Carl von Ossietzky
Universität
Oldenburg

Fakultät II – Informatik, Wirtschafts- und Rechtswissenschaften
Department für Informatik

Mehrzwecknutzung von Batteriespeichern: Flexibilität abstrakt modellieren

Von der Fakultät für Informatik, Wirtschafts- und Rechtswissenschaften
der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
zur Erlangung des Grades und Titels

Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

angenommene Dissertation

von

Herrn Paul Hendrik Tiemann

geboren am 27. Januar 1993 in Osnabrück

1. Gutachterin:	Prof. Dr.-Ing. Astrid Nieße Department für Informatik Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
2. Gutachter:	Prof. Dr.-Ing. Richard Hanke-Rauschenbach Institut für Elektrische Energiesysteme Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover
Tag der Disputation:	08. August 2024

Danksagung

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Tätigkeit an den niedersächsischen Universitäten in Hannover und Oldenburg. Dass ich eine erfolgreiche Abgabe der Arbeit geschafft habe in einem Zeitraum, der neben der Corona-Pandemie auch durch den Umzug der Arbeitsgruppe geprägt war, verdanke ich nicht zuletzt der Unterstützung einer ganzen Reihe von Personen. Diesen möchte ich hier meinen größten Dank aussprechen.

Dank gilt zunächst meiner Doktormutter und Betreuerin Frau Prof. Dr.-Ing. Astrid Nieße, die sich immer wieder Zeit für Diskussionen und konstruktive Hinweise genommen hat. Meine Gruppenleiter Dr. Stefanie Holly und Dr. Martin Tröschel haben mir nicht nur, aber insbesondere bei der Fokussierung der Arbeit sehr geholfen. Die Arbeitsgruppenmitglieder in DES und DAI sowie viele weitere Bürokollegen an der Universität Oldenburg und dem OFFIS haben mir sowohl mit inhaltlichen Impulsen als auch Informationen zu den formalen Anforderungen zur Seite gestanden. Dank gebührt zudem Prof. Dr.-Ing. Richard Hanke-Rauschenbach für das frühe Einbeziehen in wissenschaftlich diskutierte Ideen sowie wichtige Hinweise zur Arbeitsweise und Ergebnisaufbereitung. Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Jorge Marx Gómez und Herrn Dr. Jörg Bremer danke ich für die Mitwirkung am Promotionsverfahren als Mitglied der Prüfungskommission.

Privat bin ich meinem Freund Hendrik für den ermutigenden Erfahrungsaustausch dankbar sowie meinen eigenen und meinen Schwiegereltern, die mir immer wieder viel Zeit und Platz für die wissenschaftliche Arbeit eingeräumt und mich regelmäßig kulinarisch versorgt haben. Am meisten danke ich meiner Frau Maria. Denn nur durch ihr kontinuierliches Verständnis und ihre weitreichende Unterstützung konnte ich die vorliegende Arbeit in dieser Form abschließen.

Zusammenfassung

Um die in Deutschland steigende Zahl installierter Batteriespeicher effizient zum Stabilisieren des elektrischen Systems einzusetzen, können sie für eine sogenannte Mehrzwecknutzung verwendet werden. Hierbei werden ihre Fähigkeiten, auch Flexibilität genannt, zum Erfüllen von Verpflichtungen aus mehreren, verschiedenen Einsatzzwecken genutzt. Dies können entweder lokale, vom Speicherbetreiber verfolgte oder systemweite Einsatzzwecke sein, die durch einen Aggregator umgesetzt werden, wie die Teilnahme am Stromhandel oder eine Systemdienstleistungsbereitstellung. Dafür bündelt der Aggregator eine Mehrzahl Batteriespeicher und benötigt Informationen über die jeweiligen Anlagenfähigkeiten. Diese können ihm mittels Flexibilitätsmodellen übermittelt werden.

Die Anforderungen an ein Flexibilitätsmodell für Batteriespeicher sind vielfältig. Es muss präzise die Anlagenfähigkeiten beschreiben und Flexibilität für bereits eingeplante Verpflichtungen reservieren können. Zusätzlich sollte ein Modell für den Aggregator abstrakt sein, um ohne viel Wissen über die beschriebene Anlage verwendet werden zu können, und auftretende Unsicherheiten beherrschbar machen. Dies beinhaltet, dass sich Flexibilität in kurzer Zeit aktualisieren lässt, schnell übermittelbar ist und sich widersprechende Randbedingungen erkannt werden können. Bestenfalls bleiben lokale Informationen über den Betrieb des Speichers dabei geschützt.

In der wissenschaftlichen Literatur finden sich bereits Beiträge zum Thema Flexibilitätsmodellierung von Batteriespeichern. Der Vergleich von zum Beispiel dem OpenTUM-Flex-, dem Power-Node-Modell oder den FlexOffers zeigt dabei, dass ein Modell zur Mehrzwecknutzung von Batteriespeichern, das alle genannten Anforderungen erfüllt, eine Forschungslücke darstellt. Zum Schließen dieser Forschungslücke wird in der vorliegenden Arbeit das Modell *Amplify* vorgestellt, für abstrakte, durch die Mehrzwecknutzung begrenzte Flexibilität (englisch: abstract multi-purpose-limited flexibility).

Mit Amplify werden die Randbedingungen eines Batteriemodells sowie eingeplanter Verpflichtungen als Mengen in Form nach oben und unten begrenzter Leistungs- und Energiebänder ausgedrückt. Sie können zur Dimensionierung der Beiträge einzelner Batteriespeicher für das Erfüllen lokaler oder systemweiter Einsatzzwecke verwendet werden. Die in den Bändern enthaltenen Werte sind dabei so bestimmt, dass neue Verpflichtungen für die modellierte Anlage nicht im Widerspruch mit bereits eingeplanten stehen. Es können sowohl vom Speicher zu erbringende Energiemengen, zum Beispiel zum Decken von Stromhandelsgeschäften, als auch zu reservierende Leistungen beschrieben werden, wie bei der Regelleistungsbereitstellung. Flexibilität kann bei der lokalen Berechnung für diese Verpflichtungen reserviert werden. Mögliche Widersprüche zwischen Randbedingungen wurden identifiziert und Bedingungen modelliert, um ein Auftreten zu erkennen.

Amplify wurde in der vorliegenden Arbeit ausgewertet, indem mit seiner Hilfe zunächst Verpflichtungen dimensioniert wurden und anschließend simuliert wurde, ob sie durch einen Batteriespeicher erfüllt werden können. Insgesamt wurden mehrere hunderttausend Situationen synthetisch generiert, in denen das Modell eingesetzt werden könnte. Die Ergebnisse der Auswertung zeigen, dass sich die Batteriespeicherflexibilität mit Amplify präzise ausdrücken lässt. Das eingeplante Erbringen von Energiemengen

konnte in über 90 % der betrachteten Fälle erfüllt werden. Bei reservierten Leistungen treten jedoch einige Parameterkombinationen auf, für die ein lokaler Einsatzzweck oder die Verpflichtungen nur mit verringerter Häufigkeit erfüllt werden können.

Um die Erkennung widersprüchlicher Randbedingungen zu bewerten, wurden Klassifikationen von Amplify darüber mit den Ergebnissen einer simulierten Batteriespeicherfahrweise dahingehend verglichen, ob alle Verpflichtungen erfüllt werden konnten. Dafür wurden Situationen mit und ohne widersprüchliche Randbedingung aufgestellt. Auch hierbei konnten über 90 % korrekte Ergebnisse, ausgedrückt durch Metriken wie der Genauigkeit, der Präzision oder dem F1-Score, erreicht werden.

Weiter lässt sich Flexibilität mit Amplify sogar auf vergleichsweise schwacher Hardware, wie beispielsweise dem Einplatinencomputer Raspberry Pi, in höchstens 111 Millisekunden ermitteln. Zudem kann der an den Aggregator übermittelte Informationsgehalt über eine lokale Stromverbrauchsprognose durch das die Flexibilitätsbeschreibung um mehr als die Hälfte reduziert werden.

Die Auswertung hat gezeigt, dass Amplify die aufgestellten Anforderungen einhält. Die Darstellung der Flexibilität von Batteriespeichern mithilfe von Mengen in Form von Leistungs- und Energiebändern stellt dabei einen neuen Beitrag zum Stand der Forschung dar. Gleiches gilt dafür, dass sich mithilfe dieser Modellierung Verpflichtungen dimensionieren lassen, die über mehrere Intervalle des beplanten Zeitraums reichen. Zudem lässt sich das Modellwissen, das dem Aggregator zur Verwendung von Amplify vorliegen muss, so stark reduzieren, dass er keine Informationen über Speicherparameter oder -zustände benötigt. Er muss lediglich die Leistungs- und Energiegrenzen einhalten und den Zusammenhang zwischen Leistung und Energie über die mathematische Integration berücksichtigen.

Abstract

In order to efficiently deploy the increasing number of battery storage systems installed in Germany to stabilize the electrical system, they can be used for so-called multi-purpose use. In this case, their capabilities, also known as flexibility, are harnessed to fulfill obligations from several different purposes. These can be either local purposes pursued by the storage system operator or system-wide purposes implemented by an aggregator, such as participation in electricity trading or the provision of system services. To do this, the aggregator bundles a number of battery storage systems and requires information about their respective capabilities. These can be transmitted to it using flexibility models.

The requirements placed on a flexibility model for battery storage systems are diverse. It must be able to precisely describe the system capabilities and reserve flexibility for obligations that have already been scheduled. In addition, a model should be abstract for the aggregator, to be able to be used without much knowledge of the described system and make any uncertainties that arise manageable. This means that flexibility can be updated in short time, can be transmitted quickly and contradictory boundary conditions can be detected. At best, local information about the operation of the storage system remains protected.

The scientific literature already contains articles on the topic of flexibility modeling of battery storage systems. The comparison of, for example, the OpenTUMFlex model, the Power Node model or the FlexOffers shows that a model for the multi-purpose use of battery storage systems that fulfills all the requirements mentioned represents a research gap. To close this research gap, this thesis presents the *Amplify* model for abstract multi-purpose-limited flexibility.

Amplify expresses the boundary conditions of a battery model and scheduled obligations as quantities in the form of upper and lower bounded power and energy bands. They can be used to dimension the contributions of individual battery storage systems to fulfill local or system-wide purposes. The values contained in the bands are determined in such a way that new obligations for the modeled system do not conflict with those already planned. Both, energy quantities to be provided by the storage system, for example to cover electricity trading transactions, and power quantities to be reserved, as in the case of control reserve provision, can be described. Flexibility can be reserved for these obligations in the local calculation. Possible contradictions between boundary conditions were identified and conditions were modelled in order to recognize an occurrence.

In this study, Amplify was evaluated by first dimensioning obligations with its help and then simulating whether they can be fulfilled by a battery storage system. In total, several hundred thousand situations were generated synthetically in which the model could be used. The results of the evaluation show that battery storage flexibility can be expressed precisely with Amplify. The scheduled provision of energy quantities could be fulfilled in over 90 % of the cases considered. However, in the case of reserved services, some parameter combinations occur for which a local purpose or the obligations can only be fulfilled with reduced frequency.

To evaluate the detection of conflicting boundary conditions, Amplify classifications

were compared with the results of a simulated battery storage operation to determine whether all obligations could be met. Situations with and without conflicting boundary conditions were set up for this purpose. Here, too, over 90 % correct results, expressed by metrics such as accuracy, precision or F1 score, were achieved.

Furthermore, flexibility can be determined with Amplify even on comparatively weak hardware, such as the Raspberry Pi single-board computer, in a maximum of 111 milliseconds. In addition, the information content transmitted to the aggregator about a local load forecast can be reduced by more than half by the flexibility description.

The evaluation has shown that Amplify meets all identified requirements. The representation of the flexibility of battery storage systems using quantities in the form of power and energy bands represents a new contribution to the state of research. The same applies to the fact that this modeling can be used to dimension obligations that extend over several intervals of the planned period. In addition, the model knowledge that the aggregator must have in order to use the Amplify can be reduced to such an extent that it does not require any information about storage parameters or states. It only needs to comply with the power and energy limits and take into account the relationship between power and energy via mathematical integration.

Inhaltsverzeichnis

I Grundlagen und Ziele **17**

1 Mehrzwecknutzung dezentraler Batteriespeicher **19**
1.1 Systemziele und Einsatzzwecke 20
1.1.1 Vielfalt unter den Speicherbetreibern 20
1.1.2 Große Vielfalt an Anwendungsfällen 21
1.1.3 Kein Anreiz bei geringer Speichergröße 23
1.1.4 Viel Spezialwissen erforderlich 25
1.1.5 Mehrzwecknutzung 25
1.2 Aggregation von Batteriespeichern zur Mehrzwecknutzung 26
1.2.1 Herausforderungen für das Aggregator-Agenten-System 29
1.2.2 Konkretisierung der behandelten Forschungsfragen 32
1.3 Inhaltsübersicht und erkenntnistheoretische Einordnung 33

2 Flexibilitätsmodelle **35**
2.1 Flexibilitätsdefinitionen 35
2.1.1 Flexibilität entspricht dem Flexibilitätsvermögen 35
2.1.2 Flexibilität als Abweichung von einer Routine 37
2.1.3 Flexibilitätsvermögen als Menge zulässiger Leistungs- und Energiewerte 39
2.1.4 Eigene Flexibilitätsdefinition 40
2.2 Analyse veröffentlichter Flexibilitätsmodelle 40
2.2.1 Anforderungen zum Erfüllen der koordinationssystemspezifischen Herausforderungen 41
2.2.2 Randbedingungsbasierte Modelle 44
2.2.3 Fahrplanbasierte Modelle 55
2.3 Morphologische Boxen zur Bewertung der Modellierungsansätze 57

3 Forschungsziel und -hypothesen **63**
3.1 Das Forschungsziel 63
3.2 Hypothesenentwicklung 64
3.3 Bewertung und Diskussion des Gesamtziels 65

II Amplify – ein abstraktes Flexibilitätsmodell zur Mehrfachnutzung von Batteriespeichern 67

4 Modellberechnung 69
4.1 Lokaler Anwendungsfall für eine Mehrfachnutzung . . . 69
4.1.1 Vorhersagbarkeit von Verbrauchsleistung mittels Prognosen . . . 71
4.1.2 Energiewirtschaftliche Einordnung . . . 71
4.2 Zeitbezogene Modellierung . . . 73
4.3 Batteriespeichermodell . . . 74
4.4 Vorgehen für die weitere Modellierung . . . 78
4.4.1 Umsetzung der Anforderungen . . . 79
4.4.2 Konflikte zwischen Randbedingungen . . . 80
4.4.3 Modellierungsansatz . . . 82
4.5 Verfügbares Leistungsband . . . 83
4.5.1 Berechnung des verfügbaren Leistungsbandes . . . 83
4.5.2 Besonderheiten im aktuellen Zeitintervall . . . 85
4.5.3 Konflikterkennung . . . 86
4.6 Zulässiges Ladegradband . . . 87
4.6.1 Integration der Wirkungsgrade . . . 88
4.6.2 Vorwärtsintegration: Die erreichbaren Ladegrade . . . 88
4.6.3 Rückwärtsintegration: Die erforderlichen Ladegrade . . . 91
4.6.4 Kombination von Vorwärts- und Rückwärtsintegration . . . 93
4.7 Leistungsflexibilität . . . 95
4.8 Energieflexibilität . . . 98
4.8.1 Berechnung der Energieflexibilität . . . 98
4.8.2 Ergebnisse der Flexibilitätsberechnung . . . 100
4.9 Zwischenfazit zur Batterieflexibilität . . . 102

5 Integration von Verpflichtungen aus systemweiten Anwendungsfällen 105
5.1 Multi-Purpose-Obligations . . . 105
5.1.1 Klassen und Arten von Multi-Purpose-Obligations . . . 105
5.1.2 Formalisierung der Multi-Purpose-Obligations . . . 106
5.1.3 Mehrere Multi-Purpose-Obligations im selben Zeitintervall . . . 108
5.1.4 Entstehende Konflikte . . . 108
5.2 Energie-Multi-Purpose-Obligations . . . 111
5.2.1 Dimensionierung neuer Energie-MPOs basierend auf Modellwissen 111
5.2.2 Integration von Energie-MPOs in das Flexibilitätsmodell . . . 114
5.2.3 Konfliktdetektion . . . 116
5.3 Leistungs-Multi-Purpose-Obligations . . . 118
5.3.1 Dimensionierung neuer Leistungs-MPOs und erforderliches Modellwissen . . . 119
5.3.2 Integration von Leistungs-MPOs in das Flexibilitätsmodell . . . 122

5.4 Zwischenfazit zur Batterieflexibilität inklusive der Berücksichtigung von MPOs . . . 127
5.4.1 Berechnungsergebnis . . . 129
5.4.2 MPO-Dimensionierung . . . 130
5.4.3 Wechselwirkungen zwischen Berechnungsergebnis und der MPO-Dimensionierung . . . 130

6 Ergänzung der Marktflexibilität 133
6.1 Amplify erweitern zur Marktflexibilität . . . 134
6.1.1 Modellgleichungen . . . 135
6.1.2 Visualisierung der Unterschiede zwischen Batterie- und Marktflexibilität . . . 136
6.2 Dimensionierung von MPOs basierend auf der Marktflexibilität . . . 138
6.2.1 Dimensionierung von Energie-MPOs . . . 138
6.2.2 Dimensionierung von Leistungs-MPOs . . . 139
6.3 Zwischenfazit zur Marktflexibilität . . . 140

III Auswertung und Abschluss 143

7 Auswertung von Amplify 145
7.1 Testen der Verpflichtungserfüllung . . . 147
7.1.1 Situationsaufstellung . . . 147
7.1.2 Dimensionieren der Multi-Purpose-Obligations . . . 151
7.1.3 Batteriespeichersimulation . . . 155
7.2 Konflikterkennung auf Input-Szenarien . . . 165
7.2.1 Datensatz aus Testkonfigurationen . . . 165
7.2.2 Vorgehen Simulationsablauf . . . 166
7.2.3 Bewertung . . . 168
7.2.4 Ergebnisse . . . 169
7.3 Überprüfung der Hypothesen zur Berechnungszeit und Privatheit . . . 172
7.3.1 Berechnungszeit . . . 172
7.3.2 Privatheit . . . 175
7.3.3 Fazit zu Berechnungszeit und Privatheit . . . 177
7.4 Diskussion . . . 178

8 Zusammenfassung und Ausblick 181
8.1 Zusammenfassung . . . 182
8.1.1 Abgleich mit dem gesetzten Forschungsziel . . . 182
8.1.2 Nutzung des Modells . . . 183
8.2 Ausblick . . . 184

A Anhang – Weitere Ergebnisse 187
A.1 TKs für einzeln und gleichartig generierte MPOs . . . 187

A.2 Erbringungsgrade für Batterieflexibilität und Lastprognose 189
A.3 Wahrheitsmatrizen für einzeln und gleichartig generierte MPOs 193
A.4 Berechnungszeit mit Ausreißern 195
A.5 Transinformation für einzeln und gleichartig generierte MPOs 196

Abkürzungen

aFRR Automatic Frequency Restoration Reserve. 23

Amplify abstract multi-purpose-limited flexibility. 69, 77, 102, 103, 105, 127, 128, 130–132, 134, 141, 145–147, 149–151, 156, 158–160, 164, 166, 167, 169, 172–174, 178, 179, 182–186

E-MPO Energy-Multi-Purpose-Obligation. 106–109, 111–115, 117–123, 127, 129, 130, 134–136, 138, 139, 141, 151, 153, 156, 162–164, 173, 174, 179, 183, 185

EE erneuerbare Energie. 25, 38, 39, 84

FCR Frequency Containment Reserve. 23, 108, 185

FO Flexibility-Option. 47

FOR Feasible-Operation-Region. 48, 49, 53, 58–60

KNN künstliches neuronales Netz. 56, 57

LHS Latin-Hypercube-Sampling. 148, 150, 173

LP lineares Optimierungsproblem. 48, 58, 59

mFRR Manual Frequency Restoration Reserve. 23

MILP gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsproblem. 51, 58, 59

MPC Modell-prädiktive Regelung. 131, 132

MPO Multi-Purpose-Obligation. 105–114, 116–118, 122–124, 126–134, 137–141, 145–147, 149–166, 169, 171–178, 182–185, 190–192, 199

P-MPO Power-Multi-Purpose-Obligation. 106–108, 118–128, 130, 139, 151, 153, 156, 157, 162–164, 171, 173, 174, 178, 179, 183–185

PS Peak-Shaving. 22, 69–72, 79–82, 85, 86, 91, 94, 100, 102, 103, 105, 113, 114, 116, 117, 138, 147, 150, 166, 173

PV Photovoltaik. 20, 24, 51

SDL Systemdienstleistung. 19, 20, 23, 25, 26, 46

SoE State-of-Energy. 75, 88, 91, 93

SVDD Support-Vector-Data-Description. 56, 57

SVM Support-Vector-Machine. 56

TEC Total-Energy-Constraint. 54, 55

TK Testkonfiguration. 151–161, 163–166, 168, 169, 171, 173, 176, 177, 182, 184, 190–192

VZS Verbraucherzählpfeilsystems. 84, 85

ÜNB Übertragungsnetzbetreiber. 118

Teil I

Grundlagen und Ziele

1 Mehrzwecknutzung dezentraler Batteriespeicher

Durch eine flexible Fahrweise können dezentrale, stationäre Batteriespeicher das elektrische System stabilisieren. Da ihr Aufbau mit hohen Kosten verbunden ist (siehe z. B. Ramasamy et al., 2022, und Cole et al., 2023) und mit einem hohen Ressourcenbedarf einhergeht (Weil et al., 2020), sollten sie möglichst effizient eingesetzt werden. Dies geschieht, indem die Anlagen für das Erfüllen unterschiedlicher Einsatzzwecke, auch „Anwendungsfälle“ genannt, genutzt werden. Möglich sind zum Beispiel die Bereitstellung oder Aufnahme von Energiemengen aus Stromhandelsgeschäften, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) oder eine lokale Optimierung des Strombedarfs, um finanzielle Erträge zu erwirtschaften. Diese erhöhen sich, wenn ein Batteriespeicher nicht nur für einzelne, sondern mehrere Anwendungsfälle kombiniert im Rahmen einer Mehrzwecknutzung eingesetzt wird (Lombardi und Schwabe, 2017). Problematisch hierbei ist, dass eine große Zahl unterschiedlicher Anwendungsfälle existiert und für das Erfüllen jedes einzelnen besondere Anforderungen bestehen und Spezialwissen benötigt wird. Beispielsweise müssen Teilnehmer am Stromhandel zunächst den Zulassungsprozess der jeweiligen Strombörse durchlaufen und für eine Regelleistungsbereitstellung müssen die einzelnen Anlagen präqualifiziert werden. Eine einheitliche Mehrzwecknutzung wird dadurch erschwert, dass die Menge der Anlagenbetreiber sehr groß und heterogen ist und einzelne Anlagen zu klein für bestimmte Anwendungsfälle sein können.

Aggregatoren[1] sind Akteure im Stromsystem, die eine Mehrzwecknutzung durchführen können (Heer et al., 2021), indem sie Wissen über die Anwendungsfälle und Zugriff auf eine Mehrzahl Batteriespeicher bündeln. Deren Fahrweise können Aggregatoren so koordinieren, dass die Anlagen gemeinsam Einsatzzwecke erfüllen. Um die Fähigkeiten der einzelnen Batterien an den Aggregator zu übermitteln, ist zu modellieren, wie flexibel die Fahrweise der Anlagen ist. Diese Fähigkeiten werden in der Literatur als Flexibilität (z. B. bei Förderer et al., 2018) oder Flexibilitätsvermögen (Übersetzung von *flexibility potential*, Lechl et al., 2023) bezeichnet, wobei die Begriffe hier synonym verwendet werden. Hieraus ergibt sich folgende zentrale Forschungsfrage:

FF0: Wie kann Batteriespeicher-Flexibilität so modelliert werden, dass sie durch einen Aggregator für eine Mehrzwecknutzung verwendet werden kann?

Diese Frage wird im Folgenden weitergehend erläutert und durch das Aufstellen einzelner Detailfragen spezifiziert.

[1] Der Begriff des Aggregators wird auch als Synonym zu dem Betreiber eines virtuellen Kraftwerks verwendet (siehe https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/geschaeftsmodell-virtuelles-kraftwerk, besucht am 19.04.2024).

1.1 Systemziele und Einsatzzwecke

Gemäß §1 EnWG besteht in Deutschland das Ziel für den Betrieb des elektrischen Systems darin, eine „*sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung [...] mit Elektrizität*“ zur Verfügung zu stellen. Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energie leisten dabei einen wichtigen Beitrag, um dies für den Betrieb des elektrischen Systems zu bewerkstelligen. Dieses umfasst alle Erzeugungs-, Verbrauchsanlagen und Netzelemente sowie die Kommunikations- und Koordinationsinfrastruktur inkl. der Strommärkte[2].

Photovoltaik (PV)- und Windkraftanlagen generieren Strom zu niedrigen Preisen und verringern den CO2-Ausstoß, der bei der Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen anfallen würde. Im Rahmen der Transformation zu einem dekarbonisierten Stromsystem hat sich die Anzahl der in Deutschland dezentral betriebenen Erzeugungsanlagen von ca. 30.000 im Jahr 2000 (Komarnicki et al., 2021, S. 167) auf knapp 2,7 Mio. Ende 2022 (Bundesnetzagentur, 2023, S. 2) in gut 20 Jahren etwa verneunzigfacht. Bedingt durch die Wetterabhängigkeit von PV- und Windkraftanlagen, den wichtigsten erneuerbaren Energiequellen in Deutschland, kann der Zeitpunkt der Stromerzeugung nicht beeinflusst werden. Da ihre erzeugte Energie genau dann verbraucht oder gespeichert werden muss, wenn sie produziert wird, müssen andere Anlagen wie beispielsweise Batteriespeicher flexibel einsetzbar sein. Andernfalls müsste die Energie abgeregelt, also gar nicht erst erzeugt, werden.

Die Sicherheit der Stromversorgung hängt davon ab, dass das allgemeine Netz zuverlässig betrieben werden kann. Hierfür muss sichergestellt sein, dass Ströme und Spannungen an keinem Ort die zulässigen Wertebereiche verlassen. Außerdem müssen selbst kleinste Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen werden, um die Netzfrequenz stabil am Sollwert von 50 Hertz zu halten. Um all dies zu bewerkstelligen, kommen SDL zum Einsatz. Diese umfassen z. B. die Regelleistung, Blindleistung und lokale Netzträgheit (Verordnung (EU) 2017/2195 und Art. 2, Nr. 49 der Richtlinie (EU) 2019/944) und können ebenfalls von Batteriespeichern bereitgestellt werden.

1.1.1 Vielfalt unter den Speicherbetreibern

Ähnlich stark wie die der dezentralen Erzeugungsanlagen ist die Anzahl der installierten Batteriespeicher in Deutschland gestiegen, von etwa 15.000 im Jahr 2014 auf etwa 650.000 Ende 2022 (Figgener, Hecht et al., 2023). Dies entspricht mehr als einer Vervierzigfachung in acht Jahren (Figgener, Stenzel et al., 2020, und Figgener, Hecht et al., 2023). Die Autoren unterscheiden dabei in Heimspeicher, gewerbliche Speicher und Großspeicher. In allen drei Gruppen hat sich die Anzahl der installierten Batteriesysteme von 2014 bis 2022 weit mehr als verzehnfacht, wie in Abbildung 1.1 dargestellt ist. Die Menge der Heim- und Gewerbespeicher ist dabei am stärksten gewachsen[3]. Deren

[2] Mit Strommärkten sind sowohl die für elektrische Energie als auch die Systemdienstleistungsmärkte gemeint.

[3] Dabei hat sich das Wachstum in diesen Bereichen kürzlich noch beschleunigt (siehe Figgener, Hecht et al., 2023 auf Basis von Figgener, Stenzel et al., 2020)

Betreiber errichten kleinere Batteriesysteme und sind weniger auf Anwendungen in der Energiewirtschaft ausgerichtet als die Investoren von Großspeichern.

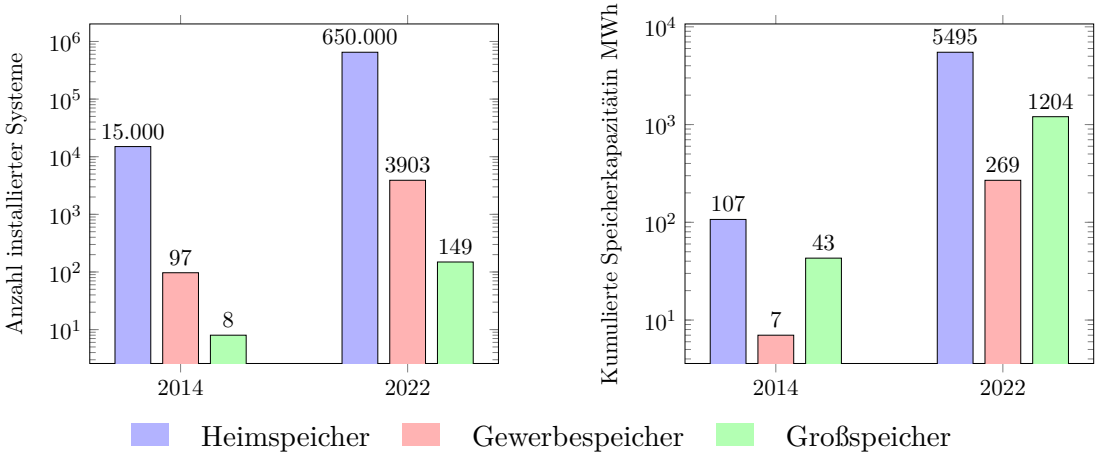


Abbildung 1.1: Anzahl und kumulierte Kapazität von in Deutschland installierten Batteriesystemen in den Jahren 2014 und 2022, ist abgeschätzt gemäß Figgener, Hecht et al. (ebd.).

75 % der Heimspeicher im Jahr 2018 waren kleiner als 13 kWh (Figgener, Stenzel et al., 2020, S. 8). Diese Kapazität führt bei einem minimalen Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (engl. „E/P ratio“) von einer Stunde zu einer Leistung von höchstens 13 kW. Gleichzeitig verfügen die meisten der Gewerbespeicher über eine Kapazität von weniger als 100 kWh bzw. eine Leistung von weniger als 100 kW (ebd., S. 11).

Das starke Wachstum der Anlagenzahl in den letzten Jahren stellt eine große Herausforderung für die Organisation des elektrischen Systems in Deutschland dar. Denn jede einzelne Anlage benötigt Steuer- oder Regelsignale, damit sie dezentral entsprechend den Systemzielen betrieben werden kann. Um keinen Missbrauch der kritischen Infrastruktur Stromnetz zu ermöglichen, sind den einzelnen Betreibern nur Teile des gesamten Systemzustands bekannt. Damit sie trotzdem eine systemdienliche, die Systemziele umsetzende, Fahrweise ihrer Anlagen ermitteln können, sind neben Vorschriften vor allem preisbasierte Anreize implementiert. Anlagenbetreiber können Erträge erwirtschaften, wenn sie sich gemäß diesen verhalten.

1.1.2 Große Vielfalt an Anwendungsfällen

Batteriespeicher können für ganz unterschiedliche Zwecke eingesetzt werden, um finanzielle Erträge zu erwirtschaften. Diese Zwecke, auch Anwendungsfälle genannt, sollen hier in **lokale** und **systemweite** eingeteilt werden. Bei ersteren muss ein Speicher lokale Anforderungen erfüllen auf der Basis von Informationen direkt vom jeweiligen Standort der Anlage. Die systemweit geltenden Einsatzzwecke hängen von Informationen aus dem Gesamtsystem ab, die der Betreiber erhält und an den Batteriespeicher weiterleitet. Alle Einsatzzwecke erfordern jeweils eine eigene Speicherfahrweise. Wenn ein Speicher

diese ausführt, erbringt oder erfüllt er den Anwendungsfall. Eine Übersicht von Marchgraber und Gawlik (2021), die die Vielfalt der möglichen Anwendungsfälle zeigt, ist in Abbildung 1.2 dargestellt.

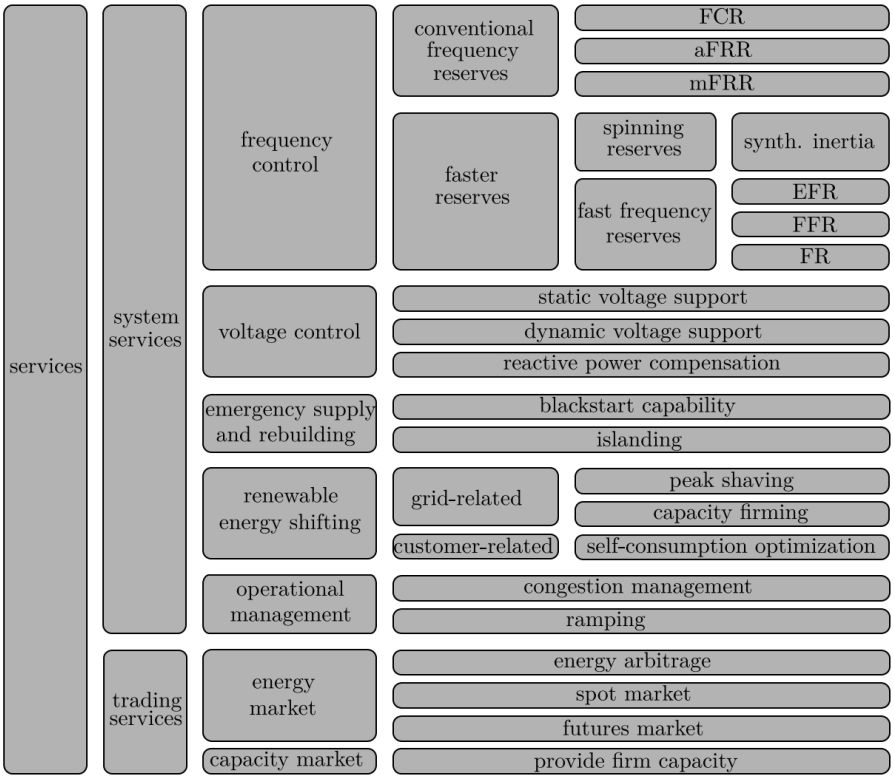


Abbildung 1.2: Übersicht über Anwendungsfälle (engl. *services*) für Batteriespeicher bei Marchgraber und Gawlik (ebd.).

Beispiele für lokale Anwendungsfälle sind die Maximierung des erneuerbaren Eigenverbrauchs (*self-consumption optimization* in Abb. 1.2) und das Peak-Shaving (PS). Bei der Eigenverbrauchsmaximierung reizt die Preisdifferenz zwischen den Kosten für Energie aus dem Stromnetz und der Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Quellen an, dass man ihn vorrangig lokal verbraucht. Beim Peak-Shaving werden die Verbrauchsspitzen von Stromverbrauchern z. B. eines Industrieunternehmens, die an demselben Netzknoten wie der Batteriespeicher angeschlossen sind, durch das gleichzeitige Entladen desselben reduziert. Dieser muss dann in Zeiten mit einem geringeren Verbrauch nachgeladen werden. Das Peak-Shaving kann technisch motiviert sein, weil beispielsweise der Netzanschluss nur für eine begrenzte Leistung ausgelegt ist. Alternativ kann es über leistungsabhängige Netzentgelte angereizt sein, die auf der Basis des höchsten 15-Minuten-Durchschnittsmesswertes erhoben werden[4]. In diesem Fall müssen

[4]Technisch motiviertes PS ist in Abbildung 1.2 als netzbezogener (engl. *grid-related*) Anwendungsfall dargestellt. Die Reduzierung des Netzentgeltes kann aber auch unabhängig von der Situation im Netz durchgeführt werden (Tiemann, Bensmann et al., 2020).

diese abrechnungsrelevanten Messwerte verringert werden, indem ein Batteriespeicher zur richtigen Zeit entladen wird. Dies führt zu einer Kostensenkung, wenn ein monatlicher oder jährlicher Leistungspreis durch das Industrieunternehmen für die höchste aufgetretene Leistung zu entrichten ist.

Beispiele für systemweite Anwendungsfälle sind z. B. der Stromhandel inkl. des Bilanzkreismanagements oder der Regelleistungserbringung. Die Strommärkte und das Bilanzkreismanagement sorgen für einen durchschnittlichen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb jeder Viertelstunde. Der Preis für Energie sinkt, wenn Überschüsse vorhanden sind, und steigt bei Knappheit, sodass jeweils stabilisierendes Verhalten angereizt wird. Außerdem werden Ungleichgewichte den Verursachern in Rechnung gestellt. Im Stromhandel steht mindestens fünf Minuten vor der Erbringung fest, ob Energie geliefert werden muss. Ein Ausgleichen von Bilanzkreisen kann kurzfristig innerhalb einer abrechnungsrelevanten Viertelstunde erfolgen.

Die Regelleistung, ebenfalls marktlich gehandelt, stabilisiert die Netzfrequenz kurzfristig innerhalb weniger Sekunden. Sie wird abhängig davon aktiviert, wie stark die Frequenz von ihrem Sollwert 50 Hertz abweicht. Diejenigen, die ihre Anlagen dafür am günstigsten bereitstellen und in Auktionen bezuschlagt werden, erhalten eine finanzielle Vergütung.

1.1.3 Kein Anreiz bei geringer Speichergröße

Energie aus Speichern mit weniger als 100 kW Leistung kann nicht ohne Weiteres für bestimmte systemweite Anwendungsfälle verwendet werden. Dies ist zum einen durch die geltenden Mindestgebotsgrößen an den Strommärkten bedingt, aber auch dadurch, dass viele Haushalte und Unternehmen keinen Vorteil daraus ziehen, wenn sie ihren Verbrauch am über den Tag variierenden Strompreis ausrichten. Dies schließt einen großen Teil der in Deutschland installierten Batteriespeicher von der direkten Teilnahme am Stromhandel aus.

Die handelbare Mindestleistung am Day-Ahead- und Intra-Day-Markt ist 100 kW[5]. Die Mindestgebotsgröße am Regelleistungsmarkt (FCR, aFRR und mFRR[6]) beträgt 1 MW[7]. Anders als Großspeicher[8], die für systemweite Anwendungsfälle wie den Handel an den Strommärkten inkl. des Ausgleichs von Bilanzkreisabweichungen oder die zur Erbringung von SDL wie der Regelleistung (Figgener, Stenzel et al., 2020, S. 13) oder dem Engpassmanagement (50Hertz Transmission et al., 2021) eingesetzt werden, werden Heim- und Gewerbespeicher häufig für lokale Anwendungsfälle installiert, die nur klei-

[5] Siehe https://www.epexspot.com/sites/default/files/2023-01/22-10-25_TradingBrochure.pdf, besucht am 19.04.2024.

[6] Die Abkürzungen stehen für die neuen Bezeichnungen *Frequency Containment Reserve*, *Automatic Frequency Restoration Reserve* und *Manual Frequency Restoration Reserve* gemäß Verordnung (EU) 2017/2195 für die ehemalige primäre, sekundäre und tertiäre Regelleistung (Hofmann, 2019).

[7] Siehe https://www.regelleistung.net/de-de/Allgemeine-Infos/Arten-der-Regelreserve/Frequency-Containment-Reserve, aufgerufen am 16.08.2023.

[8] Gemäß Figgener, Stenzel et al. (2020, S. 13) verfügt weit mehr als die Hälfte der Großspeicher über eine Anlagenleistung von jeweils mindestens einem Megawatt, sodass ihre Kapazität direkt an den Strommärkten gehandelt werden kann.

nere Leistungen erfordern. Bei Heimspeichern bestehen diese im Wesentlichen in einer Maximierung des erneuerbaren Eigenverbrauchs (Figgener, Stenzel et al., 2020, S. 6), da sie meistens in Verbindung mit einer PV-Anlage errichtet werden. Gewerbliche Speicher werden z. B. zum Vorladen an Schnellladesäulen für Elektroautos verwendet, ebenfalls zur Eigenverbrauchsmaximierung (ebd., S. 10) oder für das Begrenzen von Leistungsspitzen über das Peak-Shaving (siehe z. B. Möller et al., 2017, oder weitere bei Tiemann, Bensmann et al., 2020, referenzierte Veröffentlichungen). Um am Strommarkt teilnehmen zu können und die erforderlichen Mindestleistungen zu erreichen, müssten mehrere dieser Batterien gemeinsam synchronisiert betrieben werden. Der Begriff Batterie soll hier als Synonym für Batteriespeicher verwendet werden.

Allerdings besteht für die meisten Haushalte und Mittelständler in Deutschland bisher kein Anreiz, die Fahrweise einer Batterie am für jede Viertelstunde variablen Börsenstrompreis auszurichten. Ihr Strompreis pro bezogener Kilowattstunde ist in den meisten Fällen mindestens über mehrere Monate konstant, da er von einem Lieferanten durch Hedging abgesichert wird, also dem frühzeitigen Einkaufen von Teilmengen über einen längeren Zeitraum (Cramton, 2017). Dies ändert sich zurzeit, weil die deutsche Bundesregierung Stromlieferanten mit mehr als 100.000 Kunden verpflichtet hat, zeitvariable Stromtarife dort anzubieten, wo bereits intelligente Messsysteme verbaut sind (vgl. §41a Abs. 2 EnWG). Dies soll den seit 2021 und dem Ukraine-Krieg häufiger auftretenden hohen Strompreisen begegnen. Nach Aussage des Geschäftsführers des deutschen VEA Bundesverband der Energie-Abnehmer Volker Stuke[9] sind gerade Unternehmen jedoch an einem konstanten Strombezugspreis interessiert, weil sich damit die Planbarkeit der eigenen Produktionskosten erhöht.

Kunden ohne zeitvariablen Strompreis haben keinen finanziellen Vorteil davon, wenn sie Strom zu den Zeiten beziehen, in denen er an den Märkten günstig ist. Ebenso müssen sie sich nicht daran orientieren, ob im Stromsystem insgesamt Ungleichgewichte auftreten. Dies übernehmen die Übertragungsnetzbetreiber und die Lieferanten über die Regelleistung und das Bilanzkreismanagement. Dadurch erleiden diese Betreiber keine finanziellen Nachteile im Gegensatz zu denjenigen von Großspeichern, wenn sie ihre Speicherleistung praktisch beliebig ungeplant verändern. Da sie im Regelfall nicht selbst einen eigenen Bilanzkreis führen, müssen sie auch keinen Fahrplan beim Netzbetreiber anmelden, durch den Kosten entstehen, wenn von ihm abgewichen wird. Selbst am Redispatch 2.0, einem Prozess, bei dem Übertragungsnetzbetreiber deutschlandweit Anlagen ansteuern können, um Engpässe zu beheben, brauchen sie nicht teilzunehmen und eine Anlagenfahrweise anzumelden, wenn ihre Speicherleistung unterhalb von 100 kW bleibt. Batteriespeicher, z. B. bei Industriebetrieben mit einer Leistung von mehr als 100 kW (Figgener, Stenzel et al., 2020, S. 10), müssen zwar einen Fahrplan anmelden. Jedoch kann er, ohne Handelsgeschäfte tätigen zu müssen, jederzeit für eine neue Planung angepasst werden, solange kein Abruf der Anlagenleistung vorliegt (BDEW, 2020, S. 28ff.).

[9] Persönliches Telefonat am 07.11.2023.

1.1.4 Viel Spezialwissen erforderlich

Einen Batteriespeicher für mehrere Anwendungsfälle zu nutzen, ist keine triviale Aufgabe. Dafür ist eine Reihe spezieller Kenntnisse und Fähigkeiten erforderlich, was insbesondere bei privaten oder mittelständischen Anlagenbetreibern nicht ohne Weiteres vorausgesetzt werden kann. Dies umfasst z. B. einen Marktzugang, also die Lizenz dafür, Energiehandelsgeschäfte durchzuführen und für bestimmte SDL wie der Regelleistung eine aufwändige Präqualifikation der technischen Anlagen (50Hertz Transmission et al., 2024). Darauf aufbauend ist eine ausreichende Kenntnis des Strommarktes inkl. der unterschiedlichen Energie- und Leistungsprodukte erforderlich, um die Möglichkeiten einer Vermarktung ermitteln und den daraus resultierenden Ertrag erhöhen zu können. Für jede davon ist zu bestimmen, welche Anforderungen die betriebenen Batteriespeicher erfüllen müssen, um die nachgefragten Produkte zu erbringen. Um erfolgreich am Strommarkt zu agieren, sollten zusätzlich Marktinformationen eingeholt und Vermarktungsstrategien entwickelt werden, die auf der Basis angemessener Planung zu verfolgen sind. Dies kann zum Beispiel das Einbeziehen von Last- oder Wettervorhersagen umfassen, weil der Strommarktpreis sowohl von der Nachfrage als auch der Erzeugungsleistung der erneuerbaren Energien (EE) abhängen kann. Nach erfolgreichem Abschluss von Handelsgeschäften sind diese mit den synchronisiert betriebenen Batterien zu erfüllen, indem die einzelnen Speicher aufeinander abgestimmte Leistungen auf Basis individueller Sollwerte erbringen.

1.1.5 Mehrzwecknutzung

Eine sog. Mehrzwecknutzung (engl. *multi purpose usage*, z. B. Dung et al., 2003, und Wesselmann et al., 2020) kann dabei helfen, einen Batteriespeicher effizient einzusetzen und den mit ihm erwirtschafteten Ertrag für den Betreiber zu erhöhen. Allerdings können nicht alle Nutzer dies ohne Weiteres umsetzen, weil sie entweder zu kleine Speicher betreiben oder nicht über das dafür erforderliche Know-How verfügen.

Mehrzwecknutzung bedeutet, dass eine Anlage nicht nur einen, sondern mehrere Anwendungsfälle kombiniert erfüllt (Lombardi und Schwabe, 2017, S. 495). Sie kann im Prinzip auf zwei Arten umgesetzt werden (ebd., S. 487): Entweder steht die volle Anlagenleistung während eines begrenzten Zeitraumes für einen einzelnen Einsatzzweck zur Verfügung. Nach Ablauf der Zeit beginnt die Nutzung für einen anderen, wie es z. B. bei Hoog et al. (2018) vorgestellt ist. Alternativ kann die Anlagenleistung aufgeteilt und zur selben Zeit mit jeweils einem Teil für die verschiedenen Einsatzzwecke genutzt werden. Dies entspricht dem Fall, dass mehrere Speicher installiert sind, die unterschiedlich betrieben werden (vgl. Marchgraber und Gawlik, 2021, S. 5ff.). Auch Mischungen der beiden Arten sind möglich (Lombardi und Schwabe, 2017, S. 487).

Die Mehrzwecknutzung bietet den Vorteil, dass lokale und systemweite Ziele durch dieselben Anlagen verfolgt werden können. Dadurch werden die Batteriespeicher stärker ausgelastet, was sowohl die Gesamtsystemkosten reduzieren als auch die Amortisationszeit für den Betreiber verkürzen kann. Eine Mehrzwecknutzung von Batteriespeichern wird in der aktuellen Forschung stark in den Fokus gerückt mit einer Reihe von Veröffent-

lichungen wie z. B. von Lombardi und Schwabe (2017), Namor et al. (2019), Englberger et al. (2019), Hauer et al. (2020), Holly et al. (2020) und Marchgraber und Gawlik (2021).

Probleme beim Umsetzen einer Mehrzwecknutzung hängen damit zusammen, dass die meisten der errichteten Anlagen von privaten und mittelständisch-gewerblichen Betreibern errichtet wurden. Zum einen müssen dafür die Anforderungen von mehreren Anwendungsfällen miteinander kombiniert berücksichtigt und in die Fahrweise einfließen, also konkret die Leistungssollwertermittlung einer Batterie. Hierzu sind nicht alle Batteriespeicherbetreiber ohne Weiteres bereit und in der Lage. Denn die Menge an erforderlichem Spezialwissen über das nationale Stromsystem addiert sich dadurch genauso wie der Präqualifikationsaufwand für mehrere SDL. Zum anderen löst die Mehrfachnutzung das Problem nicht, dass die Kapazität von privat oder im Mittelstand installierten Anlagen häufig zu klein dafür ist, um sie direkt an den öffentlichen Strommärkten anzubieten. Hierfür müssten die Kapazitäten von mehreren kleinen Anlagen zusammengenommen werden, wenn sie die Mindestgebotsgröße nicht erreichen. Daher sind neue Lösungen erforderlich, um dies für möglichst viele Anlagen umzusetzen, bei denen nicht zwangsläufig die notwendige Leistungsgröße oder bei ihren Betreibern das energiewirtschaftliche Spezialwissen vorliegt.

1.2 Aggregation von Batteriespeichern zur Mehrzwecknutzung

Sog. Aggregatoren können eine Mehrzwecknutzung kleiner Anlagen dadurch ermöglichen, dass sie die Flexibilität einer großen Anzahl von ihnen gemeinsam für die Systemziele erschließen. Sie sind Unternehmen, die für eine Mehrzahl von Anlagenbetreibern einzelne Aufgaben der Vermarktung bis hin zum vollständigen Anlagenbetrieb übernehmen. Mit ihnen sind nicht mehr nur die Anlagenbetreiber dafür verantwortlich die Mehrzwecknutzung ihrer Batterien zu koordinieren. Aggregatoren können viele dezentral installierte Anlagen zusammenfassen, sodass diese gemeinsam die Mindestgebotsgröße (siehe S. 23) für Gebote auf den Strommärkten erreichen. Bei erfolgtem Zuschlag müssen Aggregatoren anschließend in der Lage sein, die Fahrweise der Anlagen aufeinander abzustimmen, damit diese dezentral in Summe die durch das Handelsgeschäft vereinbarte Leistung erbringen. Dafür steuert der Aggregator die verteilten Batteriespeicher mittels Datenübertragung (in Deutschland z. B. über die Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur).

Der Aggregator ist als Akteur im elektrischen energiewirtschaftlichen System im europäischen Rollenmodell für den europaweiten Strommarkt als sog. *Resource Aggregator* enthalten (Entso-E et al., 2022). Während er im deutschen System bisher nicht eigenständig existiert, sondern z. B. als *Lieferant* umgesetzt werden muss, ist er u. a. in Dänemark bereits explizit rechtlich definiert (Gade et al., 2022). Ungeachtet dessen, dass die Rolle des Aggregators in Deutschland noch nicht rechtlich von der des Lieferanten abgegrenzt wurde, gibt es eine Reihe von Firmen, welche diese Rolle einnehmen wie beispielsweise Next Kraftwerke, BayWa r.e., REstore, GETEC, Entelios oder Sonnen[10]. Mit den von

[10] Siehe https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/12/Aktive-Aggregatoren-und-deren-Einschaetzung-der-Anforderungsprofile.pdf und https://sonnen.de/wissen/was-ist-ein-virtuelles-kraftwerk/, jeweils besucht am 19.04.2024.

ihnen verwalteten Anlagen erreichen sie die in Summe an den jeweiligen Märkten erforderlichen Mindestgebotsgrößen, z. B. für den Day-Ahead- und Intra-Day-Handel oder einen der Regelleistungsmärkte. Die von Aggregatoren hierzulande verwaltete Gesamtleistung ist in den letzten Jahren immer weiter gestiegen. Die Firma Next Kraftwerke aus Köln beispielsweise verwaltet in ihrem virtuellen Kraftwerk seit Mai 2022 mehr als 10 GW Leistung[11]. Gleichzeitig werden immer kleinere Anlagen aggregiert. Seit der Umsetzung des Redispatch 2.0 wurde die Leistungsgrenze, ab der eine Anlagen fernsteuerbar abregelbar sein muss, auf eine Leistung von 100 kW herabgesetzt. Die Firma Sonnen stellt sogar unter anderem Regelleistung mit aggregierten Heimspeichersystemen bereit. Bei der Regelleistung ist die Präqualifikation von sog. Pools, die aus mehr als einer Anlage bestehen und von Aggregatoren betrieben werden, in den Präqualifikationsbedingungen regulär vorgesehen (50Hertz Transmission et al., 2024, S. 13). Diese Pools müssen, so wie es auch für Einzelanlagen gilt, in der Lage sein, in Summe die Mindestleistung von 1 MW zu erbringen (siehe S. 23).

Als dezentrale Schnittstelle für einen zentralen Aggregator können alle der von ihm verwalteten Anlagen mit einem eigenen Software-Agenten ausgerüstet werden. Dies sind Computer-Programme, die auf lokaler Hardware laufen und sich durch Autonomie, Kommunikationsfähigkeit, Proaktivität und Reaktivität auszeichnen. Sie agieren ohne menschliche Eingriffe, kommunizieren über eine definierte Sprache, reagieren auf Änderungen ihrer Umgebung und können die Initiative übernehmen. Sie können sowohl lokale Informationen als auch Nachrichten vom Aggregator verarbeiten (siehe Russell und Norvig, 2021, S. 3, und Wooldridge und Jennings, 1995, S. 4f.).

Aggregator und Agenten bilden zusammen ein Koordinationssystem, innerhalb dessen Kommunikation stattfindet und das Zugriff auf Informationen sowohl über die Anlagen vor Ort als auch über das gesamte elektrische System miteinander verbinden kann. Dadurch kann es die einzelnen Batterien unter Berücksichtigung systemweiter sowie lokaler Anwendungsfälle steuern. Um diese Aufgabe zu erfüllen, übernimmt es eine Reihe von Kernaufgaben, die entweder zentral durch den Aggregator oder dezentral durch den Agenten durchgeführt werden. Unter Berücksichtigung der Absätze 1.1.2, 1.1.4 und 1.1.5 ergeben sich folgende Kernaufgaben:

- Die Marktgebote, die bei erfolgtem Zuschlag durch die zusammengefassten Speicher zu erbringen sind, müssen gemäß einer Strategie bestimmt und abgegeben werden.
- Fähigkeiten von Batterien, die für die Vermarktung zur Verfügung stehen, sind zu ermitteln und dort abrufbar zu machen, wo die Marktstrategie umgesetzt wird.
- Die Leistungssollwerte sind an die Batteriespeicher zu übermitteln.
- Ergibt sich die Verpflichtung, aufgrund eines systemweiten Anwendungsfalls eine bestimmte Leistung zu erbringen, ist diese auf die Agenten zu verteilen und die Information darüber dort zu platzieren, wo sie in die Leistungssollwertberechnungen für die einzelnen Batterien einfließen kann.

[11] Siehe https://www.next-kraftwerke.de/neues/next-kraftwerke-10-000-megawatt, besucht am 19.04.2024.

- Anforderungen aus lokalen Anwendungsfällen müssen beim Bestimmen der Speicherfahrweise berücksichtigt werden. Dafür müssen die jeweils relevanten Informationen ebenfalls dort vorliegen, wo die Leistungssollwerte berechnet werden.

Die Entscheidung, welche dieser Aufgaben zentral durch den Aggregator und welche dezentral durch die Agenten durchzuführen ist und welche Informationen übertragen werden müssen, haben Einfluss auf die Funktionsfähigkeit des Koordinationssystems und darauf, wie aufwändig sein Betrieb ist (s. Dittes, 2021, S. 114). Sie ist Teil des internen System-Designs, das gemäß der Definition von Luhmann (1984, S. 47) „kontingent“, also immer „auch anders möglich“ ist. Deswegen müssen von vornherein Annahmen getroffen werden. Die hier zugrunde gelegten Annahmen für das Aggregator-Agenten-System orientieren sich am Beispiel der *be.storaged GmbH*, einem Aggregator, der eine Mehrzwecknutzung speziell mit Batteriespeichern realisiert. Beiträge hierzu sind im Projekt *MIRAGE*[12] entwickelt worden, an dem der Verfasser der vorliegenden Arbeit beteiligt war.

Be.storaged nutzt Agenten mit Batteriespeichern, die lokal zum Peak-Shaving eingesetzt werden, um damit Handelsgeschäfte an den Strommärkten abzusichern. Falls ein Energieverkauf nicht durch ein Kaufgeschäft ausgeglichen wird, müssen die Batterien diese durch Entladen bereitstellen können, analog in Laderichtung beim Energieeinkauf. Außerdem sollen die Speicher bei Energiedefiziten/-überschüssen in einem Bilanzkreis zum Ausgleich ent- oder geladen werden können. Diese Aktivitäten sollen nicht dazu führen, dass ein lokales Peak-Shaving eingeschränkt wird.

Nur der Aggregator und nicht die einzelnen Agenten verfügen über einen Marktzugang und verfolgt eine Marktstrategie. Die Verpflichtungen, die sich aus getätigten Handelsgeschäften ergeben, verteilt er auf die Agenten. Um den Umfang seiner Marktgebote zu bestimmen, benötigt er Informationen über die Fähigkeiten der Batteriespeicher. Diese Informationen müssen laufend aktualisiert werden.

Bei der Leistungssollwertberechnung für den Batteriespeicher müssen lokale und systemweite Anwendungsfälle berücksichtigt werden. Damit die Batterieleistung bei Bedarf kurzfristig angepasst werden kann und nicht von einer kontinuierlich funktionierenden Kommunikationsverbindung abhängt, geschieht dies dezentral durch den Agenten. Dies ist z. B. dann wichtig, wenn die Batterieleistung von lokalen, schnell veränderlichen Größen abhängt wie dem Stromverbrauch oder einer erneuerbaren Erzeugungsleistung.

Eine Verpflichtung muss immer in genau der Viertelstunde erfüllt werden, für die beispielsweise das Handelsgeschäft oder das Bilanzkreisungleichgewicht vorliegen. D. h. ein Speicher erbringt die entsprechende Leistung und erbringt damit seinen Teil für den zugehörigen Anwendungsfall. Dies geschieht, indem ein Agent auf der Basis der ihm vorliegenden Verpflichtungen den Leistungssollwert seiner Batterie einstellt. Wenn ein Speicher eine Verpflichtung erfüllt und sie dabei sogar übererfüllt,

[12] Siehe https://www.offis.de/offis/projekt/mirage.html, besucht am 19.04.2024.

also eine betragsmäßig höhere Leistung liefert, gelten ihre Bedingungen dennoch als eingehalten. Eine Unterdeckung würde dagegen die Bedingungen eines Handelsgeschäfts verletzen.

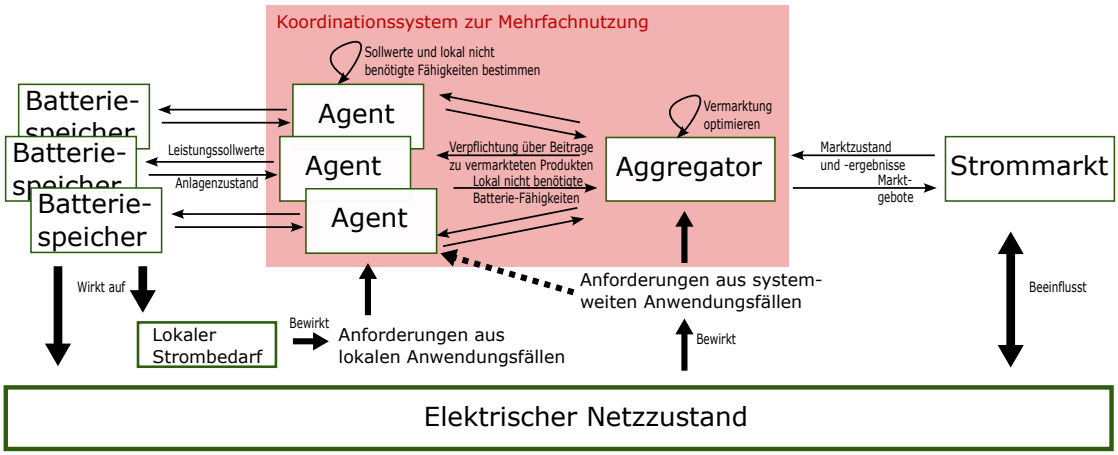


Abbildung 1.3: Koordinationssystem aus Aggregator und Agenten. Jeder Agent regelt einen einzelnen Batteriespeicher und übermittelt dessen lokal nicht benötigte Fähigkeiten in Abhängigkeit von den Anlagenzuständen an den Aggregator. Der aggregiert diese von vielen Anlagen und agiert damit am Strommarkt. Hieraus können Verpflichtungen resultieren, die der Aggregator auf die Agenten aufteilt. Abrufe von Anlagenleistung resultieren aus diesen Verpflichtungen oder aus Anforderungen abhängig vom lokalen Strombedarf oder dem allgemeinen elektrischen Netzzustand.

Aus dem Beispiel der be.storaged ergibt sich, dass die lokale Leistungssollwertberechnung für die Batteriespeicher dezentral durch die Agenten erfolgt, während die systemweit wirkenden Marktaktivitäten zentral durch den Aggregator durchgeführt werden. Diese Aufteilung ergibt ein Koordinationssystem, das in Abbildung 1.3 skizziert ist (vgl. Mauser et al., 2017, S. 607, bzw. Förderer, 2021, S. 42). Aggregator und Agent tauschen sich über zugeteilte Verpflichtungen und vorhandene Fähigkeiten der Batteriespeicher aus. Eine Rückkopplung ergibt sich dadurch, dass die Batterieleistung in Abhängigkeit der platzierten Verpflichtungen auf den lokalen Strombadarf und den elektrischen Netzzustand des Gesamtsystems wirkt. Dies beeinflusst wiederum wie die Batterien einzusetzen sind, um weitere Verpflichtungen zu erfüllen und welche weiteren sich aus den Marktaktivitäten ergeben.

1.2.1 Herausforderungen für das Aggregator-Agenten-System

Durch die angenommene Architektur des Koordinationssystems ergibt sich eine Reihe an Herausforderungen, die für eine Mehrzwecknutzung von Batteriespeichern zu bewältigen sind. Sie hängen damit zusammen, dass Aggregator und Agent voneinander getrennt sind und der Einsatz der Anlagen im Voraus basierend auf Prognosen geplant werden muss.

Während damit die Planung unsicherheitsbehaftet wird, ist ein Informationsaustausch erforderlich, bei dem die jeweils nötigen Informationen übermittelt werden. Besonders an der Trennung ist, dass nicht mehr alle lokal verfügbaren Informationen an den Aggregator übertragen werden müssen. Dies unterscheidet sich von der Annahme, dass ein zentrales Energie-Management-System transparenten Zugriff auf alle Informationen hat wie z. B. bei Englberger (2022, S. 22).

Um seine Marktstrategie zu verfolgen und Gebote abzugeben, muss der Aggregator eine Planung für die Zukunft durchführen. Diese Schwierigkeit resultiert daraus, dass die Markträumung zeitlich vor der tatsächlichen Erbringung geschieht und dass bei bestimmten Verpflichtungen wie z. B. der Erbringung von Regelleistung nicht mit Sicherheit vorauszusehen ist, welche Leistung die Anlagen erbringen müssen. Dafür benötigt der Aggregator Informationen darüber, wie viel Leistung seiner Anlagen ihm zur Verfügung stehen wird, die ihm übermittelt werden muss. Dies macht die Verwendung eines Modells erforderlich, das die Batteriespeicherfähigkeiten abbildet. Die übertragenen Modellinformationen hängen typischerweise von Prognosen für lokale Stromverbrauchs- und -erzeugungsleistungen ab. Hieraus folgt, dass Mechanismen erforderlich sind, um die zwangsläufig durch die Prognosen entstehenden Ungenauigkeiten beherrschen zu können.

Damit der Aggregator neue Verpflichtungen den Batteriespeichern randbedingungskonform zuweisen kann, verwendete Modell sowohl die technischen Anlagenparameter als auch die Verpflichtungen aus den Anwendungsfällen abbilden. Wenn er neue Verpflichtungen auf die Anlagen aufteilt, muss er die bereits platzierten berücksichtigen können, um sie nicht zu überplanen. Dies ist besonders herausfordernd, wenn während der Planung noch nicht feststeht, wie sich die Zustände der Batterien in der Zukunft verändern werden. Dabei muss der Aggregator über das dafür erforderliche Modellwissen verfügen und anzuwendende Anlagenparameter müssen ihm vorliegen. Dies wird vereinfacht, wenn das Modell ohne anlagenspezifische Parameter auskommt und verwendet werden kann, ohne komplexe Zusammenhänge berücksichtigen zu müssen. Solch eines soll in dieser Arbeit *abstrakt* genannt werden.

Eine Möglichkeit, die es erlaubt mit Prognoseungenauigkeiten umzugehen, besteht darin, die Informationen über die Speicherfähigkeiten regelmäßig zu aktualisieren. Dies sollte für den Handel auf dem Intra-Day- und sekundären Regelarbeitsmarkt, die viertelstündlich bezuschlagt werden, mindestens alle 15 Minuten erfolgen, u. U. sogar noch häufiger. Die Markträumung geschieht mit mindestens fünf Minuten Vorlauf am Energiemarkt (Intra-Day) und 25 Minuten am Regelleistungsmarkt (Regelarbeitsauktion für *automatic Frequency Restoration Reserve*). Auch für das kurzfristige Ausbalancieren von Bilanzkreisen benötigt der Aggregator kurzfristig aktualisierte Informationen. Einschränkend ist hierbei, dass ein Agent auf lokal platzierter Hardware läuft, deren Rechenleistung im Vergleich wesentlich geringer sein kann als die, die dem Aggregator beispielsweise über zentrale Rechenzentren zur Verfügung steht. Kurze Verzögerungszeiten zwischen der Berechnung der Batteriefähigkeiten und der Verarbeitung dieser Informationen beim Aggregator helfen ebenfalls dabei, die Unsicherheit aufgrund von Prognoseabweichungen zu reduzieren. Verzögerungen können sowohl durch eine lange Berechnungszeit oder langsame Datenübertragung hervorgerufen werden. Trotz der begrenzten Rechenleistung

der Agenten darf eine regelmäßige Neuberechnung der Batteriespeicherfähigkeiten deswegen nicht mit einem übermäßigen Rechenaufwand einhergehen. Um die Verzögerung durch die Kommunikationsverbindung gering zu halten, sollten zudem möglichst wenig Daten übertragen werden müssen. Dies hat den zusätzlichen Vorteil, dass Gebühren für die Kommunikation, die mit steigendem Datenvolumen anwachsen, begrenzt werden.

Verpflichtungen aus den Anwendungsfällen können sich widersprechen oder die Randbedingungen einer Batterie verletzen. In solchen Fällen kommt es zu Konflikten, bei denen die Batterien nicht optimal fahren, sodass Kosten entstehen. Dies kann Verpflichtungen betreffen, die der Aggregator bereits an die Speicher weitergegeben hat, oder solche, die aus lokalen Anwendungsfällen resultieren. Da nur dem Agenten die Informationen über alle Verpflichtungen vorliegen, die ein Batteriespeicher erfüllen soll, müssen Konflikte dezentral erkannt werden können.

Prognosen können sensible Produktionsinformationen über ein lokales Unternehmen oder personenbezogene Daten aus Haushalten enthalten. Um die Privatheit dieser Akteure zu gewährleisten ist es aus Datensicherheitsgründen vorteilhaft, wenn jene an möglichst wenig Orten vorliegen. Durch die Trennung von Aggregator und Agent ist es prinzipiell möglich, dass sensible Daten nur lokal vorliegen. Die Privatheit lokaler Batteriespeicherbetreiber kann dann gewahrt werden, wenn sich eine lokale Prognose oder die Speicherfahrweise nicht aus den übermittelten Informationen über die Batteriefähigkeiten rekonstruiert lässt.

Zusammengefasst ergeben sich für den Aggregator entsprechend dieser Erläuterungen die folgenden Herausforderungen:

1. Der Aggregator benötigt präzise Informationen über die Fähigkeiten der verwalteten Anlagen. Er muss Verpflichtungen dimensionieren und den Batterien zuweisen können, die diese technisch leisten können, ohne dass Kosten durch Umplanung oder nicht erfüllte Anwendungsfälle entstehen.

2. Verpflichtungen, die aus den lokalen und systemweiten Anwendungsfällen resultieren, dürfen sich nicht widersprechen. Wenn Randbedingungen verletzt werden und ein Speicher gegenläufige Verpflichtungen erfüllen soll, kommt es zu Konflikten. Diese können zu den Randbedingungen der Batterie oder zwischen den Anwendungsfällen auftreten.

3. Während der Planung können Unsicherheiten darüber existieren, wie viel von den Batteriefähigkeiten für das Erfüllen von Verpflichtungen erforderlich ist. Dies ist z. B. bei Regelleistung der Fall. Hier führen unterschiedliche Varianten des Leistungsabrufs dazu, dass der Ladegrad am Ende des Erbringungszeitraums unsicher bleibt. Auch dies kann Konflikte verursachen.

4. Damit der Aggregator in der Lage ist, die erhaltenen Informationen über Batteriefähigkeiten zu interpretieren, benötigt er das dafür erforderliche Modellwissen. Falls für verschiedene Anlagen unterschiedliche Parameter genutzt werden, muss er diese kennen und den unterschiedlichen Anlagen zuordnen können.

Der Informationsaustausch über die Batteriefähigkeiten, über Verpflichtungen und Konflikte birgt weitere Herausforderungen für die Agenten:

5. Die Vorhersagen, auf deren Basis die Fähigkeiten der Batterien berechnet werden, können sich ändern oder als unwahr herausstellen. Dies kann Konflikte zwischen Randbedingungen und platzierten Verpflichtungen verursachen. Um eine Planung anpassen zu können, müssen diese Widersprüche detektiert werden.

6. Kommunikation über Fähigkeiten und Verpflichtungen erfolgt über eine entsprechende Netzwerkinfrastruktur. Hierfür können im Fall des öffentlichen Mobilfunknetzes Gebühren anfallen, die mit steigendem Datenvolumen anwachsen.

7. Wenn der Agent die Batteriefähigkeiten regelmäßig berechnet, sollte dies nicht zu viel Zeit erfordern. Denn durch die Verzögerung kann es zu unpräziser Planung oder sogar der Nicht-Erfüllung von eingegangenen Verpflichtungen kommen. Dies liegt daran, dass die der Berechnung zugrunde gelegten Anlagenzustände sich bis zur Verarbeitung beim Aggregator verändert haben können.

8. Bei Verbrauchs- und Erzeugungsdaten z. B. von industriellen Stromkunden kann es sich um sensible Produktionsinformationen oder im Fall von Privathaushalten um personenbezogene Daten handeln. Um die Privatheit der Betreiber zu wahren, sollten möglichst wenig lokale Informationen dem Aggregator verfügbar gemacht werden müssen.

1.2.2 Konkretisierung der behandelten Forschungsfragen

Die zu Beginn dieses Kapitels aufgestellte Forschungsfrage lautete:

FF0: Wie kann Batteriespeicher-Flexibilität so modelliert werden, dass sie durch einen Aggregator für eine Mehrzwecknutzung verwendet werden kann?

Um die von den dezentralen Agenten lokal berechnete Flexibilität so zu interpretieren, dass der Aggregator damit Gebote für die Strommärkte bzw. den Redispatch dimensionieren kann, ist ein gemeinsames Verständnis über ein Flexibilitäts**modell** erforderlich. Das Gleiche gilt für die aus einem Handelsgeschäft resultierenden Liefer- oder Abnahme**verpflichtungen**, die der Aggregator auf die einzelnen Speicher aufteilt und dorthin übermittelt, wo die Leistungssollwerte bestimmt werden. Um eine geeignete Flexibilitätsmodellierung zu finden, die die identifizierten Herausforderungen adressiert, soll die oben eingeführte zentrale Forschungsfrage *FF0* präzisiert und durch vier Detailfragen ergänzt werden.

FF1: Wie können die Batterie-Randbedingungen und unterschiedlichen Verpflichtungen, die sich aus den lokalen und systemweiten Anwendungsfällen ergeben, gemeinsam in einem abstrakten Modell abgebildet werden?

Ein entsprechendes Flexibilitätsmodell muss verschiedene Randbedingungen von Batteriespeichern sowie den unterschiedlichen Anwendungsfällen integrieren. Gleichzeitig kann

es die Komplexität für den Aggregator reduzieren, wenn es von der Anlagentechnologie abstrahiert. Diese Detailfrage wird im vierten und fünften Kapitel durch das aufgestellte Modell beantwortet. Ein technisches Modell lässt sich jedoch nur übermitteln, wenn es sich quantifizieren lässt. Hieraus ergibt sich die Frage:

FF2: Wie sieht ein Berechnungsverfahren aus, mit dem die Flexibilität von Batteriespeichern entsprechend der genannten Herausforderungen ermittelt werden kann?

Diese Detailfrage wird im ebenfalls im vierten und fünften sowie im sechsten Kapitel beantwortet. Durch den Agenten sollten Randbedingungsverletzungen lokal erkannt werden können. Dies ergibt die Frage:

FF3: Wie können Konflikte zwischen den Randbedingungen der Batteriespeicher und den Verpflichtungen aus den Anwendungsfällen detektiert werden?

Diese Antwort auf diese Detailfrage ist in die Modellentwicklung im vierten und fünften Kapitel integriert und wird im siebten durch die Evaluation bestätigt. Zudem müssen die Eigenschaften solch eines Modells zu den Herausforderungen bei der Kommunikation zwischen Aggregator und Agenten passen. Es ist zu fragen:

FF4: Welche Eigenschaften hinsichtlich der Berechnungszeit, dem Codierungsaufwand und der Wahrung der Privatheit des lokalen Betreibers hat solch eine Flexibilitätsmodellierung?

Diese Detailfrage wird im siebten Kapitel während der Evaluation des entwickelten Modells beantwortet. Mit diesen Forschungsfragen sind die herausgearbeiteten Herausforderungen benannt und adressiert. Sie legen den Fokus dieser Arbeit auf die Suche nach einem passenden Modell, mithilfe dessen Flexibilitätsvermögen und Verpflichtungen zwischen einem Aggregator[13] und Agenten ermittelt und kommuniziert werden können.

1.3 Inhaltsübersicht und erkenntnistheoretische Einordnung

Nachdem in diesem ersten Kapitel der Kontext, in dem die vorliegende Arbeit erstellt wurde, sowie die sich daraus ergebenden Problemstellungen erläutert sind, soll ein Modell gefunden werden, das Lösungen für diese bietet. Im zweiten Kapitel ab Seite 35 werden bereits existierende Flexibilitätsmodelle aus der Literatur aufgearbeitet und die Forschungslücke mittels eines eigenen Vergleichs präzisiert. Im dritten Kapitel ab Seite 63 werden zu überprüfenden Hypothesen definiert, die sich auf der Basis der Forschungsfragen und der Forschungslücke ergeben. Das vierte Kapitel ab Seite 69 enthält die grundlegenden Gleichungen des Flexibilitätsmodells. Im fünften Kapitel ab Seite 105 werden die Modellgleichungen um Verpflichtungen aus den Anwendungsfällen zur sog. *Batterieflexibilität* vervollständigt. Im sechste Kapitel ab Seite 133 wird das Modell zur

[13] Zur besseren Lesbarkeit wird in dieser Arbeit das generische Maskulinum verwendet. Die Bezeichnungen, mit denen im Regelfall Rollen, Firmen oder ganze Haushalte und keine Einzelpersonen gemeint sind, beziehen sich – sofern nicht explizit anders kenntlich gemacht – auf alle Geschlechter.

sog. *Marktflexibilität* weiterentwickelt. Das siebte Kapitel ab Seite 145 enthält eine Analyse und Bewertung des entwickelten Flexibilitätsmodells mit Blick auf die Hypothesen. Das achte Kapitel ab Seite 181 stellt eine Zusammenfassung sowie mögliche Weiterentwicklungsschritte dar.

Teile des in der vorliegenden Arbeit vorgestellten Modells und der Analyse liegen zusätzlich in Form wissenschaftlicher Aufsätze vor. Dies umfasst zum einen die bereits veröffentlichte Entwicklung der Batterieflexibilität einschließlich der Verpflichtungen zum Abbilden elektrischer Energiehandelsgeschäfte sowie deren Analyse (Tiemann, Nebel-Wenner et al., 2022). Zum anderen ist ein Manuskript über die dazugehörige Modellierung der Konfliktdetektion sowie die Erweiterung der Batterie- zur Marktflexibilität abgefasst, dessen Einreichen zur Begutachtung bei einer wissenschaftlichen Zeitschrift noch im Frühjahr 2024 geplant ist. Zusätzlich ist im von Brandt et al. (2022) veröffentlichten Aufsatz zum Vergleich von Flexibilitätsmodellen beigetragen worden.

Erkenntnistheoretisch nutzt diese Arbeit den Problemlösungszyklus aus dem Systems-Engineering (Ahrens, 2014). Allgemein besagt dieser, dass beim Lösen eines gegebenen Problems vom Groben ins Detail zu gehen ist. Im Speziellen beruht er auf den Schritten Problembeschreibung, Situationsanalyse, Zieldefinition, Methodenauswahl, Lösungsbildung (Synthese und Analyse), Lösungsbewertung (Auswahl) und Zusammenfassung. Diese folgen im Prinzip sequenziell aufeinander. Aber von jedem Schritt aus kann je nach gewonnener Erkenntnis auch zurück in einen der vorherigen gesprungen werden, um neu aufgetretene Probleme zu behandeln oder die Lösung zu verfeinern.

An dieser Stelle sei kurz erwähnt, dass das beschriebene Vorgehen u. a. sehr ähnlich auch durch den Design-Science-Research-Cycle beschrieben wird, der aus Problemwahrnehmung, Vorschlag, Entwicklung, Auswertung und Schlussfolgerung besteht (Vaishnavi, 2015, S. 15). Jedoch wird im Problemlösungszyklus durch die Situationsanalyse stärker betont, dass bereits vorhandene Erkenntnisse z. B. aus der Literatur oder der Praxis zu berücksichtigen sind. Bei der großen Zahl bereits vorhandener Ansätze zur Flexibilitätsmodellierung, die im folgenden Kapitel vorgestellt werden, scheint dies für die vorliegende Arbeit angemessen.

2 Flexibilitätsmodelle

Was genau ist unter Flexibilität zur Mehrzwecknutzung von Batteriespeichern zu verstehen und auf welche Weise ist sie zu modellieren? Diese Fragen sind in der Fachliteratur bereits vielfach behandelt worden, bei der Mehrzwecknutzung existiert jedoch weiterer Forschungsbedarf, wie dieses Kapitel zeigen wird. Dafür soll zuerst der Begriff der Flexibilität näher erläutert werden. Er wurde zwar im ersten Kapitel bereits vorläufig definiert, jedoch zeigt der Blick in die Fachliteratur, dass er als solcher mehrdeutig bleibt und dass seine exakte Bedeutung umstritten ist (vgl. z. B. Mauser et al., 2017, S. 606). Zusätzlich gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher Modelle für den Einsatz von Flexibilität. Um beschreiben zu können, in welcher Richtung diese Arbeit einen Erkenntnisgewinn liefert, soll in diesem Kapitel der aktuelle Stand der Forschung zur Definition und Modellierung von Flexibilität aufgearbeitet werden.

Wissenschaftliche Arbeiten zur Definition von Flexibilität finden sich u. a. bei Mauser et al. (ebd.), Degefa et al. (2021) und Lechl et al. (2023). Sie behandeln den Begriff breiter, als nur den Datenaustausch zwischen Aggregatoren und Agenten zu betrachten. Zudem vergleichen sie Flexibilitätsdefinitionen und -modelle miteinander. Aus diesen Arbeiten wird eine eigene Definition hergeleitet, die beschreibt, wie Flexibilität von Batteriespeichern verstanden werden soll. Sie bezieht sich dabei auf solche Anlagen, die sowohl von privaten oder mittelständischen Betreibern in Verbindung mit Aggregatoren als auch für mehrere Einsatzzwecke eingesetzt werden. Diese Definition stellt die Grundlage für einen eigenen Vergleich bereits existierender Flexibilitätsmodelle dar, welche daraufhin untersucht werden, ob sie die Anforderungen erfüllen, die aus den im ersten Kapitel dargestellten Herausforderungen abgeleitet sind.

2.1 Flexibilitätsdefinitionen

Der Begriff Flexibilität wird in der Literatur für die variable Fahrweise sowohl unterschiedlicher Anlagensysteme als auch ganzer Netzsysteme benutzt. Welcher Fall genau zugrunde gelegt ist, wird in den wissenschaftlichen Arbeiten nicht immer trennscharf angegeben, sondern ergibt sich aus dem Kontext, in dem Flexibilität verwendet wird.

