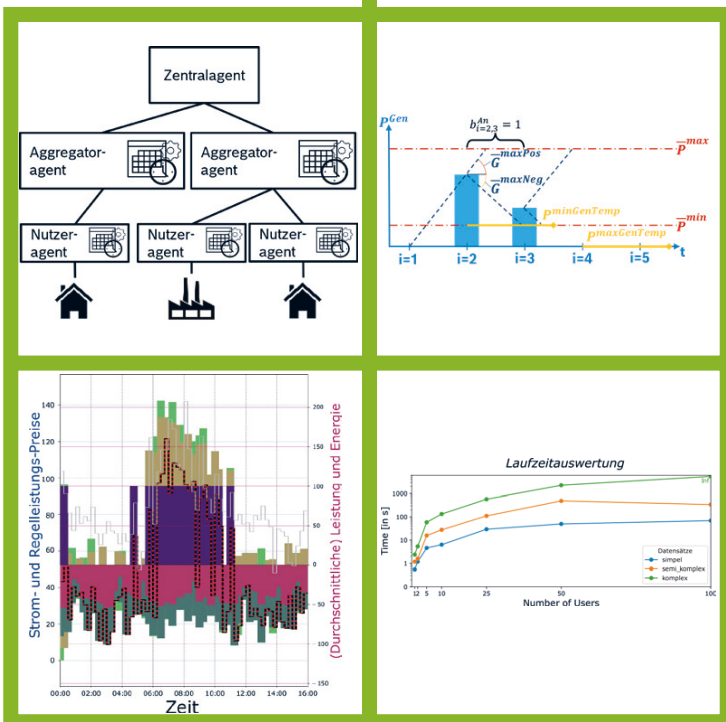


Alexander Harding

Zentrale und dezentrale Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke an Spot- und Regelleistungsmärkten

Band 33



**Zentrale und dezentrale Einsatzplanung
Virtueller Kraftwerke an Spot- und
Regelleistungsmärkten**

Der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
der Technischen Universität Dortmund
genehmigte

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

von

Alexander Harding (geb. Koch)

Referent: Prof. Dr.-Ing. habil. Christian Rehtanz
Korreferent: Prof. Dr. rer. nat. Sebastian Lehnhoff

Tag der mündlichen Prüfung: 25.11.2025

Dortmunder Beiträge zu Energiesystemen,
Energieeffizienz und Energiewirtschaft

herausgegeben von:
Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Band 33

Alexander Harding

**Zentrale und dezentrale Einsatzplanung Virtueller
Kraftwerke an Spot- und Regelleistungsmärkten**

D 290 (Diss. Technische Universität Dortmund)

Shaker Verlag
Düren 2026

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Zugl.: Dortmund, Technische Univ., Diss., 2025

Copyright Shaker Verlag 2026

Alle Rechte, auch das des auszugsweisen Nachdruckes, der auszugsweisen oder vollständigen Wiedergabe, der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen und der Übersetzung, vorbehalten.

Printed in Germany.

Print-ISBN 978-3-8191-0551-7
PDF-ISBN 978-3-8191-0602-6
ISSN 2567-2908
eISSN 3052-3273
<https://doi.org/10.2370/9783819106026>

Shaker Verlag GmbH • Am Langen Graben 15a • 52353 Düren
Telefon: 02421 / 99 0 11 - 0 • Telefax: 02421 / 99 0 11 - 9
Internet: www.shaker.de • E-Mail: info@shaker.de

Kurzfassung

Im Rahmen der Energiewende und der Elektrifizierung des Mobilitäts- und Wärmesektors steigt die Anzahl kleiner, dezentraler Erzeugungs-, Verbraucher- und Speichereinrichtungen im Stromsystem stark an. Anlagen- und Netzbetreiber sowie Energieversorger stehen vor der Herausforderung, Lösungen zu entwickeln, um diese Anlagen sowohl wirtschaftlich als auch systemdienlich zu betreiben. In diesem Zusammenhang ist in den letzten Jahrzehnten ein deutlicher Trend hin zur Bildung von Anlagenpools zur optimalen Vermarktung oder zum effizienten Betrieb im Sinne von Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern sowie Bilanzkreisverantwortlichen zu erkennen.

Virtuelle Kraftwerke etablieren sich dabei als zentrale Monitoring- und Managementlösung für homogene und inhomogene Anlagenpools. Eine wesentliche Aufgabe Virtueller Kraftwerke besteht in der Erstellung optimaler Fahrpläne, um einen kostenoptimalen Betrieb der Anlagen unter Berücksichtigung von Nutzer- und Netzanforderungen zu gewährleisten.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es erstmals ein zentrales Optimierungsmodell zu entwickeln, das die Fahrplanoptimierung von inhomogenen Virtuellen Kraftwerken am Spot- und Regelleistungsmarkt unter gleichzeitiger Berücksichtigung in Deutschland üblicher Vergütungsmodelle für erneuerbare Energieträger sowie der thermischen Nutzerbedürfnisse hinter dem Anschlusspunkt ermöglicht.

Hierfür wurde zunächst ein Bilanzierungsmodell zur Optimierung eines Virtuellen Kraftwerks entwickelt und um Anlagencharakteristiken unterschiedlicher Anlagentypen sowie die Produkthanforderungen der verschiedenen Strom- und Regelleistungsmärkte erweitert. Da ein zentraler Ansatz zur Optimierung all dieser Aspekte in praxisnahen, komplexen Anwendungsszenarien kein praktikables Laufzeitverhalten aufweist, wurde darüber hinaus erstmals für diese Art der Mehrwegevermarktung eine Lagrange-Relaxation zur Dezentralisierung des Optimierungsansatzes erprobt.

Abschließend wurden das zentrale und das dezentrale Optimierungsmodell miteinander verglichen, um die Laufzeitvorteile sowie die Einbußen bei der Gütefunktion genau zu bestimmen.

Abstract

As part of the energy transition and the electrification of the mobility and heating sectors, the number of small, decentralized generation, load, and storage facilities in the power system is increasing significantly. Plant and grid operators, as well as energy suppliers, face the challenge of developing solutions to operate these facilities both economically and in a way that benefits the power system. In this context, a clear trend toward the formation of plant pools for optimal marketing or efficient operation – aligned with the objectives of distribution and transmission system operators as well as balancing group managers – has been observed over the past decades.

Virtual power plants have emerged as a central monitoring and management solution for both homogeneous and heterogeneous plant pools. One of the primary tasks of virtual power plants is to create optimal schedules to ensure cost-efficient operation of facilities while considering user and grid requirements.

The aim of this work is the first-time development of a centralized optimization model that enables the scheduling optimization of heterogeneous virtual power plants for the spot and ancillary services markets, while simultaneously incorporating Germany's common remuneration schemes for renewable energy sources and the thermal needs of users behind the connection point.

To achieve this, a balancing model for the optimization of a virtual power plant was initially developed and extended to include the characteristics of various types of plants as well as the product requirements of different electricity and ancillary services markets. Since a centralized approach to optimizing all these aspects would exhibit impractical runtimes in realistic, complex application scenarios, a Lagrangian relaxation method was applied in this multi-market optimization context for the first time to decentralize the optimization approach.

Finally, the centralized and decentralized optimization models were compared to precisely determine the runtime advantages and the trade-offs in solution quality.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen des Doktorandenprogramms bei der Robert Bosch GmbH in Renningen und wurde von Professor Dr.-Ing. Christian Rehtanz - Leiter des Instituts für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft der Technischen Universität Dortmund - betreut.

Ihm gilt aufgrund der sehr guten und konstruktiven Rücksprachen, der fachlichen Unterstützung und dem mir entgegengebrachten Vertrauen und der damit einhergehenden Freiheit bei der Themenausgestaltung mein besonderer Dank. Da die vorliegende Arbeit auf den Ideen der Dissertation von Dr. Sebastian Ruchte aufbaut und diese fortführt, möchte ich auch diesem insbesondere für die Zeit danken, die er sich zu Beginn meiner Doktorandenzeit für die Erläuterung seines Modells genommen hat.

Professor Dr. rer. nat. Sebastian Lehnhoff vom Oldenburger OFFIS-Institut für Informatik danke ich für die Übernahme der Rolle als Korreferent.

Bei den Arbeitskollegen aus der Abteilung der Forschung und Vorauentwicklung für zukünftige Systeme der Gebäudetechnik/Advanced Energy Systems möchte ich mich für die angenehme Arbeitsatmosphäre bedanken. Insbesondere für die Hilfe bei Problemen mit Entwicklungsumgebungen, der Programmierung und dem richtigen Umgang mit firmeninternen Prozessen, gilt mein Dank Andre Bott, Dr.-Ing. Francesco Massa, Dr. Valentin Schwamberger, Torsten Welfonder, Thomas Makowicki, Huard Guillaume und Dr.-Ing. Jan Gall.

Letzterer hat mir dabei als mein firmeninterner Betreuer über die gesamte Doktorandenzeit geduldig zugehört, die entscheidenden Fragen gestellt, Denkanstöße gegeben und mich immer wieder so gut es eben ging eingefangen, wenn ich Gefahr lief mich in den Ausgestaltungsmöglichkeiten meiner Optimierungsmodelle zu verlieren.

Nicht unerwähnt bleiben sollen auch die zahlreichen Diskussionen mit Tobias Beck, Philipp Kotman und Thomas Weil sowie Roberto Greening, die meinen Horizont sowohl im Bereich der Energiewirtschaft als auch der mathematischen Optimierung immer wieder erweitert haben und mich immer motiviert haben die Arbeit erfolgreich abzuschließen.

Frau Dr. Hiie-Mai Unger, Dr.-Ing. Sebastian Burhenne, Karsten Schmolders und Wolfgang Volz möchte ich für die organisatorische Unterstützung danken und dafür, dass Sie mir während Ihrer Zeit in der Bosch Forschung gesamten Promotionszeit das Gefühl gegeben haben, dass die im Rahmen der Dissertation erworbenen Kenntnisse ebenso wie die generierten Ergebnisse und Modelle für die Robert Bosch GmbH und die Abteilung von Nutzen waren.

Ganz besonders bedanken möchte ich mich auch bei meiner Familie und bei allen Freunden und insbesondere meiner Frau Amy, die mir immer dann, wenn die Doktorarbeit als ein nicht zu bewältigender Berg an Arbeit erschien Mut zugesprochen haben, mich motiviert haben und mir den Rücken freigehalten haben, mir aber auch gezeigt haben, dass es ein Leben abseits des Promotionsvorhabens gibt.

Das wohl größte Dankeschön möchte ich aber an meine Eltern richten. Ohne eure unermüdliche Unterstützung vom Kindesalter an, der Förderung und Forderung und der Liebe, die Ihr mir gegeben habt, wäre mein gesamter bisheriger Werdegang in der Form mit Sicherheit nicht möglich gewesen.

Stuttgart, im Mai 2025

Alexander Harding

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	III
Danksagung	V
1 Einleitung	1
1.1 Aufbau der weiteren Arbeit	6
2 Grundlagen der Energiewirtschaft, Virtueller Kraftwerke und der Anlageneinsatzplanung	9
2.1 Der deutsche Strommarkt	9
2.1.1 Stromhandel	11
2.1.2 Redispatch	13
2.1.3 Einführung in die Systemdienstleistung zur Frequenzhaltung	13
2.1.4 Im Rahmen der Arbeit betrachtete Handelszeitpunkte . .	17
2.1.5 Vergütungsmodelle für energieeffiziente und Erneuerbare-Energien-Anlagen	17
2.2 Arten von Virtuellen Kraftwerken und deren Einsatzfelder . . .	19
2.3 Die Anlageneinsatzplanung	23
2.3.1 State of the Art der Anlageneinsatzplanung	25
2.3.2 Definition der Forschungslücke und Forschungsthemen .	31
2.3.3 Grundlagen des UCPs und mathematische Notation . . .	33
2.3.4 Dezentralisierung von MILP-Problemen mittels Lagrange-Relaxation	35
3 Beschreibung des zentralen Optimierungsmodells zur Lösung des UCPs	41
3.1 Häufig verwendete Modellierungsmethoden	44
3.1.1 Zustandsbetrachtung mittels BigM Formulierung	44
3.1.2 Definition von Zuständen über andere Zustände	45
3.1.3 Zustandsgebundene Strafen und Kosten	46
3.1.4 Modulationsstufen	46
3.1.5 Stufenweise lineare Funktionen	48

3.1.6	Linearisierung bilinearer Terme mit Binärvariablen . . .	49
3.1.7	Initialisierungsparameter für Variablen	50
3.2	Bilanzierungsmodell und Zielfunktion für ein VKW	51
3.2.1	Definition von Fahrplänen auf unterschiedlichen Ebenen	51
3.2.2	Optimierungsziel bei der Fahrplanoptimierung	54
3.2.3	Bilanzregeln für die Modellierung des VKWs	56
3.2.4	Regeln für die Nutzerbilanzierung und Modellierung . .	58
3.2.5	Nutzenspezifische Bilanzierung von Stromflüssen	64
3.2.6	Set-basierte Definition von Nebenbedingungen und Variablen	67
3.3	Anlagenmodellierung	68
3.3.1	Modellierung der Stromerzeugung verschiedener Technologietypen	69
3.3.2	Modellierung des Stromverbrauchsverhaltens verschiedener Technologietypen	80
3.3.3	Modellierung thermischer Energieerzeugung durch verschiedene Anlagentypen	83
3.3.4	Modellierung thermischer Speicher	89
3.3.5	Modellierung von Stromspeichern	91
3.4	Modellierung der Strom- und Leistungsvermarktung	106
3.4.1	Modellierung der Direktvermarktung an den Auktionsmärkten der Strombörse	107
3.4.2	Modellierung der EEG-Vermarktungsoptionen	108
3.4.3	Modellierung der KWKG-Vermarktungsoptionen	109
3.4.4	Modellierung des Strombezugs zu fixen Strompreisen .	111
3.5	Modellierung der Regelleistungsvermarktung	111
3.6	Vollständige Zielfunktion	114
4	Demonstration und Evaluation des zentralen Optimierungsmodells	115
4.1	Exemplarische Ergebnisse für Fahrplanoptimierung mit und ohne Regelleistungsbereitstellung	115
4.1.1	Betrachtete Preiszeitreihen	116
4.1.2	Stromvermarktung eines simplen Anlagenparks am DAA	118
4.1.3	IDA-Vermarktung unter Berücksichtigung einer DAA-Fahrplanverpflichtung	119

4.1.4	Berücksichtigung von Wärmebedarfen bei der Fahrplanoptimierung	120
4.1.5	Stromvermarktung unter Berücksichtigung von EEG- und KWKG-Vergütungsmodellen	122
4.1.6	Kombinierte Vermarktung von Regelleistung und Energie unter Berücksichtigung von Vergütungsmodellen . .	125
4.2	Beschreibung der Evaluationsmethodik	125
4.3	Analyse der Rechenintensität verschiedener Komplexitätsstufen	131
5	Agentenbasierte dezentrale Optimierung	139
5.1	Einführung in das entwickelte agentenbasierten Optimierungsmodell	140
5.1.1	Grundstruktur des agentenbasierten Optimierungsmodells	140
5.1.2	Potenziale und Einschränkungen des Dezentralisierungsansatzes	145
5.2	Umsetzung des Agentenframeworks	147
5.2.1	Gesamtablauf des Agentensystems zur Fahrplanoptimierung	148
5.2.2	Evaluationskonzept	153
5.3	Der Nutzeragent	157
5.3.1	Optimierungsmodell für das UCP	158
5.3.2	Erstellung der Jacobi-Matrix für das UCP	159
5.4	Der Aggregationsagent	160
5.4.1	Überprüfung der Fahrplankonformität	160
5.4.2	Zielgerichtete Anforderung der Sensitivitätsmatrix . . .	162
5.4.3	Überprüfung der Jacobi-Matrix Eignung	163
5.4.4	Algorithmus zur Preisanpassung	164
5.4.5	Überprüfung der Lösbarkeit von initialen Fahrplanverletzungen	168
6	Demonstration und Evaluation des dezentralen Optimierungsmodells	171
6.1	Demonstration eines limitierten Nutzerbeispiels	172
6.2	Vergleich des zentralen und dezentralen UCPs für unlimitierte VKW-Szenarien	175

6.3	Vergleich des zentralen und dezentralen UCPs für VKW-Szenarien mit beschränkenden Limits	180
7	Zusammenfassung und Ausblick	189
7.1	Zusammenfassung	189
7.2	Ausblick	192
	Literatur	195
	Abkürzungsverzeichnis	215
	Anhang A1: Ablaufdiagramm des Agentenskripts	222
	Anhang A2: Ablaufdiagramm der Nutzeragenten	223
	Anhang A3: Ablaufdiagramm der Aggregationsagenten	226
	Anhang A4: Ablaufdiagramm des Zentralagenten	230
	Anhang B: Wissenschaftlicher Tätigkeitsnachweis	232
	Lebenslauf	235

1 Einleitung

Bereits seit den Neunzigerjahren gibt es – bspw. im Rahmen der Rio-Erklärung über Umwelt und Entwicklung [75] und der im Kyoto-Protokoll formulierten Ziele zur Emissionsreduktion je Teilnehmerstaat [33] – weltpolitische Bestrebungen, die Auswirkungen der menschlichen Zivilisation auf Klima und Umwelt so weit wie möglich zu reduzieren. Ursprung dieser Bewegungen waren vorangegangene Debatten in den 70er Jahren, die kritisch die Ressourcenknappheit thematisierten (nachzulesen beispielsweise in [69]). Dem Strom- und Wärmesektor kommt dabei seit jeher eine besondere Rolle zu, da dieser für den größten Anteil der Treibhausgasemissionen verantwortlich ist (vgl. z. B. [32]). In Deutschland lassen sich Appelle zur Emissionsreduktion insbesondere mit Fokus auf der Energiewirtschaft seit den 70er-Jahren beobachten. Ein Beispiel dafür ist die Gründung des Öko-Instituts 1977 (vgl. [59]).

Aktiv forciert wurde die Energiewende hin zu erneuerbaren Energieträgern mit dem Stromeinspeisungsgesetz 1991, welches Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Abnahme von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (*EE*-Anlagen) kleiner fünf MW verpflichtete [25] und mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aus dem Jahr 2000, mit dem der Ausbau von *EE*-Anlagen insbesondere durch Einspeisevergütungen gefördert werden sollte und welches bis 2023 achtmal novelliert wurde (vgl. [16] und [18]).

Seit 2001 ist in Deutschland im Kraftwärmekopplungsgesetz (KWKG) und dem EEG ein Anreizsystem für Erneuerbare Energieträger und effiziente Stromwandlungsanlagen mit Abwärmenutzung vorhanden, welches die Einspeise- und teilweise auch die Eigenverbrauchsvergütung von Zukunfts- und Brückentechnologien vergütet und damit einen wesentlichen Investitionsanreiz schafft. Durch diese regulatorischen Änderungen hat Deutschland eine internationale Vorreiterrolle bei der Energiewende eingenommen [26] und hatte so beispielsweise im Jahr 2022 einen Anteil der Erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung von 54,5 % [27].

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energieträger und dem beschlossenen Atom-Moratorium von 2011 [39] und dem 2020 beschlossenen Kohleausstieg [24] verändert sich das Energiesystem grundsätzlich, da:

- Strom in der Folge von einer größeren Anzahl an Stromerzeugern mit geringer Leistungsgröße produziert wird (Dezentralisierung),
- diese Erzeugungsanlagen vermehrt in die Nieder- und Mittelspannung einspeisen (Stromerzeugung in der Nieder- und Mittelspannung) und
- die *EE*-Anlagen PV und Wind nicht zu jeder Zeit mit ihrer gesamten installierten Leistung dem Stromsystem zur Verfügung stehen (Volatilität der erneuerbaren Energieträger).

Aber auch im Wärme- und Mobilitätssektor ist die Transformation weg von fossilen Brennstoffen hin zur Elektrifizierung in Form von Wärmepumpen und Elektromobilität angestoßen worden. Das hat zur Folge, dass neben dem zuvor beschriebenen Anstieg von Erzeugungsleistungen im Mittel- und Niederspannungsnetz auch ein starker Anstieg von Stromverbräuchen in eben jenen Netzebenen zu beobachten ist.

Damit einhergehend sind zwei Haupttrends im Energiesektor zu beobachten:

1. Zum einen gibt es einen steigenden Bedarf an Strom aufgrund der Elektrifizierung von bisher auf Verbrennung basierenden Sektoren (vor allem batterieelektrische Autos für den Mobilitätssektor und Wärmepumpen (WPs) für den Gebäudesektor),
2. Zum anderen gibt es aufgrund der zur Vermeidung von kohlenstoffbasierten Brennstoffen notwendigen Energiewende den Trend zu kleineren dezentralen (*EE*-)Energieerzeugungsanlagen.

Abbildung (Abb.) 1.1 visualisiert diese Veränderungen auf den verschiedenen Netzebenen, wobei die Dezentralisierung der Energieerzeugung und die Elektrifizierung der Verbraucherseite in hellgrün hervorgehoben worden sind. Beide Trends bedeuten sowohl für den einzelnen Stromkunden als auch für den Netzbetreiber und den Energieversorger ein steigendes Maß an Unsicherheiten, da sich weder die Verfügbarkeit von *EE*-Anlagen [97], noch das Mobilitäts- [109] und Heizverhalten [114] (vor allem bei der Heißwassererzeugung; bei der Warmwassererzeugung sind Prognosefehler vernachlässigbar) einzelner Nutzer mit absoluter Sicherheit vorhersagen lassen.

Für die Netze und Anschlusspunkte ergibt sich daraus sowohl, was den Systembetrieb als auch Investitionen in das System angeht (z. B. Netzausbau und

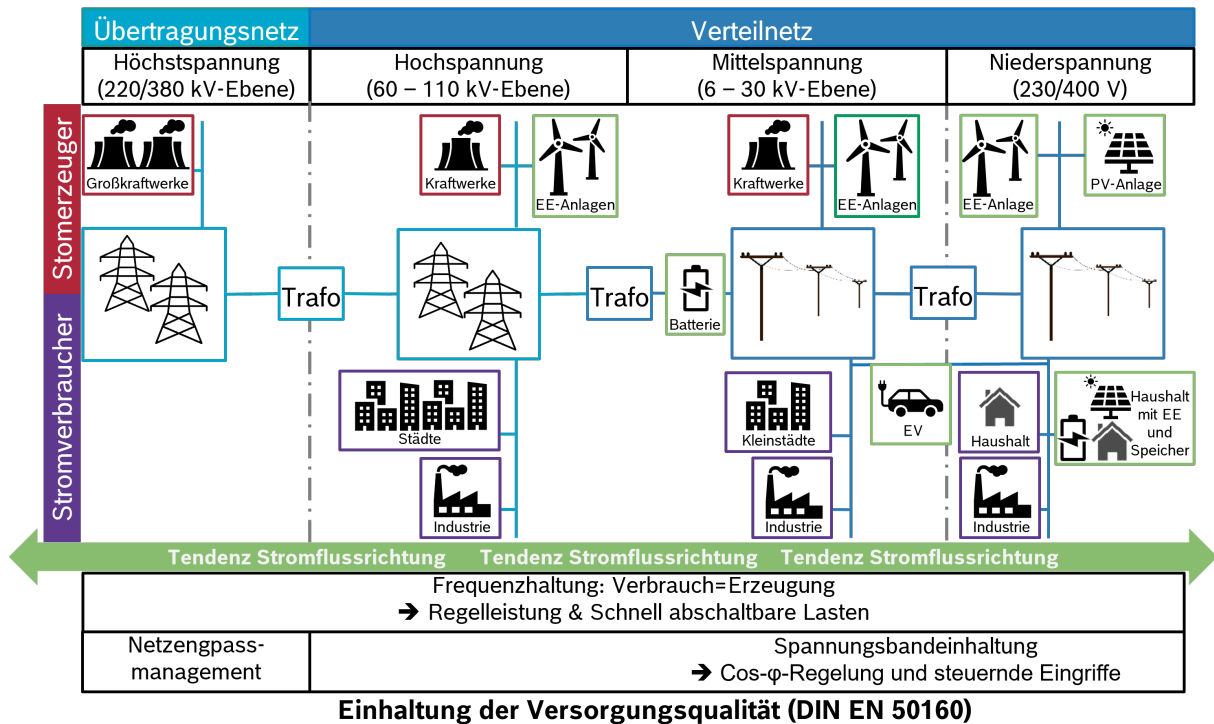


Abbildung 1.1: Veränderungen im deutschen Stromsystem im Rahmen der Energiewende und Elektrifizierung

Smart-Meter-Rollout), ein Handlungsbedarf. Auf Grund des Fokus der vorliegenden Arbeit auf die Einsatzplanung soll hier in der Folge nur auf die betriebsseitigen Herausforderungen auf den verschiedenen Systemebenen näher eingegangen werden.

1. Übertragungsnetze / Übertragungsnetzbetreiber

- Bedingt durch die stärker fluktuierende Erzeugungssituation kommt es häufiger zu Engpässen im Übertragungsnetz und damit zu Einspeisemanagement- und Redispatcheingriffen, denen neben Netzausbau durch entsprechende Vorsteuerungseingriffe entgegen gewirkt werden kann.
- Gleichzeitig führen die volatilere Erzeugungs- und Verbrauchssituation häufiger zu einem steigenden Systemdienstleistungsbedarf, während die konventionellen Großkraftwerke, welche zuvor vor allem Regelleistungserbringer waren, aus dem Markt ausscheiden. Der Regelleistungsmarkt wird dadurch vermehrt für kleinere gepoolte Anlagen erweitert (siehe Kapitel (Kap.) 2.1.3). War der Regelleistungsmarkt bis 2007 noch ein oligopolistisch strukturierter

Markt mit hohen Eintrittsbarrieren, der von den Großkraftwerksbetreibern dominiert wurde [19], so hat sich dieser in den Folgejahren durch Beschlüsse der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur (z. B. der Reduktion von Mindestangebotsgrößen, Möglichkeiten zur Leistungspoolung und reduzierter Angebotszeiträume [20] in 2011) schrittweise durch die Abschaffung von Marktbarrieren geöffnet.

2. **Verteilnetz / Verteilnetzbetreiber**

Da der erhöhte Strombezug und die Einspeisung in den niederen Spannungsebenen das Verteilnetz überlasten können, werden neben dem Netzausbau seit langem Marktanreize in den Verteilnetzen diskutiert (vgl. z. B. [11]). Ganz konkret steht dabei immer die Absicherung der Versorgungsqualität im Vordergrund (vgl. Spannungsbandeinhaltung nach [44], dargestellt in Abb. 1.1)

3. **Stromversorger und Bilanzkreisverantwortliche**

Da Erzeugung und Verbrauch aufgrund der beschriebenen Volatilität schwieriger zu prognostizieren sind, unterliegt der Stromverkauf und die Strombeschaffung einem höheren finanziellen Risiko (Strompreisschwankungen). Gleichzeitig gestaltet es sich durch die Volatilität der Verbraucher am Strommarkt herausfordernder, ausgehandelte Energiemengen in den entsprechenden Zeitintervallen einzuhalten (Fahrplantreue). Die proaktive Einsatzplanung von Anlagenparks kann den Bezug und den Verkauf von Energie erheblich vergünstigen und zu einer besseren Einhaltung von Fahrplänen beitragen.

4. **Anlagenbetreiber / Anschlusspunktbetreiber**

a) **Multi-Energiesysteme hinter dem Anschlusspunkt**

Durch den sich stetig vergrößernden Marktanteil von E-Mobilität, Wärmepumpen und Batteriespeichern gewinnen lokale Energiesysteme – sogar im Haushaltsbereich – an Komplexität. Die dadurch entstehenden Freiheitsgrade beim Strombezug und der Stromerzeugung bieten gleichermaßen die Chance der Kostenreduktion für den Anschlusspunktbetreiber als auch das Risiko von steigenden Kosten bei ungünstiger Einsatzplanung des Systems.

b) Mehrwegevermarktung

Für Anlagen- und Anschlusspunktbetreiber stellt sich in Zeiten von volatilen Märkten und Vergütungsmodellen für Eigenverbrauch und Einspeisung die Frage, wie Energie möglichst gewinnbringend bzw. kostengünstig verkauft, bezogen und genutzt werden kann. Dieser Aspekt wird bei erneuerbaren Energieträgern bedingt durch den regulatorischen Trend zur Direktvermarktung (direkte Marktteilnahme von *EE*-Anlagen in Kombination mit einer Bonuszahlung) noch verstärkt. Zusätzlich zur Energievermarktung existiert aufgrund der Öffnung der Systemdienstleistungsmärkte für kleine Anlagen im Poolbetrieb (vgl. [2]) für Anlagenbetreiber die Möglichkeit, einen Teil der verfügbaren Anlagenleistung für Leistungsprodukte vorzuhalten, um so den Gesamterlös zu maximieren.

Für jede dieser Herausforderungen können technische oder marktwirtschaftlich operierende Virtuelle Kraftwerke (VKW) die Lösung oder einen Teil der Lösung darstellen, da ein VKW bspw. kleinen Anlagen die Integration in Pools und damit den Zugang zu verschiedenen Energie- und Leistungsmärkten ermöglicht und einen gewinnmaximierenden Anlageneinsatz gewährleistet (Punkt 4), bzw. die Flexibilität der Anlagen für eine Erhöhung der Fahrplantreue einsetzen (Punkt 3).

Die im Rahmen dieser Arbeit vorgestellten Konzepte zur Fahrplanoptimierung zielen vor allem auf die Ebene des Bilanzkreisverantwortlichen und Anschlusspunktbetreibers ab, wobei Systemdienstleistungen in Richtung der Verteil- oder Übertragungsnetzbetreiber (VNBs und ÜNBs) wie Regelleistungserbringung und Fahrplanreduktion zur Unterstützung des Verteilnetzes mitgedacht und auch demonstriert werden.

Die entwickelte zentrale Optimierungsmethode ist dabei aufgrund ihres Rechenzeitverhaltens und der Notwendigkeit, alle Anlagen- und Anschlusspunkt-daten an einem Punkt im System zusammenzuführen, in ihrem Anwendungsbereich für Echtzeitanwendungen limitiert, weshalb eine Dezentralisierung mittels Lagrange-Relaxation untersucht und demonstriert wurde.

In der vorliegenden Dissertation ist vor diesem Hintergrund das Ziel verfolgt worden, erstmals ein zentrales Optimierungsmodell zu entwickeln, mit dem eine Fahrplanoptimierung auf die Preise und Preissignale der Spot- und Regelleis-

tungsmärkte unter Berücksichtigung der gängigsten Vergütungsmodelle für dezentrale Erzeugungsanlagen durchgeführt werden kann. Neu ist dabei auch der entwickelte Ansatz zur Berücksichtigung der Wechselwirkung von zulässigen Lastgradienten und eingegangener Regelleistungsverpflichtungen beim Betrieb einer Anlage. Im Nachgang soll das zentrale Optimierungsmodell dann mittels Lagrange-Relaxation dezentralisiert und die Performance der beiden Optimierungsansätze für verschiedene VKW-Konfigurationen miteinander verglichen werden.

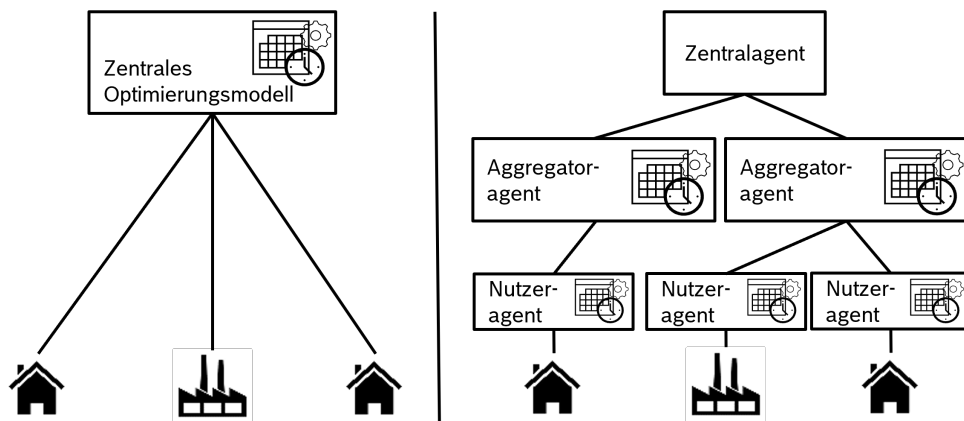


Abbildung 1.2: Zentrale und dezentrale Fahrplanoptimierung eines Virtuellen Kraftwerks

1.1 Aufbau der weiteren Arbeit

Der Forschungsfokus der vorliegenden Arbeit liegt im Bereich der optimalen Anlageneinsatzplanung (englisch: Unit Commitment Problem (UCP)), also dem gewinnmaximierenden / kostenoptimalen Einsatz von Anlagenparks bzw. Virtuellen Kraftwerken über einen definierten Prädiktionshorizont, z. B. unter Berücksichtigung von Energiepreisen, Brennstoff- und Betriebskosten (vgl. z. B. mit [38]).

Damit ergeben sich drei Hauptthemenfelder, die diese Arbeit berührt:

- **Die Energiewirtschaft / der deutsche Energiemarkt**
wobei im Rahmen dieser Arbeit vor allem der deutsche Energiemarkt im Fokus und eine Anwendung der entwickelten Methodik in diesem Umfeld diskutiert werden soll

- **Die Arten und Einsatzfelder von Virtuellen Kraftwerken**
- **Methoden zur optimalen Anlageneinsatzplanung**

Im Rahmen dieser Arbeit wird daher im Grundlagenteil (siehe Kap. 2) zunächst eine Übersicht über die deutsche Energiewirtschaft, die Arten und Einsatzfelder von virtuellen Kraftwerken und ein Überblick darüber gegeben werden, welche Ansätze zur optimalen Einsatzplanung in der Forschung eine relevante Rolle einnehmen. Im darauf folgenden Kap. 3 wird dann ein Optimierungsmodell zur zentral koordinierten Anlageneinsatzplanung vorgestellt. Dabei soll auch detailliert auf die Abbildung technischer Besonderheiten einzelner Anlagen sowie die Vermarktungsoptionen der verschiedenen Anlagen im deutschen Strommarkt eingegangen werden.

In Kap. 4 werden dann zur Demonstration und Evaluation des Modellverhaltens verschieden komplexe Optimierungsszenarien definiert und mit dem zentralen Optimierungsmodell gelöst, bevor dann in Kap. 5 die Dezentralisierung dieses Agentenmodells mittels Lagrange-Relaxation beschrieben wird. Im vorletzten Kapitel dieser Arbeit wird dann ein Teil der in 4 verwendeten Szenarien erneut mit dem agentenbasierten Optimierungsverfahren bearbeitet und die Lösungsgüte und Rechengeschwindigkeit des zentralen und dezentralen Optimierungsmodells miteinander verglichen.

Im abschließenden Kap. 7 werden die Erkenntnisse der Arbeit noch einmal zusammengefasst und ein entsprechender Ausblick für zukünftige Forschungsarbeiten gegeben.

2 Grundlagen der Energiewirtschaft, Virtueller Kraftwerke und der Anlageneinsatzplanung

Da die vorliegende Arbeit ganz konkret auf die Einsatzmöglichkeiten virtueller Kraftwerke in der deutschen Stromwirtschaft abzielt, soll in diesem Kapitel zunächst eine Übersicht über die deutsche Energiewirtschaft gegeben werden. Darauf aufbauend soll dann auf die verschiedenen Vermarktungsformen für Strom- und Leistung eingegangen und dabei angemerkt werden, welche dieser Optionen abgebildet wurden.

2.1 Der deutsche Strommarkt

Grundsätzlich lassen sich Systeme zur Stromversorgung in eine Netz- und eine Marktseite einteilen. Netzseitig lässt sich das Stromsystem in den Bereich der Höchstspannungsnetze unterteilen, die in Deutschland zum Großteil von derzeit vier Übertragungsnetzbetreibern (Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH und 50Hertz Transmission GmbH) betrieben werden [45], und in den der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze (siehe hierzu auch Abb. 1.1), die in Deutschland von lokalen Verteilnetzbetreibern betrieben werden (zum Veröffentlichungszeitpunkt dieser Arbeit existierten 893 [23] VNBs). Die deutschen Übertragungsnetze sind dabei in den europäischen Netzverbund des europäischen Verbandes der Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)) eingebettet, deren aktive Mitglieder bzw. die Netzgebiete der aktiven Mitglieder in Abbildung (Abb.) 2.1 dargestellt sind. Das deutsche Übertragungsnetz ist in vier Regelzonen aufgeteilt, die den Netzgebieten der zuvor erwähnten Übertragungsnetzbetreiber entsprechen. Innerhalb jeder Regelzone ist der zugehörige Netzbetreiber zum zuverlässigen Betrieb des Netzes verpflichtet (siehe § 11 und § 12 des Energiewirtschaftsgesetzes [41]), welches neben Ausbau und Wartung des

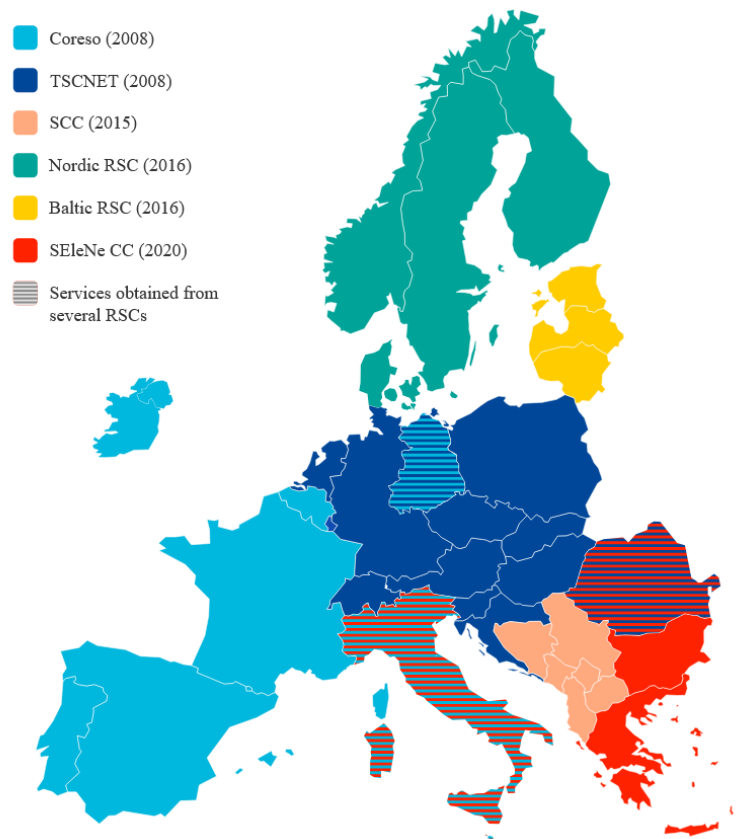


Abbildung 2.1: Übersicht über die Netzgebiete der aktiven ENTSO-E Mitglieder [49]

Netzes auch die Einhaltung von Netzkapazitäten z. B. via Einspeisemanagement und die Einhaltung der Netzfrequenz (50 Hertz im ENTSO-E Netzgebiet) umfasst (siehe S.154 in [68]).

Neben diesen beiden Netzbetreiberrollen gibt es in der europäischen Stromwirtschaft sogenannte Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) – in der Praxis meist Energieversorgungsunternehmen oder industrielle Großverbraucher –, die eine gewissenhafte Bewirtschaftung ihres Bilanzkreises – ein Energiemengenkonto für die zugeordneten Einspeise- und Entnahmepunkte – sicherstellen müssen. Gemäß Punkt 5 in [21] umfasst diese BKV-Pflicht eine „ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz“ mittels „zumutbarer Maßnahmen, insbesondere durch entsprechende Sorgfalt bei der Erstellung der Prognosen“. Eine ausgeglichene Leistungsbilanz bedeutet, dass die aus dem Netz zu beziehende Energiemengen über entsprechende Fahrpläne – eingegangene Verpflichtungen zur Lieferung oder dem Bezug von Energiemengen in einer Zeitscheibe (vgl. [4]) – angemeldet werden müssen (siehe § 2 der Stromnetzzugangsverordnung [58]). Die Einhaltung von eingegangenen Fahrplanverpflichtungen wird im Folgenden

auch als Fahrplantage bezeichnet. Da eine Abweichung vom Fahrplan zu einem Unter- oder Überangebot von Strom im System führen kann und damit zu einer Aktivierung von Regelleistung zur Kompensation dieser Abweichungen, legen ÜNBs die Kosten für die aktivierte Regelarbeit über den sogenannten regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) auf die BKV mit Fahrplanverletzungen um [28].

2.1.1 Stromhandel

Der Stromhandel in Deutschland (und Europa) lässt sich grundsätzlich in zwei Bereiche einteilen. So gibt es auf der einen Seite den außerbörslichen OTC (Over the Counter)-Handel, bei dem Händler Tage bis Jahre vor dem Lieferzeitpunkt über verschiedene Brokerportale Strom einkaufen können [106] und den Börsenhandel, bei dem standardisierte Stromprodukte zu bestimmten Zeitpunkten oder über bestimmte Zeiträumen gehandelt werden. „Der wichtigste europäische Handelsplatz für den börslichen Spothandel von Elektrizität ist [dabei] die European Power Exchange (EPEX Spot)“ [106] mit Sitz in Paris.

In Abgrenzung zur EPEX Spot existiert auch noch die EEX Strombörse (European Energy Exchange) in Leipzig, an der aber für Strom ausschließlich Termingeschäftsprodukte gehandelt werden [48]. Dabei handelt es sich um ein reines Finanzinstrument, welches meist nicht mit einer Fahrplanverpflichtung in einem einzelnen Bilanzkreis in Verbindung steht (vgl. mit [106]). Daher – und im Falle des OTC-Handels aufgrund der Intransparenz für Außenstehende und der Individualität der ausgehandelten Vereinbarungen – konzentriert sich diese Arbeit ausschließlich auf den Spotmarkt.

Der Spotmarkt an der EPEX Spot lässt sich bezug nehmend auf [100] für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg in drei verschiedene Handelsplätze einteilen:

- **Day-Ahead Auktion (DAA)** bezeichnet die Auktion, bei der am Vortag bis um 12:00 Uhr Gebote für den Verkauf und Erwerb von Strom in Viertelstundenblöcken angeboten werden kann. Das kleinste Angebotsinkrement beträgt dabei 0,1 €/MWh und bezogen auf die Leistungsauflösung 0,1 MW. Angebots- und Nachfragepreise müssen im Bereich von -500

bis 4.000 €/MWh liegen. Nach Schließen der Auktion wird ein Markträumungspreis (Market-Clearing-Price) ermittelt, zu dem jede zu einem niedrigeren oder gleichen Preis angebotene bzw. zu einem höheren oder gleichen Preis nachgefragte Megawattstunde bezuschlagt wird. Am deutschen Day-Ahead Markt wurden nach [101] in 2021 knapp 200 TWh gehandelt.

- **Intraday Auktion (IDA)** Die Intraday Auktion funktioniert ebenfalls mit einem Market Clearing Price, schließt allerdings zu einem etwas späteren Zeitpunkt entgegen des Namens ebenfalls am Vortag um 15 Uhr. Die Handelsvolumina waren im Vergleich zum DAA-Handel für Deutschland im Oktober 2021 etwa um den Faktor 25 geringer [101].
- **Kontinuierlicher Intraday Handel (IDC)** Bezüglich des Handelsvolumens ist IDC-Handel zwischen DAA und IDA anzusiedeln (im Oktober 2021 ca. 1/3 des DAA-Handelsvolumens mit steigender Tendenz [101]). Am IDA-Markt kommt es im Gegensatz zu den beiden anderen Handelsplätzen nicht zu einer Markträumung mit Einheitspreis, sondern es erfolgt mittels komplexer Match-Making Algorithmen ein kontinuierliches Zusammenführen von einzelnen Angeboten, die wiederum aus Angebotskurven bestehen können (siehe [98]). Die kleinste Handelsmenge am Strommarkt beträgt 0,1 MWh über eine Viertelstunde. Der kontinuierliche Intraday Handel öffnet nach dem Handelsschluss der Intraday Auktion um 15 Uhr des Vortages und bleibt bis fünf Minuten vor Erbringungszeitpunkt für das entsprechende Zeitintervall geöffnet. Aufgrund des fehlenden Zugangs zu Marktdaten und da bei einem Markt ohne einheitlichen Markträumungspreis die Erlöspotenziale stark von der Angebotsstrategie abhängen und eine Prognose nur in Kombination mit einer solchen erfolgen kann, ist der IDC im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet worden. Entsprechende Angebotsstrategien und Prognosealgorithmen vorausgesetzt könnte der in Kapitel (Kap.) 3 vorgestellte Ansatz aber durchaus Anwendung finden.

Im Anschluss an die sich aus dem Stromhandel ergebende Festlegung oder Änderung eines Fahrplans oder spätestens zur Marktschließzeit für das Zeitintervall wird dieser Fahrplan an den ÜNB weitergeleitet (vgl. mit [3]).

2.1.2 Redispatch

Auf Grundlage der angemeldeten Fahrpläne prüfen die ÜNBs die Netzsituation und ermitteln mögliche Engpässe. Netzengpässen wird mit Redispatchmaßnahmen entgegengewirkt, was die gezielte Abregelung oder Fahrplankorrektur von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen an einer Stelle im Netz und gegebenenfalls die Erhöhung der Erzeugungsleistung an einer anderen Stelle beschreibt. Im Zuge der Reformen im Rahmen der Energiewende ist 2021 Redispatch 2.0 in Kraft getreten, weshalb seitdem nicht mehr nur noch Großkraftwerke, sondern auch Erzeugungsanlagen ab 100 kW und steuerbare Verbrauchseinrichtungen ab 30 kW Leistung beim Redispatch aktiviert werden (vgl. mit [22]). Redispatch ist in der hier vorliegenden Arbeit nicht direkt mitberücksichtigt worden, der vorgestellte Ansatz zur Fahrplanoptimierung könnte sich aber mit zukünftigen Redispatch-Anforderungen in Einklang bringen lassen, indem Anschlusspunkte oder Virtuelle Kraftwerke (VKW) ihren Fahrplan auf Grundlage der Redispatch-Anforderungen und der vereinbarten Fahrpläne noch einmal optimieren.

2.1.3 Einführung in die Systemdienstleistung zur Frequenzhaltung

Trotz der Sorgfaltspflicht der BKV kann mit den Stromhandelsplätzen nur ein näherungsweise Gleichgewicht der nachgefragten und angebotenen Strommengen erreicht werden. Im täglichen Betrieb kommt es durch Prognoseabweichungen auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite, unvorhergesehenen Ausfällen von Kraftwerken oder Netzanlagen und grundsätzlich durch schwankende Leistungen innerhalb einer Handelszeitscheibe zu Überschüssen oder Unterdeckungen im Stromnetz (siehe hierzu [94] und [110]). Diese führen zu Abweichungen der Netzfrequenz (bei einem Unterangebot an Erzeugungsleistung sinkt die Netzfrequenz, ein Überangebot erhöht die Netzfrequenz), sodass zur Erhaltung der Sollfrequenz (im europäischen Stromsystem 50 Hz) Regelleistung vorgehalten werden muss.

Diese Regelleistung lässt sich im europäischen Stromnetz in vier verschiedene Regelleistungsarten aufteilen:

- **Momentanreserve**

Als Momentanreserve wird die aus den im Stromsystem rotierenden Schwungmassen resultierende Trägheit im System bezeichnet, die kleine Abweichungen im Gleichgewicht instantan abfedern und dazu führen, dass die Netzfrequenz nicht schlagartig abfällt oder ansteigt. Zum heutigen Zeitpunkt wird die Momentanreserve nicht als Produkt gehandelt und ist daher im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet worden. Mit dem Abbau von konventionellen Kraftwerksmaschinen kann dieses Angebot zukünftig von Erneuerbaren-Energien-Anlagen (*EE*-Anlagen) und Speichern durch spezielle Wechselrichter erbracht werden (siehe [111]) und entweder regulatorisch eingefordert oder durch zusätzliche Marktmechanismen Anreize zur Erbringung gesetzt werden.

- **Primärregelleistung (PRL oder FCR)**

Aufgabe der Primärregelleistung ist das aktive Abfangen von Ungleichgewichten durch eine vollautomatische, auf Frequenzmessungen basierende (Stichwort: Droop-Control oder auch Einstellwert einer Statik) Aktivierung der Primärregelleistung. Daraus leitet sich auch der am Regelleistungsmarkt gängige englische Begriff „Frequency Containment Reserve“ (etwa Frequenz-Eindämmungs-Reserve) ab. Die Anforderungen an und die Erlösmöglichkeiten durch Primärregelleistung werden im Folgenden detaillierter erklärt.

- **Sekundärregelleistung (SRL oder aFRR)**

Da die Statikregelung der Primärregelleistung nur dazu geeignet ist, Abweichungen abzufangen, diese aber nicht zurückgeführt werden können, gibt es zusätzlich zur PRL die Sekundärregelleistung, welche automatisch anhand einer Arbeitspreis-Meritorder mit einem zeitlichen Versatz zur PRL aktiviert wird, um die Netzfrequenz auf die Sollfrequenz zurückzuführen. Daraus leitet sich auch der am Regelleistungsmarkt gängige englische Begriff „automatic Frequency Restoration Reserve“ (etwa automatisierte Frequenz-Rückführungs-Reserve) ab. Die Anforderungen an und die Erlösmöglichkeiten durch Sekundärregelleistung werden im Folgenden detaillierter erklärt.

- **Tertiärregelleistung (MRL oder mFRR)**

Die Tertiärregelleistung ist als manuelle regelzonenspezifische Ergänzung zur Sekundärregelleistung gedacht und hilft bei größeren Frequenzabweichungen durch eine nachgeschaltete Aktivierung die Netzfrequenz zurück auf die Sollfrequenz zu führen. Aufgrund der vergleichsweise geringen Erlöspotenziale, bedingt durch die große Anzahl von MRL-präqualifizierten Anlagen (siehe Abb. 2.2) und da die in dieser Arbeit erarbeiteten Konzepte zur Optimierung von SRL-Fahrplänen auch ohne maßgebliche Änderungen auf die Anforderungen des MRL-Marktes übertragen werden können, ist er in dieser Arbeit von der weiteren Betrachtung ausgeklammert worden.

Vermarktung und Anforderungen der Primärregelleistung

Primärregelleistung wird in Deutschland als symmetrisches Produkt über eine Zeitscheibe von 4 Stunden (0 bis 4 Uhr, 4-8 Uhr, 8-12 Uhr etc.) ausgeschrieben, was bedeutet, dass ein Regelleistungsanbieter beim Eingehen einer RL-Verpflichtung in der Lage sein muss, in positive wie in negative Richtung von seinem angemeldeten Fahrplan abweichen zu können (siehe [1]). Umgesetzt werden kann die Fahrplanabweichung durch die Lastreduktion oder die Lasterhöhung von Erzeugungs-, Speicher und Verbrauchsanlagen. Die Aktivierung der Primärregelleistung erfolgt im Gegensatz zur SRL nicht durch ein direktes Signal des ÜNBs, sondern durch die direkte Messung der Netzfrequenz durch den PRL-Anbieter, sodass die Abweichung vom Sollwert die Höhe des Regelleistungsabrufs bestimmt. Die Auktionierung für jeden Produktblock eines Tages erfolgt jeweils am Vortag um 8 Uhr und es wird ausschließlich ein Leistungspreis ausgehandelt. Ein Regelleistungsabruf wird also nicht gesondert in €/MWh vergütet. Die wichtigsten Anforderungen an die PRL sind die nahezu verzögerungsfreie initiale Aktivierung innerhalb weniger Sekunden und die gleichmäßige Aktivierung der zugesicherten Leistung innerhalb von 30 Sekunden (siehe [1]). Für Batteriespeicher gelten darüber hinaus noch gesonderte Anforderungen an den Speicherfüllstand während der Regelleistungsvorhaltung, welche in Kap. 3.3.5 detaillierter erläutert werden.

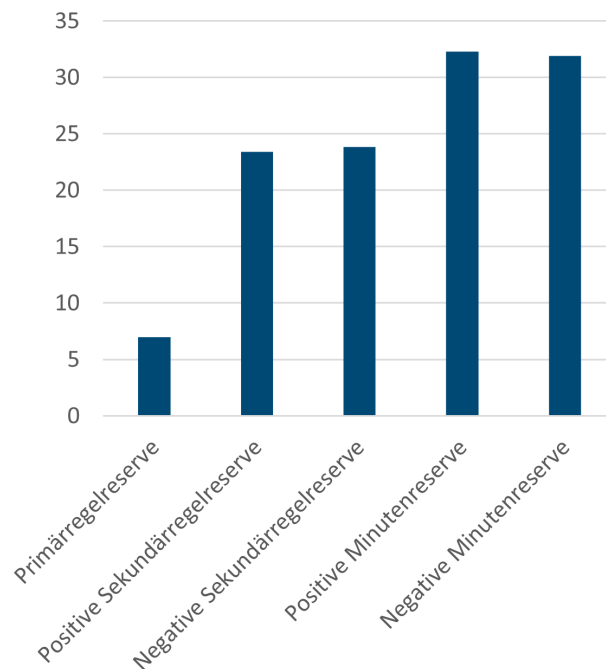


Abbildung 2.2: Präqualifizierte Regelleistung [GW] in Deutschland im Januar 2023 [6]

Vermarktung und Anforderungen der Sekundärregelleistung

Die Sekundärregelleistung wird eine Stunde nach der Primärregelleistung um 9 Uhr am Vortag auktioniert, wobei die gehandelten Zeitscheiben zum PRL-Markt identisch sind. Im Gegensatz zum PRL-Markt werden dabei positive SRL – also die Erhöhung einer Erzeugungsleistung oder die Reduktion einer Verbrauchsleistung – und die komplementäre negative SRL als separate Produkte ausgeschrieben. Ein Sekundärregelleistungsangebot setzt sich zusammen aus einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis, wobei die Bezuschlagung zur Leistungsvorhaltung anhand des Leistungspreises erfolgt, während der Abruf der Regelleistung dann gestaffelt vom günstigsten zum teuersten Anbieter erfolgt. Die geleistete Regelarbeit wird für alle aktivierten Anlagen mit dem bezuschlagten Arbeitspreis der in diesem Zeitpunkt teuersten aktivierten Anlage (siehe [63]) vergütet. Der bis hierhin beschriebene Arbeitsmarkt wird auch als aFRR Kapazitätsmarkt bezeichnet. Er ist seit Ende 2020 um den aFRR Arbeitsmarkt erweitert worden [35], an dem SRL-Anbieter bis 25 Minuten vor Erbringungszeitpunkt viertelstundenweise ihre Kapazitäten zu einem Arbeitspreis anbieten können. Aufgrund der unsicheren Erlösmöglichkeiten bedingt durch die ausschließliche Vergütung über den Arbeitspreis ist der aFRR Arbeitsmarkt in der vorliegenden Arbeit aber nicht weiter berücksichtigt worden.

2.1.4 Im Rahmen der Arbeit betrachtete Handelszeitpunkte

Aus den zuvor vorgestellten Möglichkeiten zur Strom- und Regelleistungsvermarktung ergibt sich zu verschiedenen Tageszeiten ein Entscheidungsbedarf, ob und mit wie viel Energie oder Leistung eine Anlage oder ein Anlagenpool an einem bestimmten Markt aktiv werden soll. Diese spätestmöglichen Entscheidungszeitpunkte sind in Abb. 2.3 dargestellt.

Insbesondere bei der gleichzeitigen Vermarktung von DAA, IDA und RL kann es für das Erreichen einer wirtschaftlichen Optimalität sinnvoll sein, einen ganzen Tag mit all seinen Viertelstunden oder Stundenscheiben ganzheitlich zu optimieren. In der folgenden Arbeit sind daher meist Optimierungszeiträume von 24 Stunden in stündlicher oder viertelstündlicher Auflösung betrachtet worden.

2.1.5 Vergütungsmodelle für energieeffiziente und Erneuerbare-Energien-Anlagen

Neben den Erlösmöglichkeiten durch den Verkauf von Strom an der Strombörse und die Vorhaltung und den Abruf von Leistung an den Regelleistungsmärkten gibt es mit Einspeise- und Eigenverbrauchsvergütungsmodellen eine dritte relevante Option zur Erlösgenerierung für erneuerbare Energieträger und Kraftwärmekopplungsanlagen, sofern die entsprechenden gesetzlichen Ansprüche erfüllt sind.

In der vorliegenden Arbeit sind dabei die drei wesentlichsten Vergütungsmodelle betrachtet worden:

1. Einspeisevergütung für EEG-Anlagen

Insbesondere für PV-Anlagen bis zu 100 kW besteht eine Förderfähigkeit je eingespeister kWh, die zum Veröffentlichungszeitpunkt dieser Arbeit je nach Leistungsklasse der Anlage und Voll- oder Teileinspeisung zwischen 12,73 und 6,46 ct/kWh zu verorten war (siehe § 21 Abs.1 und § 53 Abs.1 in [18]).

Markt	Handelsschluss					Erbringungszeitraum																																		
	Vortag					0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	...	20:00	21:00	22:00	23:00																						
	08:00	09:00	10:00	...	12:00	...	15:00	...	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4				
Produkt																																								
Stromhandel	Day-Ahead-Auktion [EPEX Spot]				X																																			
	Intraday-Auktion [EPEX-Spot]																																							
	Intraday-Handel [EPEX-Spot]																																							
Regelleistung	Primärregelreserve	X																																						
	Sekundärreserve Regelleistungsmarkt				X																																			
	Sekundärreserve Regelarbeitsmarkt																																							
	Minutenreserve Regelleistungsmarkt																																							
	Minutenreserve Regelarbeitsmarkt																																							

Abbildung 2.3: Handelszeitpunkte und Blockgrößen an Spot- und Regelleistungsmärkten

2. Marktprämienmodell

Die rechtliche Grundlage für das Marktprämienmodell wurde mit dem EEG 2012 zunächst für Anlagenleistungen über 500 kW eingeführt (siehe § 33 ff. in [17]). Seit dem EEG 2017 und aufwärts ist es für EEG-Anlagen mit mehr als 100 kW verpflichtend, wobei auch kleineren Anlagen der Zugang zur Direktvermarktung eingeräumt wird [18]. Für KWK-Anlagen gilt eine solche Direktvermarktungspflicht gleichermaßen ab 100 kW (siehe § 4 in [42]).

Die Marktprämienregelung garantiert Anlagenbetreibern für jede am Strommarkt vermarktete kWh einen zusätzlichen Mindesterloß, der sich aus der Differenz der monatlich auf Netztransparenz.de veröffentlichten Marktwerte [in €/MWh] für Strom aus *EE*-Anlagen und der nach EEG zugesicherten EEG-Vergütung für die Anlage ($\bar{p}_{n^{EE}}^{FIT}$ in €/MWh) ergibt (siehe [18]). Liegt der veröffentlichte Marktwert über der EEG-Vergütung oder der Strompreis über mehrere Stunden unter 0 €/MWh, entfällt in diesen Zeiträumen die Marktprämie. Die negative Strompreisregelung wird seit dem EEG 2021 schrittweise verschärft (siehe § 51 in [42] von sechs auf null Stunden bis 2027).

3. Einspeise- und Eigenverbrauchsvergütung für KWK-Anlagen

Die Vergütung für Eigenverbrauch und Einspeisung von Strom aus KWK-Anlagen ist in § 7 in [42] geregelt und in Tabelle 2.1 dargestellt. Im Gegensatz zur Einspeisevergütung nach [18] erfolgt die Vergütung für

Anlagen mit mehr als 50 kW nach gesetzlich vorgegebenen Vergütungssätzen ($\bar{p}_{n^{KWK}}^{KWKG FIVS 1/2/3/4/5}$ und $\bar{p}_{n^{KWK}}^{KWKG EigVVS 1/2/3/4/5}$) in €/MWh für vorgegebene Leistungsstufen, für die die Schrittweite zwischen den Vergütungsstufen ebenfalls fest definiert ist ($\overline{\text{Leistungsanteilschritte}}^{S 1/2/3/4} = 50/50/150/750 \text{ kW}$), wobei in einem Zeitintervall der Strom aus der niedrigsten Leistungsstufe immer am höchsten vergütet wird.

2.2 Arten von Virtuellen Kraftwerken und deren Einsatzfelder

Der Begriff des VKW wurde laut [93] erstmalig im Jahre 1997 von [9] erwähnt (dort noch als „virtual utility“ statt „Virtual Power Plant“) und bezeichnet laut einer im Jahr 2021 veröffentlichten Metastudie [88] im weitesten Sinne die Aggregation von dezentralen Anlagen zur Erzeugung, Speicherung oder dem Verbrauch von Strom mit der Absicht des Energiemanagements (siehe auch [93]). Andere Arbeiten sprechen von Handelsplattformen für dezentrale Erzeugungsanlagen mit dem Ziel eines Vertragsschlusses am Großhandelsmarkt [83] oder Clustern von dezentralen Energieerzeugungsanlagen, flexiblen Lasten und Speichern, welche wie ein einzelnes Kraftwerk auftreten und in deren Zentrum ein Energiemanagementsystem steht [10].

Eine vollkommen eindeutige Definition des Begriffs gibt es dabei bis heute nicht, sodass unterschiedliche Arten von Anlagenverbänden, verschiedene Funktionsumfänge bei der Aggregation und verschiedene Aggregationszwecke gemeint sein können, wenn von Virtuellen Kraftwerken die Rede ist.

Leistungsanteil	Einspeisevergütung [in €/MWh]	Eigenverbrauchsvergütung [in €/MWh]
< 50 kW	8	4 / 5,41
≥ 50 kW & < 100 kW	6	3,0 / 4,0
≥ 100 kW & < 250 kW	5	2 / 4,0
≥ 250 kW & < 2 MW	4,4	1,5 / 2,4
≥ 2 MW	3,4 / 3,1	1 / 1,8

Tabelle 2.1: Vergütung für Einspeisung und Eigenverbrauch von KWK-Anlagen nach [42] für verschiedene KWK-Typen

Im vorliegenden Kapitel soll daher zunächst eine Übersicht über die verschiedenen Definitionen, die Betriebsziele, mögliche Architekturen und konkrete Anwendungsfälle gegeben werden, um dann gezielt die Bezugfelder dieser Arbeit definieren zu können. Bezüglich der Anlagentypen geht es dabei entsprechend [88] meist um Erneuerbare Energieträger, konventionelle Stromerzeugungsanlagen, stationäre und mobile Batteriespeicher und flexible Lasten, hinter denen sich wiederum ganz verschiedenartige Prozesse und Anlagen verbergen können (siehe Tabelle 2.2).

Der weitaus größere Teil von wissenschaftlichen Veröffentlichungen beschäftigt sich dabei gemäß [88] mit einem VKW-Fokus auf *EE*-Anlagen und Speichertechnologien, während nur in ca. jeder dritten Studie der Fokus auf flexible Lasten und konventionelle Stromerzeuger erweitert wird.

Grundsätzlich lassen sich VKWs nach [88] in zwei verschiedenen Klassen unterteilen. So gibt es einerseits die Klasse der kommerziellen VKWs (englisch: „Commercial Virtual Power Plants“ (CVPP)) bei denen vor allem die profitoptimale Vermarktung von Energiemengen am Großhandelsmarkt oder via P2P-Trading und die damit einhergehende Fahrplanoptimierung im Fokus stehen. Laut [83] ist dabei das Ziel die Generierung von kostenoptimalen Summenfahrplänen, ohne dass dabei lokale Beschränkungen des Verteilnetzes mitberücksichtigt werden. Als VKW-Betreiber können dabei von dem Energieversorger bis hin zu Industrieunternehmen beliebige Parteien auftreten. Entscheidend ist lediglich die Rolle als BKV mit Marktzugang. [84] fügt ergänzend hinzu, dass CVPPs die wirtschaftliche Teilnahme von kleineren dezentralen Anlagen überhaupt erst ermöglicht.

Demgegenüber steht die Klasse der technisch orientierten virtuellen Kraftwerke (englisch: „Technical Virtual Power Plants“ (TVPP)), bei welchem vor allem die Stabilität und Performance des betrachteten Energiesystems im Fokus stehen, um einen zuverlässigen und kontrollierbaren Betrieb zu gewährleisten. Dafür sind vor allem Echtzeit-Monitoring-Lösungen für unsichere Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen und Lösungen zum direkten Betriebseingriff gefragt (vgl. mit [88]). Beim TVPP handelt es sich dabei laut [84] immer um dezentrale Anlagen aus dem gleichen geografischen Raum und es stehen neben dem ökonomischen Betrieb des Anlagenpools die lokalen Beschränkungen des Netzes im Vordergrund, weshalb detailliertere Informationen vom Netzbetreiber benötigt werden. Neben dem lokalen Systemmanagement für VNBs kann

Tabelle 2.2: Anlagentypen in Virtuellen Kraftwerken in Anlehnung an [88]

EE-Anlagen	Konventionelle Anlagen	Stationäre Speicher	EVs	Flexible Lasten
PV	Gas / Kohle / Öl	Batterie	PHEV	Verschiebbare Lasten
Biomasse	KWK	Kondensator	BEV	Reduzierbare Lasten
WKA	Thermische Erzeuger		HEV	
	Brennstoffzelle			

Abkürzungen: PHEV = Plug-In-Hybrid-Elektrofahrzeug, BEV = reines Elektrofahrzeug, HEV = Hybrid-Elektrofahrzeug

die Aufgabe eines TVPP darüber hinaus z. B. in der Bereitstellung von Systemdienstleistungen für den ÜNB liegen (siehe [84]). Nach [15] erhöht ein TVPP somit die Transparenz der im System vorhandenen dezentralen Anlagen für den Netzbetreiber, ermöglicht den Netzbetreibern steuernden Zugriff und erlaubt kleineren Anlagen überhaupt erst die – ggf. lukrative – Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Beiden VKW-Typen gemein ist, dass für das bestmögliche Betriebsergebnis Lösungen für ein dynamisches Energiemanagement benötigt werden (vgl. mit [88]). Ist das gewährleistet, so können VKWs bei Aufgaben wie der Lastglättung, der Anpassung an Tarife und Marktpreise und bestmöglichem Verkauf von überschüssiger Energie (und im vorliegenden Fall auch Leistung) einen finanziellen Vorteil gegenüber einzeln agierenden Anlagen erzielen. Dieser kann zusätzlich durch die Reduktion von Anlagenlaufzeiten oder Energie-/Brennstoffverbräuchen (z. B. von WP-Anlagen, die ihre Wärmeleistung zu anderen Zeitpunkten mit besserer Effizienz bereitstellen können) vergrößert werden (siehe [88]). Dieser Energiemanagementgedanke soll zu Beginn des folgenden Kapitels (Kap. 2.3) noch einmal aufgegriffen und die dazu benötigte zeitliche Auflösung präzisiert werden.

Klar abgegrenzt werden kann der Begriff des VKW von „Micro-Grids“ und intelligenten Verteilnetzen (englisch: „Active Distribution Networks“) (siehe z. B. Definitionen in [105] und [88]). Im Gegensatz zum VKW handelt es sich dabei stets um Netze mit digitaler Steuerung; nur teilweise werden zusätzlich die

Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in einem Netz betrachtet. Ein Smart Grid zeichnet sich zudem häufig dadurch aus, dass auch Lösungen zur Gewährleistung des Inselbetriebs und des Schwarzstarts vorhanden sein müssen – zwei Aspekte, die beim VKW keine Rolle spielen. Das intelligente Verteilnetz berücksichtigt im Gegensatz zum VKW weder die Möglichkeit der Energiepreisgestaltung noch den für den Anlagenbetreiber wirtschaftlichsten Betrieb seiner Anlage. Stattdessen liegt der Fokus dort meist auf geografischen Beschränkungen, die beim VKW häufig keine Rolle spielen.

Für diese Arbeit soll ein Virtuelles Kraftwerk definiert sein, als ein bilanzieller Zusammenschluss mehrerer Anschlusspunkte mit homogener oder inhomogener Anlagenzusammensetzung und -verteilung, wobei der Fokus auf kleinere Anlagen, Anschlusspunkte und Anschlussleistungen gelegt wird, die erst mittels Aggregation in einem VKW die notwendigen Leistungsblockgrößen für einen Marktzugang erreichen oder für die eine Direktvermarktung aufgrund von zu geringen Absatzmengen bei gleichzeitig zu hohen Marktzugangs- und Vermarktungskosten als Einzelanlage unrentabel ist.

Die in vielen Definitionen zu findende Vernachlässigung von geografischen Beschränkungen ist in dieser Arbeit bewusst nicht mit aufgenommen worden, um demonstrieren zu können, dass die hier vorgestellten Optimierungsansätze auch geeignet sind, einfache VNB oder ÜNB Leistungslimitierungen oder Fahrplanziele mitberücksichtigen zu können. Das VKW soll dennoch nicht als Smart Grid Betreiber oder als stark technisch orientiertes VKW verstanden werden, da in diesem Falle mehrere Betriebsparameter, wie z. B. das lokale Spannungsband, Blindleistung und sonstige Versorgungsqualitätsparameter mit berücksichtigt und geregelt werden müssten und dafür auch eine höhere zeitliche Auflösung zur Überwachung und Regelung gewählt werden müsste.

Stattdessen soll im Rahmen dieser Arbeit vor allem die optimale Fahrplanausgestaltung in den Fokus gestellt werden. Ein Virtuelles Kraftwerk tritt also als Bewirtschafter von Anschlusspunkten auf, mit dem Ziel, die dahinter liegenden Anlagen kostenoptimal entsprechend der Nutzerbedürfnisse und Vermarktungsoptionen einzusetzen.

In einer Praxisanwendung könnte ein VKW damit z. B. das gesamte Portfolio oder Teile des Portfolios eines Energieversorgers umfassen, wobei bei der Modellierung (siehe Kap. 3) vor allem ein Fokus auf Kleinanlagen und Prosumeranwendungen wie ansteuerbare Wärmepumpen und Elektroautos gelegt

worden ist. Denkbar wäre auch eine VKW-Anwendung für ein Industrieunternehmen mit allen Standorten eines Landes oder die lokale Fokussierung auf einen – energieintensiven – Standort mit all seinen Anlagen.

2.3 Die Anlageneinsatzplanung

Das Problem der Anlageneinsatzplanung (engl. Unit Commitment Problem (UCP)) beschreibt nach [92] im Energiewirtschaftskontext die Herausforderung von Anlagenbetreibern (oder VKW-Betreibern), die optimalen Einsatzzeitpunkte, Einsatzdauern und Leistungen einzelner Anlagen zu bestimmen, um Lastanforderungen bestmöglich bedienen zu können. Dabei können typischerweise sowohl stochastische Einflüsse, Brennstoffkosten und Strompreise in der Zielfunktion berücksichtigt werden als auch Emissionsbeschränkungen, Netzbeschränkungen, zeitbezogene Betriebsbeschränkungen und dynamische Betriebszustandsanforderungen über entsprechende Nebenbedingungen abgebildet werden.

Anhand der ISA-95-Norm (dargestellt in Abb. 2.4), welche die Integration von Unternehmens- und Betriebsleitebene – eigentlich im Kontext von Fertigungsprozessen – beschreibt [56], kann das UCP auf Grundlage der zuvor beschriebenen Handlungszeitpunkte (siehe Kap. 2.1.4) gut eingeordnet und daraus der Detaillierungsgrad von Regel- und Steuerungsproblemen abgeleitet werden.

Begreift man den Bezug, die Speicherung oder die Nutzung von Strom als Produktionsprozess, lassen sich die Level 0-4 analog auf den Betrieb von Virtuellen Kraftwerken übertragen.

Die Ebene 0 beschreibt dabei auch im Betrieb von sektorgekoppelten Systemen im Energiekontext die reale Physik des Netzes oder der einzelnen Anlagen, die auf Level 1 mit entsprechenden Sensoren überwacht und mit Aktuatoren beeinflusst werden kann.

Auf Level 2 finden sich dann die Aufgaben der Betriebszustandsüberwachung, -regelung und -optimierung. In konventionellen Großkraftwerken werden diese von Mensch und Maschine in Leitständen übernommen. Kleinere Anlagen werden voll automatisiert geregelt. In der Praxis können dabei klassische PID-Regelungskonzepte und Heuristiken ebenso wie prädizierende Regelungskon-

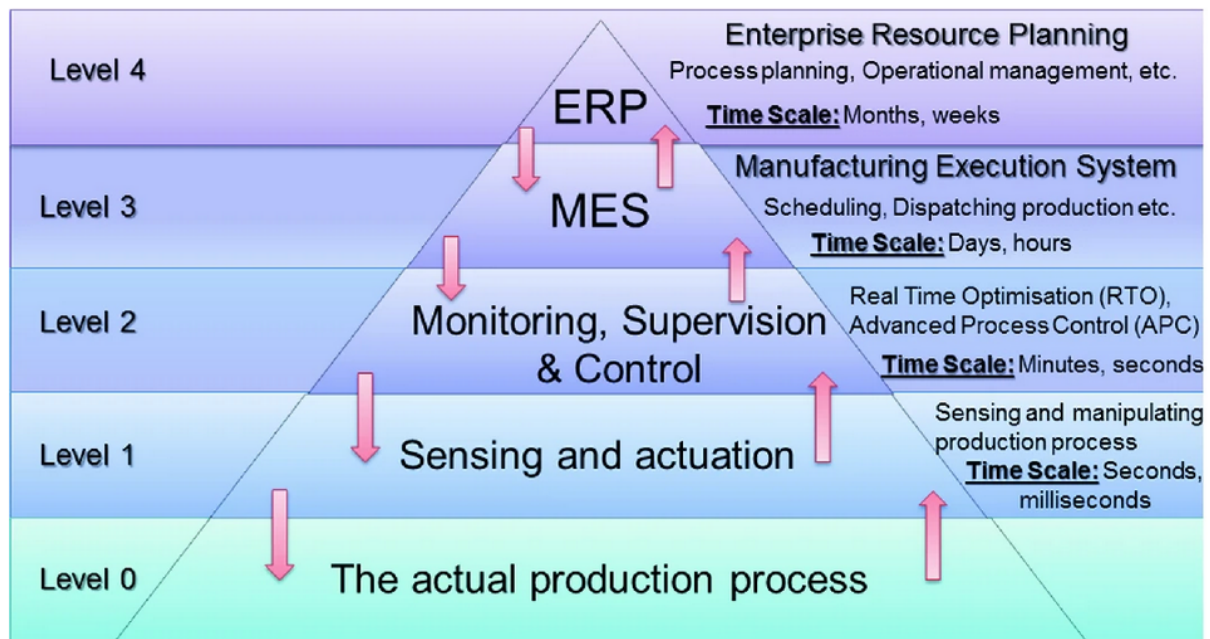


Abbildung 2.4: Regelungs- und Steuerungspyramide nach ISA 95 [31]

zepte zum Einsatz kommen. Der Fokus muss dabei auf der Echtzeitfähigkeit im Betrieb und damit kurzen Kommunikations- und Rechenzeiten liegen. Die Betriebsführung von Micro-Grids lässt sich diesem Level ebenso zuordnen wie die von einzelnen TVPPs, wenn es beispielsweise um Regelungsansätze zur Spannungshaltung oder Regelleistungserbringung geht. Während dabei häufig reaktive Lösungen für einzelne Anlagen notwendig sind, ist es beim UCP von Virtuellen Kraftwerken entscheidender, ein übergeordnetes Optimum zu finden, um potenzielle Synergieeffekte des Pools nutzbar zu machen. Diese Aufgabenstellung kann in das dritte Level der Regelungs- und Steuerungspyramide eingeordnet werden.

Level 3 Problemstellungen zeichnen sich dadurch aus, dass Entscheidungen nur zu bestimmten Zeitpunkten (z. B. einmal täglich, wöchentlich etc.) getroffen werden müssen. Dies bedeutet auf der einen Seite, dass Betriebscharakteristika nicht bis ins letzte Detail bekannt sein müssen, da Trajektorien von einer nachgelagerten Anlagenregelung (Level 2) gewährleistet werden können – was den Optimierungsaufwand reduziert –, andererseits müssen die Fahrpläne mehrere Anlagen vor- und hinter Anschlusspunkten aufeinander abgestimmt werden und gleichzeitig Fahrpläne über einen längeren Zeitraum optimiert werden.

Da Virtuelle Kraftwerksbetreiber häufig nicht Besitzer/Betreiber/Errichter von Anlagen sind, spielt das Enterprise Resource Planning (Level 4) – also die Entscheidung welche Anlage gewartet, neu errichtet oder um andere Komponenten

erweitert werden soll – dort seltener eine Rolle. Der Vollständigkeit halber sei aber darauf hingewiesen, dass Level 4 Probleme in der Energiewirtschaft häufig adressiert werden. So zum Beispiel bei der Ausplanung von Energiesystemen hinter dem Anschlusspunkte (siehe z. B. [12] für Haussysteme oder [80] für Industriestandorte), bei Investitionsentscheidungen von Kraftwerksbetreiber/-Energieversorgern, oder aber zur Identifikation optimaler Transformationspfade regionaler, nationaler oder internationaler Energiesysteme (wie z. B. in [54] oder [103]).

2.3.1 State of the Art der Anlageneinsatzplanung

Zur optimalen Einsatzplanung bzw. zur Lösung des UCP kommen in der Forschung und der Praxis eine ganze Reihe verschiedener Methoden zur Anwendung, die in [73] in verschiedene Hauptkategorien zusammengefasst worden sind. Neben den klassischen Optimierungsmethoden wurden dabei auch Brute-Force-Ansätze, die Abbildung von Expertenwissen in Entscheidungsprogrammen, die Implementierung von Prioritätslisten zur Entscheidungsfindung (ähnlich dem Merit-Order Prinzip an Energiemärkten) und Fuzzy Logic-Ansätze aufgeführt.

