \geq \end{array} \right\} b_i \end{array} \quad (4.2)$$

mit der Zielfunktion $f(\mathbf{x})$ und den Nebenbedingungen $g_i(\mathbf{x}) \left\{ \begin{array}{l} \leq \\ = \\ \geq \end{array} \right\} b_i$, die nicht mehr zwangsläufig linear sein müssen. Zwar existiert auch für nichtlineare Probleme eine Vielzahl unterschiedlicher Lösungsverfahren, jedoch ist der Rechenaufwand zur Lösung des Problems im Allgemeinen größer. Mithilfe von Approximationsverfahren können nichtlineare Modelle teilweise in lineare überführt und mithilfe effizienter LP-Lösungsverfahren gelöst werden.

2 Wertebereich der Entscheidungsvariablen

Die Entscheidungsvariablen können wie im Beispiel oben kontinuierlich auf dem Körper der reellen Zahlen definiert sein ($\mathbf{x} \in \mathbb{R}^m$), in vielen Fällen liegt der Entscheidung aber eine diskrete Auswahl zugrunde. Der Wertebereich der Entscheidungsvariablen ist dann auf ganze Zahlen beschränkt ($\mathbf{x} \in \mathbb{Z}^m$) und man spricht von ganzzahliger Programmierung. Enthält ein Optimierungsproblem sowohl reell als auch ganzzahlig definierte Variablen wird es als gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem bezeichnet. Für die Lösung von Problemen mit

ganzzahligen Variablen existieren gesonderte Verfahren, wie beispielsweise das Branch-and-Bound-Verfahren, die im Allgemeinen rechenintensiver sind als die für Probleme, die nur kontinuierliche Variablen enthalten.

3 Zeitpunkte der Entscheidungen

Optimierungsprobleme können auch danach unterschieden werden, ob das zu modellierende Problem aus einer oder mehreren Entscheidungen, die gleichzeitig an einem Zeitpunkt getroffen werden, oder aus mehreren Entscheidungen besteht, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten über einen längeren Zeitraum hinweg getroffen werden und sich wechselseitig beeinflussen. Liegt ein einzelner Entscheidungszeitpunkt vor, handelt es sich um ein einstufiges Optimierungsproblem. Treten innerhalb des Problems mehrere sich wechselseitig beeinflussende Entscheidungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten auf, spricht man von mehrstufigen Optimierungsproblemen oder sequentiellen Entscheidungsproblemen. Zur Lösung solcher Probleme werden Algorithmen aus dem Bereich der dynamischen Optimierung eingesetzt, die das Gesamtproblem in Subprobleme unterteilen, welche durch einen rekursiven Algorithmus gelöst werden. Diese Methoden ermöglichen es, die Auswirkung früherer Entscheidungen auf spätere abzubilden und optimale Lösungen über mehrere Entscheidungszeitpunkte zu finden. Eine solche Lösung wird als Strategie oder Politik (engl.: policy) bezeichnet. Aufgrund der höheren Komplexität der mehrstufigen Optimierungsprobleme sind die Lösungsverfahren üblicherweise rechenintensiver als diejenigen, die für einstufige Probleme genutzt werden.

Die in der Energiesystemanalyse am häufigsten eingesetzten Optimierungsmodelle sind lineare oder gemischt-ganzzahlige Modelle. Ihr Vorteil liegt darin, dass sie mithilfe kommerziell verfügbarer Solver in kurzer Zeit gelöst werden können. Ein Nachteil besteht darin, dass Nichtlinearitäten in den abzubildenden Zusammenhängen, wenn überhaupt, nur durch Approximationen berücksichtigt werden können. Außerdem sind diese Modelle üblicherweise einstufig. Das heißt, es werden lediglich Entscheidungen zu einem Zeitpunkt modelliert, aber keine Folge voneinander abhängiger Entscheidungen. Würde man diese Entscheidungen jeweils einzeln modellieren, erhielte man zwar für jeden Zeitpunkt die optimale Lösung, diese entspricht jedoch nicht notwendigerweise der optimalen Lösung für den gesamten Zeitraum. Es ist denkbar, dass eine Entscheidung, die zu einem Zeitpunkt die optimale Lösung darstellt, sich nachteilig auf die Rahmenbedingungen zu einem späteren Zeitpunkt auswirkt. Um dieses Problem abzumildern, existieren intertemporale Ansätze, die zukünftige Werte bestimmter Parameter antizipieren und dadurch möglicherweise für den insgesamt betrachteten Zeitraum ein ‚besseres‘ Ergebnis erzielen, als wenn zu jedem Entscheidungszeitpunkt einzeln optimiert wird, aber auch ein solches Ergebnis wäre nicht notwendigerweise optimal für den Gesamtzeitraum.

4.2.2 Prognose von Strompreisen auf Spotmärkten

Zur Prognose von Spotmarkt-Strompreisen existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Modellierungsansätze. Weron [156] teilt diese Ansätze in fünf Gruppen ein:

– Multi-Agenten-Modelle und spieltheoretische Ansätze

Bei dieser Art von Modellen wird der Elektrizitätsmarkt als System heterogener Agenten simuliert, die miteinander interagieren. Dabei wird der Preisprozess durch den Ausgleich von

Angebot und Nachfrage abgebildet. Auch strategisches Verhalten der Marktteilnehmer kann mit diesen Modellen abgebildet werden.

– **Fundamentalmodelle**

Fundamentalmodelle bilden grundlegende physikalische und ökonomische Zusammenhänge ab, die bei der Bereitstellung von und im Handel mit Elektrizität relevant sind. Dazu gehören beispielsweise Lastprofile, Einspeiseprofile und Brennstoffpreise.

– **Reduced-Form-Modelle**

Diese Modellgruppe umfasst quantitative und stochastische Ansätze, die jedoch nicht das Ziel haben, stundenscharfe Preisprognosen zu liefern. Stattdessen legen sie den Fokus auf die Preisdynamik und zielen darauf ab, die Hauptcharakteristika der täglichen Preisverläufe am Elektrizitätsmarkt wiederzugeben. Beispiele für Reduced-Form-Modelle sind Jump-Diffusion- und Markov-Regime-Switching-Modelle.

– **Ökonometrische Modelle**

Statistische und ökonometrische Modelle zielen darauf ab, Marktpreise für Elektrizität auf der Basis vergangener Preise und/oder vergangener oder gegenwärtiger Werte exogener Parameter zu prognostizieren.

– **Ansätze basierend auf künstlicher Intelligenz**

Unter künstlicher Intelligenz werden an dieser Stelle Ansätze zusammengefasst, die Elemente aus den Bereichen Maschinelles Lernen (z. B. Artificial Neural Networks oder Support Vector Machines), evolutionäre Algorithmen oder Fuzzy Systems nutzen.

Die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Ansätze werden in [156] ebenfalls diskutiert. In dieser Arbeit werden zwei Modellansätze aus der Gruppe der ökonometrischen Modelle verwendet, da diese vergleichsweise einfach aufgebaut sind, an vorhandene Datensätze angepasst werden können, nachvollziehbare Ergebnisse liefern und Absolutwerte als Preise liefern, die direkt in die Belohnungsfunktion (Abschnitt 6.5) eingesetzt werden können.

Der kontinuierliche Intradayhandel ist durch Eigenschaften geprägt, die besondere Anforderungen an die Modellierung stellen. Erstens gibt es, anders als beispielsweise im Day-Ahead-Handel, keine Auktion mit Markträumungspreis, der für alle Auktionsteilnehmer gilt, sondern einen Handel mit offenen Orderbüchern und jeweils eigenen zwischen den Vertragsparteien vereinbarten Preisen für Fahrplangeschäfte. Zweitens ist der Intradayhandel ein sehr kurzfristiger Handel, dessen Gate-Closure fünf Minuten vor der physikalischen Lieferung liegt. Das Ziel des Intradayhandels ist es, durch Kenntnis erst kurzfristig verfügbarer Informationen auf Abweichungen von vorherigen Prognosen zu reagieren. Das erschwert natürlich im Gegenzug längerfristige Prognosen der Preise (beispielsweise mehrere Stunden im Voraus). Nichtsdestotrotz wurden Versuche unternommen, die Preise im kontinuierlichen Intradayhandel vorherzusagen [12, 89, 96, 106, 148, 165].

4.2.3 Batteriemodelle

Im Bereich der Batteriemodellierung existiert eine große Bandbreite unterschiedlicher Modelle, die von der Abbildung der elektrochemischen Prozesse in einzelnen Batteriezellen bis hin zur techno-ökonomischen Modellen vollständiger Batteriesysteme und ihrer Einsatzfelder reicht. Rao et al. [116] liefern eine Übersicht über unterschiedliche Modelle und teilen sie in physikalische, empirische, abstrakte und gemischte Modellansätze ein. Divya und Østergaard [42] geben eine Übersicht über unterschiedliche Batterietechnologien und analysieren Anwendungsfälle im Stromnetz. Sie gehen davon aus, dass Batteriespeicher eine maßgebliche Rolle beim zuverlässigen und wirtschaftlichen Betrieb des Stromnetzes mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien spielen werden. Während Battke et al. [16] mithilfe eines probabilistischen techno-ökonomischen Modells zur Berechnung der Lebenszykluskosten keine führende Batterietechnologie für stationäre Anwendungen identifizieren, gehen Schmidt et al. [121] davon aus, dass Lithium-Ionen-Batterien unter ihren Annahmen wahrscheinlich ab 2030 für alle zwölf betrachteten Einsatzfelder im Stromsystem kosteneffizient sein werden. Stan et al. [129] legen in ihrer Analyse den Fokus auf Lithium-Ionen-Batterien. Sie untersuchen die Eignung der unterschiedlichen Zellchemien für eine Reihe mobiler und stationärer Einsatzfelder und kommen zu dem Ergebnis, dass Lithiumnickeloxid, Lithium-Nickel-Mangan-Kobaltoxid und Lithiumeisenphosphat als Kathodenmaterialien für das Einsatzfeld Frequenzregelung geeignet sind. Hesse et al. [76] legen den Fokus ebenfalls auf Lithium-Ionen-Batterien. Sie geben eine detaillierte Übersicht über die Technologien, die Modellierungsansätze, das Systemdesign und die Anwendungen von Lithium-Ionen-Systemen im Stromnetz. Außerdem stellen sie mehrere öffentlich zugängliche Batteriemodelle vor und vergleichen diese miteinander. Die Autoren ziehen unter anderem die Schlüsse, dass die Bereitstellung von PRL ein typisches Einsatzfeld für Lithium-Ionen-Batterien darstellt und dass es für einen wirtschaftlichen Einsatz erforderlich ist, die Dimensionierung, die Platzierung und die Betriebsstrategie des Speichers entsprechend anzupassen.

Die Entwicklung solcher Betriebs- oder Regelungsstrategien ist ein zentraler Bestandteil der Forschung zu Einsatzfeldern von Batteriespeichersystemen. Die Methoden zur Bestimmung dieser Strategien sind größtenteils den Gebieten der dynamischen Programmierung oder der Kontrolltheorie zuzuordnen. Li und Danzer [103] berechnen mithilfe der dynamischen Programmierung optimale Regelstrategien für ein PV-Heimspeichersystem mit unterschiedlichen Zielvorgaben (Schnellladung, Maximierung der Lebensdauer, des Eigenverbrauchs oder der Autarkie und Minimierung der Strombezugskosten). In [139] wird eine Betriebsstrategie für Batteriespeicher entwickelt, die zeitliche Unterschiede in Stromtarifen zur Erlösoptimierung nutzen. Dieses Problem wird ebenfalls mithilfe der dynamischen Programmierung gelöst. Da Batteriespeicher üblicherweise in Anwendungsfeldern zum Einsatz kommen, in denen die Lade- und Entladevorgänge nicht planbar sind, liegt eine Herausforderung in der Entwicklung der Betriebsstrategien im Umgang mit Unsicherheiten in Bezug auf die ausgetauschten Energiemengen. In mehreren Veröffentlichungen wird die stochastische dynamische Programmierung (SDP) als Methode zur Bestimmung von Betriebsstrategien genutzt. Die Abbildung der Unsicherheit erfolgt dabei durch die Einführung stochastischer Variablen oder Zufallsvariablen, deren genaue Werte zum Zeitpunkt der Entscheidungsfindung zwar unbekannt sind, deren Wahrscheinlichkeitsverteilung jedoch als gegeben vorausgesetzt wird. Qin et al. [114] vergleichen einen Druckluftspeicher und eine NaS-Batterie im Rahmen eines Einsatzes auf

einem Spotmarkt. Dabei wird ein autoregressives Modell zur Preisprognose genutzt. In [127] bietet ein Windpark zusammen mit einem Speichersystem Strom auf einem Spotmarkt an. Es werden optimale Betriebsstrategien in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit, dem Preislevel am Markt und dem Speicherstand ermittelt. Arnold und Andersson [11] entwerfen eine modellprädiktive Regelung, engl. *Model Predictive Control* (MPC), für ein Energiesystem mit EE-Einspeisung und Speichern. Die Unsicherheiten in diesem System werden durch Lastprofilen mit einem überlagerten normalverteilten Fehler abgebildet. Kou et al. [95] nutzen ebenfalls einen MPC-Ansatz für einen Windpark mit einem Batteriespeichersystem. Die Unsicherheiten bei der Windprognose werden durch nicht-Gauss'sche Verteilungen abgebildet, die in die Nebenbedingungen eines konvexen quadratischen Optimierungsproblems eingehen. Střelec et al. [135] modellieren ein Microgrid mit einer Windkraftanlage und stochastischer Last und bilden dabei Einspeisung durch eine stochastische Differentialgleichung und die Last durch einen Ornstein-Uhlenbeck-Prozess ab.

Ein zentraler Aspekt bei der technischen und ökonomischen Modellierung von Batteriespeichersystemen ist die Degradation der elektrochemischen Zellen, die sogenannte Batteriealterung (siehe Kapitel 2.3). Eine große Anzahl von Veröffentlichungen befasst sich mit der Abbildung von Degradation auf Zellebene mit unterschiedlichen Modellierungsansätzen [14, 48, 49, 87, 102]. Solche Modelle haben zumeist den Anspruch, die Vorgänge der Batteriealterung möglichst detailliert abzubilden, was zu entsprechend komplexen Modellen führt. Bei der Modellierung von Batteriealterung im Kontext anwendungsbezogener technisch-ökonomischer Bewertungen wird die Komplexität der Alterungsmodelle üblicherweise zugunsten einer schnelleren Berechenbarkeit des Gesamtmodells reduziert. Koller et al. [93] entwickeln eine Grenzkostenfunktion zur Abbildung von Batteriealterung in einem Regelalgorithmus. In [64] werden das Alterungs- und das Strom-Spannungsverhalten einer Batterie über Differentialgleichungen abgebildet, die wiederum diskretisiert und in ein nichtlineares Optimierungsmodell integriert werden. Wankmüller et al. [153] vergleichen zwei Alterungsmodelle, die Teil eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems für eine Arbitrageanwendung sind. Eines der Modelle betrachtet einzig die Abhängigkeit der Degradation vom Energiedurchsatz, das andere berücksichtigt zusätzlich den Einfluss des DoD auf die Alterung. Die Autoren heben hervor, dass die Berücksichtigung der Alterung bei Kostenanalysen für Batterieeinsatzfelder von besonderer Bedeutung ist. Xu et al. [161] bilden über eine stückweise lineare Kostenfunktion die Grenzkosten der zyklischen Alterung ab und integrieren diese Kostenfunktion in ein lineares Optimierungsmodell für den Einsatz an den Strom- und Reservemärkten der ISO New England.

Zum Einsatz von Batteriespeichersystemen für die Bereitstellung von Regelleistung existieren zahlreiche Veröffentlichungen. Dabei ist jedoch zu beachten, dass sich die Rahmenbedingungen für die Regelleistungsbereitstellung unterscheiden, je nachdem welches Marktgebiet betrachtet wird. Die Vorgaben der nordamerikanischen Netzbetreiber weichen teilweise stark von denen der europäischen ab. So akzeptieren beispielsweise einige nordamerikanische Netzbetreiber ein Abweichen der bereitstellenden Einheiten vom Regelsignal. Leitermann [100] untersucht die Anforderungen an Energiespeicher und ihren möglichen Nutzen im Rahmen der Regelleistungsbereitstellung. Sie schlägt vor, das Regelsignal mithilfe eines Filters in einen Teil für Speichersysteme und einen Teil für thermische Einheiten aufzuspalten. Borsche et al. [21] schlagen ebenfalls vor, das Regelleistungssignal in einzelne Signale für unterschiedliche Einheiten aufzuspalten und schneller reagierende Einheiten besser zu vergüten als

langsamere. Stenzel et al. [131] vergleichen anhand von Lebenszyklusanalysen die Umweltauswirkungen der PRL-Bereitstellung durch Batteriesysteme und thermische Kraftwerke. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass Batteriesysteme in den meisten Szenarien geringere Umweltauswirkungen als thermische Kraftwerke zeigen und daher eine vielversprechende Option zur Senkung der Umweltauswirkungen der PRL-Bereitstellung darstellen. Hollinger et al. [78] beleuchten die Auswirkungen der Nutzung von Freiheitsgraden bei der PRL-Bereitstellung auf den Betrieb des Batteriesystems und berechnen, dass dadurch zwischen 25 und 70 % der erforderlichen Ausgleichsenergie eingespart werden kann. Rominger et al. [118] gehen mithilfe eines Simulationsmodells der Frage nach, inwieweit mit einer flexiblen Last, einem Blockheizkraftwerk und Windkraftanlagen der Bedarf an Ausgleichsenergie gesenkt werden kann. Munderlein et al. [109] untersuchen den realen Betrieb eines 5 MWh-Batteriesystems, das 2 MW PRL bereitstellt und kommen dabei zu dem Erkenntnis, dass ein System dieser Auslegung unter den gegebenen Bedingungen nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. Mithilfe eines detaillierten elektrothermischen Batteriemodells, welches zusätzlich Submodelle für einzelne Komponenten wie beispielsweise die Leistungselektronik, das Wärmemanagement und die Mess- und Regelungstechnik enthält, berechnen Schimpe et al. [120] die Verluste eines solchen Systems für unterschiedliche Einsatzfelder. Für die PRL kommen sie auf einen Konversionswirkungsgrad (ohne Wärmemanagement und Mess- und Regelungstechnik) von 80,2 % und einen Gesamtwirkungsgrad von 71,6 %.

Die Auswirkungen von Regelleistungsbereitstellung auf die Alterung von Batteriesystemen sind ebenfalls Gegenstand aktueller Forschungsarbeiten. In [69] wird die Auswirkung der PRL-Bereitstellung auf alterungsrelevante Parameter eines Batteriesystems mithilfe eines Simulationsmodells untersucht. Durch Kombination dieses Simulationsmodells mit einem Alterungsmodell werden außerdem der Einfluss von Auslegung (1 MW/1 MWh vs. 1 MW/2 MWh), Alterung und Bietestrategien auf dem PRL-Markt auf den Kapitalwert und damit die wirtschaftliche Attraktivität des Batteriesystems untersucht [70, 71]. Gatta et al. [72] simulieren die PRL-Bereitstellung mit einem detaillierten Modell einer Lithiumeisenphosphat-Batterie. Sie finden einen Zielkonflikt zwischen einem möglichst hohen Wirkungsgrad, der hohe C-Raten voraussetzt, und einer möglichst geringen Alterung bei niedrigen C-Raten. Stroe et al. [136] modellieren ebenfalls eine Lithiumeisenphosphat-Batterie und vergleichen die Auswirkungen unterschiedlicher heuristischer Betriebsstrategien und der Betriebstemperatur auf das Alterungsverhalten der Batterie. Die erwartete Lebensdauer der Batterie variiert dabei zwischen 8,5 und 13,5 Jahren. In Testreihen mit einem realen System aus zuvor in Elektrofahrzeugen verwendeten sogenannten *Second-Life-Batterien* zeigt sich, dass die zyklische Belastung der Batterien durch die Bereitstellung von PRL vergleichsweise gering ist.

Eine Reihe von Veröffentlichungen befasst sich mit der Regelung von Batteriespeichern für die Bereitstellung von Regelleistung. In einer der ersten Veröffentlichungen zu dieser Thematik untersuchen Oudalov et al. [112] mithilfe eines Simulationsmodells den Einsatz von Resistoren und gezielten Lade- und Entladevorgängen zu Ladestandskorrektur. Borsche et al. [22] schlagen eine Betriebsstrategie vor, bei der der Arbeitspunkt entsprechend der ausgetauschten Energiemenge in der Vergangenheit angepasst wird. Brivio et al. [23] entwerfen einen Fuzzy-Regler, der Statik und Arbeitspunkt der Batterie steuert. Thien et al. [143] entwickeln eine Betriebsstrategie, die auf der Ausnutzung der von den deutschen ÜNB festgelegten Freiheitsgraden und dabei insbesondere der Verschiebung des Arbeitspunktes beruhen. Ähnlich

wie in [69] und [78] untersuchen sie die Auswirkungen dieser Strategien auf verschiedene Batterieparameter. Zeh et al. [162] entwerfen ein Simulationsmodell, in dem das Alterungsverhalten des Batteriespeichersystems mit vergleichsweise hohem Detailgrad abgebildet ist. Sie entwickeln eine Betriebsstrategie, die auf einem Ausnutzen der Freiheitsgrade und dem Ladestandsausgleich durch Fahrplangeschäfte die bei Über- oder Unterschreitung eines bestimmten Ladestands ausgelöst werden. Mit diesem Simulationsmodell untersuchen sie die Auswirkungen der Auslegung und unterschiedlicher Parametrisierungen des Alterungsmodells auf die Alterung des Batteriesystems. Zhai et al. [164] betrachten den australischen Spot- und Regelleistungsmarkt und bestimmen eine erlösmaximierende Betriebsstrategie für den Einsatz eines Batteriesystems auf diesen Märkten. Dazu nutzen sie ein zweistufiges dynamisches Optimierungsmodell. Xu et al. [159] entwerfen eine Regelung, die eine Ober- und eine Untergrenze für den Ladestand vorgibt, die durch ein Trade-off zwischen dem Folgen des Regelleistungssignals und der zyklischen Alterung zustande kommen. Dazu binden sie ein Alterungsmodell in eine Optimierung der Betriebskosten ein. In [160] erweitern die Autoren dieses Modell um ein stochastisches Optimierungsmodell zur Bestimmung optimaler Bietestrategien im Regelleistungsmarkt der *PJM Interconnection*.

Keine der bisher angeführten Veröffentlichungen zur Regelleistungsbereitstellung durch Batteriesysteme unternimmt den Versuch, zukünftige Ladestände oder Preise zu antizipieren oder Unsicherheiten der Parameter zu quantifizieren, jedoch existieren auch hierfür einige Ansätze. Khalid und Savkin [90] prognostizieren den Frequenzverlauf mithilfe eines Grey-Modells und nutzen diese Prognose für die MPC eines Batteriesystems. Auch Kumar et al. [97] nutzen einen stochastischen MPC-Ansatz. Sie betrachten ein Batteriesystem, das gleichzeitig die Einsatzfelder Regelleistung, Handel auf einem Spotmarkt und Peak-Shaving einer Last bedient. Um die daraus resultierenden stochastischen Optimierungsprobleme in unterschiedlichen zeitlichen Skalen lösbar zu halten, nutzen sie den Ledoit-Wolf-Kovarianz-Schätzer zur Vereinfachung der Kovarianzmatrizen. In [158] wird das Modell aus [22] um eine Ladestandsprognose basierend auf einem Grey-Modell [155] und ein Alterungsmodell erweitert. Die Simulationsergebnisse dieser Studie zeigen, dass mit der gewählten Betriebsstrategie ein störungsfreier Betrieb des Batteriesystems mit einem Speicherverhältnis von 0,6 erreicht werden kann. Shi et al. [126] entwickeln ein Modell, das den Betrieb einer Batterie in den Einsatzfeldern Regelleistung und Peak-Shaving gemeinsam optimiert. Die Autoren nutzen ein multiples lineares Regressionsmodell zur Prognose der Last in der Peak-Shaving-Anwendung und bilden den Verlauf des Regelleistungssignals durch Szenarien ab, denen jeweils eine Eintrittswahrscheinlichkeit zugeordnet wird. Sie kommen zum Ergebnis, dass durch die gemeinsame Optimierung ein größerer Gewinn erzielt werden kann als durch eine separate Optimierung der einzelnen Einsatzfelder. Abdulla et al. [4] untersuchen mit einem SDP-Modell, das mit einem Batteriealterungsmodell gekoppelt ist, PV-Heimspeichersysteme in Australien und erreichen damit eine um 160 % höhere Kostenersparnis über die Lebensdauer als mit einer einfachen Regelung durch Sollwertverschiebung. Engels et al. [53] koppeln ebenfalls ein stochastisches Optimierungsmodell mit einem Batteriealterungsmodell, um Regelstrategien für ein Batteriesystem auf dem deutschen PRL-Markt zu finden. Im stochastischen Optimierungsmodell werden Degradation der Batterie und Kosten für Strombezug minimiert, während die Wahrscheinlichkeit des Batterieausfalls für die PRL-Bereitstellung unterhalb eines Schwellenwerts gehalten wird. Ihre Ergebnisse zeigen, dass ein Batteriesystem mit einer Kapazität von

Tabelle 4.1: Übersicht über die Literatur zu unterschiedlichen Themenbereichen in der Batteriemodellierung

Themengebiete	Literaturquellen
Entwicklung von Betriebsstrategien	[103, 139]
Entwicklung von Betriebsstrategien und Berücksichtigung von Unsicherheiten	[11, 95, 114, 127, 135]
Modellierung von Alterungseffekten	[14, 48, 49, 87, 102]
Optimierungsmodelle unter Berücksichtigung von Alterungseffekten	[64, 153, 161]
Modellierung von Regelleistungsbereitstellung	[21, 78, 100, 109, 118, 120, 131]
Modellierung von Regelleistungsbereitstellung und Alterungseffekten	[69–72, 136]
Entwicklung von Betriebsstrategien zur Regelleistungsbereitstellung	[22, 23, 112, 143, 162]
Optimierungsmodelle zur Entwicklung von Betriebsstrategien zur Regelleistungsbereitstellung	[164]
Optimierungsmodelle zur Entwicklung von Betriebsstrategien zur Regelleistungsbereitstellung unter Berücksichtigung von Alterungseffekten	[159]
Optimierungsmodelle zur Entwicklung von Betriebsstrategien zur Regelleistungsbereitstellung unter Berücksichtigung von Alterungseffekten und Unsicherheiten	[52, 53, 90, 97, 126, 158, 160]

1,6 MWh und einer Nennleistung von 1,6 MW den höchsten Kapitalwert erreicht. Dieselben Autoren modellieren ein Batteriesystem für den parallelen Einsatz in den Anwendungsfeldern PRL-Bereitstellung und Erhöhung des Eigenverbrauchs aus PV-Anlagen [52]. Als Methode nutzen sie die robuste Optimierung mit der Nebenbedingung, dass die Wahrscheinlichkeit einer Verletzung der Vorgaben zum Ladestand unterhalb eines festgelegten Werts bleibt.

Tabelle 4.1 gibt eine Übersicht über die hier aufgeführte Literatur und die darin behandelten Aspekte der Modellierung.

4.2.4 Markov-Entscheidungsprozesse (MDP)

Markov-Entscheidungsprozesse sind als Untergruppe mehrstufiger stochastischer Optimierungsprobleme seit der 1950er-Jahren bekannt [19]. Sie wurden im Laufe der Zeit zur Modellierung von Problemstellungen in unterschiedlichen Disziplinen genutzt, beispielsweise in der Modellierung medizinischer Behandlungen, in der Komponentenwartung und in Sensornetzwerken [7, 31, 119]. An dieser Stelle sollen Anwendungen von Markov-Entscheidungsprozessen im Bereich der Energiewirtschaft im Fokus stehen. Eine Veröffentlichung zur Optimierung der Elektrizitätserzeugung durch Wasserkraftwerke stammt von Lamond & Boukhtouta [98]. Die Autoren geben einen umfangreichen Überblick über Methoden und Ansätze für MDPs in der

Speichereinsatzplanung und klassifizieren Methoden zur ‚Austreibung‘ des sog. Fluchs der Dimensionalität. Iversen et al. [82] berechnen optimale Ladestrategien für Elektrofahrzeuge mithilfe stochastischer dynamischer Programmierung. Die mit Unsicherheit behafteten Fahr-muster der Fahrzeuge werden dabei durch einen inhomogenen Markov-Prozess abgebildet. Eine weitere Anwendung von MDPs im energiewirtschaftlichen Kontext befasst sich mit einer Strategie zum Lastabwurf zur Stabilisierung eines durch Windenergieeinspeisung geprägten Stromsystems [85]. Eine umfangreiche Arbeit zu MDPs in der Energiesystemmodellierung ist die Dissertation von Lust [105]. Darin entwickelt er drei unterschiedliche Modelle und leitet Strukturaussagen zu Betriebsstrategien und zur Wertfunktion des MDP her. Dimopoulou et al. [41] nutzen MDPs um ein hybrides System aus einer PV-Anlage, einer Blei-Säure-Batterie und einer VRB zur Deckung der Last eines Haushalts zu modellieren. Sie erreichen dadurch einen höheren Eigenverbrauch und können Lastspitzen im Netzbezug reduzieren. Donadee [43] liefert einen Modellrahmen für die MDP-basierte Optimierung von Energiespeichern für Arbitragehandel und Systemdienstleistungen. In [44] wird dieser Modellierungsansatz um ein Batteriealterungsmodell erweitert und in [45] in einem Vehicle-to-Grid-Fallbeispiel genutzt. Cheng & Powell [32] nutzen ebenfalls MDPs zur gleichzeitigen Optimierung des Einsatzes eines Batteriespeichersystems zur Bereitstellung von Regelleistung und Arbitragehandel. Um dieses Problem, das Entscheidungen über unterschiedliche Zeiträume beinhaltet, lösbar zu halten, wird es als verschachteltes dynamisches Optimierungsmodell umgesetzt, in dem jedes Subproblem eine eigene Zielfunktion und eigene Übergangswahrscheinlichkeiten, Belohnungs-funktionen und Nebenbedingungen besitzt.

4.3 Wahl des geeigneten Modellierungsansatzes

Die Literaturübersicht zeigt, dass die Regelung von Stromspeichersystemen bereits in zahl-reichen Forschungsarbeiten thematisiert wurde. Viele dieser Arbeiten legen den Fokus auf Batteriespeichersysteme und betrachten dabei auch das Alterungsverhalten in unterschiedli-chen Einsatzfeldern. Das Einsatzfeld der Regelleistung wird ebenfalls in mehreren Veröffentli- chungen untersucht, teilweise findet die Berücksichtigung von Unsicherheiten Eingang in die Modellierung. In einigen Arbeiten werden mehrere dieser Aspekte zusammen betrachtet. So untersuchen Engels et al. beispielsweise die Bereitstellung von PRL mit einem detaillierten Batteriemodell und berücksichtigen gleichzeitig stochastische Einflüsse durch robuste bzw. stochastische Optimierung mit Chance Constraints [52, 53]. Der Ansatz der vorliegenden Arbeit unterscheidet sich dadurch, dass ein MDP-Modell genutzt wird und der Fokus auf die mit der PRL-Bereitstellung und der Preisbildung im Intraday-Stromhandel verbunden Unsi- cherheiten gelegt wird. Die Batteriealterung wird im Vergleich zu [53] und [52] vereinfacht abgebildet. Donadee et al. entwickeln Betriebsstrategien mit einem MDP-Modell, betrachten Batteriealterung und Regelleistungseinsatz jedoch getrennt voneinander [43–45]. Cheng & Powell nutzen ebenfalls einen MDP-Ansatz, um eine Betriebsstrategie für ein Batteriesystem zu entwickeln, das am Spot- und Regelleistungsmarkt eingesetzt wird, Alterungseffekte bleiben dabei jedoch unberücksichtigt [32]. Die vorliegende Arbeit unterscheidet sich von diesen Ver- öffentlichtungen dahingehend, dass stochastisch dynamische Programmierung und Alterung kombiniert werden. Außerdem wird der deutsche PRL-Markt und damit das kontinentaleuro-

päische Verbundnetz betrachtet und nicht die in den regulatorischen Rahmenbedingungen teilweise stark abweichende amerikanische *PJM Interconnection*.

Bei dem in dieser Arbeit behandelten Problem handelt es sich um ein sequentielles Entscheidungsproblem. Die Entscheidung für eine Maßnahme zur Ladestandskorrektur im Rahmen des Speichermanagements beeinflusst den Ladestand und damit alle zukünftigen Entscheidungen darüber, ob Maßnahmen zur Ladestandregulierung ergriffen werden. Durch die Berücksichtigung der Alterungsvorgänge in der Batterie finden zudem nichtlineare Zusammenhänge Eingang in die Modellierung. Daher erscheint es sinnvoll, einen Ansatz aus der dynamischen Programmierung zu wählen. Ein solcher Ansatz erlaubt es, die Entscheidungen und ihre Wechselwirkungen in einem Modell abzubilden. Außerdem existieren Verfahren, mit denen Strategien zur Entscheidungsfindung berechnet werden können.

Da die Unsicherheit der ausgetauschten Energiemengen von zentraler Bedeutung für die Ausgestaltung der Betriebsstrategie ist, wird diese im Rahmen der Modellierung über stochastische Eingangsgrößen abgebildet. Daher kommen zur Lösung des oben angeführten Problems nur Modellierungsansätze in Frage, mit denen die Abbildung solcher stochastischen Einflüsse möglich ist. Zur Berücksichtigung von Unsicherheiten in Optimierungsproblemen existieren unterschiedliche Ansätze. Verfahren der robusten Optimierung zielen darauf ab, ein bestimmtes Maß an Robustheit gegenüber Unsicherheit zu gewährleisten. Dabei werden durch zusätzliche Nebenbedingungen zulässige Werte für die Entscheidungsvariablen festgelegt, um Bereiche auszuschließen, in denen diese stark streuen. Die mit diesen Einschränkungen gefundenen Optima stellen möglicherweise keine globalen Optima dar, sind jedoch robuster gegenüber dem Eintreten zufälliger Ereignisse. Eine zweite Möglichkeit besteht darin, mit dem Problem assoziierte Risikomaße wie beispielsweise den Value at Risk (VaR) oder den Conditional Value at Risk (CVaR) zu minimieren, und dadurch ein möglichst geringes Ausfall- oder Verlustrisiko zu erreichen. Im Rahmen der stochastischen Optimierung gehen die mit Unsicherheit behafteten Variablen und Parameter als Zufallsgrößen mit den zugehörigen Wahrscheinlichkeitsverteilungen in das Modell ein. In solchen Modellen wird üblicherweise der Erwartungswert der Zielfunktion optimiert. Zusätzlich existiert die Möglichkeit, durch *chance constraints* festzulegen, dass die Wahrscheinlichkeit, eine Nebenbedingung zu erfüllen, oberhalb eines vorgegebenen Werts liegt. Dadurch wird der Lösungsraum verkleinert und das Konfidenzniveau der gefundenen Lösung erhöht.

In der stochastischen dynamischen Programmierung (SDP) werden diese stochastischen Ansätze mit den Methoden der dynamischen Programmierung zusammengeführt. Dies ermöglicht die Behandlung von sequentiellen Entscheidungsproblemen unter Unsicherheit. Markov-Entscheidungsprozesse (MDPs) sind eine Untergruppe mehrstufiger stochastischer Optimierungsprobleme. Sie liefern einen Formalismus zur Modellierung des Entscheidungsproblems. Die Unsicherheiten werden dabei durch einen stochastischen Prozess $(X_t)_{t \in \mathbb{N}}$ modelliert, der die Eigenschaft

$$P(X_{t+1} = x_{t+1} \mid X_0 = x_0, \dots, X_{t-1} = x_{t-1}, X_t = x_t) = P(X_{t+1} = x_{t+1} \mid X_t = x_t) \quad (4.3)$$

besitzt. Diese Eigenschaft wird als *Markov-Eigenschaft* bezeichnet und drückt aus, dass die zukünftige Entwicklung des Prozesses nur vom zuletzt beobachteten Zustand abhängt, nicht aber von den Zuständen, die weiter in der Vergangenheit liegen. Ein solcher stochastischer

Prozess wird als Markov-Kette bezeichnet. Bei MDPs stehen dem Entscheider zusätzlich unterschiedliche Handlungsoptionen zur Verfügung, die es ihm erlauben, den Folgezustand des Systems zu beeinflussen. Dieser Modellrahmen scheint geeignet für die Abbildung des Problems, da er die Bestimmung von Ladestandskorrekturen erlaubt, die unter der Berücksichtigung der zugrunde liegenden Unsicherheiten über den gesamten Betrachtungszeitraum optimal sind. Der Betrieb des Speichers wird als MDP modelliert. Dazu wird das Speichersystem als Zustandsraummodell abgebildet. Der Zustandsraum entspricht dabei dem Ladestand des Batteriespeichersystems, die verfügbaren Handlungsoptionen entsprechen den möglichen Fahrplangeschäften im Intradayhandel. Der Zeitraum, über den optimiert wird, beträgt einen Tag, was der aktuellen Vertragslaufzeit auf dem PRL-Markt entspricht.

Die stochastischen Eingangsgrößen werden auf der Basis historischer Daten der Netzfrequenz und der Strompreise im Intradayhandel modelliert. Die Ziele der Modellierung beinhalten zum einen die Prognose zukünftiger Werte für die Energieaustauschmengen und die Strompreise, zum anderen eine Quantifizierung der Unsicherheit, mit der diese Werte behaftet sind. Hierbei wird auf statistische Methoden, insbesondere aus dem Bereich der Zeitreihenanalyse, zurückgegriffen.

Zur Abbildung der Batteriealterung wird ein Alterungsmodell aus [107] genutzt, das auch in [70] und [71] verwendet wird. Dabei handelt es sich um ein stark vereinfachtes Modell für stationäre Batteriespeichersysteme, welches sowohl die kalendarische als auch die zyklische Alterung berücksichtigt. Die Kapazitätsabnahme hängt in diesem Modell nur von einem Parameter, dem DoD, ab. Dadurch lässt es sich mit wenig Aufwand in das Optimierungsmodell integrieren. Die detaillierte Beschreibung des Gesamtmodells erfolgt in Kapitel 6.

Kapitel 5

Mathematische Grundlagen

Bevor das Modell zur Bestimmung der Betriebsstrategien beschrieben wird, werden zunächst die mathematischen Werkzeuge eingeführt, welche die Grundlage für die in dieser Arbeit entwickelte Methodik bilden. An erster Stelle stehen die Markov-Entscheidungsprozesse, mit deren Hilfe das Batteriespeichersystem modelliert und optimale Strategien für den Betrieb des Speichers berechnet werden. Anschließend werden die statistischen Methoden beschrieben, mit denen die Eingangsdaten für das MDP-Modell aus den Rohdaten der Netzfrequenz und der Intraday-Strompreise gewonnen werden. Die statistischen Methoden ermöglichen es, in den scheinbar rein zufälligen Energiemengen, die vom Speicher ein- und ausgespeist werden, Muster zu identifizieren und damit die Unsicherheit zu einem gewissen Grad zu reduzieren. Schließlich werden die Wahrscheinlichkeitsverteilungen vorgestellt, mit denen die verbleibende Unsicherheit quantifiziert wird. Die Informationen, die in diesem Kapitel aufbereitet werden, stammen, sofern nicht anders gekennzeichnet, aus [113], [74], [134] und [111].

5.1 Markov-Entscheidungsprozesse

5.1.1 Grundlegendes

Markov-Entscheidungsprozesse sind stochastische Regelungsprozesse, die in den 1950er-Jahren entwickelt wurden. Sie bieten einen mathematischen Rahmen für Entscheidungsfindung unter Unsicherheit. Mit ihnen lassen sich mehrstufige Entscheidungsprobleme modellieren, bei denen die Entscheidungen innerhalb des betrachteten Zeitraums \mathcal{T} miteinander wechselwirken. Die Entscheidungen werden zu diskreten Zeitpunkten getroffen, die entsprechend als *Entscheidungszeitpunkte* $t \in \mathcal{T}$ bezeichnet werden. Der Zeitraum ist in *Perioden* bzw. *Stufen* Δt unterteilt, die jeweils mit einem Entscheidungszeitpunkt beginnen (siehe Abbildung 5.1). Die Menge der Entscheidungszeitpunkte t ist entweder endlich, d. h. $\mathcal{T} = 1, 2, \dots, T$ mit $T < \infty$, oder unendlich, d. h. $\mathcal{T} = 1, 2, \dots$. Man spricht dementsprechend von Problemen mit endlichem oder unendlichem Horizont.

Zu jedem Entscheidungszeitpunkt t befindet sich das betrachtete System in einem *Zustand* s_t . Die Menge aller möglichen Zustände wird als *Zustandsraum* \mathcal{S} bezeichnet. Befindet sich das System nun zu einem Entscheidungszeitpunkt im Zustand $s_t \in \mathcal{S}$, kann der Entscheider eine *Aktion* a aus der Menge der zulässigen Aktionen \mathcal{A}_s wählen. Die Mengen \mathcal{S} und \mathcal{A}_s sind dabei entweder beliebige endliche Mengen, beliebige abzählbar unendliche Mengen, kompakte

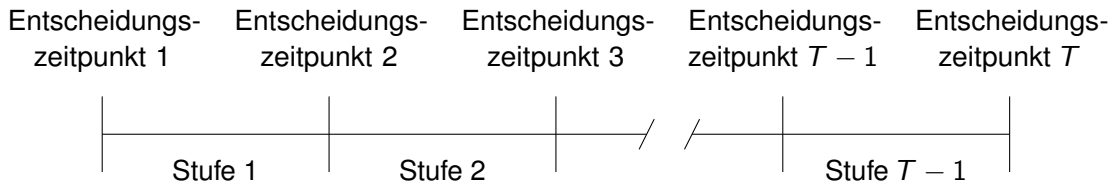


Abbildung 5.1: Entscheidungszeitpunkte und Stufen

Teilmengen des endlichdimensionalen Euklidischen Raums oder nichtleere Borel-Teilmengen vollständiger, separabler metrischer Räume. Wir nehmen an dieser Stelle an, dass \mathcal{S} und \mathcal{A}_s diskrete (endliche oder abzählbar unendliche) Mengen sind.

Wird im Zustand s_t zum Zeitpunkt t eine Aktion $a_t \in \mathcal{A}_s$ gewählt, erhält der Entscheider eine *Belohnung* $R_t(s_t, a_t)$ und das System geht mit der Wahrscheinlichkeit $P_t(s_{t+1}|s_t, a_t)$ zum folgenden Zeitpunkt $t+1$ in den Zustand s_{t+1} über. Die Belohnungsfunktion $R: \mathcal{S} \times \mathcal{A}_s \rightarrow \mathbb{R}$ ordnet jeder Kombination aus einem Zustand s_t und einer Aktion a_t eine reelle Zahl $R_t \in \mathbb{R}$ zu, die Belohnung. Sie kann sowohl positive als auch negative Werte annehmen und damit sowohl Erlöse als auch Kosten abbilden. Die Belohnung kann zusätzlich vom Folgezustand s_{t+1} abhängen und wird dann mit $R_t(s_t, a_t, s_{t+1})$ bezeichnet.

Die Funktion $P_t: \mathcal{S} \times \mathcal{A}_s \times \mathcal{S} \rightarrow [0,1]$ ordnet jeder Kombination aus einem Zustand s_t , einer Aktion a_t und einem Folgezustand s_{t+1} eine Wahrscheinlichkeit zu. Diese wird als *Übergangswahrscheinlichkeit* bezeichnet und gibt die Wahrscheinlichkeit wieder, dass das System in den Zustand s_{t+1} übergeht, wenn zum Zeitpunkt t im Zustand s_t die Aktion a_t gewählt wurde. $P_t(s_{t+1}|s_t, a_t)$ ist die bedingte Wahrscheinlichkeit, dass s_{t+1} eintritt unter der Bedingung, dass sich das System vorher im Zustand s_t befand und die Aktion a_t gewählt wurde. Es gilt

$$\sum_{s_{t+1} \in \mathcal{S}} P_t(s_{t+1}|s_t, a_t) = 1. \quad (5.1)$$

In einem MDP mit endlichem Horizont wird zum Zeitpunkt T keine Entscheidung mehr getroffen. Folglich ist die Belohnung zu diesem Zeitpunkt nur eine Funktion des Zustands und wird als Restwert $R_T(s_T)$ bezeichnet.

Das Tupel

$$\{\mathcal{T}, \mathcal{S}, \mathcal{A}_s, P_t(s_{t+1}|s_t, a_t), R_t(s_t, a_t)\} \quad (5.2)$$

mit den Entscheidungszeitpunkten $t \in \mathcal{T}$, den Zuständen $s_t \in \mathcal{S}$, den Aktionen $a \in \mathcal{A}_s$, den Übergangswahrscheinlichkeiten $P_t(s_{t+1}|s_t, a_t)$ und den Belohnungsfunktionen $R_t(s_t, a_t)$ wird als *Markov-Entscheidungsprozess* bezeichnet. Er besitzt die Markov-Eigenschaft, da die Übergangswahrscheinlichkeiten und die Belohnungen nur vom gegenwärtigen Systemzustand und von der in jenem Zustand gewählten Aktion abhängen, jedoch nicht von Zuständen oder Aktionen, die weiter in der Vergangenheit liegen.

Eine *Entscheidungsregel* gibt eine Prozedur vor, wie jedem Zustand zu einem bestimmten Entscheidungszeitpunkt eine Aktion zugeordnet wird. Hier werden nur deterministische Markovsche Entscheidungsregeln betrachtet, die dadurch gekennzeichnet sind, dass die gewählte Aktion sicher eintritt und lediglich vom gegenwärtigen Systemzustand abhängt. Solche

Entscheidungsregeln sind Funktionen $d_t : \mathcal{S} \rightarrow \mathcal{A}_s$, die die Aktionswahl festlegen, wenn sich das System zum Zeitpunkt t im Zustand s_t befindet. Eine *Strategie* legt fest, welche Entscheidungsregel zu welchem Entscheidungszeitpunkt genutzt wird. Sie gibt dem Entscheider eine Vorschrift zur Auswahl einer Aktion für jeden möglichen Systemzustand für jeden Entscheidungszeitpunkt. Eine *Strategie* π ist dementsprechend eine Folge von Entscheidungsregeln, d. h.

$$\pi = (d_1, d_2, \dots, d_{T-1}) \quad (5.3)$$

mit $d_t \in \mathcal{D}_t$, der Menge aller möglichen Entscheidungsregeln für $t = 1, 2, \dots, T - 1$. Π bezeichnet die Menge aller Strategien, es gilt

$$\Pi = \mathcal{D}_1 \times \mathcal{D}_2 \times \dots \times \mathcal{D}_{T-1}. \quad (5.4)$$

5.1.2 Optimalität zeitdiskreter Markov-Entscheidungsprozesse mit endlichem Horizont

Da es sich bei dem in dieser Arbeit zu modellierenden Problem um einen zeitdiskreten Markov-Entscheidungsprozess mit endlichem Horizont handelt, wird nachfolgend nur noch diese Art von MDP betrachtet. Wir nehmen also an, dass $t = 1, 2, \dots, T$ und $T < \infty$.

Eine zentrale Frage bei der Modellierung von Entscheidungsprozessen besteht darin, wie die Güte einer Entscheidung vergleichbar wird. Als Folge der Umsetzung einer Strategie erhält der Entscheider Belohnungen in den einzelnen Entscheidungszeitpunkten. Da diese vor der Umsetzung der Strategie nicht bekannt sind, muss diese Folge von Belohnungen als zufällig angesehen werden. Um eine optimale Strategie bestimmen zu können, ist ein Kriterium zum Vergleich zufälliger Belohnungsfolgen erforderlich.

$$\mathbf{R} = \left\{ R_1(X_1, d_1(X_1)), \dots, R_{T-1}(X_{T-1}, d_{T-1}(X_{T-1})), R_T(X_T, d_T(X_T)) \right\} \quad (5.5)$$

stellt eine solche Folge dar. Dabei ist X_t eine Zufallsvariable, die das Merkmal Systemzustand abbildet. Das Vergleichskriterium muss die Präferenz des Entscheiders für unterschiedliche Belohnungen und ihre Eintrittswahrscheinlichkeiten berücksichtigen. Ein Ansatz hierfür stammt aus der Nutzentheorie. Unter einem *Nutzen* Ψ verstehen wir eine Funktion $\Psi : \mathcal{W} \rightarrow \mathbb{R}$, die die Präferenz des Entscheiders für ein Element der beliebigen Menge \mathcal{W} abbildet. Für $w_1, w_2 \in \mathcal{W}$ gilt $\Psi(w_1) \leq \Psi(w_2)$, falls der Entscheider w_1 nicht gegenüber w_2 bevorzugt, bzw. $\Psi(w_2) \leq \Psi(w_1)$, falls er w_2 nicht gegenüber w_1 bevorzugt. Er ist indifferent gegenüber w_1 und w_2 , falls $\Psi(w_1) = \Psi(w_2)$. Durch die Abbildung Ψ werden die Elemente in \mathcal{W} vergleichbar.

Sind nun die Elemente von \mathcal{W} Realisierungen eines zufälligen Prozesses, liefert der *erwartete Nutzen* eine totale Ordnung auf Äquivalenzklassen von Realisierungen. Für einen diskreten Zufallsvektor \mathbf{Y} mit den Realisierungen y ist der erwartete Nutzen definiert als

$$E[\Psi(\mathbf{Y})] = \sum_{y \in \mathcal{W}} \Psi(y) P(\mathbf{Y} = y) \quad (5.6)$$

Der erwartete Nutzen einer Strategie π ergibt sich damit als der erwartete Nutzen der resultierenden Belohnungsfolge \mathbf{R} :

$$E^\pi[\Psi(\mathbf{R})] = \sum_{(R_1, \dots, R_T) \in \mathcal{R}} \Psi(R_1, \dots, R_T) P_{\mathcal{R}}^\pi(R_1, \dots, R_T). \quad (5.7)$$

Unter dem Kriterium des erwarteten Nutzens, bevorzugt der Entscheider die Strategie π gegenüber der Strategie ρ , wenn

$$E^\pi[\Psi(R_1, \dots, R_T)] > E^\rho[\Psi(R_1, \dots, R_T)]. \quad (5.8)$$

Außerdem wird gefordert, dass der Nutzen linear additiv ist, d. h. es muss gelten:

$$\Psi(R_1, R_2, \dots, R_T) = \sum_{t=1}^T r_t. \quad (5.9)$$

Mithilfe des erwarteten Nutzens kann der Entscheider jetzt unterschiedliche Strategien miteinander vergleichen. Für die Optimierungsaufgabe bedeutet dies, dass diejenige Strategie gefunden werden muss, die den maximalen erwarteten Nutzen über den gesamten betrachteten Zeitraum für den Entscheider bietet. Da zu jedem Zeitpunkt eine Entscheidung auf der Grundlage des jeweiligen Zustands getroffen werden muss, ist es zweckmäßig, den erwarteten Gesamtnutzen in Abhängigkeit der einzelnen Zustände zu jedem Zeitpunkt zu betrachten. Der erwartete Gesamtnutzen am Ende des Entscheidungszeitraums ergibt sich damit zu

$$v_T^\pi(s_t) = E_{s_t}^\pi \left[\sum_{t=1}^{T-1} R_t(X_t, d_t(s_t)) + R_T(X_T) \right] \quad (5.10)$$

Der Wert bzw. die *Wertfunktion* des MDP wird definiert als das Maximum des erwarteten Gesamtnutzens über alle Strategien π :

$$v_T^*(s) = \max_{\pi \in \Pi} v_T^\pi(s) \quad (5.11)$$

Der Stern kennzeichnet hierbei, dass es sich um das Maximum handelt. Betrachtet man nun den Übergang des Systems vom Zeitpunkt t zum Zeitpunkt $t + 1$ und berücksichtigt dabei die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Zufallsvariablen X_t , aus der sich die Übergangswahrscheinlichkeit $P_t(s_{t+1}|s_t, a_t)$ ergibt, erhält man die Optimalitätsgleichung

$$v^*(s_t) = \max_{a_t \in \mathcal{A}_s} \sum_{s_{t+1} \in \mathcal{S}} P_t(s_t, a_t, s_{t+1}) \cdot \left[R_t(s_t, a_t, s_{t+1}) + \gamma v^*(s_{t+1}) \right] \quad (5.12)$$

mit der Randbedingung

$$v^*(s_T) = R_T(s_T) \quad (5.13)$$

Diese Gleichung wird *Bellman-Gleichung* genannt und ist die zentrale Gleichung der dynamischen Programmierung. Ihre Aussage ist, dass der Wert eines Zustands maximal wird, wenn in diesem Zustand diejenige Aktion gewählt wird, für die die Summe der mit ihrer Wahrscheinlichkeit gewichteten Belohnungen und der optimalen Wertfunktion des Folgezustands über alle Folgezustände maximal wird. Daraus folgt, dass, wenn der Entscheider zum Zeitpunkt t eine optimale Entscheidung trifft und sich auch zu allen folgenden Entscheidungszeitpunkten

optimal verhält, die Folge der Entscheidungen insgesamt optimal wird. Über die Randbedingung 5.13 wird der Wert des Zustands am Ende des betrachteten Zeitraums festgelegt. Der Diskontierungsfaktor γ erlaubt es, Zeitpräferenzen bezüglich des erwarteten Nutzens in der Optimierung zu berücksichtigen. Das Argument der Wertfunktion ist eine Funktion $a^*(s_t)$. Dabei handelt es sich um die Aktion, die in Abhängigkeit des Zustands s_t gewählt werden muss, damit die Wertfunktion maximal wird:

$$a^*(s_t) = \arg \max_{a_t \in \mathcal{A}_s} \{v^*(s_t)\} \quad (5.14)$$

Für eine ausführlichere Herleitung der Bellman-Gleichung sei an dieser Stelle auf die entsprechende Literatur verwiesen (z. B. [65, 113]). Die Bellman-Gleichung liefert nicht direkt die Lösung des Optimierungsproblems, ist aber eine notwendige Bedingung, die die optimale Lösung erfüllen muss. Die Lösung des Problems kann mithilfe der Rückwärtsinduktion (engl.: backward induction) gefunden werden. Dabei wird ausgehend vom terminalen Wert v_T^* aus Gleichung 5.13 die Wertfunktion $v^*(s_{T-1})$ zum vorhergehenden Zeitpunkt $T - 1$ und die zugehörige optimale Aktion $a^*(s_{T-1})$ berechnet. Dieses Vorgehen wird wiederholt, bis für jeden Zustand s_t eine Wertfunktion und $v^*(s_t)$ und eine optimale Aktion $a^*(s_t)$ gefunden sind. Bei $t = 1$ bricht der Algorithmus ab. Dieser Algorithmus, der auch als *Wertiteration* (engl. *value iteration*) bezeichnet wird, berechnet die Folge der optimalen Aktionen $a_t^*(s_t)$ und damit die Folge der optimalen Entscheidungen $d_t^*(s_t)$. Die optimale Strategie

$$\pi^* = d_t^*(s_t) = a_t^*(s_t) \quad (5.15)$$

maximiert also den erwarteten Gesamtnutzen aus Gleichung 5.10.