2.1.1 Flexibilität entspricht dem Flexibilitätsvermögen

Lechl et al. (ebd., S. 1f.) haben beobachtet, dass Flexibilität zum einen genutzt wird, um die Eigenschaft eines ganzen elektrischen Systems (*power system flexibility*, z. B. bei Lannoye et al., 2011) zu beschreiben. Zum anderen ist von ihr als Anlagenflexibilität die Rede. Sie bezeichnet also Variationen der Anlagenfahrweise (u. a. *operational flexibility*,

z. B. bei François Bouffard und Ortega-Vazquez, 2011, und Huang et al., 2021). Diese unterschiedlichen Definitionsmöglichkeiten nehmen Lechl et al. (2023) zum Anlass, um über den einzelnen Ausdruck für Flexibilität hinauszugehen und eine Taxonomie aus sieben Begriffen zu entwickeln: Modell (engl. *flexibility model*), Kennzahl (engl. *flexibility metric*), Bedarf (engl. *flexibility requirement*), Betriebsmittel (engl. *flexibility resource*), Leistungsvermögen (engl. *flexibility potential*), Vermittler (engl. *flexibility mediator*) und Flexibilität (engl. *flexibility*).

Der Flexibilitäts**bedarf** wird als eine netzknotenspezifische Leistungsänderung der dort angeschlossenen elektrischen Anlagen modelliert. Das **Leistungsvermögen** beschreibt die Fähigkeiten von Anlagen, ihre elektrische Leistung so anzupassen, dass ein Bedarf gedeckt wird. Ein **Modell** lässt sich dabei dazu nutzen, den Flexibilitätsbedarf, z. B. eines elektrischen Netzes, und/oder das Leistungsvermögen einzelner **Betriebsmittel** über **Kennzahlen** zu beschreiben. Die **Vermittler** sorgen dafür, dass ein Bedarf durch ein Leistungsvermögen gedeckt wird. Als Beispiele werden das elektrische Netz und die Strommärkte genannt (ebd., S. 4). Dabei bezeichnet **Flexibilität** die Fähigkeit eines Systems, Bedarfe durch Leistungsvermögen zu decken. Lechl et al. (ebd.) berücksichtigen zusammenfassend die u. a. bei Mauser et al. (2017, S. 606) benannte Unschärfe des Flexibilitätsbegriffs.

Damit ersetzen Lechl et al. (2023) das, was in vorherigen Arbeiten allgemein unter Flexibilität verstanden wurde und nicht eindeutig abgegrenzt war, durch die beiden abgegrenzten Begriffe [Flexibilitäts-]Bedarf und Leistungsvermögen. Dass diese beiden ursprünglich durch denselben Begriff beschrieben wurden, zeigt sich aber noch in zwei Details der Untersuchung: Erstens sollen sie durch dieselben Kennzahlen aus der „Flexibilitäts-Trias“ (ebd., S. 2 gemäß Ulbig und Andersson, 2012, und Chicco et al., 2020) bemessen werden, die noch um die Blindleistungsdimension erweitert wird. Zweitens haben die Autoren 49 Modelle daraufhin analysiert, ob Bedarf und Vermögen durch das gleiche Modell ausgedrückt werden können.

In dieser Arbeit geht es um die Fähigkeiten von Batteriespeichern zu einer flexiblen Fahrweise. Dies entspricht im Wesentlichen dem Leistungsvermögen bei Lechl et al. (2023). Da dieser Begriff im Deutschen mit der elektrischen Leistung verwechselt werden kann, soll es stattdessen im Folgenden als *Flexibilitätsvermögen* bezeichnet werden.

Zwischen Bedarfen und Leistungs- bzw. Flexibilitätsvermögen soll auch in dieser Arbeit unterschieden werden. Da Systembedarfe jedoch nicht tiefer betrachtet werden, besteht kein Risiko, dass Missverständnisse auftreten, wenn der Begriff Flexibilität selbst, wie bereits auf Seite 19 beschrieben wurde, synonym zum Flexibilitätsvermögen verwendet wird. Dies geschieht aus dem pragmatischen Grund, dass *Flexibilität* kurz und prägnant und in einer Vielzahl von Veröffentlichungen zu finden ist (ebd., S. 14). Nicht übernommen werden soll die eigentliche Definition für das Leistungsvermögen von Batteriespeichern gemäß der beschriebenen Taxonomie (ebd., S. 3). Die Autoren definieren diese vergleichbar zu Degefa et al. (2021) als zulässige Abweichung von einer geplanten Fahrweise. Dies passt nicht zu dem hier angenommenen Einsatzszenario für Flexibilität, bei dem die Batteriespeicherbetreiber jederzeit die Leistung ihrer Anlage einstellen können, weil sie nicht auf der Basis im voraus bestimmter Fahrpläne abgerechnet werden.

2.1.2 Flexibilität als Abweichung von einer Routine

Degefa et al. (ebd.) listen insgesamt 16 Definitionen für Flexibilität aus unterschiedlichen Veröffentlichungen auf. Sie entstammen Aufsätzen und Studien sowie Branchendokumenten wie z. B. von der Entso-E, der CEDEC oder es handelt sich um Normen. Obwohl die bei Degefa et al. (ebd.) entwickelte Definition nicht zur Mehrzwecknutzung von Batteriespeichern bei privaten und mittelständischen Betreibern passt, soll sie hier diskutiert werden, weil die Abgrenzung davon wichtig ist, um das dieser Arbeit zugrundeliegende Flexibilitätsverständnis genauer zu bestimmen. Außerdem berücksichtigen die Autoren mit der Entso-E und Normungsgesellschaften maßgebliche Akteure der europäischen Energiewirtschaft und haben in der wissenschaftlichen Community nennenswerte Aufmerksamkeit erhalten.

Degefa et al. (ebd.) nennen drei Kriterien für Flexibilität, auf die die aufgelisteten Definitionen hin untersucht werden. Deren Auswahl (siehe ebd., S. 2f.) enthält solche Beispiele, die entweder so allgemein gehalten sind, dass auf ihnen kein Design eines Flexibilitätsmodells aufgebaut werden kann, die Abweichungen von einem Leistungsfahrplan beschreiben oder die Flexibilität im Sinne von Lechl et al. (2023) beschreiben[1].

Die Kriterien von Degefa et al. (2021, S. 2) stellen sich wie folgt dar: (1) Möglichst viele unterschiedliche Anlagen werden eingeschlossen, (2) die Aktivierungsdauer der Flexibilität ist begrenzt und (3) externe Trigger (Anreize) führen zu einer Aktivierung. Dies entspricht auch der Flexibilitätsdefinition aus der DIN SPEC 91366 zur Charakterisierung der Energieflexibilität von Industrieunternehmen. Gemäß dieser Norm beschreibt Flexibilität die „Fähigkeit einer energie- bzw. leistungsrelevanten Erzeuger-, Verbraucher- oder Speicheranlage, sich schnell und mit geringem Aufwand an Markt- oder Systemsignale des Energiesektors anzupassen“. Insgesamt gehört diese Definition damit zu den sehr allgemein gehaltenen bei Degefa et al. (ebd.) und soll hier nur der Vollständigkeit halber erwähnt sein.

Für die vorliegende Arbeit scheinen diese Kriterien jedoch aus den nachfolgend aufgeführten Gründen nur eingeschränkt weiterführend zu sein. Deswegen werden sie im Folgenden kritisch beleuchtet und diskutiert.

(1) Eine Flexibilitätsdarstellung, die mit unterschiedlichen Anlagentypen kompatibel ist, stellt eine Forschungslücke dar, wie die Mehrzahl anderer Arbeiten zeigt, die dieses Ziel weiterhin anstrebt wie z. B. bei Heussen et al. (2012), Petersen et al. (2013), Schott et al. (2019), Zadé et al. (2020) oder auch Wanapinit et al. (2022). Ein Modell, das von der eingesetzten Anlage abstrahiert, reduziert die Komplexität für den Nutzer des Systems und damit dessen Aufwand und Kosten. Dies entspricht einer möglichen Lösung der im letzten Kapitel aufgestellten vierten Herausforderung. In dieser Arbeit liegt der Fokus jedoch zunächst auf Batteriespeichern mit einer großen Zahl flexibler Einsatzmöglichkeiten sowie einem klar definierten Einsatzszenario. Ohne die Relevanz einer einheitlichen Repräsentation von Flexibilität damit infrage zu stellen, ist sie daher für die vorliegende Studie nicht zwangsläufig maßgeblich.

(2) Im europäischen Stromsystem werden Speicher bis auf wenige Ausnahmen nicht

[1] D. h. es wird angenommen, dass Flexibilitätsbedarfe durch -vermögen zu decken sind.

von Netzbetreibern, sondern von marktlichen Akteuren betrieben[2]. Für diese gelten die vier Viertel jeder Stunde als abrechnungsrelevante Zeitintervalle. Sowohl das Bilanzkreismanagement als auch die Regelleistung und der Redispatch sind darin organisiert. Auch wenn private und mittelständische Akteure dieser diskreten Zeiteinteilung weniger unterworfen sind, wird ein Aggregator ihr entsprechen müssen, weil die durch ihn systemweit angebotenen Produkte dementsprechend bereitzustellen sind. Der Aussage, dass ein Flexibilitätsabruf zeitlich begrenzt sein muss, wird damit zwar nicht widersprochen. Sie erscheint aber einschränkend, ohne dabei die Vorstellung von Flexibilität hilfreich zu präzisieren.

(3) Wenn bei der Nutzung von Flexibilität von einer Ursache-Wirkungsbeziehung ausgegangen werden soll, dann ist ein wie auch immer gearteter Abruf selbstverständlich vorausgesetzt. Dieses Kriterium, dass der Einsatz eines externen Triggers zu einer Aktivierung führt, wird daher als so allgemein eingeschätzt, dass seine Aussagekraft zur Definition von Flexibilität begrenzt ist.

Die von Degefa et al. (2021) aufgestellte Definition für Flexibilität nennt die *Fähigkeit des Netzbetriebs, der Netzbetriebsmittel, von Stromverbrauchern, Energiespeichern und Erzeugern, ihren Routinebetrieb für eine begrenzte Zeitdauer zu ändern oder anzupassen und auf externe Leistungsanforderungssignale zu reagieren, ohne ungeplante Unterbrechungen der Stromversorgung zu verursachen.*[3] [Übers. d. Verf.]

Gegen den Routine-Begriff soll zunächst eingewendet werden, dass sich ein komplexes System wie das europäische Stromnetz inkl. der angeschlossenen Netzkunden durch Skaleninvarianz auszeichnet (Rypdal und Løvsletten, 2013, S. 198). Die Vielfalt der Tage mit unterschiedlichen Erzeugungs- und Verbrauchssituationen ist damit maximiert, ohne chaotisch zu werden (Dittes, 2021, S. 28). Die Erzeugungssituation in ganz Europa und der tägliche Stromverbrauch bedingen sich gegenseitig, weil sie über den integrierten Strombinnenmarkt miteinander verknüpft sind. Dabei ist ein Ziel der aktuellen Transformation gerade, die europäische Stromversorgung besser an das Energie-Dargebot durch das komplexe System der Umwelt anzupassen. Dort existieren keine langfristig wiederholt auftretenden Handlungsabfolgen, von welchen durch Flexibilität abgewichen werden kann. Vor diesem Hintergrund eine Definition auf täglichen Routinen aufzubauen, erscheint eher dem Betrieb von konventionellen Kraftwerken entsprechend.

Eine weitere Möglichkeit, die Definition von Degefa et al. (2021) zu interpretieren, ist, sie auf die Abweichung von einem Fahrplan zu beziehen, wie dies in mehreren der aufgelisteten Definitionen der Fall ist. Aber gerade für Anlagen bei Endkunden mit festem Strompreis existiert kein Fahrplan, den sie einhalten sollen und von dem als Referenz abgewichen werden könnte. Stattdessen kann die Anlagenfahrweise situativ erfolgen. In dem Moment, in dem eine lokale Verbrauchsspitze auftritt, oder auch ein EE-

[2] Dies ist in den letzten Jahren durch die Bundesnetzagentur (2021, S. 6) als Antwort auf das *Clean Energy Package* der EU bestätigt worden. Die drei im deutschen Netzentwicklungsplan bestätigten Netzbooster gelten als Ausnahmen (50Hertz Transmission et al., 2021, S. 598ff., 647ff. u. 686ff.).

[3] „The ability of power system operation, power system assets, loads, energy storage assets and generators, to change or modify their routine operation for a limited duration, and responding to external service request signals, without inducing unplanned disruptions." (Degefa et al., 2021, S. 2f.)

Überschuss, kann die Speicherleistung so eingestellt werden, dass sie ausgleichend wirkt[4]. Vom Aggregator zugeteilte Verpflichtungen sind zwar durch die Anlage zu erfüllen, aber da sie nur einzelne Zeitschritte betreffen, stellen sie keinen vollständigen Fahrplan dar.

2.1.3 Flexibilitätsvermögen als Menge zulässiger Leistungs- und Energiewerte

Mauser et al. (2017) diskutieren Flexibilitätsdefinitionen mit Schwerpunkten auf (1) der Möglichkeit, Stromverbrauch oder -erzeugung zeitlich zu verschieben, (2) der Fähigkeit, das Stromsystem im Gleichgewicht zu halten, und (3) der Menge möglicher Abweichungen von einem im Vorhinein bestimmten Fahrplan. Da die Punkte (2) und (3) bei der Behandlung der Arbeiten von Lechl et al. (2023) und Degefa et al. (2021) bereits diskutiert wurden, soll hier nicht wiederholt darauf eingegangen werden. Die Möglichkeit, Stromverbrauch und -erzeugung zeitlich zu verschieben, passt zu den Eigenschaften von flexibel einsetzbaren Batteriespeichern. Die Flexibilitätsdefinition, die daraus entwickelt wurde, soll in dieser Arbeit besondere Beachtung finden:

> *Die Flexibilität eines Energiesystems ist die Menge der gültigen Kombinationen von Systemeingaben und deren zustandsabhängigen Ausgaben unter Berücksichtigung aller Energieträger, d. h. alle Kombinationen, die alle vorgeschriebenen Energiedienstleistungen so erbringen können, dass die Systemstabilität gewährleistet ist.*[5] [Übers. d. Verf.]

Obwohl dieser Definition gemäß den Autoren die Annahme zugrunde liegt, dass von einem Fahrplan abgewichen wird, findet sich dies nicht explizit in der Definition. Stattdessen ist von einer Menge die Rede, in der das System seine gewünschte Funktion erbringt. Interpretiert man die genannten Eingaben als Flexibilitätsbedarf und die Ausgaben als entsprechend bereitgestellte Leistungen, entspricht diese Definition derjenigen von Lechl et al. (2023).

[4] Was auf den einzelnen Kunden zutrifft, gilt nicht für die Gesamtheit der Kunden, deren Energieverbräuche durch einen Bilanzkreisverantwortlichen veranschlagt werden. Lieferanten von Haushaltskunden und Gewerbekunden sind verpflichtet, einen Summenfahrplan aufzustellen und an den Netzbetreiber zu melden. Dies geschieht heute auf Basis von Standardlastprofilen, obwohl dieses Verfahren seit einiger Zeit umstritten ist, z. B. aufgrund von selbsterzeugten PV-Strommengen. Im Fall der Industrie schätzt der Lieferant den Strombadarf u. a. basierend auf historischen Verbrauchsdaten und Standortinformationen ab. Er muss den erwarteten Energieverbrauch aller von ihm versorgten Kunden durch Erzeugungsleistung oder Handelsgeschäfte abdecken. Gleiches gilt in Erzeugungsrichtung für Direktvermarkter von EE-Anlagen, welche die produzierten Strommengen prognostizieren und bilanzieren müssen. Diese Regeln gelten jedoch nicht für den einzelnen Anlagenbetreiber, der seine Flexibilität einem Aggregator zur Verfügung stellt. Dass hier ein Konflikt zwischen Aggregator und Lieferanten als Bilanzkreisverantwortlichem auftreten kann, soll nicht weiter behandelt werden, weil es über den Rahmen dieser Arbeit hinausgeht.

[5] „The flexibility of an energy system is the collection of valid combinations of system inputs and their state dependent outputs in terms of all energy carriers, i. e., all combinations that provide all mandatory energy services in a manner ensuring system stability.“ (Mauser et al., 2017, S. 607)

2.1.4 Eigene Flexibilitätsdefinition

Die bei Mauser et al. (2017, S. 607) benannten Systemeingaben lassen sich auch als Verpflichtungen verstehen, welche Leistungen eine Anlage zu bestimmten Zeiten zu liefern hat, und die „Outputs“ als Leistungen, die sie tatsächlich erbringen kann. Dann kann diese Definition auf das Flexibilitätsvermögen von Batteriespeichern übertragen werden, das ohne einen vorgegebenen Fahrplan besteht. Stattdessen beschreibt es die zustandsabhängige Menge an Verpflichtungen, die zusätzlich von der Anlage erfüllt werden können, ohne die bereits erhaltenen zu verletzen.

Flexibilität als Menge zu verstehen, bietet für die vorliegende Arbeit den Vorteil, dass kein Fahrplan als Referenz erforderlich ist, von dem abgewichen wird. Dafür wird die o. g. Definition wie folgt abgewandelt:

> *Das Flexibilitätsvermögen eines Batteriespeichers ist die Menge der gültigen Kombinationen von Verpflichtungen und der zustandsabhängig möglichen Leistungen, um diese zu erfüllen, d. h. alle Kombinationen, die geeignet sind, um Energiedienstleistungen für erhaltene Verpflichtungen bereitzustellen.*

Diese Definition erlaubt, das Flexibilitätsvermögen von Batteriespeichern als Menge zu betrachten, die durch die Anlagenrandbedingungen und die Verpflichtungen aus den Anwendungsfällen begrenzt ist. Mithilfe dieser Menge kann z. B. der Aggregator neue Verpflichtungen dimensionieren, für die anschließend Teile der Flexibilität reserviert werden. Diese Teile können dann nicht mehr für das Erfüllen anderer Verpflichtungen genutzt werden. Wenn einzelne Leistungswerte der Batterie hierdurch vorgegeben sind und damit Teile eines Fahrplans entstehen, muss dies nicht für die gesamte Zeit gelten, für die geplant wird. Selbst wenn sich hierdurch für den gesamten Zeitraum in der Zukunft, für den geplant wird, ein bestimmter Fahrplan ergibt, ist die Menge auf diesen einen beschränkt.

2.2 Analyse veröffentlichter Flexibilitätsmodelle

Da bereits veröffentlichte Ansätze zur Modellierung von Flexibilität bei der Auswahl eines passenden Modells berücksichtigt werden sollten, wird im Folgenden ein Überblick über diese gegeben. Dabei werden Modelle vorgestellt und miteinander verglichen, mit denen Flexibilitätsvermögen ausgedrückt wird, aber kein Flexibilitätsbedarf eines Gesamtsystems wie z. B. bei Nosair und Francois Bouffard (2015) oder Zhao et al. (2016) (vgl. *flexibility requirements* bei Lechl et al., 2023). Stattdessen werden die Flexibilitätsmodelle für einen definierten Planungszeitraum aufgestellt. Damit gilt die ermittelte Flexibilität für einzelne oder mehrere diskrete Schritte fester Dauer, üblicherweise 15 Minuten.

Ein Vergleich einiger der im Folgenden beschriebenen Flexibilitätsmodelle findet sich auch bei Villar et al. (2018) und Brandt et al. (2022). Statt auf den Übersichtsarbeiten aufzubauen, sollen aber die individuellen Modelle herangezogen werden, um sie spezifisch vor dem Hintergrund der behandelten Mehrzwecknutzung zu untersuchen. Sie

lassen sich unterscheiden in solche, die das Flexibilitätsvermögen über die einzuhaltenden Randbedingungen (Constraints) abbilden (vgl. *flexibility envelopes* bei Lechl et al., 2023), und solche, die sie über eine Menge gültiger Fahrpläne ausdrücken[6]. Für die Bewertung werden im nächsten Abschnitt aus den vorgestellten Herausforderungen (vgl. Abschnitt 1.2.1) Anforderungen abgeleitet. Anschließend werden die Modelle in den Abschnitten 2.2.2 und 2.2.3 jeweils einzeln vorgestellt. Für jedes Modell wird bewertet, ob es alle Anforderungen des Aggregator-Agenten-Koordinationssystems erfüllt.

2.2.1 Anforderungen zum Erfüllen der koordinationssystemspezifischen Herausforderungen

Im Abschnitt 1.2.1 wurden Herausforderungen für den Aggregator und die Agenten herausgearbeitet, die sich beim Betrieb von Batteriespeichern zur Mehrzwecknutzung ergeben. Aus diesen werden im Folgenden zunächst Anforderungen abgeleitet, anhand derer bewertet werden kann, ob ein Flexibilitätsmodell sich für den Einsatz im skizzierten Aggregator-Agenten-System eignet. Sie sind in funktionale und nicht-funktionale Anforderungen unterteilt.

1. *Herausforderung:*
   Der Aggregator benötigt präzise Informationen über die Flexibilität der Batteriespeicher, um eine konfliktfreie Planung durchführen zu können.
   Anforderungen:

   - Das Modell muss die technischen Grenzen der Batterie berücksichtigen.
   - Die verfügbare Flexibilität muss kontinuierlich während des aktuellen Zeitintervalls ausgedrückt werden können.

   Erläuterung: Verpflichtungen können die Leistungsfähigkeit eines Speichers u. U. übersteigen. Damit das Flexibilitätsmodell batteriespezifische Randbedingungen abbilden kann, benötigt es mindestens eine maximale Speicherleistung, eine Kapazität sowie den Lade- und Entladewirkungsgrad. Je nach Detailgrad des Batteriemodells können dies auch weitere Parameter sein. Für Gebote an den Strommärkten oder ein Ungleichgewicht im eigenen Bilanzkreis benötigt der Aggregator eine bestimmte Energiemenge je Viertelstunde. Diese oder eine äquivalente elektrische Leistung müssen daher mit dem Modell quantifizierbar sein. Dies gilt nicht nur zu Beginn oder am Ende eines viertelstündlichen Zeitintervalls, sondern auch kontinuierlich währenddessen.
   Eigenschaft: Funktionale Anforderungen.

[6] Erkenntnistheoretisch ließe sich vertreten, dass die Modellierung durch Randbedingungen einerseits und diejenige über Fahrpläne andererseits zwei Extreme in einem Spektrum sind. Denn manche der unten vorgestellten Ansätze können vertretbar mit Anteilen von beiden Extremen gesehen werden (z. B. die FlexOffer, der Energy-Hub, die Feasible-Operation-Regions oder das OpenTUMFlex-Modell).

2. *Herausforderung:*
   Verpflichtungen, die aus den lokalen und systemweiten Anwendungsfällen resultieren, dürfen einander nicht widersprechen.
   Anforderung:

   - Ein Agent muss Flexibilität seines Speichers, die er für das Erfüllen von bereits bekannten Verpflichtungen benötigt, bei der Berechnung einer Modellinstanz reservieren können.

   Erläuterung: Mehrere Verpflichtungen zusammengenommen können die Leistungsfähigkeit eines Speichers übersteigen oder einander widersprechen. D. h. unter Berücksichtigung der Anlagenparameter sind bereits platzierte Verpflichtungen bei der Berechnung freier Flexibilität von der gesamten Anlagenflexibilität abzuziehen, bevor diese an den Aggregator übermittelt wird.
   Eigenschaft: Funktionale Anforderung.

3. *Herausforderung:*
   Auch wenn unsicher ist, wie viel Leistung für das Erfüllen der Anwendungsfälle benötigt wird, soll Flexibilität dafür reserviert werden können.
   Anforderung:

   - Ein Agent muss Flexibilität seines Speichers auch für das Erfüllen von Verpflichtungen reservieren können, deren Maximalleistung aber nicht die tatsächlich zu erbringende Leistung bekannt ist.

   Erläuterung: Diese Anforderung erweitert die voranstehende um Verpflichtungen, die unter Unsicherheit zu erbringen sind.
   Eigenschaft: Funktionale Anforderung.

4. *Herausforderung:*
   Der Aggregator muss über das erforderliche Modellwissen verfügen, um übertragenes Flexibilitätsvermögen korrekt interpretieren zu können.
   Anforderung:

   - Der Aggregator muss aus einer berechneten Modellinstanz die für Marktgebote nutzbare Leistung ableiten können. Um für ihn die Komplexität zu reduzieren, soll das Modell abstrakt sein, d.h. nicht auf weiteren Parametern beruhen und wenig Modellwissen zum Dimensionieren von Verpflichtungen erfordern.

   Erläuterung: Mit der Menge an benötigtem Modellwissen und unterschiedlichen Parametern zur Verarbeitung des Flexibilitätsmodells steigt dessen Komplexität. Der Aufwand, der dafür erforderlich ist, sie zu beherrschen, steigt mit der Anzahl an Berechnungsvorschriften, die er berücksichtigen, und Parametern, die er vorhalten und zuordnen muss. Eine geringe Vielfalt durchzuführender Berechnungsschritte vereinfacht die Verwendung des Modells. Eine geringe Vielfalt unterschiedlicher

Parameter reduziert den Aufwand, diese korrekt zuzuordnen, oder den Bedarf an zu übertragenden Informationen.
Eigenschaft: Nicht-funktionale Anforderung.

5. *Herausforderung:*
   Ein Umgang mit nicht erfüllbaren Verpflichtungen ist erforderlich.
   Anforderung:
   - Konflikte zwischen den technischen Grenzen der Batteriespeicher sowie Verpflichtungen aus den unterschiedlichen Anwendungsfällen können dezentral erkannt werden.

   Erläuterung: Z. B. durch Prognoseungenauigkeiten oder eine unpräzise Planung kann es dazu kommen, dass einzelne Agenten Verpflichtungen übernommen haben, die sie nicht alle mit ihrer Batterie ohne das Verletzen von Randbedingungen gemäß Herausforderung 1 bzw. 2 oder 3 erfüllen können. Um solche Situationen dezentral zu identifizieren, ist ein eigener Prozess beim Agenten erforderlich.
   Eigenschaft: Funktionale Anforderung.

6. *Herausforderung:*
   Beim Übertragen der Flexibilität soll möglichst wenig Aufwand dadurch entstehen, dass Modellinstanzen durch eine große Anzahl von Datenpunkten codiert werden müssen.
   Anforderung:
   - Die Flexibilität sollte kompakt mit wenigen Datenpunkten codiert werden können.

   Erläuterung: Mit wachsendem Planungszeitraum kann die Flexibilitätsdarstellung aus einem Datensatz konstanter Größe bestehen oder umfangreicher werden (bspw. linear/quadratisch/etc.). Diese Anforderung wird als erfüllt angenommen, wenn ein konstanter Bedarf an Parametern existiert oder die Flexibilität durch nicht mehr als 10 Fließkommazahlen je Zeitschritt ausgedrückt werden kann.
   Eigenschaft: Nicht-funktionale Anforderung.

7. *Herausforderung:*
   Auch mit geringer Rechenleistung soll Flexibilität schnell berechnet werden können.
   Anforderung:
   - Wenn die Flexibilität durch die dezentralen Agenten regelmäßig neu berechnet wird, sollte dies in kurzer Zeit auf Hardware mit geringer Rechenleistung möglich sein.

   Erläuterung: Planungen des Aggregators sollen unterviertelstündlich angepasst

werden können, z. B. um am kontinuierlich laufenden Intra-Day-Handel teilzunehmen. Um dessen Ergebnisse zu berücksichtigen, die fünf Minuten vor Beginn jeder Viertelstunde vorliegen, und am Ende der 15 Minuten die Flexibilität auf Basis der aktualisierten Anlagenzustände neu berechnet haben zu können, wird angenommen, dass sie alle fünf Minuten zu berechnen ist. Da die Übertragung von Flexibilität zum Aggregator oder von neuen Sollwerten zurück an den Agenten über die Smart-Meter-Infrastruktur in Deutschland länger als eine Minute dauern kann (Springmann et al., 2022)[7], und zusätzlich zur Flexibilitätsberechnung u. U. noch eine Optimierung gegenüber dem Markt für mehrere Minuten – drei werden angenommen – möglich sein soll, soll die Berechnung der Flexibilität in weniger als 30 Sekunden abgeschlossen werden können. Dies entspricht 10 % der Zeit zwischen zwei angenommenen Übertragungen. Bei manchen Modellierungsansätzen ist keine Berechnung der Flexibilität erforderlich, sondern sie liegt vor, wenn entscheidende Anlagenparameter oder Randbedingungen bekannt sind.
Eigenschaft: Nicht-funktionale Anforderung.

8. *Herausforderung:*
   Die Privatheit der Speicherbetreiber wird gewahrt und möglichst wenige sensible Informationen über die lokalen Anwendungsfälle werden dem Aggregator verfügbar gemacht.
   Anforderung:

   - Aus der Flexibilitätsinstanz sollen sich möglichst keine Informationen über den lokalen Anwendungsfall rekonstruieren lassen.

   Erläuterung: Die Prognose des lokalen Strombedarfs (auch nur von einzelnen Industrieprozessen) kann im Fall von industriellen Unternehmen eine sensible Information sein, die nicht an Dritte kommuniziert werden sollte. Diese Anforderung gilt als erfüllt, wenn zwar potenziell Rückschlüsse auf einzelne Stromverbrauchswerte, aber nicht auf vollständige Profile gezogen werden können.
   Eigenschaft: Nicht-funktionale Anforderung.

Die Herausforderungen und die daraus abgeleiteten Anforderungen sind in Tabelle 2.1 zusammengefasst.

2.2.2 Randbedingungsbasierte Modelle

Randbedingungsbasierte Flexibilitätsmodelle drücken das Flexibilitätsvermögen über eine Anzahl technischer Kennwerte aus. Diese können aus ebenfalls technischen Anlagenparametern berechnet werden. Aus den Flexibilitätskennwerten lassen sich zusätzlich

[7] Mittels der aktuellen Smart-Meter-Infrastruktur in Deutschland dauert das Übertragen einzelner Leistungssollwerte im Durchschnitt 51 Sekunden (Springmann et al., 2022).

		Herausforderungen	Abgeleitete Anforderungen	(Nicht-) Funktional
Aggregator	1.	Präzise Informationen über Flexibilität der Batterie	a. Das Modell muss die technischen Grenzen der Batterie berücksichtigen.	F
			b. Flexibilität ist kontinuierlich berechenbar unabhängig von der im aktuellen Intervall vergangenen Zeit.	F
	2.	Platzierte Verpflichtungen widersprechen sich nicht	c. Flexibilität kann für das Erfüllen von Verpflichtungen reserviert werden.	F
	3.	Unsichere Verpflichtungen abbildbar	d. Auch Reservierungen für unsichere Verpflichtungen mit bekannter Maximalleistung sind möglich.	F
	4.	Erforderliches Modellwissen vorhanden	e. Das Modell ist möglichst abstrakt und der Aggregator benötigt nicht viel Modellwissen zur Interpretation.	NF
Agenten	5.	Konflikte zwischen Verpflichtungen detektierbar	f. Konflikte zwischen den technischen Grenzen der Batteriespeicher und Verpflichtungen aus den Anwendungsfällen können dezentral erkannt werden.	F
	6.	Flexibilität zu geringen Kosten übermittelbar	g. Die Codierung von Flexibilität ist kompakt und kommt mit wenig Datenpunkten aus.	NF
	7.	Flexibilität regelmäßig neu zu berechnen	h. Flexibilität kann in kurzer Zeit auf Hardware mit geringer Rechenleistung berechnet werden.	NF
	8.	Privatheit der Speicherbetreiber gewahrt	i. Aus der Flexibilität können keine Rückschlüsse auf nur lokal verfügbare Profile gezogen werden.	NF

Tabelle 2.1: Herausforderungen für Aggregator und Agenten beim Austausch von und Umgang mit Flexibilitätsinformationen sowie daraus abgeleitete Anforderungen

platzierbare Verpflichtungen und eine mögliche Anlagenfahrweise inkl. Leistungssollwerten nicht zwangsläufig direkt ablesen, weil hierfür die Randbedingungen und die Zustände der Anlage miteinander verrechnet und in Einklang gebracht werden müssen. Um dies zu ermitteln, ist zusätzliches Modellwissen in Form von Berechnungsvorschriften erforderlich.

Dezidierte Randbedingungen in einem Optimierungsproblem

Anlagenflexibilität kann als dezidierte Randbedingungen eines Optimierungsproblems modelliert werden. Beispiele hierfür sind der sog. Economic-Dispatch (Zhu, 2015, S. 91) und das Unit-Commitment (ebd., S. 253), mit dem der Einsatz von thermischen Kraftwerken geplant wird. Zunächst wird über das Unit-Commitment bestimmt, wann welches Kraftwerk läuft, warm gehalten wird oder still steht und dabei abkühlt. Anschließend werden im Economic-Dispatch die Kosten bspw. für Brennstoff und Betriebspersonal minimiert. Dabei wird ermittelt, wann ein Kraftwerk mit welcher elektrischen oder thermischen Erzeugungsleistung zu betreiben ist, um einen zukünftigen Stromverbrauch zu decken. Dies geschieht neben Randbedingungen wie u. a. Leistungsgrenzen und Anfahrrampen sowie Stillstandszeiten und dem zu versorgenden Stromverbrauch. Flexibilität ist durch die Parameter für die einzelnen Anlagen definiert und wird auf diese Weise bei der Optimierung berücksichtigt (vgl. auch Villar et al., 2018, S. 334).

Ein Beispiel für die Verwendung einer vergleichbaren Optimierung zur Mehrzwecknutzung eines Batteriespeichers findet sich bei Namor et al. (2019). Das Optimierungsproblem wird zweistufig gelöst, um die Speicherfahrweise in einem Netzgebiet zu berechnen. Zunächst werden Batterieleistung und Energiemenge für Leistungsflüsse gemäß der Systemgrenzen und unterschiedliche SDL reserviert. Anschließend werden die exakten Leistungssollwerte in Abhängigkeit des jeweiligen Systemzustands ermittelt.

Von Paridari et al. (2014) ist ein vergleichbarer Ansatz entwickelt worden, der diese Art der Modellierung auf in Wohngebäuden installierte, dezentrale Stromerzeuger wie PV-Anlagen und Batteriespeicher überträgt, sodass sie den Verbrauch von zeitlich verschiebbaren und unflexiblen Haushaltsgeräten decken können. Die Autoren formulieren ebenfalls ein Optimierungsproblem, in dem sowohl die Kosten als auch der verursachte CO2-Ausstoß minimiert werden können. Auch hier wird die Flexibilität der einzelnen Anlagen über deren Randbedingungen ausgedrückt. Als Ergebnis wird festgestellt, dass der Rechenaufwand exponentiell mit der Anlagenzahl und dem Umfang des betrachteten Planungshorizonts ansteigt.

Bei Petersen et al. (2013) wird ein Modellansatz vorgeschlagen, nach dem alle Anlagen als sog. *Bucket*, *Battery* oder *Bakery* auszudrücken sind. Jeder dieser Anlagentypen zeichnet sich durch einen Satz an Parametern aus, der z. B. in einem Optimierungsproblem berücksichtigt werden kann. Der Bucket repräsentiert dabei einen leistungs- und energiebeschränkten Integrator. Dies gilt auch für die Battery, wobei diese zusätzlich zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft einen definierten Energieinhalt erreichen muss. Die Bakery definiert einen Batch-Prozess, der einen gegebenen elektrischen Energiebedarf hat und bis zu einem festgelegten Zeitpunkt in der Zukunft abgeschlossen sein muss. Die Übertragung dieses Ansatzes auf eine breitere Auswahl eingesetzter

Anlagentypen bleiben die Autoren jedoch schuldig.

Die Modellierung von Flexibilität als dezidierter Satz Parameter erlaubt es, die Randbedingungen von Batteriespeichern detailliert abzubilden. Wenn man einzelne Leistungswerte in der Zukunft explizit eingrenzt, können damit auch die Verpflichtungen abgebildet werden. Dies funktioniert im Rahmen von robusten Optimierungen auch mit unsicher zu erbringenden Beiträgen zur Regelleistung. Allerdings sind für die Modellierung von Batteriespeichern zusätzlich zu Leistung, Kapazität und Wirkungsgraden noch weitere Randbedingungen zu definieren, um bspw. ein gleichzeitiges Laden und Entladen zu vermeiden (Paridari et al., 2014, S.635). Dezentral können somit Konflikte zwischen den Verpflichtungen nicht erkannt werden, da eine Optimierung rein zentral unter voller Kenntnis aller verfügbaren Informationen durchgeführt wird. Damit keine Privatheit umsetzbar, weil volle Transparenz für die zentrale Optimierung beim Aggregator erforderlich ist. Wenn die Randbedingungen der Speicher definiert sind, ist die vorliegende Flexibilität dadurch implizit ausgedrückt, ohne dass weitere Berechnungen erforderlich sind.

Altdorfer Flexmarkt

Bei Zeiselmair und Köppl (2021, S. 3) wird Flexibilität in Form von sog. Flexibility-Options (FOs) genutzt, um Engpässe in einem Verteilnetz aufzulösen. Diese FOs können auf einem lokalen Flexibilitätsmarkt angeboten werden, der im entsprechenden Projekt „Altdorfer Flexmarkt“ genannt wird. Es sind Angebote der Betreiber flexibler Anlagen und sie enthalten eine Reihe von Randbedingungen für den Flexibilitätsabruf, wie bspw. die maximale Leistung, die Abrufhäufigkeit und -dauer sowie den Preis für den Abruf. Sie werden in zeitlichem Abstand vor einem Abruf angeboten und gelten für definierte Zeiträume, wobei die Randbedingungen aus einem kontinuierlichen Intervall gewählt werden können. Eine beispielhafte Übersicht wird in Abb. 2.1 gezeigt. Netzbetreiber können FOs für einzelne Zeiten in der Zukunft öffentlich nachfragen, wenn sie bei der Planung ihres Netzbetriebs z. B. Leitungsüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen erwarten.

Die Auswahl der FOs durch die Netzbetreiber ist marktlich umgesetzt. Die Markträumung geschieht durch das Lösen eines Optimierungsproblems, das die Gesamtkosten für das Auflösen der Verteilnetzengpässe minimiert. Bei Abruf einer angebotenen FO beeinflusst der Ort, an dem die bereitstellende Anlage mit dem Verteilnetz verbunden ist, die Stärke der Wirkung auf einen Engpass, weil er von der Netztopologie und dem aktuellen Leistungsfluss im System abhängt. Dieses Verhalten wird über sog. Effektivitätsfaktoren (Zeiselmair und Köppl, 2021, S. 11ff.) als Randbedingung bei der Optimierung berücksichtigt.

Die FOs am Altdorfer Flexmarkt enthalten Randbedingungen, die nicht direkt die Parameter eines Batteriespeichers abbilden. Es wird aber angenommen, dass diese sich bei der Gebotsbestimmung berücksichtigen lassen. Dies konnte in der Literatur nicht nachgeprüft werden. Für eine dezentrale Konflikterkennung gilt das Gleiche. Die Randbedingungen erlauben aber die Reservierung von bestimmter Anlagenleistung zu bestimmten Zeiten, ohne dabei Unsicherheit zu modellieren. Da die Gebote vom Empfänger nur über

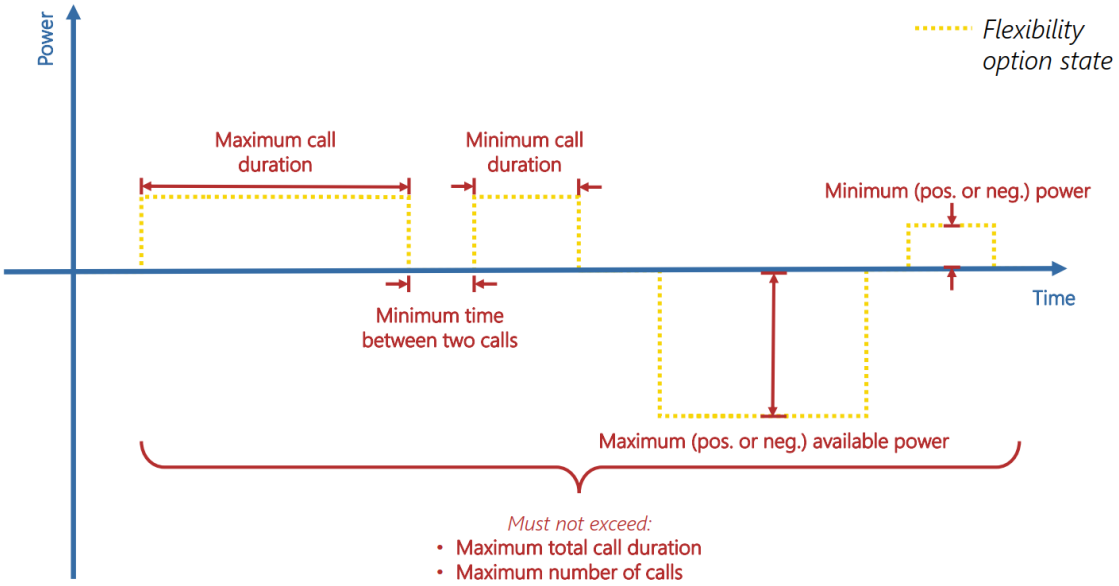


Abbildung 2.1: Randbedingungen für einen Flexibilitätsabruf auf dem Altdorfer Flexmarkt von Zeiselmair und Köppl (2021).

vorhandenes Modellwissen für die entsprechenden Parameter genutzt werden können, ist das Modell nicht als abstrakt anzusehen. Beim Gebotsempfänger ist die Optimierung als lineares Optimierungsproblem (LP) zu lösen. Die Codierung der Flexibilität besteht nur aus einer begrenzten Zahl von Parametern und es wird angenommen, dass sich über die Gebotsform nur begrenzte Rückschlüsse auf lokale Informationen ziehen lassen.

Feasible-Operation-Regions

Ein Flexibilitätsmodell, mit dem die Menge der zulässigen Arbeitspunkte an einem Netzanschlusspunkt berechnet werden kann, sind die sog. Feasible-Operation-Regions (FORs). Arbeiten hierzu sind u. a. bei Mayorga Gonzalez et al. (2018), Sarstedt, Kluß, Dokus et al. (2020) und Sarstedt und Hofmann (2022) veröffentlicht worden. Dort werden sie verwendet, um zu beschreiben, welche Leistungsflüsse über Transformatoren aus einem unterlagerten Netz bereitgestellt werden können, ohne dort Randbedingungen zu verletzen. FORs geben die Limitationen der Wirk- und Blindleistungsarbeitspunkte an, die in Abhängigkeit von der Spannung an einem Knoten im Netz eingestellt werden können. Bei der Berechnung dieser Begrenzungen werden alle Randbedingungen von Einzelanlagen sowie die möglichen Ströme und Spannungen im unterlagerten Netz berücksichtigt. Auf Batteriespeicher ließe sich dieses Modell übertragen, wenn solch eine einzelne Anlage an Stelle eines unterlagerten Netzes angenommen würden.

Bei welchen Strömen und Spannungen Randbedingungsverletzungen auftreten, hängt vom aktuellen Leistungsfluss im unterlagerten System ab und kann damit zeitabhängig sein. Daher werden die FORs immer jeweils für einzelne Zeitschritte berechnet. Eine

Visualisierung davon ist in Abbildung 2.2 dargestellt. Dort sind die FORs für verschiedene Spannungen gezeigt. Sie können an den vorgelagerten Netzbetreiber übermittelt

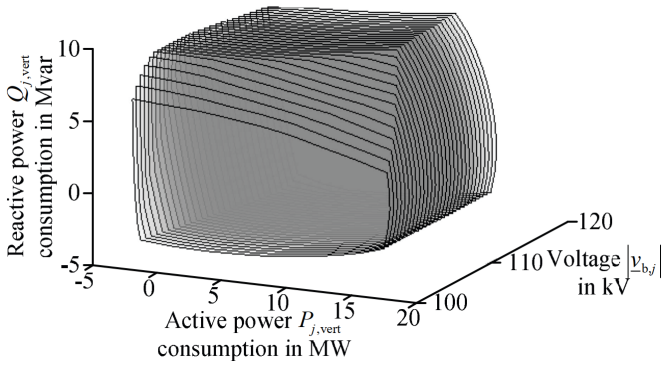


Abbildung 2.2: Feasible-Operation-Regions aus Sarstedt, Kluß, Dokus et al. (ebd.).

werden, ohne dass damit detaillierte Informationen über den Aufbau des repräsentierten Netzgebiets offengelegt sind. Das Flexibilitätsvermögen sowie das Verhalten der Netzinfrastruktur mit den angeschlossenen Anlagen ist in diesem Modell aggregiert ableitbar. Wie beim Altdorfer Flexmarkt sind die Effekte der Leistungen an einzelnen Netzknoten auf die Zustände am Trafo durch Sensitivitäten berücksichtigt.

Da die FORs an den Netzverknüpfungspunkten jeweils nur für einzelne Zeitschritte gelten, lassen sich damit energiebedingte Randbedingungen von Batteriespeichern nicht abbilden. Nur die zu nutzende Wirk- und Blindleistung kann dadurch ausgedrückt werden. Bei der Generierung der FORs lassen sich Anlagenfahrpläne berücksichtigen, die Leistungsanforderungen z. B. durch Verpflichtungen enthalten. Eine unsicherheitsbasierte Modellierung wurde in der Literatur derart umgesetzt, dass FORs für unterschiedliche Lastflusssituationen berechnet wurden. Auf deren Basis wurde anschließend ermittelt, mit welcher Wahrscheinlichkeit bestimmte Arbeitspunkte zulässig sind (Mayorga Gonzalez et al., 2018, S. 5f.). Unzulässige Situtationen, in denen Randbedingungsverletzungen auftreten, werden dabei erkannt und entfernt. Hierdurch ist eine dezentrale Konflikterkennung unter Berücksichtigung des lokalen Netzabschnitts integriert. Das Modell benötigt keine weiteren Parameter zusätzlich zu den Leistungsräumen. Wenn viele Anlagen in einer FOR integriert sind, lassen sich die Fahrpläne der einzelnen nicht direkt ermitteln, da ihre Leistungen, begrenzt durch die Netzlimitierungen, gemeinsam erfasst sind. Im Fall von Einzelanlagen sind ihre Leistungspotenziale jedoch direkt abgebildet.

Das Sampling der FORs und damit die Flexibilitätsberechnung erfordert Berechnungen, die auf einem Vierkern-Prozessor mit 2,6 GHz bei 16 GB Arbeitsspeicher und mit der Spezialsoftware GAMS durchschnittlich mehr als eineinhalb Minuten dauern (Sarstedt, Kluß, Gerster et al., 2021, S. 19). Da jede FOR, die nur für einen Spannungswert am Übergabepunkt gilt, auf mindestens acht Datenpunkten beruht, ist das Modell nicht mehr kompakt abzubilden, wenn die Spannungsabhängigkeit berücksichtigt wird. Letzteres geht über die in Abschnitt 2.2.1 aufgestellten Anforderungen hinaus.

Umfangreiche Flexibilitäts-Randbedingungen für industrielle Last

Schott et al. (2019) haben ein detailliertes Modell entwickelt, mit dem industrielle Lastflexibilitäten beschrieben werden können. Das Modell besteht aus über 30 Parametern, die für einzelne Anlagen bestimmt werden können oder mit denen Abhängigkeiten zwischen den unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten einer Anlage auszudrücken sind. Die Parameter können jeweils feststehende Werte annehmen oder in einem Wertebereich definiert sein. Damit kann bspw. die Leistung, die Dauer eines Verbrauchsprozesses oder sein Anfangszeitpunkt variabel definiert werden (vgl. Leistungflexibilität und zeitliches Verschiebepotenzial bei Komarnicki et al., 2021, S. 151, Abs. 3.5.3). Batteriespeicherkapazität kann über maximal abzunehmende oder bereitzustellende Energiemengen modelliert werden. Die Flexibilität kann z. B. in einer nachgelagerten, optimierten Produktionsplanung genutzt werden, um Einsparungen zu erzielen, wobei dieser Schritt nicht Teil des Flexibilitätsmodells ist. Ein Beispiel, in dem nicht alle Parameter verwendet werden, ist in Abb. 2.3 dargestellt.

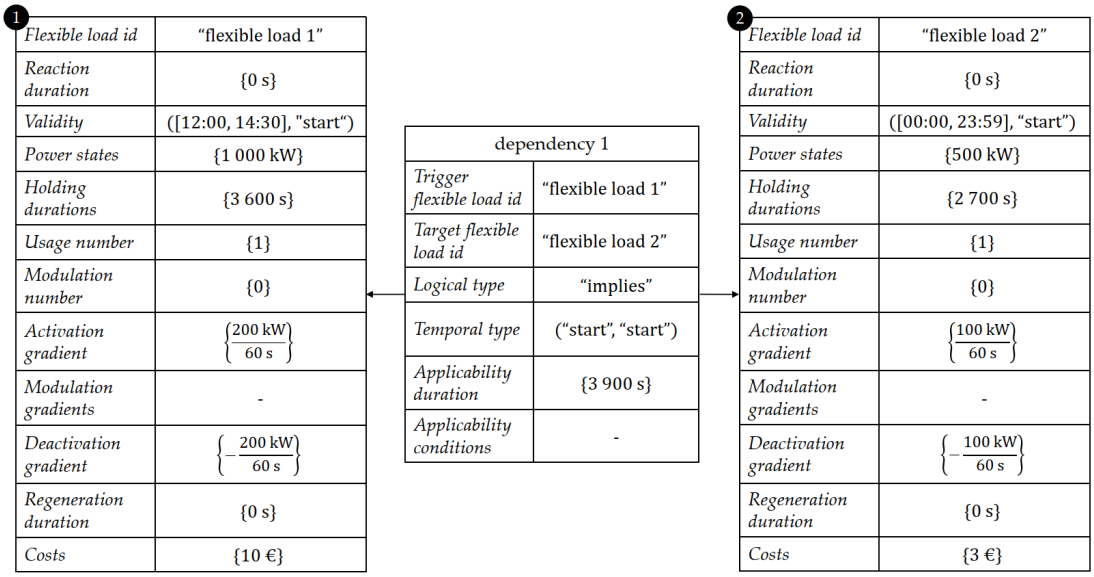


Abbildung 2.3: Verknüpfte Flexibilitätsparameter nach Schott et al. (ebd.).

Ein ähnliches Modell wird von Barth et al. (2018) vorgestellt. Hier werden Stromverbrauchsprozesse mittels sog. Jobs modelliert, welche jeweils eigene Features enthalten, die durch Parameter ausgedrückt werden. Wie bei Schott et al. (2019) und ähnlich dem Economic-Dispatch lassen sich Stromverbräuche durch eine Optimierung zeitlich einplanen. Die Eigenschaften der Modellierung von Barth et al. (2018) mit Blick auf das in dieser Arbeit behandelte Problem ähneln dabei denen von Schott et al. (2019) und stellen keine grundlegend neue Alternative dar. Da die Jobs die Komplexität des Modells erhöhen und dessen Verständlichkeit reduzieren, soll die Arbeit von Barth et al. (2018) hier zwar genannt werden, aber für die folgende Analyse werden die Parameter

von Schott et al. (2019) als ausreichend eingeschätzt.

Über das generische Datenmodell für industrielle Flexibilität von Schott et al. (ebd.) lassen sich Leistungs- und Energie-Randbedingungen, Verknüpfungen zwischen ihnen sowie Speicherkapazitäten modellieren. Es enthält jedoch keine Parameter, um Batteriespeicherwirkungsgrade abzubilden. Unsicherheit ist hiermit nicht zu modellieren. Das Modell besteht aus einer großen Anzahl einzelner Parameter, die explizit übertragen und vom Aggregator interpretiert werden müssen. Für jeden Parameter ist einzeln und in Verbindung mit allen anderen ein Modellwissen erforderlich, um ihn korrekt anwenden zu können. Die ausgedrückten, lokalen Informationen sind explizit enthalten, sodass die Privatheit der Anlagenbetreiber eingeschränkt ist. Liegen die spezifischen Parameter der Modellierung vor, so muss die Flexibilität nicht mehr berechnet werden. Das Verfahren zum Ermitteln der einzelnen Größen ist jedoch nicht Teil der veröffentlichten Modellierung. Da einzelne Flexibilitäten für mehrere betrachtete Zeitintervalle gelten können, wächst der Codierungsaufwand sublinear mit dem Planungszeitraum.

Viertelstündliche Leistungsabweichung

Flexibilität kann als viertelstündliche Leistungsabweichungen von einem Fahrplan modelliert werden wie z. B. bei Zadé et al. (2020) und Harder et al. (2020). Um diese Abweichungen zu ermitteln, arbeiten die Modelle in beiden genannten Arbeiten auf der Basis einer Optimierung. Basierend auf einer gemischt-ganzzahligen Optimierung wird ein Fahrplan berechnet, mit dem die betrachteten Anlagen einen lokalen Strombedarf zu möglichst geringen Kosten decken. Flexibilität ergibt sich aggregiert für alle Anlagen dadurch, wie stark sie maximal Abweichungen von diesem Fahrplan abweichen können (viertelstündliche Leistungsdurchschnitte). Beim Modell OpenTUMFlex (Zadé et al., 2020) ist die Flexibilität von Anlagen modelliert, die typischerweise in Haushalten installiert sind, wie z. B. eine PV-Anlage, ein Elektroauto, eine Mini-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage oder auch ein Batteriespeicher. Das Modell von Harder et al. (2020) erweitert dies um Kosten, die dafür anfallen, dass vom Fahrplan abgewichen wird. Je nach Betrag der Leistung kann ein anderer Preis angesetzt werden. Dabei gelten diese Preise so, dass nur für eine Viertelstunde eine Abweichung eingestellt werden kann, bevor die Flexibilität neu zu berechnen ist (ebd., S. 10). Die Flexibilitätsmenge wird über ein Optimierungsproblem bestimmt, welches den Fahrplan und Leistungssollwert der Batterie für die Zukunft als MPC bestimmt.

Der Fahrplan und die jeweiligen maximalen Leistungsabweichungen (Erhöhung und Verringerung) von diesem als Flexibilität können so berechnet werden, dass technische Batterierandbedingungen eingehalten sind. Für einzelne Zeitschritte können diese umgesetzt werden, sodass Verpflichtungserfüllungen über genau 15 Minuten erfolgen. Eine Unsicherheit im Sinne der Regelleistung ist in keinem der Modellansätze enthalten. Der Aggregator braucht nur die Leistungsabweichungen ohne weitere Parameter zu beachten, um die Verpflichtungen dimensionieren zu können. Konflikte können nur im Rahmen der zentralen Optimierung und nicht dezentral detektiert werden. Zur Flexibilitätsberechnung ist das Lösen eines gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems (MILP) erforderlich. Aussagen dazu, wie schnell es sich lösen lässt, wurden weder bei Zadé et al.

(2020) noch in der Aufarbeitung bei Brandt et al. (2022) gefunden. Die Codierung der Flexibilität erfolgt ausschließlich über drei Werte je betrachtetem Zeitintervall (Fahrplan sowie minimale und maximale Abweichung). Damit ist sie als kompakt zu verstehen. Der Fahrplan wird jedoch transparent an den Aggregator kommuniziert.

(Multi-)Energy-Hub, Power-Node und die Trias aus Energie, Leistung und Gradient

Der Multi-Energy-Hub ist ein Modell zur Beschreibung von energiebezogenen Randbedingungen, um damit multimodale Energiesystemmodelle inkl. der Sektorenkopplung abzubilden. Zentrale Arbeiten an diesem Modell stammen von der ETH Zürich. Beschrieben von Geidl et al. (2007) wird es von Heussen et al. (2012), Ulbig und Andersson (2012) und Ulbig und Andersson (2015) aufgenommen und als sog. Power-Node für rein elektrische Systeme umgesetzt. Auch „Trias aus Energie, Leistung und Leistungsgradient“ genannt (vgl. Lechl et al., 2023, Abb. 2), erhält dieses Modell viel Aufmerksamkeit in der wissenschaftlichen Diskussion. Die drei Größen bilden das zentrale Element des Modells und hängen über die mathematische Integration bzw. Ableitung über die Zeit miteinander zusammen, wie in Abb. 2.4 gezeigt.

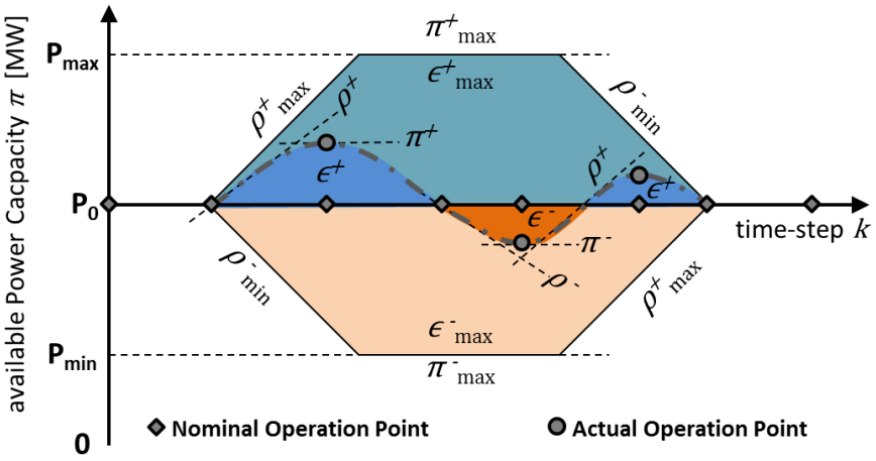


Abbildung 2.4: Trias aus Energie (ϵ), Leistung (π) und Leistungsgradient (ρ) von Ulbig und Andersson (ebd.).

In diesem Modell sind verschiedene Pfade definiert, auf denen Energie übertragen werden kann (vgl. Abb. 2.5). Sie führen von Eingängen zu Ausgängen, welche Verbräuche, Verluste oder einer mögliche Speicherung beschreiben. Hierfür müssen Wirkungsgrad- bzw. Umrechnungsfaktoren und eine Speicherkapazität zwischen den Pfaden bekannt sein. Energieflüsse sind begrenzt durch ihre Leistung und Leistungsgradienten sowie die über die Zeit speicherbare Energiemenge. Bei der Verwendung des Modells werden die Randbedingungen der Pfade in diesen drei Dimensionen definiert. Sie können z. B. in einem Optimierungsproblem eingesetzt werden wie von Heussen et al. (2012) und Bucher et al. (2015) für eine robuste, also Unsicherheit berücksichtigende, modell-prädiktive Regelung beschrieben.

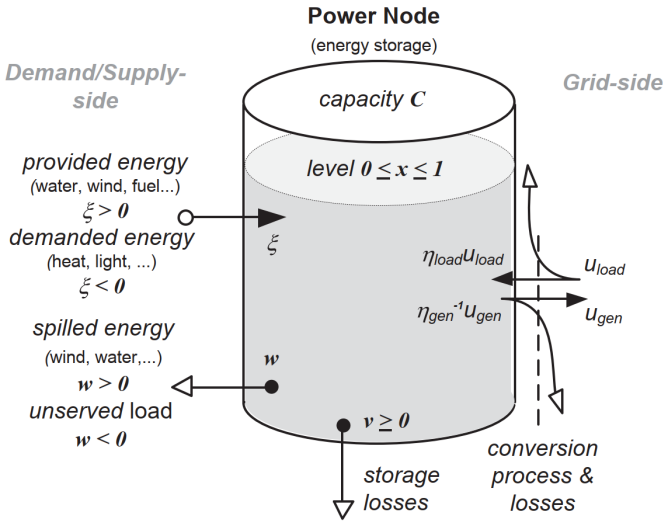


Abbildung 2.5: Power-Node mit relevanten Energiepfaden von Ulbig und Andersson (ebd.).

Bei Chicco et al. (2020, S. 1500) ist der sog. Multi-Energy-Hub auch für nicht-elektrische Größen definiert. Außerdem werden FORs, d. h. die mögliche Fahrweise, von mehreren Anlagen in der Leistungsdimension (elektrisch, Wärme und Brennstoff) aggregiert (ebd., S. 1507). Zudem sind Randbedingungen enthalten, mit denen ein Ein- bzw. Ausschalten sowie ein sich gegenseitig ausschließendes Hoch- bzw. Herunterfahren der Anlagenleistung modelliert werden kann (ebd., S. 1500)[8].

Die Modellierung als Randbedingungen gemäß der Power-Nodes ist für einzelne Zeitschritte definiert und berücksichtigt nicht, wie sich die Batteriespeicherflexibilität über die Zeit verändert. Aufeinander folgende Intervalle können zwar miteinander verknüpft werden, aber die Codierung dieses Flexibilitätsmodells benötigt dann für jeden Zeitschritt eigens bestimmte Gradienten-, Leistungs- und Energiegrenzen sowie die Umrechnungsfaktoren zwischen den ein- und ausgespeicherten Leistungen. Wenn diese Parameter mit übertragen werden, kann das Modell als abstrakt angesehen werden, weil keine zusätzlichen Daten für die Interpretation erforderlich sind. Dies erhöht jedoch den Datenbedarf, um das Maß an Flexibilität auszudrücken. Diese Daten müssen übertragen werden und der Aggregator muss dies korrekt interpretieren und anwenden, was

[8] Der Vollständigkeit halber soll an dieser Stelle auf die Möglichkeit verwiesen werden, Flexibilität als sog. „Flex-Graphen“ darzustellen. Auch diese stellen Anlagenfähigkeiten als Leistungs- und Energieraum dar mit dem Anspruch, Batteriespeicher zu modellieren (vgl. Komarnicki et al., 2021, S. 148, mit Verweis auf Pelzer et al. (2017) und Chicco et al. (2020)). In der entsprechenden Literatur wird jedoch nicht dargestellt, wie Batterierandbedingungen mit der ermittelten Flexibilität zusammenhängen. Ferner werden logische Prinzipien verletzt, z. B. dass die untere Leistungsgrenze die obere nicht überschreiten kann (vgl. Bericht des IndustRE-Projekts, S. 24ff.: http://www.industre.eu/downloads/download/adapted-methodology-for-optimal-valorization-of-fl, besucht am 19.04.2024). Daher wird darauf verzichtet, diesen Ansatz weiter zu erläutern.

für ihn die Komplexität erhöht. Gemäß Heussen et al. (2012) kann Unsicherheit über die Multi-Stage-Decomposition umgesetzt werden, mit der sich der Power-Node in einer modellprädiktiven Regelung einsetzen lässt. Damit das Modell zweckmäßig eingesetzt werden kann, müssen sowohl die Energie-, Leistungs- und Leistungsgradienten als auch die jeweiligen Umrechnungsfaktoren zwischen den Energiepfaden korrekt verwendet werden. Ein Berechnungsverfahren zur dezentralen Konflikterkennung ist nicht veröffentlicht worden, genauso wenig wie Untersuchungen dazu, wie schnell sich die Modellgrößen bestimmen lassen. Privatheit wird dadurch erzeugt, dass nur die Grenzwerte, aber kein Fahrplan im Modell enthalten ist.

FlexOffer

Das FlexOffer-Modell beschreibt wie das OpenTUMFlex-Modell eine mögliche flexible Anlagenfahrweise in Abweichung von einem Fahrplan. Dabei können zusätzliche Randbedingungen definiert werden wie eine zeitliche Verschiebung des Fahrplans oder eine begrenzte umzusetzende Energiemenge. Das Modell ist an der Aalborg Universitet entwickelt und in einer Reihe von Aufsätzen publiziert worden: z. B. durch Šikšnys und Pedersen (2016), Pedersen et al. (2018), Neupane et al. (2017), Valsomatzis et al. (2018) und Lilliu, Pedersen und Šikšnys (2021).

Zentrales Element des Modells ist der viertelstündliche Fahrplan. Flexibilität wird über die zeitliche Verschiebung und durch Differenzen in Form von Leistungserhöhungen und -reduzierungen ausgedrückt. Letztere spannen ein Leistungsband über die Zeit auf, inmitten dessen sich der geplante Fahrplan befindet, von dem bis zu den ausgewiesenen Differenzen abgewichen werden kann. Die energiebezogenen Randbedingungen sind als sog. Dependent-Energy-Amount-Constraints formuliert. Diese sind für jeden Zeitschritt des Planungszeitraums über ein Polygon (siehe Abb. 2.6 unten) modelliert. Dieses gibt an, wie viel Energie eine Anlage aufnehmen oder abgeben kann in Abhängigkeit davon, wie viel Energie sie durch ihre Fahrweise bis zu dem Zeitschritt bereits umgesetzt hat. Hiermit kann z. B. eine begrenzte Kapazität eines über die Zeit flexibel zu ladenden Elektroautos oder eines Wärmespeichers modelliert werden, wie z. B. bei Neupane et al. (2017) gezeigt wird. Dies kann die möglichen Leistungsdifferenzen weiter begrenzen.

Die Modellierung von Batteriespeichern mittels FlexOffers wurde bei Lilliu, Pedersen und Šikšnys (2021) und Lilliu, Pedersen, Šikšnys und Neupane (2023) behandelt. Sie ist in Abbildung 2.6 dargestellt. Hierbei wird auf zwei Arten von Flexibilität eingegangen: die sog. *innere* [Übers. d. Verf.] (engl. „inner“), die in jedem Fall vollständig zur Verfügung steht, und die sog. *äußere* [Übers. d. Verf.] (engl. „outer“), die vorhandene Flexibilität in jedem Fall überschätzt. Außerdem wird zusätzlich zur Dependent-Energy-Amount ein Total-Energy-Constraint (TEC) dargestellt, das die maximale bis zu einem Zeitschritt abzurufende Energie angibt. Die Begrenzung durch innere und äußere Flexibilität ähnelt einem mathematischen Vorgehen, bei dem man sich einem Funktionsverlauf durch das größte Infimum und kleinste Supremum annähern kann.

Mit dem FlexOffer-Modell können die Randbedingungen von Batterien und Verpflichtungen zu bestimmten Zeiten dargestellt werden. Für die Zeitintervalle ist dabei eine feste Dauer angenommen. Auch können FlexOffer für Situationen berechnet werden, in

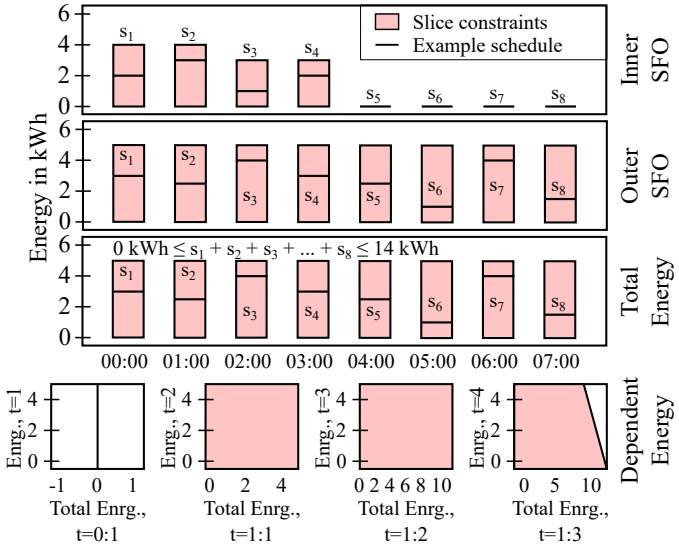


Abbildung 2.6: FlexOffer einer Batterie mit innerer und äußerer Standard-FlexOffer (SFO) sowie energiebezogenen Randbedingungen, eigene Darstellung gemäß Lilliu, Pedersen und Šikšnys (ebd.).

denen die Leistung in einzelnen Zeitintervallen eingeschränkt ist. Eine Methode zum Abbilden von Unsicherheit darüber, ob, wann und wie viel Flexibilität zur Verfügung steht, liegt ebenfalls vor (Lilliu, Pedersen, Šikšnys und Neupane, 2023). Mit dieser kann dargestellt werden, mit welcher Wahrscheinlichkeit die unterschiedlichen Leistungen im Leistungsband genutzt werden können. Für die Regelleistung ließe sich der Bereich nutzen, in dem die Wahrscheinlichkeit 1 beträgt (vgl. ebd., S. 34, Abb. 4, T=1/2). Jedoch ist kein Vorgehen beschrieben, wie sich Leistung dafür reservieren lässt. Aus dem übertragenen Fahrplan und den Abweichungen davon lässt sich die nutzbare Leistung bestimmen. Das Polygon für die energiebezogenen Randbedingungen ist je Eckpunkt über zwei Werte codiert, einen Leistungs- und einen Energiewert. Bei mindestens vier Eckpunkten plus einem Fahrplan und zwei Abweichungen sind insgesamt mindestens elf Fließkommazahlen erforderlich. Zusätzlich kann eine TEC bestimmt werden. Gemäß Lilliu, Pedersen und Šikšnys (2021) bestehen die energiebezogenen Randbedingungen aus der inneren und der äußeren Flexibilität – abgebildet durch zwei Polygone. Insgesamt besteht das Modell damit aus einer beträchtlichen Zahl unterschiedlich zu nutzender Modellparameter. Der Fahrplan wird wie beim OpenTUMFlex-Modell ebenfalls mitübertragen, wodurch sich keine Privatheit ergibt.

2.2.3 Fahrplanbasierte Modelle

Fahrplanbasierte Modelle modellieren Flexibilitätsvermögen über die Menge zulässiger Fahrpläne, die von den Anlagen über aufeinanderfolgende Zeitschritte eingehalten werden können. Hierbei sind im Unterschied zu randbedingungsbasierten Modellen keine Anlagenparameter enthalten. Vorgestellt werden sollen eine explizite Menge diskreter

Fahrpläne sowie die Surrogat-Modelle mittels Support-Vector-Decodern und neuronalen Netzen, die auf Methoden des maschinellen Lernens basieren. Mit diesen können wiederum Fahrpläne bestimmt werden, nach denen Anlagen betrieben werden.

Menge an Fahrplänen

Anlagenflexibilität kann explizit durch die Menge der zulässigen Fahrpläne modelliert werden, denen eine Anlage technisch oder bei Berücksichtigung bestimmter Randbedingungen folgen kann. Bei Mnatsakanyan und Kennedy (2015) ist dies für ganze Haushalte beschrieben, die einem Netzbetreiber vorschlagen, wie sie über die Zeit Strom verbrauchen können. Mit Fahrplänen können auch die durch Batterien erbringbaren Leistungen ausgedrückt werden. Wenn Fahrpläne jedoch als „eine endliche Folge von äquidistanten Zeitpunkten“ (Hinrichs, 2014, S. 41) modelliert werden und das aktuelle Intervall nicht gesondert betrachtet wird lässt sich Flexibilität nicht kontinuierlich abbilden. Es kann mit ihnen Flexibilität reserviert werden, indem nur solche Fahrpläne mit einbezogen werden, in denen einzelne Leistungswerte eingeschränkt sind. Unsicherheit für einzelne Fahrplanwerte kann darüber abgebildet werden, dass unabhängig von ihnen die übrigen Fahplanwerte möglich bleiben. Zudem bilden Fahrpläne Flexibilität abstrakt ab und können ohne Modellwissen über die entsprechende Anlage verwendet werden. Damit müssen sensible lokale Informationen nicht zwangsläufig geteilt werden. Bei ihrer Generierung können Konflikte zwischen Randbedingungen detektiert oder ausgeschlossen werden. Da Batteriespeicher in der Lage sind, ihre Leistung praktisch stufenlos einzustellen, können sie unendlich viele verschiedene Fahrpläne abfahren, wenn ihre Fahrweise nicht stark durch zu erfüllende Verpflichtungen vorgegeben ist. Die Kombinationsmöglichkeiten erhöhen sich noch dadurch, dass sich die Leistungsrichtung umkehren kann. Um diese Menge zu reduzieren, wäre ein Sampling-Ansatz erforderlich, der mit zusätzlichem Berechnungsaufwand einhergeht, und um sie zu codieren, würde erheblicher Datenaufwand entstehen.

Surrogat-Modelle basierend auf Algorithmen des maschinellen Lernens

Eine Möglichkeit, eine große Anzahl Fahrpläne in ein einzelnes Modell zu integrieren, besteht durch sog. Surrogat-Modelle. Sie bilden das Verhalten einer Anlage näherungsweise ab, üblicherweise über Algorithmen aus dem maschinellen Lernen. Im folgenden werden zwei davon vorgestellt, die auf einer sog. Support-Vector-Machine (SVM) und einem künstlichen neuronalen Netz beruhen.

Eine große Zahl Fahrpläne kann in einem einzelnen Modell mittels SVM beruhend auf sog. Support-Vector-Data-Description (SVDD) ausgedrückt werden. Dies wurde insbesondere von Bremer, Rapp et al. (2011), an der Universität Oldenburg entwickelt. Dieses für spezielle Anlagen trainierte Modell erhält Fahrpläne als Eingangsdaten und berechnet daraufhin, ob sie von der Anlage erbracht werden können. Sollten sie unzulässig sein, kann mit Hilfe eines Decoders (Bremer und Sonnenschein, 2013a) ein abweichender, zulässiger Alternativfahrplan generiert werden. Auf diese Weise können auch Anlagenfahrpläne erzeugt werden, ohne dass bereits Flexibilität reserviert ist.

Das SVDD-Modell muss während einer vorausgehenden Trainingsphase mit einer großen Zahl zulässiger Fahrpläne angelernt werden, die mittels Sampling (z. B. Bremer und Sonnenschein, 2013b) aus der Menge der zulässigen Anlagenfahrpläne auszuwählen sind. Falls sich die Anlage in Systemzuständen befindet, die ihr Verhalten grundlegend verändern (z. B. aktueller Ladegrad einer Batterie, solare Einstrahlung einer PV-Anlage oder Verpflichtungen in einzelnen Zeitschritten), sind jeweils getrennt voneinander und mit eigens gesampelten Daten trainierte Instanzen des SVDD-Modells erforderlich.

Ein vergleichbarer Ansatz zum SVDD, der aber auf dem Einsatz von künstlichen neuronalen Netzen (KNN) beruht, wurde von Förderer et al. (2018) am Karlsruher Institut für Technologie vorgestellt. Mit KNN können ebenfalls zulässige Fahrpläne generiert werden, welche die Anlagen mit hoher Wahrscheinlichkeit umsetzen können. Allerdings nimmt diese Wahrscheinlichkeit bei einem weiter in der Zukunft liegenden Planungshorizont teilweise stark ab (Förderer, 2021, S. 150). Anders als beim SVDD kann beim KNN für die Flexibilität von zustandsabhängigen Anlagen ein Grundmodell trainiert werden, das für konkrete Zustände mit weniger Trainingsdaten angepasst wird. Dies soll die Trainingszeit und den Bedarf an Samples für das Training insbesondere bei unterschiedlichen Anlagenzuständen gegenüber SVDD-Modellen reduzieren (ebd., S. 158f.).

Im Vergleich zum Ausdrücken von Flexibilität über eine Menge an Fahrplänen zeigt ein Surrogat-Modell ähnliche Eigenschaften mit Bezug auf die in Tabelle 2.1 vorgestellten Anforderungen, da es von für das Training ausgewählten Fahrplänen abhängt. Allerdings sind bisher keine Ansätze bekannt, um mit Unsicherheit bei einzelnen Verpflichtungen umzugehen. Zudem erfordert das Verarbeiten von Flexibilität mittels fahrplanbasierter Modelle durch das Training mit Millionen bis Milliarden Samples (vgl. ebd., S. 159) erheblichen Rechenaufwand. Dieser erhöht sich weiter dadurch, dass die Modelle für unterschiedliche Anlagenzustände und vorliegende Verpflichtungen neu trainiert werden müssen. Ein Unterschied zwischen den beiden vorgestellten Ansätzen stellt die Behandlung von Konflikten dar. Mit dem SVDD-Ansatz können ungültige Fahrpläne, die von Anlagen nicht erbracht werden können, erkannt und alternative Fahrpläne gefunden werden, die gültig sind. Dies geschieht, indem die ungültigen Fahpläne auf die Hülle des durch die Support-Vektoren ausgedrückten Raumes abgebildet werden Bremer und Sonnenschein, 2013a, S. 94f. Eine solche Funktion ist bei Förderer (2021) für den KNN-Ansatz bisher nicht vorgestellt. Insgesamt erfüllen die fahrplanbasierten Flexibilitätsmodelle aber nicht alle in dieser Arbeit identifizierten Anforderungen.

2.3 Morphologische Boxen zur Bewertung der Modellierungsansätze

Um die vorgestellten Flexibilitätsmodelle einander gegenüberzustellen sind ihre Eigenschaften in Bezug zu den genannten Anforderungen in zwei morphologischen Boxen dargestellt. Die der randbedingungsbasierten Ansätze sind dabei in Tabelle 2.2 und die der fahrplanbasierten in Tabelle 2.3 visualisiert. In diesen sind in den Spalten die unterschiedlichen Modellansätze und in den Zeilen die Anforderungen aufgetragen. Erfüllte Anforderungen sind fett abgedruckt.

		Dezidierte Randbed.	**Altdorfer Flexmarkt**	**Feasible-Operation-Regions**
Aggregator	**Randbed. Batterie modellierbar**	**Ja**	Nur über Abrufdauer und -häufigkeit	Für einzelne Zeitschritte
	Kontinuierliche Flex.-Berechnung möglich	**Ja**	**Ja**	Nein
	Flexibilität reservierbar	**Explizite Randbed. erforderlich**	**Dezentral bei Gebots-generierung**	**Bei FOR-Generierung integrieren**
	Unsicherheit abzubilden	**Durch robuste Implementierung**	Nein	**Durch Mehrfach-berechnung** [9]
	Modellierung abstrakt	Nein	Nein	**Ja**
Agenten	**Dezentrale Konflikt-erkennung**	Nur in zentr. Optimierung möglich	Nein	**Ja**
	Modell schnell berechenbar	**Durch Randbed. modelliert**	**Für jeden Zeitschritt LP lösen**	Sampling im Minutenbereich
	Codierung kompakt	**Begrenzte Zahl Anlagen-parameter**	**Begrenzte Zahl Flex-parameter**	Dreidim. Polygon je Zeitschr.
	Privatheit möglich	Völlige Transparenz	**Ja**	**Ja**

Tabelle 2.2: Morphologische Box darüber, ob die untersuchten, randbedingungs-

Industr. Flex-Randbed.	**Viertelstdl. Leistungsabw.**	**Power Node**	**FlexOffers**
Keine Wirkungsgrade	**Ja**	**Für aufeinander folgende Zeitschritte mehrfach aufzustellen**	**Ja**
Ja	Nein	**Ja**	Nein
Ja	**Ja, für einzelne Zeitschritte**	**Möglich**	**Ja**
Nein	Nein	**Durch Multi-Stage-Decomposition**[10]	**Ja**
Nein	**Ja**	Nein	Nein
Nein	Nur in zentr. Optimierung möglich	Nein	Nein
Durch Randbed. modelliert	MILP für jede Fahrplanänderung lösen	**Durch Randbed. modelliert**	**Analytisch in 0,11 s**[11]
Begrenzte Zahl Flex-Parameter	**Drei Leistungswerte je Zeitschritt**	Leistungen, Gradienten, Faktorenmatrix	Mind. drei Leist. u. ein Polygon je Zeitschritt
Prozessleistungen enthalten	Fahrplan wird übermittelt	**Ja**	Fahrplan wird übermittelt

basierten Flexibilitätsansätze die aufgestellten Anforderungen einhalten.

[9] Siehe z. B. Mayorga Gonzalez et al. (2018).
[10] Siehe z. B. Heussen et al. (2012).
[11] Gemäß Lilliu, Pedersen und Šikšnys (2021).