Nach [88] ist dabei der häufigste Lösungsansatz die Gemischt-Ganzzahlige Optimierung (englisch: Mixed-Integer-Linear-Programming) (MILP), da MILP-Modelle vergleichsweise einfach zu implementieren sind und – ausreichend Rechenzeit und -kapazität vorausgesetzt – ein globales Optimum garantieren können. Die Notwendigkeit von Binärvariablen ergibt sich dabei vor allem dann, wenn z. B. Anlagenzustände von Erzeugern und Verbrauchern [91] oder in spezielleren Betrachtungen Batteriealterungen (siehe z. B. in [117]) oder thermische Speicher und Wärmepumpen (wie in [96]) detaillierter betrachtet werden sollen.

Den klassischen Optimierungsansätzen stehen nach [88] heuristische und metaheuristische Ansätze gegenüber, bei denen zugunsten der Rechenzeit meist als Trade-Off der Anspruch, einen global optimalen Fahrplan zu erhalten, aufgegeben wird. Die folgende Auflistung soll in Anlehnung an [88] kurz die relevantesten Verfahren zum Lösen des UCP erwähnen und auf die Vor- und Nachteile eingehen.

- **Linear Programming**

Beim (LP) werden ausschließlich kontinuierliche Variablen und lineare Nebenbedingungen und Zielfunktionen betrachtet und mittels Solvern gelöst. Rein lineare Probleme erfordern eine starke Abstraktion von physikalischen Modellen und erlauben somit nur die Abbildung grundlegender physikalischer Charakteristika. LP zeichnet sich durch eine sehr gute Laufzeiteffizienz aus, wobei allerdings im Kontext von VKW-UCPs bestimmte Zielfunktionsbestandteile oder Anlagenebenbedingungen nicht ausreichend abgebildet werden können.

- **MILP**

Bei Mixed-Integer Linear Programming Ansätzen können sowohl diskrete als auch kontinuierliche Variablen betrachtet werden, was gegenüber LP die Betrachtung von Zuständen und somit – bei Anwendung von entsprechenden Approximationsmethoden (siehe dazu Kap. 3.1) – auch die Abbildung von deutlich komplexeren Zielfunktions- und Anlagencharakteristika erlaubt. Im Gegensatz zu Mixed-Integer-Non-Linear-Programming (MINLP) und vielen anderen Methoden zur Optimierung eines UCP kann für lösbare Probleme ein globales Optimum garantiert bzw. die maximale Abweichung einer Lösung zum globalen Optimum sicher quantifiziert werden.

- **MINLP**

Mixed-Integer Nonlinear Programming (MINLP) ist eine Optimierungsmethode, die diskrete und kontinuierliche Entscheidungsvariablen kombiniert und gleichzeitig nichtlineare Zielfunktionen und/oder Nebenbedingungen erlaubt. Im Vergleich zu MILP bietet MINLP größere Modellierungsfreiheit, da es komplexe physikalische und technische Charakteristika direkt abbilden kann. Gleichzeitig kann die Kombination von Nichtlinearität und damit einhergehend häufig nicht-konvexen Zielfunktionen zu extremen Laufzeiten führen.

- **Particle Swarm Optimization**

Hierbei handelt es sich um eine schwarmbasierte Fahrplanoptimierung, bei der verschiedene Fahrplanalternativen von verschiedenen „Partikeln“ immer wieder neu erstellt werden, wobei die bisherige beste Lösung

und das Konvergenzverhalten des einzelnen Partikels und des Partikelschwarms mitberücksichtigt wird. Laut [88] zeichnet sich das Verfahren durch einen geringen Implementierungsaufwand und gute Möglichkeit der Parallelisierbarkeit aus, birgt aber das Risiko von schlechtem Konvergenzverhalten und Instabilitäten.

- **Genetische bzw. Evolutionäre Algorithmen**

Mit genetischen Algorithmen ist die schrittweise Anpassung einer Optimierungslösung mittels zufälliger „Mutation“, Kreuzung von bereits existierenden Lösungen und Selektion von guten Lösungen gemeint, wobei zur Bewertung der Lösung der Zielfunktionswert verwendet wird. Genetische Algorithmen bieten Parallelisierungspotenziale, allerdings kann die Performance stark von den gewählten Parametern abhängen und es kann darüber hinaus auch kein globales Optimum gewährleistet werden.

- **Binary Backtracking Suchalgorithmen und Entscheidungsbaumverfahren**

Sowohl beim Backtracking als auch bei Entscheidungsbaumverfahren werden systematisch die Lösungsvarianten für ein UCP bewertet und auf dieser Grundlage Fahrplanentscheidungen getroffen. Während beim Decision Tree Verfahren zu Beginn ein Lösungsbaum mit allen diskreten oder diskretisierten Entscheidungsvariablen aufgespannt und danach die einzelnen Lösungen bewertet und miteinander verglichen werden, werden beim Backtracking-Verfahren Schritt für Schritt die möglichen Szenarien der Reihe nach durchlaufen, wobei teilweise Lösungspfade nicht mehr weiterverfolgt werden müssen, wenn eine Entscheidung für einen Variablen-Wert zu einer ungültigen Lösung führt. Der Backtracking Algorithmus weist daher gegenüber dem Decision-Tree Verfahren eine bessere Laufzeiteffizienz auf. Beiden Verfahren gemein ist das sehr ungünstige Laufzeitverhalten bei komplexen MILP-Problemen und die schlechte Handhabbarkeit von kontinuierlichen Variablen, die eine Diskretisierung oder eine Kombination mit anderen Verfahren erforderlich macht.

In neueren Forschungsarbeiten kommen laut [88] auch Deep-Reinforcement-Learning-Verfahren zur Anwendung. Gemeint ist damit eine Kombination aus Neuronalen Netzwerken (NN) (z. B. Convolutional NNs oder Recurrent

NNs), die auf Grundlage von vorgenerierten guten Lösungen oder historischen Daten sinnvolle Verhaltensweisen erlernen und selbstlernenden Verfahren („Reinforcement Learning“) (also das selbstständige Lernen von optimalen Systemverhalten mittels einer gegebenen Zielfunktion). Laut [88] handelt es sich dabei um einen vielversprechenden Forschungsansatz, da die mangelnde Skalierbarkeit von Deep-Learning-Ansätzen durch das Reinforcement Learning ausgeglichen werden könnte.

In 2021 war die Anzahl an Studien mit denen UCPs mit Erfolg durch Deep-Reinforcement-Learning-Ansätze gelöst werden konnte allerdings noch sehr gering. So kommt [72] zu dem Schluss, dass die direkte Lösung eines UCP's durch ML-Ansätze derzeit noch nicht praktikable ist, in Kombination mit einem klassischen Solver-Ansatz aber durchaus zur Verbesserung des Solververhaltens eingesetzt werden können. Sehr vielversprechend für die Lösung eines UCPs mittels Machine-Learning ist das *physic-informed graph learning* (z. B. in [113] und [85]). Dieser Ansatz benötigt zwar weiterhin eine abstrahierte Modellierung der Physik des Systems, erlaubt es aber, über eine begrenzte Anzahl von UCP-Ergebnissen das optimale Verhalten des Systems mittels einer graphenbasierten Repräsentation zu lernen. Das UCP lässt sich so deutlich schneller und ohne den Einsatz konventioneller Solver lösen. Modellierungsaufwand lässt sich auf diese Weise bisher allerdings nicht einsparen und der Ansatz birgt weiterhin das ML-Risiko, dass bestimmte Muster aufgrund der begrenzten Größe des Datensatzes nicht gelernt werden. Da damit auch weiterhin nur mit MILP-Ansätzen ein globales Optimum und eine hohe Genauigkeit bei der Systemabbildung garantiert werden kann (siehe [88]), ist auch in dieser Arbeit ein MILP-Modellierungsansatz für die Lösung des UCPs verfolgt worden.

Während sich lineare Optimierungsprobleme der Komplexitätsklasse P zuordnen lassen, ihre maximale Lösungszeit auf einer deterministischen Rechenmaschine also mittels Polynomfunktion beschrieben werden kann, sind MILP-Probleme der Klasse der NP-schweren Probleme zuzuordnen, was bedeutet, dass eine Lösbarkeit in Polynomialzeit nicht garantiert werden kann (vgl. mit [51]). Es besteht daher mit steigender Komplexität im VKW-Anlagenpark das Risiko von exponentiell ansteigenden Rechenzeiten, die dem Einsatz eines zentralen UCPs in realen Anwendungen entgegenstehen können. Aus diesem Grund werden in der Forschung klassische MILP-

Optimierungsansätze häufig mit Dekompositionsmethoden wie der Benders-Dekomposition oder der Dezentralisierung mittels Lagrange-Relaxation erweitert, um die Rechenzeit – ggf. bei gleichzeitiger Reduktion der Lösungsgüte – reduzieren zu können (siehe [73]). In der vorliegenden Arbeit ist daher auf dem von [90] (wiederum aufbauend auf [108] und [107]) propagierten Ansatz zur Dezentralisierung des UCP mittels Lagrange-Relaxation aufgebaut worden und dieser ist auf UCPs zur Mehrwegevermarktung am Spot- und Regelleistungsmarkt angewendet worden.

Darüber hinaus existiert im Komplex der UCPs noch das Themenfeld der stochastischen Optimierung von UCPs, welches aufgrund der Unsicherheiten bezüglich Anlagenverfügbarkeit, Nutzerverhalten und Marktprognosen bei Anwendungen in der Praxis äußerst relevant ist. Da in der vorliegenden Arbeit der Fokus auf der Demonstration eines MILP-Ansatzes zur Mehrwegevermarktung unter Berücksichtigung relevanter Vergütungsmodelle lag und da die Entwicklung und Auswertung des zentralen und dezentralen Optimierungsmodells allein bereits einen hohen Arbeitsumfang mit sich gebracht haben, ist die stochastische Optimierung von UCP's in dieser Arbeit ausgeklammert worden. Der Vollständigkeit halber soll dennoch ein kurzer Überblick über die relevantesten Methoden zur Betrachtung von Unsicherheiten und Szenarien bei der Fahrplanerstellung in der Forschung gegeben werden.

Relevante Verfahren für stochastische oder szenarienorientierte Einsatzplanung von VKWs sind nach [88]:

- **Szenarienbasierte Optimierung**

Bei der szenarienbasierten Optimierung werden verschiedene Szenarien mit entsprechender Gewichtung in einer Zielfunktion berücksichtigt und so der optimale Fahrplan identifiziert, der über die gewichtete Summe die minimalen Kosten oder maximalen Erlöse aufweist (vgl. z. B. mit [29]). Zur Reduktion von Szenarien kann dabei z. B. die Kantorovich-Distanz betrachtet werden, welche ein Maß für den Unterschied zwischen verschiedenen Szenarien ist (vgl. z. B. mit [57]).

- **Implementierung von Chance Constraints**

Sofern eine statistische Eintrittswahrscheinlichkeit z. B. für Verbrauchswerte abgeschätzt werden kann, lassen sich für einzelne Variablen zusätzliche Nebenbedingungen formulieren. Beispielsweise kann ein Batterie-

speicherfüllstand so geregelt werden, dass er zu jedem Zeitpunkt ein bestimmtes Verbraucherprofilquantil abdeckt. Chance Constraints, wie sie z. B. in [14] angewendet werden, ermöglichen die Erstellung eines robusten Fahrplans mit moderatem Rechenaufwand. Allerdings setzen sie die Verfügbarkeit von Prognosemodellen mit quantifizierter Unsicherheit voraus, da Wahrscheinlichkeiten explizit in die Nebenbedingungen integriert werden müssen.

- **Conditional Value at Risk**

Conditional Value at Risk bezeichnet ein Risikomaß, welches die Kosten eines Fahrplans in bestimmten ungünstigen Szenarien beschreibt (siehe [87]). So kann z. B. ein entworfenen Fahrplan für eine Reihe an Szenarien bewertet werden und die Kosten in den dabei ungünstigen Szenarien anteilig in die Zielfunktion zur Fahrplanoptimierung mitberücksichtigt werden. Auf diese Weise werden Fahrpläne bevorzugt, die auch in kritischen Szenarien eine vergleichsweise hohe Güte aufweisen.

- **Information Gap Decision Theory**

Hier werden Extremszenarien mitbetrachtet, bei denen das UCP immer noch eine zulässige Lösung finden muss. Dabei ist es nicht notwendig, die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Szenarien genauer zu quantifizieren; stattdessen wird die Robustheit der Lösung gegenüber einer definierten Bandbreite an Unsicherheiten analysiert (vgl. mit [78]).

- **Roulette Wheeling**

Im Kontext von Genetischen Algorithmen kann der Roulette Wheeling Mechanismus eingesetzt werden, um die Auswahl von Fahrplanlösungen basierend auf deren Güte (Fitness) zu steuern. Hierbei wird die Wahrscheinlichkeit, eine Lösung auszuwählen, proportional zu ihrer Güte bewertet, die wiederum auf Basis von zufällig generierten Parameterszenarien bestimmt wird (siehe z. B. in [8]).

Hervorzuheben sei im Kontext der stochastischen Optimierung auch noch die Arbeit von [67], da diese sich beispielhaft für viele andere Arbeiten mit einer bis hierhin noch nicht beschriebenen Herausforderung bei der optimalen Einsatzplanung an Märkten ohne einheitlichen Markträumungspreis beschäftigt: Dem Bedarf einer Angebotsstrategie für komplexe Strommärkte, an denen

die Teilnehmer beispielsweise mittels Angebots- und Nachfragekurven partizipieren müssen. In der Arbeit von [67] wird deshalb ausgehend von einer stochastischen Optimierung eines UCPs eine Angebotsstrategie für Strommärkte abgeleitet. In der vorliegenden Arbeit sind Angebotsstrategien allerdings nicht weiter berücksichtigt worden. Stattdessen ist unter der Prämisse von perfekten Marktpreisprognosen ein zentrales und dezentrales Optimierungsmodell zur Lösung von UCPs entwickelt worden.

2.3.2 Definition der Forschungslücke und Forschungsthesen

Betrachtet man die in [93] aufgeführten Forschungsarbeiten und VKW-Projekte, so fällt auf, dass zum Themengebiet der Regelleistung im Kontext CVPP bisher wenig existiert bzw. im Kontext der Regelleistung existierenden Arbeiten stark auf TVPPs und Regelungslösungen für die Regelleistungserbringung im VKW-Pool fokussieren. Insgesamt lässt sich hier in der Schnittmenge zwischen TVPP und CVPP eine Lücke erkennen. Die vorliegende Arbeit betrachtet daher mit der gleichzeitigen Einsatzplanung an Spot- und Regelleistungsmärkten für CVPPs und der Option, vereinfachte Netzbeschränkungen (Leistungslimits für die Einspeisung und den Bezug auf unterschiedlichen Ebenen) mitzuberechnen, einen noch relativ unberührten Forschungsbereich. Daher beschäftigt sich die vorliegende Arbeit mit der betriebswirtschaftlich optimalen Fahrplanerstellung für VKW-Verbünde mittels Gemischt-Ganzzahliger-Optimierung. Im Gegensatz zu bereits veröffentlichten Forschungsarbeiten sollen dabei die folgenden Fragestellungen verfolgt werden.

1. Zum einen soll ein ganzheitliches Optimierungskonzept entwickelt werden, welches
 - gängige Vergütungstarife, wie z. B. Einspeise- und Eigenverbrauchsvergütungen für *EE*-Anlagen (Windkraft, Photovoltaik, Biomasse) nach EEG und Kraftwärmekopplungsanlagen nach KWKG betrachtet kann,

- typische kurzfristig handelbare Marktprodukte wie z. B. viertelstündliche und stündliche Zeitscheiben am European Power Exchange Market sowie Primär- und positive/negative Sekundärregelleistung mitberücksichtigen kann,
 - durch einen modularen Aufbau der Problemformulierung auf beliebige – bestimmte Kriterien erfüllende – Virtuelle Kraftwerkskonfiguration automatisiert applizierbar sein soll,
 - die Berücksichtigung thermischer Lastprofilanforderungen und deren Erbringung – z. B. durch Wärmepumpen, KWK-Anlagen oder elektrische Heizstäbe – hinter dem Anschlusspunkt mitberücksichtigen kann und
 - durch die Auswahl eines mehrstufigen Bilanzierungsprozesses Kosten und Vergütungsstrukturen auf Anlagen-, Anschlusspunkt, Netzabschnitts und Marktebene berücksichtigen können soll.
2. zum anderen sollen im Rahmen dieser Arbeit die Grenzen der Anwendbarkeit einer zentralen Optimierung untersucht werden, die sich durch die NP-Schwere des Optimierungsproblems und das damit einhergehende exponentielle Laufzeitverhalten bei komplexeren Problemstellungen ergeben.
3. Zu guter Letzt soll im Rahmen dieser Arbeit demonstratorisch untersucht werden, inwieweit sich die Laufzeit des Optimierungsproblems durch eine Dezentralisierung des Optimierungsproblems auch für komplexere VPP-Konfigurationen in einem praxisgeeigneten Rahmen halten lässt und welche Charakteristika dabei gut und welche nicht ausreichend berücksichtigt werden können.

Nicht behandelt werden soll dabei:

- Die Aushandlung von langfristigen Energiebeschaffungsverträgen mittels Strom-Futures am Terminmarkt.
- Die Teilnahme am IDC-Markt bzw. die Ausarbeitung von idealen Angebotsstrategien für die Teilnahme am IDC-Markt.

- Die Anwendung, Weiterentwicklung und Evaluation von Prognosemethoden für Energie- und Leistungspreise, Lastprofile oder Rahmenparameter. Für die Prognose von Lastprofilen im Kontext von VKWs sei an dieser Stelle auf [61] verwiesen, in dem unter anderem Lastprognosen via kNN Typtage-Clustering, ARIMA oder künstlicher neuronaler Netzwerke beschrieben werden.

2.3.3 Grundlagen des UCPs und mathematische Notation

Zum besseren Verständnis in den folgenden Kapiteln wird in diesem Abschnitt ein kleinstmögliches MILP-UCP formuliert und dabei die Notation der weiteren Arbeit erläutert.

Unter der Annahme, dass es eine Menge von Kraftwerken bzw. Anlagen \underline{A} und eine Menge von Zeitintervallen \underline{I} gibt, in denen bzw. über die der Energieertrag ($E_{a,i}$ mit $a \in \underline{A}$ und $i \in \underline{I}$) der Anlagen optimiert werden soll, ergibt sich mit der Einführung einer Parameterpreiszeitreihe für Energie \bar{p}_i mit $i \in \underline{I}$ und zwei Kostenparametern für jede Anlage (\bar{c}_a^{fix} und \bar{c}_a mit $a \in \underline{A}$) die Zielfunktion (Gl. 2.1), die als Minimierungsfunktion formuliert ist. Dabei beschreibt \bar{p}_i , zu welchem Preis die Energie ge- oder verkauft werden kann und \bar{c}_a^{fix} bzw. \bar{c}_a die fixen und variablen Kosten während des Betriebs. Nebenbedingungen für die Anlagen (Gl. 2.2) beschränken den Energieoutput der Anlagen nach oben und unten.

$$\arg \min Z = \sum_{a \in \underline{A}} \sum_{i \in \underline{I}} \left(\bar{c}_a^{fix} \cdot b_{a,i}^{An} + \bar{c}_a \cdot E_{a,i} - \bar{p}_i \cdot E_{a,i} \right) \quad (2.1)$$

$$\text{s.t.} \quad \begin{cases} b_{a,i}^{An} \in \{0; 1\}, & \forall a \in \underline{A}, \forall i \in \underline{I} \\ E_{a,i} \in \mathbb{R}^+, & \forall a \in \underline{A}, \forall i \in \underline{I} \\ E_{a,i} \leq \bar{E}_a^{max} \cdot b_{a,i}^{An}, & \forall a \in \underline{A}, \forall i \in \underline{I} \\ E_{a,i} \geq \bar{E}_a^{min} \cdot b_{a,i}^{An}, & \forall a \in \underline{A}, \forall i \in \underline{I} \end{cases} \quad (2.2)$$

Parameter und Parameterzeitreihen/Vektoren sollen wie in diesem Beispiel bereits geschehen immer durch einen Überstrich von Variablen unterscheidbar dargestellt werden. Um die Notation zu vereinfachen, wird das explizite Schreiben von Quantoren wie $\forall i \in \underline{I}$, $\forall a \in \underline{A}$ etc. in den Formeln weggelassen, es

sei denn, es ist zur Klärung aufgrund besonderer verwendeter Untermengen notwendig. Stattdessen gelten, sofern nicht anders angegeben, alle mathematischen Ausdrücke, Gleichungen und Ungleichungen für alle in den Gleichungen genutzten Indizes ($i \in \underline{I}$, $a \in \underline{A}$ etc.).

Gilt eine Variable oder eine Nebenbedingung für eine Reihe von Untermengen, aber nicht für die gesamte Menge, und ist für diese Kombination an Untermengen keine eigene Menge definiert worden, so werden mehrere Untermengen durch ein „/“ in der Hochstellung getrennt hintereinander angegeben. So beschreibt z. B. $n^{Konv/KWK}$ sowohl die Nutzer mit KWK- als auch die mit konventionellen Stromerzeugern. Bezüglich der Zahlenräume gilt, dass Binärvariablen immer als b^{Name} gekennzeichnet sind. Sofern bei der Einführung einer Variablen keine weitere Eingrenzung angegeben wird, soll $Var \in \mathbb{R}$ gelten.

Wie aus dem obigen Beispiel hervorgeht, werden in dieser Arbeit die folgenden Notationskonventionen verwendet:

- **Typografische Kennzeichnung:**

- Vektoren und Matrizen sind mit fett gesetzter Schrift dargestellt (**E**).
- Mengen werden mit einem Unterstrich gekennzeichnet (vgl. mit A).
- Parameter werden durch einen **Überstrich** dargestellt (vgl. mit \bar{c}^{fix}).
- Variablen besitzen keine spezifische typografische Kennzeichnung.
- **Flexibilität in der Groß- und Kleinschreibung**

Es wurde bewusst keine durchgängige Konvention für Groß- und Kleinschreibung verwendet. So kann x oder X für einen Vektor, eine Matrix, eine logische Menge, einen Parameter oder eine Variable stehen und lässt sich stattdessen über die typografische Kennzeichnung zuordnen.

- **Indizierung und Hochstellung**

Tiefstellungen sind zur Indizierung von Variablen etc. verwendet worden. Hochstellungen finden in dieser Arbeit hingegen Anwendung als Namenszusatz (z. B. \bar{c}^{fix}). Im Falle von in Vektoren und Matrizen enthaltenen Variablen sind Hochstellungen darüber hinaus optional zum Verweis auf die Indizierung des Vektors oder der Matrix verwendet worden. So kann

der Vektor \mathbf{E}_o eines Optimierungslaufs o , welcher alle Variablen $E_{a,i}$ enthält, entsprechend Gl.2.3 beschrieben werden und ein Verweis auf eine einzelne Variable aus dem Vektor alternativ zu $E_{a=...,i=...}^o$ über $\mathbf{E}^{o=...,a=...,i=...}$ angezeigt werden.

$$\mathbf{E}_o = \begin{pmatrix} E_{a=1,i=1} \\ E_{a=2,i=2} \\ \vdots \\ E_{a=\max(a),i=\max(i)} \end{pmatrix}, \quad \forall a \in \underline{A}, \forall i \in \underline{I} \quad (2.3)$$

2.3.4 Dezentralisierung von MILP-Problemen mittels Lagrange-Relaxation

Eine effektive Methode zur im Rahmen dieser Arbeit verfolgten Dezentralisierung des UCP ist die Lagrange-Relaxation. Dabei wird das Problem in Teilprobleme zerlegt, die unabhängig voneinander gelöst werden können, indem die Verbindungsstellen des Problems (im UCP sind das vor allem Summenfahrplanbeschränkungen oder allgemeiner Gleichgewichtsbedingungen für die Summenfahrpläne [89]) als Strafterm über sogenannte Lagrange-Multiplikatoren in die Zielfunktion integriert werden.

Im Hinblick auf das vereinfachte UCP aus Kap. 2.3.3 fällt dabei zunächst auf, dass es in der dortigen Form noch keine koppelnde Nebenbedingung aufweist und es sich daher auch separat für jede einzelne Anlage lösen ließe (siehe Gl. 2.4). Anders formuliert: Wird für alle einzelnen Anlagen/Anschlusspunkte der optimale Fahrplan gefunden, so entspricht das auch dem global optimalen VKW-Fahrplan.

$$\sum_{a \in \underline{A}} \min \sum_{i \in \underline{I}} (\bar{c}_a^{fix} \cdot b_{a,i}^{An} + \bar{c}_a \cdot E_{a,i} - \bar{p}_i \cdot E_{a,i}) == \text{global optimal} \quad (2.4)$$

Diese These wird im Evaluationskapitel anhand von Szenarien demonstriert (siehe Kap. 6.2).

Mit der Einführung einer Nebenbedingung, die die exakte Deckung eines Bedarfs (Gl. 2.5), oder die Einhaltung eines Erzeugungslimits (Gl. 2.6) fordert,

ändert sich das grundlegend.

$$\bar{D}_i = \sum_{a \in \underline{A}} (E_{a,i}) \forall i \in \underline{I} \quad (2.5)$$

$$\overline{Limit} \geq \sum_{a \in \underline{A}} (E_{a,i}) \forall i \in \underline{I} \quad (2.6)$$

Durch die Einführung von dualen Variablen (im vorliegenden Fall $\lambda_i \in \mathbb{R} \forall i \in \underline{I}$ für Gl. 2.5 und $\mu_i \in \mathbb{R} \forall i \in \underline{I}$ für Gl. 2.6) kann die Verletzung der Nebenbedingungen in einer sogenannten Lagrangefunktion der Zielfunktion $Z(b, E)$ bestraft werden. Die Lagrangefunktion $L(b, E, \lambda, \mu)$ ist in Gl. 2.7 dargestellt. Das hier vorgestellte Verfahren orientiert sich dabei sehr stark an dem in [115] und [89] vorgestellten Vorgehen zur Dezentralisierung eines UCP.

$$\begin{aligned} L(b, E, \lambda, \mu) := & \sum_{a \in \underline{A}} \sum_{i \in \underline{I}} (\bar{c}_a^{fix} \cdot b_{a,i}^{An} + \bar{c}_a \cdot E_{a,i} - \bar{p}_i \cdot E_{a,i}) \\ & + \sum_{i \in \underline{I}} \left(\lambda \cdot \left(\sum_{a \in \underline{A}} (E_{a,i}) \right) \right) + \sum_{i \in \underline{I}} \left(\mu \cdot \left(\sum_{a \in \underline{A}} (E_{a,i}) \right) \right) \end{aligned} \quad (2.7)$$

Die Lagrangeformulierung erlaubt die Zerlegung in ein dezentrales Optimierungsproblem, bei dem das Ziel die Minimierung der Kosten für gegebene Lagrange-Multiplikatoren ist (Gl. 2.8) und ein zentrales Optimierungsproblem, bei dem die optimalen Lagrange-Multiplikatoren gefunden werden müssen (Gl. 2.9).

$$q(\lambda, \mu) = \min_{b, E} L(b, E, \lambda, \mu) \quad (2.8)$$

$$q(\lambda^*, \mu^*) = \max_{\lambda, \mu} q(\lambda, \mu) \quad (2.9)$$

Es kann also mittels optimaler Lagrange-Multiplikatoren durch das separate Lösen des UCPs für jede Anlage ein global optimaler Fahrplan gefunden werden (Gl. 2.10).

$$\begin{aligned} \sum_{a \in \underline{A}} \min L(b, E, \lambda, \mu) \sum_{i \in \underline{I}} & \left(\bar{c}_a^{fix} \cdot b_{a,i}^{An} \right. \\ & \left. + \bar{c}_a \cdot E_{a,i} - \bar{p}_i \cdot E_{a,i} + \lambda_i \cdot E_{a,i} + \mu_i \cdot E_{a,i} \right) \end{aligned} \quad (2.10)$$

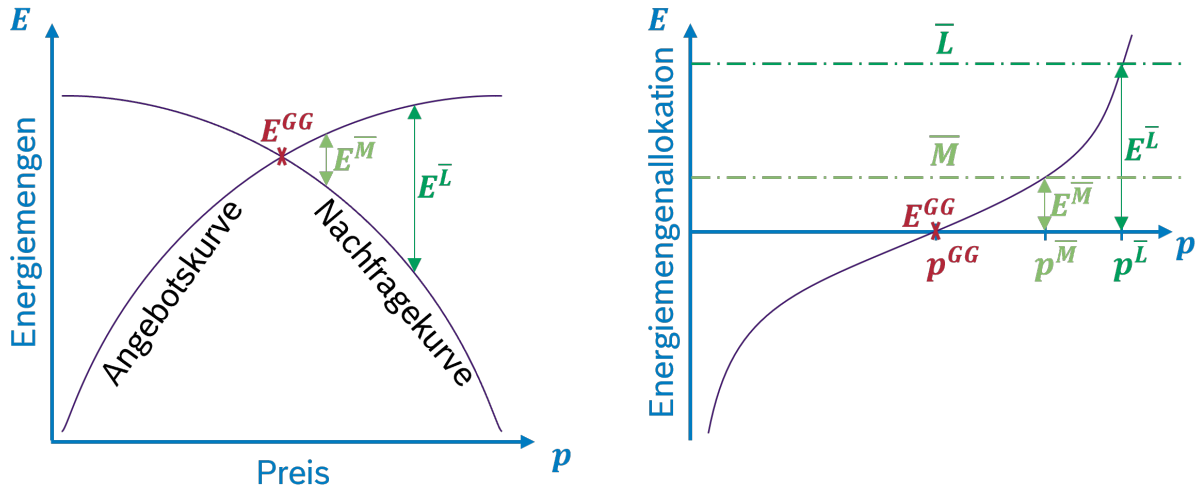


Abbildung 2.5: Energiemengenallokation in Abhängigkeit des Energiepreises

Die Einhaltung der Nebenbedingungen 2.5 und 2.6 wird dabei genau dann erfüllt, wenn $\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0$ und $\frac{\partial L}{\partial \mu} = 0$.

λ und μ können entsprechend der Formulierung in Gl. 2.10 als Strafpreise für Energie gesehen werden, sodass damit nach einer neuen Energiepreiszeitreihe gesucht wird, um das Optimierungsproblem zentral lösen zu können (Gl. 2.11 und 2.12).

$$p_i^{Neu} = p_i + \lambda_i + \mu_i \quad (2.11)$$

$$\sum_{a \in \underline{A}} \min L(b, E, \lambda, \mu) \sum_{i \in \underline{I}} (\bar{c}_a^{fix} \cdot b_{a,i}^{An} + \bar{c}_a \cdot E_{a,i} - p_i^{Neu} \cdot E_{a,i}) \quad (2.12)$$

Wie in [89] beschrieben, ist die innere Zielfunktion der Lagrange-Funktion linear abhängig von den Lagrange-Multiplikatoren, das Problem ist also „komponentenweise monoton und besitzt daher entweder keine, genau eine oder eine unendliche Anzahl zusammenhängender Nullstellen“ [89]. Es wird nach der veränderten Marktpreisreihe gesucht, bei der die Summe der Energiefahrpläne (im Folgenden auch Energiemengenallokation) die gegebenen Grenzen oder Gleichgewichtsbedingungen genau einhält.

In Abb. 2.5 ist dieser Zusammenhang zwischen Energiemengenangebot und Energiepreis dargestellt worden, wobei hier zunächst nur ein Beispiel ohne verschiedene Zeitintervalle (im Folgenden: univariates Problem) betrachtet worden ist. So ist zum einen ersichtlich, wie sich aufgrund der Überlagerung von Angebots- und Nachfragekurve ein Gleichgewicht oder entsprechende Überangebote oder Unterdeckungen einstellen können (siehe linke Grafik), zum ande-

ren zeigt die rechte Grafik, wie diese Abhängigkeit zur Erreichung eines Zielwerts (im Folgenden \bar{E}^Z), wie z. B. des Marktgleichgewichts ($E^{GG} = 0$), eines vorgegebenen Vermarktungsziels ($E^{\bar{M}}$) oder einer Energielimitierung ($E^{\bar{L}}$) genutzt werden kann.

Zur Bestimmung des optimalen Preises bzw. zum Finden der optimalen Lagrange-Multiplikatoren kann das gradientenbasierte Newton-Raphson-Verfahren (NRV) verwendet werden (siehe S.473 ff. in [82]). Dabei wird von einem Anfangswert ausgehend (in diesem Fall p^0) über mehrere Iterationen j der Wert p^j angenähert, bei dem sich der gesuchte E -Wert einstellt, wobei die Steigung im gesuchten Punkt als linear angenommen wird.

Die Linearisierung erfolgt dabei typischerweise mittels einer Taylorreihe (siehe S.31 in [89]), was beim vorliegenden UCP aufgrund der diskreten Nebenbedingungen nicht möglich ist. Die Ableitung kann in diesem Fall als finite Differenzmethode über den Abgleich der Energiemengenallokationszeitreihe (ΔE^j) bei kleinen Änderungen von p (Δp) approximiert werden (siehe Gl. 2.13).

$$\frac{\partial E(p^j)}{\partial p^j} \approx \frac{\Delta E^j(p^j, \Delta p)}{\Delta p} \quad (2.13)$$

Die Neuberechnung des Preissignals kann dann für ein univariates Problem wie in Gl. 2.14 dargestellt erfolgen.

$$p^{j+1} = p^j - \frac{\bar{E}^Z - E^j}{\frac{\partial E(p^j)}{\partial p^j}} \quad (2.14)$$

Für ein univariates Beispiel ist das NRV in Abb. 2.6 grafisch dargestellt worden. Es ist deutlich erkennbar, wie für die erste Iteration die Steigung bei p^0 zunächst überschätzt und im Folgenden für p^1 unterschätzt worden ist, sodass p zunächst zu wenig und dann über das gewünschte p^{GG} hinaus korrigiert wird. Im dargestellten Beispiel wird der \bar{E}^Z so nach $j = 4$ erreicht. Um hohe Rechenzeiten aufgrund von einer zu großen Anzahl an Iterationen zu vermeiden, kann das NRV durch eine Festsetzung einer maximalen Anzahl an Iteration (\bar{j}^{max}) und die Definition eines Toleranzkorridors um E^Z , bei dessen Erreichen das NRV beendet wird, in der Laufzeit auf Kosten der Genauigkeit begrenzt werden.

Für den – praxisorientierten – Fall des UCPs mit mehreren Zeitintervallen muss bei der Suche nach einer optimalen Preiszeitreihe \mathbf{p}^Z zum Erreichen der er-

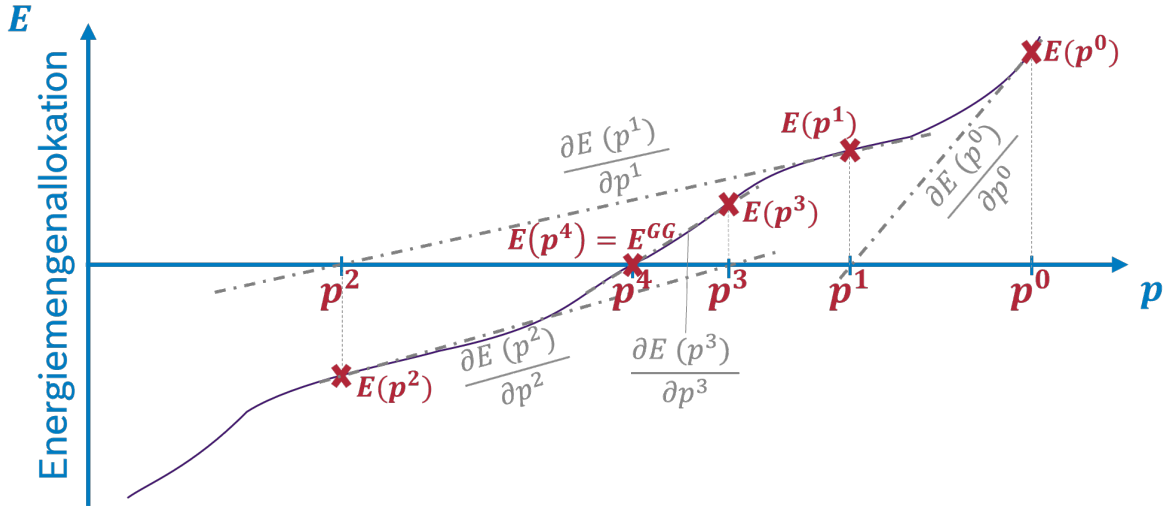


Abbildung 2.6: Iterative Preisanpassung mittels NRV

wünschten Energiezeitreihe (\mathbf{E}^Z) die Sensitivität aller E_i auf Preisänderungen in jedem Zeitintervall i in Betracht gezogen werden. Weshalb die Sensitivitätsmatrix (auch Jacobi-Matrix) \mathbf{J} (siehe Gl. 2.15) benötigt wird, mit der die Berechnung der angepassten Preiszeitreihe für die nächste Iteration dann entsprechend Gl. 2.16 erfolgt.

$$\mathbf{J} = \begin{pmatrix} \frac{\partial E_{i=1}^j}{\partial p_{i=1}^j} & \cdots & \frac{\partial E_{i=1}^j}{\partial p_{\max(i)}^j} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial E_{\max(i)}^j}{\partial p_{i=1}^j} & \cdots & \frac{\partial E_{\max(i)}^j}{\partial p_{\max(i)}^j} \end{pmatrix} \quad (2.15)$$

$$\mathbf{p}^{j+1} = \mathbf{p}^j - \mathbf{J}^{-1} \cdot (\mathbf{E}^Z - \mathbf{E}^j) \quad (2.16)$$

Im Vergleich zur Arbeit von [89] steht in dieser Arbeit die Einhaltung von Limitierungen und das Einpendeln auf Vorgabewerte eher im Fokus als das Einstellen des Energiemengenallokationsgleichgewichts in jedem Zeitschritt (was für das erfolgreiche Funktionieren eines Marktes entscheidender ist als für den Betreiber und die Teilnehmer eines Virtuellen Kraftwerks). Das bedeutet, dass die Energiemengenallokation in einzelnen Zeitintervallen einer Iteration relativ frei angepasst werden kann, während in anderen zwingend ein bestimmter Leistungswert angefahren werden muss, was bei der Anpassung des Preissignals größere Freiheiten mit sich bringt. Die optimale schrittweise Preisanpassung ist

daher im Rahmen dieser Arbeit als MILP-Problem formuliert worden und wird in Kap. 5 detaillierter beschrieben.

Bei der Lagrange-Relaxation im UCP kann sich aufgrund von Unstetigkeiten in der Lagrangefunktion, die z. B. durch nicht-diskrete Nebenbedingungen oder konkave Kostenfunktionen der Anlagen hervorgerufen und durch Überlagerungseffekte beim Vorhandensein mehrerer identischer Anlagen mit gleichem Schaltverhalten noch verstärkt werden können, ein injektives relaxiertes Problem ergeben, bei dem über die Preisanpassung nicht jede im globalen Optimierungsproblem einstellbare Energiemengenallokationszeitreihe erreicht werden kann. Diese Abweichung zwischen der maximal erreichbaren Optimalität im relaxierten Problem zum Ursprungsproblem wird als Dualitätslücke (englisch: Duality Gap (DG)) bezeichnet (vgl. z. B. mit [13]).

Während sich eine reduzierte Lösungsgüte aufgrund einer stufenweisen Aktivierung einer Einzelanlage bei der Relaxation nicht vermeiden lässt, kann der Überlagerung von Stufen durch eine Randomisierung der Preiszeitreihe für die Teilprobleme entgegengewirkt werden (vgl. [89]). In der vorliegenden Arbeit ist auf einen erneuten Beweis dieser Maßnahme verzichtet worden und es sind stattdessen immer leichte Parametervariationen bei Anlagen- und Netzanschlusspunkten sichergestellt worden.

Starke zeitliche Verschränkung des UCPs, z. B. durch minimale An- und Abschaltzeiten, können bei der Relaxation eines UCPs ebenfalls zu einem vergrößerten DG oder sogar zur Unlösbarkeit des Problems führen, da diese Informationen sich nicht beliebig in \mathbf{J} abbilden lassen. In dieser Arbeit soll daher auch untersucht werden, ob die Lagrange-Relaxation für bestimmte Nebenbedingungen ungeeignet sein können.

3 Beschreibung des zentralen Optimierungsmodells zur Lösung des UCPs

Im vorliegenden Kapitel wird das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte zentrale MILP-Optimierungsmodell zur Optimierung inhomogener Anlagenpools für den Spot- und Regelleistungsmarkt vorgestellt, unter Berücksichtigung gängiger KWKG- und EEG-basierter Fördermöglichkeiten. Dafür werden zunächst wichtige und häufig genutzte Modellierungsmethoden im MILP-Kontext erläutert.

Aufbauend darauf wird das entwickelte Bilanzierungsmodell für ein VKW beschrieben, gefolgt von einer detaillierten Darstellung der Konzepte zur Abbildung der Marktanforderungen und Anlagencharakteristika. Das Kapitel schließt mit einer Betrachtung der gesamten Zielfunktion ab. Besonders hervorgehoben wird dabei das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Verfahren zur Berücksichtigung variabler zulässiger Lastrampen für den Betrieb einer Anlage bei gleichzeitiger Regelleistungserbringung.

Im vorliegenden Kapitel soll das im Rahmen der Promotion entwickelte gemischt-ganzzahlige Optimierungsmodell zur Fahrplanoptimierung vorgestellt und auf die einzelnen Aspekte, wie das Bilanzierungsmodell, die Technologieabbildungen und die Zielfunktion eingegangen werden. Das Grundkonzept – insbesondere die Bilanzierung und wesentliche Teile der Zielfunktion und grundlegende Nebenbedingungen der Verbrauchs-, Speicher- und Erzeugungsanlagen – dieses Modells wurden dabei bereits in [62] veröffentlicht. Insbesondere auf die bedarfsorientierte Generierung von Nebenbedingungen und Variablen anhand von geschickt definierten logischen Mengen und Untermengen (sogenannte Sets und Subsets), Details der abgebildeten Anlagencharakteristik und die bisher unveröffentlichte Problemformulierung zur gleichzeitigen Optimierung auf den Spot- und Regelleistungsmarkt soll hier aber noch einmal vertieft eingegangen werden.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Fahrplanoptimierung von inhomogenen ganzheitlichen VKWs. Ein VKW besteht dabei entsprechend der in Kapi-

3 Beschreibung des zentralen Optimierungsmodells zur Lösung des UCPs

tel (Kap.) 2.2 gewählten Definition aus verschiedenen Nutzeranschlusspunkten, die wiederum über verschiedene Anlagen verfügen (siehe Abbildung (Abb.) 3.1). Das Optimierungsziel des VKW-Betreibers ist dabei die Profitmaximierung mittels Fahrplanvermarktung an den Strommärkten (DA(A), IDA, IDC, wobei letzterer in dieser Arbeit aufgrund der uneinheitlichen Preise nicht betrachtet worden ist), durch die Vermarktung und den Abruf von Regelleistung (RL) oder die Vermarktung von förderfähigen Energiemengen mittels Eigenverbrauch oder Einspeisung.

Die im Folgenden beschriebenen Modelldetails sind im dezentralen und zentralen Optimierungsmodell auf gleiche Weise umgesetzt. Entsprechende Besonderheiten werden im Kap. 5 erläutert.

Insgesamt sind im vorgestellten Modell 10 verschiedene Anlagen- bzw. Lastprofilmodule implementiert worden. Diese sind in Abb. 3.2 zu sehen und lassen sich in drei verschiedene Verbrauchsprofile (Elektrische Last ($fixDem$), thermische Last 1 ($thfixDem1$) und thermische Last 2 ($thfixDem2$)), vier Speichertechnologien (Batteriespeicher (Bat), Elektroauto (EV), thermischer Speicher 1 ($TES1$) und thermischer Speicher 2 ($TES2$)), sowie sechs Wärme- bzw. Stromerzeuger (konventionelle Erzeugungsanlagen ($Konv$), EEG-Anlagen (EE), KWK-Anlagen (KWK), Wärmepumpen (WP), Heizstäbe ($P2H$) und konventionelle Gasboiler (GB)) aufteilen, wobei die drei letztgenannten je-

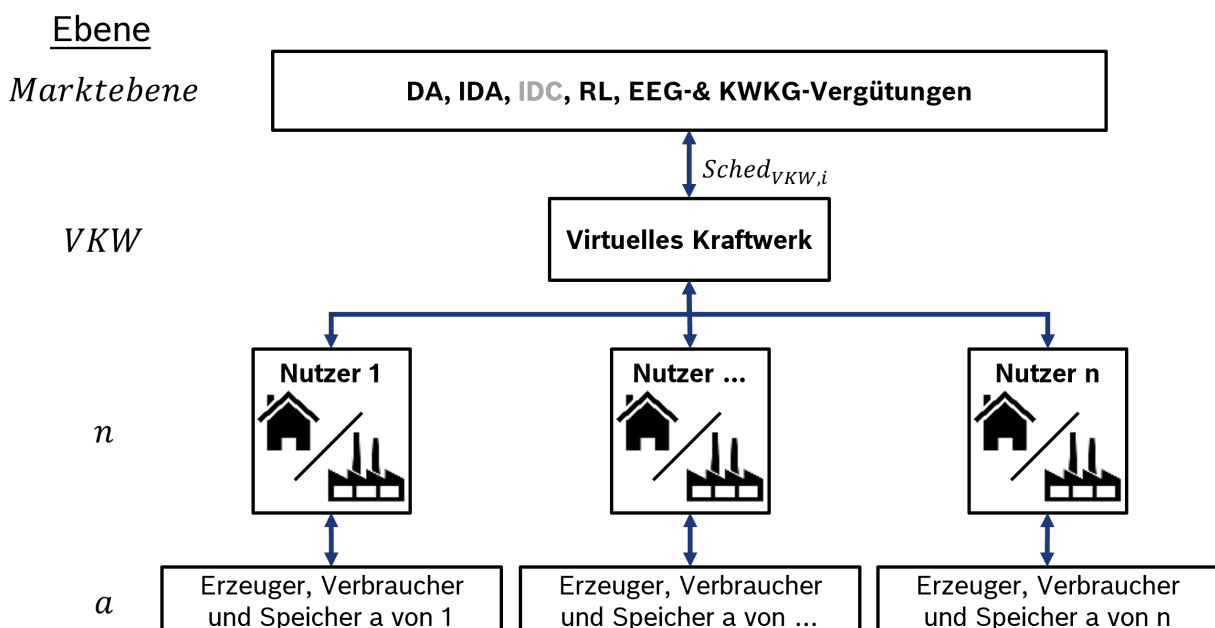


Abbildung 3.1: Betrachtete Bilanzierungsebenen

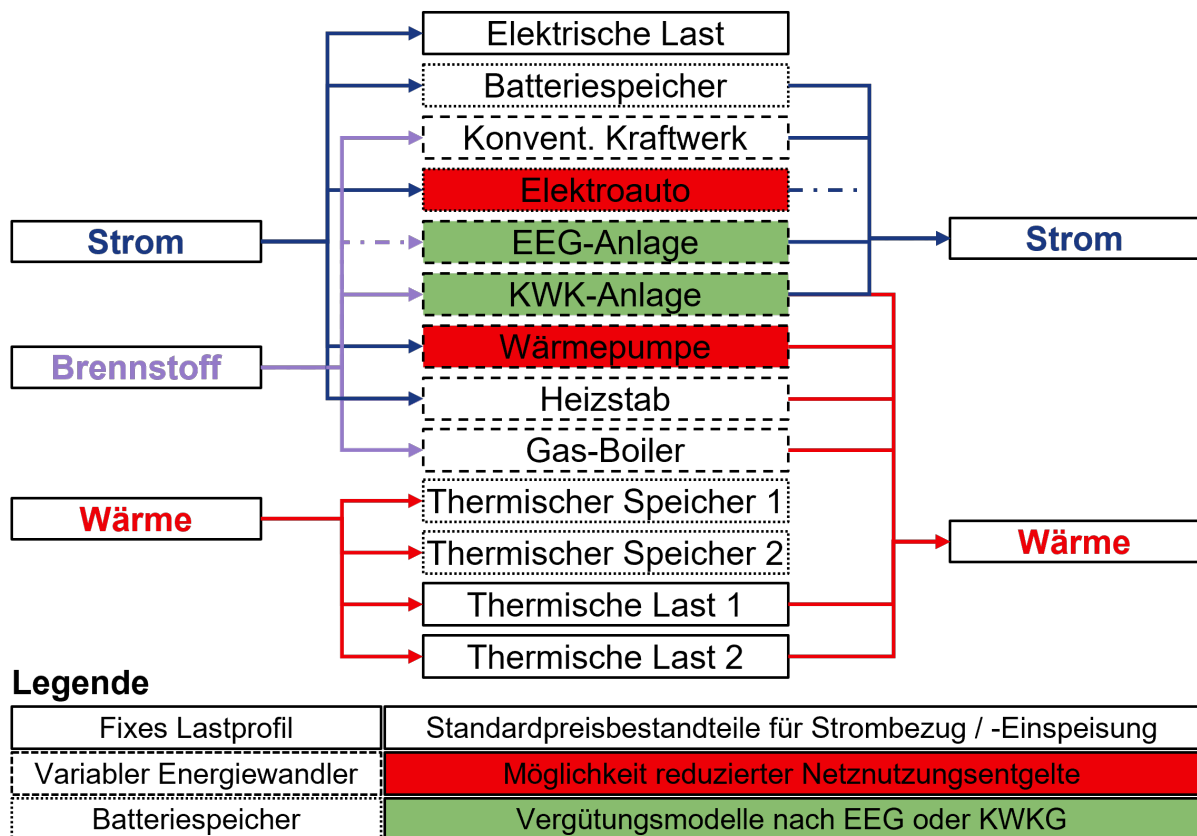


Abbildung 3.2: Betrachtete Anlagentypen

weils nur Wärme und *Konv*- und *EE*-Anlagen jeweils nur Strom bereitstellen können. Die *KWK*-Anlage nimmt eine Sonderrolle ein, da sie als einzige Anlage sowohl Wärme als auch Strom bereitstellen kann. Aus der Abbildung lässt sich weiterhin entnehmen, dass für einzelne Anlagen (Elektroautos und Wärmepumpen) reduzierte Netznutzungsentgelte entsprechend § 14a in [41] und für *KWK*- und *EE*-Anlagen die entsprechenden Förderungen entsprechend [42] und [18] berücksichtigt werden können. *EE*-Anlagen können in Sonderfällen Brennstoff nutzen (Biomasseanlagen), Elektroautos können, sofern bidirektional, Strom auch wieder zurückspeisen und daher während Anschlusszeiten auch als Speicher genutzt werden. Diese Vergütungsdetails sollen gemeinsam mit den Vermarktungsoptionen für verschiedene Anlagentypen in den folgenden Unterkapiteln näher erläutert werden.

Zu Demonstrationszwecken wurde in dieser Arbeit dabei ein Fokus auf kleinskalige Verbrauchsanschlusspunkte und auf Einspeisepunkte beliebiger Anschlussgröße gelegt. Konkret bedeutet das, dass zur Reduktion des Implementierungsaufwands jede im Folgenden beschriebene Technologieklasse jedem Anschlusspunkt nur maximal einmal zugeordnet werden kann. Die Abbildung

von Mehrfamilienhäusern oder Betrieben, bei denen sich oft mehrere Elektroautos oder mehrere Energiewandler eines Typs hinter dem Anschlusspunkt verbergen können, ist in dieser Arbeit nicht vorgesehen, unterscheidet sich aber bezüglich der Modellierungskomplexität nicht wesentlich von dem hier anvisierten Vorgehen.

3.1 Häufig verwendete Modellierungsmethoden

Zur Abbildung von anlagenspezifischen Charakteristika sind bei der Modellierung des Optimierungsproblems im Rahmen dieser Arbeit immer wieder ähnliche Modellierungspraktiken zum Einsatz gekommen. Diese sollen in der Folge kurz beschrieben werden, um dann bei der detaillierten Beschreibung darauf verweisen zu können.

3.1.1 Zustandsbetrachtung mittels BigM Formulierung

MILP-Probleme erlauben aufgrund der Verwendung von Binärvariablen die Betrachtung von Zuständen (z. B. Anlage ist angeschaltet, oder Variable ist ober- oder unterhalb eines bestimmten Wertes \bar{w}). Diese Zustände können über BigM-Formulierungen (siehe Gleichung (Gl.) 3.1 und 3.2) definiert werden, wobei BigM für einen ausreichend großen Wert steht, der jeweils so groß gewählt werden muss, dass die zu beobachtende Variable x diesen zu keinem Zeitpunkt überschreiten kann (siehe z. B. S.92 in [36]).

$$b \cdot \text{BigM} \geq x - \bar{w} \quad (\text{Wenn } x > \bar{w}, \text{ dann muss } b = 1) \quad (3.1)$$

$$(\text{Wenn } x \leq \bar{w}, \text{ dann kann } b = 1 \text{ oder } b = 0)$$

$$(1 - b) \cdot (-\text{BigM}) \leq x - \bar{w} \quad (\text{Wenn } x < \bar{w}, \text{ dann muss } b = 0 \text{ sein}) \quad (3.2)$$

$$(\text{Wenn } x \geq \bar{w}, \text{ dann kann } b = 1 \text{ oder } b = 0 \text{ sein})$$

Der bei der Anlageneinsatzplanung sehr häufig vorkommenden Fall der minimalen Leistung (\bar{P}^{\min}), unterhalb derer die Anlage nicht betrieben werden kann, lässt sich bei gleicher Anzahl an Nebenbedingungen gleichzeitig mit der Formulierung einer maximalen Anlagenleistungsbeschränkung (\bar{P}^{\max}) verbinden wie

in Gl. 3.3 und 3.4 zu sehen ist. Die Leistungsvariable P muss hier in den Grenzen von \bar{P}^{min} und \bar{P}^{max} gehalten werden, sofern $b = 0$. Eine Überschreitung von \bar{P}^{max} und eine Unterschreitung von 0 ist unabhängig von b ausgeschlossen.

$$b_i^{an} \cdot \bar{P}^{min} \leq P_i \quad (3.3)$$

$$b_i^{an} \cdot \bar{P}^{max} \geq P_i \quad (3.4)$$

3.1.2 Definition von Zuständen über andere Zustände

Bei der detaillierten Einsatzplanung von Anlagen müssen häufig komplexere Zustände mitberücksichtigt werden, die sich über eine Kombination anderer Zustände definieren lassen. So z. B. wenn beim Betrieb einer Anlage An- und Abschaltkosten betrachtet werden sollen. Der Zustand des Anschaltens ($b_i^{Anschalten}$) liegt dabei dann vor, wenn die Anlage im aktuellen Zeitschritt an ($b_i^{an} = 1$) und im vorherigen Zeitschritt aus ($b_{i-1}^{an} = 0$) gewesen ist (siehe Gl. 3.5 und 3.6). In diesem speziellen Fall lässt sich b_i^{aus} auch als inverser Zustand von b_i^{an} bzw. entsprechend 3.7 abbilden, sodass auf die Einführung einer zusätzlichen Binärvariablen je Zeitschritt verzichtet werden kann.

$$b_i^{Anschalt} \leq \frac{b_{i-1}^{Aus} + b_i^{An}}{2} \quad (3.5)$$

$$b_i^{Anschalt} \geq (b_{i-1}^{Aus} + b_i^{An}) - 1 \quad (3.6)$$

$$b_i^{Aus} = 1 - b_i^{An} \quad (3.7)$$

Die generische Form dieser Zustandskombinationen ist in Gl. 3.8 und 3.9 für die Binärvariable b^3 abgebildet, deren Wert sich über die Binärvariable b^1 und b^2 definiert.

$$b^3 \leq \frac{b^1 + b^2}{2} \quad (3.8)$$

$$b^3 \geq (b^1 + b^2) - 1 \quad (3.9)$$

3.1.3 Zustandsgebundene Strafen und Kosten

Bei UCPs kann es notwendig sein, zur detaillierteren Abbildung von Betriebscharakteristika oder zur Bestrafung bestimmter Betriebszustände, Zustände mit Kostenparametern zu versehen. Ein gängiges Beispiel ist bei konventionellen Großkraftwerken der Anfahrvorgang, der unabhängig von der produzierten Strommenge beim Betreiber jedes Mal mit einer bestimmten Summe zu Buche schlägt (z. B. durch Anlagenalterung und erhöhte Stromkosten während des Anfahrens) oder aber auch der Betriebskostenanteil von Anlagen der unabhängig von der variablen Anlagenmodulation im Betrieb anfällt (sogenannte Fixkosten) (vgl. S.128 in [102]) und [30]).

Die Überführung von zustandsabhängigen Kosten ist in Gl. 3.10 dargestellt.

$$\text{Betriebskosten}_i^{\text{Zustand}} = b_i^{\text{Zustand}} \cdot \overline{\text{Zustandskosten}} \quad (3.10)$$

3.1.4 Modulationsstufen

Die Möglichkeit von vordefinierten Leistungsmodulationsstufen ist im Rahmen dieser Arbeit ebenfalls betrachtet worden. Dies ist möglich durch die Einführung fixer Leistungsstufen und der Einführung einer Binärvariablen je Zeitschritt und Leistungsstufe.

Hierbei wird entsprechend der Definition von Zuständen eine Binärvariable eingeführt, die genau dann den Wert 1 annehmen muss, wenn die entsprechende $\overline{\text{Laststufe}}^x$ gewählt wird und andernfalls den Wert 0. Da sich über die BigM Formulierung nur eine Fixierung auf einen Wertebereich, nicht aber auf einen bestimmten Wert überprüfen lässt, werden dazu insgesamt vier Nebenbedingungen gemäß 3.1.2 eingeführt (siehe Gl. 3.11 bis 3.14). Bei der Einführung von Stufen ist es auch möglich, ein Toleranzband ($+/- \overline{\text{Tol}}$) einzuführen. Diese

Möglichkeit ist in den nachfolgenden Gleichungen mitberücksichtigt.

$$(P_i + \overline{Tot}) - \overline{Laststufe}^x \leq BigM \cdot b_i^{x1} \quad (3.11)$$

$$(P_i + \overline{Tot}) - \overline{Laststufe}^x \geq -BigM \cdot (1 - b_i^{x1}) \quad (3.12)$$

$$(P_i - \overline{Tot}) - \overline{Laststufe}^x \leq -BigM \cdot b_i^{x2} \quad (3.13)$$

$$(P_i - \overline{Tot}) - \overline{Laststufe}^x \geq BigM \cdot (1 - b_i^{x1}) \quad (3.14)$$

b_i^{x1} detektiert dabei, ob der aktuelle Wert mit dem Toleranzaufschlag oberhalb der Laststufe und b_i^{x2} ob der aktuelle Wert abzüglich der Toleranz unterhalb Laststufe liegt. Nur wenn beide Bedingungen erfüllt sind, kann (und muss) die Variable zur Detektion der Einhaltung des Laststufenwertes 1 ($b_i^{\overline{Laststufe}^x}$) den Wert 1 annehmen (siehe Gl. 3.15 und 3.16 (entsprechend des Unterkapitels 3.1.2)).

$$b_i^{x1} + b_i^{x2} \geq b_i^{\overline{Laststufe}^x} \cdot 2 \quad (3.15)$$

$$b_i^{x1} + b_i^{x2} \leq 1 + b_i^{\overline{Laststufe}^x} \quad (3.16)$$

Um alle zulässigen Anlagenbetriebszustände abzudecken, wird eine zusätzliche Nebenbedingung 3.17 eingeführt werden, die entweder ein Abschalten der Anlage oder aber das Anfahren der zulässigen Modulationsstufen 1 bis n erzwingt.

$$1 - b_i^{an} + b_i^{\overline{Laststufe}^1} + \dots + b_i^{\overline{Laststufe}^n} \geq 1 \quad (3.17)$$

Sofern die Schrittweiten von 0 beginnend gleichbleibend ist (z. B. 0, 100, 200, 300, ...), kann die Einhaltung der Laststufen vereinfacht über zwei Nebenbedingungen und die Einführung einer Integervariablen $Int_i^{Laststufen}$ realisiert werden (siehe Gl. 3.18 und 3.19). Da die $Int_i^{Laststufen}$ beliebige ganzzahlige Werte annehmen kann, wird so eine Einhaltung der zulässigen Schrittweite über eine beliebige Bandbreite gewährleistet.

$$Int_i^{Laststufen} \cdot \overline{Schrittweite} \leq P_i + \overline{Tot} \quad (3.18)$$

$$Int_i^{Laststufen} \cdot \overline{Schrittweite} \geq P_i - \overline{Tot} \quad (3.19)$$

Dieser Fall hat bei der Modellierung der Anlagencharakteristika keine Anwendung gefunden, wohl aber bei der Fahrplanentscheidung für Strom- und Regel-

leistung, da die Angebotsblöcke dort meist in 0,1 oder 1 MW Schritten angeboten werden müssen (für EPEX-Spot siehe z. B. [99]).

3.1.5 Stufenweise lineare Funktionen

Aufgrund der auf den linearen Raum beschränkten Modellierungsmöglichkeiten bei MILP-Problemen müssen Nichtlinearitäten linear approximiert werden. Für eine beliebig hohe Genauigkeit – zu Lasten der Laufzeit – bietet sich dafür die stufenweise lineare Approximation an. Abb. 3.3 zeigt, wie eine nichtlineare Funktion über n Stufen angenähert wird.

Formuliert werden kann das als

$$f(x) = \begin{cases} m_1 x_{S1} + a_1 & \text{wenn } x \geq x_1 \wedge x < x_2 \\ m_2 x_{S2} + a_2 & \text{wenn } x \geq x_2 \wedge x < x_3 \\ \dots & \\ m_n x_{Sn} + a_n & \text{wenn } x \geq x_{n-1} \wedge x < x_n \end{cases} \quad (3.20)$$

wobei m die Funktionssteigung, a den y -Achsenabschnitt und die Variablen b_1, b_2, b_n Binärvariablen beschreiben und x_{S1}, x_{S2}, x_{Sn} Hilfsvariablen darstellen, die den Wert von x im entsprechenden Abschnitt repräsentieren. b_1, b_2, b_n müssen dabei die Bedingung erfüllen, dass immer nur ein Abschnitt aktiv ist (siehe Gl. 3.21) und für die Variable x gilt, dass sie dann den Wert der x -Variablen aus

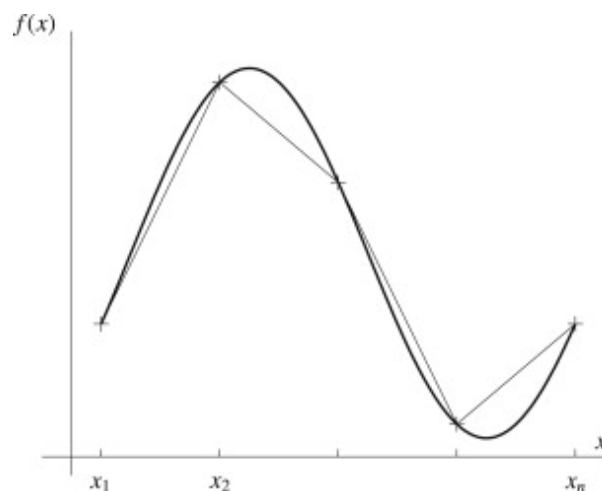


Abbildung 3.3: Stufenweise lineare Approximation [37]

dem aktivierten Bereich übernimmt (siehe Gl. 3.22).

$$b_1 + b_2 + \dots + b_n = 1 \quad (3.21)$$

$$x_1 b_1 + x_2 b_2 + \dots + x_n b_n = x \quad (3.22)$$

Die Abschnittsbedingungen können über die Binärvariablen wie unter Abschnitt 3.1.2 gezeigt definiert und deren Einhaltung garantiert werden.

In der vorliegenden Arbeit ist diese Formulierung unter anderem genutzt worden, um die Wärmepumpeneffizienz abzubilden, da diese nichtlinear mit der Vorlauftemperatur verknüpft ist [96], die wiederum eine Variable sein kann.

3.1.6 Linearisierung bilinearier Terme mit Binärvariablen

Bei der Anlageneinsatzplanung kann es notwendig sein, dass kontinuierliche Variablen mit Binärvariablen multipliziert werden, beispielsweise, wenn ein vom Fahrplan abhängiger Erlös (im folgenden Beispiel x) nur dann geltend gemacht werden kann, wenn eine bestimmte Bedingung erfüllt ist ($b = 1$). Der bilineare Term 3.23 zur Berechnung der tatsächlichen Erlöse z lässt sich dabei zunächst nicht mit der Problemklasse der Gemischt-Ganzzahligen Probleme vereinbaren, kann aber durch die Einführung von BigM (siehe Kap. 3.1.2) über vier Nebenbedingungen (siehe Gl. 3.24 bis Gl. 3.27) abgebildet werden. Die Gl. 3.24 und 3.25 zwingen dabei y auf den Wert 0, wenn $b = 0$, wohingegen die Gl. 3.26 und 3.27 y auf den Wert von x zwingen, wenn $b = 1$.

$$z = x \cdot b \quad (3.23)$$

entspricht

$$z \leq b \cdot \text{BigM} \quad (3.24)$$

$$z \geq b \cdot -\text{BigM} \quad (3.25)$$

$$z \leq x + (1 - b) \cdot \text{BigM} \quad (3.26)$$

$$z \geq x - (1 - b) \cdot \text{BigM} \quad (3.27)$$

3.1.7 Initialisierungsparameter für Variablen

Bei der Anlageneinsatzplanung gibt es häufig dynamische Modellcharakteristika, also z. B. Abhängigkeiten einer Variablen eines Zeitintervalls zu den Werten dieser Variable aus dem vorherigen Zeitintervall. Ein plakatives Beispiel für dieses dynamische Verhalten ist z. B. der Speicherfüllstand eines Batteriespeichers zum Ende eines Zeitintervalls (SOC_i), der einerseits von der Lade- oder Entladeenergie im aktuellen Zeitintervall und andererseits vom Speicherfüllstand im vorherigen Intervall SOC_{i-1} abhängig ist.

Um Anlagen mit dynamischem Verhalten korrekt beschreiben zu können, ist es wichtig, einen Initialwert (\overline{SOC}^{init}) zu Beginn des Optimierungszeitraums vorzugeben. Im Optimierungsmodell können für alle Anlagen Initialwerte der Anlagenleistungen und Speicherfüllstände parametrisiert werden. Anwendung haben diese immer gefunden, wenn für die entsprechende Anlage Nebenbedingungen mit „ $i - 1$ “-Indizierung verwendet worden sind, sodass es für die SOC-Gl. 3.28 auch immer noch einer weiteren Nebenbedingung 3.29 bedurfte.

$$SOC_i = SOC_{i-1} + \dots \quad (3.28)$$

$$SOC_{i=1} = \overline{SOC}^{init} + \dots \quad (3.29)$$

Da die permanente Aufführung von Initialnebenbedingungen zu einer erheblichen Mehrzahl an Gleichungen in dieser Arbeit geführt hätte, soll darauf im weiteren verzichtet werden. Verwendung gefunden haben Initialparameter für

- **Leistungsfahrpläne** ($P_{n\cdots,i}$)
- **Speicherfüllstände** ($SOC_{n\cdots,i}$)
- **die Binärzustände für Stromspeichertechnologien** ($b_{n\cdots,i}^{DemLast}$ und $b_{n\cdots,i}^{GenLast}$)
- **Speichertemperatur für thermische Speicher** ($Temp_{n\cdots,i}$)
- **Regelleistungsfahrpläne** ($P_{n\cdots,i}^{PRL/SRL+/SRL-}$)
(sofern der aktuelle Produktblock bereits vor $i = 1$ begonnen worden ist)

3.2 Bilanzierungsmodell und Zielfunktion für ein VKW

Um zur Fahrplanoptimierung eines VKWs ein entsprechendes mathematisches Modell entwickeln zu können, ist es notwendig, zunächst die Anlagenfahrpläne bzw. Energieflüsse auf den unterschiedlichen Ebenen des VKWs eindeutig zu definieren. Dies soll in den nächsten Unterkapiteln geschehen, wobei dabei zwischen 3 Ebenen unterschieden wird:

1. Ebene des VKWs

Hier werden im *VKW* die für die externe Vermarktung und den internen Austausch angedachten Stromfahrpläne erfasst.

2. Netzanschlusspunkt-Ebene (im Folgenden auch Nutzerebene)

Hier werden die über den Anschlusspunkt n laufenden bzw. die innerhalb von n ausgetauschten Energiemengen bzw. Fahrpläne erfasst.

3. Anlagenebene

Auf dieser Ebene werden die Energieströme der einzelnen Anlagen und Verbrauchsprofile a und deren Flussrichtung (zur externen oder internen Verwendung) erfasst.

Wie bereits in Abbildung 3.1 zu sehen, kann Strom von den Anlagen über den Netzanschlusspunkt dem VKW bereitgestellt und von diesem vermarktet werden.

3.2.1 Definition von Fahrplänen auf unterschiedlichen Ebenen

Definition von Fahrplänen

Durch den linearen Zusammenhang zwischen durchschnittlich erbrachter oder bezogener Leistung und der gelieferten oder bezogenen Energiemenge ergibt sich die Möglichkeit, Fahrpläne zur Vermarktung von Energie entweder in kWh je Zeitintervall bzw. Vermarktungszeitscheibe (Z) oder aber in \emptyset kW über Z zu definieren. In der vorliegenden Arbeit werden die Fahrplanzeitscheiben dabei

sowohl als $\varnothing P_i$ in kW (im Einklang mit der Prozessbeschreibung zur Fahrplananmeldung in Deutschland [4]) als auch als Energiefahrplan $Sched_i$ im Zeitintervall i beschrieben, wobei sich der Zusammenhang zwischen den beiden Größen über die Gl. 3.30 ergibt. Die Zeitintervallgröße (\overline{ZG}) ist im entwickelten Modell eine frei parametrierbare Größe in Minuten.

$$Sched_i = P_i \cdot \frac{\overline{ZG}}{(60^{Min/h})} \quad (3.30)$$

Auf der Anlagenebene (siehe Kap. 3.3) spielen die Leistungsfahrpläne aufgrund der Leistungscharakteristika eine wesentliche Rolle. Zur Beschreibung des Bilanzierungsmodells werden im weiteren Verlauf aber zunächst die Energiefahrpläne $Sched_i$ verwendet.

Bei der Betrachtung von Regelleistungsfahrplänen entfällt diese Unterscheidung, da es hier bei der Vermarktung stets um die zur Verfügung gestellte Leistung geht. Im Folgenden werden daher die Terme $P_i^{PRL/SRL+/SRL-}$ und $Sched_i^{PRL/SRL+/SRL-}$ synonym verwendet.

Definition und Bilanzierung von Stromflüssen

Im Folgenden wird bei den Fahrplänen auf Nutzerebene n immer zwischen den Einspeise- und Bezugsfahrplänen $Sched_{n,i}^{FI}$ und $Sched_{n,i}^{Acqu}$, sowie den Erzeugungs- und Verbrauchsfahrplänen $Sched_{n,i}^{Gen}$ und $Sched_{n,i}^{Dem}$ unterschieden. Bei Ersteren handelt es sich dabei um die Strommengen, welche im Netzschlusspunkt über entsprechende Zähler erfasst werden können, während es sich bei den letzteren um die Summe der Erzeugungsmengen $Sched_{n,i}^{Gen}$ bzw. Verbrauchsmengen $Sched_{n,i}^{Dem}$ handelt, unabhängig davon, ob diese über den Anschlusspunkt bezogen oder eingespeist worden sind.

Dabei ist es – entsprechende Zählerkonzepte vorausgesetzt – möglich, dass gleichzeitig Strom bezogen und eingespeist wird. Dies kann z. B. relevant sein, wenn die Erlöspotenziale für erzeugten Strom bei der Einspeisung die Strombezugskosten für den entsprechenden Anschlusspunkt oder für einzelne Verbraucher am Anschlusspunkt (z. B. bei Wallbox- oder Wärmepumpentarifen) in einzelnen Zeitintervallen übersteigen.

Durch Subtraktion von $Sched_{n,i}^{Acqu}$ von $Sched_{n,i}^{FI}$ ergibt sich der Nutzerfahrplan $Sched_{n,i}^{Summe}$, der unabhängig von der Vergütungs- und Kostenstruktur Auf-

schluss darüber gibt, wie stark das Netz vom entsprechenden Nutzer beansprucht wird. Ein negativer Wert beschreibt dabei einen physikalischen Strombezug, ein positives Saldo eine Einspeisung.

$$Sched_{n,i}^{Summe} = Sched_{n,i}^{FI} - Sched_{n,i}^{Acqu} \quad (3.31)$$

Auf VKW-Ebene wird diese Definition fortgeführt, wobei beim Blick auf die Anschlusspunkte die Einspeiseleistungs- und Bezugsfahrpläne $Sched_{n,i}^{FI}$ und $Sched_{n,i}^{Acqu}$ als Stromerzeugungs- bzw. Stromverbrauchsfahrpläne gesehen werden, sodass die Gl. 3.32 und 3.33 gelten. Diese etwas kontraintuitive Betrachtung ist durchaus sinnvoll, da aus höherer Netzsicht die Energiefahrpläne aus Netzsicht und nicht aus Anlagensicht eine wichtigere Rolle spielen.

$$Sched_{VKW,i}^{Gen} = \sum_{n \in N} Sched_{n,i}^{FI} \quad (3.32)$$

$$Sched_{VKW,i}^{Dem} = \sum_{n \in N} Sched_{n,i}^{Acqu} \quad (3.33)$$

Die Subtraktion von Erzeugungs- und Verbrauchsfahrplan (3.34) beschreibt auch hier den Summenfahrplan des VKWs und kann bei Fahrplanoptimierungen beschränkt werden, z. B. um lokale Beschränkungen eines übergeordneten Übertragungsnetzes zu berücksichtigen. Dieser Gedanke wird in Kap. 3.2.3 fortgeführt.

$$Sched_{VKW,i}^{Summe} = Sched_{VKW,i}^{Gen} - Sched_{VKW,i}^{Dem} \quad (3.34)$$

Für die Beaufschlagung mit eventuellen zusätzlichen Übertragungsnetzentgelten für Einspeisung oder Bezug aus dem Übertragungsnetz und zur fixen Beschränkung des Gesamtbezugs- / der Gesamtstrombereitstellung ist bei der Modellierung zusätzlich zwischen den Einspeise- und Bezugsfahrplänen des VKWs unterschieden worden (siehe Gl. 3.35 und 3.36).

$$Sched_{VKW,i}^{FI} = \begin{cases} Sched_{VKW,i}^{Summe}, & \text{wenn } Sched_{VKW,i}^{Summe} \geq 0 \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.35)$$

$$Sched_{VKW,i}^{Acqu} = \begin{cases} |Sched_{VKW,i}^{Summe}|, & \text{wenn } Sched_{VKW,i}^{Summe} \leq 0 \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.36)$$

Abb. 3.4 visualisiert dieses Bilanzierungskonzept noch einmal ausführlich für eine beliebige Anzahl von Nutzern.

3.2.2 Optimierungsziel bei der Fahrplanoptimierung

Ziel des VKW-Betriebs ist ein gewinnmaximierender Betrieb des gesamten Anlagenparks, also die Maximierung des Gewinnterms (siehe Gl. 3.37 und 3.38), der sich aus den *Kosten*, *Erlösen* und *Strafen* zusammensetzt.

$$\max\{\text{Profit}\} \quad (3.37)$$

$$\text{Profit} = \text{Erlöse} - \text{Kosten} - \text{Strafen} \quad (3.38)$$

Erlösbestandteile

Die Erlöse lassen sich dabei aufteilen in:

- Erlöse aus dem IDA- und DAA-Stromhandel (Rev^{IDA} und Rev^{DAA})
- Erlöse am Primär-, sowie den positiven und negativen Sekundärregelleistungsmärkten (Rev^{PRL} , Rev^{SRL+} und Rev^{SRL-})
- Erlöse aus Einspeise- und Eigenverbrauchsvergütungsmodellen (nach EEG oder KWKG) (Rev^{SubsFI} und $Rev^{SubsEigV}$)
- Erlöse aufgrund von vermiedenen Netznutzungsentgelten von Kleinanlagen im Niederspannungsnetz (Rev^{AGC})

Die einzelnen Vermarktungs- und Erlösmöglichkeiten sind in Kap. 2.1 erläutert worden. Ein detaillierten Einblick in die Modellierung der Vermarktungsformen findet sich in den Kap. 3.4 bis 3.5.