5.2 Statistische Methoden

Mithilfe statistischer Methoden werden die zugrunde liegenden empirischen Daten analysiert, um daraus die für die Modellierung notwendigen Informationen zu gewinnen. Sie sind in der Modellbildung an zwei Stellen erforderlich. Zum einen ist es zur korrekten Modellierung des stochastischen Optimierungsproblems unerlässlich, die Erwartungswerte der Energieaustauschmengen und die Übergangswahrscheinlichkeiten $P_t(s_{t+1}|s_t, a_t)$ des MDP zu kennen. Zum anderen kommen bei der Prognose der Intraday-Strompreise, die zur Bestimmung der Belohnungen erforderlich sind, statistische bzw. ökonometrische Methoden zur Anwendung. An dieser Stelle werden kurz die wichtigsten Begriffe und Methoden umrissen. Im Vordergrund stehen dabei Methoden aus der Zeitreihenanalyse, der Stochastik und der Regressionsanalyse.

5.2.1 Korrelation und Regression

Für die Grundbegriffe der deskriptiven Statistik und der Wahrscheinlichkeitsrechnung (Stochastik) sei an dieser Stelle auf die entsprechende Literatur, beispielsweise [74], verwiesen. Bei der Analyse statistischer Daten spielt das Finden von Abhängigkeiten und Zusammenhängen zwischen Merkmalen eine wichtige Rolle. Die Korrelationsrechnung geht dabei der Frage nach, wie stark der Zusammenhang bzw. die Abhängigkeit zwischen zwei Größen ist. Als quantitatives Maß für den linearen Zusammenhang zweier Merkmale werden üblicherweise

Korrelationskoeffizienten genutzt. Der bekannteste ist der *Pearson'sche Korrelationskoeffizient*. Für eine Messreihe von gepaarten Ausprägungen (x_i, y_i) eines metrisch skalierten Merkmals (X, Y) ist er definiert als

$$r_{XY} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\left(\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2\right) \cdot \left(\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2\right)}}. \quad (5.16)$$

Dabei sind

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad \text{und} \quad \bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i$$

die arithmetischen Mittelwerte der Merkmalsausprägungen in der Messreihe. Der Pearson'sche Korrelationskoeffizient kann Werte zwischen -1 und 1 annehmen. Dabei bedeutet $r_{XY} = 1$, dass der Zusammenhang zwischen X und Y positiv linear, $r_{XY} = -1$, dass der Zusammenhang zwischen X und Y negativ linear ist. $r_{XY} = 0$ bedeutet, dass kein Zusammenhang zwischen den beiden Merkmalen besteht.

Die Regressionsanalyse geht einen Schritt weiter und sucht nach einem funktionalen Zusammenhang zwischen den Größen. Das heißt, für die beiden Merkmale X und Y mit den Ausprägungsvariablen x und y , Regressor und Regressand genannt, wird ein funktionaler Zusammenhang der Form $y = f(x)$ gesucht. Man spricht dabei von einer Regression von Y auf X . Dieser funktionale Zusammenhang wird mittels Daten aus einer Stichprobe geschätzt. Wird ein näherungsweise linearer Zusammenhang zwischen zwei Merkmalen der Grundgesamtheit vermutet, wird dieser Zusammenhang mithilfe von Methoden der linearen Regression geschätzt. Dabei werden anhand einer Stichprobe $2n$ Realisationen x_1, x_2, \dots, x_n und y_1, y_2, \dots, y_n der Merkmale X und Y untersucht. Es wird angenommen, dass der Zusammenhang

$$y_i = \alpha_R + \beta_R x_i + e_i \quad \text{für} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5.17)$$

gilt. Dabei ist α_R das Absolutglied, β_R der Steigungsparameter der linearen Funktion und e_i der zufällige Fehler. Die üblicherweise verwendete Methode zur Schätzung der Parameter α_R und β_R ist die *Methode der kleinsten Quadrate*. Dabei werden die Schätzer $\hat{\alpha}_R$ und $\hat{\beta}_R$ so bestimmt, dass durch die Regressionsgerade

$$\hat{y} = \hat{\alpha}_R + \hat{\beta}_R x \quad (5.18)$$

eine „möglichst gute Schätzung“ \hat{y} der Ausprägung y des Merkmals Y erfolgt. Als Kriterium für die Güte dieser Schätzung wird die Summe der Quadrate der Abweichungen herangezogen:

$$S^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{\alpha}_R - \hat{\beta}_R x_i)^2 \quad (5.19)$$

Die Schätzer $\hat{\alpha}_R$ und $\hat{\beta}_R$ werden nun so bestimmt, dass die Summe S^2 der quadratischen Abweichungen parallel zur y -Achse der Stichprobenwerte y_i von den durch die Regressionsgerade an den Stellen x_i gelieferten Werten $\hat{y}_i = \hat{\alpha}_R + \hat{\beta}_R x_i$ minimal wird. Die notwendige

Bedingung für ein Minimum ist, dass die ersten partiellen Ableitungen von S^2 nach $\hat{\alpha}_R$ bzw. $\hat{\beta}_R$ gleich null werden. $\hat{\alpha}_R$ und $\hat{\beta}_R$ ergeben sich somit als Lösungen des Gleichungssystems

$$\frac{\partial S^2}{\partial \hat{\alpha}_R} = -2 \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{\alpha}_R - \hat{\beta}_R x_i) = 0 \quad (5.20a)$$

$$\frac{\partial S^2}{\partial \hat{\beta}_R} = -2 \sum_{i=1}^n x_i (y_i - \hat{\alpha}_R - \hat{\beta}_R x_i) = 0. \quad (5.20b)$$

$\hat{\alpha}_R$ und $\hat{\beta}_R$ heißen Kleinste-Quadrate-Schätzer für α_R und β_R und ergeben sich damit zu

$$\hat{\beta}_R = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (5.21a)$$

$$\hat{\alpha}_R = \bar{y} - \hat{\beta}_R \bar{x}, \quad (5.21b)$$

wobei \bar{x} und \bar{y} wieder die Mittelwerte der x_i bzw. y_i bezeichnen.

Wird unterstellt, dass die beobachteten Werte x_1, \dots, x_n fehlerfrei gemessen wurden und die Fehlerterme e_1, \dots, e_n unabhängig sind mit Erwartungswert 0 und Varianz σ^2 , sind die Kleinste-Quadrate-Schätzer $\hat{\alpha}_R$ und $\hat{\beta}_R$ erwartungstreu mit den Varianzen

$$\sigma_{\hat{\alpha}_R}^2 = \left(\frac{\frac{1}{n} + \bar{x}^2}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \right) \sigma^2 \quad (5.22a)$$

$$\sigma_{\hat{\beta}_R}^2 = \frac{\sigma^2}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}. \quad (5.22b)$$

Der Schätzer $\hat{\beta}_R$ des Steigungsparameters β_R kann auch in Abhängigkeit vom Pearson'schen Korrelationskoeffizienten r_{XY} der beiden Merkmale X und Y (Gleichung 5.16) ausgedrückt werden:

$$\hat{\beta}_R = r_{XY} \frac{s_Y}{s_X} \quad (5.23)$$

Dabei sind s_X und s_Y die Standardabweichungen der beobachteten Werte der Merkmale X und Y . Die Güte der Anpassung, die eine Regression erzielt, kann mit dem Bestimmtheitsmaß der Regression $B_{Y,X}$ gemessen werden:

$$B_{Y,X} = \frac{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (5.24)$$

Es gilt dabei stets

$$0 \leq B_{Y,X} \leq 1.$$

Eine optimale Anpassung ist erreicht, wenn $B_{Y,X} = 1$. In diesem Fall wird Y durch die Regression vollständig erklärt. Bei der linearen Regression ist das Bestimmtheitsmaß identisch mit dem Quadrat des Korrelationskoeffizienten:

$$B_{Y,X} = r_{Y,X}^2 \quad (5.25)$$

5.2.2 Zeitreihen und stochastische Prozesse

Unter einer Zeitreihe x_t wird eine Folge zeitlich geordneter Beobachtungswerten eines mindestens auf Intervallskalenniveau gemessenen Merkmals X_t verstanden. In der Regel wird angenommen, dass diese Beobachtungswerte diskret und äquidistant sind. Das Ziel der Zeitreihenanalyse besteht im Allgemeinen darin, aus den in der Vergangenheit beobachteten Werten ein Modell zu entwickeln, das dabei hilft, die zugrunde liegenden Prozesse zu verstehen und gegebenenfalls eine Prognose zukünftiger Werte zu ermöglichen.

Aus der Ökonomie ist das traditionelle Zeitreihen-Komponentenmodell bekannt, in dem davon ausgegangen wird, dass sich eine Zeitreihe aus vier Komponenten zusammensetzt: einer Trendkomponente x_t^{trend} , einer zyklischen Komponente x_t^{zykl} , einer saisonalen Komponente x_t^{saison} und einer irregulären Komponente e_t . Dabei gibt die Trendkomponente den durch langfristig wirkende Ursachen bedingten Verlauf wieder. Die zyklische und die saisonale Komponente beinhalten einen abwechselnd steigenden und fallenden Verlauf der Zeitreihenwerte. In ökonomischen Zeitreihen gibt die zyklische Komponente üblicherweise den Konjunkturzyklus wieder, die saisonale Komponente ist auf jahreszeitliche und institutionelle Ursachen zurückzuführen. Die irreguläre Komponente besteht aus Zufallsschwankungen, die nicht durch die anderen Komponenten erklärt werden können. Diese Schwankungen werden auch als Residualgrößen oder Rauschen bezeichnet. Eine Aufgabe der Zeitreihenanalyse ist es, die einzelnen Komponenten der Zeitreihe zu identifizieren und zu verstehen, wie sie zusammenwirken. Im einfachsten Modell wird davon ausgegangen, dass die Komponenten sich additiv überlagern, aber auch andere Möglichkeiten der Überlagerung existieren:

$$x_t = x_t^{trend} + x_t^{zykl} + x_t^{saison} + e_t \quad (5.26)$$

Eine Zeitreihe kann als endliche Realisation eines stochastischen Prozesses interpretiert werden. Unter einem stochastischen Prozess wird eine Menge von Zufallsvariablen $(X_t)_{t \in \mathcal{T}}$ verstanden, die von einer Indexmenge \mathcal{T} abhängt. \mathcal{T} wird als Parameterraum des Prozesses bezeichnet und bedeutet im Zusammenhang mit der Zeitreihenanalyse immer eine Menge von Zeitpunkten. Damit beschreibt ein stochastischer Prozess zeitlich geordnete zufällige Ereignisse. Ist $\mathcal{T} \subseteq \mathbb{N}$, spricht man von einem zeitdiskreten stochastischen Prozess. Formal ist jede Zufallsvariable X_t eines stochastischen Prozesses eine Funktion $X_t : \Omega \times \mathcal{T} \rightarrow \mathbb{R}^n$ auf der Menge Ω der Elementarereignisse. Ist der Index $t \in \mathcal{T}$ variabel und das Elementarereignis $\omega \in \Omega$ fest, dann ist $X_t(\omega)$ eine Funktion der Zeit. In diesem Fall fasst man eine vorliegende Zeitreihe als eine mögliche endliche Realisation eines unbekanntenen stochastischen Prozesses auf und versucht, ausgehend von der Zeitreihe, auf die Eigenschaften dieses Prozesses zu schließen.

Stochastische Prozesse können wie gewöhnliche Zufallsvariablen durch ihre Momente charakterisiert werden. Üblicherweise wird von Momentenfunktionen gesprochen, da diese grundsätzlich vom Parameter t abhängen. Dazu gehören die Erwartungswertfunktion $\mu_t = E[X_t]$ und die Varianzfunktion $\sigma_t^2 = \text{Var}(X_t) = E[(X_t - \mu_t)^2]$. Die Kovarianzfunktion ist definiert als

$$\text{Cov}(X_s, X_t) = \gamma(s, t) = E[(X_s - \mu_s)(X_t - \mu_t)], \quad s, t \in \mathcal{T} \quad (5.27)$$

und die Korrelationsfunktion durch

$$\text{Cor}(X_s, X_t) = \rho(s, t) = \frac{\text{Cov}(X_s, X_t)}{\sqrt{\text{Var}(X_s)\text{Var}(X_t)}} \quad (5.28)$$

Eine wichtige Klasse stochastischer Prozesse sind die stationären Prozesse. Ein stochastischer Prozess heißt *streng stationär*, wenn für seine Verteilungsfunktion F gilt

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n, t_1, t_2, \dots, t_n) = F(x_1, x_2, \dots, x_n, t_1 + h, t_2 + h, \dots, t_n + h) \quad (5.29)$$

für alle $n \in \mathbb{N}$, alle n -Tupel $(t_1, t_2, \dots, t_n) \in \mathcal{T}^n$ und für jede zeitliche Verschiebung h , für die das Tupel $(t_1 + h, t_2 + h, \dots, t_n + h)$ wieder in \mathcal{T}^n liegt. Das bedeutet, dass die Verteilung der n Zufallsvariablen X_1, X_2, \dots, X_n zu den Zeitpunkten t_1, t_2, \dots, t_n und $t_1 + h, t_2 + h, \dots, t_n + h$ gleich ist. Der Prozess ist also invariant gegenüber Verschiebungen des Beobachtungszeitpunkts und wird daher als *zeittranslationsinvariant* bezeichnet. Daraus folgt, dass die Erwartungswertfunktion und die Varianzfunktion konstant sind. Die Kovarianz- und die Korrelationsfunktion hängen nur von der Zeitdifferenz ab.

Sind Erwartungswertfunktion und Varianzfunktion konstant und Kovarianz- und Korrelationsfunktion nur von der Zeitdifferenz abhängig, spricht man von einem schwach stationären Prozess. Streng stationäre Prozess sind immer auch schwach stationär.

Es existieren unterschiedliche grundlegende Typen stationärer Prozesse, die in der Zeitreihenanalyse relevant sind. Ein sehr einfacher stationärer Prozess ist das sog. *weiße Rauschen*. Ein Prozess $(\epsilon_t)_{t \in \mathcal{T}}$ wird als weißes Rauschen bezeichnet, wenn die Zufallsvariablen ϵ_t paarweise unkorreliert sind, sein Erwartungswert null und seine Varianz σ^2 beträgt. Das heißt, es gilt

$$\begin{aligned} \mu_t &= 0 \\ \sigma_t^2 &= \sigma^2 \\ \text{Cov}(X_t, X_{t+h}) &= \begin{cases} \sigma^2, & h = 0 \\ 0, & h \neq 0 \end{cases} \\ \text{Cor}(X_t, X_{t+h}) &= \begin{cases} 1, & h = 0 \\ 0, & h \neq 0 \end{cases} \end{aligned}$$

Liegt als gemeinsame Verteilung eine Normalverteilung vor, erhält man ein Gaußsches weißes Rauschen. Strenges weißes Rauschen liegt vor, wenn die Zufallsvariablen ϵ_t nicht nur unkorreliert, sondern stochastisch unabhängig sind. Dies ist bei Gaußschem weißem Rauschen der Fall.

Der stochastische Prozess

$$X_t = c + \phi X_{t-1} + \epsilon_t \quad (5.30)$$

wird als *autoregressiver Prozess erster Ordnung* oder kurz als *AR(1)-Prozess* bezeichnet. Dabei stellt ϵ_t weißes Rauschen dar, $c \in \mathbb{R}$ eine Konstante. $\phi \in \mathbb{R}$ wird als Gewicht oder Prozessparameter bezeichnet. Ein AR(1)-Prozess zum Zeitpunkt t hängt vom Wert des Prozesses zum vorhergehenden Zeitpunkt $t - 1$ ab. Die Prozessgleichung 5.30 kann auch als

Regressionsgleichung mit dem Regressor X_{t-1} und dem Regressanden X_t aufgefasst werden. Gilt $|\phi| < 1$, ist der Prozess stationär. In diesem Fall hat er zu den Zeitpunkten t und $t - 1$ denselben Erwartungswert μ . Folglich gilt

$$\mu = c + \phi\mu \Rightarrow \mu = \frac{c}{1 - \phi}$$

und damit

$$X_t - \mu = \phi(X_{t-1} - \mu) + \epsilon_t.$$

Ohne Beschränkung der Allgemeinheit kann angenommen werden, dass $\mu = 0$ ist. Das vereinfacht die Prozessgleichung 5.30 zu

$$X_t = \phi X_{t-1} + \epsilon_t. \quad (5.31)$$

Wird zur Bestimmung der Zufallsvariablen X_t auf weitere Zeitpunkte in der Vergangenheit zurückgegriffen, ergeben sich autoregressive Prozesse höherer Ordnung. Ein autoregressiver Prozess p -ter Ordnung (kurz: AR(p)-Prozess) ist allgemein definiert durch

$$X_t = c + \sum_{i=1}^p \phi_i X_{t-i} + \epsilon_t, \quad i \in \mathcal{L} \quad (5.32)$$

mit einer Konstante $c \in \mathbb{R}$, den Prozessparametern $\phi_i \in \mathbb{R}$ und dem weißen Rauschen ϵ_t . Die Indizes $i \in \mathcal{L}$ werden auch als *Lags* bezeichnet. Sie beschreiben, wie weit die Berücksichtigung von vorhergehenden Zeitpunkten in die Vergangenheit zurückreicht. Der Prozess ist stationär, wenn alle Wurzeln des Polynoms $1 - \phi_1 z - \phi_2 z^2 - \dots - \phi_p z^p$ außerhalb des Einheitskreises liegen. Unter Annahme eines stationären Prozesses mit $E[X_t] = \mu$ gilt

$$\mu = \frac{c}{1 - \sum_{i=1}^p \phi_i X_{t-i}}. \quad (5.33)$$

Ein ARX-Modell verallgemeinert die autoregressiven Prozesse dahingehend, dass zusätzlich der Einfluss exogener Variablen abgebildet werden kann. Die allgemeine lineare Form ein ARX-Prozesses ist definiert als

$$X_t = c + \sum_{i=1}^p \phi_i X_{t-i} + \sum_{i=1}^b \beta_i^{exog} x_i^{exog} + \epsilon_t, \quad (5.34)$$

wobei $\beta_1^{exog}, \dots, \beta_b^{exog}$ die Parameter der exogenen Variablen x_i^{exog} darstellen.

5.2.3 Diskrete Fourier-Transformation

Mithilfe der *diskreten Fourier-Transformation* lassen sich diskrete Zeitreihen vom Zeitbereich in den Frequenzbereich transformieren. Die Grundannahme der Fourier-Analyse besteht darin, dass sich die Zeitreihe aus einander überlagernden, sinusoidalen Komponenten zusammensetzt. Durch die Fourier-Transformation lässt sich die Zeitreihe in einzelne Sinusfunktionen zerlegen, die jeweils durch ihre Amplitude und ihre Frequenz (und damit ihre Periodendauer) charakterisiert sind. Dadurch lassen sich wiederkehrende Muster, also zyklische oder

saisonale Komponenten, in der Zeitreihe identifizieren, deren Länge der Periodendauer der Sinusfunktion entspricht. Eine diskrete Funktion x_t , die aus T Werten besteht und natürlich auch eine Zeitreihe sein kann, lässt sich im Zeitbereich als Fourierreihe

$$x_t = \sum_{k=0}^{T-1} c_k e^{2\pi i k \frac{t}{T}}, \quad t = 0, 1, \dots, T-1 \quad (5.35)$$

mit den Fourier-Koeffizienten $c_k \in \mathbb{C}$ darstellen. Die Fourier-Koeffizienten enthalten die Amplituden und die Frequenzen der Sinusfunktionen. Sie werden durch die Transformation

$$c_k = \frac{1}{T} \sum_{t=0}^{T-1} x_t e^{-2\pi i k \frac{t}{T}}, \quad k = 0, 1, \dots, T-1 \quad (5.36)$$

aus der Zeitreihe x_t bestimmt. Die schnelle Fourier-Transformation, engl. *Fast Fourier Transform* (FFT), stellt eine Methode zur Berechnung der Fourier-Koeffizienten aus der Zeitreihe dar, für die ein vergleichsweise geringer Rechenaufwand erforderlich ist. Eine Beschreibung der FFT findet sich beispielsweise in [108, S. 330–332].

5.3 Wahrscheinlichkeitsverteilungen

Wahrscheinlichkeitsverteilungen spielen eine zentrale Rolle in der Abbildung von Unsicherheiten. Jede Zufallsvariable X ist mit einer Verteilungsfunktion F_X verknüpft, die die Wahrscheinlichkeit quantifiziert, dass die Realisierung der Zufallsvariable X kleiner oder gleich einer vorgegebenen Realisierung x ist:

$$F_X(x) = P(X \leq x). \quad (5.37)$$

Für stetige Verteilungen existiert eine nichtnegative Funktion f_X , die *Wahrscheinlichkeitsdichte*, die auch als Dichtefunktion bezeichnet wird. Durch die Dichtefunktion ist eine Wahrscheinlichkeitsverteilung eindeutig bestimmt. Zwischen Verteilungsfunktion und Dichtefunktion besteht der Zusammenhang

$$F_X(x) = \int_{-\infty}^x f_X(\xi) d\xi. \quad (5.38)$$

Mit den Gleichungen 5.37 und 5.38 lässt sich aus der Dichtefunktion die Wahrscheinlichkeit berechnen, dass die Realisierung einer Zufallsvariablen unter einem bestimmten Wert liegt. Die Wahrscheinlichkeit, dass die Realisierung einer Zufallsvariablen X zwischen zwei Werten $a, b \in \mathbb{R}$ liegen, beträgt

$$P(a < X \leq b) = \int_a^b f_X(\xi) d\xi. \quad (5.39)$$

Da sie in dieser Arbeit eine besondere Rolle spielen, wird an dieser Stelle kurz auf drei spezielle Verteilungen und ihre Eigenschaften eingegangen. Dazu gehören die Normalverteilung, die t-Verteilung und die α -stabile Verteilung.

5.3.1 Die Normalverteilung

Das bekannteste Beispiel für eine Verteilungsfunktion ist vermutlich die Normalverteilung, welche auch als *Gaußsche Glockenkurve* bekannt ist. Sie hat die Dichtefunktion

$$f_X = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (5.40)$$

mit den zwei Parametern Erwartungswert $\mu \in \mathbb{R}$ und Varianz $\sigma^2 > 0$. Dabei ist μ eine Lageparameter und σ^2 ein Skalenparameter. Die Normalverteilung wird üblicherweise mit $\mathcal{N}(\mu, \sigma^2)$ gekennzeichnet. Die Dichtefunktion der Normalverteilung ist symmetrisch um μ und hat Wendepunkte an den Stellen $\mu - \sigma$ und $\mu + \sigma$. Die besondere Bedeutung der Normalverteilung in der Statistik resultiert aus dem zentralen Grenzwertsatz. Für das Verständnis des zentralen Grenzwertsatzes gehen wir davon aus, dass X_1, X_2, \dots, X_n eine Stichprobe der Größe n aus einer Grundgesamtheit mit Mittelwert μ und Varianz σ^2 und \bar{X}_n der Mittelwert der Stichprobe ist. Durch Standardisieren der Zufallsvariable \bar{X}_n erhalten wir

$$Z_n = \sqrt{n} \frac{\bar{X}_n - \mu}{\sigma}, \quad (5.41)$$

d. h. es gilt $E[Z_n] = 0$ und $\text{Var}(Z_n) = 1$. Der zentrale Grenzwertsatz besagt nun, dass die Verteilungsfunktion von Z_n für größer werdendes n gegen die Normalverteilung konvergiert. Normalverteilte Zufallsvariablen werden beispielsweise genutzt, um die zufällige Streuung von Messwerten, die zufälligen Abweichungen vom Sollmaß bei der Fertigung von Werkstücken oder die Wärmebewegung kleiner Teilchen in Flüssigkeiten und Gasen (Brownsche Molekularbewegung) zu beschreiben. Die statistische Theorie normalverteilter Beobachtungen ist im Vergleich zu anderen Verteilungen am weitesten entwickelt. Außerdem haben die Schätzer und Tests oft die Eigenschaft, zumindest bei großen Stichproben robust gegenüber Abweichungen von der Normalverteilungsannahme zu sein.

Eine Normalverteilung lässt sich stets in eine *Standardnormalverteilung* $\mathcal{N}(0,1)$ transformieren. Ist die Zufallsvariable X $\mathcal{N}(\mu, \sigma^2)$ -verteilt, so ist $Y = \frac{X-\mu}{\sigma}$ standardnormalverteilt. Die Dichte der Standardnormalverteilung ist

$$\phi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2}}. \quad (5.42)$$

Der Zusammenhang zwischen der Dichte der Normalverteilung und der Dichte der Standardnormalverteilung ergibt sich damit zu

$$f_X(x) = \frac{1}{\sigma} \phi\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right) \quad (5.43)$$

5.3.2 Die t-Verteilung

Eine Zufallsvariable

$$X = \frac{X_0}{\sqrt{\frac{1}{\nu} \sum_{i=1}^{\nu} X_i^2}}$$

heißt t-verteilt mit ν Freiheitsgraden ($X \sim t_\nu$), falls X_0, X_1, \dots, X_ν stochastisch unabhängige standardnormalverteilte Zufallsvariablen sind. Ihre Dichtefunktion ist gegeben durch

$$f_{t_\nu} = \frac{\Gamma\left(\frac{\nu+1}{2}\right)}{\Gamma\left(\frac{\nu}{2}\right)\sqrt{\pi\nu}} \left(1 + \frac{x^2}{\nu}\right)^{-\frac{\nu+1}{2}}, \quad (5.44)$$

mit der Gamma-Funktion

$$\Gamma(n+1) = n!. \quad (5.45)$$

Die Dichtefunktion ist symmetrisch um null. Der Erwartungswert einer t-verteilten Zufallsvariable existiert für $\nu \leq 2$. Aufgrund der Symmetrie der Dichte ist $E[X] = 0$. Für $\nu \leq 3$ existiert auch die Varianz mit $\text{Var}(x) = \frac{\nu}{\nu-2}$.

Für $\nu \rightarrow \infty$ nähert sich die t-Verteilung der Standardnormalverteilung an. Die t-Verteilung wird üblicherweise bei der Schätzung von Parametern der Grundgesamtheit aus einer Stichprobe benötigt. Bei der Schätzung des Stichproben-Mittelwerts normalverteilter Daten ist beispielsweise die standardisierte Schätzfunktion t-verteilt, falls die Varianz unbekannt ist und ebenfalls mit der Varianz der Stichprobe geschätzt werden muss.

Die t-Verteilung kann durch Erweiterung mit einem Lage- und einem Skalenparameter verallgemeinert werden. Gilt $X = \hat{\mu} + \tilde{\sigma}Y$, ist die Zufallsvariable

$$Y = \frac{X - \mu}{\tilde{\sigma}} \quad (5.46)$$

t-verteilt. Die resultierende nichtstandardisierte t-Verteilung hat die Dichtefunktion

$$f_{t_\nu} = \frac{\Gamma\left(\frac{\nu+1}{2}\right)}{\Gamma\left(\frac{\nu}{2}\right)\sqrt{\pi\nu}} \left(1 + \frac{1}{\nu} \left(\frac{x - \mu}{\tilde{\sigma}}\right)^2\right)^{-\frac{\nu+1}{2}}. \quad (5.47)$$

Dabei ist μ der Erwartungswert, $\tilde{\sigma}^2$ entspricht jedoch nicht der Varianz. Diese beträgt

$$\text{Var}(X) = \tilde{\sigma}^2 \frac{\nu}{\nu-2} \quad \text{für } \nu > 2. \quad (5.48)$$

Mithilfe dieser Verteilungsfunktion lassen sich Verteilungen mit schwereren Rändern als jene der Normalverteilung modellieren. Je kleiner der Freiheitsgrad ν ist, desto schwerer sind die Ränder der t-Verteilung.

5.3.3 α -stabile Verteilungen

Die α -stabilen Verteilungen sind eine Familie von Verteilungen, die es erlauben, Datensätze mit schweren Rändern und nichtsymmetrische Verteilungen zu modellieren. Die Zugehörigkeit von Verteilungen zu dieser Familie ist über das Kriterium der α -Stabilität festgelegt: Hat eine Linearkombination zweier unabhängiger und identisch verteilter Zufallsvariablen dieselbe Verteilung wie die einzelnen Verteilungen, werden diese als α -stabil bezeichnet. Das heißt, wenn X_1, X_2, \dots, X_n, X unabhängige und identisch verteilte, α -stabile Zufallsvariablen sind, gilt für alle $n > 1$

$$X_1 + X_2 + \dots + X_n \stackrel{\text{Vert}}{=} c_n X + d_n \quad (5.49)$$

mit Konstanten $c_n > 0$ und $d_n \in \mathbb{R}$. α -stabile Verteilungen behalten also ihre Form bei Addition. Zu den α -stabilen Verteilungen gehören unter anderem die Normalverteilung, die Cauchy-Verteilung und die Lévy-Verteilung. Diese drei Verteilungen besitzen eine geschlossene Formel für die Dichtefunktion, im Allgemeinen existiert diese jedoch nicht. Algorithmen ermöglichen die numerische Berechnung von Wahrscheinlichkeitsdichten und damit die praktische Anwendung α -stabiler Verteilungen in der stochastischen Modellierung.

Die Parametrisierung α -stabiler Verteilungen erfolgt durch vier Parameter, die üblicherweise mit α , β , γ und δ bezeichnet werden. In der Literatur existieren unterschiedliche Parametrisierungen [111]. In dieser Arbeit wird auf die in [111] als $\mathcal{S}(\alpha, \beta, \gamma, \delta; 0)$ bezeichnete Parametrisierung zurückgegriffen. Dabei ist $\alpha \in (0, 2]$ der namensgebende Formparameter. Er wird auch als Stabilitätsindex bezeichnet. $\beta \in [-1, 1]$ ist ebenfalls ein Formparameter und beschreibt die Schiefe der Verteilung. Für $\beta = 0$ ist die Verteilung symmetrisch, für $\beta < 0$ linksschief und für $\beta > 0$ rechtsschief. Der Parameter $\gamma > 0$ ist ein Skalenparameter. Für $\alpha = 2$ lässt sich aus ihm die Varianz berechnen:

$$\text{Var}(X) = 2\gamma^2,$$

für alle $\alpha < 2$ ist die Varianz jedoch nicht definiert. Der Parameter $\delta \in \mathbb{R}$ ist ein Lageparameter. $\delta < 0$ schiebt die Verteilung nach links, $\delta > 0$ schiebt die Verteilung nach rechts. Über die Parameter α , β und δ lässt sich der Erwartungswert der Zufallsvariablen $X \sim \mathcal{S}(\alpha, \beta, \gamma, \delta)$ berechnen:

$$\mu = E[X] = \delta - \beta \tan\left(\frac{\pi\alpha}{2}\right). \quad (5.50)$$

Für $\alpha = 2$ und $\beta = 0$ wird die α -stabile Verteilung $\mathcal{S}(2, 0, \gamma, \delta)$ zur Normalverteilung $\mathcal{N}(\delta, 2\gamma^2)$.

Kapitel 6

Modellentwicklung und statistische Analysen

Nachdem in Abschnitt 4.3 bereits der Modellierungsansatz skizziert und in Kapitel 5 die mathematischen Grundlagen erläutert wurden, wird an dieser Stelle das Speichereinsatzmodell im Detail beschrieben. Um das Vorgehen bei der Modellierung zu begründen, ist es an einigen Stellen erforderlich, Ergebnisse statistischer Analysen zu zeigen. Die ansonsten übliche Trennung in Modellbeschreibung und Ergebnisdarstellung wird daher an dieser Stelle zugunsten der Verdeutlichung von Zusammenhängen zwischen Ergebnissen statistischer Analyseverfahren und Ansätzen zur Modellierung teilweise aufgegeben.

In diesem Kapitel wird die Funktionsweise dieser Modellteile im Detail beschrieben. Dabei wird zunächst erklärt, wie das Speichereinsatzproblem in die Form eines MDP gebracht wird. Anschließend werden die Bestimmung der Übergangsgleichung und der Übergangswahrscheinlichkeiten aus den Netzfrequenzdaten, die Ansätze zur Prognose der Preise im kontinuierlichen Intraday-Stromhandel und das Batteriealterungsmodell erläutert. Im Anschluss daran werden die Umsetzung des Optimierungsalgorithmus und der Aufbau des Simulationsmodells beschrieben.

Abbildung 6.1 zeigt eine Übersicht über das Modellkonzept in dieser Arbeit. Als Eingangsdaten werden historische Daten der Netzfrequenz im kontinentaleuropäischen Verbundnetz und historische Preiszeitreihen für den Intraday-Stromhandel an der EPEX SPOT genutzt. Aus den Frequenzdaten werden in einem stark vereinfachenden Simulationsmodell die zwischen Batterie und Netz ausgetauschten Energiemengen berechnet. In einer statistischen Analyse werden hieraus Prognosewerte für ausgetauschte Energiemengen und Wahrscheinlichkeitsverteilungen berechnet, die die zugrunde liegenden Unsicherheiten quantifizieren. Ähnlich wird mit den Strompreis-Zeitreihen verfahren. Basierend auf diesen Daten wird ein Prognosemodell zur Vorhersage zukünftiger Preise entwickelt. Im MDP-Modell werden auf dieser Datenbasis und unter Berücksichtigung der Batteriealterung die Betriebsstrategien für das Batteriespeichersystem ermittelt. Die Betriebsstrategien werden anschließend in einem detaillierteren auf den historischen Netzfrequenz- und Strompreisverläufen basierenden Simulationsmodell untersucht. Die Simulationen liefern als Ergebnisse unter anderem Verläufe der Lade- und Entladeleistung und des Ladestands und erlauben die Untersuchung der Performance der Betriebsstrategien.

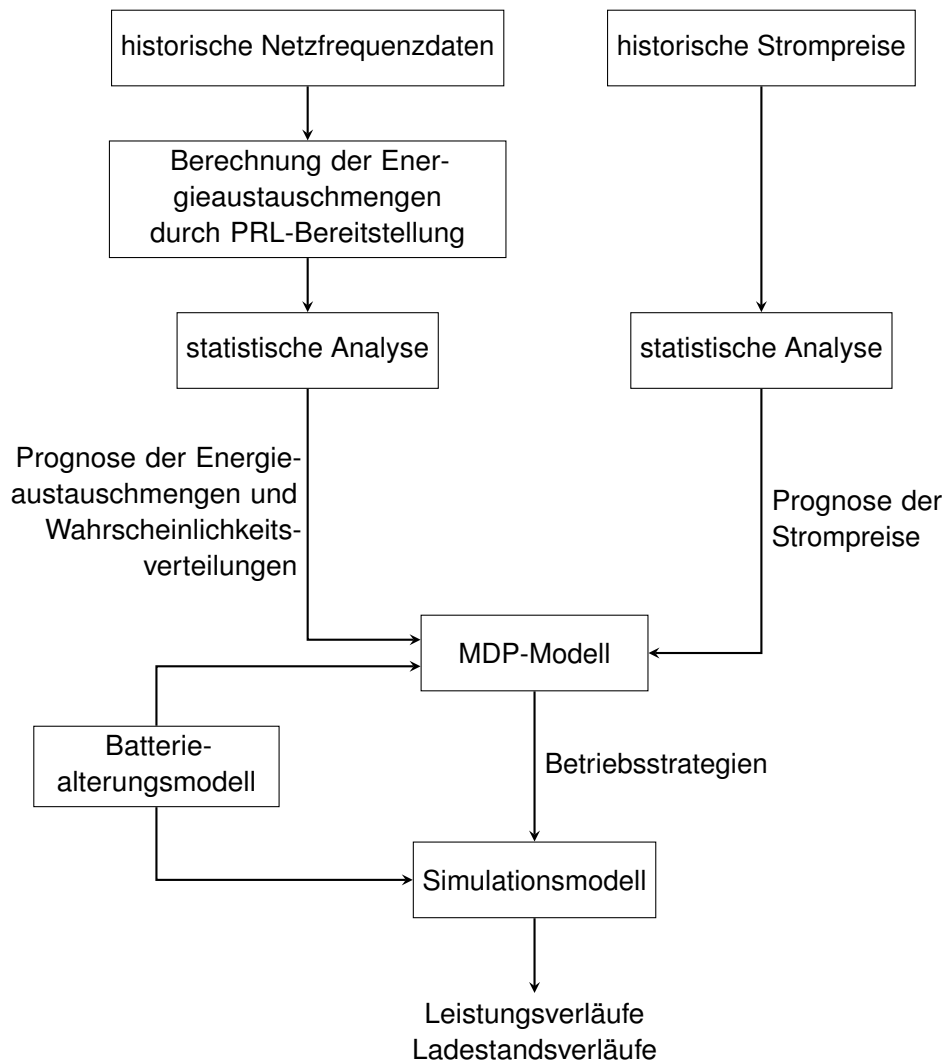


Abbildung 6.1: Skizze des Modellkonzepts

Die Implementierung des Modells erfolgt in MATLAB[®]. Die statistischen Analysen werden mithilfe der *Statistics and Machine Learning Toolbox* ebenfalls in MATLAB[®] durchgeführt.

6.1 Datengrundlage

Vor der Vorstellung des Modellkonzepts wird an dieser Stelle kurz auf die Eingangsdaten des Modells eingegangen. Die Netzfrequenzdaten, die in dieser Arbeit genutzt werden, wurden von der Website des ÜNB 50 Hertz Transmission GmbH heruntergeladen [1]. Die Strompreiszeitreihen wurden bei der EPEX Spot erworben [58]. Die Daten zur Einspeisung von elektrischem Strom aus Windkraft- und PV-Anlagen stammen von den Transparenzplattformen der vier deutschen ÜNB [2, 3, 8, 9, 140, 141, 144]. Daten zur Netzlast werden auf der Transparenzplattform der ENTSO-E veröffentlicht [57]. Alle Daten liegen für die Jahre 2016, 2017 und 2018 vollständig vor. In den statistischen Analysen, die zur Erzeugung der Eingangsgrößen des MDP-Modells erforderlich sind, werden die Daten für die Jahre 2016 und 2017 genutzt. Im

Tabelle 6.1: Übersicht über die im Modell genutzten Datensätze

Datensatz	Zeitliche Auflösung	Quelle	Referenz
Netzfrequenz	1 Sekunde	50Hertz Transmission GmbH	[1]
Strompreise	15 Minuten	EPEX Spot SE	[58]
Einspeiseprognose für Strom aus Windkraftanlagen	15 Minuten	deutsche ÜNB	[3, 9, 141, 144]
Einspeiseprognose für Strom aus PV-Anlagen	15 Minuten	deutsche ÜNB	[2, 8, 140, 144]
Netzlast	15 Minuten	ENTSO-E	[57]

Simulationsmodell wird auf Basis der Daten aus dem Jahr 2018 simuliert. Diese Zeiträume wurden gewählt, da es sich bei Ihnen um die aktuellsten mit vollständigem Datensatz handelt. Tabelle 6.1 bietet eine Übersicht über die im Modell genutzten Datensätze.

6.2 Modellierung des Speichereinsatzproblems als Markov-Entscheidungsprozess

Um das vorliegende Problem, eine optimale Betriebsstrategie für ein Batteriespeichersystem zur Bereitstellung von PRL zu finden, als MDP zu formulieren, ist es zunächst erforderlich, die Elemente des MDP in Gleichung 5.2 festzulegen. Dazu gehören der Horizont des Problems mit den Entscheidungszeitpunkten \mathcal{T} , der Zustandsraum \mathcal{S} , der Aktionenraum \mathcal{A}_s , die Übergangswahrscheinlichkeiten $P_t(s_{t+1}|s_t, a_t)$ und die Belohnungsfunktion $R_t(s, a)$. Als zeitlicher Horizont wird ein Zeitraum von einem Tag festgelegt, was der derzeitigen Vertragslaufzeit nach einem Zuschlag für die Bereitstellung von PRL im deutschen NRV entspricht (siehe Abschnitt 3.6). Unter der Annahme, dass Fahrplangeschäfte im kontinuierlichen Intradayhandel zur Regulierung des Batterieladestands genutzt werden, wird zu jeder Viertelstunde des Tages eine Entscheidung getroffen, ob und wie viel Energie durch ein Fahrplangeschäft zugekauft oder verkauft wird. Dies führt zu einer Unterteilung des Horizonts in Stufen von jeweils einer Viertelstunde mit Entscheidungszeitpunkten am Beginn jeder Stufe, d. h.

$$\mathcal{T} = \{1, 2, \dots, 96\}. \quad (6.1)$$

Der Zustandsraum \mathcal{S} entspricht der Kapazität des Batteriespeichersystems. Zur Einteilung des Zustandsraums in einzelne Zustände ist eine sinnvolle Diskretisierung $\Delta_{S_{diskr}}$ erforderlich. Der Diskretisierung wird die kleinstmögliche Energieaustauschmenge ΔE_{min}^{ID} im kontinuierlichen Intradayhandel zugrunde gelegt. Diese ergibt sich als Produkt der am Markt gehandelten Minimalleistung P_{min}^{ID} und der Vertragslaufzeit $\Delta t_{Vertrag}^{ID}$:

$$\Delta s_{diskr} = \Delta E_{min}^{ID} = P_{min}^{ID} \cdot \Delta t_{Vertrag}^{ID}. \quad (6.2)$$

Bei einer Minimalleistung von 0,1 MW und der Vertragslaufzeit von 0,25 h ergibt sich eine kleinstmögliche Energieaustauschmenge $\Delta E_{min}^{ID} = 0,025$ MWh. Dies führt zu einem Zustandsraum

$$\mathcal{S} = \left\{ n \Delta s_{diskr} \mid n = 0, \dots, \frac{C_{Bat}}{\Delta s_{diskr}} \right\}. \quad (6.3)$$

Die Aktionen a im Modell entsprechen den möglichen Fahrplangeschäften im kontinuierlichen Intradayhandel (siehe Abschnitt 3.7). Da Fahrplangeschäfte mit einer kleineren Energiemenge als oben angegeben im Intradayhandel nicht möglich sind, wird für den Aktionsraum \mathcal{A}_s dieselbe Diskretisierung wie für den Zustandsraum gewählt:

$$\Delta a_{diskr} = \Delta s_{diskr} \quad (6.4)$$

Der vom gegenwärtigen Zustand abhängige Aktionsraum \mathcal{A}_s ergibt sich aus der Annahme, dass die Grenzen des Zustandsraums durch eine Aktion nicht überschritten werden dürfen:

$$\mathcal{A}_s = \{-s, -s + \Delta a_{diskr}, -s + 2\Delta a_{diskr}, \dots, C_{Bat} - s\}. \quad (6.5)$$

Die Übergangswahrscheinlichkeiten $P_t(s_{t+1} | s_t, a_t)$ geben die Wahrscheinlichkeit an, welcher Folgezustand s_{t+1} , ausgehend vom Ladestand s_t , vom in der folgenden Stufe stattfindenden Regelleistungsabruf und vom gewählten Fahrplangeschäft (Aktion a_t), erreicht wird. Sie werden durch eine Analyse der Zeitreihe der Netzfrequenz bestimmt (siehe Abschnitt 6.3). Die Steuerung des Systems erfolgt über die Belohnungsfunktion $R_t(s_t, a_t, s_{t+1})$. Über diese Funktion werden die Kosten für die Beschaffung bzw. die Erlöse für den Verkauf von Ausgleichsenergie und die Kosten, die durch die Batteriealterung entstehen, abgebildet. Durch die Zuordnung von Strafkosten lassen sich über die Belohnungsfunktion außerdem ‚unerwünschte‘ Zustände festlegen. Das Erreichen solcher Zustände wird im Rahmen der Optimierung folglich möglichst vermieden.

6.3 Modellierung des Regelleistungsabrufs

Eine zentrale Komponente des Optimierungsmodells ist die Abbildung des Abrufs von Regelleistung. Durch die Modellierung des Regelleistungsabrufs als stochastischer Prozess werden sowohl Erwartungswerte für den Regelleistungsabruf als auch die mit dem Abruf verbundene Unsicherheit abgebildet. Die Basisdaten des Optimierungsmodells sind Messwerte der Netzfrequenz $f(t)$ in einsekündiger Auflösung. Aus den Netzfrequenzdaten wird eine Zeitreihe des Leistungsabrufs durch PRL-Bereitstellung generiert. Die Frequenzabweichung $\Delta f(t)$ ist als Differenz zwischen der aktuellen Netzfrequenz $f(t)$ und der Nennfrequenz f_N von 50 Hz definiert:

$$\Delta f(t) = f(t) - f_N. \quad (6.6)$$

Es wird angenommen, dass das Batteriespeichersystem innerhalb des PRL-Totbands zwischen 49,99 und 50,01 Hz nicht mitregelt. Die Regelung setzt erst ein, wenn eine Frequenz

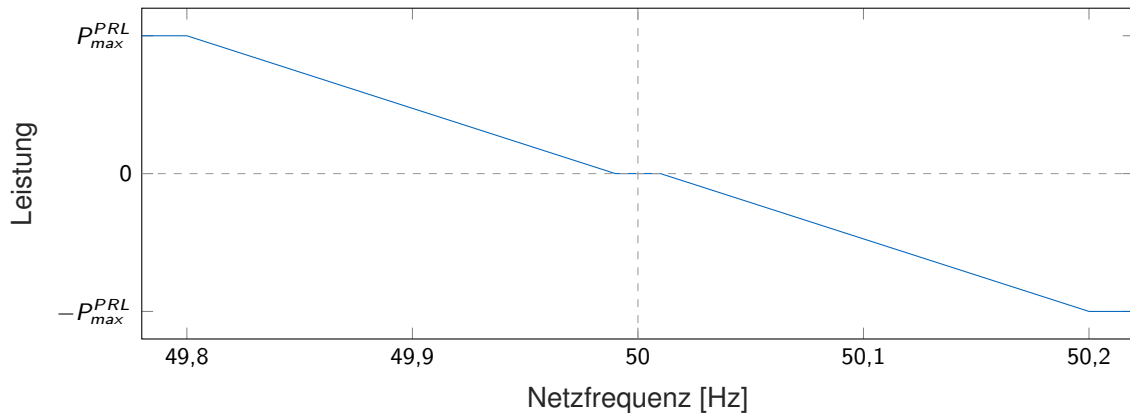


Abbildung 6.2: Schematische Darstellung der Frequenz-Leistungs-Regelung im Modell

von 49,99 Hz unterschritten oder eine Frequenz von 50,01 Hz überschritten wird. Die von der Batterie bereitgestellte Leistung P_{Bat}^{PRL} ist also im Totband null:

$$P_{Bat}^{PRL} = 0 \quad \text{für } 49,99 \text{ Hz} \leq f(t) \leq 50,01 \text{ Hz.} \quad (6.7)$$

Maßnahmen des Ladestandsmanagements wie beispielsweise Mitregelung im Totband, Übererfüllung oder Nicht-Nutzung einer zulässigen Reaktionszeit (siehe Abschnitt 3.5) werden bei der Berechnung des Regelleistungsabrufs nicht berücksichtigt. Sinkt die Netzfrequenz auf oder unter einen Wert von 49,8 Hz, speist das Batteriesystem Leistung in Höhe des gesamten bezuschlagten Angebots P_{max}^{PRL} ins Netz ein. Aufgrund der Vorzeichenkonvention, dass Leistung bzw. Energie, die das betrachtete System verlässt (d. h. die Batterie entlädt), mit negativem Vorzeichen in die Leistungs- bzw. Energiebilanz eingeht, wird die ins Netz eingespeiste Leistung mit negativem Vorzeichen bilanziert:

$$P_{Bat}^{PRL} = -P_{max}^{PRL} \quad \text{für } f(t) \leq 49,8 \text{ Hz.} \quad (6.8)$$

Steigt die Netzfrequenz auf oder über einen Wert von 50,2 Hz, entnimmt das Batteriesystem Leistung in Höhe des gesamten bezuschlagten Angebots P_{max}^{PRL} aus dem Netz:

$$P_{Bat}^{PRL} = P_{max}^{PRL} \quad \text{für } f(t) \geq 50,2 \text{ Hz.} \quad (6.9)$$

Außerhalb des Totbands wird proportional zur Frequenzabweichung geregelt, bis der Maximalwert der bezuschlagten Leistung P_{max}^{PRL} des Anbieters bei 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz erreicht ist. Die von der Batterie ein- oder ausgespeiste Leistung P_{Bat}^{PRL} beträgt also

$$P_{Bat}^{PRL} = \frac{\Delta f}{0,2 \text{ Hz}} P_{max}^{PRL}. \quad (6.10)$$

Abbildung 6.2 zeigt schematisch die in den Gleichungen 6.6 bis 6.10 beschriebene Frequenz-Leistungs-Regelung. Diese ein- und ausgespeisten Leistungen werden unter Berücksichtigung des Ladewirkungsgrads η_{ch} und des Entladewirkungsgrads η_{dis} in Energiemengen umgerechnet:

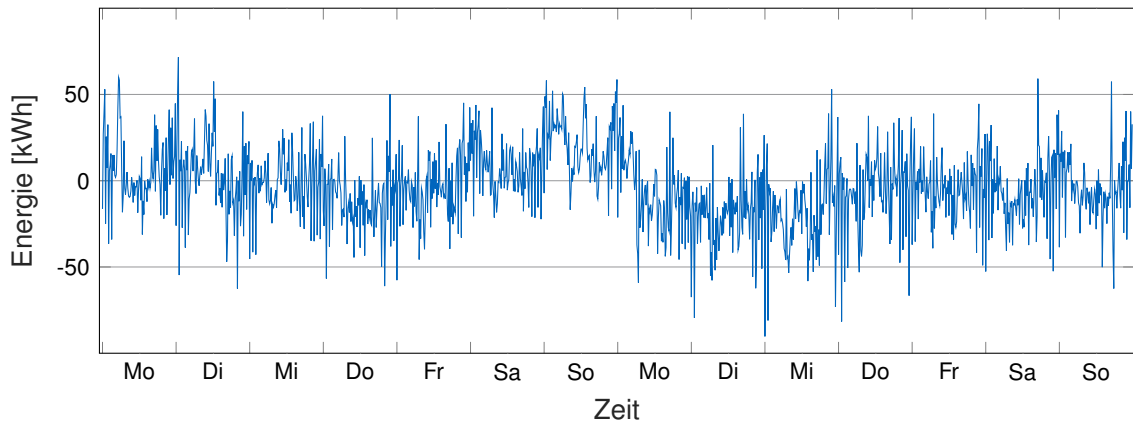


Abbildung 6.3: Exemplarischer Ausschnitt aus der Zeitreihe der aggregierten Energiemengen (11.-25.01.2016)

$$\Delta E^{PRL} = \eta_{ch} \int_{\Delta t} P_{Bat}^{PRL} dt \quad (\text{Ladevorgang}) \quad (6.11)$$

$$\Delta E^{PRL} = \frac{1}{\eta_{dis}} \int_{\Delta t} P_{Bat}^{PRL} dt \quad (\text{Entladevorgang}) \quad (6.12)$$

Anschließend werden die in einer Entscheidungsstufe ausgetauschten Energiemengen aggregiert:

$$\Delta E_{Stufe}^{PRL} = \sum_{t=1}^N \Delta E_t^{PRL} \quad (6.13)$$

Für eine Entscheidungsstufe von einer Viertelstunde und eine einsekündige Auflösung der Zeitreihe ergibt sich $N = 900$.

Abbildung 6.3 zeigt exemplarisch die aggregierten durch PRL-Bereitstellung ge- und entladenen Energiemengen für jede Viertelstunde eines 14-tägigen Zeitraums für ein Batteriespeichersystem mit einer bezuschlagten Leistung von 1 MW und einem Lade- und Entladewirkungsgrad $\eta_{ch} = \eta_{dis} = 0,9$.

Mithilfe einer diskreten Fourier-Transformation (siehe Abschnitt 5.2.3) wird die gesamte Zeitreihe der Jahre 2016 und 2017 in den Frequenzbereich transformiert. Am Frequenzspektrum der Zeitreihe lassen sich periodisch auftretende Muster der Zeitreihe erkennen und erlauben dadurch die Identifizierung zyklischer Komponenten der Zeitreihe.

Abbildung 6.4 zeigt das Frequenzspektrum der Zeitreihe. Da im Rahmen dieser Zeitreihenanalyse nicht die Frequenz, sondern ihr Kehrwert, die Periodendauer, relevant ist, wird die Amplitude hier über der Periodendauer geplottet. Deutlich erkennbar ist der Peak bei einer Periodendauer von 24 Stunden. Dieser deutet darauf hin, dass in der Zeitreihe der viertelstündlichen aggregierten Energiemengen ein Muster vorliegt, welches sich alle 24 Stunden wiederholt. Um diese zyklische Komponente abzubilden, werden die 96 Viertelstundenwerte, die in der Periodendauer enthalten sind, über alle Tage der Zeitreihe gemittelt. Diese Mittelwer-

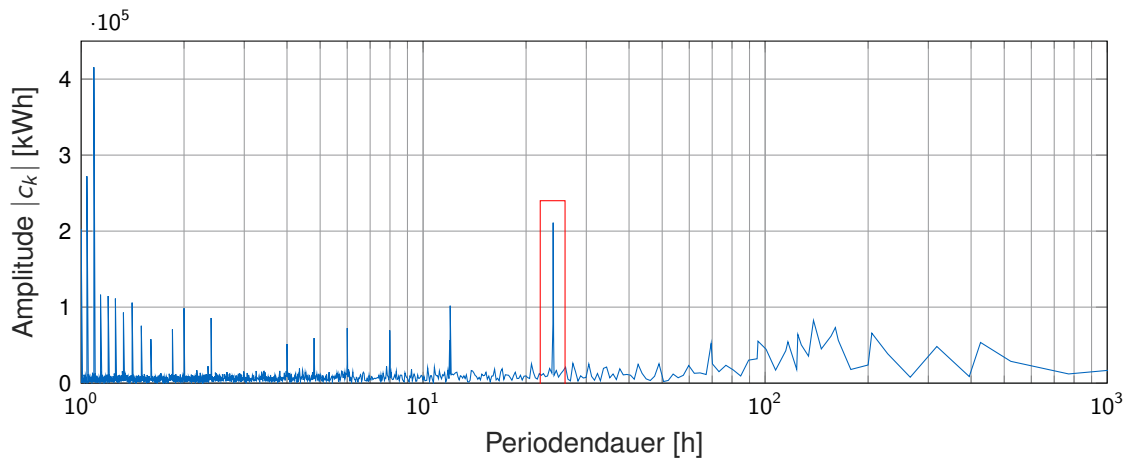
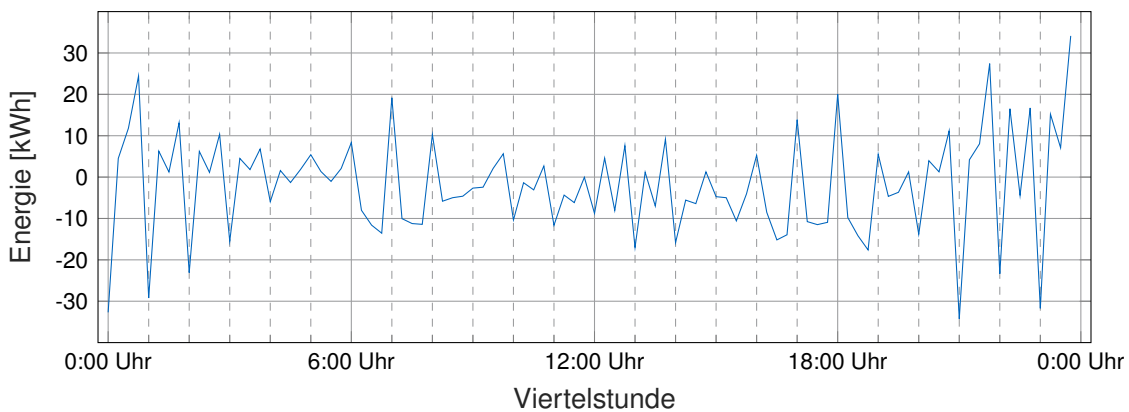


Abbildung 6.4: Zeitreihe der aggregierten Energiemengen im Frequenzbereich

Abbildung 6.5: Mittelwerte der viertelstündlichen aggregierten Energiemengen für ein Batteriesystem zur Bereitstellung von 1 MW PRL mit einem Wirkungsgrad $\eta_{ch} = \eta_{dis} = 0,9$

te sind die Erwartungswerte des Energieaustauschs zwischen dem Batteriesystem und dem Stromnetz:

$$E[X_t] = \bar{x}_t = \frac{1}{N} \sum_{d=1}^N x_{t,d} \quad (6.14)$$

Dabei bildet der Index t die Viertelstunden des Tages und der Index d die N in der Zeitreihe enthaltenen Tage ab.