Der Vergleich der hier vorgestellten Flexibilitätsmodelle zeigt, dass keines von ihnen alle aufgestellten Anforderungen erfüllt. Dabei ergibt sich ein sehr heterogenes Bild. Die verschiedenen Modelle erfüllen unterschiedlich viele Anforderungen. Eine dezentrale Konflikterkennung, d. h. ein definiertes Vorgehen, wie mit Randbedingungsverletzungen umzugehen ist, wird nur implizit in der Berechnung der FOR geliefert. Für die Nutzung der meisten Modelle ist eine Mehrzahl an Parametern mit dem dazugehörigen Modellwissen erforderlich, um die Flexibilität zu interpretieren. Auch die Flexibilitätsreservierung von unsicher zu erbringenden Verpflichtungen ist nur vereinzelt umgesetzt, wie durch eine sog. robuste Optimierung im Economic-Dispatch oder beim Power-Node über eine Multi-Stage-Decomposition. Dagegen erlauben es alle Ansätze Flexibilität für das Erfüllen von Verpflichtungen zu reservieren.

Zusammenfassend lässt sich nach dem Blick auf vorangegangene Arbeiten sagen, dass aktuell kein Modell Lösungen für alle Herausforderungen bietet, die in dem erläuterten Aggregator-Agenten-System auftreten. Insbesondere die Kombination aus Reservierung von Flexibilität für Regelleistung, der dezentralen Konflikterkennung, einer kompakten Codierung und schneller Berechnung auf Hardware mit geringer Rechenleistung wird durch kein Modell geleistet. Auch ein Modell, das die ersten fünf, für den Aggregator aufgestellten Anforderungen erfüllt, würde gemäß Tabelle 2.2 eine Forschungslücke schließen. Auf der Basis dieser Erkenntnisse soll im nächsten Kapitel das für die hier vorliegende Arbeit vorgenommene Ziel bestimmt werden.

[12] Reduzierter Samplings- und Trainingsaufwand gegenüber dem SV-Modell (Förderer, 2021, S. 159)

		Menge an Fahrplänen	**Surrogat-Modell SVDD**	**Surrogat-Modell KNN**
Aggregator	**Randbed. Batterie modellierbar**	**Ja**	**Ja**	**Ja**
	Kontinuierliche Flex.-Berechnung möglich	Nicht bei gleich-bleibender Länge der Zeitintervalle	Erneutes Training bei abweichenden Ausgangszuständen	Erneutes Training bei abweichenden Ausgangszuständen
	Flexibilität reservierbar	**Ja**	**Durch erneutes Sampling und Training**	**Durch erneutes Sampling und Training**
	Unsicherheit abzubilden	**Ja**	Nein	Nein
	Modellierung abstrakt	**Ja**	**Ja**	**Ja**
Agenten	**Dezentrale Konflikt-erkennung**	**Ja**	**Ja**	Nein
	Modell schnell berechenbar	Nein	Erneutes Training bei abweichenden Ausgangszuständen	Erneutes Training bei abweichenden Ausgangszuständen[12]
	Codierung kompakt	Nein	Nein	Nein
	Privatheit möglich	**Ja**	**Ja**	**Ja**

Tabelle 2.3: Morphologische Box darüber, ob die untersuchten, fahrplanbasierten Flexibilitätsansätze die aufgestellten Anforderungen einhalten.

3 Forschungsziel und -hypothesen

Keine der im vorangegangenen Kapitel behandelten wissenschaftlichen Arbeiten über Flexibilitätsmodelle hat alle der hier aufgestellten Anforderungen nicht erfüllt. Daher ist in diesem Kapitel zu entscheiden wie diese Forschungslücke geschlossen werden kann. Dafür wird das Forschungsziel, das über die Forschungsfragen definiert wurde, im Folgenden weiter spezifiziert, indem es mit Hypothesen zu einem Gesamtziel erweitert wird, das ausgehend von den Forschungsfragen alle Anforderungen abdeckt. Abschließend wird es bewertet, indem eine Relationen-Matrix für die über die jeweiligen Hypothesen angestrebten Teilziele aufgestellt wird.

3.1 Das Forschungsziel

In Kapitel 1 wurden folgende Forschungsfragen aufgestellt:

FF0: Wie kann Batteriespeicher-Flexibilität so modelliert werden, dass sie durch einen Aggregator für eine Mehrzwecknutzung verwendet werden kann?

FF1: Wie können die Batterie-Randbedingungen und unterschiedlichen Verpflichtungen, die sich aus den lokalen und systemweiten Anwendungsfällen ergeben, gemeinsam in einem abstrakten Modell abgebildet werden?

FF2: Wie sieht ein Berechnungsverfahren aus, mit dem die Flexibilität von Batteriespeichern entsprechend der genannten Herausforderungen ermittelt werden kann?

FF3: Wie können Konflikte zwischen den Randbedingungen der Batteriespeicher und den Verpflichtungen aus den Anwendungsfällen detektiert werden?

FF4: Welche Eigenschaften hinsichtlich der Berechnungszeit, dem Codierungsaufwand und der Wahrung der Privatheit des lokalen Betreibers hat solch eine Flexibilitätsmodellierung?

Vor dem Hintergrund der im letzten Kapitel aufgezeigten Forschungslücke wird das zentrale Ziel bestätigt, ein **Flexibilitätsmodell** zu entwickeln, das allen aufgestellten Anforderungen enspricht. Anders als bei Mauser et al. (2017), Degefa et al. (2021) oder Lechl et al. (2023) soll das zu entwickelnde Flexibilitätsvermögen statt möglicher Abweichungen von einem bereits existierenden Fahrplan eine Flexibilitäts-Menge beschreiben, von welcher der Aggregator zuteilbare Verpflichtungen ableiten kann. Die Flexibilitäts-Trias von Ulbig und Andersson (2015) stellt ein generisches Maß für Flexibilität dar, dessen drei Größen einheitlich über die Integration bzw. Ableitung zusammenhängen.

Das erforderliche Modellwissen, um es zu verwenden, besteht aus diesem genannten Zusammenhang, der Verwendung zusätzlicher Anlagenparameter und den unterschiedlichen Energieflusspfaden. Damit ist es weniger komplex als beispielsweise das FlexOffer-Modell und soll daher als Ausgangspunkt für eine Modellentwicklung herangezogen werden.

Gemäß der Systematik von Lechl et al. (2023, S. 7-10) können *flexibility envelopes*, also über die Zeit veränderliche obere und untere Grenzwerte der Anlagen-Energie, -Leistung und -Leistungsgradienten dafür verwendet werden, um damit Flexibilität in Energie- und Leistungsmengen auszudrücken. Sollte es möglich sein, auf die Übermittlung zusätzlicher Anlagenparameter zu verzichten, würde diese Darstellung eine abstrakte und kompakte Repräsentation der Flexibilität nur durch die Grenzwerte ermöglichen. Daher soll dieser Ansatz weiter verfolgt werden. Es bleibt an dieser Stelle jedoch offen, wie die im letzten Kapitel aufgestellten Anforderungen umgesetzt werden können, insbesondere wie batteriespezifische Größen wie Lade- und Entladewirkungsgrade oder eine Selbstentladung zu berücksichtigen sind, ohne dass sie übermittelt werden müssen.

3.2 Hypothesenentwicklung

Für den Nachweis darüber, ob das zu entwickelnde Modell für Batteriespeicherflexibilität den aufgestellten Anforderungen entspricht, ist es ausführlich zu evaluieren. Zur weiteren Spezifikation, sind im Folgenden Hypothesen aufgestellt, die alle Anforderungen abdecken und genutzt werden sollen, um die Forschungsfragen zu beantworten.

1. Mit dem zu entwickelnden Flexibilitätsmodell können sowohl die Batterierandbedingungen als auch sicher und unsicher zu erbringende Verpflichtungen so abgebildet werden, dass ein Speicher alle Anwendungsfälle umsetzen kann, wenn sich eine Lastprognose bewahrheitet, auf deren Basis keine Konflikte detektiert wurden.

2. Dabei ist es möglich, das Modell so abstrakt zu halten, dass der Aggregator keine weiteren Anlagenparameter benötigt, um das Flexibilitätsvermögen zu nutzen.

3. Falls die Batterie in einer Situation nicht alle Batterierandbedingungen und Verpflichtungen einhalten kann, detektiert das Modell einen Konflikt.

4. Das Flexibilitätsvermögen lässt sich über die drei Größen Energie, Leistung und Leistungsgradient codieren, woraus sich ein Datenbedarf höchstens von sechs Fließkommazahlen je Zeitintervall des Planungshorizonts ergibt.

5. Das Modell lässt sich innerhalb weniger Sekunden auf Hardware mit geringer Rechenleistung wie z. B. einem Raspberry Pi berechnen.

6. Weniger als die Hälfte des Informationsgehalts über eine lokale Lastprognose ist in einer Flexibilitätsdarstellung enthalten.

Der Zusammenhang zwischen den Forschungsfragen und Hypothesen über die in Kapitel 1 eingeführten Herausforderungen und die Anforderungen aus Kapitel 2 (vgl. Tabelle 2.1) ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Dort ist gezeigt, welche Hypothese welche

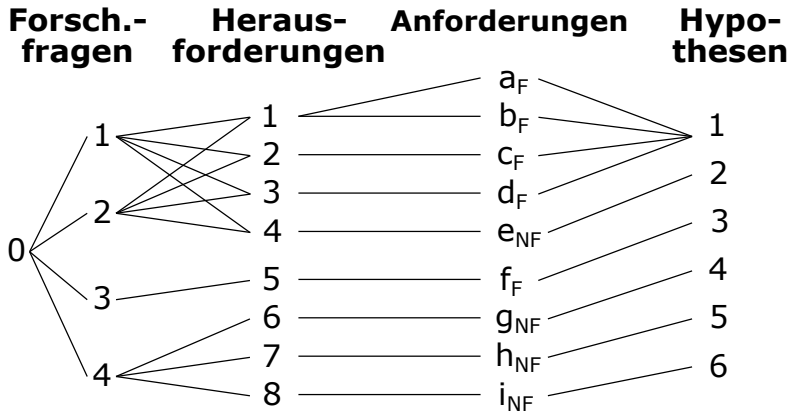


Abbildung 3.1: Bezug zwischen Forschungsfragen und Hypothesen über die in Tabelle 2.1 dargestellten Herausforderungen und Anforderungen. Für die Anforderungen ist tiefgestellt dargestellt, ob es sich jeweils um eine funktionale (F) oder nicht-funktionale (NF) handelt.

Anforderung abdeckt und wie darüber die Forschungsfragen beantwortet werden sollen. Sowohl die Forschungsfrage *FF1* als auch *FF2* werden durch das Bestätigen der ersten und zweiten Hypothese beantwortet. Die Forschungsfragen *FF3* und *FF4* werden beantwortet, indem die Hypothese 3 bzw. 4, 5 und 6 bestätigt werden. Die Antwort auf *FF0* erfolgt über das Gesamtergebnis der Arbeit zu den vier Detailfragen *FF1* bis *FF4*.

3.3 Bewertung und Diskussion des Gesamtziels

Zur Bewertung der in den Hypothesen ausgedrückten Teilziele, ist in Tabelle 3.1 eine Relationen-Matrix aufgestellt. Diese zeigt jeweils auf, ob die angestrebten Ergebnisse einander voraussichtlich unterstützen (u) oder indifferent (i) bzw. gegenläufig (g) zueinander sind.

Teilziele	1.	2.	3.	4.	5.	6.
1. Randbedingungen und Verpflichtungen		g	u	i	i	i
2. Flexibilität abstrakt			i	u	g	u
3. Konflikte detektierbar				i	g	u
4. Kompakte Repräsentation					u	u
5. Kurze Berechnungszeit						i
6. Privatheit						

Tabelle 3.1: Beziehungen zwischen den über die Hypothesen ausgedrückten Teilzielen. Sie können als unterstützend (u), indifferent (i) oder gegenläufig (g) eingeschätzt werden.

Aus Tabelle 3.1 wird erkennbar, dass Umsetzungen der meisten Teilziele gegenseitig

unterstützend oder zumindest indifferent aufeinander wirken. Lediglich drei Beziehungen sind gegenläufig. (1) Eine kurze Berechnungszeit steht im Widerspruch zu einem begrenzten Modellwissen für den Aggregator, weil Letzteres lokal beim Agenten eine weitere Verarbeitung erforderlich machen kann. (2) Die kurze Berechnungszeit läuft ebenfalls dem lokalen Detektieren von Konflikten zuwider, das ebenfalls weiteren Aufwand für den Agenten bedeuten kann. (3) Ein für den Aggregator begrenztes Modellwissen und damit einhergehende Ungenauigkeiten können ein Einhalten aller Randbedingungen und Verpflichtungen für die Anwendungsfälle erschweren, weil begrenzte Komplexität gemäß dem Ashbyschen Gesetz (Ashby, 1956) mit einer reduzierten Steuerungsfähigkeit einhergeht. Keiner dieser drei Fälle scheint die Zielerreichung im Allgemeinen infrage zu stellen. Vielmehr offenbaren sie mögliche Schwachpunkte, auf die bei der Bewertung besonderes Augenmerk gelegt werden soll.

Die direkte Aggregation von Flexibilität wird durch das skizzierte Ziel nicht unmittelbar umgesetzt. Dies ist die integrierte Beschreibung und Nutzung des Flexibilitätsvermögens mehrerer Anlagen zum Erfüllen von gemeinsamen Anwendungsfällen. Hierbei wird die Flexibilität mehrerer Einzelanlagen mittels eines geeigneten Algorithmus zu einer neuen Gesamtflexibilität aufsummiert, die ebenfalls über ein, u. U. dasselbe, Modell beschrieben wird. Eine Aggregation kann auch indirekt z. B. dadurch geschehen, dass die Fähigkeiten der verschiedenen Anlagen in einem gemeinsamen Optimierungsproblem genutzt werden. Es soll angenommen werden, dass das Flexibilitätsvermögen nicht direkt aggregiert werden muss, sondern dass dies auch indirekt möglich ist. Ein passendes Optimierungsproblem zu entwickeln ist dabei nicht Ziel dieser Arbeit. Stattdessen soll das Übermitteln des Flexibilitätsvermögens an den Aggregator betrachtet werden, welches dort als Randbedingung dienen kann.

Einschränkend ist hervorzuheben, dass das Flexibilitätsmodell eine Lösung für die erforderliche Koordination innerhalb des Aggregator-Agenten-Systems darstellt. Wie bereits im ersten Kapitel dargelegt wurde, ist die interne Struktur eines komplexen Systems kontingent. D. h., wenn sich aus den folgenden Kapiteln ein Modell ergeben sollte, das alle aufgestellten Anforderungen erfüllt, ist dies nicht die einzige Art und Weise, in der Batteriespeicherflexibilität ausgedrückt werden kann bzw. mithilfe welcher der Aggregator und die Agenten sich koordinieren können.

Teil II

Amplify – ein abstraktes Flexibilitätsmodell zur Mehrfachnutzung von Batteriespeichern

4 Modellberechnung

Um die in den Kapiteln 2 und 3 aufgezeigte Forschungslücke zu füllen, ist ein neues Flexibilitätsmodell erforderlich, das alle identifizierten Anforderungen erfüllt. Dieses soll im Folgenden aufgestellt und Amplify für *abstrakte, durch die Mehrzwecknutzung begrenzte Flexibilität* (engl. abstract multi-purpose-limited flexibility) genannt werden. Hierzu wird ein flexibler Ansatz benötigt, um den unterschiedlichen Anforderungen entsprechen zu können. Eine Möglichkeit dafür ist, Amplify mittels analytischer Modellbildung gemäß Glöckler (2014, S. 118) herzuleiten. Damit können systematisch Zusammenhänge zwischen Modellgrößen in einem gemeinsamen Modell integriert werden. Zudem ermöglicht dieses Vorgehen, wenn effizient durchzuführende Berechnungsvorschriften gewählt werden, die Flexibilität in kurzer Zeit zu berechnen (vgl. Hypothese 5, Seite 64). Dabei soll die Flexiblitäts-Trias von Ulbig und Andersson (2015), bestehend aus Energie, Leistung und Leistungsgradienten, als Ausgangspunkt herangezogen werden. Sie stellt laut Lechl et al. (2023, S. 5) ein zentrales, allgemeingültiges Maß für Flexibilität dar und erlaubt eine kompakte Codierung. In diesem Kapitel werden dafür zunächst der lokale Anwendungsfall, das verwendete Zeitmodell und das zugrundeliegende Batteriemodell zusammen mit zugrundeliegenden Annahmen vorgestellt. Darauf aufbauend wird beschrieben, wie beim Entwickeln des Flexibilitätsmodells vorgegangen werden soll. Hierfür wird für die in Tabelle 2.1 aufgelisteten Anforderungen erfasst, wie sie in das Modell integriert werden. Anschließend wird mathematisch formalisiert beschrieben, wie die hier sog. *Batterieflexibilität* schrittweise zu berechnen ist.

4.1 Lokaler Anwendungsfall für eine Mehrfachnutzung

Um die Mehrzwecknutzung umzusetzen, sollen vom zu entwickelnden Modell beispielhaft lokale und systemweite Anwendungsfälle erfüllt werden. Dabei ist die Belastbarkeit des zu entwickelnden Modells höher, wenn jeweils für deren Erfüllung ein breiter Funktionsumfang erforderlich ist. Hierfür wird für den lokalen Anwendungsfall angenommen:

AN-LA1: Ein Batteriespeicher wird lokal zum Peak-Shaving eingesetzt.

Das PS eignet sich als lokaler Anwendungsfall für die Modellentwicklung, weil es einen breiten Funktionsumfang des Flexibilitätsmodells erfordert, um durch die Batterie erfüllt zu werden. Zum einen muss Entladeleistung eingeplant werden können, um übermäßigen Netzbezug zu vermeiden. Dies muss zu bestimmten Zeiten erfolgen, um erfolgreich zu sein. Zum anderen muss die Batterie vor einem Peak genügend Energie aufnehmen, um sie beim Entladen bereitstellen zu können. Hierbei ist lediglich die resultierende Energiemenge entscheidend, die über einen Zeitraum hinweg geladen wird, und nicht der

genaue Zeitpunkt. Insgesamt muss das Flexibilitätsmodell also in der Lage sein sowohl Lade- als auch Entladeanforderungen abzubilden, die entweder zu bestimmten Zeiten oder variabel bis zum Ende eines Zeitraums erforderlich sind.

Das PS verspricht ein Ertragspotenzial, mit dem ein Speicher refinanziert werden kann, während Flexibilität für eine Mehrfachnutzung übrig bleibt und durch den Aggregator genutzt werden kann (Lombardi und Schwabe, 2017, und Tiemann, Bensmann et al., 2020). Hierbei können Netzkunden[1] das von ihnen zu entrichtende Netzentgelt reduzieren, wenn sie ihre im Monat oder Jahr auftretende, höchste Netzbezugsleistung verringern[2]. Die maximal auftretende, viertelstündliche Durchschnittsleistung am Netzanschlusspunkt wird multipliziert mit einem Leistungspreis in Rechnung gestellt. Hieraus lassen sich zwei Schlussfolgerungen für die Betriebsführung der Speicher ableiten. Zum einen können diese Abnehmer die für sie auftretenden Kosten reduzieren, wenn ein Batteriespeicher zu geeigneten Zeiten entladen wird, da am Netzanschlusspunkt die Summe der Leistungen aller Betriebsmittel auftritt. Zum andern erhöht sich dieses leistungsbedingte Netzentgelt nur dann, wenn das bereits verursachte Maximum in Summe überschritten wird, unabhängig davon, welche weiteren Leistungswerte auftreten. Hierzu wird folgendes angenommen:

AN-LA2: Für den Betrieb eines Batteriespeichers beim Peak-Shaving ist eine **Leistungsschwelle** $P_{\text{peak}}^{\text{max,set}}$ für die maximal zu erreichende Netzleistung eingestellt.

AN-LA3: Um zukünftige Entladeverpflichtungen oder Ladeleistungsbegrenzungen vom Speicher einzuplanen, wird angenommen, dass der Stromverbrauch prognostizierbar ist.

Der Speicher ist zu entladen, wenn allein durch überhöhte lokale Verbrauchsleistung die Leistungsschwelle überschritten wird, also ein sog. Peak auftritt. Gemäß Annahme AN-LA2 berechnet sich die bereitzustellende Entladeleistung aus der Differenz zwischen der auftretenden Verbrauchsleistung und der eingestellten Leistungsschwelle. Der **prognostizierte Stromverbrauch** gemäß Annahme AN-LA3 wird mit P^{fcast} bezeichnet. Er beschreibt dabei einen lokal anfallenden Energiebedarf, der unabhängig vom Batteriespeicher auftritt. Der Speicher darf nicht so stark laden, dass seine Leistung in Summe mit der lokalen Verbrauchsleistung die Leistungsschwelle $P_{\text{peak}}^{\text{max,set}}$ überschreitet. Diese kann sich prinzipiell über einen längeren Zeitraum hinweg verändern. Z. B. kann sie dynamisch angepasst werden, sobald sie nicht eingehalten wurde. Außerhalb dieser genannten Randbedingungen kann ein Batteriespeicher beliebige Leistungen erbringen, ohne das PS zu verletzen.

[1] Dies gilt insbesondere für solche Netzkunden, deren Verbrauch über eine sog. registrierende Leistungsmessung erfasst und deren Netzentgelt viertelstündlich abgerechnet wird. Typischerweise sind dies Verbraucher mit einem Jahresenergiebedarf über 100.000 kWh oder solche, bei denen ein intelligentes Messsystem installiert ist (vgl. §12 StromNZV).

[2] Dies kann z. B. monatlich (Telaretti und Dusonchet, 2016) oder jährlich (Tiemann, Bensmann et al., 2020) geschehen.

4.1.1 Vorhersagbarkeit von Verbrauchsleistung mittels Prognosen

Um den lokalen Anwendungsfall des PS in der Planung für die Zukunft zu berücksichtigen, wird eine Prognose für den Stromverbrauch aufgestellt, die den Durchschnittswert für jede abrechnungsrelevante Viertelstunde vorhersagt (z. B. Ahmad et al., 2022, und Habbak et al., 2023).

AN-LA4: Für den Umgang mit Unsicherheiten wird zum Ermitteln der vorhandenen Flexibilität angenommen, dass es eine zu einem gegebenen Zeitpunkt bestmögliche Prognose P^{fcast} gibt, auf deren Basis zu planen ist.

Diese Prognose ist für einen einzelnen Abnahmepunkt u. U. ungenau, während der Bedarf eines aggregierten Bilanzkreises durch die größere Regelmäßigkeit präziser vorhergesagt werden kann. Eine Einzelprognose ist mit weiter voranschreitender Zeit regelmäßig zu aktualisieren, weil sich die Vorhersage für einen bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft aufgrund von Prognoseungenauigkeiten verändern kann, je näher er rückt. Abweichungen von der Prognose sollen darüber abgefangen werden, dass die Planung sowie die Batteriefahrweise anzupassen sind, wenn nicht mehr alle Verpflichtungen erfüllt werden können.

Die Betrachtung von durchschnittlichen, viertelstündlichen Leistungswerten ist eine Vereinfachung. Sie ignoriert, dass die lokale Verbrauchsleistung innerhalb eines Intervalls schwanken kann und nimmt eine perfekte Vorhersagbarkeit der Leistung an, die im realen Betrieb so nicht gegeben sein wird. Diese Vereinfachung soll getroffen werden, da der Fokus der vorliegenden Untersuchung nicht auf der Unsicherheit der Prognose liegt. Er kann so auf das zu entwickelnde Modell und die Anwendungsfälle gelegt werden. Eine ungenaue Prognose kann durch die Konfliktdetektion und eine anschließende Umplanung abgefangen werden (vgl. Anforderungen f und h, Tabelle 2.1).

Eine beispielhafte Verbrauchsprognose über fünf Viertelstunden ist in Abbildung 4.1 zusammen mit einer Leistungsschwelle von 500 kW dargestellt. Es wird vorhergesagt, dass diese in der dritten Viertelstunde mit einer Verbrauchsleistung von 600 kW überschritten wird. Für ein erfolgreiches PS wird die Differenz von 100 kW durch den Batteriespeicher bereitzustellen sein. Im vierten Zeitintervall darf die Batterieleistung 70 kW und in den anderen 100 kW bzw. 200 kW in Laderichtung nicht überschreiten, um die Leistungsschwelle nicht zu verletzen. Diese Lastprognose wird der folgenden Modellentwicklung durchgängig als Beispiel zugrunde gelegt, um diese zu veranschaulichen.

4.1.2 Energiewirtschaftliche Einordnung

Um weitere energiewirtschaftlich-rechtliche Fragen zu vermeiden, die für die Modellierung der Flexibilität nicht entscheidend sind, werden zwei weitere Annahmen zugrunde gelegt:

AN-LA5: Eine Batterieleistung wirkt sich nur dann nennenswert auf die im Bilanzkreis verbuchte Energie aus, wenn ihre Leistung synchronisiert mit anderen Anlagen für das Erfüllen von aggregierten Verpflichtungen genutzt wird.

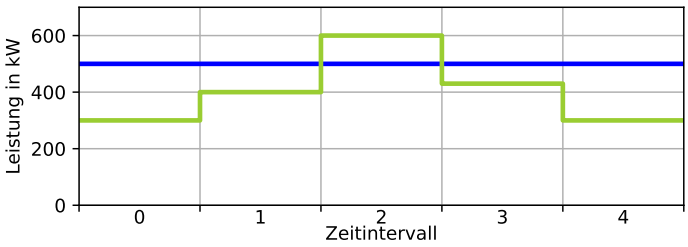


Abbildung 4.1: Beispielhafte Lastprognose über fünf Zeitintervalle

AN-LA6: Aggregator und Lieferant werden durch denselben energiewirtschaftlichen Akteur dargestellt.

Entsprechend Annahme AN-LA5 ist die Kapazität einer einzelnen Batterie klein im Vergleich zu einem Bilanzkreis. Eine Vielzahl von Stromverbräuchen wird im selben Bilanzkreis abgerechnet, sodass die durch eine Batterie aufnehmbare oder bereitstellbare gegenüber der in jeder Viertelstunde verbuchten Energiemenge vernachlässigt werden kann[3]. Dies führt dazu, dass Batterieleistung, die eingeplant werden muss, aber bisher nicht für das Erfüllen eines Anwendungsfalls genutzt wird, zusätzlich noch für weitere Verpflichtungen veranschlagt werden kann, ohne dass dies zu einem bedenklich unausgeglichenen Bilanzkreis. Dies betrifft z. B. das in der Zukunft nötigen Entladen zum PS oder das Vorladen vor einer Entladeverpflichtung bei ursprünglich zu niedrigem Ladegrad. D. h., dass auch mehrere Anwendungsfälle gleichzeitig durch dieselbe Speicherleistung erfüllt werden können, wenn die Energie für alle davon nur für einen Anwendungsfall in einem Bilanzkreis zu verbuchen ist. Z. B. ist für das Peak-Shaving nur die lokale Spitzenleistung relevant, um das Netzentgelt zu reduzieren. Der Bilanzkreis, in dem die Energie verbucht wird, ist nicht entscheidend. D. h. Peak-Shaving-Leistung kann gleichzeitig mit Energielieferungen erbracht werden, für die die Energie aus dem Bilanzkreis des Aggregators verbucht wird. Konflikte zwischen dem Batteriespeicherbetreiber, dem Aggregator und dem Lieferanten treten gemäß Annahme AN-LA6 nicht auf, weil letzterer durch denselben Akteur repräsentiert wird und auf das PS eingestellt ist (vgl. AN-LA1).

[3] Beispielsweise erzeugte der Stromversorger enercity im Jahr 2022 mit seinen eigenen Anlagen 3.313 GWh elektrischer Energie. Dies entspricht durchschnittlich etwa 95 MWh in jeder einzelnen Viertelstunde und übersteigt die Kapazität eines Batteriespeichers mit 100 kWh bei Weitem (vgl. Seite 21). Zusätzlich kauft enercity weitere Strommengen ein, um seine Kunden zu versorgen (siehe https://www.enercity.de/geschaeftsbericht/2022/finanzbericht/, besucht am 19.04.2024). Auch der gesamte Strom-Absatz eines kleineren, regionalen Versorgers wie beispielsweise der Stadtwerke Heidelberg beträgt 2022 mit insgesamt etwa 1.200 GWh über 35 MWh je einzelner Viertelstunde (siehe https://berichte.stadtwerke-heidelberg.de/entwicklung-der-gesellschaften/energie/, besucht am 19.04.2024).

4.2 Zeitbezogene Modellierung

Die Betrachtung der Zeit im Modell erfordert entsprechende Annahmen. Sie werden im Folgenden benannt und anschließend erläutert:

AN-ZT1: Die Zeit wird in diskreten Schritten modelliert, die für Zeitintervalle stehen.

Innerhalb einer Planung unterscheidet sich die Länge der Zeitintervalle nicht, aber sie kann prinzipiell frei gewählt werden. Da die Abrechnung in der Energiewirtschaft in 15-Minuten-Intervallen stattfindet, wird diese Zeitspanne in der vorliegenden Studie zugrunde gelegt.

AN-ZT2: Der Zeitbereich, für welche die viertelstündlichen Durchschnittswerte der Verbrauchsleistung prognostiziert werden, soll **Planungs**zeitraum genannt werden.

AN-ZT3: Der **Prognose**zeitraum beschreibt den Teil des Planungszeitraums, der in der Zukunft liegt.

Der Planungszeitraum besteht aus dem Vielfachen eines Zeitintervalls fester Länge Δt^{intv} (üblicherweise eine Viertelstunde) und reicht vom Beginn der aktuellen Zeitintervalls bis in die Zukunft zum sog. Planungshorizont. Der aktuelle Zeitpunkt liegt dabei in dem Intervall, dessen Beginn in der Vergangenheit und dessen Ende in der Zukunft liegt. Die bereits vergangenen Leistungswerte sind auch noch nach Beginn einer Viertelstunde für die Planung relevant, weil sie in den abzurechnenden Durchschnitt über 15 Minuten eingehen. Der Aggregator platziert Verpflichtungen nur innerhalb des Planungszeitraums.

Der Prognosezeitraum reicht vom aktuellen Zeitpunkt bis zum Prognosehorizont, der gleich dem Planungshorizont ist[4]. Der Prognosezeitraum enthält damit ebenfalls eine konstante Anzahl Viertelstunden, die noch nicht vollständig abgelaufen sind. Dadurch dass das aktuelle Zeitintervall gerade erst angebrochen bis nahezu abgelaufen sein kann, schwankt die tatsächliche Länge des Prognosezeitraums um Δt^{intv}. Diese Betrachtung der Zeit führt dazu, dass alle 15 Minuten ein neues Zeitintervall in die Planung aufgenommen wird und ein vergangenes abgeschlossen ist. Die aktuelle Viertelstunde ist dabei individuell zu behandeln, da sie die einzige ist, von der bereits anteilig Zeit vergangen sein kann (vgl. Anf. c., Tab. 2.1).

Der Prognosehorizont soll mit $T^{\max}$ und der Beginn des aktuellen Zeitintervalls mit T_0 bezeichnet werden. Der Prognosezeitraum enthält wie der Planungszeitraum eine Mehrzahl Zeitintervalle und kann durch einen Vektor der Kardinalität $i_{\mathrm{t}}^{\max}$ ausgedrückt werden, dessen Elemente für die einzelnen Intervalle stehen:

$$\frac{T^{\max} - T_0}{\Delta t^{\mathrm{intv}}} = i_{\mathrm{t}}^{\max} \tag{4.1}$$

$$P^{\mathrm{fcast}} \in \mathbb{R}^{i_{\mathrm{t}}^{\max}} \tag{4.2}$$

$$|P^{\mathrm{fcast}}| = i_{\mathrm{t}}^{\max} \in \mathbb{N}^{+} \tag{4.3}$$

[4] Theoretisch kann der Prognosezeitraum um eine feste Anzahl von Viertelstunden in der weiteren Zukunft über den Planungszeitraum hinausgehen. Dies soll jedoch nicht weiter betrachtet werden.

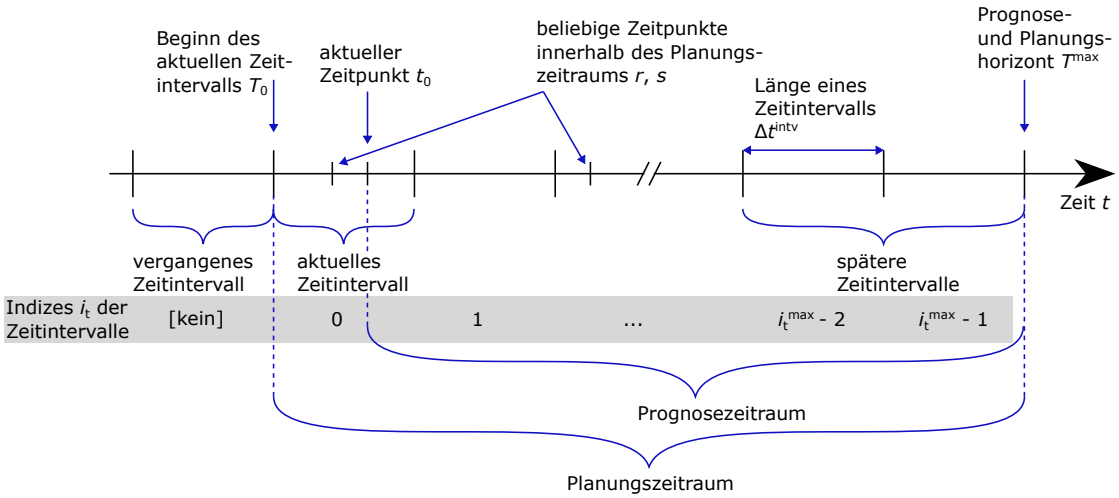


Abbildung 4.2: Angenommenes Zeitmodell. Die kontinuierlich definierte Zeit wird durch einzelne Zeitintervalle konstanter Länge repräsentiert.

Ein Vektor mit beispielsweise acht Elementen drückt bei $\Delta t^{\mathrm{intv}} = 15\,\mathrm{min}$ einen Zeitraum von zwei Stunden aus. $t = t_0$ entspricht dabei dem aktuellen Zeitpunkt. Daraus ergibt sich:

$$T_0 \leq t_0 \tag{4.4}$$

In dieser vektoriellen Zeitbeschreibung liegt t_0 innerhalb des aktuellen Zeitintervalls mit dem Index $i_\mathrm{t} = 0$ unter Verwendung der Null-basierten Nummerierung, wobei gilt:

$$0 \leq i_\mathrm{t} < i_\mathrm{t}^{\max}, \quad i_\mathrm{t} \in \mathbb{N} \tag{4.5}$$

Jeweils die Zeitpunkte zu Beginn eines Intervalls sind über den Abstand zu T_0 definiert:

$$T_{i_\mathrm{t}} = T_0 + i_\mathrm{t} \cdot \Delta t \tag{4.6}$$

Die Zeit t ist kontinuierlich definiert, wobei nur Werte der Zeit t zwischen T_0 und $T^{\max}$ für die Modellberechnung relevant sind. Für die vektorielle Schreibweise kann mithilfe einer Hilfsfunktion $\tau(i_\mathrm{t})$ der Index i_t auf das auf den Zeitpunkt T_{i_t} folgende Zeitintervall abgebildet werden:

$$\tau : i_\mathrm{t} \to [T_{i_\mathrm{t}}, T_{i_\mathrm{t}+1}) \subset t, \quad T_{i_\mathrm{t}^{\max}} = T^{\max} \tag{4.7}$$

Das Zeitintervall mit dem Index i_t reicht damit von T_{i_t} bis $T_{i_\mathrm{t}+1}$ mit $T_{i_\mathrm{t}^{\max}} = T^{\max}$. Die genannten Elemente des verwendeten Zeitmodells sind in Abbildung 4.2 dargestellt.

4.3 Batteriespeichermodell

In dieser Arbeit soll ein Speichermodell als Ausgangspunkt verwendet werden, das von Richard Hanke-Rauschenbach und Astrid Bensmann entwickelt und bereits bei Tiemann,

Bensmann et al. (2020) veröffentlicht ist. Ein vergleichbares findet sich z. B. bei Lilliu, Pedersen und Šikšnys (2021, S. 64f.), basierend auf Meng et al., 2019. Zentrales Element der modellierten Batterie ist ihr aktueller Energieinhalt, der durch ihre Kapazität begrenzt ist und sich mit der Speicherleistung ändert. Es basiert auf einer Reihe von Modellannahmen:

AN-BT1: Die Parameter **Kapazität** C_E, maximale **Lade- und Entladeleistung** $P_\mathrm{s,ch}^\mathrm{max}$ und $P_\mathrm{s,dis}^\mathrm{max}$ sowie **Lade- und Entladewirkungsgrade** $\eta_\mathrm{s,ch}$ und $\eta_\mathrm{s,dis}$ sind konstant.

AN-BT2: Sowohl die Beträge der Leistungsgrenzen als auch die Wirkungsgrade in Lade- und Entladerichtung können sich voneinander unterscheiden.

Die Parameter des Modells sind folgendermaßen definiert:

$$C_\mathrm{E} > 0, \quad C_\mathrm{E} \in \mathbb{R}^+, \quad \text{in kWh} \tag{4.8}$$

$$P_\mathrm{s,ch}^\mathrm{max} > 0, \quad P_\mathrm{s,ch}^\mathrm{max} \in \mathbb{R}^+, \quad \text{in kW} \tag{4.9}$$

$$P_\mathrm{s,dis}^\mathrm{max} < 0, \quad P_\mathrm{s,dis}^\mathrm{max} \in \mathbb{R}^-, \quad \text{in kW} \tag{4.10}$$

$$\eta_\mathrm{s,ch} \in [0,1] \subset \mathbb{R} \tag{4.11}$$

$$\eta_\mathrm{s,dis} \in [0,1] \subset \mathbb{R} \tag{4.12}$$

Entladen wird dabei als negative Leistung und Laden als positive definiert. D. h. es gilt das sog. Verbraucherzählpfeilsystem (engl. *passive sign convention*, Haase et al., 2004, S. 10). Der Energiegehalt wird über den aktuellen **Ladegrad** (oder State-of-Energy (SoE), siehe Hu et al., 2019) $F(t)$ ausgedrückt[5], der sich über die Zeit t verändern kann und den Anteil der aufgeladenen Kapazität angibt.

$$F(t) \in [F_\mathrm{s}^\mathrm{min}, F_\mathrm{s}^\mathrm{max}] = [0,1] \subset \mathbb{R} \tag{4.13}$$

Die Begrenzung der Batterieleistung durch $P_\mathrm{s,ch}^\mathrm{max}$ und $P_\mathrm{s,dis}^\mathrm{max}$ wird im Folgenden auch als leistungsbezogene Randbedingung bezeichnet, die Begrenzung von F durch die Ladegradgrenzen $F_\mathrm{s}^\mathrm{min}$ und $F_\mathrm{s}^\mathrm{max}$ als energiebezogene Randbedingung.

Im Fall von Lithium-Ionen-Batterien ist die Selbstentladung bei Planungszeiträumen von einigen Stunden sehr klein (vgl. z. B. Sauer et al., 2015, S. 31, und Förderer, 2021, S. 102). Deswegen wird Folgendes angenommen:

AN-BT3: Die Selbstentladung aus dem verwendeten Batteriemodell ist vernachlässigbar klein.

Der Ladegrad F und die maximalen Leistungen $P_\mathrm{s,ch}^\mathrm{max}$ / $P_\mathrm{s,dis}^\mathrm{max}$ begrenzen zusammen die **aktuelle Leistung** $P_\mathrm{S}(t)$, welche die Batterie in Abhängigkeit von einem **Leistungssollwert** $P_\mathrm{soll}(t)$ erbringen kann. Dabei kann ein Wechselrichter eines Batteriespeichers

[5] Der SoE unterscheidet sich vom State-of-Charge darin, dass er auf die geladene Energie und nicht auf die elektrische Ladung bezogen ist. Da sich die Spannung einer Batteriezelle beim Entladen reduziert, ist der Energiegehalt pro elektrischer Ladung nicht konstant (Hu et al., 2019, S. 2).

die erbrachte Leistung jederzeit stufenlos zwischen der maximalen Lade- (positiv) und Entladeleistung (negativ) einstellen:

$$P_{\mathrm{S}}(t) \in [P_{\mathrm{s,dis}}^{\max}, P_{\mathrm{s,ch}}^{\max}] \subset \mathbb{R} \tag{4.14}$$

$$P_{\mathrm{S}}(t) = \begin{cases} P_{\mathrm{s,ch}}^{\max} & \text{, wenn } 0 \leq F_{\mathrm{s}}(t) < 1 \wedge P_{\mathrm{soll}}(t) > P_{\mathrm{s,ch}}^{\max} \\ P_{\mathrm{soll}}(t) & \text{, wenn } 0 \leq F_{\mathrm{s}}(t) < 1 \wedge 0 < P_{\mathrm{soll}}(t) \leq P_{\mathrm{s,ch}}^{\max} \\ P_{\mathrm{soll}}(t) & \text{, wenn } 0 < F_{\mathrm{s}}(t) \leq 1 \wedge P_{\mathrm{s,dis}}^{\max} \leq P_{\mathrm{soll}}(t) < 0 \\ P_{\mathrm{s,dis}}^{\max} & \text{, wenn } 0 < F_{\mathrm{s}}(t) \leq 1 \wedge P_{\mathrm{soll}}(t) < P_{\mathrm{s,dis}}^{\max} \\ 0 & \text{in den anderen Fällen} \end{cases} \tag{4.15}$$

Der Speicher kann mit einer angeforderten Leistung innerhalb der Leistungsgrenzen ge- oder entladen werden. Wenn er vollständig gefüllt ist, beträgt die zulässige Ladeleistung 0. Das Gleiche gilt in Entladerichtung, wenn die Energie vollständig entnommen ist. Durch die Gleichung 4.15 sowie die folgende Gleichung 4.16 stehen leistungs- und energiebezogene Randbedingungen miteinander in Zusammenhang.

Der Zusammenhang zwischen **Batterieleistung** $P_{\mathrm{S}}(t)$ und **Ladegrad** $F(t)$ ist allgemein durch die folgende Differenzialgleichung 4.16 gegeben, wobei $P_{\mathrm{S}}(t)$ nicht stetig sein muss, sondern Sprünge aufweisen darf, da keine Begrenzung des Leistungsgradienten modelliert ist:

$$C_{\mathrm{E}} \frac{\mathrm{d}F(t)}{\mathrm{d}t} = P_{\mathrm{S}}(t) \cdot \begin{cases} \eta_{\mathrm{s,ch}} & \text{, wenn } P_{\mathrm{S}}(t) > 0 \quad \text{(laden)} \\ 1/\eta_{\mathrm{s,dis}} & \text{, wenn } P_{\mathrm{S}}(t) < 0 \quad \text{(entladen)} \end{cases} \tag{4.16}$$

$$\leftrightarrow \mathrm{d}F(t) = \int \frac{P_{\mathrm{S}}(t)}{C_{\mathrm{E}}} \mathrm{d}t \cdot \begin{cases} \eta_{\mathrm{s,ch}} & \text{, wenn } P_{\mathrm{S}}(t) > 0 \quad \text{(laden)} \\ 1/\eta_{\mathrm{s,dis}} & \text{, wenn } P_{\mathrm{S}}(t) < 0 \quad \text{(entladen)} \end{cases} \tag{4.17}$$

Anders als bei der Flexibilitäts-Trias nach Ulbig und Andersson (2015) ist der Leistungsgradient bei Tiemann, Bensmann et al. (2020) nicht modelliert, d. h. diese Dimension der Flexibilität kann nicht berücksichtigt werden. Die Wechselrichter von Batteriespeichern können jedoch Leistungsgradienten erreichen, bei denen die Nennleistung innerhalb von Sekunden bereitgestellt wird (Lechl et al., 2023, S. 5). Daher sind die durch Verzögerungen verursachten Abweichungen der Durchschnittswerte innerhalb der abrechnungsrelevanten Zeiträume von mehreren Minuten sehr gering.

AN-BT4: Eine Vernachlässigung der Leistungsgradienten führt zu keiner großen Ungenauigkeit der sich ergebenden Durchschnittsleistung.

Bei einer konservativ abgeschätzten Verzögerung von 10 Sekunden ergibt sich bei einer linearen Leistungsänderung von der maximalen Lade- zur Entladeleistung oder umgekehrt eine Abweichung im viertelstündlichen Durchschnittswert von etwa 0,1 %. Dies fällt nicht wesentlich ins Gewicht, da bereits vorgehensbedingt Ungenauigkeiten durch die Prognose auftreten können. Daneben hat der Verzicht auf die Leistungsgradienten eine Reduzierung des Codierungs- (vgl. Anforderung g, Tab. 2.1) und damit auch des Berechnungsaufwands zur Folge (vgl. Anf. h).

Um die Anforderung in Tabelle 2.1 zu erfüllen, dass mit den Energie- und Leistungsmengen von Amplify die technischen Batterierandbedingungen berücksichtigt werden, sollen in den Mengen nur solche Werte enthalten sein, die sowohl die obenstehenden energie- als auch die leistungsbezogenen Randbedingungen nicht verletzen. Die Gleichungen 4.15 und 4.16 haben gezeigt, dass diese beiden gegenseitig voneinander abhängen. Die Wirkungsgrade eines Batteriespeichers sind dabei im tatsächlichen Betrieb anders als modelliert nicht konstant, sondern können von Einflussfaktoren wie dem aktuellen Ladegrad und der Speicherleistung abhängen (Beyers et al., 2023, S. 10). Damit die Anforderungen erfüllt werden, dass der Aggregator die vom Agenten übermittelte Leistungs- und Energiemenge sicher zur Zuteilung von Verpflichtungen zugrunde legen kann, selbst wenn die dafür erforderliche Leistung unsicherheitsbehaftet ist (vgl. Tabelle 2.1), ist die Effizienz konservativ abzuschätzen. Hieraus resultiert folgende Annahme:

AN-BT5: Die Wirkungsgrade werden im Folgenden angenommen als die jeweils im Speicherbetrieb minimal auftretenden Werte.

Um einen konkreten Ladegrad $F(s)$ zum Zeitpunkt s zu ermitteln, ist das bestimmte Integral ausgehend von einem bekannten Ladegrad $F(r)$ zum Zeitpunkt r mit $r \leq s$ wie folgt gemäß Gleichung 4.17 aufzustellen:

$$F(s) = F(r) + \int_r^s \frac{P_\mathrm{S}(t)}{C_\mathrm{E}} \mathrm{d}t \cdot \begin{cases} \eta_{\mathrm{s,ch}} & \text{, wenn } P_\mathrm{S}(t) > 0 \quad \text{(laden)} \\ 1/\eta_{\mathrm{s,dis}} & \text{, wenn } P_\mathrm{S}(t) < 0 \quad \text{(entladen)} \end{cases} \tag{4.18}$$

Unter der Bedingung, dass $P_\mathrm{S}(i)$ im beliebigen Zeitintervall i zwischen r und s konstant ist, ergibt dies vereinfacht:

$$F(s) = F(r) + \frac{(s-r) \cdot P_\mathrm{S}(i)}{C_\mathrm{E}} \cdot \begin{cases} \eta_{\mathrm{s,ch}} & \text{, wenn } P_\mathrm{S}(i) > 0 \quad \text{(laden)} \\ 1/\eta_{\mathrm{s,dis}} & \text{, wenn } P_\mathrm{S}(i) < 0 \quad \text{(entladen)} \end{cases} \tag{4.19}$$

In der vektoriellen Schreibweise des eingeführten Zeitmodells werden Leistungen als konstante Durchschnittsleistungen im Zeitintervall i_t unter Anwendung der Hilfsfunktion $\tau(i_\mathrm{t})$ (Gleichung 4.7) beschrieben. Dafür sind kontinuierlich definierte Leistungswerte $P(t)$ in vektorieller Schreibweise $P(i_\mathrm{t})$ wie folgt definiert:

$$P : i_\mathrm{t} \rightarrow P(t = \tau(i_\mathrm{t})) \tag{4.20}$$

Unterscheiden lassen sich kontinuierlich definierte Leistungen von denen in vektorieller Schreibweise in der nachfolgenden Notation dadurch, dass erstere von der Zeit t und letztere von einem Index i_t abhängen. Die vektorielle Schreibweise kann sowohl auf die Batterieleistung $P_\mathrm{S}(i_\mathrm{t})$ als auch auf die Prognose $P^{\mathrm{fcast}}(i_\mathrm{t})$ angewendet werden. $P(i_\mathrm{t} = 0)$ beschreibt damit beispielsweise eine durchschnittliche Leistung im aktuellen Zeitintervall und $P(i_\mathrm{t} = i_\mathrm{t}^{\max} - 1)$ im letzten vor dem Planungshorizont.

Ladegradänderungen werden in vektorieller Schreibweise vom Beginn eines Zeitintervalls bis zu dessen Ende betrachtet. Dafür beschreibt der vektorielle Ladegrad $F_\mathrm{s}(i_\mathrm{t})$ denjenigen, der jeweils zu Beginn eines Zeitintervalls auftritt. Zusätzlich ist F_s am Pla-

nungshorizont definiert mit $F_\mathrm{s}(i_\mathrm{t}^\mathrm{max}) = F(T^\mathrm{max})$:

$$F_\mathrm{s} : \begin{cases} i_\mathrm{t} \rightarrow F(T_{i_\mathrm{t}}) \\ i_\mathrm{t}^\mathrm{max} \rightarrow F(T^\mathrm{max}) \end{cases} \tag{4.21}$$

Die für die kontinuierliche Zeit definierten Ladegrade F unterscheiden sich von denen, die vektoriell dargestellt sind, ebenfalls durch die Abhängigkeit von i_t an Stelle von t sowie durch den tiefgestellten Index S. Im Folgenden tritt ein kontinuierlich definierter Ladegrad jedoch nur noch in Gleichung 4.41 auf. Ansonsten werden ausschließlich die vektoriellen Ladegrade verwendet.

Gleichung 4.19 kann in vektorieller Schreibweise wie folgt ausgedrückt werden:

$$F_\mathrm{s}(i_\mathrm{t}+1) = F_\mathrm{s}(i_\mathrm{t}) + \frac{(T_{i_\mathrm{t}+1} - T_{i_\mathrm{t}}) \cdot P_\mathrm{S}(i_\mathrm{t})}{C_\mathrm{E}} \cdot \begin{cases} \eta_\mathrm{s,ch} & \text{, wenn } P_\mathrm{S}(i_\mathrm{t}) > 0 \quad \text{(laden)} \\ 1/\eta_\mathrm{s,dis} & \text{, wenn } P_\mathrm{S}(i_\mathrm{t}) < 0 \quad \text{(entladen)} \end{cases} \tag{4.22}$$

Lade- oder Entladeleistung werden mit dem entsprechenden Wirkungsgrad multipliziert oder dadurch geteilt (s. Gleichungen 4.16 bis 4.22). Hieraus ergibt sich die effektive Leistung, welche sich auf den Ladegrad auswirkt. Durch Multiplikation mit der Zeitdauer erhält man die Energie, die in den Speicher geladen oder daraus entnommen wird. Damit beschreibt dieses Modell das bei Lilliu, Pedersen und Šikšnys (2021) erwähnte „Coulomb-Counting“, also das „Zählen von Ladungen“, die an den elektrischen Kontakten des Speichers übertragen werden.

Aus der Anforderung b in Tabelle 2.1, dass Flexibilität kontinuierlich und nicht nur zu Beginn eines Zeitintervalls berechnet werden kann, ergibt sich, dass das aktuelle Zeitintervall gesondert zu berücksichtigen ist. Denn darin, dass sein Anfang T_0 bereits in der Vergangenheit liegen kann, unterscheidet es sich von den übrigen.

4.4 Vorgehen für die weitere Modellierung

Bevor damit begonnen werden kann, die aufgestellten Anforderungen in das Modell zu integrieren, sollen Annahmen zum Vorgehen benannt und anschließend erläutert werden:

AN-VG1: Aggregator und Agenten haben Zugriff auf unterschiedliche Informationen über die Anlagen und das elektrische Gesamtsystem und tauschen sich über die Flexibilität und die zugeteilten Verpflichtungen aus.

AN-VG2: Randbedingungen der Batterie und aus lokalen und systemweiten Anwendungsfällen können nacheinander in das Modell integriert werden.

Aus AN-VG1 ergibt sich, dass für den Aggregator und die Agenten jeweils eigene Perspektiven auf die Flexibilität existieren (siehe Abschnitt 1.2). Für einen Agenten ist die Flexibilität ein Berechnungsergebnis. Er hat Zugriff auf alle Anlagenparameter und -zustände sowie Informationen über die lokalen Anwendungsfälle. Platzierte Verpflichtungen erhält er vom Aggregator. Aus dessen Perspektive bildet die Flexibilität eine

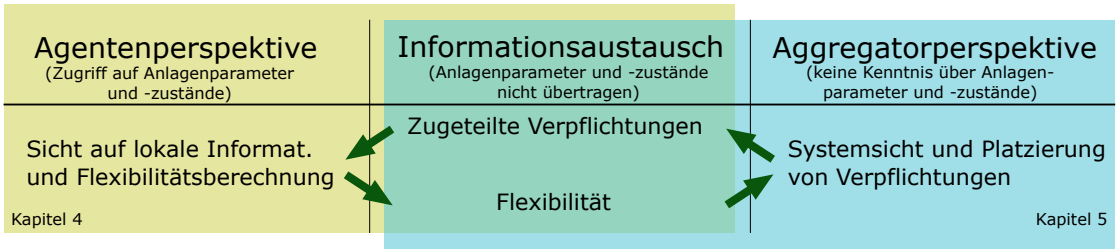


Abbildung 4.3: Allokationszyklus der Flexibilität und Verpflichtungen, der sich vor den unterschiedlichen Perspektiven von Aggregator und Agent ergibt.

Eingangsgröße. Zusammen mit den bereits durch ihn platzierten Verpflichtungen stellt sie die einzige Information über eine Anlage dar, auf die er Zugriff hat.

Die Berechnung der Flexibilität in Abhängigkeit der erhaltenen Verpflichtungen vom Aggregator und deren Zuweisung in Abhängigkeit der jeweils verfügbaren Flexibilität bilden einen Allokationszyklus. Dieser ist in Abbildung 4.3 dargestellt (vgl. Abb. 1.3). Dort sind die unterschiedlichen Perspektiven auf die Flexibilität jeweils farblich hinterlegt und der Informationsaustausch von Flexibilität und Verpflichtungen als Überschneidung der beiden abgebildet.

Obwohl der Allokationszyklus nicht über einen dezidierten Anfang verfügt, kann es Situationen geben, in denen keinerlei Verpflichtungen vorliegen, wenn die Flexibilität berechnet wird. Dementsprechend soll basierend auf AN-VG2 in einem ersten Schritt Flexibilität ohne zugeteilte Verpflichtungen vom Aggregator berechnet und zunächst nur basierend auf den Batterierandbedingungen und dem lokalen Anwendungsfall modelliert werden. Dies ist in diesem Kapitel erläutert. Anschließend kann das Modell im folgenden Kapitel um die Randbedingungen der Verpflichtungen vom Aggregator erweitert werden.

4.4.1 Umsetzung der Anforderungen

Flexibilität kann nur auf der Basis der Batterierandbedingungen und der des lokalen Anwendungsfalls PS berechnet werden, ohne dass Verpflichtungen aus systemweiten Anwendungsfälle vorhanden sein müssen. Konkret folgt unter der Annahme des oben vorgestellten Batteriespeichermodells und der Randbedingungen des PS, dass das Flexibilitätsmodell folgende Funktionen erfüllen muss:

- Bei erforderlichem Entladen für das PS muss ausreichend Entladeleistung (negativ) vom Batteriespeicher erbracht werden können.
- Die für ein unterbrechungsfreies Entladen erforderliche Energie eines Peaks muss zu Beginn im Speicher enthalten sein.
- Die Ladeleistung der Batterie darf nicht zum Verletzen der Leistungsschwelle führen.
- Wenn Randbedingungen einander widersprechen, ist ein Konflikt zu detektieren.

Die in Tabelle 2.1 auf Seite 45 aufgeführten Anforderungen sollen wie folgt umgesetzt werden: Entsprechend der Definition auf Seite 40 und ausgehend von Ulbig und Andersson (2015) soll die Flexibilität als beschränkte Mengen an Leistung und Energie dargestellt werden (vgl. Seite 63 in Kapitel 3). In diesen dürfen nur solche Werte enthalten sein, die die Batterierandbedingungen nicht verletzen (Anforderung a). Neue Verpflichtungen können dann aus den Leistungs- und Energiemengen abgeleitet werden, wenn sie sich in diese abbilden lassen. Damit der Aggregator bei der Dimensionierung neuer Verpflichtungen die Anlagenparameter nicht berücksichtigen muss, sind auch solche Leistungen und Energiemengen aus den Gesamtmengen zu entfernen, die aufgrund der Batteriekapazität und Wirkungsgrade zu Randbedingungsverletzungen führen würden. Gemäß dem angenommenen Speichermodell bestehen Wechselwirkungen zwischen den Leistungsbegrenzungen und der Energie im Speicher sowie den Energiebegrenzungen und der Batterieleistung. Die Tatsache, dass Batteriespeicher Leistung beim Laden und Entladen in zwei unterschiedliche Richtungen erbringen können, erhöht die Komplexität einer dementsprechenden Problemlösung z. B. im Gegensatz zu flexibel einzusetzenden Stromverbrauchsanlagen. Denn dies führt dazu, dass die Wirkungsgrade nicht-linear wirken und unabhängig von der Leistungsrichtung zu Effizienzverlusten führen, was eine Fallunterscheidung erforderlich macht (vgl. Gleichung 4.16). Gleiches gilt dafür, dass im aktuellen Intervall bereits Zeit vergangen sein kann (Anf. b). Ebenso sind Leistungs- und Energiemengen zu entfernen, für die Randbedingungen aufgrund von bereits platzierten Verpflichtungen (Anf. c/d) verletzt werden (siehe folgendes Kapitel). D. h., dass solche Wertebereiche, bei denen die zu erbringenden Leistungen von der Batterie nicht erbracht werden können oder die im Widerspruch zu platzierten Verpflichtungen stehen, aus der Menge zu entfernen sind. Falls dies nicht möglich ist und Konflikte auftreten, sind diese bei der Berechnung zu identifizieren und müssen daher modelliert werden (Anf. f). Alle genannten Randbedingungen müssen durch das Modell für den Aggregator ausgedrückt werden, ohne dass dieser die volle Komplexität des Anlagenbetriebs berücksichtigen muss. Wenn bei der Dimensionierung neuer Verpflichtungen auf dieser Basis nur die Integration von Leistung und Energie, aber keine Anlagenparameter berücksichtigt werden müssen, kann mit diesem Ansatz Anforderung e erfüllt werden. Die Modellierung als obere und untere Leistungs- und Energiegrenzen erlaubt es dabei, Anforderung g zu erfüllen, dass Flexibilität kompakt auszudrücken ist. Inwieweit mit dem gewählten Ansatz die Anforderungen h und i erfüllt werden, wird in der Evaluation gesondert zu untersuchen sein (vgl. Abb. 3.1).

4.4.2 Konflikte zwischen Randbedingungen

Konflikte treten auf, wenn sich Randbedingungskombinationen der Batterie (siehe Abschnitt 4.3) und der Anwendungsfälle widersprechen. Ursachen dafür können z. B. sein, dass sich die lokale Lastprognose verändert oder ein Agent fälschlicherweise nicht miteinander vereinbare Verpflichtungen vom Aggregator erhalten hat. Um alle Konflikte, die auftreten können, zu identifizieren, ist in Tabelle 4.1 aufgestellt, wie die Randbedingungen einer Batterie und des PS miteinander jeweils in den Zeilen und Spalten kombinierbar sind. Die Batterie wird dabei in den Zeilen durch ihre Leistung und die

	Peak-Shaving
Batterie-speicherleistung	1. Speicherleistung reicht nicht für Peak-Shaving
Geplanter Ladegrad	2. Verbrauchsspitze dauert zu lang

Tabelle 4.1: Mögliche Konflikte zwischen den Batterierandbedingungen und dem Peak-Shaving

gespeicherte Energie (Ladegrad) repräsentiert. In den Zellen von Tabelle 4.1 ist für jede Randbedingungskombination benannt, aus welchem Grund sich der jeweilige Konflikt ergibt. Für die Berücksichtigung der systemweiten Anwendungsfälle vom Aggregator wird diese Darstellung im nächsten Kapitel noch zu erweitern sein. Im Folgenden sind die beiden in Tabelle 4.1 identifizierten Konflikte erläutert:

1. Speicherleistung reicht nicht für Peak-Shaving:
   Die Batterie kann Verbrauchsspitzen maximal mit ihrer vollen Entladeleistung reduzieren. Falls diese nicht ausreicht, ist die Batterie allein nicht in der Lage, den Anwendungsfall zu erfüllen. Dafür wären weitere Maßnahme erforderlich wie z.B. ein kontrollierter Lastabwurf.

2. Verbrauchsspitze dauert zu lang:
   Die Batterie kann nur so viel Energie zum Reduzieren von Verbrauchsspitzen über einen Zeitraum bereitstellen, wie vorher in sie geladen werden kann. Falls diese Energie nicht ausreicht, um einen vorhergesagten Spitzenverbrauch während seiner gesamten Dauer zu reduzieren, ist die Batterie ebenfalls nicht allein in der Lage, den Anwendungsfall zu erfüllen. Dafür wären ebenfalls weitere Maßnahme erforderlich.

Es werden die Konflikte hier identifiziert und in der folgenden Modellierung jeweils Bedingungen für deren Detektion formuliert. Aus Gründen der Verständlichkeit sind im durchgehenden Beispiel keine Konflikte enthalten. Stattdessen werden sie analytisch anhand von Einzelfällen erklärt.

Zusätzlich zum Detektieren von Konflikten kann in der vorliegenden Arbeit deren Lösung nicht behandelt werden. Für das Lösen eines Konfliktes kann es eine Mehrzahl Möglichkeiten geben, wie wenn über aufeinander folgende Zeitintervalle Verbrauchsspitzen zu reduzieren sind und die Energie im Speicher dafür nicht ausreicht. Dann stellt sich die Frage, in welchem der Erfüllungsgrad des PS zu reduzieren ist. U. U. kann es auch nur Lösungsoptionen für solch einen Konflikt geben wie einen lokalen Lastabwurf, die außerhalb des Aggregator-Agenten-Systems liegen. Zudem können im Einzelfall unterschiedliche Kosten (oder Prioritäten) für die verschiedenen Anwendungsfälle vorliegen, von denen abhängt, welche Verpflichtungen für eine Konfliktlösung verworfen werden sollen. Alternativ kann dies auch von lokalen, technischen Gegebenheiten abhängen, also

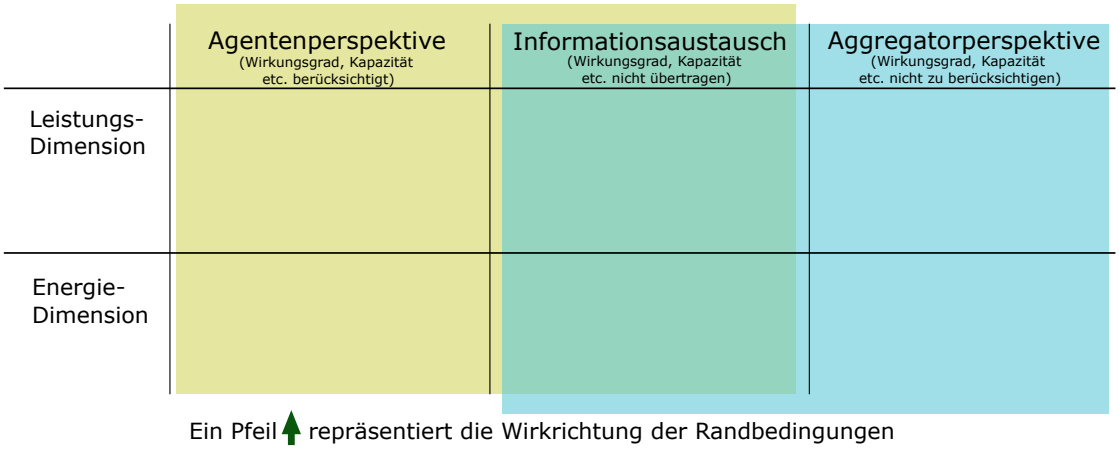


Abbildung 4.4: Leerer Wirkungsraum aus Leistung und Energie sowie den Perspektiven von Aggregator und Agenten, in dem die Modellierungsschritte lokalisiert werden können.

beispielsweise, ob ein Notstromaggregat vorhanden ist, das das Peak-Shaving bei einem niedrigen Batterieladegrad übernehmen kann.

4.4.3 Modellierungsansatz

Um deutlich zu machen, wie leistungs- und energiebezogene Randbedingungen aufeinander wirken, können sie mit den Perspektiven von Aggregator und Agent kombiniert werden. Hieraus entsteht eine Matrix, in der Leistung und Energie in den Zeilen und die in Abschnitt 4.4 eingeführten Perspektiven in den Spalten dargestellt werden können. Zur Veranschaulichung, wie die entwickelten Modellierungsschritte miteinander zusammenhängen, können diese im Folgenden innerhalb dieses sog. *Wirkungsraums* lokalisiert werden. Er ist in Abbildung 4.4 schematisch leer vor Beginn der Modellierung dargestellt. Bei der Modellierung soll mit der Berücksichtigung der Leistungsbegrenzungen begonnen werden, bevor die energiebezogenen Randbedingungen modelliert werden, da nicht-leistungsbegrenzte Ladegradänderungen physikalisch nicht zu erklären sind. Zudem liegen die Verpflichtungen für das PS als durchschnittliche Leistungsanforderungen für jedes Zeitintervall vor. Die Leistungs- und Energiemengen für die Flexibilitätsmodellierung sind im Folgenden repräsentiert durch jeweils eine maximale und minimale Grenze je Zeitintervall in vektorieller Schreibweise. Diese Begrenzungen erzeugen damit sog. *Bänder*, die sich über den Planungszeitraum erstrecken. Ein Leistungs- oder Energiewert liegt genau dann innerhalb eines entsprechenden Bandes, wenn er kleiner gleich der maximalen/oberen und größer gleich der minimalen/unteren Grenze ist.

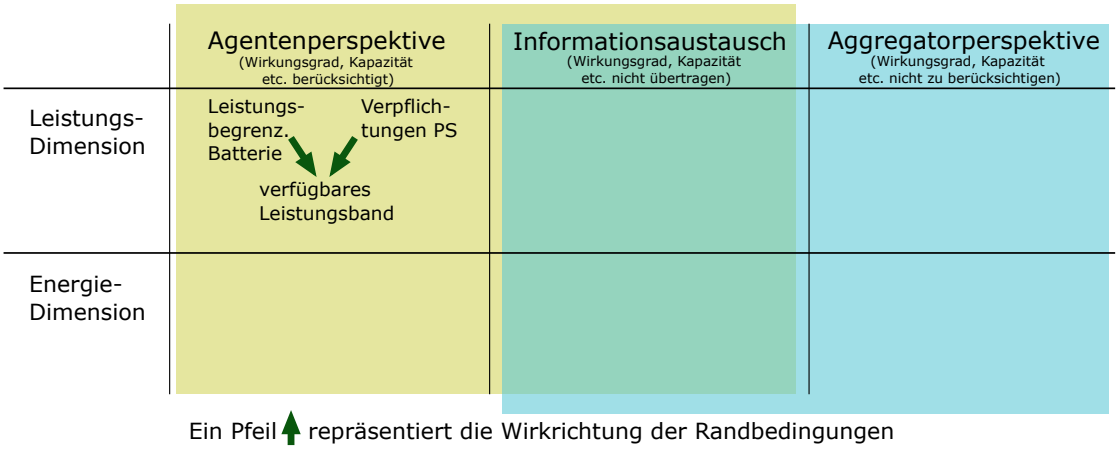


Abbildung 4.5: Verfügbares Leistungsband im Wirkungsraum der Flexibilitätsberechnung, das durch die Batterieleistung und die Verpflichtungen aus dem Peak-Shaving begrenzt ist.

4.5 Verfügbares Leistungsband

Zunächst ist zu quantifizieren, welche Leistungswerte die Batterie erbringen kann. Diese können aufgrund des lokalen Anwendungsfalls oder die maximale Speicherleistung begrenzt sein oder dadurch, dass bereits Zeit im aktuellen Intervall verstrichen ist, sodass diese im Durchschnitt nicht mehr erreicht werden kann. Den Ausgangspunkt dafür stellt die Batteriespeicherleistung dar, die für jedes Zeitintervall im gesamten Bereich zwischen maximaler Lade- und maximaler Entladeleistung liegt. Wie in Abschnitt 4.1.1 beschrieben, wird davon ausgegangen, dass eine Prognose über den gesamten Planungszeitraum vorliegt, mit der berücksichtigt werden kann, welche Leistungen die Batterie voraussichtlich für das Peak-Shaving zu erbringen hat. Das Ergebnis wird verfügbares Leistungsband (engl. *available power range*) oder auch verfügbare Leistung genannt. Es basiert auf beim Agenten vorliegenden Informationen und kann dort bestimmt werden, wie in Abbildung 4.5 innerhalb des Wirkungsraums schematisch dargestellt ist.

4.5.1 Berechnung des verfügbaren Leistungsbandes

Beim Peak-Shaving darf die Summe aus Verbrauchs- und Speicherleistung die Leistungsschwelle nicht übersteigen. Hieraus folgt, dass die Differenzleistung $P^{\text{diff}}(i_t)$ zwischen $P_{\text{peak}}^{\text{max,set}}$ und der Prognose P^{fcast} die maximale Ladeleistung des Speichers begrenzt bzw.

die erforderliche Entladeleistung angibt[6].

$$P_{\text{peak}}^{\text{max,set}}(i_{\text{t}}) > 0 \tag{4.23}$$

$$P^{\text{diff}}(i_{\text{t}}) = P_{\text{peak}}^{\text{max,set}}(i_{\text{t}}) - P^{\text{fcast}}(i_{\text{t}}) \tag{4.24}$$

Um eine hohe lokale Verbrauchsleistung zu reduzieren, muss eine Mindestleistung in Entladerichtung bereitgestellt werden. Diese ist im Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) (Haase et al., 2004) als negative Leistung ausgedrückt. Der Speicher darf aber auch stärker entladen werden, ohne dass dies das Peak-Shaving gefährdet. Bei einem kleinen aber immer noch positiven Wert für $P^{\text{diff}}(i_{\text{t}})$ darf der Speicher zwar flexibel geladen oder entladen werden, aber ein Laden mit voller Ladeleistung würde in Verbindung mit dem lokalen Stromverbrauch zu einem Überschreiten der Leistungsgrenze $P_{\text{peak}}^{\text{max,set}}$ führen. Wenn man berücksichtigt, dass eine Änderung der Leistungsflussrichtung nur durch den Vorzeichenwechsel dargestellt wird, sind beide vorangestellten Aussagen gleichbedeutend damit, dass die maximale Leistung des Speichers kleiner sein muss als die Differenzleistung $P^{\text{diff}}(i_{\text{t}})$[7]. Dies gilt unabhängig davon, ob diese Leistung positiv ist und damit nur eine **Begrenzung** der Ladeleistung ausdrückt oder sogar negativ ist, was einen Entlade-**Zwang** bedeuten würde. Dies ist in Abbildung 4.6 im Zeitintervall 2 und 3 dargestellt und damit kann das Band der für weitere Anwendungsfälle verfügbaren Leistung, dargestellt über maximale und minimale Grenze $P_{\text{avail}}^{\text{max}}$ und $P_{\text{avail}}^{\text{min}}$, wie folgt definiert werden:

$$P_{\text{avail}}^{\text{max}}(i_{\text{t}}) = \min\left(P_{\text{s,ch}}^{\text{max}}, P^{\text{diff}}(i_{\text{t}})\right) \tag{4.25}$$

$$P_{\text{avail}}^{\text{min}}(i_{\text{t}}) = P_{\text{s,dis}}^{\text{max}} \tag{4.26}$$

Durch einen Vorzeichenwechsel der ehemals positiven Ladeleistung wird in dieser Darstellung ausgedrückt, dass sich der Speicher **ent**laden muss, wenn $P_{\text{avail}}^{\text{max}}(i_{\text{t}}) < 0$ gilt. Dies kann auch auf die entgegengesetzte Leistungsrichtung übertragen werden, in der eine Entladebegrenzung zu einem Ladezwang wird, wenn das Vorzeichen der minimalen Leistung $P_{\text{avail}}^{\text{min}}(i_{\text{t}})$ positiv wird[8]:

$$\text{Ladezwang während } i_{\text{t}}, \text{ falls } P_{\text{avail}}^{\text{min}}(i_{\text{t}}) > 0 \tag{4.27}$$

$$\text{Entladezwang während } i_{\text{t}}, \text{ falls } P_{\text{avail}}^{\text{max}}(i_{\text{t}}) < 0 \tag{4.28}$$

Die Menge der nach oben und unten durch $P_{\text{avail}}^{\text{max}}(i_{\text{t}})$ und $P_{\text{avail}}^{\text{min}}(i_{\text{t}})$ begrenzten Leistungen wird verfügbare Leistung oder verfügbares Leistungsband genannt. Da sowohl die obere als auch die untere Grenze über den Planungszeitraum hinweg das Vorzeichen

[6] Bei der Eigenverbrauchsmaximierung, die hier nicht weiter betrachtet werden soll, wäre nicht nur die Ladeleistung des Speichers auf die überschüssige EE-Erzeugung zu begrenzen, sondern auch die Entladeleistung auf die Differenzleistung, damit möglichst viel EE-Strom lokal zur Verfügung steht.

[7] Da die weiteren Berechnungen auf der Differenzleistung $P^{\text{diff}}(i_{\text{t}})$ beruhen, das von der zeitlich veränderlichen Vorhersage $P^{\text{fcast}}(i_{\text{t}})$ abhängt, kann diese Berechnung genauso verwendet werden, gleich ob $P_{\text{peak}}^{\text{max,set}}(i_{\text{t}})$ über die Zeit konstant oder ebenfalls veränderlich ist.

[8] Zum Beispiel kann dies für den lokalen Anwendungsfall der Eigenverbrauchsmaximierung, also dem maximierten Einspeichern von lokal erzeugtem PV-Strom verwendet werden.

wechseln können, soll nicht mehr von Lade- oder Entladeleistung die Rede sein, sondern im Rahmen des VZS (vgl. Abschnitt 4.3) von maximaler und minimaler Leistung. Denn obwohl es zu einem Vorzeichenwechsel von Lade- oder Entladeleistung kommen kann, muss die Bedingung gelten, dass die maximale Leistung größer gleich der minimalen Leistung bleibt:

$$P^{\max}_{\text{avail}}(i_\text{t}) \overset{!}{\geq} P^{\min}_{\text{avail}}(i_\text{t}) \quad \forall i_\text{t} \tag{4.29}$$

4.5.2 Besonderheiten im aktuellen Zeitintervall

Falls die Flexibilitätsbestimmung nicht zu Beginn eines Zeitintervalls durchgeführt wird, ist zu beachten, dass nicht mehr die gesamte Batterieleistung innerhalb des aktuellen Zeitintervalls ($i_\text{t} = 0$) verfügbar ist. Je mehr Zeit in diesem bereits verstrichen ist, desto weniger kann der resultierende Durchschnittswert beeinflusst werden, da sein Leistungsverlauf bereits in der Vergangenheit liegt. Zusätzlich ist der Einfluss auf den Durchschnitt dadurch beschränkt, dass die verbleibende Zeit gegenüber der Viertelstunde verkürzt ist. Die noch zu erreichenden Leistungswerte $P^{\max}_{\text{s,ch,0}}$ und $P^{\max}_{\text{s,dis,0}}$ im aktuellen Zeitintervall ($i_\text{t} = 0$) können gemäß Gleichungen 4.30 und 4.31 berechnet werden. Dafür ist die im aktuellen Intervall bereits durch den Speicher bereitgestellte Energie $\Delta E_0(t_0)$ gemäß Gleichung 4.32 anzusetzen, die durch die Integration der Speicherleistung ermittelt werden kann. Maximale Lade- und Entladeleistung $P^{\max}_{\text{s,ch}}$ / $P^{\max}_{\text{s,dis}}$ werden mit der noch übrigen Dauer des aktuellen Intervalls gewichtet ($\Delta t^{\text{intv}} - (t_0 - T_0)$), jeweils dazuaddiert und auf ein vollständiges Zeitintervall bezogen:

$$P^{\max}_{\text{s,ch,0}} = \frac{\Delta E_0(t_0) + P^{\max}_{\text{s,ch}} \cdot (\Delta t^{\text{intv}} - (t_0 - T_0))}{\Delta t^{\text{intv}}} \tag{4.30}$$

$$P^{\max}_{\text{s,dis,0}} = \frac{\Delta E_0(t_0) + P^{\max}_{\text{s,dis}} \cdot (\Delta t^{\text{intv}} - (t_0 - T_0))}{\Delta t^{\text{intv}}} \tag{4.31}$$

$$\Delta E_0(t_0) = \int_{T_0}^{t_0} P_\text{s}(t)\text{d}t \tag{4.32}$$

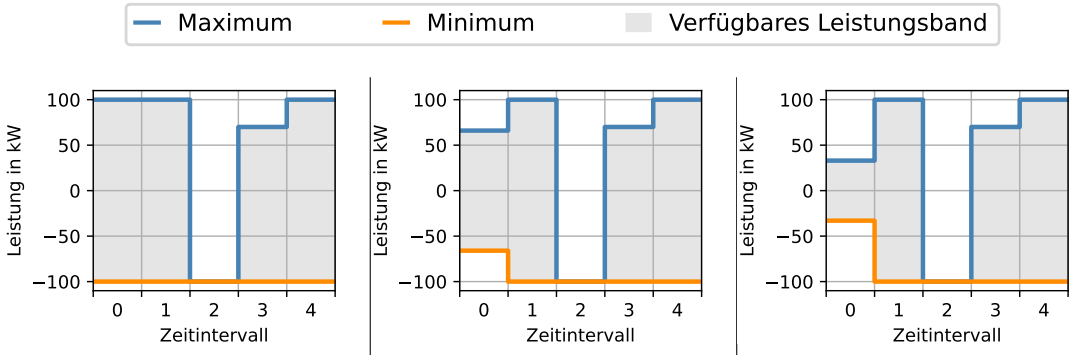
Auch wenn die Modellentwicklung beispielhaft für eine Intervall-Dauer Δt^{intv} von 15 Minuten hergeleitet ist, wurde diese Formalisierung so gewählt, dass die Berechnung mit einer variablen Zeitdauer durchgeführt werden kann.

Um das PS als lokalen Anwendungsfall zu berücksichtigen, ist auch im aktuellen Intervall in Laderichtung die Differenzleistung zu berücksichtigen. Für das Leistungsband des ersten Intervalls gilt damit äquivalent zu den Gleichungen 4.25 und 4.26:

$$P^{\max}_{\text{avail}}(i_\text{t} = 0) = \min\left(P^{\max}_{\text{s,ch,0}}, P^{\text{diff}}(i_\text{t})\right) \tag{4.33}$$

$$P^{\min}_{\text{avail}}(i_\text{t} = 0) = P^{\max}_{\text{s,dis,0}} \tag{4.34}$$

Für drei verschiedene Zeitpunkte des aktuellen Intervalls, zu Beginn, nach fünf und nach zehn Minuten, ist das errechnete verfügbare Leistungsband in Abbildung 4.6 beispielhaft dargestellt. Es basiert auf einem Batteriespeicher mit einer maximalen Lade-



(a) Zu Beginn der 15 Minuten (b) Nach fünf Minuten (c) Nach zehn Minuten

Abbildung 4.6: Beispiel für verfügbare Leistungsbänder. Sie sind am Anfang eines Zeitintervalls (a) und jeweils fünf Minuten später (b/c) ermittelt bei einem Batteriespeicher mit jeweils 100 kW Lade- und Entladeleistung und der in Abschnitt 4.1 angenommenen Verbrauchsprognose. Je mehr Zeit bereits vergangen ist, desto stärker ist der Betrag der erreichbaren Durchschnittsleistung im aktuellen Intervall reduziert.

bzw. Entladeleistung von 100 kW und der Verbrauchsprognose aus Abschnitt 4.1. Dieser entsprechend ist im Zeitintervall 2 und 3 sichtbar, dass nicht die gesamte Ladeleistung des Speichers verfügbar ist, damit die Leistungsschwelle vom PS nicht überschritten wird. Zudem reduziert sich der Betrag der im aktuellen Zeitintervall ($i_\mathrm{t} = 0$) noch zu erreichenden Durchschnittsleistung, je mehr Zeit bereits vergangen ist.