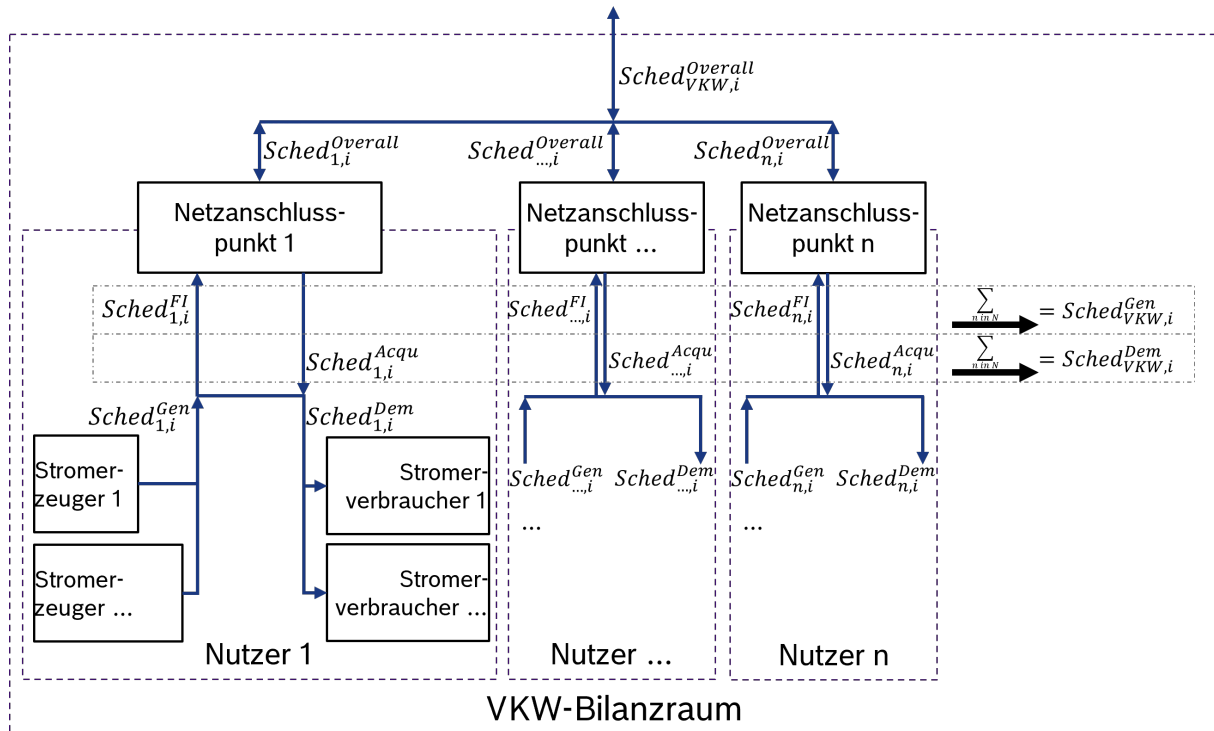


Abbildung 3.4: Definition von Fahrplänen im VKW

Kostenbestandteile

Die Kosten setzen sich zusammen aus den fixen Strombezugskosten (z. B. für Endverbraucher mit Stromliefervertrag ohne variable Stromtarife) C^{fixEP} , den Kosten durch Strompreisbestandteile bei Strombezug (am Netzanschlusspunkt oder an der Netzübergabestation) $C^{Anschluss}$, die sich aus Netzentgelten C^{GC} , Steuern C^{Tax} und Umlagen C^{Lev} zusammensetzen können, sowie den Betriebskosten der Anlagen C^{Op} (siehe Kap. 3.3). Darüber hinaus ergeben sich natürlich auch Kosten aus dem Strombezug am Strommarkt oder der notwendigen Vermarktung von Strommengen zu negativen Strompreisen, diese werden im Folgenden jedoch nicht als Kosten (C) erfasst, sondern sind bereits über die entsprechende *Rev*-Variable als negative Erlösbestandteile abgebildet.

Strafkosten

Die Strafkosten Pen setzen sich zum einen aus Verletzung von Fahrplanlimitierungen auf VKW-Ebene zusammen und zum anderen aus der Bestrafung unerwünschter Betriebsmodi auf Anlagenebene, die z. B. zu Alterung führen können. Ausführlicher beschrieben wird das im nachfolgenden Kap. 3.2.3, sowie in Kap. 3.3.

Die vollständige Kostenfunktion findet sich in Kap. 3.6 nach der Beschreibung aller Anlagen-, Nutzer-, Markt- und VKW-Details in den folgenden Kapiteln.

3.2.3 Bilanzregeln für die Modellierung des VKWs

Auf der VKW-Ebene sind verschiedene harte und weiche Limitierungen sowie fixe Kosten- und Erlösbestandteile modelliert worden, um realitätsnahen Anforderungen an die Fahrplanerstellung gerecht werden zu können.

- **Hard-Constraint für die Leistungs- und Regelleistungsfahrpläne:**

Um Leistungslimitierungen z. B. von einem lokalen VKW in den Anschlusspunkt des Übertragungsnetzbetreibers zu limitieren, können sowohl für den Strombezug als auch für die Einspeisung harte Grenzen in kW definiert werden (siehe $\overline{P}_{VKW}^{maxLimit}$ und $\overline{P}_{VKW}^{minLimit}$ in Gl. 3.39). Gleiches gilt für die am Regelleistungsmarkt angebotenen Mengen, die über $\overline{P}_{VKW}^{maxKapaPRL}$, $\overline{P}_{VKW}^{maxKapaSRL+}$ und $\overline{P}_{VKW}^{maxKapaSRL-}$ in kW beschränkt sind. Obwohl die bereitstellbare Anlagenleistung auch auf Nutzer- und Anlageebene beschränkt werden kann, ist dieses Vorgehen durchaus sinnvoll, um z. B. die präqualifizierte Leistungsmenge eines Regelleistungsanbieters abbilden zu können, die bei Regelleistungspools kleiner sein kann als die Summe der maximalen präqualifizierten Regelleistung der einzelnen technischen Einheiten [2].

$$-\overline{P}_{VKW}^{minLimit} \leq P_{VKW,i}^{Summe} \leq \overline{P}_{VKW}^{maxLimit} \quad (3.39)$$

- **Soft Constraint für den Leistungsfahrplan**

Zusätzlich dazu können auch obere und untere Leistungslimits ($\overline{P}_{VKW}^{maxSummeSoft}$ und $\overline{P}_{VKW}^{minSummeSoft}$) als sogenannte Soft-Constraints [71] parametrisiert werden. Über zwei Binärvariablen wird je Zeitschritt ($b_{VKW,i}^{BezugVerl}$ und $b_{VKW,i}^{FIVerl}$) eine Verletzung der vorgegebenen Limits geprüft (siehe Kap. 3.1.2 sowie Gl. 3.40 und 3.41). Über parametrisierbare Strafparameter $\overline{Pen}^{BezugVerl}$ und \overline{Pen}^{FIVerl} in €/MWh erfolgt dann die Berechnung der Strafkosten über Gl. 3.42 bis 3.44 für jede MWh ober- oder unterhalb eines verletzten Leistungslimits.

$$b_{VKW,i}^{BezugVerl} = \begin{cases} 1, & \text{wenn } -P_{VKW,i}^{Summe} > \overline{P}_{VKW}^{minLimit} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.40)$$

$$b_{VKW,i}^{FIVerl} = \begin{cases} 1, & \text{wenn } P_{VKW,i}^{Summe} > \overline{P}_{VKW}^{maxLimit} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.41)$$

$$Sched_{VKW,i}^{omaxSoft} = \left(P_{VKW,i}^{Summe} - \overline{P}_{VKW}^{maxSummeSoft} \right) \cdot \frac{\overline{ZG}}{(60Min/h)} \quad (3.42)$$

$$Sched_{VKW,i}^{uminSoft} = \left(-P_{VKW,i}^{Summe} - \overline{P}_{VKW}^{minSummeSoft} \right) \cdot \frac{\overline{ZG}}{(60Min/h)} \quad (3.43)$$

$$Pen_{VKW} = \sum_{i \in \underline{I}} \left(Sched_{VKW,i}^{omaxSoft} \cdot b_{VKW,i}^{FIVerl} \cdot \frac{\overline{Pen}^{FIVerl}}{1000} \right) + \sum_{i \in \underline{I}} \left(Sched_{VKW,i}^{uminSoft} \cdot b_{VKW,i}^{BezugVerl} \cdot \frac{\overline{Pen}^{BezugVerl}}{1000} \right) \quad (3.44)$$

- Vermarktungsschrittweite für Energie- und Regelleistungsmärkte**
 Wie bereits im Abschnitt „Gestufte Entscheidungsvariablen“ in Kap. 3.1.4 erläutert sind an Strom und Regelleistungsmärkten bestimmte Produktauflösungen (0,1 MW für die EPEX-Spot Strommärkte, 1 MW für die Regelleistungsmärkte) gefordert, die über die Einführung einer Integer-Variablen je Zeitschritt und Strommarkt abgebildet werden konnten (siehe Gl. 3.11 bis 3.14). Als Schrittweite ist der aufgrund der relativ kleinen betrachteten Pools sowohl für den Strommarkt als auch für die Regelleistungsmärkte eine *Schrittweite* von 100 kW angenommen, für die dann noch optional Toleranzen eingeführt wurden (siehe Gl. 3.18, 3.19).
- Kostenbestandteile für Strombezug auf oberster Ebene**
 Da für den Strombezug aus dem Übertragungsnetz Netzentgelte anfallen, ist für $Sched_{VKW,i}^{Acqu}$ die Möglichkeit der Kostenparametrierung (\overline{C}^{UNB}) in €/MWh modelliert worden. Auf diese Weise sollen bei VKW mit Berücksichtigung geografischer Charakteristika die Netzentgelte bezugs-

genau auf VNB- und ÜNB-Ebene betrachten werden können, wobei die Verteilnetzentgeltkosten gemeinsam mit anderen Kostenbestandteilen auf der Nutzerebene parametrisiert werden (siehe Kap. 3.2.5). Die Berechnung der Gesamtkosten aufgrund von Netzentgelten für Strombezug auf der ÜNB-Ebene ist in Gl. 3.45 dargestellt.

$$C_{VKW}^{Bezug} = \sum_{i \in I} \left(\frac{\bar{C}_{VKW}^{\text{ÜNB}}}{1000} \cdot Sched_{VKW,i}^{Gen} \right) \quad (3.45)$$

3.2.4 Regeln für die Nutzerbilanzierung und Modellierung

Stromflussbilanzierung

Wie bereits im Paragraphen „Definition und Bilanzierung von Stromflüssen“ in Kap. 3.2.1 beschrieben, kann für jeden Nutzer n ein Fahrplan $Sched_{n,i}^{Summe}$ erstellt werden, der sich aus den Fahrplänen $Sched_{n^a,i}^{Gen}$ und $Sched_{n^a,i}^{Dem}$ der einzelnen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen a zusammensetzt.

a steht dabei für eine einzelne Anlage eines Nutzers. Die Gesamtmenge A beschreibt die Menge von Anlagen, über die ein Nutzer verfügen kann ($Konv$, EE , KWK , $P2H$, WP , GB , $TES1/2$, Bat und EV), sowie die thermischen oder elektrischen Bedarfsprofile die bedient werden müssen ($fixDem$ und $thfixDem1/2$).

$Sched_{n^a,i}^{Gen}$ setzt sich somit zusammen aus den Stromerzeugungsfahrplänen der einzelnen Stromerzeugungs- und Stromspeicheranlagen (siehe Gl. 3.46) und $Sched_{n^a,i}^{Dem}$ aus den Verbrauchsfahrplänen der Batteriespeicher und EVs, dem fixen elektrischen Lastprofil sowie den stromverbrauchenden Wärmeerzeugern (siehe Gl. 3.47).

$$\begin{aligned} Sched_{n,i}^{Gen} &= Sched_{n^{Konv},i}^{Gen} + Sched_{n^{EE},i}^{Gen} \\ &\quad + Sched_{n^{Bat},i}^{Gen} + Sched_{n^{EV},i}^{Gen} + Sched_{n^{KWK},i}^{Gen} \end{aligned} \quad (3.46)$$

$$\begin{aligned} Sched_{n,i}^{Dem} &= Sched_{n^{Bat},i}^{Dem} + Sched_{n^{EV},i}^{Dem} + Sched_{n^{WP},i}^{Dem} \\ &\quad + Sched_{n^{P2H},i}^{Dem} + Sched_{n^{fixDem},i}^{Dem} \end{aligned} \quad (3.47)$$

Zur Optimierung der Fahrpläne besteht für jede Anlage die Möglichkeit, Strom entweder für die lokale Stromnutzung innerhalb des gleichen Anschlusspunktes ($Sched_{n^a,i}^{GenInt}$) (entsprechende Verbraucheroptionen vorausgesetzt) oder aber zur Einspeisung ($Sched_{n^a,i}^{GenExt}$) bereitzustellen bzw. Strom aus dem Netz zu beziehen ($Sched_{n^a,i}^{DemExt}$) oder lokal erzeugten Strom ($Sched_{n^a,i}^{DemInt}$) zu nutzen, wobei Gl. 3.48 und 3.49 erfüllt sein müssen (siehe auch Abb. 3.5).

$$Sched_{n^a,i}^{Gen} = Sched_{n^a,i}^{GenExt} + Sched_{n^a,i}^{GenInt} \quad (3.48)$$

$$Sched_{n^a,i}^{Dem} = Sched_{n^a,i}^{DemExt} + Sched_{n^a,i}^{DemInt} \quad (3.49)$$

Die zuvor beschriebenen Einspeise- und Bezugsfahrpläne $Sched_{n,i}^{FI}$ und $Sched_{n,i}^{Acqu}$ am Anschlusspunkt (siehe Gl. 3.31) ergeben sich so im Detail aus den beiden folgenden Gleichungen.

$$\begin{aligned} Sched_{n,i}^{Acqu} = & Sched_{n^{fixDem},i}^{DemExt} + Sched_{n^{Bat},i}^{DemExt} + Sched_{n^{Bat},i}^{DemExt} \\ & + Sched_{n^{WP},i}^{DemExt} + Sched_{n,i}^{P2HDemExt} + Sched_{n,i}^{DemExt} \end{aligned} \quad (3.50)$$

$$\begin{aligned} Sched_{n,i}^{FI} = & Sched_{n^{Konv},i}^{GenExt} + Sched_{n^{EE},i}^{GenExt} + Sched_{n^{KWK},i}^{GenExt} \\ & + Sched_{n^{Bat},i}^{GenExt} + Sched_{n^{EV},i}^{GenExt} \end{aligned} \quad (3.51)$$

Für die intern ausgetauschten Strommengen muss die Bilanzgleichung 3.52 gelten.

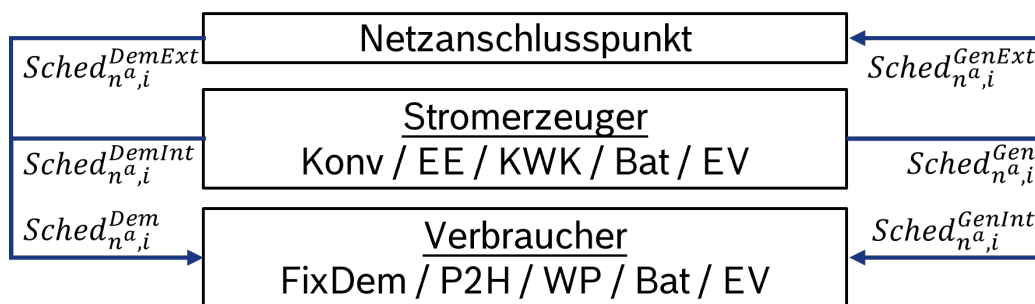


Abbildung 3.5: Interne und externe Verbrauchs und Erzeugungsprofile von Anlagen

$$\begin{aligned}
 0 = & \text{Sched}_{n^{Konv},i}^{GenInt} + \text{Sched}_{n^{EE},i}^{GenInt} + \text{Sched}_{n^{KWK},i}^{KWKGenInt} \\
 & + \text{Sched}_{n^{Bat},i}^{GenInt} + \text{Sched}_{n^{EV},i}^{GenInt} \\
 & - \left(\text{Sched}_{n^{fixDem},i}^{DemInt} + \text{Sched}_{n^{P2H},i}^{DemInt} + \text{Sched}_{n^{WP},i}^{DemInt} \right) \\
 & - \left(\text{Sched}_{n^{Bat},i}^{DemInt} + \text{Sched}_{n^{EV},i}^{DemInt} \right) \quad (3.52)
 \end{aligned}$$

Die Bilanz der über den Anschlusspunkt ausgetauschten Einspeise- und Bezugsmengen Sched^{FI} und Sched^{Acqu} kann wiederum über die Bilanzgleichung 3.53 ausgedrückt werden.

$$\begin{aligned}
 \text{Sched}_{n,i}^{Summe} = \text{Sched}_{n,i}^{FI} - \text{Sched}_{n,i}^{Acqu} = & \text{Sched}_{n^{Konv},i}^{GenExt} + \text{Sched}_{n^{EE},i}^{GenExt} \\
 & + \text{Sched}_{n^{KWK},i}^{GenExt} + \text{Sched}_{n^{Bat},i}^{GenExt} \\
 & + \text{Sched}_{n^{EV},i}^{GenExt} - \text{Sched}_{n^{fixDem},i}^{DemExt} \\
 & - \left(\text{Sched}_{n^{P2H},i}^{DemExt} + \text{Sched}_{n^{WP},i}^{DemExt} \right) \\
 & - \left(\text{Sched}_{n^{Bat},i}^{DemExt} + \text{Sched}_{n^{EV},i}^{DemExt} \right) \quad (3.53)
 \end{aligned}$$

Regelleistungsbilanzierung

Der Primärregelungsfahrplan eines Nutzers je Zeitintervall kann über Gl. 3.54 beschrieben werden, als Summe der von den einzelnen Anlagen eines Nutzers vorgehaltenen Regelleistung.

$$P_{n,i}^{PRLSumme} = P_{n^{Konv},i}^{PRL} + P_{n^{EE},i}^{PRL} + P_{n^{KWK},i}^{PRL} + P_{n^{Bat},i}^{PRL} + P_{n^{EV},i}^{PRL} + P_{n^{P2H},i}^{PRL} + P_{n^{WP},i}^{PRL} \quad (3.54)$$

Die Nebenbedingung zur Nutzerbilanzierung der Fahrpläne für positive oder negative Sekundärregelung kann auf gleiche Weise wie Gl. 3.54 gebildet werden.

Eine Erbringung von Regelleistung mittels *fixDem* und *GB* ist aufgrund der mangelnden Flexibilität bzw. des fehlenden Strombezugs nicht möglich.

Kosten und Limitierungen am Netzanschlusspunkt

Um unterschiedliche Rahmenbedingungen an Anschlusspunkten modellieren

zu können, sind zur Begrenzung der Einspeise- und Bezugsmengen Leistungsbegrenzungen eingeführt worden (siehe Gl. 3.55 und 3.56)

$$Sched_{n,i}^{Acqu} \leq \bar{P}_n^{maxAcqu} \quad (3.55)$$

$$Sched_{n,i}^{UserFI} \leq \bar{P}_n^{maxFI} \quad (3.56)$$

Gleiches ist für die maximalen Regelleistungsmengen je Anschlusspunkt implementiert worden, die über die Parametergrößen $\bar{P}_n^{maxKapaPRL}$, $\bar{P}_n^{maxKapaSRL+}$ und $\bar{P}_n^{maxKapaSRL-}$ parametrisiert werden können.

Zur Betrachtung unterschiedlicher Kosten- und Erlösmöglichkeiten aufgrund von Einspeisung und Bezug am Anschlusspunkt, sind für die Einspeisung Arbeitspreise für die Netzentgelte C_n^{GC} , Steuern C_n^{Tax} und Umlagen C_n^{Lev} bzw. für die Einspeisung Erlöse in Form von vermiedenen Netznutzungsentgelten (ge-regelt in § 18 der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen [43]) für jeden Nutzer einzeln in €/MWh parametrisierbar (\bar{C}_n^{GC} , \bar{C}_n^{Tax} , \bar{C}_n^{Lev} und \bar{C}_n^{AGC}). Dabei ergeben sich die Kosten bzw. Erlöse je Zeitschritt dann durch Multiplikation mit der entsprechenden Einspeise- oder Bezugsmenge (siehe Gl. 3.57 bis 3.60). Die Gesamtkosten für Strombezug über den Anschlusspunkt können entsprechend Gl. 3.61 berechnet werden.

$$C_n^{GC} = \sum_{i \in I} \left(Sched_{n,i}^{Acqu} \cdot \frac{\bar{C}_n^{GC}}{1000} \right) \quad (3.57)$$

$$C_n^{Tax} = \sum_{i \in I} \left(Sched_{n,i}^{Acqu} \cdot \frac{\bar{C}_n^{Tax}}{1000} \right) \quad (3.58)$$

$$C_n^{Lev} = \sum_{i \in I} \left(Sched_{n,i}^{Acqu} \cdot \frac{\bar{C}_n^{Lev}}{1000} \right) \quad (3.59)$$

$$C_n^{AGC} = \sum_{i \in I} \left(Sched_{n,i}^{FI} \cdot \frac{\bar{C}_n^{AGC}}{1000} \right) \quad (3.60)$$

$$C_n^{Anschluss} = C_n^{GC} + C_n^{Tax} + C_n^{Lev} + C_n^{AGC} \quad (3.61)$$

Stromprofile

Jedem Anschlusspunkt kann ein fixes und nicht zu beeinflussendes Stromprofil

$fixDem$ zugeordnet werden, welches zur Erfüllung eines Fahrplanes in jedem Zeitintervall über interne Erzeugungs- oder externe Bezugsmengen ausgeglichen werden muss. $fixDem$ wird im Modell als Bestandteil der Menge aller Anlagen angesehen, wobei die Fahrplanvariable $P_{n^{fixDem},i}^{Dem}$ zu jedem Zeitschritt dem Wert der Parameterzeitreihe $\overline{P}_{n^{fixDem},i}^{Dem}$ entsprechen muss. Die Versorgung mittels interner Stromerzeugung und externem Strombezug (siehe Paragraph „Stromflussbilanzierung“ in Kap. 3.2.4) ist allerdings im Rahmen der Nutzermöglichkeiten optimierbar.

Wärmeprofile

Im Gegensatz zur Stromversorgung sind im Rahmen dieser Arbeit für die Wärmeversorgung ausschließlich lokale Wärmebereitstellungsmethoden betrachtet worden. Netzgebundene Versorgungsmethoden wie sie für Quartiere, Stadtteile oder ganze Städte mittels konventioneller Nah- und Fernwärmenetze oder im Falle von Solewärmepumpen auch mittels geteilter Solenetze möglich sind (vgl. z. B. [112]), sind nicht abgebildet worden. Um die für Haushalte typische Wärmebedarfscharakteristik für Heizwasser und Raumheizung (siehe z. B. [66]) abbilden zu können, ist die Zuordnung zweier Bedarfsprofile je Anschlusspunkt möglich.

Ein Wärmebedarfsprofil setzt sich dabei zusammen aus einem fixierten Leistungsbedarf in kW $\overline{Q}_{n^{thfixDem1/2}}^{thfixDem1/2}$ und einem Mindesttemperaturanforderungsprofil $\overline{Temp}_{n^{thfixDem1/2}}^{Requ}$. $\overline{Temp}_{n^{thfixDem1/2}}^{Requ}$ wird dabei als Mindesttemperatur für die ebenfalls im System modellierten thermischen Speicher angesetzt (Für weitere Details siehe 3.3.4).

Abb. 3.6 zeigt die Leistungsflüsse und Bilanzgrößen für die Abbildung der thermischen Seite eines jeden Nutzers. Auch wenn es bei Heizungssystemen eine große Varianz an Systemkombinationen gibt, ist im Rahmen dieser Arbeit zur Beschränkung des Umfangs angenommen worden, dass Wärme immer über den thermischen Speicher geleitet werden muss und nie an diesem vorbei direkt zur Wärmesenke geleitet werden kann.

In der Abbildung ist weiterhin zu sehen, dass jeder Erzeuger jeweils beide thermischen Bedarfsprofile/Speicher bedienen kann, sodass für jede Anlage die Gl. 3.62 gilt.

$$\dot{Q}_{n^{...},i} = \dot{Q}_{n^{...},i}^{Gen2TES1} + \dot{Q}_{n^{...},i}^{Gen2TES2} \quad (3.62)$$

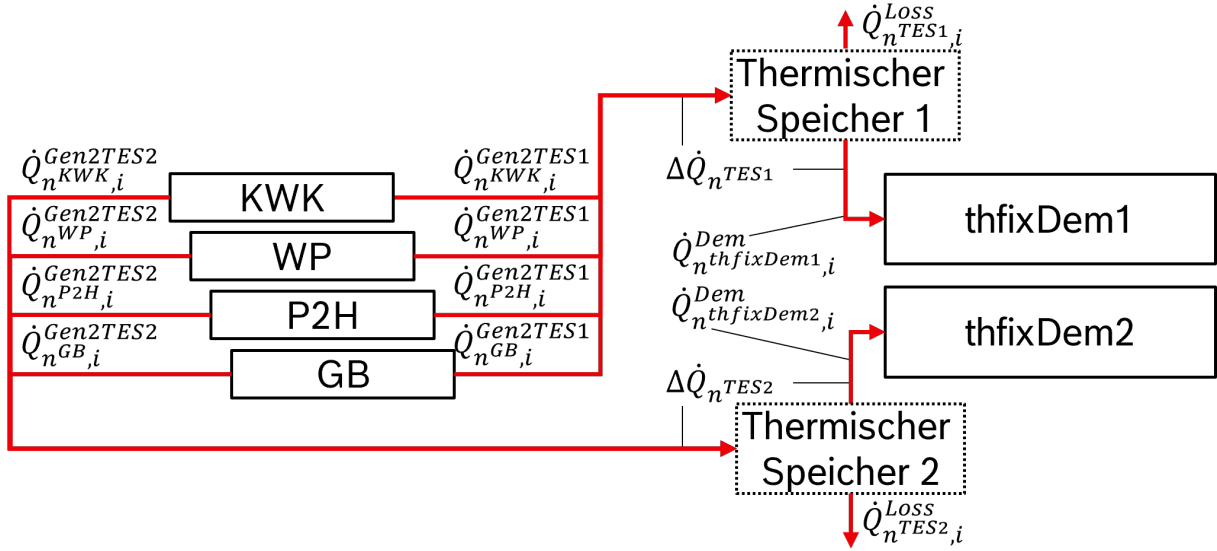


Abbildung 3.6: Thermisches Nutzerbilanzmodell

Aufgrund des temperaturabhängigen Effizienzverhaltens von Wärmepumpen (siehe Kap. 3.3.4) und der unterschiedlichen Temperaturanforderungen der beiden Lasten wird über die eingeführten Zustandsvariablen ($b_{nWP,i}^{Gen2TES1}$ und $b_{nWP,i}^{Gen2TES2}$) überprüft, ob in einem bestimmten Zeitintervall thermische Leistung für $TES1$ oder $TES2$ erbracht wird. Dabei wird – basierend auf der in Kap. 3.1.2 beschriebenen Methode – angenommen, dass pro Zeitintervall jeweils nur einer der beiden Bedarfe gedeckt werden kann (siehe Gl. 3.63).

$$1 \geq b_{nWP,i}^{Gen2TES1} + b_{nWP,i}^{Gen2TES2} \quad (3.63)$$

Die Energiebilanzgleichung für die thermischen Speicher ist in Gl. 3.64 dargestellt.

$$\Delta Q_{n^{TES1/2},i} = \left(\dot{Q}_{n^{KWK},i}^{Gen2TES1/2} + \dot{Q}_{n^{WP},i}^{Gen2TES1/2} + \dot{Q}_{n^{P2H},i}^{Gen2TES1/2} + \dot{Q}_{n^{GB},i}^{Gen2TES1/2} - \dot{Q}_{n^{thfixDem1/2},i}^{Dem} - \dot{Q}_{n^{TES1/2},i}^{Loss} \right) \cdot \frac{\overline{ZG}}{(60Min/h)} \quad (3.64)$$

Die Abbildung der Heizkurve erfolgt im Modell über die Angabe von bis zu zehn Umgebungstemperatur-zu-Vorlauftemperatur-Stützstellen, zwischen denen dann linear interpoliert wird. Ober- bzw. unterhalb der ersten Stützstelle ist die geforderte Vorlauftemperatur als konstant angenommen worden. Hintergrund ist, dass in der Realität ganz verschiedene lineare und nichtlineare Heizkurven zur Anwendung kommen können (vgl. z. B. mit [34]).

3.2.5 Nutzenspezifische Bilanzierung von Stromflüssen

Zusätzlich zu den zuvor bereits eingeführten Variablen zur Erfassung der Fahrpläne auf Ebene des VKWs, des Anschlusspunktes und der einzelnen Anlage ($Sched^{GenExt}$, $Sched^{GenInt}$, $Sched^{DemExt}$ und $Sched^{DemInt}$) erfolgte bei der Bilanzierung eine weitere Auffächerung, um die gewählte Vermarktungsmöglichkeit entsprechend abbilden zu können.

Insgesamt gibt es für produzierten Strom je nach Anlage ein bis zwei Vermarktungsmöglichkeiten (siehe dazu auch Kap. 3.2.2). So kann Energie einer Erneuerbare-Energien-Anlage ($EE - Anlage$) z. B. über Einspeise- oder Eigenverbrauchsvergütungen Erlöse generieren. Denkbar sind aber auch Direktvermarktungsmodelle mit Marktprämie oder Direktvermarktung ohne jegliche Fördermodelle. Interne und externe Energieflüsse sind daher im Modell je nach Anlagentyp in weitere Variablen unterteilt worden (siehe Formel 3.65 bis 3.68). Tabelle 3.1 gibt einen Überblick über die Stromvermarktungs- und Bezugsoptionen der modellierten Anlagentypen.

Während bei konventionellen Anlagen lediglich die Möglichkeit der Direktvermarktung am IDA- oder DAA-Markt möglich ist (siehe Gl. 3.65), kann für EE -Anlagen festgelegt werden, ob eine Vergütung nach fixen Einspeisetarifen (FIT) oder via Direktvermarktung ohne ($IDA/IDAA$ oder auch DM) und mit Marktprämien ($IDA/IDAA + MP$ oder auch $DMMP$) erfolgen soll (siehe Gl. 3.66 und Kap. 3.2.5). Bei KWK -Anlagen ist die Marktprämie nicht modelliert worden. Dafür gibt es neben der Option der Direktvermarktung

Anlagenart	Bezugsoptionen	Vermarktungsoptionen
Konv	-	IDA/DAA
EEG		IDA/DAA; IDA/DAA + MP; FIT
KWK		IDA/DAA; FIT
Bat	fixEP; IDA/DAA	IDA/DAA
EV		
WP		
P2H		-
fixDem		

Tabelle 3.1: Modellierte Vermarktungsoptionen der verschiedenen Stromerzeuger, -verbraucher und -speicher

hier die in § 7 des KWKG [42] definierte Option der fixierten Einspeise- und Eigenverbrauchsvergütung (siehe Gl. 3.67 und (siehe Gl. 3.68)). Erzeugter und innerhalb des Anschlusspunktes verbrauchter Strom kann also entweder nicht vergütet ($Sched_{n^{KWK},i}^{GenIntohKWKG}$) oder aber über das KWKG vergütet werden ($Sched_{n^{KWK},i}^{GenIntKWKG}$) (siehe Gl. 3.68) (mehr Details siehe Kap. 3.4.3).

$$Sched_{n^{Kov},i}^{GenExt} = Sched_{n^{Kov},i}^{GenExtDM} \quad (3.65)$$

$$Sched_{n^{EE},i}^{GenExt} = Sched_{n^{EE},i}^{GenExtFIT} + Sched_{n^{EE},i}^{GenExtDMMP} + Sched_{n^{EE},i}^{GenExtDM} \quad (3.66)$$

$$Sched_{n^{KWK},i}^{GenExt} = Sched_{n^{KWK},i}^{GenExtFIT} + Sched_{n^{KWK},i}^{GenExtDM} \quad (3.67)$$

$$Sched_{n^{KWK},i}^{GenInt} = Sched_{n^{KWK},i}^{GenIntKWKG} + Sched_{n^{KWK},i}^{GenIntohKWKG} \quad (3.68)$$

Ähnlich wie bei der Betrachtung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (siehe 3.60 in 3.2.4) ist die Betrachtung von fixen und variablen Stromtarifen für Verbraucher und Speicher nicht für jede Anlage einzeln selektierbar modelliert worden, sondern es ist für jeden Anschlusspunkt auszuwählen, ob der Strombezug der Anlagen und Verbrauchsprofile (Bat , EV , WP , $P2H$, $fixDem$) über dritte Energieversorger zu einem fixen Strompreis – in diesem Fall steht der Strom nicht mehr zur Vermarktung zur Verfügung – oder über die Direktvermarktung des VKW erfolgt (siehe Gl. 3.69).

$$Sched_{n^{Bat/EV/WP/P2H/fixDem},i}^{DemExt} = Sched_{n^{Bat/EV/WP/P2H/fixDem},i}^{DemExtDM} + Sched_{n^{Bat/EV/WP/P2H/fixDem},i}^{DemExtfixEP} \quad (3.69)$$

Auch wenn sich kein direkter finanzieller Anreiz für die einzelne Anlage ergibt, können die Fahrpläne von nicht direkt vermarkteten Anlagen weiterhin optimiert werden, z. B. um den Eigenverbrauch des einzelnen Netzanschlusspunktes zu optimieren.

Abb. 3.7 zeigt die Bilanzierung der Erzeugungs- und Verbrauchsfahrpläne der einzelnen Anlagen, deren Aufteilung in Stromflüsse hinter oder über den Netzanschlusspunkt und die Aufteilung externer Stromflüsse in direkt vermarktbar (DM) oder an Dritte abzutretende Fahrplananteile ($Ext3rd$), wobei $Ext3rd$ -Fahrplananteile hier gleichermaßen $Sched_{n^a,i}^{DemExtfixEP}$, als auch auch $Sched_{n^a,i}^{GenExtFIT}$ umfassen. Für alle Anlagen ist es darüber hinaus auch möglich, die externe Vermarktung oder den externen Bezug ganz oder teilweise auszuschließen, indem für Nutzer oder einzelne Anlagen die Einspeise- oder Bezugsleistung reduziert wird (siehe Gl. 3.55, 3.56 und 3.72).

3 Beschreibung des zentralen Optimierungsmodells zur Lösung des UCPs

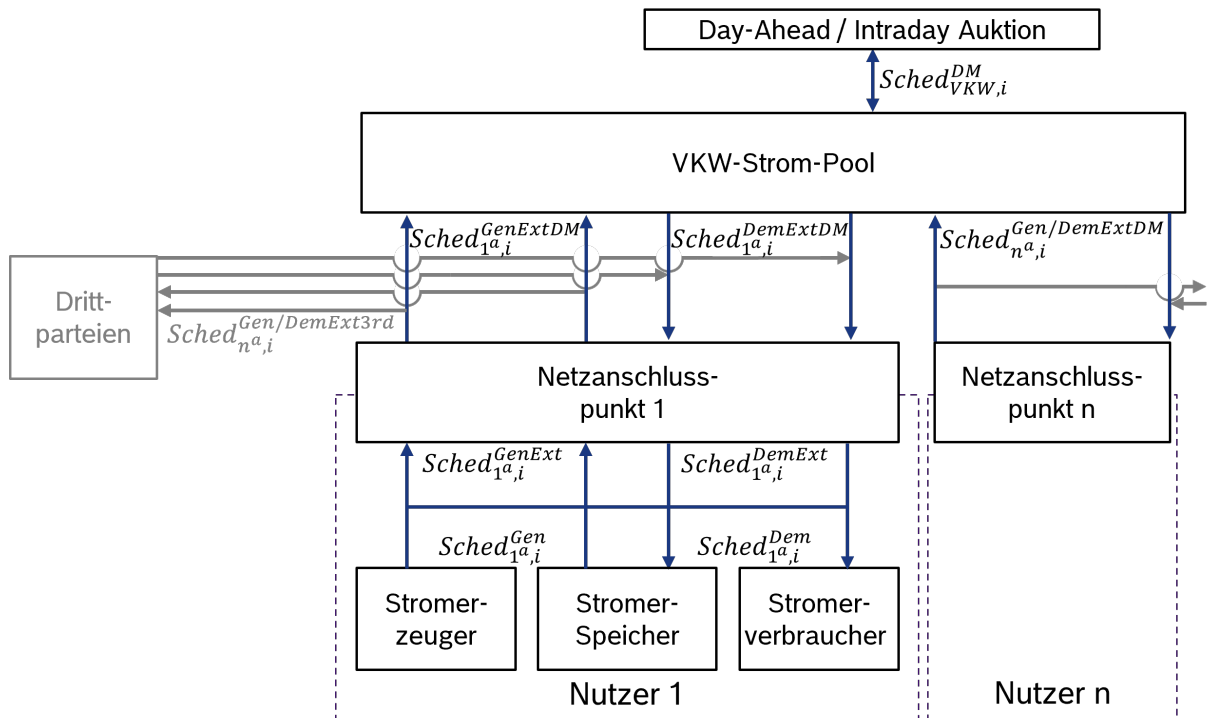


Abbildung 3.7: Stromhandelsbilanz

Da bei dem beschriebenen Modellierungskonzept Batteriespeicher und bidirektionale Elektrofahrzeuge Strom zwar zu *fixEP* beziehen können, aber Einspeisemengen immer am Strompreis vermarkten können, ist sicherzustellen, dass der zulässige Einspeiseanteil von Batteriespeichern in speziellen Fällen auf 0 gezwungen wird:

- zum einen, wenn der Speicher Strom von Dritteanbietern beziehen kann, aber ein Weiterverkauf dieser Strommengen am Strommarkt unerwünscht ist und
- zum anderen, wenn der Speicher in Kombination mit einer *KWK*-Anlage betrieben wird, da dort eine Vergütung für Eigenverbrauch erfolgt. Dieser Strom darf also zur Vermeidung von Doppelvergütungen nicht mehr eingespeist werden.

3.2.6 Set-basierte Definition von Nebenbedingungen und Variablen

Entsprechend der bisherigen Beschreibungen der Bilanzierungsmethodik und Vermarktungsmethodik gibt es bei der Modellierung einen hohen Bedarf an Variablen und Nebenbedingungen, der mit jedem Anschlusspunkt, jeder Anlage, jeder Vermarktungsmöglichkeit und jeder zu betrachtenden Anlagencharakteristik ansteigt. Im Optimierungsmodell sind daher eine Reihe von Nutzer und anlagenspezifischen Mengen/Elementlisten und Subsets angelegt worden, über die einzelne Variablen und Nebenbedingungen definiert werden, mit dem Ziel, die Komplexität des Optimierungsproblem immer auf das notwendige Minimum zu reduzieren.

Verdeutlichen lässt sich das am Beispiel der Menge aller Anschlusspunkte n mit EE -Anlagen \underline{N}^{EE} als Teilmenge der Menge aller Anschlusspunkte \underline{N} ($\underline{N}^{EE} \subseteq \underline{N}$). Variablen und vor allem Nebenbedingungen (für mehr Details zu den Nebenbedingungen siehe Kap. 3.3 und entsprechende Unterkapitel) – in diesem Fall mit Bezug zu EE -Anlagen – müssen so nur noch über die Untermenge \underline{N}^{EE} definiert werden.

Variablen (wie z. B. $Sched_{n^{EE},i}^{Gen}$), die aufgrund von übergeordneten Bilanzen verwendet werden, können durch die Bildung einer entsprechenden Komplementärmenge \underline{N}^{ohEE} ($\underline{N}^{ohEE} = \underline{N} \setminus \underline{N}^{EE}$) über eine Nebenbedingung auf 0 gesetzt werden (siehe Gl. 3.70)

$$Sched_{n^{ohEE},i}^{Gen} = 0 \quad \forall n^{ohEE} \in \underline{N}^{ohEE}, \forall i \in I \quad (3.70)$$

Alleine für die Menge \underline{N}^{EE} sind so z. B. 28 Untermengen eingeführt worden, um alle Vermarktungsformen (FIT , DM und $DMMP$), verschiedene Laststufenvarianten (1-10 fixierte Laststufen), Anlagen mit Zustandsbetrachtung (z. B. für konstante Betriebskosten, An- und Abschaltkosten, Mindestlaufzeiten etc.) und entsprechende Komplementärmengen abzubilden und damit die entsprechenden Nebenbedingungen und Variablen bedarfsorientiert einführen zu können. Für die Betrachtung von Leistungsvermarktung am Primärregelleistungsmarkt und den Sekundärregelleistungsmärkten sind darüber hinaus Teilmengen eingeführt worden, um zum einen die Vermarktung abbilden zu können bzw. um entsprechende Variablen über Differenzmengen auf den Wert 0 zu zwingen (\underline{N}^{EEPRL} ,

\underline{N}^{EESRL+} , \underline{N}^{EESRL-} , und $\underline{N}^{EESRLB} = \underline{N}^{EESRL+} \cup \underline{N}^{EESRL-}$, aber zum anderen auch um Besonderheiten der Anlagenbetriebscharakteristik bei der Regelleistungsvermarktung mitbetrachten zu können (mehr Details dazu folgen in Kap. 3.5). Da die Beschreibung aller Vereinigungs-, Schnitt- und Differenzmengen in dieser Arbeit sehr aufwendig und für den Leser wenig nutzbringend gewesen wäre, wird die Auflistung der Untermengen an dieser Stelle nicht weiter vertieft.

3.3 Anlagenmodellierung

Im Folgenden soll die Modellierung der einzelnen Anlagen beschrieben werden. Dabei werden sowohl die abzubildenden Betriebscharakteristika konzeptionell beschrieben und es wird eingeordnet, ob diese Modellierungsmethodik bereits in anderen wissenschaftlichen Veröffentlichungen auf gleiche oder ähnliche Weise umgesetzt worden ist. Im Anschluss daran wird die mathematische Formulierung im MILP-Modell erläutert. Da sich einzelne Anlagentypen sowohl in ihren Einsatzmöglichkeiten als auch in der Anzahl der modellierten Charakteristika grundsätzlich unterscheiden, werden dabei zunächst die Stromerzeugungstechnologien (*Konv*, *EE* und *KWK*) beschrieben. Auf die Unterschiede wird danach im Detail eingegangen (3.3.1). Die Details zur Wärmeerzeugung von *KWK*-Anlagen werden dabei zunächst außer Acht gelassen und zu einem späteren Zeitpunkt gemeinsam mit den Details der weiteren Wärmeerzeuger (*P2H*, *GB* und *WP*) und den thermischen Speichern beschrieben (siehe Kap. 3.3.4), wobei zuvor das Stromverbrauchsverhalten von *P2H*-Anlagen und Wärmepumpen beschrieben wird. Die letzte Kapitelsektion beschreibt dann die abgebildeten Besonderheiten von Stromspeichern (*Bat* und *EV*) (siehe Kap. 3.3.5). Im Gegensatz zu den Verbrauchsfahrplänen der Anlagen entspricht das fixe elektrische Lastprofil dabei einem fest vorgegebenen Profil, für welches der Einfachheit halber eine perfekte Prognose angenommen wurde.

3.3.1 Modellierung der Stromerzeugung verschiedener Technologietypen

Bei der Modellierung der Stromerzeuger war das Ziel, die gängigsten Anlagencharakteristika bei der Einsatzplanung abzubilden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich das Anlagenverhalten zwar bei hoher zeitlicher Auflösung als beliebig komplex erweisen kann, bei der Betrachtung des Fahrplans in Stunden- oder Viertelstundenzeitscheiben treten diese Charakteristika aber in den Hintergrund und können daher deutlich vereinfacht abgebildet werden.

Grundsätzlich lassen sich die Charakteristika für Stromerzeuger aufteilen in die Leistungs- und Modulationscharakteristika, die den Stromerzeuger bei seiner Fahrplangestaltung einschränken, Kostencharakteristika, die das Verhältnis zwischen der Betriebsweise und den Kosten beschreiben, Strafkosten, für nicht ideale Betriebsweisen, Einschränkungen bei der technischen Verfügbarkeit sowie dem Möglichkeitsrahmen der Anlage Primär- oder Sekundärregelleistung erbringen zu können.

Zu den stromerzeugenden Anlagen zählen *Konv*-, *EE*- und *KWK*-Anlagen. Die im Folgenden eingeführten Variablen, Parameter und Nebenbedingungen gelten jeweils für n^{Konv} , n^{EE} und n^{KWK} . Um die wiederholte Schreibweise $n^{Konv/EE/KWK}$ zu vermeiden und den Platzbedarf in Text und Formeln zu reduzieren, soll hier die zusammenfassende Indizierung n^{Gen} für alle stromerzeugenden Anlagen eines Nutzers eingeführt werden. Die zentralen Variablen der stromerzeugenden Anlagen sind dabei $P_{n^{Gen},i}^{Gen}$ bzw. $Sched_{n^{Gen},i}^{Gen}$ (für die Umrechnung siehe Gl. 3.30), die entsprechenden Unteraufteilungen der Fahrplananteile (z. B. $Sched_{n^{Gen}}^{Ext}$ oder $Sched_{n^{Gen}}^{Int}$), Variablen zur Beschreibung der Kosten, Strafkosten und Erlöse ($C_{n^{Gen},i}$, $Pen_{n^{Gen},i}$ und $Rev_{n^{Gen},i}$ (für mehr Details siehe Kap. 3.4.1)) und entsprechende untergeordnete Variablen für die einzelnen Bestandteile der Kosten und Erlöse.

Leistungs- und Modulationscharakteristika

Die folgenden Leistungscharakteristika sind für Stromerzeuger modelliert worden:

- **maximale Leistungsbeschränkung** – \bar{P}^{maxGen}

Die Leistung jeder stromerzeugenden Anlage ist nach oben durch die installierte Leistung beschränkt. Daher wird auch beim UCP ein maximaler Leistungsparameter $\overline{P}_{n^{Gen}}^{maxGen}$ für jede Anlage definiert, der die Stromerzeugungsleistung entsprechend beschränkt (siehe Gl. 3.71) (vgl. z. B. mit [79]). Abb. 3.8 zeigt die maximale Leistungsbeschränkung als Strich-Punkt-Strich Linie für eine beispielhafte Anlage über fünf Zeitintervalle. Es ist deutlich zu sehen, wie der als Balkendiagramm dargestellte Leistungsfahrplan in allen Zeitintervallen unterhalb dieses Limits liegt.

$$P_{n^{Gen},i}^{Gen} \leq \overline{P}_{n^{Gen}}^{maxGen} \quad (3.71)$$

- **minimale Leistung Leistungsbeschränkung – \overline{P}^{minGen}**

Obwohl einzelne Anlagen, wie z. B. Photovoltaik- und Windkraftanlagen, ihre Leistung auf einen sehr geringen Anteil der installierten Leistung modulieren können, haben die meisten Anlagen ein minimales Modulationslimit, unterhalb dessen eine Anlage keine Leistung produzieren kann (siehe z. B. [74]). Für diese Anlagen wird entsprechend ein minimaler Leistungsparameter $\overline{P}_{n^{Gen}}^{minGen}$ in kW eingeführt. Die minimale und maximale Leistungsmodulation wird dann über die Einführung einer Binärvariablen $b_{n^{Gen},i}^{An}$ zur Detektion des Anlagenzustandes gewährleistet (siehe Gl. 3.3 und 3.4, sowie Kap. 3.1.2). Gl. 3.71 wird in diesem Fall nicht mehr benötigt. Auch das minimale Limit ist in Abb. 3.8 beispielhaft dargestellt. In den Zeitintervallen 2 und 3, in welchen die Anlage betrieben wird, liegt $P_{n^{Gen},i}^{Gen}$ zwischen $\overline{P}_{n^{Gen}}^{maxGen}$ und $\overline{P}_{n^{Gen}}^{minGen}$

- **maximaler Einspeiseanteil der Anlage – \overline{F}^{FImax}**

Da einzelne Anlagen nicht (Nachzulesen z. B. in [47] oder [77]) oder nicht voll einspeiseberechtigt (siehe § 9 Abs.2 in [40]) sein können, ist die variable $Sched_{n^{Gen},i}^{GenExt}$ (siehe Gl. 3.55 und 3.56, sowie Kap. 3.2.4) über einen einstellbaren einheitslosen Parameter $\overline{F}_{n^{Gen}}^{FImax}$ als Anteil der installierten Anlagenleistung begrenzt modelliert worden (siehe 3.72). Anzumerken ist hier, dass die reduzierte Einspeiseleistung für *EE*-Anlagen mit der EEG-Novellierung von 2023 für neu errichtete Anlagen zwar entfallen (vgl. [18]), für Bestandsanlagen gilt diese Regelung aber weiterhin.

$$Sched_{n^{Gen},i}^{GenExt} \leq \overline{P}_{n^{Gen}}^{maxGen} \cdot \overline{F}_{n^{Gen}}^{FImax} \quad (3.72)$$

- **Lastgradienten** – \overline{G}^{max}

Insbesondere konventionelle Großkraftwerke unterliegen technischen Restriktionen bei der sogenannten Lastfolgefähigkeit. Der prozentuale Lastgradient für Gasturbinen liegt z. B. typischerweise bei 8-15 % der installierten Nennleistung pro Minute, für Gas und Dampfturbinenkraftwerke bei 2-8 % und bei Braun- und Steinkohlekraftwerken zwischen 0,5-6 % [53].

Bei der Modellierung sind die technischen Lastgradienten separat für positive und negative Lastgradienten (also eine Erhöhung bzw. Absenkung der Erzeugungsleistung) in kW/h abgebildet worden.

- **Positiver Lastgradient** – \overline{G}^{maxPos}

Die maximal erreichbare Leistung bzw. der Energiefahrplan im Zeitintervall wird bei Anlagen mit Einschränkungen für den positiven Lastgradienten abhängig von der Leistung im vorherigen Zeitintervall ($P_{n^{Gen},i-1}^{Gen}$) zusätzlich beschränkt (siehe Gl. 3.73).

- **Negativer Lastgradient** – \overline{G}^{maxNeg}

Die minimal erreichbare Leistung wird gleichermaßen über den negativen Lastgradienten und $P_{n^{Gen},i-1}^{Gen}$ im vorherigen Zeitintervall beschränkt (siehe Gl. 3.74).

In Abb. 3.8 sind Gradienten als schwarze gestrichelte Linien dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Fahrpläne im Zeitintervall 2 und 3 jeweils innerhalb des zulässigen Bereichs geplant sind. Für $i = 2$ ist dabei der positive Lastgradient maximal ausgeschöpft worden. Für $i = 3$ hätte die gewählte mittlere Leistung auch noch kleiner ausfallen können.

$$P_{n^{Gen},i}^{Gen} \leq P_{n^{Gen},i-1}^{Gen} + \overline{G}_{n^{Gen}}^{maxPos} \cdot \frac{\overline{ZG}}{(60Min/h)} \quad (3.73)$$

$$P_{n^{Gen},i}^{Gen} \geq P_{n^{Gen},i-1}^{Gen} - \overline{G}_{n^{Gen}}^{maxNeg} \cdot \frac{\overline{ZG}}{(60Min/h)} \quad (3.74)$$

- **Laststufen**

Bei bestimmten Anlagen (z. B. *KWK*-Anlagen, oder auch inverterlose Wärmepumpen) ist es möglich, dass diese nicht frei modulieren können, sondern nur in bestimmten Betriebspunkten dauerhaft betrieben werden

können (siehe z. B. in [104]).

Diese Möglichkeit ist im entwickelten Optimierungsmodell für bis zu 10 Laststufen ($\overline{Laststufe}_{n^{Gen}}^1 \dots \overline{Laststufe}_{n^{Gen}}^{10}$) implementiert worden, die innerhalb eines modulationsfreien Bereiches zwischen $\overline{P}_{n^{Gen}}^{minMod}$ und $\overline{P}_{n^{Gen}}^{maxMod}$ in kW definiert werden können. Sofern keine Bereiche mit frei modulierbarem Betrieb abgebildet werden sollen, kann $\overline{P}_{n^{Gen}}^{minMod}$ auf 0 kW oder $\overline{P}_{n^{Gen}}^{min}$, bzw. und $\overline{P}_{n^{Gen}}^{maxMod}$ auf $\overline{P}_{n^{Gen}}^{max}$ gesetzt werden. Die Umsetzung von Modulationsstufen ist bereits in Kap. 3.1.4 beschrieben worden (siehe Gleichungen 3.11 bis 3.17). Zusätzlich zu den Binärvariablen $b_{n^{Gen},i}^{Stepn}$ und den Hilfsvariablen $b_{n^{Gen},i}^{Stepn1}$ und $b_{n^{Gen},i}^{Stepn2}$ ist für die Erkennung der Überschreitung von $\overline{P}_{n^{Gen}}^{maxMod}$ bzw. der Unterschreitung von $\overline{P}_{n^{Gen}}^{minMod}$ jeweils eine weitere Binärvariable $b_{n^{Gen},i}^{maxMod}$ und $b_{n^{Gen},i}^{minMod}$ eingeführt worden. Gl. 3.17 muss dementsprechend wie folgt erweitert werden (siehe Gl. 3.75).

Abb. 3.9 stellt die Handhabung von Laststufen grafisch dar. Es ist deutlich zu erkennen, dass der gewählte Leistungsfahrplan entweder oberhalb von $\overline{P}_{n^{Gen}}^{maxMod}$, unterhalb von $\overline{P}_{n^{Gen}}^{minMod}$ oder genau auf einer der bis zu 10 Laststufen liegen muss. Zusätzlich ist eine Abschaltung der Anlage natürlich auch zulässig.

$$1 - b_{n^{Gen},i}^{an} + b_{n^{Gen},i}^{Step1} + b_{n^{Gen},i}^{Step\dots} + b_{n^{Gen},i}^{StepN} + b_{n^{Gen},i}^{maxMod} + b_{n^{Gen},i}^{minMod} \geq 1 \quad (3.75)$$

- **Minimale An- und Abschaltzeit** – \overline{T}^{minAn} und \overline{T}^{minAus}

Insbesondere bei thermischen und großskaligen Stromerzeugern, kann es zur Vermeidung von Verschleiß und thermischen Spannungen sinnvoll sein, Anlagen nach dem Anschalten für eine gewisse Mindestdauer zu betreiben bzw. nach dem Abschalten für eine bestimmte Mindestdauer abgeschaltet zu lassen (vgl. z. B. [116]). Im Modell ist das über die Vorgabe eines $\overline{T}_{n^{Gen}}^{minAn}$ und $\overline{T}_{n^{Gen}}^{minAus}$ Parameters in Zeitintervallen realisiert worden. In Abb. 3.8 ist das für eine Anlage mit $\overline{T}^{minAn} = 2$ und $\overline{T}^{minAus} = 2$ über eine temporäre minimale Leistungsgrenze ($\overline{P}^{minGentemp}$) nach dem Anschalten (ab $i = 2$) bzw. eine temporäre maximale Leistungsgrenze ($\overline{P}^{maxGentemp}$) nach dem Ausschalten (ab $i = 4$) dargestellt worden, die von der Anlage in den folgenden Zeitintervallen nicht mehr unter- bzw. überschritten werden darf. Im Modell wird die Einhaltung der Aus- bzw. Anschaltdauern über eine Zählervariable $Count_{n^{Gen},i}^{tAn}$ bzw. $Count_{n^{Gen},i}^{tAus}$ umge-

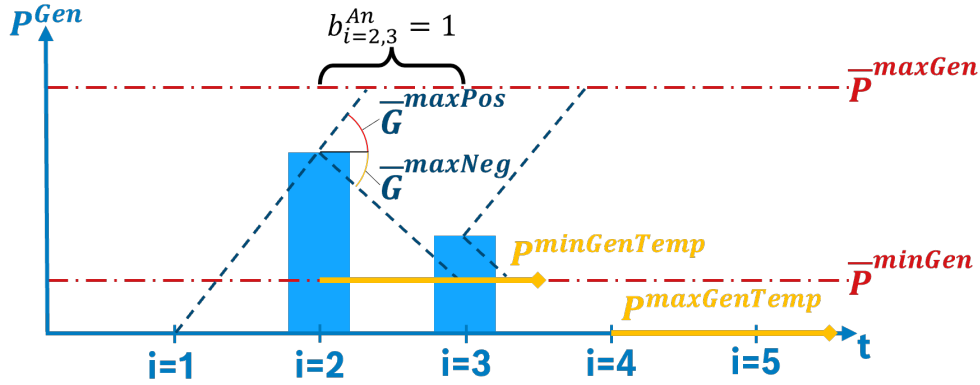


Abbildung 3.8: Leistungsscharakteristika von Stromerzeugern

setzt. Mit der Detektion eines An- bzw. Abschaltvorganges ($b_{n^{Gen},i}^{Anschalt} = 1$ oder $b_{n^{Gen},i}^{Abschalt} = 1$) (siehe Kap. 3.1.2 und 3.76) wird die Zählervariable beim entsprechenden Event auf den $\overline{T}_{n^{Gen}}^{minAn/Aus}$ -Wert gezwungen, bzw. wird in jedem Zeitintervall um 1 reduziert, sofern $Count_{n^{Gen},i}^{tAn} \geq 1$. Umgesetzt wird das über eine zusätzliche Binärvariable $b_{n^{Gen},i}^{Count \geq 0}$ (siehe Gl. 3.77 und Gl. 3.78). Während $b_{n^{Gen},i}^{Count \geq 0} = 1$ wird ein Abschalten der Anlage über die Nebenbedingung 3.79 erzwungen.

$$b_{n^a,i}^{Anschalt} = \begin{cases} 1, & \text{wenn } b_{n^{Gen},i}^{An} = 1 \wedge b_{n^{Gen},i-1}^{An} = 0, \\ 0, & \text{sonst.} \end{cases} \quad (3.76)$$

$$b_{n^{Gen},i}^{Count \geq 0} = \begin{cases} 1, & \text{wenn } Count_{n^{Gen},i}^{tAn} \geq 1 \\ 0, & \text{sonst.} \end{cases} \quad (3.77)$$

$$Count_{n^{Gen},i}^{tAn} = Count_{n^{Gen},i-1}^{tAn} - b_{n^{Gen},i}^{Count \geq 0} + b_{n^{Gen},i}^{Anschalt} \cdot \overline{T}_{n^{Gen}}^{minAn} = 2 \quad (3.78)$$

$$1 - b_{n^{Gen},i}^{Count \geq 0} \leq b_{n^{Gen},i}^{Abschalt} \quad (3.79)$$

Kosten

Für die Betrachtung der Betriebskosten von stromerzeugenden Anlagen sind lineare C^{GenLin} [in €/kWh] und konstante Kosten C^{GenKon} [in €/h] modelliert worden, über die z. B. Brennstoffkosten und Verschleiß abgebildet werden können. Die Gesamtbetriebskosten eines Erzeugers sind in den Gl. 3.80 bis 3.83 aufgeführt worden. Zusätzlich zu den einfachen Betriebskosten sind dort regu-

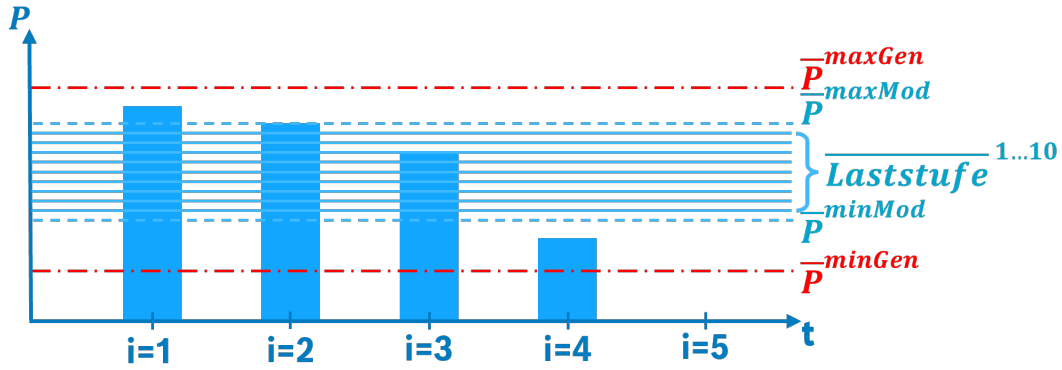


Abbildung 3.9: Betrachtung von Modulationsstufen

latorische Kosten für den Eigenverbrauch abgebildet worden (siehe Gl. 3.82 und 3.83), die der Eigenverbraucher abführen muss (bspw. fiel bis 2021 auf Eigenverbrauch aus PV- oder *KWK*-Anlagen die EEG-Umlage entsprechend § 61 an, dieser ist in der aktuellsten Version des EEG entfallen [18])). Im Modell ist das über einen Kostenparameter \bar{p}_n^{EigV} in €/kWh umgesetzt, der dann noch mal für jede stromerzeugende Anlage über einen Faktor (\bar{F}_{nGen}^{CEigV}) angepasst werden kann.

$$C_{nGen}^{GenLin} = \sum_{i \in I} \left(Sched_{nGen,i}^{Gen} \cdot \bar{C}_{nGen}^{GenLin} \right) \quad (3.80)$$

$$C_{nGen}^{GenKon} = \frac{\bar{ZG}}{(60Min/h)} \cdot \sum_{i \in I} \left(b_{nGen,i}^{Gen} \cdot \bar{C}_{nGen}^{GenKon} \right) \quad (3.81)$$

$$C_{nGen}^{EigV} = \bar{p}_n^{EigV} \cdot \bar{F}_{nGen}^{CEigV} \cdot \sum_{i \in I} \left(Sched_{nGen,i}^{GenInt} \right) \quad (3.82)$$

$$C_{nGen}^{Op} = C_{nGen}^{GenLin} + C_{nGen}^{GenKon} + C_{nGen}^{EigV} \quad (3.83)$$

Strafkosten

Da insbesondere bei großen thermischen Stromerzeugungsanlagen das An- und Abschalten ein zeitaufwendiger und energieintensiver Prozess sein kann, der zusätzlich auch noch zu der Alterung von Anlagen führen kann, sind im Optimierungsmodell Strafkosten für An- und Abschaltvorgänge ($Pen_{nGen}^{Anschalt}$ und $Pen_{nGen}^{Abschalt}$) eingeführt worden, die sich über $b_{nGen,i}^{Anschalt}$ und $b_{nGen,i}^{Abschalt}$ und entsprechend parametrisierte Kosten pro Schaltevent ($\bar{Pen}_{nGen}^{Anschalt}$ und $\bar{Pen}_{nGen}^{Abschalt}$) [in €/Event] ergeben (siehe Gl. 3.84 und 3.85). Die Gesamtstrafkosten Pen_n^{Summe}

während des Betriebs einer Anlage im Optimierungszeitraum ergeben sich entsprechend der Gl. 3.86.

$$Pen_{n^{Gen}}^{Anschalt} = \sum_{i \in I} \left(b_{n^{Gen},i}^{Anschalt} \cdot \overline{Pen}_{n^{Gen}}^{Anschalt} \right) \quad (3.84)$$

$$Pen_{n^{Gen}}^{Abschalt} = \sum_{i \in I} \left(b_{n^{Gen},i}^{Abschalt} \cdot \overline{Pen}_{n^{Gen}}^{Abschalt} \right) \quad (3.85)$$

$$Pen_{n^{Gen}}^{Summe} = Pen_{n^{Gen}}^{Anschalt} + Pen_{n^{Gen}}^{Abschalt} \quad (3.86)$$

Verfügbarkeit

Für alle Erzeugungs-, Speicher und Verbrauchsanlagen ist des Weiteren die Möglichkeit einer verminderten Verfügbarkeit bspw. aufgrund von Wartung oder durch reduzierte Solareinstrahlung oder niedrige Windgeschwindigkeiten bei *EE*-Anlagen umgesetzt worden. Im Modell kann so über eine Verfügbarkeitszeitreihe ($\overline{V}_{n^a,i}$) die maximal zur Verfügung stehende Leistung als dimensionsloser Faktor zwischen 0 und 1 für \overline{P}^{max} angegeben werden (siehe Gl. 3.87).

$$P_{n^a,i}^{Gen} \leq \overline{P}_{n^a}^{maxGen} \cdot \overline{V}_{n^a,i} \quad (3.87)$$

Regelleistung

Zur Berücksichtigung von Regelleistungsvermarktungsoptionen bei der Fahrplanoptimierung können auf der einen Seite die präqualifizierten Regelleistungskapazitäten je Anlage für jede Regelleistungsart in kW parametrisiert werden ($\overline{P}_{n^a}^{KapaPRL}$, $\overline{P}_{n^a}^{KapaSRL+}$ und $\overline{P}_{n^a}^{KapaSRL-}$) und auf der anderen Seite kann die Flexibilität der Anlage bei der Erbringung über einen Binärparameter ($\overline{Flex}_{n^a}^{PRL}$ bzw. $\overline{Flex}_{n^a}^{SRL}$) spezifiziert werden, wobei Anlagen mit entsprechender Flexibilität Sekundärregelleistung aus dem ausgeschalteten Zustand heraus erbringen können, wohingegen für Anlagen mit $\overline{Flex}_{n^a}^{PRL} = 0$ die Nebenbedingung 3.88 gilt.

$$Sched_{n^a,i}^{PRL} \leq \begin{cases} \overline{P}_{n^a}^{maxPRL} & \text{wenn } \overline{Flex}_{n^a}^{PRL} = 0 \\ \overline{P}_{n^a}^{maxPRL} \cdot b_{n^a,i}^{An} & \text{wenn } \overline{Flex}_{n^a}^{PRL} = 1 \end{cases} \quad (3.88)$$

Da Anlagen für den Fall einer Regelleistungserbringung in der Lage sein müssen, ihre aktuelle Leistung um die angebotene Leistung zu erhöhen oder abzusenken, beschränkt sich das zulässige Leistungsband (abhängig von \bar{P}_{na}^{min} und $\bar{P}_{na}^{max} \cdot \bar{V}_{na,i}$) während der Regelleistungsvorhaltung wie in Gl. 3.89 und 3.90 angegeben. Abb. 3.10 visualisiert, wie eine Anlage während einer Regelleistungsbereitstellung, in den Zeitintervallen $i = 2$ und $i = 3$, in einem reduzierten Leistungskorridor betrieben werden muss.

$$Sched_{na,i}^{Gen} \leq \bar{P}_{na}^{max} \cdot \bar{V}_{na,i} - Sched_{na,i}^{PRL} - Sched_{na,i}^{SRL+} \quad (3.89)$$

$$Sched_{na,i}^{Gen} \geq \bar{P}_{na}^{min} + Sched_{na,i}^{PRL} + Sched_{na,i}^{SRL-} \quad (3.90)$$

Bei Anlagen, die während der Vorhaltung von Regelleistung ihre Last ändern wollen, ist bei beschränkenden Lastgradienten zu berücksichtigen, dass während des Abfahrens der Lastrampe nur noch ein reduzierter Anteil der Regelleistung vorgehalten werden kann. Sollten die Lastrampen sogar maximal ausgereizt werden so steht während dieses Vorgangs keinerlei Regelleistung mehr zur Verfügung. Andersherum kann eine Anlage, die mit der Regelleistungsbereitstellung ihren Lastgradienten komplett ausreizt, während der Bereitstellung ihre Last nicht mehr modulieren.

Der reduzierte Lastgradient $G_{na,i}^{Pos/Negred}$ lässt sich dabei beschreiben, indem der positive oder negative Lastgradient der Anlage ($\bar{G}_{na}^{maxPos/Neg}$) ebenso wie die geforderten Lastgradienten für Primär- (vollständige Aktivierung von $Sched_{na,i}^{PRL}$

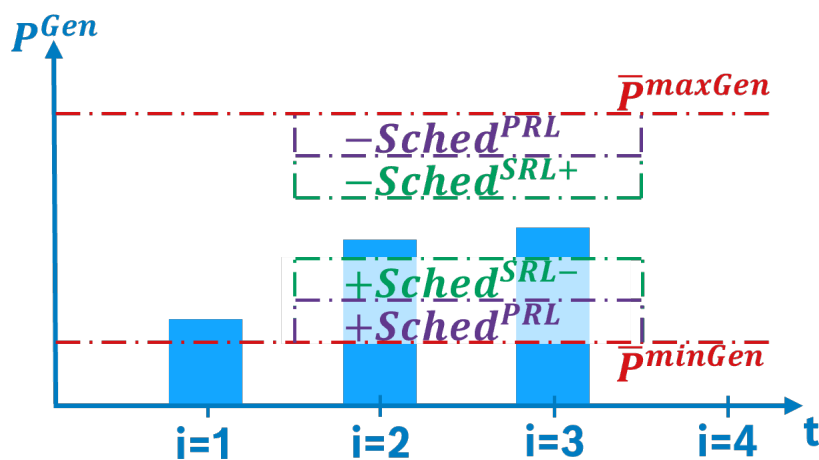


Abbildung 3.10: Leistungsbandeinschränkung durch RL -Bereitstellung

innerhalb von 30 Sekunden) und Sekundärregelleistung (vollständige Aktivierung von $Sched_{n^a,i}^{SRL+/SRL-}$ innerhalb von 5 Minuten) einheitlich (z. B. als Gradient in kW/h) miteinander in Bezug gesetzt wird, wobei $G_{n^a,i}^{PosRed}$ und $G_{n^a,i}^{PosNeg} \in \mathbb{R}^+$.

$$G_{n^a,i}^{PosRed} = \overline{G}_{n^a}^{maxPos} - Sched_{n^a,i}^{PRL} \cdot 120 - Sched_{n^a,i}^{SRL+} \cdot 12 \quad (3.91)$$

$$G_{n^a,i}^{NegRed} = \overline{G}_{n^a}^{maxNeg} - Sched_{n^a,i}^{PRL} \cdot 120 - Sched_{n^a,i}^{SRL-} \cdot 12 \quad (3.92)$$

Um diesen Effekt abbilden zu können, ist im Rahmen dieser Arbeit ein Konzept entwickelt worden, bei dem für $P_{n^a,i}^{Gen}$ nicht mehr die Annahme einer konstanten Leistung über die Zeit zugrunde liegt. Stattdessen kann die mittlere Leistung $P_{n^a,i}^{Gen}$ über die Leistung zu Beginn des Zeitintervalls $P_{n^a,i}^{GenAnf}$, zum Ende des Zeitintervalls $P_{n^a,i}^{GenEnd}$ und über die Dauer (T^{GenEnd} [in Minuten]) nach dem das neue Lastniveau zum Zeitpunkt t^{GenEnd} in i erreicht worden ist, entsprechend der Gl. 3.93 eindeutig berechnet werden. Das gilt unter der Annahme, dass die Anlage immer zu Beginn des Zeitintervalls i (t_i^{Anf}) mit der Veränderung der Last beginnt und die Lastrampe gleichmäßig abgefahren werden kann.

$$P_{n^a,i}^{Gen} = \underbrace{\left(P_{n^a,i}^{GenAnf} + \frac{P_{n^a,i}^{GenEnd} - P_{n^a,i}^{GenAnf}}{2} \right)}_{A+B} \cdot \frac{T_{n^a,i}^{GenEnd}}{\overline{ZG}} + \underbrace{P_{n^a,i}^{GenEnd} \cdot \frac{\overline{ZG} - T_{n^a,i}^{GenEnd}}{\overline{ZG}}}_C \quad (3.93)$$

Abb. 3.11 visualisiert das Verhalten für einen positiven Lastwechsel. Dort sind auch die in Gl. 3.93 mit A , B und C bezeichneten geometrischen Flächen dargestellt. $P_{n^a,i}^{GenAnf}$ wird dabei über $P_{n^a,i}^{GenEnd}$ aus dem vorherigen Intervall festgelegt (siehe Gl. 3.94)

$$P_{n^a,i}^{GenAnf} = P_{n^a,i-1}^{GenEnde} \quad (3.94)$$

Es gelten dabei Gl. 3.94 und alle weiteren relevanten Leistungs- und Fahrplanbeschränkungen für $P_{n^a,i}^{Gen}$ (siehe Gl. 3.71 bis 3.87)) gleichermaßen für $P_{n^a,i}^{GenAnf}$ und $P_{n^a,i}^{GenEnd}$. Für den in Gl. 3.93 dargestellten B-Teil muss darüber hinaus abhängig von der Modulationsrichtung die in Gl. 3.95 dargestellte Beschränkung

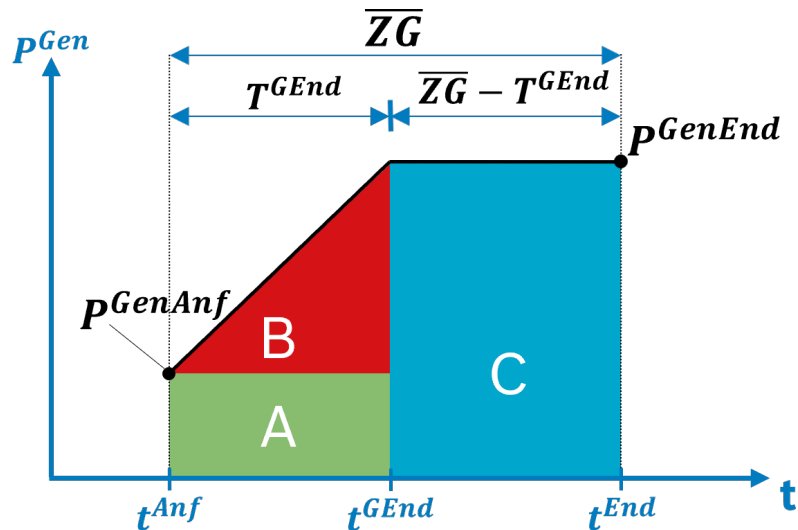


Abbildung 3.11: P^{Gen} bei nicht konstanter Last im Zeitintervall

über $G^{Pos/NegRed}$ gelten.

$$\left\{ \begin{array}{ll} \frac{P_{n^a,i}^{GenAnf} - P_{n^a,i}^{GenEnd}}{T_{n^a,i}^{GEnd}} \cdot \frac{60}{\overline{ZG}} \leq G^{PosRed} & \text{wenn } P_{n^a,i}^{GenAnf} - P_{n^a,i}^{GenEnd} \geq 0 \\ -\frac{P_{n^a,i}^{GenAnf} - P_{n^a,i}^{GenEnd}}{T_{n^a,i}^{GEnd}} \cdot \frac{60}{\overline{ZG}} \leq G^{NegRed} & \text{wenn } P_{n^a,i}^{GenAnf} - P_{n^a,i}^{GenEnd} < 0 \end{array} \right. \quad (3.95)$$

Gl. 3.93 ist aufgrund der Multiplikation der Variablen $T_{n^a,i}^{GEnd}$ mit $P_{n^a,i}^{GenAnf}$ bzw. $P_{n^a,i}^{GenEnd}$ nichtlinear und ist daher in einem MILP-Problem nicht abbildbar. Stattdessen wurden für $T_{n^a,i}^{GEnd}$ fixierte Zeitpunkte für die Beendigung der Lastrampe (fünf Stück pro Zeitintervall: t^1 bis t^5) eingeführt, die sich gleichmäßig über das Zeitintervall verteilen (dargestellt in 3.12 für einen positiven Lastgradienten) und für die dann jeweils $G_{n^a,i}^{PosRes}$ bzw. $G_{n^a,i}^{NegRes}$ für den Lastwechsel zur Verfügung stehen.

Für die Entscheidung sind im Modell je Zeitintervall 5 Binärvariablen eingeführt worden ($b_{n^a,i}^{t^1}$ bis $b_{n^a,i}^{t^5}$), von denen entsprechend Gl. 3.96 jeweils exakt eine auf 1 gesetzt werden muss. Entsprechend der ausgewählten Ramp-Dauer wird

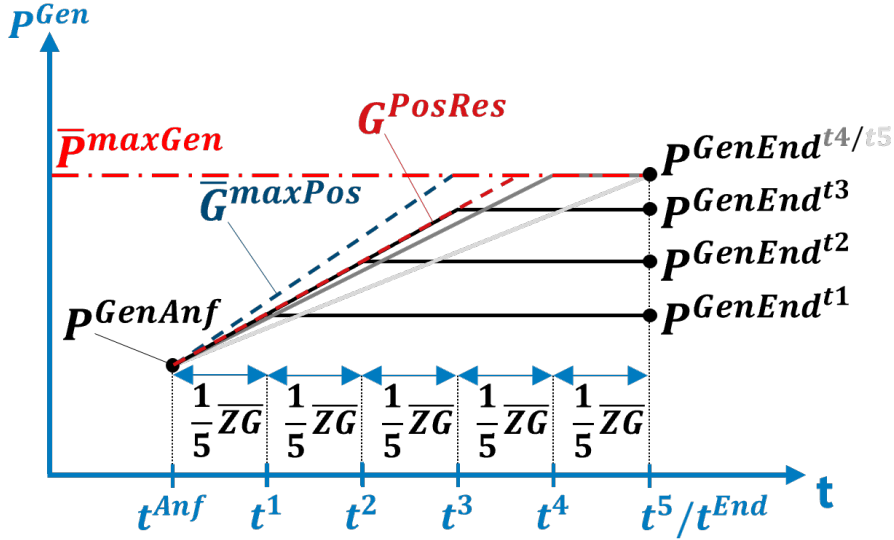


Abbildung 3.12: P^{Gen} bei nicht konstanter Last innerhalb eines Zeitintervalls
 der Bereich für $P_{n^a,i}^{GenEnd}$ entsprechend der Gl. 3.97 und 3.98 beschrieben.

$$1 = b_{n^a,i}^{t1} + b_{n^a,i}^{t2} + \dots + b_{n^a,i}^{t5} \quad (3.96)$$

$$P_{n^a,i}^{GenEnd^{tx}} \leq P_{n^a,i}^{GenAnf} + x \cdot \frac{G_{n^a,i}^{PosRes} \cdot \left(\frac{\overline{ZG}}{60Min}\right)}{5} \cdot b_{n^a,i}^{tx} \quad (3.97)$$

$$P_{n^a,i}^{GenEnd^{tx}} \geq P_{n^a,i}^{GenAnf} - x \cdot \frac{G_{n^a,i}^{NegRes} \cdot \left(\frac{\overline{ZG}}{60Min}\right)}{5} \cdot b_{n^a,i}^{tx} \quad (3.98)$$

Der weiterhin bilineare Term kann aufgrund der Multiplikation mit einer Binärvariablen entsprechend der in Unterkapitel 3.1.6 beschriebenen Methodik über je vier Nebenbedingungen linearisiert werden.

Die mittlere Leistung $P_{n^a,i}^{GenEnd^{tx}}$ wird weiterhin entsprechend Gl. 3.93 berechnet (siehe angepasste Form in Gl. 3.99).

$$P_{n^a,i}^{Gen^{tx}} = \left(P_{n^a,i}^{GenAnf} + \frac{P_{n^a,i}^{GenEnd^{tx}} - P_{n^a,i}^{GenAnf}}{2} \right) \cdot \frac{T^x}{\overline{ZG}} + P_{n^a,i}^{GenEnd^{tx}} \cdot \frac{\overline{ZG} - T^x}{\overline{ZG}} \quad (3.99)$$

Die Umrechnung von $P_{n^a,i}^{Gen^{tx}}$ in einen Energiefahrplan $Sched_{n^a,i}^{Gen^{t1}}$ für das i wird weiterhin über Gl. 3.30 beschrieben.

Der endgültige Fahrplan wird dann beschrieben über Gl. 3.100.

$$Sched_{n^a,i}^{Gen} = Sched_{n^a,i}^{Gen^{t1}} + Sched_{n^a,i}^{Gen^{t2}} + \dots + Sched_{n^a,i}^{Gen^{t5}} \quad (3.100)$$

Bezüglich der Vergütung und der Betrachtung von Regelleistungsproduktzeit-scheiben bei der Fahrplanoptimierung findet sich eine ausführlichere Modellbe-schreibung in Kap. 3.5.