Abbildung 6.5 zeigt den Tagesverlauf der im Mittel ausgetauschten Energiemengen pro Viertelstunde und gibt damit die zyklische Komponente der Zeitreihe wieder. Auffällig sind dabei insbesondere die Spitzen in der Bereitstellung von PRL in der Viertelstunden am Beginn einer vollen Stunde. Um 6, 7 und 8 Uhr morgens sowie um 16, 17, 18 und 19 Uhr abends sind Spitzen im Bezug von elektrischer Energie aus dem Netz erkennbar. Das Batteriesystem stellt also in diesen Viertelstunden jeweils negative PRL bereit. Um 13 und 14 Uhr sowie jeweils stündlich von 20 Uhr bis 5 Uhr speist die Batterie überdurchschnittlich viel Strom ins Netz ein, stellt also in diesen Viertelstunden positive PRL bereit. Ein Erklärungsansatz

für den hier erkennbaren Verlauf liegt in der Wechselwirkung zwischen dem Stromhandel und der physikalischen Lieferung von elektrischer Energie [84]. Da ein bedeutender Teil der Stromhandels in Form von Stunden- oder Blockkontrakten über den Day-Ahead-Markt und den Intradayhandel abgewickelt wird, werden Stromerzeugungskapazitäten oft zum Stundenwechsel zu- oder abgeschaltet. In den Morgenstunden von 6 bis 9 Uhr und in den späten Nachmittags- und frühen Abendstunden (zwischen 18 und 20 Uhr) steigt die Stromnachfrage. Entsprechend müssen Stromerzeugungskapazitäten zugeschaltet werden. Da die Stromnachfrage kontinuierlich steigt, die Erzeugung jedoch zu einem großen Teil blockweise zur vollen Stunde zugeschaltet wird, kommt es zum Stundenbeginn jeweils kurzfristig zu einer Überversorgung, die durch die Bereitstellung negativer Regelleistung ausgeglichen wird. Zwischen 12 und 14 Uhr, sowie zwischen 20 und 5 Uhr ist die Situation am Markt bzw. im Netz genau umgekehrt. Die Stromnachfrage sinkt, infolgedessen werden Erzeugungskapazitäten vom Netz genommen. In den Viertelstunden nach Stundenbeginn kommt es daher jeweils zu einer kurzfristigen Unterversorgung, die durch positive Regelleistung ausgeglichen wird. Die Spitzen in den Viertelstunden vor einem Stundenwechsel lassen sich analog dazu erklären: Da der Strombedarf im Laufe der Stunde kontinuierlich ab- bzw. zunimmt, die Erzeugungskapazität für den Ausgleich jedoch erst mit dem folgenden Stundenwechsel ab- bzw. zugeschaltet wird, kommt es zwischenzeitlich zu einer Über- bzw. Unterspeisung des Stromnetzes, was durch Regelleistung ausgeglichen wird.

Es wird angenommen, dass sich der stochastische Prozess X_t^{PRL} zur Abbildung des Regelleistungsabrufs aus dieser zyklischen Komponente $x_t^{PRL,zykl}$ der Erwartungswerte und einem weißen Rauschen ϵ_t zusammensetzt:

$$X_t^{PRL} = x_t^{PRL,zykl} + \epsilon_t, \quad t \in \mathcal{T}. \quad (6.15)$$

Dieses weiße Rauschen bildet die Unsicherheiten des Energieaustauschs des Batteriesystems durch die PRL-Bereitstellung ab. Es stellt einen streng stationären Prozess dar, der dementsprechend durch eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung charakterisiert ist. Durch das Eliminieren der zyklischen Komponente aus der Grundzeitreihe erhalten wir die Residuen, aus deren Verteilung sich die Übergangswahrscheinlichkeiten $P_t(s_{t+1}|s_t, a_t)$ des MDP berechnen lassen. Hier stellt nun sich die Frage, welche Verteilungsfunktion die residualen Daten am besten beschreibt.

Die Form des Histogramms (Abbildung 6.6) legt bei erster Betrachtung nahe, dass es sich bei der zugrunde liegenden Verteilung um eine Normalverteilung oder eine mit der Normalverteilung verwandte Verteilung handelt. Mithilfe von Anpassungstests kann geprüft werden, ob vorliegende Daten auf bestimmte Weise verteilt sind. Das übliche Vorgehen hierbei ist, eine Hypothese über den Typ einer Verteilung aufzustellen und diese Hypothese mittels einer Teststatistik zu testen. Bekannte Anpassungstests sind der χ^2 -Test, der Kolmogorov-Smirnov-Test und der Andersson-Darling-Test. Das Problem besteht darin, dass mit steigender Stichprobengröße die Trennschärfe eines Tests steigt. Eine hohe Trennschärfe ist erst einmal eine wünschenswerte Eigenschaft statistischer Tests, da die Wahrscheinlichkeit, eine Nullhypothese zurückzuweisen, wenn die Alternativhypothese wahr ist, mit steigender Trennschärfe ebenfalls steigt. Bei Anpassungstests ist es jedoch sehr unwahrscheinlich, dass eine vermutete Verteilung genau der Verteilung der Stichprobe entspricht. Bei größer werdender Trennschärfe werden kleine Unterschiede zwischen hypothetischer Verteilung und tatsächlicher Verteilung

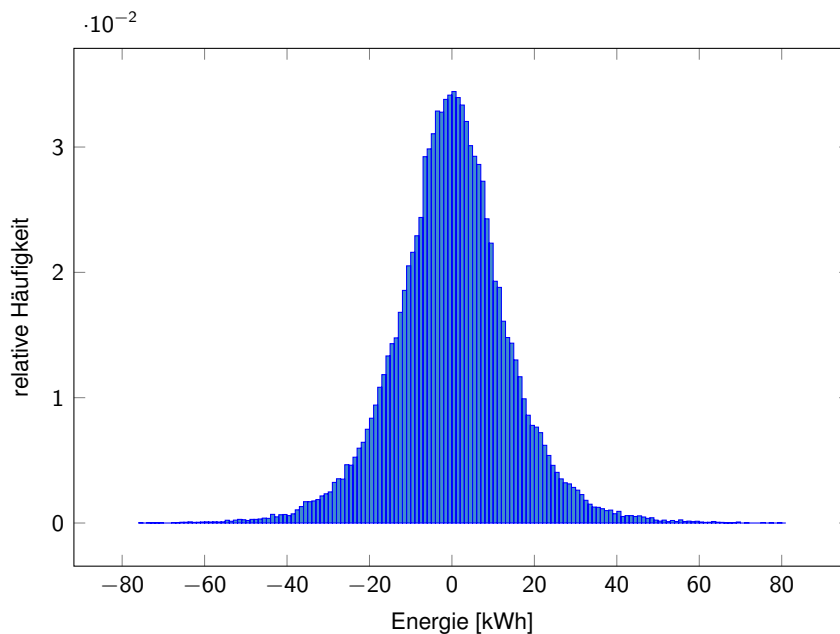


Abbildung 6.6: Histogramm der Residuen der viertelstündlichen aggregierten Energiemengen für ein Batteriesystem zur Bereitstellung von 1 MW PRL mit einem Wirkungsgrad $\eta_{ch} = \eta_{dis} = 0,9$

Tabelle 6.2: Parameter der Verteilungsfunktionen für den Energieaustausch durch PRL-Bereitstellung

Verteilung	Parameter
Normalverteilung	$\mu = 0$
	$\sigma = 0,0141$
t-Verteilung	$\mu = 0$
	$\sigma = 0,0115$
	$\nu = 5,7896$
α -stabile Verteilung	$\alpha = 1,8185$
	$\beta = 0,0194$
	$\gamma = 0,0089$
	$\delta = 0,0001$

der Stichprobe statistisch signifikant, was dazu führt, dass die Nullhypothese („Die Verteilungen stimmen überein.“) abgelehnt wird. Ein solches Ergebnis gibt jedoch nicht die praktische Relevanz eines vorhandenen Unterschieds wieder. [99]

Der Ansatz an dieser Stelle besteht darin, unterschiedliche Verteilungen durch Parameterschätzungen an die Residuen der Netzfrequenzdaten anzupassen und die Anpassung dieser Verteilungen zu vergleichen. Aufgrund der Form des Histogramms (Abbildung 6.6) werden die Normalverteilung, die t-Verteilung und die α -stabile Verteilung zur Abbildung der Daten in Betracht gezogen. Mit der Maximum-Likelihood-Methode werden die Parameter der Verteilungen geschätzt (siehe Tabelle 6.2) und mit dem Kolmogorov-Smirnov-Test die Hypothese getestet, dass die jeweilige Verteilung mit den geschätzten Parametern der tatsächlichen Verteilung der Daten entspricht. Die Ergebnisse der Tests (siehe Tabelle 6.3) zeigen, dass die Nullhypothese des Anpassungstests für jede der drei getesteten Verteilungen verworfen werden muss.

Tabelle 6.3: Ergebnisse des Kolmogorov-Smirnov-Tests auf Anpassung der gewählten Verteilungen an die Grunddaten

Verteilung	Nullhypothese	Teststatistik	kritischer Wert	p-Wert
Normalverteilung	verworfen	0,0358	0,0048	$2,9 \cdot 10^{-70}$
t-Verteilung	verworfen	0,0069	0,0048	0,0041
α -stabile Verteilung	verworfen	0,0147	0,0048	$1,2 \cdot 10^{-12}$

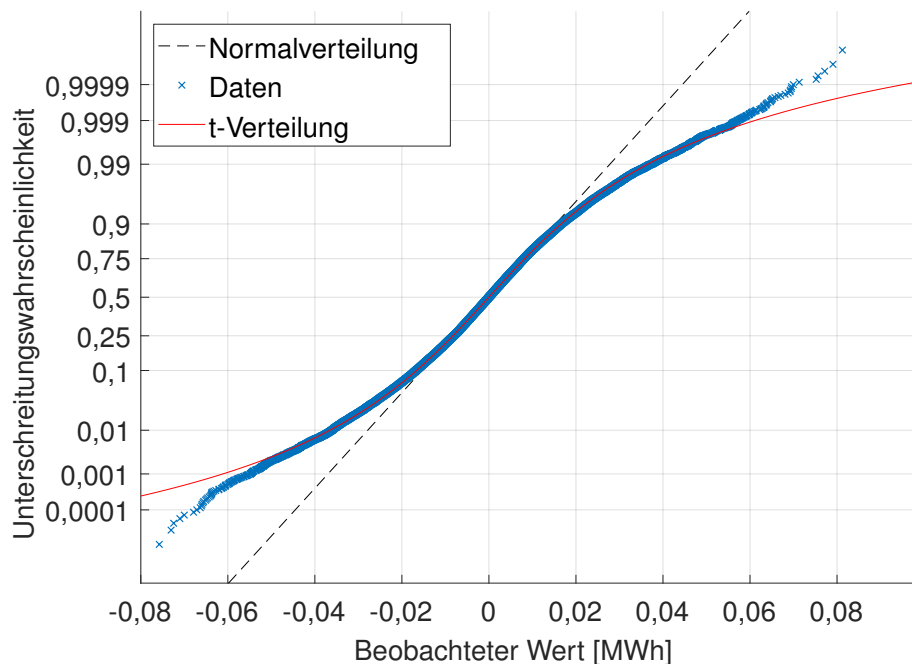
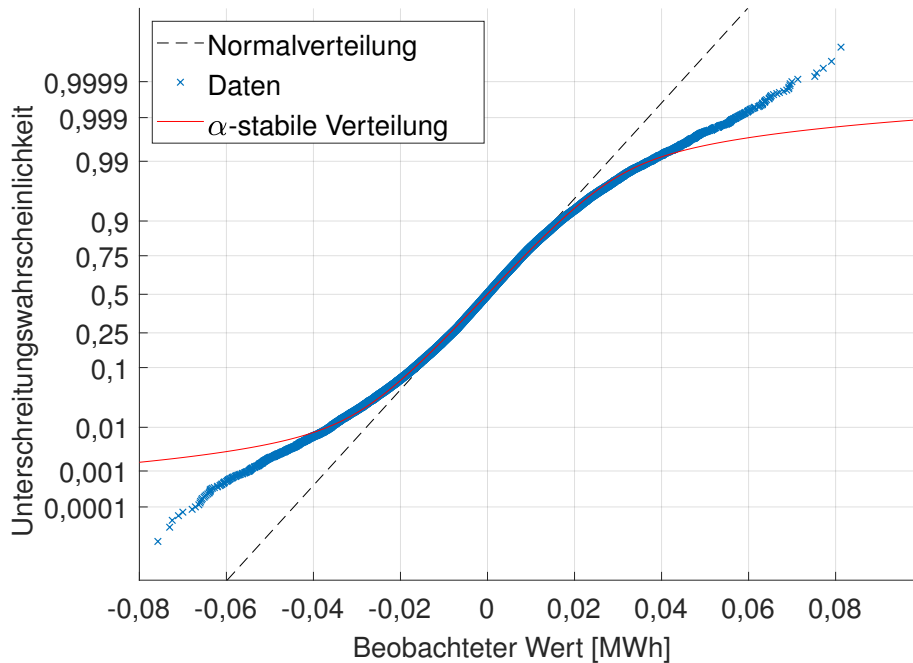


Abbildung 6.7: P-P-Diagramm der Residuen mit Normalverteilung und t-Verteilung

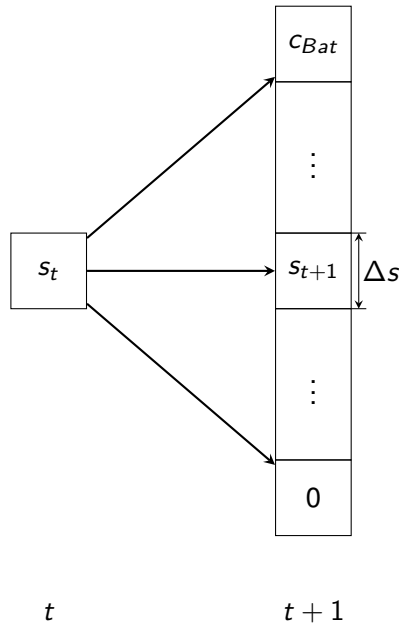
Aus den Testergebnissen lässt sich nicht ablesen, ob die Nullhypothese verworfen wird, weil die Verteilungen tatsächlich nicht zu den Grunddaten passen oder weil die Ergebnisse durch die Größe der Stichprobe verzerrt werden. Um dieser Frage nachzugehen, wird der Datensatz zusammen mit den Verteilungen in einem P-P-Diagramm abgebildet. Ein P-P-Diagramm veranschaulicht, wie gut eine Stichprobe durch eine Verteilungsfunktion abgebildet wird. Dazu werden die Stichprobenwerte in das Diagramm eingetragen. Die Werte der Abszisse geben die Ausprägungen x_i des Merkmals X wieder, in diesem Fall also den viertelstündlichen Energiedurchsatz in MWh. Auf der Ordinate ist die Wahrscheinlichkeit, dass das Merkmal X einen kleineren Werte als x_i annimmt, aufgetragen, also die Unterschreitungswahrscheinlichkeit $P(X \leq x_i)$. Die Stichprobenwerte sind in den Abbildungen 6.7 und 6.8 als blaue Kreuze dargestellt. Zusätzlich werden die theoretischen Werte der angepassten Verteilungsfunktionen im Diagramm abgebildet. Die Normalverteilung wird durch die gestrichelte Linie dargestellt. Da die Abstände auf der Ordinate auf die Normalverteilung normiert sind, ist die Normalverteilung in diesem Diagramm eine Gerade. Die rote Linie zeigt in Abbildung 6.7 die t-Verteilung, in Abbildung 6.8 die α -stabile Verteilung.

Abbildung 6.8: P-P-Diagramm der Residuen mit Normalverteilung und α -stabiler Verteilung

Anhand dieser beiden Abbildungen wird deutlich, dass die Normalverteilung die Residuen im Intervall zwischen $-0,025$ und $0,015$ MWh relativ gut beschreibt. Außerhalb dieses Intervalls unterschätzt jedoch die Normalverteilung das Auftreten dieser Werte deutlich, d. h. diese Werte treten häufiger auf, als die Normalverteilung es erwarten lassen würde. Die tatsächliche Verteilung der Residuen hat folglich schwerere Ränder als die Normalverteilung.

Die t-Verteilung (Abbildung 6.7) zeigt eine relativ gute Anpassung im Intervall zwischen $-0,04$ und $0,05$ MWh, die α -stabile Verteilung (in Abbildung 6.8) im Intervall zwischen $-0,04$ und $0,04$ MWh. Diese beiden Verteilungen haben zusätzlich die Eigenschaft, dass sie die Wahrscheinlichkeit von Realisierungen des Merkmals in den Bereichen $<-0,04$ MWh und $>0,04$ MWh überschätzen. Extreme Ereignisse bezüglich der Einspeisung oder Entnahme von Energie zur Bereitstellung von PRL treten also in der Stichprobe seltener auf als durch die Verteilung beschrieben. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass keine der untersuchten Verteilungsfunktionen die Verteilung der Stichprobe über den gesamten Wertebereich präzise wiedergibt. Es werden daher weiterhin alle drei Verteilungsfunktionen (Normal-, t- und α -stabile Verteilung) berücksichtigt und die Auswirkungen der Verteilung auf die Optimierungsergebnisse untersucht.

Die Übergangswahrscheinlichkeiten $P_t(s_{t+1}|s_t, a_t)$ des MDP lassen sich gemäß Gleichung 5.39 aus den Verteilungsfunktionen berechnen. Da es sich um ein diskretes Zustandsraummodell handelt, das Batteriespeichersystem und entsprechend der Zustandsraum in der Realität jedoch kontinuierlich sind, wird durch den Energieaustausch in einer Viertelstunde nicht zwangsläufig einer der diskreten Zustände erreicht. Um den Ladeständen einen Zustand s zuordnen zu können, wird ein Intervall $[s - \frac{1}{2}\Delta s_{diskr}, s + \frac{1}{2}\Delta s_{diskr}]$ um jeden diskreten Zustand definiert. Liegt ein Ladestand innerhalb dieses Intervalls, wird ihm der Zustand s in

Abbildung 6.9: Übergang von Zustand s_t zu Zustand s_{t+1}

der Mitte des Intervalles zugeordnet. Durch Integration über dieses Intervall lässt sich letztlich die Übergangswahrscheinlichkeit $P_t(s_{t+1}|s_t, a_t)$ berechnen:

$$P_t(s_{t+1}|s_t, a_t) = \int_{s_{t+1} - \frac{1}{2}\Delta s}^{s_{t+1} + \frac{1}{2}\Delta s} f_X(\xi) d\xi \quad (6.16)$$

Außerdem existiert die Möglichkeit, dass durch Lade- und Entladevorgänge der Batteriespeicher vollständig gefüllt oder entleert wird. Die Übergangswahrscheinlichkeiten für die Folgezustände an den Rändern des Zustandsraums $s_{t+1} = 0$ (leerer Speicher) und $s_{t+1} = C_{Bat}$ (voller Speicher) werden wie folgt berechnet:

$$P_t(s_{t+1} = 0|s_t, a_t) = \int_{-\infty}^{s_{t+1} + \frac{1}{2}\Delta s} f_X(\xi) d\xi \quad (6.17)$$

$$P_t(s_{t+1} = C_{Bat}|s_t, a_t) = \int_{s_{t+1} - \frac{1}{2}\Delta s}^{+\infty} f_X(\xi) d\xi \quad (6.18)$$

Die Übergangsgleichung, die beschreibt, wie sich das System im Übergang vom Zeitpunkt t zum Zeitpunkt $t + 1$ entwickelt, enthält den Ausgangszustand s_t , den stochastischen Prozess X_t^{PRL} , der den aus der Bereitstellung von Regelleistung resultierenden Energieaustausch abbildet, und die Aktion a_t zur Korrektur des Ladestands:

$$s_{t+1} = s_t + X_t^{PRL} + a_t, \quad t \in \mathcal{T} \quad (6.19)$$

Mit Gleichung 6.15 ergibt sich:

$$s_{t+1} = s_t + x_t^{PRL,zykl} + a_t + \epsilon_t, \quad t \in \mathcal{T} \quad (6.20)$$

Mit dieser Gleichung und den Gleichungen 6.16 bis 6.18 lassen sich die zeitliche Entwicklung des Systems und die zugehörigen Übergangswahrscheinlichkeiten berechnen.

6.4 Modellierung der Strompreise im kontinuierlichen Intradayhandel

Nicht nur die Lade- und Entladevorgänge durch PRL-Bereitstellung sind mit Unsicherheiten behaftet, auch die Preise für Ausgleichsenergie, die über den kontinuierlichen Intradayhandel bezogen wird, stehen nicht im Vorhinein fest. Sie ergeben sich aus den Handelsaktivitäten am Markt (siehe Abschnitt 3.7). Die Eigenschaften des kontinuierlichen Intraday-Stromhandels und Ansätze zur Prognose der Preise werden in den Abschnitten 3.7 und 4.2.2 dargestellt.

In dieser Arbeit wird das Fehlen eines einheitlichen Preises dadurch kompensiert, dass nur der volumengewichtete Durchschnittspreis aus allen abgeschlossenen Fahrplangeschäften in der jeweiligen Viertelstunde (weighted average) betrachtet wird. Im ersten Ansatz wird mithilfe der diskreten Fourier-Transformation (siehe Abschnitt 5.2.3), ähnlich wie bei den durch PRL-Bereitstellung ausgetauschten Energiemengen, die zyklische Komponente der Preiszeitreihe identifiziert und als Grundlage für die Prognose der Strompreise genutzt. Der zweite Ansatz basiert auf einem von Maciejowska et al. entwickelten Modell [106]. Dabei handelt es sich um ein autoregressives Modell mit exogenen Variablen (ARX-Modell), das zur Prognose der Preise im kontinuierlichen Intradayhandel im deutschen und polnischen Marktgebiet verwendet wird.

6.4.1 Prognose auf Basis der zyklischen Komponente der Preiszeitreihe (ZK-Modell)

Dieser einfache Ansatz geht davon aus, dass die Zeitreihe der volumengewichteten Durchschnittspreise im kontinuierlichen Intradayhandel eine zyklische Komponente enthält, die sich wiederholende Muster im Preisverlauf wiedergibt. Diese erlauben eine grobe Abschätzung zukünftiger Preise bei Kenntnis vergangener Preiszeitreihen. Zur Identifizierung der zyklischen Komponente wird die Zeitreihe durch eine diskrete Fourier-Transformation (Gleichung 5.36) in den Frequenzbereich transformiert. Abbildung 6.10 zeigt das Frequenzspektrum der Zeitreihe, aufgetragen über der Periodendauer T . Die beiden relevanten Peaks sind diejenigen bei Periodendauern von 24 und 168 Stunden. Die übrigen Peaks entstehen durch sog. Oberschwingungen, die bei Vielfachen der Grundfrequenz (und damit $\frac{1}{n}$ -fachen der Periodendauer T , $n \in \mathbb{N}$) auftreten. Das Frequenzspektrum deutet also in diesem Fall darauf hin, dass sowohl ein tägliches als auch ein wöchentliches Muster vorliegen. Da die Optimierung über einen Zeithorizont von einem Tag erfolgt, stellt sich die Frage, ob alle sieben Tage der Woche einzeln abgebildet werden müssen oder ob Übereinstimmungen oder zumindest Ähnlichkeiten in den Tagesverläufen der einzelnen Wochentage vorliegen.

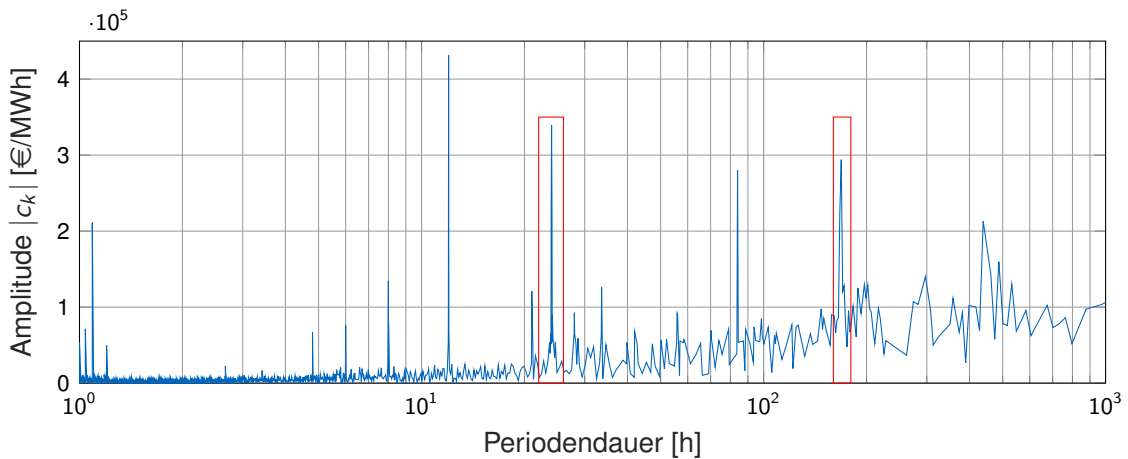


Abbildung 6.10: Frequenzspektrum der Zeitreihe der volumengewichteten Durchschnittspreise im kontinuierlichen Intradayhandel

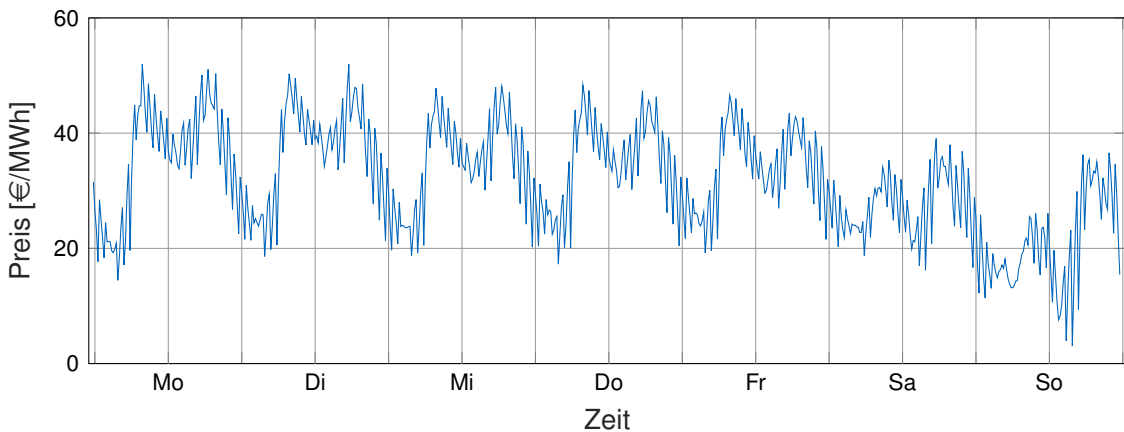


Abbildung 6.11: Wochenverlauf der gemittelten Viertelstunden-Intradaypreise

Der typische wöchentliche Verlauf der Strompreise im kontinuierlichen Intradayhandel wird durch Mittelwertbildung über die jeweiligen Viertelstunden der Woche sichtbar gemacht. Feiertage in der Zeitreihe werden den Sonntagen zugeordnet.

$$\bar{p}_t^{ID} = \frac{1}{N} \sum_{w=1}^N p_{t,w}^{ID} \quad (6.21)$$

Dabei bildet der Index t die Viertelstunden der Woche und der Index w die N in der Zeitreihe enthaltenen Wochen ab. Die Mittelwerte werden für die Prognose der Strompreise genutzt:

$$\hat{p}_t^{ID,ZK} = \bar{p}_t^{ID}. \quad (6.22)$$

Abbildung 6.11 zeigt den wöchentlichen Verlauf der über die jeweiligen Viertelstunden der Woche gemittelten Strompreise \bar{p}_t^{ID} im kontinuierlichen Intradayhandel. Im Diagramm lässt sich erkennen, dass die gemittelten Preise von Montag bis Freitag an den einzelnen

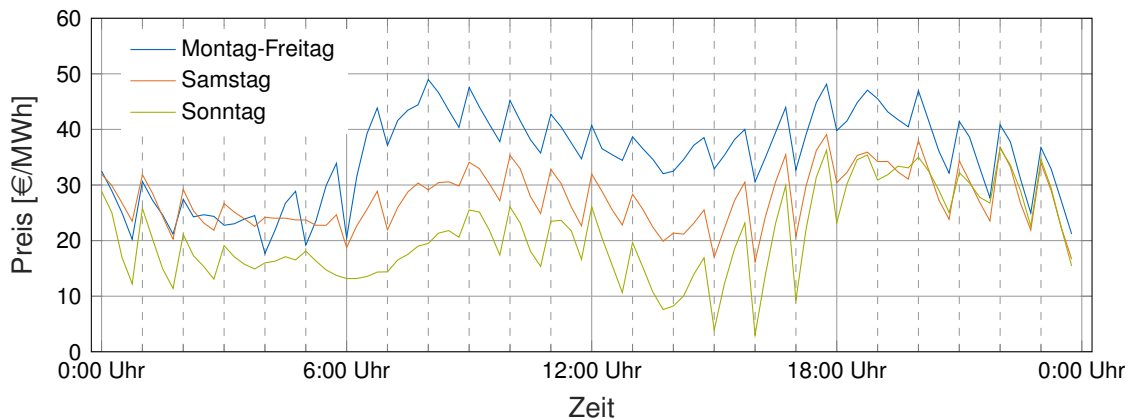


Abbildung 6.12: Typtage mit den gemittelten Viertelstunden-Intradaypreisen

Tagen einen nahezu identischen Verlauf zeigen. Der Verlauf an Samstagen und Sonntagen weicht jedoch hiervon ab. Daher können die Verläufe von Montag bis Freitag in einem Typtag zusammengefasst werden. Samstags und Sonntags müssen aufgrund ihres abweichenden Verlaufs jedoch separat berücksichtigt werden.

Die Preisverläufe der einzelnen Typtage sind in Abbildung 6.12 zu sehen. Der grundsätzliche Verlauf ist an allen Tagen ähnlich und reflektiert prinzipiell den Verlauf der Stromnachfrage und des Day-Ahead-Preises. Nachts, wenn die Nachfrage gering ist, ist der Preis entsprechend niedrig. Tagsüber liegt das Preisniveau höher als in der Nacht mit Spitzen in den Morgen- und in den frühen Abendstunden. Auch im Verlauf der Woche zeigen sich Unterschiede im Preisniveau. Montags bis freitags liegt es mit einem Durchschnittspreis von 35 €/MWh am höchsten, samstags und sonntags mit einem Durchschnittspreis von 27,44 bzw. 20,81 €/MWh niedriger.

Auffällig ist der sägezahnförmige Verlauf mit innerhalb einer Stunde abwechselnd steigenden und fallenden Preisen. Hinsichtlich des Auftretens dieser lokalen Extrema lässt sich der Tag in vier Bereiche einteilen. Zwischen 4 und 7 Uhr morgens und zwischen 15 und 18 Uhr nachmittags liegen die Maxima in den Viertelstunden vor und die Minima in den Viertelstunden nach dem Stundenwechsel. Zwischen 8 und 13 Uhr sowie nachts zwischen 20 und 3 Uhr ist es genau umgekehrt: Die Minima liegen in den Viertelstunden vor, die Maxima in den Viertelstunden nach dem Stundenwechsel.

Die Hauptaufgabe des Intraday-Marktes ist es, nach der Day-Ahead-Auktion auftretende Prognoseabweichungen bezüglich der Last und der wetterabhängig einspeisenden EE auszugleichen und dadurch Bilanzkreisabweichungen zu verringern. Diese Prognoseabweichungen werden einen Einfluss auf das Preissignal im Intradaymarkt haben, es ist jedoch nicht davon auszugehen, dass sie zu einem gemittelten Tagesverlauf wie in Abbildung 6.12 führen. Im Tagesverlauf der PRL-Bereitstellung (Abbildung 6.5) sind zyklisch auftretende Über- und Unterspeisungen des Stromnetzes erkennbar, die aus der Wechselwirkung der Stunden- und Blockkontrakte mit dem kontinuierlichen Gradienten der Stromnachfrage resultieren. Es liegt die Vermutung nahe, dass der kontinuierliche Intradayhandel auch dazu genutzt wird, diese Über- und Unterspeisungen auszugleichen, was wiederum zum in Abbildung 6.12 sichtbaren sägezahnförmigen Verlauf führt.

6.4.2 Prognose mit dem ARX-Modell

Als zweites Prognosemodell wird ein von Maciejowska et al. [106] entwickeltes autoregressives Modell mit exogenen Variablen (ARX-Modell) eingesetzt. Dabei wird ein Modell durch lineare Regression (Gleichungen 5.17 bis 5.21) an die Stichprobendaten angepasst. Das Ergebnis hat die Form von Gleichung 5.34. Wie auch das Modell in 6.4.1 prognostiziert das ARX-Modell den Intraday-Strompreis p^{ID} für eine Viertelstunde t an einem Tag d :

$$\hat{p}_{t,d}^{ID,ARX} = \alpha + \beta_d^{Tag} D_d + \beta_t^{VS} Q_t + \sum_{i=1}^b \beta_i^{exog} x_{i,t,d}^{exog} + \sum_{i \in \mathcal{L}} \phi_i P_{t,d-i}^{ID} + \beta^{DA} p_{t,d-1}^{DA} + \epsilon_{t,d} \quad (6.23)$$

Dabei ist $\alpha \in \mathbb{R}$ das Absolutglied, D_d eine kategorische Variable, die den Wochentag enthält (unterschieden wird wie oben in drei Typtage: Montag bis Freitag, Samstag und Sonntag und Feiertage) und Q_t eine kategorische Variable, die die jeweilige Viertelstunde des Tages bezeichnet. β_d^{Tag} und β_t^{VS} sind die zugehörigen Regressionsparameter. Der Term $\sum_{i=1}^b \beta_i^{exog} x_{i,t,d}^{exog}$ enthält die exogenen Variablen $x_{i,t,d}^{exog}$ und ihre Regressionsparameter β_i^{exog} . In diesem Fall werden als exogene Variablen die Vortagesprognose der Last und die Vortagesprognose der Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen berücksichtigt, jeweils mit einem Koeffizienten β_i^{exog} . Der Term $\sum_{i \in \mathcal{L}} \phi_i P_{t,d-i}^{ID}$ bildet die autoregressive Komponente der Zeitreihe ab (siehe Gleichung 5.32). Dabei werden die Preise in der jeweiligen Viertelstunde vor zwei und vor sieben Tagen berücksichtigt, d. h. $\mathcal{L} = \{2,7\}$. Da die Intraday-Strompreise des Vortages zum Zeitpunkt der Prognose noch nicht vollständig vorliegen, wird stattdessen auf den Day-Ahead-Strompreis $p_{t,d-1}^{DA}$ mit dem zugehörigen Parameter β^{DA} zurückgegriffen. $\epsilon_{t,d}$ steht für ein weißes Rauschen.

Mit diesem Regressionsmodell wird ein Bestimmtheitsmaß $B = 0,658$ erreicht. Die exogenen Variablen werden aus dem Modell von Maciejowska et al. übernommen. Es liegt nahe, zusätzlich zur Last- und Windstromprognose auch die Prognose der Stromeinspeisung aus Photovoltaikanlagen zu betrachten. Es stellt sich jedoch heraus, dass die zusätzliche Berücksichtigung dieser Prognosewerte in der Regression das Bestimmtheitsmaß nur in sehr geringem Maße (auf 0,659) verbessern würde. Auch die Lags \mathcal{L} , die bei der Modellierung der autoregressiven Komponente Berücksichtigung finden, werden aus [106] übernommen. Regressionsrechnungen mit anderen Lags zeigen keine Erhöhung des Bestimmtheitsmaßes. Abbildung 6.13 zeigt den Verlauf der realen volumengewichteten Mittelwerte der Strompreise im kontinuierlichen Intradayhandel für das Jahr 2016 und die mit dem ARX-Modell berechneten Werte für denselben Zeitraum.

Sowohl das ARX-Modell als auch das ZK-Prognosemodell liefern einen Schätzer für den Strompreis im kontinuierlichen Intradayhandel auf der Basis von am Vortag verfügbaren Informationen. Der Hauptunterschied besteht darin, dass die Prognose des ARX-Modells kurzfristig verfügbare Informationen nutzt und sich auf einen bestimmten Tag bezieht, während das ZK-Modell nur Informationen aus der Zeitreihe nutzt und eine allgemeingültige Aussage für drei unterschiedliche Typtage liefert. Ein detaillierterer Vergleich der beiden Modelle erfolgt in Abschnitt 7.5.

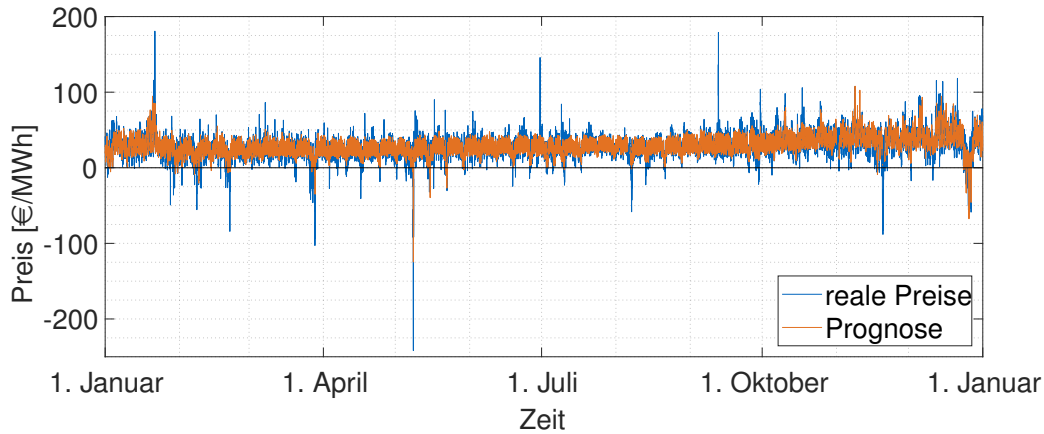


Abbildung 6.13: Reale Werte (blau) und Prognosewerte (orange) der volumengewichteten Mittelwerte der Strompreise im kontinuierlichen Intradayhandel 2016

6.5 Belohnungsfunktion und Alterungsmodell

Die Belohnungsfunktion $R_t(s_t, a_t, s_{t+1})$ ist ein zentrales Element des MDP und ermöglicht die Bewertung von Zuständen und Aktionen und dadurch letztendlich die Bestimmung des Nutzens einer Strategie. Mithilfe der Belohnungsfunktion werden die Kosten und Erlöse, die durch den Betrieb des Batteriesystems entstehen, in das Optimierungsmodell integriert. Dabei werden die Kosten für Ausgleichsenergie R_t^{ID} , die über den Intradaymarkt beschafft wird, und die Kosten für die Alterung des Batteriesystems $R_t^{Alterung}$. Zur Steuerung des Prozesses wird außerdem die Verletzung der Grenzen des Arbeitsbereichs mit einem Strafkostenterm R_t^{AB} belegt. Die Belohnungsfunktion setzt sich also additiv aus drei Komponenten zusammen:

$$R_t(s_t, a_t, s_{t+1}) = R_t^{ID} + R_t^{AB} + R_t^{Alterung} \quad (6.24)$$

Die Kosten für die Ausgleichsenergie ergeben sich aus der Menge der Ausgleichsenergie, die durch ein Fahrplangeschäft bezogen wird, also der Aktion a_t , und dem prognostizierten Preis im Intradayhandel \hat{p}_t^{ID} :

$$R_t^{ID}(a_t) = a_t \hat{p}_t^{ID} \quad (6.25)$$

Der Arbeitsbereich S^{AB} des Batteriesystems ist eine Teilmenge der Menge aller möglichen Zustände: $S^{AB} \subset S$. Dieser Arbeitsbereich ist in den gültigen regulatorischen Rahmenbedingungen durch die ÜNB in Form einer oberen und einer unteren SoC-Grenze festgelegt (Gleichungen 3.5 und 3.6), kann aber grundsätzlich für jede Modellrechnung frei gewählt werden. Um im Modell einen Anreiz zum Einhalten des Arbeitsbereichs zu hinterlegen, wird eine Verletzung der Grenzen des Arbeitsbereichs im Folgezustand s_{t+1} mit Strafkosten $k_{pen} \in \mathbb{R}$ belegt, d. h.

$$R_t^{AB}(s_{t+1}) = \begin{cases} 0, & s_{t+1} \in S^{AB} \\ k_{pen}, & s_{t+1} \notin S^{AB} \end{cases} \quad (6.26)$$

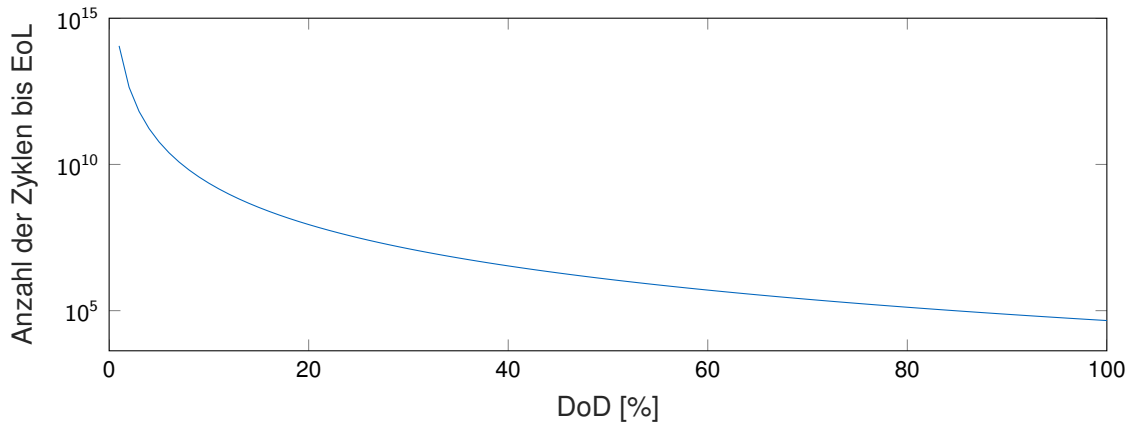


Abbildung 6.14: Wöhlerkurve der Batteriealterung für eine NCA-Zelle [107]

Die Höhe der Strafkosten ist ebenfalls frei wählbar. Die Auswirkungen unterschiedlicher Strafkosten auf die Modellergebnisse werden in Kapitel 7.7 untersucht.

Der dritte Summand der Belohnungsfunktion (Gleichung 6.24) bildet die Alterung des Batteriesystems (siehe Kapitel 2.3) ab. Die Alterung spielt bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit eines Batteriesystems eine wesentliche Rolle, da sie einen direkten Einfluss auf die Lebensdauer des Systems hat. Als Alterungsmodell wird in dieser Arbeit das von Magnor entwickelte Modell [107] genutzt, welches eine Abbildung der Kapazitätsabnahme des Batteriesystems durch kalendarische und zyklische Alterung in einem stationären Anwendungsfeld erlaubt. Die Messwerte, an die das Modell angepasst wurde, stammen aus Messungen einer NCA-Zelle (Saft VL45E). Der eigentlich komplexe Prozess der Alterung wird in diesem Ansatz vereinfachend in einer sog. Wöhlerkurve abgebildet, die ihren Ursprung in den Werkstoffwissenschaften hat. Als Wöhlerkurve wird die Auftragung der Maximalspannung bis zum Bruch des Werkstoffs als Funktion der Zyklenzahl bis zum Bruch des Werkstoffs bezeichnet [50]. Die Wöhlerkurve der Batteriealterung funktioniert analog, jedoch mit umgekehrter Zuordnung der Achsen: Die erreichbare Zyklenzahl bis zum Lebensende $n_{cyc,EoL}$ der Batterie wird über der Belastung aufgetragen, die hier durch die Entladetiefe (den DoD) repräsentiert wird. Abbildung 6.14 zeigt die in diesem Modell verwendete Wöhlerkurve. Bei dieser Beschreibung der Batteriealterung ist die Wöhlerkurve also die Bezeichnung für den funktionalen Zusammenhang

$$n_{cyc,EoL} = f(\text{DoD}). \quad (6.27)$$

Wird von einem Lebensende des Batteriesystems bei 80 % der Kapazität bei Inbetriebnahme (C_N) ausgegangen, bedeutet dies, dass ein Fünftel der Ausgangskapazität degradieren darf, bis das EoL erreicht ist. Dieses Fünftel der Ausgangskapazität entspricht also der Anzahl der Zyklen mit einem bestimmten DoD, multipliziert mit der Kapazitätsabnahme pro Zyklus ΔC_{cyc} , die durch diesen Zyklus verursacht wird:

$$n_{cyc,EoL}(\text{DoD}) \cdot \Delta C_{cyc} = \frac{1}{5} \cdot C_N. \quad (6.28)$$

Durch Umformung dieser Gleichung lässt sich die Kapazitätsabnahme pro Zyklus als Funktion des DoD darstellen:

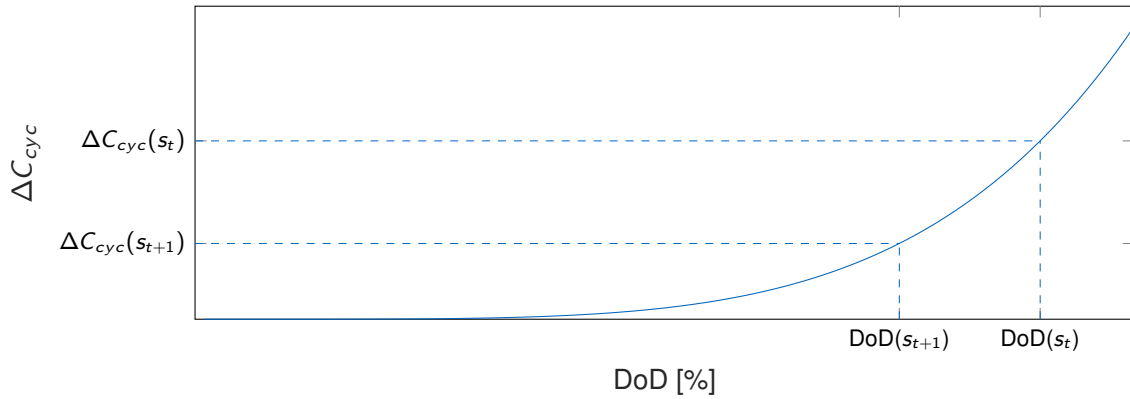


Abbildung 6.15: Modifizierte Wöhlerkurve der Batteriealterung

$$\Delta C_{cyc}(\text{DoD}) = \frac{C_N}{5 \cdot n_{cyc, EoL}(\text{DoD})}. \quad (6.29)$$

Diese modifizierte Wöhlerkurve ist in Abbildung 6.15 zu sehen. Über den Zusammenhang

$$\text{DoD} = \left(1 - \frac{s}{C_{Bat}}\right) \cdot 100\% \quad (6.30)$$

können die Zustände s nun einem DoD zugeordnet werden. Dieser Zusammenhang setzt voraus, dass es sich bei diesem Zyklus um einen Vollzyklus handelt, der vorhergehende Zustand also eine vollgeladene Batterie war und die Batterie im folgenden Halbzyklus wieder voll geladen wird. Fast alle Zyklen, die das Batteriesystem bei der Bereitstellung von PRL durchläuft, sind jedoch Teilzyklen, die bei zum Zeitpunkt t bei einem $\text{DoD}(s_t)$ beginnen und im folgenden Zeitpunkt $t + 1$ bei einem $\text{DoD}(s_{t+1})$ enden. Um die Alterungseffekte solcher Teilzyklen abzubilden, wird die Differenz zwischen der Kapazitätsabnahme $\Delta C_{cyc}(s_t)$, die dem $\text{DoD}(s_t)$ zugeordnet wird, und der Kapazitätsabnahme $\Delta C_{cyc}(s_{t+1})$, die dem $\text{DoD}(s_{t+1})$ zugeordnet wird, gebildet:

$$\Delta C_{cyc}(s_t, s_{t+1}) = \Delta C_{cyc}(s_{t+1}) - \Delta C_{cyc}(s_t). \quad (6.31)$$

Dadurch kann dem Teilzyklus, der durch den Übergang $\{s_t, s_{t+1}\}$ verursacht wird, eine Kapazitätsabnahme $\Delta C_{cyc}(s_t, s_{t+1})$ zugeordnet werden (siehe Abbildung 6.15). Die Kapazitätsabnahme wird nur den Entladeteilzyklen zugeordnet, bezieht sich aber unter der Annahme, dass zu jedem Entladeteilzyklus ein entsprechender Ladeteilzyklus existiert, auf den gesamten Teilzyklus.

Um diesen Alterungseffekt kostenseitig zu bewerten, wird die durch einen Übergang verursachte Kapazitätsabnahme auf die Anfangsinvestition bezogen. Die grundlegende Annahme hierbei besteht darin, dass die Anfangsinvestition gleichmäßig auf das Fünftel der Anfangskapazität verteilt wird, das degradieren darf, bis das Lebensende des Batteriesystems erreicht ist. Das bedeutet, dass die Anfangsinvestition verloren ist, sobald ein Fünftel der Batteriekapazität abgebaut und somit ein SoH von null erreicht ist. Das Verhältnis der Kosten $R_t^{\text{Alterung}}(s_t, s_{t+1})$, die durch eine Zustandsänderung hervorgerufen werden, zur Anfangsinvestition I_0 entspricht

also dem Verhältnis der durch die Zustandsänderung hervorgerufene Kapazitätsabnahme $\Delta C_{cyc}(s_t, s_{t+1})$ zum nutzbaren Fünftel der Ausgangskapazität C_N .

$$\frac{R_t^{Alterung}(s_t, s_{t+1})}{I_0} = \frac{\Delta C_{cyc}(s_t, s_{t+1})}{\frac{1}{5} \cdot C_N} \quad (6.32)$$

Mit jeder Kapazitätsabnahme entstehen Kosten, die dem relativen Verlust der Anfangsinvestition entsprechen. Diese Kosten, und damit den dritten Summanden der Belohnungsfunktion, erhalten wir durch Umformen von Gleichung 6.32:

$$R_t^{Alterung}(s_t, s_{t+1}) = 5 \cdot \frac{\Delta C_{cyc}(s_t, s_{t+1})}{C_N} \cdot I_0. \quad (6.33)$$

Zwar sind diese Kosten nicht direkt von der Aktion a_t zur Ladestandskorrektur abhängig, indirekt aber sehr wohl, da der Übergang $\{s_t, s_{t+1}\}$, der durch die Übergangsgleichung 6.19 beschrieben wird, von der Aktion a_t abhängt.

6.6 Berechnung der optimalen Betriebsstrategie durch Wertiteration

Die optimale Betriebsstrategie π^* des Batteriespeichersystems wird durch die Wertiteration (Gleichungen 5.12 bis 5.15) berechnet. Dabei wird angenommen, dass der terminale Wert $v(s_T)$ gleich null ist. Um möglicherweise auftretende verzerrende Effekte am Ende des Optimierungszeitraums, die von dieser Annahme ausgehen könnten, zu vermeiden, wird der Optimierungszeitraum um die ersten zwei Stunden des Folgetags verlängert. Es wird also tatsächlich über einen Zeitraum von 104 Viertelstunden optimiert, für die Auswertung werden jedoch nur die ersten 96 davon betrachtet.

Beginnend mit dem vorletzten Entscheidungszeitpunkt, wird für jeden Entscheidungszeitpunkt t mit der Optimalitätsgleichung 5.12 die Wertfunktion $v^*(s_t)$ und mit Gleichung 5.14 das Argument $a^*(s_t)$ der Wertfunktion berechnet. Die Funktion $a^*(s_t)$ ordnet in einem Entscheidungszeitpunkt t jedem Zustand s_t eine optimale Aktion a^* zu. Dieses Vorgehen wird, rückwärts durch den Optimierungszeitraum \mathcal{T} fortschreitend, für jeden Entscheidungszeitpunkt t wiederholt, bis der Anfangszeitpunkt $t = 1$ erreicht ist. Der Algorithmus wird dementsprechend auch als Rückwärtsinduktion bezeichnet. Die optimale Betriebsstrategie π^* für das Batteriesystem ist die Folge aller optimalen Aktionen:

$$\pi^* = (a^*(s_1), a^*(s_2), \dots, a^*(s_{96})) \quad (6.34)$$

Diese gibt für jeden Entscheidungszeitpunkt t eine Entscheidungsregel d_t vor, die jedem Zustand $s_t \in \mathcal{S}$ eine optimale Aktion $a^*(s_t)$ zuweist.

6.7 Das Simulationsmodell

Um zu untersuchen, wie sich die Umsetzung der im Optimierungsmodell berechneten Strategien auf den Betrieb des Batteriespeichersystems auswirkt, wird ein zeitlich hochauflösendes Simulationsmodell entwickelt. Dieses Simulationsmodell bildet einerseits die Energieflüsse

zwischen dem Batteriesystem und dem Stromnetz ab, andererseits den daraus resultierenden Ladestand und die Kapazitätsabnahme durch Alterungseffekte. Zusätzlich werden die Kosten erfasst, die durch Fahrplangeschäfte im Intradayhandel entstehen. Das Simulationsmodell ermöglicht es somit, die Auswirkungen der Betriebsstrategien auf die Ladestände, das Alterungsverhalten des Batteriespeichersystems und die Kosten für Ausgleichsenergie zu analysieren. Insbesondere Verletzungen von Arbeitsbereichsgrenzen können hiermit erkannt werden. Die Auflösung des Simulationsmodells ist durch die zeitliche Auflösung der Zeitreihe der Netzfrequenz vorgegeben und beträgt eine Sekunde. Dementsprechend bezieht sich die Zeit t in diesem Abschnitt auf eine Sekunde und nicht, wie bisher, auf die Entscheidungszeitpunkte, die jeweils eine Viertelstunde auseinanderliegen.