Das verfügbare Leistungsband garantiert nicht, dass alle darin enthaltenen Leistungen vom Speicher erbracht werden können. Dies gilt weder für die einzelnen Werte noch für Kombinationen von ihnen. Ob das Auswählen eines bestimmten verfügbaren Leistungswertes möglich ist oder sogar andere Fahrplanwerte oder Begrenzungen derselben nach sich zieht, ist aus dem verfügbaren Leistungsband nicht ohne Weiteres abzuleiten, da der Ladegrad bisher nicht berücksichtigt ist. Es drückt lediglich aus, dass zwischen den enthaltenen Leistungen und dem PS kein Konflikt besteht.

4.5.3 Konflikterkennung

Gemäß Konflikt 1 aus Abschnitt 4.4.2 können Verbrauchleistungen auftreten, die so groß sind, dass sie vom Speicher nicht bis unter die Leistungsschwelle $P_\mathrm{peak}^\mathrm{max,set}$ aus Abschnitt 4.1 reduziert werden können (siehe Abschnitt 4.4.2). Dies kann bei der Berechnung des verfügbaren Leistungsbandes detektiert werden, wenn folgende Bedingung erfüllt ist:

$$\exists i_\mathrm{t} \mid P^\mathrm{diff}(i_\mathrm{t}) < P_\mathrm{s,dis}^\mathrm{max} \tag{4.35}$$

Unter Berücksichtigung der Gleichungen 4.25, 4.26, 4.33 und 4.34 ist diese Bedingung gleichbedeutend mit der Aussage zu Gleichung 4.29, dass $P_\mathrm{avail}^\mathrm{max}(i_\mathrm{t}) \overset{!}{\geq} P_\mathrm{avail}^\mathrm{min}(i_\mathrm{t})$ nicht

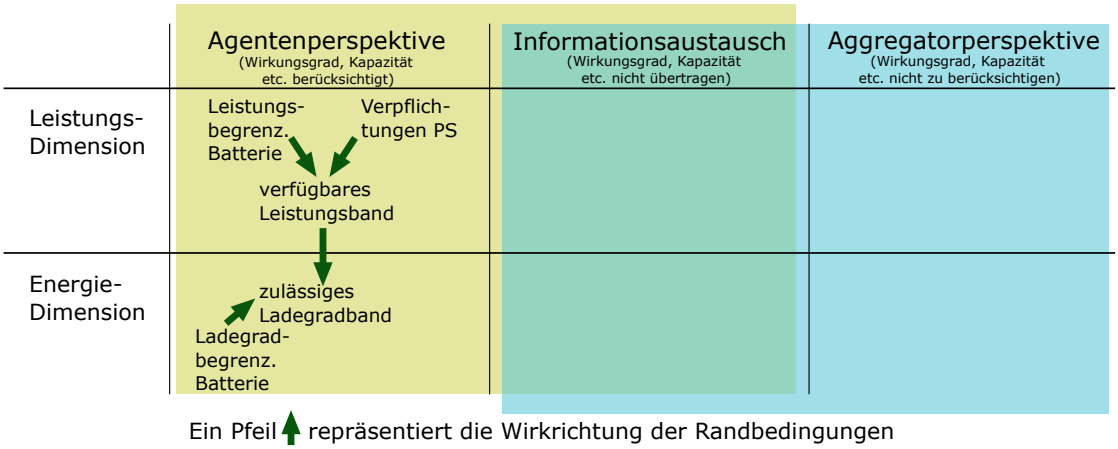


Abbildung 4.7: Zulässiges Ladegradband im Wirkungsraum der Flexibilitätsberechnung, das durch die verfügbaren Leistungen und die Ladegrade der Batterie über die Zeit begrenzt ist.

mehr für alle i_t gilt. Gleichung 4.29 bleibt nur gültig, solange die Entladeleistung des Speichers groß genug ist, um die Differenzleistung auszugleichen.

4.6 Zulässiges Ladegradband

Die Energie, die planungsgemäß im Speicher vorhanden sein kann, ist sowohl durch die verfügbare Leistung als auch die Ladegradbegrenzungen eingeschränkt. Diese energiebezogenen Randbedingungen können mithilfe des Ladegrades ebenfalls als eine Menge in der Form eines Bandes ausgedrückt werden. Sie soll im Folgenden *zulässiges Ladegradband* genannt werden. In Abbildung 4.7 wird gezeigt, dass es die energiebezogene Randbedingungen der Batterie ausdrückt und beim Agenten ermittelt werden kann in Abhängigkeit von der verfügbaren Leistung und unter Berücksichtigung der Ladegradbegrenzungen.

Damit im zulässigen Ladegradband keine Ladegradwerte enthalten sind, die im Widerspruch zu einer der Randbedingungen stehen, sind zwei Zusammenhänge zu abzubilden: Zum einen **können** ausgehend vom aktuellen Ladegrad und unter Berücksichtigung der vorliegenden Verpflichtungen nicht alle weiteren Ladegrade erreicht werden. Zum anderen **dürfen** nicht alle erreicht werden, damit zukünftige Verpflichtungen erfüllt werden können. Um diese Zusammenhänge zu berücksichtigen, wird die Berechnung im Folgenden aufgeteilt, um jeden der beiden einzeln abzubilden. Für sie soll in den Abschnitten 4.6.2 und 4.6.3 jeweils ein eigenes Ladegradband ermittelt werden. Als Schnittmenge der beiden ergibt sich das zulässige Ladegradband.

4.6.1 Integration der Wirkungsgrade

Aufgrund der modellierten Wirkungsgrade verursachen Lade- und Entladeleistung gemäß dem verwendeten Batteriespeichermodell (siehe Abschnitt 4.3) Energieverluste. Diese sollen im Folgenden auch als Wirkungsgradverluste bezeichnet werden. Da sich die Wirkungsgrade in beide Richtungen unterscheiden können und die Ladeleistung gegenüber der entsprechenden Ladegradänderung reduziert, die Entladeleistung aber mit dem Kehrwert erhöht wird, ist mathematisch eine Fallunterscheidung erforderlich (siehe Gleichungen 4.16 bis 4.22). Diese Fallunterscheidung erhöht den Umfang der folgenden Formalisierungen und verschlechtert dadurch die Lesbarkeit der Notation. Um dies zu vermeiden, soll die verfügbare Leistung als effektiv auf den Ladegrad wirkende $P_{\text{avail}}^{\text{max,eff}}(i_\text{t})$ / $P_{\text{avail}}^{\text{min,eff}}(i_\text{t})$ beschrieben werden. Diese integriert die Berücksichtigung der Wirkungsgrade auf die verfügbare Leistung gemäß folgender Gleichungen:

$$P_{\text{avail}}^{\text{max,eff}}(i_\text{t}) = P_{\text{avail}}^{\text{max}}(i_\text{t}) \cdot \begin{cases} \eta_{\text{s,ch}} & \text{, wenn } P_{\text{avail}}^{\text{max}}(i_\text{t}) > 0 \\ 1/\eta_{\text{s,dis}} & \text{, wenn } P_{\text{avail}}^{\text{max}}(i_\text{t}) < 0 \end{cases} \tag{4.36}$$

$$P_{\text{avail}}^{\text{min,eff}}(i_\text{t}) = P_{\text{avail}}^{\text{min}}(i_\text{t}) \cdot \begin{cases} \eta_{\text{s,ch}} & \text{, wenn } P_{\text{avail}}^{\text{min}}(i_\text{t}) > 0 \\ 1/\eta_{\text{s,dis}} & \text{, wenn } P_{\text{avail}}^{\text{min}}(i_\text{t}) < 0 \end{cases} \tag{4.37}$$

4.6.2 Vorwärtsintegration: Die erreichbaren Ladegrade

Welche Ladegrade im Speicher mit den Begrenzungen durch das verfügbare Leistungsband erreicht werden **können**, kann für die Zukunft ausgehend vom aktuellen Energiegehalt fortgeschrieben werden. Um das *erreichbare Ladegradband* (engl. *reachable SoE range*) zu berechnen, wird die sog. *Vorwärtsintegration* eingeführt. Unter Annahme der Gleichung 4.38 können die weiteren maximalen/minimalen Ladegrade $F_{\text{s,reach}}^{\text{max}}$ und $F_{\text{s,reach}}^{\text{min}}$ gemäß der Gleichungen 4.39 und 4.40 ausgehend vom Anfangsladegrad $F_\text{s}(0)$ basierend auf der Gleichung 4.22 fortgeschrieben werden. Dabei ist das erreichbare Ladegradband auf den Höchstwert von 1 und den Mindestwert von 0 begrenzt, sodass unzulässige Zustände vermieden werden.

$$F_{\text{s,reach}}^{\text{max}}(i_\text{t} = 0) = F_{\text{s,reach}}^{\text{min}}(i_\text{t} = 0) = F_\text{s}(0) \tag{4.38}$$

$$F_{\text{s,reach}}^{\text{max}}(i_\text{t} + 1) = \min\left(1, F_{\text{s,reach}}^{\text{max}}(i_\text{t}) + \frac{\Delta t^{\text{intv}}}{C_\text{E}} \cdot P_{\text{avail}}^{\text{max,eff}}(i_\text{t})\right) \tag{4.39}$$

$$F_{\text{s,reach}}^{\text{min}}(i_\text{t} + 1) = \max\left(0, F_{\text{s,reach}}^{\text{min}}(i_\text{t}) + \frac{\Delta t^{\text{intv}}}{C_\text{E}} \cdot P_{\text{avail}}^{\text{min,eff}}(i_\text{t})\right) \tag{4.40}$$

Die einzelnen Ladegradgrenzen $F_{\text{s,reach}}^{\text{max}}(i_\text{t})$ und $F_{\text{s,reach}}^{\text{min}}(i_\text{t})$ gelten dabei wieder jeweils für den Zeitpunkt zu Beginn des jeweiligen Zeitintervalls i_t. Der tatsächliche Ladegrad der Batterie verläuft entlang der oberen Grenze $F_{\text{s,reach}}^{\text{max}}$, wenn bis zum vollständigen Aufladen des Speichers die maximal verfügbare Leistung abgerufen wird. Die untere Grenze $F_{\text{s,reach}}^{\text{min}}$ wird verfolgt, wenn bis zum Erreichen der minimalen Ladegradgrenze

durchgängig die minimal verfügbare Leistung erbracht wird.

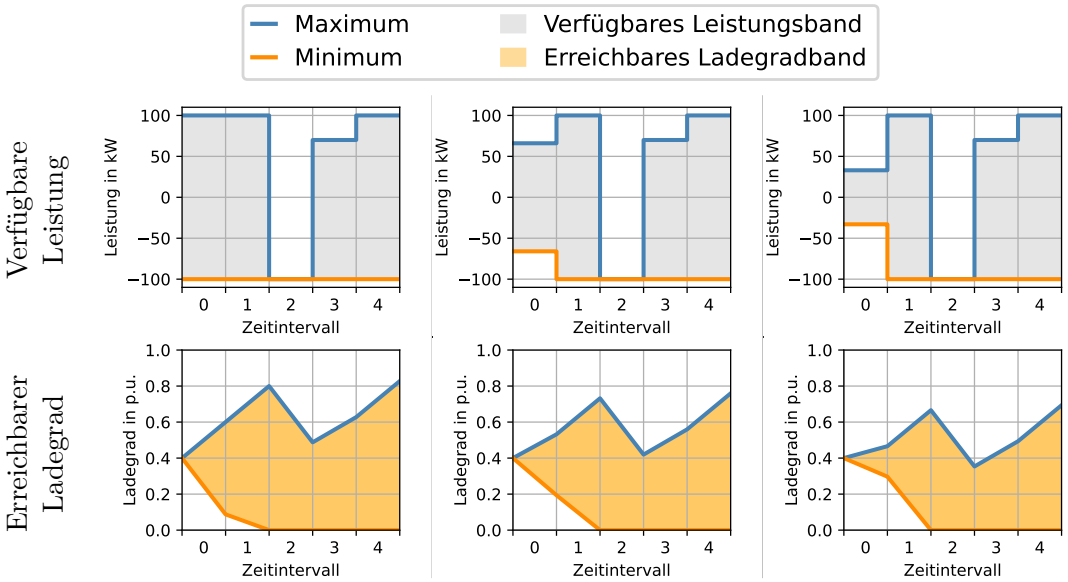
Besonderheiten im aktuellen (ersten) Zeitintervall

Da im Modell von Durchschnittsleistungen ausgegangen wird, die über die gesamte Dauer eines Intervalls wirken, wird der Ladegrad am Ende eines Intervalls ausgehend von dem am Anfang desselben Zeitintervalls vorhandenen berechnet. Dies soll auch für das aktuelle Zeitintervall gelten, wenn es gemäß Gleichung 4.7 über einen Anfangspunkt in der Vergangenheit definiert ist. Problematisch dabei ist, vom Ladegrad zu Beginn des aktuellen Intervalls auf die erreichbaren Endladegrade zu schließen, dass die bereits aufgetretenen Wirkungsgradverluste berücksichtigt werden müssen. Andernfalls würde die Energiebilanz nicht aufgehen, nach der Energie aus einem Speicher entweder dort verbleiben, als elektrische Leistung abgegeben werden oder verloren gehen kann (siehe Gleichung 4.16). Die Verluste wirken sich jedoch weder auf die Durchschnittsleistung der Batterie aus noch liegen sie als Datenpunkt vor. Unabhängig von der Speicherleistungsrichtung führen sowohl der Lade- als auch der Entladewirkungsgrad zu einem Energieverlust. Diese Nicht-Linearität führt dazu, dass dieser sich nicht direkt aus der bereits vom Speicher im aktuellen Intervall erbrachten Energie errechnen lässt, wenn mögliche Vorzeichenwechsel der Leistung nicht bekannt sind. Der Energieverlust könnte errechnet werden, wenn der aktuelle Ladegrad mit dem zu Beginn der Viertelstunde verglichen wird und die bereits geleistete Arbeit bekannt ist. Allerdings ist für die Erfüllung der Verpflichtungen nur die Durchschnittsleistung der Batterie relevant. D. h. auf den Aufwand zu Berechnung der Energieverluste kann verzichtet werden, wenn von einem virtuellen Ladegrad ausgegangen wird, der zu Beginn der Viertelstunde in dem Fall vorgelegen hätte, dass die bereits im aktuellen Zeitintervall geleistete Arbeit mit konstanter Leistung erbracht worden wäre. Dies vereinfacht die Berechnung. Zudem genügt es, den aktuellen Ladegrad zu messen. Derjenige, der zu Beginn des aktuellen Intervalls vorgelegen hat, muss nicht gespeichert werden.

Durch Messungen am Speicher sei dem Agenten der aktuelle Ladegrad $F(t_0)$ zum Zeitpunkt der Flexibilitätsberechnung bekannt, genauso wie die an den Anschlüssen des Speichers geleistete Arbeit $\Delta E_0(t_0)$ seit Beginn des aktuellen Zeitintervalls (siehe Gleichung 4.32). Hieraus lässt sich unter Berücksichtigung der vergangenen Zeit die bisher erreichte durchschnittliche Leistung ermitteln. Um eine in sich schlüssige Flexibilitätsberechnung zu bereitzustellen, soll auf einen virtuellen Ladegrad geschlossen werden, der zu Beginn der Viertelstunde vorgelegen hätte, wenn die bereits geleistete Arbeit im vergangenen Teil des Zeitintervalls mit konstanter Leistung erbracht worden wäre. Dieser virtuelle Ladegrad berechnet sich abgeleitet aus Gleichung 4.22 aus dem aktuellen Ladegrad $F_\mathrm{s}(t_0)$:

$$F_\mathrm{s}(i_\mathrm{t}=0) = F(t_0) - \frac{\Delta E_0(t_0)}{C_\mathrm{E}} \cdot \begin{cases} \eta_\mathrm{s,ch} & \text{, wenn } \Delta E_0(t_0) > 0 \\ 1/\eta_\mathrm{s,dis} & \text{, wenn } \Delta E_0(t_0) < 0 \end{cases} \tag{4.41}$$

Da die tatsächlich geleistete Arbeit und der aktuelle Ladegrad zugrunde gelegt werden, sollte sich am Ende des aktuellen Intervalls dasselbe zukünftige Ladegradband ergeben,



(a) Zu Beginn der 15 Minuten (b) Nach fünf Minuten (c) Nach zehn Minuten

Abbildung 4.8: Erreichbare Ladegradbänder am Anfang eines Zeitintervalls (a) und jeweils fünf Minuten später (b/c) basierend auf den beispielhaft verfügbaren Leistungsbändern aus Abb. 4.6. Zugrunde gelegt ist eine Batterie mit einer Leistung von 100 kW, einer Kapazität von 100 kWh, Wirkungsgraden von 80 % und einem Anfangsladegrad von 40 %.

als wenn dieser virtuelle Ladegrad tatsächlich zu Beginn der Viertelstunde vorgelegen hätte.

In Abbildung 4.8 ist für das bereits eingeführte Beispiel der erreichbare Ladegrad für die drei Zeitpunkte zu Beginn, nach fünf und nach zehn Minuten eines Intervalls auf Basis der in Abb. 4.6 ermittelten verfügbaren Leistungen berechnet. Die Batterie mit 100 kW Lade- und Entladeleistung ist mit 100 kWh Kapazität, Wirkungsgraden von 80 % und einem Anfangsladegrad von 40 % angenommen. Es ist zu erkennen, dass insbesondere am Ende des ersten Intervalls weniger Ladegrade erreicht werden können, wenn in diesem bereits mehr Zeit vergangen ist. Durch die berücksichtigten Wirkungsgrade kann der Ladegrad stärker absinken als ansteigen. Dies ist z. B. in den Unterabbildungen 4.8 (a) und (b) am Ende des ersten Zeitintervalls zu erkennen.

Konflikterkennung

Beim Reduzieren von überhöhtem lokalem Stromverbrauch ($P^{\text{diff}}(i_t) < 0$) verringert sich der Ladegrad durch das Entladen des Speichers. Dies kann gemäß Gleichung 4.13 so lange geschehen, bis der Ladegrad 0 erreicht. Gemäß Konflikt 2 (siehe Abschnitt 4.4.2) ist es möglich, dass die Verbrauchleistung so lange die Leistungsschwelle überschreitet, dass

mehr Energie für das PS erforderlich ist, als im Speicher enthalten ist. Dies ist gleichbedeutend damit, dass gemäß der Prognose der Ladegrad negativ werden müsste, um das Peak-Shaving im gesamten Planungszeitraum erfüllen zu können. Dieser Konflikt kann bei der Berechnung des erreichbaren Ladegradbandes detektiert werden, wenn folgende Bedingung erfüllt ist:

$$\exists i_\mathrm{t} \mid F^{\max}_{\mathrm{s,reach}}(i_\mathrm{t}) + \frac{\Delta t^{\mathrm{intv}}}{C_\mathrm{E}} \cdot P^{\mathrm{max,eff}}_{\mathrm{avail}}(i_\mathrm{t}) < 0 \tag{4.42}$$

Der maximal erreichbare Ladegrad $F^{\max}_{\mathrm{s,reach}}$ enthält gemäß Gleichung 4.39 die Annahme, dass die Batterie mit der maximal verfügbaren Leistung aufgeladen wird. Da er höchstens bis auf den Wert 1 ansteigen kann, kann der Konflikt 2 mithilfe Gleichung 4.42 sowohl dann detektiert werden, wenn der aktuelle Ladegrad zu niedrig ist, als auch, wenn die erforderliche Energie für das Reduzieren eines Peaks die gesamte Speicherkapazität übersteigt.

4.6.3 Rückwärtsintegration: Die erforderlichen Ladegrade

Durch das Flexibilitätsmodell muss sichergestellt werden, dass die Batterie im Fall von Entladezwängen ausreichend weit aufgeladen ist, bevor die Leistung bereitgestellt werden kann. Äquivalent muss bei einem Ladezwang muss entsprechend die Batterie vorher ausreichend weit entladen sein, um die entsprechende Energie aufnehmen zu können. D. h., um einem Leistungszwang nachkommen zu können, muss von weiter in der Zukunft liegenden Zeitpunkten zurück geplant werden, welche Ladegrade vorher erforderlich sind. Dafür wird die sog. *Rückwärtsintegration* eingeführt. Diese geht von erlaubten Endwerten des Ladegrades am Planungshorizont aus und rechnet bis zum aktuellen Zeitpunkt zurück, welche Werte der Ladegrad einnehmen **darf**, ohne dass die verfügbare Leistung ladegradbedingt einschränkt wird (vgl. Gleichung 4.15). Das Ergebnis der Rückwärtsintegration soll *erforderliches Ladegradband* (engl. *required SoE range*) genannt werden.

Am Planungshorizont

Am Planungshorizont, also dem Ende des letzten Intervalls im Planungszeitraum, ist nicht bekannt, welcher Ladegrad für spätere Verpflichtungen unbedingt erforderlich ist, wenn die Prognose nicht weiter reicht. Da definitionsgemäß keine späteren Verpflichtungen mehr existieren und der Ladegrad, gleich welchen Wert er annimmt, nicht dem Erfüllen von Verpflichtungen widerspricht, kann er am Planungshorizont prinzipiell frei gewählt werden. Damit kann er im gesamten Bereich zwischen $F^{\min}_{\mathrm{s}}$ und $F^{\max}_{\mathrm{s}}$ liegen (hier gilt: $F^{\min}_{\mathrm{s}} = 0$ und $F^{\max}_{\mathrm{s}} = 1$, vgl. Gl. 4.13):

$$F^{\max}_{\mathrm{s,requ}}(i^{\max}_\mathrm{t}) = F^{\max}_{\mathrm{s}} = 1 \tag{4.43}$$

$$F^{\min}_{\mathrm{s,requ}}(i^{\max}_\mathrm{t}) = F^{\min}_{\mathrm{s}} = 0 \tag{4.44}$$

Es erscheint denkbar, dass $F^{\min}_{\mathrm{s,requ}}(i^{\max}_\mathrm{t})$ und $F^{\max}_{\mathrm{s,requ}}(i^{\max}_\mathrm{t})$ auch anders gewählt werden. Damit kann z. B. am Planungshorizont ein Vorhalten eines (teilweise) gefüllten Speichers

eingestellt werden, indem $F^{\min}_{\mathrm{s,requ}}$ erhöht wird. Dies würde das Risiko reduzieren, dass ein Peak eintritt, der, obwohl beherrschbar, sich über einen so langen Zeitraum erstreckt, dass er den Prognosezeitraum überschreitet und damit nicht vorhergesehen wurde. Die Batterie könnte in diesem Fall zwischendurch nicht nachgeladen werden. Wenn sie nicht rechtzeitig vor dem Peak aufgeladen wurde, kann ein Konflikt 2 auftreten (vgl. Tab. 4.1), der vermeidbar gewesen wäre. Da ein Lösen dieses Problems jedoch einen längeren Prognosezeitraum als angenommen benötigt hätte, ist dies ein Fall, der nicht mit dem zu entwickelnden Modell gelöst werden kann und damit außerhalb des Bereichs dieser Arbeit liegt.

Ein Wert von $F^{\min}_{\mathrm{s,requ}}(i^{\max}_{\mathrm{t}}) > 0$ bringt einen weiteren Nachteil. Er erzeugt einen Konflikt mit einem für dieselbe Zeit prognostizierten Peak. Dies soll am Beispiel des Extremfalls erläutert werden, wenn $F^{\min}_{\mathrm{s,requ}}(i^{\max}_{\mathrm{t}})$ auf 1 gesetzt wird. Dieser Wert kann nur erreicht werden, wenn die Batterie im letzten Zeitintervall nicht entladen wird. In diesem Fall reicht ein kleiner Entladezwang durch einen zu reduzierender Peak, der am Planungshorizont prognostiziert wird, für einen Widerspruch zwischen dem erforderlichen Mindestladegrad und dem Peak-Shaving. Der Speicher kann $F^{\min}_{\mathrm{s,requ}}(i^{\max}_{\mathrm{t}}) = 1$ niemals erreichen, wenn er unmittelbar zuvor eine Entladeverpflichtung zu erfüllen hat. Da der Speicher das Peak-Shaving jedoch erbringen kann, existiert hier kein Konflikt, der aufgelöst werden müsste. Um diesen Widerspruch zu vermeiden und zunächst die Grundfunktion des Flexibilitätsmodells zu entwickeln, sollen $F^{\min}_{\mathrm{s,requ}}(i^{\max}_{\mathrm{t}})$ und $F^{\max}_{\mathrm{s,requ}}(i^{\max}_{\mathrm{t}})$ vorerst so angenommen werden wie in den Gleichungen 4.43 und 4.44 benannt.

Berechnung innerhalb des Planungszeitraums

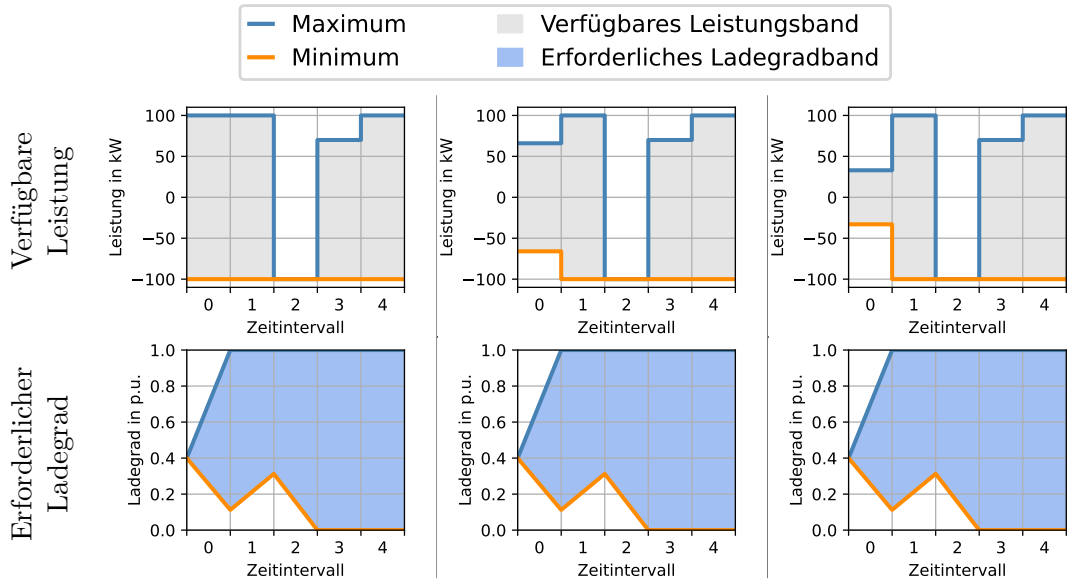
Ausgehend von den gewählten Startwerten kann mithilfe von Gleichung 4.22 iterativ berechnet werden, welche Ladegrade $F^{\max}_{\mathrm{s,requ}}$ und $F^{\min}_{\mathrm{s,requ}}$ in den Zeitintervallen vor $i^{\max}_{\mathrm{t}}$ erforderlich sind, damit die Batterie die Leistungen im verfügbaren Leistungsband gemäß Gleichung 4.15 erbringen kann:

$$F^{\max}_{\mathrm{s,requ}}(i_{\mathrm{t}}) = \min\left(1, F^{\max}_{\mathrm{s,requ}}(i_{\mathrm{t}}+1) - \frac{\Delta t^{\mathrm{intv}}}{C_{\mathrm{E}}} \cdot P^{\mathrm{min,eff}}_{\mathrm{avail}}(i_{\mathrm{t}})\right) \tag{4.45}$$

$$F^{\min}_{\mathrm{s,requ}}(i_{\mathrm{t}}) = \max\left(0, F^{\min}_{\mathrm{s,requ}}(i_{\mathrm{t}}+1) - \frac{\Delta t^{\mathrm{intv}}}{C_{\mathrm{E}}} \cdot P^{\mathrm{max,eff}}_{\mathrm{avail}}(i_{\mathrm{t}})\right) \tag{4.46}$$

Die maximal verfügbare Leistung ist dabei für den minimal erforderlichen Ladegrad und die minimal verfügbare Leistung für den maximal erforderlichen Ladegrad zugrunde zu legen. Der Grund hierfür ist, dass ein Anheben des Mindestladegrades aus einem Entladezwang resultiert, der durch eine negative maximal verfügbare Leistung ausdrückt wird. Ohne vorgegebene Leistungsrichtung erweitert sich das erforderliche Ladegradband, bis es die Ladegradgrenzen des Batteriemodells erreicht. Hierbei werden auf diese Weise auch mehrere, direkt hintereinander auftretende Entladeverpflichtungen kumuliert berücksichtigt, weil der jeweils spätere Ladegrad als Ausgangswert angenommen wird.

In Abbildung 4.9 ist der erforderliche Ladegrad für die drei bereits erwähnten Zeit-



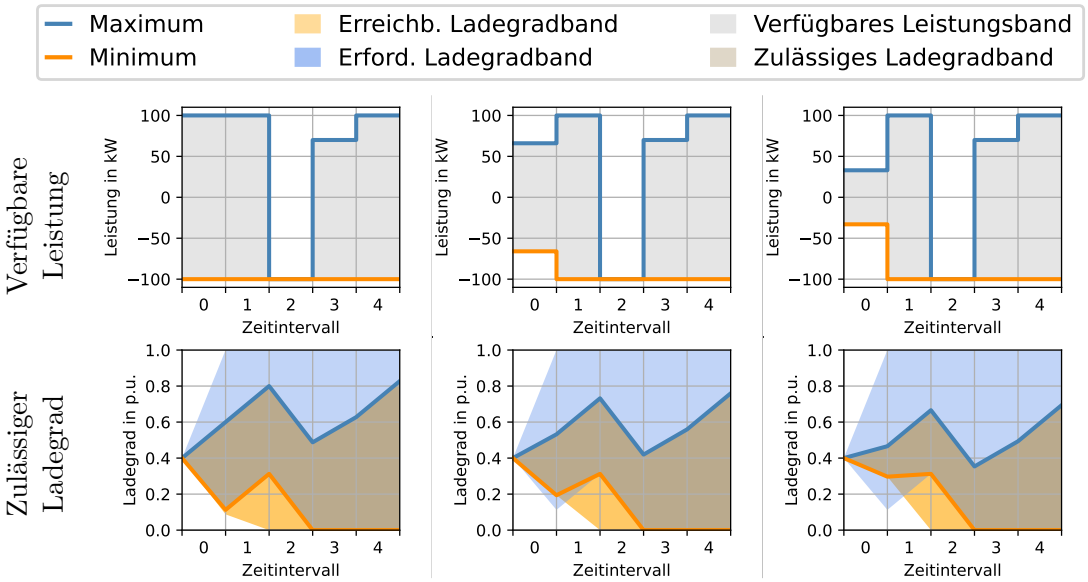
(a) Zu Beginn der 15 Minuten (b) Nach fünf Minuten (c) Nach zehn Minuten

Abbildung 4.9: Erforderliche Ladegradbänder am Anfang eines Zeitintervalls (a) und jeweils fünf Minuten später (b/c) basierend auf den beispielhaft verfügbaren Leistungsbändern aus Abb. 4.6. Zugrunde gelegt ist wie in Abb. 4.8 eine Batterie mit einer Leistung von 100 kW, einer Kapazität von 100 kWh und Wirkungsgraden von 80 %. Endladegrade von 0 und 100 % sind angenommen.

punkte auf der Basis der oben ermittelten Leistungen berechnet. Die Batterie ist weiter mit 100 kW Leistung, 100 kWh Kapazität und Wirkungsgraden von 80 % sowie den Endladegraden von 0 und 1 angenommen. Erkennbar ist, dass sich in diesem Fall die erreichbaren Ladegrade abhängig von der bereits vergangenen Zeit nicht unterscheiden, da der Ladegrad zu Beginn des aktuellen Intervalls nicht mehr beeinflusst werden kann.

4.6.4 Kombination von Vorwärts- und Rückwärtsintegration

Das zulässige Ladegradband (engl. *allowed SoE range*) kann ermittelt werden, indem die Schnittmenge des erreichbaren und erforderlichen Ladegradbandes gebildet wird. Diese enthält dementsprechend keine Ladegradwerte die im Widerspruch mit den Randbedingungen der Batterie und der verfügbaren Leistungen stehen und ist durch den maximalen und den minimalen Ladegrad $F_{\mathrm{s}}^{\max}$ und $F_{\mathrm{s}}^{\min}$ begrenzt. Dafür sind aus den Vorberechnungen der Vorwärts- und Rückwärtsintegration für jedes Zeitintervall i_{t} einzeln die



(a) Zu Beginn der 15 Minuten (b) Nach fünf Minuten (c) Nach zehn Minuten

Abbildung 4.10: Beispiel für zulässige Ladegradbänder am Anfang eines Zeitintervalls (a) und jeweils fünf Minuten später (b/c) als Schnittmenge der erreichbaren und erforderlichen Ladegrade aus den Abbildungen 4.8 und 4.9. Erkennbar ist, dass sich das zulässige Ladegradand im dritten Zeitintervall gleichzeitig mit der Entladeverpflichtung durch das PS nach unten verschiebt. Es ist kleiner, je mehr Zeit im aktuellen Intervall bereits vergangen ist.

restriktiveren Randbedingungen anzunehmen:

$$F_{\mathrm{s}}^{\max}(i_{\mathrm{t}}) = \min\left(F_{\mathrm{s,reach}}^{\max}(i_{\mathrm{t}}), F_{\mathrm{s,requ}}^{\max}(i_{\mathrm{t}})\right) \tag{4.47}$$

$$F_{\mathrm{s}}^{\min}(i_{\mathrm{t}}) = \max\left(F_{\mathrm{s,reach}}^{\min}(i_{\mathrm{t}}), F_{\mathrm{s,requ}}^{\min}(i_{\mathrm{t}})\right) \tag{4.48}$$

Da Wirkungsgrade angenommen sind, die über die Batterieleistung und den Ladegrad konstant bleiben, gilt dabei Folgendes, solange die Batterie alle an sie gestellten Anforderungen erbringen kann, ohne die Randbedingungen zu verletzen:

$$F_{\mathrm{s}}^{\max}(i_{\mathrm{t}}) \geq F_{\mathrm{s}}^{\min}(i_{\mathrm{t}}) \quad \forall t \tag{4.49}$$

In Abbildung 4.10 ist dargestellt, wie die erreichbaren und erforderlichen Ladegradbänder aus dem vorgestellten Beispiel gemäß Gleichungen 4.47 und 4.48 miteinander zum zulässigen Ladegradband kombiniert werden können.

Analog zur verfügbaren Leistung ist die Aussage des zulässigen Ladegradbandes nicht,

dass alle Trajektorien, also Ladegradverläufe über die Zeit, zulässig sind, die vollständig innerhalb des Bandes liegen. Stattdessen gibt es für jeden Wert innerhalb des Bandes mindestens eine Trajektorie, die ihn erreichen kann, während alle Verpflichtungen aus dem Anwendungsfall erfüllt werden können.

Ein Hinweis darauf, was durch das zulässige Ladegradband beschrieben ist, kann in Anlehnung an die Flexibilitätsdarstellung bei Weidlich und Zaidi (2019) gegeben werden. Dort werden die über die Zeit höchst- und geringstmöglichen, verbrauchten Mengen elektrischer Energie von Wärmeerzeugern unter der Bedingung als Flexibilitätsmaß verwendet, dass zeitlich festgelegte Wärmebedarfe gestillt werden. Die beiden Stromverbrauchsmengen werden bei Weidlich und Zaidi (ebd.) durch die entsprechenden Zeitverläufe beschrieben, gemäß denen sie so früh und so spät anfallen wie möglich. Vergleichbar dazu beschreiben die Grenzen des zulässigen Ladegradbands in der hier vorgelegten Arbeit den enstehenden Ladegradverlauf für den Fall, dass die Batterie so früh wie möglich und mit der größtmöglichen Leistung aufgeladen bzw. entladen wird, wenn alle Verpflichtungen erfüllt werden.

4.7 Leistungsflexibilität

Wenn der Aggregator Verpflichtungen für einen Speicher dimensionieren soll, ohne die Anlagenrandbedingungen zu verletzen, muss er sowohl die energie- als auch die leistungsbezogenen Randbedingungen berücksichtigen können. Führt er dies basierend auf der verfügbaren Leistung und dem zulässigen Ladegrad durch, benötigt er Informationen über alle Parameter und Zustände sowie die Funktionsweise des zugrunde liegenden Batteriemodells[9]. Dies widerspricht der aufgestellten Anforderung e aus Tabelle 2.1. Um keine Parameter berücksichtigen zu müssen und das erforderliche Modellwissen reduzieren zu können, müssten verfügbare Leistung und zulässiger Ladegrad so weit eingeschränkt werden, dass die beiden folgenden Aspekte umgesetzt sind: Erstens sind ladegradbedingte Leistungsbegrenzungen in die verfügbare Leistung zu integrieren. D. h. es dürfen nur noch Werte im Leistungsband enthalten sein, die den zulässigen Ladegrad nicht verletzen. Zweitens ist der Ladegrad zur Energie zu transformieren, damit auf die Information über die Speicherkapazität verzichtet werden kann. Denn für den Zusammenhang zwischen Energie und Leistung über die Integration gemäß Ulbig und Andersson (2015) ist, wenn Ladegrad und Leistung bekannt sind, gemäß Gleichung 4.16 die entsprechende Anlagenkapazität erforderlich. Diese beiden Modellierungsschritte werden in diesem und dem Folgenden Abschnitt durchgeführt.

Das verfügbare Leistungsband kann so weit eingeschränkt werden, dass es nur noch Speicherleistungswerte enthält, die nicht zu einer Verletzung des zulässigen Ladegradbandes führen. Das Ergebnis soll *Leistungsflexibilität* (engl. *power flexibility*) genannt und durch ein Leistungsband ausgedrückt werden. Sie kann vom Aggregator für das Dimensionieren von Verpflichtungen verwendet werden, da sowohl die leistungs- als auch die energiebezogenen Randbedingungen bei seiner Berechnung berücksichtigt sind. Im

[9] Damit würde das Modell wie auch der PowerNode (Ulbig und Andersson, 2012) funktionieren oder den Flex-Graphen ähneln (vgl. Seite 53).

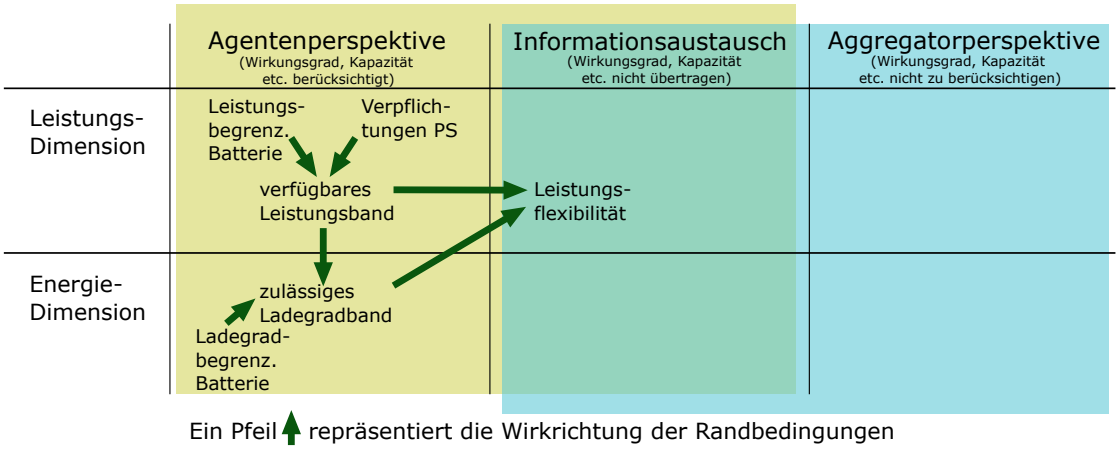


Abbildung 4.11: Leistungsflexibilität im Wirkungsraum der Flexibilitätsberechnung, das sich aus den verfügbaren Leistungen und zulässigen Ladegraden ergibt.

Wirkungsraum zwischen Agent und Aggregator in Leistung und Energie ist dies in Abbildung 4.11 dargestellt.

Zur Ermittlung der Leistungsflexibilität muss betrachtet werden, wie stark sich der zulässige Ladegrad über die Dauer eines jeden Zeitintervalls vom jeweils minimalen Wert $F_{\mathrm{s}}^{\min}(i_{\mathrm{t}})$ zu Beginn bis zum maximalen am Ende $F_{\mathrm{s}}^{\max}(i_{\mathrm{t}}+1)$ verändern kann bzw. vom maximalen $F_{\mathrm{s}}^{\max}(i_{\mathrm{t}})$ zu Beginn bis zum minimalen $F_{\mathrm{s}}^{\min}(i_{\mathrm{t}}+1)$ am Ende. Über die dabei auftretende Energiedifferenz kann unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade folgendermaßen auf die maximal und minimal zulässige Leistung $P_{\mathrm{ch}}^{\max}$ und $P_{\mathrm{dis}}^{\max}$ für jedes Zeitintervall i_{t} geschlossen werden:

$$P_{\mathrm{ch}}^{\max}(i_{\mathrm{t}}) = \left(F_{\mathrm{s}}^{\max}(i_{\mathrm{t}}+1) - F_{\mathrm{s}}^{\min}(i_{\mathrm{t}})\right) \cdot \frac{C_{\mathrm{E}}}{\Delta t^{\mathrm{intv}}} \cdot \begin{cases} 1/\eta_{\mathrm{s,ch}} & \text{, wenn } F_{\mathrm{s}}^{\max}(i_{\mathrm{t}}+1) > F_{\mathrm{s}}^{\min}(i_{\mathrm{t}}) \\ \eta_{\mathrm{s,dis}} & \text{, wenn } F_{\mathrm{s}}^{\max}(i_{\mathrm{t}}+1) < F_{\mathrm{s}}^{\min}(i_{\mathrm{t}}) \end{cases} \tag{4.50}$$

$$P_{\mathrm{dis}}^{\max}(i_{\mathrm{t}}) = \left(F_{\mathrm{s}}^{\min}(i_{\mathrm{t}}+1) - F_{\mathrm{s}}^{\max}(i_{\mathrm{t}})\right) \cdot \frac{C_{\mathrm{E}}}{\Delta t^{\mathrm{intv}}} \cdot \begin{cases} 1/\eta_{\mathrm{s,ch}} & \text{, wenn } F_{\mathrm{s}}^{\min}(i_{\mathrm{t}}+1) > F_{\mathrm{s}}^{\max}(i_{\mathrm{t}}) \\ \eta_{\mathrm{s,dis}} & \text{, wenn } F_{\mathrm{s}}^{\min}(i_{\mathrm{t}}+1) < F_{\mathrm{s}}^{\max}(i_{\mathrm{t}}) \end{cases} \tag{4.51}$$

Nach einer schrittweisen Berechnung für den gesamten Planungszeitraum kann die Schnittmenge aus diesen zulässigen Leistungswerten und dem verfügbaren Leistungsband (siehe Abschnitt 4.5) ermittelt werden. Wie bei der Kombination des erreichbaren und erforderlichen zum zulässigen Ladegradband (vgl. Abschnitt 4.6.4) ist jeweils die strengere Randbedingung wie folgt anzusetzen, um die maximale bzw. minimale Leistungsflexibilität $P_{\mathrm{flex}}^{\max}$ bzw. $P_{\mathrm{flex}}^{\min}$ zu bestimmen:

$$P_{\mathrm{flex}}^{\max}(i_{\mathrm{t}}) = \min\left(P_{\mathrm{avail}}^{\max}, P_{\mathrm{ch}}^{\max}\right) \tag{4.52}$$

$$P_{\mathrm{flex}}^{\min}(i_{\mathrm{t}}) = \max\left(P_{\mathrm{avail}}^{\min}, P_{\mathrm{dis}}^{\max}\right) \tag{4.53}$$

Auf diese Weise sind beim Berechnen der Leistungsflexibilität sowohl die leistungs- als auch die energiebezogenen Randbedingungen berücksichtigt. D. h., wenn die verfügbare Leistung begrenzt ist oder wenn Energie oder die entladene Kapazität im Speicher für zukünftige Verpflichtungen nicht ausreicht, können sich hieraus Lade- oder Entladebegrenzungen und sogar -zwänge ergeben (vgl. Abschn. 4.5.1). Damit kann die Leistungsflexibilität im aktuellen Intervall für die Leistungssollwertermittlung der Batterie herangezogen werden. Der Leistungssollwert $P_{\text{soll}}(t_0)$ muss zwischen den beiden Werten des Leistungsbands im aktuellen Intervall, $P_{\text{flex}}^{\text{max}}(i_{\text{t}} = 0)$ und $P_{\text{flex}}^{\text{min}}(i_{\text{t}} = 0)$, bezogen auf die gesamte Viertelstunde liegen. Diese hängen von der bereits im aktuellen Intervall vergangenen Zeit und der Energiemenge $\Delta E_0(t_0)$ (vgl. Gl. 4.32) ab, welche währenddessen von der Batterie abgegeben oder aufgenommen wurde:

$$P_{\text{soll}}^{\text{min}}(t_0) \overset{!}{\leq} P_{\text{soll}}(t_0) \overset{!}{\leq} P_{\text{soll}}^{\text{max}}(t_0) \tag{4.54}$$

$$P_{\text{soll}}^{\text{max}}(t_0) = \frac{P_{\text{flex}}^{\text{max}}(i_{\text{t}} = 0) \cdot \Delta t^{\text{intv}} - \Delta E_0(t_0)}{\Delta t^{\text{intv}} - (t_0 - T_0)} \tag{4.55}$$

$$P_{\text{soll}}^{\text{min}}(t_0) = \frac{P_{\text{flex}}^{\text{min}}(i_{\text{t}} = 0) \cdot \Delta t^{\text{intv}} - \Delta E_0(t_0)}{\Delta t^{\text{intv}} - (t_0 - T_0)} \tag{4.56}$$

Wenn der Leistungssollwert der Batterie innerhalb des Intervalls $[P_{\text{soll}}^{\text{min}}, P_{\text{soll}}^{\text{min}}]$ bleibt und sich die Lastprognose bestätigt, werden im Durchschnitt am Ende einer Viertelstunde jeweils die für die Erfüllung der Verpflichtungen erforderlichen Durchschnittsleistungen erreicht.

Die Batterie kann weitere Verpflichtungen erfüllen, wenn deren Leistungen innerhalb des durch die Leistungsflexibilität begrenzten Bandes liegen (vgl. Gln. 4.52 und 4.53), ohne dass es dabei zu einem Verletzen einer leistungs- oder energiebezogenen Randbedingung kommen würde. Bedingt durch die schrittweise Berechnung ist jedoch zu beachten, dass Rückwirkungen auf andere Zeitintervalle nicht in der Leistungsflexibilität abgebildet sind. D. h. es kann auch durch das Platzieren einer neuen Verpflichtung unmittelbar danach der Leistungssollwert angepasst werden müssen, damit sie und alle weiteren noch erfüllt werden können. Hier gilt das Gleiche wie bei der OpenTUM-Flexibilität (Zadé et al., 2020), dass die Flexibilität nach jeder zugeteilten Leistung in einer Viertelstunde neu bestimmt werden muss, bevor Aussagen über weitere Verpflichtungen getroffen werden können. Da für die Berechnung der Leistungswerte nur die Ladegradbegrenzungen über einzelne Zeitintervalle hinweg berücksichtigt wurden (vgl. Gleichungen 4.50 und 4.51), kann die Leistungsflexibilität allein auch nur für diese Dauer angesetzt werden. Für die Dimensionierung von Verpflichtungen, die sich über mehrere Zeitintervalle erstrecken, ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass der zukünftige Ladegrad innerhalb der Grenzen des zulässigen Ladegradbandes bleibt.

4.8 Energieflexibilität

Falls Verpflichtungen umgesetzt werden sollen, die länger als über ein einzelnes Viertelstundenintervall reichen, an den Strommärkten z. B. stündliche Day-Ahead-Produkte, kann die vorhandene Flexibilität bei alleiniger Betrachtung der Leistungsflexibilität überschätzt werden. Der Ladegrad und damit das zulässige Ladegradband liefern Informationen darüber, wie viel Energie über mehrere Zeitintervalle hinweg aus einem Speicher entnommen oder in ihn geladen werden kann. Damit der Aggregator keine weiteren Kenntnisse über das Batteriemodell benötigt und auf der Basis des zulässigen Ladegradbands Verpflichtungen dimensionieren kann, muss von den Batterieparametern Kapazität und Wirkungsgrad abstrahiert werden (vgl. Anf. f, Tabelle 2.1). Hierfür ist das zulässige Ladegradband zu transformieren.

Da für die Berechnung der Leistungsflexibilität nur die Ladegraddifferenzen über einzelne Zeitintervalle hinweg zugrunde gelegt werden, gilt nur für diesen Zeitraum, dass die im entsprechenden Band enthaltenen Leistungswerte nicht zu Randbedingungsverletzungen führen. Werden die Wirkungsgrade beim Dimensionieren von längeren Verpflichtungen nicht beachtet, was beim Aggregator vorausgesetzt werden soll, so kann das Problem auftreten, dass entnommene Energiemengen kleiner eingeschätzt werden, als sie effektiv den Ladegrad der Batterie reduzieren (vgl. Abschnitt 4.6.1). Der Grund dafür ist, dass in Entladerichtung nicht nur die entnommene Energiemenge, sondern auch die Wirkungsgradverluste den Ladegrad reduzieren. In Laderichtung besteht dieses Problem nicht, da sich ein Aufladen effektiv weniger stark auf den Ladegrad auswirkt, als es die Leistung nominell anzeigt. Dies führt nicht zu Randbedingungsverletzungen.

Um bei längeren Verpflichtungen sicherzustellen, dass die gesamte Ladegradtrajektorie innerhalb der Grenzen des zulässigen Ladegradbandes bleibt der Aggregator aber weder die Wirkungsgrade der Batterie noch ihre Kapazität kennen muss, kann dem Aggregator eine gegenüber der tatsächlich im Speicher enthaltenen Energie verringerte Menge kommuniziert werden. Diese soll *Energieflexibilität* (engl. *energy flexibility*) genannt werden und die auf sie wirkenden Randbedingungen sind im Wirkungsraum in Abbildung 4.12 dargestellt.

4.8.1 Berechnung der Energieflexibilität

Dem Aggregator sollen nur Informationen über Energiemengen übermittelt werden, für die er Verpflichtungen einplanen kann, ohne dass er die Wirkungsgrade der Batterie kennen muss. Dafür kann die verfügbare Energiemenge im Vergleich zur tatsächlich im Speicher enthaltenen um die auftretenden Wirkungsgradverluste reduziert werden. Der Umfang dieser Verluste, welche bis zu einem bestimmten Zeitpunkt durch Entladeleistung verursacht werden können, hängt von der insgesamt aus dem Speicher entladbaren Energie ab. Um diese zu bestimmen, kann für jedes Zeitintervall die maximal auftretende Differenz des Ladegrades berechnet werden, um welche die Batterie entladen werden kann. Anschließend werden die bei dieser Entladung auftretenden Wirkungsgradverluste bestimmt. Wenn die dem Aggregator kommunizierte Energiemenge um diese Verluste reduziert wird, können Randbedingungsverletzungen vermieden werden. Dazu soll für

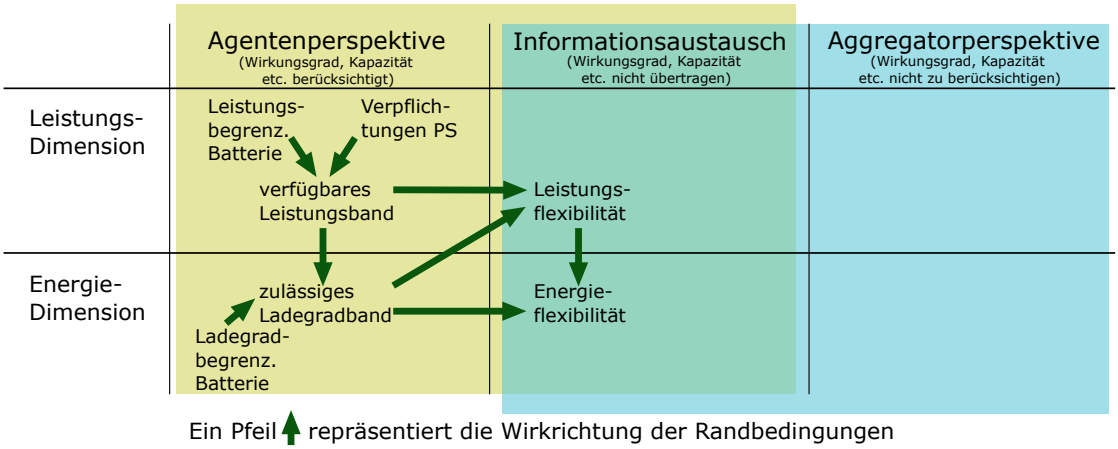


Abbildung 4.12: Energieflexibilität im Wirkungsraum der Flexibilitätsberechnung, das durch die zulässigen Ladegrade der Batterie über die Zeit und die möglichen Wirkungsgradverluste begrenzt ist, die auch von der Leistungsflexibilität abhängen.

jedes Zeitintervall i_t das früheste andere j_t ermittelt werden, zu dem eine Entladung vor dem aktuellen Zeitintervall begonnen werden kann:

$$j_\mathrm{t}(i_\mathrm{t}) = \min_{k_\mathrm{t}} k_\mathrm{t} | 0 \leq k_\mathrm{t} < i_\mathrm{t} \wedge P^{\min}_{\mathrm{flex}}(l_\mathrm{t}) \leq 0, \ \forall\ l_\mathrm{t} \in [k_\mathrm{t}, i_\mathrm{t}] \tag{4.57}$$

$$j_\mathrm{t}(i_\mathrm{t}) \in \mathbb{N} \tag{4.58}$$

Drei Bedingungen müssen dabei für $j_\mathrm{t}(i_\mathrm{t})$ und das Intervall $I = [j_\mathrm{t}(i_\mathrm{t}), i_\mathrm{t}]$ gelten:

- Das Intervall $j_\mathrm{t}(i_\mathrm{t})$ kann nicht in der Vergangenheit liegen $(0 \leq j_\mathrm{t})$.
- Er muss zeitlich früher liegen als i_t $(j_\mathrm{t} < i_\mathrm{t})$.
- Der Speicher darf während I nicht laden müssen $(P^{\min}_{\mathrm{flex}}(l_\mathrm{t}) \leq 0, l_\mathrm{t} \in [j_\mathrm{t}, i_\mathrm{t}])$.

Die maximale Ladegraddifferenz in Entladerichtung $\Delta F^{\max}_{\mathrm{s,dis}}$ wird bestimmt, indem der Wert von $l_\mathrm{t}(i_\mathrm{t}) \in [j_\mathrm{t}(i_\mathrm{t}), i_\mathrm{t}]$ so bestimmt wird, dass er die auftretende Differenz des Ladegrades bis zum jeweiligen Zeitintervall maximiert. Sie wird entweder durch die Ladegradgrenze $F^{\max}_{\mathrm{s}}(l_\mathrm{t})$ oder die maximale Entladeleistungsflexibilität $P^{\min}_{\mathrm{flex}}$ im Zeitraum von $l_\mathrm{t}(i_\mathrm{t})$ bis i_t begrenzt, die sich zu $E^{\max}_{\mathrm{s,dis}}$ summiert:

$$\Delta F^{\max}_{\mathrm{s,dis}}(i_\mathrm{t}) = \max_{l_\mathrm{t}(i_\mathrm{t})} \left(F^{\max}_{\mathrm{s,dis}}(l_\mathrm{t}(i_\mathrm{t})) \right) \tag{4.59}$$

$$F^{\max}_{\mathrm{s,dis}}(l_\mathrm{t}(i_\mathrm{t})) = \min \left(F^{\max}_{\mathrm{s}}(l_\mathrm{t}) - F^{\min}_{\mathrm{s}}(i_\mathrm{t}), \quad {}^{E^{\max}_{\mathrm{s,dis}}(l_\mathrm{t}(i_\mathrm{t}))}/_{C_\mathrm{E}} \right) \tag{4.60}$$

$$E^{\max}_{\mathrm{s,dis}}(l_\mathrm{t}(i_\mathrm{t})) = \sum_{m_\mathrm{t}=l_\mathrm{t}(i_\mathrm{t})}^{i_\mathrm{t}} P^{\min}_{\mathrm{flex}}(m_\mathrm{t}) \cdot \Delta t^{\mathrm{intv}} \tag{4.61}$$

Der minimale Wert des zulässigen Ladegradbandes kann folgendermaßen um den Betrag der Effizienzverluste erhöht werden, die auftreten würden, wenn sich die Batterie um die maximale Ladegraddifferenz entlädt:

$$F_{\mathrm{s,incr}}^{\mathrm{min}}(i_{\mathrm{t}}) = F_{\mathrm{s}}^{\mathrm{min}}(i_{\mathrm{t}}) + \Delta F_{\mathrm{s,dis}}^{\mathrm{max}}(i_{\mathrm{t}}) \cdot (1 - \eta_{\mathrm{s,dis}}) \tag{4.62}$$

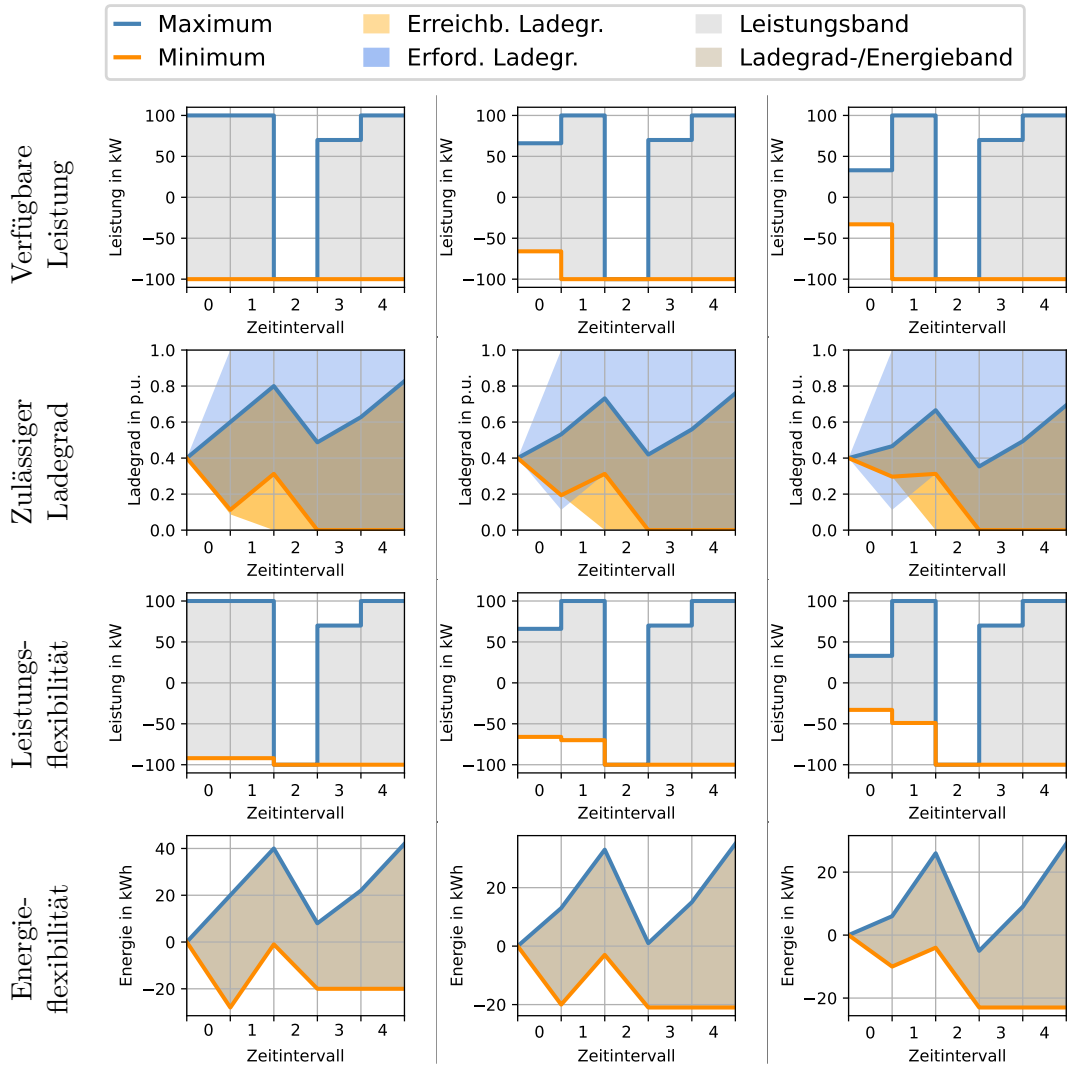
Damit der Aggregator lediglich den Zusammenhang zwischen Energie und Leistung berücksichtigen muss und nicht, wie sich diese auf den Ladegrad der Batterie auswirken, wird das Ladegradband mit der Speichergröße skaliert. Dies kann durch eine lineare Transformation erfolgen. Hierfür sind die Werte des Ladegradbandes mit der Speicherkapazität zu multiplizieren. Durch eine vorherige, konstante Verschiebung des Ladegradbandes um den Ladegrad zu Beginn des aktuellen Zeitintervalls resultiert ein Energieband, das vom Wert 0 ausgeht. Alle weiteren Werte stellen Energiedifferenzen dar, um die vom Ausgangswert abgewichen werden kann, um Energie in den Speicher zu laden oder aus ihm zu entladen, ohne dass das PS und die Randbedingungen verletzt werden. Dies gilt auch für Energiedifferenzen zwischen späteren Zeitintervallen. Hierfür ist die maximale und minimale *Energieflexibilität* $E_{\mathrm{flex}}^{\mathrm{max}}$ / $E_{\mathrm{flex}}^{\mathrm{min}}$ wie in den folgenden Gleichungen dargestellt zu berechnen:

$$E_{\mathrm{flex}}^{\mathrm{max}}(i_{\mathrm{t}}) = (F_{\mathrm{s}}^{\mathrm{max}}(i_{\mathrm{t}}) - F_{\mathrm{s}}(i_{\mathrm{t}} = 0)) \cdot C_{\mathrm{E}} \quad \forall i_{\mathrm{t}} \tag{4.63}$$

$$E_{\mathrm{flex}}^{\mathrm{min}}(i_{\mathrm{t}}) = (F_{\mathrm{s,incr}}^{\mathrm{min}}(i_{\mathrm{t}}) - F_{\mathrm{s}}(i_{\mathrm{t}} = 0)) \cdot C_{\mathrm{E}} \quad \forall i_{\mathrm{t}} \tag{4.64}$$

4.8.2 Ergebnisse der Flexibilitätsberechnung

In Abbildung 4.13 sind die Leistungs- und Energieflexibilität zusammen mit dem verfügbaren Leistungs- und dem zulässigen Ladegradband für die drei Zeitpunkte des in diesem Kapitel verwendeten Beispiels dargestellt. Dort ist erkennbar, dass sich die Mengen der Leistungsflexibilität und der verfügbaren Leistung in ihrer Form ähneln wie auch die Energieflexibilität und das zulässige Ladegradband. Abweichungen ergeben sich z. B. daraus, dass die Werte der minimalen Energieflexibilität angehoben sind, um die Wirkungsgradverluste zu kompensieren, wie im letzten Abschnitt beschrieben wurde. Die **Leistungs**flexibilität ist in den ersten beiden Zeitintervallen in Entladerichtung gegenüber der **verfügbaren** Leistung eingeschränkt. Der Grund hierfür ist, dass im dritten Zeitintervall ausreichend Energie im Speicher vorhanden sein muss, um die Peak-Shaving-Verpflichtung zu erfüllen. Wenn der Speicher bis dahin zusätzlich seine volle Entladeleistung bereitstellen sollte, würde nicht mehr genug Energie für das PS im Speicher geladen sein. Daher wird nur eine reduzierte Leistungsmenge in Entladerichtung angeboten. Dies zeigt, wie energiebezogene Randbedingungen die Leistungsflexibilität und wie leistungsbezogene Randbedingungen die Energieflexibilität einschränken können.



(a) Zu Beginn der 15 Minuten (b) Nach fünf Minuten (c) Nach zehn Minuten

Abbildung 4.13: Beispiel für Bänder der Leistungs- und Energieflexibilität am Anfang eines Zeitintervalls (a) und jeweils fünf Minuten später (b/c). Sie sind unter den verfügbaren Leistungsbändern aus Abb. 4.6 und zulässigen Ladegradbändern aus Abb. 4.10 dargestellt, aus denen sie errechnet sind. Die Leistungsflexibilität ist jeweils gegenüber der verfügbaren Leistung reduziert. Die minimale Leistungsflexibilität ist im Vergleich zum Verlauf des minimal zulässigen Ladegrades in späteren Zeitintervallen angehoben.

4.9 Zwischenfazit zur Batterieflexibilität

In diesem Kapitel wurde der erste Teil des Modells Amplify für Flexibilität von Batteriespeichern entwickelt, das diese als Leistungs- und Energiemengen ausdrückt und damit anders als bisher in der wissenschaftlichen Diskussion üblich. Das Ergebnis der vorgestellten Berechnungen wird *Batterieflexibilität* genannt. Bisher wurde Flexibilität oft als Abweichung von einem Referenzfahrplan oder als Randbedingungen eines Optimierungsproblems modelliert. Von diesen Ansätzen wird mit dem vorgestellten Modell abgewichen, weil nicht davon ausgegangen werden kann, dass für alle Speicher ein Fahrplan aufgestellt wird. Die Flexibilitätsmengen, auch als Leistungs- und Energieflexibilitätsbänder bezeichnet, werden mit jeweils einem oberen und unteren Grenzwert je Zeitintervall beschrieben. Der dazwischenliegende Wertebereich stellt die für den Aggregator nutzbare Flexibilität dar. Das vorgestellte Modell liefert dabei einen neuen Beitrag zur Forschung an Flexibilitätsmodellen für Batteriespeicher. Die hergeleitete Berechnung geht durch die Nutzung von Mengen zur Darstellung der Flexibilität über bisherige Arbeiten hinaus. Insbesondere das Bestimmen des zulässigen Ladegradbandes durch die Kombination der Ergebnisse von Vorwärts- und Rückwärtsintegration sowie die anschließende Transformation zur Leistungs- und Energieflexibilität konnten dabei in der bisher veröffentlichten Literatur nicht gefunden werden.

Für die Leistungsflexibilität nach dem hier vorgestellten Modell gilt, dass jeder einzelne, in ihr enthaltene Leistungswert vom entsprechenden Batteriespeicher erbracht werden kann, während dieser alle weiteren Verpflichtungen aus dem PS erfüllen kann. Dabei gilt Gleiches nicht zwangsläufig für eine Mehrzahl von ihnen. Vielmehr gibt es für jeden einzelnen enthaltenen Leistungswert einen Fahrplan, in dem er allein in dem entsprechenden Zeitintervall erbracht wird, während die Batterie innerhalb des Planungszeitraums die weiteren Verpflichtungen erfüllen kann. Aus dem Modell lässt darüber hinaus aber keine Aussage über den jeweiligen Fahrplan ableiten. Die Leistungsflexibilität beschreibt dabei Durchschnittswerte, die auf das jeweilige Zeitintervall bezogen sind. Nachdem eine einzelne Verpflichtung neu vom Aggregator bei einem Agenten platziert wurde, ist die Flexibilität für die nächste zu aktualisieren.

Das Modell erfüllt auf diese Weise zwei Funktionen: Da solche Leistungswerte, die zu einer Randbedingungsverletzung und damit einem Konflikt führen würden, durch die Berechnung aus den Mengen entfernt werden, kann das Modell einerseits genutzt werden, um Flexibilität für die Erbringung von Verpflichtungen zu reservieren. D. h. die Flexibilität ist gegenüber der gesamten, nur technisch begrenzten Anlagenflexibilität reduziert (Lechl et al., 2023, S. 4). Andererseits kann der Aggregator von der Leistungsflexibilität neue Verpflichtungen dimensionieren, ohne Randbedingungsverletzungen zu verursachen. Dabei benötigt er neben der Information darüber, dass Energiemengen durch eine Integration der Leistung über die Zeit ermittelt werden, kein spezielles Wissen über die Funktionsweise der beschriebenen Batteriespeicher.

Auch Verpflichtungen, die über mehr als ein Zeitintervall reichen, können auf der Basis der Leistungs- und Energieflexibilität bestimmt werden. Dies hat den Vorteil, dass nicht nach jeder Zuteilung die Flexibilität direkt neu berechnet werden muss und neuer

Übertragungsaufwand anfällt. Alle Leistungswerte der neuen Verpflichtung müssen dabei das gleiche Vorzeichen haben, der Betrag der Leistungen darf aber variieren. Die Batterie darf nicht zwischen Laden und Entladen wechseln, weil sonst Ladegradänderungen kompensiert werden, ohne dass die dabei anfallenden Wirkungsgradverluste bilanziert werden. Bei einer längeren Verpflichtung muss die gesamte, aus ihr resultierende Energietrajektorie in die Menge der Energieflexibilität abgebildet werden können. D. h. die entsprechenden Leistungswerte sind über die Zeit zu integrieren und alle nachfolgenden Werte müssen innerhalb des Energieflexibilitätsbandes liegen können. Damit der Aggregator Kapazität und Wirkungsgrade der Batterie nicht kennen muss, ist die Energiemenge so transformiert worden, dass alle Bereiche, in denen Entladewirkungsgradverluste zu Konflikten führen können, aus der Menge entfernt sind. Dies führt zu einer verstärken Limitation der Energieflexibilität. D. h. die für den Aggregator reduzierte Komplexität in der Anwendung des Modells (Anforderung e) wird dadurch erreicht, dass die Flexibilität systematisch unterschätzt wird. Als Modellwissen genügt dem Aggregator auf diese Weise nur die Integration über die Zeit als Zusammenhang zwischen Energie und Leistung, um neue Verpflichtungen zu dimensionieren. Das Problem, dass Wirkungsgradverluste zu Konflikten führen können, tritt dabei nur in Entladerichtung auf. In Laderichtung könnte die Batterie sogar noch mehr Energie aufnehmen, als durch die Flexibilität ausgedrückt wird. Damit ist eine konservative Abschätzung getroffen worden (vgl. mit der „*inner flexibility*“ bei Lilliu, Pedersen und Šikšnys (2021)).

Konflikte zwischen dem PS als lokalem Anwendungsfall und den Randbedingungen der Batterie können durch eine zu stark begrenzte Leistung oder einen zu niedrigen Ladegrad entstehen. Für beide Fälle sind Bedingungen aufgestellt worden, um ihr Auftreten detektieren zu können. Insgesamt werden Leistungswerte aus der Menge entfernt, die die Ladegradgrenzen verletzen. Zudem werden Energiemengen entfernt, die durch die Leistungswerte in der Leistungsmenge nicht erreicht werden können. Auch wenn vom ersten Intervall bereits Zeit verstrichen ist, ist die Leistung so abgeschätzt, dass sie auf das gesamte Zeitintervall bezogen ist. Zu beachten ist, dass für die einzelnen Zeitintervalle eine perfekte Vorhersage der lokalen Verbrauchsleistung angenommen ist. Wenn eine bestimmte Energiemenge in der Zukunft zu ent-/laden ist, z. B. um ein Handelsgeschäft am Strommarkt zu erfüllen, ist davon auszugehen, dass diese Energie bis zur Erbringungszeit Bestand hat. In anderen Fällen wie beim PS oder auch dem Einspeichern von erzeugtem PV-Strom für eine Eigenverbrauchsmaximierung stellt diese Annahme eine Vereinfachung der Wirklichkeit dar, weil die Prognose, auf der die Planung basiert, unsicherheitsbehaftet ist.

Zusammenfassend ist bis hierhin mit der Batterieflexibilität von Amplify ein Modell analytisch entwickelt worden, mit dem durch einen Batteriespeicher erbringbare Leistungs- und Energiemengen ermittelt werden können. Beide können jeweils durch zwei Vektoren mit jeweils einem Element, insgesamt vier, pro betrachtetes Zeitintervall im Planungshorizont ausgedrückt und an den Aggregator übermittelt werden. Es ist ein Gleichungssystem aufgestellt worden, um diese Flexibilität zu berechnen. Bei der Berechnung sind alle Randbedingungen des Anwendungsfalls PS und des Batteriemodells berücksichtigt worden.

5 Integration von Verpflichtungen aus systemweiten Anwendungsfällen

Basierend auf den im letzten Kapitel aufgestellten Gleichungen kann zwar Flexibilität für das Erfüllen von Verpflichtungen aus dem PS reserviert werden, aber noch nicht aus systemweiten Anwendungsfällen vom Aggregator. Dafür soll das Modell Amplify in diesem Kapitel erweitert werden, wobei vier Aspekte zu berücksichtigen sind: Zunächst müssen die Verpflichtungen aus systemweiten Anwendungsfällen modelliert werden. Zweitens müssen sie ausgehend von bereits bestimmter Flexibilität dimensioniert werden können. Drittens sind sie analytisch in die Flexibilitätsberechnung zu integrieren. Viertens können Konflikte zwischen ihnen und den Batterierandbedingungen auftreten, die zu detektieren sind.

In diesem Kapitel sollen diese Aspekte nacheinander in der oben genutzten Reihenfolge in das Modell integriert werden. Dafür werden zunächst die Verpflichtungen aus den systemweiten Anwendungsfällen modelliert. Anschließend wird gezeigt, wie Verpflichtungen dimensioniert und Flexibilität für deren Erbringung reserviert werden kann. Parallel dazu werden weitere Konflikte identifiziert, die über die aus dem letzten Kapitel hinausgehen und für deren Detektion ebenfalls Bedingungen aufgestellt werden. Die im vorigen Kapitel eingeführte Betrachtung der Perspektiven von Aggregator und Agenten sowie das Beispiel, anhand dessen die Flexibilitätsberechnung vorgestellt wurde, werden beibehalten. Die bisher zugrunde gelegte Verbrauchsprognose und die Batterieparameter werden hierfür weiter angenommen und nur für die Abbildungen 5.6 (c) und 5.7 (c) punktuell verändert, um ein besonderes Modellverhalten zu zeigen. Für eine bessere Verständlichkeit werden wie im vorangegangenen Kapitel die Konflikte jeweils im Zusammenhang mit den Berechnungsschritten erläutert, während der sie erkannt werden können.

5.1 Multi-Purpose-Obligations

Um Verpflichtungen für systemweite Anwendungsfälle zu erfüllen, muss ein Speicher vom Aggregator angeforderte Leistungen erbringen können. Eine solche vom Aggregator auf der Basis von erhaltener Flexibilität dimensionierte Verpflichtung soll im Folgenden als Multi-Purpose-Obligation (MPO) bezeichnet werden. Damit wird ausgedrückt, dass sie Verpflichtungen aus einem anderen Anwendungsfall als dem lokalen beschreibt.

5.1.1 Klassen und Arten von Multi-Purpose-Obligations

MPOs beziehen sich auf definierte Zeitintervalle und je nach Anwendungsfall ist eine bestimmte Energiemenge zu erbringen oder eine Leistung vorzuhalten. Dafür werden die

MPOs im Folgenden in zwei Klassen eingeteilt: in Energy-Multi-Purpose-Obligations (E-MPOs), die auch Energie-Verpflichtungen oder Energie-MPOs genannt werden, und Power-Multi-Purpose-Obligations (P-MPOs), auch Leistungs-Verpflichtungen oder Leistungs-MPOs genannt.

- **Energie-MPO**:
  Eine E-MPO stellt für eine Batterie die Verpflichtung dar, eine bestimmte Energiemenge während festgelegter Zeitintervalle zu erbringen oder zu speichern. Dies entspricht dem Erbringen einer dazugehörigen Durchschnittsleistung über die jeweiligen Zeitintervalle, wobei der tatsächliche Leistungsverlauf über die Zeit nicht vorgegeben ist. Damit können mit E-MPOs zum Beispiel Anforderungen aus Handelsgeschäften am Strommarkt oder aus dem Bilanzkreismanagement ausgedrückt werden.

- **Leistungs-MPO**:
  Eine P-MPO stellt für eine Batterie die Verpflichtung, eine bestimmte Leistung in Lade- oder Entladerichtung während festgelegter Zeitintervalle vorzuhalten. Der Leistungsverlauf ist im Vorhinein nicht bekannt, kann aber durch Abrufe jederzeit bis zur maximal reservierten Leistung ansteigen. Hieraus ergibt sich, dass die tatsächlich zu erbringende Energiemenge im Vorhinein nicht feststeht. Damit können mit P-MPOs zum Beispiel Anforderungen aus einer Regelleistungserbringung ausgedrückt werden.

Ein Vergleich der unterschiedlichen MPO-Klassen in der Leistungs- und Energiedimension ist in Tabelle 5.1 dargestellt. Es sind jeweils MPOs beider Klassen in Lade- und Entladerichtung aufgeführt, woraus sich bei der Flexibilitätsberechnung vier MPO-Arten ergeben, mit einem nominellen Betrag der Leistung von 100 kW. Die für die E-MPOs bereitzustellende Energie ist klar definiert, während ihre Leistung insofern unbestimmt ist, als nur ihr Durchschnitt über die Dauer eines Zeitintervalls durch die Energie vorgegeben ist. Stattdessen ist die zu reservierende Leistung für ein P-MPOs im Voraus festgelegt, während sich für die zu erbringenden Energie ein Intervall ergibt, in dem ihr a-priori nicht bestimmter Abrufwert liegt. Die Wirkungsgradverluste führen jeweils dazu, dass die an den Speicherzellen wirkende Energieänderung, im Verbraucherzählpfeilsystem mathematisch kleiner ist, als diejenige an den äußeren elektrischen Kontakten der Batterie.

5.1.2 Formalisierung der Multi-Purpose-Obligations

Formal lassen sich die Energie- und Leistungs-MPOs im Planungszeitraum als Vektoren jeweils für die Lade- und Entladerichtung mit je einem Leistungswert pro Zeitintervall darstellen. Gleichartige MPOs im selben Zeitintervall wirken für die Flexibilitätsberechnung wie eine einzelne Verpflichtung mit aufsummierter Leistung über alle Einzelverpflichtungen.

Die E-MPOs sollen in Laderichtung mit $P^{\mathrm{mpo}}_{\mathrm{ch,energ}}$ und in Entladerichtung mit $P^{\mathrm{mpo}}_{\mathrm{dis,energ}}$

	Energie-MPO		**Leistungs-MPO**	
	Laden	Entladen	Laden	Entladen
Nominelle MPO-Leistung	100 kW	-100 kW	100 kW	-100 kW
Bereitzustellende Energie	25 kWh	-25 kWh	0 bis 25 kWh	-25 bis 0 kWh
Zu reservierende Leistung	0 bis 200 kW	-200 bis 0 kW	100 kW	-100 kW
Dauer der Leistungsbereitstellung	7,5 bis 15 Min.	7,5 bis 15 Min.	15 Min.	15 Min.
Vom Speicher außen abgegebene/ aufgenommene Energie	100 kWh	-100 kWh	0 bis 100 kWh	-100 bis 0 kWh
An Speicherzellen wirksame Energieent-/ -aufnahme	80 kWh	-125 kWh	0 bis 80 kWh	-125 bis 0 kWh
Durchschnittl. Wirkungsgrad-verluste	20 kWh	25 kWh	0 bis 20 kWh	0 bis 25 kWh

Tabelle 5.1: Die vier betrachteten MPO-Arten und ihre Eigenschaften über eine Erbringungszeit von 15 Minuten bei einem beispielhaften Speicher mit $P^{\max}_{\text{s,ch}} = P^{\max}_{\text{s,dis}} = 200\,kW$, einem Wirkungsgrad von 80% und einer nominellen MPO-Leistung von 100 kW.

bezeichnet und können ebenfalls wie folgt vektoriell notiert werden:

$$P^{\text{mpo}}_{\text{ch,energ}}(i_t) \in \mathbb{R}^{>0} \quad \forall i_t \tag{5.1}$$

$$P^{\text{mpo}}_{\text{dis,energ}}(i_t) \in \mathbb{R}^{<0} \quad \forall i_t \tag{5.2}$$

Die einzelnen Werte beschreiben die nominelle Leistung der E-MPOs. Das Flexibilitätsmodell muss diese Verpflichtungen derartig einplanen, dass bei einer Lade-E-MPO genug Ladeleistung des Speichers frei ist und er nicht zu viel Energie enthält. Analog muss bei einer Entlade-E-MPO genug Entladeleistung frei sein und der Speicher muss genug Energie enthalten.