Übersicht aller Charakteristikooptionen für Stromerzeugungsanlagen

Tabelle 3.2 fasst die abgebildeten Möglichkeiten bei der Beschreibung von Stromerzeugungsanlagen noch einmal zusammen. Für die verschiedenen Tech-nologietypen wird darüber hinaus angegeben, ob die entsprechende Charakte-ristik optional ausgewählt werden kann (1/0) oder ob die Anlage immer über diese Charakteristik verfügt (1). Für optionale Charakteristika sind die entspre-chenden Variablen gemäß Kap. 3.2.6 für diese Anlagen nur bei Bedarf initiali-siert worden. Auffallend ist die Zeile PRL-Flex (siehe Gl. 3.88), die für keinen Anlagentypen modelliert worden ist. Auch wenn eine schnelle Anlagenreakti-on aus dem ausgeschalteten Zustand heraus denkbar wäre, ist sie aufgrund der symmetrischen Gestaltung der Primärregelleistung nicht sinnvoll, da im ausge-schalteten Zustand keine negative Regelleistung erbracht werden kann. Auch in den nachfolgenden Unterkapiteln werden theoretisch modellierbare Charakte-ristika, die aufgrund mangelnder Sinnhaftigkeit nicht abgebildet worden sind, mit einem „–“ beschrieben.

3.3.2 Modellierung des Stromverbrauchsverhaltens verschiedener Technologietypen

Die Betriebscharakteristika, die für stromverbrauchende Anlagen (fixer Strom-verbrauch des Anschlusspunktes ($fixDem$), Heizstab ($P2H$) und Wärmepum-pe (WP)) abgebildet worden sind, unterscheiden sich nicht wesentlich von den Charakteristika der stromerzeugenden Anlagen, mit dem Unterschied, dass sich die in Kap. 3.3.1 eingeführten Nebenbedingungen in diesem Fall auf $P_{n^{fixDem/P2H/WP},i}^{Dem}$ und $Sched_{n^{fixDem/P2H/WP},i}^{Dem}$ beziehen.

Tabelle 3.3 gibt eine Übersicht über die abgebildeten Charakteristika für alle drei Anlagentypen, wie bereits zuvor mit der Angabe, welche Charakteristik für welchen Anlagentypen abgebildet worden ist. Grün dargestellt sind dabei –

Tabelle 3.2: Modellierte Stromerzeugungseigenschaften

Kategorie	Charakteristik	Einheit	Konv	EE	KWK
Leistung & Modulation	\overline{P}^{maxGen}	[in kW]	1	1	1
	\overline{P}^{minGen}	[in kW]	1	1	1
	$\overline{F}^{FI_{max}}$	[in %]	0/1	0/1	0/1
	\overline{G}^{maxPos}	[in kW/h]	0/1	0/1	0/1
	\overline{G}^{maxNeg}	[in kW/h]	0/1	0/1	0/1
	Laststufe ^{1...10}	[in kW]	0/1	0/1	0/1
	\overline{P}^{minMod}	[in kW]			
	\overline{P}^{maxMod}	[in kW]			
	\overline{T}^{minAn}	[in Z]	0/1	0/1	0/1
	\overline{T}^{minAus}	[in Z]	0/1	0/1	0/1
Kosten	\overline{C}^{GenLin}	[in €/kWh]	1	1	1
	\overline{C}^{GenKon}	[in €/h]	0/1	0/1	0/1
	\overline{F}^{CEigV}	0..1	1	1	1
Strafkosten	$\overline{Pen}^{Anschalt}$	[in €/Event]	0/1	0/1	0/1
	$\overline{Pen}^{Abschalt}$	[in €/Event]	0/1	0/1	0/1
Verfügbarkeit	\overline{V}_i	0..1	1	1	1
Regelleistung	$\overline{P}^{KapaPRL}$	[in kW]	0/1	0/1	0/1
	\overline{Flex}^{PRL}	0/1	-	-	-
	$\overline{P}^{KapaSRL+}$	[in kW]	0/1	0/1	0/1
	$\overline{P}^{KapaSRL-}$	[in kW]	0/1	0/1	0/1
	\overline{Flex}^{SRL}	0/1	0/1	0/1	0/1

wie auch in den folgenden Tabellen – Charakteristika, die bereits für andere Anlagentypen ausreichend beschrieben worden sind. Für die stromverbrauchenden Anlagen trifft dies auf alle Charakteristika zu. Des Weiteren ist der Tabelle zu

Tabelle 3.3: Modellierte Stromverbrauchscharakteristika

Group	Charakteristik	Einheit	fixDem	P2H	WP
Leistung & Modulation	\overline{P}^{maxDem}	[in kW]	0	1	1
	\overline{P}^{minDem}	[in kW]	0	0/1	0/1
	\overline{G}^{maxPos}	[in kW/h]	0	0	0/1
	\overline{G}^{maxNeg}	[in kW/h]	0	0	0/1
	$\overline{Laststufe}^{1...10}$	bis zu 10 [in kW]			
	\overline{P}^{minMod}	[in kW]	0	0/1	0/1
	\overline{P}^{maxMod}	[in kW]			
	\overline{T}^{minAn}	[in Z]	0	0	0/1
	\overline{T}^{minAus}	[in Z]	0	0	0/1
Kosten	\overline{C}^{DemLin}	[in €/kWh]	0	0	1
	\overline{C}^{DemKon}	[in €/h]	0	0	0/1
Strafkosten	$\overline{Pen}^{Anschalt}$	[in €/Event]	0	0	0/1
	$\overline{Pen}^{Abschalt}$	[in €/Event]	0	0	0/1
Verfügbarkeit	\overline{V}_i	0...1	0	1	1
Regelleistung	$\overline{P}^{KapaPRL}$	[in kW]	0	0/1	0/1
	\overline{Flex}^{PRL}	0/1	0	0/1	0/1
	$\overline{P}^{KapaSRL+}$	[in kW]	0	0/1	0/1
	$\overline{P}^{KapaSRL-}$	[in kW]	0	0/1	0/1
	\overline{Flex}^{SRL}	0/1	0	0/1	0/1

entnehmen, dass *fixDem* ausschließlich als fixes Lastprofil ohne jegliche modellierte Charakteristik dargestellt worden ist.

Die Wärmepumpe ist stromseitig mit gleicher Komplexität modelliert worden wie bspw. eine *Konv*-Anlage, wohingegen *P2H*-Anlagen aufgrund der Einfachheit der technischen Lösungen in realen Heizsystemen lediglich mit linearen

und optional konstanten Kosten, \overline{P}^{maxDem} , optional \overline{P}^{minDem} und den Regelleistungscharakteristika ($\overline{P}^{KapaPRL}$, $\overline{P}^{KapaSRL+}$, $\overline{P}^{KapaSRL-}$ und \overline{Flex}^{SRL}) abgebildet worden sind. Die Modellierung komplexerer Charakteristika wie z. B. Lastgradienten wäre technisch möglich, aber aufgrund der Flexibilität von realen Heizstäben unnötig gewesen.

Die Gesamtbetriebskosten und Strafkosten während des Stromverbrauchs von Anlagen werden in Gl. 3.101 bis 3.105 beschrieben.

$$C_{nWP}^{DemLin} = \sum_{i \in I} \left(Sched_{nWP,i}^{Dem} \cdot \overline{C}_{nWP}^{DemLin} \right) \quad (3.101)$$

$$C_{nWP}^{DemKon} = \frac{\overline{ZG}}{(60Min/h)} \cdot \sum_{i \in I} \left(b_{nWP,i}^{Dem} \cdot \overline{C}_{nWP}^{DemKon} \right) \quad (3.102)$$

$$C_{nWP}^{Op} = C_{nWP}^{DemLin} + C_{nWP}^{DemKon} \quad (3.103)$$

$$Pen_{nWP}^{Anschalt} = \sum_{i \in I} \left(b_{nWP,i}^{Anschalt} \cdot \overline{Pen}_{nWP}^{Anschalt} \right) \quad (3.104)$$

$$Pen_{nWP}^{Abschalt} = \sum_{i \in I} \left(b_{nWP,i}^{Abschalt} \cdot \overline{Pen}_{nWP}^{Abschalt} \right) \quad (3.105)$$

$$Pen_{nWP}^{Summe} = Pen_{nWP}^{Anschalt} + Pen_{nWP}^{Abschalt} \quad (3.106)$$

3.3.3 Modellierung thermischer Energieerzeugung durch verschiedene Anlagentypen

Bei der Modellierung der thermischen Betriebscharakteristika von Wärmeerzeugern (*GB*, *P2H*, *KWK* und *WP*) zeigt sich aufgrund der grundsätzlich verschiedenen Funktionsweisen eine große Diversität zwischen den betrachteten Anlagen. So ist beim Betrieb von Wärmepumpen – in dieser Arbeit sind ausschließlich Sole- und Luft-Wasser-Wärmepumpen betrachtet worden – insbesondere der komplexe Zusammenhang zwischen Stromverbrauch und thermischem Output in Abhängigkeit vom Betriebspunkt sowie die Limitierung bei der Vorlauftemperatur hervorzuheben (siehe z. B. [46]). Bei Power-2-Heat-Anlagen (Heizstäbe) und konventionellen Gasboilern kann hingegen eine gleichbleibende Effizienz über das gesamte Betriebsspektrum hinweg und im

Bereich bis 100 °C keinerlei Einschränkungen im Betriebsbereich angenommen werden.

Während Letzteres auch für *KWK*-Anlagen gilt, ist bei diesen vor allem die Limitierung des thermischen Betriebsbereichs, abhängig von der Stromerzeugung oder umgekehrt die zulässige Stromproduktion abhängig von der thermischen Leistung der Anlage, hervorzuheben. Im Folgenden soll auf die unterschiedlichen Modellierungscharakteristika detaillierter eingegangen werden.

Leistungscharakteristika

Die folgenden Leistungscharakteristika sind für thermische Erzeuger modelliert worden:

- **maximale thermische Leistungsbeschränkung** – $\overline{\dot{Q}}^{maxGen}$
Für Gasboiler und Wärmepumpen ist ähnlich wie bei den Stromverbrauchern und Stromerzeugern eine obere Leistungsgrenze in kW modelliert worden, sodass Nebenbedingung 3.107 gilt. Bei den übrigen Wärmeerzeugern ist auf diese Beschränkung ebenso wie auf eine einfache Leistungslimitierung nach unten (siehe nächsten Spiegelstrich) verzichtet worden, da die Wärmeerzeugung über die Stromerzeugung (*KWK*) bzw. den Stromverbrauch (*P2H*) eingeschränkt werden kann (siehe Kap. 3.3.1 und 3.3.2).

$$\dot{Q}_{n^{GB/P2H/WP},i}^{Gen} \leq \overline{\dot{Q}}_{n^{GB/P2H/WP}}^{maxGen} \quad (3.107)$$

- **minimale thermische Leistungsbeschränkung** – $\overline{\dot{Q}}^{minGen}$
Die minimale thermische Leistung eines Gasboilers kann optional in kW parametrisiert werden (siehe Gl. 3.108).

$$\dot{Q}_{n^{GB},i}^{Gen} \geq \overline{\dot{Q}}_{n^{GB}}^{minGen} \cdot b_{n^{GB},i}^{An} \quad (3.108)$$

- **Beschreibung des thermischen Outputs über die elektrische Leistung**
Zur Beschreibung des thermischen Outputs von *KWK*-Anlagen sind zwei verschiedene Komplexitätsstufen modelliert worden.
 - **Linearer Zusammenhang zwischen thermischer und elektrischer Erzeugung** – $\overline{F}^{LinP2\dot{Q}}$
Zu einem kann der thermische Output über einen dimensionslosen

Parameter $\overline{F}_{n^{KWK}}^{LinP2\dot{Q}} \in \mathbb{R}^+$ fix an den elektrischen Output gekoppelt werden (siehe Gl. 3.109).

- **Verfügbares thermisches Leistungsband abhängig von P^{Gen}** –
 $\overline{\dot{Q}}_{n^{KWK}}^{maxGen(P)}$ und $\overline{\dot{Q}}_{n^{KWK}}^{minGen(P)}$

Zum anderen ist es – bspw. bei Entnahme-Kondensationsturbinen – möglich, ein breites thermisches Leistungsband für eine gegebene elektrische Leistung anzufahren [55]. Die Darstellung 3.13 verdeutlicht das.

Der dort dargestellte Betriebsraum lässt sich über insgesamt 4 Betriebspunkte für die maximale thermische Leistung ($\overline{\dot{Q}}_{n^{KWK}}^{maxGen(P)^1}$ bis $\overline{\dot{Q}}_{n^{KWK}}^{maxGen(P)^4}$) und vier weitere für die minimale Leistung ($\overline{\dot{Q}}_{n^{KWK}}^{maxGen(P)^{1/2/3/4}}$) eindeutig beschreiben. Die roten Linien, welche bei [55] verwendet werden, beschreiben gleichbleibenden Brennstoffverbrauch und können im Weiteren vernachlässigt werden.

Im Modell wurde die Möglichkeit implementiert, über bis zu zehn Punkte für $\overline{\dot{Q}}_{n^{KWK}}^{max(P)}$ und $\overline{\dot{Q}}_{n^{KWK}}^{min(P)}$ zwei stufenweise lineare Funktionen (siehe Kap. 3.1.5) $f_{n^{KWK}}^{\dot{Q}^{max}}(P)$ und $f_{n^{KWK}}^{\dot{Q}^{min}}(P)$ vorgeben zu können. Für $\dot{Q}_{n^{KWK},i}^{Gen}$ muss dann Gl. 3.110 gelten.

$$\dot{Q}_{n^{KWK},i}^{Gen} = P_{n^{KWK},i}^{Gen} \cdot \overline{F}_{n^{KWK}}^{LinP2\dot{Q}} \quad (3.109)$$

$$f_{n^{KWK},i}^{\dot{Q}^{min}}(P_{n^{KWK},i}^{Gen}) \leq \dot{Q}_{n^{KWK},i}^{Gen} \leq f_{n^{KWK},i}^{\dot{Q}^{max}}(P_{n^{KWK},i}^{Gen}) \quad (3.110)$$

Effizienzcharakteristika

Zur Beschreibung des Umwandlungsverhaltens von Brennstoff oder Strom in Wärme sind bei $P2H$ - und bei WP -Anlagen auf verschiedene Arten und Weisen Effizienzen berücksichtigt worden

- **Lineare Umwandlungseffizienz für $P2H$ -Anlagen** – $\overline{\eta}^{Lin}$

Die Betrachtung von η für $P2H$ -Anlagen konnte aufgrund der simplen Funktionsweise einfach gehalten werden. Aufgrund der geringen Möglichkeit von Verlusten beim direkten Heizen mit Strom, ist $\overline{\eta}_{n^{P2H}}^{Lin}$ als konstanter Parameter zwischen 0 und 1 definierbar. Aufgrund der Annahme

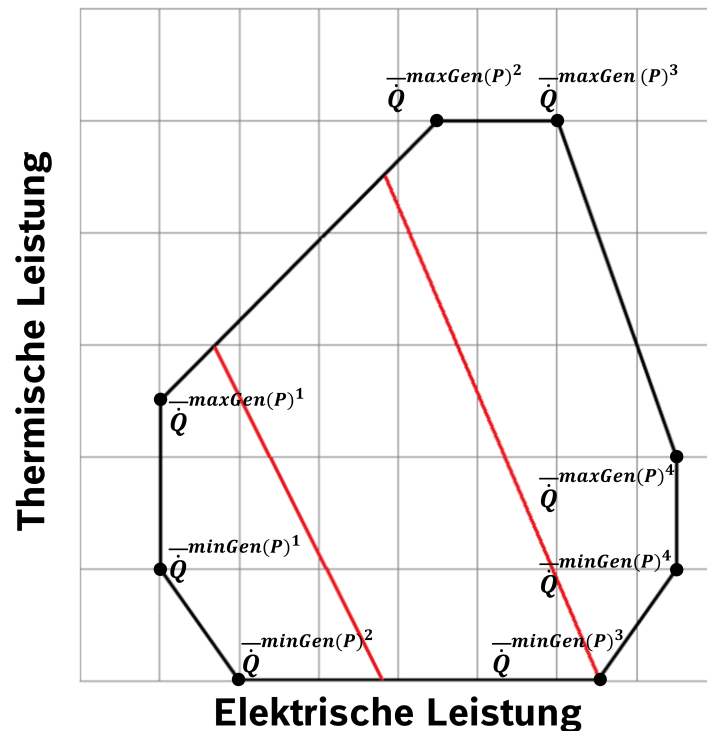


Abbildung 3.13: Kennlinienfeld einer Entnahme-Kondensationsturbine (In Anlehnung an [55])

geringer Leitungsverluste ist für alle Heizstäbe in allen Simulationsläufen 99 % angenommen worden. Die Effizienzberechnung ist in Gl. 3.112 beschrieben.

- **Komplexe Effizienzbetrachtung für WP-Anlagen** – $\bar{\eta}^{komplex}$

Bei Wärmepumpen hängt die Effizienz von einer Vielzahl an Betriebsparametern (z. B. Vorlauftemperatur, Quelltemperatur, Leistungsmodulation etc.) ab, sodass eine Modellierung mittels $\bar{\eta}^{Lin}$ keine Alternative gewesen wäre. Stattdessen wurde eine Umsetzung ähnlich wie beim „Online Wärmepumpenmodell“ von [96] verfolgt, bei dem für verschiedene Vorlauftemperaturen $Temp_{nWP,i}^{VL}$ und Quelltemperaturen $\overline{Temp}_{nWP,i}^{Quelle}$ jeweils eine thermische Leistung $\dot{Q}_{nWP,i}^{Gen}$ einem bestimmten elektrischen Bedarf $P_{nWP,i}^{Dem}$ zugeordnet wird. Tabelle 3.14 zeigt ein Kennfeld, welches in leicht variiertes Form für alle n^{WP} in dieser Arbeit genutzt worden ist, wobei die Spalten „W35“ bis „W55“ jeweils entsprechende Wertepaare für Verbrauch und Erzeugungsleistung bei gegebener Vorlauftemperatur (in diesem Fall 35 bzw. 55 °C) angeben. In den Zeilen „A-...“ finden sich diese Wertepaare jeweils für andere Quelltemperaturen [in °C].

Da $\overline{Temp}_{nWP,i}^{Quelle}$ als Parameter bekannt ist und von der Optimierung nicht beeinflusst werden kann, wird in einem dem Modell vorgeschalteten Rechenschritt bereits vor jedem Zeitschritt die richtige Zeile ausgewählt. Zwischen den Leistungswertepaaren kann dann entsprechend der Optimierungsvariablen $Temp_{nWP,i}^{VL}$ interpoliert werden.

Der thermische Eintrag in das Heiz- und Warmwassersystem kann über Gl. 3.111 näherungsweise über die Differenztemperatur zwischen der mittleren Speichertemperatur im aktuellen und im letzten Zeitschritt und der Vorlauftemperatur sowie über den Massenstrom und die spezifische Wärmekapazität \bar{c}_{nWP} des Wärmeträgermediums beschrieben werden. Da es sich bei der Wärmebilanz um eine nichtlineare Nebenbedingung handeln würde, ist der Massenstrom als konstant (\bar{m}_{nWP}^{Soll}) angenommen worden und wird in kg/h für jede Wärmepumpe vorgegeben. Wie bereits in Gl. 3.63 beschrieben (Abschnitt „Wärmeprofile“ in Kap. 3.2.4), darf die Wärmepumpe in jedem Zeitschritt Energie nur einem von beiden thermischen Speichern zur Verfügung stellen, was über die Binärvariablen $b_{nWP,i}^{Gen2TES}$ bzw. $b_{nWP,i}^{Gen2TES}$ gewährleistet wird. Zur Linearisierung der sich daraus ergebenden bilinearen Gleichung 3.111 sei auf Kap. 3.1.6 verwiesen. Auch wenn es bei diesem Modell um eine starke Vereinfachung des Wärmepumpenbetriebs handelt, so ist diese Modellierung dennoch hinreichend genau, da eine Energiebereitstellung so immer über die niedrigst mögliche Temperaturspreizung realisiert wird, was in der Realität in den aller meisten Fällen dem effizientesten Betriebspunkt entsprechen sollte.

$$\dot{Q}_{nWP,i}^{Gen} = b_{nWP,i}^{Gen2TES1/2} \cdot \left(Temp_{nWP,i}^{VL} - \frac{Temp_{nTES1/2,i} + Temp_{nTES1/2,i}}{2} \right) \cdot \bar{c}_{nWP} \cdot \frac{\bar{m}_{nWP}^{Soll}}{3600 s} \quad (3.111)$$

$$\dot{Q}_{n^{P2H},i}^{Gen} = P_{n^{P2H},i}^{Dem} \cdot \eta_{n^{P2H}}^{Lin} \quad (3.112)$$

Kosten

Genau wie bei den stromerzeugenden Anlagen sind auch bei wärmeerzeugen-

\dot{Q} / P	W35	W45	W55
A-20	4.89 kW / 2.56 kW	4.70 kW / 3.18 kW	4.50 kW / 3.75 kW
A-15	5.87 kW / 2.57 kW	5.70 kW / 3.22 kW	5.50 kW / 3.79 kW
A-7	7.60 kW / 2.53 kW	7.35 kW / 3.20 kW	7.17 kW / 3.81 kW
A2	9.60 kW / 2.59 kW	9.10 kW / 3.20 kW	8.80 kW / 3.79 kW
A7	11.40 kW / 2.65 kW	10.85 kW / 3.17 kW	9.80 kW / 3.92 kW
A10	11.70 kW / 2.54 kW	11.20 kW / 3.17 kW	10.60 kW / 3.85 kW
A12	12.20 kW / 2.55 kW	11.40 kW / 3.20 kW	10.90 kW / 3.80 kW
A20	13.60 kW / 2.55 kW	12.80 kW / 3.15 kW	12.39 kW / 3.75 kW

Abbildung 3.14: Wärmepumpenkennfeld nach [96]

den Anlagen Kostenparameter für lineare und konstante Kostenanteile ($\bar{C}^{thGenLin}$ und $\bar{C}^{thGenKon}$) eingeführt worden. Bei *GB*- und *KWK*-Anlagen sind keine Effizienzen berücksichtigt worden, obwohl in der Realität natürlich Wandlungsverluste beobachtbar sind. Stattdessen sind die damit einhergehenden Brennstoffkosten und weitere Betriebskosten für *GB*- und *KWK*-Anlagen genau wie bei den konventionellen Stromerzeugern über einen konstanten und einen variablen Kostenanteil abgebildet worden. Für Gasboiler gilt damit die in Teil B von Gl. 3.113 dargestellte Betriebskostenfunktion. Die vollständige Betriebskostenfunktion für *CHP*-Anlagen ergibt sich aus den Teilen A und B in Gl. 3.113, wobei mit $b_{n^{KWK},i}^{thAn}$ eine zusätzliche Binärvariable eingeführt worden ist, mit der überprüft wird, ob im entsprechenden Zeitschritt eine thermische Erzeugung vorliegt.

$$\begin{aligned}
 C_{n^{GB/KWK},i}^{Op} = & \underbrace{Sched_{n^{KWK},i}^{Gen} \cdot \bar{C}_{n^{KWK}}^{GenLin} + b_{n^{KWK},i}^{An} \cdot \bar{C}_{n^{KWK}}^{GenKon}}_A \\
 & + \underbrace{ThSched_{n^{GB/KWK},i}^{Gen} \cdot \bar{C}_{n^{GB/KWK}}^{thGenLin} + b_{n^{GB/KWK},i}^{thAn} \cdot \bar{C}_{n^{GB/KWK}}^{thGenKon}}_B \quad (3.113)
 \end{aligned}$$

Bei *P2H*- und *WP*-Anlagen spielt bei den Betriebskosten zusätzlich der Strombezug eine entscheidende (bzw. bei *P2H*-Anlagen die einzige) Rolle. Dort wird je nach Stromliefervertrag des Nutzers (siehe Kap. 3.2.5 und 3.2.6) der Strombezug der Anlage zu einem konstanten Strompreis ($n^{P2H} \in \underline{N}^{fixEP}$) oder über die Stromvermarktung ($n^{P2H} \in \underline{N}^{DM}$) realisiert.

Temperaturlimitierung

Im Gegensatz zu den übrigen Wärmeerzeugern, bei denen die Temperaturan-

hebung im Speicher/Heizsystem direkt über den Energieeintrag berechnet wird (siehe Gl. 3.64), wird bei der Wärmepumpe tatsächlich eine Vorlauftemperatur abgebildet (siehe Gl. 3.111). Aufgrund der Betriebsbeschränkungen von realen Wärmepumpensystemen ist die maximale Vorlauftemperatur über den Parameter \overline{Temp}^{maxVL} beschränkt. Zusätzlich dazu gelten für die Temperatur Mindestanforderungen, die sich aus der aktuellen Speichertemperatur und einer für die Wärmepumpe parametrierbaren Sicherheitsmarge \overline{S}_{nWP}^M ergeben (siehe Gl. 3.114 und Gl. 3.115).

$$Temp_{nWP,i}^{VL} \geq b_{nWP,i}^{HP2TES1} \cdot (Temp_{nWP,i}^{TES1} + \overline{S}_{nWP}^M) \quad (3.114)$$

$$Temp_{nWP,i}^{VL} \geq b_{nWP,i}^{HP2TES2} \cdot (Temp_{nWP,i}^{TES2} + \overline{S}_{nWP}^M) \quad (3.115)$$

Übersicht aller Charakteristikooptionen für Wärmeerzeuger

Tabelle 3.4 fasst die Charakteristikooptionen für Wärmeerzeuger kompakt zusammen.

3.3.4 Modellierung thermischer Speicher

Der Energieeintrag in die thermischen Speicher $TES1$ und $TES2$ bzw. die Energiebilanz ist in Gl. 3.64 bereits beschrieben worden. In diesem Unterkapitel soll daher nur noch darauf eingegangen werden, wie das Temperaturniveau und die Verluste innerhalb des Speichers berechnet werden und wie die Temperaturanforderungen der thermischen Lasten bei der Modellierung der thermischen Speicher berücksichtigt worden sind.

Als Eingangsparameter für den thermischen Speicher können im Modell die folgenden Werte parametrierbar werden:

- **Speichermasse und spezifische Wärmekapazität:** $\overline{m}_{nTES1/2}$ [in kg] und $\overline{c}_{nTES1/2}$ [in kJ/kgK]
- **Minimal- und Maximaltemperatur:** $\overline{Temp}_{nTES1/2}^{min}$ und $\overline{Temp}_{nTES1/2}^{max}$ in [°C]
- **Wärmedurchgangskoeffizient, Speicherfläche und Umgebungstemperatur:** $\overline{U}_{nTES1/2}$ [in $\frac{kW}{K \cdot m^2}$], $\overline{A}_{nTES1/2}$ [in m^2] und $\overline{Temp}_{nTES1/2}^{Amb}$ [in °C]

Tabelle 3.4: Thermische Betriebscharakteristika thermischer Erzeuger

Gruppe	Charakteristik	Einheit	GB	P2H	KWK	WP
Leistung	$\overline{\dot{Q}}^{maxGen}$	[in kW]	1	0	0	1
	$\overline{\dot{Q}}^{minGen}$	[in kW]	1	0	0	0
	$\overline{F}^{LinP2\dot{Q}}$	>0	-	-	Opt1	-
	$\overline{\dot{Q}}^{max(P)}$	[in kW th , kW]	-	-	Opt2	-
	$\overline{\dot{Q}}^{min(P)}$	[in kW th , kW]	-	-		-
Effizienz	$\overline{\eta}^{Lin}$	0...1	0	1	0	-
	$\overline{\eta}^{komplex}$	COP	0	-	0	1
Kosten	$\overline{C}^{thGenLin}$	[in €/kWh]	1	0	1	0
	$\overline{C}^{thGenKon}$	[in €/h]	0/1	0	0/1	0
Temperaturlimit	\overline{Temp}^{maxVL}	[in °C]	-	-	-	1
	\overline{S}^M	[in °C]	-	-	-	1

Die Temperaturveränderung innerhalb des Speichers kann über die Parameter $\overline{m}_n^{TES1/2}$ und $\overline{c}_n^{TES1/2}$ sowie den Energieeintrag bzw. -entzug $\Delta Q_{n^{TES1/2},i}$ entsprechend Nebenbedingung 3.116 beschrieben werden, wobei dieser Gleichung die vereinfachende Annahme zugrunde liegt, dass es sich um einen ideal durchmischten und keinen geschichteten Speicher handelt.

$$\Delta Q_{n^{TES1/2},i} = (Temp_{n^{TES1/2},i} - Temp_{n^{TES1/2},i-1}) \cdot \overline{m}_n^{TES1/2} \cdot \overline{c}_n^{TES1/2} \quad (3.116)$$

Der in Gl. 3.64 bereits verwendete Verlust kann über $\overline{U}_n^{TES1/2}$ [in $\frac{kW}{K \cdot m}$], $\overline{A}_n^{TES1/2}$ [in m^2] und \overline{Temp}_n^{Amb} [in °C] entsprechend Gl. 3.117 beschrieben werden, wobei für die Umgebungstemperatur vereinfacht angenommen wurde, dass diese

während des Optimierungszeitraums konstant bleibt.

$$\dot{Q}_{n^{TES1/2},i}^{Loss} = \left(\frac{Temp_{n^{TES1/2},i} + Temp_{n^{TES1/2},i-1}}{2} - \overline{Temp}_{n^{TES1/2}}^{Amb} \right) \cdot \bar{A}_{n^{TES1/2}} \cdot \bar{U}_{n^{TES1/2}} \quad (3.117)$$

Für die thermischen Speicher gelten darüber hinaus noch Temperaturbeschränkungen (siehe Gl. 3.118), die nicht unter- bzw. überschritten werden dürfen.

$$\overline{Temp}_{n^{TES1/2}}^{min} \leq Temp_{n^{TES1/2},i} \leq \overline{Temp}_{n^{TES1/2}}^{max} \quad (3.118)$$

Zusätzlich können für jeden Nutzer Umgebungstemperaturzeitreihen $\overline{Temp}_{n,i}^{Amb}$ vorgegeben werden, die mittels vorgegebener Heizkurven in minimale Vorlauftemperaturen für das Heizsystem umgerechnet werden können. Wie bereits in 3.2.4 beschrieben, setzen sich die thermischen Lastprofile $Sched_{n^{thfixDem1/2},i}$ zusammen aus einer fixierten Lastzeitreihe $\overline{\Delta\dot{Q}}_{n^{thfixDem1/2},i}^{Dem}$ und der über die Heizkurve definierten Mindesttemperaturanforderung in dem jeweiligen Zeitschritt. Da in den modellierten Heizungssystemen immer die gesamte Heizenergie von den Wärmeerzeugern in den Speicher gegeben werden muss, ist der Einfachheit halber die Mindesttemperaturanforderung als Parameterzeitreihe für die Mindesttemperatur des Speichers $\overline{Temp}_{n^{TES1/2}}^{Dem}$ angenommen worden (siehe Gl. 3.119).

$$\overline{Temp}_{n^{TES1/2}}^{Dem} \leq Temp_{n^{TES1/2},i} \quad (3.119)$$

3.3.5 Modellierung von Stromspeichern

Bei dem Aufsetzen eines Modells zur Fahrplanoptimierung eines VKW sind in dieser Arbeit zwei verschiedene Batteriespeichertechnologien betrachtet worden: Elektrofahrzeuge (*EV*) und Batteriespeicher (*Bat*).

Abgebildete Betriebscharakteristika

Ein Großteil der modellierten Charakteristika ist dabei bereits bei den Stromerzeugern und Verbrauchern beschrieben worden. Die Tabellen 3.5 und 3.6 geben dazu eine Übersicht, wobei die bereits eingeführten Charakteristika erneut grün

markiert worden sind. Ein Großteil der Leistungs-, Nutzer- und Speicherkapazitätscharakteristik ist auch in den Abbildungen 3.15 visualisiert worden.

Tabelle 3.5: Modellerte Speichercharakteristika (Teil 1/2)

Group	Charakteristik	Einheit	Bat	EV
Nutzer	\overline{Stat}^{Anw}	[0/1]	0	1
	$\overline{P}_i^{DemFahrt}$	[in kW]	0	1
	\overline{SOC}_i^{Ziel}	[in %]	0	1
Speicher- kapazität	\overline{E}^{Kapa}	[in kWh]	1	1
	\overline{SOC}^{max}	[in %]	1	1
	\overline{SOC}^{min}	[in %]	1	1
Leistung & Modulation	\overline{P}^{maxGen}	[in kW]	1	1
	\overline{P}^{minGen}	[in kW]	0/1	0/1
	\overline{P}^{maxDem}	[in kW]	1	1
	\overline{P}^{minDem}	[in kW]	0/1	0/1
	\overline{F}^{FImax}	[in %]	0/1	0/1
	\overline{G}^{maxPos}	[kW/h]	0/1	0/1
	\overline{G}^{maxNeg}	[kW/h]	0/1	0/1
	$\overline{Laststufe}^{1...10}$	bis zu 10 [in kW]	0/1	1
	\overline{P}^{minMod}	[kW]	0/1	0/1
	\overline{P}^{maxMod}	[kW]	0/1	0/1
	\overline{T}^{minAn}	[Z]	-	-
	\overline{T}^{minAus}	[Z]	-	-
Effizienzen und Verluste	$\overline{\eta}^{Dem}$	[0...1]	1	1
	$\overline{\eta}^{Gen}$	[0...1]	1	1
	$\overline{F}^{SOCLoss}$	[in %/h]	1	1

Tabelle 3.6: Modellierte Speichercharakteristika (Teil 2/2)

Group	Charakteristik	Einheit	Bat	EV
Verfügbarkeit	\bar{V}_i	0...1	1	1
Kosten	\bar{C}^{GenLin}	[in €/kWh]	1	1
	\bar{C}^{GenKon}	[in €/h]	1	1
	\bar{C}^{DemLin}	[in €/kWh]	1	1
	\bar{C}^{DemKon}	[in €/h]	0/1	1
Strafkosten	$\bar{Pen}^{Anschalt}$	[in €/Event]	0/1	0/1
	$\bar{Pen}^{Abschalt}$	[in €/Event]	0/1	0/1
	\bar{Pen}^{Wechs}	[in €/Event]	0/1	0/1
	$\bar{Pen}^{HubUnideal}$	[in €/Event]	0/1	0/1
Regelleistung	$\bar{P}^{KapaPRL}$	[in kW]	0/1	0/1
	\bar{Flex}^{PRL}	0/1	0/1	0/1
	$\bar{P}^{KapaSRL+}$	[in kW]	0/1	0/1
	$\bar{P}^{KapaSRL-}$	[in kW]	0/1	0/1
	\bar{Flex}^{SRL}	0/1	0/1	0/1

EV-spezifische Abbildung des Nutzerverhaltens

Bei der Betrachtung von Elektrofahrzeugen spielt das Nutzerverhalten, bzw. die Nutzeranforderungen eine große Rolle. Daher sollen die modellierten Nutzercharakteristika zuallererst erläutert und darauf in den weiteren Modellbeschreibungen entsprechend Bezug genommen werden. Da Prognosealgorithmen im Rahmen dieser Arbeit nicht im Fokus standen, ist das Nutzerverhalten vereinfacht als bekannte Parameterzeitreihe vorgegeben worden.

- **Anwesenheitsstatus des Fahrzeugs** – \bar{Stat}^{Anw}

Im Gegensatz zu einem stationären Batteriespeicher ist ein Elektrofahrzeug nicht zu jeder Zeit mit dem Ladepunkt des Nutzers verbunden. Um diesen Sachverhalt abbilden zu können, ist für jedes EV eine Parame-

terzeitreihe $\overline{Stat}_{n^{EV},i}^{Anw}$ eingeführt worden, in der der Status entweder auf 1 für „verbunden“ oder auf 0 für „nicht verbunden“ gesetzt werden kann. Während das Fahrzeug nicht verbunden ist, werden die Lade- und Entladeleistung für das UCP auf 0 gezwungen (siehe Gl. 3.127 und 3.128).

- **Mittlere Verbrauchsleistung während der Abwesenheitszeiträume – $\overline{P}_i^{DemFahrt}$**

Zusätzlich zur Lade- und Entladeleistung ist für Fahrzeuge die Möglichkeit einer Entladung während der Fahrten vorgesehen. Auch hierfür ist für jedes EV eine Zeitreihe $\overline{P}_{n^{EV},i}^{DemFahrt}$ angelegt worden, die den Speicherfüllstand entsprechend reduzieren kann (siehe Gl. 3.126).

- **Nutzeranforderungen bezüglich Speicherfüllstand – \overline{SOC}^{Ziel}**

Auch wenn sich im Falle einer perfekten Vorhersage des Nutzerverhaltens eine Zielvorgabe für den SOC eigentlich erübrigt, kann es in der Realität vorkommen, dass dem Nutzer eine App, z. B. für sein Home Energy Management System, die Wallbox oder das EV selbst zur Verfügung steht, die es ihm erlaubt, einen Mindestfüllstand zu einem bestimmten Zeitpunkt vorzugeben. Diese Möglichkeit ist im Modell ebenfalls durch eine Parameterzeitreihe $\overline{SOC}_{n^{EV},i}^{Ziel}$ abgebildet worden, in der der Batteriespeicherfüllstand zum Ende jedes Zeitintervalls i in % angegeben werden kann (siehe Gl. 3.120). Sollten keine Nutzeranforderungen für einen bestimmten Zeitschritt definiert sein, so wird der Wert in der Zeitreihe entsprechend auf 0 gesetzt.

$$SOC_{n^{EV},i} \geq \overline{SOC}_{n^{EV},i}^{Ziel} \quad (3.120)$$

Speicherkapazität

Die Speicherkapazität wird im Modell über drei verschiedene Parameter beschrieben.

- **Speicherkapazität in kWh – \overline{E}^{Kapa}**

Die Speicherkapazität kann für jedes Szenario und für jede *Bat*- und *EV*-Anlage in kWh parametrisiert werden. Über die $\overline{E}_{n^{Bat/EV}}^{Kapa}$ kann auch der Speicherfüllstand (*SOC*) in % definiert werden (siehe Gl. 3.121), sodass für

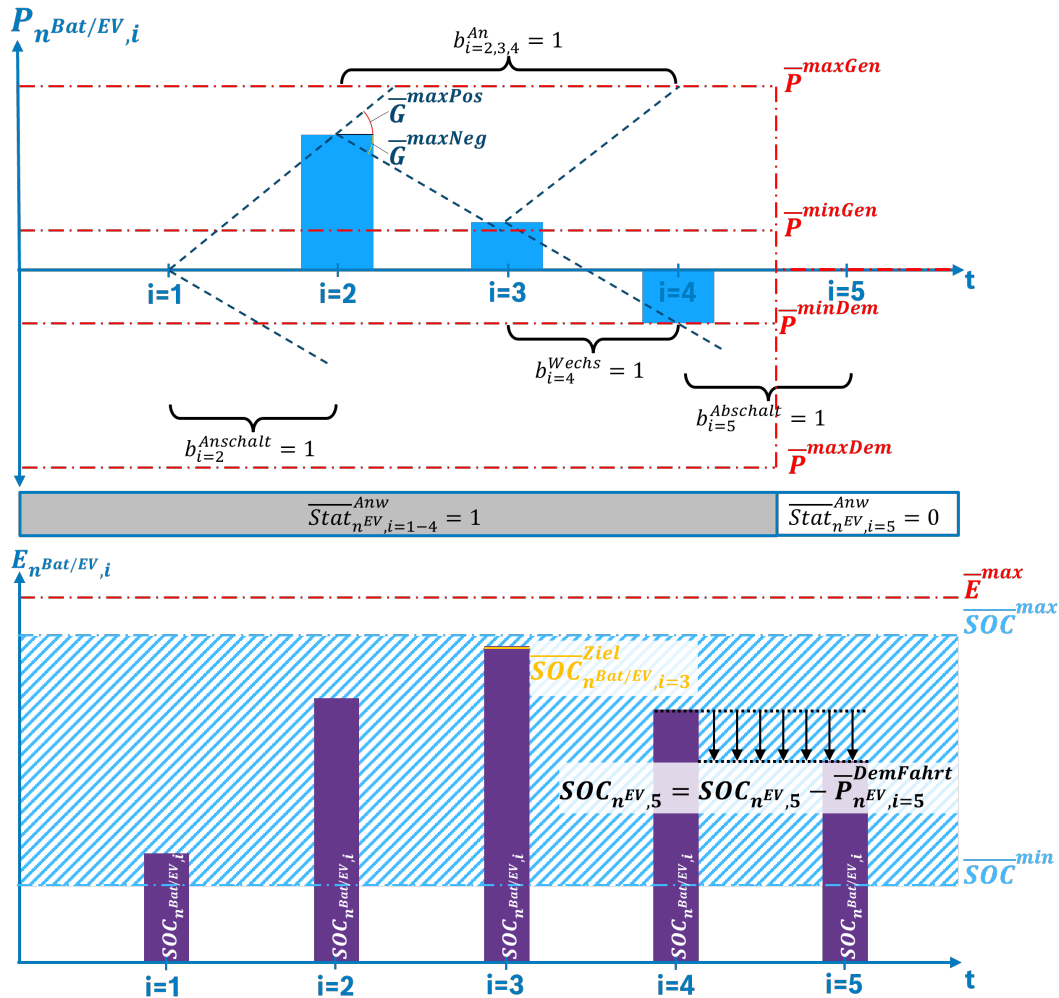


Abbildung 3.15: Leistungs- und Speicherkapazitätscharakteristik stationärer Batteriespeicher und Elektroautos

jede im Folgenden eingeführte $SOC_{n^{Bat/EV}}$ -Variable oder Parameter immer ein entsprechendes $E_{n^{Bat/EV}}$ bzw. $\bar{E}_{n^{Bat/EV}}$ existiert.

- **SOC-Limitierungen** – SOC^{max} und SOC^{min}

Zusätzlich zur eigentlichen Speicherkapazität können für den Speicherfüllstand (SOC) Limits in % vorgegeben werden. Die Nebenbedingung für den zulässigen SOC in jedem Zeitintervall ist Gl. 3.122 zu entnehmen.

$$SOC_{n^{Bat/EV},i} = \frac{E_{n^{Bat/EV},i}}{\bar{E}_{n^{Bat/EV}}^{Kapa}} \quad (3.121)$$

$$\bar{E}_{n^{Bat/EV},i}^{max} \leq E_{n^{Bat/EV},i} \leq \bar{E}_{n^{Bat/EV}}^{max} \quad (3.122)$$

Ein bekanntes Problem bei UCPs ist die Handhabung des Speicherfüllstandes zum Ende des Optimierungszeitraums, da Energie im Speicher keinen Wert besitzt, kann es zu einem besseren Zielfunktionswert führen, wenn der Batteriespeicher zum Ende immer vollständig entladen ist. Üblich ist zur Lösung des Problems z. B. den Speicherfüllstand im ersten und letzten Zeitintervall auf den gleichen Wert zu zwingen (siehe z. B. [76]). In dieser Arbeit ist das Problem gelöst worden, indem dem Batteriespeicher mittels eines parametrierbaren €/MWh-Werts ($\overline{Val}_{n^{Bat/EV}}^E$) im letzten Zeitintervall ein Wert zugeordnet wurde ($Val_{n^{Bat/EV}}^{StorEnd}$), der sich zum einen aus der im Speicher verbleibenden und nach Abzug des Mindestspeicherfüllstands und den Entladeverlusten nutzbaren Energie und zum anderen aus unvermeidbaren hinzukommenden Strafkosten bei der zukünftigen Aktivierung (siehe weitere Erläuterungen unter Strafkosten in Kap. 3.3.5) zusammensetzt (siehe Gl. 3.123).

$$Val_{n^{Bat/EV}}^{StorEnd} = \frac{\overline{Val}_{n^{Bat/EV}}^E}{1000} \cdot \left(SOC_{n^{Bat/EV},i=I} - \overline{E}_{n^{Bat/EV}}^{min} \right) \cdot \overline{\eta}_{n^{Bat/EV},i}^{Gen} - Pen_{n^{Bat/EV}}^{HubUnidealEnd} \quad (3.123)$$

Leistungs- und Modulationscharakteristika

Im Folgenden sollen die für Batteriespeicher modellierten Leistungscharakteristika kurz erläutert werden. Da diese in den Grundzügen identisch zur Modellierung der Leistungscharakteristik von Stromerzeugern und -verbrauchern sind, sollen vor allem kompakt die Unterschiede herausgearbeitet werden.

- **Minimale und maximale Leistungsbeschränkung beim Be- und Entladen** – \overline{P}^{minGen} , \overline{P}^{maxGen} , \overline{P}^{minDem} und \overline{P}^{maxDem}

Die Lade- und Entladeleistung ist auf gleiche Art und Weise modelliert worden wie bei Stromverbrauchern und Erzeugern (siehe Kap. 3.3.1 und 3.3.2), wobei die meisten Batteriespeicher bezüglich maximaler Leistungen eine symmetrische Charakteristik aufweisen. Insbesondere bei Elektrofahrzeugen kann es aber realistisch sein, die Entladeleistung anders zu begrenzen (bei unidirektionalen Fahrzeugen sogar auf $\overline{P}_{n^{EV}}^{maxGen} = 0$). Eine Begrenzung der Lade- und Entladeleistung auf einen Mindestwert ist zwar physikalisch für viele Batteriespeicher nicht notwendig, kann aber aus Effizienzgründen sinnvoll sein.

Zusätzlich zu $P_{nBat/EV,i}^{Gen}$ und $P_{nBat/EV,i}^{Dem}$ ist für Speicher eine den Verbrauch und die Erzeugung zusammenführende Variable ($P_{nBat/EV,i}^{Summe}$) eingeführt worden (Gl. 3.124). Um unsinnige Stromflüsse über den Speicher auszuschließen, ist eine gleichzeitige Ladung und Entladung des Speichers über die Binärvariablen $b_{nBat/EV,i}^{Gen}$ und $b_{nBat/EV,i}^{Dem}$ (zur Detektion des Betriebszustandes) unterbunden worden (siehe Gl. 3.125).

$$P_{nBat/EV,i}^{Summe} = P_{nBat/EV,i}^{Gen} - P_{nBat/EV,i}^{Dem} \quad (3.124)$$

$$1 \geq b_{nBat/EV,i}^{Gen} + b_{nBat/EV,i}^{Dem} \quad (3.125)$$

- **Maximaler Einspeiseanteil der Anlage** – \overline{F}^{FImax}
 Die Einspeiselimitierung $\overline{F}_{nBat/EV}^{FImax}$ ist genau wie $\overline{F}_{nGen}^{FImax}$ für Stromerzeuger implementiert worden. In der Realität finden sich aber vor allem vollständige Einspeisebeschränkungen für Batteriespeicher ($\overline{F}_{nBat/EV}^{FImax} = 0$) (siehe hierzu Paragraph „Leistungs- und Modulationscharakteristika“ in Kap. 3.3.3). In den Beispielszenarien dieser Arbeit sind für Speicher die Einspeiselimits ebenfalls nur auf 100 % oder 0 % gesetzt worden.
- **Lastgradienten** – $\overline{G}^{maxPos/Neg}$
 Die Gradienten sind ebenfalls wie bei den Stromerzeugern und Stromverbrauchern umgesetzt worden, wobei die Gradienten bei Stromspeichern zur Beschränkung von $P_{nBat/EV,i}^{Sum}$ und damit nur indirekt zur Beschränkung von $P_{nBat/EV,i}^{Gen}$ und $P_{nBat/EV,i}^{Dem}$ genutzt worden sind.
- **Laststufen**
 Auch für *Bat*-Anlagen und *EVs* ist die Möglichkeit modelliert worden, dass diese nur auf ganz bestimmten Modulationsstufen betrieben werden können. Dabei sind die Laststufen symmetrisch modelliert worden. Es wird also bei einer vorgegebenen Laststufe überprüft, ob entweder der $P_{nBat/EV,i}^{Gen}$ oder der $P_{nBat/EV,i}^{Dem}$ -Wert mit den vorgegebenen Laststufen übereinstimmt.
- **Minimale An- und Abschaltzeit** – $\overline{T}^{minAn} / \overline{T}^{minAus}$
 Diese sind nicht betrachtet worden, da Batteriespeichersysteme ent-

sprechend [60] in den aller meisten Fällen ein Ansprechverhalten im Millisekunden- bis Sekundenbereich vorweisen.

Effizienzen und Verluste

- **Lade- und Entladeeffizienzen** – $\bar{\eta}^{Dem}$ und $\bar{\eta}^{Gen}$

Da in einem Batteriespeicher mittels elektrochemischer Vorgänge (beispielsweise in Lithium-Ionen-Akkumulatoren) Strom in chemische Energie umgewandelt wird, kommt es dabei zu Verlusten in Form von Wärme, die im Modell als lineare Effizienz beim Laden- und Entladen modelliert worden sind ($\bar{\eta}_{n^{Bat/EV}}^{Dem}$ und $\bar{\eta}_{n^{Bat/EV}}^{Gen}$). Zur Betrachtung von nichtlinearen Ladeeffizienzen sei an dieser Stelle auf [95] verwiesen. Da die relative Lade- und Entladeeffizienz über den überwiegenden Teil des Betriebsbandes konstant ist und zumeist nur im niedrigen Lastbereich stark abweicht, ist in der vorliegenden Arbeit der Einfachheit halber mit konstanten Effizienzen gearbeitet worden.

- **Speicherverluste** – $\bar{F}^{SOCLoss}$

Darüber hinaus ist für Batteriespeicher die Möglichkeit implementiert worden, über einen konstanten Faktor abhängig vom aktuellen Speicherfüllstand eine Entladung pro Stunde vorzugeben. Je nach Speichertechnologie liegen diese Speicherverluste typischerweise zwischen 0 bis 0,8 %/h [60]. Der Speicherfüllstand zum Ende eines Zeitintervalls berechnet sich so entsprechend der Gl. 3.126.

$$\begin{aligned}
 SOC_{n^{Bat/EV},i} = & SOC_{n^{Bat/EV},i-1} + P_{n^{Bat/EV},i}^{Dem} \cdot \bar{\eta}_{n^{Bat/EV}}^{Dem} - \frac{P_{n^{Bat/EV},i}^{Gen}}{\bar{\eta}_{n^{Bat/EV}}^{Gen}} \\
 & - \bar{P}_{n^{EV},i}^{DemFahrt} - SOC_{n^{Bat/EV},i} \cdot \bar{F}_{n^{Bat/EV}}^{SOCLoss} \cdot \frac{\bar{ZG}}{60}
 \end{aligned} \tag{3.126}$$

Verfügbarkeit

Die Verfügbarkeit von *Bat*- und *EV*-Anlagen ist auf ähnliche Weise umgesetzt worden wie bei den Stromerzeugern und Stromverbrauchern (siehe Gl. 3.87) und beschreibt auch hier eine reduzierte Verfügbarkeit oder den völligen Ausfall

der installierten Leistung im entsprechenden Zeitintervall. Dabei werden allerdings sowohl $\overline{P}_{n^{Bat/EV}}^{maxGen}$ als auch $\overline{P}_{n^{Bat/EV}}^{maxDem}$ reduziert (siehe Gl. 3.127 und 3.128).

$$P_{n^{Bat/EV},i}^{Gen} \leq P_{n^{Bat/EV},i}^{maxGen} \cdot \overline{V}_{n^{Bat/EV},i} \cdot \overline{Stat}_{n^{EV},i}^{Anw} \quad (3.127)$$

$$P_{n^{Bat/EV},i}^{Dem} \leq P_{n^{Bat/EV},i}^{maxDem} \cdot \overline{V}_{n^{Bat/EV},i} \cdot \overline{Stat}_{n^{EV},i}^{Anw} \quad (3.128)$$

Kosten

Die modellierte Kostenbetrachtung unterscheidet sich von der Umsetzung für Stromerzeuger und -verbraucher nur insofern, als dass für Batteriespeicher und EVs ein separater linearer und konstanter Kostenfaktor für den Stromverbrauch und die Stromerzeugung vorgegeben werden kann ($\overline{C}_{n^{Bat/EV}}^{GenLin}$, $\overline{C}_{n^{Bat/EV}}^{GenKon}$, $\overline{C}_{n^{Bat/EV}}^{DemLin}$ und $\overline{C}_{n^{Bat/EV}}^{DemKon}$,). Für die meisten Batteriespeichertechnologien kann dabei der konstante und lineare Kostenfaktor auf 0 gesetzt werden, wie das z. B. auch in [12] (siehe S.51) angenommen worden ist. Die Gesamtbetriebskosten während des Betriebs einer Anlage im Optimierungszeitraum ergeben sich entsprechend der Gl. 3.129 bis 3.133.

$$C_{n^{Bat/EV}}^{GenLin} = \sum_{i \in I} \left(P_{n^{Bat/EV},i}^{Gen} \cdot \overline{C}_{n^{Bat/EV}}^{GenLin} \right) \quad (3.129)$$

$$C_{n^{Bat/EV}}^{GenKon} = \frac{\overline{ZG}}{(60Min/h)} \cdot \sum_{i \in I} \left(b_{n^{Bat/EV},i}^{Gen} \cdot \overline{C}_{n^{Bat/EV}}^{GenKon} \right) \quad (3.130)$$

$$C_{n^{Bat/EV}}^{DemLin} = \sum_{i \in I} \left(P_{n^{Bat/EV},i}^{Dem} \cdot \overline{C}_{n^{Bat/EV}}^{DemLin} \right) \quad (3.131)$$

$$C_{n^{Bat/EV}}^{DemKon} = \frac{\overline{ZG}}{(60Min/h)} \cdot \sum_{i \in I} \left(b_{n^{Bat/EV},i}^{Dem} \cdot \overline{C}_{n^{Bat/EV}}^{DemKon} \right) \quad (3.132)$$

$$C_{n^{Bat/EV}}^{Op} = C_{n^{Bat/EV}}^{GenLin} + C_{n^{Bat/EV}}^{GenKon} + C_{n^{Bat/EV}}^{DemLin} + C_{n^{Bat/EV}}^{DemKon} \quad (3.133)$$

Strafkosten

Bezüglich Strafkosten sind bei den Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern neben den bereits erläuterten Strafkosten für einen An- und Abschaltvorgang (siehe Kap. 3.3.1 und 3.3.2), Kosten für einen Lastwechsel sowie Strafkosten für einen nicht-optimalen ungünstigen Ladehub implementiert worden. Beide Strafkosten sollen im Folgenden kurz erläutert werden.

- **Lastwechselkosten** – \overline{Pen}^{Wechs}

Mit den Kosten für einen Lastwechsel sind eventuelle Strafkosten für einen Wechsel des Betriebszustandes von Laden zu Entladen gemeint, welche in €/Event für jede Anlage parametrisiert werden können. Diese wurden über die zwei bereits bekannten Binärvariablen umgesetzt, die zur Detektion des Ladens und Entladens ($b_{nBat/EV,i}^{Dem}$ und $b_{nBat/EV,i}^{Gen}$) genutzt werden, sowie über zwei weitere Binärvariablen pro Zeitschritt ($b_{nBat/EV,i}^{DemLast}$ und $b_{nBat/EV,i}^{GenLast}$), die als Memory-Variablen eingesetzt werden, um zu überprüfen, ob zuletzt geladen oder entladen wurde (siehe Gl. 3.134). Solange ein Fahrzeug nach einem Ladevorgang nicht entladen wird, verbleibt die $b_{nBat/EV,i}^{DemLast}$ -Variable in den folgenden Zeitintervallen auf 1. Wird stattdessen entladen so wird die Variable im entsprechenden Zeitpunkt auf 0 und $b_{nBat/EV,i}^{DemLast}$ auf 1 gesetzt. Aufbauend auf diesen Variablen ist eine weitere Binärvariable $b_{nBat/EV,i}^{Wechs}$ zur Detektion des Wechsels von einem Zustand in den anderen eingeführt worden (siehe Gl. 3.135).

Durch die Einführung von \overline{Pen}^{Wechs} kann die Anzahl an Lastwechseln bei der Optimierung reduziert werden, was für die Lebensdauer einiger Stromspeichertechnologien förderlich sein kann.

- **Ungünstiger Ladehub** – $\overline{Pen}^{HubUnideal}$

Zusätzlich besteht bei Batterien die Herausforderung, dass bestimmte Betriebsweisen zu einer erhöhten Alterung führen und daher grundsätzlich möglich sind, aber wenn möglich vermieden werden sollten (vgl. „SOC Swing“ in [81]). Im Optimierungsmodell ist dieser Fall durch die optionale Parametrierung von Ladehubkorridoren (Parametrisierbar über die zwei SOC-Parameter $\overline{SOC}_{nBat/EV}^{oZielLimit}$ und $\overline{SOC}_{nBat/EV}^{uZielLimit}$) und die Angabe, ob ein Ladewechsel idealerweise innerhalb (*Fall1*) oder außerhalb dieses Korridors (*Fall2*) stattfinden sollte abgebildet worden. Eine Detektion eines nicht idealen Ladehubs, der dann mittels des Parameters $\overline{Pen}_{nBat/EV}^{HubUnideal}$ in €/Event bestraft wird, wurde dann über eine weitere Detektionsvariable ($b_{nBat/EV,i}^{SOCUnideal}$) realisiert, die registriert, wenn der SOC in einem Zeitintervall außerhalb eines ungünstigen Korridors liegt (siehe Gl. 3.136). Sofern in einem Zeitintervall sowohl $b_{nBat/EV,i}^{SOCUnideal}$ als auch $b_{nBat/EV,i}^{Wechs}$ den Wert 1 annehmen, liegt ein ungünstiger Lastwechsel vor ($b_{nBat/EV,i}^{HubUnideal} = 1$), der entsprechend bestraft wird (siehe Gl. 3.137). Die Abbildungen 3.16 und

3.17 zeigen ein entsprechendes Batteriespeicherverhalten, bei dem die Lastwechsel einmal außerhalb eines bestimmten Korridors und im zweiten Fall innerhalb eines vorgegebenen Korridors stattfinden soll und auch stattfindet.

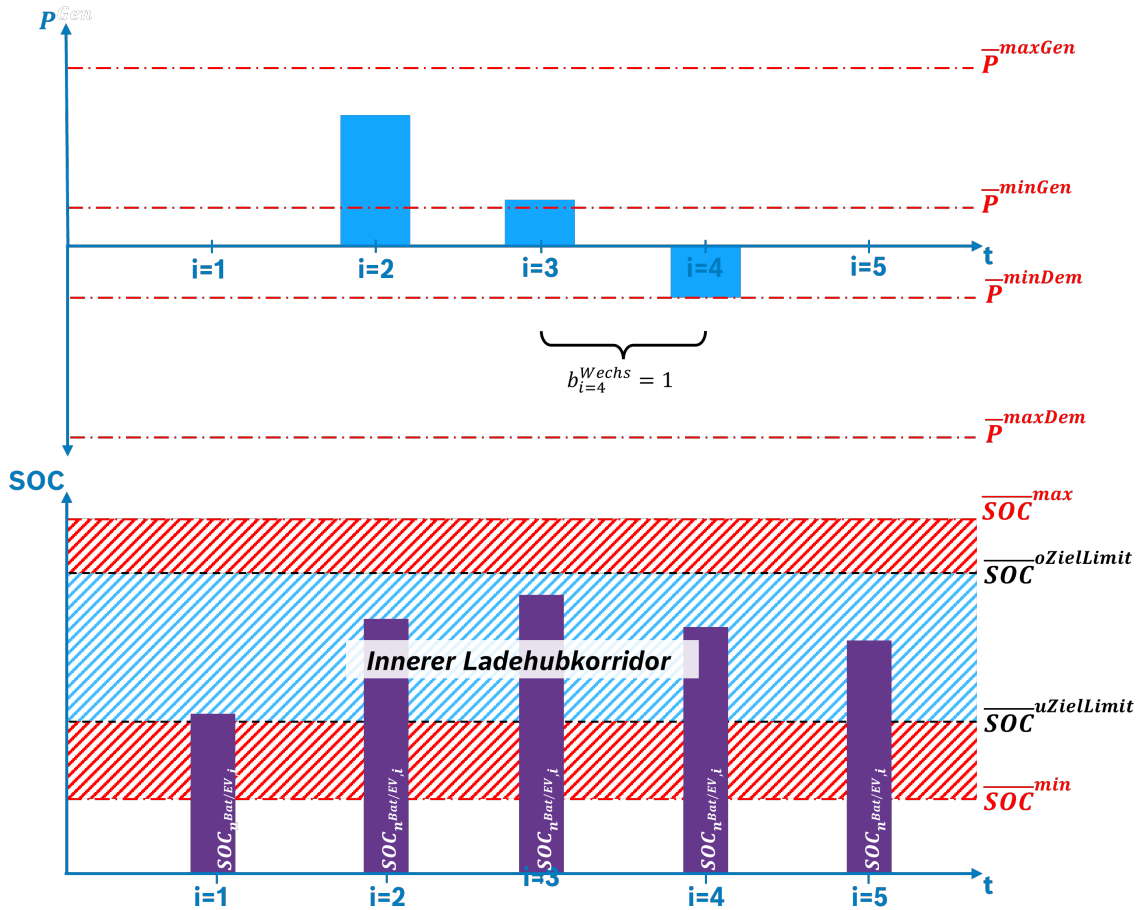


Abbildung 3.16: Optimaler Batteriespeicherbetrieb innerhalb eines vorgegebenen Ladehubkorridors

$$b_{nBat/EV,i}^{GenLast} = \begin{cases} 1 & \text{wenn } b_{nBat/EV,i-1}^{GenLast} = 1 \quad \wedge \quad b_{nBat/EV,i-1}^{Dem} = 0, \\ & \vee \quad b_{nBat/EV,i-1}^{Gen} = 1 \\ 0 & \text{wenn } b_{nBat/EV,i-1}^{Dem} = 1 \\ & \vee \quad b_{nBat/EV,i-1}^{DemLast} = 1 \quad \wedge \quad b_{nBat/EV,i-1}^{Gen} = 0 \end{cases} \quad (3.134)$$

3 Beschreibung des zentralen Optimierungsmodells zur Lösung des UCPs

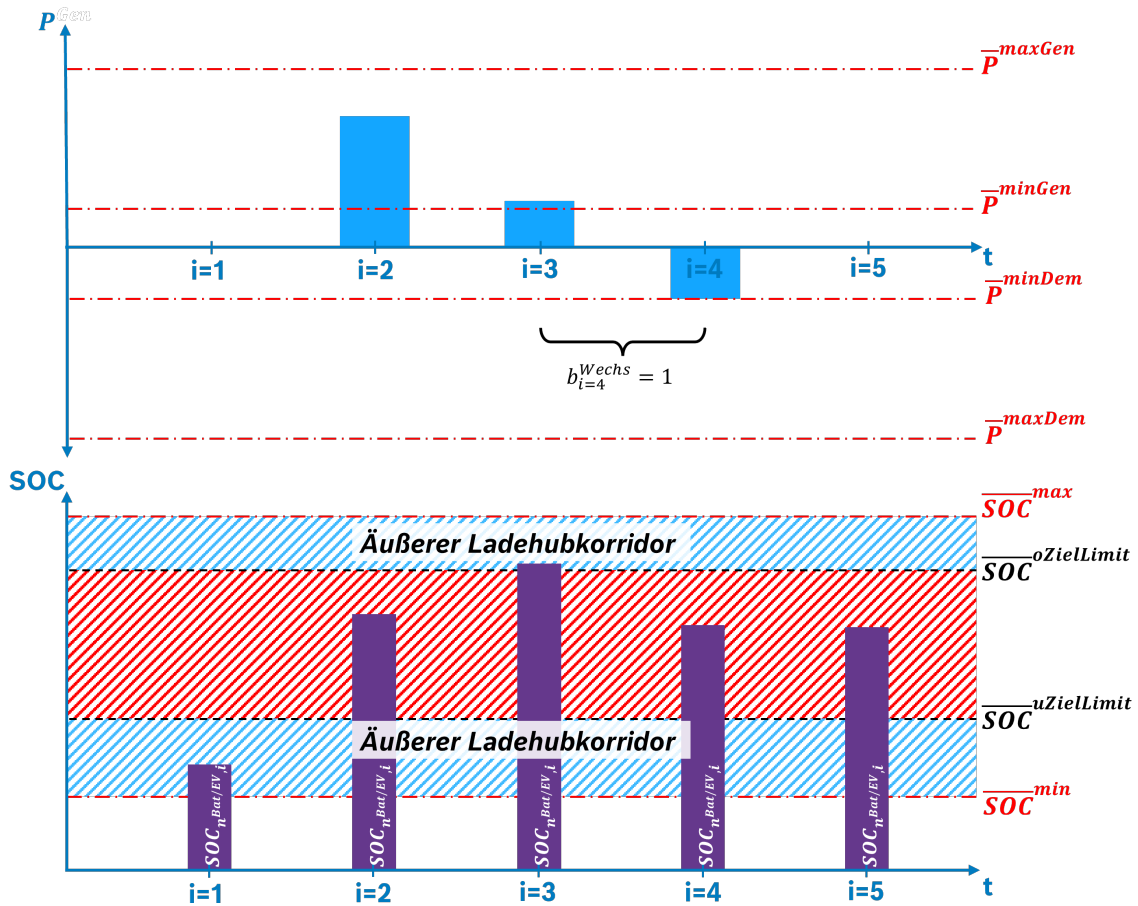


Abbildung 3.17: Optimaler Batteriespeicherbetrieb außerhalb eines vorgegebenen Ladehubkorridors

$$b_{nBat/EV,i}^{Wechs} = \begin{cases} 1 & \text{wenn } b_{nBat/EV,i}^{GenLast} = 1 \quad \wedge \quad b_{nBat/EV,i}^{Dem} = 1, \\ & \vee \quad b_{nBat/EV,i}^{DemLast} = 1 \quad \wedge \quad b_{nBat/EV,i}^{Gen} = 1 \\ 0 & \text{wenn } b_{nBat/EV,i}^{DemLast} = 1 \quad \wedge \quad b_{nBat/EV,i}^{Gen} = 0, \\ & \vee \quad b_{nBat/EV,i}^{GenLast} = 1 \quad \wedge \quad b_{nBat/EV,i}^{Dem} = 0 \end{cases} \quad (3.135)$$

$$b_{nBat/EV,i}^{SOCUnideal} = \begin{cases} \begin{cases} 1 & \text{wenn } \overline{E}_{nBat/EV}^{uZielLimit} \leq E_{nBat/EV,i} \leq \overline{E}_{nBat/EV}^{oZielLimit} \\ 0 & \text{andernfalls} \end{cases} \\ \begin{cases} 1 & \text{wenn } E_{nBat/EV,i} \leq \overline{E}_{nBat/EV}^{uZielLimit} \\ \vee \quad E_{nBat/EV,i} \geq \overline{E}_{nBat/EV}^{oZielLimit} \\ 0 & \text{andernfalls} \end{cases} \end{cases} \quad (3.136)$$

$$b_{n^{Bat/EV},i}^{Unideal} = \begin{cases} 1 & \text{wenn } b_{n^{Bat/EV},i}^{Wechs} = 1 \quad \wedge \quad b_{n^{Bat/EV},i}^{SOCUnideal} = 1, \\ 0 & \text{andernfalls} \end{cases} \quad (3.137)$$

Die Gesamtstrafkosten während des Betriebs einer Anlage im Optimierungszeitraum ergeben sich entsprechend der Gl. 3.138 bis 3.142.

$$Pen_{n^{Bat/EV}}^{Anschalt} = \sum_{i \in I} \left(b_{n^{Bat/EV},i}^{Anschalt} \cdot \overline{Pen}_{n^{Bat/EV}}^{Anschalt} \right) \quad (3.138)$$

$$Pen_{n^{Bat/EV}}^{Abschalt} = \sum_{i \in I} \left(b_{n^{Bat/EV},i}^{Abschalt} \cdot \overline{Pen}_{n^{Bat/EV}}^{Abschalt} \right) \quad (3.139)$$

$$Pen_{n^{Bat/EV}}^{Wechs} = \sum_{i \in I} \left(b_{n^{Bat/EV},i}^{Wechs} \cdot \overline{Pen}_{n^{Bat/EV}}^{Wechs} \right) \quad (3.140)$$

$$Pen_{n^{Bat/EV}}^{HubUnideal} = \sum_{i \in I} \left(b_{n^{Bat/EV},i}^{HubUnideal} \cdot \overline{Pen}_{n^{Bat/EV}}^{HubUnideal} \right) \quad (3.141)$$

$$Pen_{n^{Bat/EV}}^{Summe} = Pen_{n^{Bat/EV}}^{Anschalt} + Pen_{n^{Bat/EV}}^{Abschalt} + Pen_{n^{Bat/EV}}^{Wechs} + Pen_{n^{Bat/EV}}^{HubUnideal} \quad (3.142)$$

Regelleistung

Die Wechselwirkung zwischen Regelleistungsvermarktung und Fahrplanung von Batteriespeichern und EVs ist auf die gleiche Weise umgesetzt worden wie für Stromerzeuger und -verbraucher, wobei die Fahrplaneinschränkungen aufgrund von Regelleistungsverpflichtungen nicht mehr über $P_{n^{Bat/EV},i}^{Gen}$ und $P_{n^{Bat/EV},i}^{Dem}$, sondern über den Summenfahrplan $P_{n^{Bat/EV},i}^{Summe}$ formuliert worden sind (siehe Gl. 3.143 und 3.144).

$$P_{n^{Bat/EV},i}^{Summe} \leq \overline{P}_{n^{Bat/EV}}^{maxGen} \cdot \overline{V}_{n^{Bat/EV},i} - Sched_{n^{Bat/EV},i}^{PRL} - Sched_{n^{Bat/EV},i}^{SRL+} \quad (3.143)$$

$$P_{n^{Bat/EV},i}^{Summe} \geq -\overline{P}_{n^{Bat/EV}}^{maxDem} \cdot \overline{V}_{n^{Bat/EV},i} + Sched_{n^{Bat/EV},i}^{PRL} + Sched_{n^{Bat/EV},i}^{SRL-} \quad (3.144)$$

Genau wie bei den Stromerzeugern und -verbrauchern sind auch für Stromspeicher flexible und unflexible Anlagen ($\overline{Flex}_{n^{Bat/EV}}^{PRL}$ und $\overline{Flex}_{n^{Bat/EV}}^{SRL}$) modelliert worden. Für unflexible Anlagen ist ein Betrieb der Anlage während der Regelleistungserbringung zwingend erforderlich. Darüber hinaus erhöht sich im Falle von $\overline{P}_{n^{Bat/EV}}^{minGen} \geq 0$ bzw. $\overline{P}_{n^{Bat/EV}}^{minDem} \geq 0$ der Mindestverbrauch bzw. die Mindestleistung während der Regelleistungserbringung, um eine Abschaltung zu

vermeiden (siehe Gl. 3.145 und 3.146).

$$P_{n^{Bat/EV},i}^{Summe} \geq b_{n^{Bat/EV},i}^{Gen} \cdot \left(\overline{P}_{n^{Bat/EV}}^{minGen} + Sched_{n^{Bat/EV},i}^{PRL} - Sched_{n^{Bat/EV},i}^{SRL-} \right) \quad (3.145)$$

$$P_{n^{Bat/EV},i}^{Summe} \leq b_{n^{Bat/EV},i}^{Dem} \cdot \left(-\overline{P}_{n^{Bat/EV}}^{minDem} - Sched_{n^{Bat/EV},i}^{PRL} - Sched_{n^{Bat/EV},i}^{SRL+} \right) \quad (3.146)$$

Da auch diese Gleichungen wieder eine Nichtlinearität enthält, mussten diese entsprechend der in Kap. 3.1.6 vorgestellten Methode zur Linearisierung umgeformt werden. Darüber hinaus gibt es aber für Batteriespeicher auch zwei Sonderanforderungen, die in [1] formuliert worden sind.

So ist zum einen die Einhaltung eines eingeschränkten Speicherfüllstandsbereiches gefordert, der auch als sogenannte Schnabelkurve in [5] visualisiert worden ist (siehe Abb. 3.18). Mathematisch beschrieben werden kann diese Anforderung über die Gl. 3.147 bis 3.150 und fordert damit, dass die eingegangene Regelleistungsverpflichtung immer mindestens 20 Minuten bei voller Leistung ohne Nachbeschaffung erbringbar sein muss.

$$E_{n^{Bat/EV},i}^{minRL} = \overline{E}_{n^{Bat/EV}}^{min} + \frac{1}{3} \cdot \left(Sched_{n^{Bat/EV},i}^{PRL} + Sched_{n^{Bat/EV},i}^{SRL+} \right) \quad (3.147)$$

$$E_{n^{Bat/EV},i}^{maxRL} = \overline{E}_{n^{Bat/EV}}^{max} - \frac{1}{3} \cdot \left(Sched_{n^{Bat/EV},i}^{PRL} + Sched_{n^{Bat/EV},i}^{SRL-} \right) \quad (3.148)$$

$$E_{n^{Bat/EV},i} \geq E_{n^{Bat/EV},i}^{minRL} \quad (3.149)$$

$$E_{n^{Bat/EV},i} \leq E_{n^{Bat/EV},i}^{maxRL} \quad (3.150)$$

Zum anderen erfordert die Bereitstellung von Regelleistung mit Batteriespeichern die Korrektur der Speicherfüllstände, um über einen längeren Zeitraum (z. B. 24 Stunden) die Einhaltung der SOC-Limits zu gewährleisten.

Für Primärregelleistung kann das vernachlässigt werden, da die symmetrische Art der Regelleistungsbereitstellung dazu führt, dass sich die Erbringung von positiver und negativer PRL über einen längeren Zeitraum annähernd mittelt.

Für die nicht symmetrischen Sekundärregelleistungsprodukte lässt sich ein Abruf zumindest über einen längeren Zeitraum näherungsweise vorhersagen (siehe „Deployment Duration Prediction“ in [70]). Im Modell ist daher eine erwartete Abrufenergiemenge $\overline{Exp}_i^{SRL+/SRL-}$ für positive und negative Sekundärregelleistung [in $\frac{kWh}{h \cdot kW^{SRL+/SRL-}}$] eingeführt worden.

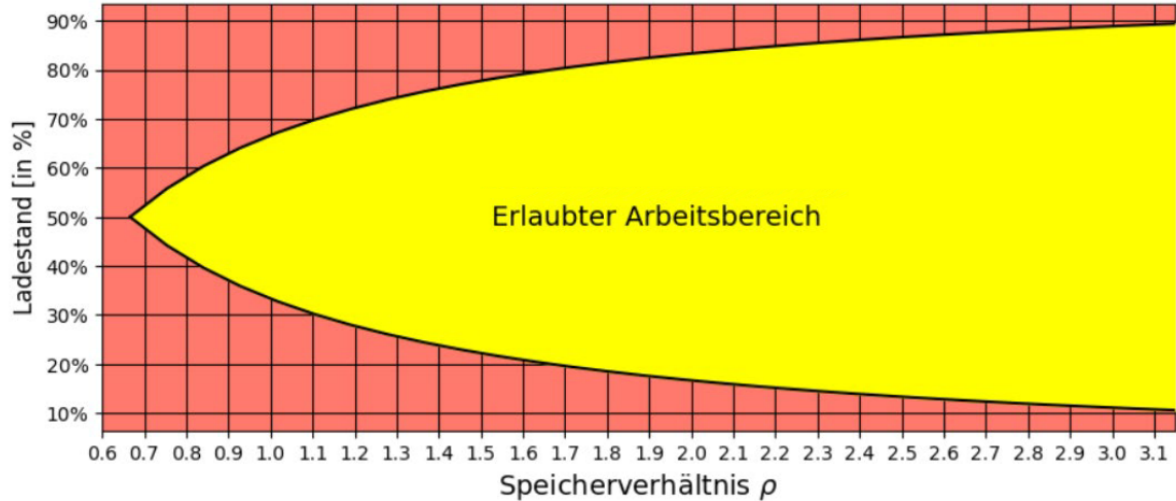


Abbildung 3.18: Grenzen des erlaubten Arbeitsbereiches bei PRL- und SRL-Erbringung [5]

Die Bilanzgleichung für den Batteriespeicherfüllstand (siehe Gl. 3.126) erweitert sich so wie folgt (siehe Gl. 3.151 bis 3.154)

$$Sched_{n^{Bat/EV},i}^{ExpSRL+} = \overline{Exp}_i^{SRL+} \cdot P_{n^{Bat/EV},i}^{SRL+} \cdot \frac{\overline{ZG}}{60 \frac{Min}{h}} \quad (3.151)$$

$$Sched_{n^{Bat/EV},i}^{ExpSRL-} = \overline{Exp}_i^{SRL-} \cdot P_{n^{Bat/EV},i}^{SRL-} \cdot \frac{\overline{ZG}}{60 \frac{Min}{h}} \quad (3.152)$$

$$Sched_{n^{Bat/EV},i}^{ExpSRLSumme} = Sched_{n^{Bat/EV},i}^{ExpSRL+} - Sched_{n^{Bat/EV},i}^{ExpSRL-} \quad (3.153)$$

$$\begin{aligned} SOC_{n^{Bat/EV},i} &= SOC_{n^{Bat/EV},i-1} \\ &+ \left(Sched_{n^{Bat/EV},i}^{Dem} + Sched_{n^{Bat/EV},i}^{ExpSRL+} \right) \cdot \overline{\eta}_{n^{Bat/EV}}^{Dem} \\ &- \left(\frac{Sched_{n^{Bat/EV},i}^{Gen} + Sched_{n^{Bat/EV},i}^{ExpSRL-}}{\overline{\eta}_{n^{Bat/EV}}^{Gen}} \right) \\ &- SOC_{n^{Bat/EV},i} \cdot \overline{F}_{n^{Bat/EV}}^{SOCLoss} \cdot \frac{\overline{ZG}}{60 \frac{Min}{h}} \end{aligned} \quad (3.154)$$

Der veränderte Energiefahrplan entsprechend des erwarteten Regelleistungsabrufs, ist auch verwendet worden, um die zu erwartenden Erlöse aus Regelleistungsabrufen bei der Fahrplanoptimierung mit zu berücksichtigen (siehe dazu Kap. 3.5).