Die elektrische Leistung P_{Bat} , die zwischen Batteriesystem und Stromnetz ausgetauscht wird, setzt sich aus drei Komponenten zusammen, die sich additiv überlagern. Dazu gehören die Regelleistung P_{Bat}^{PRL} , die Leistung für Lade- und Entladevorgänge zur Ladestandskorrektur durch Fahrplangeschäfte P_{Bat}^{FG} und die Leistung für den Eigenverbrauch des Batteriesystems P_{Bat}^{EV} .

$$P_{Bat}(t) = P_{Bat}^{PRL}(t) + P_{Bat}^{FG}(t) + P_{Bat}^{EV}(t). \quad (6.35)$$

Als Vorzeichenkonvention gilt weiterhin, dass Energieflüsse aus der Batterie ins Netz negativ, Energieflüsse aus dem Netz in die Batterie positiv in die Bilanzierung eingehen. Die Regelleistung P_{Bat}^{PRL} ergibt sich, wie in den Gleichungen 6.6 bis 6.10 beschrieben, aus der Netzfrequenz $f(t)$. P_{Bat}^{FG} bildet Lade- und Entladevorgänge zum Speichermanagement durch Fahrplangeschäfte im kontinuierlichen Intradayhandel ab. Diese Fahrplangeschäfte werden durch die Betriebsstrategien vorgegeben, die das Optimierungsmodell berechnet. Die Leistung folgt aus der für den jeweiligen Zeitraum vorgegebenen optimalen Aktion $a^*(s_t)$ und der Vertragslaufzeit für Fahrplangeschäfte im kontinuierlichen Intradayhandel Δt^{ID} :

$$P_{Bat}^{FG}(t) = \frac{a^*(s_t)}{\Delta t^{ID}}. \quad (6.36)$$

Im Betrieb benötigt das Batteriesystem zusätzliche Leistung zur Versorgung peripherer Anlagen wie beispielsweise Sensoren, Messgeräte, das BMS und die Klimatisierung (siehe Abschnitt 2.4). Wird diese Leistung aus dem Batteriesystem bezogen, geht sie als P_{Bat}^{EV} in Gleichung 6.35 ein.

Ist $P_{Bat}(t) > 0$, bedeutet das, dass die Batterie lädt und für die Bestimmung der im Batteriesystem gespeicherten Energie $\Delta E_{Bat}(t)$ der Ladewirkungsgrad η_{ch} berücksichtigt werden muss:

$$\Delta E_{Bat}(t) = \eta_{ch} \int_t^{t+1} P_{Bat}(t) dt. \quad (6.37)$$

Ist $P_{Bat}(t) < 0$, bedeutet das, dass die Batterie entladen wird und dementsprechend zur Bestimmung der entladenen Energiemenge der Entladewirkungsgrad η_{dis} berücksichtigt wird:

$$\Delta E_{Bat}(t) = \frac{1}{\eta_{dis}} \int_t^{t+1} P_{Bat}(t) dt. \quad (6.38)$$

Der Ladestand E_{Bat} des Batteriesystems wird durch die Bilanzierung des Energieaustausches mit dem Netz bestimmt:

$$E_{Bat}(t+1) = E_{Bat}(t) + \Delta E_{Bat}(t). \quad (6.39)$$

Durch Normierung auf die Batteriekapazität ergibt sich der SoC des Batteriesystems in Prozent:

$$\text{SoC}(t) = \frac{E_{Bat}(t)}{C_{Bat}} \cdot 100\%. \quad (6.40)$$

Ob ein Fahrplangeschäft stattfindet und welche Leistung $P_{Bat}^{FG}(t)$ gegebenenfalls ge- oder entladen wird, hängt von der Betriebsstrategie π^* ab, die vom Optimierungsmodell berechnet wurde. Diese Betriebsstrategie enthält die Entscheidungsregeln $d_t = a^*(s_t)$. In der Realität wird die Entscheidung, ob ein Fahrplangeschäft erforderlich ist, nicht genau zu dem Zeitpunkt getroffen, an der Lieferzeitraum beginnt, sondern mit einer marktabhängigen Vorlaufzeit $\Delta t_{Vorlauf}$. Im kontinuierlichen Intradayhandel beträgt diese Vorlaufzeit für Fahrplangeschäfte innerhalb einer Regelzone fünf Minuten.

$$t_E = t - \Delta t_{Vorlauf} \quad (6.41)$$

Im realen Entscheidungszeitpunkt t_E wird geprüft, welchem Zustand s des Optimierungsmodells der Ladestand $E_{Bat}(t)$ des Batteriesystems entspricht. Aus der optimalen Betriebsstrategie π^* liest das Simulationsmodell die erforderliche Aktion $a^*(s_t)$, die im nächsten Zeitraum, in dem die physikalische Erfüllung des Fahrplangeschäfts möglich ist (d. h. in der folgenden Stufe des Optimierungsmodells), durchgeführt wird. Die Leistung P_{Bat}^{FG} ergibt sich aus der Energie, die im Rahmen der Aktion $a^*(s_t)$ in die Batterie geladen oder aus der Batterie entladen wird, und der Laufzeit Δt_{FG} des Fahrplangeschäfts:

$$P_{Bat}^{FG}(t) = \frac{a^*(s_t)}{\Delta t_{FG}}. \quad (6.42)$$

Die für das Fahrplangeschäft entstehenden Kosten werden aus der bezogenen bzw. verkauften Energiemenge $a^*(s_t)$ und dem Strompreis im Intradayhandel p_t^{ID} in der jeweiligen Viertelstunde bestimmt. Dabei wird vom gewichteten Mittel der Preise ausgegangen. Die Kosten ergeben sich zu

$$k_t^{FG}(t) = a^*(s_t) \cdot p_t^{ID}. \quad (6.43)$$

Vor dem Start einer Simulationsrechnung muss der SoC am Beginn des Simulationszeitraums festgelegt werden. Der Basiszeitraum der Simulation ist ein Tag, es können jedoch beliebig viele Tage in Folge simuliert werden. Dabei kann entweder ein einheitlicher Anfangs-SoC für jeden Tag festgelegt werden oder der SoC am Ende des Vortags wird als Anfangs-SoC an den folgenden Tag übergeben. Die Ergebnisse des Simulationsmodells umfassen Zeitreihen der Nettoleistung des Batteriesystems $P_{Bat}(t)$, der bereitgestellten Regelleistung $P_{Bat}^{PRL}(t)$, der Leistung $P_{Bat}^{FG}(t)$, die im Rahmen von Fahrplangeschäften ge- oder entladen wird, des Ladestands $E_{Bat}(t)$, des Zustands s_t (im Zustandsraummodell) und der Kosten und Erlöse $k_{FG}(t)$ für Ausgleichsenergie am Intradaymarkt.

Mithilfe des Alterungsmodells (siehe Abschnitt 6.5) lässt sich die Alterung des Batteriesystems auf Basis der Simulationsergebnisse abschätzen. Dazu werden in der Zeitreihe des Batterieladestands die Lade- und Entladezyklen mit ihrem jeweiligen DoD gezählt. Den Zyklen wird über die Wöhlerkurve (Abbildung 6.15) die durch sie verursachte Kapazitätsabnahme zugeordnet. Schließlich werden zur Bestimmung der Gesamtalterung ΔC_{gesamt} im Simulationszeitraum die Einzelbeiträge aller Zyklen addiert:

$$\Delta C_{gesamt} = \sum_{i=1}^{N_{cyc}} \Delta C_{cyc}(\text{DoD}). \quad (6.44)$$

Kapitel 7

Modellergebnisse und Diskussion

In diesem Kapitel werden ausgewählte Ergebnisse des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Optimierungs- und dem Simulationsmodells vorgestellt. Dabei wird zunächst die Ergebnisse des Optimierungs- und des Simulationsmodells für ein Batteriespeichersystem mit einer Kapazität von 1 MWh und 1 MW angebotener PRL für unterschiedliche Annahmen hinsichtlich der Verteilungsfunktion für die PRL-Energiemengen vorgestellt. Die Vorgaben der ÜNB werden in diesem Szenario nicht berücksichtigt. Anschließend werden die Auswirkungen der ÜNB-Vorgaben auf die Betriebsstrategien untersucht. In Abschnitt 7.4 werden zwei Tage mit auffälligem Verlauf der Netzfrequenz betrachtet und die Reaktion des Batteriespeichersystems auf solche Verläufe untersucht. Abschnitt 7.5 zeigt und diskutiert den Einfluss der Strompreisprognose auf die Betriebsstrategien. In den folgenden beiden Abschnitten werden Sensitivitäten des Optimierungsmodells hinsichtlich des Einflusses der Systemkosten, der Batteriealterung und des Strafkostenterms zur Steuerung des Ladestands untersucht. In Abschnitt 7.9 wird mithilfe der dynamischen Investitionsrechnung die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichersystems untersucht.

Dazu werden zunächst Parameter definiert, die als Basisszenario für die Untersuchungen dienen. Diese Annahmen gelten für alle vorgestellten Ergebnisse. Weicht ein Parameter für eine Rechnung ab, wird dies in der Beschreibung der Ergebnisse explizit erwähnt. Tabelle 7.1 gibt eine Übersicht über die Annahmen des Basisszenarios.

Die Nennleistung des Batteriesystems muss stets größer als die angebotene (und damit maximal bezuschlagbare) PRL sein, damit das Batteriesystem die gesamte bezuschlagte PRL bereitstellen und gleichzeitig durch ein Fahrplangeschäft Ausgleichsenergie beziehen kann. Im Basisszenario wird von 1 MW bezuschlagter PRL und einer Nennleistung von 2 MW ausgegangen. Das bedeutet, dass das Batteriespeichersystem zusätzlich zur maximal möglichen PRL-Bereitstellung mit 1 MW Ausgleichsenergie laden oder entladen kann. Bei den Optimierungsrechnungen wird davon ausgegangen, dass es hinsichtlich des Nutzens keine Zeitpräferenz gibt, für den Diskontierungsfaktor gilt dementsprechend $\gamma = 1$. Es wird angenommen, dass der Eigenverbrauch des Batteriespeichersystems nicht aus dem Speicher, sondern über eine separate Stromversorgung gedeckt wird.

Das ZK-Modell verfügt gegenüber dem ARX-Modell in der Modellierung über einen Vorteil: Es bezieht sich nicht auf einen spezifischen Tag, sondern ist jeweils für alle Tage gültig, die in die Kategorie des jeweiligen Typtages fallen, d. h. alle Wochentage, alle Samstage und alle Sonn- und Feiertage. Folglich gibt es eine Strategie für jeden dieser Typtage, was einerseits die

Tabelle 7.1: Annahmen im Basisszenario

Parameter	angenommener Wert
Batteriekapazität C_{Bat}	1 MWh
Nennleistung des Batteriesystems P_{Bat}^{nom}	2 MW
Bezuschlagte PRL P_{max}^{PRL}	1 MW
Ladewirkungsgrad η_{ch}	0,9
Entladewirkungsgrad η_{dis}	0,9
Diskontierungsfaktor γ	1
Eigenverbrauch aus Speicher $P_{Bat}^{EV}(t)$	0
Basisjahre der Netzfrequenz	2016, 2017
Basisjahre des Intraday-Stromhandels	2016, 2017
Modell zur Strompreisprognose	ZK-Modell
Kapazitätsspezifische Systemkosten	300 €/kWh
Leistungsspezifische Systemkosten	100 €/kW
Strafkosten bei Verletzung der Grenzen des Arbeitsbereichs k_{pen}	50 000 €
Berücksichtigung der ÜNB-Vorgaben	nein

Rechenzeit stark reduziert und andererseits die Vergleichbarkeit der Optimierungsergebnisse gewährleistet. Daher wird im Basisszenario mit dem ZK-Modell gerechnet. Die Vorgaben der ÜNB zu Speicherverhältnissen werden im Basisszenario nicht berücksichtigt. Ihre Auswirkungen werden in Abschnitt 7.3 untersucht. Bei den Systemkosten wird in Anlehnung an [70] eine additive Überlagerung der kapazitäts- und leistungsspezifischen Systemkosten angenommen:

$$c_{Sys} = c_{Sys,Kap}(C_N) + c_{Sys,Leist}(P_{Bat,N}). \quad (7.1)$$

Die kapazitätsspezifischen Systemkosten $c_{Sys,Kap}$ beinhalten alle kapazitätsabhängigen Kosten, unter anderem jene für die Batteriezellen, und sind damit insbesondere vom Zellpreis abhängig. Die leistungsspezifischen Systemkosten $c_{Sys,Leist}$ beinhalten alle von der Nennleistung $P_{Bat,N}$ des Batteriesystems abhängigen Kosten, also beispielsweise Kosten für Umrichter, Transformatoren und sonstige Leistungselektronik.

7.1 Ergebnisse des Optimierungsmodells für das Basisszenario

Zuerst wird der Einfluss der Abbildung der Unsicherheit bei der PRL-Bereitstellung auf die Ergebnisse des Optimierungsmodells und den Betrieb des Batteriespeichersystems untersucht. Die Abbildung der Unsicherheit findet über das weiße Rauschen ϵ_t in Gleichung 6.20 Eingang in das Modell. Hier können unterschiedliche Verteilungsfunktionen für die durch PRL-Bereitstellung ausgetauschten Energiemengen angenommen werden. Es gelten die An-

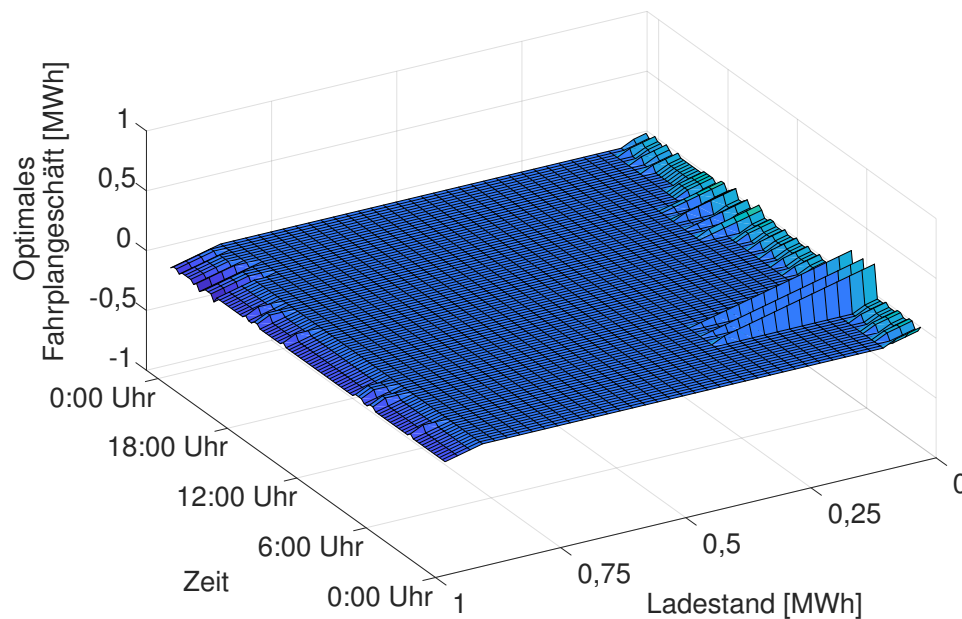


Abbildung 7.1: Ergebnisse der Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL unter Annahme einer Normalverteilung für die PRL-Energiemengen

nahmen des Basisszenarios (Tabelle 7.1). Anhand dieses Szenarios wird untersucht, wie sich die Annahme einer Verteilungsfunktion für die durch die PRL-Bereitstellung hervorgerufenen Energieflüsse auf das Ergebnis der Optimierung auswirkt. Zu den untersuchten Verteilungsfunktionen gehören die drei in Abschnitt 6.3 vorgestellten Verteilungen: die Normalverteilung, die t-Verteilung und die α -stabile Verteilung (siehe Tabelle 6.2).

Abbildung 7.1 zeigt die Ergebnisse des Optimierungsmodells für das Basisszenario unter Annahme einer Normalverteilung für die durch PRL-Bereitstellung ausgetauschten Energiemengen. Dargestellt ist die optimale Aktion $a^*(s_t)$ in Abhängigkeit von der Viertelstunde des Tages und dem Zustand s_t in der jeweiligen Viertelstunde, die letztlich der Energiemenge eines Fahrplangeschäfts im kontinuierlichen Intradayhandel entspricht. Auffällig ist, dass für die meisten Ladestände kein Fahrplangeschäft zur Korrektur vorgesehen ist. Die Breite des Bereichs ohne Lade- und Entladevorgänge liegt tageszeitabhängig zwischen 0,525 MWh und 0,825 MWh. Entladevorgänge, die ein Volllaufen des Speichers verhindern sollen, unternimmt das System in den meisten Viertelstunden des Tages ab einem Ladestand $>0,925$ MWh, in einigen Viertelstunden bei Ladeständen $>0,9$ MWh oder $>0,95$ MWh. Zu zwei Zeitpunkten, um 20 und um 21:15 Uhr, werden Entladevorgänge bereits ab einem etwas geringeren Ladestand von 0,875 MWh durchgeführt. Ladevorgänge finden bei Ladeständen $<0,1$ MWh bzw. $<0,075$ MWh statt. In einigen Fällen wird schon bei höheren Ladeständen ($<0,15$ MWh) Ausgleichsenergie geladen, selten bei niedrigeren (0,05 MWh). Vier Viertelstunden fallen auf, da ein Ladevorgang in diesen Viertelstunden bereits bei deutlich höherem Ladestand stattfindet. Dabei handelt es sich um die Zeitpunkte 4, 5, 6 und 6:15 Uhr. Hier liegt der Ladestand, ab dem

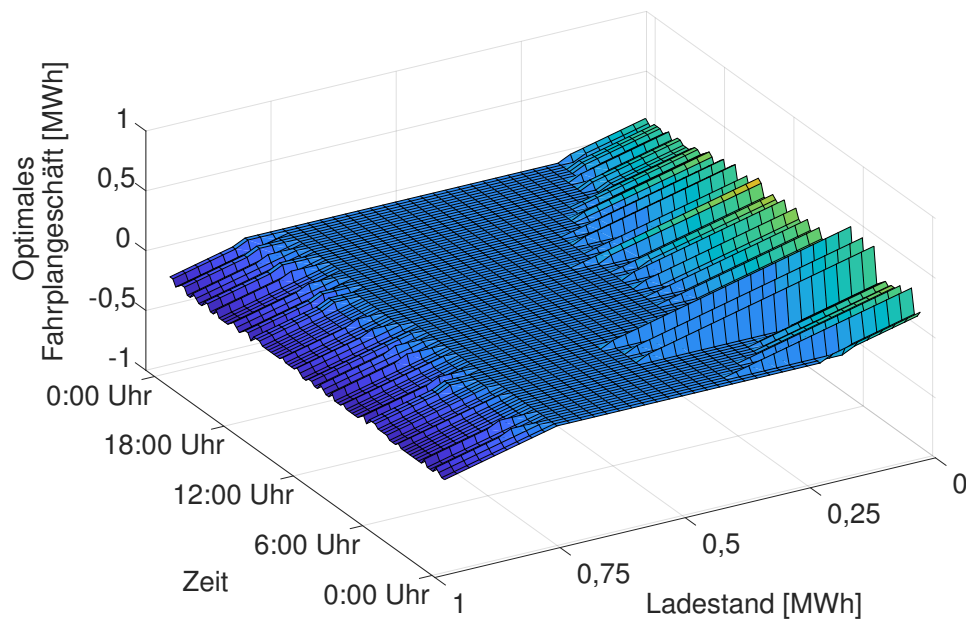


Abbildung 7.2: Ergebnisse der Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL unter Annahme einer t-Verteilung für die PRL-Energiemengen

Ausgleichsenergie bezogen wird, zwischen 0,225 und 0,35 MWh. Eine mögliche Erklärung hierfür liegt im Verlauf der Strompreisprognose (vgl. Abbildung 7.4).

In Abbildung 7.2 ist das Ergebnis des Optimierungsmodells im Basisszenario unter Annahme einer t-Verteilung für PRL-Energiemengen zu sehen. Die grundlegende Struktur der Lösungsfunktion $a^*(s_t)$ ist dieselbe wie unter Annahme einer Normalverteilung. Bei Ladeständen in der Nähe eines SoC von 0 % werden Ladevorgänge zur Erhöhung des Ladestands durchgeführt. Bei Ladeständen in der Nähe eines SoC von 100 % werden Entladevorgänge zur Verringerung des Ladestands durchgeführt. Zwischen diesen Randbereichen mit Lade- und Entladevorgängen liegt ein relativ breiter Bereich ohne Maßnahmen zur Ladestandskorrektur. Der Hauptunterschied zur Annahme einer Normalverteilung liegt darin, dass deutlich früher, das heißt in diesem Zusammenhang weiter entfernt vom SoC 0 % und vom SoC 100 %, Maßnahmen zur Ladestandskorrektur ergriffen werden. Der Bereich ohne Maßnahmen ist also deutlich kleiner als bei Annahme einer Normalverteilung. Die Breite dieses Bereichs liegt zwischen 0,25 MWh und 0,6 MWh. Die Entladevorgänge beginnen zwischen 0,775 und 0,825 MWh. Die Energiemenge, die bei diesen Ladestandskorrekturen entladen wird, steigt mit zunehmendem Ladestand linear an. Die Ladevorgänge beginnen zwischen 0,15 und 0,375 MWh. Die Energiemenge, die hierbei geladen wird, steigt mit sinkendem Ladestand linear an. Auffällig sind wieder die vier Zeitpunkte 4, 5, 6 und 6:15 Uhr. Hier erfolgen Ladevorgänge bereits ab einem Ladestand von 0,5 MWh, also einem SoC von 50 %.

Das Ergebnis des Optimierungsmodells unter Annahme einer α -stabilen Verteilung wird in Abbildung 7.3 gezeigt. Auch in diesem Fall ist die grundlegende Struktur der Lösung $a^*(s_t)$ dieselbe wie die der Lösungen unter Annahme einer Normal- oder t-Verteilung. Ab einem

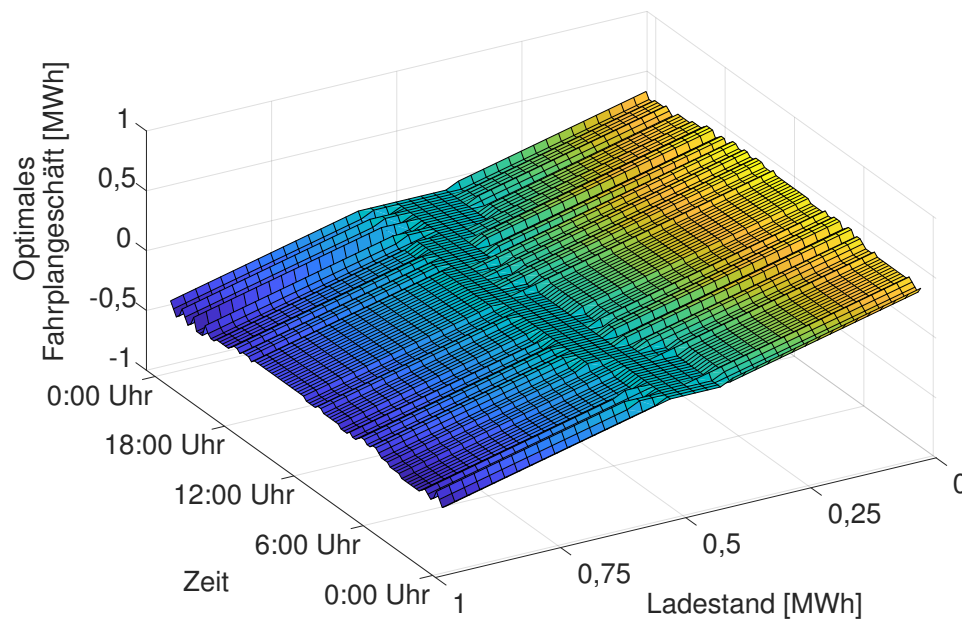


Abbildung 7.3: Ergebnisse der Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL unter Annahme einer α -stabilen Verteilung für die PRL-Energiemengen

bestimmten von der Zeit abhängigen Mindest- oder Höchstladestand werden Maßnahmen zur Ladestandskorrektur ergriffen. Unterhalb des Mindestladestands mit die zur Korrektur geladene Energiemenge mit abnehmendem Ladestand linear zu, oberhalb des Höchstladestands nimmt die entladene Energiemenge mit steigendem Ladestand linear zu. Dazwischen liegt ein Bereich ohne Maßnahmen zur Ladestandskorrektur. Die Breite dieses Streifens variiert in Abhängigkeit von der Zeit zwischen 0,075 und 0,2 MWh, ist also deutlich schmaler als bei Annahme einer Normal- oder t-Verteilung.

Alle drei Lösungen zeigen dieselbe grundsätzliche Struktur mit einem Bereich ohne Korrekturen bei mittleren Ladeständen und Korrekturmaßnahmen, deren Umfang linear zu den Rändern des SoC-Bereichs zunimmt. Die Lösungen unterscheiden sich aber sehr deutlich dahingehend, ab welchem Ladestand Korrekturmaßnahmen durchgeführt werden und dementsprechend auch, welche Energiemengen maximal in den Fahrplangeschäften ge- oder entladen werden. Der Bereich ohne Korrekturmaßnahmen ist bei angenommener Normalverteilung am größten, weniger groß bei Annahme einer t-Verteilung und am kleinsten bei Annahme einer α -stabilen Verteilung.

Um die Einflüsse zweier zentraler Parameter auf die optimalen Aktionen a_t^* , nämlich die der prognostizierten Intradaypreise p_t^{ID} und der Mittelwerte der durch PRL-Bereitstellung ausgetauschten Energiemengen, zu untersuchen, werden diese jeweils zusammen mit den optimalen Aktionen über den Verlauf des Tages in Viertelstundenaufösung aufgetragen (Abbildung 7.4). Die optimalen Aktionen werden dabei nur für den Zustand $s_t = 0,125$ MWh, also für einen SoC von 12,5 %, und die t-Verteilung dargestellt. Diese Wahl wurde getroffen, da unter diesen Annahmen die optimale Aktion eine größere Variation in Abhängigkeit von der Zeit

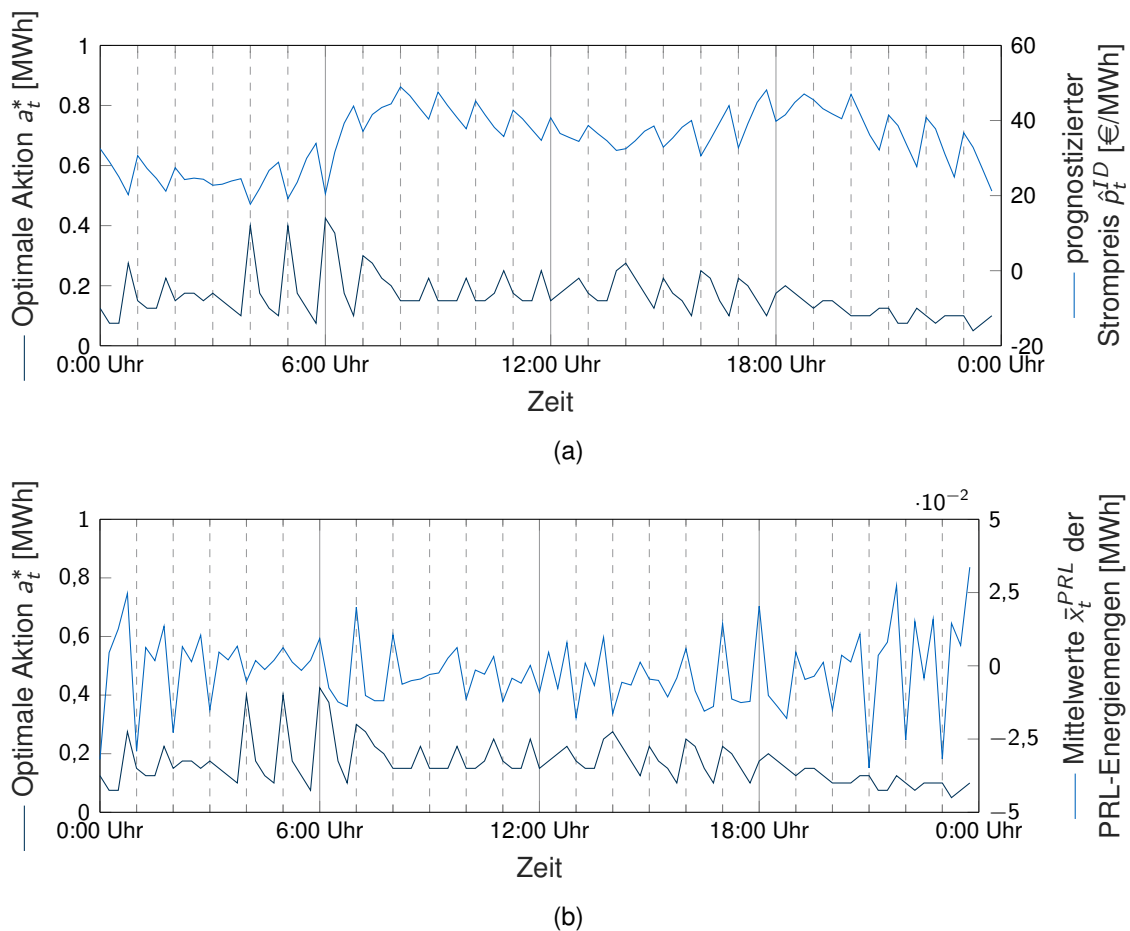
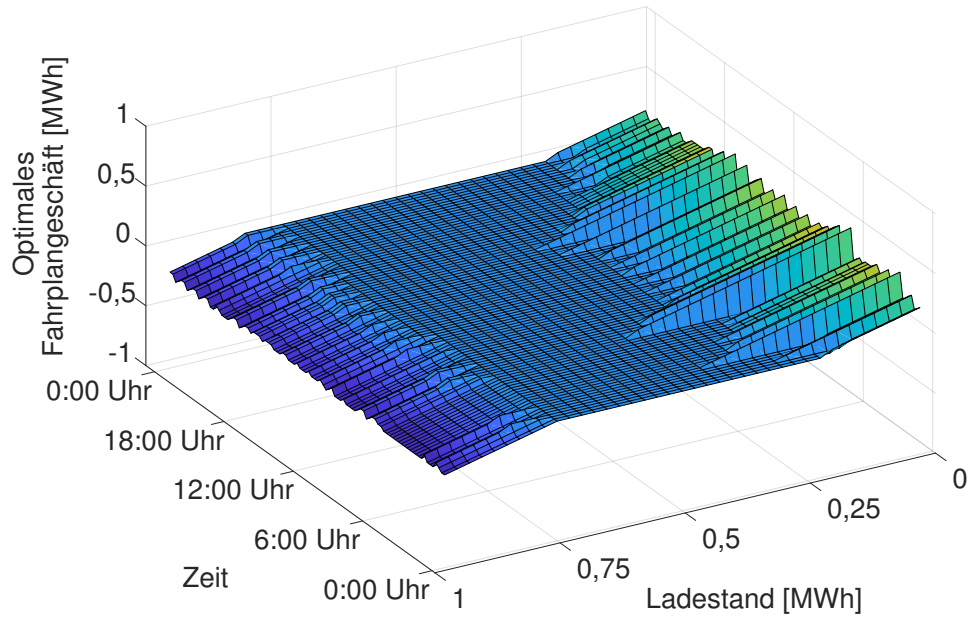


Abbildung 7.4: Optimale Aktionen a_t^* für ein Batteriesystem mit einer Kapazität von 1 MWh und einer bezuschlagten Leistung von 1 MW bei einem Ladestand von 0,125 MWh unter Annahme einer t-Verteilung für die Residuen der PRL-Energiemengen im Tagesverlauf, aufgetragen zusammen mit (a) den prognostizierten Intradaypreisen \hat{p}_t^D und (b) den Mittelwerten der durch PRL-Bereitstellung ausgetauschten Energiemengen

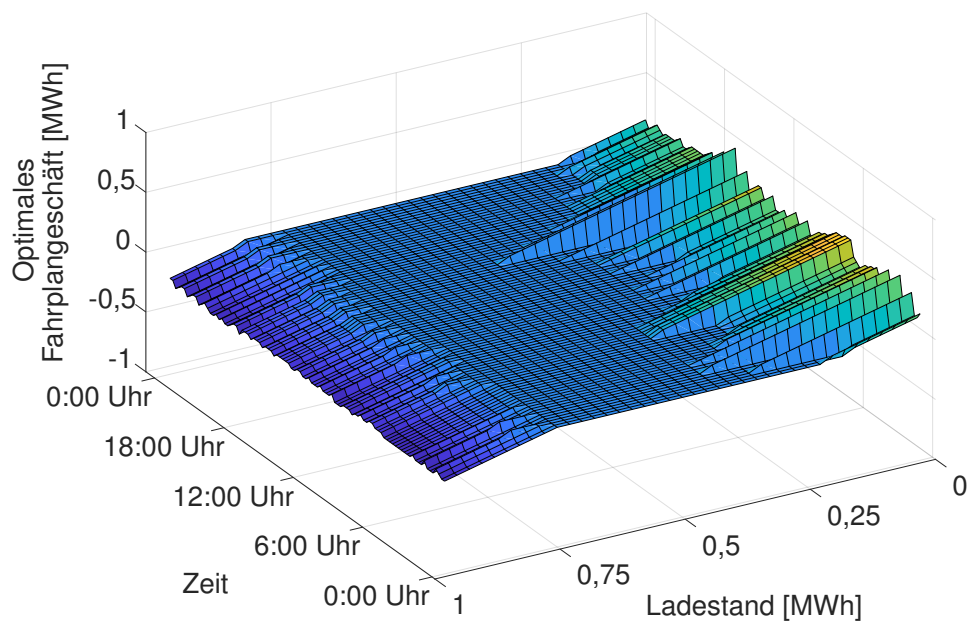
zeigt als für viele andere Zustände und die beiden anderen Verteilungen. Da der Ladestand in diesem Zustand relativ gering ist, wird zu jedem Zeitpunkt die Entscheidung getroffen, Ausgleichsenergie zuzukaufen, um den Ladestand zu erhöhen. In Abbildung 7.4(a) sind die optimalen Aktionen a_t^* und die Mittelwerte der Preise im kontinuierlichen Intradayhandel, die eine Modelleingangsgröße sind, abgebildet. Der Verlauf der optimalen Aktionen über die Zeit zeigt das gleiche Sägezahnmuster wie der Verlauf der Intradaypreise, jedoch in gespiegelter Form. Ist der Intradaypreis niedrig, wird vergleichsweise viel Ausgleichsenergie am Markt zugekauft. Ist der Intradaypreis hoch, wird vergleichsweise wenig Ausgleichsenergie zugekauft. Auffällig sind wieder die Spitzen um 4, 5 und 6 Uhr. Diese fallen mit dem niedrigsten sowie dem zweit- und viertniedrigsten Preis im Tagesverlauf zusammen. Der Korrelationskoeffizient r (Gleichung 5.16) der Merkmale optimale Aktion und Intradaypreis liegt bei $-0,24$. Es liegt also nahe, einen Einfluss der Intradaypreise auf die optimale Aktion zu vermuten. Abbildung 7.4(b) zeigt die optimalen Aktionen und die Mittelwerte der durch PRL-Bereitstellung ausgetauschten Energiemengen. Hier gibt es keinen offensichtlichen Zusammenhang. Auch der Korrelationsko-

effizient, der mit einem Wert von 0,04 nahe null liegt, deutet nicht auf einen Zusammenhang hin.

Die Analyse der Zeitreihe der Strompreise im kontinuierlichen Intradayhandel hat ergeben, dass Samstage sowie Sonn- und Feiertage jeweils einen anderen Preisverlauf als die übrigen Wochentage aufweisen (siehe Abbildung 6.12). Um diesen Unterschieden in der Modellierung Rechnung zu tragen, werden Optimierungsrechnungen mit den Erwartungswerten für die Strompreise an Samstagen und Sonntagen durchgeführt. Die Ergebnisse sind (exemplarisch für die Annahme einer t-Verteilung für die PRL-Energieaustauschmengen) in Abbildung 7.5 zu sehen. Diese Rechnungen resultieren in optimalen Betriebsstrategien, die sich von denen der übrigen Wochentage unterscheiden. Vergleicht man die Abbildung 7.2 mit den Abbildungen 7.5(a) und 7.5(b), wird ersichtlich, dass die Wahl des Wochentags im Bereich hoher Ladestände wenig Einfluss auf die Entscheidung für Fahrplangeschäfte hat. Bei niedrigen Ladeständen treten die Unterschiede deutlicher zutage. Zwar scheinen die Ladevorgänge nicht grundsätzlich bei höheren oder niedrigeren Ladeständen als an den anderen Prognosetagen zu beginnen, jedoch ändert sich die innertägliche Verteilung, wann bei höherem und wann bei niedrigerem Ladestand mit Maßnahmen zum Ladestandsmanagement begonnen wird.



(a) Samstag



(b) Sonntag

Abbildung 7.5: Ergebnisse des Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL mit Strompreisprognosen für (a) Samstage und (b) Sonntage

7.2 Ergebnisse des Simulationsmodells für das Basisszenario

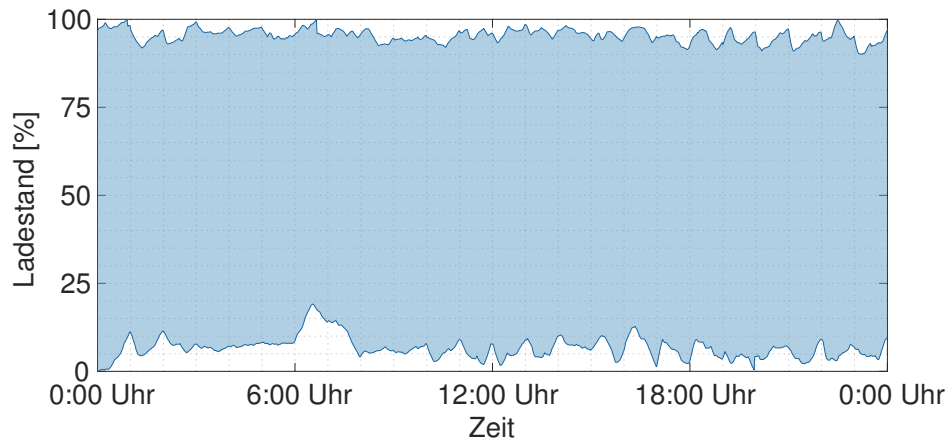
Wie sich die optimalen Betriebsstrategien auf den Betrieb eines Batteriespeichersystems auswirken, wird mithilfe des Simulationsmodells (siehe Abschnitt 6.7) untersucht. Die Darstellung der Simulationsergebnisse erfolgt in Diagrammen, die alle Tagesverläufe des SoC im simulierten Jahr, die sog. Ladestandstrajektorien, gleichzeitig abbilden. Die in einer Sekunde auftretenden Minimal- und Maximalwerte des SoC sind durch die dunkelblauen Kurven gekennzeichnet. Zwischen diesen beiden Kurven liegen alle Ladestandstrajektorien der einzelnen Tage des Jahres. Dieser Bereich ist hellblau schraffiert. Diese Darstellung erlaubt es, auf einen Blick zu erkennen, welcher SoC-Bereich bei Anwendung der jeweiligen Betriebsstrategie in Abhängigkeit von der Tageszeit genutzt wird.

Abbildung 7.6 zeigt die Ergebnisse des Simulationsmodells für ein Batteriespeichersystem unter Annahme des Basisszenarios an jedem Tag. Wie oben beschrieben ist darin der SoC-Bereich gekennzeichnet, in dem sich die Trajektorien des Ladestands der einzelnen Tage befinden. Abbildung 7.6(a) zeigt den genutzten SoC-Bereich unter Annahme einer Normalverteilung für die ausgetauschten Energiemengen. Die entsprechende Lösung des Optimierungsmodell ist in Abbildung 7.1 zu sehen. Es ist erkennbar, dass nahezu der gesamte SoC-Bereich genutzt wird. An einigen Zeitpunkten erreicht das Batteriespeichersystem einen Ladestand von 100 % und verliert damit seine Betriebsfähigkeit. Die Ergebnisse des Simulationsmodells unter Annahme einer t-Verteilung in der Optimierung sind in Abbildung 7.6(b) zu sehen. Der SoC-Bereich, der in diesem Fall genutzt wird, ist schmaler als unter Annahme einer Normalverteilung und liegt zwischen 14 und 90 %. Das Batteriesystem verliert zu keinem Zeitpunkt die Betriebsfähigkeit. Abbildung 7.6(c) zeigt die Ergebnisse des Simulationsmodells unter Annahme einer α -stabilen Verteilung in der Optimierung. Hier ist der genutzte SoC-Bereich deutlich schmaler und liegt zwischen 33 und 71 %. Die Betriebsfähigkeit des Batteriesystems bleibt über das gesamte Simulationsjahr erhalten.

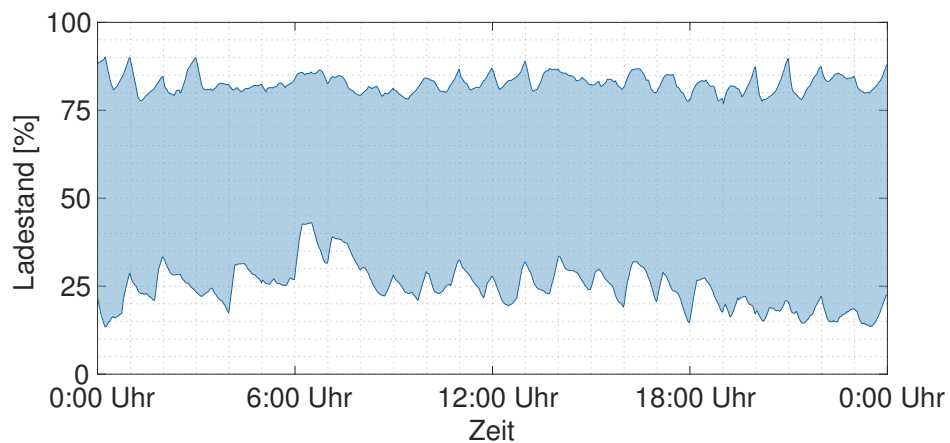
Die Wahl der Verteilungsfunktion wirkt sich zusätzlich auf die Alterung des Batteriespeichersystems und die Kosten für Ausgleichsenergie aus. Der im Simulationsmodell ermittelte Kapazitätsverlust im simulierten Jahr liegt bei Annahme einer Normalverteilung und Anwendung der entsprechenden Betriebsstrategie bei 3,97 % der Nennkapazität. Bei Annahme einer t-Verteilung reduziert sich der Kapazitätsverlust auf 3,03 % der Nennkapazität, bei Annahme einer α -stabilen Verteilung auf 2,66 % der Nennkapazität. Die angenommene Verteilung der PRL-Energiemengen hat also einen deutlichen Einfluss auf die Alterung. Die Ursachen hierfür liegen darin, dass in die Betriebsstrategie, die auf der Normalverteilung basiert, zu größeren Zyklentiefen führt als die anderen Betriebsstrategien. Die Betriebsstrategie, die auf der α -stabilen Verteilung basiert, führt zwar zu häufigeren Lade- und Entladevorgängen, dabei aber zu geringeren Entladetiefen und entsprechend zu einem geringeren Kapazitätsverlust.

Tabelle 7.2: Simulationsergebnisse zur Alterung des Batteriespeichersystems im Basisszenario

Verteilung	Anzahl der Teilzyklen	Kapazitätsabnahme	Lebenserwartung
Normalverteilung	67 449	3,73 %	5,4 Jahre
t-Verteilung	70 940	3,05 %	6,6 Jahre
α -stabile Verteilung	92 365	2,66 %	7,5 Jahre



(a) Annahme einer Normalverteilung



(b) Annahme einer t-Verteilung

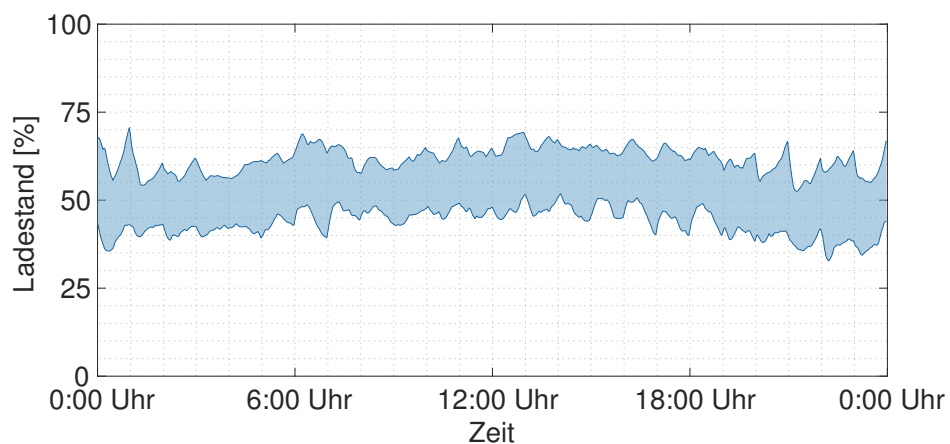
(c) Annahme einer α -stabilen Verteilung

Abbildung 7.6: Ergebnisse des Simulationsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL bei kontinuierlicher Simulation

Die resultierenden Lebensdauern liegen bei 5,0 Jahren bei Annahme einer Normalverteilung, 6,6 Jahren bei Annahme einer t-Verteilung und 7,5 Jahren bei Annahme einer α -stabilen Verteilung. Die Kosten für Ausgleichsenergie sind unter Annahme einer α -stabilen Verteilung mit 3773 € für das simulierte Jahr am höchsten. Bei Annahme einer t-Verteilung betragen sie 2816 €, bei Annahme einer Normalverteilung sind sie mit 1891 € am geringsten.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Verteilungsfunktion, mit der die Unsicherheiten in Bezug auf den Abruf von Regelleistung aus dem Batteriespeichersystem abgebildet werden, einen signifikanten Einfluss auf die Betriebsstrategie hat. In den Simulationsergebnissen ist wiederum zu sehen, dass sich dieser Einfluss auch darauf auswirkt, ob eine Betriebsstrategie in der Lage ist, einen Verlust der Betriebsfähigkeit des Batteriespeichersystems zu vermeiden. Unter Annahme des Netzfrequenzverlaufs des Jahres 2018 gelingt es, durch Anwendung der optimalen Betriebsstrategie sowohl unter Annahme einer t-Verteilung als auch unter Annahme einer α -stabilen Verteilung, einen Verlust der Betriebsfähigkeit zu verhindern. Unter Annahme einer Normalverteilung gelingt dies nicht. Offenbar unterschätzt die Normalverteilung die schweren Ränder der realen Verteilung der Residuen der ausgetauschten Energiemenge so stark, dass ein zuverlässiger Betrieb des Batteriespeichersystems in der PRL-Bereitstellung nicht möglich ist. Hieraus lässt sich schließen, dass die Berücksichtigung stärkerer Abweichungen der Netzfrequenz, die sich in den Rändern der Verteilungen befinden, bei der Bestimmung der Betriebsstrategie von besonderer Bedeutung ist. Auch die Alterung und die Kosten für Ausgleichsenergie werden durch die angenommene Verteilungsfunktion beeinflusst. Die Annahme einer Normalverteilung verursacht die geringsten Kosten für Ausgleichsenergie, führt jedoch zu einer verstärkten Kapazitätsabnahme, während bei Annahme einer α -stabilen Verteilung die Kosten für Ausgleichsenergie am höchsten, die Kapazitätsabnahme dagegen am geringsten ist. Bei Annahme einer t-Verteilung liegen die Werte sowohl für die Ausgleichsenergie als auch für die Kapazitätsabnahme zwischen denen der beiden anderen Verteilungen.

7.3 Berücksichtigung der Vorgaben der ÜNB

Die Bereitstellung von PRL durch Einheiten mit begrenztem Energiespeicher, zu denen auch Batteriespeichersysteme gehören, wird durch die ÜNB geregelt (siehe Abschnitt 3.5). Im derzeit gültigen regulatorischen Rahmen geben die ÜNB den Betreibern der Einheiten einen Arbeitsbereich vor, der durch eine obere und eine untere SoC-Grenze festgelegt ist (Gleichungen 3.5 und 3.6). Durch diese Vorgaben beabsichtigen die ÜNB die Bereitstellung von PRL durch Einheiten mit begrenztem Energiespeicher möglichst zuverlässig zu gestalten. Da diese Vorgaben einen erheblichen Einfluss auf die Auslegung der Systeme haben, beeinflussen sie dementsprechend auch ihre Wirtschaftlichkeit. An dieser Stelle wird untersucht, wie sich die Vorgaben der ÜNB, namentlich das 15- und das 30-Minuten-Kriterium, auf die optimale Betriebsstrategie und die Simulationsergebnisse auswirken. Für die Rechnungen wird von einem Batteriespeichersystem mit 1 MWh bezuschlagter PRL ausgegangen. Im Gegensatz zu Abschnitt 7.1 wird jedoch eine Kapazität von 1,5 MWh angenommen, da eine Kapazität von 1 MWh zur Folge hätte, dass das Batteriespeichersystem bei Anwendung des 30-Minuten-Kriteriums einen konstanten SoC von 50 % haben müsste, was in der Realität nicht umsetzbar ist. Die Strafkosten k_{pen} aus Gleichung 6.26 im Optimierungsmodell fallen an, sobald der Lade-

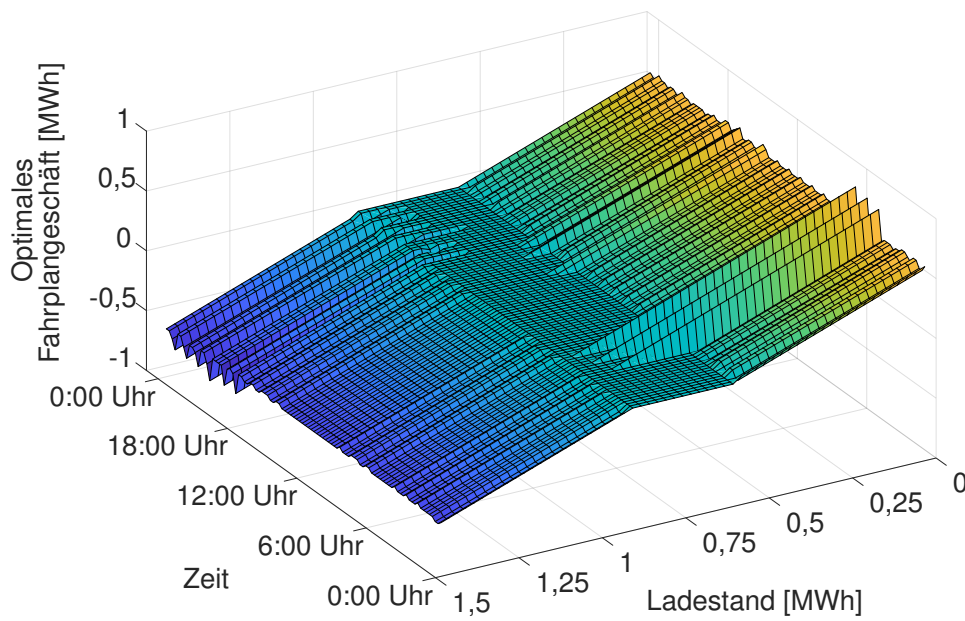
stand des Batteriespeichersystems den SoC_{oG} überschreitet, der für das 15-Minuten-Kriterium bei 83,33 und für das 30-Minuten-Kriterium bei 66,67 % liegt, und sobald er den SoC_{uG} , der bei 16,67 bzw. 33,33 % liegt, unterschreitet.

Abbildung 7.7 zeigt die Ergebnisse der Optimierung für das 30-Minuten-Kriterium, Abbildung 7.8 die Ergebnisse für das 15-Minuten-Kriterium, jeweils unterschieden nach der zugrunde liegenden Verteilung für die PRL-Energiemengen. Die Struktur der Lösungen ist prinzipiell wieder die gleiche wie beim 1 MW-1 MWh-System ohne Einschränkungen des Arbeitsbereichs. Im Bereich mittlerer SoCs finden keine Maßnahmen zum Ladestandsmanagement statt, in den Bereichen mit Ladestandsmanagement steigt die Menge der Ausgleichsenergie, die über ein Fahrplangeschäft ge- oder entladen wird, mit fallendem bzw. steigendem Ladestand linear an.

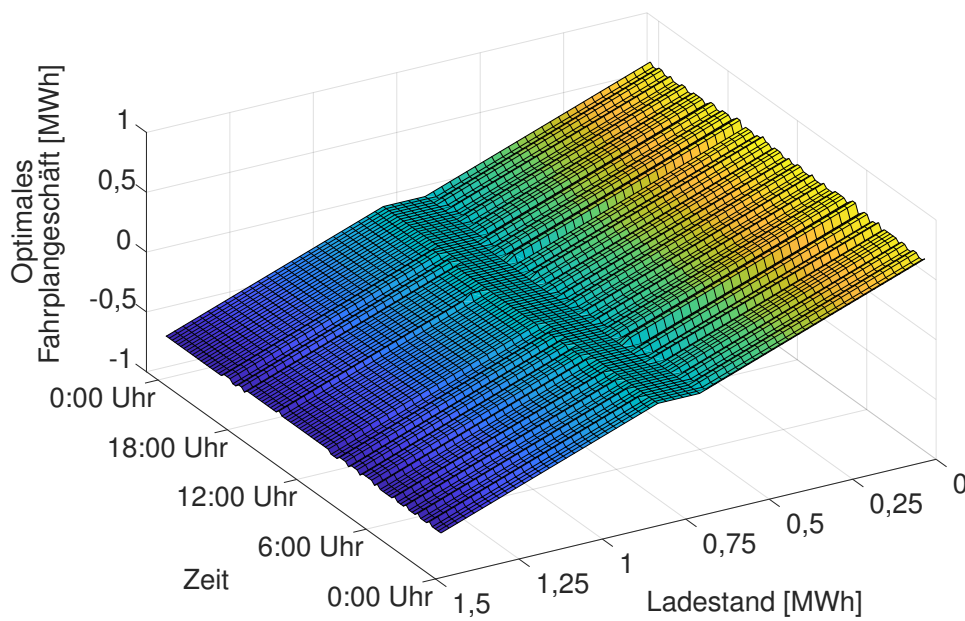
Bei Berücksichtigung des 30-Minuten-Kriteriums und Annahme einer Normalverteilung (Abbildung 7.7(a)) beginnen die Ladevorgänge zur Korrektur des Ladestands bei Ladeständen zwischen 0,55 und 0,625 MWh, teilweise auch schon bei höheren Ladeständen (um 4, 5, 6 und 6:15 Uhr). Die Entladevorgänge beginnen bei Ladeständen von 0,925 oder 0,95 MWh, in einem Fall erst bei 0,975 MWh. Wird eine t-Verteilung angenommen (Abbildung 7.8(b)), beginnen die Ladevorgänge zwischen 0,65 und 0,7 MWh, in drei Fällen schon bei 0,725 MWh und damit kurz nachdem der SoC unter einen Wert von 50 % fällt. Die Entladevorgänge zur Ladestandkorrektur beginnen bei einem Ladestand von 0,85 oder 0,875 MWh. Der Streifen, in dem keine Maßnahme zum Ladestandsmanagement stattfinden, ist also schmaler als 10 % der Batteriekapazität. Unter Annahme einer Normalverteilung und Berücksichtigung des 15-Minuten-Kriteriums (Abbildung 7.8(a)) beginnen die Ladevorgänge bis auf wenige Ausnahmen bei einem Ladestand zwischen 0,3 und 0,375 MWh. Die Entladevorgänge beginnen zwischen 1,15 und 1,2 MWh. Wird eine t-Verteilung angenommen (Abbildung 7.8(b)), beginnen die Ladevorgänge zumeist bei Ladeständen zwischen 0,375 und 0,55 MWh, in einigen Fällen erst bei höheren Ladeständen. Die Entladevorgänge beginnen bei Ladeständen zwischen 1,075 und 1,1 MWh. Die Bereiche ohne Maßnahmen des Ladestandsmanagements sind bei Berücksichtigung des 15-Minuten-Kriteriums deutlich breiter als bei Berücksichtigung des 30-Minuten-Kriteriums.