Die P-MPOs können analog ebenfalls durch zwei Vektoren für die Lade- und Entla-

derichtung beschrieben werden:

$$P^{\text{mpo}}_{\text{ch,power}}(i_\text{t}) \in \mathbb{R}^{>0} \quad \forall i_\text{t} \tag{5.3}$$

$$P^{\text{mpo}}_{\text{dis,power}}(i_\text{t}) \in \mathbb{R}^{<0} \quad \forall i_\text{t} \tag{5.4}$$

Die einzelnen Werte beschreiben hier die nominelle Leistung der P-MPOs, die zu reservieren ist. Wird diese vollständig abgerufen, soll dies *Vollabruf* genannt werden, während ein *Nullabruf* beschreibt, dass trotz Reservierung gar keine Leistung angefordert wird. Die tatsächlich im Durchschnitt abgerufene Leistung liegt im Intervall zwischen diesen beiden Extremfällen.

5.1.3 Mehrere Multi-Purpose-Obligations im selben Zeitintervall

Da einzelne MPOs nicht zwangsläufig die gesamte Flexibilität in einem Zeitintervall reservieren, können mehrere MPOs-Arten im selben Zeitintervall auftreten. In Tabelle 5.2 sind die möglichen Kombinationen in den Zeilen und Spalten dargestellt. Eine Kombination von Lade- und Entlade-E-MPOs im selben Zeitintervall kann vom Speicher nicht erfüllt werden und ist deswegen im Modell nicht vorgesehen. Damit zwei MPOs derselben Richtung, aber unterschiedlicher Klasse erfüllt werden, ist mindestens die Leistung der E-MPO und höchstens die Summe der beiden bereitzustellen. Prinzipiell denkbar, aber ebenfalls nicht vorgesehen sind entgegengerichtete MPOs unter denen sich mindestens eine Leistungs-Verpflichtung befindet. Solange bei MPOs unterschiedlicher Klasse die E-MPO die P-MPO betragsmäßig übersteigt, wäre die Differenz zwischen beiden Leistungen in jedem Fall zu liefern. Der Leistungsbereich, in dem beide Verpflichtungen wirken, dessen Energie also sicher in eine Richtung erbracht werden muss und unsicher als P-MPO zu reduzieren ist, könnte wie eine einzelne P-MPO in Richtung der E-MPO modelliert werden. Da solch eine Unterscheidung die Komplexität der Modellbildung erhöhen würde, soll darauf zunächst verzichtet werden, um zuerst eine Grundversion des Modells fertigzustellen. Bei einer Erweiterung des Modells könnte sie später in Betracht gezogen und untersucht werden. Gleiches gilt für prinzipiell ebenfalls denkbare Mischformen der P-MPOs, bei denen der maximale Wert positiv und der minimale negativ ist, sodass vorher nicht klar ist, ob die Batterie laden oder entladen oder sogar beides muss[1].

5.1.4 Entstehende Konflikte

Konflikte resultieren, wie bereits in Abschnitt 4.4.2 erklärt, aus sich widersprechenden Randbedingungskombinationen. Beispielsweise können sie selbst dann auftreten und sich nicht immer vermeiden lassen, wenn alle Verpflichtungen vom Aggregator korrekt auf der Basis der erhaltenen Flexibilität dimensioniert wurden. Dies kann daran liegen, dass sich z. B. die lokale Lastprognose über die Zeit verändert oder eine Anlage sich nicht

[1] Zum Beispiel ist für die Erbringung von Frequency Containment Reserve (FCR) Leistung in Lade- und Entladerichtung zu reservieren.

		Energie-MPO		Leistungs-MPO	
		Lade-richtung	**Entlade-richtung**	**Lade-richtung**	**Entlade-richtung**
Energie-MPO	**Lade-richtung**	Addition	nicht vorgesehen	höchstens Summe beider MPOs, mindestens E-MPO	nicht vorgesehen (prinzipiell vlt. denkbar)
	Entlade-richtung		Addition	nicht vorgesehen (prinzipiell vlt. denkbar)	höchstens E-MPO, mindestens Summe beider MPOs
Leistungs-MPO	**Lade-richtung**			Addition	nicht vorgesehen (prinzipiell vlt. denkbar)
	Entlade-richtung				Addition

Tabelle 5.2: Kombinationen von MPO-Arten

genau wie im Modell angenommen verhält. Um die bereits im letzten Kapitel vorgestellten Konfliktfälle um die mit den MPOs zu ergänzen, stellt Tabelle 5.3 gegenüber der Tabelle 4.1 eine Erweiterung dar. Die MPOs sind dort sowohl in den Zeilen als auch den Spalten dargestellt, weil sie sowohl mit allen Randbedingungen als auch anderen MPOs konfligieren können. In Ergänzung zu Abschnitt 4.4.2 ist im Folgenden für jeden möglichen Konflikt angegeben, (1) inwieweit sich die Anwendungsfälle und Randbedingungen (ausgedrückt durch Leistung und Ladegrad) widersprechen können und (2) bei welchem Berechnungsschritt dies zu detektieren ist. Die Bedingungen, unter welchen die jeweiligen Konflikte detektiert werden können, sind in den folgenden Abschnitten zu den beiden MPO-Klassen beschrieben.

1. Die Batterie kann Verbrauchsspitzen maximal mit ihrer vollen Entladeleistung reduzieren. Falls diese nicht ausreicht, ist die Batterie alleine nicht in der Lage den Anwendungsfall zu erfüllen. Dies kann bei der Berechnung des verfügbaren Leistungsbandes erkannt werden.

Ursachen für Randbedingungen	**Peak-Shaving**	**MPOs**
Batterie-speicherleistung	1. Speicherleistung reicht nicht für Peak-Shaving	4. Zu große MPO platziert
Geplanter Ladegrad	2. Verbrauchsspitze dauert zu lang	5. Zu viele MPO in die gleiche Richtung platziert
MPOs	3.a Lade-MPO platziert oder 3.b Energie reicht (möglicherweise) nicht	6. Entgegengerichtete MPO platziert

Tabelle 5.3: Mögliche Konflikte zwischen den Batterierandbedingungen und den Verpflichtungen

2. Die Batterie kann nur so viel Energie zum Reduzieren von Verbrauchsspitzen über einen Zeitraum bereitstellen, wie sie geladen hat oder werden kann. Falls diese nicht ausreicht, um einen vorhergesagten Spitzenverbrauch während seiner gesamten Dauer zu reduzieren, ist die Batterie alleine nicht in der Lage den Anwendungsfall zu erfüllen. Dies kann bei der Berechnung des zulässigen Ladegradbandes erkannt werden.

3.a Die Batterie kann keine Lade-MPO gleichzeitig mit einer zu reduzierenden Verbrauchsspitze (Entladeverpflichtung) erfüllen. Dies kann bei der Berechnung des verfügbaren Leistungsbandes erkannt werden.

3.b Entlade-MPOs zusätzlich zu in zeitlicher Nähe liegenden Entladeverpflichtungen durch Verbrauchsspitzen können u. U. nicht beide von der Batterie erfüllt werden, wenn bis dahin nicht ausreichend Energie in den Speicher geladen werden kann. Dies kann bei der Berechnung des zulässigen Ladegradbandes erkannt werden.

4. Die Batterie kann höchstens mit ihrer gesamten Lade- oder Entladeleistung erhaltene MPOs erbringen. Falls der Agent darüber hinaus Verpflichtungen erhalten hat, können diese nicht alle erfüllt werden. Dies kann bei der Berechnung des verfügbaren Leistungsbandes erkannt werden

5. Die Batterie kann eine Energiemenge ihrer Kapazität zuzüglich Wirkungsgradverlusten zum Erfüllen von Lade-MPOs über einen Zeitraum aufnehmen. In Entlade-Richtung ist dies abzüglich der Wirkungsgradverluste möglich. Falls die im Speicher enthaltene Energie zu hoch ist (laden) oder nicht ausreicht (entladen), können erhaltene MPOs nicht alle erfüllt werden. Dies kann bei der Berechnung des zulässigen Ladegradbandes erkannt werden.

6. Die Batterie kann keine Lade-MPOs gleichzeitig zu Entlade-MPOs erfüllen. Dies kann bei der Berechnung des verfügbaren Leistungsbandes erkannt werden.

5.2 Energie-Multi-Purpose-Obligations

Zur Integration der E-MPOs in das Flexibilitätsmodell muss es möglich sein, dass abgeleitet von vorhandener Flexibilität neue Verpflichtungen dimensioniert und dass Flexibilität für sie reserviert werden kann. Zu beachten ist dabei, dass die privaten oder mittelständischen Betreiber ihre Batterie frei verwenden können, wenn keine Verpflichtungen platziert sind, und keinem Fahrplan folgen. Dies gilt selbst dann für die restliche Flexibilität, wenn die Batterieleistung teilweise für eine MPO reserviert ist. D. h. der Batteriespeicherbetreiber kann einen Speicher bspw. weiter laden, wenn gleichzeitig eine Lade-Verpflichtung für den Aggregator erfüllt werden soll, oder stärker entladen, wenn gleichzeitig eine Entladeverpflichtung eingeplant ist[2]. Hieraus ergibt sich, dass eine E-MPO als erfüllt angenommen werden kann, wenn mindestens die entsprechende Leistung betragsmäßig erbracht wird. Eine Energie-MPO begrenzt damit die Batteriespeicherleistung einseitig (vgl. Abschnitt 1.2).

5.2.1 Dimensionierung neuer Energie-MPOs basierend auf Modellwissen

Anders als bei der Berechnung der Flexibilität durch den Agenten, der alle MPOs für jedes einzelne Zeitintervall berücksichtigen muss, kann der Aggregator entscheiden, was für E-MPOs er neu dimensioniert. Dabei kann er auch darüber entscheiden, über welchen Zeitraum eine Verpflichtung reichen soll. E-MPOs können sich bei der Dimensionierung entweder über einzelne oder über mehrere Zeitintervalle erstrecken (vgl. Abschnitt 4.8). Je nachdem muss der Aggregator dafür nur die Begrenzungen der Leistungs- oder zusätzlich auch die der Energieflexibilität einhalten, was in den folgenden Abschnitten weiter erläutert ist. In beiden Fällen ergeben sich Verpflichtungen, die gemäß Gleichungen 5.1 und 5.2 für den Agenten als einzelne Leistungswerte je Zeitintervall ausgedrückt werden können. Nach dem Dimensionieren werden neue E-MPOs vom Aggregator an den Agenten übermittelt, damit der sie bei einer Aktualisierung der berechneten Flexibilität berücksichtigen kann. Wie die Dimensionierung von E-MPOs damit im Wirkungsraum zwischen Agent und Aggregator zu verorten ist, ist in Abbildung 5.1 dargestellt.

Energie-MPOs über ein einzelnes Zeitintervall

Wenn der Aggregator E-MPOs dimensioniert, die nur über ein einzelnes Zeitintervall reichen sollen, genügt es für ihn, die Leistungsflexibilität zugrunde zu legen. Sie sollen auch als *einzelne* oder *Einzel*-E-MPOs bezeichnet werden. Neue MPOs können platziert werden, wenn kein Zwang zur anderen Leistungsrichtung besteht, d. h. Lade-E-MPOs

[2] Weil sich energiewirtschaftliche, im Rahmen dieser Arbeit nicht beantwortbare Fragen ergeben, wenn die frei verwendete Leistung der MPO entgegengerichtet ist, also gleichzeitig Leistung in Lade- und Entladerichtung zu bilanzieren wäre, soll dieser Fall ausgeschlossen werden.

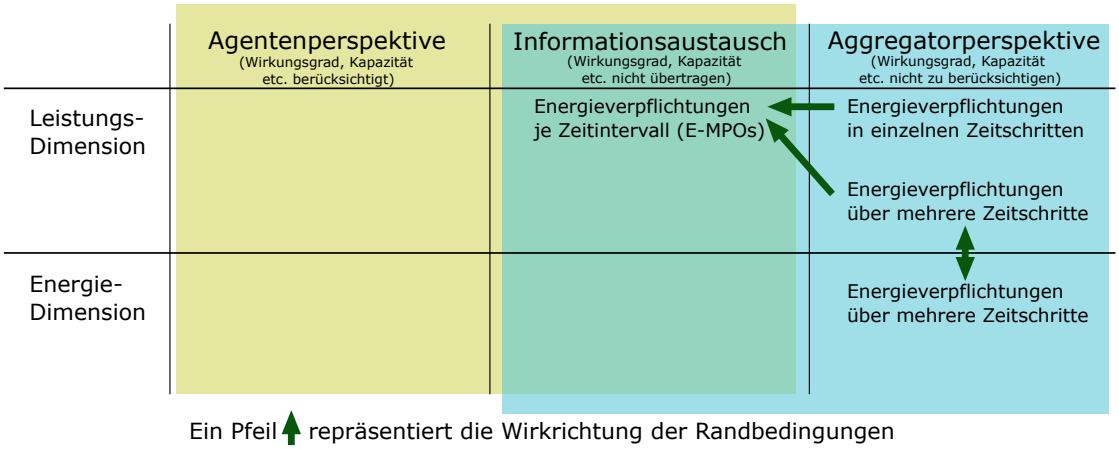


Abbildung 5.1: Verortung der Dimensionierung von Energie-MPOs im aus Leistungs- und Energiedimension bestehenden Wirkungsraum.

dann, wenn $P_{\text{flex}}^{\max}(i_t) > 0$ gilt und Entlade-MPOs dann, wenn $P_{\text{flex}}^{\min}(i_t) < 0$ ist (vgl. Abschnitte 4.5.1 und 4.7). Dadurch dass angenommen ist, dass E-MPOs übererfüllt werden können, können auch betragsmäßig kleinere als die vorhandene Leistungsflexibilität platziert werden, solange diese noch nicht in einem Bilanzkreis vermarktet ist. Daher kann das Intervall der als Verpflichtung auszuwählenden Leistung immer beim Wert 0 beginnen oder enden[3]. Dementsprechend kann der Leistungswert für Einzel-E-MPOs im Zeitintervall i_t in Laderichtung $P_{\text{ch,energ}}^{\text{mpo,new}}$ oder Entladerichtung $P_{\text{dis,energ}}^{\text{mpo,new}}$ in folgendem Intervall liegen:

$$P_{\text{ch,energ}}^{\text{mpo,new}}(i_t) \in \begin{cases} \emptyset, \text{ falls } P_{\text{flex}}^{\max}(i_t) \leq 0 \\ [0, P_{\text{flex}}^{\max}(i_t)], \text{ falls } P_{\text{flex}}^{\min}(i_t) \leq 0 \wedge P_{\text{flex}}^{\max}(i_t) > 0 \\ [0, P_{\text{flex}}^{\max}(i_t) - P_{\text{ch,energ}}^{\text{mpo}}(i_t)], \text{ falls } 0 < P_{\text{flex}}^{\min}(i_t) \leq P_{\text{flex}}^{\max}(i_t) \end{cases} \tag{5.5}$$

$$P_{\text{dis,energ}}^{\text{mpo,new}}(i_t) \in \begin{cases} \emptyset, \text{ falls } P_{\text{flex}}^{\min}(i_t) \geq 0 \\ [P_{\text{flex}}^{\min}(i_t), 0], \text{ falls } P_{\text{flex}}^{\max}(i_t) \geq 0 \wedge P_{\text{flex}}^{\min}(i_t) < 0 \\ [P_{\text{flex}}^{\min}(i_t) - P_{\text{dis,energ}}^{\text{mpo}}(i_t), 0], \text{ falls } P_{\text{flex}}^{\min}(i_t) \leq P_{\text{flex}}^{\max}(i_t) < 0 \end{cases} \tag{5.6}$$

Aus den Gleichungen 5.5 und 5.6 ergibt sich, dass der Aggregator die Leistungsflexibilität und bereits platzierte E-MPOs für die Dimensionierung betrachten muss. E-MPOs werden in den Gleichungen 5.11 und 5.12 in die Batterieflexibilität integriert, sodass die Lade- oder Entladezwänge in der Leistungsflexibilität abgebildet sind. Daher sind sie bei der Dimensionierung neuer E-MPOs von der Flexibilität abzuziehen. Falls mehrere E-MPOs in die gleiche Richtung wirken, ist die Summe von deren Leistungen zu sub-

[3] Wäre diese Annahme nicht getroffen, wäre die Gleichung dahingehend anzupassen, dass die eine Grenze auf durch die Batterie zu erbringende Leistung zu setzen ist. Damit könnte für das Peak-Shaving oder ein vorheriges Aufladen erforderliche Batterieleistung nicht mehr gleichzeitig vermarktet werden. Darüber hinaus bliebe die Funktionalität des Modells unverändert.

trahieren. Eine Konsequenz daraus ist, dass der Aggregator Kenntnis über die bereits platzierten E-MPOs haben muss, um neue MPOs dimensionieren zu können. Zusätzlich ist für ihn das Modellwissen zum Verwenden der Batterieflexibilität erforderlich.

Über mehrere Zeitintervalle reichende Energie-MPOs

Wenn eine Verpflichtung über mehrere aufeinander folgende Zeitintervalle reichen soll, ist bei der Dimensionierung zusätzlich zur Leistungs- auch die Energieflexibilität zu berücksichtigen. Solche E-MPOs sollen auch als *Mehrfach*-E-MPOs bezeichnet werden. Der Unterschied zwischen den beiden Möglichkeiten Einzel- und Mehrfach-E-MPOs zu dimensionieren, besteht darin, dass sich über die letzteren mehrere Leistungswerte desselben Vorzeichens gleichzeitig dimensionieren lassen, ohne dass die Flexibilität neu berechnet werden muss.

Die Leistung von Mehrfach-E-MPOs ist genauso wie die von einzelnen gemäß der Gleichungen 5.5 und 5.6 zu ermitteln. Zudem ist zu beachten, dass eine Mehrfach-E-MPO ausschließlich in Lade- oder ausschließlich in Entladerichtung dimensioniert werden muss. Vorzeichenwechsel und damit Wechsel der Batterieleistungsrichtung würden zu nicht bilanzierbaren Wirkungsgradverlusten führen und sind daher nicht zulässig. Die Leistungswerte der neuen Verpflichtung sind anschließend schrittweise über den gesamten Planungszeitraum zu integrieren und die auf diese Weise ermittelten Energiewerte müssen innerhalb des Energieflexibilitätsbandes liegen. Wenn alle Werte der Trajektorie in dieser Menge liegen, können alle Leistungen, die bei der Integration zugrundegelegt wurden, von der Batterie bereitgestellt werden. Die Energietrajektorie kann folgendermaßen unter Berücksichtigung aller bereits platzierten E-MPOs berechnet werden:

$$E_{\text{energ}}^{\text{mpo,new}}(i_\text{t}) = \Delta E + \left(\sum_{j_\text{t}=0}^{i_\text{t}} P_{\text{energ}}^{\text{mpo,new}}(j_\text{t}) + P_{\text{ch,energ}}^{\text{mpo}}(j_\text{t}) + P_{\text{dis,energ}}^{\text{mpo}}(j_\text{t}) \right) \cdot \Delta t^{\text{intv}} \tag{5.7}$$

Sie ist genau dann in der Menge enthalten, wenn sich ein ΔE finden lässt[4], sodass gilt:

$$\Delta E \in [\min_{i_\text{t}} \left(E_{\text{flex}}^{\min}(i_\text{t}) \right), \max_{i_\text{t}} \left(E_{\text{flex}}^{\max}(i_\text{t}) \right)] \tag{5.8}$$

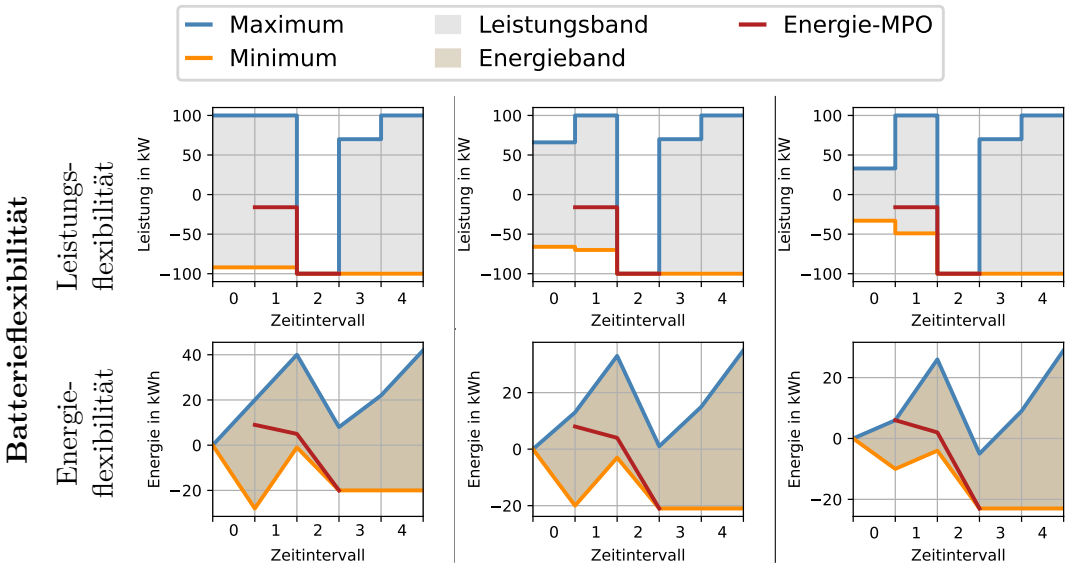
$$E_{\text{energ}}^{\text{mpo,new}}(i_\text{t}) \leq E_{\text{flex}}^{\max}(i_\text{t}) \quad \forall i_\text{t} \tag{5.9}$$

$$E_{\text{energ}}^{\text{mpo,new}}(i_\text{t}) \geq E_{\text{flex}}^{\min}(i_\text{t}) \quad \forall i_\text{t} \tag{5.10}$$

Ausgehend von dem im letzten Kapitel eingeführten Beispiel ist anhand der dort berechneten Batterieflexibilität in Abbildung 5.2 das Dimensionieren einer Mehrfach-E-MPO dargestellt. Diese erstreckt sich über zwei Zeitintervalle mit Entladeleistungen von -16 kW und -100 kW. Sie ist so dimensioniert, dass sie selbst dann noch erbracht werden kann, wenn bereits 10 Minuten des aktuellen Zeitintervalls vergangen sind (siehe Abbildung 5.2 (c)). Dabei wird auch die Entladeleistung vermarktet, die für das PS im dritten Zeitintervall benötigt wird. Es ist dargestellt, dass in allen drei Beispielen die entspre-

[4] Dessen Suche ist trivial und soll daher nicht weiter ausgeführt werden.

chenden Leistungswerte und die Energietrajektorie der Mehrfach-E-MPO innerhalb der Flexibilitätsbänder liegen.



(a) Zu Beginn der 15 Minuten (b) Nach fünf Minuten (c) Nach zehn Minuten

Abbildung 5.2: Beispiel für Entladeenergie-Verpflichtung von -16 kW und -100 kW im zweiten und dritten Intervall innerhalb der Flexibilität aus Abb. 4.13. In allen drei dargestellten Fällen liegen sowohl alle Leistungswerte als auch eine Energietrajektorie vollständig innerhalb der Flexibilitätsbänder.

5.2.2 Integration von Energie-MPOs in das Flexibilitätsmodell

Die Integration von E-MPOs in die Flexibilität erfolgt in Form der entsprechenden Leistungswerte je Zeitintervall und damit einheitlich, gleich für wie viele Zeitintervalle sie dimensioniert wurden (vgl. Gleichungen 5.1 und 5.2, Abschnitt 5.1.2). Durch die Darstellungsform können sie direkt bei der Berechnung des verfügbaren Leistungsbandes analog zu den Leistungsbegrenzungen durch das PS berücksichtigt werden. Unter der Annahme, dass E-MPOs die Leistung eines Batteriespeichers wie zu Beginn dieses Abschnitts erläutert einseitig begrenzen, lassen sich die Gleichungen 4.25 und 4.26 folgendermaßen erweitern:

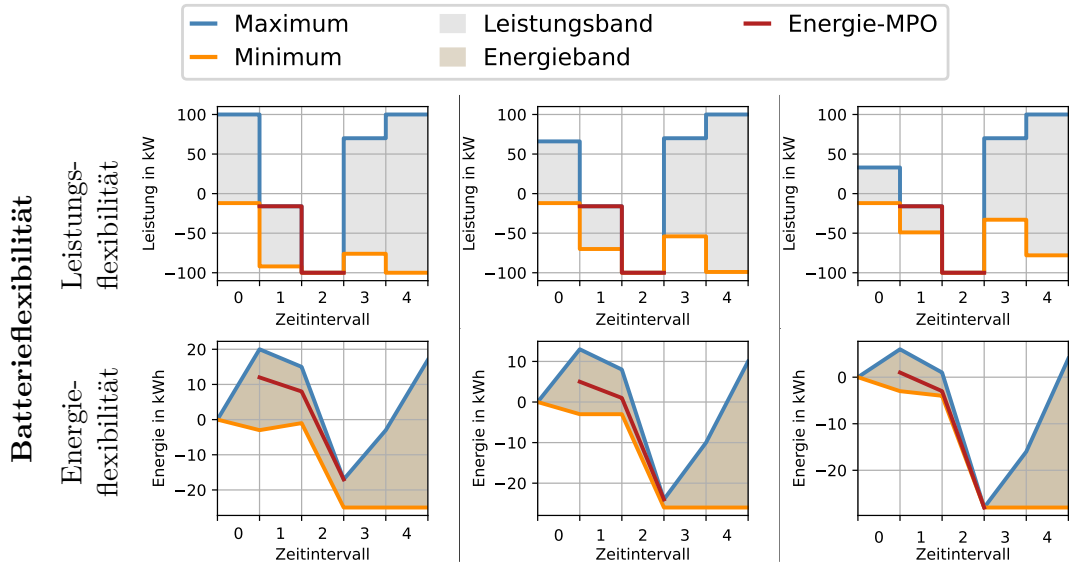
$$P^{\max}_{\text{avail}}(i_t) = \min\left(P^{\max}_{\text{s,ch}}, P^{\text{diff}}(i_t), P^{\text{mpo}}_{\text{dis,energ}}(i_t)\right) \tag{5.11}$$

$$P^{\min}_{\text{avail}}(i_t) = \max\left(P^{\max}_{\text{s,dis}}, P^{\text{mpo}}_{\text{ch,energ}}(i_t)\right) \tag{5.12}$$

Auf diese Weise enthält die verfügbare Leistungsmenge nur noch Werte, mit denen die MPOs und das PS erfüllt werden kann und die Batterierandbedingungen eingehalten

werden. So können Leistungs- und Energieflexibilität genau wie im letzten Kapitel hergeleitet auf der Basis desselben Gleichungssystems berechnet werden.

Durch die Berücksichtigung der E-MPOs reduziert sich die Leistungs- und Energieflexibilität. Dies ist in Abbildung 5.3 dargestellt. Dort sind die Leistungs- und Energiebänder aller drei Beispiele reduziert gegenüber Abbildung 5.2. Die Leistungswerte der E-MPO und die entsprechende Energietrajektorien sind jedoch weiterhin in den Flexibilitätsmengen enthalten. Sichtbar ist, dass zu Beginn des Planungszeitraums und auch im zweiten Zeitintervall noch eine Differenz zwischen den oberen und unteren Grenzen der Flexiblitätsbänder besteht. Dies ist selbst im dritten Beispiel, in dem bereits zehn Minuten des aktuellen Zeitintervalls verstrichen sind, der Fall, obwohl für die Mehrfach-E-MPO die gesamte Energieflexibilität eingeplant wurde (vgl. Abb. 5.2 (c)). Dies zeigt, dass nicht die gesamte Flexibilität der Batterie ausgenutzt werden konnte, weil ein Teil für die Kompensation von übermäßigen Wirkungsgradverlusten reserviert war.



(a) Zu Beginn der 15 Minuten (b) Nach fünf Minuten (c) Nach zehn Minuten

Abbildung 5.3: Aktualisierte Flexibilitätsbänder des vorgestellten Beispiels, bei denen ein Teil reserviert ist, für die Mehrfach-Entladeenergie-Verpflichtung von -16 kW und -100 kW im zweiten und dritten Intervall, die in Abb. 5.2 dargestellt ist. Die Verpflichtung lässt sich weiterhin innerhalb der Flexibilitätsbänder darstellen.

Dadurch, dass die E-MPOs auf die Berechnung des verfügbaren Leistungsbandes wirken (siehe Gleichungen 5.11 und 5.12), ergibt sich für den Wirkungsraum zwischen Agenten und Aggregator der Allokationszyklus, in dem Flexibilität und Verpflichtungen gegenseitig voneinander abhängen. Dieser, bereits in Abbildung 4.3 eingeführt, besteht aus der Flexibilitätsberechnung beim Agenten, der Flexibilität als Berechnungsergebnis,

der Dimensionierung der Verpflichtungen beim Aggregator und den MPOs, die an die Agenten übermittelt werden. Er ist in Abbildung 5.4 schematisch in der Energie- und Leistungsdimension dargestellt. Teile der Flexibilitätsberechnung, der Flexibilität selbst und der MPO-Dimensionierung haben dabei sowohl Bezug zu der Leistungs- als auch der Energiedimension.

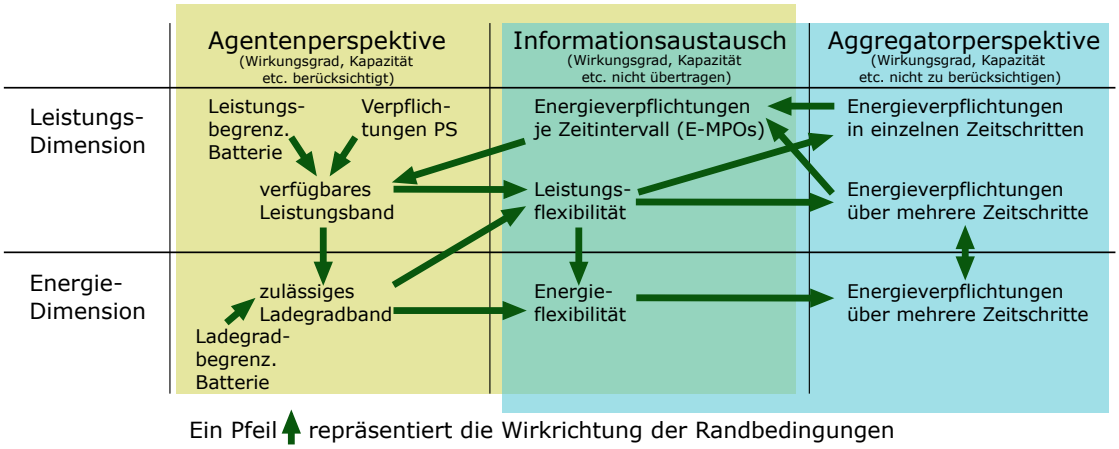


Abbildung 5.4: Allokationszyklus mit Energie-MPOs in der Leistungs- und Energiedimension.

5.2.3 Konfliktdetektion

Wenn die Randbedingungen der MPOs denen der Batterie oder dem PS widersprechen, können die in Abschnitt 5.1.4 benannten Konflikte entstehen. Von den fünf, die in Tabelle 5.3 im Zusammenhang mit MPOs stehen, resultieren drei aus den Leistungsrestriktionen (Leistungsbezug) und zwei aus einem begrenzten Ladegrad (Energiebezug).

Leistungsbezogene Konflikte

Konflikte von MPOs mit der Batterie**leistung** können entstehen, wenn gleichzeitig zum prognostizierten PS eine Lade-MPO platziert ist, die platzierten MPOs in Summe zu viel Leistung erfordern oder mehrere entgegengerichtete MPOs im selben Zeitintervall platziert sind. Dies entspricht den Konflikten (3.a), (4.) und (6.) aus Tabelle 5.3.

Die Konflikte (3.a) und (6.) resultieren beide daraus, dass gleichzeitig Lade- und Entladeleistung benötigt wird. Dies kann bei der Berechnung des verfügbaren Leistungsbandes erkannt werden. Gemäß Gleichung 5.12 führen Ladeverpflichtungen dazu, dass die minimal verfügbare Leistung positiv wird. Entladeverpflichtungen durch PS oder MPOs lassen die maximal verfügbare Leistung gemäß Gleichung 5.11 negativ werden. Wenn beides gleichzeitig auftritt, wird die Bedingung aus Gleichung 4.29 verletzt, dass die maximal verfügbare Leistung größer als die minimale sein muss. Dies kann wie folgt formal ausgedrückt werden:

$$\exists i_\mathrm{t} \mid P^{\max}_{\mathrm{avail}}(i_\mathrm{t}) < P^{\min}_{\mathrm{avail}}(i_\mathrm{t}) \tag{5.13}$$

Auch der Konflikt (4.), bei dem die zu reservierende Leistung die der Batterie entweder in Lade- oder in Entladerichtung übersteigt, kann beim Berechnen des verfügbaren Leistungsbandes detektiert werden, wenn eine der beiden folgenden Bedingungen erfüllt ist:

$$\exists i_\mathrm{t} \mid P_\mathrm{s,ch}^\mathrm{max} < P_\mathrm{ch,energ}^\mathrm{mpo}(i_\mathrm{t}) \tag{5.14}$$

$$\exists i_\mathrm{t} \mid P_\mathrm{s,dis}^\mathrm{max} > P_\mathrm{dis,energ}^\mathrm{mpo}(i_\mathrm{t}) \tag{5.15}$$

Unter Berücksichtigung der Gleichungen 5.11 und 5.12 lassen sich auch diese darauf reduzieren, dass Bedingung 4.29 eingehalten werden muss. Damit behält diese für das verfügbare Leistungsband ohne Berücksichtigung von MPOs aufgestellte Bedingung auch beim Einbeziehen von E-MPOs Bestand.

Energiebezogene Konflikte

Die beiden energiebezogenen Konflikte aufgrund von E-MPOs, (3.b) und (5.), resultieren aus einem zu hohen oder zu niedrigen Ladegrad. Sie können bei der Berechnung des zulässigen Ladegradbandes erkannt werden. Im voranstehenden Kapitel war in Abschnitt 4.6.2 erläutert worden, dass bei zu langen Peaks die von einer Batterie lieferbare Energie überschritten werden kann. Dies lässt sich vom PS auf Entlade-MPOs erweitern, da sich beide verringernd auf den Ladegrad auswirken. Unabhängig davon, aus welchem Grund der Ladegrad den Wert $F_\mathrm{s}^\mathrm{min} = 0$ erreicht, bevor alle Entladeverpflichtungen erfüllt sind, können danach keine weiteren erfüllt werden. Da die für Entlade-MPOs erforderliche Leistung bereits im verfügbaren Leistungsband berücksichtigt ist, kann zur Detektion dessen weiterhin Bedingung 4.42 herangezogen werden:

$$\exists i_\mathrm{t} \mid F_\mathrm{s,reach}^\mathrm{max}(i_\mathrm{t}) + \frac{\Delta t^\mathrm{intv}}{C_\mathrm{E}} \cdot P_\mathrm{avail}^\mathrm{max,eff}(i_\mathrm{t}) < 0 \tag{4.42}$$

Auch in Laderichtung können zu viele Verpflichtungen dazu führen, dass der Ladegrad den zulässigen Wertebereich verlässt. Bei der Berechnung des zulässigen Ladegradbandes kann dieser Konflikt erkannt werden, weil die große Zahl (positiver) Ladeverpflichtungen dazu führt, dass der minimal erreichbare Ladegrad den maximalen Wert $F_\mathrm{s}^\mathrm{max} = 1$ übersteigt, bevor alle Ladeverpflichtungen erfüllt sind. Die Bedingung, um dies zu detektieren, kann ebenfalls äquivalent zum voranstehenden Kapitel folgendermaßen formal ausgedrückt werden:

$$\exists i_\mathrm{t} \mid F_\mathrm{s,reach}^\mathrm{min}(i_\mathrm{t}) + \frac{\Delta t^\mathrm{intv}}{C_\mathrm{E}} \cdot P_\mathrm{avail}^\mathrm{min,eff}(i_\mathrm{t}) > 1 \tag{5.16}$$

Innerhalb des zulässigen Ladegradbandes zwischen 0 und 1 kann es durch die Vorwärts- und Rückwärtsintegration nicht zu Überschneidungen des maximalen und minimalen Ladegrades $F_\mathrm{s}^\mathrm{max}$ / $F_\mathrm{s}^\mathrm{min}$ kommen. Dies gilt, solange die Bedingung 4.29, $P_\mathrm{avail}^\mathrm{max}(i_\mathrm{t}) \overset{!}{\geq} P_\mathrm{avail}^\mathrm{min}(i_\mathrm{t})$, eingehalten wird. In Vorwärtsrichtung folgt dies direkt, da der Abstand zwischen beiden nicht kleiner wird, solange weder der maximale noch der minimale Lade-

grad eine der Grenzen erreichen. Dies wäre nur mit Leistungswerten der Fall, für die gilt $P_{\text{avail}}^{\max} < P_{\text{avail}}^{\min}$, was bereits ausgeschlossen wurde. Auch die Wirkungsgrade ändern dies nicht, da sie im Modell auf einer Seite des Vorzeichens als konstant angenommen sind. Ist $P_{\text{avail}}^{\max}$ positiv und $P_{\text{avail}}^{\min}$ negativ, erhöht sich die Differenz zwischen maximalem und minimalem Ladegrad über die Zeit unabhängig von den Wirkungsgraden. In Rückwärtsrichtung gilt das gleiche, da hier sowohl die Vorzeichen vertauscht sind als auch die Anwendung von $P_{\text{avail}}^{\max}$ und $P_{\text{avail}}^{\min}$ auf $F_{\text{s}}^{\max}$ bzw. $F_{\text{s}}^{\min}$. Die Zusammenhänge und Schlüsse sind daher als analog anzusehen. Anders gestaltet sich die Situation an den Grenzen des Ladegradbandes. Da $F_{\text{s}}^{\max}$ nicht über 1 anwachsen und $F_{\text{s}}^{\min}$ nicht unter 0 abfallen kann, können sich die beiden Wertverläufe an diesen Stellen einander annähern und sogar überkreuzen. Sollte es zu dieser Situation kommen, wird eine der beiden Bedingungen 4.42 und 5.16 verletzt, die zur Detektion von Planungsproblemen aufgestellt worden sind, sodass diese Fälle bereits behandelt sind.

5.3 Leistungs-Multi-Purpose-Obligations

Für manche Anwendungsfälle ist Speicherleistung zu reservieren, obwohl zum Reservierungszeitpunkt nicht feststeht, wann und wie viel davon geliefert werden muss. Es ist dabei nur der Höchst- und Mindestwert vorher bekannt wie z. B. bei der Regelleistung. Die Extremfälle sind der Voll- und der Nullabruf. Beim Beispiel der Regelleistung treten diese auf, wenn ein Speicher positive Regelleistung durch Entladen bereithält, aber entweder durchgängig ein Energieüberschuss im System vorhanden ist, der eigentlich zusätzliche Ladeleistung nötig macht, oder durchgängig ein Energiedefizit vorliegt, sodass durchgängig die volle Entladeleistung bereitgestellt werden muss. In jedem Fall ist gemäß der Abrufe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) oder abhängig von der allgemeinen Netzfrequenz diese Leistung präzise bereitzustellen und der Arbeitspunkt innerhalb der Viertelstunde zwischendurch u. U. sogar zu ändern[5]. Für den Durchschnitt innerhalb eines Zeitintervalls bedeutet dies, dass der Speicher, je nachdem wie viel abgerufen wird, alle Leistungen zwischen den Extremwerten bereitstellen können muss. Damit entspricht diese Betrachtungsweise dem Konzept einer robusten Lösung für ein Optimierungsproblem vor dem Hintergrund von Unsicherheit (Ben-Tal et al., 2009, S. 9). Eine P-MPO soll dann als erbracht angenommen werden, wenn der Batteriespeicher genau die angeforderte Leistung geliefert hat. Ein Übererfüllen wie bei den E-MPOs würde eine Regelleistungserbringung ad absurdum führen, da das elektrische System nicht ausgeglichen werden würde, wenn die gelieferte Leistung nicht genau zur Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch passt. Dies soll auch dann gelten, wenn zwei MPOs unterschiedlicher Klasse, aber gleicher Richtung platziert sind. Denn diese lassen sich auf diese Weise beide erfüllen. Anders als bei den E-MPOs werden in der vorliegenden Modellierung nicht Einzel- und Mehrfach-P-MPOs unterschieden. Stattdessen ist das Modell zunächst nur

[5] Siehe z. B. Seite 11 im Foliensatz der vier deutschen ÜNB zum Workshop über die Einführung der sekündlichen Abrechnung für Sekundärregelarbeit unter https://www.regelleistung.net/de-de/Allgemeine-Infos/Arten-der-Regelreserve/automatic-Frequency-Restoration-Reserve, besucht am 19.04.2024.

für einzelne definiert. Mehrfach-P-MPOs werden zunächst nicht behandelt und können eine Möglichkeit darstellen, das Modell in aufbauenden Arbeiten zu erweitern.

5.3.1 Dimensionierung neuer Leistungs-MPOs und erforderliches Modellwissen

Leistungs-Verpflichtungen werden wie die E-MPOs vom Aggregator dimensioniert. Dieser sendet sie an den Agenten, der sie bei einer Aktualisierung der berechneten Flexibilität berücksichtigt. In Abbildung 5.5 ist dargestellt, wie die Dimensionierung von P-MPOs damit im Wirkungsraum zwischen Agent und Aggregator zu verorten ist.

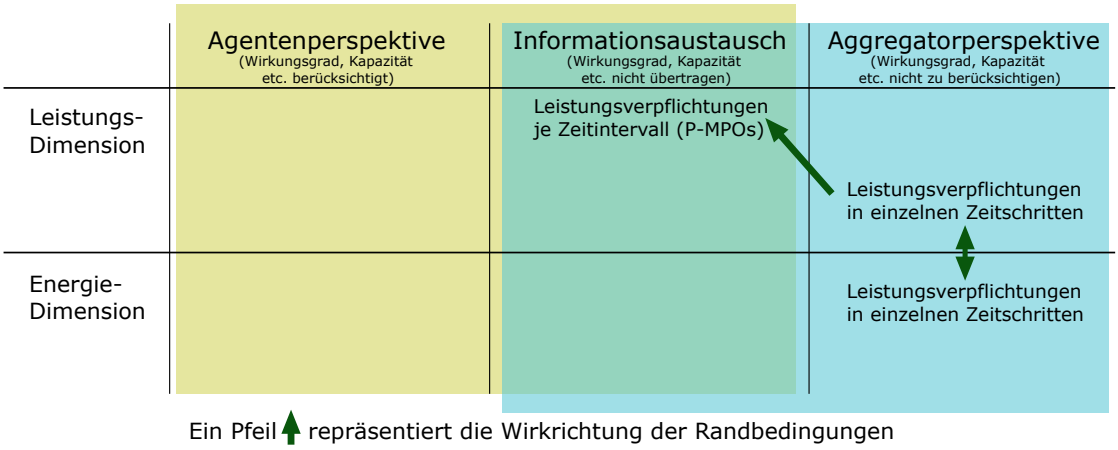


Abbildung 5.5: Verortung der Dimensionierung von Leistungs-MPOs im aus Leistungs- und Energiedimension bestehenden Wirkungsraum.

Da im Vorhinein nicht bestimmt ist, mit welcher Leistung P-MPOs abgerufen werden, entsprechen sie sowohl in der Leistungs- als auch in der Energiedimension nicht nur einem diskreten Wert oder einer einzelnen Trajektorie, sondern einem Leistungsbereich und einer Trajektorienschar. Bei der Dimensionierung von P-MPOs ist daher durch den Aggregator ein Leistungswert (vgl. Gleichungen 5.3 und 5.4) zu finden, für den vier Bedingungen erfüllt werden: Die Durchschnittsleistungen, die (1) einem Vollabruf und (2) einem Nullabruf entsprechen, liegen innerhalb der Leistungsflexibilität. Die Energietrajektorien (3) eines Voll- und (4) eines Nullabrufs liegen bei identischen Anfangsenergiewerten innerhalb der Energieflexibilität. Die maximale Leistung, die bei gegebener Flexibilität für eine P-MPO in Laderichtung reserviert werden kann, kann

dementsprechend folgendermaßen berechnet werden:

$$P^{\text{mpo,new,p}}_{\text{ch,power}}(i_\text{t}) = P^{\max}_{\text{flex}}(i_\text{t}) - P^{\text{mpo}}_{\text{ch,energ}}(i_\text{t}) \tag{5.17}$$

$$E^{\text{mpo,new,e}}_{\text{ch,power}}(i_\text{t}) = E^{\max}_{\text{flex}}(i_\text{t}+1) - P^{\text{mpo}}_{\text{ch,energ}}(i_\text{t}) \cdot \Delta t^{\text{intv}} - \max\left(E^{\min}_{\text{flex}}(i_\text{t}), E^{\min}_{\text{flex}}(i_\text{t}+1) - P^{\text{mpo}}_{\text{ch,energ}}(i_\text{t}) \cdot \Delta t^{\text{intv}}\right) \tag{5.18}$$

$$P^{\text{mpo,new,e}}_{\text{ch,power}}(i_\text{t}) = {}^{E^{\text{mpo,new,e}}_{\text{ch,power}}(i_\text{t})}/_{\Delta t^{\text{intv}}} \tag{5.19}$$

$$P^{\text{mpo,new}}_{\text{ch,power}}(i_\text{t}) \in \begin{cases} \emptyset, \text{ falls } P^{\min}_{\text{flex}}(i_\text{t}) - P^{\text{mpo}}_{\text{ch,energ}}(i_\text{t}) > 0 \vee P^{\max}_{\text{flex}}(i_\text{t}) < 0 \vee E^{\text{mpo,new,e}}_{\text{ch,power}}(i_\text{t}) \leq 0 \\ [0, \min\left(P^{\text{mpo,new,p}}_{\text{ch,power}}(i_\text{t}), P^{\text{mpo,new,e}}_{\text{ch,power}}(i_\text{t})\right)], \quad \text{andernfalls} \end{cases} \tag{5.20}$$

Hierbei wird zunächst von der Leistungsflexibilität abgeleitet, wie viel Leistung $P^{\text{mpo,new,p}}_{\text{ch,power}}$ in Laderichtung zur Verfügung steht (siehe Gleichung 5.17). Anschließend ist zu überprüfen wie viel Energieflexibilität vorhanden ist. Diese wird ebenfalls zu einer zur Verfügung stehenden Leistung $P^{\text{mpo,new,e}}_{\text{ch,power}}$ umgerechnet (siehe Gleichungen 5.18 und 5.19). Anschließend kann die betragsmäßig kleinere der beiden Leistungen als maximale Ladeleistung genutzt werden (siehe Gleichung 5.20) Wenn jedoch der Nullabruf nicht gleichzeitig durch die Batterie erfüllt werden kann, kann keine P-MPO platziert werden.

Die Berechnung der möglichen Entladeleistung für eine P-MPO erfolgt analog zur Ladeleistung. Hierbei ist zu beachten, dass sie durch die Annahme des Verbraucherzählpfeilsystems mit einem negativen Vorzeichen versehen ist:

$$P^{\text{mpo,new,p}}_{\text{dis,power}}(i_\text{t}) = P^{\min}_{\text{flex}}(i_\text{t}) - P^{\text{mpo}}_{\text{dis,energ}}(i_\text{t}) \tag{5.21}$$

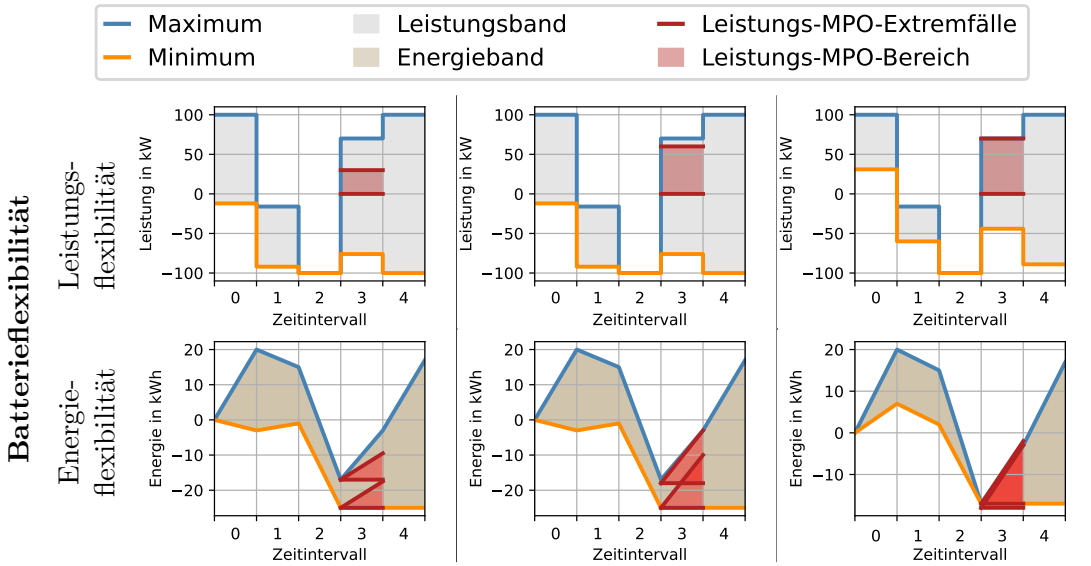
$$E^{\text{mpo,new,e}}_{\text{dis,power}}(i_\text{t}) = E^{\min}_{\text{flex}}(i_\text{t}+1) - P^{\text{mpo}}_{\text{dis,energ}}(i_\text{t}) \cdot \Delta t^{\text{intv}} - \min\left(E^{\max}_{\text{flex}}(i_\text{t}), E^{\max}_{\text{flex}}(i_\text{t}+1) - P^{\text{mpo}}_{\text{dis,energ}}(i_\text{t}) \cdot \Delta t^{\text{intv}}\right) \tag{5.22}$$

$$P^{\text{mpo,new,e}}_{\text{dis,power}}(i_\text{t}) = {}^{E^{\text{mpo,new,e}}_{\text{dis,power}}(i_\text{t})}/_{\Delta t^{\text{intv}}} \tag{5.23}$$

$$P^{\text{mpo,new}}_{\text{dis,power}}(i_\text{t}) \in \begin{cases} \emptyset, \text{ falls } P^{\max}_{\text{flex}}(i_\text{t}) - P^{\text{mpo}}_{\text{dis,energ}}(i_\text{t}) < 0 \vee P^{\min}_{\text{flex}}(i_\text{t}) > 0 \vee E^{\text{mpo,new,e}}_{\text{dis,power}}(i_\text{t}) \geq 0 \\ [\max\left(P^{\text{mpo,new,p}}_{\text{dis,power}}(i_\text{t}), P^{\text{mpo,new,e}}_{\text{dis,power}}(i_\text{t})\right), 0], \quad \text{andernfalls} \end{cases} \tag{5.24}$$

Wie auch bei der Dimensionierung von E-MPOs ist der Einfluss der bereits platzierten E-MPOs herauszurechnen (siehe Gleichungen 5.17 und 5.18 bzw. 5.21 und 5.22). Das heißt, der Aggregator benötigt Kenntnis über die bereits platzierten E-MPOs, um die maximal mögliche Leistung für eine neue P-MPO zu berechnen.

In Abbildung 5.6 wird das Beispiel aus Abb. 5.3 (a) fortgeführt, für das bei einer Lastprognose wie in Abb. 4.1 und einer Mehrfach-E-MPO in Entladerichtung im zweiten und dritten Zeitintervall die Flexibilität ermittelt wird. Für diese ist dargestellt, wie neu dimensionierte P-MPOs im vierten Zeitintervall mit einer Leistung von 30 kW (Abb. 5.6 (a)), von 60 kW (Abb. 5.6 (b)) und von 70 kW (Abb. 5.6 (c)) in die ermittelte Flexibilität abgebildet werden können. In allen Fällen ist dabei eine Flexibilitätsberechnung zu Beginn des aktuellen Zeitintervalls angenommen. Für Abb. 5.6 (c) ist der Ladegrad



(a) Mit Anfangsladegrad von 40% und bei 30 kW P-MPO-Leistung

(b) Mit Anfangsladegrad von 40% und bei 60 kW P-MPO-Leistung

(c) Mit Anfangsladegrad von 30 % und bei 70 kW P-MPO-Leistung

Abbildung 5.6: Beispiele für Ladeleistungs-Verpflichtungen von 30 (a), 60 (b) und 70 kW (c) im vierten Zeitintervall, die innerhalb der Flexibilität aus Abb. 5.3 zu Beginn des aktuellen Intervalls dargestellt werden können. In allen drei dargestellten Fällen liegen sowohl die Schar der Leistungswerte als auch die minimale und die maximale Energietrajektorienschar innerhalb der Flexibilitätsbänder. In (c) ist der Anfangsladegrad auf 30 % reduziert, um das Modellverhalten in einem Grenzfall darzustellen.

von 40 % auf 30 % reduziert, um im Folgenden ein besonderes Modellverhalten zu zeigen, das in Einzelfällen auftreten kann. Dass der Ladegrad reduziert ist, kann z. B. daran erkannt werden, dass im aktuellen Zeitintervall 0 keine Flexibilität in Entladerichtung vorhanden ist, weil die Batterie für das Erbringen der Mehrfach-E-MPO zunächst aufgeladen werden muss. Die P-MPOs werden jeweils durch einen roten Leistungs- und zwei rote Energiebereiche dargestellt. Der Leistungsbereich ist dabei nach oben durch die maximale Leistung (Vollabruf) und nach unten durch die minimale Leistung (Nullabruf) begrenzt. Die Energiebereiche sind durch die sich aus diesen Leistungen ergebenden Energietrajektorien begrenzt, die im Energieband eine dreieckige Form ergeben. Sie sind jeweils ausgehend vom maximalen und minimalen Energiewert zu Beginn des entsprechenden Zeitintervalls eingezeichnet. Dabei kann es vorkommen, dass sie sich teilweise bis vollständig überschneiden wie in den Abb. 5.6 (b) und (c) gezeigt ist.

5.3.2 Integration von Leistungs-MPOs in das Flexibilitätsmodell

Die Reservierung der Flexibilität für eine P-MPO ist in alle vier der in den Abschnitten 4.5 bis 4.8 ausgeführten Schritte zu integrieren. Anders als bei den E-MPOs unterscheiden sich die hierfür erforderlichen Berechnungen jedoch von den im vorangegangenen Kapitel vorgestellten. Da die Leistung einer P-MPO nicht vorher feststeht, kann sie nicht wie bei den E-MPOs direkt in die Berechnung des verfügbaren Leistungsbandes einfließen und anschließend genutzt werden, um das zulässige Ladegradband weiter einzuschränken. Stattdessen sind die beiden Extremfälle des Voll- und des Nullabrufs zu betrachten und für beide die benötigte Flexibilität zu reservieren.

Zunächst ist die verfügbare Leistung um die für die P-MPO zu reduzieren. Daneben ist für Voll- und Nullabrufs das zulässige Ladegradband einzuschränken. Dabei kann die Unsicherheit über die tatsächlich abgerufene Leistung dazu führen, dass sich keine eindeutige Ober- und Untergrenze für den Ladegrad ergibt. Dies muss keinen Konflikt darstellen, aber führt dazu, dass $F_{\mathrm{s}}^{\max}$ und $F_{\mathrm{s}}^{\min}$ nicht mehr für den gesamten Planungszeitraum definiert sein müssen. Anschließend können Leistungs- und Energieflexibilität wie bisher berechnet werden. Die nicht definierten Ladegrade sind so zu berücksichtigen, dass während dieser Zeitpunkte die Leistungsflexibilität sowohl in Lade- als auch Entladerichtung 0 beträgt, da keine weitere Leistung angeboten werden kann. Die Energieflexibilität ist zu den entsprechenden Zeitpunkten ebenfalls nicht definierbar.

Das vorgestellte Berechnungsverfahren ist für die Integration einer Leistungs-Verpflichtung in einem einzelnen Zeitintervall definiert. Wenn mehrere in unterschiedlichen Zeitintervallen vorliegen, muss die Integration nacheinander für jede davon geschehen. Es geht davon aus, dass zunächst eine vollständige Flexibilitätsberechnung vorliegt, in die die jeweilige P-MPO noch nicht integriert ist. Das Ergebnis dieser Berechnung soll im Folgenden *ursprüngliche* Flexibilität genannt werden bzw. die dabei ermittelten Zwischenergebnisse wie im letzten Kapitel 4, beispielsweise *ursprünglich* zulässiges Ladegradband.

Reservierung von Leistung des verfügbaren Leistungsbands

Um Leistung einer Batterie für eine P-MPO zu reservieren, muss das verfügbare Leistungsband um diesen Betrag reduziert werden. Dafür ist die MPO-Leistung bei einer Lade-P-MPO von der ursprünglich maximal verfügbaren Leistung und bei einer Entlade-P-MPO von der ursprünglich minimal verfügbaren Leistung zu subtrahieren. Die verfügbare Leistung in die jeweils entgegengesetzte Richtung ist entsprechend Tabelle 5.2 auf 0 zu setzen, da keine gegenläufigen Verpflichtungen zugelassen sind. Damit sind die Gleichungen 5.11 und 5.12 für die verfügbare Leistung folgendermaßen zu erweitern. Ohne

P-MPOs verändert sich die Berechnung nicht.

$$P^{\max}_{\text{avail}}(i_t) = \begin{cases} \min\left(P^{\max}_{\text{s,ch}}, P^{\text{diff}}(i_t), P^{\text{mpo}}_{\text{dis,energ}}(i_t)\right) - P^{\text{mpo}}_{\text{ch,power}}(i_t), \\ \quad \text{falls } P^{\text{mpo}}_{\text{ch,power}}(i_t) > 0 \wedge P^{\text{mpo}}_{\text{dis,power}}(i_t) = 0 \\ 0, \quad \text{falls } \left(P^{\text{mpo}}_{\text{ch,power}}(i_t) = 0 \wedge P^{\text{mpo}}_{\text{dis,power}}(i_t) < 0\right) \\ \min\left(P^{\max}_{\text{s,ch}}, P^{\text{diff}}(i_t), P^{\text{mpo}}_{\text{dis,energ}}(i_t)\right), \quad \text{falls } P^{\text{mpo}}_{\text{ch,power}}(i_t) = 0 \wedge P^{\text{mpo}}_{\text{dis,power}}(i_t) = 0 \end{cases} \tag{5.25}$$

$$P^{\min}_{\text{avail}}(i_t) = \begin{cases} \max\left(P^{\max}_{\text{s,dis}}, P^{\text{mpo}}_{\text{ch,energ}}(i_t)\right) - P^{\text{mpo}}_{\text{dis,power}}(i_t), \\ \quad \text{falls } P^{\text{mpo}}_{\text{ch,power}}(i_t) = 0 \wedge P^{\text{mpo}}_{\text{dis,power}}(i_t) < 0 \\ 0, \quad \text{falls } \left(P^{\text{mpo}}_{\text{ch,power}}(i_t) > 0 \wedge P^{\text{mpo}}_{\text{dis,power}}(i_t) = 0\right) \\ \max\left(P^{\max}_{\text{s,dis}}, P^{\text{mpo}}_{\text{ch,energ}}(i_t)\right), \quad \text{falls } P^{\text{mpo}}_{\text{ch,power}}(i_t) = 0 \wedge P^{\text{mpo}}_{\text{dis,power}}(i_t) = 0 \end{cases} \tag{5.26}$$

Erkennung von leistungsbezogenen Konflikten

Dadurch dass bei P-MPOs nicht sicher ist, ob Leistung in eine bestimmte Richtung abgerufen wird, kann das Überprüfen auf die Konflikte (3a.) und (6.) (siehe Seite 110) nicht mehr wie bei E-MPOs durch die integrierte Bedingung aus Gleichung 4.29 erfolgen. Stattdessen ist für E-MPOs und P-MPOs getrennt zu überprüfen, ob gleichzeitig Verpflichtungen in unterschiedliche Leistungsrichtungen vorliegen. Die Überprüfung, ob die Batterieleistung ausreicht, um alle vorliegenden Verpflichtungen aus den unterschiedlichen Anwendungsfällen zu erfüllen, kann durch folgende Bedingung geschehen:

$$\exists i_t \mid P^{\text{mpo}}_{\text{ch,energ}}(i_t) + P^{\text{mpo}}_{\text{ch,power}}(i_t) > P^{\max}_{\text{ch}}(i_t) \tag{5.27}$$

$$\exists i_t \mid \min\left(P^{\text{diff}}(i_t), P^{\text{mpo}}_{\text{dis,energ}}(i_t)\right) + P^{\text{mpo}}_{\text{dis,power}}(i_t) < P^{\max}_{\text{dis}}(i_t) \tag{5.28}$$

Zudem dürfen keine MPOs im selben Zeitintervall in entgegengesetzte Richtungen vorliegen. Ein Konflikt liegt vor, wenn eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:

$$\exists i_t \mid P^{\text{mpo}}_{\text{ch,power}}(i_t) > 0 \wedge P^{\text{mpo}}_{\text{dis,power}}(i_t) < 0 \vee P^{\text{mpo}}_{\text{dis,energ}}(i_t) < 0 \tag{5.29}$$

$$\exists i_t \mid P^{\text{mpo}}_{\text{dis,power}}(i_t) < 0 \wedge P^{\text{mpo}}_{\text{ch,power}}(i_t) > 0 \vee P^{\text{mpo}}_{\text{ch,energ}}(i_t) > 0 \tag{5.30}$$

Berechnung des zulässigen Ladegradbandes

Für die zu integrierende P-MPO sind innerhalb des zulässigen Ladegradbandes die Start- und Endwerte zu ermitteln, von der aus die P-MPO in jedem Fall erfüllt werden kann. Dies sind die Werte der ursprünglichen Flexibilität, von denen aus keine der zu den beiden Extremfällen gehörenden Energietrajektorien das zulässige Ladegradband verlässt. Zunächst soll ein maximaler und ein minimaler Startwert ermittelt werden. Wenn der Ladegrad sich zu Beginn der zu erfüllenden P-MPO in dem Intervall zwischen den beiden Startwerten befindet, kann sichergestellt werden, dass er auch nach Erfüllung der P-MPO

innerhalb des ursprünglich zugelassenen Ladegradbandes liegt. Von den Startwerten ausgehend können die Endwerte der beiden Energietrajektorien ermittelt werden, die das ursprünglich zulässige Ladegradband am stärksten einschränken. Zuletzt kann im Zeitbereich vor der P-MPO eine Rückwärtsintegration bis zum Beginn des aktuellen Zeitintervalls und im Zeitbereich danach eine Vorwärtsintegration bis an den Planungshorizont erfolgen. Damit kann das zulässige Ladegradband für den gesamten Planungszeitraum weiter in mit dem vorliegenden Modell konsistenter Weise eingeschränkt werden.

Berechnung der Startwerte Zunächst sind die Startwerte des Ladegradbandes $F_{\mathrm{s,power}}^{\mathrm{max,start}}$ / $F_{\mathrm{s,power}}^{\mathrm{min,start}}$ zu bestimmen, von denen aus in jedem Fall die P-MPO-Leistung erbracht werden kann. Dafür sollen Voll- und Nullabruf in Lade- und Entladerichtung als maximal und minimal möglicher Leistungsabruf einheitlich folgendermaßen modelliert werden:

$$[P_{\mathrm{power}}^{\mathrm{mpo,min}}, P_{\mathrm{power}}^{\mathrm{mpo,max}}] = \begin{cases} [0, P_{\mathrm{ch,power}}^{\mathrm{mpo}}(i_{\mathrm{t}})], & \text{falls} P_{\mathrm{ch,power}}^{\mathrm{mpo}}(i_{\mathrm{t}}) > 0 \qquad \text{(laden)} \\ [P_{\mathrm{dis,power}}^{\mathrm{mpo}}(i_{\mathrm{t}}), 0], & \text{falls} P_{\mathrm{dis,power}}^{\mathrm{mpo}}(i_{\mathrm{t}}) < 0 \qquad \text{(entladen)} \end{cases} \tag{5.31}$$

Durch eine zeitlich rückwärts gerichtete Berechnung ausgehend vom über die maximal und minimal mögliche P-MPO-Leistung, können die vorläufigen (engl. *preliminary*) Startwerte $F_{\mathrm{s,prel}}^{\mathrm{max,start}}$ und $F_{\mathrm{s,prel}}^{\mathrm{min,start}}$ ermittelt werden. Sie sind als tatsächlich geltende Startwerte anzusehen, falls sie innerhalb des zulässigen Ladegradbandes liegen. Falls nicht, sind die nächsten zulässigen Werte innerhalb des ursprünglich zulässigen Ladegradbandes $F_{\mathrm{s}}^{\mathrm{max}}$ und $F_{\mathrm{s}}^{\mathrm{min}}$ als Startwerte anzusetzen:

$$F_{\mathrm{s,prel}}^{\mathrm{max,start}}(i_{\mathrm{t}}) = F_{\mathrm{s}}^{\mathrm{max}}(i_{\mathrm{t}}+1) - \begin{cases} \dfrac{\Delta t}{C_{\mathrm{E}}} \cdot P_{\mathrm{power}}^{\mathrm{mpo,max}}(i_{\mathrm{t}}) \cdot \eta_{\mathrm{s,ch}}, \\ \qquad \text{falls} P_{\mathrm{power}}^{\mathrm{mpo,max}}(i_{\mathrm{t}}) > 0 \quad \text{(laden)} \\ 0, \quad \text{falls} P_{\mathrm{power}}^{\mathrm{mpo,max}}(t) = 0 \quad \text{(entladen)} \end{cases} \tag{5.32}$$

$$F_{\mathrm{s,power}}^{\mathrm{max,start}}(i_{\mathrm{t}}) = \min\left(F_{\mathrm{s}}^{\mathrm{max}}(i_{\mathrm{t}}), F_{\mathrm{s,prel}}^{\mathrm{max,start}}(i_{\mathrm{t}})\right) \tag{5.33}$$

$$F_{\mathrm{s,prel}}^{\mathrm{min,start}}(i_{\mathrm{t}}) = F_{\mathrm{s}}^{\mathrm{min}}(i_{\mathrm{t}}+1) - \begin{cases} 0, \quad \text{falls} P_{\mathrm{power}}^{\mathrm{mpo,min}}(t) = 0 \quad \text{(laden)} \\ \dfrac{\Delta t}{C_{\mathrm{E}}} \cdot P_{\mathrm{power}}^{\mathrm{mpo,min}}(i_{\mathrm{t}}) \cdot {}^{1}/_{\eta_{\mathrm{s,dis}}}, \\ \qquad \text{falls} P_{\mathrm{power}}^{\mathrm{mpo,min}}(t) < 0 \quad \text{(entladen)} \end{cases} \tag{5.34}$$

$$F_{\mathrm{s,power}}^{\mathrm{min,start}}(i_{\mathrm{t}}) = \max\left(F_{\mathrm{s}}^{\mathrm{min}}(i_{\mathrm{t}}), F_{\mathrm{s,prel}}^{\mathrm{min,start}}(i_{\mathrm{t}})\right) \tag{5.35}$$

Berechnung der Endwerte Die Ermittlung der Endwerte als zweitem Schritt kann durch eine vorwärts gerichtete Integration von den Startwerten aus erfolgen. Dabei ist zur Berechnung des maximalen Ladegrades der Mindestwert der MPO-Leistung anzusetzen und für den minimalen Ladegrad der Höchstwert. Auf diese Weise wird der Ladegrad am Ende der Verpflichtung so weit eingeschränkt, dass sowohl am maximalen als auch am minimalen vorausgehenden Ladegrad für alle Extremfälle genug Flexibilität reserviert

ist:

$$F_{\mathrm{s,power}}^{\mathrm{max,end}}(i_{\mathrm{t}}) = F_{\mathrm{s,power}}^{\mathrm{max,start}}(i_{\mathrm{t}}) + \frac{\Delta t}{C_{\mathrm{E}}} \cdot P_{\mathrm{power}}^{\mathrm{mpo,min}}(i_{\mathrm{t}}) \cdot \begin{cases} \eta_{\mathrm{s,ch}}, \text{ wenn } P_{\mathrm{power}}^{\mathrm{mpo,min}}(t) > 0 & \text{(laden)} \\ 1/\eta_{\mathrm{s,dis}}, \text{ wenn } P_{\mathrm{power}}^{\mathrm{mpo,min}}(t) < 0 & \text{(entladen)} \end{cases} \tag{5.36}$$

$$F_{\mathrm{s,power}}^{\mathrm{min,end}}(i_{\mathrm{t}}) = F_{\mathrm{s,power}}^{\mathrm{min,start}}(i_{\mathrm{t}}) + \frac{\Delta t}{C_{\mathrm{E}}} \cdot P_{\mathrm{power}}^{\mathrm{mpo,max}}(i_{\mathrm{t}}) \cdot \begin{cases} \eta_{\mathrm{s,ch}}, \text{ wenn } P_{\mathrm{power}}^{\mathrm{mpo,max}}(t) > 0 & \text{(laden)} \\ 1/\eta_{\mathrm{s,dis}}, \text{ wenn } P_{\mathrm{power}}^{\mathrm{mpo,max}}(t) < 0 & \text{(entladen)} \end{cases} \tag{5.37}$$

Weiteres Einschränken des zulässigen Ladegrades Um über den gesamten Planungszeitraum hinweg Flexibilität für eine Leistungs-Verpflichtung zu reservieren, muss das zulässige Ladegradband bis zu den Start- und Endwerten begrenzt werden, die das ursprünglich zulässige Ladegradband zu Beginn und am Ende der P-MPO bestimmen. Im Zeitbereich nach der P-MPO können die Endwerte für eine weitere Vorwärtsintegration bis zum Ende des Planungszeitraum gemäß Abschnitt 4.6.2, Gleichungen 4.39 und 4.40, als Ausgangspunkte angenommen werden. Darüber ist das ursprünglich, zulässige Ladegradband weiter einzuschränken. Analog können die Startwerte als Ausgangspunkt einer Rückwärtsintegration bis zum aktuellen Zeitpunkt gemäß Abschnitt 4.6.3, Gleichungen 4.45 und 4.46, genutzt werden, um das ursprüngliche Ladegradband vor der P-MPO weiter einzuschränken. Auf diese Weise werden Ladegradbereiche aus der Energiemenge entfernt, deren Erreichen mit dem Einhalten der Start- und Endwerte einen Konflikt auslösen würde.

Undefinierte Zustände des zulässigen Ladegradbandes Da die Endwerte unter Berücksichtigung sowohl der Höchst- als auch der Mindestleistung ermittelt werden, liegt kein Konflikt vor, wenn sie innerhalb des zulässigen Ladegradbandes liegen, aber der maximale Wert kleiner ist als der minimale: $F_{\mathrm{s,power}}^{\mathrm{max,end}} < F_{\mathrm{s,power}}^{\mathrm{min,end}}$. In diesem Fall kann zwar nicht sichergestellt werden, dass ein bestimmter Teil des Ladegrads am Ende des nächsten Schritts genutzt werden kann, um auf dieser Basis weitere Verpflichtungen zu dimensionieren. Trotzdem kann die Batterie noch alle angesetzten Verpflichtungen erfüllen.

Es kann der Fall auftreten, dass am Ende einer Leistungs-Verpflichtung der minimal errechnete Ladegrad $F_{\mathrm{s,power}}^{\mathrm{min,end}}$ über dem maximalen $F_{\mathrm{s,power}}^{\mathrm{max,end}}$ liegt. Wenn im Anschluss die Batterieleistung z. B. durch andere Verpflichtungen bereits stark eingeschränkt ist, kann dies sogar für mehrere Werte nach der P-MPO gelten. Während dieser Zeitintervalle bleibt das zulässige Ladegradband zwar undefiniert, es besteht jedoch kein Konflikt im Sinne dieser Arbeit. Denn obwohl nicht sicher ist, dass ein bestimmter Ladegradbereich für weitere Verpflichtungen genutzt werden kann, bleibt der Batterieladegrad innerhalb des zulässigen Ladegradbandes, das ohne die Leistungs-Verpflichtung ermittelt wird. Jedoch kann ohne definierte Energie-Werte keine Leistungsflexibilität berechnet und

damit in diesen Zeitintervallen keine weitere MPO dimensioniert werden. Stattdessen wird die Anlagenflexibilität im Anschluss an die P-MPO benötigt, um trotz der aus ihr resultierenden Unsicherheit den Ladegrad wieder in einen definierten Bereich führen zu können.

Erkennung von energiebezogenen Konflikten

Bei der Berechnung des zulässigen Ladegradbandes kann ermittelt werden, ob sich ein Konflikt mit dem Erbringen der P-MPO ergibt. Wenn der minimale Startwert, der vor der P-MPO oberhalb des maximalen Startwerts liegt, tritt ein Konflikt auf[6]. Zudem müssen sowohl der minimale als auch der maximale Startwert innerhalb des ursprünglich zulässigen Ladegradbandes liegen. Unter Berücksichtigung der Gleichungen 5.33 und 5.35 ergibt dies folgende Bedingungen zur Detektion von Konflikten mit Energiebezug unter Berücksichtigung der P-MPOs:

$$\exists i_\mathrm{t} \mid F_\mathrm{s,power}^\mathrm{max,start}(i_\mathrm{t}) < F_\mathrm{s,power}^\mathrm{min,start}(i_\mathrm{t}) \leftrightarrow \tag{5.38}$$

$$F_\mathrm{s,prel}^\mathrm{max,start}(i_\mathrm{t}) < F_\mathrm{s}^\mathrm{min}(i_\mathrm{t}) \vee \tag{5.39}$$

$$F_\mathrm{s,prel}^\mathrm{min,start}(i_\mathrm{t}) > F_\mathrm{s}^\mathrm{max}(i_\mathrm{t}) \tag{5.40}$$

Berechnung der Leistungsflexibilität

Wie in der Modelldefinition im letzten Kapitel ergeben sich durch die Integration einer P-MPO ein verfügbares Leistungsband und ein zulässiges Ladegradband, die als Ausgangspunkte für die Berechnung der Leistungsflexibilität genutzt werden können. Es besteht der Unterschied zu Abschnitt 4.7, dass der zulässige Ladegrad am Ende einer P-MPO nicht definiert sein muss. In diesem Fall sollen die Leistungswerte in Lade- und in Entladerichtung auf 0 gesetzt werden. Dies gilt für beide Zeitintervalle, die an einen undefinierten Wert des Ladegradbandes angrenzen. Denn in Richtung eines undefinierten Ladegrads und von einem solchen weg kann keine Leistung angeboten werden. In den anderen Teilen kann die Berechnung wie im letzten Kapitel in Abschnitt 4.7 als restriktivere Einschränkung von verfügbarer Leistung und der umgesetzt werden, mit der das zulässige Ladegradband nicht verletzt wird. Drei Beispiele hierfür sind in Abbildung 5.7 dargestellt, bei denen Flexibilität für die in Abbildung 5.6 gezeigten Verpflichtungen reserviert ist. Im Fall der ersten beiden Beispiele werden Leistungs- und Energieflexibilität bei größeren P-MPOs stärker reduziert. Im dritten Beispiel ist der aktuelle Ladegrad auf 30 % reduziert. Dies führt dazu, dass keine Flexibilität mehr im vierten und fünften Zeitintervall verfügbar ist, weil die Unsicherheit der bei der Erbringung der P-MPO es nicht möglich macht eine obere und untere Grenze für den Ladegrad anzugeben (vgl. Abschnitt 5.3.2).

[6] Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Startwerte auf der Basis von zulässigen Endwerten berechnet werden.

Berechnung der Energieflexibilität

Da wie im letzten Kapitel bis zu diesem Punkt in der Berechnung ein zulässiges Ladegradband und eine Leistungsflexibilität vorliegen, kann die Berechnung der Energieflexibilität im Prinzip wie dort beschrieben erfolgen. Die undefinierten, zulässigen Ladegrade sind jedoch ebenfalls zu berücksichtigen. Zum einen kann die Energieflexibilität zu den entsprechenden Zeitpunkten ebenfalls nicht definiert werden. Zum anderen ist das Erhöhen des minimalen Ladegrads zur Kompensation von Wirkungsgradverlusten anzupassen. Mehrfach-E-MPOs können nicht über einen undefinierten Ladegrad hinweg vom Aggregator eingeplant werden. D. h. die Gleichung 4.57 (siehe Seite 99) zur Bestimmung des frühesten Entladebeginns ist um die Bedingung zu erweitern, dass die Leistung definiert sein muss:

$$j_\mathrm{t}(i_\mathrm{t}) = \min_{k_\mathrm{t}} \; k_\mathrm{t} | 0 \leq k_\mathrm{t} < i_\mathrm{t} \wedge P^{\min}_{\mathrm{flex}}(l_\mathrm{t}) \neq \emptyset \wedge P^{\min}_{\mathrm{flex}}(l_\mathrm{t}) \leq 0, \; \forall \; l_\mathrm{t} \in [k_\mathrm{t}, i_\mathrm{t}] \tag{4.57}$$

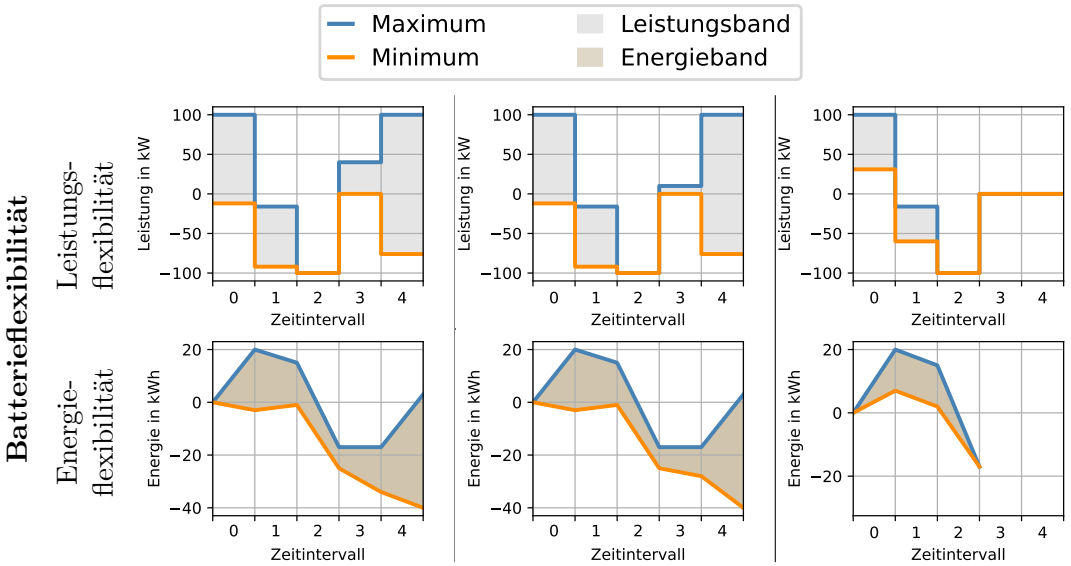
Über das erläuterte Vorgehen kann ein Teil einer ursprünglichen Flexibilität reserviert werden, um eine einzelne P-MPO zu erbringen. Wenn mehrere P-MPOs zu integrieren sind, kann das Ergebnis einer Integration wiederum als ursprüngliche Flexibilität zugrunde gelegt werden, um für die nächste Verpflichtung Flexibilität zu reservieren. Alternativ kann ein Aggregator, sie nutzen um mit ihr weitere MPOs dimensionieren.