3.4 Modellierung der Strom- und Leistungsvermarktung

In diesem Unterkapitel soll in kompakter Form ein Überblick über die Kosten- und Vergütungsbetrachtung durch die Bereitstellung von Regelleistung bzw. die Bereitstellung, den Bezug und den Eigenverbrauch von gefördertem und nicht gefördertem Strom gegeben werden. Dabei soll auf den DAA-Strommarkt, den IDA-Strommarkt, Strombezug zu einem fixierten Tarif von Drittparteien ($\bar{p}_{n^{...}}^{fixEP}$), die Einspeisevergütung nach EEG mittels Marktprämienmodell bei der Direktvermarktung (*DMMP*) oder per direkter Einspeisevergütung ($\bar{p}_{n^{EE}}^{FIT}$) sowie der Einspeise- und Eigenverbrauchsvergütung ($\bar{p}_{n^{KWKG}}^{FIT}$) und ($\bar{p}_{n^{KWKG}}^{EigV}$) nach KWKG eingegangen werden.

Im Anschluss daran wird die Modellierung der Regelleistungsprodukte erläutert (*PRL*, *SRL+* und *SRL-*). Grundsätzlich ist sowohl für den Strommarkt als auch für die *PRL*- und *SRL*-Märkte die Möglichkeit modelliert worden, dass bereits eine Fahrplanverpflichtung besteht, sodass sich die zu optimierenden Erlöse nur noch über die Abweichung vom bisher bestehenden Fahrplan ergeben. Detaillierter wird das im Kap. 3.4.1, 3.4.2 und 3.4.3 beschrieben. Insgesamt ergeben sich aus der Berücksichtigung von verschiedenen Vermarktungsoptionen von Strom- und Regelleistungsmärkten die folgenden Optimierungsszenarien:

- **Option 1.** Optimierung auf den DAA-Markt
 - **Option a)** ohne Berücksichtigung von Regelleistungsmärkten
 - **Option b)** unter Berücksichtigung von vorhandenen Regelleistungsfahrplanverpflichtungen
 - **Option c)** bei gleichzeitiger Optimierung von Regelleistungsfahrplänen
- **Option 2.** Optimierung auf den Intraday Auktionsmarkt
 - **Option a)** s.o.
 - **Option b)** s.o.
 - **Option c)** s.o.

3.4.1 Modellierung der Direktvermarktung an den Auktionsmärkten der Strombörse

Modellierung des DAA-Markts

Die Erlöse/Kosten, die sich aus dem Stromhandel am DAA-Markt ergeben, sind über die zuvor in Kap. 3.2.3 eingeführte Variable $Sched_{VKW,i}^{DM}$ abgebildet worden (siehe Gl. 3.155). Die zugrunde liegende Annahme ist dabei, dass das VKW genau einen Bilanzkreis zur Direktvermarktung bewirtschaftet, dessen Überschuss oder Unterdeckung in jedem Zeitintervall entsprechend vermarktet werden muss. Die Strompreiszeitreihe ist dabei in der Realität nicht bekannt und muss prognostiziert werden (für entsprechende Methoden wie bspw. Neuronale Netzwerke oder Autoregressionsansätze siehe [65]). Genau wie für andere Eingangszeitreihen ist in dieser Arbeit auch hier das Vorliegen einer perfekt prognostizierten Preiszeitreihe (\bar{p}_i^{DAA}) in €/MWh vorausgesetzt worden. Die Erlöse/Kosten der Vermarktung im Optimierungszeitraum sind in Gl. 3.156 beschrieben. Diese Gleichung gilt dabei nur, wenn beim Optimierungsdurchlauf eingestellt worden ist, dass eine DAA-Optimierung und keine IDA-Optimierung vorgenommen werden soll.

$$Sched_{VKW,i}^{DAA} = Sched_{VKW,i}^{DM} \quad (3.155)$$

$$Rev^{DAA} = \sum_{i \in I} \left(Sched_{VKW,i}^{DAA} \cdot \frac{\bar{p}_i^{DAA}}{1000} \right) \quad (3.156)$$

Modellierung des Intraday Auktionsmarkts

Für die Intraday Auktion der EPEX-Spot ist die Möglichkeit modelliert worden, dass bereits eine Fahrplanverpflichtung am DAA-Markt eingegangen worden ist ($Sched_{VKW,i}^{fixDAA}$). Dementsprechend ergeben sich weitere Erlöse oder Kosten für den Strombezug aus der Abweichung von diesem Fahrplan, wobei auch hier wieder eine prognostizierte Preiszeitreihe (\bar{p}_i^{IDA}) in €/MWh vorausgesetzt worden ist (siehe Gl. 3.157 und 3.158). Eine gleichzeitige Optimierung auf den DAA- und IDA-Markt in einem einzigen Optimierungslauf ist im beschriebenen

nen Optimierungsmodell nicht möglich.

$$Sched_{VKW,i}^{IDA} = Sched_{VKW,i}^{DM} - \overline{Sched}_{VKW,i}^{fixDAA} \quad (3.157)$$

$$Rev^{IDA} = \sum_{i \in I} \left(Sched_{VKW,i}^{IDA} \cdot \frac{\overline{P}_i^{IDA}}{1000} \right) \quad (3.158)$$

3.4.2 Modellierung der EEG-Vermarktungsoptionen

Entsprechend der zuvor eingeführten Gl. 3.66 gibt es für *EE*-Anlagen drei Vermarktungsformen. Die direkte Vermarktung ist bereits im vorherigen Abschnitt 3.4.1 erläutert worden.

Für *EE*-Anlagen, die nach EEG förderfähig sind, besteht darüber hinaus die Möglichkeit der direkten Einspeisevergütung ($\overline{p}_{n^{EE}}^{FIT}$ [in €/MWh]), sowie die Vergütung der Einspeisung über das sogenannte Marktprämienmodell ($MP_{n^{EE}}$) (siehe hierzu Kap. 2.1.5). Die Marktprämie ergibt sich bei der Modellierung aus dem durchschnittlichen Marktwert für *EE*-Strom (\overline{MktW} [in €/MWh]) und der nach EEG zugesicherten $\overline{p}_{n^{EE}}^{FIT}$ für die Anlage. Obwohl die Marktprämie auch für *KWK*-Anlagen Anwendung findet, ist sie in der vorliegenden Arbeit ausschließlich für *EE*-Anlagen demonstriert worden. Bezüglich der negativen Strompreisregelung zur Aussetzung der Marktprämie ist in der vorliegenden Arbeit noch die 6-Stunden Regelung zur Anwendung gekommen.

Der Erlös von direktvermarkteten *EE*-Anlagen berechnet sich so als Summe der zuvor beschriebenen Erlöse am Strommarkt $Rev_{n^{EE},i}^{IDA/DAA}$ (siehe vorherige Abschnitte) und der bezogenen Marktprämie $Rev_{n^{EE},i}^{SubsFIMP}$.

Die Berechnung der Erlöse aus klassischer Einspeisung ist in Gl. 3.161 dargestellt. Die über EEG-Vergütungsmodelle generierten Erlöse des VKW im Optimierungszeitraum werden entsprechend Gl. 3.162 berechnet.

$$MP_{n^{EE},i} = \begin{cases} 0, & \begin{array}{l} \overline{p}_k^{DAA} < 0 \quad \forall k \in \{i-5+j, i-4+j, \\ \text{wenn } i-3+j, i-2+j, i-1+j, i+j\} \\ \text{für } j \in \{0; 1; 2; 3; 4; 5\} \\ \text{oder } \overline{FIT}_{n^{EE}} \leq \overline{MktW} \end{array} \\ \overline{FIT}_{n^{EE}} - \overline{MktW}, & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.159)$$

$$Rev_{n^{EE},i}^{SubsMP} = Sched_{n^{EE},i}^{GenExtDMMP} \cdot \frac{MP_{n^{EE},i}}{1000} \quad (3.160)$$

$$Rev_{n^{EE},i}^{SubsFIT} = Sched_{n^{EE},i}^{GenExtFIT} \cdot \frac{\overline{P}_{n^{EE},i}^{FIT}}{1000} \quad (3.161)$$

$$Rev^{SubsEEG} = \sum_{n \in \underline{N}} \sum_{i \in \underline{I}} (Rev_{n^{EE},i}^{SubsFIT} + Rev_{n^{EE},i}^{SubsMP}) \quad (3.162)$$

3.4.3 Modellierung der KWKG-Vermarktungsoptionen

Wie bereits in Kap. 2.1.5 beschrieben, besteht für *KWK*-Anlagen die Möglichkeit der Einspeise- und Eigenverbrauchsvergütung. Die vorgegebenen Vergütungssätze sind dabei im Modell als $\overline{p}_{n^{KWK}}^{KWKG FIVS 1/2/3/4/5}$ und $\overline{p}_{n^{KWK}}^{KWKG EigVVS 1/2/3/4/5}$ [in €/MWh] für die Leistungsstufen (*Leistungsanteilschritte*^{S1/2/3/4} = 50/50/150/750 kW) parametrierbar.

Da die Leistungsstufen für diese Vergütung gesetzlich festgesetzt sind und die Vergütung mit zunehmender Einspeiseleistung immer weiter abnimmt, ist es möglich, das Problem vereinfacht abzubilden, ohne dass dazu erneut Binärvariablen eingeführt werden mussten. Stattdessen kann die Einspeise- bzw. Eigenverbrauchsleistung ($P_{n^{KWK},i}^{GenExt}$ und $P_{n^{KWK},i}^{GenInt}$) in je fünf verschiedene Teilleistungen ($P_{n^{KWK},i}^{GenExtS 1/2/3/4/5}$ und $P_{n^{KWK},i}^{GenIntS 1/2/3/4/5}$) unterteilt werden, für die dann die Gl. 3.163 bis 3.168 gelten müssen. Theoretisch gibt dies dem Modell die Freiheit $P^{GenExt/Int}$ auch physikalisch unsinnig auf die einzelnen Laststufen zu verteilen. Tatsächlich führt aber die abnehmende Vergütungshöhe mit jeder höheren Stufe dazu, dass bei einer optimalen Lösung die Leistung in

aufsteigender Reihenfolge den Laststufen zugeordnet wird.

$$P_{n^{KWK},i}^{GenExt/Int} = P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS1} + P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS2} + P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS3} + P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS4} + P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS5} \quad (3.163)$$

$$P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS1/2/3/4} \leq \overbrace{Leistungsteilschritte}^{S1/2/3/4} \quad (3.164)$$

$$P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS2} \leq P_{n^{KWK},i}^{GenExt/Int} - P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS1} \quad (3.165)$$

$$P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS3} \leq P_{n^{KWK},i}^{GenExt/Int} - P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS1} - P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS2} \quad (3.166)$$

$$P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS4} \leq P_{n^{KWK},i}^{GenExt/Int} - P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS1} - P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS2} - P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS3} \quad (3.167)$$

$$P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS5} \leq P_{n^{KWK},i}^{GenExt/Int} - P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS1} - P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS2} - P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS3} - P_{n^{KWK},i}^{GenExt/IntS4} \quad (3.168)$$

Die Umrechnung von $P_{n^{KWK},i}^{GenExtS1/2/3/4/5}$ und $P_{n^{KWK},i}^{GenIntS1/2/3/4/5}$ in $Sched_{n^{KWK},i}^{GenExtS1/2/3/4/5}$ und $Sched_{n^{KWK},i}^{GenIntS1/2/3/4/5}$ erfolgt auch hier entsprechend der Gl. 3.30.

Die Berechnung der mittels KWKG-Vergütungen generierten Erlöse des VKW im Optimierungszeitraum wird in Gl. 3.169 bis 3.171 verdeutlicht.

$$Rev_{n^{KWK},i}^{SubsKWKFI} = Sched_{n^{KWK},i}^{GenExtS1} \cdot \frac{\overline{KWKGFIVS1}}{P_{n^{KWK}}} \cdot \frac{1000}{1000} + Sched_{n^{KWK},i}^{GenExtS2} \cdot \frac{\overline{KWKGFIVS2}}{P_{n^{KWK}}} \cdot \frac{1000}{1000} + \dots + Sched_{n^{KWK},i}^{GenExtS5} \cdot \frac{\overline{KWKGFIVS5}}{P_{n^{KWK}}} \cdot \frac{1000}{1000} \quad (3.169)$$

$$Rev_{n^{KWK},i}^{SubsKWKEigV} = Sched_{n^{KWK},i}^{GenExtS1} \cdot \frac{\overline{KWKGEigVVS1}}{P_{n^{KWK}}} \cdot \frac{1000}{1000} + Sched_{n^{KWK},i}^{GenExtS2} \cdot \frac{\overline{KWKGEigVVS2}}{P_{n^{KWK}}} \cdot \frac{1000}{1000} + \dots + Sched_{n^{KWK},i}^{GenExtS5} \cdot \frac{\overline{KWKGEigVVS5}}{P_{n^{KWK}}} \cdot \frac{1000}{1000} \quad (3.170)$$

$$Rev^{SubsKWKG} = \sum_{n \in \underline{N}} \sum_{i \in \underline{I}} (Rev_{n^{KWK},i}^{SubsKWKFI} + Rev_{n^{KWK},i}^{SubsKWKEigV}) \quad (3.171)$$

Zur Vermeidung von Implementierungsaufwänden sind für *KWK*-Anlagen Marktprämien nicht berücksichtigt worden. In der Umsetzung und auch in ihrer Auswirkung auf die Problemkomplexität gegenüber der Marktprämie für *EE*-Anlagen hätte sich diese aber nicht unterscheiden.

3.4.4 Modellierung des Strombezugs zu fixen Strompreisen

Wie bereits in Kap. 3.2.2 beschrieben, wurde im Optimierungsmodell für Stromverbraucher auch die Option modelliert, dass Strom von Drittparteien zu einem fixierten Strompreis $\bar{p}_{n^{Bat|EV|WP|P2H|fixDem}}^{fixEP}$ in €/MWh bezogen werden kann. Das ist z. B. dann realistisch, wenn für einzelne Anlagen separate Stromtarife bestehen (z. B. für Wallboxen oder Wärmepumpen) oder wenn ein Haushalt nur mit einer einzelnen Erzeugungsanlage tatsächlich an der Vermarktung des VKW teilnehmen möchte, der übrige Haushalt aber von einem anderen Energieversorger versorgt werden soll. In diesem Fall ist eine Fahrplanoptimierung der übrigen Anlagen dennoch wünschenswert (z. B. um den Eigenverbrauch zu erhöhen).

Die entsprechenden Kosten C_n^{fixEP} für den Strombezug zum Fixpreis von Dritten, die für jeden Nutzer im Optimierungszeitraum entstehen, berechnen sich entsprechend Gl. 3.172

$$C_n^{fixEP} = \sum_{i \in \underline{I}} (Sched_{n^{Bat},i}^{DemExtfixEP} + Sched_{n^{EV},i}^{DemExtfixEP} + Sched_{n^{WP},i}^{DemExtfixEP} + Sched_{n^{P2H},i}^{DemExtfixEP} + Sched_{n^{fixDem},i}^{DemExtfixEP}) \cdot \frac{\bar{p}_n^{fixEP}}{1000} \quad (3.172)$$

3.5 Modellierung der Regelleistungsvermarktung

Um als VKW optimale Regelleistungsverpflichtungen eingehen zu können, müssen bei der Modellierung verschiedene Aspekte berücksichtigt werden.

Den wesentlichsten Teil spielen dabei die zu erwartenden Erlöse, die sich durch

eine Vermarktung von Regelleistung ergeben. Auch dazu sind im Modell – wie zuvor schon für die Stromvermarktung – Preiszeitreihen (in diesem Fall \bar{p}_i^{PRL} , \bar{p}_i^{SRL+} und \bar{p}_i^{SRL-} [in €/MW]) eingeführt worden. Zu beachten ist dabei, dass die hier angegebenen Erlöse sich auf die gesamte Produktzeitscheibe beziehen. Zur Verwendung als $\bar{p}_i^{PRL/SRL+/SRL-}$ ist eine Umrechnung auf ein einzelnes Zeitintervall erfolgt.

Für Sekundärregelleistung besteht zusätzlich die Möglichkeit, über einen Regelleistungsabruf und den angebotenen Arbeitspreis entsprechende Mehrerlöse zu erzielen. Bei der Entwicklung des hier beschriebenen Modells ist allerdings entschieden worden, statt einer weiteren Preiszeitreihe einen Mischpreis einzuführen, sodass der pro Zeitintervall vorzugebende Preis $\bar{p}_i^{SRL+/SRL-}$ den zu erwartenden Erlös in € je angebotenen Megawatt aufgrund von Leistungs- und Arbeitserlösen beschreibt. Eine separate Modellierung hätte für die Handhabung des Solvers keinen Unterschied gemacht.

Der im Optimierungszeitraum vom VKW zu erzielende Erlös ist im Modell so entsprechend der Gl. 3.173 bis 3.175 modelliert worden.

$$Rev^{PRL} = \sum_{n \in \underline{N}} \sum_{i \in \underline{I}} \left(P_{n,i}^{PRL\text{Summe}} \cdot \frac{\bar{p}_i^{PRL}}{1000} \right) \quad (3.173)$$

$$Rev^{SRL+} = \sum_{n \in \underline{N}} \sum_{i \in \underline{I}} \left(P_{n,i}^{SRL+\text{Summe}} \cdot \frac{\bar{p}_i^{SRL+}}{1000} \right) \quad (3.174)$$

$$Rev^{SRL-} = \sum_{n \in \underline{N}} \sum_{i \in \underline{I}} \left(P_{n,i}^{SRL-\text{Summe}} \cdot \frac{\bar{p}_i^{SRL-}}{1000} \right) \quad (3.175)$$

Bei der Modellierung des Modells zur Regelleistungsfahrplanoptimierung ist des Weiteren berücksichtigt worden, dass die Zeitscheibengröße der Regelleistungsprodukte (aktuell vier Stunden am Leistungsmarkt) stark von den Produktzeitscheiben an den EPEX-Spot Märkten abweichen (Viertelstunden- oder Stundenzeitscheiben). Daher ist bei der Einführung der Regelleistungsfahrplanvariablen eine Untermenge von Zeitintervallen eingeführt worden, in der festgehalten wird, ob in einem Zeitintervall ein neues Regelleistungsprodukt begonnen hat ($\underline{I}^{PRLDec} \subseteq \underline{I}$ und $\underline{I}^{SRLDec} \subseteq \underline{I}$)

Bei einer Betrachtungshorizont von einem Tag (96 Viertelstunden), bei dem $i=1$ das erste Zeitintervall des Tages bezeichnet, umfasst \underline{I}^{PRLDec} so nur die

Zeitintervalle 1, 17, 33, 49, 65 und 81. Über die Bildung einer entsprechenden Komplementärmenge $\underline{I}^{PRLNonDec}$ ist in allen anderen Zeitintervallen eine freie Auswahl der Regelleistung über eine entsprechende Nebenbedingung unterbunden worden (siehe Gl. 3.176 bis 3.176).

$$P_{n,i}^{PRLSumme} = P_{n,i-1}^{PRLSumme} \forall i \in \underline{I}^{PRLNonDec} \quad (3.176)$$

$$P_{n,i}^{SRL+Summe} = P_{n,i-1}^{SRL+Summe} \forall i \in \underline{I}^{SRLNonDec} \quad (3.177)$$

$$P_{n,i}^{SRL-Summe} = P_{n,i-1}^{SRL-Summe} \forall i \in \underline{I}^{SRLNonDec} \quad (3.178)$$

Durch diese Verknüpfung kann der Optimierer alle Zeitintervalle in der gleichen Produktscheibe nicht abändern. Dennoch gibt es so die Möglichkeit, in jedem Zeitintervall andere Anlagen des Nutzers der Fahrplanverpflichtung zuzuordnen. Der Nutzer verfügt so also über eine entsprechende Erbringungsflexibilität für Regelleistung.

Diese Nebenbedingung wäre alternativ auch für den Summenfahrplan des VKW ($P_{VKW,i}^{PRL/SRL+/SRL-Summe}$) denkbar gewesen, allerdings ist diese Möglichkeit im Rahmen dieser Arbeit verworfen worden, da sich das im dezentralen Ansatz nicht hätte abbilden lassen.

Die bei der Regelleistungserbringung ebenfalls zu berücksichtigenden Opportunitätskosten mussten nicht explizit als Kosten im Optimierungsmodell beschrieben werden, stattdessen sind die Wechselwirkungen mit dem Stromerzeugungs- und Verbrauchsfahrplänen bei der Anlagenmodellierung berücksichtigt worden und bereits in Kap. 3.3.5, 3.3.2 und 3.3.5 ausreichend beschrieben worden.

Durch den Regelleistungsabruf kann es durch Veränderung der Fahrpläne zu einer Erhöhung oder Verringerung der linearen Betriebskosten, sowie zu einer Erhöhung oder Absenkung der vermiedenen Netznutzungsentgelte kommen. Dies ist durch eine entsprechende Erweiterung von Gl. 3.83 und 3.60 umgesetzt worden. Nicht abgebildet worden sind im Rahmen dieser Arbeit hingegen die Auswirkungen auf die Speicherfüllstände der thermischen Speicher aufgrund von Mehr- oder Minderaktivierungen der modellierten Wärmeerzeuger.

3.6 Vollständige Zielfunktion

Unter Berücksichtigung der in diesem Kapitel beschriebenen Erlös-, Kosten- und Strafbestandteile auf Anlagen, Nutzer und VKW-Ebene (siehe insbesondere Unterkapitel 3.2.2 und 3.3) kann die bereits in Kapitel 3.2.2 eingeführte Zielfunktion vollständig beschrieben werden als

$$Profit = Revenues - Kosten - Strafen \quad (3.179)$$

$$Revenues = Rev^{DAA} + Rev^{IDA} + Rev^{SubsEEG} + Rev^{SubsKWKG} \quad (3.180)$$

$$Kosten = C^{Anschlusspunkt} + C^{Op} + C_{VKW}^{Bezug} \quad (3.181)$$

$$C^{Anschlusspunkt} = \sum_{n \in \underline{N}} (C_n^{Anschluss} + C_n^{fixEP}) \quad (3.182)$$

$$C^{Op} = \sum_{n \in \underline{N}} (C_{n^{Konv}}^{Op} + C_{n^{EE}}^{Op} + C_{n^{KWKG}}^{Op} + C_{n^{Bat}}^{Op} + C_{n^{EV}}^{Op} + C_{n^{WP}}^{Op} + C_{n^{GB}}^{Op}) \quad (3.183)$$

$$Strafen = Pen_{VKW} + Pen^{Op} \quad (3.184)$$

$$Pen^{Op} = \sum_{n \in \underline{N}} (Pen_{n^{Konv}}^{Summe} + Pen_{n^{EE}}^{Summe} + Pen_{n^{KWKG}}^{Summe} + Pen_{n^{WP}}^{Summe} + Pen_{n^{Bat}}^{Summe} + Pen_{n^{EV}}^{Summe}) \quad (3.185)$$

Das vorgestellte zentrale MILP-Modell ermöglicht eine wirtschaftliche Fahrplanoptimierung für ein VKW unter Berücksichtigung von Leistungsanforderungen auf Anlagen-, Anschlusspunkt- und VKW-Ebene. Dabei kann sowohl für homogene als auch inhomogene Anlagenpools eine separate oder simultane Entscheidung über die Vermarktung am DAA-, IDA- sowie den Regelleistungsmärkten getroffen werden. Neben Vergütungssätzen nach KWKG und EEG können auch anlagenspezifische Betriebskostencharakteristiken sowie Kosten- und Vergütungsstrukturen am Anschlusspunkt bei der Optimierung berücksichtigt werden.

4 Demonstration und Evaluation des zentralen Optimierungsmodells

Im vorliegenden Kapitel soll die Funktionsweise des zentralen Optimierungsmodells zunächst demonstriert und anschließend das Laufzeitverhalten für unterschiedlich komplexe VKW-Szenarien untersucht werden. Dazu werden zunächst einfache Demonstrationsszenarien entworfen, anhand derer die grundlegende Funktionalität des Modells veranschaulicht wird.

Im zweiten Teil wird analysiert, wie sich eine Variation der Anzahl an Netzanschlusspunkten, der Anlagenkomplexität, der verfügbaren Vermarktungsoptionen sowie der Zusammensetzung der Anlagen hinter den Anschlusspunkten auf die Laufzeitperformance auswirkt. Die dabei zugrunde gelegten Szenarienannahmen werden ausführlich beschrieben. Abschließend wird die Laufzeitperformance ausgewertet. Es zeigt sich, dass insbesondere die detaillierte Modellierung von Wärmepumpen sowie die Kombination aus Regelleistungsvermarktung und Lastgradienten bereits bei geringen Anschlusspunktzahlen zu sehr hohen Laufzeiten führen. In einfachen Szenarien hingegen kann die Anzahl der Anschlusspunkte weitgehend problemlos auf bis zu 100 erhöht werden.

4.1 Exemplarische Ergebnisse für Fahrplanoptimierung mit und ohne Regelleistungsbereitstellung

Um die in Kap. 3 beschriebenen Modellcharakteristika zumindest zum Teil demonstrieren zu können, sollen in den folgenden Unterkapiteln zunächst anhand sehr übersichtlicher VKW-Zusammensetzungen mit gerade einmal ein bis fünf Anschlusspunkten verschiedene Modellfunktionalitäten demonstriert werden. Zur besseren Übersichtlichkeit in der Darstellung sind dabei statt 24 Stunden

nur 16 Stunden in 15-minütiger Auflösung betrachtet worden. Bei einem Betrachtungszeitraum von 0 bis 16 Uhr ergeben sich daraus bei der Betrachtung von Regelleistung 4 Produktblöcke je Regelleistungsart.

4.1.1 Betrachtete Preiszeitreihen

Um möglichst realitätsnahe Szenarien betrachten zu können, sind in allen folgenden Szenarien (sowohl in diesem Kapitel als auch in Kap. 4.2 bzw. 4.3) für die Strom- und Regelleistungspreise die realen Markträumungspreise des *DAA*-Marktes und der Regelleistungsmärkte von einem zufällig gewählten Datum (02.07.2024) vom Transparenzportal der entso-e [50] und dem Ausschreibungsportal für Regelleistung [86] gewählt worden, wobei bei der Regelleistung nur die einheitlichen Markträumungspreise für Regelleistung für den *PRL*-Markt und die durchschnittlichen Leistungspreise für *SRL* betrachtet worden sind und als erwarteter Erlös [in €/MWh] für \bar{p}_i^{PRL} , \bar{p}_i^{SRL+} und \bar{p}_i^{SRL-} angenommen worden sind.

Die angebotsspezifischen Arbeitspreise beim *SRL*-Kapazitätsmarkt sind dabei ebenso außer Acht gelassen worden wie der *SRL*-Arbeitsmarkt, da der Arbeitspreis und auch der daraus resultierende Einfluss auf den zu erwartenden Erlös von der individuellen Angebotsstrategie abhängt und historische Daten einen vergleichsweise hohen Aufbereitungsaufwand mit sich gebracht hätten. Abbildung (Abb.) 4.1 zeigt die angenommenen *DAA*-Markt und Regelleistungspreise für dieses Datum. Die *DAA*-Preise sind dabei wie auch im Modell verwendet in €/MWh angegeben. Die zu erwartenden Regelleistungserlöse je MW sind zur gleichmäßigeren Darstellung im Plot hingegen anders als im Modell für einen ganzen Regelleistungsproduktblock und nicht runtergerechnet auf das einzelne Zeitintervall dargestellt worden. Die dunkelgelben Spalten im Plot signalisieren den Beginn eines neuen Primär- und Sekundärregelleistungsblockes und zeigen damit an, dass der Regelleistungsfahrplan für das VKW an dieser Stelle einen neuen Wert annehmen kann.

Wie bereits in Kap. 3.5 erwähnt, ist der *SRL*-Regelarbeitsmarkt aufgrund der schwierigen Einsehbarkeit und der im Vergleich zum Kapazitätsmarkt unsicheren Erlösmöglichkeiten nicht modelliert worden, hätte aber als zusätzliche *SRL*-Vermarktungsoption mit entsprechenden zusätzlichen Variablen für die

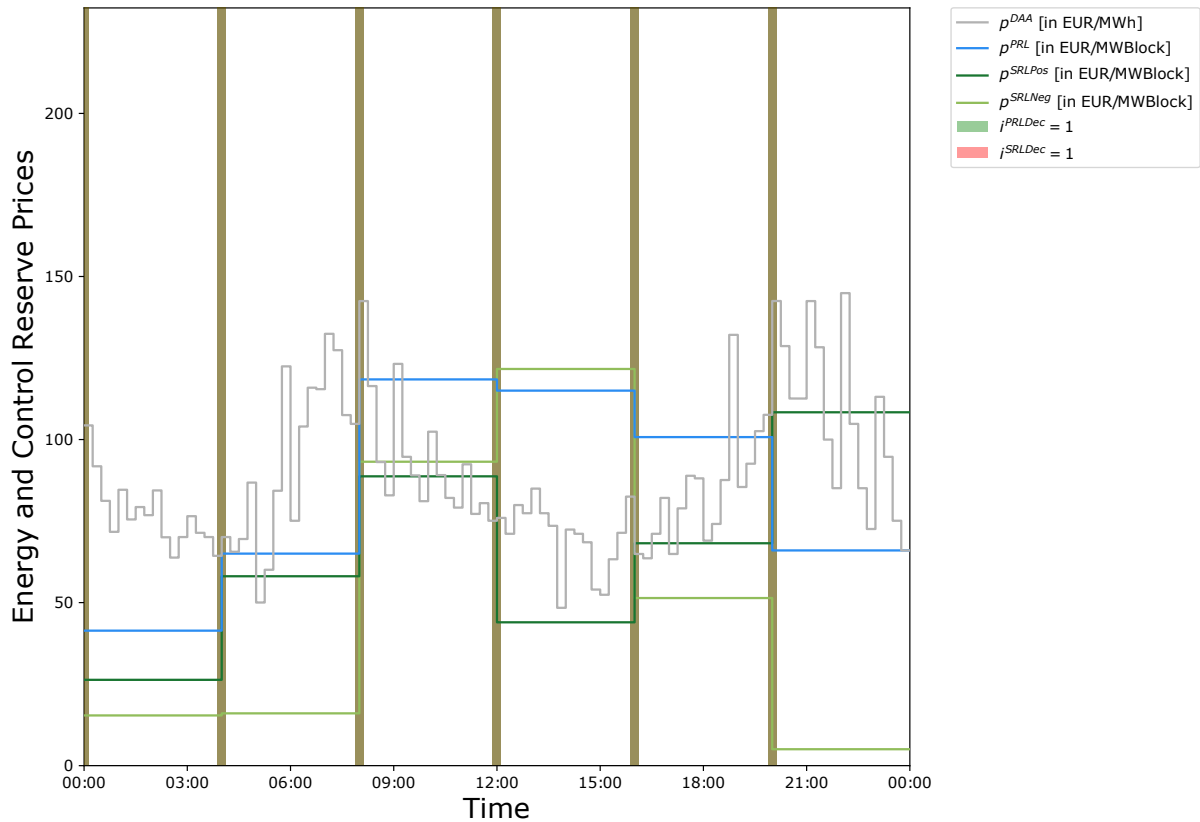


Abbildung 4.1: Angenommene DAA - und RL -Preise

Leistungsallokation je Anlage, Nutzer und VKW weitestgehend identisch modelliert werden können.

Die zu erwartenden Abrufenergiemengen ($\overline{Exp}_i^{SRL+SRL-}$) sind vereinfacht als das Verhältnis der auf [7] veröffentlichten aktivierten Regelleistung für ganz Deutschland je Viertelstunde [in kW] umgerechnet in Regularbeit je Viertelstunde in kWh (unter der Annahme einer dauerhaften Aktivierung über den Zeitraum) und die im Angebotszeitraum in Deutschland ausgeschriebene SRL-Regelleistungsmenge in MW angenommen worden. Daraus ergibt sich je Viertelstunde eine erwartete Abrufhäufigkeiten zwischen 0,01 und 0,12 kWh/kW im betrachteten Zeitraum.

4.1.2 Stromvermarktung eines simplen Anlagenparks am DAA

In Abb. 4.2 sind die kumulierten Einspeise- und Bezugsfahrpläne der VKW-Anschlusspunkte als farbige Balken sowie der Summenfahrplan des VKWs $P_{VKW,i}^{Summe}$ (schwarze Linie) und der Summenfahrplan zur Direktvermarktung am DAA $P_{VKW,i}^{DM}$ (rot gestrichelte Linie) dargestellt worden. Im vorliegenden Fall sind dabei fünf Anschlusspunkte mit konventionellen Kraftwerken und elektrischen Lastprofilen modelliert worden, deren Leistungsgrößen variieren. Da für diese Anlagen ausschließlich die Direktvermarktung als Vermarktungsoption parametrisiert worden ist, ist $P_{VKW,i}^{Summe}$ zu jedem Zeitpunkt identisch mit $P_{VKW,i}^{DM}$. \bar{p}_i^{DAA} ist als graue Linie vorgelagert abgebildet, wobei die zugeordneten Werte auf der linken y-Achse der Abbildung zu finden sind. Es ist gut zu erkennen, dass die Kraftwerksleistung mit steigenden Preisen deutlich erhöht wird, während bei niedrigen Preisen Strom von den Anschlusspunkten vor allem bezogen und nicht mehr eingespeist wird.

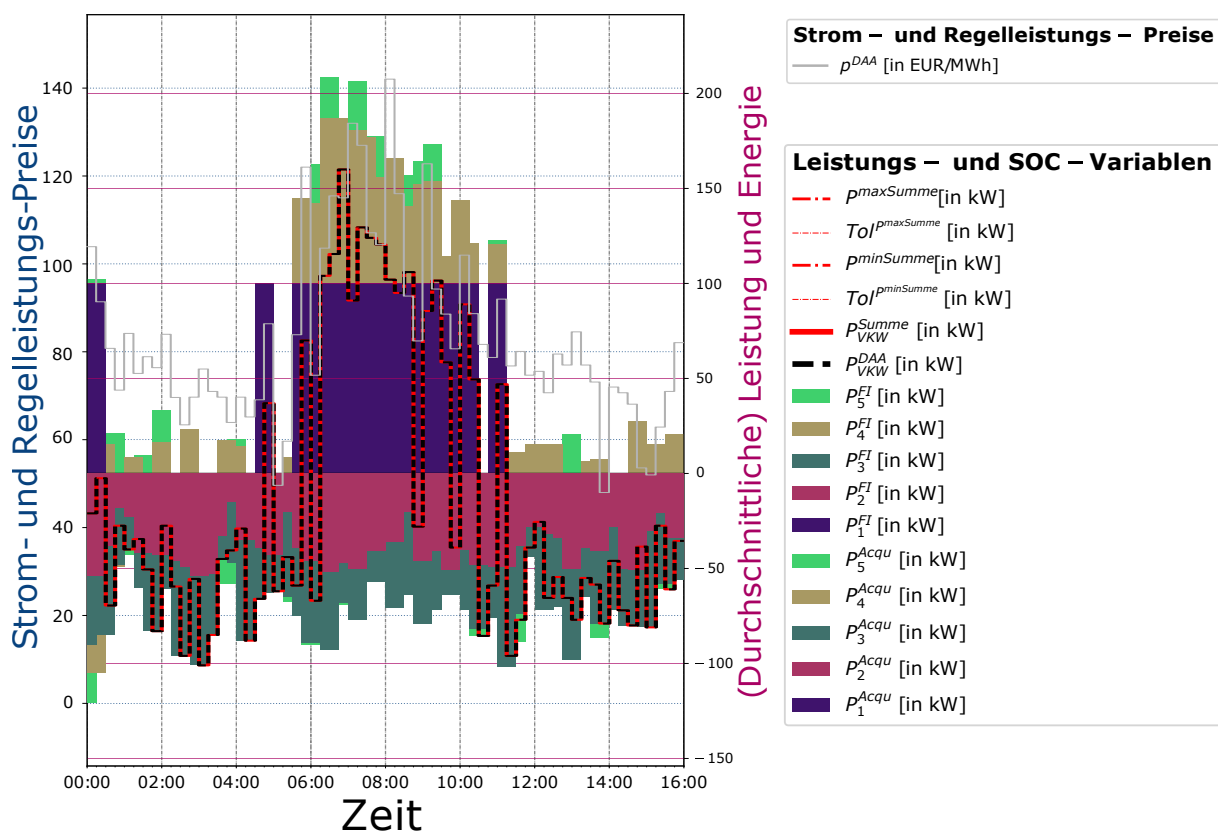


Abbildung 4.2: Kumulierte Einspeise- und Bezugsfahrpläne eines VKW mit fünf simplen Anschlusspunkten zur Teilnahme am DAA

4.1.3 IDA-Vermarktung unter Berücksichtigung einer DAA-Fahrplanverpflichtung

In einem zweiten Demonstrationslauf ist der zuvor festgelegte *DAA*-Fahrplan übernommen worden und es ist die Möglichkeit der Fahrplanoptimierung am *IDA*-Markt bei bereits eingegangener Fahrplanverpflichtung betrachtet worden. Da für den 2.7.2024 keine öffentlichen Marktdaten für den *IDA*-Markt zur Verfügung standen, ist für die Demonstration eine vereinfachte künstliche Preiszeitreihe generiert worden (pinke durchgezogene Linie), bei der der *IDA*-Preis in den ersten fünf Stunden zunächst immer 20 €/MWh über, dann für 5 Stunden unter und für den restlichen Optimierungszeitraum wieder über dem zuvor angenommenen *DAA*-Marktpreis liegt. In Abb. 4.3 ist gut zu erkennen, dass der Kraftwerkspark gegenüber den vorherigen Optimierungsergebnissen in den ersten 5 Stunden deutlich mehr Leistung erbringt und die Anschlusspunkte daher mehr Energie einspeisen.

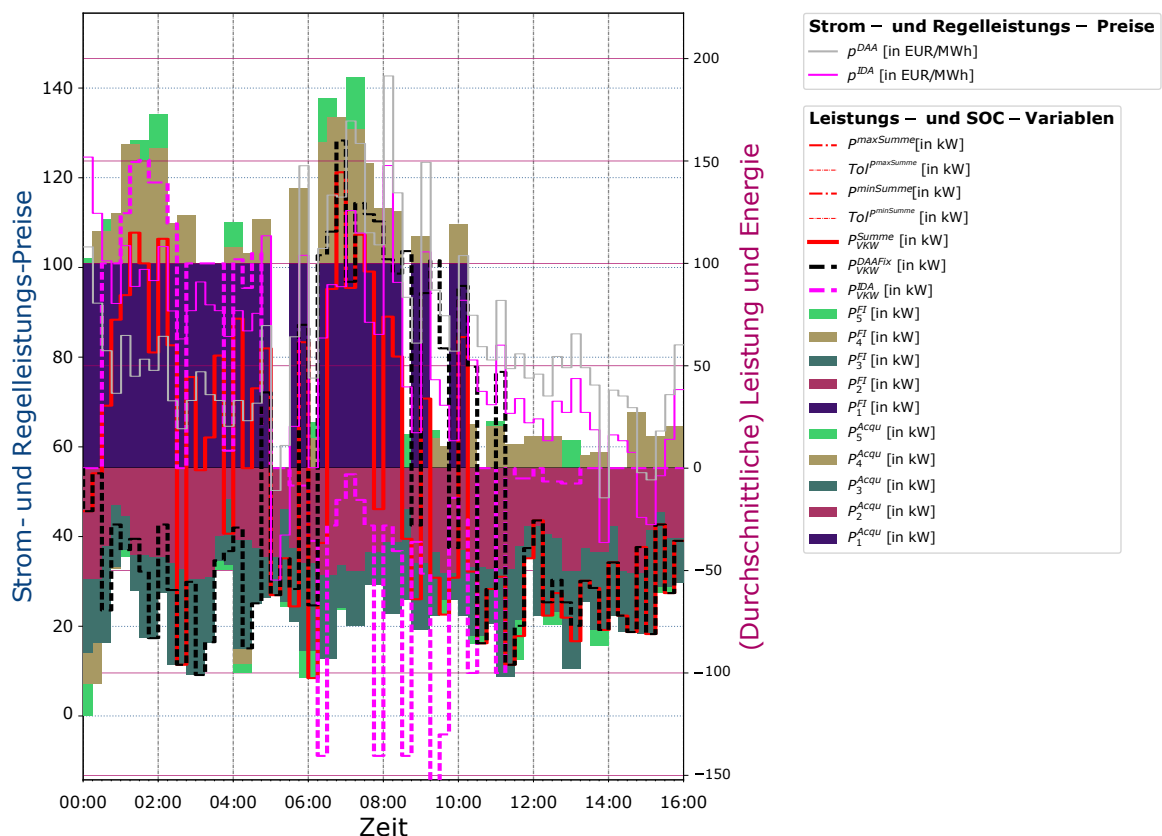


Abbildung 4.3: Kumulierte Einspeise- und Bezugsfahrpläne eines VKW zur Teilnahme am IDA-Handel bei eingegangener Fahrplanverpflichtung am DAA-Markt

In den letzten sechs Stunden des Optimierungshorizontes ergeben sich hingegen kaum Abweichungen, da der gegenüber dem *DAA*-Preis angestiegene *IDA*-Preis keinen ausreichenden Anreiz für die Kraftwerksbetreiber bietet. Die optimale *IDA*-Verpflichtung ergibt sich aus der Differenz von $P_{VKW,i}^{Summe}$ und $P_{VKW,i}^{DAA}$ und wird als gestrichelte pinke Linie dargestellt.

4.1.4 Berücksichtigung von Wärmebedarfen bei der Fahrplanoptimierung

Für eine Demonstration der Berücksichtigung von thermischen Bedarfen und der Charakteristik von Wärmeerzeugern und -speichern ist ein *VKW* mit drei Anschlusspunkten berücksichtigt worden, von denen Nutzer zwei und drei über eine *KWK*- und eine zusätzliche *GB*-Anlage verfügen und Nutzer 1 über eine *WP* mit zusätzlicher *P2H*-Anlage. Die thermischen Profile sind dabei in Rot (für *thfixDem1*) und Blau (für *thfixDem2*) als negative Werte dargestellt. Das Temperaturprofil der beiden zugehörigen Speicher (*TES1* und *TES2*) ist in den gleichen Farben abgebildet. Die Wärmepumpenleistungswerte (sowohl P_{nWP}^{Dem} (lang gestrichelt) als auch \dot{Q}_{nWP}^{Gen} (durchgezogen)) sind in Gelb und für die Bereitstellung für die jeweiligen thermischen Bedarfe zusätzlich separat dargestellt (siehe Legende). Für *TES1*, *TES2* und *WP*-Anlagen gibt es darüber hinaus einen maximal zulässigen Temperaturwert \overline{Temp}^{max} sowie für die Speicher ein zusätzliches $\overline{Temp}_{nTES1/2}^{min}$ -Limit.

Dieses $\overline{Temp}_{nTES1/2}^{min}$ wurde im Beispiel entsprechend einer Heizkurve mit Nachtabsenkung realisiert und steigt daher um 5 Uhr morgens an.

In Abb. 4.4 ist gut erkennbar, wie die Wärmepumpe durch eine Anpassung der Vorlauftemperatur immer wieder die beiden Speicher auflädt. Zunächst mag es dabei nicht intuitiv erscheinen, dass die Temperaturen teilweise deutlich über der bisherigen Speichertemperatur liegen. Das kann aber für eine ausreichende Aufladung notwendig und wegen der Einsparung von Betriebszeiten in anderen Intervallen aufgrund von fixen Betriebskosten durchaus sinnvoll sein. Die mit den Variationen der Vorlauftemperatur einhergehenden Effizienzschwankungen sind gut anhand der wechselnden Verhältnisse zwischen elektrischem Wärmepumpenverbrauch und thermischer Erzeugung erkennbar. Der COP schwankt

4.1 Exemplarische Ergebnisse für Fahrplanoptimierung mit und ohne Regelleistungsbereitstellung

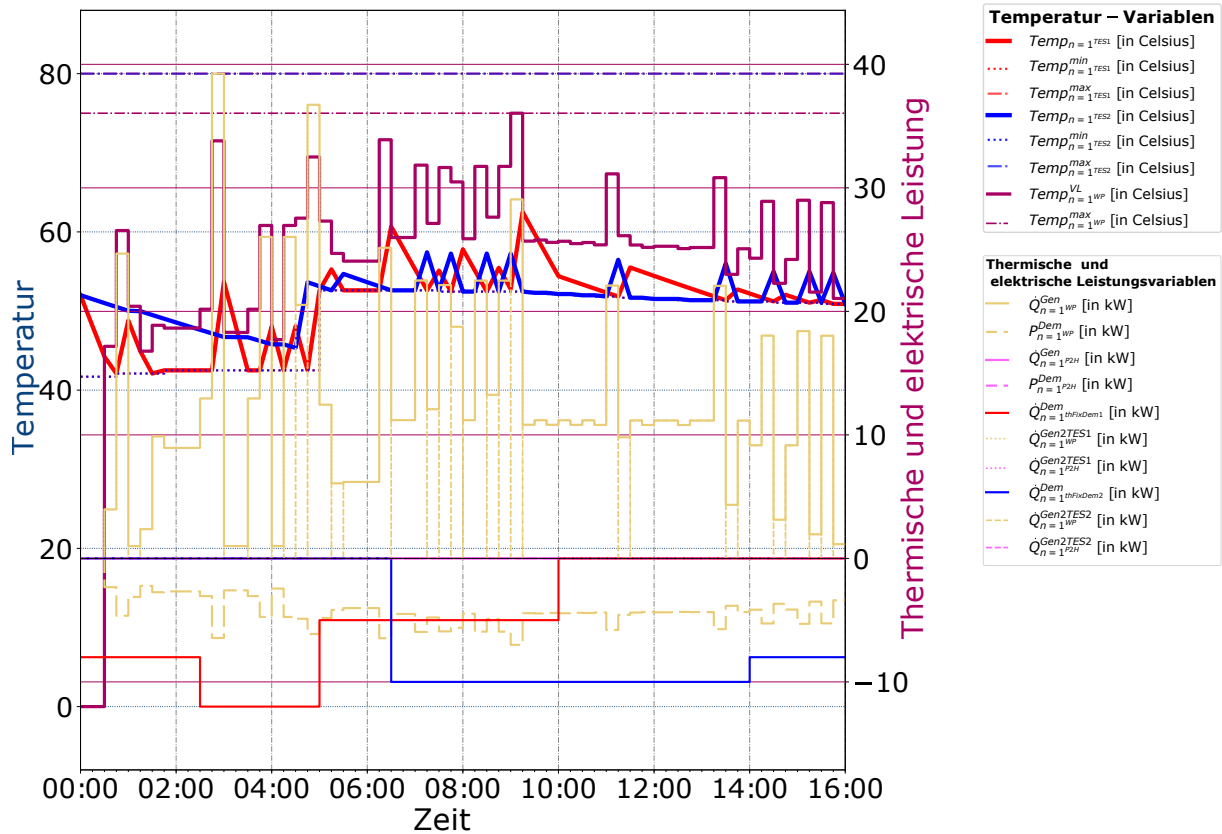


Abbildung 4.4: Thermische und zugehörige elektrische Leistungsprofile eines optimierten Nutzerfahrplans mit WP- und P2H-Anlage

dabei im betrachteten Fahrplan zwischen 2 und 6. Beim Nutzer drei im betrachteten VKW-Szenario lässt sich in Abb. 4.5 gut erkennen, wie die KWK-Anlage thermische Leistung bereitstellt (siehe $\dot{Q}_{n=3KWK}^{KWK}$) und die elektrische Leistung ($P_{n=3KWK}^{KWK}$) dabei der thermischen Leistung folgt. Im Gegensatz zur Wärmepumpe können dabei beide Speicher gleichzeitig versorgt werden, was sich in der Abbildung insbesondere zwischen 07:15 und 09:45 Uhr gut erkennen lässt. Da die KWK-Anlage im Szenario mit einer Einspeisebegrenzung von 70 % versehen ist, lassen sich Zeiträume ausmachen, in denen die Anlage ihren thermischen Output trotz großer Nachfrage reduzieren muss, da zeitgleich nicht ausreichend Eigenverbrauchsbedarf vorhanden ist. Mit diesem Sachverhalt lassen sich die Einsätze der deutlich teureren GB-Anlage erklären.

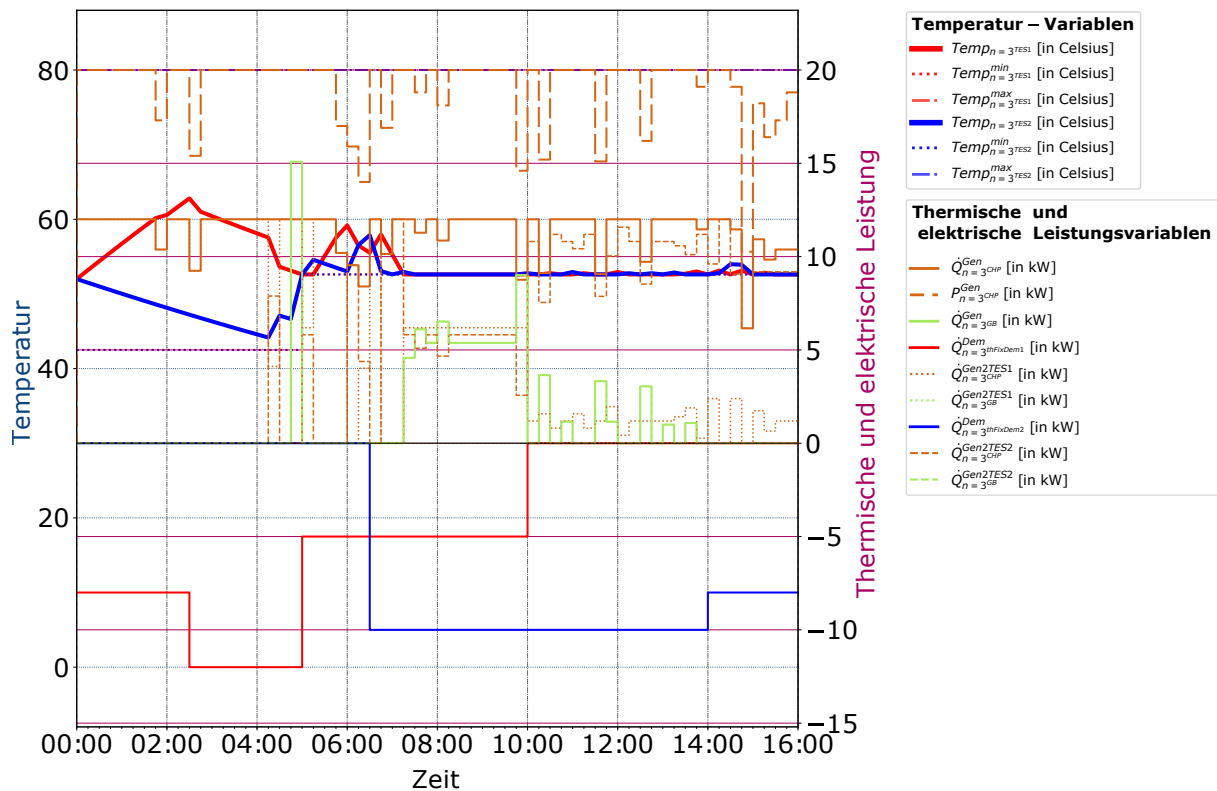


Abbildung 4.5: Thermische Leistungsprofile eines optimierten Nutzerfahrplans mit *KWK*- und *GB*-Anlage

4.1.5 Stromvermarktung unter Berücksichtigung von EEG- und KWKG-Vergütungsmodellen

Bei der beispielhaften Betrachtung eines VKW mit 5 Nutzern, deren Anlagenpark sich zum Teil aus vergüteten und zum Teil aus direktvermarkteten *EE*- und *KWK*-Anlagen und die darüber zum Teil noch über *Bat*-Anlagen verfügen, ist der Einfluss von Vergütungsmethoden auf die Optimierung demonstriert worden. Die zuvor eingeführte *DAA*-Preiszeitreihe vom 2.07.2024 ist dabei in insgesamt 27 Zeitintervallen auf einen negativen Wert gesetzt worden (siehe Abb. 4.6). Betrachtet man die in Abb. 4.6 dargestellten Einspeisemengen und den Summenfahrplan des VKW, so fällt auf, dass die Nutzer zwei und drei überhaupt nicht sensitiv auf negative Strompreise reagieren, während das VKW insgesamt schon darauf bedacht ist, während der negativen Zeiträume nur noch Strom vom Markt zu beziehen (siehe P_{VKW}^{DAA} in Abb. 4.6). Der Grund für das Verhalten kann in den EEG-Vergütungsmodellen für die *EE*-Anlage von Nutzer zwei, bzw. der Vergütung nach KWKG bei Nutzer drei gefunden werden. Nutzer 1 verfügt hingegen über eine direktvermarktete Anlage mit in der ersten

4.1 Exemplarische Ergebnisse für Fahrplanoptimierung mit und ohne Regelleistungsbereitstellung

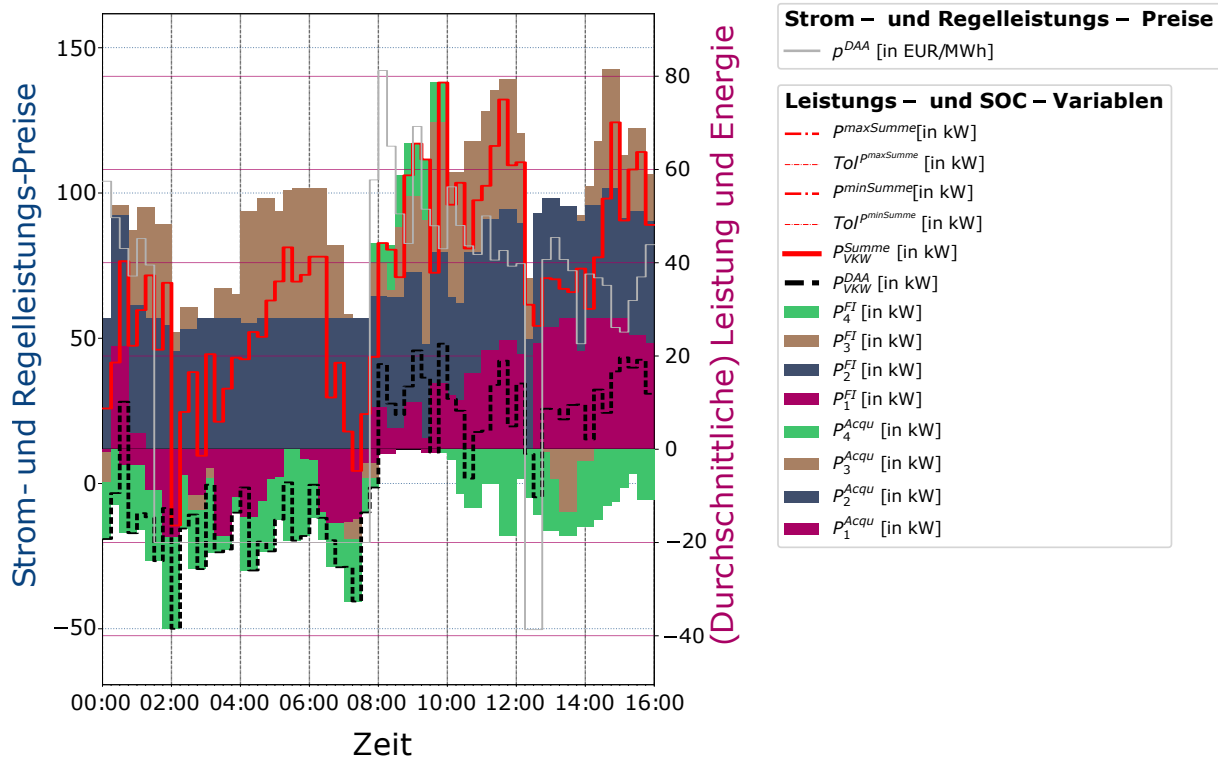


Abbildung 4.6: Kumulierte Einspeise- und Bezugsfahrpläne eines VKW mit EEG- und KWKG-vergüteten Anlagen

Tageshälfte stark eingeschränkter Verfügbarkeit (insbesondere von 00:45 Uhr bis 05:00 Uhr und von 06:45 bis 08:45). In der Zeit danach rampt die Verfügbarkeit bis 12:45 Uhr hoch. Auf Grund der fehlenden Einspeisevergütung bzw. Marktprämie (siehe 6-Stunden Regelung in Kap. 3.4.2) ist während des Preisinbruchs zu beobachten, dass die *EE*-Anlage ausschließlich Eigenverbrauch bereitstellt (siehe Abb. 4.7). Der vorhandene Batteriespeicher wird im betrachteten Zeitraum ausschließlich entladen, da der Marktpreis in den Zeitintervallen zwischen 0:00 und 1:30 Uhr und im Zeitraum von 07:30 bis 11:15 Uhr deutlich über dem zur Bewertung des Batteriefüllstands herangezogenen \overline{Mktw} liegt. Es ist gut zu sehen, dass die Entladung der *Bat*-Anlage bei den höchsten Marktpreisen während der nicht-Verfügbarkeits-Zeiträumen der *EE*-Anlage erfolgt (siehe $p_{n=1}^{Summe}$ und $E_{n=1}^{min}$ in Abb. 4.7 zwischen 0:00 und 2:00 Uhr und 08:00 und 10:00 Uhr). Demgegenüber steht Nutzer drei mit seiner geförderten *KWK*-Anlage, die dementsprechend trotz negativer Strompreise über den gesamten Optimierungszeitraum hinweg hohe Einspeiseleistungen zeigt (siehe Abb. 4.8).

4 Demonstration und Evaluation des zentralen Optimierungsmodells

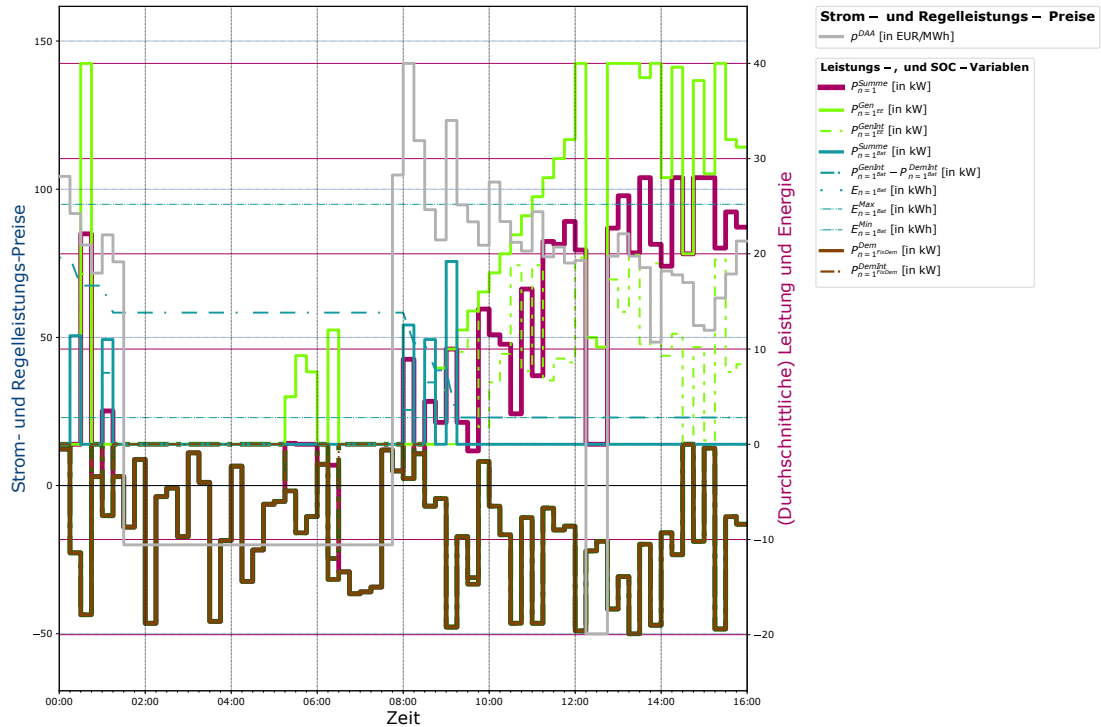


Abbildung 4.7: Leistungsfahrplan eines Nutzers mit direktvermarkteter *EE*-Anlage

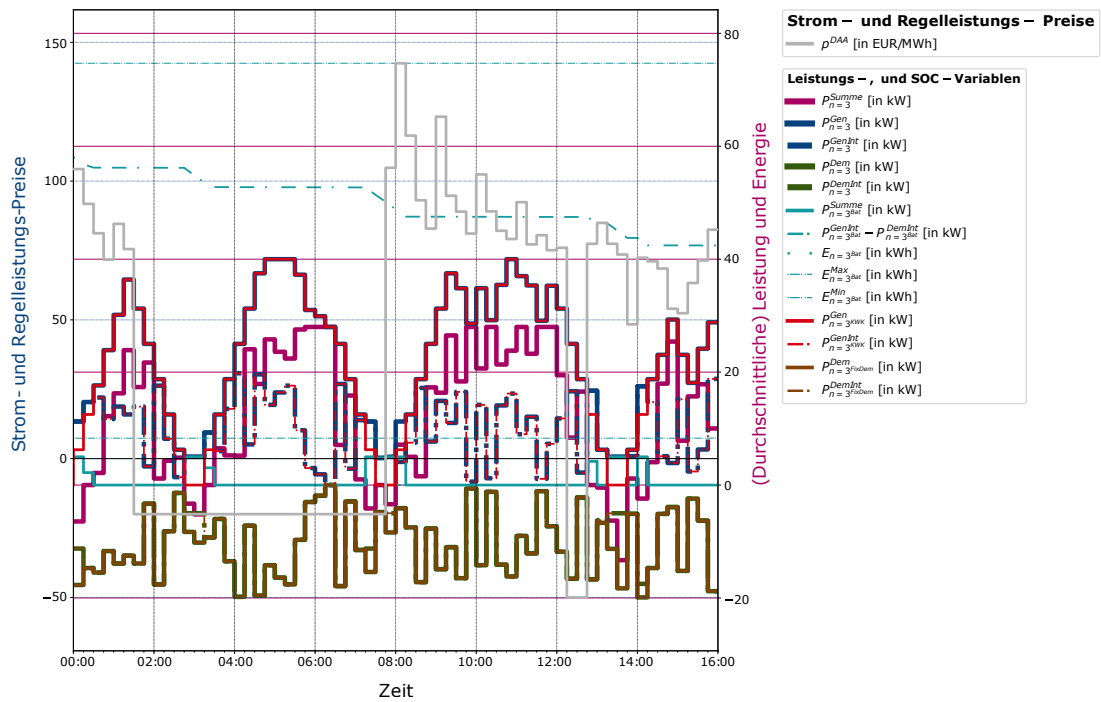


Abbildung 4.8: Leistungsfahrplan eines Nutzers mit KWKG-vergüteter Anlage

4.1.6 Kombinierte Vermarktung von Regelleistung und Energie unter Berücksichtigung von Vergütungsmodellen

In einer Variation des zuvor gezeigten KWKG- und EEG-Szenarios ist zusätzlich die Vermarktung von Regelleistung erlaubt worden. In Abb. 4.9 sind die angesetzten Regelleistungserlöse je MW und Produktblock für PRL, SRL+ und SRL-, als blaue, dunkelgrüne und hellgrüne Linie dargestellt.

Für den zuvor betrachteten Nutzer drei hat sich der Optimierer in diesem Szenario für eine Regelleistungsbereitstellung durch besagte *KWK*-Anlage entschieden. Da die *KWK*-Anlage mit einer Lastgradientenbeschränkung parametrisiert worden ist, verändern sich während der Regelleistungsbereitstellung die zulässigen Lastrampen (siehe hierzu Kap. 3.3.5). In Abb. 4.9 ist das in jedem Zeitschritt über grüne Dreiecke ($G_{n=3KWK}^{maxPos}$) dargestellt. Es ist gut zu erkennen, wie sich mit stärkerer Beteiligung am Regelleistungsmarkt in späteren Zeitintervallen die verbleibenden Lastgradienten deutlich reduzieren, bis die *KWK*-Anlage in den letzten 16 Zeitintervallen nahezu keine Lastvariation mehr durchlaufen kann. Damit kann eindrucksvoll gezeigt werden, dass der im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Ansatz zur Berücksichtigung von Lastrampeneinschränkungen bei der Vermarktung von Regelleistung in einem MILP-Modell funktioniert.

4.2 Beschreibung der Evaluationsmethodik

Zur Bewertung des Laufzeitverhaltens des zentralen Optimierungsmodells sind insgesamt 150 Optimierungsvarianten angelegt worden, wobei sowohl die Zahl der modellierten Anschlusspunkte, die Komplexität der abgebildeten Anlagen und das VKW-Szenario als solches variiert worden sind. Optimiert werden sollte dabei entweder ein Tag in 15-Minuten-Auflösung oder im Falle von besonders komplexen Szenarien ein Tag in 60-Minuten-Auflösung. Bezüglich der Nutzeranzahl umfassen die verschiedenen Szenarien zwischen einem und 100 Anschlusspunkten, wobei als Option 1, 2, 5, 10, 25 oder 100 Anschlusspunkte betrachtet wurden.

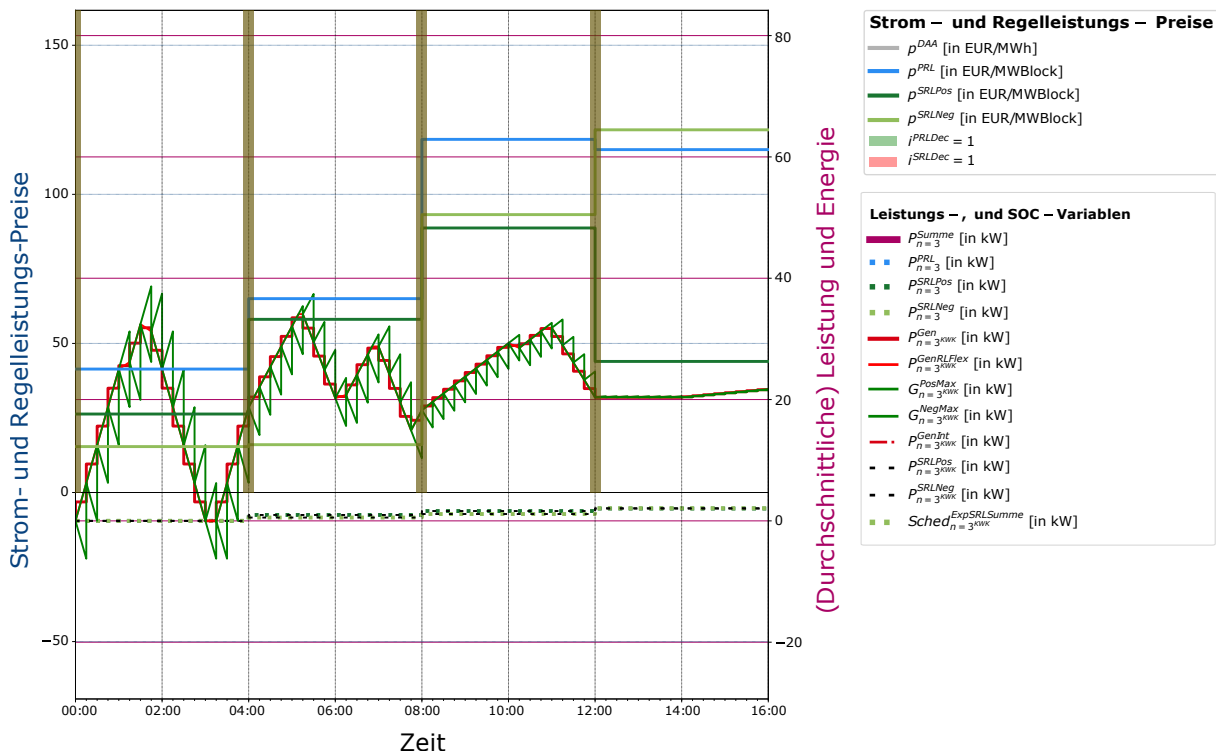


Abbildung 4.9: Leistungsfahrplan eines Nutzers zur Demonstration der Auswirkungen von Regelleistungsverpflichtungen bei Berücksichtigung von Lastgradienten

Betrachtete Anlagenkomplexitätsstufen

Die Anlagenkomplexität ist in drei verschiedenen Stufen (im Folgenden als AKS für Anlagenkomplexitätsstufe bezeichnet) betrachtet worden:

- Simple Anlagenkonfiguration (AKS^{simple})**
 Für alle modellierten Anlagen sind jeweils nur die Basis-Charakteristika (siehe in Kapitel (Kap.) 3.3 alle „1“er Einträge in den Tabellen 3.2 bis 3.6) abgebildet worden.
- Semi-komplexe Anlagenkonfiguration ($AKS^{semi-komplex}$)**
 Die Modellkomplexität ist in diesem Falle für alle Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen um Lastgradienten ($\bar{G}^{maxPos/Neg}$), konstante Betriebskosten (\bar{C}^{GenKon} und \bar{C}^{DemKon}) und maximale Einspeiseleistungen von Erzeugungsanlagen für Stromerzeuger (\bar{F}^{FImax}) erweitert worden. Bei Bat- und EV-Anlagen sind Lastgradienten nicht berücksichtigt worden. Dies trifft natürlich nur für die Anlagen zu, für die diese Charakteristika überhaupt als Modelloptionen umgesetzt wurden (siehe dazu Tabelle 3.2 bis 3.6 in Kap. 3.3). Sofern Regelleistung bei der Fahrplanerstellung mit-

berücksichtigt worden ist (siehe dazu die folgende Auflistung zu den VKW-Szenarien), ist nur für *Bat*- und *EV*-Anlagen angenommen worden, dass diese über ausreichend Flexibilität verfügen, um auch aus dem abgeschalteten Zustand heraus *PRL* und *SRL*-Leistung anbieten zu können ($\overline{Flex}_{n^{Bat/EV}}^{PRL/SRL} = 1$).

- **Komplexe Anlagenkonfiguration** ($AKS^{komplex}$)

Bei der komplexen Anlagenkonfiguration sind zusätzlich für *Konv*-, *EE*-, *KWK*- und *WP*-Anlagen Kosten für das Ein- und Abschalten von Anlagen ($\overline{Pen}^{Anschalt}$ und $\overline{Pen}^{Abschalt}$), sowie für *Bat*- und *EV*-Anlagen Strafkosten für unerwünschte Ladehübe ($\overline{Pen}^{HubUnideal}$) mitberücksichtigt worden, die jeweils die Einführung ein oder mehrerer Binärvariablen je Zeitintervall zur Folge haben. Für *Konv*-Anlagen sind darüber hinaus zufällige minimale An- und Abschaltzeiten (\overline{T}^{AnMin} und \overline{T}^{AusMin}) zwischen 1 und 8 Zeitintervallen vergeben worden.

Betrachtete VKW-Szenarien

Ein VKW-Szenario beschreibt die Art von VKW, die in einem Lauf betrachtet wird und definiert insofern vor allem zwei Dinge.

Zum einen wird festgelegt, welche Anlagen welchem Nutzer zugeordnet werden. Hier sind unterschiedliche Ausrichtungen des VKW abgebildet worden, indem beispielsweise bei einzelne VKWs keine thermischen Verbraucher und Erzeuger oder in einem anderen vor allem geförderte Anlagentypen abgebildet wurden.

Zum anderen ist im VKW-Szenario definiert, welche Optimierungsziele verfolgt werden, ob also z. B. eine Optimierung auf den *IDA*-Markt oder auf den *DAA*-Markt erfolgen soll und ob dabei ein Regelleistungsfahrplan mit optimiert werden soll oder nicht.

Insgesamt sind sechs verschiedene Anlagenszenarien bei den VKW-Szenarien festgelegt worden, die im Folgenden genauer beschrieben werden sollen. Für diese ist zunächst nur eine Teilnahme am *DAA*-Markt ($VKW^{...2DAA}$) demonstriert worden (natürlich unter Berücksichtigung von sonstigen Stromvermarktungsoptionen). Für einige der Varianten ist dann auch eine gleichzeitige Vermarktung am Spot- und Regelleistungsmarkt ($VKW^{...2RL}$) untersucht worden.

- **VKW mit konventioneller Nutzerkonfiguration** ($VKW^{Konv2DAA}$)
Im simpelsten Fall sind lediglich konventionelle Anlagen und elektrische Lastprofile an den Anschlusspunkten modelliert worden. Jeder Nutzer verfügt somit über zwei Anlagen ($Konv$ und $fixDem$) und der Betrieb der konventionellen Anlage wird somit auf die DAA -Marktpreise optimiert.
- **VKW mit EE -Nutzerkonfiguration** (VKW^{EE2DAA})
In diesem Fall sind die Anschlusspunkte um eine EE -Anlage erweitert worden, für die die Vermarktungsoption (entweder Direktvermarktung oder aber Vergütung mittels fixer Einspeisetarife) alternierend vergeben worden sind (Nutzer eins mit direktvermarkteter EE -Anlage, Nutzer zwei mit EE -Anlage mit fixer Einspeisevergütung, Nutzer drei wiederum mit direktvermarkteter Anlage etc.).
- **Rein elektrisches VKW mit allen modellierten Erzeugern, Speichern und Verbrauchern** ($VKW^{Elk2DAA}$)
Bei dieser komplexen Anschlusspunktzusammensetzung sind VKW-Netzanschlusspunkte sowohl mit allen Anlagen der vorher aufgeführten VKW-Konfigurationen ausgestattet worden, als auch mit allen weiteren modellierten nicht-thermischen Anlagen (Bat und EV). Für die EV -Anlagen sind die Nutzerprofile genau wie bei $fixDem$ für jeden Nutzer zufällig variiert worden.
- **VKW mit komplexer Anschlusspunktzusammensetzung mit thermischen Anlagen** (VKW^{Th2DAA})
Bei der komplexen thermischen Anschlusspunktzusammensetzung sind den Nutzern zusätzlich zu den in $VKW^{Elk2DAA}$ aufgeführten Anlagen alternierend thermische Anlagen zugeordnet worden und zwar in der Reihenfolge Nutzer mit WP mit $P2H$ und Nutzer mit KWK -Anlage. Für jede zweite KWK -Anlage – also für jeden vierten Nutzer – ist dabei statt einem linearen Zusammenhang ($\bar{F}^{LinP2Q} = 0,8$) ein Leistungsband für $\dot{Q}_{n^{KWK},i}^{Gen}$ abhängig von $P_{n^{KWK},i}^{Gen}$ (siehe Kap. 3.3.4) parametrisiert worden. Zusätzlich ist allen Anschlusspunkten eine GB -Anlage als Back-up-Lösung zugeordnet worden, welche allerdings mit hohen Brennstoffkosten versehen worden ist und daher nur zum Einsatz kommt, wenn die installierte Anlagenkapazität in einzelnen Zeitintervallen nicht zur Deckung der ther-

mischen Lastprofile ausreicht. Die VKW^{Th2DAA} und VKW^{Th2RL} verfügen somit über alle im Rahmen dieser Arbeit modellierten Anlagentypen. Das VKW^{Th2DAA} -Szenario war mit allen Anlagentypen natürlich absehbar das rechenintensivste \dots^{2DAA} -Szenario. Dennoch stellte sich bei ersten Testläufen heraus, dass bei einer semi-komplexen bis komplexen AKS bereits für einen einzelnen Netzanschlusspunkt Rechenzeiten von weit über einer Stunde bis zum Optimum zu beobachten waren. Hauptverantwortlich dafür erwies sich das Wärmepumpenmodell aufgrund seiner schrittweise-linearen Integer-Formulierungen. Aus diesem Grund sind zwei weitere thermische VKW-Szenarien angelegt worden:

- VKW^{Th2DAA} -Variante ohne Wärmepumpen ($VKW^{ThohWP2DAA}$)
- VKW^{Th2DAA} -Variante mit 60-Minuten-Zeitscheiben ($VKW^{1hTh2DAA}$)

Da bei der Evaluation des Optimierungsmodells für die Optimierung auf den Regelleistungsmarkt von einem erhöhten Rechenaufwand ausgegangen werden konnte, wurde der kombinatorische Raum hierfür deutlich reduziert. So ist nur für vier der vorgestellten VKW-Szenarien und nur für ausgewählte AKS die RL-Optimierung erprobt worden. Diese sind $VKW^{Konv2RL}$ mit $AKS^{komplex}$, VKW^{EE2RL} mit $AKS^{simplel}$ und $AKS^{semi-komplex}$, $VKW^{1hTh2RL}$ mit $AKS^{simplel}$ und eine zusätzliche Sondervariante von $VKW^{Th\dots}$ die sich aus der Kombination von $VKW^{ThohWP\dots}$ und $VKW^{1hTh\dots}$ ergibt: $VKW^{1hThohWP2RL}$. Für diese Variante ohne Wärmepumpe und mit einstündiger Auflösung sind alle drei AKS betrachtet worden. Um ein komplett identisches Verhalten aller Anschlusspunkte zu vermeiden, sind zusätzlich zu den Bedarfsprofilen alle Anlagenparameter zufällig innerhalb vorgegebener Bandbreiten variiert worden. Damit lassen sich die hier erzeugten Varianten auch bei der Bewertung des dezentralen Modells verwenden, ohne dass dabei eine Randomisierung der Preissignale zur Vermeidung von Sprungfunktionen (wie bei [89]) umgesetzt werden musste, da somit jede Anlage und jeder Anschlusspunkt andere Grenzpreise aufweisen.