Die Ergebnisse der zugehörigen Simulationsrechnungen sind in den Abbildungen 7.9 und 7.10 zu sehen. Es ist erkennbar, dass in den Simulationen, in denen eine Normalverteilung zugrunde gelegt wird (Abbildungen 7.9(a) und 7.10(a)), die Grenzen des Arbeitsbereichs zwar mehrfach verletzt werden, jedoch nur in geringem Umfang (weniger als ein SoC-Prozentpunkt über bzw. unter der jeweiligen Grenze). SoCs $>85\%$ bzw. $<15\%$ treten selbst bei Anwendung des 15-Minuten-Kriteriums nicht auf. Durch Annahme einer t-Verteilung kann eine Verletzung der Grenzen des Arbeitsbereichs vollständig vermieden werden.

Die Kapazitätsabnahme, die durch das Simulationsmodell berechnet wird, liegt für das 30-Minuten-Kriterium im simulierten Jahr bei 1,71 %, für das 15-Minuten-Kriterium bei 1,96 %. Hochgerechnet ergeben sich Lebensdauern von 11,7 Jahren für das 30-Minuten- und 10,2 Jahre für das 15-Minuten-Kriterium. Die Kosten für Ausgleichsenergie belaufen sich auf 3960 € für das 30-Minuten- und 2828 € für das 15-Minuten-Kriterium. Das System mit einem Speicher Verhältnis von 1,5 MWh/MW und Berücksichtigung der ÜNB-Vorgaben altert erwartungsgemäß langsamer als das System mit einem Speicher Verhältnis von 1 MWh/MW. Der Grund hierfür liegt in den geringeren Entladetiefen, die beim System mit der größeren Kapazität erreicht werden.

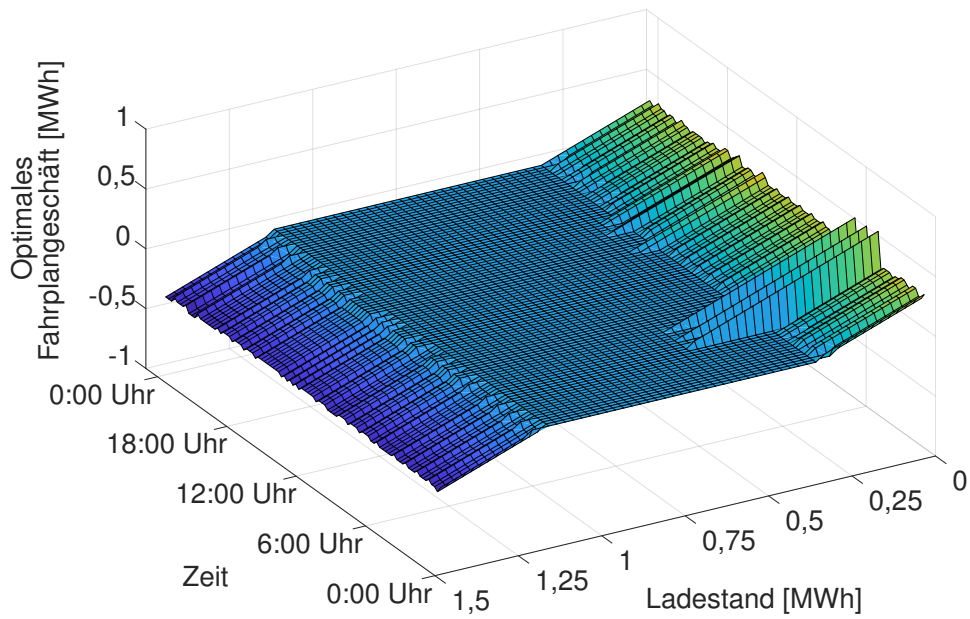


(a) Normalverteilung

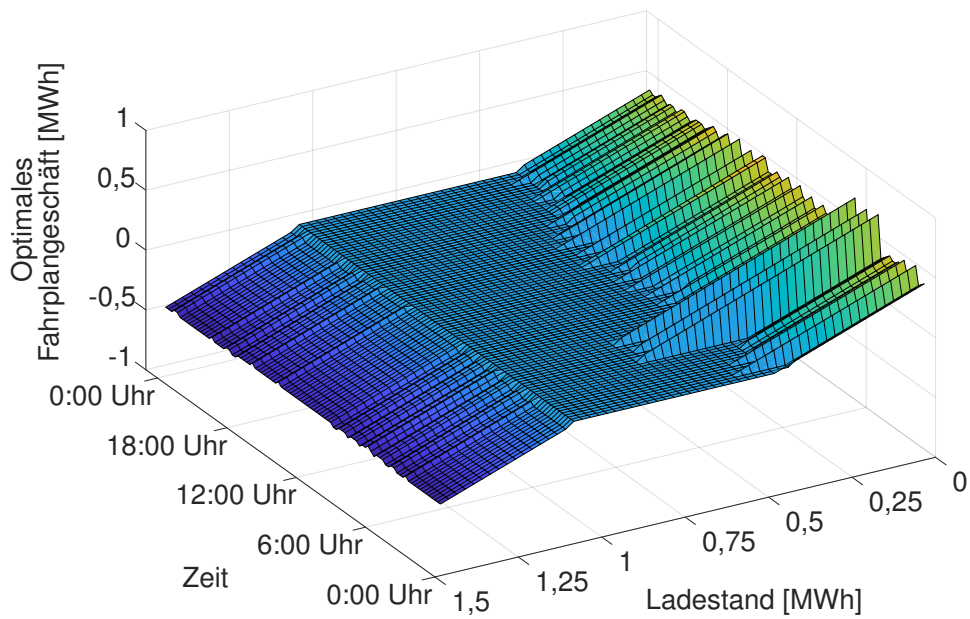


(b) t-Verteilung

Abbildung 7.7: Ergebnisse des Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1,5 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL unter Berücksichtigung des 30-Minuten-Kriteriums unter Annahme (a) einer Normalverteilung und (b) einer t-Verteilung

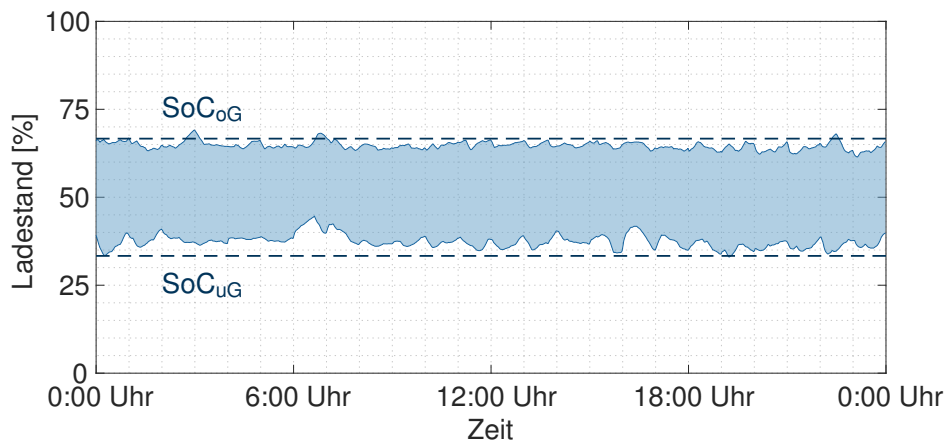


(a) Normalverteilung

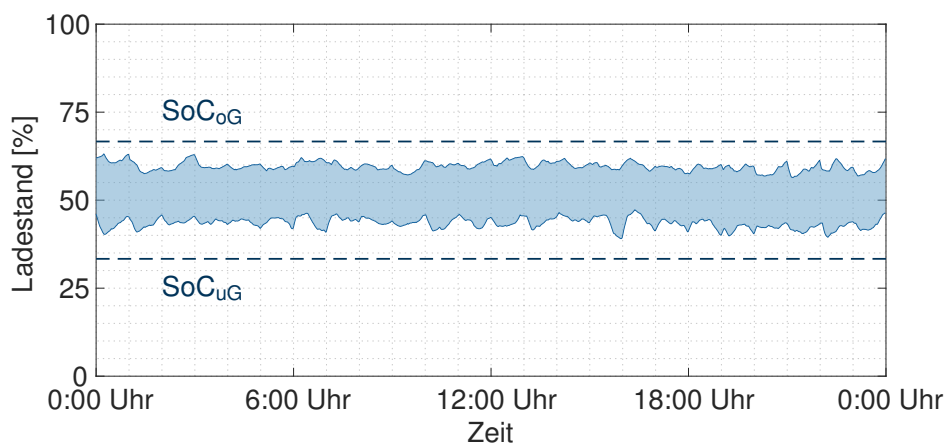


(b) t-Verteilung

Abbildung 7.8: Ergebnisse des Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1,5 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL unter Berücksichtigung des 15-Minuten-Kriteriums unter Annahme (a) einer Normalverteilung bzw. (b) einer t-Verteilung



(a) Normalverteilung

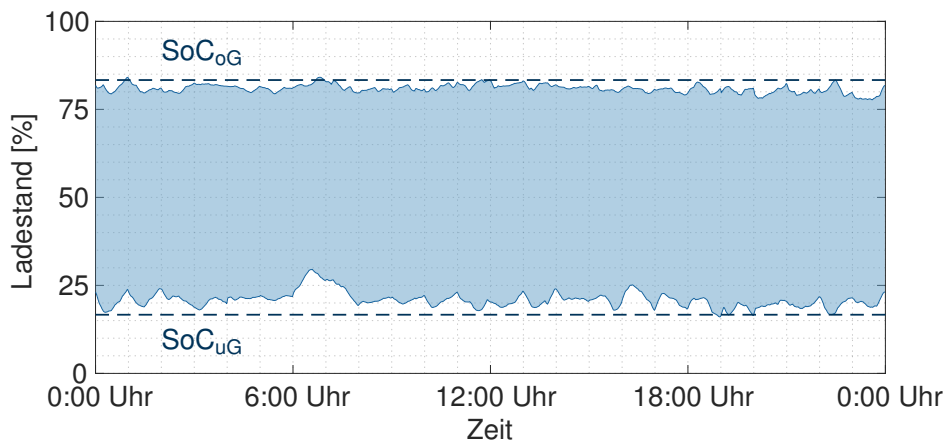


(b) t-Verteilung

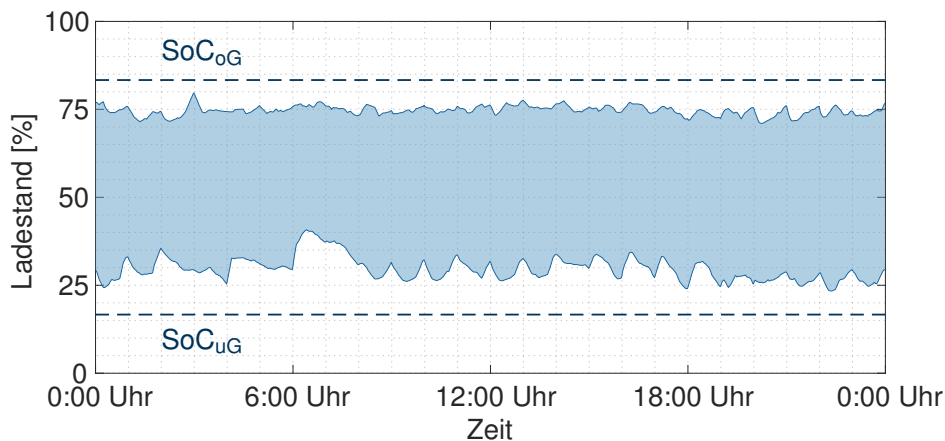
Abbildung 7.9: Ergebnisse des Simulationsmodells unter Berücksichtigung des 30-Minuten-Kriteriums und Annahme (a) einer Normalverteilung bzw. (b) einer t-Verteilung zur Abbildung der PRL-Energiemengen

7.4 Untersuchung exemplarischer Tage

Zusätzlich zur Simulation des Jahres 2018 werden zum besseren Verständnis der Wechselwirkungen zwischen dem Verlauf der Netzfrequenz, dem Batterieladestand und dem Speicher- management zwei exemplarische Tage betrachtet, die jeweils einen auffälligen Verlauf der Netzfrequenz zeigen. Einer der beiden Tage ist ein Tag mit deutlicher Unterfrequenz, d. h. das Batteriesystem muss überwiegend positive PRL bereitstellen. Der zweite Tag ist ein Tag mit deutlicher Überfrequenz, das Batteriesystem muss also überwiegend negative PRL bereitstellen. Die bei der Modellierung getroffenen Annahmen entsprechen denen des Basisszenarios (siehe Tabelle 7.1). Als angenommene Verteilung für den PRL-Abruf liegt die t-Verteilung zugrunde. Die Abbildungen 7.11 und 7.12 zeigen jeweils den Verlauf der Netzfrequenz, des Ladestands der Batterie und der Lade- und Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte an den beiden betrachteten Tagen.



(a) Normalverteilung

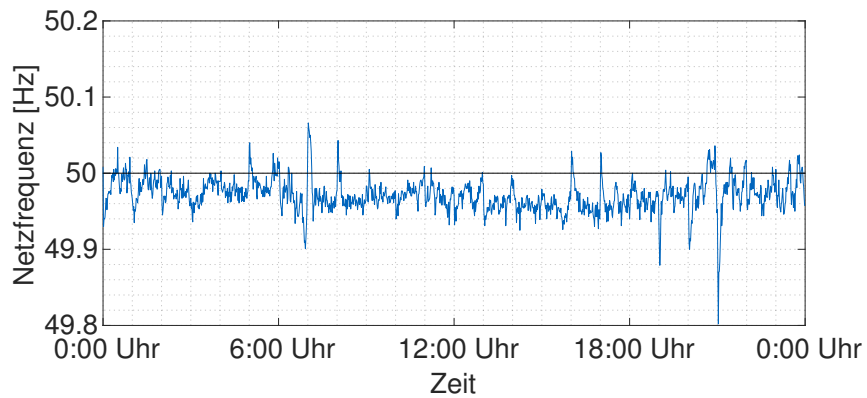


(b) t-Verteilung

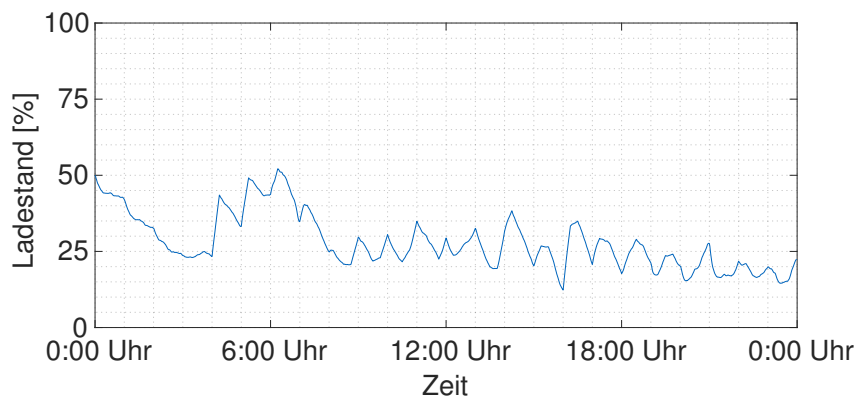
Abbildung 7.10: Ergebnisse des Simulationsmodells unter Berücksichtigung des 15-Minuten-Kriteriums und Annahme (a) einer Normalverteilung bzw. (b) einer t-Verteilung zur Abbildung der PRL-Energiemengen

Beim Tag mit Unterfrequenz handelt es sich um den 10.01.2019 (Abbildung 7.11). Der Verlauf der Netzfrequenz an diesem Tag ist in Abbildung 7.11(a) zu sehen. Dieser weist neben der anhaltenden Unterfrequenz eine weitere Besonderheit auf, und zwar ein Absinken der Netzfrequenz auf einen Wert von 49,8 Hz gegen 21 Uhr. Ein solcher Frequenzabfall ist ein sehr seltenes Ereignis¹. Dementsprechend zog er eine Untersuchung durch die ENTSO-E nach sich. Als Ursache wird das gleichzeitige Auftreten einer Störung der Messinfrastruktur eines ÜNB mit sog. deterministischen Frequenzabweichungen vermutet, die durch Handelsaktivitäten an den Strommärkten hervorgerufen werden [54] und in der zyklischen Komponente des PRL-Abrufs enthalten sind (siehe Abbildung 6.5). Abbildung 7.11(b) zeigt den Verlauf des Batterieladestands an diesem Tag bei einem angenommenen Anfangs-SoC von 50%. Beginnend bei diesem SoC sinkt der Ladestand und bleibt mit Ausnahme des Zeitraums zwischen 4:00 und 7:30 Uhr größtenteils im Bereich zwischen 15 und 35%. Das Tagesminimum wird mit ca. 12%

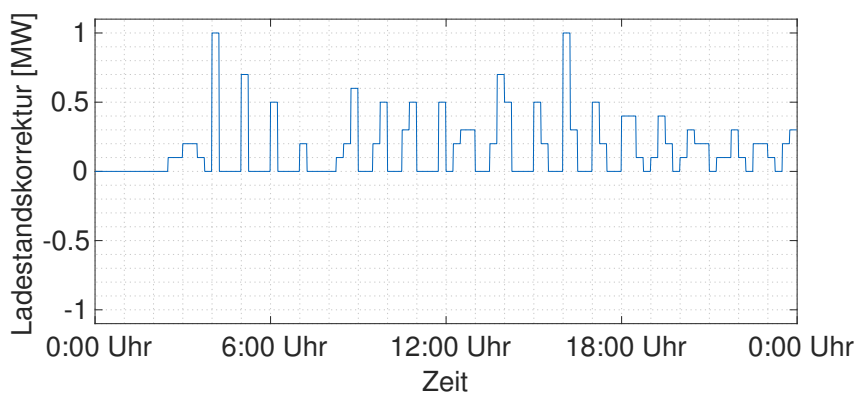
¹Der letzte Frequenzabfall dieser Größenordnung fand im Jahr 2006 statt.



(a) Netzfrequenz



(b) Ladestand

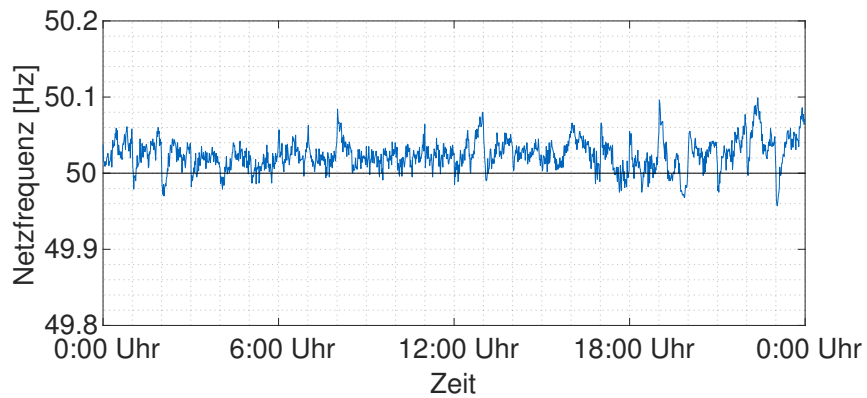


(c) Lade-/Entladeleistung durch Fahrplangeschäfte

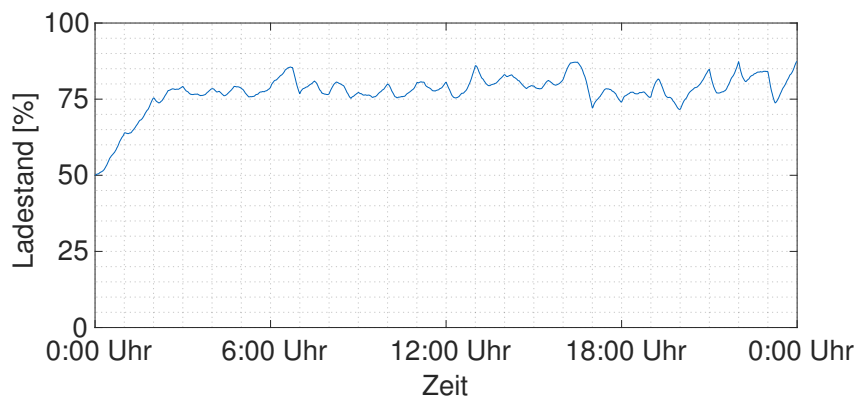
Abbildung 7.11: Verlauf (a) der Netzfrequenz, (b) des Ladestands und (c) der Lade-/Entladeleistung durch Fahrplangeschäfte für ein Batteriespeichersystem mit einer bezuschlagten Leistung von 1 MW und einer Kapazität von 1 MWh an einem Beispieltag mit Unterfrequenz (10.01.2019)

um 16 Uhr erreicht. An den Ladevorgängen durch Fahrplangeschäfte (Abbildung 7.11(c)) wird ersichtlich, dass häufige, zum Teil massive Eingriffe des Speichermanagements erforderlich sind, um die Betriebsfähigkeit des Batteriesystems zu gewährleisten. In zwölf Viertelstunden wird mit Ladeleistungen $>0,5$ MW, in zwei Viertelstunden (um 4 und 16 Uhr) sogar mit der maximal möglichen Ladeleistung von 1 MW geladen. Durch das Ladestandsmanagement bleibt die Betriebsfähigkeit des Batteriespeichersystems erhalten, sogar während des Frequenzeinbruchs, der das Batteriesystem bei einem vergleichsweise niedrigen Ladestand von ca. 27 % trifft.

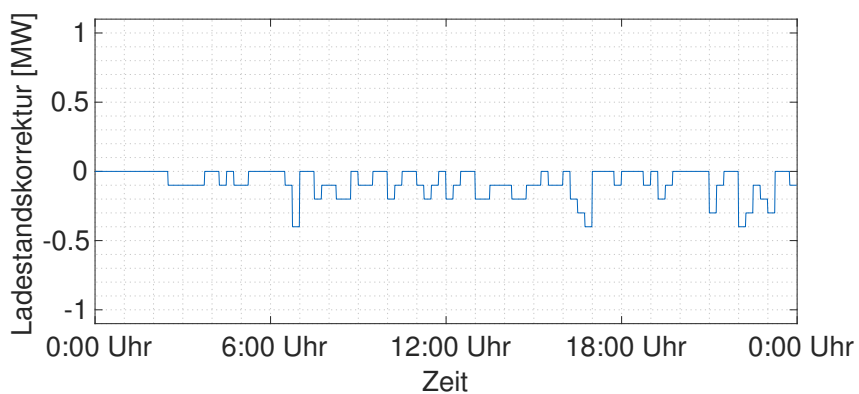
Der 02.04.2018 ist der zweite Tag, der an dieser Stelle genauer betrachtet wird. Er ist durch eine persistente Überfrequenz für den Großteil des Tages charakterisiert (siehe Abbildung 7.12(a)). Entsprechend steigt der Ladestand, der in Abbildung 7.12(b) abgebildet ist, vom Anfangswert 50 % zunächst und bleibt den Großteil des Tages einem Bereich zwischen 75 und 85 %. Der maximale SoC, der erreicht wird, liegt bei 87 %. Auch an diesem Tag sind viele Eingriffe, des Speichermanagements erforderlich, jedoch weniger massiv als in Abbildung 7.11(c). Die größten Entladevorgänge, die auftreten, liegen bei $-0,4$ MW. Bei der Bereitstellung negativer PRL trägt die Dissipation elektrischer Energie während des Ladevorgangs dazu bei, dass der Ladestand langsamer steigt. Das Batteriesystem bleibt während des gesamten Bereitstellungszeitraums betriebsbereit.



(a) Netzfrequenz



(b) Ladestand



(c) Lade-/Entladeleistung durch Fahrplangeschäfte

Abbildung 7.12: Verlauf (a) der Netzfrequenz, (b) des Ladestands und (c) der Lade-/Entladeleistung durch Fahrplangeschäfte für ein Batteriespeichersystem mit einer bezuschlagten Leistung von 1 MW und einer Kapazität von 1 MWh an einem Beispieltag mit Überfrequenz (02.04.2018)

7.5 Vergleich der Prognosemodelle für Strompreise im kontinuierlichen Intradayhandel

Nicht nur die Lade- und Entladevorgänge, die durch die Bereitstellung von PRL verursacht werden, sondern auch die Strompreise im kontinuierlichen Intradayhandel sind mit Unsicherheiten behaftet. In Kapitel 6.4 werden zwei Ansätze zur Prognose der Intraday-Strompreise vorgestellt. Eine wichtige Frage in diesem Zusammenhang ist, wie sich diese Ansätze auf die Ergebnisse des Optimierungs- und des Simulationsmodells auswirken. Für einen Vergleich der beiden Ansätze werden Datensätze mit Kennzahlen aus dem kontinuierlichen Intradayhandel an der EPEX für das deutsch-österreichische Marktgebiet aus den Jahren 2016 und 2017 verwendet. Dabei werden die Modelle an die Daten aus dem Jahr 2016 angepasst, anschließend werden die Werte für 2017 prognostiziert und mit den realen Preisen verglichen. Als Maß für die Abweichung der Prognosewerte von den realen Preisen wird die Root-Mean-Square Deviation (RMSD) genutzt. Sie ist definiert als die Wurzel der gemittelten Quadrate der Abweichungen zwischen prognostiziertem Wert \hat{p}_t^{ID} und realem Wert p_t^{ID} :

$$\text{RMSD} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^T (\hat{p}_t^{ID} - p_t^{ID})^2}{T}} \quad (7.2)$$

Die RMSD beträgt für das ZK-Modell 19,3 €/MWh, für das ARX-Modell 12,7 €/MWh. Die Prognosen des ARX-Modells weichen über das gesamte Jahr gesehen also weniger ab als die des ZK-Modells.

Im nächsten Schritt werden die einzelnen Tage des Prognosejahrs betrachtet. Abbildung 7.13 zeigt den Verlauf der RMSD über das Jahr 2017 in einer Auflösung von einem Tag. Es fällt auf, dass die Prognose des ARX-Modells nicht nur im jährlichen Mittel, sondern auch über den Verlauf des Jahres an fast jedem Tag eine geringere Abweichung zu den realen Werten zeigt als das ZK-Modell. Entsprechend dem Verlauf der RMSD-Kurven lässt sich das Jahr in zwei Bereiche gliedern. Der erste Bereich erstreckt sich etwa von Mitte Februar bis Mitte September. Darin liegen die Prognoseabweichungen beider Modelle relativ nah beieinander und größtenteils unter einem Wert von 10 €/MWh. Am Jahresbeginn (bis etwa Mitte Februar) und am Jahresende (das ZK-Modell ab Mitte September, das ARX-Modell ab Mitte Oktober)

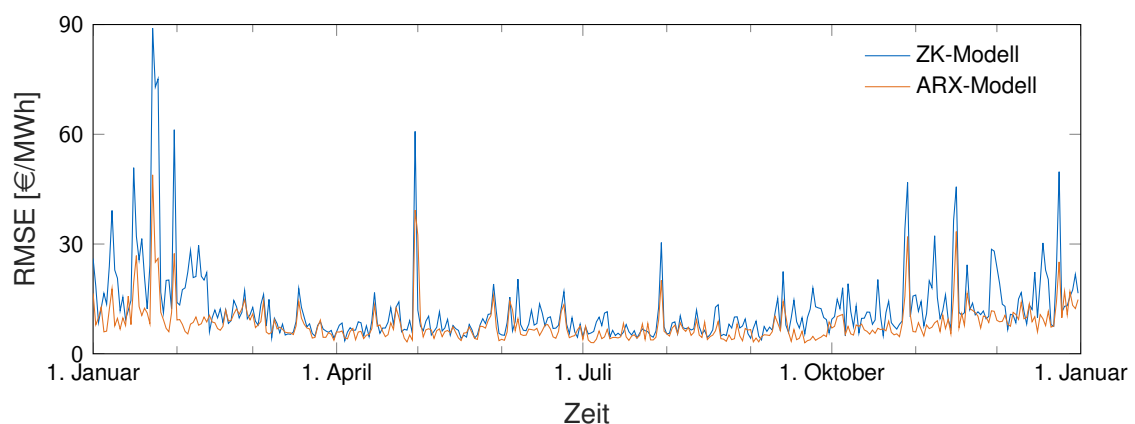
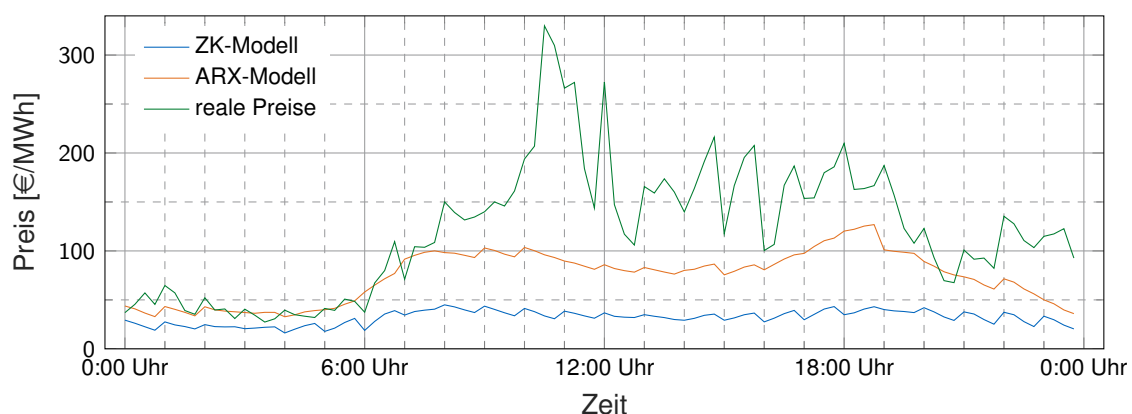


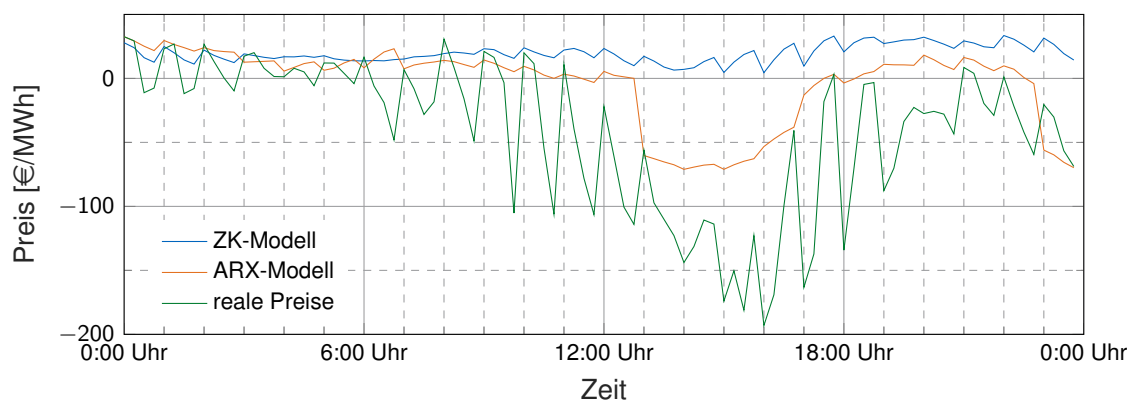
Abbildung 7.13: RMSE der Prognosemodelle für die einzelnen Tage 2017

zeigen beide Modelle größere Abweichungen, wobei die RMSD des ZK-Modells zumeist deutlich größer sind als die des ARX-Modells. Der Grund für die größeren Abweichungen in den Herbst- und Wintermonaten könnte in der höheren Residuallast liegen, die durch fossile Kraftwerke abgedeckt werden muss. Durch den höheren Anteil fossiler Stromerzeugung spielen andere fundamentale Größen wie Kraftwerksverfügbarkeiten und Brennstoffpreise eine größere Rolle. Deren Einflüsse werden jedoch durch die exogenen Variablen im ARX-Modell nicht erfasst. Auch andere Faktoren wie beispielsweise strategisches Verhalten der Marktteilnehmer kann von den Modellen nicht erfasst werden und verstärkt die Prognoseungenauigkeit.

Um die Modellabweichungen besser verstehen zu können, werden die prognostizierten und tatsächlichen Verläufe der Strompreise an einzelnen Tagen untersucht. Diese Verläufe werden in Abbildung 7.14 gezeigt. Dazu gehören ein Tag mit hohen positiven Strompreisen (Abbildung 7.14(a)), ein Tag mit negativen Strompreisen (Abbildung 7.14(b)), ein Tag mit geringen Abweichungen beider Modelle (Abbildung 7.14(c)) und ein Tag mit starker Abweichung der Prognose des ZK-Modells bei gleichzeitig geringer Abweichung der Prognose des ARX-Modells (Abbildung 7.14(d)). Ein bedeutender Unterschied zwischen den Strompreis-Prognosemodellen liegt darin, dass bei der Nutzung des ARX-Modells eine Betriebsstrategie

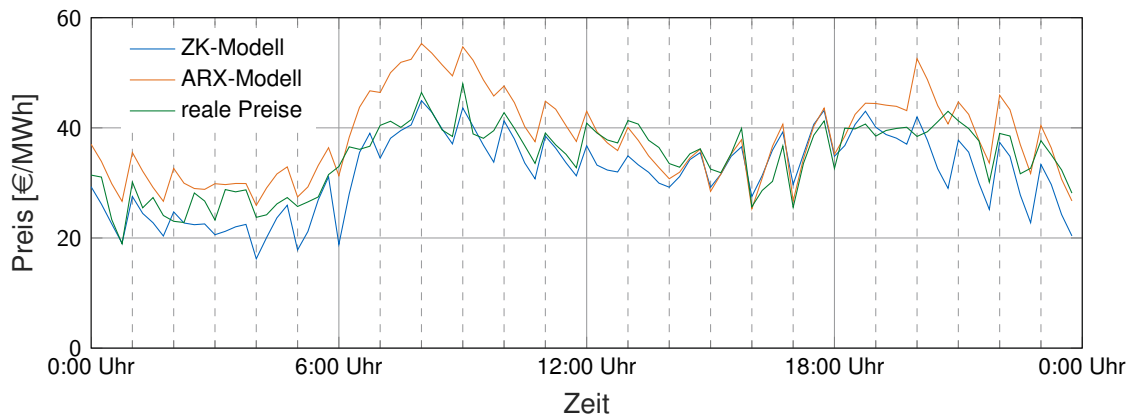


(a) Tag mit hohen positiven Strompreisen (23.01.2017)

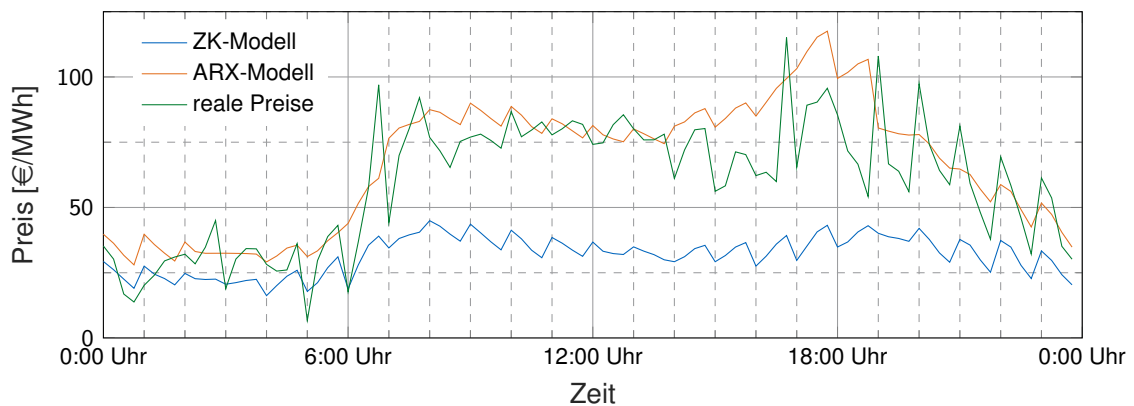


(b) Tag mit negativen Strompreisen (30.04.2017)

Abbildung 7.14: Preise und Preisprognosen im kontinuierlichen Intradayhandel an unterschiedlichen Tagen



(c) Tag mit geringen Abweichungen beider Modelle (04.04.2017)



(d) Tag mit starker Abweichung der Prognose des zyklischen Modells (29.11.2017)

Abbildung 7.14: Preise und Preisprognosen im kontinuierlichen Intradayhandel an unterschiedlichen Tagen (Fortsetzung)

für jeden einzelnen Tag erstellt werden muss, während es im Fall des ZK-Modells ausreicht, eine Strategie für jeden der drei Typstage zu bestimmen. Die Bestimmung von Betriebsstrategien mit dem ARX-Modell für ein gesamtes Jahr brächte Rechenzeiten von mehreren Monaten mit sich. Daher wird an dieser Stelle auf die Betrachtung des Gesamtjahres verzichtet. Stattdessen werden die vier oben genannten Einzeltage im Detail untersucht.

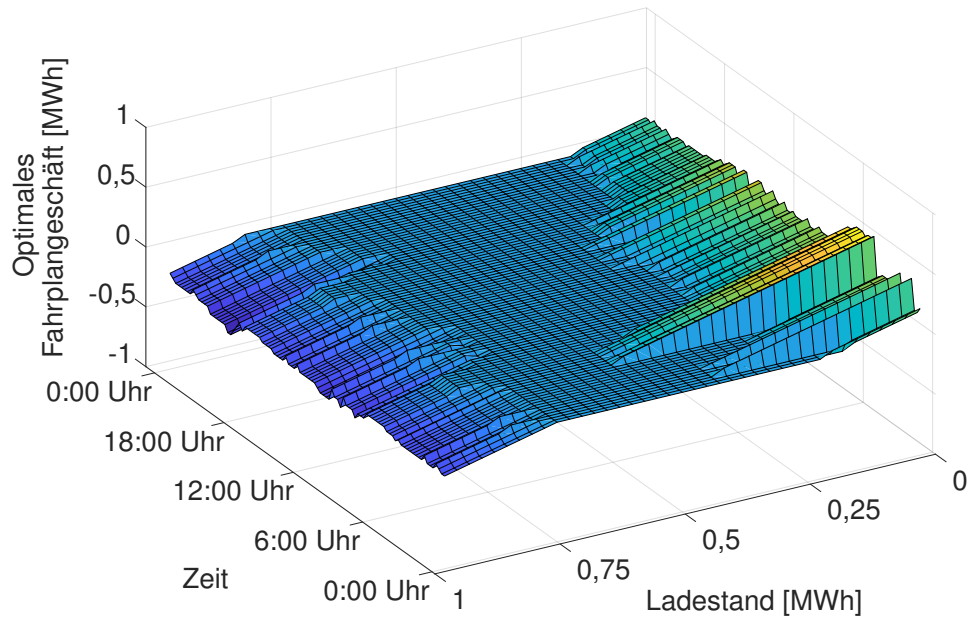
Die Situation auf den Strommärkten am 23.01.2017 (Abbildung 7.14(a)) war geprägt durch eine allgemeine Stromknappheit, die durch das Zusammenkommen einer Windflaute mit einer arktischen Kältewelle verursacht wurde. Die Kältewelle hatte in Frankreich aufgrund des hohen Anteils elektrischer Raumwärmebereitstellung eine deutlich höhere Last bei gleichzeitig geringerer Kraftwerksverfügbarkeit als zu dieser Jahreszeit üblich zur Folge. Durch entsprechend hohe Preise zog der französische Spotmarkt Exporte aus Deutschland an [163]. Da die (in diesem Fall durch die Knappheit hohen) Day-Ahead-Preise und die (in diesem Fall geringe) Windstromeinspeisung im ARX-Modell Berücksichtigung finden, wird ein entsprechend hoher Intradaypreis prognostiziert. Jedoch kam es im Laufe des Tages zu einer immer größer werdenden Abweichung der EE-Einspeisung von der Vortagesvorhersage, welche die Stromknappheit verstärkte und so zwischen 8 und 20 Uhr zu noch höheren Preisen im

kontinuierlichen Intradayhandel führte. Da dies im ARX-Modell nicht berücksichtigt werden kann, liegt die Prognose trotz erwarteter hoher Preise deutlich unter dem tatsächlichen Wert. Da das ZK-Modell keinerlei exogene Einflüsse auf den Strompreis abbildet, liegt es in dieser Situation mit einer starken Abweichung von den Durchschnittspreisen deutlich daneben.

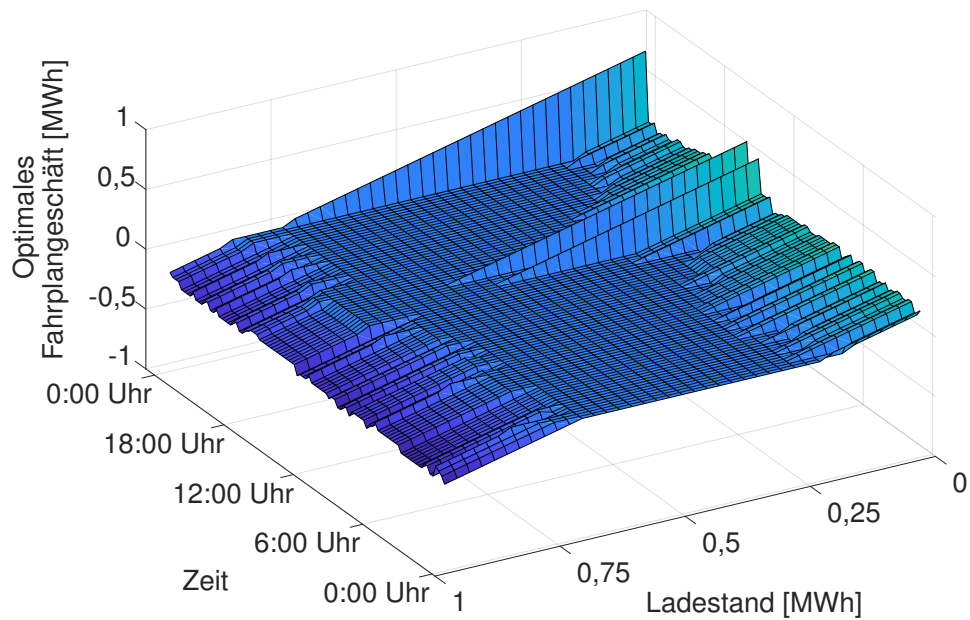
Am 30.04.2017 (Abbildung 7.14(b)) traten bedingt durch hohe Einspeisung von Strom aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen bei gleichzeitig niedriger Last am Sonntag über einen Zeitraum von mehreren Stunden negative Strompreise auf [92]. Dabei wurde um 16 Uhr mit $-193,02 \text{ €/MWh}$ das Preisminimum des Jahres 2017 erreicht. Das ZK-Modell prognostiziert naturgemäß keine negativen Preise, da die Mittelwerte der Preise positiv sind. Das ARX-Modell prognostiziert zwar für den Zeitraum von 13 bis 17:30 Uhr negative Preise, in der Realität jedoch ergeben sich negative Preise über einen längeren Zeitraum und mit deutlich niedrigeren Werten. Außerdem sind starke innerstündliche Schwankungen erkennbar, die keines der beiden Prognosemodelle abbildet. Durch die Berücksichtigung der negativen Day-Ahead-Preise und der Prognose starker Windeinspeisung prognostiziert das ARX-Modell geringe, teilweise sogar negative Marktpreise. Da aber andere Regressoren wie der Wochentag, die Viertelstunde des Tages und die autoregressiven Komponenten die Prognose eher in Richtung weniger extremer Prognosewerte ziehen, werden die tatsächlichen Preise an dieser Stelle überschätzt.

Der 04.04.2017 (Abbildung 7.14(c)) war hinsichtlich der Strompreise ein unauffälliger Tag. Es wurde vergleichsweise wenig Strom durch Windkraftanlagen, aber für die Jahreszeit viel Strom durch PV-Anlagen erzeugt. Die Day-Ahead-Preise an diesem Tag lagen mit Werten zwischen 29 und 53 €/MWh leicht über dem Jahresdurchschnitt von rund 34 €/MWh . Das ARX-Modell überschätzt die Intraday-Preise leicht, insgesamt zeigen aber beide Modelle mit einer RMSD von $3,6 \text{ €/MWh}$ für das ZK-Modell und $4,3 \text{ €/MWh}$ für das ARX-Modell sehr geringe Abweichungen.

Der 29.11.2017 (Abbildung 7.14(d)) war aus Strommarktsicht ein klassischer Spätherbsttag mit insgesamt geringer PV-Einspeisung und hoher Last in den Abendstunden. Eine Besonderheit war die abnehmende Einspeisung aus Windkraftanlagen von einem moderaten auf ein niedriges Niveau in der ersten Tageshälfte. Ab 14 Uhr blieb die Windstromeinspeisung auf niedrigem Niveau. Im Tagesverlauf lässt sich erkennen, dass beide Modelle bis etwa 6 Uhr morgens relativ gute Prognosen liefern. Anschließend steigt der reale Strompreis auf ein höheres Niveau und liegt zumeist zwischen 60 und 90 €/MWh . Das ARX-Modell bildet diesen Verlauf im Gegensatz zum ZK-Modell relativ gut ab, vermutlich aufgrund des Einflusses des Day-Ahead-Preises und der Lastprognose, die im ARX-Modell Berücksichtigung finden. Ab 19 Uhr sinkt der reale Strompreis wieder, zeigt dabei jedoch starke Schwankungen von bis zu 50 €/MWh zwischen der Viertelstunde zu Beginn einer vollen Stunde und der folgenden Viertelstunde. Der sinkende Trend wird durch das Modell richtig wiedergegeben, die starken Schwankungen jedoch nicht.

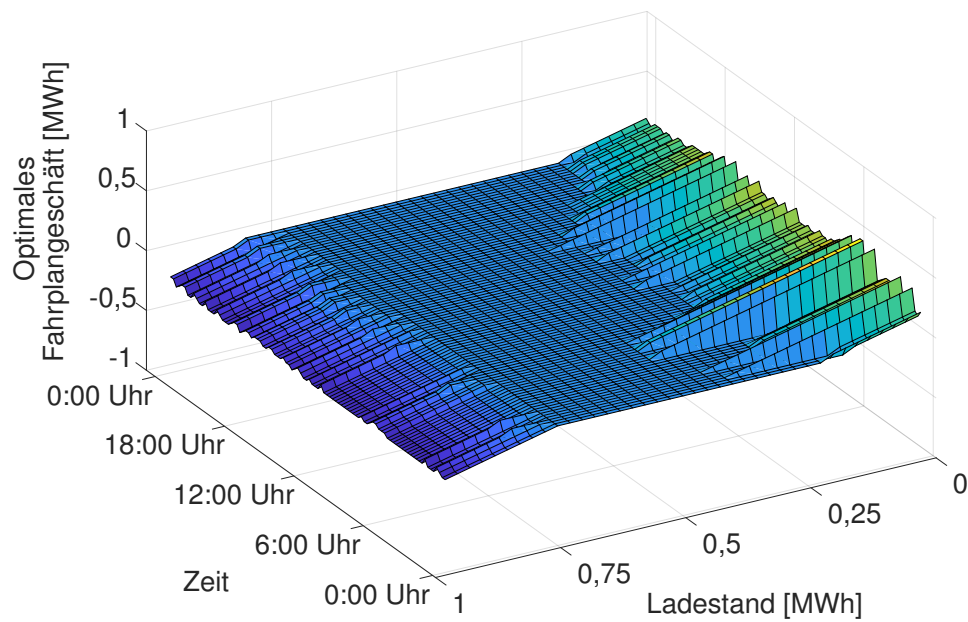


(a) Tag mit hohen Strompreisen (23.01.2017)

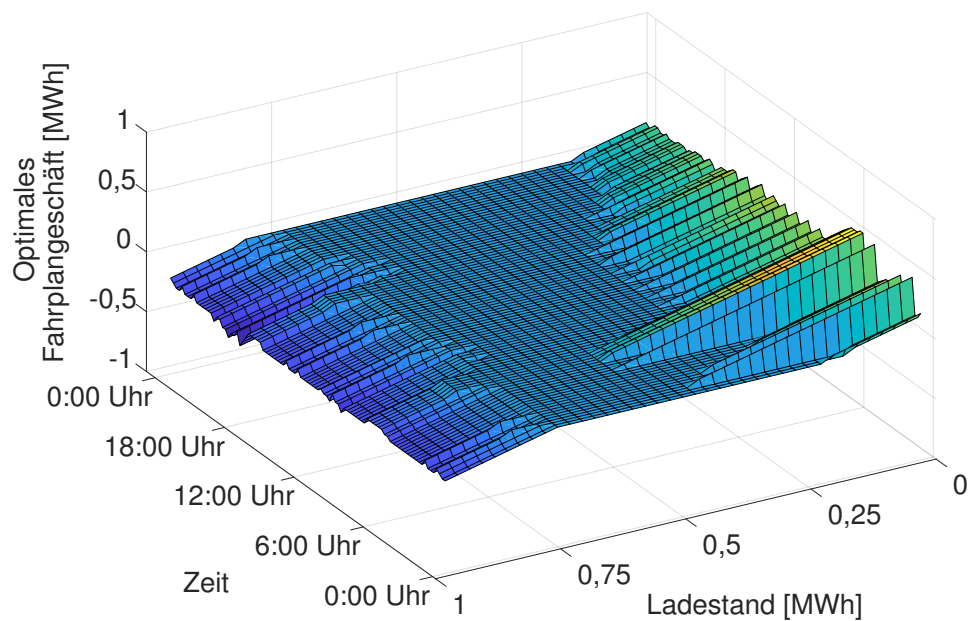


(b) Tag mit negativen Strompreisen (30.04.2017)

Abbildung 7.15: Ergebnisse des Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL unter Annahme einer t -Verteilung für die ausgetauschten Energiemengen mit Strompreisprognose durch das ARX-Modell für unterschiedliche Tage



(c) Tag mit geringen Abweichungen beider Modelle (04.04.2017)



(d) Tag mit starker Abweichung in der Prognose des ZK-Modells (29.11.2017)

Abbildung 7.15: Ergebnisse des Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit 1 MWh Kapazität und 1 MW bezuschlagter PRL unter Annahme einer t-Verteilung für die ausgetauschten Energiemengen mit Strompreisprognose durch das ARX-Modell für unterschiedliche Tage (Fortsetzung)

Abbildung 7.15 zeigt die Ergebnisse des Optimierungsmodells unter Berücksichtigung der Intraday-Preisprognosen mit dem ARX-Modell. Grundsätzlich ändert sich die Struktur der Lösungen im Vergleich zu den Ergebnissen mit Preisprognosen durch das ZK-Modell nicht. Die Unterschiede, die durch die unterschiedlichen Tagesverläufe der prognostizierten Preise hervorgerufen werden, werden jedoch insbesondere bei den Ladevorgängen deutlich. Da die Prognosen des ARX-Modells spezifisch für jeden Tag sind, sieht auch die Verteilung der Lade- und Entladevorgänge an jedem Tag anders aus. Hier lässt sich grundsätzlich feststellen, dass bei niedrigen prognostizierten Preisen Ladevorgänge zur Beschaffung von Ausgleichsenergie schon bei höheren Ladeständen beginnen. Die Energiemenge, die geladen wird, steigt jeweils linear mit abnehmendem Ladestand an. Vergleicht man das Optimierungsergebnis für den 23.01. (Abbildung 7.15(a)) mit den zugrunde liegenden Strompreisprognosen, erkennt man, dass Ladevorgänge, die bereits bei hohen Ladeständen beginnen, vor allem im Zeitraum vor dem prognostizierten Preisanstieg (zwischen 4 und 6:45 Uhr) liegen. Während der prognostizierten Hochpreisphase finden Ladevorgänge erst bei niedrigeren Ladeständen statt. Am Abend zeigen sich die Effekte der prognostizierten hohen Preise auch bei den Entladevorgängen. Von 18:15 bis 18:45 Uhr werden schon bei niedrigeren Ladeständen Entladevorgänge begonnen als während des restlichen Tages. Am 30.04., dem Tag mit negativen Preisen, finden Ladevorgänge, die bereits bei relativ hohen Ladeständen beginnen, insbesondere zu den Zeiten statt, an denen das ARX-Modell die geringsten Preise – und das heißt in diesem Fall zu den Zeitpunkten, an denen im Handel am meisten für die Abnahme elektrischer Energie zugezahlt wird (Abbildung 7.15(b)). Auffällig ist die letzte Viertelstunde des Optimierungshorizonts. Für 23:45 Uhr wird ein sehr geringer Strompreis prognostiziert ($-69,78 \text{ €/MWh}$, der zweitniedrigste Preis des Tages) und in der Folge finden bei allen SoC $<72,5 \%$ Ladevorgänge statt. Die Batterie wird also auch in Zuständen geladen, in denen sie mehr als halb voll ist. Durch den geringen Strompreis und möglicherweise durch das nahende Ende des Optimierungshorizonts (d. h. es findet wahrscheinlich kein mit Alterung behafteter Entladevorgang mehr statt) ist der Anreiz, Energie zu beziehen und dafür vergütet zu werden, ausreichend groß, um dieser Aktion den maximalen Wert zuzuordnen. Das Optimierungsergebnis für den 04.04. (Abbildung 7.15(c)) ist dem Ergebnis basierend auf der Preisprognose mit dem ZK-Modell (Abbildung 7.2) sehr ähnlich, da die Prognosewerte beider Modelle nah beieinander liegen. Obwohl die Prognosewerte der beiden Modelle am 29.11. relativ deutlich voneinander abweichen, ähneln sich die Ergebnisse des Optimierungsmodells beider Prognoseverfahren. Ein auffälliger Unterschied liegt in der Zeit zwischen 5 und 8 Uhr. In allen Viertelstunden zwischen 5 und 6 Uhr beginnen Ladevorgänge bereits bei vergleichsweise hohen Ladeständen (ab $52,5 \%$ SoC). Von 6 bis 8 Uhr nimmt der Ladestand, ab dem geladen wird, mit jeder Viertelstunde weiter bis $27,5 \%$ SoC ab. Für diesen Zeitraum prognostiziert das ARX-Modell einen starken Anstieg des Strompreises (vgl. Abbildung 7.14(c)). Während der höchsten prognostizierten Strompreise (um 18:30 und 18:45 Uhr) ist ein Effekt bei den Entladevorgängen erkennbar. Hier beginnen die Entladevorgänge bei einem niedrigeren Ladestand ($67,5 \%$) als zu allen anderen Zeitpunkten. Insgesamt zeigt sich, dass sich zwar die grundsätzliche Struktur der Lösungen (Bereich ohne Ladestandsmanagement bei mittleren SoC, Lade- und Entladevorgänge an den Rändern) nicht ändert, das Optimierungsmodell aber sensitiv auf die Prognosen der Strompreise reagiert.