Der vollständige Allokationszyklus zwischen Flexibilitätsberechnung und Dimensionierung für P-MPOs ist in Abbildung 5.8 dargestellt. Dort ist zum einen zu erkennen, dass, anders als bei den E-MPOs, die platzierten P-MPOs auch bei der Berechnung des zulässigen Ladegradbandes berücksichtigt werden müssen. Zum anderen ist er nur für Leistungs-Verpflichtungen in einzelnen Zeitintervallen definiert.

5.4 Zwischenfazit zur Batterieflexibilität inklusive der Berücksichtigung von MPOs

Ziel der Modellentwicklung war es, ein Flexibilitätsmodell aufzustellen, das Flexibilität von Batteriespeichern als eine Leistungs- und eine Energiemenge bestehend aus oberer und unterer Grenze je Zeitintervall ausdrückt (vgl. Seite 64). Innerhalb dieser Mengen sollen alle Einzelwerte damit vereinbar sein, dass die eingeplanten Verpflichtungen erfüllt werden können. Dieser Ansatz wurde von der Power-Node-Darstellung von Ulbig und Andersson (2015) abgeleitet wurde und mittels analytischer Modellbildung durchgeführt. Durch die in diesem Kapitel vorgestellten Erweiterungen um MPOs können bei der Berechnung der Batterieflexibilität von Amplify die Verpflichtungen aus unterschiedlichen Anwendungsfällen berücksichtigt werden. Eine experimentelle Beispielimplementierung dafür findet sich in dem öffentlichen Gitlab-Repository unter: https://gitlab.com/offis-dai/models/amplify. Sie ist zudem unter https://pypi.org als „amplify-model“ verfügbar. Der für diese Arbeit genutzte Funktionsumfang ist dort in der Version 0.1.2 enthalten[7].

[7] Diese entspricht auf Gitlab dem Commit `bafb95cf8474c9626116d9a379482a7690a97993`.



(a) Mit Anfangsladegrad von 40% und bei 30 kW P-MPO-Leistung

(b) Mit Anfangsladegrad von 40% und bei 60 kW P-MPO-Leistung

(c) Mit Anfangsladegrad von 30 % und bei 70 kW P-MPO-Leistung

Abbildung 5.7: Aktualisierte Flexibilitätsbänder des vorgestellten Beispiels. Ein Teil der Flexibilität ist reserviert für die Mehrfach-Entladeenergie-Verpflichtung von -16 kW und -100 kW in Intervall 1 und 2 und für die Ladeleistungs-Verpflichtungen von 30 (a), 60 (b) und 70 kW (c) im Intervall 3, die in den Abbildungen 5.2 bis 5.6 dargestellt sind. Anders als bei der Energie-Verpflichtungen in Abb. 5.3 lässt sich die P-MPO nicht in jedem Fall innerhalb der Flexibilitätsbänder darstellen. Im Fall des niedrigeren Anfangsladegrades kommt es dazu, dass die Energieflexibilität im hinteren Zeitbereich nicht definiert ist, woraus sich eine Leistungflexibilität von 0 ergibt.

Mithilfe von Amplify werden Leistungs- und Energiemengen ausgedrückt, die der Aggregator für MPOs nutzen kann, ohne dass bei unveränderten Eingangsgrößen für die Flexibilitätsberechnung Konflikte entstehen. Falls sie dennoch entstehen, z. B. weil sich die Lastprognose oder die Wirkungsgrade anders verhalten als angenommen, können sie mithilfe der aufgestellten Gleichungen detektiert werden.

Aus der Leistungsmenge sind solche Werte entfernt, die zu leistungsbezogenen Konflikten oder über einzelne Zeitintervalle zu energiebezogenen Konflikten führen würden, weil der Ladegrad nicht mehr im zulässigen Band liegen würde. Dieser ist ebenfalls zugrundegelegt, um die Energiemenge zu ermitteln. Wirkungsgradverluste sind gesondert kompensiert, damit sie vom Aggregator ignoriert werden können. Die Energiemenge drückt Energiedifferenzen gegenüber dem vorherigen Wert aus, die durch die Leistungswerte erbracht werden können, ebenfalls ohne energiebezogene Konflikte hervorzurufen.

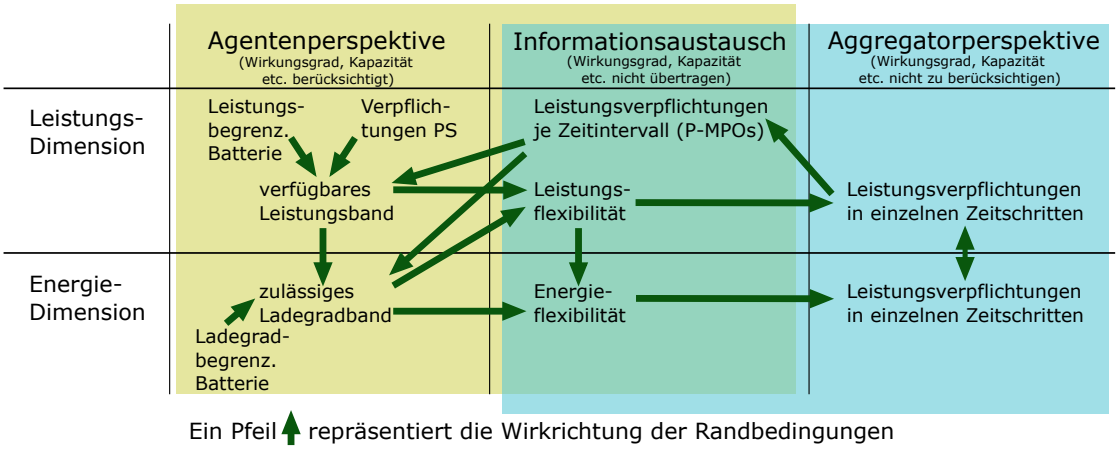


Abbildung 5.8: Vollständiger Allokationszyklus mit Leistungs-MPOs in der Leistungs- und Energiedimension.

Die Leistungs- und Energiemenge machen gemeinsam das Berechnungsergebnis einer Flexibilitätsermittlung aus, mit dem weitere MPOs dimensioniert werden können. Zudem kann es für eine lokale Bestimmung der Batterieleistungssollwerte herangezogen werden. Diese Aspekte sollen im Folgenden zunächst einzeln erläutert werden, um sie anschließend in Beziehung zu setzen.

5.4.1 Berechnungsergebnis

Um das Auftreten von Konflikten zu vermeiden, ist die Leistungsflexibilität gegenüber der Batterieleistung reduziert. Die Begrenzungen können zum Ausdruck bringen, dass in einzelnen Zeitintervallen nicht die volle Leistung vom Batteriespeicher sowohl in Lade- als auch Entladerichtung bereitgestellt werden kann oder dass sogar eine Mindestleistung in eine bestimmte Richtung vorgegeben ist, um Anwendungsfälle zu erfüllen. In diesem Fall ergibt sich ein Lade- oder Entladezwang. Beispielsweise während einer E-MPO-Erbringung liegt solch einer in jedem Fall vor. Zusätzlich kann er auftreten, wenn der Ladegrad der Batterie vorbereitet werden muss, also in einen bestimmten Bereich gebracht werden muss, um nachfolgende Verpflichtungen erfüllen zu können.

Zusätzlich dazu, wie Lade-/Entladezwänge ausgedrückt sind, ist für das Verständnis des Modells zudem wichtig, dass die jeweils berechnete Flexibilität eine Momentaufnahme darstellt. Mit weiter voranschreitender Zeit verändert sie sich unablässig, weil z. B. nicht mehr alle Durchschnittsleistungen in einem Zeitintervall erreicht werden können oder Zeitintervalle abgelaufen und damit nicht mehr Teil der Planung sind.

Lade- und Entladezwänge der Batterie sind in der Leistungsflexibilität daran abzulesen, dass gemäß Gleichungen 4.27 und 4.28 die Leistungswerte der entgegengesetzten Richtung das Vorzeichen wechseln. Auf diese Weise kann der Teil des Batteriefahrplans, der durch eine Planung bereits bestimmt ist, teilweise direkt aus der Leistungsmenge abgeleitet werden. Da sie jedoch sowohl durch eine zeitgleiche E-MPO als auch ein Vor-

bereiten des Ladegrads auftreten können, dessen Leistung bisher nicht vermarktet ist (vgl. Abschnitt 5.2), ist für den Aggregator nicht direkt erkennbar, wie viel Leistung der Batterie er zusätzlich vermarkten kann. Dies gilt sowohl beim Dimensionieren von E-MPOs als auch P-MPOs. Hierfür benötigt er die Information über bereits platzierte E-MPOs, damit er nicht bereits eingeplante Flexibilität wiederholt nutzt und damit überplant. Um diese Zusammenhänge berücksichtigen zu können, ist beim Aggregator das entsprechende Modellwissen zur Verwendung erforderlich.

5.4.2 MPO-Dimensionierung

Einzel-E-MPOs können ausschließlich basierend auf der Leistungsflexibilität dimensioniert werden. Dass ein Erbringen der entsprechenden Durchschnittsleistung möglich ist, ist bereits dadurch sichergestellt, dass die Leistungsflexibilität so begrenzt ist, dass sie nur Leistungen enthält, die weder leistungsbezogene noch energiebezogene Konflikte erzeugen. Für das Dimensionieren von Mehrfach-E-MPOs und P-MPOs ist zusätzlich die Energieflexibilität heranzuziehen.

Da die Leistungsflexibilität so berechnet ist, dass sie das Erbringen einzelner Leistungswerte garantiert, aber beim Dimensionieren von P-MPOs sowohl der Voll- als auch der Nullabruf sicherzustellen ist, soll zusätzlich die Energieflexibilität zugrunde gelegt werden. D. h., dass zusätzlich dazu, dass das gesamte Leistungsintervall von 0 bis zum nominellen P-MPO-Wert innerhalb des Leistungsbandes liegen muss, auch die beiden Trajektorien des Voll- und Nullabruf ausgehend vom selben Start-Energiewert innerhalb des Energiebands einzupassen sind. Da auf diese Weise alle Extremfälle der unterschiedlichen Abrufoptionen abgedeckt sind, ist dieses Vorgehen vergleichbar mit dem beim Modellieren für eine robuste Optimierung (Ben-Tal et al., 2009). Dabei wird ebenfalls die höchste oder niedrigste Leistung, die mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit auftreten kann, für die Berechnung zugrundegelegt.

5.4.3 Wechselwirkungen zwischen Berechnungsergebnis und der MPO-Dimensionierung

Das Modellverhalten und die Platzierung neuer MPOs stehen in Wechselwirkung miteinander. Dies hat unterschiedliche Konsequenzen, die sich unter der Frage zusammenfassen lassen, wie sich eine neue MPO auf den resultierenden Gesamtfahrplan der Batterie auswirkt. Diese Frage berührt zwei zu betrachtende Aspekte: Dies ist zum einen, welche weiteren MPOs nach einer erfolgten Platzierung dimensioniert werden können, nachdem die Flexibilität aktualisiert wurde. Zum anderen ist zu diskutieren, welche Leistungen die Batterie über die, einen einfachen Planungszeitraum überschreitende Zeit erbringen muss, um alle Verpflichtungen aus den unterschiedlichen Anwendungsfällen zu erfüllen. Der erste Punkt bezieht sich auf ein erneutes Berechnungsergebnis direkt nach der Platzierung der MPO. Der zweite bezieht sich auf die Fahrweise der Batterie über einen Zeitraum von mehreren Zeitintervallen.

Mit Bezug zum ersten Punkt wurde bereits festgestellt, dass jeder Leistungswert nur für sich steht, ohne dass durch Amplify ein Zusammenhang mit den anderen ausgedrückt

ist. D. h. die Platzierung einer neuen MPO in einem bestimmten Zeitintervall kann die Flexibilität auch während weiterer Zeitintervalle einschränken. Das Modell ist so entwickelt, dass die Flexibilität auf der Basis der ergänzten Verpflichtungen wiederholt berechnet werden muss, um diesen Effekt zu bemessen. Durch die Platzierung einer neuen MPO kann sich beispielsweise ergeben,

- dass sich die Flexibilität nur in den Zeitintervallen der MPO verändert,
- dass ein Vorbereiten des Ladegrads nötig wird und sich die Flexibilität während weiterer Zeitintervalle verändert bis dahin, dass sich weitere Leistungswerte bestimmen oder
- dass während des entsprechenden Zeitintervalls Flexibilität verbleibt, wie in Abbildung 5.3 (c) im Beispiel auf der rechten Seite im zweiten Zeitintervall gezeigt ist, obwohl vermeintlich die gesamte verfügbare Flexibilität für eine neue MPO veranschlagt wurde[8].

Da mit Amplify ermittelte Flexibilität sowohl die leistungs- als auch die energiebezogenen Randbedingungen einhält, kann mit seiner Hilfe die Batterieregelung so eingestellt werden, dass auch über mehrere Zeitintervalle hinweg alle Verpflichtungen eingehalten werden. Dafür müssen sowohl die Speicherleistung als auch Ladegrad innerhalb des jeweiligen Bandes bleiben, also der Leistungsflexibilität und dem zulässigen Ladegradband. Dies gilt selbst dann, wenn die Zeit innerhalb des aktuellen Intervalls weiter fortschreitet, sodass sich u. U. die ermittelte Flexibilität verändert. In diesem Fall ist die Speicherleistung gemäß der Gleichungen 4.55 und 4.56 einzustellen. Dabei müssen diese sich ergebenden Grenzwerte nicht einen bestimmten Leistungswert vorgeben, sondern können ein Intervall aufspannen. Unter der Annahme, dass sich die Lastprognose bewahrheitet, ergäbe sich der vollständige Fahrplan nur, wenn die Speicherleistung so weit verplant ist, dass keine Flexibilität übrig bleibt. In diesem Fall beträgt die Differenz zwischen maximaler und minimaler Leistungsflexibilität für jedes Intervall im Planungszeitraum 0. Solange aber die Grenzwerte eingehalten werden und kein Konflikt auftritt, sollten sich mit allen enthaltenen Leistungswerten die eingeplanten Verpflichtungen erfüllen lassen. Wie genau sich die Wahl eines Wertes jedoch auf den weiteren Fahrplan auswirkt, wird durch Amplify nicht beschrieben. Ausgehend vom aktuellen Intervall reduziert sich die Flexibilität dadurch, dass die Batterie über die Zeit immer nur eine einzelne konkrete Leistung erbringen kann.

Dadurch dass Amplify wiederholt neu berechnet werden kann, um den Leistungsbereich für den Leistungssollwert zu aktualisieren, besteht ein Bezug zur sog. Modellprädiktive Regelung (MPC) (siehe z. B. Holderbaum et al., 2023). Bei dieser wird für einen bestimmten Planungszeitraum und auf der Basis vorliegender Anlagenzustände mittels einer Optimierung ein Anlagenfahrplan bestimmt, der den Erfüllungsgrad eines entsprechenden Optimierungsziels maximiert. Das Optimierungsergebnis kann als

[8] Dies wird durch eine Differenz zwischen maximaler und minimaler Leistung dargestellt, deren Betrag größer als 0 ist. Sie konnte durch vorherige MPOs nicht beplant werden, weil sie für das Kompensieren der Wirkungsgradverluste reserviert war.

Sollwert der Anlagenfahrweise eingestellt werden. Bevor der gesamte Planungszeitraum abgelaufen ist, können die Anlagenzustände neu bestimmt und eine wiederholte Optimierung durchgeführt werden, um den Anlagenfahrplan zu aktualisieren und die Sollwerte neu einzustellen. Dieses Vorgehen gleicht der Verwendung des vorliegenden Flexibilitätsmodells für Batteriespeicher. Für die Optimierung ist angenommen, dass sie vom Aggregator durchgeführt wird. Für ihn stellt eine regelmäßig aktualisierte Flexibilität einen neuen Anlagenzustand dar, den er nutzen kann, um seine Gebote gegenüber dem Markt zu optimieren. Die platzierten MPO stellen seine Anforderungen an die Leistungssollwertermittlung dar, die lokal durch die Amplify-Berechnung in Verbindung mit einer Betriebsführungsstrategie durchgeführt werden kann. Da der Aggregator bei einer Verwendung von Amplify auf detaillierte Anlagenzustände der Batterie verzichten kann, stellt das Modell eine Abstraktion der Anlage dar. Beim Einsatz einer MPC würden Anlagenparameter wie Wirkungsgrade und die Batteriekapazität und für die Mehrzwecknutzung die lokale Lastprognose in die Optimierung einfließen. Diese Abstraktion trennt das Einstellen der energiewirtschaftlich relevante Batteriespeicherleistung an den äußeren Kontakten, die in die Netzleistung eingeht, vom Batteriemanagement, das die einzelnen Zellen verwaltet. Dabei ist für eine Funktion gemäß den aufgestellten Anforderungen wichtig, dass die Anlagenparameter so abgeschätzt sind, dass platzierte Anforderungen tatsächlich erfüllt werden können.

Mit dem Modell Amplify kann bis hierhin die Batterieflexibilität ausgedrückt werden. Die Entwicklung hat gezeigt, dass beim Dimensionieren neuer MPOs die bereits platzierten Energie-Verpflichtungen berücksichtigt werden müssen. Dies erfordert zum einen die Kenntnis der bereits platzierten Verpflichtungen und zum anderen das für eine korrekte Berechnung erforderliche Modellwissen. Zudem sind Werte der Batteriespeicherfahrweise direkt in der Flexibilitätsdarstellung enthalten, von denen aus sich auf die Lastprognose schließen lässt, solange sie nicht von zeitgleichen Entlade-MPO überschritten werden. Dies schränkt die Privatheit des Batteriespeicherbetreibers ein. Um diese Nachteile der Batterieflexibilität zu reduzieren, soll Amplify im nachfolgenden Kapitel um die sog. *Marktflexibilität* erweitert werden.

6 Ergänzung der Marktflexibilität

Ein Teil der Hypothesen,

1. dass in einem Flexibilitätsmodell die Randbedingungen von Batterie und Verpflichtungen gemeinsam abgebildet werden können,
2. dass es möglich ist, dieses Modell abstrakt zu halten, um mit ihm Verpflichtungen ohne Kenntnis über das zugrundeliegende Batteriemodell und seine Parameter zu dimensionieren,
3. dass bei Randbedingungsverletzungen Konflikte erkannt werden können,
4. dass die Flexibilität nur über jeweils eine obere und untere Leistungs- und Energiegrenze dargestellt werden kann,
5. dass sich das Flexibilitätsmodell in kurzer Zeit berechnen lässt und
6. dass das Modell wenig Informationen über die lokale Stromverbrauchsprognose preisgibt

sowie die ihnen zugrunde liegenden funktionalen Anforderungen wurden bereits bei der Modellentwicklung berücksichtigt. Da bis hierhin noch kein Funktionsnachweis durchgeführt wurde, können die Hypothesen jedoch noch nicht als bestätigt angesehen werden. Das Modell ist so designt, dass ein Aggregator neue Verpflichtungen dimensionieren kann, ohne dass diese den bei der Flexibilitätsberechnung angesetzten Randbedingungen widersprechen. Hierbei treten jedoch zwei Probleme auf: (1) Es ist für die Dimensionierung neuer MPOs erforderlich, dass ein Aggregator die berechneten Leistung- und Energiegrenzen sowie bereits vorhandene Verpflichtungen berücksichtigt, um keine Konflikte zu erzeugen. In den Abschnitten 5.2.1 und 5.3.1 ist gezeigt, wie er ausgehend von einer gegebenen Flexibilität neue MPOs dimensionieren kann. Lade- oder Entladezwänge können dabei aus zwei Gründen auftreten. Der eine ist durch eingeplante MPOs und der andere das Peak-Shaving (insbesondere Reduzieren der Peaks oder vorheriges Laden). Da für diesen zweiten Grund die Batterieleistung zwar ebenfalls eingeplant, aber bisher noch nicht vermarktet ist, kann dies durch den Aggregator noch erfolgen. Hierfür muss dieser aber unterscheiden können, aus welchem der Gründe ein Entladezwang in der Batterieflexibilität dargestellt ist. Bisher muss er diese Information aus seiner Kenntnis über die bereits platzierten MPOs ableiten. Insgesamt sind für das Dimensionieren neuer Verpflichtungen zwar keine weiteren Anlagenparameter erforderlich, die über die Leistungs-, die Energie-Flexibilität und die platzierten MPOs hinausgehen. Aber insbesondere das präzise Herausrechnen, welche Flexibilität für die bereits platzierten MPO benötigt wird,

erfordert spezielles Modellwissen. (2) Das zweite Problem besteht darin, dass die Art und Weise, wie die Vorhersage des Stromverbrauchs in die Berechnung eingeht, Rückschlüsse von der Leistungsflexibilität auf die Lastprognose zulässt. Denn die Leistungsdifferenz zwischen Verbrauchsprognose und Leistungsschwelle ist, solange sie nicht durch die Batterieleistung, platzierte MPOs oder aufgrund des Ladegrades begrenzt wird, direkt in der Flexibilitätsdarstellung enthalten (siehe Gleichung 4.25). Es können mit der Flexibilität also sensible Informationen über die lokale Verbrauchsprognose vom Agenten preisgegeben werden.

Auf der Basis dieser vorangegangenen Überlegungen, stellt sich die Frage, ob die Batterieflexibilität weiterentwickelt werden kann, um einerseits die Verwendung der Flexibilität zu vereinfachen und andererseits den Informationsgehalt über die Lastprognose P^{fcast} zu reduzieren. Bevor Amplify im folgenden Kapitel evaluiert wird, soll daher in diesem eine Erweiterung des Modells entwickelt werden, die die Nutzung der Flexibilität vereinfacht, sodass die bereits platzierten E-MPOs nicht mehr berücksichtigt werden müssen. Dies verändert die Werte der Leistungs- und der Energieflexibilität und es wird zu evaluieren sein, ob sich dadurch zusätzlich die Privatheit für die Batteriespeicherbetreiber erhöht. In Abgrenzung zur Batterieflexibilität soll diese Ausprägung von Amplify *Marktflexibilität* genannt werden, weil sich Marktgebote direkt ableiten lassen.

6.1 Amplify erweitern zur Marktflexibilität

Die Gleichungen zur Dimensionierung von Energie- und Leistungs-MPOs (vgl. Abschnitte 5.2.1 und 5.3.1) enthalten jeweils Terme für die bereits für eine Batterie dimensionierten E-MPOs. D. h. der Aggregator muss beim Nutzen der Batterieflexibilität den Einfluss bereits platzierter MPOs herausrechnen, damit neu zu dimensionierende nicht dieselben Teile der Flexibilität nutzen. Die Gleichungen 5.5 bis 5.7 sowie 5.17 bis 5.24 zeigen, dass die Leistung bereits platzierter MPOs jeweils von der Leistungsflexibilität und multipliziert mit der Dauer eines Zeitintervalls von der Energieflexibilität abgezogen werden muss. Hieraus ergibt sich, dass die Information über die entsprechende Batterieflexibilität sowie der bereits platzierten E-MPOs als erforderliche Eingangsgrößen genügt, um die Marktflexibilität zu berechnen. Sie kann daher im Wirkungsraum als ein Produkt der Batterieflexibilität dargestelltwerden. Dies ist in Abbildung 6.1 dargestellt und durch einen roten Kasten hervorgehoben, der die Ergänzung gegenüber der Berechnung der Batterieflexibilität ausdrückt. Die Berechnung der Marktflexibilität kann sowohl beim Agenten als auch beim Aggregator durchgeführt werden, wenn beiden alle erforderlichen Eingangsgrößen vorliegen. Daher ist die Marktflexibilität im Informationsaustausch zwischen den beiden platziert. Wenn der Aggregator auf das für die Berechnung erforderliche Modellwissen verzichten können und der in der Flexibilität enthaltene Informationsgehalt über die lokale Verbrauchsprognose reduziert sein soll, ist die Berechnung beim Agenten durchzuführen.

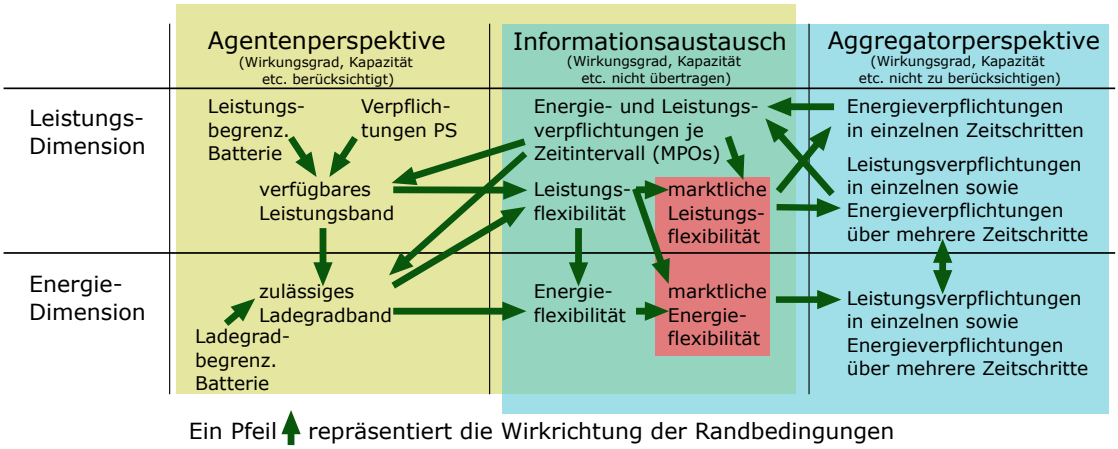


Abbildung 6.1: Vollständiger Allokationszyklus bei Berechnung der Marktflexibilität. Die Ergänzung der Marktflexibilitäts-Berechnung abhängig von der Batterieflexibilität und den bereits platzierten Verpflichtungen ist durch den roten Kasten hervorgehoben.

6.1.1 Modellgleichungen

Das Herausrechnen der für E-MPOs reservierten Flexibilität besteht aus einer Verschiebung der Batterie-Leistungs- und -Energieflexibilität. Dabei sind die bereits platzierten E-MPOs von den Leistungsgrenzen zu subtrahieren. Da sich die Energie als Integration der Leistung über die Zeit ergibt, sind für die Energieflexibilität die E-MPOs aufzusummieren und mit der Zeitintervalldauer zu multiplizieren, bevor sie von den Energiegrenzen abgezogen werden:

$$P^{\max}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) = P^{\max}_{\text{flex}} - \left(P^{\text{mpo}}_{\text{ch,energ}} + P^{\text{mpo}}_{\text{dis,energ}}\right) \tag{6.1}$$

$$P^{\min}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) = P^{\min}_{\text{flex}} - \left(P^{\text{mpo}}_{\text{ch,energ}} + P^{\text{mpo}}_{\text{dis,energ}}\right) \tag{6.2}$$

$$E^{\max}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) = E^{\max}_{\text{flex}} - \sum_{j_\text{t}=0}^{i_\text{t}} \left(P^{\text{mpo}}_{\text{ch,energ}}(j_\text{t}) + P^{\text{mpo}}_{\text{dis,energ}}(j_\text{t})\right) \cdot \Delta t^{\text{intv}} \tag{6.3}$$

$$E^{\min}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) = E^{\min}_{\text{flex}} - \sum_{j_\text{t}=0}^{i_\text{t}} \left(P^{\text{mpo}}_{\text{ch,energ}}(j_\text{t}) + P^{\text{mpo}}_{\text{dis,energ}}(j_\text{t})\right) \cdot \Delta t^{\text{intv}} \tag{6.4}$$

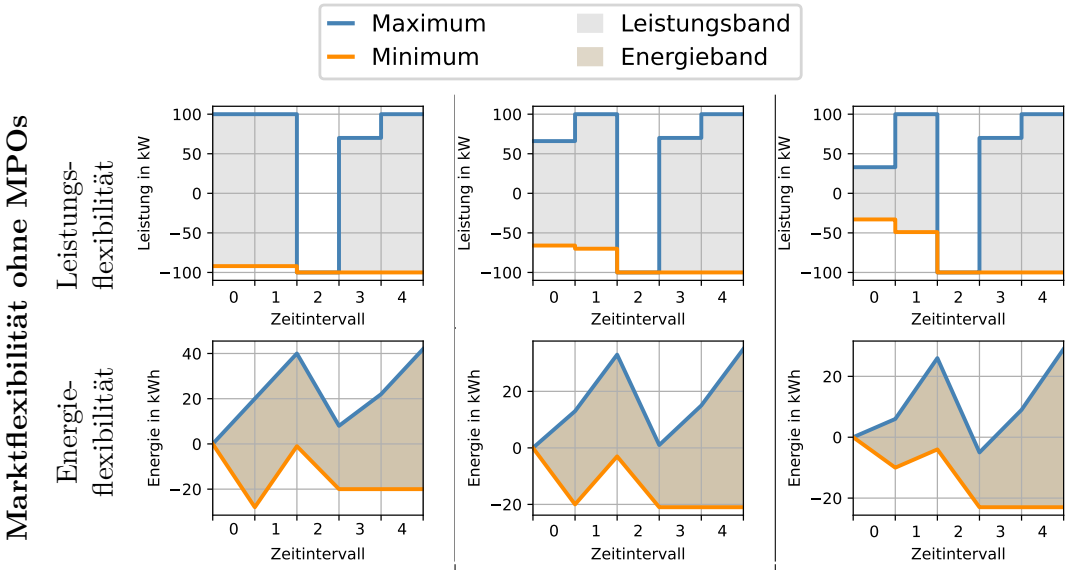
Da jeweils sowohl die maximale als auch die minimale Grenze um denselben Betrag verschoben werden, gilt weiterhin:

$$P^{\min}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) \leq P^{\max}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}), \quad \forall i_\text{t} \tag{6.5}$$

$$E^{\min}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) \leq E^{\max}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}), \quad \forall i_\text{t} \tag{6.6}$$

6.1.2 Visualisierung der Unterschiede zwischen Batterie- und Marktflexibilität

Unterschiede zwischen der Batterie- und der Marktflexibilität ergeben sich gemäß der Erläuterungen im letzten Absatz nur, wenn E-MPOs vorliegen. Ausgehend von der in den Abbildungen 4.13 dargestellten Batterieflexibilität werden in Abbildung 6.2 sowohl die Batterie- als auch die sich ergebende Marktflexibilität unter Berücksichtigung der im vorherigen Kapitel eingeführten Peak-Shaving-Verpflichtung **ohne** die Mehrfach-E-MPO gezeigt. Diese Mehrfach-E-MPO ist in der Flexibilitätsdarstellung für Abbildung 6.3 und



(a) Zu Beginn der 15 Minuten

(b) Nach fünf Minuten

(c) Nach zehn Minuten

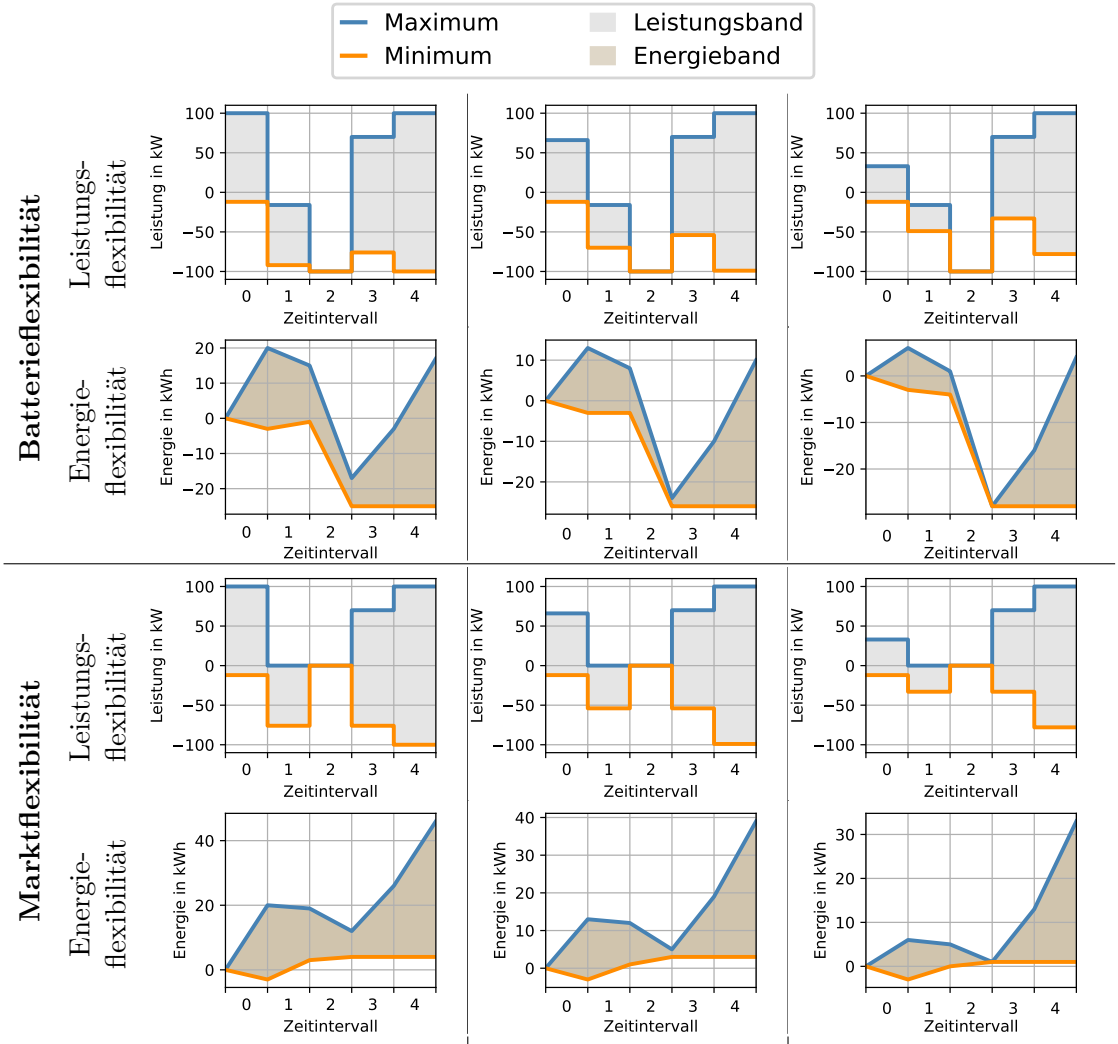
Abbildung 6.2: Batterie- und Marktflexibilität für das in Abbildung 4.13 gezeigte Beispiel sind ohne MPOs identisch.

zusammen mit der Leistungs-Verpflichtung, in Zeitintervall 3 in Abbildung 6.4 gezeigt, zusätzlich integriert. In diesen Abbildungen ist jeweils oben die Batterie- und unten die Marktflexibilität dargestellt. Die Marktflexibilität zeigt im Vergleich zur Batterieflexibilität Folgendes:

- Die zulässige Entladeleistung bleibt im ersten Zeitintervall weiter begrenzt, damit das Peak-Shaving erfüllt werden kann.

- Das Leistungsintervall erreicht die Leistung 0 kW, wenn die für lokale Anwendungsfälle erforderliche Leistung von der platzierten E-MPOs erreicht oder überschritten wird. Dafür wird die Leistung von den Werten mit dem größten Betrag her begrenzt, wenn MPOs platziert sind.

- Das Leistungsintervall muss die Leistung 0 kW nicht enthalten, wenn Leistungsanforderungen bestehen, die noch nicht für systemweite Anwendungsfälle eingeplant sind (vgl. Zeitintervall 2 in Abb. 6.2).
- Das Energieband ist entgegen der bereits platzierten Verpflichtungen verschoben und weicht weniger stark vom Bereich um 0 kWh ab.



(a) Zu Beginn der 15 Minuten

(b) Nach fünf Minuten

(c) Nach zehn Minuten

Abbildung 6.3: Vergleich der Batterie- und Marktflexibilität für das in Abschnitt 5.2 gezeigte Beispiel, wenn ein Teil davon für die in Abb. 5.3 dargestellte Mehrfach-Energie-MPO reserviert ist.

Beide Flexibilitätsdarstellungen stellen qualitativ dasselbe dar. Im Zeitintervall 2 ist

beispielsweise keine Leistungsflexibilität mehr vorhanden. Direkt ist dies jedoch nur an der Marktflexibilität ablesbar, für die die Leistungsflexibilität 0 kW beträgt. Bei alleiniger Betrachtung der Batterieflexibilität hätte die negative Leistungsflexibilität auch aus einer prognostizierten PS-Verpflichtung resultieren und noch für systemweite Anwendungsfälle zur Verfügung stehen können (vgl. Zeitintervall 2 in Abbildung 6.2). Dies zeigt, wie die Marktflexibilität für den Aggregator oder auch einen Dritten einfacher zu interpretieren ist, da die bereits platzierten MPOs nicht berücksichtigt werden müssen.

6.2 Dimensionierung von MPOs basierend auf der Marktflexibilität

Die Dimensionierung neuer MPOs auf der Basis der Marktflexibilität kann erfolgen, ohne dass andere MPOs in die Berechnung mit einbezogen werden müssen.

6.2.1 Dimensionierung von Energie-MPOs

Für das Dimensionieren einzelner E-MPOs genügt es weiterhin, die Leistungsflexibilität zu betrachten. Alle neuen Verpflichtungen, deren Leistung zwischen $P^{\min}_{\text{flex,market}}$ und $P^{\max}_{\text{flex,market}}$ liegt, können folgendermaßen dimensioniert werden:

$$P^{\text{mpo,new}}_{\text{ch,energ}}(i_\text{t}) \in \begin{cases} \emptyset, & \text{falls } P^{\max}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) \leq 0 \\ [0, P^{\max}_{\text{flex,market}}(i_\text{t})], & \text{falls } P^{\min}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) \leq 0 \wedge P^{\max}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) > 0 \\ [P^{\min}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}), P^{\max}_{\text{flex,market}}(i_\text{t})], & \text{falls } 0 < P^{\min}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) \leq P^{\max}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) \end{cases} \tag{6.7}$$

$$P^{\text{mpo,new}}_{\text{dis,energ}}(i_\text{t}) \in \begin{cases} \emptyset, & \text{falls } P^{\min}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) \geq 0 \\ [P^{\min}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}), 0], & \text{falls } P^{\max}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) \geq 0 \wedge P^{\min}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) < 0 \\ [P^{\min}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}), P^{\max}_{\text{flex,market}}(i_\text{t})], & \text{falls } P^{\min}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) \leq P^{\max}_{\text{flex,market}}(i_\text{t}) < 0 \end{cases} \tag{6.8}$$

Das Dimensionieren von Mehrfach-E-MPOs erfordert wie im Anschnitt 5.2.1 erläutert, dass die Energietrajektorie der MPO-Leistungen, die weiterhin die obige Bedingung erfüllen muss, in der Menge der Energieflexibilität enthalten ist.

$$E^{\text{mpo,new}}_{\text{energ}}(i_\text{t}) = \Delta E + \sum_{j_\text{t}=0}^{i_\text{t}} P^{\text{mpo,new}}_{\text{energ}}(j_\text{t}) \cdot \Delta t^{\text{intv}} \tag{6.9}$$

Sie ist genau dann in der Menge enthalten, wenn sich ein ΔE finden lässt[1], sodass gilt:

$$\Delta E \in [\min_{i_t} \left(E^{\min}_{\text{flex,market}}(i_t)\right), \max_{i_t} \left(E^{\max}_{\text{flex,market}}(i_t)\right)] \tag{6.10}$$

$$E^{\text{mpo,new}}_{\text{energ}}(i_t) \leq E^{\max}_{\text{flex,market}}(i_t) \quad \forall i_t \tag{6.11}$$

$$E^{\text{mpo,new}}_{\text{energ}}(i_t) \geq E^{\min}_{\text{flex,market}}(i_t) \quad \forall i_t \tag{6.12}$$

6.2.2 Dimensionierung von Leistungs-MPOs

Wenn die Marktflexibilität zugrunde gelegt wird, müssen auch beim Dimensionieren neuer Leistungs-MPOs die bereits platzierten E-MPOs im Vergleich zur Batterieflexibilität nicht mehr berücksichtigt werden. In Abgrenzung zu den Gleichungen 5.17 bis 5.20 wird das Intervall, in dem die Leistung einer neuen Lade-P-MPO liegt, folgendermaßen berechnet:

$$E^{\text{mpo,new,e}}_{\text{ch,power}}(i_t) = E^{\max}_{\text{flex,market}}(i_t+1) - \max\left(E^{\min}_{\text{flex,market}}(i_t), E^{\min}_{\text{flex,market}}(i_t+1)\right) \tag{6.13}$$

$$P^{\text{mpo,new,e}}_{\text{ch,power}}(i_t) = E^{\text{mpo,new,e}}_{\text{ch,power}}(i_t)/\Delta t^{\text{intv}} \tag{6.14}$$

$$P^{\text{mpo,new}}_{\text{ch,power}}(i_t) \in \begin{cases} \emptyset, & \text{falls } 0 < P^{\min}_{\text{flex,market}}(i_t) \vee E^{\text{mpo,new,e}}_{\text{ch,power}}(i_t) \leq 0 \\ [0, \min\left(P^{\max}_{\text{flex,market}}(i_t), P^{\text{mpo,new,e}}_{\text{ch,power}}(i_t)\right)], & \text{andernfalls} \end{cases} \tag{6.15}$$

In Abgrenzung zu den Gleichungen 5.21 bis 5.24 gilt für das Leistungsintervall einer Entlade-P-MPO Folgendes:

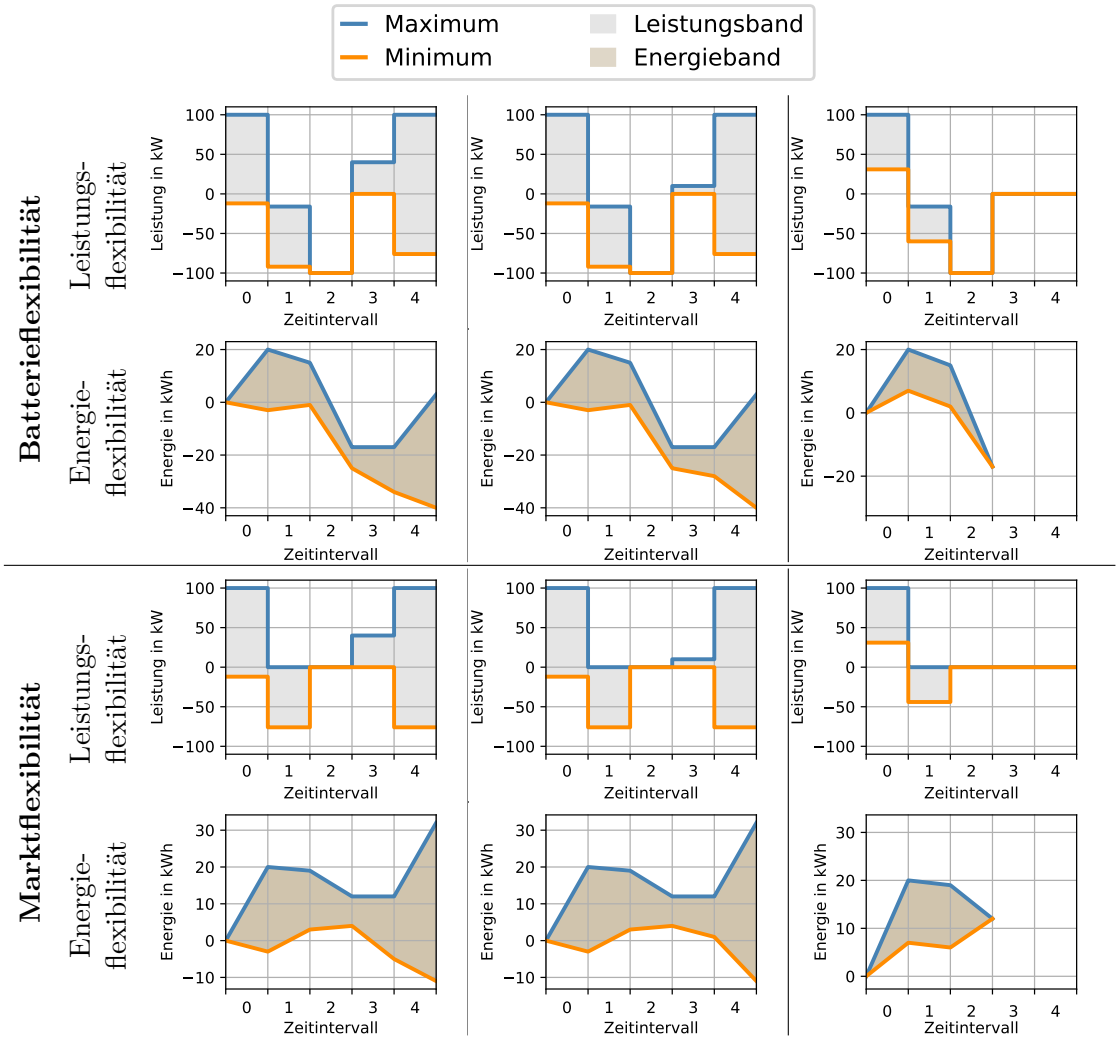
$$E^{\text{mpo,new,e}}_{\text{dis,power}}(i_t) = E^{\min}_{\text{flex,market}}(i_t+1) - \min\left(E^{\max}_{\text{flex,market}}(i_t), E^{\max}_{\text{flex,market}}(i_t+1)\right) \tag{6.16}$$

$$P^{\text{mpo,new,e}}_{\text{dis,power}}(i_t) = E^{\text{mpo,new,e}}_{\text{dis,power}}(i_t)/\Delta t^{\text{intv}} \tag{6.17}$$

$$P^{\text{mpo,new}}_{\text{dis,power}}(i_t) \in \begin{cases} \emptyset, & \text{falls } 0 > P^{\max}_{\text{flex,market}}(i_t) \vee E^{\text{mpo,new,e}}_{\text{dis,power}}(i_t) \geq 0 \\ [\max\left(P^{\min}_{\text{flex,market}}(i_t), P^{\text{mpo,new,e}}_{\text{dis,power}}(i_t)\right), 0], & \text{andernfalls} \end{cases} \tag{6.18}$$

Dabei wird jeweils berechnet, wie groß das Intervall innerhalb des Energiebandes ist, über das sich die Trajektorienschar der P-MPO erstrecken darf (Gleichungen 6.13 und 6.16). Aus diesem wird die entsprechende Leistung bestimmt. Diese oder die vorhandene Leistungsflexibilität begrenzen den maximalem Betrag der Leistungs-MPOs. Es kann keine P-MPO eingeplant werden, falls sich ein bisher nicht vermarkteter Lade- oder Entladezwang ($P^{\min}_{\text{flex,market}}(i_t) > 0$ bzw. $P^{\max}_{\text{flex,market}}(i_t) < 0$) ergibt, weil dies bedeuten würde, dass der Nullabruf vom Speicher nicht umgesetzt werden kann. Gleiches gilt, wenn das Intervall im Energieband nur eine entgegengesetzte Leistungsrichtung zulässt.

[1] Dessen Suche ist trivial und soll daher nicht weiter ausgeführt werden.



(a) Mit Anfangsladegrad von 40% und bei 30 kW P-MPO-Leistung

(b) Mit Anfangsladegrad von 40% und bei 60 kW P-MPO-Leistung

(c) Mit Anfangsladegrad von 30 % und bei 70 kW P-MPO-Leistung

Abbildung 6.4: Vergleich der Batterie- und Marktflexibilität für das in Abschnitt 5.3 gezeigte Beispiel, wenn ein Teil davon für die in Abb. 5.2 dargestellte Mehrfach-Energie-MPO und die in Abb. 5.6 dargestellte Leistungs-MPO reserviert ist. (vgl. Abb. 5.7)

6.3 Zwischenfazit zur Marktflexibilität

Genau wie bei der Batterieflexibilität ergibt sich bei der Marktflexibilität eine Flexibilitätsbeschreibung, die Flexibilitätsmengen über den Planungszeitraum hinweg in Form von einem Leistungs- und einem Energieband darstellt. Auch diese können über vier nu-

merische Werte je betrachtetes Zeitintervall codiert werden und genutzt, um neue MPOs zu dimensionieren. Die Marktflexibilität ist für den Aggregator dabei einfacher zu interpretieren, da die bereits platzierten MPOs bei der Dimensionierung neuer Verpflichtungen nicht berücksichtigt werden müssen. Zusätzlich enthält sie bereits bei kleinen E-MPOs ggü. der Batterieflexibilität veränderte Leistungswerte, sodass zu untersuchen ist, ob dadurch die Privatheit für die Batteriespeicherbetreiber erhöht werden kann. Der wesentliche Unterschied liegt darin, dass die einzelnen Leistungswerte beschreiben, wie viel Leistung **zusätzlich** zu allen bereits erhaltenen Verpflichtungen vermarktet werden kann. D. h., dass die bereits feststehend vermarktete Fahrweise des Batteriespeichers von den Flexibilitätsmengen abgezogen ist. Bei der Batterieflexibilität geben die einzelnen Werte an, welcher Teil der Batterieleistung je Zeitintervall vermarktet werden kann. Dadurch ist die Speicherfahrweise hier nur noch implizit in der Flexibilitätsdarstellung enthalten. Daher lässt sich der Leistungssollwert für die Batterie nicht aus der Marktflexibilität ableiten.

Wie auch bei der Batterieflexibilität gilt auch für die Marktflexibilität, dass bis hierhin die Modellausprägung aufgestellt wurde. Sie ist in derselben Beispielimplementierung von Amplify umgesetzt, die bereits im letzten Kapitel benannt wurde (vgl. Abschn. 5.4). Ob sie sich wie gewünscht einsetzen lässt, wird in der nachfolgenden Evaluation zu untersuchen sein.

Teil III

Auswertung und Abschluss

7 Auswertung von Amplify

Das entwickelte Modell Amplify für Batterie- und Marktflexibilität liefert einen Ansatz, um Flexibilität von Batteriespeichern für aus der Mehrzwecknutzung resultierende Verpflichtungen zu reservieren. Bisher ist seine bestimmungsgemäße Funktion noch nicht nachgewiesen. Um die in Tabelle 2.1 aufgelisteten funktionalen Anforderungen zu erfüllen, müssen die aufgestellten Hypothesen 1 und 3 bestätigt werden. Hypothese 1 soll dadurch gestützt werden, indem gezeigt wird, dass auf der Basis von Amplify dimensionierte MPOs auch durch einen Speicher erfüllt werden können, während das Peak-Shaving erfüllt wird. Hypothese 3 kann durch den Nachweis abgesichert werden, dass Konflikte korrekt detektiert werden. Die Hypothesen 2 und 4, über die die nicht-funktionalen Anforderungen e und g (vgl. Tabelle 2.1 und Abbildung 3.1) ausgedrückt sind, werden durch diese Bestätigungen implizit ebenfalls gestützt. Sie sind in die Modellentwicklung eingeflossen und ihre Erfüllung erfordert daher keinen weiteren, expliziten Nachweis: Die Reduzierung des für die Verarbeitung erforderlichen Modellwissen (vgl. Anforderung e) ist durch die Erweiterung der Marktflexibilität behandelt worden. Eine günstige Übermittelbarkeit (vgl. Anforderung g) wird dadurch erreicht, dass das Modell mit nur vier Werten je beplantes Zeitintervall kompakt codierbar ist. Um zusätzlich die Hypothesen 5 und 6 zu stützen, die ebenfalls aus nicht-funktionalen Anforderungen abgeleitet wurden, sollen zudem die Berechnungszeit und die Privatheit lokaler Daten individuell analysiert werden. Diese Zusammenhänge zwischen der Evaluation und den Hypothesen sind in Abbildung 7.1 dargestellt, die die Abbildung 3.1 erweitert. Damit zeigt sie im Rückbezug, mithilfe welcher Teile der Evaluation welche Forschungsfragen beantwortet werden sollen.

Insgesamt teilt sich die in diesem Kapitel erläuterte Evaluation in zwei Funktionsnachweise für die Verpflichtungserfüllung (Abschnitt 7.1, Hypothese 1) und Konfliktdetektion (Abschn. 7.2, Hypothese 3) sowie die anschließende Bewertung, ob die Hypothesen 5 und 6 bestätigt wurden (Abschn. 7.3). Die übrigen Hypothesen 2 und 4 können implizit durch den Funktionstest zur Verpflichtungserfüllung gestützt werden. Da die dafür jeweils entwickelten Analysen miteinander in Zusammenhang stehen, soll das übergeordnete Evaluationsvorgehen zunächst grob und anschließend im Detail erläutert werden.

Erkenntnistheoretisch ist gemäß dem kritischen Rationalismus von Karl Popper keine abschließende Aussage dazu möglich, dass mithilfe von Amplify die zugrunde gelegten Randbedingungen zielgemäß berücksichtigt werden können. Dies kann lediglich falsifiziert werden. Dazu kommt, „dass jede Problemlösung prinzipiell unvollkommen bleiben muss“ (Ahrens, 2014, S. 158, nach Popper, 1976). Aber Popper stellt dafür das Konzept der Bewährung vor, wenn eine Rechtfertigung für eine Theorie gefunden werden konnte (Gadenne, 2019, S. 761). Musgrave (1999, Kap. 16) geht hier noch weiter. „Er schlägt ein Prinzip vor, das es erlaubt, gewisse Aussagen als wahr zu akzeptieren[...]. Es

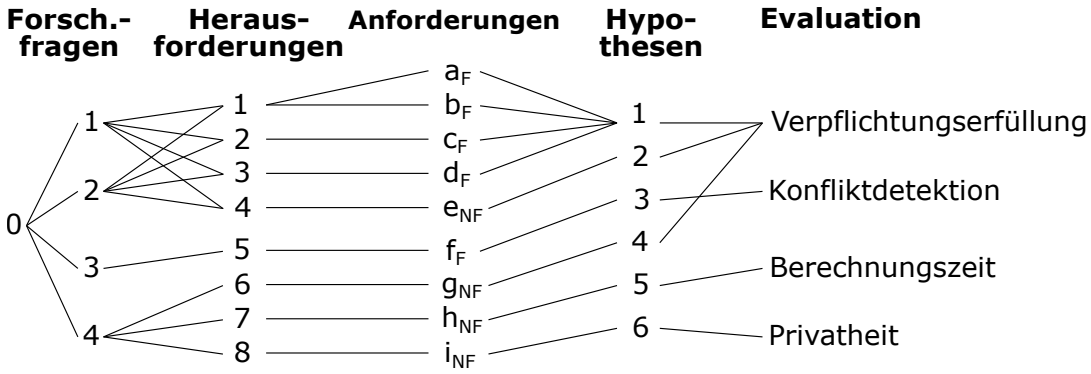


Abbildung 7.1: Bezug zwischen Forschungsfragen und Hypothesen über die in Tabelle 2.1 dargestellten Herausforderungen und Anforderungen. Diese Abbildung erweitert Abbildung 3.1 auf Seite 65 um die Evaluation.

ist vernünftig, eine Aussage A (zum Zeitpunkt t) als wahr zu akzeptieren (zu glauben), wenn A diejenige Hypothese ist, die (zum Zeitpunkt t) ernsthafter Kritik am besten standgehalten hat“ (Gadenne, 2019, S. 759). Um dies auf die Evaluation von Amplify anzuwenden, soll das Modell anhand einer Vielzahl von Beispielen empirisch getestet werden. So können solche identifiziert werden, bei denen das Modell nicht wie erwartet funktioniert. Ohne erfolgte Falsifizierung würde das Modell eine Rechtfertigung liefern, wieso es der Kritik standhält. Für diese Analyse soll die bereits im letzten Kapitel benannte Beispielimplementierung verwendet werden.

Durch die Funktionstests ist nachzuweisen, dass mithilfe des Modells MPOs dimensioniert werden, die ein Batteriespeicher erbringen kann. Falls dies nicht möglich ist, werden Konflikte erkannt. Für diese beiden Funktionstests sind vom Aggregator platzierte Verpflichtungen sowie eine Batteriespeicherfahrweise zugrunde zu legen. Anzusetzende Verpflichtungen können gemäß den Modelleigenschaften durch ein Wechselspiel aus Dimensionierung und Neuberechnung ermittelt werden. Dabei ist Amplify immer wieder zu aktualisieren. Beim Testen der Funktionalität können Daten über das Modellverhalten gesammelt werden, mit denen sich die Hypothesen 5 und 6 stützen lassen. Schematisch ist der Zusammenhang zwischen den Funktionstests und der Auswertung von Berechnungszeit und Privatheit in Abbildung 7.2 dargestellt. Zur Auswertung der Berechnungszeit reicht es, die Flexibilitätsberechnung zu betrachten. Für eine Betrachtung der Privatheit sind die Lastprognose als Eingangsgröße und die berechnete Flexibilität miteinander in Beziehung zu setzen.

Es ließe sich an dieser Stelle einwenden, dass eine Evaluation des Modells anhand realer Batteriespeicher aussagekräftiger wäre. Eine Untersuchung, die anhand einer großen Anzahl Beispiele durchgeführt wird, wäre jedoch an einer Anlage im Feld nicht möglich gewesen. Zudem ist das Modell erst in der vorliegenden Studie entwickelt worden und hat damit bisher einen niedrigen Technologie-Reifegrad. Um Aufwände und Kosten zu rechtfertigen, die mit in der Realität durchgeführten Tests einhergehen, soll seine Funktion zunächst simulationsbasiert nachgewiesen werden. Durch diese Untersuchung lässt

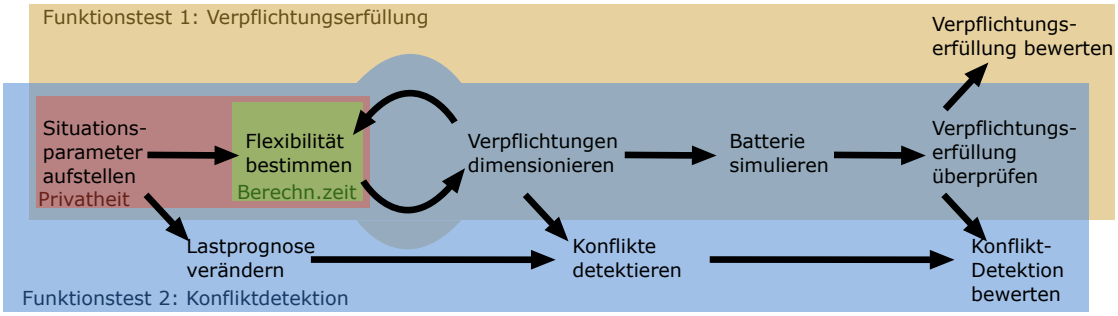


Abbildung 7.2: Schematischer Zusammenhang zwischen den Funktionsnachweisen für die MPO-Erbringung und Konfliktdetektion sowie der Bewertung der Berechnungszeit und Privatheit

sich die Menge der Einflussfaktoren auf die Auswertung begrenzen. Dies erlaubt es, festzustellen, ob das Flexibilitätsmodell in sich konsistent ist, also ob ein Batteriespeicher, der sich genau so verhält wie angenommen, präzise eingeplant werden kann.

7.1 Testen der Verpflichtungserfüllung

Ziel einer aussagekräftigen Evaluation der Batterieflexibilität ist offenzulegen, wann ein gewünschtes Modellverhalten nicht falsifiziert wird und welche seiner Funktionen u. U. noch nicht den Anforderungen genügen. Mit Hilfe einer Simulation der Batteriespeicherfahrweise kann ermittelt werden, ob mithilfe von Amplify Verpflichtungen aus dem Peak-Shaving und dimensionierten MPOs tatsächlich erfüllt werden können. Wenn die Simulation zeigt, dass dies der Fall ist, wird die Hypothese 1 damit gestützt (vgl. Abb. 7.1). Hierfür sind vier Schritte umzusetzen: Es sind (1) Parameter zu definieren, um die Situationen zu beschreiben, in denen das Modell eingesetzt werden kann. Passend zu diesen Situationen müssen (2) Verpflichtungen dimensioniert werden. Anschließend ist auf deren Basis (3) die Batteriespeicherfahrweise zu simulieren. Zuletzt sind (4) die Ergebnisse zu bewerten. Diese Schritte sind in den folgenden Abschnitten erläutert.

7.1.1 Situationsaufstellung

Ein Speicher kann in einer Vielzahl von Situationen eingesetzt werden, in denen das Modell bestimmungsgemäß arbeiten soll. Diese können über Parameterkombinationen beschrieben werden, die für die Evaluation aufzustellen sind. Zur Übersicht sind die Parameter in die vier Kategorien **Batterieparameter** sowie **anwendungsfallbezogene**, **modellbezogene** und **augenblicksbezogene** Parameter eingeteilt und in Tabelle 7.1 aufgelistet. Dort sind außerdem deren für die Evaluation angesetzten Wertebereiche und die verwendeten Sampling-Verfahren dargestellt.

Die Batterieparameter umfassen alle Größen des in Abschnitt 4.3 beschriebenen Batteriemodells. Die anwendungsfallbezogenen Parameter umfassen die für das PS relevanten

Parameter-kategorien	Parameter	Angesetzter Wertebereich	Sampling-Verfahren
Batterie-parameter	Lade-/Entladeleistung	±100 kW	Referenzwert
	Kapazität	100 und 200 kWh	Vollständiger Versuchsplan
	Wirkungsgrade	80 %, 90 %, 100 %	
Anwen-dungsfall-bezogene Parameter	Lastprognose	fünf Laststufen von 50 bis 300 kW	angepasstes Box-Behnken-Sampling mit fünf Leveln
	Leistungsschwelle	200 kW	kein, abgestimmt auf Lastprognose
Modell-bezogene Parameter	Endladegrade	0 % und 100 %	kein
	Planungszeitraum	1,25 h	kein
Augen-blicks-bezogene Parameter	Anfangsladegrad	0 %, 25 %, 50 %, 75 % 100 %	gestuftes Latin-Hypercube-Sampling (LHS)
	bisher vergangene Zeit im aktuellen Intervall	0 s, 300 s, 600 s	gestuftes LHS
	Durchschnitts-leistung im aktuellen Intervall	-100 kW, 0 kW, 100 kW	gestuftes LHS

Tabelle 7.1: Situationsparameter, der angesetzte Wertebereich und die verwendeten Sampling-Verfahren

Größen, wie die Lastprognose und die Leistungsschwelle. Die modellbezogenen Parameter umfassen modellspezifische Größen, wie den Planungs-, den Konflikterkennungszeitraum und die Endladegrade. Die augenblicksbezogenen Parameter umfassen Größen, die für den Moment gelten, in dem die Flexibilität bestimmt wird, wie den aktuellen Ladegrad, die bisher vergangene Zeit im aktuellen Intervall und die bis zum aktuellen Zeitpunkt erbrachte Durchschnittsleistung im aktuellen Intervall. Zusammen spannen diese Größen einen vieldimensionalen Parameterraum auf, in den die Situationen abgebildet werden können, für welche Flexibilität berechnet wird. Alle Parameter sind auf einem Intervall definiert oder können prinzipiell einen beliebigen positiven oder zum Teil negativen, reellen Zahlenwert annehmen. Dadurch existiert eine unendlich große Anzahl an Parameterkombinationen.

Da es nicht möglich ist, alle Parameterkombinationen zu testen, sind bestimmte auszuwählen. Hierfür wurden verschiedene Ansätze miteinander verknüpft. Um die Funktionsweise von Amplify in vielen verschiedenen Situationen bewerten zu können, soll der Parameterraum abgetastet werden. Eine Möglichkeit, die Anzahl an betrachteten Situationen zu reduzieren, aber gleichzeitig die Kontrolle über die einbezogenen Randbedingungen zu behalten, ist das *Sampling* (Thompson, 2012, S. 2). Eine andere Möglichkeit ist, den Fokus nur auf einen Teil des Parameterraums zu legen, der relevante Kombinationen enthält, weil die über den gesamten Raum zu erzielenden Erkenntnisse teilweise redundant wären. Beispielsweise würde die Simulation einer Batterie im Vergleich zu einer anderen zu den gleichen Ergebnissen kommen, wenn für sie bei doppelter Kapazität, Leistung und Lastprognosewerten doppelt so große MPOs dimensioniert werden. Insgesamt wird für jede Parameterkategorie ein geeignetes Verfahren ausgewählt, um einen Teil-Versuchsplan zu erstellen. Am Ende werden alle Teilversuche vollständig miteinander kombiniert, um die zu betrachtenden Situationen aufzustellen.

Ausgangspunkt für die Untersuchung stellt eine Batterieleistung von ± 100 kW dar. Die Batterieleistung und die anwendungsfallbezogenen Parameter sind im Vorhinein aufeinander abgestimmt, um einen relevanten Teil des Parameterraums auszuwählen. Mit ihr lässt sich eine Verbrauchslast von 300 kW bis zu einer Schwelle von konstant 200 kW reduzieren. Diese Werte sind so gewählt, dass die volle Ladeleistung der Batterie abgerufen werden kann, ohne zwangsläufig einen Peak zu erzeugen. Für die übrigen Batterieparameter gilt: Es sind zwei Kapazitäten (100 kWh und 200 kWh) ausgewählt, die zwei relevante Kapazität-zu-Leistungs-Verhältnisse (1 h und 2 h) ergeben. Die Wirkungsgrade sind auf 80 %, 90 % und 100 % gesetzt. Diese Werte ergeben einen vollständigen Teil-Versuchsplan aus sechs betrachteten Batterieparameterkombinationen.

Für die Lastprognose sind fünf Stufen von 50 kW bis 300 kW definiert, die zu unterschiedlichen Einschränkungen für den Batteriespeicher führen:

1. Niedriger lokaler Stromverbrauch (50 kW), der die Batterie nicht einschränkt.
2. Mittlerer lokaler Stromverbrauch (160 kW), bei dem die Batterie nicht mehr die vollständige Ladeleistung einsetzen darf, ohne einen Peak zu verursachen.
3. Erhöhter lokaler Stromverbrauch (200 kW), bei dem die Batterie keine Ladeleistung, sondern nur noch die Entladeleistung einsetzen darf.
4. Hoher lokaler Stromverbrauch (260 kW), bei dem die Batterie eine gewisse Mindest-Entladeleistung einsetzen muss, um einen auftretenden Peak zu kappen.
5. Sehr hoher lokaler Stromverbrauch (300 kW), bei dem die Batterie die vollständige Entladeleistung einsetzen muss, um einen auftretenden Peak zu kappen.

Aus diesen fünf Stufen wurde mit einer angepassten Version des Box-Behnken-Verfahrens ein Versuchsplan erstellt. Üblicherweise wird das Box-Behnken-Verfahren nur für drei Stufen verwendet (Siebertz et al., 2010, S. 40ff.). Dabei können mehrere Parameter angenommen werden, für die die drei Stufen einen niedrigen, einen mittleren und einen hohen Wert repräsentieren. Bei der Auswahl der Parameterkombinationen werden dabei

nur solche angenommen, bei denen sich mindestens zwei Parameter um jeweils mindestens eine Stufe oder mindestens ein Parameter um mindestens zwei Stufen voneinander unterscheiden. Die aufeinanderfolgenden Leistungswerte der Lastprognose stellen dabei die unterschiedlichen Parameter dar. Da drei Stufen jedoch für die vorliegende Untersuchung nicht ausreichen, wurde das Verfahren auf fünf Stufen erweitert, aber die Eigenschaft beibehalten, wie sich die betrachteten Kombinationen unterscheiden müssen. Auf diese Weise kann der gesamte $i_{\mathrm{t}}^{\mathrm{max}}$-dimensionale Raum[1] der Lastprognose gleichmäßig abgetastet werden, ohne jede Wertekombination annehmen zu müssen. Der Teil-Versuchsplan für die Lastprognose umfasst bei einem Planungs- und Prognosezeitraum von fünf Viertelstunden 1531 unterschiedliche Lastgänge.

Die modellbezogenen Parameter sind auf feste Werte gesetzt. Die Endladegrade sind aus dem in Abschnitt 4.6.3 diskutierten Grund, dass sonst Konflikte durch unbegründete Peaks am Planungshorizont auftreten können, auf 0 und 1 gesetzt. Der Planungshorizont ist auf 1,25 h (fünf Viertelstunden) gesetzt. Während dieser Zeit kann eine hohe Prognosegüte angenommen werden (Yang et al., 2023, S. 10) und die Batterie mit einem Kapazität-zu-Leistungs-Verhältnis von einer Stunde kann vollständig ge- oder entladen werden.

Die augenblicksbezogenen Parameter werden mittels des LHS gesampelt. Dies ist ein Quasi-Monte-Carlo-Verfahren, mit dem eine geschichtete Zufallsstichprobe (engl. *stratified sampling*) generiert werden kann (Siebertz et al., 2010, S. 174). Bei dieser kann gegenüber dem reinen zufälligen Sampling besser garantiert werden, dass die gewählten Parameterwerte gleichmäßig verteilt sind (Santner et al., 2018, S. 151). Die drei Parameter Anfangsladegrad sowie bisher vergangene Zeit und Durchschnittsleistung im aktuellen Intervall sollen mit fünf bzw. drei Stufen abgetastet werden. Damit ergibt sich ein kleinstes gemeinsames Vielfaches von 15 Kombinationen, die mittels LHS generiert werden, sodass jede Stufe eines Parameters mit der gleichen Häufigkeit vorkommt. Zusätzlich sollen die acht Extremkombinationen aus den mini- und maximalen Werten der drei Parameter hinzugefügt werden ($2^3 = 8$), um das Verhalten von Amplify in diesen Extremsituationen zu untersuchen. Damit enthält der Teil-Versuchsplan für die augenblicksbezogenen Parameter 23 Kombinationen ($15 + 8$).

Wenn alle Teil-Versuchspläne vollständig miteinander kombiniert werden, ergibt dies 211.278 betrachtete Situationen. Bei 76.451 von diesen treten für die entsprechenden Speicher bereits ohne weitere MPOs Konflikte auf, weil z. B. zu Beginn des Planungszeitraums Peaks zu reduzieren sind, obwohl der Ladegrad der Batterie niedrig ist oder die Zeit im aktuellen Intervall bereits so weit fortgeschritten ist, dass das PS unmöglich zu erbringen ist. Diese Situationen werden aus der Analyse ausgeschlossen, weil bei ihnen nicht alle Anwendungsfälle erfüllt werden können. Es verbleiben 134.827 Situationen, für die MPOs dimensioniert werden können, ohne dass Konflikte auftreten müssen.

[1] Wenn der Planungszeitraum $i_{\mathrm{t}}^{\mathrm{max}}$ Werte enthält, ergibt sich ein $i_{\mathrm{t}}^{\mathrm{max}}$-dimensionaler Raum für die Lastprognose.

7.1.2 Dimensionieren der Multi-Purpose-Obligations

Um mit Amplify dimensionierte MPOs daraufhin zu untersuchen, ob sie ausgehend von der entsprechenden Situation von einer Batterie erfüllt werden können, sind diese zunächst für jede Situation zu erzeugen. Eine Situation zusammen mit einer Reihe MPOs innerhalb des Planungszeitraums ergibt eine vollständige Testkonfiguration (TK). Sie wird in dem Fall als *gültig* bezeichnet, in dem für sie keine der für das Detektieren der unterschiedlichen Konflikte aufgestellten Bedingungen erfüllt wird. Andernfalls würde ein für die Simulation unzulässiger Ausgangszustand vorliegen. Dann wird eine TK *ungültig* genannt.

Der Ablauf zum Generieren einer einzelnen TK, in Abbildung 7.3 dargestellt, besteht aus dem Aufstellen der Situationen (siehe Abschnitt 7.1.1), dem Dimensionieren der MPOs (siehe Abschnitt 7.1.2) und den Überprüfungen, dass kein Konflikt detektiert wird. Situationen für die bereits ohne MPOs Konflikte detektiert werden, werden nicht weiter betrachtet, da sie keine gültigen TKs ergeben können. Die MPOs werden iterativ dimensioniert. Zunächst ist vorhandene Flexibilität mittels Amplify zu ermitteln und davon abhängig eine erste MPO zu bestimmen. Da die Flexibilität nur für das Dimensionieren einer einzelnen, neuen Verpflichtung gilt, ist jene jeweils anschließend zu aktualisieren.

Systematiken zum Dimensionieren von MPOs

Da das Verfolgen einer Vermarktungsstrategie des Aggregators nicht Teil der vorliegenden Studie ist, ist für die Evaluation nicht bekannt, welche MPOs in den jeweiligen Situationen realistischerweise platziert werden würden. Um eine Varianz darin zu erzeugen, was für verschiedene MPOs dimensioniert werden, und unterschiedliche MPOs zu generieren, werden drei Systematiken dafür umgesetzt, deren Ergebnisse miteinander verglichen werden können. Alle drei Systematiken werden bei jeder Situation und auf jede der sechs MPO-Arten (jeweils in Lade- und Entladerichtung Einzel- und Mehrfach-E-MPOs sowie P-MPOs)[2] angewendet, um TKs aufzustellen:

- Einzelne MPOs: Nacheinander wird in jedem Zeitintervall eine einzelne MPO dimensioniert. Für jede Situation und MPO-Art ergibt dies eine TKs je betrachtetes Zeitintervall, falls in diesem Leistungsflexibilität vorhanden ist.
- Gleichartige MPOs: Für jeweils eine MPO-Art werden MPOs in allen Zeitintervallen ausgehend vom frühesten dimensioniert, solange dort noch Flexibilität unter Berücksichtigung der bereits platzierten MPOs vorhanden ist. Für jede Situation und MPO-Art ergibt dies eine einzelne TK.
- Randomisierte MPOs: Ausgehend vom frühesten Zeitintervall wird zufällig eine der sechs MPO-Arten ausgewählt und die maximal verfügbare Flexibilität dafür

[2] Aus der Sicht eines Agenten existieren nur vier MPO-Arten. Dies sind Energie- und Leistungsverpflichtungen jeweils in Lade- und Entladerichtung (vgl. Tabellen 5.1 und 5.2). Der Grund für den Unterschied zu den sechs MPO-Arten beim Aggregator ist, dass dieser Einzel- und Mehrfach-E-MPOs unterschiedlich behandelt, während sie für die Flexibilitätsberechnung einheitlich modelliert sind.

verwendet. Anschließend wird dies für das nächste Zeitintervall bis zum Ende des Planungszeitraums wiederholt. Dies ergibt eine einzelne TK je Situation und kann mehrfach mit unterschiedlichem Ergebnis wiederholt werden.

Um für die vorliegende Untersuchung TKs zu generieren, wurde für jede der vorgestell-

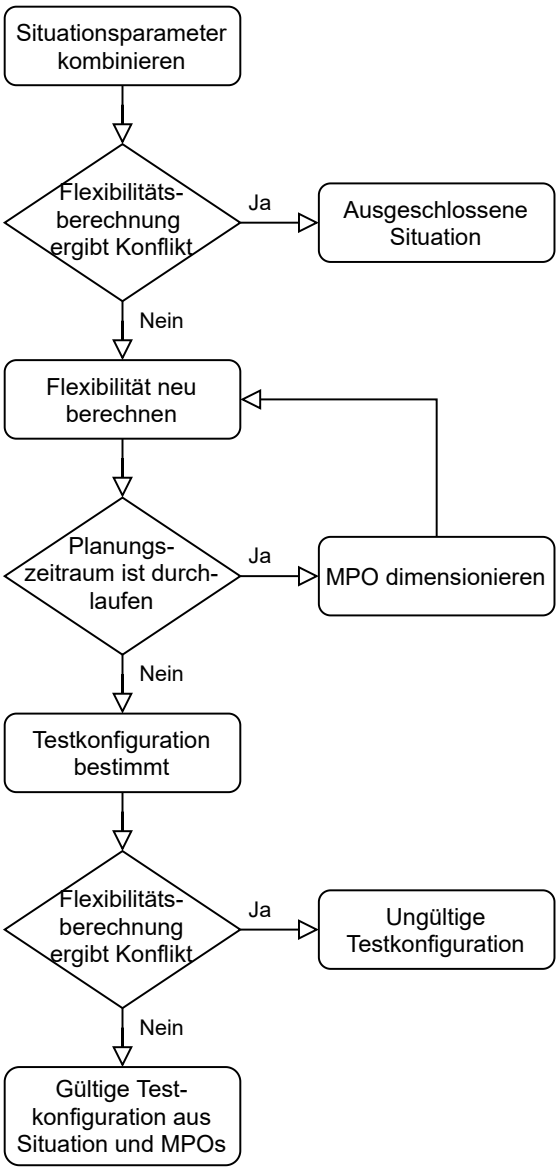


Abbildung 7.3: Ablauf der MPO-Platzierung, um Verpflichtungen für die Simulation und damit TKs zu generieren. Die MPOs werden iterativ mit jeweils aktualisierter Flexibilität dimensioniert. Falls Konflikte detektiert werden, wird eine TK von der weiteren Betrachtung ausgeschlossen oder ist ungültig.

ten Systematiken der Planungszeitraum einmal durchlaufen und MPOs mit der jeweils maximal in Lade-/Entladerichtung zur Verfügung stehenden Leistung wurden in den ersten vier Zeitintervallen dimensioniert. Falls nach der Aktualisierung in den bereits durchlaufenen Zeitintervallen noch Flexibilität verbleibt, z. B. aufgrund der Kompensation der Wirkungsgrade, wird diese nicht mehr weiter verplant. Alle drei Systematiken werden für alle MPO-Arten sowohl auf die Batterieflexibilität als auch die Marktflexibilität angewendet. Für jede Situation sind dabei mit der randomisierten Systematik zwölf TKs aufgestellt worden, um eine ähnliche Anzahl an TKs zu erzeugen wie bei den einzeln dimensionierten MPOs. Da Markt- und Batterieflexibilität auf der Basis derselben TKs bestimmt wurden, beschreiben sie jeweils die gleichen Anlagenfähigkeiten. Es wird erwartet, dass mit denselben Systematiken derselbe Umfang an MPOs dimensioniert wird.

Ergebnisse der MPO-Dimensionierung

Die Dimensionierung ergibt auf der Basis der **Batterieflexibilität** für die 134.827 Situationen (vgl. Abschnitt 7.1.1) Stichproben von 1.563.071 gültige TKs mit einzelnen und 800.026 mit gleichartigen MPOs. Die randomisierte MPO-Dimensionierung ergibt 1.582.452 gültige TKs. Auf der Basis der **Marktflexibilität** enthalten die untersuchten Stichproben 1.785.680 (einzeln), 800.691 (gleichartig) und 1.575.792 (randomisiert) gültige TKs. Diese Werte sind zusammen mit den aufsummierten Leistungen aller dimensionierten MPOs, die jeweils für eine einzelne Viertelstunde gelten, in Tabelle 7.2 dargestellt.

Aus der Summe der dimensionierten MPOs lässt sich die durchschnittliche über den Planungszeitraum aufsummierte MPO-Leistung je TK ermitteln. Die ist für die drei Dimensionierungssystematiken aufgeteilt nach Energie- und Leistungs-MPOs sowie Batterie- und Marktflexibilität in Abbildung 7.4 dargestellt. Dort zeigt sich, dass mit der Batterie- und der Marktflexibilität teilweise unterschiedlich große MPOs dimensioniert werden. Dies widerspricht der oben benannten Erwartung. Für die P-MPOs zeigt sich kein Unterschied zwischen den Modellausprägungen bei der einzelnen und gleichartigen Dimensionierung. Denn hier wird die Anpassung zur Marktflexibilität nicht angewandt, weil diese nur auf den E-MPOs basiert. Diese werden nur bei der randomisierten Dimensionierungssystematik zusammen mit den P-MPOs betrachtet. Mit der Batterieflexibilität werden im Durchschnitt größere einzelne, aber weniger gleichartige und randomisierte E-MPOs dimensioniert. Bei den randomisiert dimensionierten P-MPOs zeigt sich wie bei den gleichartigen E-MPOs, dass über die Marktflexibilität mehr Flexibilität reserviert werden kann. Die Unterschiede selbst von wenigen Kilowatt je TK sind aufgrund der großen Anzahl TKs (mindestens 535.429 bzw. 1.575.792) als signifikant anzusehen.