Um eine Vergleichbarkeit der Rechenintensität zu gewährleisten, ist sowohl die Anlagenzuordnung zu einzelnen Nutzern innerhalb einer VKW-Variante bei einer Variation der Nutzeranzahl als auch die Anlagenparameter eines Nutzers über alle VKW-Varianten, Anlagenkomplexitätsstufen und Nutzeranzahlszenarien hinweg identisch geblieben. Bspw. sind die Anlagenparameter von $n = 1^{EE}$

bei VKW^{EE2DAA} für $AKS^{simplel}$ für $\underline{N} = [1; 2; 3; 4; 5]$ identisch mit den Anlagenparametern von $VKW^{Elk2DAA}$ mit $AKS^{komplex}$ für $\underline{N} = [1; 2]$, wobei bei simpleren Szenarien natürlich einige Anlagenparameter (z. B. $\overline{G}_{n=1^{EE}}^{maxPos}$) bei der Problemgenerierung nicht berücksichtigt worden sind.

Bezüglich der Parametrisierung der Anlagen sollen an dieser Stelle noch die folgenden Details erwähnt werden:

- Für *EE*-Anlagen ist alternierend eine 100-prozentige Verfügbarkeit und eine über den Tag an und wieder absteigende Verfügbarkeit, wie sie bei einer PV-Anlage an wolkenfreien Tag zu beobachten ist, angenommen worden.
- Das Einspeiselimit ist für alle *EE*- und *KWK*-Anlagen auf 70 % gesetzt worden.
- *Bat*-Anlagen ist die Einspeisung ins Netz alternierend entweder völlig untersagt worden oder aber vollständig erlaubt worden. Regelleistungsbereitstellung ist in diesem Falle nur für die *Bat*-Anlagen mit Einspeiserlaubnis erlaubt worden.
- Anlagenleistungen und Speicherkapazitäten sind zwischen 1 und 100 kW bzw. kWh variiert worden.
- Ladeziele bezüglich des Ladehubs sind alternierend auf inneren und äußeren Ladehub parametrisiert worden, wobei jeweils 30 und 70 % als Grenzen definiert wurden.
- Für *EVs* ist eine Rückspeisung ins Netz mittels entsprechender Parametrisierung untersagt worden, weshalb auch kein *EV* mit Regelleistungsoptionen modelliert worden ist.
- Während die Erzeugungs- und Verbrauchsleistungen bei *Bat*-Anlagen symmetrisch modelliert worden sind, ist bei *EVs* eine zufällige maximale Rückspeiseleistung zwischen 0 und $\overline{P}_{n^{EV}}^{maxGen}$ angesetzt worden.
- *P2H*-Anlagen sind bei allen Komplexitätsstufen ohne Binärvariablen modelliert worden.
- Die Regelleistungskapazität aller Nutzer ($\overline{P}_n^{KapaPRL/SRL+/SRL-}$) ist anlagenübergreifend auf 100 kW beschränkt worden.

- Die Regelleistungskapazität je Anlage ist zwischen 0 und \overline{P}^{maxGen} bzw. \overline{P}^{maxDem} variiert worden.

Grundsätzlich sind die VKW-Szenarien nicht vergleichbar mit der Anzahl von Anlagen zukünftiger VKW-Anwendungen. Da im Rahmen dieses Kapitels aber neben der Demonstration der Funktionsfähigkeit des Optimierungsmodells vor allem auch die Grenzen eines zentralen Optimierungsmodells mittels MILP untersucht werden sollten, ist die Größe des VKW von bis zu 100 Anlagen ausreichend. Auch in Kap. 6 wird diese Menge von Anschlusspunkten nicht überschritten, da Sie zur Demonstration des Laufzeitvorteils eines dezentralen Optimierungsmodells ausreichend ist und die Optimierung von mehreren Anschlusspunkten aufgrund der Demonstration des Agentenmodells auf einer Maschine den zeitlichen Aufwand zur Generierung aller Ergebnisse deutlich vergrößert hätte.

Die Ergebnisse des zentralen Optimierungsmodells für die beschriebenen Szenarien werden im folgenden Kap. 4.3 erläutert.

4.3 Analyse der Rechenintensität verschiedener Komplexitätsstufen

Betrachtet man die Kombinatorik der zuvor vorgestellten Evaluationsszenarien, ergeben sich insgesamt 210 verschiedene VKW-Szenarien, von denen einzelne ($AKS^{simplel/semi-komplex}$ für $VKW^{Konv2RL}$, $AKS^{komplex}$ für VKW^{EE2RL} und $AKS^{semi-komplex/komplex}$ für VKW^{Th2RL}) zur Reduktion der Evaluationszeiten jedoch wieder verworfen worden sind. Zusätzlich sind für das VKW-Szenario $VKW^{ThohWP2DAA}$ keine Rechnung für 100 Anschlusspunkt, so wie für VKW^{Th2DAA} , $VKW^{Th2DAA,1h}$, $VKW^{Konv2RL}$ und $VKW^{Th2RL,1h}$ keine Rechnungen für 100 und 50 Anschlusspunkte ausgeführt worden, da sich hier bereits bei kleineren Nutzerzahlen eine schlechte Solverperformance gezeigt hatte. Insgesamt sind so 150 Szenarien betrachtet und zur Evaluation des zentralen Optimierungsmodells hinsichtlich ihrer Laufzeit und Lösungsgüte bewertet worden. Die Untersuchungen erfolgten auf einem Rechencluster mit Intel® Xeon® Processor E5-2698 v4 mit 20 Kernen, 2,0 GHz und 512 GB RAM.

Die zuvor vorgestellten Modelle wurden umgesetzt in Python 2.7 und mittels der Pyomo Optimierungstoolbox in der Version 5.7.3. Die zur Verfügung stehende CPLEX-Version war 12.7.1. Für eine Verkürzung der Rechenzeiten wurde die zulässige Dualitätslücke (Zulässige Abweichung zwischen aktueller bester relaxierter linearer und bester gefundener Lösung für das gemischt ganzzahlige Problem, nach deren Erreichen die Optimierung als abgeschlossen betrachtet wird) von 0 auf 0,5 % angehoben, was bedeutet, dass der Solver die Lösungssuche beim unterschreiten dieses Grenzwertes abbricht und die beste gefundene Lösung ausgibt. Zusätzlich ist eine Laufzeitgrenze von 5400 Sekunden vorgegeben worden, nach deren Erreichen der Solver-Einsatz ebenfalls gestoppt und – sofern vorhanden – die beste gefundene Lösung abgespeichert worden ist.

Da im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich die Rechenzeiten für die Optimierung erfasst werden sollten und zusätzliche Laufzeitaufwände z. B. für die Modellerstellung oder für Auswertungsschritte bewusst außer acht gelassen wurden, sind sowohl bei der zentralen als auch bei der dezentralen Evaluation ausschließlich die Prozessorrechenzeiten als „User Time“ Ausgabe von CPLEX erfasst worden. Diese misst im Gegensatz zur „Wallclock Time“ ausschließlich die dem Prozess zuordenbare Prozessorzeit und wird nicht von parallel laufenden Prozessen beeinflusst.

Die Abbildungen 4.10 und 4.11 zeigen die vom Solver benötigte „User Time“ für die verschiedenen VKW-Szenarien (siehe Plots) für unterschiedliche AKS (siehe verschiedene Kurven) über variierende – auf der X-Achse aufgetragenen – Anschlusspunktmengen. Sofern an einem Datenpunkt kein zusätzlicher Text ersichtlich ist, konnte für das Problem in der gegebenen Zeit die optimale Lösung gefunden werden. In der gegebenen Zeit nicht gelöste Optimierungsläufe sind an einer „X“-Markierung über dem entsprechenden Datenpunkt und dem gleichzeitigen Ausreizen des Laufzeitlimits (5400 Sekunden) zu erkennen. Ein Prozentwert am Datenpunkt gibt hingegen das Dualitäts-Gap an.

Insbesondere bei den simpleren Szenarien zeigt sich ein gutes Laufzeitverhalten für bis zu 100 Nutzer. Grundsätzlich steigen die Laufzeiten mit zunehmender Nutzeranzahl sowie mit wachsender Komplexität der Nutzerprofile und der Anlagen am Anschlusspunkt kontinuierlich an. Interessanterweise kommt es bei der semi-komplexen AKS in mehreren der betrachteten Nutzerszenarien und für einzelne VKW-Typen zu einer Verkürzung der Laufzeit. Eine mögliche Erklä-

rung dafür ist die zusätzliche Eingrenzung des Lösungsraums durch die ergänzenden Nebenbedingungen, welche trotz der gestiegenen Komplexität zu einer insgesamt effizienteren Lösung führen kann.

Ein ähnlich unintuitives aber nicht so stark ausgeprägtes Verhalten lässt sich z. B. bei den VKW-Typen VKW^{EE2DAA} und $VKW^{ThohWP2RL,1h}$ (jeweils für die $AKS^{simplel}$) und beim $VKW^{Th2DAA,1h}$ (für die $AKS^{komplex}$) beim Sprung von einem auf zwei Anschlusspunkte, sowie bei $VKW^{Konv2DAA}$ (für $AKS^{simplel}$) beim Sprung von 25 auf 100 Nutzer beobachten. Hier führt ein Anstieg der Nutzerzahlen vereinzelt zu einer reduzierten Laufzeit oder einem reduzierten DG. Dieses Verhalten kann bei der Lösung von MILP-Problemen durchaus auftreten und lässt sich durch eine zufällig besser funktionierende Branch-and-Bound-Suche, durch Heuristiken oder durch eine sogenannte Entartung (siehe z. B. [52]) des Problems, bei der unter Umständen bei einer geringeren Anzahl an Nutzern eine größere Anzahl an gleichwertigen Zielfunktionswerten vorliegt, erklären.

Bezüglich der verschiedenen Komplexitätsszenarien ist deutlich zu erkennen, dass insbesondere bei hoher Anlagenkomplexität bereits bei kleinen Nutzerzahlen keine optimalen Ergebnisse mehr gefunden werden können, mit steigender VKW-Komplexität steigert sich dieser Effekt noch. Haupttreiber dafür sind die Anlagenattribute, die mit einer Vielzahl von zusätzlichen Binärvariablen einhergehen. Insbesondere auf die COP-Charakteristik der Wärmepumpe sowie die Betrachtung von Regelleistungsvermarktung in Kombination mit der Berücksichtigung von Lastrampen muss dabei an dieser Stelle hingewiesen werden. Die Kombination dieser und anderer binärvariablen-gestützter Charakteristika führt bereits bei einzelnen Anschlusspunkten zu nicht mehr vertretbaren Rechenzeiten. Von einer Kombination aus Regelleistungsbereitstellung und gleichzeitiger detaillierter Abbildung von Wärmepumpeneffizienzen bei hoher zeitlicher Auflösung mit dem Ziel, vergleichsweise lange Fahrplantrajektorien zu erstellen, kann daher mittels eines MILP-Ansatzes nur abgeraten werden. Auch eine Dezentralisierung erscheint hier aufgrund der langen Laufzeiten je Anschlusspunkt nicht mehr vielversprechend.

Dennoch kann festgehalten werden, dass mit Ausnahme von VKW^{Th2DAA} auch bei komplexen VKW-Szenarien mindestens eine und meist sogar zwei bis drei AKS zumindest für einzelne Anschlusspunkte erfolgreich demonstriert werden konnten. Die dabei erreichten Laufzeiten könnten die Anwendung der neu entwickelten Modellierungsmethoden zur gleichzeitigen Abbildung von

Regelleistung-, Strommarkt- und Vergütungsmodellvermarktung durchaus auch dann noch zulassen, wenn eine zentrale Optimierung bereits ab einer kleinen Anzahl an Anschlusspunkten nicht mehr praktikabel erscheint. Das Potenzial der Dezentralisierung mittels Lagrange-Relaxation soll daher in den folgenden beiden Kapiteln weiter untersucht werden.

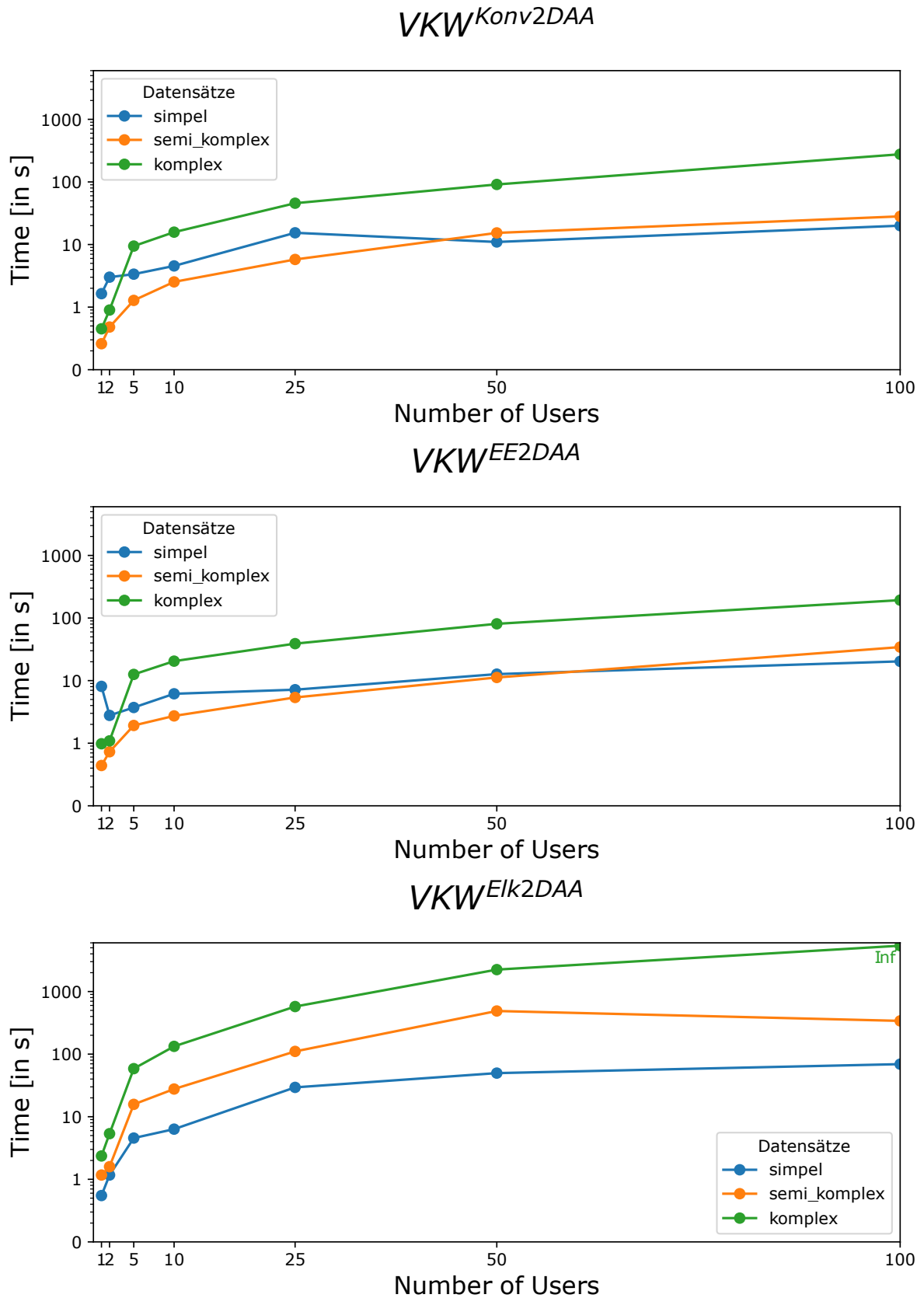


Abbildung 4.10: Verhalten der Rechenzeit über alle Evaluationsläufe hinweg (1/3)

4 Demonstration und Evaluation des zentralen Optimierungsmodells

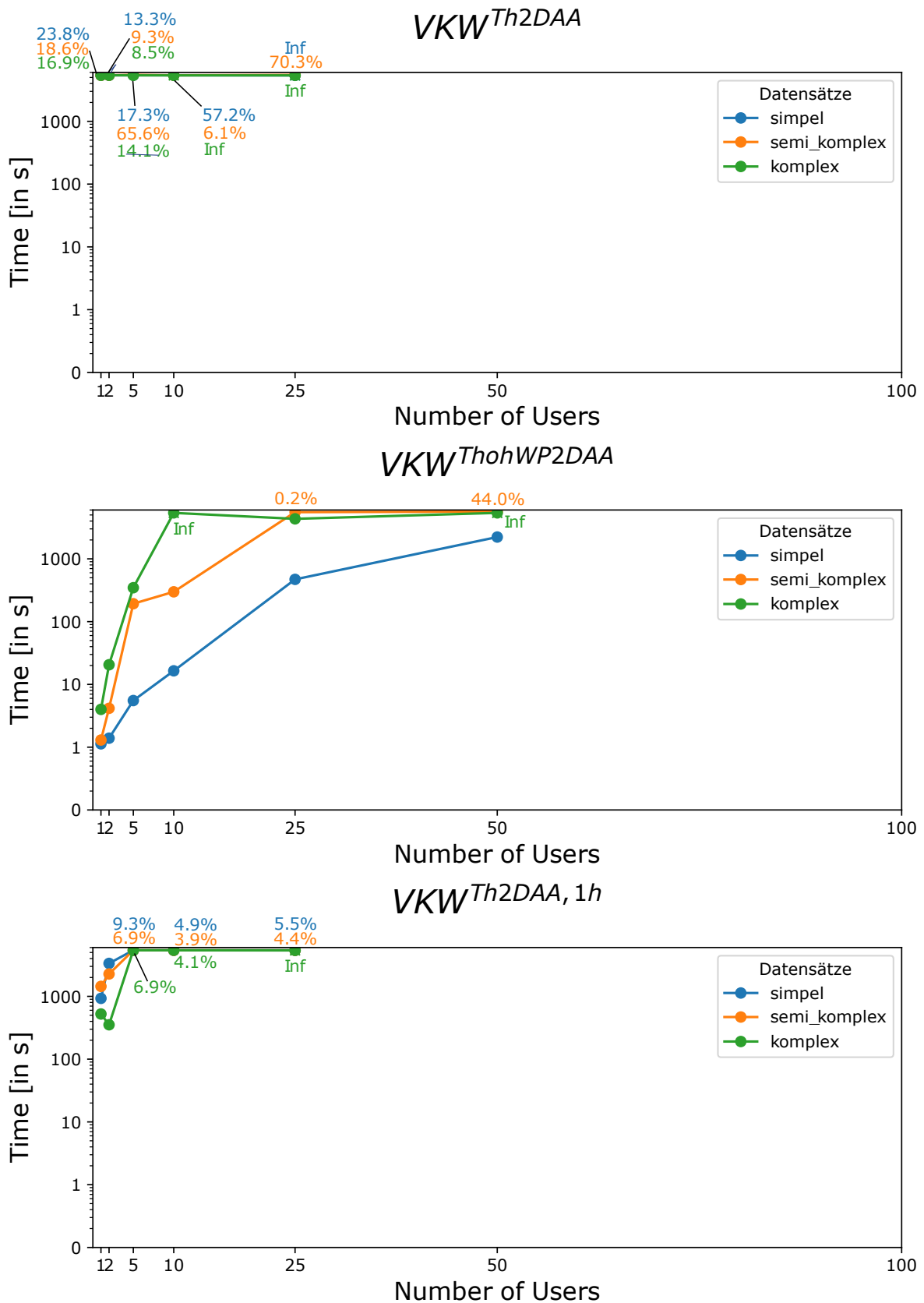


Abbildung 4.11: Verhalten der Rechenzeit über alle Evaluationsläufe hinweg (2/3)

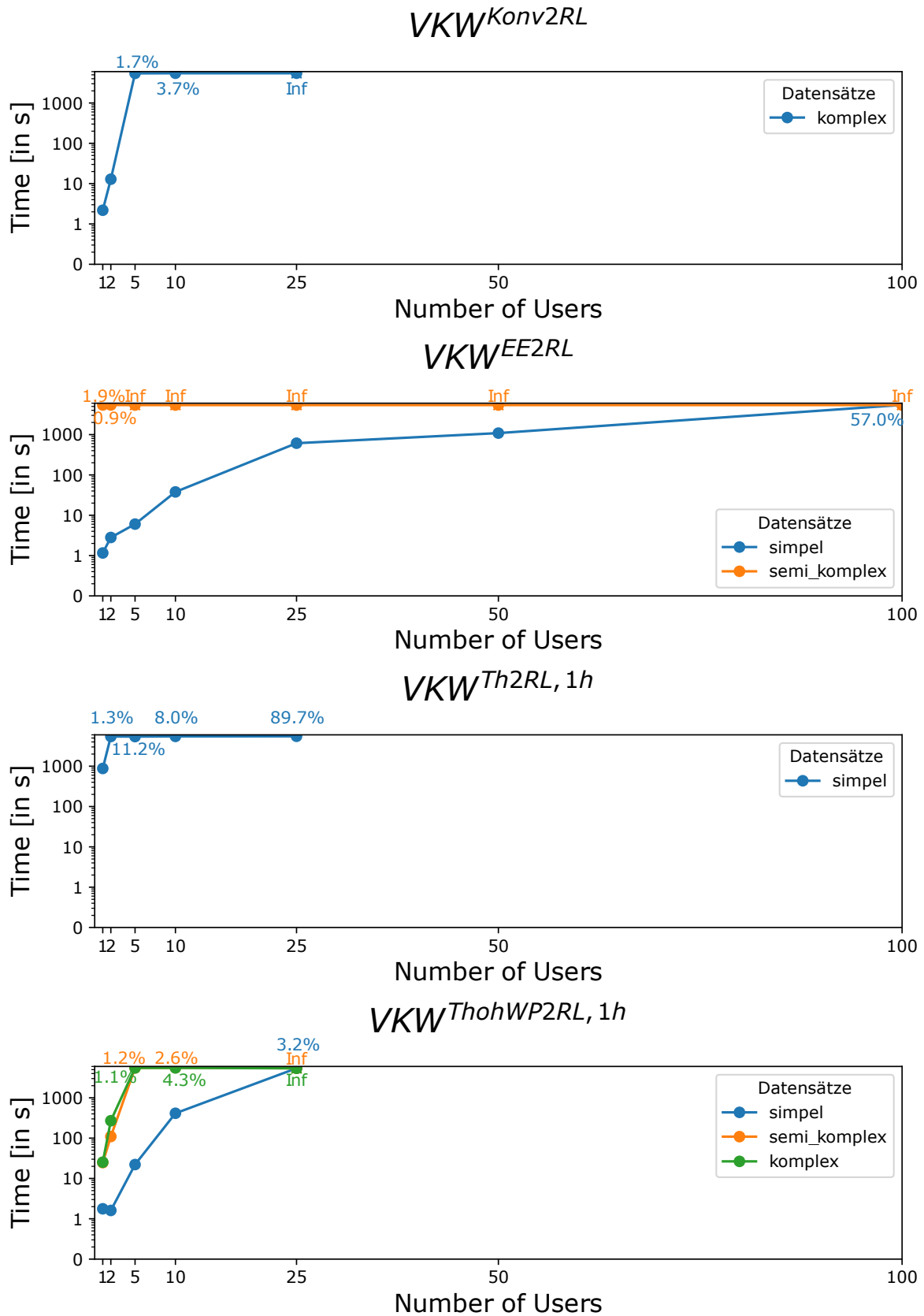


Abbildung 4.12: Verhalten der Rechenzeit über alle Evaluationsläufe hinweg (3/3)

5 Agentenbasierte dezentrale Optimierung

In diesem Kapitel wird das Konzept zur Dezentralisierung für die Fahrplanoptimierung eines VKW erläutert. Dazu wird zunächst das grundsätzliche Konzept beschrieben, das auf den in Kapitel 2.3.4 erläuterten theoretischen Grundlagen aufbaut. Anschließend werden die verschiedenen entwickelten Agententypen eingeführt, bevor im Anschluss detailliert auf das entwickelte Agentenframework mit seinen verschiedenen Kommunikationsphasen, den auszutauschenden Informationspaketen und den Konzepten zur Bewertung des Laufzeitverhaltens und der Lösungsgüte eingegangen wird. Abschließend wird ein detaillierter Blick auf die Algorithmen und das Agentenverhalten der Nutzer- und Aggregationsagenten geworfen und die entwickelten Algorithmen zur Fahrplanoptimierung und zur Anpassung der Preissignale betrachtet. Dabei werden die grundlegenden Algorithmen zur Fahrplanoptimierung und Sensitivitätsmatrixerstellung auf Anschlusspunktebene, der Preisanpassung auf übergeordneter Ebene sowie die entwickelten Methoden zur Überprüfung der Lösbarkeit zur Bewertung des Laufzeitverhaltens sowie der Lösungsgüte in entsprechenden Unterkapiteln genauer erläutert.

Wie bereits in Kapitel (Kap.) 2.3.2 erläutert, setzt der in Kap. 3 vorgestellte Ansatz zur zentralen Bearbeitung eines UCP voraus, dass alle Teilnehmer des VKW bereit sind, ihre Anlagen- und Anschlusspunktinformationen mit einer zentralen Optimierungsinstanz zu teilen. Außerdem erfordert der Ansatz ausreichende zentrale Rechenkapazitäten bzw. einen ausreichend reduzierten UCP-Umfang, um die Fahrplanoptimierung innerhalb eines adäquaten Zeitrahmens abschließen zu können. Je nach Zeitpunkt muss ein Fahrplan dabei innerhalb von mehreren Stunden bis hin zu 15 Minuten zur Verfügung gestellt werden können.

Die Dezentralisierung des UCPs mittels Lagrange-Relaxation (für theoretische Grundlagen siehe Kap. 2.3.4) erlaubt hingegen die Unterteilung des UCP in lokale Teilprobleme, die dann z. B. für einzelne Anschlusspunkte separat mit reduziertem Rechenaufwand oder reduzierter Rechenleistung gelöst werden kön-

nen. Dabei müssen keine grundlegenden Anlagen- und Anschlusspunktinformationen mit einer Zentralinstanz geteilt werden, sondern lediglich Fahrplan- und Sensitivitätsinformationen.

Da die Laufzeitprobleme des zentralen UCPs insbesondere für komplexere VKW-Szenarien in Kap. 4.3 eindrucksvoll aufgezeigt werden konnten, ist auch in dieser Arbeit eine Dezentralisierung – in diesem Fall mittels Lagrange-Relaxation – verfolgt worden, um die Rechenzeiten bei der Lösung des UCPs zu verbessern. Untersucht wurde dies auf Grundlage eines auf einer Maschine ausgeführten Agentenmodells.

Aus wissenschaftlicher Perspektive bietet die Untersuchung des LR-Dezentralisierungsansatzes in der vorliegenden Arbeit einen Mehrwert, da dieser hier erstmals im Kontext der wirtschaftlich operierenden VKWs bei der Mehrwegevermarktung – insbesondere mit der Kombination von Regelleistungs- und Stromvermarktung unter Berücksichtigung gängiger Vergütungsmodelle – Anwendung findet. In den folgenden Unterkapiteln soll das agentenbasierte Konzept daher detailliert beschrieben werden, bevor im nachfolgenden Kapitel eine Evaluation des Laufzeitverhaltens und der Optimierungsgüte erfolgt.

5.1 Einführung in das entwickelte agentenbasierten Optimierungsmodell

5.1.1 Grundstruktur des agentenbasierten Optimierungsmodells

Zur Dezentralisierung des UCPs müssen zunächst die in Kap. 2.3.4 beschriebenen koppelnden Nebenbedingungen identifiziert werden. Dabei handelt es sich um die Leistungslimits auf $\bar{P}_{VKW}^{maxLimit}$ und $\bar{P}_{VKW}^{minLimit}$ bzw. $\bar{P}_{VKW}^{maxKapaPRL}$, $\bar{P}_{VKW}^{maxKapaSRL+}$ und $\bar{P}_{VKW}^{maxKapaSRL-}$ sowie Vorgaben für bereits fixierte Fahrpläne, z. B. für Regelleistungsprodukte ($\bar{P}_{VKW,i}^{PRLfix}$, $\bar{P}_{VKW,i}^{SRL+fix}$ oder $\bar{P}_{VKW,i}^{SRL-fix}$). Diese koppelnden Nebenbedingungen können in eine übergeordnete Instanz ausgelagert werden, während für die dezentralen Anschlusspunkte im VKW ein lokales UCP gelöst werden

kann. Abbildung (Abb.) 5.1 zeigt dieses Konzept beispielhaft. Insgesamt werden hier drei verschiedene Agenten eingeführt, die zunächst kompakt beschrieben werden, bevor in den folgenden Unterkapiteln das Verhalten und die Algorithmen der einzelnen Agenten detaillierter dargestellt werden.

Da bei der gleichzeitigen Optimierung von Strom- und Regelleistungsfahrplänen – also unterschiedlichen Strom- und Leistungsprodukten – nicht in jedem Zeitintervall für jedes Produkt eine Entscheidung getroffen werden muss, können bei der Umsetzung des Newton-Raphson-Verfahrens (NRV) die Informationspakete zwischen den Agenten um die Produktzeitscheiben reduziert werden, deren Leistungsgröße direkt von einer Angebotsentscheidung in einem vorherigen Zeitintervall abhängt (siehe dazu Kap. 3.5, Gleichung (Gl.) 3.176 bis 3.178).

Die Strom- und Regelleistungsfahrpläne wurden daher in sogenannte Produktblockvektoren (**PBV**) umgewandelt, bei denen der Reihe nach zunächst der Stromfahrplan des Nutzeragenten bzw. des Aggregationsagenten, gefolgt vom Primärregelleistungsfahrplan, dem positiven Sekundärregelleistungsfahrplan und zuletzt dem negativen Sekundärregelleistungsfahrplan über den gesamten Optimierungszeitraum aufgeführt werden. Für die Regelleistungsprodukte müssen somit nur noch die Fahrpläne in den Entscheidungsintervallen ($P_{iPRLDec/SRLDec}^{PRL/SRL+/SRL-}$) übermittelt werden.

Die Gesamtmenge aller Produktblöcke in **PBV** wird im Folgenden als \underline{PB} (mit $pb \in \underline{PB}$) bezeichnet und setzt sich aus den Untermengen \underline{PB}^E , \underline{PB}^{PRL} , \underline{PB}^{SRL+} und \underline{PB}^{SRL-} zusammen (Gl. 5.1).

$$\mathbf{PBV} = \begin{pmatrix} \mathbf{P}^E \\ \mathbf{P}^{PRL} \\ \mathbf{P}^{SRL+} \\ \mathbf{P}^{SRL-} \end{pmatrix} \quad (5.1)$$

Es sei an dieser Stelle gesondert darauf hingewiesen, dass im Gegensatz zu den Produktblöcken für PRL und SRL, die sich auf konkrete Produkte beziehen, in \mathbf{P}^E die mittleren Leistungen des Energiefahrplans beschrieben werden. Diese setzen sich neben den direktvermarkteten Stromanteilen auch aus fix vergüteten sowie nach EEG- bzw. KWK vergüteten Bestandteilen zusammen (vergleichbar mit den in Kap. 3.2.1 eingeführten Variablen $Sched_{n,i}^{Summe}$ oder $Sched_{VKW,i}^{Summe}$).

Zwar reagieren damit nicht alle Bestandteile von \mathbf{P}^E direkt sensitiv auf eine Anpassung des Preissignals, dennoch ist die Betrachtung der mittleren Leistungen aller Anlagen unabhängig von der Vermarktungsart entscheidend, um lokale Leistungsbeschränkungen z. B. im Übertragungs- oder Verteilnetz einzuhalten. Diese Designentscheidung wurde gleichermaßen auf die Jacobi-Matrix \mathbf{J} übertragen, die damit die Veränderung einer Produktblockallokation für jeden Produktblock in Abhängigkeit von einer Änderung eines bestimmten Produktpreises beschreibt (siehe Gl. 5.2). Ebenso gilt dies für die Preiszeitreihen \mathbf{p}^{DAA} bzw. \mathbf{p}^{IDA} (im Folgenden übergeordnet als \mathbf{p}^{DM} bezeichnet) sowie $\mathbf{p}^{PRL/SRL+/SRL-}$, die von den Agenten in einen entsprechenden Produktpreisvektor \mathbf{pV} überführt werden (siehe Gl. 5.3).

$$\mathbf{J} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_{pb=1}}{\partial p_{pb=1}} & \cdots & \frac{\partial P_{pb=1}}{\partial p_{\max(pb)}} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{\max(pb)}}{\partial p_{pb=1}} & \cdots & \frac{\partial P_{\max(pb)}}{\partial p_{\max(pb)}} \end{pmatrix} \quad (5.2)$$

$$\mathbf{pV} = \begin{pmatrix} \mathbf{p}^{DM} \\ \mathbf{p}^{PRL} \\ \mathbf{p}^{SRL+} \\ \mathbf{p}^{SRL-} \end{pmatrix} \quad (5.3)$$

Für $p_i^{PRL/SRL+/SRL-}$ mit $i \in \underline{I}^{PRLDec/SRLDec}$ ist anzumerken, dass der Preis dem zu erwartenden Erlös in € je Zeitintervall entspricht und nicht dem zu erwartenden Erlös in € je Produktblock. Bei der Fahrplanoptimierung auf *NA*-Level wird daher das Preissignal $p_{i^{PRL/SRLDec}}^{PRL/SRL+/SRL-}$ auf alle nachfolgenden Zeitintervalle bis zum nächsten Entscheidungszeitintervall ausgerollt. Dieses Detail ist für die Erstellung der Sensitivitätsmatrix entscheidend, um ein identisches Δp für alle Produktblöcke verwenden zu können, da auf diese Weise automatisch eine Gewichtung entsprechend der Produktblockgröße integriert wird. Für einen Produktblock, der sich über die x -fache Anzahl an Zeitintervallen erstreckt, wird so ein x -facher Preisanreiz zur Detektion der Sensitivität betrachtet. Wäre Δp hingegen als Anpassung des Preissignals für einen gesamten Produktblock definiert worden, so wäre mit zunehmender Produktblockgröße eine abnehmende Sensitivität ermittelt worden.

Bei der Umsetzung einer dezentralen Fahrplanoptimierung mittels Lagrange-

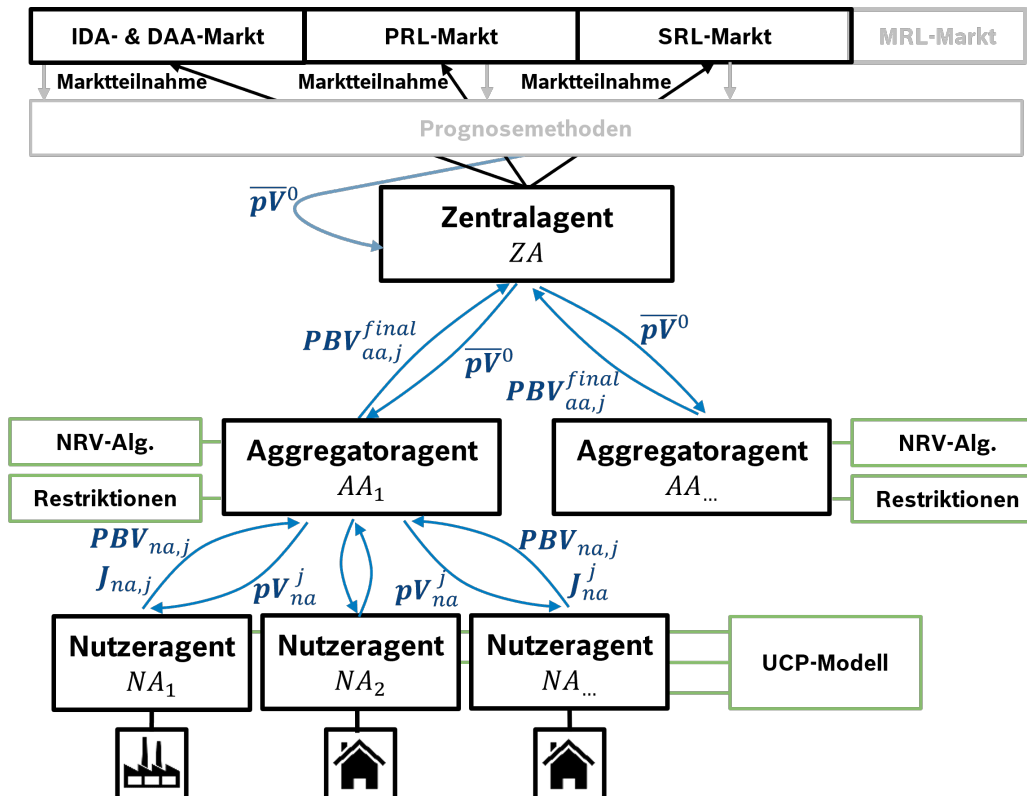


Abbildung 5.1: Grundstruktur der agentenbasierten dezentralen Optimierung

Relaxation kann das UCP in lokale Teilprobleme zerlegt werden, sodass die zentrale VKW-Instanz keine Fahrplanoptimierung im eigentlichen Sinne mehr durchführen muss. Stattdessen stellt sie lediglich die verfügbaren Preisinformationen der Märkte als Preiszeitreihe \bar{p} zur Verfügung und sammelt und aggregiert die optimierten Fahrpläne der dezentralen Instanzen. Diese Summenfahrpläne (siehe Abb. 5.1) werden anschließend auf Verletzungen von Vorgaben (siehe Gl. 3.39 bis 3.44) oder auf Abweichungen von einem geforderten Fahrplan überprüft. Beim Auftreten von Verletzungen wird \mathbf{J} von allen Anlagen (siehe Gl. 2.15) eingefordert. Auf Grundlage dieser Information wird eine Preiszeihen Anpassung vorgenommen, die in der nächsten Iteration erneut an die Nutzeragenten versendet wird.

Die Lagrange-Relaxation lässt sich dann realisieren, indem auf einer dezentralen Ebene weiterhin die Fahrplanoptimierung mittels MILP durchgeführt wird. Gleichzeitig überprüft ein übergeordneter Agent (im Folgenden Aggregationsagent genannt) die Einhaltung der Kopplungsbedingungen. Bei Verletzungen wird durch Preisanpassungen im NRV eine neue Iteration zur Fahrplanoptimierung angestoßen. Abb. 5.1 zeigt dies schematisch.

Bei den zuvor bereits erwähnten drei verschiedenen verwendeten Agententypen

handelt es sich um:

- **Den Zentralagenten – ZA**

Der ZA übernimmt als Zentralinstanz des VKW-Agentensystem eine koordinierende Rolle, in dem er die ihm zugeordneten Agenten initial kontaktiert, den Status dieser während der verschiedenen Optimierungsphasen überprüft und je nach Rückmeldung die verschiedenen Phasen der Fahrplanoptimierung oder nach Abschluss der Optimierung die Terminierung der Agenten initiiert. Darüber hinaus übernimmt der Zentralagent die Aufgabe der Bereitstellung der initialen Preisinformationen von den Märkten (In Abb. 5.1 als $\overline{\mathbf{pV}}^0$ dargestellt). Genau wie beim zentralen Optimierungsmodell ist die Vorhersage dieser Preisinformationen nicht Fokus dieser Arbeit gewesen, sodass bei Simulationsdurchläufen immer mit vorab festgelegten Preisreihen gearbeitet worden ist.

- **Die Aggregationsagenten – AA**

Der Aggregationsagent übernimmt die Aufgabe der Überprüfung der Kopplungsbedingungen (In Abb. 5.1 als Restriktionen gekennzeichnet) der ihm zugeordneten Nutzeragenten (mehr dazu in Kap. 5.4.1), indem er die Fahrpläne ($\mathbf{PBV}_{na,j}$) dieser aggregiert und mit den Grenzen/Zielvorgaben abgleicht. Sofern keine Fahrplanverletzung vorliegt, werden die angemeldeten Fahrpläne akzeptiert und an ZA zurückgemeldet. Andernfalls wird das NRV-Verfahren angestoßen und die Preisvektoren für die jeweilige Iteration j ($\mathbf{p}_{aa,j}$) auf Grundlage der von den Nutzeragenten bereitgestellten Sensitivitätsmatrizen $\mathbf{J}_{na,j}$ so lange angepasst, bis ein guter Summenfahrplan gefunden worden ist oder vorgegebene Zeit- oder Iterationslimits überschritten sind. Im Folgenden wird der Index aa verwendet, um die Zuordnung einer Variablen zu einem Aggregationsagenten $aa \in \underline{AAM}$ auszudrücken, wobei \underline{AAM} die Menge aller Aggregationsagenten darstellt.

- **Die Nutzeragenten – NA**

Der Nutzeragent optimiert seinen Fahrplan $\mathbf{P}_{na,j}$ für den ihm zugeordneten Anschlusspunkt auf Grundlage der vom Aggregationsagenten bereitgestellten Preisinformationen. Mit dem Start eines NRV zur Fahrplananpassung obliegt dem Nutzeragenten darüber hinaus die Berechnung von

$J_{na,j}$ des Netzanschlusspunktes für die jeweilige Iteration j . Im Folgenden wird der Index na verwendet, um eine Variable für jeden Nutzeragenten $na \in \underline{NAM}$ zu kennzeichnen, wobei \underline{NAM} die Menge aller Nutzeragenten darstellt.

Da der ZA lediglich eine koordinierende Rolle übernimmt, aber an der Lösung des dezentralisierten UCPs nicht direkt beteiligt ist, ist auf eine detailliertere Beschreibung des Agentenverhaltens in diesem Kapitel verzichtet worden. Ein Ablaufdiagramm zur Beschreibung des ZA-Verhaltens findet sich im Anhang (siehe Abb. 7.7).

5.1.2 Potenziale und Einschränkungen des Dezentralisierungsansatzes

Idealerweise sollte mit der Dezentralisierung des UCPs Folgendes erreicht werden können:

- Die Einhaltung der übergeordneten Kopplungsbedingungen durch eine iterative Anpassung von \mathbf{pV} durch eine Zentralinstanz sollte gewährleistet sein.
- Der dezentrale Optimierungsansatz sollte annähernd optimale Fahrpläne für unterschiedlich komplexe VKW-Szenarien finden können, ohne dass den übergeordneten Optimierungsinstanzen anlagen- oder anschlusspunktspezifische Informationen bereitgestellt werden müssen.
- Der Rechenaufwand sollte durch Parallelisierung und vergleichsweise kleine lokale UCPs ab einer bestimmten Anzahl an Nutzern gegenüber dem zentralen Optimierungsansatz geringer ausfallen – und zwar ab dem Punkt, an dem der zusätzliche Aufwand durch die iterative Fahrplanoptimierung und Jacobi-Matrix-Berechnungen insgesamt geringer ist, als der mit zunehmender Größe stark ansteigende Optimierungsaufwand für das zentrale UCP.

Diese Charakteristika sollen im Evaluationskapitel (Kap. 6) überprüft werden. Ein Punkt, der im Rahmen dieser Arbeit für das dezentralisierte Modell

nicht adressiert werden konnte, war die anschlusspunktübergreifende Optimierung von Regelleistungsfahrplänen innerhalb eines Regelleistungsproduktblocks. Sowohl im zentralen als auch im dezentralen Optimierungsansatz können lediglich hinter dem Anschlusspunkt Regelleistungsverpflichtungen in jedem Zeitintervall zwischen den Anlagen neu vergeben werden. Dabei werden zwar Potenziale bei der Regelleistungsvermarktung verschenkt, da Synergieeffekte des Nutzerpools nicht genutzt werden, doch wurde für eine gute Vergleichbarkeit der Modelle für das zentrale Optimierungsmodell die bewusste Entscheidung getroffen, bereits auf Nutzerebene einen gleichbleibenden Regelleistungsfahrplan innerhalb eines Produktblocks zu erzwingen (siehe Gl. 3.176 bis 3.178). Die Dezentralisierung einer anschlusspunktübergreifenden Regelleistungsoptimierung innerhalb eines Produktblocks könnte Gegenstand zukünftiger Forschungsarbeiten sein. Denkbar wäre z. B., die Regelleistungsproduktblöcke innerhalb des Agentennetzwerks unabhängig von der tatsächlichen Produktblockgröße zu reduzieren und den NRV-Algorithmus so anzupassen, dass über die Dauer eines Produktblocks ein möglichst gleichmäßiger Regelleistungsfahrplan erreicht wird. Diese Möglichkeit wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter untersucht.

Das in Kap. 3 beschriebene zentrale Modell zur Fahrplanoptimierung lässt sich bereits mit einem einzelnen AA abbilden, indem die VKW-Leistungslimits diesem AA zugeordnet werden und alle Anschlusspunkte von verschiedenen NAs abgebildet werden, die alle diesem AA zugeordnet sind. Das hier beschriebene Agentenmodell mit einer beliebigen Anzahl an AAs erlaubt jedoch sogar die gleichzeitige Berücksichtigung von Anforderungen verschiedener Regionen. Beispielsweise könnte ein national agierendes VKW die Netzanschlusspunkte nach geografischer Lage oder Zugehörigkeit zu Verteilnetzen oder Regelzonen verschiedenen Aggregationsagenten zuordnen, die dann die Einhaltung lokaler externer Vorgaben (bspw. durch den VNB) gewährleisten. Dieses Konzept ließe sich daher gut mit verteilnetzorientierten Ampelkonzepten kombinieren. Obwohl das umgesetzte Agentenmodell diese Betrachtung erlaubt, wurde bei der Auswertung der Optimierungsgüte und Laufzeit in Kap. 6 immer nur ein Aggregationsagent betrachtet. Diese Entscheidung wurde getroffen, da es bezüglich Lösungsgüte und Laufzeitverhalten keinen Unterschied macht, ob ein VKW mit mehreren Aggregationsagenten definiert wird oder ob diese in separaten VKW-Optimierungsläufen abgebildet werden.

Durch das Vorhandensein eines ZA-Agenten, der im vorgestellten Agentensystem eine dritte und übergeordnete Stufe darstellt, wäre es darüber hinaus sogar denkbar, über den Zentralagenten ein dreistufiges Optimierungsverfahren umzusetzen, um Kopplungsbedingungen auf verschiedenen Bilanzierungsebenen (z. B. auf VNB- und ÜNB-Ebene) zu berücksichtigen. Eine solche Lösung wurde bereits von [89] vorgeschlagen und zu Beginn dieser Arbeit auch konzeptionell verfolgt. Die Idee ist dabei, dass sowohl auf ZA- als auch auf AA-Ebene spezifische Kopplungsbedingungen überprüft werden. Kommt es dabei zu einer Verletzung auf AA-Ebene, wird zunächst dort eine Reihe von Iterationen j^{AA} gestartet und das AA-UCP zu lösen. Nach Auflösung aller Fahrplanverletzungen werden die Summenfahrpläne aller AAs vom ZA zusammengeführt und erneut auf Verletzungen der ZA-spezifischen Restriktionen überprüft. Eine detektierte Verletzung führt zu einer Anpassung der Preissignale auf ZA-Level auf Grundlage von Sensitivitätsmatrizen und damit zu einer Iteration auf ZA-Level (j^{ZA}). Ein solcher mehrstufiger Ansatz würde sich durch innere (AA-Level) und äußere (ZA-Level) Iterationen kennzeichnen und hätte einen um bis zu \bar{j}^{maxZA} erhöhten Laufzeitaufwand. Aufgrund des zusätzlichen Implementierungsaufwands und der im Versuchsaufbau dieser Arbeit erhöhten Laufzeitintensität, bedingt durch den Parallelisierung vermeidenden Semaphor-Ansatz (siehe Kap. 5.2), wurde dieser mehrstufige Ansatz im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht weiterverfolgt.

Der Index j bezeichnet daher im Folgenden immer eine Iteration auf Aggregationslevel, wobei $j \in \underline{J}$ gilt.

5.2 Umsetzung des Agentenframeworks

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Agentenmodell ist als virtueller Agentenversuchsaufbau in Python 2.7 mit Version 2.3 der Agententoolbox SPADE (Smart Python Agent Development Environment) umgesetzt worden, die für die Implementierung von Multi-Agentensystemen konzipiert ist. Die Kommunikation zwischen den Agenten erfolgt über den sogenannten XMPP-Standard (Extensible Messaging and Presence Protocol). Da SPADE die Möglichkeit bietet, eine Agentenplattform lokal auf einer Maschine zu hosten, wurde

auf die Umsetzung eines Agentennetzwerks auf mehreren Maschinen verzichtet. Stattdessen ist das Multi-Agentensystem als Multithread-System aufgesetzt worden, bei dem jeder Agent in seinem eigenen Hauptthread läuft und über den lokalen Host kommuniziert.

Zur Umsetzung und Lösung der formulierten Optimierungsprobleme auf *NA*- und *AA*-Level (mehr dazu siehe Kap. 5.3.1 und Kap. 5.4.4) kamen – wie beim zentralen Optimierungsmodell – die Optimierungstoolbox Pyomo 5.7.3 und CPLEX 12.7.1 zum Einsatz.

Um negative Auswirkungen auf die Solverperformance durch die gleichzeitige Ausführung verschiedener Probleminstanzen zu vermeiden und aufgrund von Lizenzbeschränkungen des CPLEX-Solvers wurde für jeden Aufruf von CPLEX ein Semaphore als Synchronisationsmechanismus verwendet. Dieser stellt sicher, dass alle Agenten der Reihe nach für die Nutzung des Solvers die Verwendung genau einer Semaphore-Ressource anmelden (*acquire*) und diese nach Beendigung der Optimierung wieder für andere Threads freigeben (*release*). Die Ausführung der entsprechenden Rechenoperation erfolgt erst dann, wenn keine zu einem früheren Zeitpunkt eingegangene Reservierung der Semaphore-Instanz durch einen anderen Agenten mehr vorliegt.

Die Demonstration des Agentensystems auf einer Maschine in Kombination mit dem Semaphore-Mechanismus führt bei der Bewertung der Laufzeiten dazu, dass die Laufzeiten nicht einfach durch eine Messung der tatsächlich vergangenen Zeit („Wallclock Time“) erfasst werden können, da ein paralleler Ablauf der Optimierungen unterbunden wird. Stattdessen müssen die Laufzeiten der einzelnen Prozessschritte für jeden Agenten separat erfasst und in einem nächsten Schritt miteinander verglichen werden. Im Kap. 5.2.2 wird dies detaillierter beschrieben.

5.2.1 Gesamtablauf des Agentensystems zur Fahrplanoptimierung

Zum Testen des entwickelten Agentenmodells wurde ein Skript implementiert (siehe `run_agent_scenarios.py` in Abb. 7.1), das der Reihe nach definierte Szenarien einliest und anschließend auf Grundlage der bereitgestellten Informationen (Szen.Info) alle benötigten Agenten erzeugt. Während bei allen NAM

und AAM das Agentenverhalten (mehr dazu in den folgenden Unterkapiteln) direkt nach der Erzeugung gestartet wird, geschieht dies bei *ZA* erst nach dem Start aller anderen Agenten, um die Reaktionsfähigkeit aller *AA* und *NA* auf Aktionen des *ZA* zu gewährleisten. Bei der Erstellung werden die Agenten zusätzlich mit den notwendigen Informationen versorgt. Zu diesen Informationen zählen:

- **Für den *ZA***
 - Optimierungsrahmendaten wie Intervallanzahl ($\max(i \in I)$) und Intervallgröße \overline{ZG} ,
 - Definition, auf welche Märkte optimiert werden soll (*DAA*, *IDA* und *RL*)
 - Blockgrößen für PRL und SRL-Produktblöcke
 - $\overline{\mathbf{pV}}^{\text{dummy}}$, welcher für eine erste testweise Erstellung des initialen Optimierungsmodells genutzt wird, bevor die ersten realen Preissignale versendet werden und $\overline{\mathbf{pV}}^0$
 - Liste aller Agenten mit Informationen zur Zuordnung der einzelnen *NA* zu *NAM*
- **Für *AAM***
 - Fahrplanziele ($\overline{\mathbf{P}}_{aa}^{\text{Ziel,pb}}$) und -limits $\overline{P}_{aa}^{\text{maxLimitPos/Neg}}$ des jeweiligen Aggregationsagenten
 - Toleranzen (*Tol*) für $\overline{\mathbf{P}}_{aa}^{\text{Ziel,pb}}$ und $\overline{\mathbf{P}}_{aa}^{\text{maxLimitPos/Neg}}$
 - maximale Iterationsanzahl $\overline{j}^{\text{max}}$ und Laufzeit $\overline{t}^{\text{max}}$ für den NRV-Algorithmus
- **Für *NAM***
 - Anzahl zugeordneter Anschlusspunkte
 - Anschlusspunktspezifische Preisinformationen (z. B. $\text{Param}_n^{\text{GC}}$ etc. (siehe eingeführte Parameter in Kap. 3.2.4)) und – sofern ein *NA* mehrere Anschlusspunkte betrachten soll – potenziell auch Netzentgelte für Bezug aus dem übergeordneten Netz (\overline{C}^{NB})

- Anlageninformationen für jeden zugeordneten Anschlusspunkt (Kostenparameter und Betriebsparameter)
- Elektrische und thermische Lastprofile sowie Mobilitätsprofile für *EVs* der zugeordneten Anschlusspunkte

Mit der Erstellung des *ZA* übernimmt dieser die Koordination im aktuell laufenden Szenario und signalisiert nach Beendigung der Optimierung aufgrund von Zielerreichung oder aufgrund von Iterations- bzw. Laufzeitlimits ein Terminierungssignal, welches die Beendigung aller Threads und Agenten in `run_agent_scenarios.py` auslöst. Nach der erfolgreichen Terminierung aller Agenten wird das nächste Szenario gestartet. Die Ergebnisse werden vor der Terminierung durch die *AA* und den *ZA* abgespeichert. Insgesamt durchläuft das Agentenmodell sechs Hauptphasen, die in Abb. 5.2 und 5.3 dargestellt sind. Neben der eigentlichen Optimierungsphase werden die Agenten zunächst erstellt und in ihrer Verhaltensweise gestartet (Phase 1). Im Anschluss daran erfolgt eine Registrierungsphase, in der der Zentralagent alle ihm bekannten *AA* und *NA* kontaktiert und auf eine Rückmeldung wartet (Phase 2). Ist die Rückmeldung von allen Agenten erfolgt, überträgt der *ZA* in der nachfolgenden Phase initiale Informationen an alle *NA* und *AA* und lässt sich den Empfang bestätigen (Phase 3). Zu den bereitgestellten Informationen zählen:

- **Informationspaket 1 (AA- und NA-spezifisch): Agentenzugehörigkeit**
Übergeordneter Agent wird bekanntgegeben (*NA* sind einem bestimmten *AA*, *AA* immer dem *ZA* zugeordnet)
- **Informationspaket 2: Rahmendaten des Optimierungslaufs**
Anzahl und Größe von Zeitintervallen und Produktblöcken, sowie Angabe ob PRL und SRL bei der Optimierung mitbetrachtet werden sollen
- **Informationspaket 3: \overline{MktW}**
Zur Berechnung der Marktprämie für *EE*-Anlagen mit Direktvermarktung
- **Informationspaket 4: pV^{dummy}**
Wird zur initialen Erstellung des Optimierungsmodells für das UCP und die **pV**-Anpassung verwendet

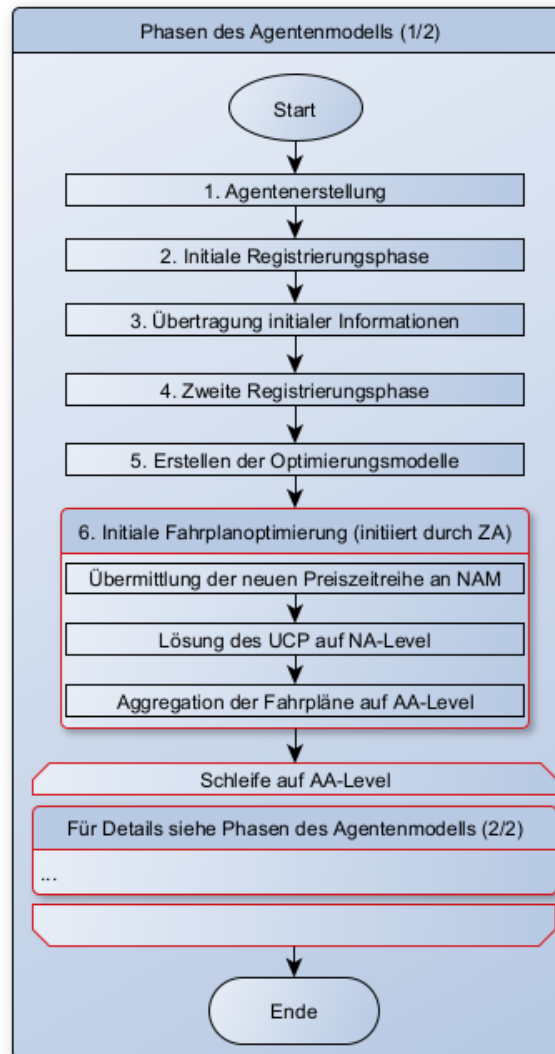


Abbildung 5.2: Phasen der agentenbasierten Optimierung (1/2)

- **Informationspaket 5 (AA-spezifisch): Anzahl zugeordneter NA für jeden AA**

Informationspakete eins bis vier werden dabei an alle Agenten übermittelt, während Informationspaket fünf nur an AAM gesendet wird.

Nach der Empfangsbestätigung erfolgt ein zweiter Registrierungsaufruf, bei dem alle Agenten aufgefordert werden, sich bei ihrem übergeordneten Agenten zu registrieren. Für *NA* bedeutet das die Registrierung beim zugewiesenen *AA*, für *AA* hingegen die Registrierung beim *ZA*.

Nach Beendigung der zweiten Registrierungsphase erfolgt die letzte Modellerstellungsphase auf *AA*- und *NA*-Level (Phase 5). Dabei erstellen die NAM entsprechend der vorliegenden Informationen ihr UCP-MILP-Modell, während

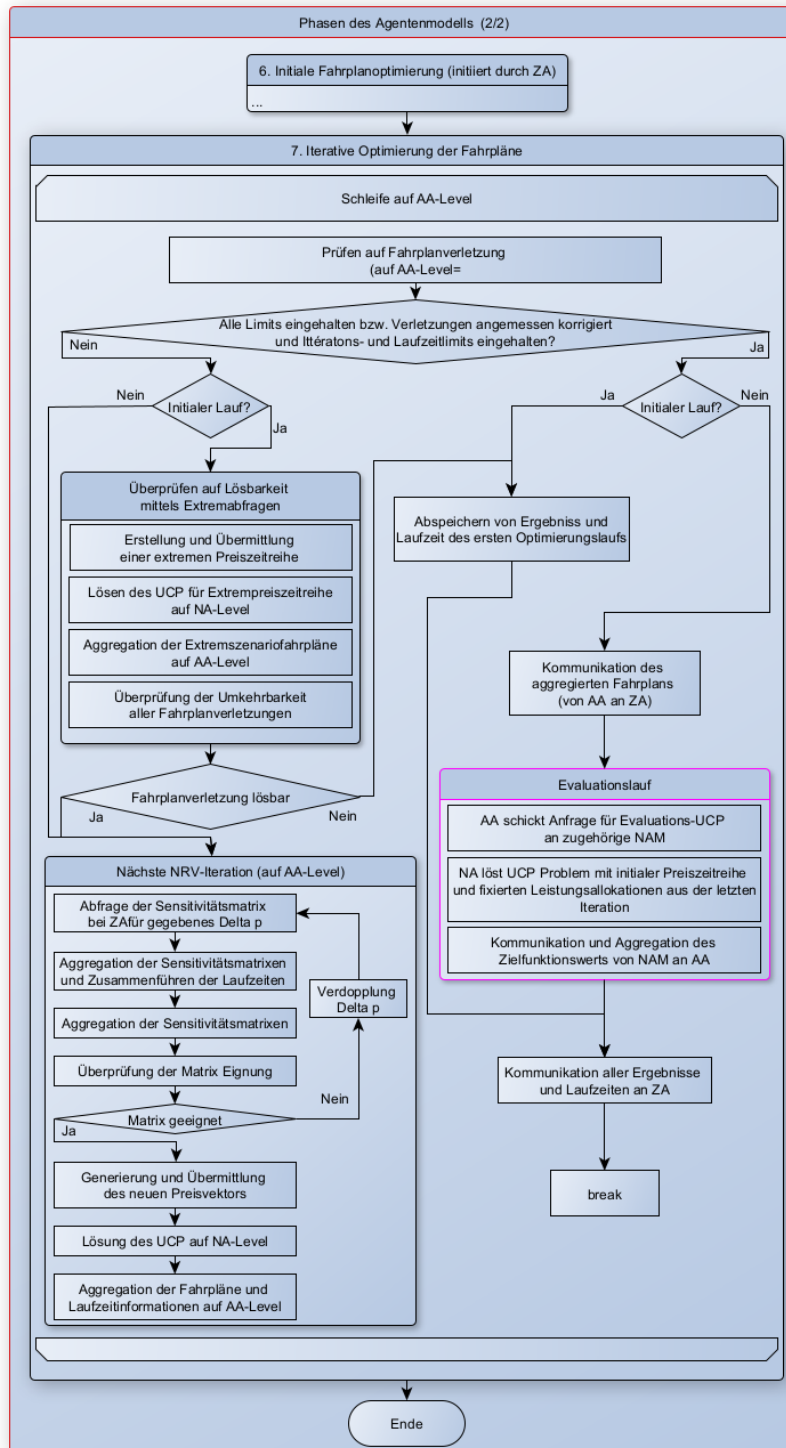


Abbildung 5.3: Phasen der agentenbasierten Optimierung (2/2)

die AAM das MIQP-Modell zur optimalen Preisanpassung erstellen. Agenten melden dem übergeordneten Agenten den Erfolg oder Misserfolg der Modellerstellung zurück. Agenten mit dysfunktionalen Optimierungsmodellen werden vom übergeordneten Agenten von der weiteren Kommunikation ausgeschlossen.

Nach erfolgreichem Durchlaufen dieser fünf Phasen ist die Einrichtung des Agentennetzwerks abgeschlossen und das System ist bereit für die dezentrale Fahrplanoptimierung. Diese wird in Phase 6 durch den ZA gestartet, indem $\overline{\mathbf{pV}}^0$ an die AAM übermittelt wird, die wiederum die Weiterleitung an die zugeordneten NAM veranlassen. In der Folge werden die optimierten Fahrpläne $\mathbf{PBV}_{na,j}$ von den NAM an das AA-Level gesendet und dort zusammengeführt. In Phase 7 werden die aggregierten $\mathbf{PBV}_{na,j}$ auf Verletzungen überprüft. Bei der Detektion von Fahrplanabweichungen wird das NRV-Verfahren angestoßen, bei dem zunächst die NA des betroffenen AA die Jacobi-Matrizen für ein vom AA vorgegebenes fixes Preisdelta ($\Delta p_{aa,j}$) bereitstellen müssen. Nach der Zusammenführung der Sensitivitätsmatrizen (\mathbf{J}_j) auf AA-Level wird die Eignung der Jacobi-Matrix zur Preisanpassung überprüft (für mehr Details siehe Kap. 5.4.3). Im Anschluss erfolgt die Preisanpassung (siehe Kap. 5.4.4), mit der $\mathbf{p}_{aa,j+1}$ für die nächste Iteration erstellt wird.

Sollte mit dem vom AA vorgegebenen Δp_{aa} keine geeignete $\mathbf{J}_{aa,j}$ für die Anpassung von $\mathbf{pV}_{aa,j}$ gefunden worden sein (siehe Kap. 5.4.3), wird für die laufende Iteration j eine innere Iteration k angestoßen, bei der $\Delta p_{aa,j,k}$ mit jedem weiteren Misserfolg verdoppelt wird, bis eine geeignete Jacobi-Matrix generiert wurde oder ein Limit für k erreicht ist.

Mit der erneuten Übermittlung von $\mathbf{p}_{aa,j+1}$ startet die nächste Iteration. Sofern keine Verletzungen mehr detektiert werden, werden die finalen Fahrpläne und die Informationen zur Laufzeit abgespeichert und an den ZA übermittelt. Zur Bewertung der Lösungsgüte muss darüber hinaus ein finaler Evaluationslauf gestartet werden, dessen Zweck und Ablauf im Kap. 5.2.2 genauer erläutert wird.

5.2.2 Evaluationskonzept

Zur Bewertung der Performance des Agentenmodells müssen zwei Aspekte betrachtet werden. Zum einen ist entscheidend, wie groß die Abweichung der Zielfunktionswerte nach der Optimierung zwischen dem Ergebnis des zentralen und des dezentralen Agentenmodells ist (Dualitäts-Gap (DG) der dezentralen Optimierung). Zum anderen ist die Zeit relevant, die in einem realen Agentenmodell zwischen dem Start der Optimierung und der Festlegung der bestgeeignetsten

Fahrpläne benötigt wird. Auch diese muss mit der Laufzeit des zentralen Optimierungsmodells verglichen werden (Laufzeitvorteil des dezentralen Optimierungsmodells).

Evaluationskonzept zur Bewertung der Laufzeit

Zur Bewertung der Laufzeit ist, genau wie bei der Bewertung des zentralen Optimierungsmodells, die von CPLEX zurückgegebene „User Time“ herangezogen worden (siehe Kap. 4.3).

Die zuvor beschriebene Designentscheidung bezüglich der Verwendung von Semaphore und der Ausführung auf einer lokalen Maschine ermöglicht es zwar, eine Überlastung der lokalen Maschine durch zu viele gleichzeitige Agentenprozesse zu vermeiden, führt jedoch gleichzeitig zu einem linear anwachsenden Laufzeitverhalten mit jedem hinzugefügten Agenten. Dieses Verhalten wäre in Realanwendungen aufgrund der parallelen Ausführung aller Agenten nicht zu beobachten.

Zur Bewertung der Rechenzeiten sind daher für alle Optimierungsvorgänge (Anpassung der Preissignale, Fahrplanoptimierung und Erstellung der Jacobi-Matrizen) die „User Times“ auf AA- und NA-Ebene erfasst worden. Auf der nächsthöheren Ebene (also auf AA- oder ZA-Level) wurde dann jeweils der Agent mit der prozessspezifisch längsten Laufzeit identifiziert.

Unter der Annahme, dass die Laufzeiten für das Versenden und Empfangen von Nachrichten im Vergleich zum Rechenzeitaufwand für die Erstellung von \mathbf{PBV} , \mathbf{J} und \mathbf{pV} vernachlässigbar sind, kann die gesamte Lösungsdauer des dezentralisierten Problems gemäß Gl. 5.4 beschrieben werden. Dabei bezeichnet $t_{na,j}^{UCP}$ den Zeitaufwand zum Lösen eines UCPs und $t_{na,j}^{\mathbf{J}}$ die Zeit zur Erstellung einer Jacobi-Matrix – jeweils auf NA-Level –, während $t_{aa,j}^{pAdapt}$ die Rechenzeit zur Anpassung von \mathbf{pV}_{aa} für die nächste Iteration auf AA-Level beschreibt.

Da es wegen unzureichend großer Δp_{aa} -Werte innerhalb einer Iteration zu mehreren $\mathbf{J}_{aa,j}$ -Generierungsläufen kommen kann, wird der maximale Laufzeitwert

jeder Iteration j und jeder inneren Δp_{aa} -Iteration k berücksichtigt.

$$\begin{aligned}
 t_{aa}^{Gesamt} = & \sum_{j=1, \dots, \max(j)} \left(\max_{na \in \underline{NAM}} (t_{na,j}^{UCP}) \right) \\
 & + \sum_{j=1, \dots, \max(j)-1} \left(\max_{na \in \underline{NAM}} (t_{na,j}^J) \right) \\
 & + \sum_{j=1, \dots, \max(j)-1} \sum_{k=1, \dots, \max(k)} \left(\max_{aa \in \underline{AAM}} (t_{aa,j,k}^{pAdapt}) \right) \quad (5.4)
 \end{aligned}$$

Neben den Rechenaufwänden der Agenten könnten bei einer realen Agentenimplementierung die Kommunikationszeit der Agenten untereinander eine Rolle bei der Anwendbarkeit eines dezentralen Optimierungsansatzes spielen. Die in dieser Arbeit betrachteten Kommunikationspakete haben im größten Fall (Sensitivitätsmatrix für 114 Produktblöcke) aus 12.996 *Doubles* (ca. 101,5 kB) und einem String (bei Unicodezeichen und UTF-8 Kodierung entspricht das bei 100 Zeichen einer maximalen Größe von 400 Bytes) bestanden. Hinzu kommen weitere XMPP-Overheadaufwände, die an dieser Stelle der Einfachheit halber mit 10 % angenommen werden sollen. Die gesamte Paketgröße beläuft sich so auf ca. 112 kB.

Sogar bei einer geringen Übertragungsrage von 1 Mbit/s ließe sich diese Nachricht damit in unter einer Sekunde übertragen (siehe Gl. 5.5) zuzüglich einer Latenzzeit von ≤ 150 ms (vgl. „tolerierte Latenz für Dienste mit kontinuierlichen Datenströmen“ in [64] (S. 131)).

$$\frac{112 \text{ kB} \cdot 1024 \frac{\text{B}}{\text{kB}} \cdot 8 \frac{\text{bit}}{\text{B}}}{1\,000\,000 \frac{\text{bit}}{\text{s}}} = 0,92 \text{ s} \quad (5.5)$$

Zusätzlich zur Sensitivitätsmatrix müssen in einer Iteration zwei weitere Informationspakete (Preiszeitreihe und Fahrplaninformationen) übertragen werden. Diese machen allerdings im obigen Beispiel nur ein hundertvierzstel der obigen Dateigröße aus, so dass je Iteration noch mit einer leichten Erhöhung der Kommunikationszeiten zu rechnen ist.

Insgesamt ist aber anzunehmen, dass sich die gesamte Übertragungsdauer immer im Bereich unter einer Sekunde abspielt und damit auch bei bis zu 7 Iterationen im Bereich unter 10 Sekunden, wohingegen die Ergebnisse in Kap. 4 ver-

deutlichen, dass die Optimierungsdauer für einen Nutzer bei den allermeisten Komplexitätsstufen im Bereich mehrere Sekunden bis hin zu eineinhalb Stunden liegt. Daher sind die Übertragungszeiten im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet worden.

Da in dieser Arbeit die Möglichkeiten und Potenziale der dezentralen Fahrplanoptimierung im Fokus standen, ist die Fahrplanoptimierung jeweils nur für einen Entscheidungszeitpunkt durchgeführt worden. In einer Realanwendung würden die Schritte fünf und sechs (in Abb. 5.2 und 5.3 in rot dargestellt) erneut gestartet, sobald mit dem Erreichen eines neuen Handelszeitpunkts eine neue Entscheidung getroffen werden müsste. In diesem Fall würde der ZA die neuen Marktpreise bereitstellen.

Die Initialisierungsschritte eins bis vier müssen hingegen nur beim Start oder bei einer Veränderung der Basisinformationen oder der Agentenzusammensetzung des Agentensystems erneut durchlaufen werden. Daher konnten sie bei der Bewertung der Laufzeiten außer Acht gelassen werden.

Für die in dieser Arbeit ohnehin nicht betrachteten Prognosemethoden für Lastprofile und Marktpreise ist die Betrachtung der Laufzeiten ebenfalls irrelevant, da die Prognoseaufwände bei einer zentralen und dezentralen Umsetzung des UCP sehr ähnlich ausfallen würden.

Die laufzeitrelevanten Prozessschritte sind auch in allen weiteren Ablaufdiagrammen für die verschiedenen Agenten rot markiert worden.

Evaluationskonzept zur Bewertung der Lösungsgüte

Nach dem Abschluss der letzten notwendigen Iteration liegen die von der Optimierungstoolbox und dem Solver ausgegebenen Ergebnisse noch nicht in einer Form vor, die mit dem Zielfunktionswert der zentralen Optimierung verglichen werden können, da die Zielfunktionswerte zum einen nur für jeden Nutzeragenten einzeln vorliegen und zum anderen $\mathbf{pV}_{aa,j=\max(j)}$ nicht mit $\overline{\mathbf{pV}}_{aa}^0$ identisch ist. Um die Zielfunktionswerte miteinander vergleichen zu können, ist es daher notwendig, in einem letzten Optimierungslauf alle NA zur Einhaltung des zuletzt generierten Produktblockvektors $\mathbf{PBV}_{na,j=\max(j)}$ zu zwingen und dabei gleichzeitig $\mathbf{p}^{j=0}$ anstelle der zuletzt verwendeten Preise zu verwenden. Der so erhaltene Zielfunktionswert aus dem Evaluationslauf ($Z_{na}^{DezentralEval}$) kann dann über alle \underline{NAM} aufsummiert und zur Berechnung von DG (bzw. DGR für die

relative Dualitätslücke) mit dem Ergebnis des zentralen Optimierungsmodells ($Z^{Zentral}$) verglichen werden.

$$DG = \sum_{na \in \underline{NAM}} (Z_{na}^{DezentralEval}) - Z^{Zentral} \quad (5.6)$$

$$DGR = 1 - \frac{\sum_{na \in \underline{NAM}} (Z_{na}^{DezentralEval})}{Z^{Zentral}} \quad (5.7)$$

Für den Fall, dass nach Erreichen einer zulässigen Anzahl an Iterationen noch keine zulässige Lösung gefunden wurde, wurde zur Bewertung der Lösungsgüte des dezentralisierten Optimierungsansatzes eine Metrik eingeführt, mit der die Schwere der Fahrplanverletzungen aller Iterationen auf Aggregatorebene bewertet werden kann. Die Verletzung von Vorgabewerten wird in Kap. 5.4.1 näher erläutert; in Kap. 5.4.4 werden Strafterme eingeführt, mit deren Hilfe eine optimale Preisanpassung vorgenommen werden kann. Die zur Bewertung der Fahrplanverletzungen verwendete Metrik wird nach der Erläuterung der Optimierung zur Preisanpassung in Gl.5.29 dargestellt (siehe Paragraph „Nachträgliche Bewertung der Lösungsgüte für jede Iteration“ in Kap. 5.4.4). Nach Durchführung der letzten Iteration wird bei ausbleibendem Erfolg der Fahrplananpassung die Iteration mit dem niedrigsten Metrik-Wert ausgewählt; für diese erfolgt die abschließende Fahrplanevaluierung mit $\overline{\mathbf{pV}}_{aa}^0$.

In Kap. 6.3 findet dieser Ansatz Anwendung für Szenarien, die nicht erfolgreich gelöst werden konnten.

Obwohl Bestandteil der Optimierungsphase, ist die zur abschließenden Bewertung der Lösungsgüte notwendige Evaluationsphase (Evaluationslauf) von der Laufzeiterfassung ausgeschlossen worden (siehe pinke Markierung in allen Ablaufdiagrammen), da dieser Lauf in einer Realanwendung ohne Referenzlösung eines zentralen Modells keinen Mehrwert bringen würde, sondern ausschließlich für den wissenschaftlichen Erkenntnisgewinn benötigt worden ist.

5.3 Der Nutzeragent

Während der Optimierungsphasen sechs und sieben kommen dem Nutzeragenten zwei Hauptaufgaben zu, die im Folgenden erläutert werden sollen: Die loka-

le Optimierung des Nutzer-UCPs bzw. die Erstellung von \mathbf{PBV}_{na} für verschiedene Zwecke sowie die Erstellung von \mathbf{J}_{na} für das NRV-Verfahren. Darüber hinaus ist der Nutzeragent auch in den Systemaufbauphasen beteiligt, indem er Anfragen und Informationspakete vom ZA und dem ihm zugeordneten AA aufnimmt, entsprechende Rückmeldungen gibt und erhaltene Informationen abspeichert (weitere Erläuterungen siehe Abb. 7.2 und 7.3).

5.3.1 Optimierungsmodell für das UCP

Aufgrund der set-basierten Definition von Nebenbedingungen und Variablen im zentralen Optimierungsmodell (siehe Kap. 3.2.6) und der damit einhergehenden bedarfsgerechten Komplexität des Modells kann das in Kap. 3 beschriebene Optimierungsmodell sowohl zur Optimierung von VKWs als auch zur Optimierung einzelner Anschlusspunkte verwendet werden. Im zweiten Fall muss lediglich die Menge der Nutzer auf $N = [1]$ gesetzt und der zu betrachtende Anlagenpark des Anschlusspunktes sowie die Kostenparameterstruktur entsprechend parametrisiert werden. Für die Dezentralisierung musste daher kein neues UCP-Modell entwickelt werden. Stattdessen konnte das zentrale Optimierungsmodell für jeden NA entsprechend parametrisiert werden. Die zuvor eingeführten, VKW-spezifisch beschränkenden Parameter wie z. B. $\overline{P}_{VKW}^{MaxLimit}$ können dabei entweder auf einen Wert gesetzt werden, der das Optimierungsproblem nicht beschränkt, oder deaktiviert werden, während VKW-spezifische Kostenparameter (wie z. B. $\overline{C}_{VKW}^{ÜNB}$) auf 0 gesetzt werden.

Bei einem Aufruf zur Optimierung durch den zugeordneten AA wird $\overline{\mathbf{pV}}^0$ bzw. \mathbf{pV}_j vom Agenten abgespeichert und das bereits generierte Optimierungsmodell mit diesem Preisvektor aktualisiert, sodass das Modell nicht neu erstellt, sondern lediglich erneut optimiert werden muss. Anschließend erfolgt die Optimierung des Fahrplans mit dem CPLEX-Solver.

Da eine veränderte Preiszeitreihe lediglich die Optimalitätsstruktur des UCP, nicht aber den zulässigen Lösungsraum verändert, sind alle Optimierungsläufe nach dem initialen Optimierungslauf als Warm-Start-Optimierung aufgesetzt worden, bei der der zuletzt gefundene Fahrplan als Startwert für die aktuelle Optimierung ausgewählt wird. Der dadurch erzielte Laufzeitvorteil wird in Kap. 6 näher beschrieben.