Mithilfe des Simulationsmodells werden die Kosten für Ausgleichsenergie an den einzelnen Tagen berechnet. Anhand der realen Strompreise auf dem Intradaymarkt Diese werden in

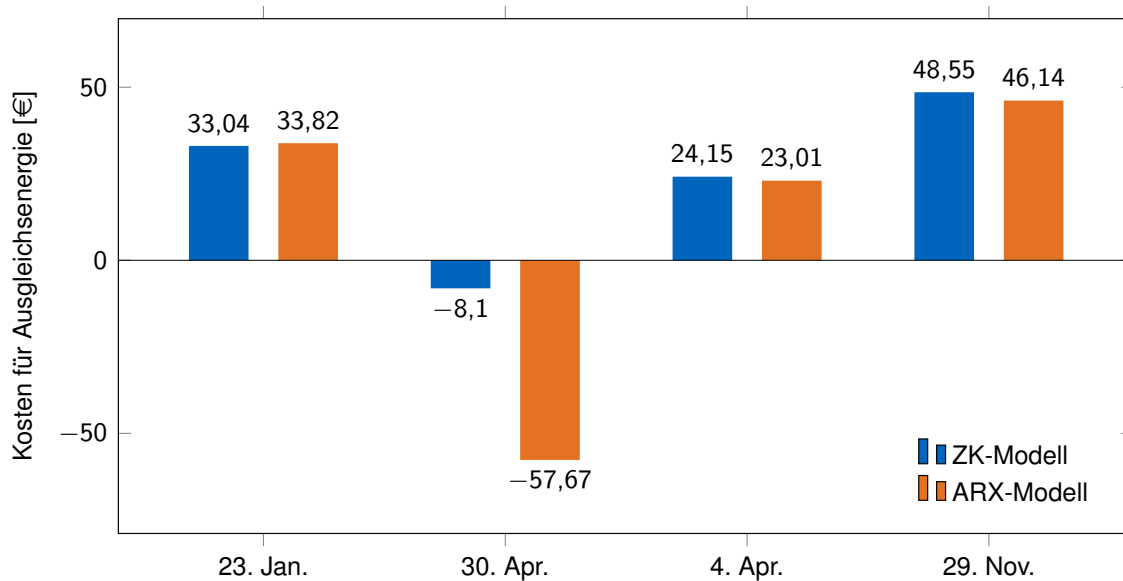


Abbildung 7.16: Kosten für Ausgleichsenergie an den exemplarischen Tagen

Abbildung 7.16 zeigt. An den Tagen mit positiven Strompreisen liegen die Kosten für Ausgleichsenergie, die aus der Anwendung der jeweiligen Betriebsstrategie folgen, relativ nah beieinander mit Abweichungen von maximal 5,2%. Am 23.01. sind die Kosten bei einer Prognose mit dem ZK-Modell, am 04.04. und am 29.11. bei einer Prognose mit dem ARX-Modell etwas niedriger. Am 30.04., dem Tag mit den negativen Strompreisen, führt eine Nutzung des ARX-Modells zu deutlich höheren Erlösen als die Nutzung des ZK-Modells.

Ein weiteres Kriterium zur Bewertung der Prognosemodelle ist die Frage, ob es ihnen gelingt, die in kurzen Zeitabständen abwechselnd auftretenden lokalen Minima und Maxima („Sägezahnverlauf“) im Strompreisverlauf abzubilden. Diese Minima und Maxima sind von Bedeutung, da sie sich teilweise in den Ergebnissen des Optimierungsmodells wiederfinden, beispielsweise in den Ladevorgängen unter Annahme einer t-Verteilung (siehe Abbildung 7.4). Hier erreicht das ZK-Modell mit 66,1% Übereinstimmung einen etwas besseren Wert als das ARX-Modell mit 64,8% Übereinstimmung².

7.6 Einfluss von Systemkosten und Batteriealterung

Ein weiterer Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit ist der Einfluss der Batteriepreise und der Batteriealterung. Da diese beiden Einflussparameter über Gleichung 6.33 als Teil der Belohnungsfunktion des MDP miteinander verknüpft sind, können sie hier nur gemeinsam betrachtet werden. Dabei wird untersucht, inwiefern es sich auf die Ergebnisse auswirkt, wenn die Batteriepreise sinken, was wiederum zu geringeren Systemkosten und damit zu einer geringeren Anfangsinvestition führt. Den Zusammenhängen im Modell folgend könnte eine solche Änderung auch als verbessertes Alterungsverhalten bei gleichbleibenden Systemkosten aufgefasst werden. Für das Modell wäre beispielsweise eine Halbierung der Systemkosten

²Mit Übereinstimmung ist hier gemeint, dass das jeweilige Prognosemodell an der gleichen Stelle wie der reale Preisverlauf ein lokales Minimum oder Maximum aufweist.

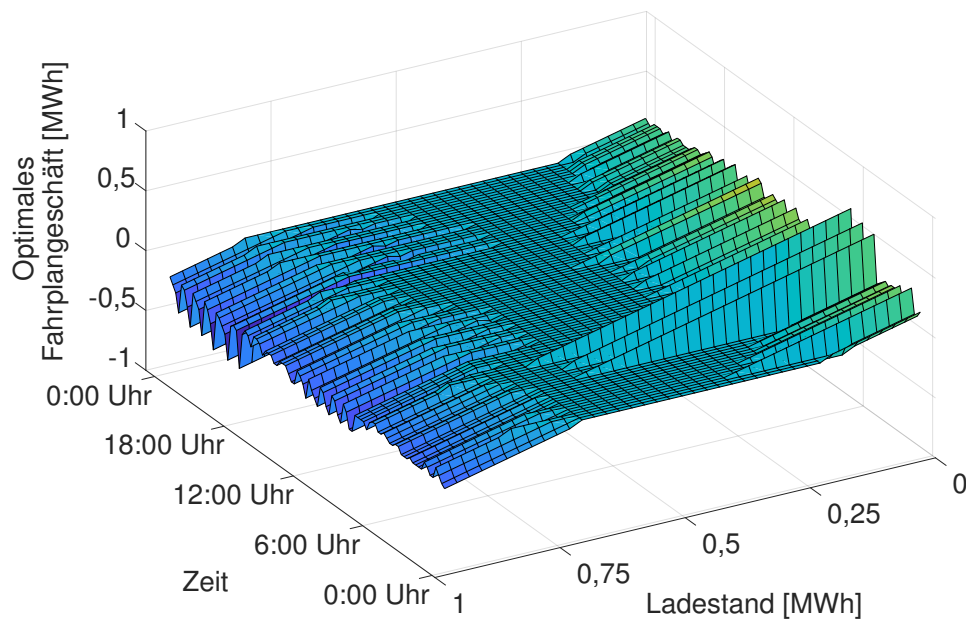


Abbildung 7.17: Ergebnisse der Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit einer Kapazität von 1 MWh, einer bezuschlagten Leistung von 1 MW, Annahme einer t-Verteilung für die durch PRL-Bereitstellung ausgetauschten Energiemengen und angenommenen Systemkosten von 100 000 €

gleichbedeutend mit einer Halbierung der Alterung bei gleichem Verlauf der Wöhlerkurve (siehe Abbildung 6.14).

Das Basisszenario geht von Systemkosten in Höhe von 300 €/kWh und 100 €/kW aus. Die Investition für ein Batteriesystem mit 1 MWh Kapazität und 2 MW Nennleistung beträgt dementsprechend 500 000 €. Sinken die Systemkosten, ist dies zunächst nicht in der Betriebsstrategie erkennbar. Die Betriebsstrategien für Systeme mit Systemkosten in Höhe von 400 000 oder 300 000 € unterscheiden sich nicht von der für Systeme mit Systemkosten in Höhe von 500 000 €. Erst bei noch geringeren Systemkosten wird ein Effekt sichtbar. Abbildung 7.17 zeigt das Ergebnis der Optimierung für Systemkosten von 100 000 €. Das entspricht beispielsweise kapazitätsspezifischen Kosten in Höhe von 50 €/kWh und leistungsspezifischen Kosten in Höhe von 25 €/kW. Alle weiteren Annahmen stimmen mit denen des Basisszenarios (siehe Tabelle 7.1) überein. Als Verteilung für die durch PRL-Bereitstellung ausgetauschten Energiemengen wird eine t-Verteilung angenommen. Es ist erkennbar, dass zu bestimmten Zeitpunkten Ladevorgänge bei deutlich höheren Ladeständen und Entladevorgänge bei deutlich niedrigeren Ladeständen als in den Betriebsstrategien unter Annahme höherer Systemkosten stattfinden.

Abbildung 7.18 zeigt die die Optimierungsergebnisse für ein (theoretisches) Extremszenario, welches dabei hilft, die Funktionsweise des Optimierungsmodells zu verstehen. Hier wird angenommen, dass das Batteriesystem zur Verfügung steht, ohne dass eine Investition erforderlich ist. Dies ist im Modellzusammenhang gleichbedeutend mit der Annahme, dass keinerlei Alterungseffekte auftreten. Ohne erforderliche Investition bzw. Alterungseffekte ändert sich die Struktur der Lösung. Der Streifen im Bereich mittlerer SoC, in dem keine Fahrplan-

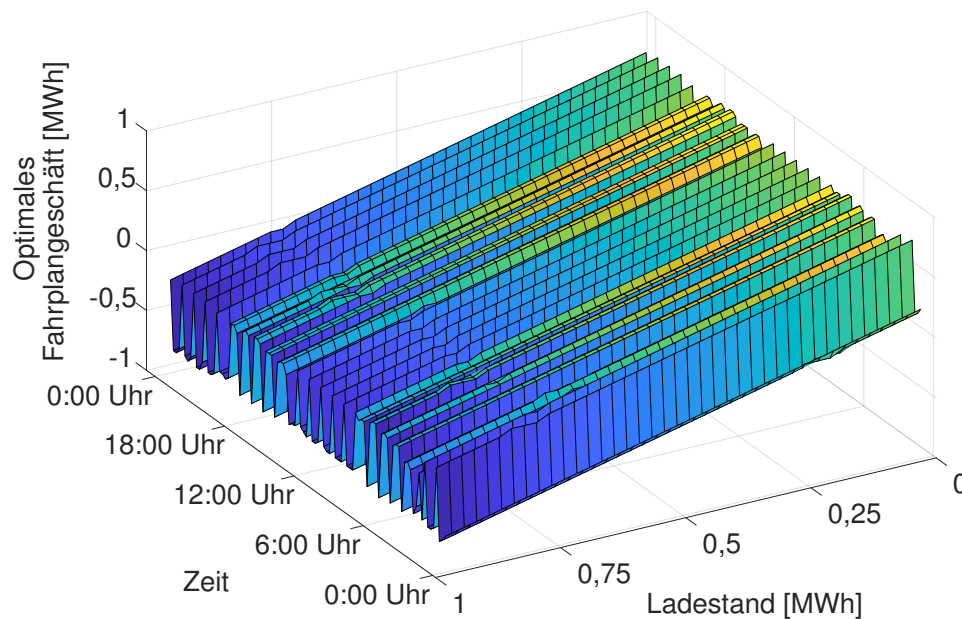
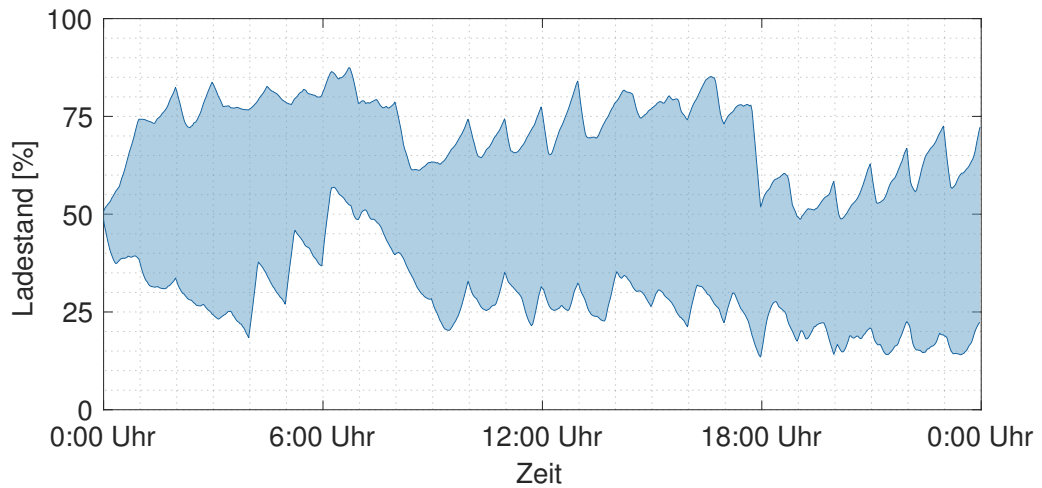


Abbildung 7.18: Ergebnisse der Optimierungsmodells für ein Batteriespeichersystem mit einer Kapazität von 1 MWh, einer bezuschlagten Leistung von 1 MW, Annahme einer t-Verteilung für die durch PRL-Bereitstellung ausgetauschten Energiemengen und angenommenen Systemkosten von 0 €

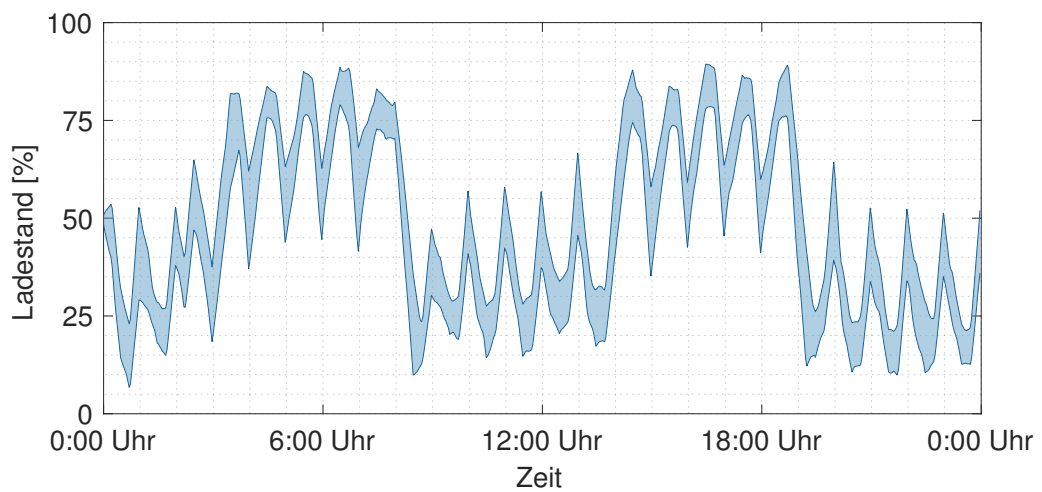
geschäfte stattfinden, fällt in dieser Lösung weg. Wird ein niedrigerer Strompreis als vor oder nach dem jeweiligen Zeitpunkt prognostiziert, finden Ladevorgänge bis hin zu relativ hohen Ladeständen statt. Wird ein höherer Strompreis als vor oder nach dem jeweiligen Zeitpunkt prognostiziert, finden Entladevorgänge bis hin zu relativ niedrigen Ladeständen statt. Das führt dazu, dass das „Sägezahnmuster“ der Strompreise über den gesamten Ladestand sichtbar wird. Unter diesen Annahmen ist es also optimal, zusätzlich zum Ladestandsmanagement zur Aufrechterhaltung der Betriebsfähigkeit prognostizierte Preisdifferenzen im Intradayhandel für Arbitragehandel (siehe Abschnitt A.1) zu nutzen.

Auch in den Simulationsergebnissen, die in Abbildung 7.19 gezeigt werden, ist der stärkere Einfluss der Strompreisprognosen sichtbar. In Abbildung 7.19(a) sind deutlich die Ladevorgänge um 4, 5, und 6 Uhr sowie die Entladevorgänge um 8, 17:45, 18:45, 20, 21, 22 und 23 Uhr zu erkennen, also zu den Zeitpunkten, für die jeweils vergleichsweise niedrige bzw. hohe Strompreise prognostiziert werden. In Abbildung 7.19(b) liegen die Ladestandstrajektorien innerhalb eines schmalen zickzackförmigen Korridors. Hier ist zu sehen, dass das Batteriesystem für Intraday-Arbitragehandel genutzt wird, aber gleichzeitig hohe und niedrige SoC vermeidet, um nicht die Fähigkeit zur Bereitstellung von PRL zu verlieren.

Diese Ergebnisse lassen den Schluss zu, dass bei derzeitigen durchschnittlichen Preisdifferenzen im kontinuierlichen Intradayhandel und derzeitigen Batteriepreisen Arbitragehandel auf dem Intradaymarkt für Batteriespeichersysteme wirtschaftlich nicht attraktiv ist. Da Fahrplangeschäfte durch die damit verbundene Degradation höhere Kosten verursachen, als sie Erlöse einbringen, werden sie nur abgeschlossen, um den Verlust der Betriebsfähigkeit zu vermeiden. Erst bei extrem niedrigen Batteriepreisen (im Bereich $<50 \text{ €/kWh}$ und $<25 \text{ €/kW}$) zeigt sich,



(a) Annahme von 100 000 € Systemkosten



(b) Annahme von 0 € Systemkosten

Abbildung 7.19: Ergebnisse des Simulationsmodells für ein Batteriespeichersystem mit einer Kapazität von 1 MWh, einer bezuschlagten Leistung von 1 MW, Annahme einer t-Verteilung für die durch PRL-Bereitstellung ausgetauschten Energiemengen und angenommenen Systemkosten von (a) 100 000 € und (b) 0 €

dass das Batteriesystem zusätzlich genutzt wird, um bei ausreichend niedrigen oder hohen erwarteten Strompreisen Energie im kontinuierlichen Intraday-Stromhandel zuzukaufen oder zu verkaufen und dadurch zusätzliche Erlöse zu erzielen. Der Übergang vom reinen PRL-Betrieb zum Mischbetrieb aus PRL-Bereitstellung mit zusätzlichem Intraday-Arbitragehandel ist fließend. Je geringer der Systempreis des Batteriespeichers bzw. die Degradation in Abhängigkeit von der Entladetiefe ist, desto mehr Energie wird bei ausreichend hohen und niedrigen Preissignalen ver- und gekauft. Im (theoretischen) Extremfall eines kostenlosen bzw. alterungsfreien Batteriesystems wird schließlich jede auftretende Preisdifferenz genutzt, um daraus Erlöse zu generieren, da kein Zielkonflikt mit der Vermeidung von Kosten durch Degradation mehr vorliegt.

Würde die Differenz zwischen den lokalen Minima und Maxima im kontinuierlichen Intradayhandel größer werden, würden dadurch auch die Erlöse, die durch Arbitragehandel erzielbar wären, steigen. Rechnungen zeigen jedoch, dass selbst eine Vervierfachung der durchschnittlichen Preisdifferenzen unter den Annahmen des Basisszenarios keinen Einfluss auf die Lösung des Optimierungsmodells hätte. Bevor also Intraday-Arbitragehandel mit Batteriespeichersystemen wirtschaftlich attraktiv wird, müssten die durchschnittlichen Preisdifferenzen am Markt deutlich größer werden und die Systemkosten für den Batteriespeicher oder die Kapazitätsabnahme durch Alterungseffekte deutlich sinken.

7.7 Einfluss der Strafkosten für eine Verletzung des Arbeitsbereichs

Die modellseitig implementierten Strafkosten k_{pen} sind keine realen Kosten, die beim Betrieb des Batteriesystems anfallen, sondern ein Instrument des Optimierungsmodells zur Steuerung des Ladestandsverlaufs. Um eine Verletzung der Grenzen des Arbeitsbereichs wirksam zu verhindern, müssen die Strafkosten ausreichend hoch angesetzt werden. Um zu prüfen, wie sich die Höhe der Strafkosten auf die Optimierungsergebnisse auswirkt, werden zusätzliche Rechnungen mit Strafkosten in Höhe von 5000, 500 und 50 € durchgeführt. Es zeigt sich dass eine Reduzierung der Strafkosten auf 5000 und 500 € das Optimierungsergebnis (siehe Abbildung 7.2) nicht ändert. Bei 50 € jedoch ist eine deutliche Änderung dahingehend erkennbar, dass Lade- und Entladevorgänge zum Ladestandsmanagement erst bei deutlich niedrigeren bzw. höheren Ladeständen stattfinden. Dieses Ergebnis ist in Abbildung 7.20 zu sehen.

Es ist also anzunehmen, dass Strafkosten von 50 000 € (wie im Basisszenario angenommen) ausreichend hoch gewählt sind, um Verletzungen der Grenzen des Arbeitsbereichs zu vermeiden. Welche Sanktionen in der Realität für eine solche Grenzverletzung verhängt werden, legen die einzelnen ÜNB für ihre jeweilige Regelzone fest.

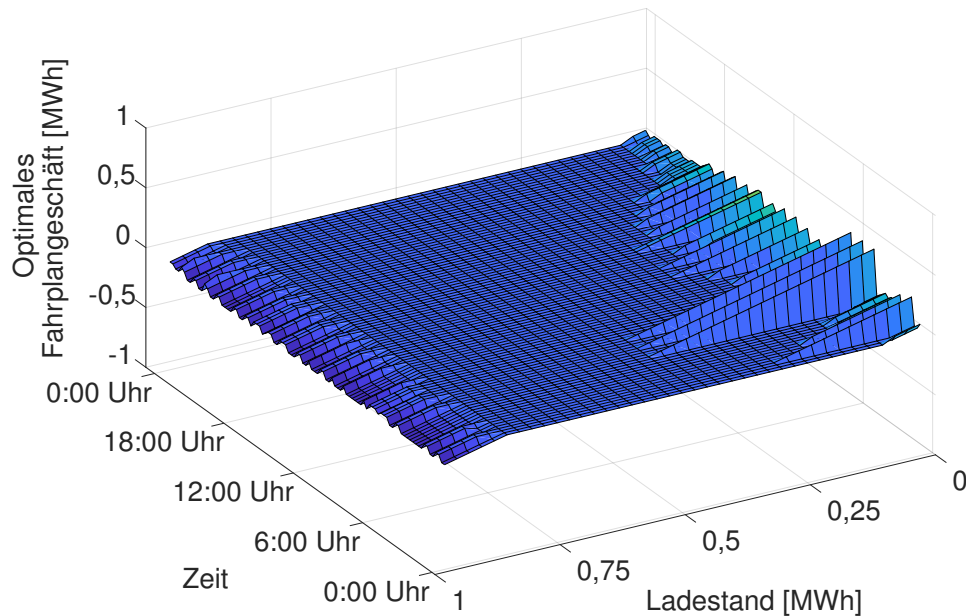


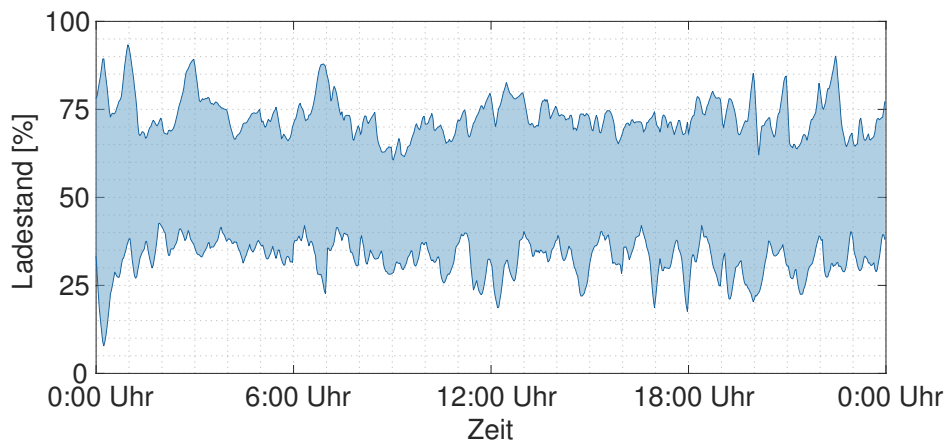
Abbildung 7.20: Ergebnisse der Optimierungsmodells mit Strafkosten in Höhe von 50 €

7.8 Batteriespeichersystem mit der kleinstmöglichen Kapazität

Einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat die Auslegung des Batteriespeichersystems. Je kleiner die erforderliche Kapazität ist, die ausreicht, um den zuverlässigen Betrieb eines Batteriespeichersystems zur Bereitstellung von PRL zu gewährleisten, desto geringer sind die Systemkosten. Unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen sind die Batteriebetreiber zwar an Vorgaben hinsichtlich des Speicherverhältnisses und des daraus resultierenden Arbeitsbereichs gebunden (siehe Abschnitt 3.5), an dieser Stelle werden diese Vorgaben jedoch nicht berücksichtigt, um einen Eindruck davon zu bekommen, wie klein die Batteriekapazität werden darf, ohne dass ein Verlust der Betriebsfähigkeit auftritt.

Um das kleinstmögliche Speicherverhältnis zu finden, werden in einer iterativen Vorgehensweise mehrere Simulationen mit sinkender Kapazität durchgeführt. Ausgehend vom 1 MW-1 MWh-System des Basisszenarios wird die Kapazität in jeder neuen Simulation um ein Inkrement von 0,1 MWh gegenüber der vorhergehenden verringert. Werden die Daten aus dem Jahr 2018 für die Simulation zugrunde gelegt, zeigt sich, dass in diesem Fall eine Batteriekapazität von 0,3 MWh ausreichen würde, um die Bereitstellung von 1 MW PRL ohne Verlust der Betriebsfähigkeit zu ermöglichen. Das entspricht einem Speicherverhältnis von 0,3 MWh/MW. Bei einer Kapazität von 0,2 MWh verliert das Batteriespeichersystem an mehreren Tagen die Betriebsfähigkeit.

Abbildung 7.21 zeigt die Ergebnisse der Simulationsmodells für ein Batteriespeichersystem mit einer Kapazität von 0,3 MWh und einer bezuschlagten Leistung von 1 MW. Sowohl unter Annahme einer t-Verteilung (Abbildung 7.21(a)) als auch unter Annahme einer α -stabilen Verteilung (Abbildung 7.21(b)) für den PRL-Abruf bleibt das System an allen Tagen des betrachteten Zeitraums betriebsbereit. In beiden Fällen wird aber nahezu der gesamte SoC-Bereich genutzt:



(a) Annahme einer t-Verteilung

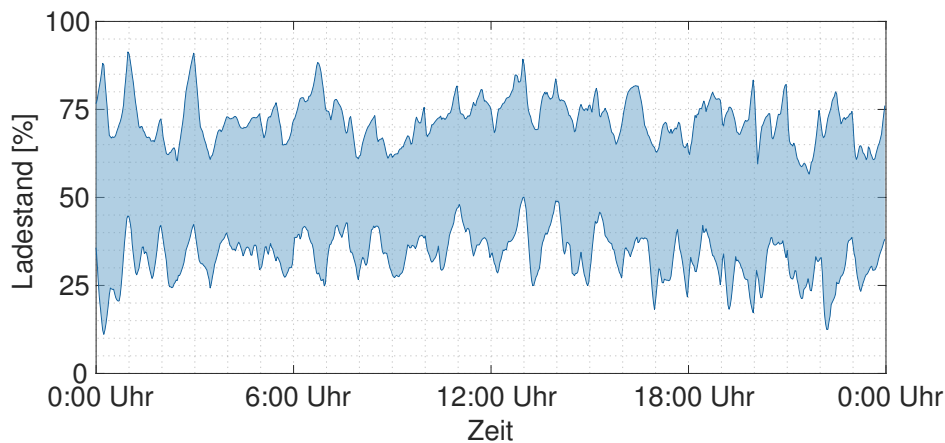
(b) Annahme einer α -stabilen Verteilung

Abbildung 7.21: Ergebnisse des Simulationsmodells für ein Batteriesystem mit einer Kapazität von 0,3 MWh und einer bezuschlagten Leistung von 1 MW unter Annahme (a) einer t-Verteilung und (b) einer α -stabilen Verteilung für den PRL-Abruf

bei der t-Verteilung zwischen 8 und 93 % und bei der α -stabilen Verteilung zwischen 11 und 92 %. Also bleibt das Batteriesystem zwar betriebsbereit, erreicht aber verhältnismäßig häufig Ladestände, in denen der Spielraum zur Bereitstellung von PRL sehr stark eingeschränkt ist, da weitere Ladevorgänge oder Entladevorgänge einen vollständig ge- oder entladenen Speicher zur Folge hätten. Daher ist davon auszugehen, dass es zwar kein realistisches Szenario ist, PRL mit Batteriesystemen mit derart geringer Kapazität bereitzustellen, die Rechnungen zeigen jedoch, dass eine Bereitstellung mit deutlich geringerer Kapazität möglich zu sein scheint als durch die ÜNB vorgegeben. Eine derart kleine Kapazität führt jedoch zu einer stärkeren Degradation der Batteriezellen, da deutlich mehr Zyklen mit größeren Entladetiefen durchlaufen werden. Mit dem hier verwendeten Alterungsmodell führt das zu einer Kapazitätsabnahme von 10,28 % im simulierten Jahr und damit zu einer erwarteten Lebensdauer von weniger als zwei Jahren.

Es ist nicht möglich, anhand der hier durchgeführten Simulationen den Schluss zu ziehen, dass ein Speicherverhältnis von 0,3 MWh/MW im Allgemeinen ausreichend ist, um störungsfrei PRL bereitzustellen. Die Simulationen zeigen aber, dass dies im Beispieljahr 2018 unter den getroffenen Annahmen möglich ist. Auch an den beiden in Abschnitt 7.4 untersuchten Tagen mit deutlicher Über- bzw. Unterfrequenz ist ein Betrieb des 0,3 MWh-Speichers ohne Verlust der Fähigkeit zur PRL-Bereitstellung möglich. Wie sich andere Extremsituationen auf den Ladestand und damit die Betriebsbereitschaft des Batteriespeichersystems auswirken, kann mithilfe dieser Simulationen nicht beantwortet werden.

Der regulatorische Rahmen bietet zusätzlich die Möglichkeit, Batteriespeichersysteme als Teil einer Reservegruppe oder eines Pools für die Bereitstellung von PRL zu präqualifizieren. In diesem Zusammenhang ist es möglich, unterschiedliche technische Einheiten an unterschiedlichen Netzanschlusspunkten zu aggregieren und im Verbund PRL bereitzustellen. Dabei können Batteriespeichersysteme mit anderen technischen Einheiten wie beispielsweise Stromerzeugungsanlagen oder steuerbaren Lasten kombiniert werden. Solche Konzepte ermöglichen unter Umständen die Einbindung von Batteriespeichersystemen mit einem geringeren Speicherverhältnis als das von den ÜNB für einzelne Speichersysteme vorgesehene. Die Betriebsstrategien müssen in diesem Fall angepasst werden, um alle im Pool enthaltenen Einheiten zu berücksichtigen.

7.9 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Neben der Zuverlässigkeit bei der Bereitstellung von PRL spielt die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Batteriespeichersystemen eine zentrale Rolle bei der Frage nach ihrer Eignung für dieses Einsatzfeld. Anhand einer Wirtschaftlichkeitsanalyse wird untersucht, unter welchen Randbedingungen der Einsatz von Batteriespeichern für die PRL-Bereitstellung ökonomisch attraktiv ist. Die Frage nach der ökonomischen Attraktivität kann jedoch nicht objektiv anhand quantitativer Kriterien beantwortet werden, sondern liegt stets im Ermessen eines potentiellen Investors. Zu den Kriterien, die für eine Investitionsentscheidung eine Rolle spielen, zählen die Renditeerwartung des Investors und die Zeit, in der diese Rendite erwirtschaftet wird. Im Rahmen dieser Untersuchung werden Batteriespeichersysteme unterschiedlicher Auslegung zur Bereitstellung von PRL miteinander verglichen. Dabei wird auf die Kapitalwertmethode aus der dynamischen Investitionsrechnung zurückgegriffen, mit der berechnet werden kann, zu welchem Zeitpunkt eine Investition wirtschaftlich attraktiv wird. Dazu wird ein Kalkulationszinssatz angenommen und die Folge der jährlichen Zahlungsströme betrachtet. Diese setzen sich aus den mit der Investition erzielten Umsatzerlösen und den kalkulatorischen Kosten zusammen. Die kalkulatorischen Kosten werden in der Energiewirtschaft üblicherweise in kapitalgebundene, verbrauchsgebundene, betriebsgebundene und sonstige Kosten unterteilt [59]. Die kapitalgebundenen Kosten, die im Fall des Batteriespeichersystems berücksichtigt werden müssen, sind die Systemkosten c_{SYS} , die sich gemäß Gleichung 7.1 aus einem kapazitäts- und einem leistungsspezifischen Anteil zusammensetzen. Sie bilden die Anfangsinvestition I_0 :

$$I_0 = c_{SYS}. \quad (7.3)$$

Verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten beinhalten insbesondere die Kosten für den Bezug von Ausgleichsenergie, Wartung und die Betriebsstromversorgung. Die sonstigen Kos-

ten umfassen unter anderem Kosten für Gebäude, Personal, Versicherungen etc. Die Kosten für den Bezug von Ausgleichsenergie ergeben sich als Summe der Kosten für die einzelnen Fahrplangeschäfte k_n^{FG} im simulierten Jahr. Alle weiteren verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten werden als Betriebskosten c_{Betr} zusammengefasst. Der jährliche Zahlungsstrom der verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten ergibt sich somit als

$$c_t = c_{Betr,t} + \sum_{n=1}^N k_{n,t}^{FG}. \quad (7.4)$$

Die jährlichen Umsatzerlöse r_t ergeben sich aus den Erlösen, die durch die Teilnahme an den PRL-Auktionen und der daraus resultierenden Vergütung für die bezuschlagten Bereitstellungszeiträume erzielt werden. Durch den Nettokapitalwert, engl. *Net Present Value* (NPV), der auch als Barwert der Zahlungsfolge bezeichnet wird, kann ausgehend von einem Referenzzeitpunkt $t = 0$ die Zahlungsfolge beurteilt werden. Wird die Investition in der Periode $t = 0$ abgerechnet und von einem Beginn des Betriebs der Anlage zum Zeitpunkt $t = 1$ ausgegangen, wird der NPV wie folgt berechnet:

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^{T_{econ}} \frac{r_t - c_t}{(1+i)^t}. \quad (7.5)$$

Dabei werden die zukünftigen Zahlungen mit dem Kalkulationszinssatz i diskontiert. Betrachtet wird der Zeitraum vom Referenzzeitpunkt $t = 0$ bis zum Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer T_{econ} . Bei Batteriesystemen ist das Ende ihrer Lebensdauer, d. h. wenn sie einen SoH von 0% erreicht haben bzw. die nutzbare Kapazität auf 80% der Anfangskapazität zurückgegangen ist, gleichbedeutend mit dem Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer. Der Kalkulationszinssatz gibt die Renditeerwartung des Investors wieder. Dadurch wird die Investition implizit mit einer Investition verglichen, die in Höhe des Kalkulationszinssatzes verzinst wird. Die durch eine solche Investition erzielten Gewinne geben die Renditeerwartung des Investors wieder.

Liegt der NPV bei null, bedeutet das, dass der Investor das investierte Kapital mit einer Verzinsung der ausstehenden Beträge in Höhe des Kalkulationszinssatzes zurückerhält. Bei einem $NPV > 0$ erhält der Investor das eingesetzte Kapital zurück und erzielt zusätzliche Gewinne, die eine Verzinsung zum angenommenen Kalkulationszinssatz übersteigen. Folglich ist der Kapitalwert der Investition größer als der Wert der Investitionszahlung und die Investition damit vorteilhaft gegenüber einer Investition am Kapitalmarkt mit einer Verzinsung zum angenommenen Kalkulationszinssatz. Bleibt der NPV über die wirtschaftliche Nutzungsdauer negativ, bedeutet dies, dass die Investition eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals zum Kalkulationszinssatz nicht gewährleisten kann. Der Zeitraum vom Zeitpunkt der Investition bis zum Erreichen eines positiven NPV wird als Amortisationszeit bezeichnet.

In dieser Wirtschaftlichkeitsanalyse wird die Amortisationszeit als Vergleichsparameter genutzt. Gegenüber einer Auftragung des NPV über die Zeit hat sie den Vorteil, dass für jede Systemkonfiguration nur eine Kennzahl existiert. Außerdem ermöglicht sie einen Vergleich mit den erwarteten Lebensdauern der Batteriespeichersysteme. Um den Unsicherheiten und möglichen Entwicklungen der Batteriepreise und der verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten, die hier unter dem Begriff Betriebskosten zusammengefasst werden, Rechnung zu tragen,

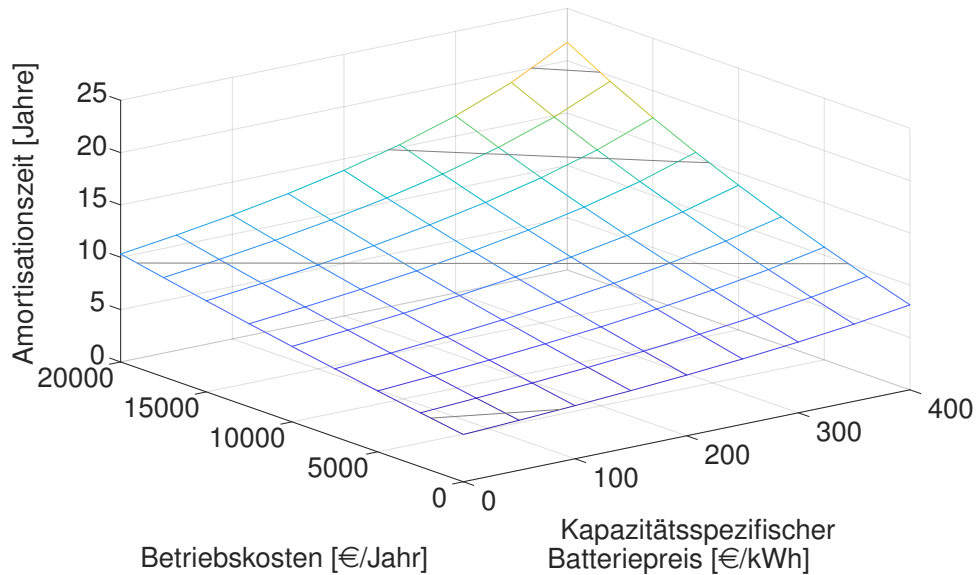
Tabelle 7.3: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsanalyse

Parameter	angenommener Wert
Nennleistung des Batteriesystems P_{Bat}^{nom}	2 MW
Bezuschlagte PRL P_{max}^{PRL}	1 MW
Ladewirkungsgrad η_{ch}	0,9
Entladewirkungsgrad η_{dis}	0,9
Kalkulationszinssatz i	0.05
Leistungsspezifische Systemkosten	100 €/kW
Mittlerer Marktpreis für PRL pro Woche	1100 €/MW

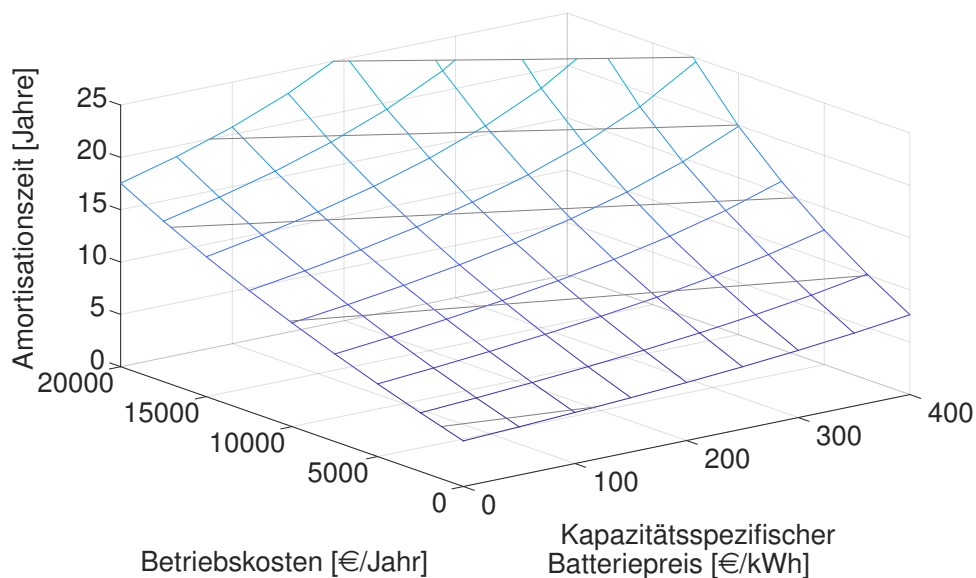
wird die Amortisationszeit in der Ergebnisdarstellung als Funktion dieser beiden Parameter gezeigt. Als erstes werden Batteriespeichersysteme mit unterschiedlichen Speicherkapazitäten untersucht. Dabei wird das System aus dem Basisszenario (siehe Tabelle 7.1) mit drei anderen Systemen verglichen: einem System mit einer Kapazität von 0,5 MWh und zwei Systemen mit einer Kapazität von 1,5 MWh, von denen das eine den Vorgaben des 30-Minuten-Kriteriums, das andere den Vorgaben des 15-Minuten-Kriteriums entspricht. Für jedes System wird angenommen, dass es 1 MW PRL bereitstellt und die Verteilung der durch PRL-Bereitstellung ausgetauschten Energiemengen einer t-Verteilung entspricht. Zusätzlich werden ein PRL-Preis von 1100 €/MW pro Woche und ein Zinssatz von 5% angenommen. Tabelle 7.3 gibt eine Übersicht über die Annahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse. Die jährlichen Kosten für Ausgleichsenergie ergeben sich aus den Simulationen für die einzelnen Systeme. Für das System mit einer Kapazität von 0,5 MWh betragen sie 4421 €, für das System mit einer Kapazität von 1 MWh 2816 €, für das System mit einer Kapazität von 1,5 MWh bei Berücksichtigung des 30-Minuten-Kriteriums 3960 € und für das System mit einer Kapazität von 1,5 MWh bei Berücksichtigung des 15-Minuten-Kriteriums 2828 €. Abbildung 7.22 zeigt die Amortisationszeiten dieser Systeme.

Es ist ersichtlich, dass die Amortisationszeit erwartungsgemäß mit steigendem Batteriepreis und steigenden Betriebskosten zunimmt. Die Tatsache, dass die Amortisationszeit sogar bei einem kapazitätsspezifischen Batteriepreis von 0 €/kWh größer null ist, ist darauf zurückzuführen, dass die leistungsspezifischen Systemkosten trotzdem berücksichtigt werden. Das System mit einer Kapazität von 0,5 MWh (Abbildung 7.22(a)) weist insgesamt die kürzesten Amortisationszeiten auf. Unter Annahme eines kapazitätsspezifischen Batteriepreises von 300 €/kWh und jährlichen Betriebskosten in Höhe von 7500 € hätte dieses System beispielsweise eine Amortisationszeit von 10 Jahren. Sänke der Batteriepreis auf 200 €/kWh, läge die Amortisationszeit bei ca. 8,5 Jahren. Bei einer Kapazität von 1 MWh (Abbildung 7.22(b)) liegen die Amortisationszeiten höher. Ein System mit einem kapazitätsspezifischen Batteriepreis von 300 €/kWh und jährlichen Betriebskosten in Höhe von 7500 € hätte eine Amortisationszeit von etwa 13 Jahren. Bei einer Abnahme des Batteriepreises auf 200 €/kWh sänke sie auf 11 Jahre. Ein Batteriesystem, das über eine Kapazität von 1,5 MWh verfügt und die SoC-Vorgaben des 30-Minuten-Kriteriums einhält (Abbildung 7.22(c)), hätte unter Annahme eines

kapazitätsspezifischen Batteriepreises von 300 €/kWh und jährlichen Betriebskosten in Höhe von 7500 € eine Amortisationszeit von 18,3 Jahren. Senke der Batteriepreis auf 200 €/kWh, ergäbe sich eine Amortisationszeit von 15 Jahren. Beim 1,5 MWh-System, das die Vorgaben

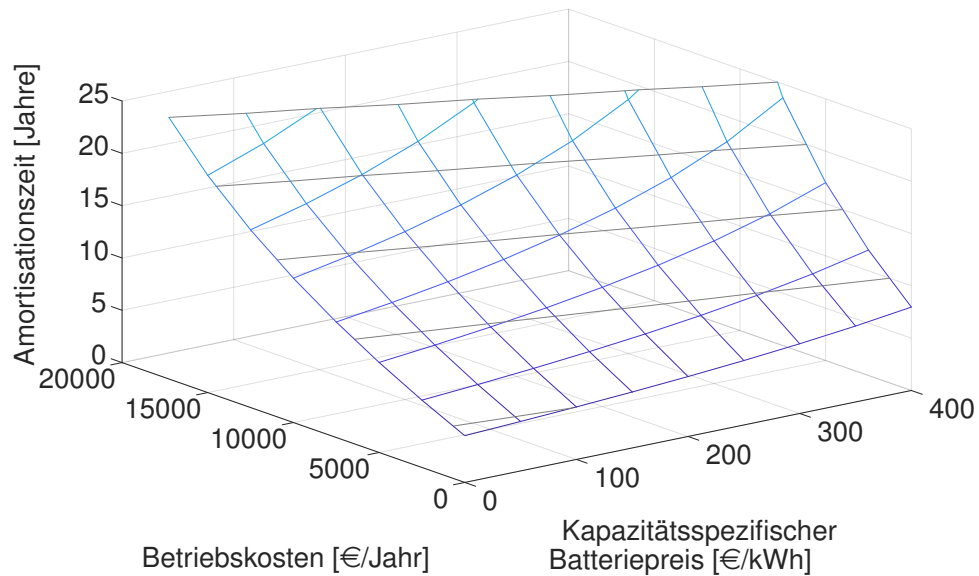


(a) Amortisationszeiten eines Batteriespeichersystems zur Bereitstellung von PRL mit einer Kapazität von 0,5 MWh und einer bezuschlagten Leistung von 1 MW

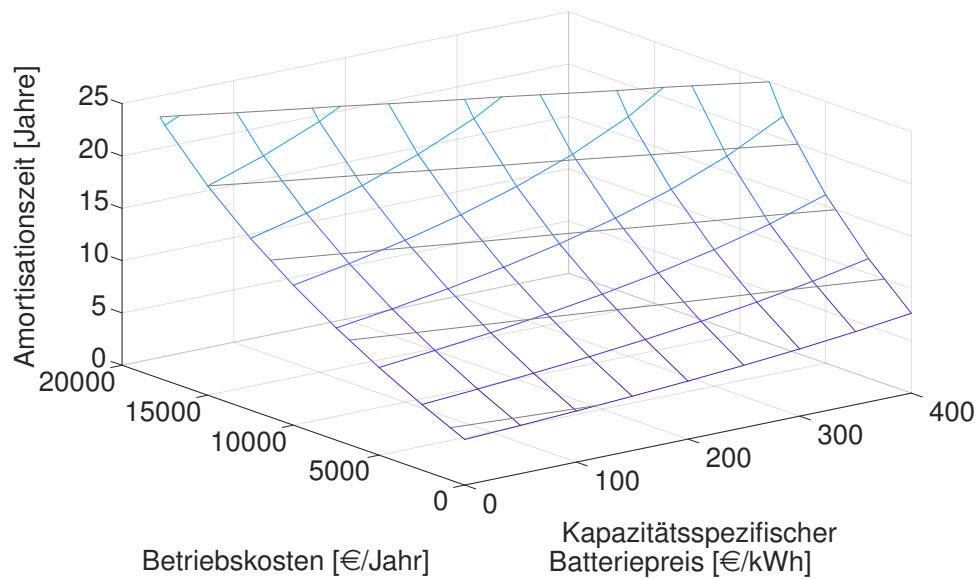


(b) Amortisationszeiten eines Batteriespeichersystems zur Bereitstellung von PRL mit einer Kapazität von 1 MWh und einer bezuschlagten Leistung von 1 MW

Abbildung 7.22: Amortisationszeiten von Batteriespeichersystemen unterschiedlicher Kapazität zur Bereitstellung von PRL mit einer bezuschlagten Leistung von 1 MW unter Annahme eines durchschnittlichen PRL-Preises von 1100 € pro Woche



(c) Amortisationszeiten eines Batteriespeichersystems zur Bereitstellung von PRL mit einer Kapazität von 1,5 MWh und einer bezuschlagten Leistung von 1 MW unter Berücksichtigung des 30-Minuten-Kriteriums



(d) Amortisationszeiten eines Batteriespeichersystems zur Bereitstellung von PRL mit einer Kapazität von 1,5 MWh und einer bezuschlagten Leistung von 1 MW unter Berücksichtigung des 15-Minuten-Kriteriums

Abbildung 7.22: Amortisationszeiten von Batteriespeichersystemen unterschiedlicher Kapazität zur Bereitstellung von PRL mit einer bezuschlagten Leistung von 1 MW unter Annahme eines durchschnittlichen PRL-Preises von 1100 € pro Woche (Fortsetzung)

des 15-Minuten-Kriteriums einhält (Abbildung 7.22(d)), wäre die Amortisationszeit unter Annah-

Tabelle 7.4: Erwartete Lebensdauern der Batteriespeichersysteme

System	erwartete Lebensdauer
1 MW / 0,5 MWh	3,4 Jahre
1 MW / 1 MWh	6,6 Jahre
1 MW / 1,5 MWh (30-Minuten-Kriterium)	11,7 Jahre
1 MW / 1,5 MWh (15-Minuten-Kriterium)	10,1 Jahre

me eines kapazitätsspezifischen Batteriepreises von 300 €/kWh und jährlichen Betriebskosten in Höhe von 7500 € aufgrund der geringeren Kosten für Ausgleichsenergie etwas kürzer und läge bei 17,3 Jahren. Bei einem Batteriepreis von 200 €/kWh läge sie bei 14,4 Jahren. Insgesamt gilt: Je größer die Kapazität des Systems ist, desto größer ist auch der Gradient der Amortisationszeit mit zunehmendem Batteriepreis und zunehmenden Betriebskosten.

Um innerhalb der Lebensdauer des Batteriespeichersystems einen positiven NPV zu erreichen, muss die Amortisationszeit vor dem Lebensende des Systems erreicht werden. Bei einem Vergleich der Amortisationszeiten mit den erwarteten Lebensdauern aus den Simulationsrechnungen (Tabelle 7.4) zeigt sich, dass die Amortisationszeiten für das 0,5 MWh-System für alle Kombinationen aus Betriebskosten und Batteriepreis über den errechneten 3,4 Jahren liegen. Obwohl dieses System dasjenige mit der geringsten erforderlichen Anfangsinvestition ist, scheint es ökonomisch nicht attraktiv zu sein, da es (mit dem im Simulationsmodell genutzten Alterungsmodell) deutlich stärkere Alterungseffekte aufweist. Beim 1 MWh-System liegen die Amortisationszeiten ebenfalls größtenteils über der auf Basis der Simulationen erwarteten Lebensdauer. Lediglich Systeme mit sehr geringen Systemkosten bei gleichzeitig niedrigen Betriebskosten haben eine Amortisationszeit, die unter der erwarteten Lebensdauer von 6,6 Jahren liegt. Ein System mit einem kapazitätsspezifischen Batteriepreis von 100 €/kWh und jährlichen Betriebskosten von 2500 € hätte beispielsweise eine Amortisationszeit von 6,3 Jahren. Die Systeme mit einer Kapazität von 1,5 MWh und Einhaltung des 30- bzw. 15-Minuten-Kriteriums zeigen einen vergleichsweise großen Bereich, in dem die Amortisationszeit kürzer ist als die erwartete Lebensdauer, obwohl sie die höchste Anfangsinvestition mit sich bringen. So hätte beispielsweise ein System mit einem kapazitätsspezifischen Batteriepreis von 300 €/kWh und jährlichen Betriebskosten von 2500 € oder ein System mit einem kapazitätsspezifischen Batteriepreis von 200 €/kWh und jährlichen Betriebskosten von 5000 € jeweils eine kürzere Amortisationszeit. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass sich das Alterungsverhalten deutlich von dem hier dargestellten unterscheiden kann, falls ein anderer Zelltyp genutzt wird. Die Nutzung von Zelltypen mit geringerer Alterung führt zu entsprechend höheren Lebensdauern.

Die gemessene Degradation im realen Betrieb eines Batteriespeichersystems zur Bereitstellung von PRL ist mit 1,4 % pro Jahr und einer daraus resultierenden erwarteten Lebensdauer von 14,3 Jahren deutlich geringer als die in den Simulationen ermittelten Werte [109]. Beim realen System handelt es sich jedoch um LMO-Zellen und damit um eine andere Zellchemie als diejenige, die dem hier verwendeten Alterungsmodell zugrunde liegt. Auch die Tatsache, dass es sich um ein System mit einer Leistungs-zu-Kapazitätsverhältnis von 2:5 handelt, trägt vermutlich dazu bei, dass es deutlich langsamer altert. Dennoch könnten die Lebensdauern von Batteriesystemen mit langsamerer Alterung als der im Modell angenommenen die

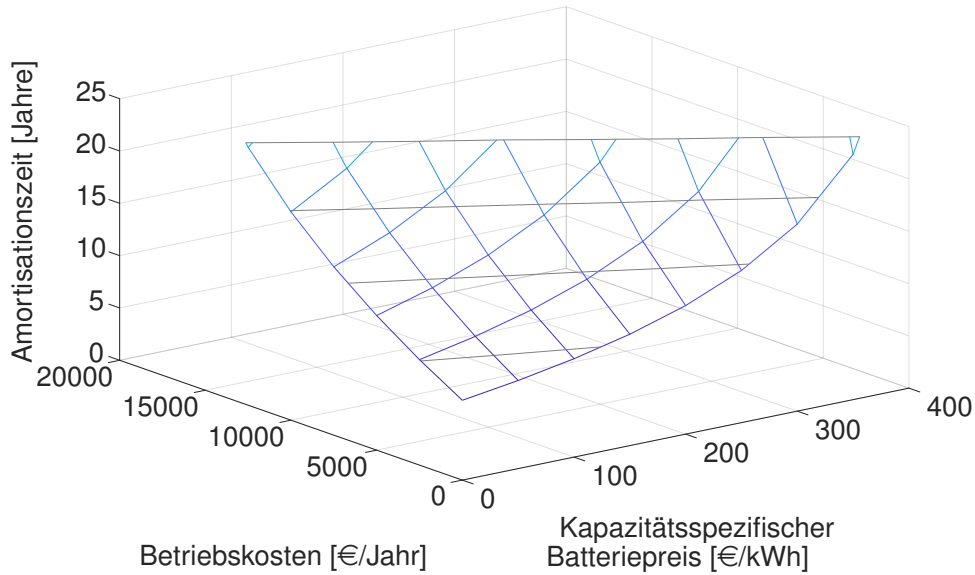
errechneten Amortisationsdauern überschreiten und wären damit wirtschaftlich betreibbar. Teilweise geben Batteriehersteller Garantien für die Lebensdauern ihrer Systeme. Ein zur Bereitstellung von PRL eingesetztes Batteriespeichersystem der WEMAG AG mit einer Leistung von 10 MW besteht aus Lithium-Managanoxid-Zellen des Herstellers Samsung SDI, für die eine Leistungsgarantie über 20 Jahren gegeben wird [154]. Eine solche Garantie würde die Alterung als limitierenden Faktor hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit deutlich entschärfen. Die Amortisationszeiten der hier betrachteten Systeme sind, wie in Abbildung 7.22 zu sehen ist, kürzer als 20 Jahre. Sie wären somit unter den gegebenen Annahmen wirtschaftlich betreibbar.