Dass im Vergleich zu den P-MPOs durchschnittlich größere einzelne und gleichartige E-MPOs dimensioniert werden, erscheint plausibel, weil letztere auch Mehrfach-Verpflichtungen umfassen. Gleiches gilt dafür, dass die einzelnen P-MPOs unter 100 kW liegen, weil die Batterie nicht in allen TKs die volle Leistung einsetzen kann.

Während die einzelnen und gleichartigen TKs getrennt nach den beiden MPO-Klassen (Energie- und Leistungs-Verpflichtungen) betrachtet werden können, ist dies bei den ran-

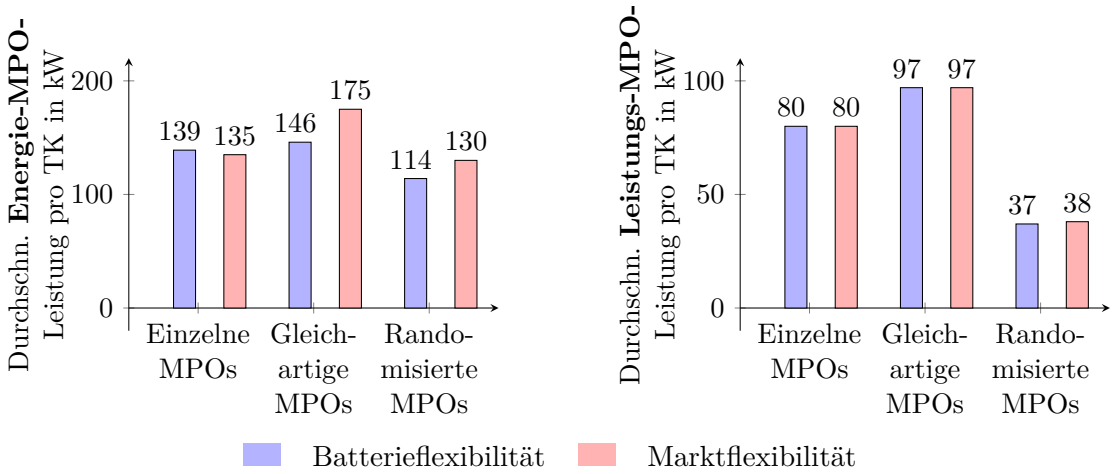


Abbildung 7.4: Durchschnittlicher Betrag der dimensionierten Energie- und Leistungs-MPOs je TK. Er ist für die drei Dimensionierungssystematiken sowie Batterie- und Marktflexibilität gegenübergestellt. Die einzeln und gleichartig dimensionierten MPOs sind jeweils auf die TKs bezogen, in denen nur die entsprechende MPO-Klasse, also entweder Energie- oder Leistungs-MPO, dimensioniert wurde. Die Werte für randomisiert dimensionierte MPOs sind auf alle TKs bezogen, die mit diesem Verfahren erzeugt wurden, und sind daher niedriger, weil dabei vorgehensbedingt Energie- und Leistungs-Verpflichtungen gemischt auftreten können.

MPO-Dimensionierungs-systematiken	**Batterieflexibilität**		
	Gültige Testkonfigurationen	Energie-MPOs	Leistungs-MPOs
Einzeln generierte MPOs	1.563.071	151 GW für 1.082.012 TKs	38 GW für 481.059 TKs
Gleichartig generierte MPOs	800.026	78 GW für 534.764 TKs	26 GW für 265.262 TKs
Randomisiert generierte MPOs	1.582.452	181 GW	59 GW
	Marktflexibilität		
	Gültige Testkonfigurationen	Energie-MPOs	Leistungs-MPOs
Einzeln generierte MPOs	1.785.680	176 GW für 1.304.621 TKs	38 GW für 481.059 TKs
Gleichartig generierte MPOs	800.691	94 GW für 535.429 TKs	26 GW für 265.262 TKs
Randomisiert generierte MPOs	1.575.792	205	60

Tabelle 7.2: Anzahl der erzeugten Situationen und Umfang der dafür dimensionierten MPOs je Dimensionierungssystematik und aufgeteilt in Energie- und Leistungs-MPOs.

domisierten nicht möglich, weil die unterschiedlichen Verpflichtungen miteinander vermischt eingeplant sind. Daher sind in diesem Fall die angegebenen Werte auf alle TKs bezogen und beschreiben nur einen Teil der je TK dimensionierten MPOs. Es erscheint daher plausibel, dass jeweils im Vergleich geringere Werte für die randomisiert dimensionierten MPOs ermittelt wurden, weil die Flexibilität auf die Energie- und Leistungs-Verpflichtungen aufgeteilt wird. Ein Grund für die Abweichungen zwischen Batterie- und Marktflexibilität kann aus den gezeigten Daten nicht abgeleitet werden.

7.1.3 Batteriespeichersimulation

Für den Nachweis, ob eine Batterie die dimensionierten MPOs und die Verpflichtungen aus dem Peak-Shaving erbringen kann, soll ihre Fahrweise simuliert werden. Hierfür wird

für jede gültige TK die Sollleistung der Batterie in Abhängigkeit der vorhandenen Verpflichtungen eingestellt und der Verlauf des Ladegrads schrittweise für jedes Zeitintervall simuliert. Ein viertelstündlicher Vergleich der sich ergebenden durchschnittlichen Batterieleistungswerte mit den MPOs und der Differenzleistung (vgl. Abschn. 4.5.1) zeigt, ob alle Verpflichtungen aus den Anwendungsfällen erfüllt werden konnten und damit die Hypothese 1 gestützt wird (vgl. Abb. 7.1). Ist dies der Fall, werden die MPOs und die zugehörige TK *erbringbar* genannt. Der Ablauf der Simulation ist in Abbildung 7.5 gezeigt. Zu Beginn jedes Zeitschritts wird Amplify unter Berücksichtigung des aktuellen Ladegrads neu berechnet. Die Leistungssollwerte werden gemäß der folgenden Betriebsstrategie eingestellt, die sich an den vorliegenden Verpflichtungen orientiert:

- Keine Leistungs-MPO in aktuellen Zeitintervall: Der Sollwert wird auf den Mittelwert zwischen oberer und unterer Grenze in Abhängigkeit des Leistungsbandes der Batterieflexibilität im aktuellen Zeitintervall eingestellt (vgl. Gleichungen 4.55 und 4.56), da E-MPOs auch übererfüllt werden dürfen.
- Eine Leistungs-MPO liegt im aktuellen Zeitintervall vor: Es wird genau der Leistungswert der P-MPO als Sollwert eingestellt, u. U. addiert mit der Leistung einer gleichzeitigen E-MPO. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass bei einer Regelleistungserbringung ein genauer Leistungswert zu erbringen ist.

Abhängig vom aktuellen Ladegrad und Gleichung 4.15 ergibt sich die tatsächliche Speicherleistung, auf deren Basis die Ladegradänderung für einen Zeitschritt simuliert wird.

Falls die gegebenen MPOs Leistungs-Verpflichtungen enthalten, wird die Simulation mehrfach wiederholt, um die Erfüllung aller Anwendungsfälle sowohl beim Voll- als auch beim Nullabruf zu prüfen. Die Anzahl der Durchläufe ergibt sich mit 2^n bei n der Anzahl der Leistungs-Verpflichtungen. Damit können alle Kombinationen von Voll- und Nullabrufen überprüft werden.

Nach erfolgter Simulation ist für den Planungszeitraum zu ermitteln, ob alle Verpflichtungen eingehalten wurden. Gefahrene Leistungswerte werden nach der erfolgten Simulation mit den durch die MPOs geforderten verglichen. Eine Testkonfiguration gilt mit ihren MPOs als erbringbar, wenn die Batterieleistung in allen Zeitschritten die E-MPO-Leistung erreicht oder überschreitet und im Fall der P-MPOs genau die eingeplante Leistung geliefert wird. Für die Bewertung ist eine maximalen Abweichung von 0,1 % eingestellt. D. h., falls er erfolgreich ist, ergibt dieser Test die Aussage, dass es mindestens eine gültige Speicherfahrweise gibt, mit der die Verpflichtungen erfüllt werden. Falls die eingesetzte Betriebsstrategie die Verpflichtungen nicht erfüllt, kann zwar nicht ausgeschlossen werden, dass es eine erfolgreiche Fahrweise gibt. Da Amplify jedoch auch für die Sollwertbestimmung eingesetzt wird, ist dies als Indiz dafür zu werten, dass die mit dem Modell dimensionierten MPOs nicht alle erbracht werden können.

Bewertung

Um die Güte der mit Amplify durchgeführten MPO-Planung zu bewerten, soll der Anteil an TKs herangezogen werden, für den alle Verpflichtungen erbracht werden konnten.

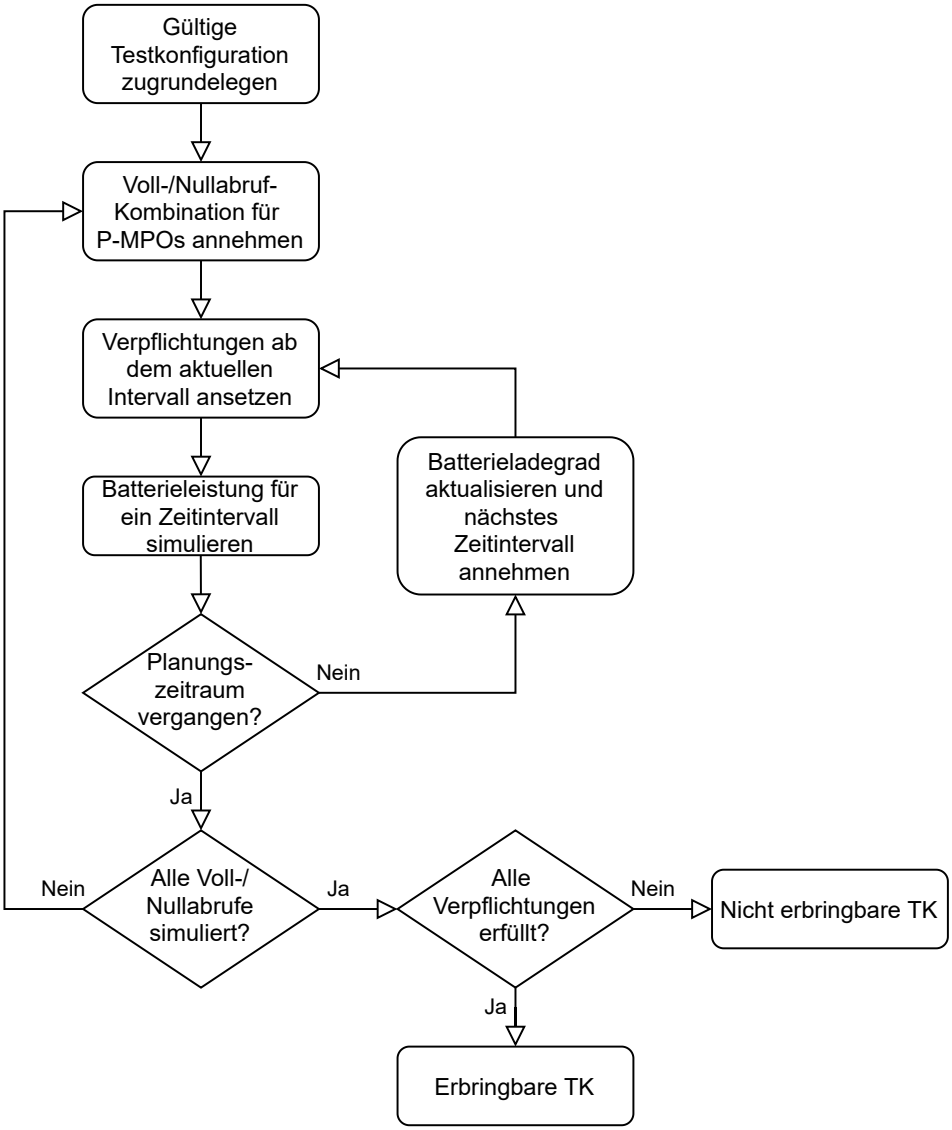


Abbildung 7.5: Ablauf für die Simulation der MPO-Erbringung. Die Batterie wird Intervall für Intervall über den Planungszeitraum hinweg simuliert. Falls P-MPOs vorliegen, wird die Simulation mehrfach durchgeführt, um jede Kombination aus Voll- und Nullabruf einmal anzunehmen. Der Leistungssollwert der Batterie wird in Abhängigkeit der vorliegenden Verpflichtungen aus den Anwendungsfällen eingestellt. Anschließend werden die erbrachten Batterieleistungen dahingehend ausgewertet, ob alle Anwendungsfälle erbracht werden konnten. Ist dies der Fall, gilt die TK als erbringbar.

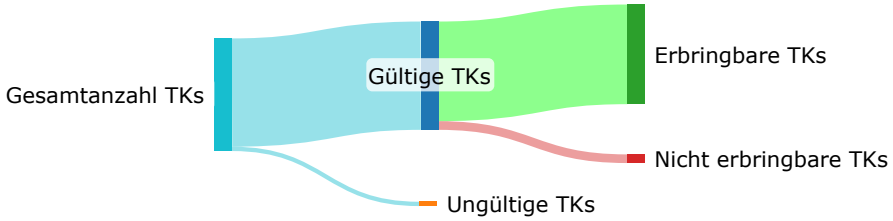


Abbildung 7.6: Schematische Einteilung der TKs, die sich nach dem Aufstellen der untersuchten Situationen aus der MPO-Dimensionierung und den Ergebnissen der Simulation ergibt. Die Gesamtanzahl der TKs teilt sich auf in ungültige und gültige, die wiederum erbringbar oder nicht erbringbar sein können.

In Abschnitt 7.1.2 war bereits erläutert worden, dass TKs als ungültig anzusehen sind, wenn sich nach der MPO-Dimensionierung ein Konflikt ergibt. Das Dimensionieren der MPOs mit Hilfe von Amplify sollte dabei nur gültige TKs ergeben. Dann würde das Modell ein konsistentes Verhalten zeigen. Wenn die Simulation ergibt, dass die Batterie alle Verpflichtungen einer TK erfüllen kann, soll sie als erbringbar gelten und als nicht erbringbar, wenn die Simulation auch nur eine nicht erfüllte Verpflichtung ergibt. Damit wird die Genauigkeit des Modells beschrieben, mit der die unterschiedlichen Randbedingungen durch die Flexibilität abgebildet werden können. Die mithilfe der Parameterkombination und MPO-Dimensionierung generierten TKs sind damit eingeteilt in *gültige* und *ungültige* sowie *erbringbare* und *nicht erbringbare* TKs. Der Zusammenhang zwischen diesen ist im Sankey-Diagramm in Abbildung 7.6 qualitativ grafisch dargestellt. Der Anteil $S_{\text{Erbringbar}}$ der erbringbaren TKs $N_{\text{Erbr. TKs}}$ an den gültigen $N_{\text{Gültige TKs}}$ wird *Erbringungsgrad* genannt und kann folgendermaßen berechnet werden:

$$S_{\text{Erbringbar}} = \frac{N_{\text{Erbr. TKs}}}{N_{\text{Gültige TKs}}} \tag{7.1}$$

Ergebnisse der Simulation

In Tabelle 7.3 sind die kumulierten Ergebnisse des Aufstellens der TKs und der Simulationen dargestellt. Die TK-Aufstellung ergibt auf der Basis der **Batterieflexibilität** für die 134.827 Situationen (vgl. Abschnitt 7.1.1) Stichproben von 1.569.423 TKs mit einzelnen und 803.948 mit gleichartigen MPOs. Die randomisierte MPO-Dimensionierung ergibt 1.617.924 TKs. Auf der Basis der Marktflexibilität enthalten die untersuchten Stichproben 1.792.558 (einzeln), 804.504 (gleichartig) und 1.617.924 (randomisiert) TKs. Nur die gültigen davon sind für die Simulation verwendet worden (vgl. Tabelle 7.2). Es treten bei der Dimensionierung von einzelnen oder gleichartigen MPOs weniger als 1 % ungültige TKs auf. Bei der randomisierten Dimensionierung sind es 2,19 % für die Batterieflexibilität und 2,60 % für die Marktflexibilität. Dies bedeutet, dass das Modell ein weitgehend konsistentes Verhalten zeigt, weil mit ihm dimensionierte MPOs nach einer Aktualisierung der Flexibilität nur vereinzelt zu detektierten Konflikten führen.

Nachdem die Batterien für alle TKs simuliert wurden, kann festgestellt werden, dass der Erbringungsgrad über beide Modellausprägungen und alle Dimensionierungs-Systematiken hinweg zwischen 93,13 % und 95,76 % liegt. Dies lässt zwei Schlussfolgerungen zu: Zum einen können MPOs mit Amplify recht genau dimensioniert werden, sodass sie neben dem Peak-Shaving auch erfüllt werden können. Zum anderen reserviert das Modell genug Flexibilität für die bereits platzierten Verpflichtungen.

MPO-Dimensionierungs-systematik	**Batterieflexibilität**		
	Gesamtanzahl Testkonfigurationen	Anteil der Testkonf. gültig (ungültig)	Anteil der Testkonf. erbringbar (nicht erbr.)
Einzeln generierte MPOs	1.569.423	99,60 %	95,49 %
		(0,40 %)	(4,51 %) –
Gleichartig generierte MPOs	803.948	99,51 %	93,84 %
		(0,49 %)	(6,16 %) –
Randomisiert generierte MPOs	1.617.924	97,81 %	93,22 %
		(2,19 %)	(6,78 %) –
	Marktflexibilität		
	Gesamtanzahl Testkonfigurationen	Anteil der Testkonf. gültig (ungültig)	Anteil der Testkonf. erbringbar (nicht erbr.)
Einzeln generierte MPOs	1.792.558	99,62 %	95,76 %
		(0,38 %)	(4,24 %) –
Gleichartig generierte MPOs	804.504	99,53 %	93,81 %
		(0,47 %)	(6,19 %) –
Randomisiert generierte MPOs	1.617.924	97,40 %	93,13 %
		(2,60 %)	(6,87 %) –

Tabelle 7.3: Anzahl der Testkonfigurationen sowie der Anteil der davon gültigen und erbringbaren für die Evaluation der Verpflichtungserfüllung.

Zusätzlich zu der kumulierten Darstellung sind die Ergebnisse der Simulationen für die mit der **Marktflexibilität** randomisiert generierten MPOs in den Abbildungen 7.7 bis 7.10 im Detail dargestellt. Da für Batterie- und Marktflexibilität die Ergebnisse nicht stark voneinander abweichen, reicht es, sie anhand nur einer der beiden zu erläutern. Die

der Batterieflexibilität sind im Anhang auf den Seiten 191 und 192 dargestellt. In diesen Grafiken ist für jede Kombination von zwei eingestellten Batterie- und augenblicksbezogenen Parameterwerten sowie MPO-Leistungen in den beplanten Zeitintervallen der Erbringungsgrad dargestellt. Gelbe Zellen zeigen dabei hohe Erbringungsgrade und blaue niedrige. Weiße Zellen ergeben sich, wenn eine Parameterkombination nicht auftritt. Die Hauptdiagonale geht durch eine Reihe rechteckiger Felder aus weißen Zellen, weil für einen Parameter jeweils nur ein Wert eingestellt werden kann und nicht mehrere. Weitere Parameterkombinationen treten aus unterschiedlichen Gründen nicht auf, z. B. weil eine leere Batterie im ersten Zeitintervall kein Peak-Shaving betreiben oder weil ihre Flexibilität nicht sowohl für eine Energie- als auch eine Leistungs-Verpflichtung reserviert sein kann. In Abbildung 7.7 ist für jede Zelle zudem dargestellt, wie viele TKs sie repräsentiert. Dies ist durch den Zehnerlogarithmus für die Anzahl der jeweiligen TKs angezeigt, der in jeder Zelle dargestellt ist. In den Abbildungen 7.8 bis 7.11 sind stattdessen die jeweiligen Erbringungsgrade notiert. MPOs können dabei Werte zwischen 0 und 100 kW annehmen. Jeden auftretenden MPO-Wert einzeln darzustellen, würde die Übersichtlichkeit einschränken. Daher sind die Werte der MPOs in den Abbildungen in *leistungsarme* und *leistungsreiche* MPOs eingeteilt. Diese reichen von 0 bis ±50 kW bzw. von ±50 bis ±100 kW und sind jeweils mit dem betragsmäßigen Maximalwert abgebildet. Dabei stellt Abbildung 7.7 eine Gesamtübersicht über die Erbringungsgrade für die Eingangswerte der Simulationen dar. Die Abbildungen 7.8 bis 7.11 enthalten Ausschnitte aus dieser Gesamtdarstellung. Anhand dieser sollen die wesentlichen Erkenntnisse aus dieser Untersuchung im Detail erläutert werden. Die Ergebnisse zu den Werten der Lastprognose sind in den genannten Abbildungen 7.7 bis 7.11 nicht enthalten, weil sich aus ihnen keine weiterführenden Schlüsse ziehen lassen. Sie sind im Anhang auf Seite 190 dargestellt.

Insgesamt zeigt sich, dass Amplify für die meisten Parameterkombinationen einen hohen Erbringungsgrad erreicht. Damit kann die grundlegende Aussage, dass mit dem Modell Flexibilität innerhalb der gegebenen Randbedingungen abgebildet werden kann, weiter belegt werden. Niedrige Erbringungsgrade ergeben sich insbesondere, wenn Leistungs-MPOs im ersten und teilweise auch im zweiten Zeitintervall oder mehrere Verpflichtungen im selben Zeitintervall eingeplant sind.

Die Detailbetrachtungen zeigen, dass die Batterie- und augenblicksbezogenen Parameter nur einen kleinen Einfluss auf den Erbringungsgrad haben. Sie sind in Abbildung 7.8 dargestellt. Lediglich bei einem niedrigen Anfangsladegrad insbesondere in Verbindung mit zehn bereits vergangenen Minuten oder bereits erfolgter Batterieentladung im aktuellen Zeitintervall liegen im Vergleich leicht verringerte Erbringungsgrade vor. Gleiches gilt bei fünf bereits vergangenen Minuten in Verbindung mit einer erfolgten Batterieladung im aktuellen Zeitintervall. Der niedrigste auftretende Erbringungsgrad beträgt dabei 87 %. Daneben führen einzelne Wertekombinationen zu ausschließlich ungültigen TKs, sodass sich kein Erbringungsgrad berechnen lässt wie z. B. fünf im aktuellen Zeitintervall vergangene Minuten in Kombination mit einem Anfangsladegrad von 0 und 50 %. Aus welchem Grund dies der Fall ist, ist nicht direkt ersichtlich und müsste weitergehend untersucht werden.

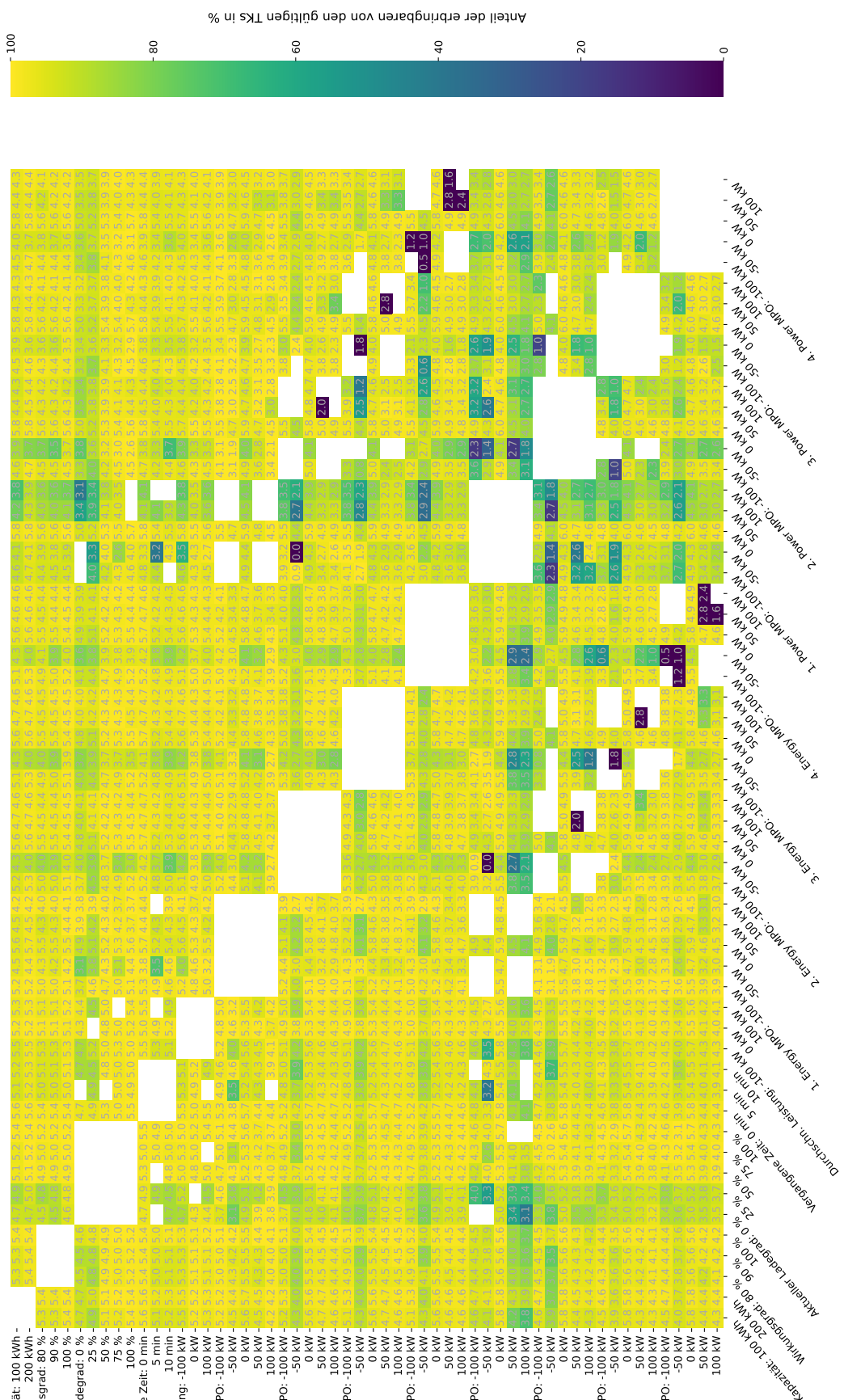


Abbildung 7.7: Heatmap der Erbringungsgrade bei randomisiert generierten MPOs für gegebene Kombinationen aus zwei Parameterwerten. Für jeden Wert ist dies davon abhängig abgebildet, welche weiteren Parameterwerte in den TKs enthalten sind. In den einzelnen Zellen ist zudem numerisch dargestellt, in wie vielen TKs die jeweiligen Parameterwertkombinationen vorkommen. Da die tatsächlichen Werte zu viele Stellen aufweisen, ist dies durch den Zehnerlogarithmus repräsentiert.

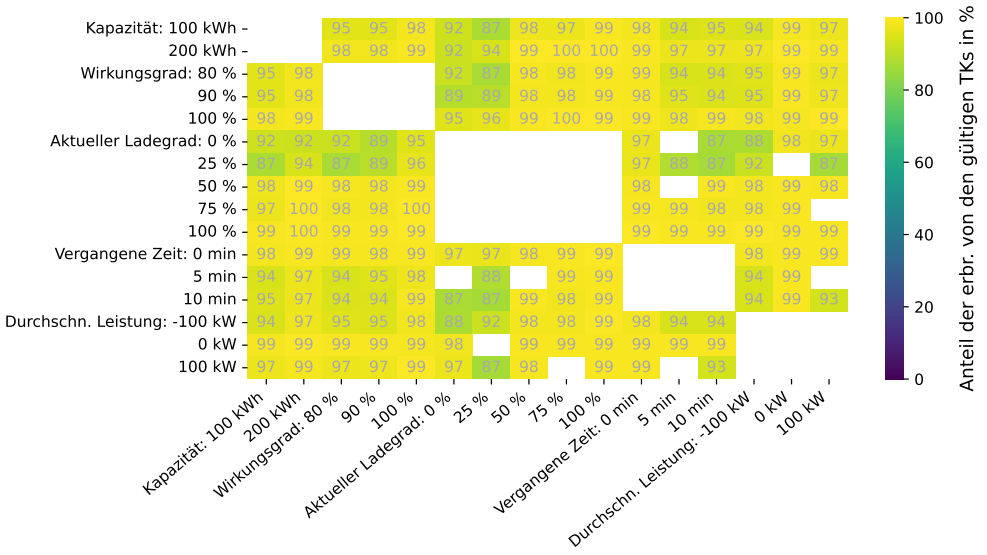


Abbildung 7.8: Ausschnitt aus der Heatmap in Abb. 7.7 mit den Erbringungsgraden in Abhängigkeit der Batterie- und augenblicksbezogenen Parameterwerte. In den Zellen ist numerisch der Erbringungsgrad dargestellt. Für jede Kombination von Batterieparameterwerten hat sich ein Erbringungsgrad von mindestens 87 % ergeben.

Die Betrachtung der E-MPOs in Abbildung 7.9 zeigt, dass die Erbringungsgrade insbesondere dann leicht verringert sind, wenn in mehreren Zeitintervallen leistungsarme Entladeverpflichtungen vorliegen. Bei leistungsreichen Entladeverpflichtungen zeigt sich dieser Effekt jedoch nicht. Der Erbringungsgrad sinkt höchstens bis auf 80 %. Er konnte für alle betrachteten Parameterkombinationen berechnet werden.

Die Betrachtung der P-MPOs in Abbildung 7.10 zeigt insbesondere niedrige Erbringungsgrade für Verpflichtungen im ersten Zeitintervall. Daneben zeigt eine Kombination von P-MPOs viele unterschiedliche Werte zwischen 68 und 99 % mit einem Ausreißer bei 20 % für eine leistungsreiche Entladeverpflichtung im zweiten Zeitintervall und eine leistungsarme im dritten.

Die Betrachtung von miteinander kombinierten Energie- und Leistungs-Verpflichtungen in Abbildung 7.11 zeigt weitgehend Erbringungsgrade von über 80 % sowie zwei Bereiche, in denen sie reduziert sind. Der eine liegt oberhalb der Hauptdiagonalen und enthält Lade-P-MPOs in früheren in Verbindung mit Entlade-E-MPOs in späteren Zeitintervallen. Der andere direkt um die Hauptdiagonale beschreibt zwei ungleichartige MPOs im selben Zeitintervall. Unterhalb der Hauptdiagonalen, wenn frühe E-MPOs mit späteren P-MPOs kombiniert sind, können die Verpflichtungen hingegen in den meisten Fällen erfüllt werden. Direkt um die Hauptdiagonale ergibt die gewählte Darstellungsart ein Muster aus rechteckigen Feldern, das sich aus der Sortierung von leistungsreichen und -armen MPOs auf den Achsen ergibt und weitergehend diskutiert werden soll. In den Feldern, die sich auf dasselbe Zeitintervall in der Planung beziehen, ergibt sich mittig ein

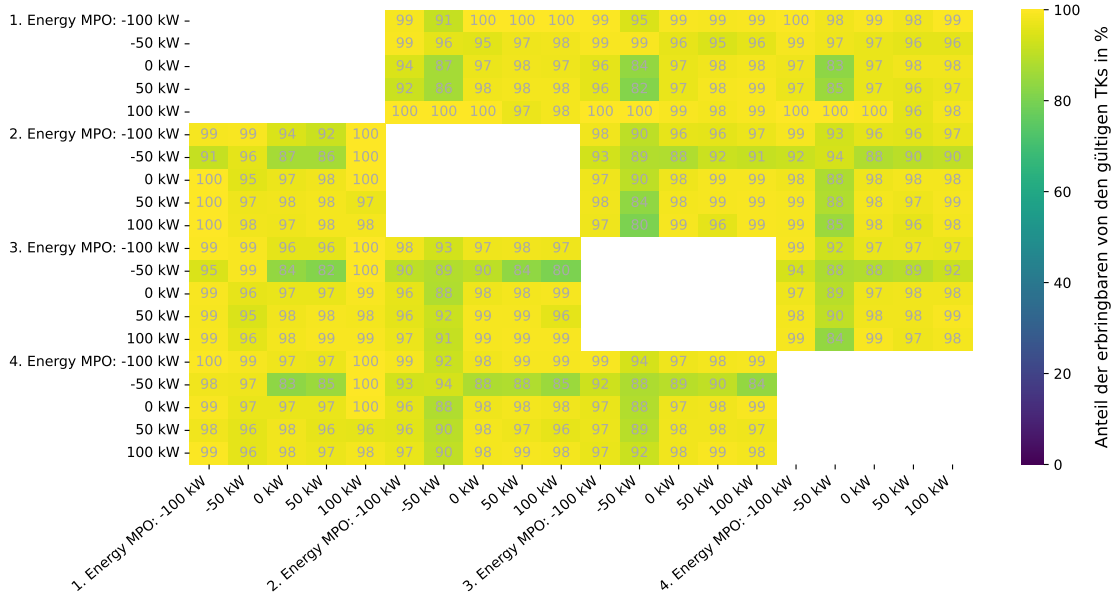


Abbildung 7.9: Ausschnitt aus der Heatmap in Abb. 7.7 mit den Erbringungsgraden in Abhängigkeit der dimensionierten Energie-Verpflichtungen. In den Zellen ist numerisch der Erbringungsgrad dargestellt. Für jede Kombination von E-MPO-Werten hat sich ein Erbringungsgrad von mindestens 80 % ergeben.

Kreuz aus weitgehend gelben und grünen Zellen, die hohe Erbringungsgrade repräsentieren, wenn nur eine MPO in einem Zeitintervall platziert ist. Dieses Kreuz teilt die Felder in vier Quadranten. Diejenigen davon, die nicht auf der Hauptdiagonalen liegen, sondern ober- oder unterhalb, sind vollständig weiß. Dies zeigt, dass keine gegenläufigen MPOs eingeplant werden. Direkt auf der Hauptdiagonalen in Abbildung 7.11 werden keine zwei leistungsreichen MPOs im selben Zeitintervall eingeplant. Dies lässt den Schluss zu, dass Flexibilität durch das Modell zuverlässig reserviert wird. Dennoch ist die Planung basierend auf dem Modell bei ungleichartigen Verpflichtungen im selben Zeitintervall nicht fehlerfrei. Es treten Kombinationen von leistungsarmen Verpflichtungen mit anderen im selben Zeitintervall auf. Allerdings konnten in in diesem Fällen für keine TK alle Anwendungsfälle erfüllt werden, sodass sich hier Erbringungsgrade von 0 % ergeben haben. Die gewählten MPO-Dimensionierungssystematiken haben nur zu einer kleinen Anzahl TKs geführt, in denen solche Kombinationen auftreten (siehe Abb. 7.7). Die meisten Zellen, die gleichzeitigen MPOs entsprechen, sind weiß, weil keine entsprechenden TKs generiert wurden. Im Prinzip ergibt sich hieraus das gewünschte Verhalten des Modells, dass Kombinationen von ungleichartigen MPOs im selben Zeitintervall nur auftreten, wenn mindestens eine leistungsarme Verpflichtung darunter ist. Da die Anwendungsfälle jedoch wieder in Verbindung mit P-MPOs nicht erfüllt werden konnten, ergibt sich auch hier, dass die Umsetzung der Leistungs-Verpflichtungen nicht vollständig wie ange-

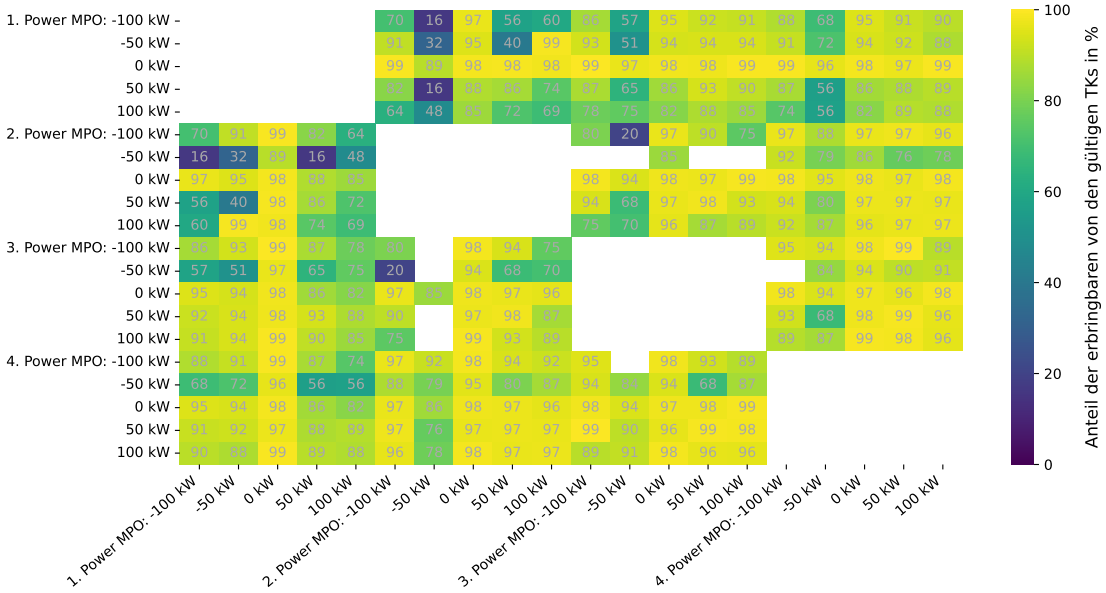


Abbildung 7.10: Ausschnitt aus der Heatmap in Abb. 7.7 mit den Erbringungsgraden in Abhängigkeit der dimensionierten Leistungs-Verpflichtungen. In den Zellen ist numerisch der Erbringungsgrad dargestellt. Für einige Kombinationen von P-MPOs-Werten haben sich geringe Erbringungsgrade ergeben von im niedrigsten Fall 16 %. Diese treten insbesondere dann auf, wenn P-MPOs im ersten und zweiten Zeitintervall des Planungszeitraums platziert sind.

strebt funktioniert. Um eine genauere Aussage zu treffen, müsste dieser Teil des Modells weitergehend analysiert werden.

Zusammenfassung der Verpflichtungserfüllung

Insgesamt wird die Hypothese 1 gestützt, dass Flexibilität mithilfe von Amplify abgebildet werden kann. Über 90 % der TKs, zum Teil auch über 95 %, sind gültig und erbringbar. Nur in einzelnen Fällen ergeben sich ungültige TKs. Der Funktionstest hat insgesamt einen hohen Erbringungsgrad ergeben. Dies hat sich insbesondere bei den E-MPOs gezeigt. Niedrige Erbringungsgrade treten insbesondere in Verbindung mit P-MPOs auf. Hierbei insbesondere dann, wenn die Verpflichtungen zu Beginn des Planungszeitraums und in Kombination mit weiteren Verpflichtungen vorliegen. Gegen Ende des Planungszeitraums können jedoch nur noch weniger spätere MPOs auftreten, sodass die Ursachensuche für die reduzierte Performanz des Modells nicht weiter eingeschränkt werden kann. Es lässt sich schließen, dass der Teil der Modellierung und Berechnung von Amplify mit berücksichtigten P-MPOs noch präziser geschehen kann. Die Hypothese, dass Randbedingungen eingehalten werden können und Flexibilität damit erfolgreich reserviert werden kann, wurde dennoch weitgehend gestützt. Dies gilt damit implizit

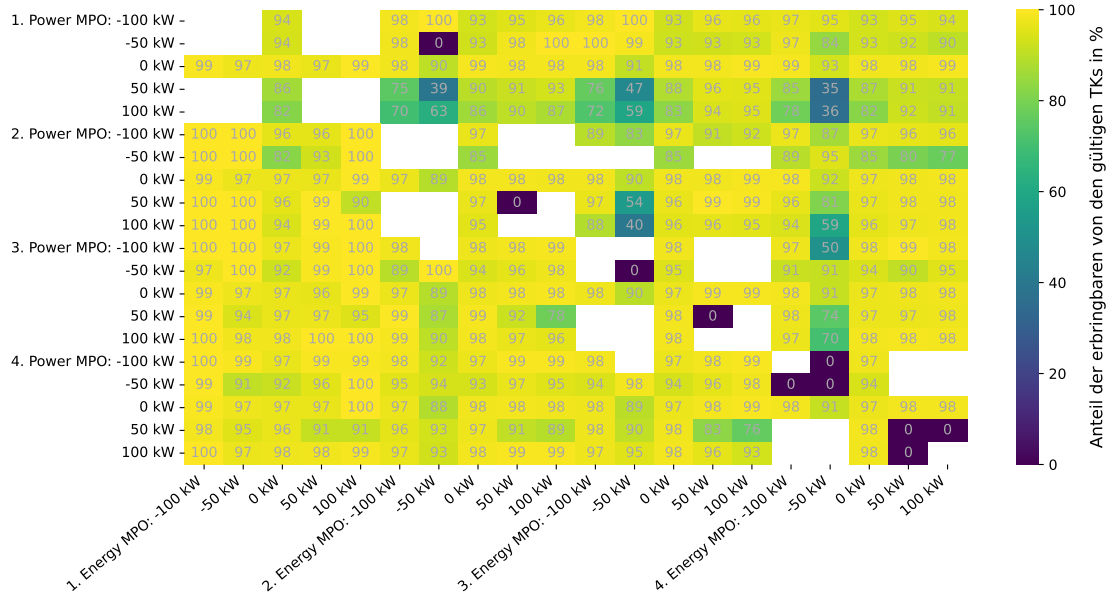


Abbildung 7.11: Ausschnitt aus der Heatmap in Abb. 7.7 mit den Erbringungsgraden in Abhängigkeit von dimensionierten Kombinationen von Energie- und Leistungs-MPOs. In den Zellen ist numerisch der Erbringungsgrad dargestellt. Niedrige Erbringungsgrade treten insbesondere in den seltenen Fällen auf, in denen die ungleichartigen MPOs im selben Zeitintervall eingeplant sind.

auch für die Hypothesen 2 und 4, dass das Modell abstrakt ohne weitere Parameter und mit wenig Modellwissen genutzt werden kann und kompakt nur über eine kleine Anzahl Werte codierbar ist (vgl. Abb. 7.1).

7.2 Konflikterkennung auf Input-Szenarien

Für eine erfolgreiche Konfliktdetektion (Hypothese 3, vgl. Abb. 7.1) muss das Modell in der Lage sein, TKs, für die eine angenommene Batterie alle Verpflichtungen erfüllen kann, von solchen zu unterscheiden, in denen es zu einer Verletzung der Randbedingungen kommt. Das Detektieren von Konflikten entspricht somit einer Zuordnung der TKs zu den beiden Klassen *Konflikt* und *kein Konflikt*. Damit stellt es eine Klassifikation dar. Ähnlich wie die Verpflichtungserfüllung kann sie bewertet werden, indem TKs für beide Klassen aufgestellt und simuliert werden.

7.2.1 Datensatz aus Testkonfigurationen

Um die Konfliktdetektion auszuwerten, ist ein Datensatz aus TKs aufzustellen, der sowohl solche enthält, für die alle Anwendungsfälle erfüllt werden können als auch solche,

für die dies nicht der Fall ist. Die in den Abschnitten 7.1.1 und 7.1.2 generierten TKs sollen dafür als Grundlage dienen. Da bei diesen, unabhängig von der Dimensionierungs-Systematik, die MPOs so bestimmt wurden, dass sie die Flexibilität möglichst stark ausnutzen, können bei ihnen schon durch Variation einzelner Parameterwerte Randbedingungsverletzungen und damit Konflikte hervorgerufen werden.

Um in den aufgestellten Stichproben aus TKs Konflikte zu erzeugen, die durch die gleichzeitige Behandlung von MPOs und dem PS auftreten können, sollen die Lastprognosen angepasst werden. Wenn eine Lastprognose gefunden wird, die ähnlich aber ungleich zu der für die MPO-Dimensionierung ist, ist a-priori nicht bestimmt, ob Konflikte auftreten, und die Detektion kann ausgewertet werden. Eine Möglichkeit, ausgehend von einer existierenden Lastprognose, die als Vektor vorliegt, eine ähnliche, abweichende zu generieren, ist die Kosinus-Ähnlichkeit (Skiena, 2017, S. 309). Bei dieser wird ein Winkel zwischen zwei Vektoren berechnet, der als Maß für die Ähnlichkeit dient. Ein Vektor der gleichen Länge, der in zufälliger Richtung vom ursprünglichen abweicht, kann so generiert und einer Simulation zugrunde gelegt werden. Für die vorliegende Untersuchung wird ein Winkel eingestellt, dessen Kosinus einem Wert von 0,97 entspricht. Auf diese Weise kann aus den TKs ein ausgewogenes Testset aufgestellt werden, sodass jeweils mindestens ein Drittel von ihnen in beide Klassen fällt. Ein ausgewogenes Testset hilft dabei, Konfliktdetektion aussagekräftig bewerten zu können. Andernfalls ließe sich mit einfachen, regelbasierten Klassifikatoren, die alle TKs mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit in eine Klasse einordnen, eine hohe Performanz erzielen, was eine fundierte Aussage über die Qualität der entwickelten Konfliktdetektion erschwert.

7.2.2 Vorgehen Simulationsablauf

Die Bewertung von auftretenden Konflikten kann vergleichbar mit dem Vorgehen zur Verpflichtungserfüllung auf einer Batteriesimulation erfolgen. Unter der Annahme der veränderten Lastprognose und den ursprünglich dimensionierten MPOs können mit Amplify initial Konflikte detektiert werden. Das Ergebnis davon gilt als Klassifikation. Anschließend kann die Batterie wie in Abschnitt 7.1.3 beschrieben simuliert werden, um festzustellen, ob die Anwendungsfälle erfüllt werden können. Nach erfolgter Simulation können die erzielte Verpflichtungserfüllung als wahrer Wert und die Klassifikation miteinander verglichen werden, um diese zu bewerten. Dieses Vorgehen ist in Abbildung 7.12 dargestellt.

Wenn in der Simulation einer bestimmten Batteriespeicherfahrweise nicht alle Verpflichtungen erfüllt werden, wie bereits in Abschnitt 7.1.3 erläutert wurde, kann vorgehensbedingt nicht ausgeschlossen werden, dass es eine andere Fahrweise gibt, mit der dies möglich wäre. Da jedoch wieder für jede Berechnung des Batterieleistungssollwertes die zukünftigen Verpflichtungen berücksichtigt wurden, ist dies als ernst zu nehmendes Indiz dafür zu werten, dass die MPO-Erbringung mit dem modellierten Batteriespeicher nicht möglich ist.

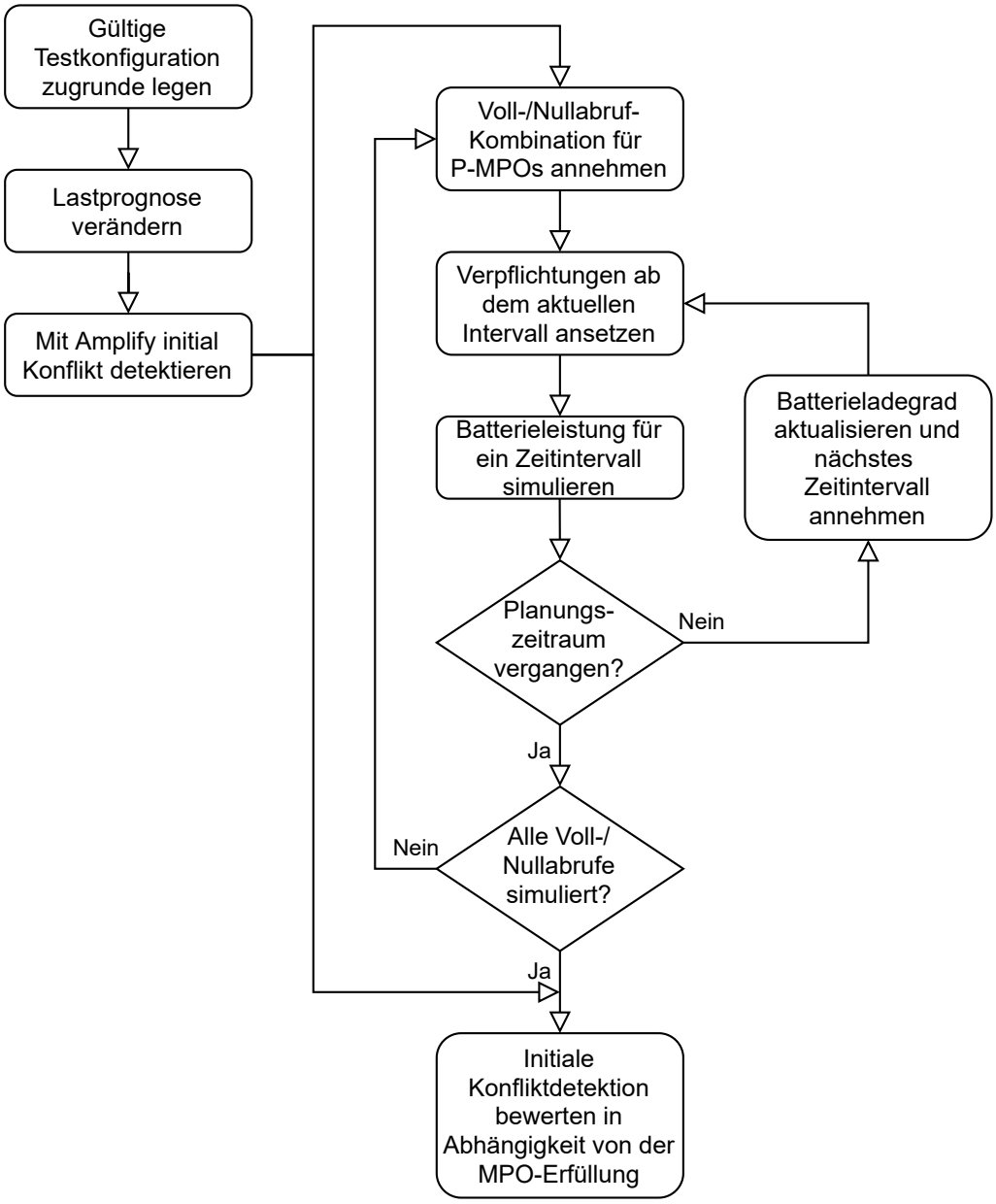


Abbildung 7.12: Ablauf für die Simulation der Konfliktdetektion. Sie erfolgt vergleichbar zu der Simulation der Verpflichtungserfüllung in Abschnitt 7.1.3. Der Unterschied besteht darin, dass zunächst die Prognose des eintretenden Lastgangs verändert wird, sodass Konflikte entstehen. Anschließend wird mit Amplify eine Konfliktdetektion durchgeführt, die auf der Basis der erbrachten Batterieleistungen dahingehend ausgewertet wird, ob sie sich bewahrheitet hat.

7.2.3 Bewertung

Ein etabliertes Vorgehen aus der Data-Science zur Bewertung von Klassifikatoren ist das Aufstellen von Wahrheitsmatrizen, aus denen sich weitergehende Metriken ableiten lassen (Skiena, 2017, S. 212ff.). Dabei wird die Klasse der konfliktbehafteten TKs mit *positiv* (engl. *positive*) und die Klasse ohne Konflikt mit *negativ* (engl. *negative*) beschrieben. Für die Einteilung in die beiden Klassen wird herangezogen, ob eine der Bedingungen für Konflikte aus den beiden vorangegangenen Kapiteln erfüllt wird. Abhängig davon, ob die initiale Flexibilitätsberechnung einen Konflikt ergeben hat, werden die TKs positiv oder negativ klassifiziert. Eine Differenzierung zwischen den verschiedenen, in Tabelle 5.3 aufgestellten Konflikten, die z. B. für ein Lösen von diesen erforderlich wäre, erfolgt nicht. Bewahrheitet sich eine Klassifikation durch die Simulation, wird sie als *richtig* (engl. *true*, im Folgenden T) bezeichnet, andernfalls als falsch (engl. *false*, im Folgenden F). In einer Wahrheitsmatrix können die Anteile der in Tabelle 7.3 vorgestellten TKs, die richtig und falsch, positiv und negativ klassifiziert wurden, wie in Tabelle 7.4 dargestellt werden:

	Konflikt detektiert	Kein Konflikt detektiert
Konflikt tritt auf	T_{positive}	F_{negative}
Kein Konflikt	F_{positive}	T_{negative}

Tabelle 7.4: Struktur einer Wahrheitsmatrix

Weitere Metriken, die sich aus einer Wahrheitsmatrix ableiten lassen, sind die Genauigkeit, die Präzision, die Sensitivität und das F-Maß (engl. *F1-Score*), die gemäß der folgenden Gleichungen berechnet werden können. Die Genauigkeit gibt an, wie groß der Anteil der korrekt erfolgten Klassifikationen ist:

$$R_{\text{Genauigkeit}} = \frac{T_{\text{positive}} + T_{\text{negative}}}{T_{\text{positive}} + T_{\text{negative}} + F_{\text{positive}} + F_{\text{negative}}} \tag{7.2}$$

Die Präzision gibt an, wie viele der positiven Klassifikationen tatsächlich korrekt sind:

$$R_{\text{Präzision}} = \frac{T_{\text{positive}}}{T_{\text{positive}} + F_{\text{positive}}} \tag{7.3}$$

Die Sensitivität gibt an, wie viele der positiven TKs korrekt klassifiziert wurden:

$$R_{\text{Sensitivität}} = \frac{T_{\text{positive}}}{T_{\text{positive}} + F_{\text{negative}}} \tag{7.4}$$

Der F1-Score ist ein gewichteter Mittelwert der Präzision und Sensitivität:

$$R_{\text{F1-Score}} = 2 \cdot \frac{R_{\text{Präzision}} \cdot R_{\text{Sensitivität}}}{R_{\text{Präzision}} + R_{\text{Sensitivität}}} \tag{7.5}$$

Die Mehrzahl Metriken unterstützt ebenfalls dabei, aussagekräftige Aussagen in Abgrenzung zu einfachen, regelbasierten Klassifikatoren aufstellen zu können (ebd., S. 214). Ergänzt werden kann sie durch die Spezifität, die angibt, wie viele der negativen TKs korrekt klassifiziert wurden:

$$R_{\text{Spezifität}} = \frac{T_{\text{negative}}}{T_{\text{negative}} + F_{\text{positive}}} \tag{7.6}$$

7.2.4 Ergebnisse

Ein Anwenden des in Abbildung 7.12 beschriebenen Vorgehens auf die in den Abschnitten 7.1.1 und 7.1.2 generierten Stichproben ergibt die in Tabelle 7.5 gezeigten Klassifikationen, bezogen auf die jeweilige Gesamtanzahl an TKs, und die in Abbildung 7.13 dargestellten Werte für die Metriken. Tabelle 7.5 zeigt, dass die Konfliktdetektion für beide Modellausprägungen und die verschiedenen Systematiken der MPO-Generierung nur jeweils Anteile mit einstelligem Prozentsatz falsch klassifiziert. Dabei treten bei der randomisierten Dimensionierung der MPOs anteilig mehr Konflikte für den eingestellten Kosinus von 0,97 durch die ähnlichen Lastprognosen auf als bei den übrigen Systematiken. Die entsprechenden Zeilensummen (positiv, jeweils obere Zeile) ergeben in Tabelle 7.5 höhere Werte als für die negativen TKs. Während die beiden Klassen *Konflikt* und *kein Konflikt* für einzelne MPOs etwa 50 % betragen, sind es bei der randomisierten MPO-Generierung etwa 64 %. Insgesamt treten für die Marktflexibilität bei dem eingestellten Kosinus etwas mehr Konflikte auf als für die Batterieflexibilität.

Die in Abbildung 7.13 dargestellten Metriken zeigen, dass die Konfliktdetektion für beide Modellausprägungen hohe Performanzwerte von um die 90 % erreicht. Lediglich die Spezifität liegt mit 78 bis 81 % für die gleichartigen und randomisierten MPOs etwas niedriger. Die beiden Modellausprägungen unterscheiden sich über die Metriken hinweg nur geringfügig. Ein ausbalancierter Klassifikator als Baseline (vgl. Skiena, 2017, S. 216), der positive und negative TKs mit einer gegebenen Erfolgswahrscheinlichkeit korrekt einordnet, kann Amplify bei randomisiert dimensionierten MPOs (abgesehen von der Spezifität) ab einem Wert von 81 % in der Präzision übertreffen. Erst wenn er 95 % bzw. 96 % der Bewertungen korrekt abgibt (ebd., vgl. S. 215f.), übertrifft er Amplify auch in der Genauigkeit, Sensitivität und dem F-Maß.

Die Auswertung zeigt, dass Amplify eine etwas höhere Sensitivität als Präzision erreicht. D. h., wenn tatsächlich ein Konflikt vorliegt, wird dieser mit einer etwas höheren Wahrscheinlichkeit auch erkannt, als dass ein erkannter Konflikt auch einem tatsächlichen entspricht. Daraus, dass etwa doppelt so viele falsch positive Klassifikationen wie falsch negative erfolgen, lässt sich schließen, dass die für Amplify aufgestellten Annahmen und Bedingungen konservativer als nötig sind, weil mehr Konflikte detektiert werden, als in der Simulation auftreten. Dies zeigt sich auch an der Spezifität, die mit Werten

		Batterieflexibilität			**Marktflexibilität**	
		Konflikt detektiert	Kein Konflikt detektiert		Konflikt detektiert	Kein Konflikt detektiert
Einzelne MPOs	Konflikt tritt auf	46,87 %	2,51 %	Konflikt tritt auf	50,13 %	2,30 %
	Kein Konflikt	5,60 %	45,02 %	Kein Konflikt	4,96 %	42,60 %
Gleichartige MPOs	Konflikt tritt auf	58,52 %	3,17 %	Konflikt tritt auf	58,99 %	3,45 %
	Kein Konflikt	7,14 %	31,17 %	Kein Konflikt	7,44 %	30,14 %
Randomisierte MPOs	Konflikt tritt auf	60,98 %	3,0 %	Konflikt tritt auf	61,64 %	3,04 %
	Kein Konflikt	7,48 %	28,55 %	Kein Konflikt	7,75 %	27,57 %

Tabelle 7.5: Wahrheitsmatrizen für die Detektion von Konflikten bei mit der Batterieflexibilität und der Marktflexibilität dimensionierten MPOs.

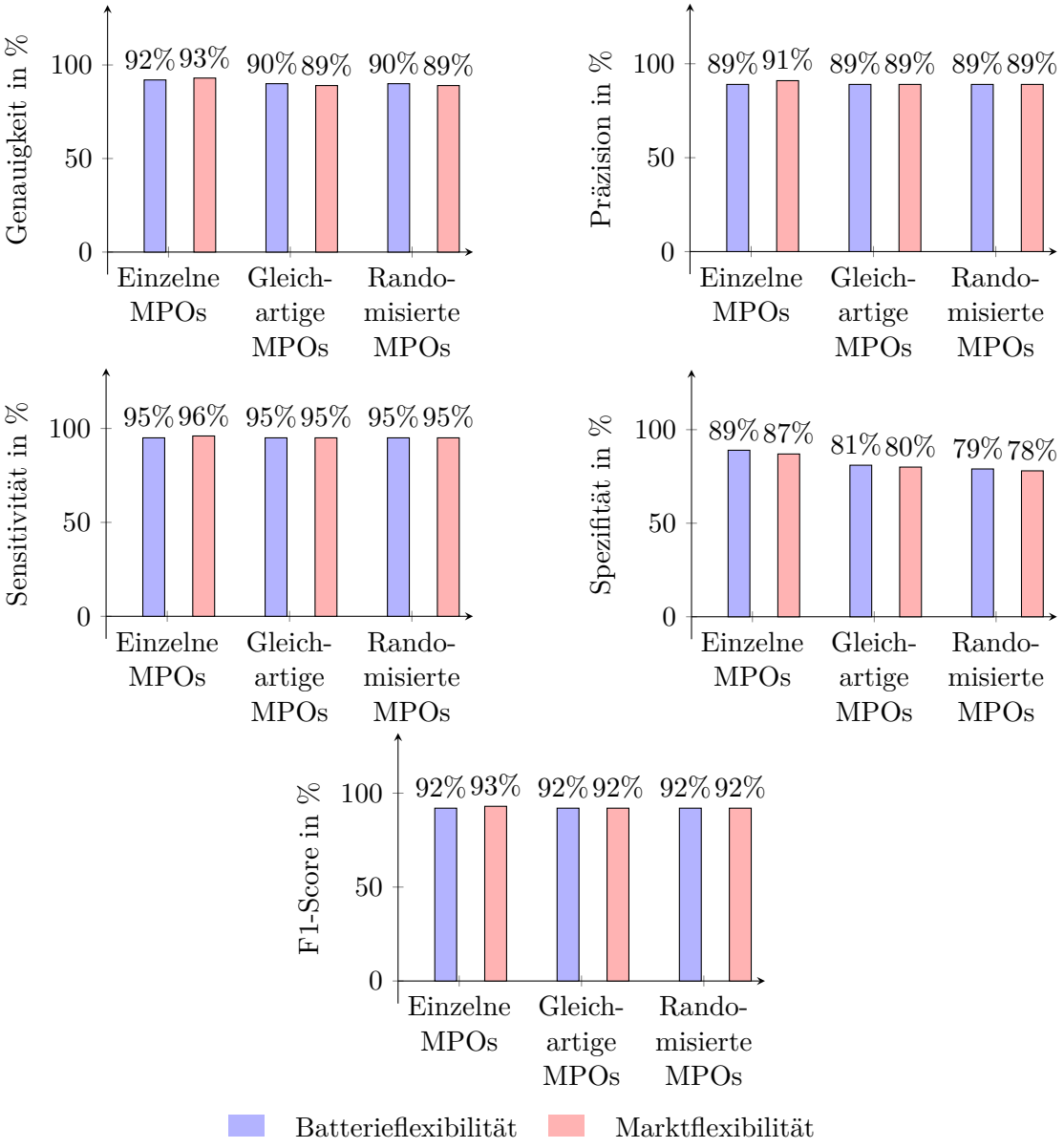


Abbildung 7.13: Gegenüberstellung der Performanzwerte für die Konflikterkennung bei mit Batterie- und Marktflexibilität dimensionierten MPOs. Dargestellt sind die Genauigkeit, Präzision, Sensitivität und der F1-Score gemäß Skiena (2017) ergänzt um die Spezifität. Die Performanz der beiden Modellausprägungen unterscheidet sich nicht stark. Im Wesentlichen werden Werte von um die 90 % erreicht. Lediglich die Spezifität liegt bei um die 80 %, wenn in den TKs P-MPOs enthalten sind.

zwischen 78 % und 89 % vergleichsweise niedrig ist. Hier erreicht die Marktflexibilität jeweils bis zu zwei Prozent niedrigere Werte als die Batterieflexibilität.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass die Konfliktdetektion für beide Modellausprägungen hohe Performanzwerte von um die 90 % erreicht. Einzig die Spezifität zeigt niedrigere Werte, wobei dieses Maß hier hinzugenommen wurde, um das Verhalten des Modells mit Bezug zu den negativen Klassifikationen zu bewerten. In Abbildung 7.4 war gezeigt, dass für die Markt- im Vergleich zur Batterieflexibilität auch mehr MPOs dimensioniert wurden. Dass dennoch die Performanz der Konfliktdetektion ähnlich hoch bleibt, belegt die Qualität des gefundenen Modellansatzes. Eine Bestätigung der Hypothese 3, dass das Modell Konflikte detektieren kann, wird damit belegt.

7.3 Überprüfung der Hypothesen zur Berechnungszeit und Privatheit

Die Berechnungszeit und die Privatheit, die beiden nicht-funktionalen Anforderungen, die in Abschnitt 2.2.1 aufgestellt wurden, wurden bisher nicht evaluiert. Um die Hypothesen 5 und 6 zu stützen, findet sich deren Auswertung in den nächsten beiden Abschnitten.

7.3.1 Berechnungszeit

Die Berechnungszeit kann zum einen über die Zeitkomplexität und zum anderen über die absolut benötigte Rechenzeit bewertet werden. Erstere beschreibt die asymptotische Laufzeit, also die Funktion mit der die Berechnungszeit mit wachsendem Planungszeitraums ansteigt. Zweitere gibt an, wie schnell sich das Modell auf gegebener Hardware berechnen lässt. Beide Ansätze werden nachfolgend angewandt und die Ergebnisse erläutert.

Ein beispielhaftes Hardware-System mit vergleichsweise geringer Rechenleistung, das gewerblich für einen Agenten eingesetzt werden kann, um Flexibilität zu berechnen, ist der Revolution Pi, ein Internet-of-Things-Gateway auf Basis des Einplatinencomputers Raspberry Pi. Dieses soll für die Auswertung der Berechnungszeit zugrundegelegt werden. Eine mögliche Ausführung von diesem ist das Modell RevPi Connect 4[3], in dem das Compute-Module des Raspberry Pi 4 verbaut ist. Dieses ist mit einem Broadcom BCM2711 System-on-Chip ausgestattet, in dem ein Cortex-A72 Vierkern-Prozessor mit einer Taktrate von 1.5 GHz läuft. Die Auswertung der Amplify-Berechnungszeit wurde auf einem Raspberry Pi 4B mit 4 GB RAM durchgeführt. Dieser ist mit demselben Chip ausgestattet wie das Compute-Module im Revolution Pi. Damit werden vergleichbare Berechnungszeiten erreicht.

[3] Siehe https://revolutionpi.com/en/revpi-connect, besucht am 22.04.2024.

Vorgehensweise

Für die Ermittlung der Berechnungszeiten in Abhängigkeit von der Länge des Planungszeitraums wurden gegenüber der vorigen Auswertung weitere TKs generiert. Bis zu einer Dauer von einem Tag (96 Viertelstunden) wurden neue Lastprognosen für 10, 20, 40, 65 und 96 Viertelstunden gesampelt. Da die Anzahl möglicher Lastprognosen selbst bei der Verwendung des angepassten Box-Behnkens-Verfahrens exponentiell mit der Anzahl der betrachteten Zeitintervalle steigt, wurde das LHS verwendet, um die Anzahl zu begrenzen. Mit diesem wurden für jede betrachtete Länge des Planungszeitraum 480 Lastprognosen generiert, dem kleinsten gemeinsamen Vielfachen von 5 Stufen und 96 Viertelstunden. Anschließend wurden Energie- und Leistungs-MPOs mit der gleichartigen Dimensionierungssystematik generiert, um den Einfluss der unterschiedlichen MPO-Arten getrennt zu untersuchen. TKs mit allen MPO-Arten gemischt wurden mit der randomisierten Systematik erzeugt. Hieraus resultierten zwischen 300.000 und 2,64 Mio. Flexibilitätsberechnungen je Dimensionierungssystematik und Planungszeitraum. Durch das iterative Vorgehen ergibt die MPO-Dimensionierung bei längeren Planungszeiträumen eine größere Anzahl Flexibilitätsberechnungen.

Während der Dimensionierung von MPOs wurde die Flexibilität wiederholt bestimmt (vgl. Abbildungen 7.2 und 7.3) und die Dauer der eigentlichen Flexibilitätsbestimmung aufgezeichnet. Sie wird verworfen, falls keine gültige Flexibilität bestimmt wird, sondern Konflikte auftreten. Zeit, die für das Vorbereiten der Parameter und das Ermitteln der MPOs aus einer vorliegenden Flexibilität verstreicht, wird nicht berücksichtigt.

Ergebnisse

Die Beispielimplementierung von Amplify kommt bei einer ausschließlichen Berücksichtigung des PS und der Integration von E-MPOs ohne verschachtelte Schleifen aus. Bei der Integration von P-MPOs wird für jede dieser Verpflichtungen der Planungszeitraum zusätzlich durchlaufen. Es wird daher erwartet, dass die Berechnungszeit für E-MPOs linear mit der Anzahl der betrachteten Zeitintervalle steigt, während sich für die P-MPOs ein quadratischer Anstieg ergeben müsste.

Die Ergebnisse der empirischen Auswertung der Zeitkomplexität sind in Abbildung 7.14 dargestellt. Für die gleichartigen MPOs sowie die randomisiert gemischten sind Box-Plots für die Berechnungszeit über dem betrachteten Planungszeitraum aufgetragen. Die Antennen sind auf den eineinhalbfachen Interquartilsabstand von 25 bis 75 % begrenzt. Ausreißer, die über die Antennen hinausgehen, sind nicht dargestellt, sondern nur im Anhang auf Seite 195. Ausgleichsgeraden verdeutlichen den Verlauf der oberen Antennen. Es ist erkennbar, dass die Berechnungszeit bei ausschließlicher Berücksichtigung von E-MPOs langsamer steigt als bei der Integration von P-MPOs. Die Berechnungszeit von Flexibilität für randomisiert gemischte TK liegt zwischen der für die unterschiedlichen MPOs. Im Gegensatz zu den aufgestellten Erwartungen zeigt sich kein offensichtlich quadratischer Zusammenhang zwischen der Länge des Planungszeitraums und der ansteigenden Berechnungszeit. Es sind jedoch Anzeichen für einen schwach quadratischen Zusammenhang zu finden, der im betrachteten Zeitbereich klein im Vergleich zum linea-

ren Anteil ist. Denn die in Abbildung 7.14 eingezeichneten Ausgleichsgeraden liegen für die beiden Dimensionierungssystematiken, die P-MPOs generiert haben, an den äußeren Werten unterhalb der Antennen und an den mittleren oberhalb. Für die E-MPO-Dimensionierung ist dies nicht der Fall. Stattdessen ergibt sich hier wie erwartet ein linearer Zusammenhang.

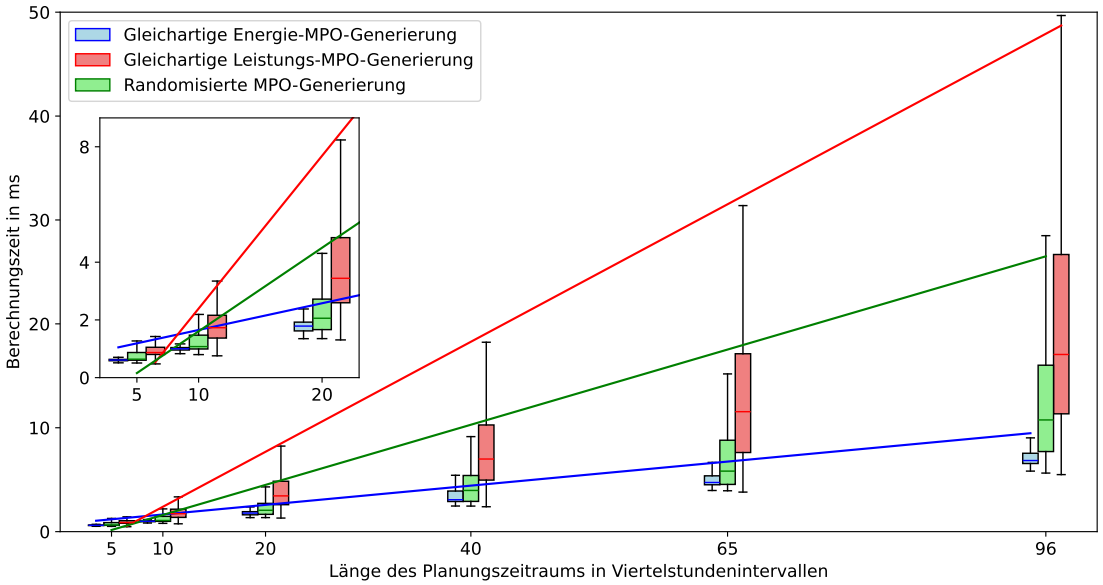


Abbildung 7.14: Box-Plots mit der Berechnungszeit in Abhängigkeit von der Länge des Planungszeitraums. Dargestellt sind Informationen über Flexibilitätsberechnungen, bei denen MPOs mit unterschiedlichen Dimensionierungssystematiken generiert wurden. Es sind gleichartige Energie- und Leistungs-MPOs sowie randomisiert gemischte MPOs generiert. Allen drei Drchläufe zeigen einen näherungsweise linearen Zusammenhang zwischen der länge des Planungszeitraums und der Berechnungszeit. Bei der randomisierten ud P-MPO-Dimensionierung kann ein quadratischer Zusammenhang dabei nicht ausgeschlossen werden. Insgesamt benötigt die Flexibilitätsberechnung am wenigsten Zeit mit ausschließlich E-MPOs und am meisten mit P-MPOs.

Selbst bei einem Planungszeitraum von 96 Viertelstunden reicht die obere Antenne nicht über 50 ms hinaus. Über alle aufgenommenen Zeitwerte hinweg ist ein Höchstwert von rund 111 Millisekunden Berechnungszeit für einen Planungszeitraum von 96 Viertelstunden aufgetreten. Damit lässt sich Flexibilität mit Amplify schneller berechnen als die FlexOffer für Batteriespeicher, die sich nur für 24 Zeitintervalle in mit 0,11 Sekunden ähnlicher Zeit aufstellen lassen (Lilliu, Pedersen und Šikšnys, 2021, S. 64)[4].

[4]Bei Lilliu, Pedersen und Šikšnys (2021) ist keine Information über die bei der Zeitmessung verwendete Hardware angegeben. Es wird angenommen, dass die Nutzung eines Systems wie dem Raspberry Pi

Am Beispiel der randomisiert gemischten MPOs ist in Abbildung 7.15 die Verteilung der Berechnungszeit für die Flexibilität am Beispiel eines Planungszeitraums von 40 Viertelstunden dargestellt. Die MPO-Dimensionierung hat insgesamt 1,15 Mio. Messwerte ergeben. Sie reichen von über 2 bis 35 Millisekunden, wobei mehr als 99,7 % der Werte unterhalb von 12 Millisekunden liegen[5]. Berechnungszeiten von unter vier Millisekunden treten dabei in mehr als der Hälfte der Fälle auf. Die relative Häufigkeit nimmt dabei mit steigender Berechnungszeit ab. Bei 3,5-4 ms tritt dabei ein lokales Minimum auf.

7.3.2 Privatheit

Es war bereits festgestellt worden, dass in der Batterieflexibilität durch die Begrenzung der Lade- durch die Differenzleistung lokale Informationen über die Lastprognose enthalten sind. Dies schränkt die Privatheit des Batteriespeicherbetreibers ein. Die Marktflexibilität stellt dahingehend eine Erweiterung dar, dass sie in Zeitintervallen, in denen MPOs vorhanden sind, das Leistungsband anpasst, was Rückschlüsse auf die lokale Lastprognose zumindest erschweren müsste. Diese Entwicklungen sollen in diesem Abschnitt empirisch belegt werden, um die aufgestellte Hypothese 6 zu stützen.

vermerkt worden wäre. Daher wird von einem üblichen Bürorechner mit gegenüber dem Einplatinencomputer stärkerer Rechenleistung ausgegangen.

[5] Die Grenze von 12 ms ist aus Gründen der Übersichtlichkeit gewählt. Mehr als 99,9 % der Werte liegen unterhalb von 14 ms.

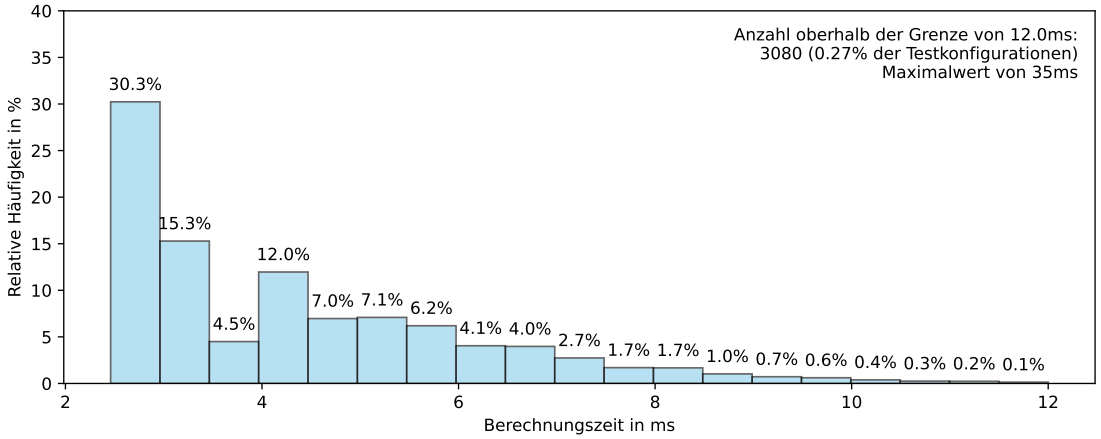


Abbildung 7.15: Histogramm mit relativer Häufigkeit der Berechnungszeit für einen Planungszeitraum von 40 Zeitintervallen. Die relative Häufigkeit nimmt prinzipiell mit steigender Berechnungszeit ab. Einzel-Berechnungszeiten von unter vier Millisekunden treten in mehr als der Hälfte der Fälle auf.

Vorgehensweise und Bewertung der Privatheit

Die Privatheit soll anhand der Transinformation (engl. *mutual information*) zwischen der Lastprognose und der Leistungsflexibilität bewertet werden. Die Transinformation ist ein Maß dafür, ob man von einem Wert eines Ausgangssignals auf den Wert eines Eingangssignals schließen kann und wird in Bit/Zeichen angegeben (Gottwald, 2018, S. 202ff.). Wenn sich nicht auf das Eingangssignal schließen lässt, ist die Transinformation 0. Wenn sich das Ausgangssignal aus dem Eingangssignal rekonstruieren lässt, ist die Transinformation maximal, wobei der jeweilige Wert von der Codierungskomplexität des Eingangssignals abhängt. Da die Informationstheorie keine Information über die Codierung (ebd., S. 205) der in der Transinformation enthaltenen Daten liefert, kann sie jedoch nicht direkt als absolutes Maß verwendet werden. Daher wird sie im Folgenden eingesetzt, um Batterie- und Marktflexibilität miteinander zu vergleichen.

In der vorliegenden Untersuchung wird die Transinformation zwischen der Lastprognose und der Leistungsflexibilität berechnet [6]. Da die maximale Grenze der Leistungsflexibilität einen größeren Informationsgehalt über die Differenzleistung im Vergleich zur minimalen Leistungsflexibilität enthält, wird sie hierfür angesetzt. Dies liegt daran, dass die lokale Lastprognose bei steigenden Werten zunächst die hohen Ladeleistungswerte der Batterie und erst daran anschließend die Entladeleistung begrenzt.

Über die gesamte Stichprobe hinweg kann eine einzelne Transinformation aus allen TKs berechnet werden. Dies erfolgt, indem jeweils die Vektoren der Lastprognose und der maximalen Leistungsflexibilität konkateniert werden. Der resultierende Vektor für die Lastprognosen wird dabei als Eingangs- und der für die maximale Leistungsflexibilität als Ausgangssignal angesetzt. Auf diese Weise wurden für die Lastprognosen und ermittelten Flexibilitäten der MPO-Dimensionierungs-Systematiken jeweils einzelne Transinformationswerte berechnet[7]. Dies ist sowohl ohne als auch inkl. der dimensionierten MPOs erfolgt, um deren Einfluss auf die übermittelten Informationen bewerten zu können. Als Referenzwert wird die Transinformation genutzt, die sich ergibt, wenn die Lastprognosen sowohl die Ein- als auch die Ausgangsgröße darstellen. Berechnet man die Transinformation aus allen gesampelten und konkatenierten Lastprognosen mit sich selbst, ergibt sich ein Wert von 1,61 Bit/Zeichen.

Ergebnisse

Die in Tabelle 7.6 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass der in der Flexibilität ohne MPOs enthaltene Informationsgehalt 1,4 bis 1,5 Bit/Zeichen beträgt. Er ist also gegenüber dem Referenzwert von 1,61 Bit/Zeichen reduziert. Die dargestellten Werte sind für über verschiedenen MPO-Arten kumuliert dargestellt, gewichtet nach der jeweiligen Anzahl der TK (vgl. Tabellen A.1 und A.2). Die ausführlichen Ergebnisse sind im Anhang auf den Seiten 196 und 196 zu finden.

[6] Da die Transinformation symmetrisch ist, spielt die Zuordnung keine Rolle, welche der Größen das Eingangs- und welche das Ausgangssignal darstellt.