5.3.2 Erstellung der Jacobi-Matrix für das UCP

Zur Erstellung der Sensitivitätsmatrix wird vom übergeordneten AA das $\Delta p_{aa,j,k}$ an den NA übergeben, das vom NA zur Anpassung des zuletzt verwendeten $\mathbf{pV}_{aa,j}$ verwendet wird. Dabei wird schrittweise jeweils für einen Produktblock der Preis um $\Delta p_{aa,j,k}$ korrigiert, während für alle anderen pbs der Preis aus der letzten Iteration beibehalten wird. Im Modell ist dafür ein Preisvektor $\mathbf{pV}_{na,j}^{DeltaSens,pb}$ mit den notwendigen Änderungen in allen pbs eingeführt worden. Jeweils ein Element aus $\mathbf{pV}_{na,j}^{DeltaSens,pb}$ wird zur Generierung von \mathbf{J}_j dann in $\mathbf{pV}_{na,j}$ eingesetzt, um eine Zeile der Jacobi-Matrix zu erhalten (siehe Gl. 5.8). Wie bei der regulären Fahrplanoptimierung muss dabei keine erneute Modellerstellung erfolgen, sondern lediglich eine Aktualisierung. Die Zeit zur Erstellung eines Optimierungsmodells entfällt also außerhalb der Agenteninitialisierungsphase. Bei einer Optimierung mit 96 Zeitintervallen und sechs Produktblöcken für PRL , $SRL+$ und $SRL-$ ergeben sich somit 114 Optimierungsläufe zur Berechnung der Jacobi-Matrix. Um die Erstellung von \mathbf{J}_j so laufzeiteffizient wie möglich zu gestalten, ist auch hier wieder auf die Möglichkeit der Warm-Starts von CPLEX zurückgegriffen worden, indem bei dem bereits bei der Fahrplannerstellung gelösten Optimierungsmodell nur nachträglich das entsprechende Preissignal verändert worden ist und der zuletzt erstellte Fahrplan als Startwert genutzt worden ist.

Der Sensitivitätsvektor für eine Preissignaländerung in einem bestimmten pb ergibt sich aus der Differenz von $\mathbf{PBV}_{na,j}$ und $\mathbf{PBV}_{na,j}(\mathbf{pV}_{na,j}^{DeltaSens,pb})$. Die Jacobi-Matrix lässt sich somit wie folgt beschreiben:

$$\mathbf{J}_{na,j} = \begin{pmatrix} \frac{\mathbf{PBV}_{na,j}(\mathbf{pV}_{na,j}^{DeltaSens,pb=1}) - \mathbf{PBV}_{na,j}}{\Delta p_{aa,j,k} \cdot \mathbf{IV}_{aa,j}^{Verl,pb=1}} \\ \vdots \\ \frac{\mathbf{PBV}_{na,j}(\mathbf{pV}_{na,j}^{DeltaSens,pb=\max(pb)}) - \mathbf{PBV}_{na,j}}{\Delta p_{aa,j,k} \cdot \mathbf{IV}_{aa,j}^{Verl,pb=\max(pb)}} \end{pmatrix} \quad (5.8)$$

Es sei an dieser Stelle hervorgehoben, dass $\Delta p_{aa,j,k}$ je nach Bedarf als positiver oder negativer Wert angesetzt wird, abhängig von einem vom AA bereitgestellten Integervektor $\mathbf{IV}_{aa,j}$, der dies für jeden Produktblock vorgibt. Aus diesem Grund ist in Gl. 5.8 $\Delta p_{j,k}$ als abhängig von \mathbf{IV}_{aa}^{Verl} dargestellt. Dieses Vorgehen sowie die Notwendigkeit dafür werden in Kap. 5.4.2 ausführlich erläutert.

5.4 Der Aggregationsagent

Der Aggregationsagent übernimmt die Aufgabe der Kommunikation mit der Menge der ihm zugeordneten *NAs* (im Folgenden als \underline{NAM}^{aa} bezeichnet). Er ist gleichermaßen für die Weiterleitung von Informationen sowie für die Überwachung der Funktionsfähigkeit der ihm zugeordneten Agenten \underline{NAM}^{aa} zuständig. Während eines Optimierungslaufs fordert der *AA* Fahrpläne bei den \underline{NAM}^{aa} mithilfe des initialen $\overline{\mathbf{pV}}^0$ an und korrigiert bei Verletzungen von lokalen Limits diese Fahrpläne durch Anpassung von \mathbf{pV}_j auf Grundlage der bei \underline{NAM}^{aa} abgefragten Sensitivitätsmatrizen \mathbf{J}_j . Das gesamte Agentenverhalten ist im Anhang dieser Arbeit in den Abb. 7.4 bis 7.6 auf die wichtigsten Methoden reduziert dargestellt.

5.4.1 Überprüfung der Fahrplankonformität

Wie in Kap. 2.3.4 bei der Einführung in die Lagrange-Relaxation von UCPs beschrieben, sind auch beim entwickelten dezentralen Modell verschiedene Beschränkungen für zulässige Produktblockvektoren berücksichtigt worden. Neben dem optionalen Ziel der Einhaltung eines bestimmten Produktblockfahrplans, z. B. zur Umsetzung eines mit einer Drittpartei vereinbarten Fahrplans (Gl. 5.9), kann es erforderlich sein, bestimmte maximale Bezugs- oder Einspeiselimits – z. B. für einen Netzbereich – einzuhalten. Aus diesen zwei parametrierbaren kW-Limits ($\overline{P}_{aa}^{maxLimitPos}$ und $\overline{P}_{aa}^{maxLimitNeg}$), ergibt sich ein zulässiger Leistungskorridor für jeden Produktblock (Gl. 5.10).

$$P_{aa,pb^{Ziel}} = P_{aa,pb^{Ziel}}^{Ziel} \quad (5.9)$$

$$-\overline{P}_{aa}^{maxLimitNeg} - \overline{Tol}_{aa} \leq P_{aa,pb}^{Summe} \leq \overline{P}_{aa}^{maxLimitPos} + \overline{Tol}_{aa} \quad (5.10)$$

Abb.5.4 zeigt exemplarisch für sechs verschiedene Produktblöcke die verschiedenen Szenarien mit denen der NRV-Algorithmus konfrontiert sein kann. Grundsätzlich lassen sich diese Produktblockszenarien in drei Hauptgruppen einteilen:

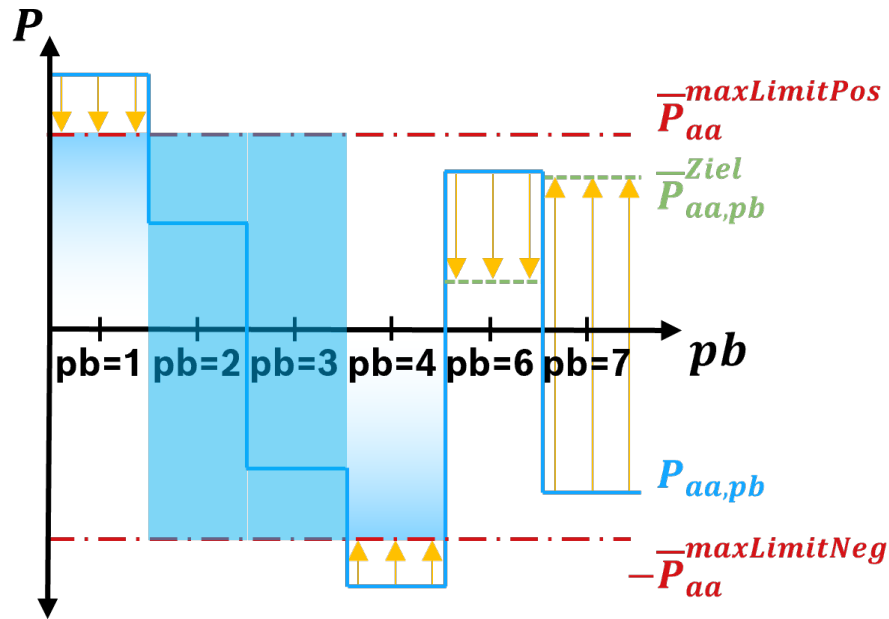


Abbildung 5.4: Anpassungsbedarf für verschiedene Leistungsallokationen

1. Anpassungsbedarf aufgrund von Abweichungen von vorgegebenem Zielwert

Sofern für den entsprechenden Produktblock eine Zielvorgabe $\overline{P}_{aa,pb}^{Ziel}$ existiert (In Abb. 5.4 dargestellt in $pb = [5; 6]$), die in der letzten Iteration nicht erfüllt worden ist, muss im Rahmen des NRV eine Anpassung der Preissignale vorgenommen werden, um $\overline{P}_{aa,pb}^{Ziel}$ möglichst genau zu treffen. Der Aggregationsagent wird nach Erhalt aller \mathbf{PBV}_{na} von \underline{NAM}^{aa} und deren Aggregation eine Verletzung der Ziel-Werte überprüfen und die entsprechenden Produktblöcke einer Untermenge $\underline{PB}^{ZielVerlPos,aa}$ und $\underline{PB}^{ZielVerlNeg,aa}$ zuordnen, je nachdem ob der Zielwert über oder unterschritten worden ist.

2. Anpassungsbedarf aufgrund der Nicht-Einhaltung von Limits

Eine Verletzung der Limitierungen ist in Abb. 5.4 für $pb = [1; 4]$ dargestellt. Der NRV-Algorithmus muss in diesem Fall wie mittels der gelben Pfeile grafisch verdeutlicht eine Korrektur der Leistungsallokation auf das vorgegebene Limit sicherstellen. Eine Überkorrektur (also z. B. eine Unterschreitung von $\overline{P}_{aa}^{maxLimitPos}$) ist dabei zulässig (in Abb. 5.4 mittels grau gefärbter Flächen angedeutet), wobei der optimal angepasste Summenfahrplan in den meisten Fällen direkt auf dem verletzten Limit liegen sollte. Der Aggregationsagent wird nach Erhalt aller $\mathbf{PBV}_{na,j}$ von \underline{NAM}^{aa}

und deren Aggregation eine Verletzung der Limit-Werte überprüfen und die entsprechenden Produktblöcke in die Untermengen ($\underline{PB}^{maxPosVerl,aa,j}$ oder $\underline{PB}^{maxNegVerl,aa,j}$) einordnen, je nachdem welche der beiden Verletzungen vorliegt. Die Gesamtmenge aller pb mit in 1. und 2. beschriebenen Anpassungsbedarf wird im Folgenden bezeichnet als $\underline{PB}^{Verl,aa,j}$. Die Gesamtmenge aller Limitverletzungen wird als $\underline{PB}^{LimVerl,aa,j}$ bezeichnet.

3. Kein Anpassungsbedarf

Sofern weder eine Verletzung von Limits noch Abweichungen von Zielvorgaben vorliegen (dargestellt in $pb = [2; 5]$), muss vom NRV-Algorithmus keine Anpassung der Allokation vorgenommen werden. Durch Variation von $\mathbf{pV}_{aa,j}$ zur Korrektur von $\mathbf{PBV}_{aa,j}$ in anderen Produktblöcken ist eine Veränderung der Allokation dennoch denkbar und auch zulässig. In Abb. 5.4 ist das durch die blauen Flächen im Leistungskorridor dargestellt worden.

Bezüglich der Einhaltung von Zielfahrplänen sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass in der hier beschriebenen Modellumsetzung vorher festgelegte DAA und IDA Fahrpläne nicht im NRV Verfahren betrachtet werden können, da dem Aggregationsagenten lediglich die Gesamtleistungen in \mathbf{PBV}^E kommuniziert werden und keine Informationen hinsichtlich $P_{n,pb}^{DM}$ und $P_{n,pb}^{Gen/DemExt3rd}$ kommuniziert werden. Die so umgesetzte Funktionalität könnte z. B. genutzt werden, um mit dem VNB oder ÜNB vereinbarte Fahrpläne als Systemdienstleistung einzuhalten. Eine Anpassung von \mathbf{pV}_j zur Einhaltung von Direktvermarktungsverpflichtungen wäre durch die getrennte Kommunikation von $P_{n,pb}^{DM}$ und $P_{n,pb}^{Gen/DemExt3rd}$ im \mathbf{PBV}_{na} und die Einführung einer zusätzlichen Nebenbedingung $P_{aa,pb}^{DM} = P_{aa,pb}^{Ziel^{Gen/DemExt3rd}}$ möglich gewesen. Dies ist aber aufgrund des zusätzlichen Aufwandes bei der Ausgestaltung der Kommunikationspakete im Rahmen dieser Arbeit nicht demonstriert worden.

5.4.2 Zielgerichtete Anforderung der Sensitivitätsmatrix

Aufgrund der Designentscheidung für den Algorithmus zur Erstellung der Jacobi-Matrix, bei der der Reihe nach immer genau eine Preisanpassung je pb

untersucht wird, ist es sinnvoll, $\Delta p_{aa,j,k}$ je nach detektierter Verletzung oder Zielabweichung positiv oder negativ zu definieren. So ist es bei der Überschreitung eines Leistungslimits z. B. eher zu erwarten ist, dass im besagten Produktblock eine negative Preiskorrektur vorgenommen werden sollte, um die Leistungsallokation zu reduzieren. Grundsätzlich ließe sich die Sensitivität in diesem pb zwar auch mit einem positiven Δp untersuchen, allerdings birgt dies das Risiko, dass in diesem Produktblock das Preissignal ohnehin vergleichsweise hoch ist und die Leistungsallokation des NA daher bereits ein Maximum erreicht hat, sodass keine Sensitivität mehr detektiert werden kann. Eine Anpassung der Δp -Richtung an die gewünschte Leistungsallokationskorrekturrichtung kann daher zu einem besseren Konvergenzverhalten des Agentenmodells beitragen.

Zusätzlich zum Parameter Δp wurde daher ein Vektor $\mathbf{Int}_{aa}^{Verl,pb}$ eingeführt, welcher von AA erstellt und zusammen mit Δp an NAM^{aa} kommuniziert wird. $\mathbf{Int}_{aa}^{Verl,pb}$ enthält dabei den Wert 0, wenn kein Anpassungsbedarf für das entsprechenden pb vorliegt, 1 wenn ein positiver (also für $\underline{PB}^{maxNegVerl,aa}$ und $\underline{PB}^{ZielVerlNeg,aa}$) und -1 wenn ein negativer Anpassungsbedarf der Leistungsallokation vorliegt. Die Werte 0 und 1 führen zur Verwendung eines positiven Δp für dieses pb . Bei einem Wert von -1 wird mit einem negativen Δp gearbeitet. Der in Kap. 5.3.2 eingeführte Vektor $\mathbf{IV}_{aa}^{Verl,pb}$ ergibt sich also direkt aus $\mathbf{Int}_{aa}^{Verl,pb}$.

5.4.3 Überprüfung der Jacobi-Matrix Eignung

Nach Erhalt aller $\mathbf{J}_{na,j}$ von NAM^{aa} erfolgt die Aggregation der Jacobi-Matrizen entsprechend Gl. 5.11 zur Nutzung bei der Berechnung eines neuen Preisvektors $\mathbf{pV}_{aa,j+1}$. Um dabei überhaupt einen geeigneten $\mathbf{pV}_{aa,j+1}$ finden zu können ist es notwendig, dass $\mathbf{J}_{aa,j}$ für die $pb \in \underline{PB}^{Verl}$ eine Sensitivität vorweist, da ansonsten für genau diese Produktblöcke keine Preisanpassung erfolgen kann. Es wird daher vor der Ausführung des Algorithmus zur Preisanpassung mittels Spaltensummen von $\mathbf{J}_{aa,j}$ (Gl. 5.12) ein Sensitivitätsvektor $\mathbf{JV}_{aa,j}$ gebildet und für alle $pb \in \underline{PB}^{Verl}$ geprüft, ob eine Sensitivität $\neq 0$ vorliegt (siehe Eig-

nungskriterium in Gl. 5.13).

$$\mathbf{J}_{aa,j} = \sum_{na \in \underline{NAM}^{aa}} (\mathbf{J}_{na,j}) \quad (5.11)$$

$$\mathbf{JV}_{aa,j} = \begin{pmatrix} \sum_{pb=1}^{\max(pb)} \mathbf{J}_j^{pb,1} \\ \sum_{pb=1}^{\max(pb)} \mathbf{J}_j^{pb,2} \\ \vdots \\ \sum_{pb=1}^{\max(pb)} \mathbf{J}_j^{pb,\max(pb)} \end{pmatrix} \quad (5.12)$$

$$\mathbf{JV}_{aa,j}^{pb} \neq 0 \quad \forall pb \in PB_{aa}^{Verl} \quad (5.13)$$

Sollte dieses Sensitivitätskriterium nicht erfüllt sein, wird der Algorithmus zur Preisanpassung nicht gestartet, sondern in einer neuen inneren Iteration k eine neue Jacobi-Matrix von allen NA bei einer gleichzeitigen Verdopplung von Δp angefragt.

5.4.4 Algorithmus zur Preisanpassung

Wegen der in Kap. 5.4.1 beschriebenen Produktblockszenarien zwei (also Produktblöcke mit einer Limitverletzung, bei denen eine Überkorrektur zulässig ist) und drei (Produktblöcke ohne Anpassungsbedarf, bei denen eine Veränderung der Allokation jedoch zulässig ist) mit Ihren Freiheitsgraden bei der Anpassung der Leistungsallokation existieren bei der Anpassung der Preissignale im Rahmen des NRV eine große Menge von zulässigen Optionen bei der Ausgestaltung eines Preisvektors, die sich allerdings hinsichtlich Ihrer Lösungsgüte unterscheiden. Die Preisanpassung ist daher als Optimierungsproblem umgesetzt worden, welches im Folgenden beschrieben werden soll.

Bezug nehmend auf die Definition von \mathbf{PBV} , \mathbf{J} und \mathbf{pV} (siehe Gl. 5.1 bis 5.3)) kann der Einfluss von Preisanpassungen auf die Leistungsallokationen der verschiedenen Produktblöcke beschrieben werden als

$$\Delta \mathbf{PBM}_{aa,j}^* = \mathbf{J}_{aa,j}^{-1} \cdot \Delta \mathbf{p}_{aa,j} \quad (5.14)$$

Dabei beinhaltet $\Delta \mathbf{p}_{aa,j}$ als Vektor die Preisänderung in jedem pb und $\Delta \mathbf{PBM}_{aa,j}^*$ beschreibt als Matrix die im Rahmen des NRV vorhergesagte Leistungsalloka-

tionsänderung abhängig von einer Preisänderung in einem anderen Produktblock für die nächste Fahrplanoptimierungsiteration (siehe Gl. 5.15).

$$\Delta \mathbf{PBM}_{aa,j}^* = \left(\begin{array}{ccc} \Delta \mathbf{P}_{aa,j}^{*pb=1}(\Delta \mathbf{p}_{aa,j}^{pb=1}) & \cdots & \Delta \mathbf{P}_{aa,j}^{*pb=1}(\Delta \mathbf{p}_{aa,j}^{pb=\max(pb)}) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \Delta \mathbf{P}_{aa,j}^{*pb=\max(pb)}(\Delta \mathbf{p}_{aa,j}^{pb=1}) & \cdots & \Delta \mathbf{P}_{aa,j}^{*pb=\max(pb)}(\Delta \mathbf{p}_{aa,j}^{pb=\max(pb)}) \end{array} \right) f \quad (5.15)$$

Über eine Summenbildung über die Preisänderung in jedem Produktblock pb für jeden Produktblock lässt sich so der Vektor $\Delta \mathbf{PBV}_{aa,j}^*$ berechnen, welcher die vom NRV prognostizierte Leistungsallokationsveränderung vom vorherigen Fahrplan beschreibt (Gl. 5.16).

$$\Delta \mathbf{PBV}_{aa,j}^* = \left(\begin{array}{c} \sum_{i=1}^{pb} \Delta \mathbf{PBM}_{aa,j}^{*pb,1} \\ \sum_{i=1}^{pb} \Delta \mathbf{PBM}_{aa,j}^{*pb,2} \\ \vdots \\ \sum_{i=1}^{pb} \Delta \mathbf{PBM}_{aa}^{*pb,\max(pb)} \end{array} \right) \quad (5.16)$$

Der unter Annahme der linearen Sensitivitäten zu erwartende Produktblockvektor $\mathbf{PBV}_{aa,j}^*$ ergibt sich so entsprechend Gl. 5.17.

$$\mathbf{PBV}_{aa,j}^* = \left(\mathbf{PBV}_{aa,j} + \Delta \mathbf{PBV}_{aa,j}^* \right) \quad (5.17)$$

Der neue Produktblockpreisvektor, welcher vom Aggregationsagenten für die nächste Iteration an die ihm zugeordneten Nutzeragenten verschickt wird, kann so entsprechend Gl. 5.18 beschrieben werden.

$$\mathbf{pV}_{aa,j+1} = \mathbf{pV}_{aa,j} + \Delta \mathbf{p}_{aa,j} \quad (5.18)$$

Diese mathematischen Zusammenhänge sind in einem Optimierungsmodell als lineare Nebenbedingungen formuliert worden und um eine Zielfunktion ergänzt worden, welche nach bestimmten Kriterien sowohl die Anpassung von \mathbf{pV}^j als auch bestimmte Charakteristika in \mathbf{PBV}_{j+1}^* bestraft, sodass der Zielfunktions-term vom Optimierer zu minimieren ist. Da dieses Optimierungsmodell in jeder Iteration vom entsprechenden AA angestoßen wird, ist aus Platzgründen in den folgenden Gleichungen und Beschreibungen auf die Angabe von na und j als

Indizes verzichtet worden.

$$\min\{Z\} \quad (5.19)$$

Der Zielfunktionsterm setzt sich dabei zusammen aus den fünf verschiedenen Straftermen Pen^{pKor} , $Pen^{AllokDiff}$, Pen^{Limit} , $Pen^{ZielAbw}$ und Pen^{KorExz} .

$$Z = Pen^{pKor} + Pen^{AllokDiff} + Pen^{ZielAbw} + Pen^{Limit} + Pen^{KorExz} \quad (5.20)$$

wobei

$$Pen^{pKor} = \sum_{pb \in PB} ((\Delta \mathbf{p}^{pb} \cdot 2)^2) \quad (5.21)$$

$$Pen^{AllokDiff} = \sum_{pb \in PB} ((\Delta \mathbf{PBV}^{*pb} \cdot 2)^2) \quad (5.22)$$

$$Pen^{Limit} = \sum_{pb \in PB} ((\mathbf{P}^{maxPosDiff,pb} + \mathbf{P}^{maxNegDiff,pb}) \cdot 10000) \quad (5.23)$$

$$Pen^{ZielAbw} = \sum_{pb \in PB^{Ziel}} \left(((\mathbf{PBV}^{*pb} - \bar{P}^{Ziel,pb}) \cdot 10000)^2 \right) \quad (5.24)$$

$$Pen^{KorExz} = \sum_{pb \in PB^{Verl}} (\mathbf{P}^{KorExz,pb} \cdot 500) \quad (5.25)$$

Bei den ersten beiden Strafbestandteilen (siehe Gl. 5.21 und 5.22) wird eine Veränderung des Preissignals in \mathbf{pV} , bzw. eine Veränderung der Leistungsallokation in \mathbf{PBV}^* bestraft. Es handelt sich dabei um einen vergleichsweise geringen einheitslosen Straffaktor (jeweils mit dem Wert 2), mit dem die Veränderung multipliziert und das Produkt dann quadriert wird. Auf diese Weise soll ein Anreiz gesetzt werden, dass zum Erreichen der Leistungslimits Veränderungen an den Preissignalen oder der Leistungsallokation für jeden Produktblock so gering wie möglich ausfallen.

Sehr viel stärker gewichtet worden sind hingegen Verletzungen der Leistungslimits (siehe Gl. 5.23) und der Zielabweichungen (siehe Gl. 5.24), wobei bei einer Abweichung vom Zielwert positive und negative Abweichungen mit dem Faktor 10.000 belegt und quadriert werden, während auf die Quadratur bei der Limitverletzung verzichtet worden ist, da hier ausschließlich Überschreitungen von $\bar{P}^{maxLimitPos}$ und Unterschreitungen von $-\bar{P}^{maxLimitNeg}$ bestraft werden sollen. Dies macht erneut den Einsatz von Binärvariablen zur Detektion von

Überschreitungen bzw. Unterschreitung notwendig ($b^{maxExzPos}$ zur Detektion einer Überschreitung von $\bar{P}^{maxLimitPos}$ und $b^{maxExzNeg}$ zur Detektion einer Unterschreitung von $-\bar{P}^{maxLimitNeg}$), mit deren Hilfe dann die Variablen $P_{pb}^{maxPosDiff}$ und $P_{pb}^{maxNegDiff}$ definiert werden.

$$\mathbf{P}_{aa}^{maxPosDiff,pb} = \mathbf{b}_{aa}^{maxExzPos} \cdot (\mathbf{PBV}_{aa}^{*pb} - \bar{P}_{aa}^{maxLimitPos}) \quad (5.26)$$

$$\mathbf{P}_{aa}^{maxNegDiff,pb} = \mathbf{b}_{aa}^{ExzNegmax} \cdot (-\mathbf{PBV}_{aa}^{*pb} - \bar{P}_{aa}^{MaxLimitNeg}) \quad (5.27)$$

Der letzte Strafterm (Pen^{KorExz}) ist mit einer mittleren Gewichtung von 500 versehen worden und beschreibt die Bestrafung von Überkorrekturen zuvor verletzter Limitierungen und gilt damit also nur für Produktblöcke, in denen in der vorherigen Iteration eine Limitverletzung detektiert worden ist und für \mathbf{pV}_{j+1} eine Überkorrektur in \mathbf{PBV}^* auftritt (siehe Gl. 5.28).

$$\mathbf{P}_{aa,pb}^{KorExz} = \begin{cases} (1 - b_{aa,pb}^{maxExzPos}) \cdot (\bar{P}_{aa}^{maxLimitPos} - \mathbf{PBV}_{aa}^{*pb}) & \forall pb \in \underline{PB}^{maxPosVerl} \\ (1 - b_{aa,pb}^{maxExzNeg}) \cdot (\bar{P}_{aa}^{maxLimitNeg} + \mathbf{PBV}_{aa}^{*pb}) & \forall pb \in \underline{PB}^{maxNegVerl} \end{cases} \quad (5.28)$$

Aufgrund der quadratischen Zielfunktion handelt es sich bei dem formulierten Optimierungsproblem zur Anpassung von \mathbf{pV} um ein Mixed-Integer Quadratic Programming Problem (MIQP), für dessen Lösung ebenfalls CPLEX genutzt worden ist.

Abschließend sei an dieser Stelle angemerkt, dass die zuvor eingeführten Toleranzen für Limits und Fahrplanlimitierungen vom NRV nicht berücksichtigt werden, da dass die Optimierung zur Anpassung von \mathbf{pV} nur verkompliziert hätte, ohne einen Mehrwert zu bieten. Tol wird daher ausschließlich vom AA bei der Detektion von Fahrplanverletzungen berücksichtigt, während mit dem Optimierungsmodell zur Preisanpassung auf AA-Level immer ein genaues Einhalten der Limits anvisiert wird.

Nachträgliche Bewertung der Lösungsgüte für jede Iteration

Nachdem damit nun alle notwendigen Variablen und Parameter eingeführt worden sind, soll an dieser Stelle auch kurz auf die Berechnung der im Paragraphen „Evaluationskonzept zur Bewertung der Lösungsgüte“ (siehe Kap. 5.2.2)

eingeführten Metrik eingegangen werden (siehe Gl. 5.29). Während bei der Erstellung der Zielfunktion Z zur Preisanpassung vor allem das Ziel war, einen ausreichend großen Anreiz zur bestmöglichen Preisanpassung zu setzen, wird die Fahrplanverletzung hier zwar weniger stark, aber dennoch wirksam durch den Term $\left(P_{aa,pb}^{\max\text{Pos/NegDiff}}\right)^2$ bestraft. Überkorrekturen des Fahrplans werden hingegen lediglich mit dem Term $\left(P_{aa,pb}^{\text{KorExz}} \cdot 0.1\right)^2$ bewertet, um bei annähernd gleichwertigen Limitverletzungen in verschiedenen Iterationen die voraussichtlich optimalere Iteration bestimmen zu können.

$$\begin{aligned} \text{Metrik}^{\text{Verl}} = & \sum_{pb^{\text{LimVerl}} \in \underline{PB}^{\text{LimVerl}}} \left(\left(P_{aa,pb}^{\max\text{PosDiff}} + P_{aa,pb}^{\max\text{NegDiff}} \right)^2 \right. \\ & \left. + \left(P_{aa,pb}^{\text{KorExz}} \cdot 0.1 \right)^2 \right) \end{aligned} \quad (5.29)$$

5.4.5 Überprüfung der Lösbarkeit von initialen Fahrplanverletzungen

Ein kritisches Problem bei der Dezentralisierung eines UCP mit Kopplungsbedingungen mittels Lagrange-Relaxation ist, dass es für die Zentralinstanz nicht ersichtlich ist, ob die Verletzungen der Kopplungsnebenbedingungen durch eine Anpassung der Preissignale überhaupt behoben werden können. Denkbar ist z. B., dass \mathbf{J} über mehrere Iterationen hinweg zwar eine ausreichende Sensitivität für alle problematischen Produktblöcke suggeriert, diese aber mit jeder Iteration weiter abnimmt und bei den neu erstellten Fahrplänen jeweils geringer ausfällt. Zurückführen lässt sich ein solches Verhalten z. B. auf Nutzerprofile mit hohem elektrischen oder thermischen Bedarf bei gleichzeitig nicht ausreichenden Stromerzeugungskapazitäten, sodass in diesem Fall eine Erhöhung des Summenfahrplans nicht möglich ist.

Um zu vermeiden, dass erst nach mehreren Iterationen eine mangelnde Sensitivität und damit eine Nicht-Lösbarkeit des Problems festgestellt wird, wird vom Aggregationsagenten vor der ersten Anfrage der Sensitivitätsmatrizen ein Extremszenario für \mathbf{pV} auf Grundlage von $\mathbf{Int}_{aa}^{\text{Verl}}$ erzeugt und für dieses $\mathbf{pV}_{aa}^{\text{extrem}}$ eine Fahrplanoptimierung bei den \underline{NAM}^{aa} angefragt. Genauer wird dabei für al-

le pb , in denen ein Limit oder Zielwert unterschritten worden ist ($\underline{PB}^{maxNegVerl,aa}$ und $\underline{PB}^{ZielVerlNeg,aa}$) in $\mathbf{pV}_{aa}^{extrem}$ ein extremes positives Preissignal und für alle pb , für die eine Limit- oder Zielwertüberschreitung detektiert worden ist, ein extremes negatives Preissignal eingetragen. Für alle anderen pb wird das initiale Preissignal übernommen (siehe Gl. 5.30).

$$\mathbf{pV}_{aa}^{extrem,pb} = \begin{cases} -9.999, & \text{wenn } \mathbf{Int}_{aa}^{Verl,pb} = -1, \\ \mathbf{pV}_{aa}^{0,pb}, & \text{wenn } \mathbf{Int}_{aa}^{Verl,pb} = 0, \\ 9.999, & \text{wenn } \mathbf{Int}_{aa}^{Verl,pb^*} = 1. \end{cases} \quad (5.30)$$

Der so generierte Preisvektor wird mit einer Optimierungsaufforderung an alle \underline{NAM}^{aa} gesendet.

Nach Einsammeln und Aggregation aller $\mathbf{PBV}_{na}^{extrem}$ von \underline{NAM}^{aa} wird dann durch die Bildung eines neuen $\mathbf{Int}_{aa}^{Verl,extrem}$ (siehe dazu Kap. 5.4.2) geprüft, ob sich alle initialen Verletzungen beheben ließen (für zulässige Werte für $\mathbf{Int}_{aa}^{Verl,extrem}$ siehe Gl. 5.31).

$$\mathbf{Int}_{aa}^{Verl,extrem,pb} = \begin{cases} \geq 0, & \text{wenn } \mathbf{Int}_{aa}^{Verl,j=1} = -1, \\ \leq 0, & \text{wenn } \mathbf{Int}_{aa}^{Verl,j=1} = 1, \\ -1, 0 \text{ oder } -1, & \text{wenn } \mathbf{Int}_{aa}^{Verl,j=1} = 0. \end{cases} \quad (5.31)$$

Dabei wird beim Prüfkriterium nicht überprüft, ob die Leistungsallokationen im Extremszenario innerhalb der zulässigen Grenzen oder exakt auf den Zielvorgaben liegen, sondern nur, ob sich die detektierte Über- oder Unterschreitung eines Wertes umkehren ließ.

Dieses Kriterium kann zwar nicht als hinreichende, wohl aber als notwendige Bedingung für die Lösbarkeit mittels NRV betrachtet werden, weshalb das dezentrale UCP bei Nichterfüllung abgebrochen werden kann.

6 Demonstration und Evaluation des dezentralen Optimierungsmodells

In diesem Kapitel wird die Anwendung des zuvor beschriebenen dezentralen, agentenbasierten Modells zur Lösung von UCPs für VKWs anhand eines kleinen Beispiels mit 10 Nutzern und 10 Zeitintervallen demonstriert. Dabei zeigt sich, dass die Verletzung von Leistungslimits auf einer übergeordneten Ebene eines VKWs durch eine iterative Preisanpassung erfolgreich behoben werden kann. Im Rahmen der Laufzeitanalyse zeigt sich, dass der dezentralisierte Ansatz in 100 % der Fälle eine Lösung finden konnte, die dem zentralen Optimierungsmodell gleichwertig ist, sofern keine koppelnden Nebenbedingungen berücksichtigt wurden. Mit steigender Komplexität, insbesondere durch eine Erhöhung der Anschlusspunktanzahl, nahm der Laufzeitvorteil gegenüber dem zentralen Optimierungsmodell deutlich zu.

Bei der Berücksichtigung übergeordneter Kopplungsbedingungen konnte gezeigt werden, dass das dezentrale Optimierungsmodell in den meisten Fällen zu einer guten Lösung konvergiert. Lediglich bei Szenarien mit reduzierter Strompreissensitivität – z. B. durch ein Übergewicht an EEG-geförderten Anlagen – kam es zu einer reduzierten Lösungsgüte gegenüber dem zentralen Optimierungsmodell. Nicht gelöst werden konnten Szenarien, bei denen gleichzeitig mit viertelstündlicher Auflösung auf den Day-Ahead Markt und die Regelleistungsmärkte mit ihren Vier-Stunden-Blöcken optimiert wurde.

Zur Bewertung möglicher Laufzeitvorteile und zur Untersuchung des Dualitätsgaps des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten dezentralisierten Optimierungsansatzes (siehe AKS, VKW) wurde eine Auswahl der in Kapitel (Kap.) 6 vorgestellten Optimierungsszenarien mit dem dezentralen Optimierungsmodell berechnet. Aufgrund der hohen Laufzeiten des dezentralen Versuchsaufbaus bedingt durch die Ausführung auf einer Maschine ohne Parallelisierung der Solver-Aufrufe (siehe Kap. 5.2) wurden dabei nur kleinere Anschlusspunktzahlen betrachtet. Um dennoch Aussagen zur Skalierbarkeit des Ansatzes treffen zu können, wurden die Nutzeranschlusszahlen in einem kleineren Bereich va-

riert. Bei der Betrachtung der Szenarien sind dabei alle Parameter und Eingangszeitreihen unverändert übernommen worden. Zunächst wurden Szenarien ohne beschränkende Kopplungsbedingungen betrachtet (siehe Kap. 2.3.4 und 5.1.1), da bei diesen aufgrund des damit entfallenden Bedarfs von Iterationen das dezentrale Optimierungsmodell seinen Laufzeitvorteil voll ausspielen kann und das maximale Potenzial der Dezentralisierung aufgezeigt werden kann. Im Nachgang wurden dann für eine kleine Auswahl aus diesen Szenarien Leistungslimits für $\bar{P}_{VKW}^{maxLimit}$ und $\bar{P}_{VKW}^{minLimit}$, $\bar{P}_{VKW}^{maxKapaPRL}$, $\bar{P}_{VKW}^{maxKapaSRL+}$ und $\bar{P}_{VKW}^{maxKapaSRL-}$ so parametrisiert, dass die ursprünglich generierten Fahrpläne nicht mehr zulässig gewesen wären. Diese neu generierten VKW-Szenarien ($VKW^{...Limit}$) wurden dann wiederum vom zentralen und dezentralen Optimierungsmodell gelöst, um die Rechenzeiten miteinander vergleichen und das Dualitäts-Gap analysieren zu können.

6.1 Demonstration eines limitierten Nutzerbeispiels

Zur Veranschaulichung soll zunächst die dezentrale Lösung eines vergleichsweise kleinen Optimierungsproblems demonstriert werden. Abbildung (Abb.) 6.1 zeigt den initialen dezentral optimierten kumulierten Nutzerfahrplan eines VKWs mit 10 Netzanschlusspunkten. Neben der Leistungsallokation zur Vermarktung am Strommarkt oder der Vermarktung an Dritte (siehe Türkis- und Grüntöne) ist im vorliegenden Beispiel auch die Optimierung für den PRL (blau), SRL+ (lila) und SRL- (hellblau) mitberücksichtigt worden. Das Ergebnis der ersten Fahrplaniteration ist dabei unzulässig, da das für das VKW geltende maximale Leistungsband im ersten Zeitintervall überschritten worden ist.

Entsprechend der in Kap. 5.2.1 vorgestellten Methodik führt das zum Start des NRV-Verfahrens und damit zur Anforderung der Jacobi-Matrizen. Abb. 6.2 stellt die aggregierte Jacobi-Matrix für ein gegebenes Preisdelta für die erste Iteration dar. Spaltenweise und zeilenweise sind dabei die insgesamt 20 Produktblöcke dargestellt, die sich aus zehn Zeitintervallen für den Stromhandel und vier PRL- und je drei SRL-Produktblöcken zusammensetzen (Hier ist im

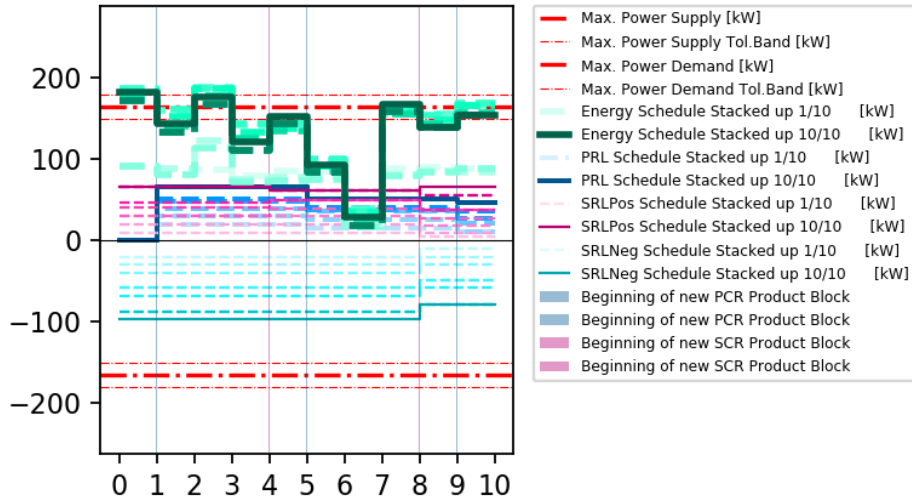


Abbildung 6.1: Initiale kumulierte Fahrpläne für ein VKW-Beispiel mit Regelleistung und verletzten Beschränkungen

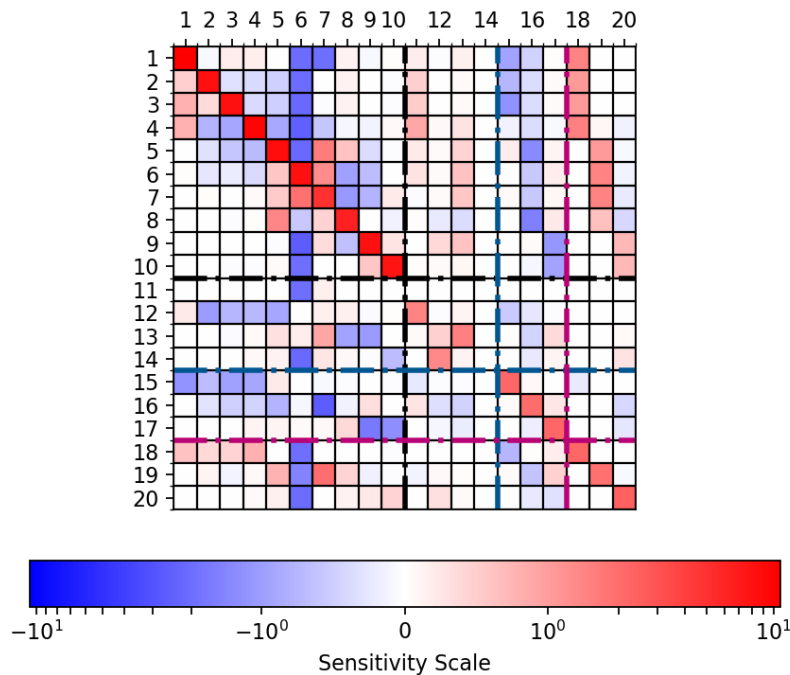


Abbildung 6.2: Visualisierung der aggregierten Sensitivitätsmatrix für die erste Iteration

Szenario von unterschiedlichen Handelszeitpunkten für PRL und SRL ausgegangen worden).

Die Matrix beschreibt dabei die Veränderung einer Leistungsallokation im Fahrplan (zeilenweise) in Abhängigkeit von einer Preisänderung in einem bestimmten Intervall (spaltenweise). Stromhandelsprodukte und Regelleistungsprodukt-

blöcke sind dabei durch eine gestrichelte schwarze Linie voneinander abgegrenzt worden. Zwischen PRL und SRL+, sowie zwischen SRL+ und SRL- sind wiederum rot und blau gestrichelte Trennlinien gezogen worden. Die Sensitivität wurde logarithmisch von blau (für stark negativ sensitiv) bis rot (für stark positiv sensitiv) dargestellt. Gut ersichtlich ist der diagonale positive Trend. In Abb. 6.3 ist die auf der Jacobi-Matrix basierende Anpassung der Preissignale für alle Produktblöcke dargestellt. Im vorliegenden Beispiel konnte die Verletzung mit der zweiten Iteration gelöst werden (siehe Abb. 6.4)

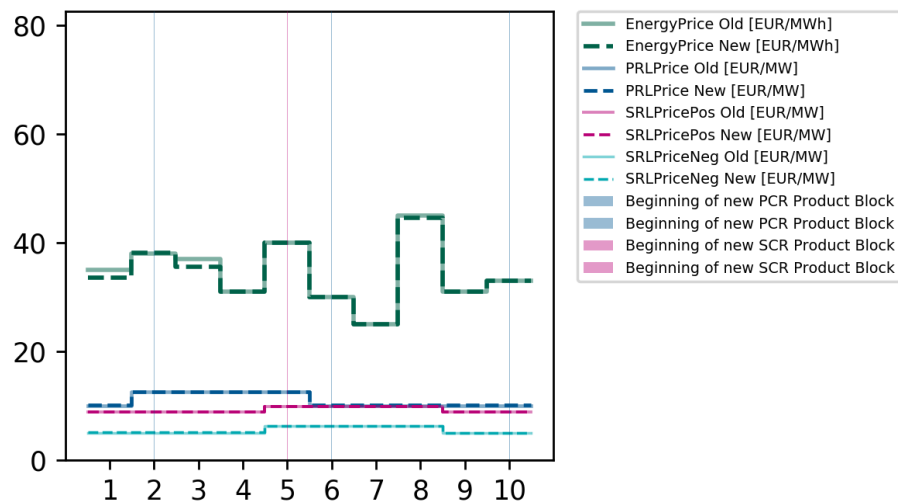


Abbildung 6.3: Preisanpassung für den ersten Iterationslauf

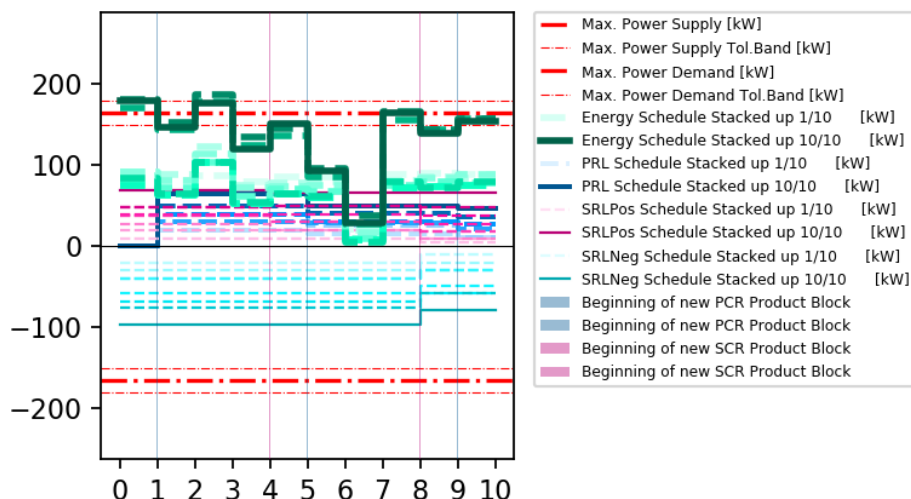


Abbildung 6.4: Kumulierte Fahrpläne ohne Verletzungen nach der letzten Iteration

6.2 Vergleich des zentralen und dezentralen UCPs für unlimitierte VKW-Szenarien

Wie bereits in Kap. 2.3.4 beschrieben, kann ein UCP, bei dem keine koppelnden Nebenbedingungen (bspw. gemeinsame Leistungslimitierungen oder übergeordnete Fahrplanziele) existieren, dezentral über die Weitergabe von Preiszeitreihen vom *ZA* oder *AA* an den *NA* gelöst werden – und zwar ohne iterativen Austausch zwischen den Agenten.

Um diese These zu untermauern und zunächst die Laufzeiten des zentralen Optimierungsmodells mit mehreren Anschlusspunkten mit der Optimierungsdauer eines dezentralen Modells zu vergleichen, bei dem zahlreiche einzelne Anschlusspunkte parallel optimiert werden, wurde in diesem Unterkapitel ein unlimitiertes UCP sowohl zentral als auch dezentral gelöst. Die Zielfunktionsgüte und die Laufzeiten beider Modellansätze wurden anschließend gegenübergestellt.

Von den in Kapitel 4.3 vorgestellten VKW-Szenarien und *AKS* wurden für diesen ersten Vergleich alle Szenarien mit 10 und 25 Anschlusspunkten betrachtet, sodass insgesamt 50 Optimierungsläufe durchgeführt wurden.

Die Ergebnisse dieses Vergleichs sind in Abb. 6.5 für alle Szenarien mit 10 Nutzern dargestellt und in Abb. 6.6 für alle Szenarien mit 25 Nutzern. Auf der X-Achse sind die verschiedenen Szenarien aufgetragen, wobei die *AKS* eines VKW-Szenarios innerhalb desselben X-Achsenabschnitts farblich unterschieden werden.

Die obere Darstellung in Abb. 6.5 und 6.6 zeigt die prozentuale Abweichung des Zielfunktionswertes an. Ein positiver Wert entspricht dabei einer Verbesserung im dezentralen Modell, ein negativer einer Verschlechterung. Die untere Darstellung zeigt den Laufzeitvorteil des dezentralen Modells beim Lösen des UCP in Sekunden (logarithmische Skala), wobei hier die „User Time“-Ausgaben des CPLEX-Solvers verglichen wurden.

Bei einer ersten Untersuchung im Rahmen dieser Arbeit stellte sich heraus, dass der Laufzeitvorteil des dezentralen Optimierungsmodells nicht ganz den Erwartungen entsprach, die sich aus den in Kap. 4.3 gezeigten Laufzeitunterschieden zwischen $N = 1$ und $N = 10$ bzw. $N = 25$ ergaben (siehe Abb. 4.10 bis 4.12). Demnach wäre beispielsweise bei der Dezentralisierung von $VKW^{Elk2DAA}$ für

6 Demonstration und Evaluation des dezentralen Optimierungsmodells

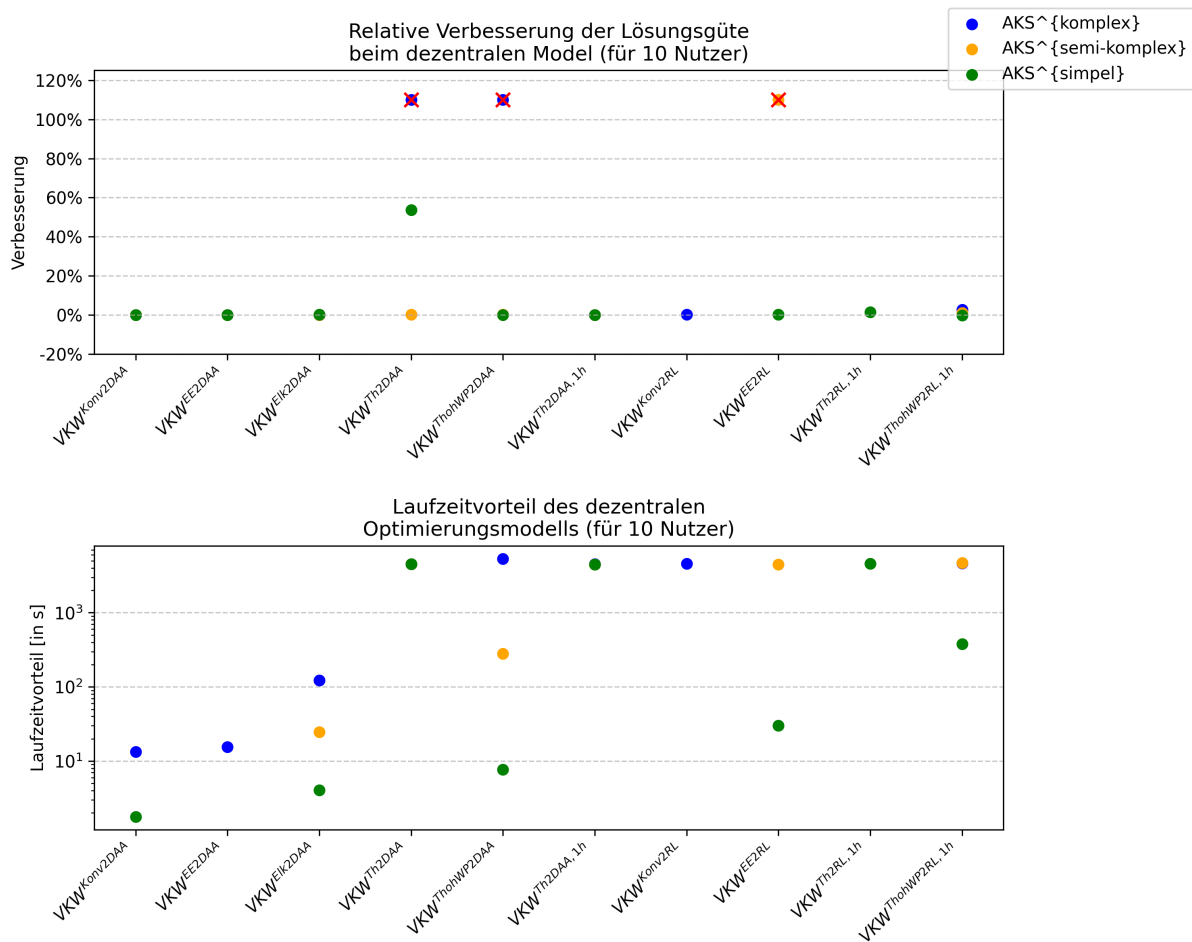


Abbildung 6.5: Vergleich der Lösungsgüte und Rechenzeit des zentralen und dezentralen Optimierungsmodells für unbeschränkte VKW-Szenarien (1/2)

die $AKS^{komplex}$ mit 25 Nutzern eine Reduktion der Laufzeit von 575 auf 2,36 Sekunden erwartbar gewesen. Stattdessen zeigte sich, dass die Rechenzeit bei einigen wenigen Nutzern im dezentralisierten Modell über 15 Minuten betrug. Zurückzuführen ist das zum einen auf teilweise ungünstig entartete Probleme durch eine andersartige Skalierung für einzelne Nutzer, zum anderen führt aber auch das Abbruchkriterium der Lösungsgüte zu einem ungünstigen Skalierungseffekt. Bei kleinen Anlagen mit geringeren Kosten- und Erlösmöglichkeiten stellt das gewählte Abbruchkriterium von 0,5 % eine vergleichsweise hohe Hürde für den Solver dar – deutlich höher, als es beispielsweise bei einer Anlage mit hoher Betriebskostenspanne oder gar einem Pool von Anlagen der Fall wäre, für den der Solver lediglich eine Gesamtlösung finden muss, die bis zu 0,5 % vom globalen Optimum abweicht.

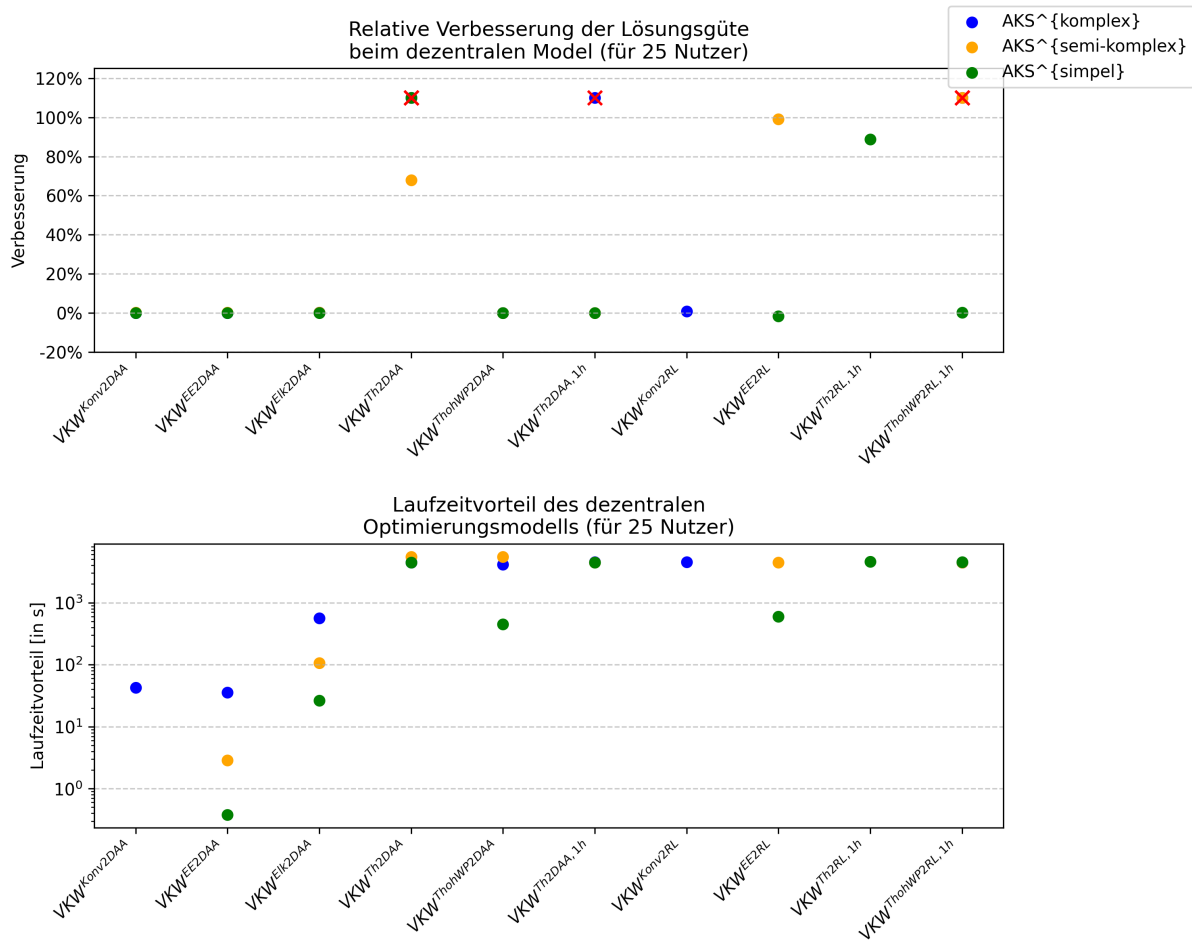


Abbildung 6.6: Vergleich der Lösungsgüte und Rechenzeit des zentralen und dezentralen Optimierungsmodells für unbeschränkte VKW-Szenarien (2/2)

Anders gesprochen ist der Anspruch an die Lösungsgüte insgesamt höher, wenn ein 0,5 %-Kriterium für 25 einzelne Anlagen formuliert wird, als wenn dasselbe Kriterium für alle Anlagen gemeinsam gilt. Diese zusätzliche Optimierungsgenauigkeit führte bei einzelnen Anschlusspunkten zu einem deutlichen Anstieg der Rechenzeit.

In den zunächst in dieser Arbeit generierten Ergebnissen mit dem dezentralen Optimierungsansatz für unlimitierte VKW-Szenarien konnte daher zum einen beobachtet werden, dass die Rechenzeiten teilweise nahe an denen des zentralen Optimierungsmodells lagen (oder zumindest nicht mehr als um den Faktor 10 darunter), zum anderen zeigte sich, dass das gefundene Optimum in manchen Fällen über dem des zentralen Modells lag.

Um den Laufzeitvorteil des dezentralen Optimierungsmodells genauer untersu-

chen zu können, wurde in den in Abb. 6.5 und Abb. 6.6 dargestellten Ergebnissen die zulässige Rechenzeit des zentralen Optimierungsmodells von 5400 auf 900 Sekunden für das dezentrale Modell reduziert. Gleichzeitig wurde das Kriterium für die Dualitätslücke von 0,5 % auf 1 % angehoben.

Trotz dieser Herabsetzung war eine geringfügige Verschlechterung der Lösungsgüte nur in drei von 50 betrachteten Szenarien zu beobachten (zwischen $-0,02\%$ und $-0,15\%$), wohingegen das dezentrale Optimierungsmodell – trotz der gelockerten Anforderungen an die Dualitätslücke und der kürzeren Rechenzeit – die optimale Lösung des zentralen Optimierungsmodells in 26 von 50 betrachteten Läufen leicht verbessern konnte (Verbesserungen zwischen $0,01\%$ und $1,0\%$) und in fünf weiteren Läufen sogar deutlich (zwischen $1,0\%$ und $88,9\%$).

Hervorzuheben ist an dieser Stelle, dass in allen fünf Fällen mit erheblicher Verbesserung das zentrale Optimierungsmodell zuvor aufgrund der Laufzeitlimitierung von 5400 Sekunden mit einem entsprechenden DG abgebrochen hatte. Zusätzlich zu diesen besonders positiven Fällen gab es sogar neun weitere, in denen das zentrale Optimierungsmodell für die gegebene Nutzeranzahl kein UCP-Ergebnis liefern konnte, während das dezentrale Optimierungsmodell eine valide Lösung fand. Diese Extremfälle sind in der obigen Darstellung an einem roten Kreuz über dem jeweiligen Datenpunkt zu erkennen. Da sich in diesen Fällen keine relative Verbesserung berechnen ließ, wurde der Datenpunkt zusätzlich auf einen hohen Pseudo-Wert von 115% gesetzt.

Bezüglich des Rechenzeitvorteils zeigen Abb. 6.5 und Abb. 6.6 deutlich, dass insbesondere bei den komplexeren Szenarien mit mehreren Nutzern ein erheblicher Laufzeitvorteil zu verzeichnen war. Es sei allerdings angemerkt, dass in den Abbildungen aufgrund der logarithmischen Darstellung Laufzeitvorteile von unter 2 Sekunden nicht angezeigt werden können. Solche geringen Vorteile zeigten sich etwa bei $VKW^{Konv2DAA}$ und AKS^{simpel} mit $N = 10$ sowie bei VKW^{EE2DAA} und AKS^{simpel} mit $N = 25$.

Zu Laufzeiteinbußen zwischen -1 und -25 Sekunden kam es darüber hinaus in folgenden Szenarien:

- $VKW^{Konv2DAA}$ und $AKS^{semi-komplex}$ mit $N = 10$,
- VKW^{EE2DAA} und AKS^{simpel} mit $N = 10$,

- VKW^{EE2DAA} und $AKS^{semi-komplex}$ mit $N = 10$,
- $VKW^{Konv2DAA}$ und AKS^{simpel} mit $N = 25$,
- $VKW^{Konv2DAA}$ und $AKS^{semi-komplex}$ mit $N = 25$.

Allen Läufen mit sehr geringen oder sogar negativen Laufzeitvorteilen ist gemein, dass die „User Time“ im zentralen Optimierungsmodell unterhalb von 8 Sekunden lag – sodass hier ohnehin kaum Vorteile zu erwarten waren und der Effekt einer ungünstigen Skalierung für einzelne Nutzer stärker zutage trat.

Es lässt sich somit zusammenfassend sagen, dass der dezentralisierte Ansatz gegenüber dem zentralen Optimierungsmodell vor allem beim Lösen von mittel- bis sehr komplexen UCPs zu einer geringfügigen bis deutlichen Verbesserung der Lösungsgüte beitragen kann – oder in einzelnen Fällen sogar dann noch valide Fahrpläne liefert, wenn das zentrale Optimierungsmodell keinen mehr bereitstellen konnte.

In eben jenen mittel bis sehr komplexen Anwendungsfällen zeigt sich auch ein erheblicher Laufzeitvorteil des dezentralen Optimierungsmodells. Zusätzlich lässt sich feststellen, dass der dezentrale Ansatz erwartungsgemäß nur gering auf eine steigende Nutzeranzahl reagiert.

Diese Beobachtungen sind insbesondere deshalb erfreulich, da bei wirtschaftlich operierenden VKWs in Zukunft eine Vielzahl von Anschlusspunkten mit zunehmend komplexen Anschlussbedingungen zu erwarten ist – und gleichzeitig keine koppelnden Nebenbedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb berücksichtigt werden müssen. Der hier vorgestellte Ansatz zur Dezentralisierung eignet sich für diese Anwendungsfälle daher in besonderem Maße.

Es sei an dieser Stelle dennoch abschließend hervorgehoben, dass die Erwartungen bezüglich des Rechenzeitvorteils bei stark inhomogenen VKWs aufgrund der stark variierenden Lösungszeiten einzelner Nutzer relativiert werden müssen. Für eine praktische Anwendung bedarf es daher zusätzlicher Maßnahmen – etwa einer Anhebung des zulässigen Dualitätsgaps sowie einer Reduktion der erlaubten Optimierungszeit –, wie sie in dieser Arbeit exemplarisch demonstriert wurden.

6.3 Vergleich des zentralen und dezentralen UCPs für VKW-Szenarien mit beschränkenden Limits

In Ergänzung zum zuvor durchgeführten Vergleich des zentralen und dezentralen Modells für unbeschränkte Optimierungsprobleme wurden die VKW-Szenarien im nächsten Schritt um Leistungsbeschränkungen auf VKW-Ebene erweitert, wodurch die zuvor als optimal identifizierten Fahrpläne ungültig wurden. Die Leistungslimits und Toleranzen wurden dabei so gewählt, dass es nach der initialen Optimierung in mindestens drei Zeitintervallen zu einer Verletzung der zulässigen Leistungsbänder kam. Das daraus resultierende VKW-Szenario wurde anschließend sowohl mit dem zentralen als auch dem dezentralen Optimierungsmodell erneut gelöst, wobei Letzteres nun in jedem Fall zu mindestens einer Iteration gezwungen war.

Zur Bewertung der Leistungsfähigkeit des dezentralen Optimierungsmodells wurden 12 der in Kap.6.2 eingeführten 50 Szenarien ausgewählt. In allen betrachteten Szenarien lag die Nutzeranzahl bei zehn, was im Vergleich zu potenziellen Realanwendungen einer sehr geringen Zahl von Anschlusspunkten entspricht. Eine Erhöhung der Nutzerzahl war im Rahmen dieser Arbeit aber aufgrund der Ausführung auf einem Einzelrechner mit dem Semaphor-Aufbau (siehe Kapitel 5.2) nicht mit vertretbaren Laufzeiten möglich.

Bei der Bewertung der Robustheit des dezentralen Optimierungsmodells ist dieser beschränkte Versuchsaufbau zu berücksichtigen. Die geringe Zahl an Nutzern, die auf Preisanpassungen reagieren können, kann das Sensitivitätsverhalten des dezentralen Optimierungsproblems zusätzlich verstärken – insbesondere im Hinblick auf dessen potenziell injektiven Charakter, also die eindeutige Abbildung von Preissignalen auf die aggregierte Lastverteilung (siehe Kapitel 2.3.4). Es ist daher gut möglich, dass bei größeren Versuchsaufbauten ein robusteres und besser konvergierendes Verhalten beobachtet worden wäre. Eine weitergehende Untersuchung war im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht möglich.

Die ausgewählten Szenarien, einschließlich der jeweils angesetzten Leistungsgrenzen und Toleranzen, sind in Tabelle 6.1 dargestellt.

Insgesamt decken die gewählten Kombinationen aus *Konv*-, *EE*-, *Elk*- und

ThohWP-Szenarien mit jeweils einfacher und komplexer *AKS*-Ausprägung nahezu die gesamte Bandbreite der in Kap. 6.2 behandelten Fälle für die DAA-Optimierung ab. Eine Ausnahme bilden thermische VKW-Szenarien: Aufgrund der andernfalls sehr hohen Laufzeiten im Semaphor-Setting wurden hier nur Varianten ohne Wärmepumpe berücksichtigt. Für die komplexeren *AKS*-Ausprägungen wurde die Stromproduktblockgröße zudem auf eine Stunde angehoben, um die Laufzeit zu reduzieren.

Der in Kapitel 5.4.4 entwickelte Ansatz zur genaueren Berücksichtigung von Lastgradienten in der Regelleistungsvermarktung konnte im Rahmen der dezentralen Optimierungsanalyse ebenfalls nicht berücksichtigt werden. Bezüglich der Regelleistungsvermarktung wurden lediglich zwei VKW-Szenarien analysiert, die jedoch mit dem vergleichsweise simplen VKW^{EE2RL} -Szenario und der Betrachtung thermisch geprägter Anschlusspunkte ($VKW^{ThohWP2RL,1h}$) eine große Komplexitätsbandbreite abdecken.

Die Ergebnisse des Vergleichs zwischen zentralem und dezentralem Optimierungsmodell sind in den Abbildungen 6.7 und 6.8 dargestellt. Zur besseren Übersicht erfolgt die Darstellung jeweils in drei Abschnitten. Im oberen Bereich ist der Zielfunktionswert des dezentralen Optimierungsmodells als Punkt, der des zentralen Modells als horizontaler Strich eingetragen.

Szenario	$\overline{P}^{\max\text{LimitPos}}$	$\overline{P}^{\max\text{LimitNeg}}$	Toleranz
$VKW^{Konv2DAA}, AKS^{\text{simpel}}$	105 kW	105 kW	15 kW
$VKW^{Konv2DAA}, AKS^{\text{semi-komplex}}$	40 kW	40 kW	15 kW
$VKW^{Konv2DAA}, AKS^{\text{komplex}}$	65 kW	65 kW	10 kW
$VKW^{EE2DAA}, AKS^{\text{simpel}}$	155 kW	155 kW	15 kW
$VKW^{EE2DAA}, AKS^{\text{semi-komplex}}$	100 kW	100 kW	15 kW
$VKW^{EE2DAA}, AKS^{\text{komplex}}$	100 kW	100 kW	15 kW
$VKW^{Elk2DAA}, AKS^{\text{simpel}}$	210 kW	210 kW	20 kW
$VKW^{Elk2DAA}, AKS^{\text{komplex}}$	140 kW	140 kW	15 kW
$VKW^{ThohWP2DAA}, AKS^{\text{simpel}}$	420 kW	420 kW	25 kW
$VKW^{ThohWP2DAA,1h}, AKS^{\text{komplex}}$	320 kW	320 kW	30 kW
$VKW^{EE2RL}, AKS^{\text{simpel}}$	150 kW	100 kW	20 kW
$VKW^{ThohWP2RL,1h}, AKS^{\text{simpel}}$	390 kW	390 kW	25 kW

Tabelle 6.1: Übersicht der betrachteten Szenarien mit $N = 10$: Leistungsgrenzen und Toleranzbänder

Da das dezentrale Optimierungsmodell zusätzlich zu den festen Leistungsgrenzen $\overline{P}^{\max\text{LimitPos}/\min\text{LimitPos}}$ ein Toleranzband verwenden darf, während das zentrale Modell diese Grenzen strikt einhalten muss, ergibt sich daraus ein theoretischer Vorteil für die dezentrale Lösung. Auch wenn bei der Preisanpassung nicht auf eine Ausreizung dieser Toleranzen abgezielt wird (siehe Kap. 5.4.4), wurde für jedes zentrale Szenario zusätzlich ein zweiter Optimierungslauf durchgeführt, bei dem die Grenzwerte um $\frac{\overline{Tol}}{2}$ erweitert wurden. So lassen sich die Ergebnisse des dezentralen Modells besser einordnen. In den Ab-

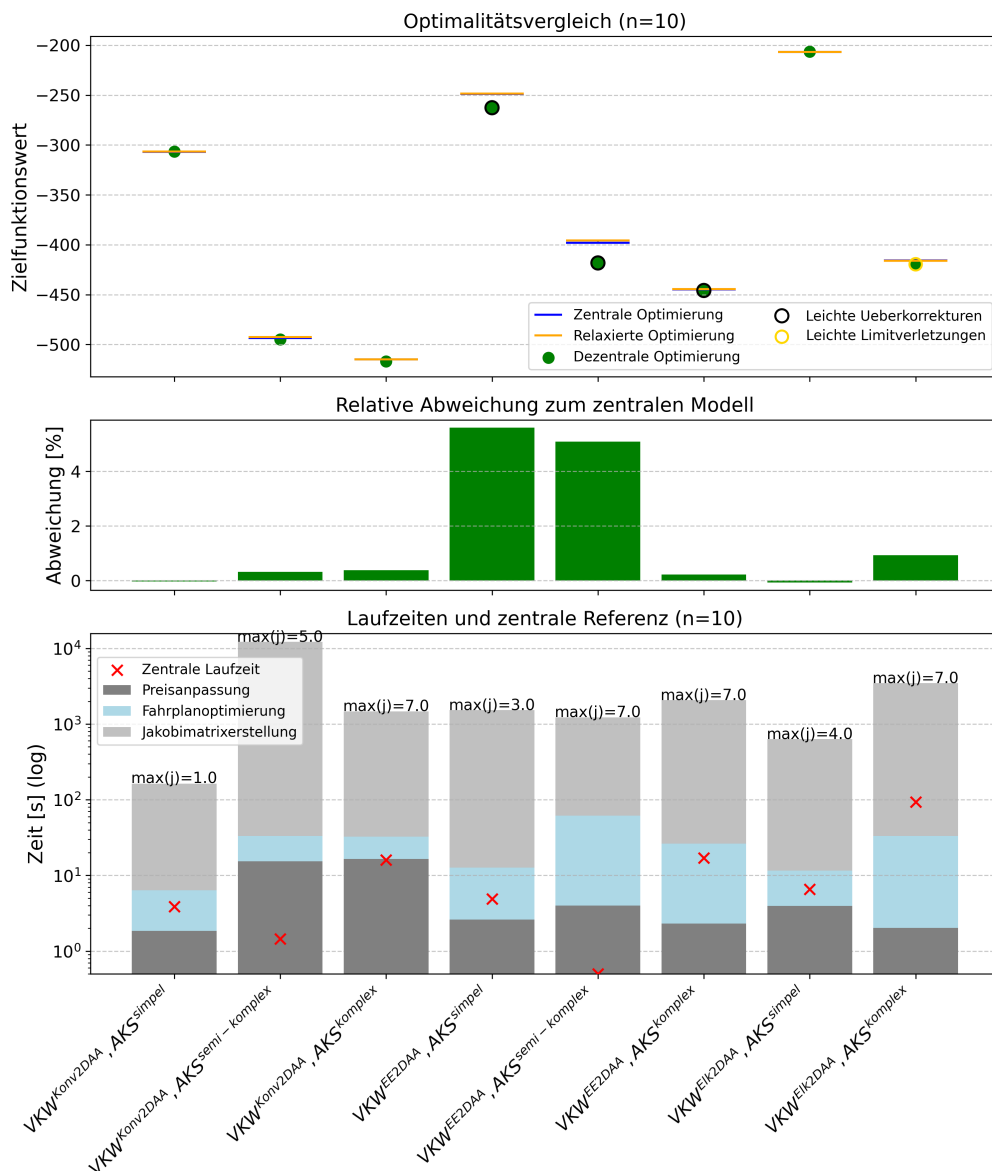


Abbildung 6.7: Vergleich der Lösungsgüte und Rechenzeit des zentralen und dezentralen Modells für beschränkte VKW-Szenarien (1/2)

bildungen ist der ursprüngliche Zielfunktionswert des zentralen Modells durch einen blauen Strich, der erweitert durch einen gelben Strich gekennzeichnet. Sofern sowohl das zentrale als auch das dezentrale Optimierungsmodell eine zulässige und optimale Lösung liefern konnten, ist zu erwarten, dass sich der Zielfunktionswert des dezentralen Modells zwischen den beiden Werten des zentralen Modells (mit und ohne Toleranzerweiterung) oder leicht unterhalb des ursprünglichen zentralen Werts befindet.

In allen betrachteten Szenarien konnte das zentrale Optimierungsmodell je-

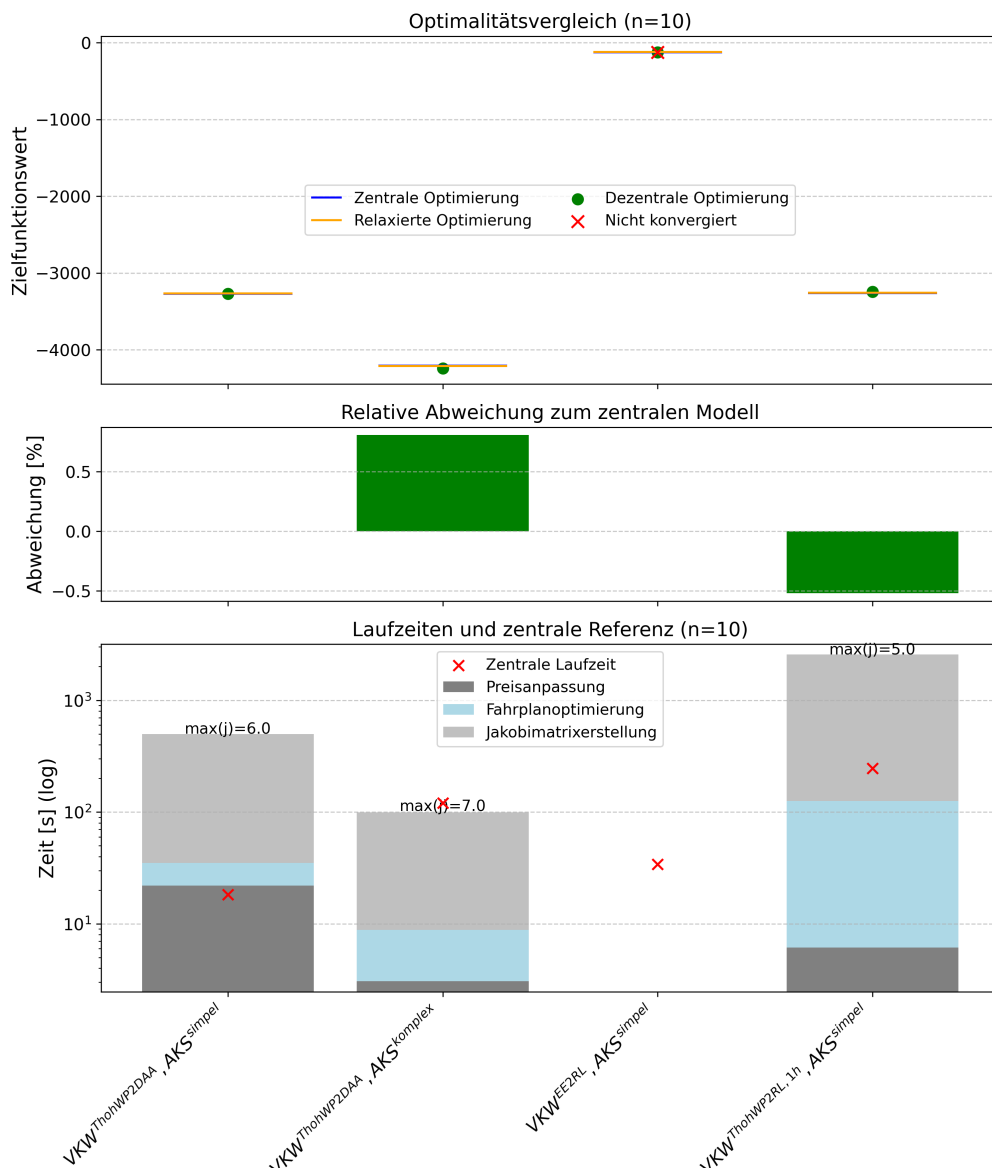


Abbildung 6.8: Vergleich der Lösungsgüte und Rechenzeit des zentralen und dezentralen Modells für beschränkte VKW-Szenarien (2/2)

weils das Optimum berechnen. Für das dezentrale Modell wird zusätzlich zum Zielfunktionswert durch ein Symbol am Datenpunkt gekennzeichnet, wenn die Leistungsgrenzen inklusive Toleranzband nach Abschluss des Optimierungsvorgangs nicht eingehalten wurden:

- **Schwarzer Kreis („Leichte Überkorrektur“):** Der Fahrplan ist zulässig, weist aber Überanpassungen des Fahrplans auf und ist daher vermutlich nicht optimal (siehe Kap. 5.4.1).
- **Gelber Kreis („Toleranzverletzung“):** Die zulässige Leistungsgrenze wurde leicht überschritten, einschließlich Toleranzband.
- **Rotes Kreuz („Nicht konvergiert“):** In keiner Iteration konnte eine Verbesserung der Limitverletzungen erzielt werden; das Modell konvergierte nicht sinnvoll.

Da die Optimierungsergebnisse häufig nahe beieinanderliegen, zeigt die mittlere Darstellung in beiden Abbildungen nochmals die relative Abweichung des Zielfunktionswerts des dezentralen Optimierungsmodells vom ursprünglichen zentralen Problem in Prozent. Eine positive Abweichung bedeutet, dass das zentrale Optimierungsmodell eine bessere Lösung gefunden hat; ein negativer Wert zeigt eine überlegene Lösung des dezentralen Modells an.