Ein weiterer Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit sind die Erlöse, die in den Auktionen am PRL-Markt erzielt werden können. Seit 2015 sind diese Preise kontinuierlich gesunken (siehe Abbildung 3.4). Der Mittelwert für eine Woche PRL-Bereitstellung liegt in der ersten Hälfte des Jahres 2020 bei 1100 €/MW. Um sowohl ein weiteres Absinken als auch eine Erholung des Preisniveaus abzubilden, werden an dieser Stelle, ausgehend von 1100 €/MW, Sensitivitäten von ± 400 €/MW gerechnet. Abbildung 7.23 zeigt die Amortisationszeiten eines 1 MW-1 MWh-System einmal unter Annahme eines mittleren PRL-Preises von 700 €/MW (Abbildung 7.23(a)) und einmal unter Annahme eines mittleren PRL-Preises von 1500 €/MW (Abbildung 7.23(b)). Alle übrigen Annahmen entsprechen denen in Tabelle 7.3.

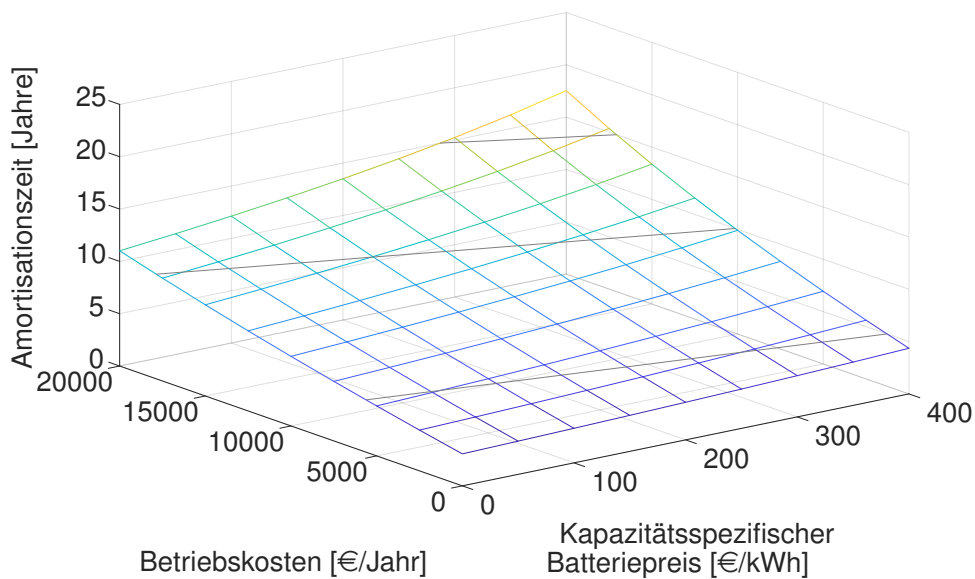
Es zeigt sich, dass die PRL-Preise einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Batteriespeichersysteme haben. Die Amortisationszeiten würden sich bei einer Abnahme des PRL-Preises auf durchschnittlich 700 €/MW deutlich verlängern. Ein System mit einem kapazitätsspezifischen Batteriepreis von 200 €/kWh und jährlichen Betriebskosten von 5000 € hätte beispielsweise eine Amortisationszeit von 23,1 Jahren und läge damit sogar über der Garantielaufzeit des oben angeführten WEMAG-Speichers. Eine Zunahme des PRL-Preises hätte eine deutliche Verkürzung der Amortisationszeiten zur Folge. Die Amortisationszeit des Systems mit einem kapazitätsspezifischen Batteriepreis von 200 €/kWh und jährlichen Betriebskosten von 5000 € würde sich auf 5,7 Jahre verkürzen.

Bei einer Investitionsentscheidung für oder gegen ein PRL-Batteriespeichersystem spielt die Annahme zur Preisentwicklung auf dem PRL-Markt eine zentrale Rolle. Da der Abschreibungszeitraum sich über mehrere Jahre erstreckt, ist dementsprechend eine langfristige Prognose der Preise erforderlich. Zwar ist die Nachfrage auf dem PRL-Markt in den letzten Jahren annähernd konstant geblieben, jedoch hat sich der regulatorische Rahmen erheblich geändert und die Anzahl der Anbieter ist, insbesondere durch den Markteintritt von Batteriespeichersystemen, stark angestiegen. Dadurch kam es zu einem deutlichen Verfall des Preisniveaus (siehe Abschnitt 3.6). Diese Entwicklungen erschweren die Preisprognose und erhöhen dadurch das Risiko, dass die Investition sich als unrentabel herausstellt.

Der dritte Einflussfaktor, der in dieser Wirtschaftlichkeitsanalyse untersucht wird, ist der Kalkulationszinssatz i , mit dem die Zahlungsströme diskontiert werden. Er beeinflusst die Höhe des Kapitalwerts und spielt dadurch eine essentielle Rolle in der Bewertung der Investition. Prinzipiell gibt er die subjektive Renditeerwartung des Investors wieder. Durch die Annahme eines Zinssatzes wird die zu bewertende Investition implizit mit einer Alternativinvestition verglichen, die mit demselben Satz verzinst wird. Je höher der Kalkulationszinssatz gewählt wird, desto höher ist die Renditeerwartung des Investors. An dieser Stelle werden zusätzlich zum Zinssatz von 5 %, der in den vorhergehenden Rechnungen angenommen wurde, zwei Varianten mit Zinssätzen von 2,5 und 7,5 % gerechnet. Es wird ein System mit einer Kapazität



(a) Amortisationszeiten eines Batteriespeichersystems zur Bereitstellung von PRL unter Annahme eines durchschnittlichen PRL-Preises von 700 € pro Woche



(b) Amortisationszeiten eines Batteriespeichersystems zur Bereitstellung von PRL unter Annahme eines durchschnittlichen PRL-Preises von 1500 € pro Woche

Abbildung 7.23: Amortisationszeiten von Batteriespeichersystemen zur Bereitstellung von PRL mit einer Kapazität von 1 MWh und einer bezuschlagten Leistung von 1 MW unter Annahme unterschiedlicher PRL-Preise

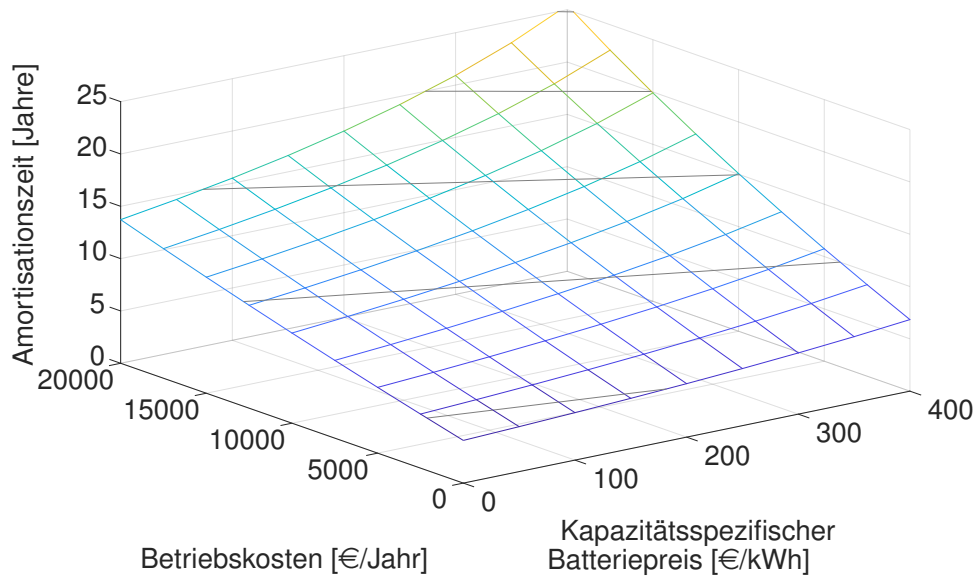
von 1 MWh und einer bezuschlagten Leistung von 1 MW betrachtet. Im Übrigen gelten die Annahmen in Tabelle 7.3. Abbildung 7.24 zeigt die Ergebnisse.

In der Abbildung ist erkennbar, dass ein geringerer Zinssatz erwartungsgemäß zu kürzeren Amortisationszeiten führt, während ein höherer Zinssatz längere Amortisationszeiten zur Folge hat. Ein System mit einem kapazitätsspezifischen Batteriepreis von 300 €/kWh und jährlichen Betriebskosten in Höhe von 7500€ hätte unter Annahme eines Zinssatzes von 5 % eine Amortisationszeit von ca. 13 Jahren. Wird ein Zinssatz von 2,5 % angenommen, läge sie bei 10,9 Jahren, unter Annahme eines Zinssatzes von 7,5 % bei 16,9 Jahren.

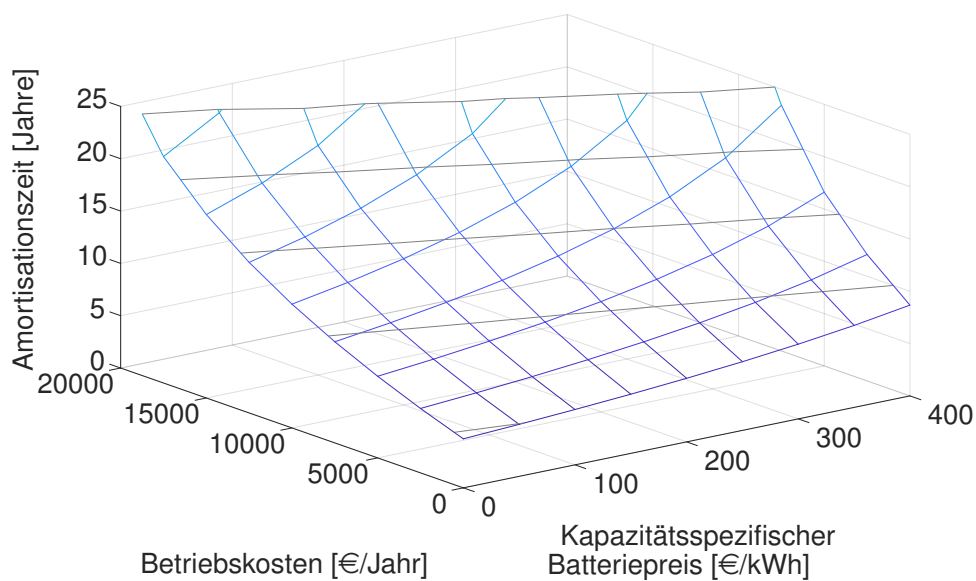
Grundsätzlich ist zu beachten, dass die erforderlichen Anfangsinvestitionen für Batteriespeichersysteme und die Preise am PRL-Markt miteinander wechselwirken. Einerseits wird zwar durch sinkende Preise der Einsatz von Batteriespeichersystemen für die PRL-Bereitstellung wirtschaftlich unattraktiver, andererseits sinken durch geringere Systemkosten und, falls die regulatorischen Rahmenbedingungen dies erlauben, kleinere Kapazitäten die Anfangsinvestitionen für ein Batteriespeichersystem und ermöglichen so dem Betreiber, mit geringeren Geboten an den PRL-Auktionen teilzunehmen. Dies wiederum führt zu sinkenden PRL-Preisen. Hier einen direkten Zusammenhang zu finden, gestaltet sich jedoch problematisch, da das Bieteverhalten am PRL-Markt nicht nur von den Investitionen, sondern auch von strategischen Überlegungen der Marktteilnehmer abhängt.

Welche Amortisationszeit in Kauf genommen wird, welcher NPV mindestens erreicht werden und welche anderen Kriterien erfüllt werden müssen, liegt letztlich im Ermessen des Investors. Aussagen zur ökonomischen Attraktivität können folglich keinen Absolutheitsanspruch haben, sondern hängen insbesondere von den Renditeerwartungen ab. Diese wiederum von anderen Faktoren beeinflusst werden, wie etwa alternative Möglichkeiten der Investition. Was die Wirtschaftlichkeitsanalyse jedoch leistet, ist eine Darstellung der Auswirkungen unterschiedlicher Annahmen auf die Ergebnisse. Hierdurch wird zumindest die Attraktivität unterschiedlicher Systemauslegungen und die Attraktivität bei sich ändernden Randbedingungen vergleichbar.

Wie sich die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen langfristig entwickeln wird, ist nicht absehbar. Zwar werden die Preise von Batteriespeichersysteme wahrscheinlich weiter sinken, ob jedoch der Preis für PRL mittelfristig wieder steigen wird, ist fraglich. Sollten Konkurrenztechnologien, wie beispielsweise PV-Anlagen, Windkraftanlagen und steuerbare Lasten, sich in Zukunft für die Bereitstellung von PRL präqualifizieren dürfen, könnten die Preisen aufgrund des steigenden Angebots eher weiter fallen und dadurch den wirtschaftlichen Betrieb von Batteriespeichersystemen erschweren.



(a) Amortisationszeiten eines Batteriespeichersystems zur Bereitstellung von PRL unter Annahme eines Zinssatzes von 2,5 %



(b) Amortisationszeiten eines Batteriespeichersystems zur Bereitstellung von PRL unter Annahme eines Zinssatzes von 7,5 %

Abbildung 7.24: Amortisationszeiten von Batteriespeichersystemen zur Bereitstellung von PRL mit einer Kapazität von 1 MWh und einer bezuschlagten Leistung von 1 MW unter Annahme unterschiedlicher Zinssätze

7.10 Eignung stationärer Batteriespeichersysteme für die Bereitstellung von Primärregelleistung

Nachdem in Abschnitt 2.6 die grundsätzliche Eignung unterschiedlicher Speichereinsatzfelder für den Einsatz stationärer Batteriespeichersysteme untersucht wurde, wird an dieser Stelle der Diskussion Raum gegeben, ob stationäre Batteriespeichersysteme aus technökonomischer Sicht für das Einsatzfeld der PRL geeignet sind. Aus technischer Sicht erfüllen Batteriespeichersysteme die Anforderungen, die im Einsatzfeld der PRL gestellt werden. Seit die ersten kommerziellen Großbatterien an der PRL-Bereitstellung teilnehmen, wurden keine Berichte über Ausfälle oder Auffälligkeiten solcher Systeme veröffentlicht. Die in dieser Arbeit entwickelten Betriebsstrategien versetzen die Batteriespeichersysteme zum einen in die Lage, die durch die ÜNB vorgegebenen Arbeitsbereiche zuverlässig einzuhalten, und würden zum anderen auch eine zuverlässige Bereitstellung von PRL mit geringeren Speicherverhältnissen und entsprechend geringeren Systemkosten ermöglichen.

Aus ökonomischer Sicht stellt sich die Situation komplizierter dar. Zwar könnte mithilfe der in dieser Arbeit entwickelten Betriebsstrategien eine deutliche Verringerung der Systemkosten erreicht werden, sofern dies gemäß der regulatorischen Rahmenbedingungen zulässig wäre, aufgrund der stärkeren zyklischen Belastung der Batteriespeichersysteme würde dies jedoch auch die Degradation beschleunigen und in der Folge die Lebensdauer des Systems verkürzen. Ein geringeres Speicherverhältnis erhöht somit nicht zwangsläufig die Profitabilität eines Batteriespeichersystems. Eine bedeutende Rolle spielt in diesem Zusammenhang die Wahl des Zelltyps und die Abbildung des Alterungsverhaltens. Eine realistische Einschätzung der Lebensdauer ist für die Investitionsentscheidung von großem Nutzen. Abhilfe schaffen könnten Herstellergarantien zu Mindestlebensdauern der Batteriespeichersysteme.

Der Hauptgrund für die derzeitige Unsicherheit hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen zur Bereitstellung von PRL liegt in den seit Mitte der 2010er-Jahre stark gesunkenen Marktpreisen (siehe Abschnitt 3.6). In der Hochpreisphase bis 2015 schienen auch Batteriespeichersysteme mit deutlich höheren Systemkosten wirtschaftlich einsetzbar zu sein. Die aktuell niedrigen Preise lassen eine Investition in ein Batteriespeichersystem trotz geringerer Zellpreise unattraktiv erscheinen.

Eine Diskussion, die sich an dieser Stelle anschließen lässt, ist die über den derzeitigen Zustand des PRL-Marktes, seine zukünftige Entwicklung und die Rolle, die PRL im Rahmen der Transformation des Stromerzeugungssystems spielen kann oder soll. Die PRL in ihrer aktuellen Ausgestaltung ist eine Folge der historischen Entwicklung des Energiesystems. Diese Entwicklung hatte ihren Anfang in einer durch fossil gefeuerte Großkraftwerke geprägten Zeit. Die PRL hat seitdem in erster Linie die Aufgabe, die Netzfrequenz stabil zu halten und den Ausfall solcher großen Kraftwerksblöcke ausgleichen zu können. Mit der fortschreitenden Transformation des Energiesystems fallen diese Großkraftwerke nach und nach weg, einerseits als Anbieter von PRL, andererseits aber auch als Ausfallrisiko, das durch die PRL abgedeckt werden muss. In Zukunft wird ihre Aufgabe hauptsächlich darin bestehen, Prognosefehler bei der Einspeisung wetterabhängiger EE und der Last auszugleichen. Anstelle fossiler Großkraftwerke werden für den kurzfristigen Ausgleich der Leistungsbilanz dezentrale Erzeugungsanlagen, deren Einspeisung zum größten Teil wiederum wetterabhängig ist, steuerbare Lasten und Stromspeicher, zu denen die Batteriespeichersysteme gehören, zur Verfügung stehen. Die Änderungen der regu-

latorischen Rahmenbedingungen in den vergangenen Jahren, insbesondere die Verkürzung des Bereitstellungszeitraums und die Verringerung der Mindestangebotsmenge, vereinfachen den Zugang zum PRL-Markt, haben aber vermutlich dazu beigetragen, dass die PRL-Preise in den letzten Jahren stark gesunken sind. Dadurch haben aus technischer Sicht geeignete Optionen zur PRL-Bereitstellung wie die in dieser Arbeit betrachteten Batteriesysteme an wirtschaftlicher Attraktivität verloren.

Ein weiterer Effekt, den die Verringerung fossiler Erzeugungsleistung im Stromnetz mit sich bringt, ist der Wegfall der rotierenden Massen im Netz. Diese Entwicklung muss bei der zukünftigen Gestaltung der Regelleistungsmärkte berücksichtigt werden. Die Momentanreserve könnte entweder durch eine Anpassung der technischen Anforderungen über den PRL-Markt oder auf einem separaten Markt ausgeschrieben werden. Diese Änderungen der Marktgestaltung könnten dazu führen, dass Produkte entstehen, die zu Preisen gehandelt werden, die höher sind als die heutigen PRL-Preise und dadurch die Erlössituation für Batteriespeichersysteme deutlich verbessern.

Ein zweiter Diskussionspunkt sind die Mindestzeiträume für einen Vollabruf, die die ÜNB für technische Einheiten mit begrenztem Energiespeicher vorsehen. Die Ergebnisse des Simulationsmodells zeigen, dass die zuverlässige Bereitstellung von PRL mit geeigneten Betriebsstrategien auch ohne die Vorgabe von Mindestzeiträumen für einen Vollabruf möglich ist. Werden die Mindestzeiträume bei der Bestimmung der Betriebsstrategien berücksichtigt, hat dies zur Folge, dass ein Teil der vorhandenen Speicherkapazität im Betrieb nicht genutzt wird. Beim 30-Minuten-Kriterium würde ca. 60 % der installierten Kapazität nicht genutzt, beim 15-Minuten-Kriterium wären es 40 %. Zwar deuten die Ergebnisse der Simulationen darauf hin, dass die Batteriealterung bei einer Einschränkung des Arbeitsbereichs auf einen Teil der nutzbaren Kapazität langsamer voranschreitet, wird jedoch eine Herstellergarantie für einen bestimmten Nutzungszeitraum gegeben, stellt das Alterungsverhalten für die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichersystems keinen entscheidenden Einflussfaktor mehr dar. In diesem Fall wäre das Batteriespeichersystem mit der geringsten Kapazität und infolgedessen den geringsten Systemkosten das wirtschaftlich attraktivste. Ein zusätzlicher Effekt des Betriebs mit geringerer Kapazität ist der daraus folgende geringere Ressourcenverbrauch für die PRL-Bereitstellung.

Bei der Kosten-Nutzen-Analyse der ENTSO-E [56] steht nicht die Wirtschaftlichkeit eines einzelnen Batteriespeichersystems im Vordergrund, sondern der sichere und wirtschaftliche Betrieb des gesamten kontinentaleuropäischen Stromnetzes. In dieser Analyse werden die Mindestzeiträume für einen Vollabruf, der Anteil an Einheiten mit begrenztem Energiespeicher an der ausgeschriebenen PRL und die erforderliche PRL-Ausschreibungsmenge im kontinentaleuropäischen Verbundnetz der ENTSO-E zusammen betrachtet. Die Autoren dieser Analyse kommen zu dem Ergebnis, dass die kostengünstigste Option für die Bereitstellung von PRL im Verbundnetz ein Anteil von 30 % Einheiten mit begrenztem Energiespeicher bei Anwendung des 15-Minuten-Kriteriums sei. Eine Erhöhung des Anteils von Einheiten mit begrenztem Energiespeicher auf 40 % würde bei Anwendung des 30-Minuten-Kriteriums zu 47 % höheren Kosten führen. Bei Anwendung des 15-Minuten-Kriteriums wäre in diesem Fall eine Erhöhung der Gesamtmenge ausgeschriebener PRL erforderlich und eine Kostensteigerung von 45 % wäre die Folge. Alternativen zum 30- und 15-Minuten-Kriterium werden nicht betrachtet.

Mit den Batteriespeichersystemen steht eine Technologie zur Verfügung, deren Vorteile in der Regelleistungsbereitstellung (schnelle Antwort auf Regelleistungsabrufe, präzises Re-

gelterhalten, keine direkten CO₂-Emissionen) im aktuellen Marktdesign nicht ausgeschöpft werden können. Die Gründe hierfür sind die ökonomische Unsicherheit, insbesondere aufgrund der aktuell niedrigen PRL-Preise, aber auch die strikten Vorschriften zu den Mindestzeiträumen für den Vollabruf. Die Einführung eines Produkts mit einer reduzierten Vollabrufzeit beispielsweise würde es ermöglichen, die Vorteile der Technologieentwicklung besser zu nutzen. Die Aufgabe, in Störfällen über einen längeren Zeitraum Regelleistung einzuspeisen oder zu entnehmen, könnte als separates Produkt ausgeschrieben oder in den Markt für SRL verlagert werden, deren Aufgaben ohnehin darin besteht, die PRL abzulösen. Hinsichtlich der Umsetzbarkeit und der Kosten solcher Konzepte besteht weiterer Forschungsbedarf. In einer erweiterten Kosten-Nutzen-Analyse könnten unterschiedliche Ansätze zur Änderung von Produktcharakteristika auf den Regelleistungsmärkten untersucht werden.

Kapitel 8

Zusammenfassung und Ausblick

8.1 Zusammenfassung

Die Primärregelleistung (PRL) ist ein zentrales Element des europäischen Stromversorgungssystems. Sie hat die Aufgabe, einen zuverlässigen, unterbrechungsfreien Betrieb des Stromnetzes zu gewährleisten. In der Vergangenheit wurde PRL üblicherweise von fossil gefeuerten Kraftwerken geliefert, seit einigen Jahren steigt jedoch der Anteil, der durch Batteriespeichersysteme bereitgestellt wird. Aus diesem Grund befasst sich diese Arbeit mit Betriebsstrategien für Batteriespeichersysteme zur Bereitstellung von PRL. Die vorliegende Arbeit liefert in zweifacher Hinsicht einen Beitrag zur aktuellen Forschung. In methodischer Hinsicht führt sie den Ansatz der Markov-Entscheidungsprozesse mit Ansätzen der Zeitreihenanalyse zusammen und entwickelt darauf basierend ein stochastisches dynamisches Optimierungsmodell für Kurzfrist-Stromspeicher. Zweitens wird durch die Betrachtung stationärer Batteriespeichersysteme zur Bereitstellung von PRL eine aktuelle energiewirtschaftliche Fragestellung behandelt und ein Beitrag zur laufenden Debatte um solche Systeme geliefert.

Zur Bestimmung der Betriebsstrategien wird ein dynamisches Optimierungsmodell auf der Basis von Markov-Entscheidungsprozessen (MDP) entwickelt. Das Batteriespeichersystem wird in einem Zustandsraummodell abgebildet. Die mit Unsicherheit behafteten Energiemengen, die durch die PRL-Bereitstellung zwischen Stromnetz und Batteriespeichersystem ausgetauscht werden, werden durch statistische Analysen aus historischen Daten der Netzfrequenz abgeleitet und gehen als Übergangswahrscheinlichkeiten in das Optimierungsmodell ein. Das Modell berechnet optimale Betriebsstrategien für ein Speichermanagement, bei dem einerseits die Einsatzfähigkeit des Batteriespeichers erhalten bleibt, andererseits Ausgleichsenergie zu möglichst geringen Kosten bezogen wird. Als Lösung ergeben sich Funktionen, die jedem Ladestand des Speichers zu jedem Zeitpunkt innerhalb des Optimierungshorizonts eine optimale Aktion zuordnen. Eine Aktion ist in diesem Zusammenhang ein Lade- oder Entladevorgang mittels eines Fahrplangeschäfts im kontinuierlichen Intraday-Stromhandel. Neben den Energieflüssen und den damit verbundenen Unsicherheiten werden in der Optimierung zusätzlich wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt. Dazu gehören Kosten, die durch die Alterung der Batterie entstehen und die Preise im kontinuierlichen Intradayhandel. Die Strompreise werden über zwei unterschiedliche Ansätze im Modell abgebildet. Im ersten Ansatz wird die zyklische Komponente der Preiszeitreihe identifiziert und zur Prognose der

Strompreise genutzt. Der zweite Ansatz ist ein ARX-Modell, das zusätzlich die autoregressive Komponente der Zeitreihe und exogene Einflüsse wie die Prognose der Einspeisung von Strom aus Windkraftanlagen und die Prognose des Stromverbrauchs berücksichtigt. Außerdem wird ein Modell zur Simulation von Batteriespeichersystemen für die Regelleistungsbereitstellung mit einer zeitlichen Auflösung von einer Sekunde entwickelt. Mithilfe dieses Modells werden die Auswirkungen der Betriebsstrategien auf den Betrieb des Batteriesystems untersucht.

Im Rahmen der Arbeit werden Optimierungs- und Simulationsrechnungen unter anderem für unterschiedliche Verteilungen zur Abbildung der PRL-Energieflüsse, für unterschiedliche Annahmen zum nutzbaren Arbeitsbereich und für die beiden unterschiedlichen Ansätze zur Abbildung der Strompreise durchgeführt. Die grundlegende Struktur der Lösungsfunktion ist in allen Fällen die gleiche. Sie lässt sich anhand des Ladestands in drei Bereiche einteilen. Im Bereich niedriger Ladestände finden Ladevorgänge durch Fahrplangeschäfte zur Erhöhung des Ladestands statt. Die Energiemenge, die in einem Ladevorgang geladen wird, nimmt dabei mit sinkendem Ladestand linear zu. Im Bereich hoher Ladestände finden Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte zur Senkung des Ladestands statt. Die Energiemenge, die hierbei in einem Entladevorgang entladen wird, nimmt mit steigendem Ladestand linear zu. Zwischen diesen beiden Bereichen liegt ein Streifen, in dem keine Lade- oder Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte stattfinden. Die Breite dieses Streifens variiert mit den Randbedingungen, die für die jeweilige Optimierungsrechnung angenommen werden. Bei Annahme einer Normalverteilung für die PRL-Energieaustauschmengen ist er deutlich breiter als bei Annahme einer t - oder einer α -stabilen Verteilung.

Die Ergebnisse des Simulationsmodells zeigen, dass die Normalverteilung für die Abbildung der Unsicherheiten der PRL-Energieflüsse nicht geeignet ist, da sie die schweren Ränder der tatsächlich zugrunde liegenden Verteilung unterschätzt. Die t - und die α -stabile Verteilung überschätzen zwar die Ränder, dies hat aber in der Optimierung den Vorteil, dass es zusätzliche Sicherheit gegen ein Überschreiten der Grenzen des Arbeitsbereichs bietet. Die Betriebsstrategien gewährleisten also ein Einhalten des Arbeitsbereichs unter Annahme einer t - oder einer α -stabilen Verteilung, jedoch nicht bei Annahme einer Normalverteilung. Die Auswirkungen der angenommenen Verteilungsfunktionen zur Abbildung der Unsicherheiten hinsichtlich der PRL-Energieflüsse zeigen sich dementsprechend in den Ladestandsverläufen während des Batteriebetriebs. Bei einem Batteriespeichersystem mit einer Kapazität von 1 MWh, das 1 MW PRL bereitstellt, wird bei Annahme einer Normalverteilung der gesamte SoC-Bereich genutzt. Wird eine t -Verteilung angenommen, ergibt sich eine Nutzung des SoC-Bereichs zwischen 14 und 90 %, bei Annahme einer α -stabilen Verteilung eine Nutzung des Bereichs zwischen 33 und 72 %. Die Wahl der passenden Verteilung zur Abbildung der PRL-Energieflüsse ist also essentiell für die zuverlässige Anwendbarkeit der Betriebsstrategien. Die Häufigkeit des Auftretens größerer Frequenzabweichungen sollte nicht unterschätzt werden. Beschränkungen des Arbeitsbereichs beeinflussen die Lösungen. Je kleiner der zulässige Arbeitsbereich ist, desto schmaler ist der Streifen, in dem keine Fahrplangeschäfte stattfinden.

Der Verlauf der Grenzen zwischen den oben erwähnten drei Bereichen der Lösungsfunktion und damit der Ladestand, bei dem Korrekturmaßnahmen durch Fahrplangeschäfte beginnen, hängt vom Zeitpunkt innerhalb des Optimierungshorizonts ab. Hier wird der Einfluss der Strompreisprognose erkennbar. Werden für eine Viertelstunde niedrige Strompreise im Vergleich zum Rest des Tages prognostiziert, finden in dieser Viertelstunde Ladevorgänge tendenziell

schon bei höheren Ladeständen statt. Bei Entladevorgängen scheint dieser Effekt weniger ausgeprägt zu sein. Bei der Prognose der Strompreise im kontinuierlichen Intradayhandel zeigt das ARX-Modell eine geringere mittlere Abweichung als das ZK-Modell. Die Strompreisprognose hat jedoch einen deutlich geringeren Einfluss auf die Lade- und Entladevorgänge des Speichermanagements als der Ladestand.

Neben der PRL-Bereitstellung Preisdifferenzen im Intradayhandel zum Erzielen zusätzlicher Erlöse zu nutzen, scheint unter den aktuellen Rahmenbedingungen für Betreiber von Batteriespeichersystemen wirtschaftlich unattraktiv zu sein. Potentielle Erlöse würden die Kosten, die vom Alterungsverhalten der Batterie abhängen, nicht ausgleichen können. Erst bei deutlich geringeren Systemkosten oder deutlich reduzierter Alterung fänden zunehmend Lade- und Entladevorgänge statt, die nicht in direktem Zusammenhang zum Speichermanagement für den Erhalt der Betriebsfähigkeit stehen.

Auf der Grundlage der Netzfrequenzdaten aus dem Jahr 2018 ergibt sich aus Rechnungen mit dem Simulationsmodell, dass mit einer vom Optimierungsmodell berechneten Betriebsstrategie ein Batteriespeichersystem mit einem Speicherverhältnis von 0,3 MWh/MW in der Lage wäre, PRL ohne einen Verlust der Betriebsfähigkeit bereitzustellen. Ein Batteriespeichersystem, das 1 MW PRL bereitstellt, hätte dementsprechend eine Mindestkapazität von 0,3 MWh. Dieser Wert liegt deutlich unter den Vorgaben der ÜNB, die von einem Speicherverhältnis von mindestens 1 ausgehen. Für den realen Einsatz wäre ein Speicherverhältnis von 0,3 MWh/MW zwar nicht geeignet, da ein solches System in Störfällen nicht ausreichend resilient wäre. Anhand dieses Beispiels wird jedoch erkennbar, dass die Anforderungen der ÜNB zu Systemgrößen führen, die deutlich über denen liegen, die für den Normalbetrieb und bei moderaten Störfällen erforderlich sind.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass sowohl das 30- als auch das 15-Minuten-Kriterium eine zuverlässige PRL-Bereitstellung durch Batteriespeichersystem im Normalbetrieb und bei moderaten Störungen des Netzbetriebs ermöglichen. Bei Anwendung einer geeigneten Betriebsstrategie könnte grundsätzlich auf die Festlegung von Mindestzeiträumen für den Vollabruf verzichtet werden, falls die Aufgabe der Regelleistungsbereitstellung während länger andauernder Störungen des Netzbetriebs zu anderen Regelleistungsprodukten verlagert wird.

Aus technischer Sicht sind Batteriespeichersysteme, auch mit vergleichsweise geringen Speicherverhältnissen, für die Bereitstellung von PRL geeignet. Die Frage, ob sie wirtschaftlich betreibbar sind, bleibt an dieser Stelle offen, da die Einflussfaktoren von erheblichen Unsicherheiten geprägt sind. Das aktuell niedrige Niveau der PRL-Preise hat zur Folge, dass Investitionen in Batteriespeichersysteme deutlich unattraktiver sind als vor einigen Jahren. Zwar lässt sich mithilfe der in dieser Arbeit entwickelten Betriebsstrategien, sofern die regulatorischen Rahmenbedingungen es zulassen, die erforderliche Investition deutlich reduzieren, es zeigt sich jedoch, dass dieser Vorteil durch verstärkte Alterungseffekte wieder ausgeglichen werden könnte. Durch steigende Preise am PRL-Markt, weiter sinkende Batteriepreise und den Einsatz von Batteriezellen mit verbessertem Alterungsverhalten (ggf. in Verbindung mit Herstellergarantien) würde die Bereitstellung von PRL durch stationäre Batteriespeichersysteme wieder wirtschaftlich attraktiver werden.

8.2 Ausblick

Grundsätzlich erweisen sich MDPs als geeignetes Instrument zur Entwicklung von Betriebsstrategien für Kurzfristspeicher. Die in dieser Arbeit entwickelten Modelle können einerseits in ihrer bestehenden Form mit anderen Datensätzen genutzt werden, sind andererseits aber auch flexibel erweiterbar und auf andere Technologien und Einsatzfelder übertragbar. Stehen entsprechende Daten zur Verfügung, können die Modelle genutzt werden, um Betriebsstrategien für Batteriespeichersysteme in anderen Stromnetzen und unter anderen regulatorischen Rahmenbedingungen zu bestimmen. Auch die Untersuchung von der Auswirkungen von Umgestaltungen der regulatorischen Rahmenbedingungen im deutschen NRV auf die PRL-Bereitstellung durch Batteriespeichersysteme ist möglich. Denkbar wäre unter anderem, dass die Momentanreserve, die gegenwärtig durch die rotierenden Massen in den fossil gefeuerten Kraftwerken bereitgestellt wird, als Produkt auf einem Regelleistungsmarkt ausgeschrieben wird, wenn weniger fossile Kraftwerke zur Verfügung stehen. Batteriespeicher wären aufgrund ihrer kurzen Reaktionszeit als Anbieter für ein solches Produkt grundsätzlich geeignet.

Durch Erweiterungen der Modelle wird es möglich, optimale Betriebsstrategien für eine Kombination aus PRL-Bereitstellung und einem oder mehreren weiteren Einsatzfeldern zu berechnen. Batteriespeichersysteme könnten beispielsweise im Rahmen der Integration erneuerbarer Energien eingesetzt werden (Abschnitt A.6) und gleichzeitig PRL bereitzustellen. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, den Einsatz zur Entlastung des Übertragungs- oder Verteilnetzes (Abschnitte A.3 und A.4) mit der Bereitstellung von PRL zu kombinieren.

Anhang A

Einsatzfelder für stationäre Speichersysteme

An dieser Stelle werden die in Tabelle 2.3 aufgelisteten Einsatzfelder für stationäre Stromspeichersysteme beschrieben.

A.1 Energieversorgung

Mit Energieversorgung ist an dieser Stelle das gemeint, was im Englischen als *bulk energy services* bezeichnet wird. Hier geht es um die Energieversorgung durch Großkraftwerke mit mehreren Hundert Megawatt und den Stromhandel an Börsen. Die Zuordnung der Anwendungsfelder folgt der in [63] und [6] vorgenommenen Einteilung. Zur Kategorie Energieversorgung gehören die zeitliche Verschiebung von Energie an Spot- und Terminmärkten (Arbitragehandel) und die Bereitstellung von Erzeugungsleistung.

Einsatzfeld 1: Zeitliche Verschiebung von Energie an Spot- und Terminmärkten (Arbitragehandel)

Dieses Einsatzfeld ergibt sich aus einem ökonomischen Anreiz für den Speicherbetreiber. Da die Strompreise an den Spot- und Terminmärkten im Lauf der Zeit schwanken, ist es möglich, durch den Kauf und das Speichern von elektrischer Energie zu einem möglichst geringen Preis und den Verkauf und das Ausspeichern dieser Energie zu einem möglichst hohen Preis Erlöse zu erzielen. Ob sich in diesem Einsatzfeld Gewinne erzielen lassen, hängt von den Speicherkosten, den Preisunterschieden, die auf den Märkten auftreten, und den Energiemengen ab, die mit dem Speicher umgesetzt werden können. Für diese Anwendung werden klassischerweise PSW eingesetzt. Aufgrund ihrer geringen kapazitätsspezifischen Systemkosten, ihrer Möglichkeit, große Energiemengen zu speichern und der vergleichsweise geringen Betriebskosten können PSW in diesem Einsatzfeld am ehesten Gewinne erzielen. Die erforderliche Speichergroße und die Entladedauer hängen von den regulatorischen Rahmenbedingungen des Marktes ab, an dem gehandelt werden soll.

Einsatzfeld 2: Abdeckung von Lastspitzen

Statt durch Kraftwerke können Lastspitzen in einem Verbundnetz auch durch Speichersysteme

me ausgeglichen werden. Bei den hier eingesetzten Spitzenlastkraftwerken handelt es sich üblicherweise um Gasturbinen und PSW. Ob ein ökonomischer Anreiz zur Deckung dieser Lastspitzen besteht, hängt davon ab, welche Preise sich in solchen Hochlastsituationen auf dem Strommarkt einstellen, wie häufig solche Situationen auftreten und welche Kosten der Kraftwerks- bzw. Speicherbetreiber decken muss. Momentan erfolgt die Vergütung in Deutschland allein über den Spotmarkt. Für Speichersysteme ist der ökonomische Anreiz für dieses Einsatzfelder prinzipiell derselbe wie im Einsatzfeld 1: Der Strom, der in Zeiten hoher Last zu hohen Preisen eingespeist wird, muss zuvor in Zeiten niedriger Preise beschafft werden. Eine Einführung von Kapazitätsmechanismen, um die Abdeckung solcher Lastspitzen sicherzustellen, ist in der Diskussion. Die erforderliche Speichergröße und die Entladedauer hängen von der Höhe und der Dauer der im Verbundnetz auftretenden Lastspitzen ab.

A.2 Systemdienstleistungen

SDL umfassen diejenigen Dienste, die erforderlich sind, um die Funktionsfähigkeit des Stromversorgungssystems aufrecht zu halten. Sie können abhängig vom Netzgebiet und den dort geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen anders definiert, organisiert und vergütet werden. Im deutschen Netzgebiet gehören die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung, der Versorgungswiederaufbau und die Netzführung zu den SDL [35]. Zur Erbringung dieser Systemdienstleistungen werden durch Erzeugungsanlagen oder andere technische Anlagen unterschiedliche Maßnahmen und Produkte bereitgestellt. Die übergeordnete Verantwortung für die Systemstabilität im Netzgebiet der ENTSO-E liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern.

Einsatzfeld 3: Regelleistung

Bei der Regelleistung handelt es sich um eine Systemdienstleistung, die erforderlich ist, um kurzfristige Abweichungen zwischen Erzeugung und Last im Stromnetz auszugleichen und die Netzfrequenz in der Nähe des Sollwertes zu halten. Regelleistung wird in den meisten Regelzonen auf separaten Märkten in unterschiedlichen zeitlichen Abstufungen gehandelt. Die erforderliche Speichergröße und Entladedauer hängt von der Ausgestaltung der Regelleistungsprodukte im jeweiligen Marktgebiet ab. Dieses Einsatzgebiet ergibt sich aus der technischen Notwendigkeit der Regelleistungsbereitstellung, schafft aber durch die Vergütung durch den jeweiligen Marktmechanismus auch einen ökonomischen Anreiz für potentielle Anbieter.

Einsatzfeld 4: Lastfolgebetrieb

Anstelle eines fossilen Kraftwerks, das in Teillast betreiben wird und im Lastfolgebetrieb seine Leistung immer wieder kurzzeitig erhöht oder verringert, wird ein Speicher eingesetzt, um die kurzfristigen Schwankungen im Lastverlauf auszugleichen. Das Kraftwerk kann in Volllast gefahren werden, was einen höheren Wirkungsgrad und seltenere und langsamere thermische Lastwechsel zur Folge hat. Das wiederum führt zu einem geringeren Brennstoffverbrauch und weniger Abnutzung, verringert also die Betriebskosten und verlängert die Lebensdauer des Kraftwerks. Auch erneuerbare Erzeuger können unter dieses Anwendungsfeld fallen. Der Speichereinsatz dient in diesem Fall dazu, die Leistungsänderungsgeschwindigkeit auf einen Höchstwert zu begrenzen und dadurch die Netzintegration zu verbessern. Die Speichergröße und die Entladedauer hängen von der Nennleistung des Kraftwerks bzw. des erneuerbaren

Erzeugers ab. In Deutschland findet üblicherweise kein Lastfolgebetrieb statt, kurzfristige Schwankungen der Stromnachfrage werden durch die Regelleistung (siehe Einsatzfeld 3) ausgeglichen.

Einsatzfeld 5: Momentanreserve

In einem durch fossile Erzeugung geprägten Stromsystem wird die Netzfrequenz durch die in den rotierenden Massen der Generatoren gespeicherte kinetische Energie stabilisiert. Sie wirkt Abweichungen der Netzfrequenz entgegen, bevor PRL aktiviert wird. Durch die Abschaltung fossiler Kraftwerke werden mittelfristig weniger rotierende Massen am Netz sein. Speichersysteme können diese Aufgabe übernehmen, jedoch ist die erforderliche Reaktionszeit bis zur Aktivierung sehr kurz. In Deutschland wird Momentanreserve derzeit nicht separat vergütet.

Einsatzfeld 6: Spannungshaltung

Neben der Netzfrequenz ist die Spannung eine wichtige Größe, die den Zustand eines Stromnetzes charakterisiert. Im deutschen Übertragungsnetz liegen die Nennspannungen bei 220 kV bzw. 380 kV. Die europäischen Stromnetzbetreiber sind verpflichtet, die Netzspannung innerhalb eines vorgeschriebenen Bereiches, des sog. Spannungsbandes, zu halten [60]. Anders als die Frequenz, die überall im Netz den gleichen Wert hat, ist die Spannung nicht im gesamten Netz konstant. Da Stromleitungen selbst als Widerstand wirken, fällt die Spannung mit zunehmender Entfernung von der Spannungsquelle ab.

Bei den Maßnahmen zur Spannungshaltung wird zwischen statischer und dynamischer Spannungshaltung unterschieden. Zur statischen Spannungshaltung gehören Maßnahmen wie die planerische Auslegung des Netzes, die Bereitstellung von Blindleistung zur Blindleistungs-Spannungs-Regelung, die gezielte Stufung von Transformatoren und der Redispatch von Erzeugungsanlagen. Maßnahmen zur dynamischen Spannungshaltung werden im Fall einer Störung (beispielsweise bei einem Kurzschluss) benötigt, um Spannungseinbrüche zu verhindern. Hierzu ist es erforderlich, Kurzschlussleistung im Netz verteilt bereitzustellen. Speicher bieten die Möglichkeit, Blindleistung oder Kurzschlussleistung bereitzustellen und so zur Spannungshaltung beizutragen. Spannungshaltung wird im deutschen NRV derzeit nicht vergütet.

Einsatzfeld 7: Schwarzstartfähigkeit/Versorgungswiederaufbau

Nach einem Stromausfall im Verbundnetz ist ein koordiniertes Vorgehen zum Wiederaufbau des Netzes erforderlich. Üblicherweise werden als erstes Pumpspeicherwerke und Gasturbinen mithilfe von Batterien oder Notstromaggregaten in Betrieb genommen. Anschließend werden sukzessive weitere Erzeugungsleistung und Last zugeschaltet und die wiederaufgebauten Netzgebiete synchronisiert. Die Bereitstellung von Schwarzstartfähigkeit wird in Deutschland bisher nicht vergütet.

Einsatzfeld 8: Ausregelung von Prognosefehlern im Bilanzkreis

Bilanzkreise sind „virtuelle Gebilde, für die ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme gegenüber dem jeweiligen ÜNB durchzuführen ist“ [18]. Ziel der Einführung von Bilanzkreisen ist es, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen für mehrere Entnahmestellen

zu saldieren und durch ihre Durchmischung zu minimieren [18]. Die BKVs sind verpflichtet, dem zuständigen ÜNB jeden Tag ihren Fahrplan für den jeweiligen Folgetag zu übermitteln, der unter anderem auf Prognosen zur Last und Einspeisung wetterabhängiger EE basiert [25]. Abweichungen von diesem Fahrplan werden durch Regelenergie ausgeglichen. Die Kosten hierfür trägt der BKV in Form der sogenannten Ausgleichsenergiekosten. Ein Speicher kann die Prognosefehler zumindest teilweise ausgleichen, indem bei einem überspeisten Bilanzkreis geladen, bei einem unterspeisten Bilanzkreis entladen wird.

A.3 Einsatzfelder im Übertragungsnetz

Zusätzlich zu den oben angeführten SDL sind weitere Einsatzfelder im Übertragungsnetz denkbar. Darunter fallen hauptsächlich Maßnahmen zur Entlastung bestimmter Netzgebiete und zur Erhöhung der dynamischen Stabilität. In Deutschland ist es aufgrund der Entflechtung des Netzbetriebs von allen anderen Tätigkeitsbereichen der Stromversorgung gemäß §§ 6-10 EnWG nicht möglich, dass ÜNB selbst Speichersysteme einsetzen [24].

Einsatzfeld 9: Verschiebung/Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz

Die Idee hinter diesem Einsatzfeld besteht darin, durch die Installation eines kleinen Speichersystems größere Netzausbaumaßnahmen um mehrere Jahre zu verschieben oder sogar ganz zu vermeiden. Wird Energie eingespeichert anstatt sie durch eine an der Belastungsgrenze stehende Leitung zu leiten, verhindert dies eine Überlastung der fraglichen Leitung. Tritt eine Überlastung einer Leitung nur an wenigen Zeitpunkten im Jahr auf, kann es für den Netzbetreiber kostengünstiger sein, anstelle einer neuen, größeren Leitung, in einen Speicher zu investieren. Ob dies der Fall ist, hängt von der spezifischen Situation ab und muss für jeden Einzelfall geprüft werden. In Deutschland kommen Hochlastsituationen im Übertragungsnetz hauptsächlich dadurch zustande, dass Windenergie aus Norddeutschland zu den Lastzentren in Süddeutschland transportiert werden muss. Ein Ausbau des Übertragungsnetzes ist bereits geplant und teilweise in der Umsetzung.

Einsatzfeld 10: Netzentlastung/Redispatch

Dieses Einsatzfeld ähnelt stark dem vorhergehenden. Der Speicher wird eingesetzt, um Abhilfe in Situationen mit hoher Netzlast zu schaffen. Der Fahrplan für die Erzeugungsanlagen in einem Netzgebiet kommt üblicherweise durch Auktionen an einer Strombörse zustande. Die Marktregularien stellen dabei üblicherweise sicher, dass die Nachfrage zu den geringstmöglichen Kosten gedeckt wird. Kann aufgrund von Netzengpässen dieser Fahrplan nicht umgesetzt werden, findet sogenannter *Redispatch* statt. Dabei wird die Erzeugungsleistung im Netz neu verteilt, um die Überlastung von Leitungen zu verhindern. Da der neu festgelegte Fahrplan nicht mehr dem mit den geringstmöglichen Kosten entspricht, entstehen zusätzliche Kosten. Durch einen Speicher nahe der Lastzentren, der in Phasen geringer Last geladen und in Hochlastphasen entladen wird, lassen sich gegebenenfalls ein Redispatch und die dadurch verursachten Kosten vermeiden.

Einsatzfeld 11: Sonstige Einsatzfelder im Übertragungsnetz

Die sonstigen Einsatzfelder umfassen die Kompensation elektrischer Anomalien und Störungen im Stromnetz wie beispielsweise transiente Spannungsspitzen, Spannungseinbrüche oder subsynchrone Resonanzen. Das Ziel des Speichereinsatzes ist es, die dynamische Stabilität des Netzes zu erhöhen. Dazu stellt der Speicher bei Bedarf Wirk- oder Blindleistung bereit. Hierfür ist eine schnelle Reaktion des Speichers erforderlich, die umgesetzten Energiemengen sind vergleichsweise klein. Ein Vergütungsmechanismus existiert nicht.

A.4 Einsatzfelder im Verteilnetz

Die Einsatzfelder auf der Verteilnetzebene ähneln prinzipiell denen im Übertragungsnetz. Bei ihnen geht es ebenfalls hauptsächlich um Netzentlastung und die Bereitstellung von SDL. Der Hauptunterschied besteht darin, dass Speicher auf dieser Netzebene deutlich kleiner dimensioniert werden können. Auch im Verteilnetz können Netzbetreiber aufgrund der Regelungen zur Entflechtung des Netzbetriebs nicht gleichzeitig Speicherbetreiber sein [24].

Einsatzfeld 12: Verschiebung/Vermeidung von Ausbaumaßnahmen im Verteilnetz

Dieses Einsatzfeld entspricht dem Einsatzfeld 10, bezieht sich jedoch auf Ausbaumaßnahmen im Verteilnetz. Der Fokus liegt hier auf Netzbetriebsmitteln wie Umspannwerken oder Transformatoren. Speicher können eingesetzt werden, um die Auslastung der Betriebsmittel besser zu steuern. In Zeiten hoher Beanspruchung nehmen sie Leistung aus dem Netz auf und geben sie in Zeiten geringer Beanspruchung wieder ab. Die in diesem Einsatzfeld erforderlichen Speicherkapazitäten und -leistungen sind deutlich geringer als für die Vermeidung von Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz. In Deutschland verursacht vor allem der Zubau von PV- und Windkraftanlagen einen erhöhten Ausbaubedarf im Verteilnetz. Die Investitionen für diesen Ausbau werden auf bis zu 42,5 Mrd. € bis zum Jahr 2030 geschätzt [34]. Ein Einsatz von Speichern ist jedoch nur wirtschaftlich, wenn die Investition hierfür geringer ist als die für einen Ausbau des betroffenen Netzes oder Betriebsmittels. Dies muss für jeden Einzelfall geprüft werden.

Einsatzfeld 13: Spannungshaltung

Wie im Übertragungsnetz sind auch im Verteilnetz Maßnahmen zur Spannungshaltung erforderlich. Das Verteilnetz in Deutschland umfasst die Nieder-, die Mittel- und die Hochspannungsebene. Die Nennspannungen liegen bei 230 oder 400 V im Niederspannungsnetz, zwischen 1 und 60 kV im Mittelspannungsnetz und bei 60 bzw. 110 kV im Hochspannungsnetz. Auch im Verteilnetz muss das vorgegebene Spannungsband von den Netzbetreibern eingehalten werden. Speicher können durch Teilnahme an der Blindleistungs-Spannungsregelung zur Spannungshaltung beitragen, ein Vergütungsmechanismus hierfür existiert derzeit jedoch nicht.

A.5 Einsatzfelder auf der Verbraucherseite

Die Einsatzfelder auf der Verbraucherseite können entweder durch technische Notwendigkeit (Versorgungsqualität, Unterbrechungsfreie Stromversorgung) oder durch wirtschaftliche

Anreize (Senkung von Strombezugskosten oder Netzentgelten) begründet sein. Diese Einsatzfelder zeichnen sich dadurch aus, dass der Anschlusspunkt des Speichers aus Sicht des Netzbetreibers hinter dem Netzanschlusspunkt des Verbrauchers liegt. Es ist dennoch möglich, diese Speicher auch zur Erbringung von Dienstleistungen auf Verteilnetz- oder Systemebene einzusetzen.

Einsatzfeld 14: Versorgungsqualität

Idealerweise verlaufen Strom und Spannung im Wechselstromnetz in einer gleichmäßigen sinusförmigen Welle mit konstanter Amplitude. Gelegentlich können jedoch kurzzeitige Anomalien wie Spannungsspitzen oder -einbrüche, Frequenzabweichungen, ein zu niedriger Leistungsfaktor oder Oberschwingungen auftreten. Möchte ein Verbraucher empfindliche Geräte vor solchen Ereignissen schützen und eine gleichbleibende Versorgungsqualität sicherstellen, hat er die Option, ein Speichersystem zwischen dem Netzanschluss und den Geräten auf der Verbraucherseite zu schalten. Die Auslegung des Speichers ist abhängig von der Gesamtleistung der Geräte, die geschützt werden sollen.

Einsatzfeld 15: Unterbrechungsfreie Stromversorgung

Möchte ein Verbraucher sicherstellen, dass die angeschlossenen Geräte bei einem Stromausfall weiter betrieben werden können, ist es erforderlich einen Speicher zwischen Stromnetz und Last zu schalten. Im Falle einer Versorgungsunterbrechung übernimmt der Speicher die Stromversorgung des betroffenen Verbrauchers, bis die Geräte ordnungsgemäß heruntergefahren werden können oder eine Netzersatzanlage die Stromversorgung übernimmt. Leistung und Kapazität des Speichers hängen von der zu schützenden Last ab. Die Entladedauer muss mindestens die Zeit für das Herunterfahren bzw. bis zur Übernahme der Versorgung durch die Netzersatzanlage abdecken.