[7] Für die Berechnung der Transinformation wurde die Python-Bibliothek *scikit-learn* in der Version 1.3.2 (siehe https://scikit-learn.org/stable/index.html, besucht am 24.04.2024) verwendet.

Bei einer Berücksichtigung von MPOs in der Flexibilitätsberechnung reduziert sich die Transformation auf unter ein Bit/Zeichen. D. h. dies würde die Privatheit eines lokalen Batteriespeicherbetreibers erhöhen. Die Verwendung der Marktflexibilität verstärkt diesen Effekt für die betrachteten TKs um 0,04 bis 0,16 Bit/Zeichen.

Vorgehensweise MPO-Dimensionierung	**Batterieflexibilität**		**Marktflexibilität**	
	Transinformation in Bits/Zeichen		Transinformation in Bits/Zeichen	
	ohne MPOs	inkl. MPOs	ohne MPOs	inkl. MPOs
Einzeln generierte MPOs	1,43	0,93	1,44[8]	0,89
Gleichartig generierte MPOs	1,46	0,88	1,46	0,72
Randomisiert generierte MPOs	1,46	0,71	1,47[8]	0,62

Tabelle 7.6: Transinformation zwischen Lastprognose und Flexibilität. Sie reduziert sich durch Verpflichtungen und die Verwendung der Marktflexibilität. Der Referenzwert der Lastprognosen mit sich selbst beträgt 1,61 Bit/Zeichen.

Gegenüber dem Referenzwert von 1,61 Bit/Zeichen sind alle Werte in Tabelle 7.6 verringert. Dies ist plausibel, da bereits ohne MPOs ein Teil der Information über die Lastprognose verloren geht, weil sich z.B. dadurch, dass bereits Zeit im aktuellen Intervall vergangen ist, unterschiedliche Leistungsflexibilitätswerte ergeben können. Bei in der Flexibilitätsberechnung berücksichtigten MPOs wird die Leistungsflexibilität darüber hinaus eingeschränkt. Dadurch kann weniger leicht auf die Lastprognose geschlossen werden. Der Informationsgehalt reduziert sich dabei alleine hierdurch stärker als durch die Transformation von der Batterie- zur Marktflexibilität.

7.3.3 Fazit zu Berechnungszeit und Privatheit

Zusammenfassend ist über die Auswertung der Berechnungszeit hinweg ein maximaler Wert von 111 ms aufgetreten. In den meisten Fällen, ausgedrückt durch den oberen, eineinhalbfachen Interquartilsabstand, kann eine Berechnung auf einem Raspberry Pi selbst bei einem Planungszeitraum von 96 Viertelstunden in unter 50 ms abgeschlossen werden (vgl. Abbildung 7.14). Die Auswertung der Zeitkomplexität zeigt ein stark lineares Anwachsen der Berechnungsdauer, wobei auch ein quadratischer Zusammenhang

[8] Die Abweichung zur Batterieflexibilität resultiert aus der veränderten Anzahl TKs (vgl. Tabellen 7.2 und 7.3). Durch die geringe Differenz von 0,01 Bits/Zeichen ändert sich die aus den Transinformationswerten abgeleitete Aussage nicht.

bei der Integration von P-MPOs möglich scheint. Dennoch kann für eine praktische Verwendung des Modells Hypothese 5 bestätigt werden.

Der Informationsgehalt in der Flexibilität über die Lastprognose ist im Fall der Batterieflexibilität für gleichartig dimensionierten MPOs um mehr als die Hälfte reduziert. Für die Marktflexibilität ist dies für die gleichartig und randomisiert generierten MPOs der Fall. Die Transinformation wird dabei stärker durch das Berücksichtigen der MPOs in der Flexibilitätsberechnung reduziert als durch die Anwendung der Marktflexibilität. Es kann festgestellt werden, dass sie für die Privatheit zwar einen kleineren, aber nachweisbaren Mehrwert bringt. Insgesamt wird Hypothese 6 durch die Auswertung bestätigt.

7.4 Diskussion

Die Auswertung hat ergeben, dass Amplify grundsätzlich das gewünschtes Modellverhalten zeigt und alle Hypothesen bestätigt wurden. Damit kann Flexibilität gemäß der in Kapitel 2 eingeführten Definition (vgl. Abschn. 2.1.4) als Menge von Leistungs- und Energiewerten ausgedrückt werden. Dies gilt für beide vorgestellten Modellausprägungen der Batterie- und der Marktflexibilität. Während die Batterieflexibilität für die Sollwertberechnung und damit Anlagenregelung eingesetzt werden kann, reduziert sich für den Aggregator die erforderliche Menge an Modellwissen, wenn neue Verpflichtungen mit der Marktflexibilität dimensioniert werden. Beide Modellausprägungen zeigen somit unterschiedliche Eigenschaften und damit verbunden andere Einsatzzwecke, für die sie vorzugsweise zu verwenden sind. Jedoch kann mit beiden Flexibilität ausgedrückt werden und sie eignen sich damit für die Nutzung durch einen Aggregator.

Entgegen der Erwartung, dass sich mit der Batterie- und Marktflexibilität derselbe Umfang an MPOs dimensionieren lässt, haben sich Unterschiede gezeigt. Bei der Dimensionierung einzelner Verpflichtungen ist mit der Batterieflexibilität mehr Batterieleistung eingeplant worden. Die Dimensionierung von gleichartigen und randomisierten MPOs hat mit der Marktflexibilität mehr Verpflichtungen oder zumindest welche im gleichen Umfang ergeben. In diesen Fällen werden mit der Marktflexibilität die Anlagenfähigkeiten also stärker ausgenutzt. Trotzdem zeigt die Analyse einen teilweise erhöhten und um höchstens 0,09 % verringerten Erbringungsgrad (vgl. Tab 7.3). Es kann also nicht darauf geschlossen werden, dass die Anlagenfähigkeiten durch die Marktflexibilität unzulässig überschätzt werden. Aus welchem Grund sich mithilfe der Marktflexibilität mehr MPOs einplanen lassen, kann aus den vorliegenden Ergebnissen nicht abgeleitet werden und müsste durch eine weitergehende Untersuchung analysiert werden.

Die Auswertung der Konfliktdetektion ergibt hohe Performanzwerte bei der Erkennung von widersprüchlichen Randbedingungen. Dabei werden die meisten Konflikte erkannt, das Auftreten eines Konfliktes tendenziell jedoch etwas wahrscheinlicher als ein Nicht-Auftreten. Dies kann von den gegenüber der Präzision und Sensitivität reduzierten Spezifitäts-Werten abgeleitet werden. Die umgesetzte Konfliktdetektion könnte damit als präzise aber leicht überempfindlich beschrieben werden. Ursachen dafür könnten in der konservativen Abschätzung der Wirkungsgradverluste liegen, müssten für eine belastbare Aussage aber tiefergehend analysiert werden.

Für eine direkte Aggregation der mit Amplify berechneten Flexibilität, bei der die von mehreren Anlagen kommende zu einer einzelnen Modellinstanz zusammengenommen wird, eignet sich nur die Leistungsflexibilität. Bei der Energieflexibilität würde die Zuordnung verloren gehen, welche Anlage wie viel Leistung aufnehmen oder abgeben kann, sodass die wechselseitigen leistungs- und energiebezogenen Randbedingungen nicht mehr abgebildet sind (vgl. Abschnitt 4.8.2). Nur auf der Basis der Leistungsflexibilität können jedoch mit Amplify ausschließlich Einzel-E-MPOs dimensioniert werden. Ob dies auch für Einzel-P-MPOs gilt, wäre zu untersuchen. Verpflichtungen, die über mehrere Zeitintervalle reichen, können damit nicht direkt aus aggregierter Flexibilität auf der Basis von Amplify dimensioniert werden. Da auch bei einer Aggregation die bereits platzierten E-MPOs zu berücksichtigen wären, ist das dafür erforderliche Modellwissen bei einer Verwendung der Markt- gegenüber der Batterieflexibilität ebenfalls reduziert.

Da Amplify auf einem Batteriespeichermodell basiert, also einer Abstraktion von der Wirklichkeit, bildet es das tatsächliche Verhalten einer Anlage zwangsläufig vereinfacht ab. Diese Tatsache alleine bedeutet jedoch nicht, dass das Modell nicht praktisch angewendet werden kann. Die durchgeführten Funktionstests zur Verpflichtungserfüllung und Konfliktdetektion zeigen, dass Amplify ein konsistentes Verhalten aufweist und Flexibilität von Batteriespeichern abbilden bzw. widersprüchliche Randbedingungen erkennen kann. Für einen realen Funktionsnachweis wären sie direkt anhand der Einsatzplanung eines existierenden Batteriespeichers zu wiederholen, um sicherzugehen, dass sich die Anlage durch das Modell präzise abbilden lässt. Dafür, dass solch eine Auswertung in der Praxis Aussicht auf Erfolg haben kann, sind die Grundlagen mit der vorliegenden Evaluation geschaffen.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Wurde das für diese Arbeit definierte Ziel erreicht? Welche Fragen sind offen geblieben und welche neuen haben sich ergeben? Begonnen hatte die vorliegende Arbeit mit den folgenden Forschungsfragen (siehe Abschnitt 1.2.2):

FF0: Wie kann Batteriespeicher-Flexibilität so modelliert werden, dass sie durch einen Aggregator für eine Mehrzwecknutzung verwendet werden kann?

FF1: Wie können die Batterie-Randbedingungen und unterschiedlichen Verpflichtungen, die sich aus den lokalen und systemweiten Anwendungsfällen ergeben, gemeinsam in einem abstrakten Modell abgebildet werden?

FF2: Wie sieht ein Berechnungsverfahren aus, mit dem die Flexibilität von Batteriespeichern entsprechend der genannten Herausforderungen ermittelt werden kann?

FF3: Wie sind Konflikte zwischen den Randbedingungen der Batteriespeicher und den Verpflichtungen aus den Anwendungsfällen zu detektieren?

FF4: Welche Eigenschaften hinsichtlich der Berechnungszeit, dem Codierungsaufwand und der Wahrung der Privatheit des lokalen Betreibers hat solch eine Flexibilitätsmodellierung?

Aus diesen Fragen wurden folgende Hypothesen abgeleitet (siehe Abschnitt 3.2):

- Mit dem zu entwickelnden Flexibilitätsmodell können sowohl die Batterierandbedingungen als auch sicher und unsicher zu erbringende Verpflichtungen so abgebildet werden, dass ein Speicher alle Anwendungsfälle umsetzen kann, wenn sich eine Lastprognose bewahrheitet, auf deren Basis keine Konflikte detektiert wurden.
- Dabei ist es möglich, das Modell so abstrakt zu halten, dass der Aggregator keine weiteren Anlagenparameter benötigt, um das Flexibilitätsvermögen zu nutzen.
- Falls die Batterie in einer Situation nicht alle Batterierandbedingungen und Verpflichtungen einhalten kann, detektiert das Modell einen Konflikt.
- Das Flexibilitätsvermögen lässt sich über die drei Größen Energie, Leistung und Leistungsgradient codieren, woraus sich ein Datenbedarf höchstens von sechs Fließkommazahlen je Zeitintervall des Planungshorizonts ergibt.
- Das Modell lässt sich innerhalb weniger Sekunden auf Hardware mit geringer Rechenleistung wie z. B. einem Raspberry Pi berechnen.

- Weniger als die Hälfte des Informationsgehalts über eine lokale Lastprognose ist in einer Flexibilitätsdarstellung enthalten.

In diesem Kapitel soll nun ein Fazit zum Funktionsumfang von Amplify gezogen sowie das Modellverhalten und die -eigenschaften dargelegt werden. Damit kann gezeigt werden, inwieweit die Forschungsfragen über ein Bestätigen der Hypothesen beantwortet wurden. Anschließend wird ein Ausblick auf mögliche, anschließende Forschungsarbeiten gegeben, indem Möglichkeiten zur Erweiter- und Übertragbarkeit skizziert werden.

8.1 Zusammenfassung

8.1.1 Abgleich mit dem gesetzten Forschungsziel

Insgesamt konnten im vorangegangenen Kapitel Belege dafür gefunden werden, die alle aufgestellten Hypothesen mit nur kleinen Einschränkungen stützen.

In den beiden Funktionstests zur Verpflichtungserfüllung und zur Konfliktdetektion konnte eine Performanz von jeweils über 90 % ermittelt werden. Damit können die Hypothesen 1, 2, 3 und 4 durch das Modell Amplify weitgehend bestätigt werden. Dies gilt auch, wenn innerhalb des Planungszeitraums mehrere Verpflichtungen eingeplant werden (vgl. die gleichartige und randomisierte MPO-Dimensionierung). D. h. mit Amplify kann Flexibilität für das Erbringen bereits platzierter Verpflichtungen reserviert werden. Der Aggregator benötigt keine über die Flexibilität hinausgehenden Parameter und für die Marktflexibilität nur begrenztes Modellwissen, um neue MPOs zu dimensionieren. Es konnte damit gezeigt werden, dass Amplify eine Antwort auf *FF1* und *FF2* bietet.

Da Konflikte zwischen Randbedingungen mit Amplify zuverlässig detektiert werden können, wurde die Hypothese 3 bestätigt. Damit liefert das Modell ebenfalls eine Antwort auf *FF3*. Zur Beantwortung von *FF4* wurden die Hypothesen 4, 5 und 6 ebenfalls weitgehend bestätigt. Dabei kann die Flexibilität über ein Leistungs- und ein Energieband kompakt mit vier Fließkommazahlen je betrachtetes Zeitintervall ausgedrückt werden. Zudem konnte gezeigt werden, dass sich Flexibilität mit Amplify auch auf schwacher Hardware wie einem Raspberry Pi 4 in weit unter einer Sekunde berechnen lässt. Daneben sinkt der Informationsgehalt für die generierten TKs über die lokale Lastprognose durch die Reservierung von Flexibilität für MPOs um mehr als die Hälfte. Es verbleibt sowohl bei einer Anwendung der Batterie- als auch der Marktflexibilität ein Informationsgehalt über die lokale Lastprognose in der Flexibilität. Damit ermöglicht das Modell unter den aufgestellten Annahmen eine gegenüber der Übermittlung der lokalen Lastprognose erhöhte, aber keine vollständige Privatheit.

Unklar bleibt, wieso sich mehr Flexibilität mit der Marktflexibilität verglichen mit der Batterieflexibilität nutzen lässt. Wie gezeigt werden konnte, wurden mit ihr bei Verwendung der gleichartigen und randomisierten Dimensionierungssystematik in größerem Umfang MPOs dimensioniert (vgl. Abb. 7.4). Dies kann weitergehend analysiert werden.

Dass einige Teilziele gegenläufig wirken (vgl. Tab. 3.1), hat nicht verhindert, dass die Forschungsfragen erfolgreich beantwortet werden konnten. Zum einen wurden mit

Amplify sehr kurze Berechnungszeiten erreicht. Zum anderen wurde gezeigt, dass insbesondere beim Einplanen von Energie-Verpflichtungen hohe Erbringungsgrade erreicht werden können. Lediglich bei der Integration von Leistungs-Verpflichtungen besteht das Potenzial, Erbringungsgrade durch eine Weiterentwicklung des Modells noch nennenswert zu erhöhen. Dies ist insbesondere der Fall, wenn sowohl Energie- als auch Leistungs-MPOs im selben Zeitintervall oder wenn letztere zu Beginn des Planungszeitraums vorliegen. Die Gründe hierfür müssen eingehend analysiert werden, bevor das Modell dementsprechend weiterentwickelt werden kann.

8.1.2 Nutzung des Modells

Das Modellverhalten und die Eigenschaften von Amplify müssen bei seiner Verwendung beachtet werden. Dies bezieht sich insbesondere darauf wie Flexibilität beschrieben wird, auf das Dimensionieren von MPOs, die Zeit, für welche die berechnete Flexibilität gültig ist, und die Art wie Unsicherheiten berücksichtigt sind.

Die durch Amplify ermittelten Flexibilitätsmengen enthalten nur solche Leistungs- und Energiewerte, die damit vereinbar sind, dass alle Verpflichtungen erfüllt werden können. Dafür wird von dem Batteriespeicher abstrahiert, dessen Fähigkeiten beschrieben werden. D. h., dass insbesondere die transformierten Leistungs- und Energiebänder der Marktflexibilität so entworfen sind, dass von ihnen nicht eindeutig auf bestimmte Batterieleistungs- oder -ladegradverläufe geschlossen werden kann. Für den Aggregator bringt dies den Vorteil, dass er nur die für ihn relevante Information verarbeiten muss, welche Verpflichtungen durch die Anlage erbracht werden können. Dabei kann es sein, dass die übermittelte Anlagenflexibilität gegenüber der gesamten reduziert ist, damit die übermittelte ohne viel Modellwissen für MPO-Dimensionierungen verwendet werden kann. Auf diese Weise wird für die mit der Erbringung von P-MPOs verbundene Unsicherheit eine robuste Lösung geliefert.

Mithilfe der berechneten Flexibilität lassen sich sowohl Energie- als auch Leistungs-MPOs für einzelne Zeitintervalle sowie Mehrfach-E-MPOs dimensionieren. Sowohl die P-MPOs als auch die Möglichkeit, Verpflichtungen für mehr als ein Zeitintervall zu bestimmen, stellt dabei eine Weiterentwicklung gegenüber dem aktuellen Stand der Forschung im Bereich der Flexibilitätsmodelle dar (vgl. Kapitel 2). Auch die konsequente Umsetzung des Ansatzes, dass ein Aggregator für unterschiedliche neue Verpflichtungen nur deren Trajektorien in den entsprechenden Leistungs- und Energiebändern berücksichtigen muss, beschreibt einen wesentlichen Forschungsbeitrag der vorliegenden Arbeit. Dies ist insbesondere durch die Marktflexibilität umgesetzt. Dabei ist die Flexibilität nach jeder dimensionierten MPO neu zu berechnen, um aktuell zu bleiben.

Zusätzlich zum Dimensionieren von MPOs lässt sich Amplify zum Begrenzen der Leistungssollwerte von Batteriespeichern verwenden (vgl. Abschnitt 7.1.3). Jeder Wert innerhalb des Leistungsbandes der Batterieflexibilität im aktuellen Zeitintervall bezogen auf die gesamte Viertelstunde und unter Berücksichtigung der bereits erbrachten Energie und vergangenen Zeit ist damit vereinbar, dass alle weiteren Verpflichtungen im Planungszeitraum erfüllt werden können. Damit kann das Leistungsband der Amplify-Batterieflexibilität genutzt werden, um als Teil einer Regelung für Batteriespeicher deren

Leistungssollwerte zu begrenzen. Zu beachten ist hierbei, dass berechnete Flexibilität für den Augenblick gilt, der für die Berechnung angenommen wurde. Damit ist sie streng genommen im nächsten Augenblick bereits veraltet oder muss auf Abschätzungen für die Zukunft beruhen, weil sowohl während des Berechnens als auch des Übertragens der Flexibilität Zeit vergeht. Für eine vollständige Viertelstunde können die errechneten Leistungsgrenzen angesetzt werden, wenn die tatsächliche Leistung innerhalb jener bleibt. Spätestens zum Ablauf einer Viertelstunde ist Amplify erneut zu berechnen, um auf Basis des sich ergebenden Batteriezustandes die Leistungsgrenzen zu aktualisieren. Wie stark dies die praktische Verwendbarkeit des Modells einschränkt, wurde jedoch nicht untersucht und müsste durch eine aufbauende Analyse bestimmt werden.

Durch die regelmäßige Aktualisierung der errechneten Flexibilität, die auch durch die kurze Berechnungszeit des Modell möglich ist, kann kurzfristig darauf reagiert werden, wenn sich die Prognose anders verhält als angenommen. Auf diese Weise kann mit der zweiten Unsicherheitsquelle, der Prognoseungenauigkeit, umgegangen werden.

8.2 Ausblick

Die Arbeit an Flexibilität von Batteriespeichern im Allgemeinen und für eine Mehrzwecknutzung im Speziellen ist durch die vorliegende Arbeit nicht abgeschlossen. Sowohl die Analyse des Modells Amplify in seinem bestehenden Funktionsumfang als auch dieser allein können weiterentwickelt werden.

Der bestehende Funktionsumfangs von Amplify kann mit den bereits im vorangegangenen Kapitel angewendeten Parametern sowie mit darüber hinausgehenden auf vielfältige Weise weiter analysiert werden. Optionen hierfür sind insbesondere die Flexibilitätsreservierung für P-MPOs, die Konfliktdetektion, die Dimensionierungssystematiken und das Modellverhalten bei einem längeren Planungszeitraum, u. U. in Verbindung mit einem darüber hinausgehenden Prognosezeitraum. Die Auswertung der Verpflichtungserfüllung hat niedrige Erbringungsgrade insbesondere bei der Erbringung von Leistungs-Verpflichtungen und nicht nur im sprichwörtlichen Sinne weiße Flecken durch ungültige TKs für bestimmte Parameterkombinationen in Abbildung 7.7 aufgezeigt. Aufgrund der Komplexität des Modells erfordert eine Analyse der dahinterliegenden Zusammenhänge eine gründliche Betrachtung. Ansatzpunkte hierfür sollten TKs sein, die ausschließlich ungültig waren oder Parameterkombinationen mit niedrigem Erbringungsgrad enthalten. Sie können einzeln tiefergehend auf die Gründe hin untersucht werden, aus denen ausnahmslos Konflikte detektiert oder die Anwendungsfälle nicht erfüllt wurden. Gleiches gilt für eine Analyse, aus welchen Gründen die Konfliktdetektion falsche Klassifikationen ergibt. Zusätzlich können weitere Dimensionierungssystematiken entworfen und Amplify dahingehend evaluiert werden, ob alle Anwendungsfälle von einem Speicher erbracht werden können. MPO-Dimensionierung und Flexibilitätsberechnung können im Wechsel prinzipiell so lange durchgeführt werden, bis die gesamte Flexibilität verwendet wird und sich ein einzelner Fahrplan ergibt. Dies ist bei den gewählten MPO-Dimensionierungs-Systematiken nicht umgesetzt worden, um zunächst das grundlegende Modellverhalten zu testen. Bei einem Stresstest könnten die Verfahren so lange angewendet werden, bis

die Flexibilität einer Anlage vollständig reserviert ist. Solch eine Untersuchung würde weitere Aussagen über das entwickelte Modell ermöglichen. Es wird jedoch angenommen, dass dies in einem realen Betrieb zu großem Aufwand führen würde, weil kleine Abweichungen der Lastprognose direkt zu Konflikten führen können.

Das Modell mit demselben Funktionsumfang kann auch dahingehend evaluiert werden, welche Performanz es aufweist, wenn es für andere Anlagen oder in anderem Kontext angewendet wird. Beispielsweise ist der konstante Wirkungsgrad des Batteriemodells eine modellbedingte Vereinfachung. Zum Beispiel bei Schimpe et al. (2018, S. 2) werden Batterien mit quadratisch von ihrer Leistung abhängenden Verlusten modelliert. Die vorgestellte Evaluation könnte zusammen mit einer Simulation eines anderen Batteriemodells wiederholt werden. Ebenfalls ließe sich das Modell dahingehend auswerten, wie viel der technisch maximal verfügbaren Flexibilität durch die Modellierung abgebildet werden kann. Ein Ansatz dafür wurde bei Lilliu, Pedersen, Šikšnys und Neupane (2023) verfolgt. Dies erfordert sowohl ein Maß für die maximal verfügbare Flexibilität als auch ein detailliertes Anlagenmodell, von dem sie sich ableiten lässt.

Zusätzlich zu einer weiteren Auswertung des Modells in seinem vorgestellten Stand kann der Funktionsumfang von Amplify erweitert werden. In Abschnitt 5.1 wurde erläutert, dass die angenommenen P-MPOs entweder in Lade- oder Entladerichtung der Batterie gelten, aber nicht in beide Leistungsrichtungen. Es ist denkbar, dass Flexibilität für Situationen reserviert wird, in denen die Leistungsrichtung wechseln kann wie beispielsweise bei der Primärregelleistung FCR. Eine Batterie kann solch eine Leistungs-Verpflichtung prinzipiell erbringen. Durch Amplify kann bisher jedoch noch keine Flexibilität dafür freigehalten werden, sondern die Verpflichtung müsste auf mehrere Anlagen aufgeteilt werden. Weiter sind auch Mehrfach-P-MPOs denkbar, die sich wie die Mehrfach-E-MPOs über mehrere Zeitintervalle erstrecken.

Amplify liefert bisher keine Lösungen von Konflikten zwischen den Verpflichtungen und Batterierandbedingungen. Stattdessen priorisiert die Beispielimplementierung implizit über die Reihenfolge, in der die Randbedingungen berücksichtigt werden, das Peak-Shaving vor den Energie- und den Leistungs-MPOs. Da bisher nicht zwischen den unterschiedlichen Konflikten unterschieden wird, wirkt sich dies bisher nicht weiter aus. Für eine Konfliktlösung z. B. auf der Basis der Kosten für die Flexibilitätsreservierung, wie dies bei Harder et al. (2020) umgesetzt ist, wären weitere Forschungsschritte notwendig. Damit stellt die Priorisierung des Flexibilitätseinsatzes eine Forschungslücke dar, die als vielversprechendes Themenfeld für aufbauende Arbeiten angesehen wird.

Wie bereits in Abschnitt 7.4 diskutiert wurde, stellt auch die Aggregation der Flexibilität eine Forschungslücke dar. Die Leistungsbänder von Amplify (insbesondere der Marktflexibilität) können zwar direkt aggregiert werden, jedoch nicht die Energiebänder. Ob es prinzipiell Lösungen für dieses Problem gibt, wurde jedoch nicht weitergehend untersucht.

Abschließend soll darauf hingewiesen werden, dass eine Erweiterung des Konzepts der abstrakten Flexibilitätsdarstellung mithilfe von Leistung und Energie auf andere Anlagentypen Aggregatoren dabei unterstützen könnte, die Komplexität zu reduzieren, die durch den Umgang mit unterschiedlichen Anlagen entsteht. In Abschnitt 2.1 war be-

reits aufgeworfen worden, dass daran geforscht wird, mit Flexibilitätsmodellen mehrere Anlagentechnologien beschreiben zu können. Dass sich das in dieser Arbeit verfolgte Konzept der Modellierung von Flexiblität als Mengen in Form von Leistungs- und Energiebändern auch für andere Anlagen umsetzen lässt, haben z. B. Weidlich und Zaidi (2019) gezeigt. Sie haben solch einen Ansatz für stromgekoppelte Wärmeerzeuger vorgestellt. Da nur die elektrische Leistung in Verbrauchsrichtung betrachtet wird und nicht sowohl ein Laden als auch ein Entladen der Anlagen, tritt bei diesen nicht zwangsläufig ein nicht-linearer Zusammenhang zwischen Wirkungsgraden und Anlagenleistung auf. Da in dem genannten Ansatz keine Batteriespeicher modelliert wurden, stellt seine Kombination mit Amplify zu einem allgemeineren Modell ebenfalls eine bemerkenswerte Forschungslücke dar.

A Anhang – Weitere Ergebnisse

A.1 TKs für einzeln und gleichartig generierte MPOs

Einzeln generierte...	**Batterieflexibilität**		
	Gesamtanzahl Testkonfigurationen	Anteil der Testkonf. gültig (ungültig)	Anteil der Testkonf. erbringbar (nicht erbr.)
Einzel-E-MPOs	612.541	100 %	95,71 %
			(4,29 %)
		(0 %)	–
Mehrfach-E-MPOs	469.471	99,30 %	95,18 %
			(4,82 %)
		(0,70 %)	–
Einzel-P-MPOs	481.059	99,37 %	95,50 %
			(4,50 %)
		(0,63 %)	–
	Marktflexibilität		
	Gesamtanzahl Testkonfigurationen	Anteil der Testkonf. gültig (ungültig)	Anteil der Testkonf. erbringbar (nicht erbr.)
Einzel-E-MPOs	710.530	100 %	95,86 %
			(4,14 %)
		(0 %)	–
Mehrfach-E-MPOs	594.091	99,36 %	95,86 %
			(4,14 %)
		(0,64 %)	–
Einzel-P-MPOs	481.059	99,37 %	95,50 %
			(4,50 %)
		(0,63 %)	–

Tabelle A.1: Anzahl der generierten Testkonfigurationen sowie der Anteil der davon gültigen und erbringbaren für die Evaluation der MPO-Erfüllung bei Anwendung der Dimensionierungssystematik für einzelne MPOs. Lade- und Entladeverpflichtungen sind jeweils zusammengenommen.

Gleichartig generierte...	**Batterieflexibilität**		
	Gesamtanzahl Testkonfigurationen	Anteil der Testkonf. gültig (ungültig)	Anteil der Testkonf. erbringbar (nicht erbr.)
Einzel-E-MPOs	269.588	100 %	95,92 %
		(0 %)	(4,08 %) –
Mehrfach-E-MPOs	265.176	98,54 %	95,57 %
		(1,46 %)	(4,43 %) –
Einzel-P-MPOs	265.262	100 %	90 %
		(0 %)	(10 %) –

	Marktflexibilität		
	Gesamtanzahl Testkonfigurationen	Anteil der Testkonf. gültig (ungültig)	Anteil der Testkonf. erbringbar (nicht erbr.)
Einzel-E-MPOs	269.588	100 %	95,92 %
		(0 %)	(4,08 %) –
Mehrfach-E-MPOs	265.841	98,59 %	95,46 %
		(1,41 %)	(4,54 %) –
Einzel-P-MPOs	265.262	100 %	90 %
		(0 %)	(10 %) –

Tabelle A.2: Anzahl der generierten Testkonfigurationen sowie der Anteil der davon gültigen und erbringbaren für die Evaluation der MPO-Erfüllung bei Anwendung der Dimensionierungssystematik für gleichartige MPOs. Lade- und Entladeverpflichtungen sind jeweils zusammengenommen.

A.2 Erbringungsgrade für Batterieflexibilität und Lastprognose

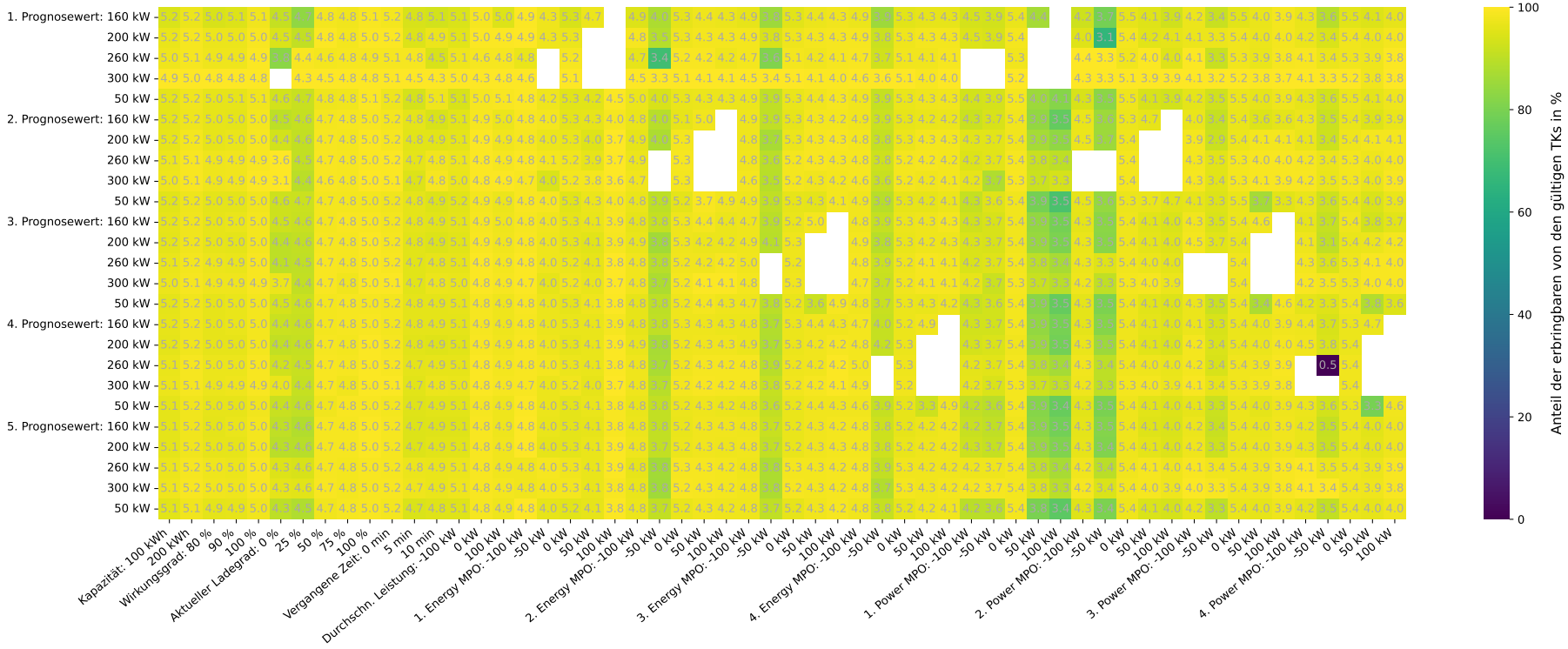


Abbildung A.1: Heatmap der Erbringungsgrade mit der Marktflexibilität bei randomisiert generierten MPOs für gegebene Kombinationen aus einem Parameter- bzw. MPO- und einem Lastprognosewert. In den einzelnen Zellen ist zudem numerisch dargestellt, in wie vielen TKs die jeweiligen Parameterwertkombinationen vorkommen. Da die tatsächlichen Werte zu viele Stellen aufweisen, ist dies durch den Zehnerlogarithmus repräsentiert.

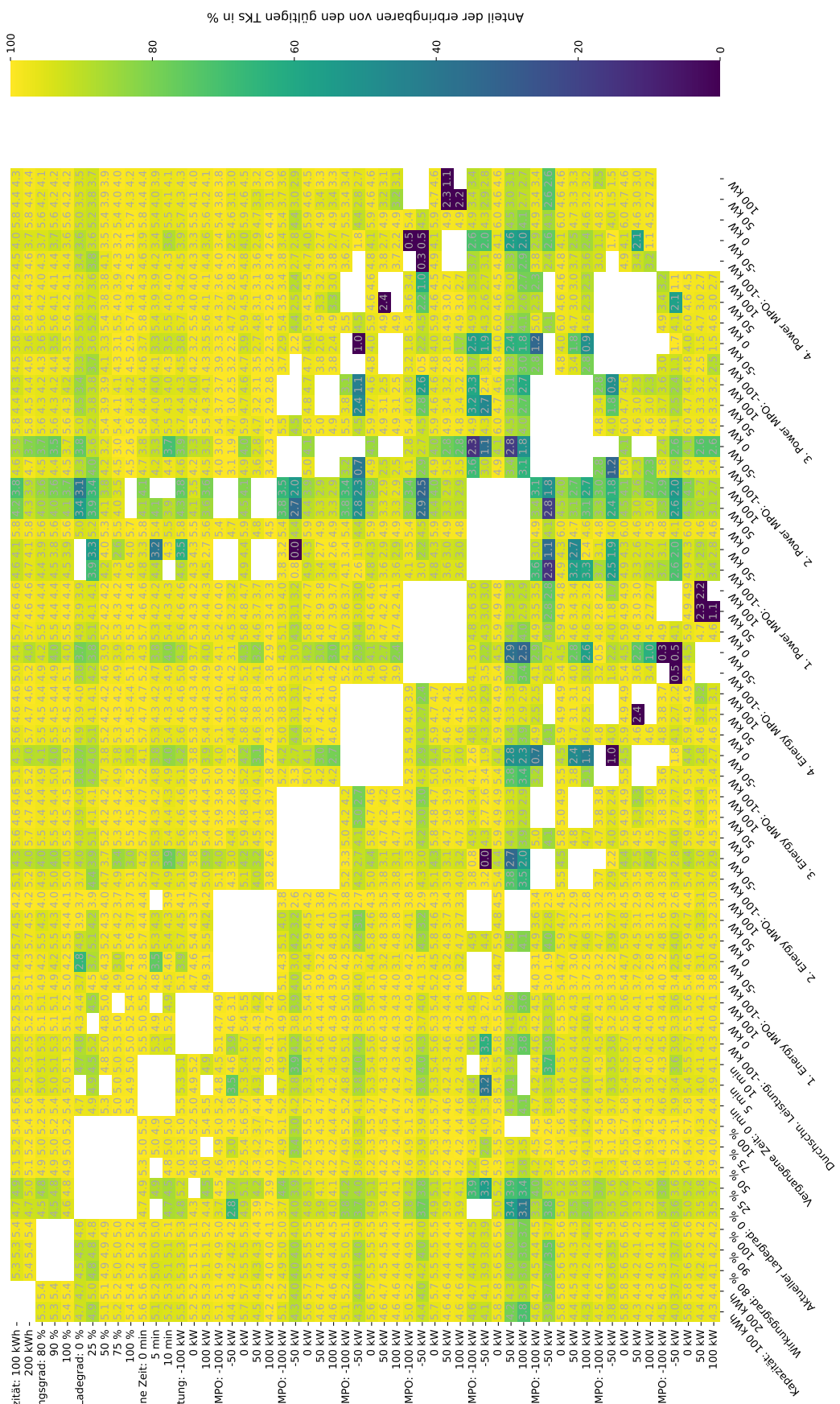


Abbildung A.2: Heatmap der Erbringungsgrade mit der Batterieflexibilität bei randomisiert generierten MPOs für gegebene Kombinationen aus zwei Parameterwerten. Für jeden Wert ist dies davon abhängig abgebildet, welche weiteren Parameterwerte die TKs enthalten. In den einzelnen Zellen ist zudem numerisch dargestellt, in wie vielen TKs die jeweiligen Parameterwertkombinationen vorkommen. Da die tatsächlichen Werte zu viele Stellen aufweisen, ist dies durch den Zehnerlogarithmus repräsentiert.

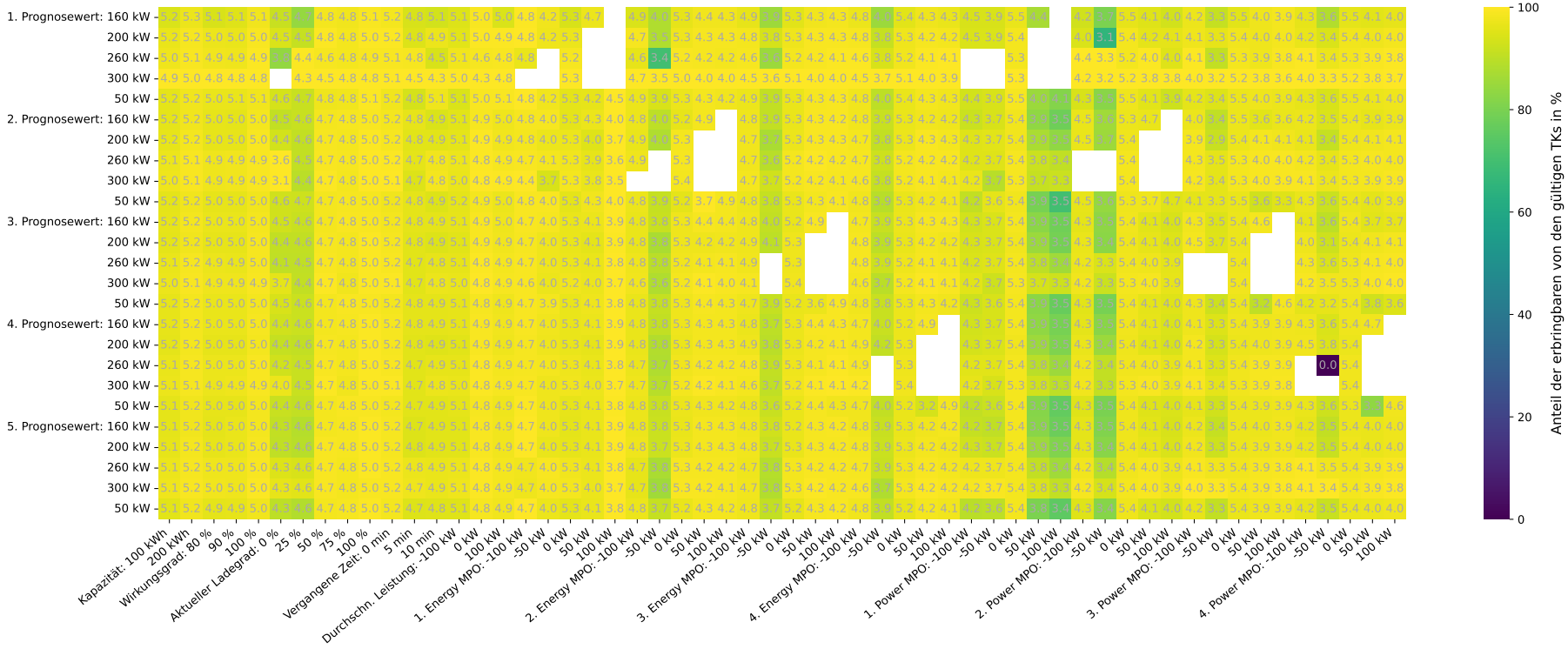


Abbildung A.3: Heatmap der Erbringungsgrade mit der Batterieflexibilität bei randomisiert generierten MPOs für gegebene Kombinationen aus einem Parameter- bzw. MPO- und einem Lastprognosewert. In den einzelnen Zellen ist zudem numerisch dargestellt, in wie vielen TKs die jeweiligen Parameterwertkombinationen vorkommen. Da die tatsächlichen Werte zu viele Stellen aufweisen, ist dies durch den Zehnerlogarithmus repräsentiert.

A.3 Wahrheitsmatrizen für einzeln und gleichartig generierte MPOs

Einzeln generierte...	**Batterieflexibilität**			**Marktflexibilität**		
		Konflikt detektiert	Kein Konflikt detektiert		Konflikt detektiert	Kein Konflikt detektiert
Einzel-E-MPOs	Konflikt tritt auf	43,12 %	1,90 %	Konflikt tritt auf	47,30 %	1,77 %
	Kein Konflikt	7,41 %	47,57 %	Kein Konflikt	6,54 %	44,39 %
Mehrfach-E-MPOs	Konflikt tritt auf	40,67 %	3,71 %	Konflikt tritt auf	47,40 %	3,10 %
	Kein Konflikt	8,26 %	47,36 %	Kein Konflikt	6,51 %	42,98 %
Einzel-P-MPOs	Konflikt tritt auf	57,69 %	2,10 %	Konflikt tritt auf	57,69 %	2,10 %
	Kein Konflikt	0,71 %	39,50 %	Kein Konflikt	0,71 %	39,50 %

Tabelle A.3: Wahrheitsmatrizen für die Detektion von Konflikten bei der Batterieflexibilität und der Marktflexibilität bei einzeln generierten MPOs.

Gleichartig generierte...		**Batterieflexibilität**			**Marktflexibilität**	
		Konflikt detektiert	Kein Konflikt detektiert		Konflikt detektiert	Kein Konflikt detektiert
Einzel-E-MPOs	Konflikt tritt auf	52,20 %	3,14 %	Konflikt tritt auf	53,53 %	3,62 %
	Kein Konflikt	13,46 %	31,20 %	Kein Konflikt	13,93 %	28,93 %
Mehrfach-E-MPOs	Konflikt tritt auf	51,56 %	2,78 %	Konflikt tritt auf	51,64 %	3,14 %
	Kein Konflikt	7,09 %	38,57 %	Kein Konflikt	7,50 %	37,73 %
Einzel-P-MPOs	Konflikt tritt auf	71,89 %	3,58 %	Konflikt tritt auf	71,89 %	3,58 %
	Kein Konflikt	0,71 %	23,75 %	Kein Konflikt	0,71 %	23,75 %

Tabelle A.4: Wahrheitsmatrizen für die Detektion von Konflikten bei der Batterieflexibilität und der Marktflexibilität bei gleichartig generierten MPOs.

A.4 Berechnungszeit mit Ausreißern

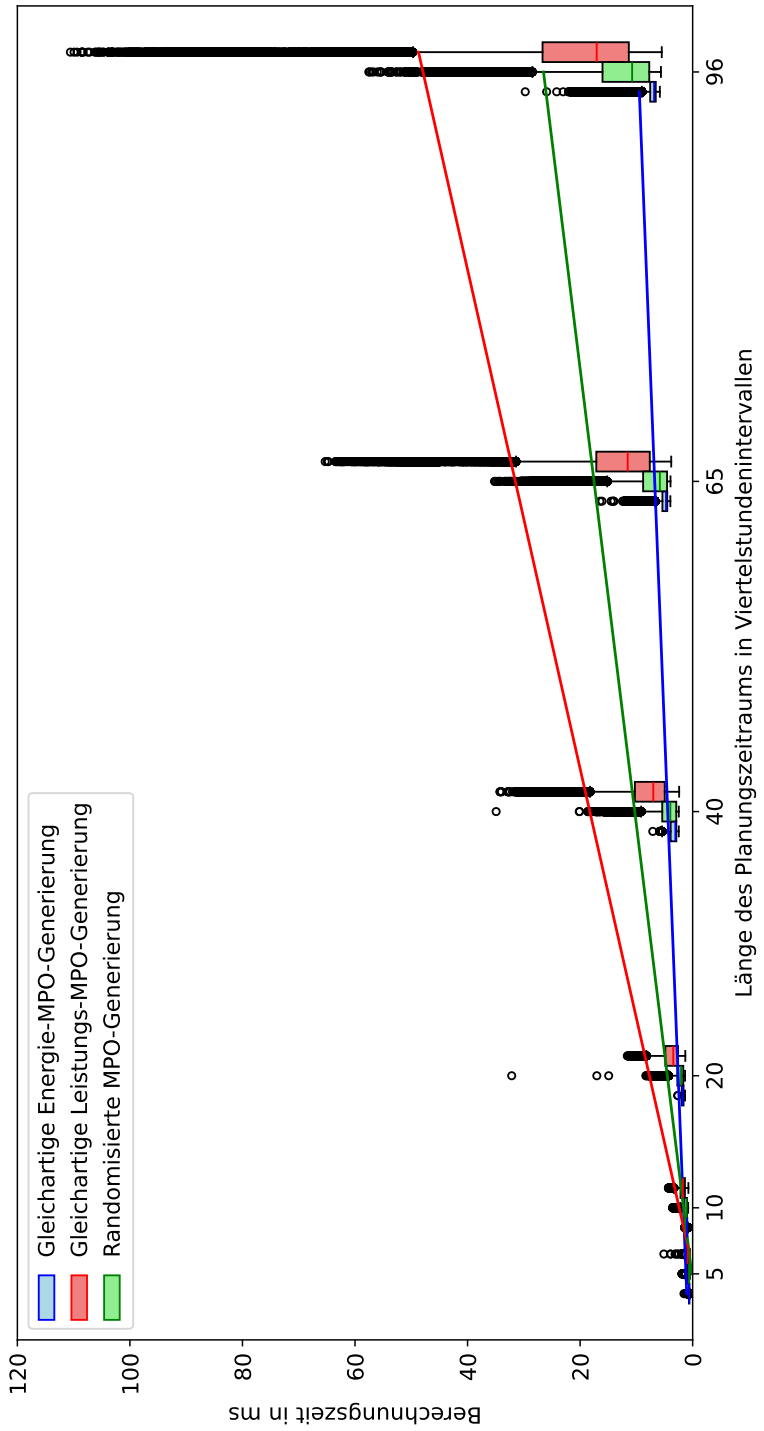


Abbildung A.4: Box-Plot mit Berechnungszeit in Abhängigkeit von der Länge des Planungszeitraums sind mit Ausreißern dargestellt. Abgebildet sind dieselben Informationen über Flexibilitätsberechnungen wie in Abbildung 7.14. Hinzugenommen sind die Ausreißer, die um mehr als den 1,5-fachen Interquartilsabstand vom 75. Perzentil entfernt liegen.

A.5 Transinformation für einzeln und gleichartig generierte MPOs

Einzeln generierte ...	**Batterieflexibilität**		**Marktflexibilität**	
	Transinformation in Bits/Zeichen		Transinformation in Bits/Zeichen	
	ohne MPOs	inkl. MPOs	ohne MPOs	inkl. MPOs
Einzel-E-MPOs	1,44	1,12	1,46	1,05
Mehrfach-E-MPOs	1,43	0,74	1,45	0,71
Einzel-P-MPOs	1,42	0,87	1,42	0,87

Tabelle A.5: Transinformation zwischen Lastprognose und Flexibilität für einzeln generierte MPOs. Der Referenzwert der Lastprognosen mit sich selbst beträgt 1,61 Bit/Zeichen.

Gleichartig generierte ...	**Batterieflexibilität**		**Marktflexibilität**	
	Transinformation in Bits/Zeichen		Transinformation in Bits/Zeichen	
	ohne MPOs	inkl. MPOs	ohne MPOs	inkl. MPOs
Einzel-E-MPOs	1,46	0,91	1,46	0,58
Mehrfach-E-MPOs	1,46	0,97	1,46	0,85
Einzel-P-MPOs	1,46	0,74	1,46	0,74

Tabelle A.6: Transinformation zwischen Lastprognose und Flexibilität für gleichartig generierte MPOs. Der Referenzwert der Lastprognosen mit sich selbst beträgt 1,61 Bit/Zeichen.

Abbildungsverzeichnis

1.1 Anzahl und kumulierte Kapazität von in Deutschland installierten Batteriesystemen in den Jahren 2014 und 2022 . . . 21
1.2 Anwendungsfälle für Batteriespeicher . . . 22
1.3 Koordinationssystem aus Aggregator und Agent . . . 29

2.1 Randbedingungen für den Altdorfer Flexmarkt . . . 48
2.2 Feasible-Operation-Regions . . . 49
2.3 Verknüpfte Flexibilitätsparameter nach Schott et al. (2019) . . . 50
2.4 Trias aus Energie, Leistung und Leistungsgradient . . . 52
2.5 Power-Node . . . 53
2.6 FlexOffer einer Batterie . . . 55

3.1 Bezug zwischen Forschungsfragen und Hypothesen . . . 65

4.1 Beispielhafte Lastprognose . . . 72
4.2 Angenommenes Zeitmodell . . . 74
4.3 Allokationszyklus der Flexibilität und Verpflichtungen . . . 79
4.4 Leerer Wirkungsraum . . . 82
4.5 Verfügbares Leistungsband im Wirkungsraum der Flexibilitätsberechnung 83
4.6 Beispiel für verfügbare Leistungsbänder . . . 86
4.7 Zulässiges Ladegradband im Wirkungsraum der Flexibilitätsberechnung . 87
4.8 Beispiel für erreichbare Ladegradbänder . . . 90
4.9 Beispiel für erforderliche Ladegradbänder . . . 93
4.10 Beispiel für zulässige Ladegradbänder . . . 94
4.11 Leistungsflexibilität im Wirkungsraum der Flexibilitätsberechnung . . . 96
4.12 Energieflexibilität im Wirkungsraum der Flexibilitätsberechnung . . . 99
4.13 Beispiel für Flexibilitätsbänder . . . 101

5.1 Energie-MPO-Dimensionierung . . . 112
5.2 Energie-Verpflichtung innerhalb der Flexibilitätsbänder . . . 114
5.3 Flexibilitätsbänder abzüglich für Energie-MPO reservierter Flexibilität . . 115
5.4 Allokationszyklus mit Energie-MPOs . . . 116
5.5 Leistungs-MPO-Dimensionierung . . . 119
5.6 Leistungs-Verpflichtungen innerhalb der Flexibilitätsbänder . . . 121
5.7 Flexibilitätsbänder abzüglich für Leistungs-MPO reservierter Flexibilität . 128
5.8 Allokationszyklus mit Leistungs-MPOs . . . 129

6.1 Allokationszyklus zur Berechnung der Marktflexibilität . . . 135

6.2 Batterie- und Marktflexibilität ohne Energie-MPO 136
6.3 Vergleich von Batterie- und Marktflexibilität inkl. Energie-MPO 137
6.4 Vergleich von Batterie- und Marktflexibilität inkl. Energie- und Leistungs-MPO 140

7.1 Bezug zwischen Forschungsfragen und Evaluation 146
7.2 Schematischer Überblick über die Evaluation 147
7.3 Ablauf der MPO-Platzierung zur Generierung von Testkonfigurationen . . 152
7.4 Durchschnittlicher Betrag der dimensionierten Energie- und Leistungs-MPOs 154
7.5 Ablauf der simulierten MPO-Erbringung 157
7.6 Einteilung der Testkonfigurationen 158
7.7 Heatmap der Erbringungsgrade mit der Marktflexibilität 161
7.8 Heatmap der Erbringungsgrade für die Batterie- und augenblicksbezogenen Parameter 162
7.9 Heatmap der Erbringungsgrade für die Energie-MPOs 163
7.10 Heatmap der Erbringungsgrade für die Leistungs-MPOs 164
7.11 Heatmap der Erbringungsgrade für Kombinationen von E- und P-MPOs . 165
7.12 Ablauf der simulierten Konfliktdetektion 167
7.13 Performanzwerte der Konflikterkennung 171
7.14 Berechnungszeit in Abhängigkeit von Länge des Planungszeitraums 174
7.15 Histogramm mit relativer Häufigkeit der Berechnungszeit 175

A.1 Heatmap für Lastprognosewerte mit der Marktflexibilität 190
A.2 Heatmap der Erbringungsgrade mit der Batterieflexibilität 191
A.3 Heatmap für Lastprognosewerte mit der Batterieflexibilität 192
A.4 Berechnungszeit über den Planungszeitraum mit Ausreißern 195

Tabellenverzeichnis

2.1 Herausforderungen und abgeleitete Anforderungen 45
2.2 Morphologische Box zu randbedingungsbasierten Flexibilitätansätzen . . . 58
2.3 Morphologische Box zu fahrplanbasierten Flexibilitätansätzen 61

3.1 Beziehungen zwischen den Teilzielen 65

4.1 Mögliche Konflikte zwischen den Batterierandbedingungen und dem Peak-Shaving 81

5.1 Die vier betrachteten MPO-Arten 107
5.2 Kombinationen von MPO-Arten 109
5.3 Mögliche Konflikte zwischen den Batterierandbedingungen und den Verpflichtungen 110

7.1 Situationsparameter, der angesetzte Wertebereich und die verwendeten Sampling-Verfahren 148
7.2 Anzahl aufgestellter Situationen und Umfang der dimensionierten MPOs . 155
7.3 Gültige und erbringbare Testkonfigurationen 159
7.4 Struktur einer Wahrheitsmatrix 168
7.5 Wahrheitsmatrizen für die Konfliktdetektion 170
7.6 Transinformation zwischen Lastprognose und Flexibilität 177

A.1 Anzahl der Testkonfigurationen für einzelne MPOs 187
A.2 Anzahl der Testkonfigurationen für gleichartige MPOs 188
A.3 Wahrheitsmatrizen bei der Konfliktdetektion für einzelne MPOs 193
A.4 Wahrheitsmatrizen bei der Konfliktdetektion für gleichartige MPOs 194
A.5 Transinformation zwischen Lastprognose und Flexibilität für einzeln generierte MPOs 196
A.6 Transinformation zwischen Lastprognose und Flexibilität für gleichartig generierte MPOs 196

Literatur

50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW (2021). *Netzentwicklungsplan 2035 (2021)*. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP_Anhang_Aktualisierung_Februar_2022_0.pdf (besucht am 19. 04. 2024).

– (2024). *Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter(FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland*. URL: https://www.regelleistung.net/xspproxy/api/StaticFiles/Regelleistung/Infos_f%C3%BCr_Anbieter/Wie_werde_ich_Regelenergieanbieter_Pr%C3%A4qualifikation/Pr%C3%A4qualifikationsbedingungen_FCR_aFRR_mFRR/PQ-Bedingungen-03.06.2022(deutsch).pdf (besucht am 20. 04. 2024).

Ahmad, Naqash, Yazeed Ghadi, Muhammad Adnan und Mansoor Ali (2022). „Load Forecasting Techniques for Power System: Research Challenges and Survey“. In: *IEEE Access* 10, S. 71054–71090. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3187839.

Ahrens, Volker (2014). *Abschlussarbeiten richtig gliedern*. 1. Auflage. Stuttgart, Deutschland: utb GmbH, S. 200. DOI: 10.36198/9783838540962.

Ashby, W. Ross (1956). *An Introduction to Cybernetics*. New York: J. Wiley.

Barth, Lukas, Nicole Ludwig, Esther Mengelkamp und Philipp Staudt (2018). „A comprehensive modelling framework for demand side flexibility in smart grids“. In: *Computer Science - Research and Development* 33.1-2, S. 13–23. ISSN: 1865-2034. DOI: 10.1007/s00450-017-0343-x.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2020). *BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0: Datenaustausch-, Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse*. URL: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_2020-05-RD_2.0_Branchenl%C3%B6sung_Kerndokument.pdf (besucht am 20. 04. 2024).

Ben-Tal, Aharon, Laurent El Ghaoui und Arkadi Nemirovski (2009). *Robust Optimization*. Princeton: Princeton University Press. ISBN: 9781400831050. DOI: 10.1515/9781400831050.

Beyers, Inga, Astrid Bensmann und Richard Hanke-Rauschenbach (2023). „Ragone plots revisited: A review of methodology and application across energy storage technologies“. In: *Journal of Energy Storage* 73, S. 109097. ISSN: 2352-152X. DOI: https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109097.

Bouffard, François und Miguel Ortega-Vazquez (2011). „The value of operational flexibility in power systems with significant wind power generation“. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, S. 1–5. DOI: 10.1109/PES.2011.6039031.

Brandt, Jonathan et al. (2022). „Choosing the right model for unified flexibility modeling“. In: *Energy Informatics* 5.1. DOI: 10.1186/s42162-022-00192-w.

Bremer, Jörg, Barbara Rapp und Michael Sonnenschein (2011). „Encoding distributed search spaces for virtual power plants“. In: *2011 IEEE Symposium on Computational*

Intelligence Applications In Smart Grid (CIASG), S. 1–8. DOI: 10.1109/CIASG.2011.5953329.

Bremer, Jörg und Michael Sonnenschein (2013a). „Constraint-handling for Optimization with Support Vector Surrogate Models - A Novel Decoder Approach“. In: *Proceedings of the 5th International Conference on Agents and Artificial Intelligence - Volume 2: ICAART,* INSTICC. SciTePress, S. 91–100. ISBN: 978-989-8565-39-6. DOI: 10.5220/0004241100910100.

– (2013b). „Sampling the Search Space of Energy Resources for Self-organized, Agent-based Planning of Active Power Provision“. In: *EnviroInfo 2013 - Environmental Informatics and Renewable Energies*. Hrsg. von Bernd Page, Andreas G. Fleischer, Johannes Göbel und Volker Wohlgemuth. Bd. 1. Aachen: Shaker, S. 214–222. ISBN: 9783844016765.

Bucher, Matthias A. et al. (2015). „On quantification of flexibility in power systems“. In: *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, S. 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2015.7232514.

Bundesnetzagentur (2021). *Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt.* URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Speicherpapier.html (besucht am 20. 04. 2024).

– (2023). *Statistiken ausgewählter erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung - Juli 2023.* URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEStatistikMaStRBNetzA.pdf?__blob=publicationFile&v=21 (besucht am 20. 04. 2024).

Chicco, Gianfranco, Shariq Riaz, Andrea Mazza und Pierluigi Mancarella (2020). „Flexibility From Distributed Multienergy Systems“. In: *Proceedings of the IEEE* 108.9, S. 1496–1517. DOI: 10.1109/JPROC.2020.2986378.

Cole, Wesley, Akash Karmakar und Chad Augustine (Juni 2023). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update*. Techn. Ber. NREL/TP-6A40-85332. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. URL: https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf (besucht am 19. 04. 2024).

Cramton, Peter (Nov. 2017). „Electricity market design“. In: *Oxford Review of Economic Policy* 33.4, S. 589–612. ISSN: 0266-903X. DOI: 10.1093/oxrep/grx041. eprint: https://academic.oup.com/oxrep/article-pdf/33/4/589/21515797/grx041.pdf.

Degefa, M. Z., I. B. Sperstad und H. Sæle (2021). „Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources“. In: *Electric Power Systems Research* 194, S. 107022. ISSN: 0378-7796. DOI: 10.1016/j.epsr.2021.107022.

Dittes, Frank-Michael (2021). *Komplexität.* Technik im Fokus (TECHNIK). Berlin, Heidelberg: Springer Verlag. ISBN: 978-3-662-63493-6. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-662-63493-6.

Dung, T.Q, M. Anisuzzaman, S. Kumar und S.C Bhattacharya (2003). „Demonstration of multi-purpose battery charging station for rural electrification“. In: *Renewable Energy* 28.15, S. 2367–2378. ISSN: 09601481. DOI: 10.1016/S0960-1481(03)00145-9.

Englberger, Stefan Paul (2022). „Optimized energy management for battery energy storage via multi-use and multi-storage operation“. Dissertation. Technische Universität München. URL: https://mediatum.ub.tum.de/1633126 (besucht am 19. 04. 2024).

Englberger, Stefan Paul, Holger Hesse, Nina Hanselmann und Andreas Jossen (2019). „SimSES Multi-Use: A simulation tool for multiple storage system applications“. In: *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, S. 1–5. DOI: 10.1109/EEM.2019.8916568.

Entso-E, EFET und ebIX (2022). *The Harmonised Electricity Market Role Model*. URL: https://www.entsoe.eu/Documents/EDI/Library/HRM/Harmonised_Role_Model_2022-01.pdf (besucht am 19. 04. 2024).

Figgener, Jan, Christopher Hecht et al. (2023). *The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023)*. arXiv: 2203.06762 [eess.SY].

Figgener, Jan, Peter Stenzel et al. (2020). „The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review“. In: *Journal of Energy Storage* 29, S. 101153. ISSN: 2352-152X. DOI: https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101153.

Förderer, Kevin Michael (2021). „Modeling and Communicating Flexibility in Smart Grids Using Artificial Neural Networks as Surrogate Models“. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT). 215 S. DOI: 10.5445/IR/1000136921.

Förderer, Kevin Michael et al. (2018). „Towards the Modeling of Flexibility Using Artificial Neural Networks in Energy Management and Smart Grids“. In: *Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy Systems*. e-Energy '18. Karlsruhe, Germany: Association for Computing Machinery, S. 85–90. ISBN: 9781450357678. DOI: 10.1145/3208903.3208915.

Gade, Peter A.V., Trygve Skjøtskift, Henrik W. Bindner und Jalal Kazempour (Nov. 2022). „Ecosystem for Demand-side Flexibility Revisited: The Danish Solution“. In: *The Electricity Journal* 35.9, S. 107206. DOI: 10.1016/j.tej.2022.107206.

Gadenne, Volker (2019). „Karl Poppers kritischer Rationalismus heute“. In: *Handbuch Karl Popper*. Hrsg. von Giuseppe Franco. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, S. 751–770. ISBN: 978-3-658-16239-9. DOI: 10.1007/978-3-658-16239-9_50.

Geidl, Martin et al. (2007). „Energy hubs for the future“. In: *IEEE Power and Energy Magazine* 5.1, S. 24–30. DOI: 10.1109/MPAE.2007.264850.

Glöckler, Michael (2014). *Simulation mechatronischer Systeme*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. ISBN: 978-3-658-05383-3. DOI: 10.1007/978-3-658-05384-0.

Gottwald, Alfons (2018). *Nachrichtenübertragung 1 : System- und Informationstheorie*. ger. 38 Aufgabe mit Lösungen. Reprint 2018. Einführung in die Nachrichtentechnik. ISBN: 9783486784107.

Haase, Helmut, Heyno Garbe und Hendrik Gerth (2004). *Grundlagen der Elektrotechnik*. Hannover: Schöneworth. ISBN: 978-3-9808805-5-8.

Habbak, Hany et al. (2023). „Load Forecasting Techniques and Their Applications in Smart Grids“. In: *Energies* 16.3. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en16031480.

Harder, Nick, Ramiz Qussous und Anke Weidlich (2020). „The cost of providing operational flexibility from distributed energy resources“. In: *Applied Energy* 279, S. 115784. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115784.

Hauer, Ines, Stephan Balischewski und Christian Ziegler (2020). „Design and operation strategy for multi-use application of battery energy storage in wind farms“. In: *Journal of Energy Storage* 31, S. 101572. DOI: 10.1016/j.est.2020.101572.

Heer, Hans de, Marten van der Laan und Aurora Sáez Armenteros (2021). *USEF: The Framework Explained*. URL: https://www.usef.energy/app/uploads/2021/05/USEF-The-Framework-Explained-update-2021.pdf (besucht am 12. 03. 2024).

Heussen, Kai, Stephan Koch, Andreas Ulbig und Göran Andersson (2012). „Unified System-Level Modeling of Intermittent Renewable Energy Sources and Energy Storage for Power System Operation“. In: *IEEE Systems Journal* 6.1, S. 140–151. ISSN: 1932-8184. DOI: 10.1109/JSYST.2011.2163020.

Hinrichs, Christian (2014). „Selbstorganisierte Einsatzplanungdezentraler Akteure im Smart Grid“. Dissertation. Oldenburg: Carl von Ossietzky Universität.

Hofmann, Lutz (2019). *Elektrische Energieversorgung – Band 3: Systemverhalten und Berechnung von Drehstromsystemen*. De Gruyter Oldenbourg Studium. Berlin: De Gruyter Oldenbourg. ISBN: 978-3-11-060824-3.

Holderbaum, William, Feras Alasali und Ayush Sinha (2023). „Model Predictive Control“. In: *Energy Forecasting and Control Methods for Energy Storage Systems in Distribution Networks: Predictive Modelling and Control Techniques*. Cham: Springer International Publishing, S. 129–148. ISBN: 978-3-030-82848-6. DOI: 10.1007/978-3-030-82848-6_5.

Holly, Stefanie et al. (2020). „Flexibility management and provision of balancing services with battery-electric automated guided vehicles in the Hamburg container terminal Altenwerder“. In: *Energy Informatics* 3.1, S. 1–20. DOI: 10.1186/s42162-020-00129-1.

Hoog, Julian de, Khalid Abdulla, Ramachandra Rao Kolluri und Paras Karki (2018). „Scheduling Fast Local Rule-Based Controllers for Optimal Operation of Energy Storage“. In: *Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy Systems*. e-Energy '18. Karlsruhe, Germany: Association for Computing Machinery, S. 168–172. ISBN: 9781450357678. DOI: 10.1145/3208903.3208917.

Hu, Xiaosong et al. (2019). „State estimation for advanced battery management: Key challenges and future trends“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 114, S. 109334. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109334.

Huang, Hanyan et al. (2021). „Exploiting the Operational Flexibility of Wind Integrated Hybrid AC/DC Power Systems“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 36.1, S. 818–826. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3014906.

Komarnicki, Przemyslaw, Michael Kranhold und Zbigniew A. Styczynski (2021). *Sektorenkopplung - energetisch-nachhaltige Wirtschaft der Zukunft : Grundlagen, Modell und Planungsbeispiel eines Gesamtenergiesystems GES*. Energie in Naturwissenschaft, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft, Springer eBook Collection. Wiesbaden: Springer; ISBN: 9783658335595. DOI: 10.1007/978-3-658-33559-5.

Lannoye, Eamonn, Damian Flynn und Mark O'Malley (2011). „The role of power system flexibility in generation planning“. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, S. 1–6. DOI: 10.1109/PES.2011.6039009.

Lechl, Michael, Tim Fürmann, Hermann de Meer und Anke Weidlich (2023). „A review of models for energy system flexibility requirements and potentials using the new FLEXBLOX taxonomy“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 184. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113570.

Lilliu, Fabio, Torben Bach Pedersen und Laurynas Šikšnys (2021). „Capturing Battery Flexibility in a General and Scalable Way Using the FlexOffer Model“. In: *2021 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, S. 64–70. DOI: 10.1109/SmartGridComm51999.2021.9631999.

Lilliu, Fabio, Torben Bach Pedersen, Laurynas Šikšnys und Bijay Neupane (2023). „Uncertain FlexOffers: a scalable, uncertainty-aware model for energy flexibility“. In: *Proceedings of the 14th ACM International Conference on Future Energy Systems*. e-Energy '23. Orlando, FL, USA: Association for Computing Machinery, S. 30–41. ISBN: 9798400700323. DOI: 10.1145/3575813.3576873.

Lombardi, P. und F. Schwabe (2017). „Sharing economy as a new business model for energy storage systems“. In: *Applied Energy, Volume 188*, S. 485–496. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.016.

Luhmann, Niklas (1984). *Soziale Systeme – Grundriß einer allgemeinen Theorie*. Frankfurt am Main: Suhrkamp Verlag.

Marchgraber, Jürgen und Wolfgang Gawlik (2021). „Dynamic Prioritization of Functions during Real-Time Multi-Use Operation of Battery Energy Storage Systems“. In: *Energies* 14.3, S. 655. DOI: 10.3390/en14030655.

Mauser, Ingo, Jan Mueller, Kevin Förderer und Hartmut Schmeck (2017). „Definition, Modeling, and Communication of Flexibility in Smart Buildings and Smart Grid“. In: *International ETG Congress 2017*, S. 1–6.

Mayorga Gonzalez, D. et al. (2018). „Determination of the Time-Dependent Flexibility of Active Distribution Networks to Control Their TSO-DSO Interconnection Power Flow“. In: *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, S. 1–8. DOI: 10.23919/PSCC.2018.8442865.

Meng, Jinhao et al. (2019). „A Simplified Model-Based State-of-Charge Estimation Approach for Lithium-Ion Battery With Dynamic Linear Model“. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 66.10, S. 7717–7727. DOI: 10.1109/TIE.2018.2880668.

Mnatsakanyan, Ashot und Scott W. Kennedy (2015). „A Novel Demand Response Model with an Application for a Virtual Power Plant“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6.1, S. 230–237. DOI: 10.1109/TSG.2014.2339213.

Möller, Caroline, Andreas Pfeif, Martin Faulstich und Sandra Rosenberger (2017). „Batteriespeicher in Industrie und Gewerbe“. In: *BWK Das Energie-Fachmagazin* 7/8. ISSN: 1618-193X.

Musgrave, Alan, Hrsg. (1999). *Essays on Realism and Rationalism*. Amsterdam: Rodopi.

Namor, Emil, Fabrizio Sossan, Rachid Cherkaoui und Mario Paolone (2019). „Control of battery storage systems for the simultaneous provision of multiple services“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 10.3, S. 2799–2808. DOI: 10.1109/TSG.2018.2810781.

Neupane, Bijay, Laurynas Šikšnys und Torben Bach Pedersen (2017). „Generation and Evaluation of Flex-Offers from Flexible Electrical Devices“. In: *Proceedings of the Eighth International Conference on Future Energy Systems*. e-Energy '17. Shatin, Hong Kong: Association for Computing Machinery, S. 143–156. ISBN: 9781450350365. DOI: 10.1145/3077839.3077850.

Nosair, Hussam und Francois Bouffard (2015). „Flexibility Envelopes for Power System Operational Planning“. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 6.3, S. 800–809. ISSN: 1949-3029. DOI: 10.1109/TSTE.2015.2410760.

Paridari, Kaveh, Alessandra Parisio, Henrik Sandberg und Karl Henrik Johansson (2014). „Energy and CO2 efficient scheduling of smart appliances in active houses equipped with batteries“. In: *IEEE International Conference on Automation Science and Engineering*, S. 632–639. DOI: 10.1109/CoASE.2014.6899394.

Pedersen, Torben Bach, Laurynas Šikšnys und Bijay Neupane (2018). „Modeling and Managing Energy Flexibility Using FlexOffers“. In: *2018 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, S. 1–7. DOI: 10.1109/SmartGridComm.2018.8587605.

Pelzer, Alexander, Marc Richter, Pio A. Lombardi und Przemyslaw Komarnicki (2017). „Energy intensive industry as the backbone for demand side flexibility“. In: *International ETG Congress 2017*, S. 1–6.

Petersen, M. K. et al., Hrsg. (2013). *A taxonomy for modeling flexibility and a computationally efficient algorithm for dispatch in Smart Grids: 2013 American Control Conference*. ISBN: 0743-1619. DOI: 10.1109/ACC.2013.6579991.

Popper, Karl R (1976). *Logik der Forschung*. 6., verb. Aufl. Die Einheit der Gesellschaftswissenschaften 4 (DE-627)130114111 (DE-576)015644669 (DE-600)504236-7. Tübingen. ISBN: 3165380015.

Ramasamy, Vignesh et al. (2022). *U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2022*. Techn. Ber. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. DOI: 10.2172/1891204.

Russell, Stuart J. und Peter Norvig (2021). *Artificial Intelligence : A Modern Approach*. 4. Aufl. Hoboken, NJ: Pearson Education.

Rypdal, Martin und Ola Løvsletten (2013). „Modeling electricity spot prices using mean-reverting multifractal processes“. In: *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications* 392.1, S. 194–207. ISSN: 0378-4371. DOI: https://doi.org/10.1016/j.physa.2012.08.004.

Santner, Thomas J., Brian J. Williams und William I. Notz (2018). *The Design and Analysis of Computer Experiments*. 2nd ed. 2018. SpringerLink Bücher. New York, NY: Springer New York. ISBN: 978-1-4939-8845-7. DOI: 10.1007/978-1-4939-8847-1.

Sarstedt, Marcel und Lutz Hofmann (2022). „Monetarization of the Feasible Operation Region of Active Distribution Grids Based on a Cost-Optimal Flexibility Disaggregation“. In: *IEEE Access* 10, S. 5402–5415. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3140871.

Sarstedt, Marcel, Leonard Kluß, Marc Dokus et al. (2020). „Simulation of Hierarchical Multi-Level Grid Control Strategies“. In: *2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES)*, S. 175–180. DOI: 10.1109/SGES51519.2020.00038.

Sarstedt, Marcel, Leonard Kluß, Johannes Gerster et al. (2021). „Survey and Comparison of Optimization-Based Aggregation Methods for the Determination of the Flexibility Potentials at Vertical System Interconnections“. In: *Energies* 14.3. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en14030687.

Sauer, Dirk Uwe et al. (2015). *Energiespeicher - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“*. DOI: 10.13140/RG.2.1.1478.4409. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf (besucht am 22. 03. 2024).

Schimpe, Michael et al. (2018). „Power Flow Distribution Strategy for Improved Power Electronics Energy Efficiency in Battery Storage Systems: Development and Implementation in a Utility-Scale System“. In: *Energies* 11.3. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en11030533.

Schott, Paul et al. (2019). „A Generic Data Model for Describing Flexibility in Power Markets“. In: *Energies* 12.10, S. 1893. DOI: 10.3390/en12101893.

Siebertz, Karl, David van Bebber und Thomas Hochkirchen (2010). *Statistische Versuchsplanung: Design of Experiments (DoE)*. VDI-Buch. Berlin und Heidelberg: Springer Vieweg. ISBN: 978-3-642-05492-1. DOI: 10.1007/978-3-662-55743-3.

Šikšnys, Laurynas und Torben Bach Pedersen (2016). „Dependency-Based FlexOffers: Scalable Management of Flexible Loads with Dependencies“. In: *Proceedings of the Seventh International Conference on Future Energy Systems*. e-Energy '16. Waterloo, Ontario, Canada: Association for Computing Machinery, S. 1–13. ISBN: 9781450343930. DOI: 10.1145/2934328.2934339.

Skiena, Steven S. (2017). *The data science design manual*. Texts in computer science. Cham, Switzerland: Springer. ISBN: 978-3-319-55443-3.

Springmann, Elisabeth, Andreas Bruckmeier und Mathias Müller (2022). „Performance evaluation of German smart meter infrastructure for load management through grid operators“. In: *Energy Informatics* 5.S1. DOI: 10.1186/s42162-022-00204-9.

Telaretti, Enrico und Luigi Dusonchet (Juni 2016). „Battery storage systems for peak load shaving applications: Part 2: Economic feasibility and sensitivity analysis“. In: *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*. Florenz, S. 1–6. DOI: 10.1109/EEEIC.2016.7555795.

Thompson, Steven K. (2012). *Sampling*. Wiley. ISBN: 9780470402313. DOI: 10.1002/9781118162934.

Tiemann, Paul Hendrik, Astrid Bensmann, Volker Stuke und Richard Hanke-Rauschenbach (2020). „Electrical energy storage for industrial grid fee reduction – A large scale analysis“. In: *Energy Conversion and Management* 208, S. 112539. ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.112539.

Tiemann, Paul Hendrik, Marvin Nebel-Wenner et al. (2022). „Operational flexibility for multi-purpose usage of pooled battery storage systems“. In: *Energy Informatics* 5.S1. DOI: 10.1186/s42162-022-00209-4.

Ulbig, Andreas und Göran Andersson (2012). „On operational flexibility in power systems“. In: *IEEE Power and Energy Society general meeting, 2012*. Piscataway, NJ: IEEE, S. 1–8. ISBN: 9781467327282.

Ulbig, Andreas und Göran Andersson (2015). „Analyzing operational flexibility of electric power systems“. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 72, S. 155–164. ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.02.028.

Vaishnavi, Vijay K. (2015). *Design Science Research Methods and Patterns: Innovating Information and Communication Technology, 2nd Edition*. 2nd ed. Hoboken: CRC Press. ISBN: 978-1498715256.

Valsomatzis, Emmanouil, Torben Bach Pedersen und Alberto Abelló (2018). „Day-Ahead Trading of Aggregated Energy Flexibility“. In: *Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy Systems*. e-Energy '18. Karlsruhe, Germany: Association for Computing Machinery, S. 134–138. ISBN: 9781450357678. DOI: 10.1145/3208903.3208936.

Villar, José, Ricardo Bessa und Manuel Matos (2018). „Flexibility products and markets: Literature review“. In: *Electric Power Systems Research* 154, S. 329–340. ISSN: 03787796. DOI: 10.1016/j.epsr.2017.09.005.

Wanapinit, Natapon, Jessica Thomsen und Anke Weidlich (2022). „Integrating flexibility provision into operation planning: A generic framework to assess potentials and bid prices of end-users“. In: *Energy* 261, S. 125261. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2022.125261.

Weidlich, Anke und Ahsan Zaidi (2019). „Operational Flexibility of Small-Scale Electricity-Coupled Heat Generating Units“. In: *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy* 4.1. DOI: 10.1007/s40866-019-0064-2.

Weil, Marcel, Jens Peters und Manuel Baumann (2020). „Chapter 5 - Stationary battery systems: Future challenges regarding resources, recycling, and sustainability“. In: *The Material Basis of Energy Transitions*. Hrsg. von Alena Bleicher und Alexandra Pehlken. Academic Press, S. 71–89. ISBN: 978-0-12-819534-5. DOI: https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819534-5.00005-2.

Wesselmann, Miguel, Lennard Wilkening und Thorsten Alexander Kern (2020). „Techno-Economic evaluation of single and multi-purpose grid-scale battery systems“. In: *Journal of Energy Storage* 32, S. 101790. ISSN: 2352152X. DOI: 10.1016/j.est.2020.101790.

Wooldridge, Michael und Nicholas R. Jennings (1995). „Intelligent agents: theory and practice“. In: *The Knowledge Engineering Review* 10.2, S. 115–152. DOI: 10.1017/S0269888900008122.

Yang, Dongchuan et al. (2023). „Short-term load forecasting with an improved dynamic decomposition-reconstruction-ensemble approach“. In: *Energy* 263, S. 125609. ISSN: 0360-5442. DOI: https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125609.

Zadé, Michel, Zhengjie You und Babu Kumaran Nalini (2020). *tum-ewk/OpenTUMFlex: First public release of OpenTUMFlex*. DOI: 10.5281/zenodo.4251512.

Zeiselmair, Andreas und Simon Köppl (2021). „Constrained Optimization as the Allocation Method in Local Flexibility Markets“. In: *Energies* 14.13. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en14133932.

Zhao, Jinye, Tongxin Zheng und Eugene Litvinov (2016). „A Unified Framework for Defining and Measuring Flexibility in Power System“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 31.1, S. 339–347. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2390038.

Zhu, Jizhong (2015). *Optimization of power system operation*. Second edition. Bd. 47. IEEE Press series on power engineering. Piscataway, New Jersey und Hoboken, New Jersey: IEEE Press/Wiley. ISBN: 9781118887004. DOI: 10.1002/9781118887004.