Einsatzfeld 16: Zeitliche Verschiebung von Energie zur Senkung von Strombezugskosten

Dieses Einsatzfeld ist für Verbraucher mit einem zeitabhängigen Stromtarif interessant. Der Speicher wird bei niedrigem Tarif geladen und bei hohem Tarif wieder entladen. Ein ökonomischer Anreiz liegt vor, wenn die Investition in einen Speicher geringer ist als die Kosten, die durch die Energieverschiebung eingespart werden können. Dies hängt von den Preisunterschieden zwischen den Tarifen und dem Energieverbrauch ab. In Deutschland kommt diese Anwendung hauptsächlich für Industriebetriebe in Frage, da für Privathaushalte üblicherweise zeitunabhängige Stromtarife gelten.

Einsatzfeld 17: Spitzenlastreduktion zur Senkung von Netzentgelten

Bei Verbrauchern mit einem leistungsabhängigen Netznutzungsentgelt kann durch den Einsatz eines Speichers eine Verringerung dieses Entgelts erreicht werden. In Zeiten geringer Last wird der Speicher geladen. Zu Spitzenlastzeiten wird der Speicher entladen, um die aus dem Netz bezogene Leistung zu verringern. Ein ökonomischer Anreiz besteht, wenn die eingesparten Kosten durch das geringere Netznutzungsentgelt höher sind als die Investition in den Speicher. Die erforderliche Größe des Speichers hängt von der Last und der Differenz zwischen den Netznutzungsentgelten ohne und mit Speicher ab.

Einsatzfeld 18: Erhöhung des Eigenverbrauchs von Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen

Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen (beispielsweise PV-Anlagen, KWK-Anlagen) können den darin erzeugten Strom entweder zur Deckung ihres eigenen Strombedarfs nutzen (Eigenverbrauch) oder ihn, teilweise mit Einschränkungen, ins öffentliche Netz einspeisen. Liegt die Vergütung für die Einspeisung ins öffentliche Netz unter dem Endkundenstrompreis des Anlagenbetreibers, ist es für ihn ökonomisch attraktiver, den Strom zur Deckung des eigenen Strombedarfs zu nutzen. Mithilfe eines Speichers, der geladen wird, wenn die Erzeugung höher ist als die Last des Betreibers, und entladen, wenn die Last die Erzeugung übersteigt, kann der Eigenverbrauch erhöht werden. Ein Speicher kann ggf. dazu beitragen Restriktionen bei der Einspeisung ins öffentliche Netz zu erfüllen, ohne dass Erzeugung abgeregelt werden muss. Ob ein ökonomischer Anreiz für die Investition in einen Speicher besteht, hängt von der Höhe der Einspeisevergütung, der Höhe des Endkundenstrompreises, Größe und Erzeugungsprofil der Anlage und dem Lastprofil des Betreibers ab. Auch nicht-monetäre Motive wie die Erhöhung der Autarkie können für den Betreiber eine Rolle spielen.

A.6 Einsatzfelder im Bereich der Integration Erneuerbarer Energien

Diese Kategorie umfasst mehrere Einsatzfelder, die zur Integration wetterabhängig einspeisender EE in das Stromsystem beitragen. Wetterabhängige EE bringen durch die begrenzte Vorhersagbarkeit und Regelbarkeit ihrer Stromeinspeisung zusätzliche Stochastizität ins Stromsystem. Speichersysteme können dazu beitragen, diese Stochastizität zu reduzieren und den Wert des erzeugten Stroms zu erhöhen. Die wirtschaftliche Attraktivität dieser Einsatzfelder hängt stark von den regulatorischen Rahmenbedingungen des Stromsystems ab.

Einsatzfeld 19: Zeitliche Verschiebung von Energie zur Teilnahme am Stromhandel

Elektrischer Strom aus wetterabhängig einspeisenden EE wird zunächst (teilweise) zwischengespeichert und anschließend zu Zeiten möglichst hoher Strompreise vermarktet. Ob ein ökonomischer Anreiz für diesen Einsatz besteht, hängt von mehreren Randbedingungen wie Restriktionen bei der Einspeisung (z.B. eine Verpflichtung zur Vermarktung des EE-Stroms), der Vergütungsregelung für die Einspeisung und den Preisen am Strommarkt ab.

Einsatzfeld 20: Bereitstellung eines konstanten Leistungsbandes

Das Ziel in diesem Einsatzfeld ist es, die eigentlich wetterabhängige Einspeisung erneuerbaren Stroms vollständig regelbar zu machen und dadurch die Stochastizität der Erzeugung nicht an das öffentliche Netz weiterzugeben. Die auf diese Weise entstehenden sog. *Hybridkraftwerke* sind vollständig regelbar und können den erzeugten Strom an Spot- und Regelleistungsmärkten vermarkten. Die Auslegung des Speichers ist dabei abhängig von der Größe der EE-Anlage, mit der er gekoppelt wird.

Einsatzfeld 21: Wirk- und Blindleistungsregelung mit Erneuerbaren Energien

Speichersysteme können einen Beitrag zur Wirk- und Blindleistungsregelung in Verteilnetzen mit hohen Anteilen wetterabhängig einspeisender EE leisten. Werden sie an Umspannwerken

oder Transformatorenstationen angeschlossen, ermöglichen sie eine bessere Steuerung des Wirk- und Blindleistungsaustauschs zwischen den Netzebenen.

Anhang B

Symbolverzeichnis

Lateinische Symbole

a	Aktion
a_j	Aktivität
Δa_{diskr}	Abstand zwischen zwei Aktionen im diskretisierten Aktionsraum
A	Koeffizientenmatrix
\mathcal{A}	Menge aller zulässigen Aktionen
b	Anzahl der exogenen Variablen
\mathbf{b}	Konstantenvektor der rechten Seite
$B_{Y,X}$	Bestimmtheitsmaß der Regression
c	Konstante
c_k	Fourier-Koeffizient
c_t	Kosten zum Zeitpunkt t
\mathbf{c}	Vektor der Zielfunktionskoeffizienten
C_N	Nennkapazität
C_{Bat}	Kapazität eines Batteriespeichersystems
$C_{nutzbar}$	nutzbare Kapazität eines Speichersystems
ΔC_{cyc}	Kapazitätsabnahme pro Zyklus
d	Konstante
d_t	Entscheidungsregel
\mathcal{D}	Menge aller Entscheidungsregeln
D_d	kategorische Variable für den Wochentag
e	zufälliger Fehler
E_{rot}	Rotationsenergie
ΔE_{min}^{ID}	kleinstmögliche Energieaustauschmenge im kontinuierlichen Intradayhandel

ΔE^{PRL}	durch PRL-Bereitstellung zwischen Batteriespeichersystem und Netz ausgetauschte Energie
f	Funktion (allgemein)
f	Netzfrequenz
f_N	Nennfrequenz
f_X	Wahrscheinlichkeitsdichte einer Zufallsvariablen X
Δf	Frequenzabweichung
F	Verteilungsfunktion (allgemein)
g	Funktion (allgemein)
h	zeitliche Verschiebung
i	Kalkulationsszinssatz
I	Stromstärke
I_0	Anfangsinvestition
J	Trägheitsmoment
k^{FG}	Kosten für ein Fahrplangeschäft
k_{pen}	Strafkosten
\mathcal{L}	Menge der Lags
$n_{cyc, EoL}$	erreichbare Zyklenzahl bis zum Lebensende
$n_{Polpaar}$	Anzahl der Polpaare eines Generators
n_{Umd}	Drehzahl eines Generators
p	Ordnung eines autoregressiven Prozesses
p^{DA}	Preis im Day-Ahead-Handel
p^{ID}	Preis im kontinuierlichen Intradayhandel
P	Wahrscheinlichkeit
P_{Bat}^{PRL}	durch das Batteriespeichersystem bereitgestellte PRL
P_i, P_j	Leistung
P_{Bat}^{FG}	durch das Batteriespeichersystem ge- oder entladene Leistung in einem Fahrplangeschäft
P_{max}^{PRL}	bezuschlagte PRL des Batteriespeichersystems
P_{min}^{ID}	am Intradaymarkt gehandelte Minimalleistung
P_V	Verlustleistung
P_{VL}	vermarktbarere Leistung
Q_{Sp}	Speicherverhältnis
Q_t	kategorische Variable für die Viertelstunde
r_t	Umsatzerlöse zum Zeitpunkt t
r_{XY}	Pearson'scher Korrelationskoeffizient der Merkmale X und Y
R	Belohnung

R^{AB}	Strafkosten für eine Verletzung des Arbeitsbereichs
$R^{Alterung}$	durch Alterung entstehende Kosten
R^{ID}	Kosten und Erlöse für Ausgleichsenergie
R	Folge von Belohnungen
\mathcal{R}	Menge aller möglichen Belohnungsfolgen
s	Zustand
s_X	Standardabweichung eines Merkmals X in einer Stichprobe
Δs_{diskr}	Abstand zwischen zwei Zuständen im diskretisierten Zustandsraum
S	Summe der quadratischen Abweichungen
\mathcal{S}	Zustandsraum
\mathcal{S}^{AB}	Menge der Zustände innerhalb des zulässigen Arbeitsbereichs
S_{oG}	oberer Grenzladestand
S_{uG}	unterer Grenzladestand
t	Zeit
Δt^{FG}	Laufzeit eines Fahrplangeschäfts
$\Delta t_{Vertrag}^{ID}$	Vertragslaufzeit im kontinuierlichen Intradayhandel
$\Delta t_{Vollabruf}$	Mindestzeitraum für einen Vollabruf
T	Anzahl der Zeitpunkte im betrachteten Zeitintervall
T	Temperatur
T_{econ}	wirtschaftliche Nutzungsdauer
\mathcal{T}	Parameterraum eines stochastischen Prozesses, Zeithorizont eines MDP
U	theoretische Zellspannung
U^0	Standardzellpotential
v	erwarteter Gesamtnutzen
w_i	Entscheidungsausgänge
\mathcal{W}	Menge der Entscheidungsausgänge
x	Realisierung der Zufallsvariable X , Ausprägung des Merkmals X
\mathbf{x}	Vektor der Entscheidungsvariablen
X	Zufallsvariable, Merkmal
X_t	stochastischer Prozess
y	Realisierung der Zufallsvariable Y , Ausprägung des Merkmals Y
Y	Zufallsvariable, Merkmal
\mathbf{y}	Zufallsvektor
z	Anzahl freierwerdender Elektronen

Griechische Symbole

α	Formparameter bzw. Stabilitätsindex einer α -stabilen Verteilung
α_R	Absolutglied einer Regressionsgeraden
β	Formparameter einer α -stabilen Verteilung
β^{exog}	Parameter der exogenen Variable in einem ARX-Prozess
β_R	Steigungsparameter einer Regressionsgeraden
γ	Skalenparameter einer α -stabilen Verteilung
γ_{disk}	Diskontierungsfaktor
Γ	Gamma-Funktion
δ	Lageparameter einer α -stabilen Verteilung
ϵ_t	weißes Rauschen
η_{dis}	Entladewirkungsgrad
η_{ch}	Ladewirkungsgrad
μ	Erwartungswert
ν	Anzahl der Freiheitsgrade der t-Verteilung
ξ	Integrationsvariable (allgemein)
π	Strategie
Π	Menge aller Strategien
ρ	Strategie
σ^2	Varianz
ϕ	Prozessparameter eines autoregressiven Prozesses
ϕ_i^0	Standardpotential
ψ	Nutzen
ω	Elementarereignis
ω	Winkelgeschwindigkeit
Ω	Menge der Elementarereignisse

Konstanten

$e = 2,718$	Eulersche Zahl
$F = 96\,485 \text{ A s/mol}$	Faraday-Konstante
$R = 8,314 \text{ J/(mol K)}$	allgemeine Gaskonstante

Indizes

<i>*</i>	optimal
<i>AB</i>	Arbeitsbereich
<i>ARX</i>	Autoregressive model with exogenous input
<i>Bat</i>	Batteriespeichersystem
<i>ch</i>	laden
<i>cyc</i>	Zyklus
<i>d</i>	Zeitindex (Tage)
<i>DA</i>	Day-Ahead
<i>dis</i>	entladen
<i>disk</i>	Diskontierung
<i>diskr</i>	Diskretisierung
<i>econ</i>	wirtschaftlich
<i>EoL</i>	End of Life
<i>exog</i>	exogen
<i>FG</i>	Fahrplangeschäft
<i>i</i>	Zählindex
<i>j</i>	Zählindex
<i>ID</i>	Intraday
<i>max</i>	maximal
<i>min</i>	minimal
<i>n</i>	Zählindex
<i>N</i>	Nenn-
<i>oG</i>	obere Grenze
<i>pen</i>	Straf-
<i>PRL</i>	Primärregelleistung
<i>R</i>	Regression
<i>rot</i>	Rotation
<i>Sp</i>	Speicher
<i>t</i>	Zeitindex
<i>uG</i>	untere Grenze
<i>Umd</i>	Umdrehung
<i>V</i>	Verlust
<i>VL</i>	vermarktbare Leistung
<i>VS</i>	Viertelstunde
<i>w</i>	Zeitindex (Wochen)

ZK zyklische Komponente

Anhang C

Akronyme

ACER Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, engl. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* 45

BKV Bilanzkreisverantwortlicher 42, 162

BMS Batteriemanagementsystem 19, 24, 28, 29, 105

BNetzA Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen 45, 53

CVaR Conditional Value at Risk 69

DoD Entladetiefe, engl. *Depth of Discharge* 17, 25, 28, 64, 70, 102, 103, 107

EE Erneuerbare Energien 20, 34, 36, 37, 38, 40, 55, 64, 99, 130, 152, 162, 165

ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity 41, 45, 46, 86, 87, 124, 153

EoL End of Life 26, 102

EVU Energieversorgungsunternehmen 40

FCR Frequenzhaltungsreserve, engl. *Frequency Containment Reserve* 9, 45

FFT schnelle Fourier-Transformation, engl. *Fast Fourier Transform* 81

LP Lineares Programm 60

MDP Markov-Entscheidungsprozess, engl. *Markov Decision Process* 11, 59, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 85, 86, 87, 92, 95, 101, 135, 158, 169

MPC Modellprädiktive Regelung, engl. *Model Predictive Control* 64, 66

MRL Minutenreserveleistung 10, 41, 43, 47, 48, 57

NPV Nettokapitalwert, engl. *Net Present Value* 143, 147, 150

NRV Netzregelverbund 10, 31, 33, 38, 39, 41, 42, 46, 47, 48, 52, 53, 55, 87, 158, 161

PRL Primärregelleistung 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 38, 39, 43, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 57, 58, 59, 63, 65, 66, 67, 68, 70, 87, 88, 90, 91, 92, 93, 95, 97, 99, 103, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 126, 128, 132, 133, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 161, 168

PSW Pumpspeicherwerk 13, 14, 34, 159, 160

PV Photovoltaik 18, 28, 38, 63, 66, 67, 68, 86, 87, 131, 150, 163, 165

RMSD Root-Mean-Square Deviation 128, 129, 131

SDL Systemdienstleistungen 37, 160, 162, 163

SDP Stochastische dynamische Programmierung 63, 66, 69

SEI Solid Electrolyte Interface 26, 27

SoC Ladestand, engl. *State of Charge* 17, 25, 26, 27, 101, 106, 112, 113, 117, 119, 120, 124, 126, 134, 136, 137, 140, 144, 156

SoH State of Health 26, 103, 143

SRL Sekundärregelleistung 10, 41, 43, 47, 48, 57, 154

ÜNB Übertragungsnetzbetreiber 9, 10, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 49, 50, 52, 56, 58, 65, 86, 87, 101, 109, 110, 119, 120, 124, 139, 141, 142, 152, 153, 157, 161, 162

USV Unterbrechungsfreie Stromversorgung 18, 37, 38

VaR Value at Risk 69

VRB Vanadium-Redox-Flow-Batterie 21, 22, 68

Anhang D

Literaturverzeichnis

- [1] 50Hertz Transmission GmbH. *Netzfrequenz*. 19. Juni 2020. URL: <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/Regelenergie/ArchivNetzfrequenz>.
- [2] 50Hertz Transmission GmbH. *Photovoltaik*. 19. Juni 2020. URL: <https://www.50hertz.com/Transparenz/Kennzahlen/Photovoltaik>.
- [3] 50Hertz Transmission GmbH. *Windenergie*. 19. Juni 2020. URL: <https://www.50hertz.com/Transparenz/Kennzahlen/Windenergie>.
- [4] Khalid Abdulla, Julian de Hoog, Valentin Muenzel, Frank Suits, Kent Steer, Andrew Wirth und Saman Halgamuge. „Optimal Operation of Energy Storage Systems Considering Forecasts and Battery Degradation“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 9.3 (Mai 2018), S. 2086–2096. DOI: 10.1109/tsg.2016.2606490.
- [5] Agora. *Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap*. Berlin: Agora Energiewende, 2017.
- [6] Abbas A. Akhil, Georgianne Huff, Aileen B. Currier, Benjamin C. Kaun, Dan M. Rastler, Stella Bingqing Chen, Andrew L. Cotter, Dale T. Bradshaw und William D. Gauntlett. *DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*. Sandia National Laboratories, 2015.
- [7] Mohammad Abu Alsheikh, Dinh Thai Hoang, Dusit Niyato, Hwee-Pink Tan und Shaowei Lin. „Markov Decision Processes With Applications in Wireless Sensor Networks: A Survey“. In: *IEEE Communications Surveys & Tutorials* 17.3 (2015), S. 1239–1267. DOI: 10.1109/comst.2015.2420686.
- [8] Amprion GmbH. *Einspeisung von Photovoltaik*. 19. Juni 2020. URL: <https://www.amprion.net/Netzkennzahlen/Photovoltaikeinspeisung/index-3.html>.
- [9] Amprion GmbH. *Einspeisung von Windenergie*. 19. Juni 2020. URL: <https://www.amprion.net/Netzkennzahlen/Windenergieeinspeisung/index-3.html>.
- [10] Seong Jin An, Jianlin Li, Claus Daniel, Debasish Mohanty, Shrikant Nagpure und David L. Wood. „The state of understanding of the lithium-ion-battery graphite solid electrolyte interphase (SEI) and its relationship to formation cycling“. In: *Carbon* 105 (Aug. 2016), S. 52–76. DOI: 10.1016/j.carbon.2016.04.008.

- [11] Michèle Arnold und Göran Andersson. „Model Predictive Control of Energy Storage including Uncertain Forecasts“. In: *17th Power Systems. Computation Conference 2011 (PSCC 2011)* (Stockholm, Schweden). 2011.
- [12] Andreas Bader. „Entwicklung eines Verfahrens zur Strompreisvorhersage im kurzfristigen Intraday-Handelszeitraum“. Diss. RWTH Aachen, 13. Apr. 2017.
- [13] Anup Barai, Kotub Uddin, Matthieu Dubarry, Limhi Somerville, Andrew McGordon, Paul Jennings und Ira Bloom. „A comparison of methodologies for the non-invasive characterisation of commercial Li-ion cells“. In: *Progress in Energy and Combustion Science* 72 (Mai 2019), S. 1–31. DOI: 10.1016/j.pecs.2019.01.001.
- [14] Anthony Barré, Benjamin Deguilhem, Sébastien Grolleau, Mathias Gérard, Frédéric Suard und Delphine Riu. „A review on lithium-ion battery ageing mechanisms and estimations for automotive applications“. In: *Journal of Power Sources* 241 (Nov. 2013), S. 680–689. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2013.05.040.
- [15] Benedikt Battke und Tobias S. Schmidt. „Cost-efficient demand-pull policies for multi-purpose technologies – The case of stationary electricity storage“. In: *Applied Energy* 155 (Okt. 2015), S. 334–348. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.06.010.
- [16] Benedikt Battke, Tobias S. Schmidt, David Grosspietsch und Volker H. Hoffmann. „A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 25 (Sep. 2013), S. 240–250. DOI: 10.1016/j.rser.2013.04.023.
- [17] BDEW. *Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz. TAB Mittelspannung 2008*. Techn. Ber. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2008.
- [18] BDI, VIK, VDEW, VDN, ARE und VKU. *Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung*. Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI), Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW), Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN), Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen e.V. (ARE), Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), 2001.
- [19] Richard Bellman. „A Markovian Decision Process“. In: *Indiana University Mathematics Journal* 6 (4 1957), S. 679–684.
- [20] Roberto Benato, Nicola Cosciani, Giorgio Crugnola, Sebastian Dambone Sessa, Giuseppe Lodi, Carlo Parmeggiani und Marco Todeschini. „Sodium nickel chloride battery technology for large-scale stationary storage in the high voltage network“. In: *Journal of Power Sources* 293 (Okt. 2015), S. 127–136. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2015.05.037.
- [21] Theodor Borsche, Andreas Ulbig und Goran Andersson. „A new frequency control reserve framework based on energy-constrained units“. In: *2014 Power Systems Computation Conference*. IEEE, Aug. 2014. DOI: 10.1109/pssc.2014.7038111.

- [22] Theodor Borsche, Andreas Ulbig, Michael Koller und Goran Andersson. „Power and energy capacity requirements of storages providing frequency control reserves“. In: *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE, 2013. DOI: 10.1109/pesmg.2013.6672843.
- [23] Claudio Brivio, Stefano Mandelli und Marco Merlo. „Battery energy storage system for primary control reserve and energy arbitrage“. In: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 6 (Juni 2016), S. 152–165. DOI: 10.1016/j.segan.2016.03.004.
- [24] Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz. *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*. 2005.
- [25] Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz. *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV) §5 Abs. 1*. 2005.
- [26] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). *Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)*. 26. Aug. 2020. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/kohleausstiegsgesetz.html>.
- [27] Bundesnetzagentur. *BK6-10-097 Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben, zum technisch notwendigen Anteil nach §6 Abs. 2 StromNZV und zu den einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen, sowie zu den zu veröffentlichenden Daten nach §27 Abs. 2 StromNZV*. Bonn: Bundesnetzagentur, 2010.
- [28] Bundesnetzagentur. *BK6-18-006 Genehmigung des Antrags der regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), basierend auf dem geänderten Vorschlag der ÜNB der internationalen Frequenzhaltungsreserve-Kooperation gemäß Art. 33 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/2195 (EB-Verordnung) für die Erstellung gemeinsamer harmonisierter Bestimmungen und Verfahren für den Austausch und die Beschaffung von Frequenzhaltungsreserve*. Bonn: Bundesnetzagentur, 2018.
- [29] Bundesnetzagentur. *Bundesnetzagentur - Aufgaben und Struktur*. 9. Juli 2020. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/UeberdieAgentur/Aufgaben/aufgaben-node.html>.
- [30] Bundesregierung. *Bundesregierung beschließt Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022*. 27. Aug. 2020. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/bundesregierung-beschliesst-ausstieg-aus-der-kernkraft-bis-2022-457246>.
- [31] G.K. Chan und S. Asgarpoor. „Optimum maintenance policy with Markov processes“. In: *Electric Power Systems Research* 76.6-7 (Apr. 2006), S. 452–456. DOI: 10.1016/j.epsr.2005.09.010.
- [32] Bolong Cheng und Warren Powell. „Co-optimizing Battery Storage for the Frequency Regulation and Energy Arbitrage Using Multi-Scale Dynamic Programming“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* (2016), S. 1–1. DOI: 10.1109/tsg.2016.2605141.

- [33] Consentec. *Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV*. Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, 2010.
- [34] dena. *dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012.
- [35] dena. *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2014.
- [36] Deutsche ÜNB. *Markt für Regelleistung in Deutschland*. 23. Okt. 2019. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-information>.
- [37] Deutsche ÜNB. *Netzregelverbund*. Hrsg. von Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. 6. Juli 2019. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/static/gcc>.
- [38] Deutsche ÜNB. *Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen")*. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2019.
- [39] Deutsche ÜNB. *regelleistung.net - Ausschreibungsübersicht*. 5. Sep. 2020. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/tender/>.
- [40] Deutsche ÜNB. *regelleistung.net - Datacenter*. 9. Juli 2020. URL: <https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/>.
- [41] Stamatia Dimopoulou, Alice Oppermann, Ekkehard Boggasch und Andreas Rausch. „A Markov Decision Process for managing a Hybrid Energy Storage System“. In: *Journal of Energy Storage* 19 (Okt. 2018), S. 160–169. DOI: 10.1016/j.est.2018.07.013.
- [42] K.C. Divya und Jacob Østergaard. „Battery energy storage technology for power systems—An overview“. In: *Electric Power Systems Research* 79.4 (Apr. 2009), S. 511–520. DOI: 10.1016/j.epsr.2008.09.017.
- [43] Jonathan Donadee. „Optimal operation of energy storage for arbitrage and ancillary service capacity: The infinite horizon approach“. In: *2013 North American Power Symposium (NAPS)*. IEEE, Sep. 2013. DOI: 10.1109/naps.2013.6666917.
- [44] Jonathan Donadee und Marija Ilic. „Estimating the rate of battery degradation under a stationary Markov operating policy“. In: *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*. IEEE, Juli 2014. DOI: 10.1109/pesgm.2014.6939034.
- [45] Jonathan Donadee und Marija D. Ilic. „Stochastic Optimization of Grid to Vehicle Frequency Regulation Capacity Bids“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 5.2 (März 2014), S. 1061–1069. DOI: 10.1109/tsg.2013.2290971.
- [46] B. Dunn, H. Kamath und J.-M. Tarascon. „Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices“. In: *Science* 334.6058 (Nov. 2011), S. 928–935. DOI: 10.1126/science.1212741.
- [47] Jeff Dunn und Grant M. Ehrlich. „Lithium-Ion Batteries“. In: *Linden's Handbook of Batteries*. Hrsg. von Thomas B. Reddy. 4. Aufl. McGraw-Hill, 2011. Kap. Lithium-Ion Batteries, S. 26.1–26.79.

- [48] Madeleine Ecker, Jochen B. Gerschler, Jan Vogel, Stefan Käbitz, Friedrich Hust, Philipp Dechent und Dirk Uwe Sauer. „Development of a lifetime prediction model for lithium-ion batteries based on extended accelerated aging test data“. In: *Journal of Power Sources* 215 (Okt. 2012), S. 248–257. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2012.05.012.
- [49] Madeleine Ecker, Nerea Nieto, Stefan Käbitz, Johannes Schmalstieg, Holger Blanke, Alexander Warnecke und Dirk Uwe Sauer. „Calendar and cycle life study of Li(NiMnCo)O₂-based 18650 lithium-ion batteries“. In: *Journal of Power Sources* 248 (Feb. 2014), S. 839–851. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2013.09.143.
- [50] Gunther Eggeler. *Grundlagen Werkstoffe I (Skript)*. Ruhr-Universität Bochum, Fakultät Maschinenbau, Lehrstuhl Werkstoffwissenschaft, 2008.
- [51] Brian L. Ellis und Linda F. Nazar. „Sodium and sodium-ion energy storage batteries“. In: *Current Opinion in Solid State and Materials Science* 16.4 (Aug. 2012), S. 168–177. DOI: 10.1016/j.cossms.2012.04.002.
- [52] Jonas Engels, Bert Claessens und Geert Deconinck. „Combined Stochastic Optimization of Frequency Control and Self-Consumption With a Battery“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 10.2 (März 2019), S. 1971–1981. DOI: 10.1109/tsg.2017.2785040.
- [53] Jonas Engels, Bert Claessens und Geert Deconinck. „Techno-economic analysis and optimal control of battery storage for frequency control services, applied to the German market“. In: *Applied Energy* 242 (Mai 2019), S. 1036–1049. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.03.128.
- [54] ENTSO-E. *Continental Europe Significant Frequency Deviations - January 2019*. Brüssel, Belgien: European Network of Transmission System Operators for Electricity, 30. Apr. 2019.
- [55] ENTSO-E. *Inside ENTSO-E*. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). 8. Juli 2019. URL: <https://www.entsoe.eu/about/>.
- [56] ENTSO-E. *All CE and Nordic TSOs' results of CBA in accordance with Art.156 (11) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 - Draft Version to be submitted for consultation* -. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 19. Feb. 2020.
- [57] ENTSO-E. *ENTSO-E Transparency Platform*. 19. Juni 2020. URL: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- [58] EPEX SPOT SE. *EPEX SPOT Market Data*. 2018. URL: <https://webshop.eex-group.com/>.
- [59] Georg Erdmann und Peter Zweifel. *Energieökonomik: Theorie und Anwendungen*. Springer, 2007.
- [60] Europäische Kommission. *Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb*. 2017.
- [61] Europäisches Parlament und Europäischer Rat. *Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*. 1996.

- [62] European Association for Storage of Energy (EASE). *Energy Storage Technologies - Energy Storage Technology Descriptions*. 31. Aug. 2020. URL: <https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>.
- [63] Jim Eyer und Garth Corey. *Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program*. SAND2010-0815. Sandia National Laboratories, 2010.
- [64] Robert L. Fares und Michael E. Webber. „A flexible model for economic operational management of grid battery energy storage“. In: *Energy* 78 (Dez. 2014), S. 768–776. DOI: 10.1016/j.energy.2014.10.072.
- [65] Eugene A. Feinberg und Adam Shwartz. *Handbook of Markov Decision Processes: Methods and Applications*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [66] Jeffrey W. Fergus. „Ceramic and polymeric solid electrolytes for lithium-ion batteries“. In: *Journal of Power Sources* 195.15 (2010), S. 4554–4569. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2010.01.076>.
- [67] Jeffrey W. Fergus. „Recent developments in cathode materials for lithium ion batteries“. In: *Journal of Power Sources* 195.4 (2010), S. 939–954. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2009.08.089>.
- [68] Jan Figgenger, Peter Stenzel, Kai-Philipp Kairies, Jochen Linßen, David Haberschusz, Oliver Wessels, Georg Angenendt, Martin Robinius, Detlef Stolten und Dirk Uwe Sauer. „The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review“. In: *Journal of Energy Storage* 29 (Juni 2020), S. 101153. DOI: 10.1016/j.est.2019.101153.
- [69] Johannes Fleer und Peter Stenzel. „Impact analysis of different operation strategies for battery energy storage systems providing primary control reserve“. In: *Journal of Energy Storage* 8 (Nov. 2016), S. 320–338. DOI: 10.1016/j.est.2016.02.003.
- [70] Johannes Fleer, Sebastian Zurmühlen, Julia Badeda, Peter Stenzel, Jürgen-Friedrich Hake und Dirk Uwe Sauer. „Model-based Economic Assessment of Stationary Battery Systems Providing Primary Control Reserve“. In: *Energy Procedia* 99 (Nov. 2016), S. 11–24. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.093.
- [71] Johannes Fleer, Sebastian Zurmühlen, Jonas Meyer, Julia Badeda, Peter Stenzel, Jürgen-Friedrich Hake und Dirk Uwe Sauer. „Techno-economic evaluation of battery energy storage systems on the primary control reserve market under consideration of price trends and bidding strategies“. In: *Journal of Energy Storage* 17 (Juni 2018), S. 345–356. DOI: 10.1016/j.est.2018.03.008.
- [72] Fabio Gatta, Alberto Geri, Regina Lamedica, Stefano Lauria, Marco Maccioni, Francesco Palone, Massimo Rebolini und Alessandro Ruvio. „Application of a LiFePO₄ Battery Energy Storage System to Primary Frequency Control: Simulations and Experimental Results“. In: *Energies* 9.11 (Okt. 2016), S. 887. DOI: 10.3390/en9110887.
- [73] John B. Goodenough und Kyu-Sung Park. „The Li-Ion Rechargeable Battery: A Perspective“. In: *Journal of the American Chemical Society* 135.4 (Jan. 2013), S. 1167–1176. DOI: 10.1021/ja3091438.

- [74] Joachim Hartung. *Statistik: Lehr- und Handbuch der angewandten Statistik*. R. Oldenbourg Verlag München Wien, 1999.
- [75] Hans-Jürgen Haubrich und Consentec. *Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs*. Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, 2008.
- [76] Holger Hesse, Michael Schimpe, Daniel Kucevic und Andreas Jossen. „Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids“. In: *Energies* 10.12 (Dez. 2017), S. 2107. DOI: 10.3390/en10122107.
- [77] Lion Hirth, Ingmar Schlecht, Christoph Maurer und Bernd Tersteegen. *Markt und Netz im Stromsystem. Eine Systematisierung und Bewertung von Ausgestaltungen des Strommarkts*. Berlin: Neon Neue Energieökonomik GmbH, Consentec GmbH, 2018.
- [78] Raphael Hollinger, Luis M. Diazgranados, Christof Wittwer und Bernd Engel. „Optimal Provision of Primary Frequency Control with Battery Systems by Exploiting All Degrees of Freedom within Regulation“. In: *Energy Procedia* 99 (Nov. 2016), S. 204–214. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.111.
- [79] Matthias Huber, Desislava Dimkova und Thomas Hamacher. „Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements“. In: *Energy* 69 (Mai 2014), S. 236–246. DOI: 10.1016/j.energy.2014.02.109.
- [80] IRENA. *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017.
- [81] IRENA. *Innovation landscape brief: Utility-scale batteries*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019.
- [82] Emil B. Iversen, Juan M. Morales und Henrik Madsen. „Optimal charging of an electric vehicle using a Markov decision process“. In: *Applied Energy* 123 (Juni 2014), S. 1–12. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.02.003.
- [83] Mehdi Jafari, Khalid Khan und Lucia Gauchia. „Deterministic models of Li-ion battery aging: It is a matter of scale“. In: *Journal of Energy Storage* 20 (Dez. 2018), S. 67–77. DOI: 10.1016/j.est.2018.09.002.
- [84] Markus Jaschinsky. „Untersuchung des Zusammenhangs zwischen gemessener Netzfrequenz und Regelenergieeinsatz als Basis eines Reglerentwurfs zum Intraday Lastmanagement“. Diplomarbeit. Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Fakultät Technik und Informatik, Department Informations- und Elektrotechnik, 2012.
- [85] Edwards Jimenez. „Resource allocation and load-shedding policies based on Markov decision processes for renewable energy generation and storage“. Masters Thesis. University of Central Florida, 2015.
- [86] Andreas Jossen und Wolfgang Weydanz. *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*. 2006.

- [87] Stefan Käbitz, Jochen Bernhard Gerschler, Madeleine Ecker, Yusuf Yurdagel, Brita Emmermacher, Dave André, Tim Mitsch und Dirk Uwe Sauer. „Cycle and calendar life study of a graphite|LiNi_{1/3}Mn_{1/3}Co_{1/3}O₂ Li-ion high energy system. Part A: Full cell characterization“. In: *Journal of Power Sources* 239 (Okt. 2013), S. 572–583. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2013.03.045.
- [88] Annedore Kanngießer. „Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen“. Technische Universität Dortmund, 2013.
- [89] Christopher Kath und Florian Ziel. „The value of forecasts: Quantifying the economic gains of accurate quarter-hourly electricity price forecasts“. In: *Energy Economics* 76 (Okt. 2018), S. 411–423. DOI: 10.1016/j.eneco.2018.10.005.
- [90] Muhammad Khalid und Andrey V. Savkin. „Model predictive control based efficient operation of battery energy storage system for primary frequency control“. In: *2010 11th International Conference on Control Automation Robotics & Vision*. IEEE, Dez. 2010. DOI: 10.1109/icarcv.2010.5707855.
- [91] Sung-Wook Kim, Dong-Hwa Seo, Xiaohua Ma, Gerbrand Ceder und Kisuk Kang. „Electrode Materials for Rechargeable Sodium-Ion Batteries: Potential Alternatives to Current Lithium-Ion Batteries“. In: *Advanced Energy Materials* 2.7 (Mai 2012), S. 710–721. DOI: 10.1002/aenm.201200026.
- [92] Marian Klobasa, Benjamin Lux, Ben Pfluger, Michael von Bonin, Norman Gerhardt, Verena Lerm, Dennis Nill, Simon Schäfer-Stradowsky und Uwe Holzhammer. *Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien - Quartalsbericht (06/2017). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 Erneuerbare-Energien-Gesetz*. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) u. a., 2016.
- [93] Michael Koller, Theodor Borsche, Andreas Ulbig und Goran Andersson. „Defining a degradation cost function for optimal control of a battery energy storage system“. In: *2013 IEEE Grenoble Conference*. IEEE, Juni 2013. DOI: 10.1109/ptc.2013.6652329.
- [94] Reiner Korthauer, Hrsg. *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Springer Vieweg, 2013.
- [95] Peng Kou, Feng Gao und Xiaohong Guan. „Stochastic predictive control of battery energy storage for wind farm dispatching: Using probabilistic wind power forecasts“. In: *Renewable Energy* 80 (Aug. 2015), S. 286–300. DOI: 10.1016/j.renene.2015.02.001.
- [96] Marcel Kremer, Ruediger Kiesel und Florentina Paraschiv. „A Fundamental Model for Intraday Electricity Trading“. In: *SSRN Electronic Journal* (2019). DOI: 10.2139/ssrn.3489214.
- [97] Ranjeet Kumar, Michael J. Wenzel, Matthew J. Ellis, Mohammad N. ElBsat, Kirk H. Drees und Victor M. Zavala. „A Stochastic Model Predictive Control Framework for Stationary Battery Systems“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 33.4 (Juli 2018), S. 4397–4406. DOI: 10.1109/tpwrs.2017.2789118.

- [98] B.F. Lamond und A. Boukhtouta. „Optimizing Long-term Hydro-power Production Using Markov Decision Processes“. In: *International Transactions in Operational Research* 3.3-4 (Okt. 1996), S. 223–241. DOI: 10.1111/j.1475-3995.1996.tb00049.x.
- [99] Taras Lazariv und Christoph Lehmann. „Goodness-of-Fit Tests for Large Datasets“. In: *Symposium on Data Science and Statistics* (Bellevue, Washington, USA). Hrsg. von American Statistical Association. 2019.
- [100] Olivia Leitermann. „Energy Storage for Frequency Regulation on the Electric Grid“. Dissertation. Department of Electrical Engineering und Computer Science, Massachusetts Institute of Technology, 2012.
- [101] Elisabeth Lemaire, Nicolas Martin, Per Norgard, Erik de Jong, Roald de Graaf, Jasper Groenewegen, Efstathia Kolentini und Stathis Tselepis. *European White Book on Grid-Connected Storage*. European Distributed Energy Resources Laboratories (DERlab), 2011.
- [102] Dongjiang Li. „Aging Mechanisms of Li-ion Batteries Seen From an Experimental and Simulation Point of View“. Dissertation. Technische Universiteit Eindhoven, 2017.
- [103] Jiahao Li und Michael A. Danzer. „Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems“. In: *Journal of Power Sources* 258 (Juli 2014), S. 365–373. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.02.066.
- [104] Qianqian Liu, Chunyu Du, Bin Shen, Pengjian Zuo, Xinqun Cheng, Yulin Ma, Geping Yin und Yunzhi Gao. „Understanding undesirable anode lithium plating issues in lithium-ion batteries“. In: *RSC Advances* 6.91 (2016), S. 88683–88700. DOI: 10.1039/c6ra19482f.
- [105] André Lust. „Optimale Steuerung regenerativer Energiesysteme in einer stochastischen Umwelt“. Dissertation. Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), 2015.
- [106] Katarzyna Maciejowska, Weronika Nitka und Tomasz Weron. „Day-Ahead vs. Intraday—Forecasting the Price Spread to Maximize Economic Benefits“. In: *Energies* 12.4 (Feb. 2019), S. 631. DOI: 10.3390/en12040631.
- [107] Dirk Magnor. „Globale Optimierung netzgekoppelter PV-Batteriesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Batteriealterung“. Dissertation. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, 2017.
- [108] Kurt Meyberg und Peter Vachenauer. *Höhere Mathematik 2*. 2. Aufl. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1997.
- [109] Jeanette Münderlein, Marc Steinhoff, Sebastian Zurmühlen und Dirk Uwe Sauer. „Analysis and evaluation of operations strategies based on a large scale 5 MW and 5 MWh battery storage system“. In: *Journal of Energy Storage* 24 (Aug. 2019), S. 100778. DOI: 10.1016/j.est.2019.100778.
- [110] Naoki Nitta, Feixiang Wu, Jung Tae Lee und Gleb Yushin. „Li-ion battery materials: present and future“. In: *Materials Today* 18.5 (Juni 2015), S. 252–264. DOI: 10.1016/j.mattd.2014.10.040.

- [111] John P. Nolan. *Stable Distributions - Models for Heavy Tailed Data*. Birkhauser, 2018.
- [112] Alexandre Oudalov, Daniel Chartouni und Christian Ohler. „Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 22.3 (Aug. 2007), S. 1259–1266. DOI: 10.1109/tpwrs.2007.901459.
- [113] Martin L. Puterman. *Markov Decision Processes: Discrete Stochastic Dynamic Programming*. John Wiley & Sons, Inc., 15. Apr. 1994.
- [114] Junjie Qin, R. Sevlian, D. Varodayan und R. Rajagopal. „Optimal electric energy storage operation“. In: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE, Juli 2012. DOI: 10.1109/pesgm.2012.6345242.
- [115] Christopher D. Rahn und Chao-Yang Wang. *Battery Systems Engineering*. Wiley, 2013.
- [116] Ravishankar Rao, S. Vrudhula und D.N. Rakhmatov. „Battery modeling for energy-aware system design“. In: *Computer* 36.12 (Dez. 2003), S. 77–87. DOI: 10.1109/mc.2003.1250886.
- [117] Thomas Reddy. *Linden's Handbook of Batteries, 4th Edition*. McGraw-Hill Education, 2010.
- [118] Julian Rominger, Patrick Ludwig, Fabian Kern, Manuel Loesch und Hartmut Schmeck. „Utilization of Local Flexibility for Charge Management of a Battery Energy Storage System Providing Frequency Containment Reserve“. In: *Energy Procedia* 155 (Nov. 2018), S. 443–453. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.11.035.
- [119] Andrew J. Schaefer, Matthew D. Bailey, Steven M. Shechter und Mark S. Roberts. „Modeling Medical Treatment Using Markov Decision Processes“. In: *Operations Research and Health Care*. Kluwer Academic Publishers, S. 593–612. DOI: 10.1007/1-4020-8066-2_23.
- [120] Michael Schimpe, Maik Naumann, Nam Truong, Holger C. Hesse, Shriram Santhana-gopalan, Aron Saxon und Andreas Jossen. „Energy efficiency evaluation of a stationary lithium-ion battery container storage system via electro-thermal modeling and detailed component analysis“. In: *Applied Energy* 210 (Jan. 2018), S. 211–229. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.129.
- [121] Oliver Schmidt, Sylvain Melchior, Adam Hawkes und Iain Staffell. „Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies“. In: *Joule* 3.1 (Jan. 2019), S. 81–100. DOI: 10.1016/j.joule.2018.12.008.
- [122] Simon F. Schuster, Tobias Bach, Elena Fleder, Jana Müller, Martin Brand, Gerhard Sextl und Andreas Jossen. „Nonlinear aging characteristics of lithium-ion cells under different operational conditions“. In: *Journal of Energy Storage* 1 (Juni 2015), S. 44–53. DOI: 10.1016/j.est.2015.05.003.
- [123] Bruno Scrosati und Jürgen Garche. „Lithium batteries: Status, prospects and future“. In: *Journal of Power Sources* 195.9 (Mai 2010), S. 2419–2430. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2009.11.048.
- [124] EPEX SPOT SE. *A Strong Year for the UK Market*. 17. Nov. 2019. URL: https://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/A_strong_year_for_the_UK_market.

- [125] Aden Seaman, Thanh-Son Dao und John McPhee. „A survey of mathematics-based equivalent-circuit and electrochemical battery models for hybrid and electric vehicle simulation“. In: *Journal of Power Sources* 256 (Juni 2014), S. 410–423. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.01.057.
- [126] Yuanyuan Shi, Bolun Xu, Di Wang und Baosen Zhang. „Using Battery Storage for Peak Shaving and Frequency Regulation: Joint Optimization for Superlinear Gains“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 33.3 (Mai 2018), S. 2882–2894. DOI: 10.1109/tpwrs.2017.2749512.
- [127] Zhen Shu und Panida Jirutitijaroen. „Optimal Operation Strategy of Energy Storage System for Grid-Connected Wind Power Plants“. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 5.1 (Jan. 2014), S. 190–199. DOI: 10.1109/tste.2013.2278406.
- [128] M. Skyllas-Kazacos und J.F. McCann. „Vanadium redox flow batteries (VRBs) for medium- and large-scale energy storage“. In: *Advances in Batteries for Medium and Large-Scale Energy Storage*. Elsevier, 2015, S. 329–386. DOI: 10.1016/b978-1-78242-013-2.00010-8.
- [129] Ana-Irina Stan, Maciej Swierczynski, Daniel-Ioan Stroe, Remus Teodorescu und Søren Juhl Andreasen. „Lithium ion battery chemistries from renewable energy storage to automotive and back-up power applications — An overview“. In: *2014 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*. IEEE, Mai 2014. DOI: 10.1109/optim.2014.6850936.
- [130] Peter Stenzel, Johannes Fleer und Jochen Linssen. „Elektrochemische Speicher“. In: *Energietechnologien der Zukunft*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015, S. 157–214. DOI: 10.1007/978-3-658-07129-5_10.
- [131] Peter Stenzel, Jan Christian Koj, Andrea Schreiber, Wilfried Hennings und Petra Zapp. „Primary control provided by large-scale battery energy storage systems or fossil power plants in Germany and related environmental impacts“. In: *Journal of Energy Storage* 8 (Nov. 2016), S. 300–310. DOI: 10.1016/j.est.2015.12.006.
- [132] Peter Stenzel, Jochen Linssen, Martin Robinius, Detlef Stolten, Valeska Gottke, Helena Teschner, Alexa Velten und Frank Schäfer. „Energiespeicher“. In: *BWK* 71 (6 2019), S. 33–48.
- [133] Michael Sterner und Ingo Stadler. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration (German Edition)*. Springer Vieweg, 2014.
- [134] Winfried Stier. *Methoden der Zeitreihenanalyse*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2001.
- [135] Martin Střelec, Karel Macek und Alessandro Abate. „Modeling and simulation of a microgrid as a Stochastic Hybrid System“. In: *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*. IEEE, Okt. 2012. DOI: 10.1109/isgteurope.2012.6465655.

- [136] Daniel-Ioan Stroe, Vaclav Knap, Maciej Swierczynski, Ana-Irina Stroe und Remus Teodorescu. „Operation of a Grid-Connected Lithium-Ion Battery Energy Storage System for Primary Frequency Regulation: A Battery Lifetime Perspective“. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* 53.1 (Jan. 2017), S. 430–438. DOI: 10.1109/tia.2016.2616319.
- [137] J.-M. Tarascon. „Key challenges in future Li-battery research“. In: *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences* 368.1923 (Juli 2010), S. 3227–3241. DOI: 10.1098/rsta.2010.0112.
- [138] Technische Universität Dortmund. Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft und E-Bridge Consulting GmbH. *Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten*. Dortmund, 2009.
- [139] Enrico Telaretti, Mariano Ippolito und Luigi Dusonchet. „A Simple Operating Strategy of Small-Scale Battery Energy Storages for Energy Arbitrage under Dynamic Pricing Tariffs“. In: *Energies* 9.1 (Dez. 2015), S. 12. DOI: 10.3390/en9010012.
- [140] Tennet GmbH. *Tatsächliche und prognostizierte Solarenergieeinspeisung*. 19. Juni 2020. URL: <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-solaren-ergieeeinspeisung/tennet-regelzone-gesamt/>.
- [141] Tennet GmbH. *Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung*. 19. Juni 2020. URL: <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windene-rgieeeinspeisung/>.
- [142] Tjark Thien, Hendrik Axelsen, Michael Merten, Sebastian Zurmühlen, Jeanette Munderlein, Matthias Leuthold und Dirk Uwe Sauer. „Planning of Grid-Scale Battery Energy Storage Systems: Lessons Learned from a 5 MW Hybrid Battery Storage Project in Germany“. In: *19th Battcon International Stationary Battery Conference*. Orlando, Florida, USA: BATTCON, 12. Mai 2015.
- [143] Tjark Thien, Daniel Schweer, Denis vom Stein, Albert Moser und Dirk Uwe Sauer. „Real-world operating strategy and sensitivity analysis of frequency containment reserve provision with battery energy storage systems in the german market“. In: *Journal of Energy Storage* 13 (Okt. 2017), S. 143–163. DOI: 10.1016/j.est.2017.06.012.
- [144] TransnetBW GmbH. *Kennzahlen*. 19. Juni 2020. URL: <https://www.transnetbw.de/de/transparenz/marktdaten/kennzahlen>.
- [145] Cong Nam Truong, Michael Schimpe, Maik Naumann, Andreas Jossen und Holger C. Hesse. „Impact of Sub-Components on the Overall Performance of Stationary Battery Systems: Insights on the Prototype Energy Neighbor“. In: *ETG-Fb. 155: International ETG Congress 2017. Die Energiewende – Blueprints for the new energy age*. International ETG Congress 2017 (Bonn, 28. Nov. 2017). Power Engineering Society in the VDE (ETG), 28. Nov. 2017, S. 416–421.
- [146] UCTE. *Operation Handbook (OH)*. Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE), 2004.

- [147] UCTE. *The 50 Year Success Story – Evolution of a European Interconnected Grid*. Brüssel: Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE), 2009.
- [148] Bartosz Uniejewski, Grzegorz Marcjasz und Rafał Weron. „Understanding intraday electricity markets: Variable selection and very short-term price forecasting using LASSO“. In: *International Journal of Forecasting* 35.4 (Okt. 2019), S. 1533–1547. DOI: 10.1016/j.ijforecast.2019.02.001.
- [149] VDN. *TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, 2007.
- [150] J. Vetter, P. Novák, M.R. Wagner, C. Veit, K.-C. Möller, J.O. Besenhard, M. Winter, M. Wohlfahrt-Mehrens, C. Vogler und A. Hammouche. „Ageing mechanisms in lithium-ion batteries“. In: *Journal of Power Sources* 147.1-2 (Sep. 2005), S. 269–281. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2005.01.006.
- [151] A. Volta. „On the Electricity Excited by the Mere Contact of Conducting Substances of Different Kinds. In a Letter from Mr. Alexander Volta, F. R. S. Professor of Natural Philosophy in the University of Pavia, to the Rt. Hon. Sir Joseph Banks, Bart. K. B. P. R. S.“ In: *Philosophical Transactions of the Royal Society of London* 90.0 (Jan. 1800), S. 403–431. DOI: 10.1098/rstl.1800.0018.
- [152] Ulrich Wagner, Thomas Hamacher, Philipp Kuhn, Maximilian Kühne und Christian Heilek. *Integration und Bewertung erzeuger- und verbraucherseitiger Energiespeicher*. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, KW21 – Kraftwerke des 21. Jahrhunderts, Arbeitskreis Energiewirtschaft – Projekt BY 1E, 2012.
- [153] Florian Wankmüller, Prakash R. Thimmapuram, Kevin G. Gallagher und Audun Botterud. „Impact of battery degradation on energy arbitrage revenue of grid-level energy storage“. In: *Journal of Energy Storage* 10 (Apr. 2017), S. 56–66. DOI: 10.1016/j.est.2016.12.004.
- [154] WEMAG AG. *Zweites WEMAG-Batteriespeicherkraftwerk geht in Schwerin ans Netz*. 24. Sep. 2020. URL: <https://www.wemag.com/aktuelles-presse/zweites-wemag-batteriespeicherkraftwerk-geht-schwerin-ans-netz>.
- [155] Kun-Li Wen. *Grey Systems: Modeling and Prediction*. Yang's Scientific Press, 2004.
- [156] Rafał Weron. „Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future“. In: *International Journal of Forecasting* 30.4 (Okt. 2014), S. 1030–1081. DOI: 10.1016/j.ijforecast.2014.08.008.
- [157] R.B Wright, C.G Motloch, J.R Belt, J.P Christophersen, C.D Ho, R.A Richardson, I Bloom, S.A Jones, V.S Battaglia, G.L Henriksen, T Unkelhaeuser, D Ingersoll, H.L Case, S.A Rogers und R.A Sutula. „Calendar- and cycle-life studies of advanced technology development program generation 1 lithium-ion batteries“. In: *Journal of Power Sources* 110.2 (Aug. 2002), S. 445–470. DOI: 10.1016/s0378-7753(02)00210-0.
- [158] Bolun Xu, Alexandre Oudalov, Jan Poland, Andreas Ulbig und Göran Andersson. „BESS Control Strategies for Participating in Grid Frequency Regulation“. In: *IFAC Proceedings Volumes* 47.3 (2014), S. 4024–4029. DOI: 10.3182/20140824-6-za-1003.02148.

- [159] Bolun Xu, Yuanyuan Shi, Daniel S. Kirschen und Baosen Zhang. „Optimal regulation response of batteries under cycle aging mechanisms“. In: *2017 IEEE 56th Annual Conference on Decision and Control (CDC)*. IEEE, Dez. 2017. DOI: 10.1109/cdc.2017.8263750.
- [160] Bolun Xu, Yuanyuan Shi, Daniel S. Kirschen und Baosen Zhang. „Optimal Battery Participation in Frequency Regulation Markets“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 33.6 (Nov. 2018), S. 6715–6725. DOI: 10.1109/tpwrs.2018.2846774.
- [161] Bolun Xu, Jinye Zhao, Tongxin Zheng, Eugene Litvinov und Daniel S. Kirschen. „Factoring the Cycle Aging Cost of Batteries Participating in Electricity Markets“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 33.2 (März 2018), S. 2248–2259. DOI: 10.1109/tpwrs.2017.2733339.
- [162] Alexander Zeh, Marcus Müller, Maik Naumann, Holger Hesse, Andreas Jossen und Rolf Witzmann. „Fundamentals of Using Battery Energy Storage Systems to Provide Primary Control Reserves in Germany“. In: *Batteries* 2.3 (Sep. 2016), S. 29. DOI: 10.3390/batteries2030029.
- [163] Zeitung für Kommunale Wirtschaft (ZfK). *Strom-Spot Januar 2017 und Terminmarkt November – Januar 2016-2017*. 2. Juni 2020. URL: <https://www.zfk.de/politik/deutschland/artikel/strom-spot-januar-2017-und-terminmarkt-november-januar-2016-2017-2017-02-01/>.
- [164] Qiwei Zhai, Ke Meng, Zhao Yang Dong und Jin Ma. „Modeling and Analysis of Lithium Battery Operations in Spot and Frequency Regulation Service Markets in Australia Electricity Market“. In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 13.5 (Okt. 2017), S. 2576–2586. DOI: 10.1109/tii.2017.2677969.
- [165] Florian Ziel. „Forecasting Electricity Spot Prices Using Lasso: On Capturing the Autoregressive Intraday Structure“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 31.6 (Nov. 2016), S. 4977–4987. DOI: 10.1109/tpwrs.2016.2521545.
- [166] Ghassan Zubi, Rodolfo Dufo-López, Monica Carvalho und Guzay Pasaoglu. „The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 89 (Juni 2018), S. 292–308. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.002.