Im unteren Bereich der Abbildungen ist die Laufzeit der Modelle in Sekunden auf einer logarithmischen Skala dargestellt.

Die Laufzeit des zentralen Optimierungsmodells ist durch ein rotes Kreuz markiert. Beim dezentralen Modell wird die Laufzeit in drei Anteile aufgeteilt:

- die Zeit für die Preisanpassung auf AA-Level über alle Iterationen hinweg,
- die Zeit für die Fahrplanoptimierung über alle Iterationen hinweg
- sowie die Zeit für die Erstellung der Sensitivitätsmatrizen über alle Iterationen hinweg.

Diese Zeitanteile werden als gestapelte Balken dargestellt. Die Anzahl der Iterationen ist jeweils oberhalb des Balkens angegeben.

Bei der Betrachtung von Abb. 6.7 und 6.8 und der Analyse der Optimierungsergebnisse sind die folgenden Ergebnisse hervorzuheben:

1. Zulässigkeit der Lösung

Insgesamt wurden nur zwei Szenarien identifiziert, bei denen keine zulässige Lösung gefunden werden konnte, bei denen also die Leistungsbegrenzung inklusive Toleranzband verletzt wurde.

Im Szenario VKW^{EE2RL} , $AKS^{simplel}$ ist das in besonders starker Ausprägung der Fall: Hier konnte innerhalb von sieben Iterationen keine zulässige Lösung erzielt werden, bzw. die Ergebnisse verschlechterten sich sogar von Iteration zu Iteration. Zurückzuführen ist das vermutlich auf die stark verschränkte zeitliche Struktur des Problems, da hier für die Stromvermarktung Viertelstundenslots und für die Regelleistungsvermarktung hingegen Vier-Stunden-Blöcke angesetzt wurden. Dadurch ergibt sich eine direkte Verschränkung von insgesamt 17 Produktblöcken je Regelleistungsblock, deren wechselseitige Abhängigkeit die Genauigkeit der aggregierten Sensitivitätsmatrizen vermutlich stark einschränkt. Entsprechend stellte sich kein Konvergenzverhalten ein.

Ob die Kombination großer Regelleistungsblöcke mit hochaufgelösten Zeitrastern in Verbindung mit einer Lagrange-Relaxation grundsätzlich problematisch ist, oder ob eine größere Nutzeranzahl das Konvergenzverhalten verbessern würde, ließ sich im Rahmen der vorliegenden Arbeit mit dem entwickelten Semaphor-Ansatz nicht weiter untersuchen. Bemerkenswert ist jedoch, dass das deutlich komplexere Regelleistungsszenario $VKW^{ThohWP2RL,1h}$, $AKS^{simplel}$ – unter Verwendung von größeren Zeitscheiben im Strommarkt – problemlos gelöst werden konnte. Damit erscheint eine Realanwendung mit Regelleistung grundsätzlich möglich sofern die zeitliche Auflösung für die Stromproduktblöcke nicht zu fein gewählt wird.

Ein weiteres Szenario mit zunächst unzulässigem Ergebnis ist $VKW^{Elk2DAA}$, $AKS^{komplex}$. Eine genauere Analyse zeigte jedoch, dass lediglich zwei geringfügige Verletzungen der Toleranzgrenzen vorlagen: eine Überschreitung um 1,43 kW in einem Zeitintervall und um 0,98 kW in einem weiteren Produktblock. Auch das Dualitätsgap lag mit unter 1 % nahe an der zentralen Lösung und somit nur geringfügig von der Optimalität entfernt. Besonders bemerkenswert ist dies vor dem Hintergrund der Speicherintegration und der modellierten Mindest-An- und Abschaltzeiten, die ebenfalls eine relativ starke zeitliche Verschränkung verursachen.

2. Optimalität der gefundenen Lösung

Unter dem Gesichtspunkt der Optimalität bzw. des Dualitätsgaps stehen neben den bereits zuvor erwähnten Fällen insbesondere die drei VKW^{EE2DAA} -Szenarien hervor, bei denen in keinem Fall eine optimale Lösung erzielt werden konnte. Dass in diesen vergleichsweise einfach strukturierten Szenarien – ohne Batteriespeicher, thermische Anwendungen oder Regelleistungsvermarktung – zwar zulässige, aber nicht-optimale Lösungen generiert wurden, erscheint auf den ersten Blick überraschend. Eine plausible Erklärung findet sich aber im hohen Anteil an durch Fördermodelle nicht preissensitiven EE -Anlagen. Diese führen zu einem deutlich eingeschränkten Reaktionsverhalten des Systems auf Preisvariationen, was die Konvergenz des dezentralen Ansatzes erschwert und zu einem Über- bzw. Unterschwingen um die zulässige Leistungsbandgrenze führen kann. Bei einer Realanwendung mit vielen hundert Anschlusspunkten und höherem Anteil an preissensitiven Anlagen ist jedoch davon auszugehen, dass dieses Verhalten stark abgeschwächt oder gar nicht mehr auftritt.

Für alle anderen betrachteten Szenarien konnte der dezentrale Optimierungsansatz eine dem zentralen Modell nahezu gleichwertige Lösung liefern.

Im Fall von $VKW^{ThohWP2RL}$ wurde die vom zentralen Modell berechnete Lösung sogar übertroffen – und das ohne eine Verletzung des Toleranzbands. Die in diesem Szenario gemessene Nicht-Optimalität der zentralen Lösung ist auf das für alle zentralen Läufe voreingestellte Dualitätsgap von 0,5 % zurückzuführen (siehe Kapitel 4.3).

3. Laufzeitauswertung

Bei der Betrachtung der Laufzeiten fällt auf, dass der dezentrale Optimierungsansatz nur im Szenario $VKW^{ThohWP2DAA}$, $AKS^{komplex}$ mit 100 Sekunden eine geringfügig kürzere Laufzeit aufweist als der zentrale Optimierungsansatz. In allen anderen betrachteten Szenarien war die Laufzeit des zentralen Verfahrens deutlich geringer.

Diese Tendenz war aufgrund der geringen Anzahl betrachteter Netzanchlusspunkte grundsätzlich zu erwarten. Hervorzuheben ist dennoch, dass der dezentrale Optimierungsansatz – mit Ausnahme des Szenarios

$VKW^{Konv2DAA}$, $AKS^{semi-komplex}$ – in allen Fällen Laufzeiten zwischen 1 und 43 Minuten aufwies und damit praxistaugliche Resultate erzielen konnte. Dabei entfiel, wie zu erwarten, der Großteil der Rechenzeit jeweils auf die Erstellung der Sensitivitätsmatrizen, die sich aber theoretisch – entsprechende Rechenleistung und Solver-Lizenzen vorausgesetzt – innerhalb einer Iteration parallelisieren ließe.

Vor dem Hintergrund der in realen VKW-Anwendungen zu erwartenden hohen Nutzerzahlen erscheint eine agentenbasierte, mittels Lagrange-Relaxation dezentralisierte Fahrplanoptimierung somit als vielversprechender Ansatz, um die in Bezug auf Skalierbarkeit stark begrenzten Möglichkeiten eines zentralen MILP-Modells zu überwinden. Die in Kap. 5.3.2 beschriebene Nutzung von Warm-Starts erwies sich nicht als durchgängig zuverlässige Methode zur Laufzeitreduktion. Zwar konnten bei der Fahrplanerstellung in Optimierungen nach dem Initiallauf teilweise gleichbleibende, teils bis zu halbierte Rechenzeiten beobachtet werden. Bei der Erstellung der Sensitivitätsmatrix zeigten sich jedoch sowohl Fälle mit reduzierten als auch mit verdoppelten Laufzeiten im Vergleich zur Berechnungsdauer der jeweils ersten Sensitivitätsmatrix.

7 Zusammenfassung und Ausblick

7.1 Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit konnte erfolgreich ein zentrales Optimierungsmodell zur Fahrplanoptimierung virtueller Kraftwerke mit einer großen Bandbreite an Anlagentypen und -charakteristika entwickelt werden. Durch die Entwicklung eines Bilanzierungsmodells mit drei verschiedenen Ebenen (Anlagenebene, Nutzer-/Anschlusspunkt- und VKW-Ebene) konnten dabei Limitierungs- und Kostenstrukturen verschiedenster Art berücksichtigt werden. Dazu zählen beispielsweise die Effizienz- und Leistungscharakteristik diverser Anlagen (insbesondere von *WP*- und *KWK*-Anlagen) sowie die Einspeise- und Bezugslimitierungen auf Anlagen-, Anschlusspunkt- oder Gesamtsystemebene. Ebenso konnten Vergütungsstrukturen für Einspeisung und Eigenverbrauch von Strom modelliert werden.

Diese gemeinsame Betrachtung von Vergütungsmodellen, lokalen Kostenstrukturen, Day-Ahead- und Intraday-Fahrplanoptimierung in Kombination mit der Berücksichtigung von Primär- und Sekundärregelungsverpflichtungen in einem zentralen Optimierungsansatz ist bislang einmalig in der Forschung.

Durch die Abbildung von Mobilitäts-, thermischen und elektrischen Profilen können bei der Fahrplanausgestaltung die Bedürfnisse hinter dem Anschlusspunkt berücksichtigt werden. Gleichzeitig ermöglicht die detaillierte Abbildung von Regelleistungsanforderungen – wie garantierten Lastrampen oder einzuhaltenden Speicherfüllständen während der Regelleistungsvorhaltung – eine gleichzeitige Optimierung des Fahrplans in Bezug auf Strommarkt- und Regelleistungsmarktsignale sowie auf gängige Vergütungsmodelle für *EEG*- und *KWK*-Anlagen.

Die Einzelaspekte des Optimierungsmodells konnten zunächst anhand reduzierter VKW-Szenarien mit bis zu fünf Anschlusspunkten pro Szenario demonstriert werden. Anschließend wurde das Laufzeitverhalten des zentralen Optimierungsmodells anhand von 150 verschiedenen Szenarien für unterschiedlich komplexe VKW-Konstellationen mit bis zu 100 Anschlusspunkten untersucht. Während einfache VKW-Konstellationen auch bei vergleichsweise großen An-

schlusspunktzahlen noch performant gelöst werden konnten, zeigte sich, dass bei komplexen Anlagenkonfigurationen – insbesondere bei realistischer Abbildung von Wärmepumpeneffizienzen und der Berücksichtigung von Strafkosten für Lastwechsel infolge ungünstiger Batteriespeicherladehübe – die Rechenzeit bereits bei wenigen Anschlusspunkten den für reale Anwendungen akzeptablen Rahmen verlässt.

Dieser Effekt wurde zusätzlich durch die gleichzeitige Optimierung von Regelleistungsfahrplänen verstärkt. Insbesondere die Berücksichtigung von Lastgradienten führte – basierend auf einer neu entwickelten Modellierungsmethode zur MILP-basierten Optimierung von Regelleistungsfahrplänen, in der erstmals die Reduktion von Lastgradienten durch Regelleistungsverpflichtungen berücksichtigt wurde und darauf aufbauend die Lastrampen innerhalb einer Vermarktungszeitscheibe durch eine Diskretisierung der Fahrplanintervalle variabel gestaltet wurden – zu einer erheblichen Zunahme an Binärvariablen pro Zeitintervall und lastgradientenbeschränkter Anlage.

Der im Rahmen dieser Arbeit entwickelte und implementierte dezentrale Optimierungsansatz, der das von [89] verwendete Dezentralisierungsverfahren mittels Lagrange-Relaxation und Newton-Raphson-Verfahren (NRV) aufgreift, wurde mit dem Ziel entwickelt, ein besseres Laufzeitverhalten zu erzielen und gleichzeitig die Notwendigkeit zur Weitergabe von Anlagen- und Anschlusspunktinformationen an eine zentrale Instanz zu vermeiden. Damit wurde dieser Dezentralisierungsansatz erstmals in einem noch praxisnäheren Kontext eingesetzt, da die betrachteten Anlagenmodelle eine vergleichsweise hohe Detailtiefe aufweisen und eine breite Vielfalt an Anlagentypen – einschließlich komplexer thermischer Anlagen – abbilden.

Die Modellperformance wurde anhand ausgewählter Szenarien aus der vorherigen Evaluation des zentralen Optimierungsmodells untersucht und das Dualitäts-Gap bewertet. Insbesondere bei komplexeren VKW-Szenarien ohne übergeordnete Fahrplanlimitierungen oder Festlegungen (im Sinne der zentralen Optimierung sogenannte Kopplungsbedingungen) konnte das Laufzeitverhalten des zentralen Optimierungsmodells in allen Fällen unterschritten werden.

Mit zunehmender Szenarienkomplexität fiel der Laufzeitvorteil des dezentralen Ansatzes teilweise deutlich höher aus. Gleichzeitig konnte gezeigt werden, dass sich die Laufzeit bei steigender Anzahl von Anschlusspunkten nicht oder

nur geringfügig erhöht.

Diese Erkenntnis ist insbesondere deshalb relevant, weil wirtschaftlich operierende Virtuelle Kraftwerke häufig keine oder nur wenige Kopplungsbedingungen zwischen den Anschlusspunkten aufweisen. Ein auf der Lagrange-Relaxation basierender dezentraler Optimierungsansatz stellt daher eine effiziente Methode zur Fahrplanoptimierung für eine Vielzahl realer Anwendungsfälle dar – und garantiert dabei sogar das globale Optimum.

Es wurde gezeigt, dass sich auf diese Weise auch für die komplexesten Anlagenzusammensetzungen sowie für die in dieser Arbeit entwickelten detaillierten Anlagenmodelle ein optimaler bzw. sehr guter Fahrplan mit geringem Dualitäts-Gap finden ließ. Dies trifft sogar dann zu, wenn zusätzlich der neu entwickelte Ansatz zur optimalen Vermarktung von Regelleistung berücksichtigt wurde. Lediglich bei einer Kombination besonders komplexer Anschlusspunkte mit Wärmepumpe und Regelleistungsvermarktung war eine Reduktion der zeitlichen Auflösung der Fahrplanoptimierung bereits für einen Nutzer erforderlich, um die Rechenzeit auf einem praktikablen Niveau zu halten.

Bei der Betrachtung von VKW-Szenarien mit übergeordneten Kopplungsbedingungen, die so parametrisiert wurden, dass sich für die gegebenen Preissignale zunächst keine zulässige Lösung finden ließ, relativierte sich der Laufzeitvorteil des dezentralen Optimierungsverfahrens – zumindest bei den betrachteten niedrigen Anschlusspunktzahlen.

Dies ist auf den vergleichsweise hohen Rechenaufwand zur Erstellung der Sensitivitätsmatrix zurückzuführen. Abhängig von der Komplexität der betrachteten Anschlusspunkte ist daher eine gewisse Mindestanzahl erforderlich, bevor das dezentrale Verfahren den zentralen Ansatz im Hinblick auf das Laufzeitverhalten übertreffen kann. Je komplexer die Anschlusspunkte, desto geringer fällt diese erforderliche Mindestanzahl aus.

Dennoch zeigte sich bei den untersuchten Szenarien mit 10 Nutzern, dass das dezentrale Modell in 10 von 12 betrachteten Fällen praktikable Laufzeiten von unter einer Stunde erreichte und in einem Fall sogar bereits die Laufzeit des zentralen Modells unterschreiten konnte.

Bezüglich der Lösungsgüte konnte der dezentrale Optimierungsansatz in den meisten Fällen identische oder nahezu identische Ergebnisse wie das zentrale Modell erzielen. Einschränkungen zeigten sich lediglich bei Szenarien mit stark zeitlich verschränkten Produktblöcken – etwa bei der gleichzeitigen Be-

rücksichtigung von viertelstündlichem Stromhandel und Vier-Stunden-Blöcken für die Regelleistungsvermarktung – sowie bei einem zu geringen Anteil preissensitiver Anlagen. Dennoch wurden auch in diesen Fällen in drei von vier betrachteten Szenarien noch akzeptable Fahrpläne berechnet.

Das im Rahmen dieser Arbeit umgesetzte Wärmepumpenmodell sowie die neu entwickelte Methode zur Berücksichtigung von Lastgradienten in der Regelleistungsvermarktung konnten im Rahmen der dezentralen Optimierung mit Kopplungsbedingungen bislang nicht getestet werden. Eine Integration dieser Komponenten stellt somit einen wichtigen Ansatzpunkt für zukünftige Arbeiten dar.

7.2 Ausblick

Obwohl im Rahmen dieser Arbeit ein sehr umfangreiches zentrales Optimierungsmodell entwickelt und anschließend dezentralisiert wurde, erweist sich der Themenkomplex der optimalen Bewirtschaftung von Virtuellen Kraftwerken als noch vielschichtiger. Dabei bieten sich sowohl hinsichtlich der Anwendung der vorgestellten Lösung in einem Produktivsystem als auch im Hinblick auf wissenschaftliche Fragestellungen eine Vielzahl möglicher Anknüpfungspunkte, die in diesem Kapitel kurz aufgeführt werden sollen.

Zum einen hält die Annahme perfekter Strom- und Lastpreisprognosen den Anforderungen einer praktischen Anwendung nicht stand. Das hier vorgestellte Verfahren müsste daher zumindest um entsprechende Prognoseverfahren erweitert werden. Insbesondere wenn die prognostizierten Zeitreihen nicht als sicher angenommen werden sollen, öffnet sich die Problemstellung hin zur stochastischen Optimierung von UCPs. Einzelne Lösungsansätze – wie z. B. Chance Constraints – könnten dabei weitgehend problemlos in den Dezentralisierungsansatz eingeführt werden, ohne dass sich die Aussagen zur Lösungsgüte und Laufzeitperformance grundsätzlich ändern würden. Für zukünftige Forschungsarbeiten könnte hingegen die Kombination szenarienbasierter UCPs mit der Dezentralisierung mittels Lagrange-Relaxation und NRV von besonderem Interesse sein.

Eine weitere spannende Fragestellung ergibt sich aus der Verpflichtung zur Vor-

haltung von Regelleistung in einem Anlagenpool. Diese kann innerhalb eines Produktblocks theoretisch zu unterschiedlichen Zeitpunkten von verschiedenen Netzanschlusspunkten und deren Anlagen übernommen werden. Während diese Charakteristik in einem zentralen Optimierungsmodell problemlos abgedeckt werden kann, gestaltet sich die Auswahl einer optimalen Regelleistungsallokation bei einer Dezentralisierung als nicht trivial. Aus diesem Grund wurde in der vorliegenden Arbeit auf das Potenzial der anschlusspunktübergreifenden Bereitstellung von Regelleistungsblocken verzichtet. Dieser Aspekt könnte jedoch in zukünftigen Forschungsarbeiten erneut aufgegriffen werden.

Zu guter Letzt ist in dieser Arbeit stets davon ausgegangen worden, dass prognostizierte Preise an den *DAA*-, *IDA*- und Regelleistungsmärkten tatsächlich so eintreten. Diese Annahme – geeignete Prognosemethoden vorausgesetzt – dürfte für den *DAA*-, *IDA*- und *PRL*-Markt aufgrund der markträumungspreisbasierten Auktionsmodelle in einer realen Anwendung vermutlich gut funktionieren. Allerdings ist insbesondere bei den Sekundärregelleistungsmärkten und im Hinblick auf die in dieser Arbeit nicht betrachteten *IDC*-Märkte das Erlöspotenzial stark von der Angebotsstrategie des VKW- oder Anschlusspunktbetreibers abhängig. Daher sind hier Optimierungsmethoden für die Entwicklung einer optimalen Angebotsstrategie erforderlich (siehe hierzu z. B. [67]).

Im Rahmen zukünftiger Forschungsarbeiten könnten die in dieser Arbeit entwickelten Modellierungsansätze zur Betrachtung von Regelleistung sowie EEG- und KWKG-Vergütung aufgegriffen und in Methoden zur Optimierung einer Angebotsstrategie überführt werden. Dadurch ließe sich ein Konzept für eine optimale Angebotsstrategie entwickeln, die alle gängigen Märkte umfassend berücksichtigt.

Literatur

- [1] 50hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW. *Präqualifikationsbedingungen für die Erbringung von Regelleistung*. Techn. Ber. Juni 2022. URL: [https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/staticfiles/regelleistung/pqbedingungen\(stand03.06.2022\).pdf](https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/staticfiles/regelleistung/pqbedingungen(stand03.06.2022).pdf) (besucht am 04.09.2024).
- [2] 50hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW. *Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen")*. Techn. Ber. Juni 2022. (Besucht am 24.08.2024).
- [3] 50hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW. "Process Description - Nomination of schedules in Germany". en. In: (Jan. 2023).
- [4] 50hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW. *Prozessbeschreibung - Fahrplananmeldung in Deutschland*. de. Techn. Ber. 4.5. Apr. 2023. URL: https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/7/0/4/1/70415b96538613aa8aace7d020f553b428f1796e/AG%5C%20FPM_Prozessbeschreibung_Fahrplananmeldung_v4.5_DE_final.pdf (besucht am 24.08.2024).
- [5] 50hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW. *Zusätzliche Anmerkungen zum „Erlaubten Arbeitsbereich“, „Gefährdeten Zustand“ und „Reservebetrieb“*. de. Techn. Ber. Berlin, Bayreuth, Dortmund, Stuttgart, Nov. 2023. URL: <https://www.regelleistung.net/en-us/Info-for-suppliers/How-to-become-a-Balancing-service-provider> (besucht am 18.09.2024).
- [6] 50hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW. *Präqualifizierte Leistung in Deutschland*. de. Statistikdatei. 2024. URL: [https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/staticfiles/regelleistung/pq-leistungindeutschland\(stand01.01.2023\).pdf](https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/staticfiles/regelleistung/pq-leistungindeutschland(stand01.01.2023).pdf) (besucht am 05.10.2024).

- [7] 50hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW. *Netztransparenz.de - Aktivierte Regelleistung*. URL: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Regelenergie/Daten-Regelreserve/Aktivierte-Regelleistung> (besucht am 13. 12. 2024).
- [8] Arman Alahyari, Mehdi Ehsan und MirSaeed Mousavizadeh. "A hybrid storage-wind virtual power plant (VPP) participation in the electricity markets: A self-scheduling optimization considering price, renewable generation, and electric vehicles uncertainties". en. In: *Journal of Energy Storage* 25 (Okt. 2019), S. 100812. ISSN: 2352152X. DOI: 10.1016/j.est.2019.100812. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X19301148> (besucht am 12. 12. 2024).
- [9] Shimon Awerbuch und Alistair M. Preston, Hrsg. *The virtual utility: accounting, technology & competitive aspects of the emerging industry*. Topics in regulatory economics and policy 26. Boston: Kluwer Academic Publisher, 1997. ISBN: 978-0-7923-9902-5.
- [10] K. El Bakari und W. L. Kling. "Virtual power plants: An answer to increasing distributed generation". In: *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*. Gothenburg, Sweden: IEEE, Okt. 2010, S. 1–6. ISBN: 978-1-4244-8508-6. DOI: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638984. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5638984/> (besucht am 05. 10. 2024).
- [11] bdew. *Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz - Diskussionspapier*. Techn. Ber. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Feb. 2017. URL: https://www.bdew.de/media/documents/20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Smart-Grids.pdf (besucht am 24. 08. 2024).
- [12] Tobias Alexander Beck. *Optimal operation, configuration and sizing of energy storage and energy conversion technologies for residential house energy systems*. eng. Studien zu Infrastruktur und Ressourcenmanagement Band 11. Berlin: Logos Berlin, 2020. ISBN: 978-3-8325-5098-1.
- [13] Aharon Ben-Tal, Gideon Eiger und Vladimir Gershovitz. "Global minimization by reducing the duality gap". en. In: *Mathematical Programming* 63.1-3 (Jan. 1994), S. 193–212. ISSN: 0025-5610, 1436-4646. DOI:

- 10.1007/BF01582066. URL: <http://link.springer.com/10.1007/BF01582066> (besucht am 13. 10. 2024).
- [14] Deborah Bilgic, Alexander Koch, Guanru Pan und Timm Faulwasser. “Toward data-driven predictive control of multi-energy distribution systems”. en. In: *Electric Power Systems Research* 212 (Nov. 2022), S. 108311. ISSN: 03787796. DOI: 10.1016/j.epsr.2022.108311. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779622004928> (besucht am 12. 12. 2024).
- [15] Martin Braun. “Virtual power plants in real applications: Pilot demonstrations in Spain and England as part of the european project FENIX”. In: *Fraunhofer IWES* (Jan. 2009).
- [16] Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) Bundesministerium für Umwelt und Bundesrepublik Deutschland. *EEG - Erneuerbare-Energien-Gesetz - 2000*. 2000. URL: <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2000> (besucht am 23. 08. 2024).
- [17] Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) Bundesministerium für Umwelt und Bundesrepublik Deutschland. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2012)*. Jan. 2012. URL: <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2012> (besucht am 23. 08. 2024).
- [18] Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) Bundesministerium für Umwelt und Bundesrepublik Deutschland. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien*. 2023. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/ (besucht am 23. 08. 2024).
- [19] Bundesnetzagentur. *Beschluss der Bundesnetzagentur vom 29.02.2008 (Az. BK6-07-047)*. Techn. Ber. Bonn, Deutschland: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2008. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/_bis_2010/2007/BK6-07-047/BK6-07-047_Beschlussvom29022008_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (besucht am 24. 08. 2024).

- [20] Bundesnetzagentur. *Beschluss BK6-10-097*. de. Techn. Ber. BK6-10-097. Bonn, Deutschland: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Apr. 2011. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/_bis_2010/2010/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (besucht am 24.08.2024).
- [21] Bundesnetzagentur. *Standardbilanzkreisvertrag*. Techn. Ber. Bonn, Deutschland: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Aug. 2020. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/838_bilanzkreisvertrag/BK6-18-061_Standardbilanzkreisvertrag_01_08_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (besucht am 24.08.2024).
- [22] Bundesnetzagentur. *Bundesnetzagentur - Redispatch*. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Engpassmanagement/Redispatch/start.html> (besucht am 11.12.2024).
- [23] Bundesnetzagentur. *Marktakteure | Marktstammdatenregister*. URL: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Akteur/Marktakteur/Index0effentlich> (besucht am 24.08.2024).
- [24] Bundesregierung. *Bund und Länder einigen sich auf Stilllegungspfad zum Kohleausstieg*. de. Jan. 2020. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/archiv/einigung-zum-kohleausstieg-1712888> (besucht am 23.08.2024).
- [25] Deutscher Bundestag. *Entwurf eines Gesetzes über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz)*. Sep. 1990. URL: <https://dserver.bundestag.de/btd/11/078/1107816.pdf> (besucht am 23.08.2024).
- [26] Deutscher Bundestag. *Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG-Erfahrungsbericht 2011*). Techn. Ber. 17/6085. Deutscher Bundestag, Juni 2011. URL: <https://dserver>.

- bundestag . de / btd / 17 / 060 / 1706085 . pdf (besucht am 23.08.2024).
- [27] Bruno Burger. *Energy-Charts*. en. URL: <https://www.energy-charts.info/charts/energy/chart.htm> (besucht am 23.08.2024).
- [28] Transnet BW. *reBAP*. de. 2024. URL: <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/bilanzierung-und-abrechnung/rebap> (besucht am 11.12.2024).
- [29] G.C. Calafiore und M.C. Campi. “The Scenario Approach to Robust Control Design”. en. In: *IEEE Transactions on Automatic Control* 51.5 (Mai 2006), S. 742–753. ISSN: 0018-9286. DOI: 10.1109/TAC.2006.875041. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/1632303/> (besucht am 12.12.2024).
- [30] M. Carrion und J.M. Arroyo. “A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem”. en. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 21.3 (Aug. 2006), S. 1371–1378. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.876672. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/1664974/> (besucht am 07.09.2024).
- [31] Vassilis M. Charitopoulos. “Open-Loop Integration of Planning, Scheduling and Optimal Control: Overview, Challenges and Model Formulations”. en. In: *Uncertainty-aware Integration of Control with Process Operations and Multi-parametric Programming Under Global Uncertainty*. Cham: Springer International Publishing, 2020, S. 123–158. ISBN: 978-3-030-38136-3. URL: http://link.springer.com/10.1007/978-3-030-38137-0_5 (besucht am 05.10.2024).
- [32] Intergovernmental Panel on Climate Change und Ottmar Edenhofer, Hrsg. *Climate change 2014: mitigation of climate change: Working Group III contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. en. OCLC: ocn892580682. New York, NY: Cambridge University Press, 2014. ISBN: 978-1-107-05821-7.

- [33] UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. Techn. Ber. Kyoto, Japan: United Nations, 1998. URL: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf> (besucht am 23.08.2024).
- [34] Bosch Home Comfort. *Heizungsregelung: Moderne Regler für Heizungen | Bosch*. de-DE. URL: <https://www.bosch-homecomfort.com/de/de/wohngeshaeude/wissen/heizungsratgeber/heizungsregelung/> (besucht am 09.09.2024).
- [35] Consentec. “Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland”. de. In: (Aug. 2022).
- [36] Richard W. Cottle und Mukund N. Thapa. *Linear and Nonlinear Optimization*. en. 1. Aufl. International Series in Operations Research & Management Science. New York, NY: Springer, Juni 2017. ISBN: 978-1-4939-7055-1. URL: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-1-4939-7055-1> (besucht am 19.09.2024).
- [37] Claudia D’Ambrosio, Andrea Lodi und Silvano Martello. “Piecewise linear approximation of functions of two variables in MILP models”. In: *Operations Research Letters* 38.1 (Jan. 2010), S. 39–46. ISSN: 0167-6377. DOI: 10.1016/j.orl.2009.09.005. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167637709001072> (besucht am 07.09.2024).
- [38] D. Dentcheva, R. Gollmer, A. Moeller, W. Roemisch und R. Schultz. “Solving the Unit Commitment Problem in Power Generation by Primal and Dual Methods”. en. In: *Progress in Industrial Mathematics at ECMI 96*. Hrsg. von Morton Brons, Martin Philip Bendsoe und Mads Peter Sorensen. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 1997, S. 332–339. URL: <https://www2.mathematik.hu-berlin.de/~romisch/papers/Deetal97ECMI.pdf> (besucht am 24.08.2024).
- [39] Bundesrepublik Deutschland. *Artikel 1 13. AtGAEndG Änderung des Atomgesetzes Dreizehntes Gesetz zur Aenderung des Atomgesetzes*. Dez. 2010. URL: <http://www.buzer.de/gesetz/9848/a172688.htm> (besucht am 23.08.2024).

- [40] Bundesrepublik Deutschland. *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021)*. 2021. URL: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2022-10/EEG_2021_221008.pdf (besucht am 09.09.2024).
- [41] Bundesrepublik Deutschland. *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)*. 2023. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf (besucht am 24.08.2024).
- [42] Bundesrepublik Deutschland. *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG 2023)*. de. 2023. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/KWKG_2023.pdf (besucht am 17.09.2024).
- [43] Bundesrepublik Deutschland. *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV)*. Jan. 2023. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/StromNEV.pdf> (besucht am 12.09.2024).
- [44] *DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Berlin, 2023.
- [45] Oliver D. Doleski, Hrsg. *Herausforderung Utility 4.0*. de. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017. ISBN: 978-3-658-15736-4. DOI: 10.1007/978-3-658-15737-1. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-15737-1> (besucht am 24.08.2024).
- [46] Matteo Dongellini, Claudia Naldi und Gian Luca Morini. “Seasonal performance evaluation of electric air-to-water heat pump systems”. In: *Applied Thermal Engineering* 90 (Nov. 2015), S. 1072–1081. ISSN: 1359-4311. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2015.03.026. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359431115002495> (besucht am 20.09.2024).
- [47] Clearingstelle EEG|KWKG. *Einsatz von Mess- und Regelungssystemen für Nulleinspeisung*. de. Votum 2019/7. Berlin, Mai 2019. URL: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/Votum_2019_7.pdf (besucht am 09.09.2024).

- [48] EEX. *EEX Press Release – EEX Group Monthly Volumes – January 2024*. en-US. Feb. 2024. (Besucht am 11. 12. 2024).
- [49] European network of transmission system operators for electricity. *Interconnected Europe*. en. 2024. URL: <https://www.entsoe.eu/regions/> (besucht am 23. 02. 2025).
- [50] entso-e. *Transparency Platform - Energy Prices*. URL: <https://newtransparency.entsoe.eu/market/energyPrices?appState=%7B%22sa%22%3A%5B%22BZN%7C10YCY-1001A0003J%22%5D%2C%22st%22%3A%22BZN%22%2C%22mm%22%3Atrue%2C%22ma%22%3Afalse%2C%22sp%22%3A%22HALF%22%2C%22dt%22%3A%22MAP%22%2C%22df%22%3A%222024-12-13%22%2C%22tz%22%3A%22CET%22%7D> (besucht am 13. 12. 2024).
- [51] Michael H. Freedman. “ P/NP , and the quantum field computer”. en. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences* 95.1 (Jan. 1998), S. 98–101. ISSN: 0027-8424, 1091-6490. DOI: 10.1073/pnas.95.1.98. URL: <https://pnas.org/doi/full/10.1073/pnas.95.1.98> (besucht am 12. 12. 2024).
- [52] Gerald Gamrath, Timo Berthold und Domenico Salvagnin. *An exploratory computational analysis of dual degeneracy in mixed-integer programming*. en. 2021. URL: <https://www.dei.unipd.it/~salvagni/pdf/dual-degeneracy.pdf> (besucht am 29. 03. 2025).
- [53] Reinhard Grünwald und Claudio Caviezel. *Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke*. de. Hintergrundpapier. URL: <https://www.itas.kit.edu/pub/v/2017/grca17a.pdf> (besucht am 03. 03. 2025).
- [54] Tobias Hübner und Serafin von Roon. “Modellierung kosteneffizienter Transformationspfade der deutschen Industrie”. de. In: (Feb. 2020). URL: http://ffe.de/wp-content/uploads/2021/07/20200911_Modellierung-kosteneffizienterTransformationspfade-Langfassung.pdf (besucht am 12. 12. 2024).
- [55] Martin Icking. *Zur Modellierung des dynamischen Betriebs von Fernwärmesystemen*. ger. 1. Aufl. Konstanz: Hartung-Gorre, 1995. ISBN: 978-3-89191-952-1.

- [56] American National Standards Institute und International Society of Automation, Hrsg. *Enterprise-control system integration: American national standard: ANSI/ISA-95. Part 1: Models and terminology: ANSI/ISA-95.00.01-2010 (IEC 62264-1 Mod)*. eng. Research Triangle Park, North Carolina: ISA, 2010. ISBN: 978-1-936007-47-9.
- [57] Liwei Ju, Zhongfu Tan, Jinyun Yuan, Qingkun Tan, Huanhuan Li und Fugui Dong. “A bi-level stochastic scheduling optimization model for a virtual power plant connected to a wind–photovoltaic–energy storage system considering the uncertainty and demand response”. en. In: *Applied Energy* 171 (Juni 2016), S. 184–199. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.03.020. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261916303312> (besucht am 12.12.2024).
- [58] Bundesamt für Justiz und Bundesrepublik Deutschland. *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen - StromNZV*. Dez. 2023. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnzhv/> (besucht am 24.08.2024).
- [59] Beate Kallenbach Herbert. *Von der Idee zum Oeko-Institut*. Darmstadt, Sep. 2017. URL: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Von-der-Idee-zum-Oeko-Institut.pdf> (besucht am 23.08.2024).
- [60] Abraham Alem Kebede, Theodoros Kalogiannis, Joeri Van Mierlo und Maitane Berecibar. “A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 159 (Mai 2022), S. 112213. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112213. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122001368> (besucht am 20.09.2024).
- [61] Farshad Khavari, Jamal Esmaily und Morteza Shafiekhani. “15 - Forecasting of energy demand in virtual power plants”. In: *Scheduling and Operation of Virtual Power Plants*. Hrsg. von Ali Zangeneh und Moein Moeini-Aghaie. Elsevier, Jan. 2022, S. 343–358. ISBN: 978-0-323-85267-8. DOI: 10.1016/B978-0-32-385267-8.00020-2. URL:

- <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921004529> (besucht am 19.09.2024).
- [62] Alexander Koch, Jan Gall und Christian Rehtanz. “Holistic Day-Ahead Scheduling Approach for inhomogeneous Pools considering common German Compensation and Cost Structures”. en. In: *2018 7th International Energy and Sustainability Conference (IESC)*. Cologne: IEEE, Mai 2018, S. 1–9. ISBN: 978-1-5386-5497-2. DOI: 10.1109/IESC.2018.8439961. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8439961/> (besucht am 09.09.2024).
- [63] Next Kraftwerke. *Was unterscheidet die Sekundärreserve von Primär- oder Minutenreserve und wie wird die SRL vergütet? Lesen Sie hier mehr inkl. stets aktualisierter SRL-Preise.* de-DE. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/sekundaerreserve> (besucht am 11.12.2024).
- [64] Gabriele Kulenkampff, Klaus Hackbarth, Martin Ockenfels, Thomas Plückerbaum, Oliver Portugall, Cara Schwarz-Schilling, Christoph Sudhues und Gonzalo Zuloaga. *Mindestanforderungen Internetzugangsdienst.* de. Techn. Ber. Bad Honnef: WIK-Consult GmbH und zafaco GmbH, Dez. 2021. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Telekommunikation/Unternehmen_Institutionen/Grundversorgung/Gutachten_WIK_zafaco_Mindestanforderungen.pdf (besucht am 29.03.2025).
- [65] Jesus Lago, Grzegorz Marcjasz, Bart De Schutter und Rafał Weron. “Forecasting day-ahead electricity prices: A review of state-of-the-art algorithms, best practices and an open-access benchmark”. In: *Applied Energy* 293 (Juli 2021), S. 116983. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116983. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921004529> (besucht am 20.09.2024).
- [66] Daniel Leiria, Hicham Johra, Anna Marszal-Pomianowska und Michael Zbigniew Pomianowski. “A methodology to estimate space heating and domestic hot water energy demand profile in residential buildings from

- low-resolution heat meter data”. en. In: *Energy* (2022). URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125705> (besucht am 19.09.2024).
- [67] Tao Li, Mohammad Shahidehpour und Zuyi Li. “Risk-Constrained Bidding Strategy With Stochastic Unit Commitment”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 22.1 (Feb. 2007), S. 449–458. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.887894. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4077143/> (besucht am 12.12.2024).
- [68] Marcel Linnemann. *Energiewirtschaft für (Quer-)Einsteiger: Einmal eins der Stromwirtschaft*. ger. Wiesbaden [Heidelberg]: Springer Vieweg, 2021. ISBN: 978-3-658-33143-6.
- [69] Donella H. Meadows und Club of Rome, Hrsg. *The Limits to growth: a report for the Club of Rome’s project on the predicament of mankind*. New York: Universe Books, 1972. ISBN: 978-0-87663-165-2.
- [70] Michael Merten, Fabian Rücker, Ilka Schoeneberger und Dirk Uwe Sauer. “Automatic frequency restoration reserve market prediction: Methodology and comparison of various approaches”. In: *Applied Energy* 268 (Juni 2020), S. 114978. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114978. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920304906> (besucht am 20.09.2024).
- [71] Pedro Meseguer, Francesca Rossi und Thomas Schiex. “Handbook of Constraint Programming - Chapter 9 - Soft Constraints”. In: *Foundations of Artificial Intelligence*. Hrsg. von Francesca Rossi, Peter van Beek und Toby Walsh. Bd. 2. Handbook of Constraint Programming. Elsevier, Jan. 2006, S. 281–328. DOI: 10.1016/S1574-6526(06)80013-1. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1574652606800131> (besucht am 09.09.2024).
- [72] Farshad Mohammadi, Mostafa Sahraei-Ardakani, Dimitris N. Trakas und Nikos D. Hatziargyriou. “Machine Learning Assisted Stochastic Unit Commitment: A Feasibility Study”. In: *2020 52nd North American Power Symposium (NAPS)*. Tempe, AZ, USA: IEEE, Apr. 2021, S. 1–6. ISBN: 978-1-72818-192-9. DOI: 10.1109/NAPS50074.2021.9449789.

- URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9449789/> (besucht am 12. 12. 2024).
- [73] Luis Montero, Antonio Bello und Javier Reneses. “A Review on the Unit Commitment Problem: Approaches, Techniques, and Resolution Methods”. en. In: *Energies* 15.4 (Feb. 2022), S. 1296. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en15041296. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/4/1296> (besucht am 12. 12. 2024).
- [74] Germán Morales-España, Claudio Gentile und Andres Ramos. “Tight MIP formulations of the power-based unit commitment problem”. en. In: *OR Spectrum* 37.4 (Okt. 2015), S. 929–950. ISSN: 0171-6468, 1436-6304. DOI: 10.1007/s00291-015-0400-4. URL: <http://link.springer.com/10.1007/s00291-015-0400-4> (besucht am 13. 12. 2024).
- [75] United Nations. *Rio -Erklärung über Umwelt und Entwicklung*. Techn. Ber. Rio de Janeiro, Brasilien: United Nations, 1992. URL: <https://www.un.org/depts/german/conf/agenda21/rio.pdf> (besucht am 23. 08. 2024).
- [76] Mohsen Nemati, Martin Braun und Stefan Tenbohlen. “Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids based on genetic algorithm and mixed integer linear programming”. In: *Applied Energy* 210 (Jan. 2018), S. 944–963. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.07.007. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917308723> (besucht am 19. 09. 2024).
- [77] VDE FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb). *Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz - Praxisnahe Definition verschiedener Anschlussvarianten*. Techn. Ber. Berlin, Okt. 2019, de. URL: https://www.n-ergie-netz.de/public/remotemedien/media/nng/produkte_und_dienstleistungen_2/erzeugungsanlagen_2/recht_technik_1/N_FNN-Hinweis-Speicher.pdf (besucht am 09. 09. 2024).
- [78] Hamid Reza Nikzad, Hamdi Abdi und Shahriar Abbasi. “Robust Unit Commitment Applying Information Gap Decision Theory and Ta-

- guchi Orthogonal Array Technique”. en. In: *Robust Optimal Planning and Operation of Electrical Energy Systems*. Hrsg. von Behnam Mohammadi-ivatloo und Morteza Nazari-Heris. Cham: Springer International Publishing, 2019, S. 109–129. ISBN: 978-3-030-04295-0. DOI: 10.1007/978-3-030-04296-7_7. URL: http://link.springer.com/10.1007/978-3-030-04296-7_7 (besucht am 12. 12. 2024).
- [79] N.P. Padhy. “Unit Commitment—A Bibliographical Survey”. en. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 19.2 (Mai 2004), S. 1196–1205. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2003.821611. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/1295033/> (besucht am 19.09.2024).
- [80] Haryn Park, Jin-Kuk Kim und Sung Chul Yi. “Optimization of site utility systems for renewable energy integration”. en. In: *Energy* 269 (Apr. 2023), S. 126799. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2023.126799. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544223001937> (besucht am 12. 12. 2024).
- [81] Aramis Perez. “EFFECT OF TEMPERATURE-DEPENDENT DEGRADATION MODELS FOR LITHIUM-ION ENERGY STORAGE DEVICES ON OPTIMIZED MULTISERVICE PORTFOLIO STRATEGIES”. Diss. März 2018. DOI: 10.13140/RG.2.2.26872.96006.
- [82] William H. Press, Saul A. Teukolsky, William T. Vetterling und Brian P. Flannery. *Numerical recipes: the art of scientific computing*. 3rd ed. OCLC: ocn123285342. Cambridge, UK ; New York: Cambridge University Press, 2007. ISBN: 978-0-521-75034-9.
- [83] D. Pudjianto, C. Ramsay und G. Strbac. “Virtual power plant and system integration of distributed energy resources”. en. In: *IET Renewable Power Generation* 1.1 (2007), S. 10. ISSN: 17521416. DOI: 10.1049/iet-rpg:20060023. URL: https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg_20060023 (besucht am 05. 10. 2024).
- [84] D. Pudjianto, C. Ramsay, G. Strbac und M. Durstewitz. “Optimal Control and Bidding Strategy of Virtual Power Plant with Renewable Generation”. In: *FENIX Bull*, 2. (2008).

- [85] Jingtao Qin und Nanpeng Yu. *Solve Large-scale Unit Commitment Problems by Physics-informed Graph Learning*. arXiv:2311.15216 [cs, eess]. Nov. 2023. URL: <http://arxiv.org/abs/2311.15216> (besucht am 12. 12. 2024).
- [86] Regelleistung.net. *Datacenter FCR/aFRR/mFRR/ABLA*. Datencenter. URL: <https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/> (besucht am 05. 10. 2024).
- [87] Tyrrell Rockafellar und Stanislav Uryasev. “Optimization of Conditional Value-at-Risk”. In: (Sep. 1999). URL: <https://sites.math.washington.edu/~rtr/papers/rtr179-CVaR1.pdf> (besucht am 12. 12. 2024).
- [88] Hossein Mohammadi Rouzbahani, Hadis Karimipour und Lei Lei. “A review on virtual power plant for energy management”. en. In: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 47 (Okt. 2021), S. 101370. ISSN: 22131388. DOI: 10.1016/j.seta.2021.101370. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2213138821003805> (besucht am 05. 10. 2024).
- [89] Sebastian Ruthe. *Randomisierte Lagrange-Relaxation und ihr Beitrag zur Entwicklung automatisierter Strommärkte für dezentrale Energieressourcen*. ger. 1. Auflage. Reihe ie3 - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft Band 20. Göttingen: sierke Verlag, 2015. ISBN: 978-3-86844-773-6.
- [90] Sebastian Ruthe, Christian Rehtanz und Sebastian Lehnhoff. “On the problem of controlling shiftable prosumer devices with price signals”. en. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 72 (Nov. 2015), S. 83–90. ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.02.014. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061515000976> (besucht am 12. 12. 2024).
- [91] Walaa S. Sakr, Hossam A. Abd el-Ghany, Ragab A. EL-Sehiemy und Ahmed M. Azmy. “Techno-economic assessment of consumers’ participation in the demand response program for optimal day-ahead scheduling of virtual power plants”. en. In: *Alexandria Engineering Journal* 59.1 (Feb. 2020), S. 399–415. ISSN: 11100168. DOI: 10.1016/j.

- aej.2020.01.009. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1110016820300107> (besucht am 12. 12. 2024).
- [92] B. Saravanan, Siddharth Das, Surbhi Sikri und D. P. Kothari. “A solution to the unit commitment problem—a review”. en. In: *Frontiers in Energy* 7.2 (Juni 2013), S. 223–236. ISSN: 2095-1701, 2095-1698. DOI: 10.1007/s11708-013-0240-3. URL: <http://link.springer.com/10.1007/s11708-013-0240-3> (besucht am 12. 12. 2024).
- [93] Juan C. Sarmiento-Vintimilla, Esther Torres, Dunix Marene Larruskain und María José Pérez-Molina. “Applications, Operational Architectures and Development of Virtual Power Plants as a Strategy to Facilitate the Integration of Distributed Energy Resources”. en. In: *Energies* 15.3 (Jan. 2022), S. 775. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en15030775. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/3/775> (besucht am 05. 10. 2024).
- [94] Marc Scherer. “Fahrpläne müssen eingehalten werden”. de. In: (Aug. 2011). Artwork Size: 2 p. Medium: application/pdf Publisher: [object Object], 2 p. DOI: 10.3929/ETHZ-B-000119235. URL: <http://hdl.handle.net/20.500.11850/119235> (besucht am 11. 12. 2024).
- [95] Michael Schimpe, Nick Becker, Taha Lahlou, Holger C. Hesse, Hans-Georg Herzog und Andreas Jossen. “Energy efficiency evaluation of grid connection scenarios for stationary battery energy storage systems”. In: *Energy Procedia*. 12th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2018, 13-15 March 2018, Düsseldorf, Germany 155 (Nov. 2018), S. 77–101. ISSN: 1876-6102. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.11.065. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218310208> (besucht am 20. 09. 2024).
- [96] Thomas Schütz, Hassan Harb, Rita Streblov und Dirk Mueller. *Comparison of models for thermal energy storage units and heat pumps in mixed integer linear programming*. Juni 2015.
- [97] Simon R. Sinsel, Rhea L. Riemke und Volker H. Hoffmann. “Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources—a review”. In: *Renewable Energy* 145 (Jan. 2020), S. 2271–

2285. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2019.06.147. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119309875> (besucht am 24.08.2024).
- [98] EPEX SPOT. *Public Description of the Continuous Trading Matching Algorithm*. 2021. URL: <https://www.epexspot.com/sites/default/files/2021-09/public-description-of-the-continues-trading-matching-algorithm-.pdf> (besucht am 11.12.2024).
- [99] EPEX SPOT. *Trading Brochure - Trading at EPEX SPOT*. Broschüre. 2022. URL: https://www.epexspot.com/sites/default/files/2022-07/22-07-12_TradingBrochure.pdf (besucht am 07.09.2024).
- [100] EPEX SPOT. *EPEX SPOT Trading Brochure 2024*. 2024.
- [101] EPEX SPOT. *Traded volume remains stable | EPEX SPOT*. URL: <https://www.epexspot.com/en/news/traded-volume-remains-stable> (besucht am 11.12.2024).
- [102] Nathan Sudermann-Merx. *Einführung in Optimierungsmodelle*. de. Walldorf: SpringerSpektrum, 2023. URL: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-662-67381-2>.
- [103] Connor Thelen, Hannah Nolte, Markus Kaiser, Patrick Jürgens, Paul Müller, Charlotte Senkpiel und Christoph Kost. *Wege zu enem Klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess*. de. Techn. Ber. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Nov. 2024. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>.
- [104] Martin Tröschel. “Aktive Einsatzplanung in holonischen Virtuellen Kraftwerken”. de. Diss. Oldenburg: Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Nov. 2010. URL: https://uol.de/f/2/dept/informatik/download/Promotionen/Dissertation_Martin_Troeschl.pdf (besucht am 19.09.2024).

- [105] Xuanyuan Wang, Zhen Liu, Hao Zhang, Yunhao Zhao, Jianlei Shi und Huajie Ding. “A Review on Virtual Power Plant Concept, Application and Challenges”. In: *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*. Chengdu, China: IEEE, Mai 2019, S. 4328–4333. ISBN: 978-1-72813-520-5. DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881433. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8881433/> (besucht am 05. 10. 2024).
- [106] Tim Wawer. *Elektrizitätswirtschaft: Eine praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel*. de. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2022. ISBN: 978-3-658-38417-3. DOI: 10.1007/978-3-658-38418-0. URL: <https://link.springer.com/10.1007/978-3-658-38418-0> (besucht am 11. 12. 2024).
- [107] Hf Wedde, S Lehnhoff, C Rehtanz und O Krause. “Intelligent Agents under Collaborative Control in Emerging Power Systems”. In: *International Journal of Engineering, Science and Technology* 2.3 (Sep. 2010), S. 45–59. ISSN: 2141-2839, 2141-2820. DOI: 10.4314/ijest.v2i3.64994. URL: <http://www.ajol.info/index.php/ijest/article/view/64994> (besucht am 12. 12. 2024).
- [108] Horst F. Wedde, Sebastian Lehnhoff, Christian Rehtanz und Olav Krause. “Bottom-Up Self-Organization of Unpredictable Demand and Supply under Decentralized Power Management”. In: *2008 Second IEEE International Conference on Self-Adaptive and Self-Organizing Systems*. Venezia, Italy: IEEE, Okt. 2008, S. 74–83. ISBN: 978-0-7695-3404-6. DOI: 10.1109/SASO.2008.17. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4663412> (besucht am 12. 12. 2024).
- [109] Xu Wei, Zhiling Wang, Chao Li, Lei Gao, Yuqing Zhou und Qingguang Yu. “Analysis of prediction and clustering for uncertainty of EV charging station behavior on V2G platform”. In: *Energy Reports*. 2022 The 5th International Conference on Electrical Engineering and Green Energy 8 (Nov. 2022), S. 1344–1349. ISSN: 2352-4847. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.08.166. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722016092> (besucht am 24. 08. 2024).

- [110] T. Weissbach und E. Welfonder. “High frequency deviations within the European Power System: Origins and proposals for improvement”. In: *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. Seattle, WA, USA: IEEE, März 2009, S. 1–6. ISBN: 978-1-4244-3810-5. DOI: 10.1109/PSCE.2009.4840180. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4840180/> (besucht am 11. 12. 2024).
- [111] Wiki - *EnArgus*. Energieforschungs Portal des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. URL: https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d7612-2/*/*/Momentanreserve.html?op=Wiki.getwiki (besucht am 11. 12. 2024).
- [112] Marco Wirtz. *Kalte Nahwärme in Deutschland*. de. Techn. Ber. nPro Energy GmbH, 2023. URL: https://xn--blemliquartier-wintiqec.ch/dl/2023_whitepaper_kalte_nahwaerme_in_deutschland.pdf (besucht am 12. 09. 2024).
- [113] Mei Yang, Gao Qiu and Junyong Liu und Kai Liu. *Learning-to-solve unit commitment based on few-shot physics-guided spatial-temporal graph convolution network*. arXiv:2405.01200 [cs, eess]. Mai 2024. URL: <http://arxiv.org/abs/2405.01200> (besucht am 12. 12. 2024).
- [114] Zhengjie You, Michel Zade, Babu Kumaran Nalini und Peter Tzscheutschler. “Flexibility Estimation of Residential Heat Pumps under Heat Demand Uncertainty”. en. In: *Energies* 14.18 (Jan. 2021). Number: 18 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute, S. 5709. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en14185709. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/18/5709> (besucht am 24. 08. 2024).
- [115] Xiang Yu und Xueqing Zhang. “Unit commitment using Lagrangian relaxation and particle swarm optimization”. en. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 61 (Okt. 2014), S. 510–522. ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.03.061. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061514001720> (besucht am 27. 09. 2024).
- [116] Qipeng P. Zheng, Jianhui Wang und Andrew L. Liu. “Stochastic Optimization for Unit Commitment—A Review”. In: *IEEE Transactions*

- on Power Systems* 30.4 (Juli 2015), S. 1913–1924. ISSN: 0885-8950, 1558-0679. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2355204. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6912028/> (besucht am 19.09.2024).
- [117] Bin Zhou, Xi Liu, Yijia Cao, Canbing Li, Chi Yung Chung und Ka Wing Chan. “Optimal scheduling of virtual power plant with battery degradation cost”. en. In: *IET Generation, Transmission & Distribution* 10.3 (Feb. 2016), S. 712–725. ISSN: 1751-8695, 1751-8695. DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.0103. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-gtd.2015.0103> (besucht am 12.12.2024).

Abkürzungen und Formelzeichen

Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
AA	Aggregationsagent
Abb.	Abbildung(en)
Bat	Batteriespeicher
BKV	Bilanzkreisverantwortliche
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
CVPP	wirtschaftliches VKW (engl. Commercial Virtual Power Plant)
DAA	Day-Ahead Auktion (engl. Day-Ahead Auction)
DM	Direktvermarktung
EE	Erneuerbare Energien (meist genutzt als <i>EE</i> -Anlage)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
entso-e	European Network of Transmission System Operators for Electricity
etc.	et cetera
EV	Elektroauto (engl. Electric Vehicle)
FixDem	fixes elektrisches Lastprofil
GB	Gasboiler
Gl.	Gleichung(en)
IDA	Intraday Auktion (engl. Intraday Auction)
IDC	Kontinuierlicher Intraday Handel (engl. Intraday Continuous Trading)
Konv	Konventionelle Stromerzeugungsanlage
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
max	Maximalwert
MILP	Gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem
min	Minimalwert

MINLP	Gemischt-ganzzahlig nichtlineare Programmierung
MIQP	Gemischt-ganzzahliges quadratisches Optimierungsproblem
MP	Marktprämie
MRL/mFFR	Minutenregelleistung
NA	Nutzeragent
NRV	Newton-Raphson-Verfahren
P2H	Heizstab (engl. Power-to-Heat)
PRL/FCR	Primärregelleistung
RL	Regelleistung
s.o.	siehe oben
SRL/aFFR	Sekundärregelleistung
TES1	Thermischer Speicher 1
TES2	Thermischer Speicher 2
thFixDem1	fixes thermisches Lastprofil 1
thFixDem2	fixes thermisches Lastprofil 2
TVPP	technisches VKW (engl. Technical Virtual Power Plant)
UCP	Optimale Anlageneinsatzplanung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vgl.	vergleiche
VKW	Virtuelles Kraftwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
WP	Wärmepumpe
Z	Vermarktungszeitscheibe
z. B.	zum Beispiel
ZA	Zentralagent
ZG	Zeitintervallgröße

Einheiten

Abkürzung	Bedeutung
kg	Kilogramm
K	Kelvin
°C	Grad Celsius
m ²	Quadratmeter
Min	Minute(n)
ms	Millisekunde(n)
s	Sekunde(n)
Hz	Hertz
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde(n)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde(n)
bit	Bit
B	Byte
kB	Kilobyte
Mbit	Megabit
%	Prozent
€	Euro

Formelzeichen, Variablen, Parameter und Mengen

Abkürzung	Bedeutung
\underline{A}	Menge aller Anlagen
\underline{AAM}	Menge aller Aggregationsagenten
b	Binärvariable
C	Kosten / Kostenbestandteile
\overline{C}	Kostenparameter
E	Energie
$\overline{\text{Exp}}^{\text{SRL+}/\text{SRL-}}$	Erwartete (engl. Expected) Abrufenergiemenge für positive/negative Sekundärregelleistung
\overline{F}	Faktor
F	Faktor
$f()$	Funktion von
\underline{I}	Menge aller Zeitintervalle
Int	Integervariable
J	Sensitivitätsmatrix
\underline{J}	Menge aller Iterationen
JV	Sensitivitätsvektor
η	Effizienz
\underline{N}	Menge aller Nutzer
\underline{NAM}	Menge der Nutzeragenten
p	Preis und Kostenparameter
P	Leistung
δp	Preisdifferenz
Δp	Preisänderungsvektor
\underline{PB}	Menge aller Produktblöcke
ΔPBM^*	Matrix für prognostizierte Leistungsallokationsänderung bei Preisänderung
PBV	Produktblockvektor
Pen	Strafkosten / -bestandteil
$\overline{\text{Pen}}$	Strafkostenparameter

\mathbf{pV}	Preisvektor
\dot{Q}	Wärmestrom / thermische Leistung
Q	Wärmeenergie
Rev	Erlöse (von Revenues)
S	Sicherheitsmarge
Sched	Fahrplan (engl. Schedule)
SOC	Speicherfüllstand
Stat	Status
T	Dauer
t	Zeitpunkt
Temp	Temperatur
ThSched	Thermischer Fahrplan (engl. Thermal Schedule)
Tol	Toleranz
\bar{V}	Verfügbarkeitsparameter
$\overline{\text{Val}}^E$	Bewertungswert des Speicherfüllstands [in €/MWh]
ZG	Zeitintervallgröße

Indizes

Abkürzung	Bedeutung
$a \in \underline{A}$	Anlage
$aa \in \underline{AAM}$	Aggregationsagent
$i \in \underline{I}$	Zeitintervall
$j \in \underline{J}$	NRV-Iteration
$k \in \underline{K}$	Δp -Iteration
$n \in \underline{N}$	Nutzer
$na \in \underline{NAM}$	Nutzeragent
$pb \in \underline{PB}$	Produktblock

Kennzeichnende Hochstellungen und Hochstellungsbestandteile

Abkürzung	Bedeutung
*	Kennzeichnung mittels RNV prognostizierter Variablen, Vektoren oder Matrizen
Acqu	Bezug (engl. Acquisition)
Amb	Umgebung (engl. Ambient)
Anf	Anfang
Dec	Entscheidung (engl. Decision)
Dem	Verbrauch (engl. Demand)
Diff	Differenz
DM	Direktvermarktung
EigV	Eigenverbrauch
End	Ende
EP	Energiepreis
Eval	Evaluation
Ext	extern
FI	Einspeisung (engl. Feed-In)
fix	fixiert
fixEP	fixierte Energiepreise

G	Gradient
GC	Netzentgelt (engl. Grid Charge)
Gen	Erzeugung (engl. Generation)
Int	Integer (zu deutsch: Ganzzahl)
Kapa	Kapazität
Kon	konstant
Lev	Umlagen (von engl. Levies)
Lin	linear
Loss	Verlust
Mod	Modulation
o	oberhalb
oh	ohne
Op	Betrieb (engl. Operation)
Requ	Anforderung (engl. Required)
Soft	Soft-Constraint-Limit
Stat	Status
Subs	Vergütung (engl. Subsidies)
Tax	Steuern (engl. Tax)
temp	temporär
th	thermisch
u	unterhalb
Verl	Verletzung
VS	Vergütungssatz
Wechs	Wechsel

Anhang A

Anhang A1: Ablaufdiagramm der Agentenskripts

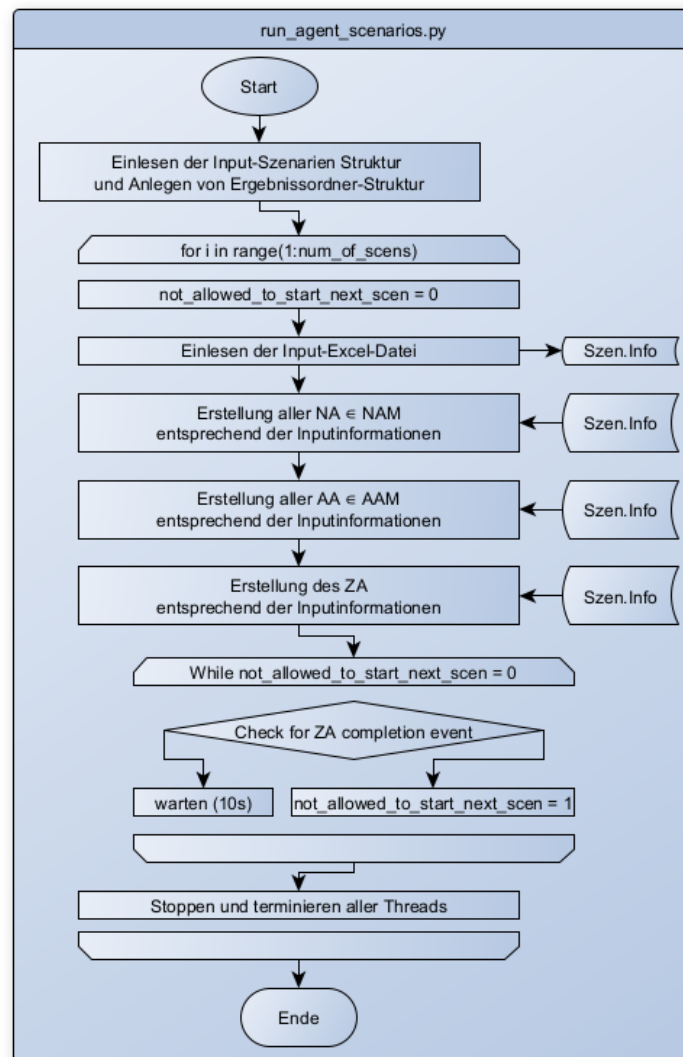


Abbildung 7.1: Ablaufplan des Agentenskripts

Anhang A2: Ablaufdiagramm der Nutzeragenten

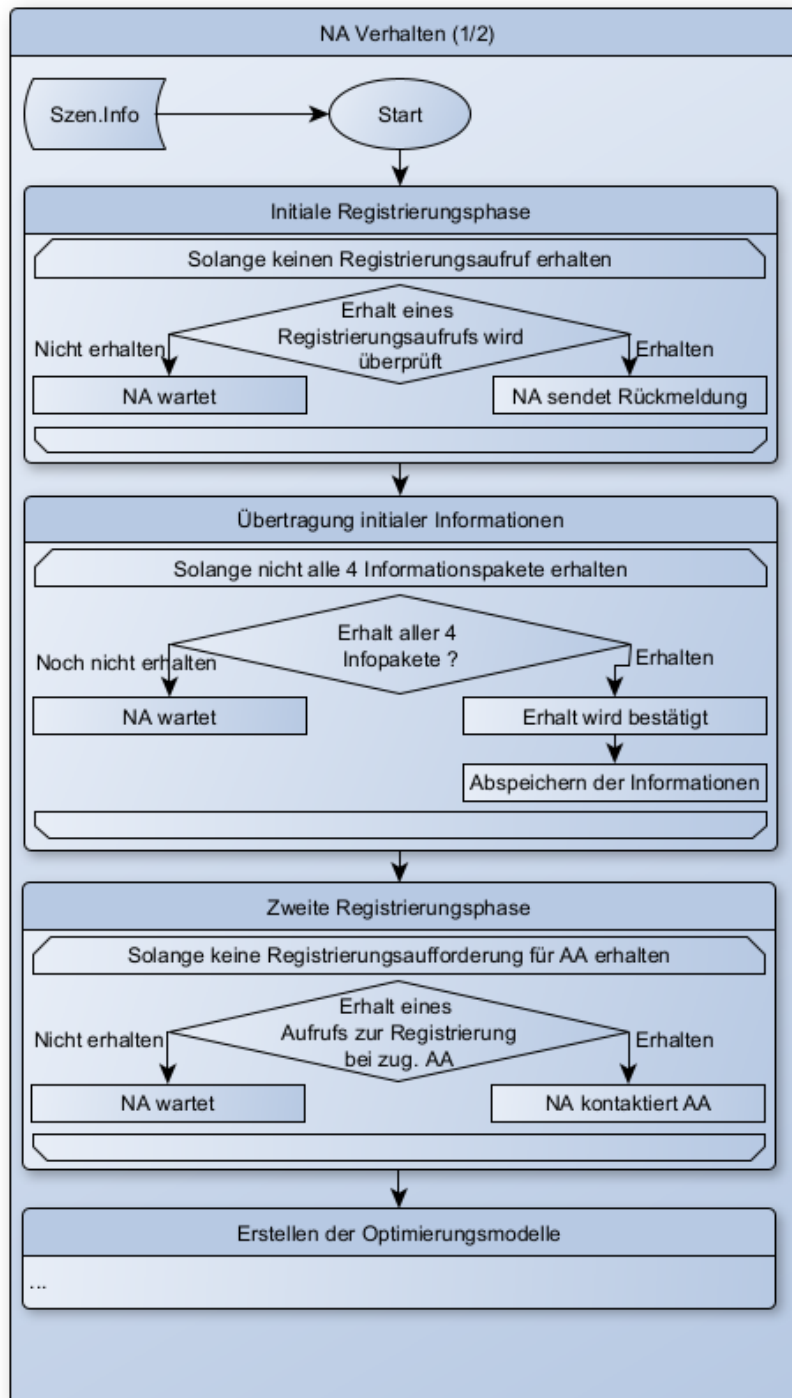


Abbildung 7.2: NA Verhalten (1/2)

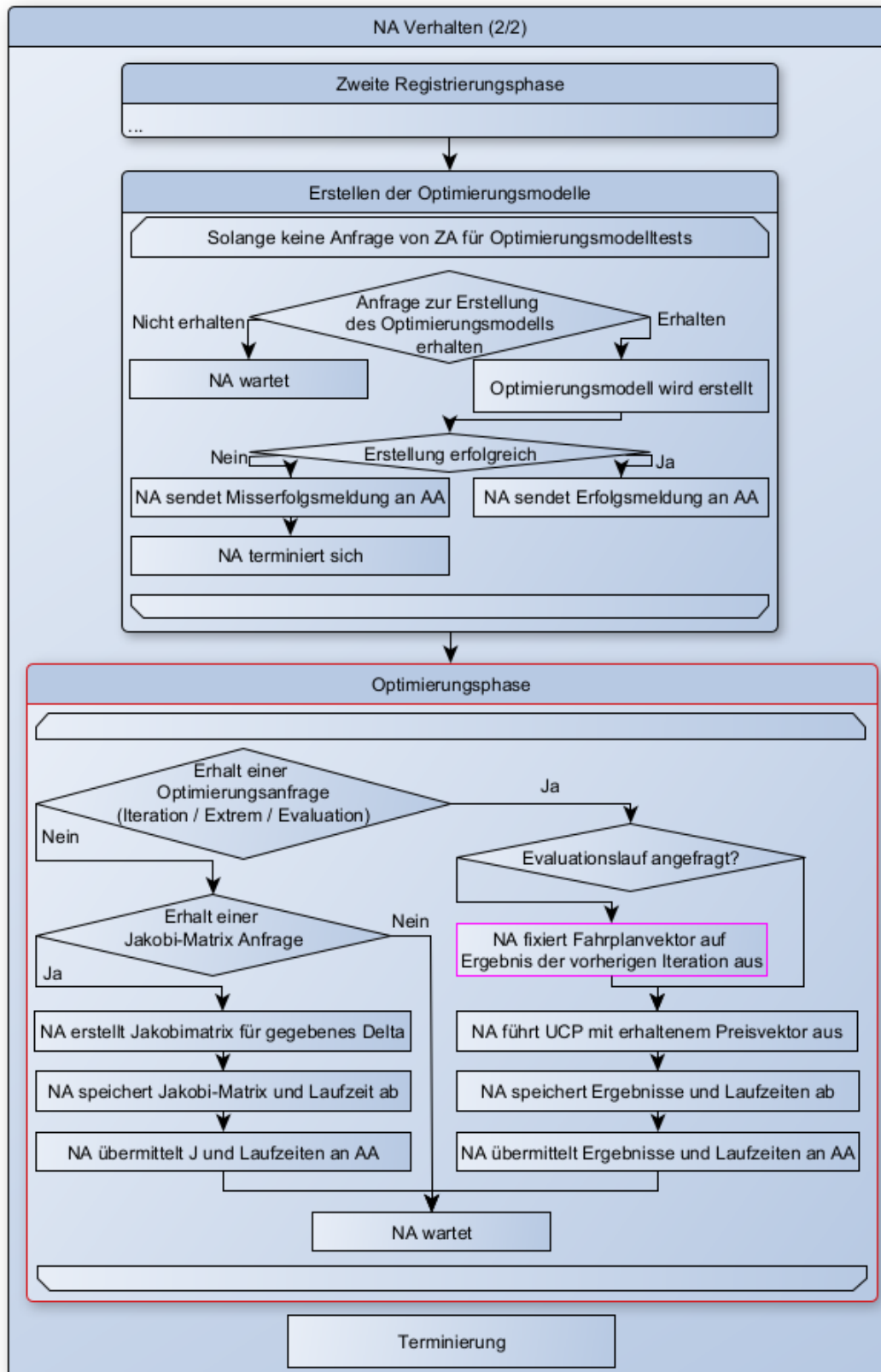


Abbildung 7.3: NA Verhalten (2/2)

Anhang A3: Ablaufdiagramm der Aggregationsagenten

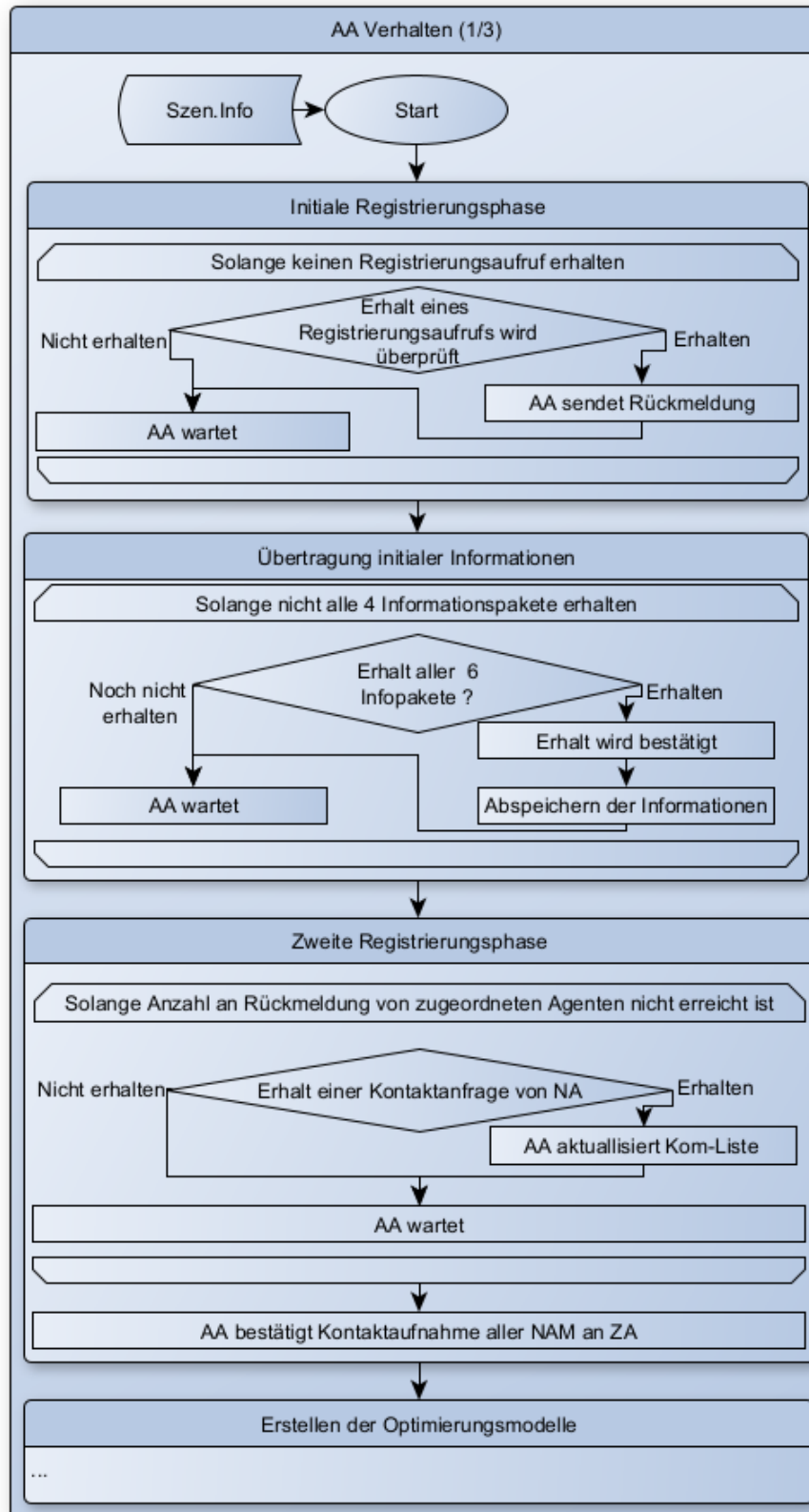


Abbildung 7.4: AA Verhalten (1/3)

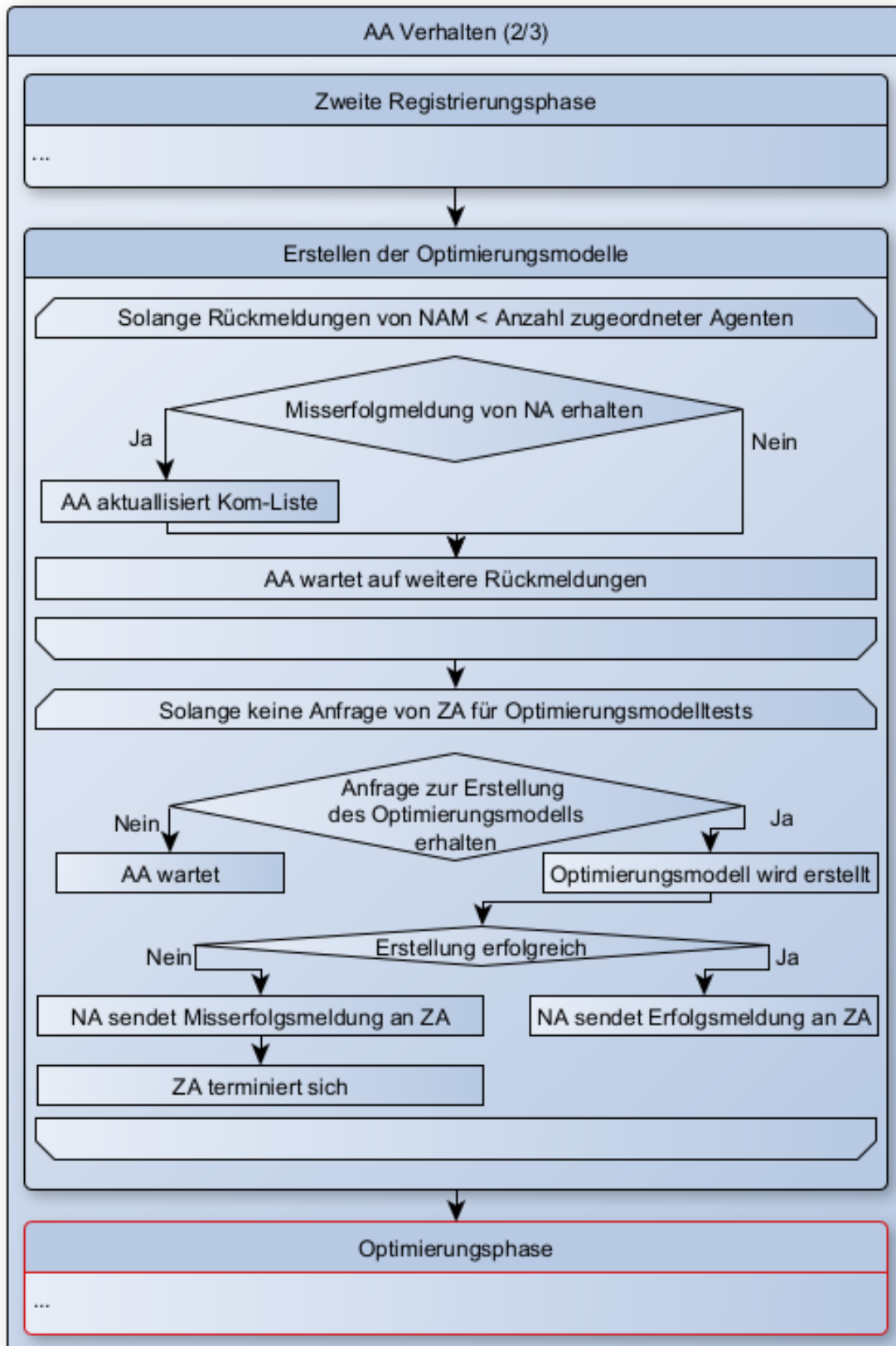


Abbildung 7.5: AA Verhalten (2/3)

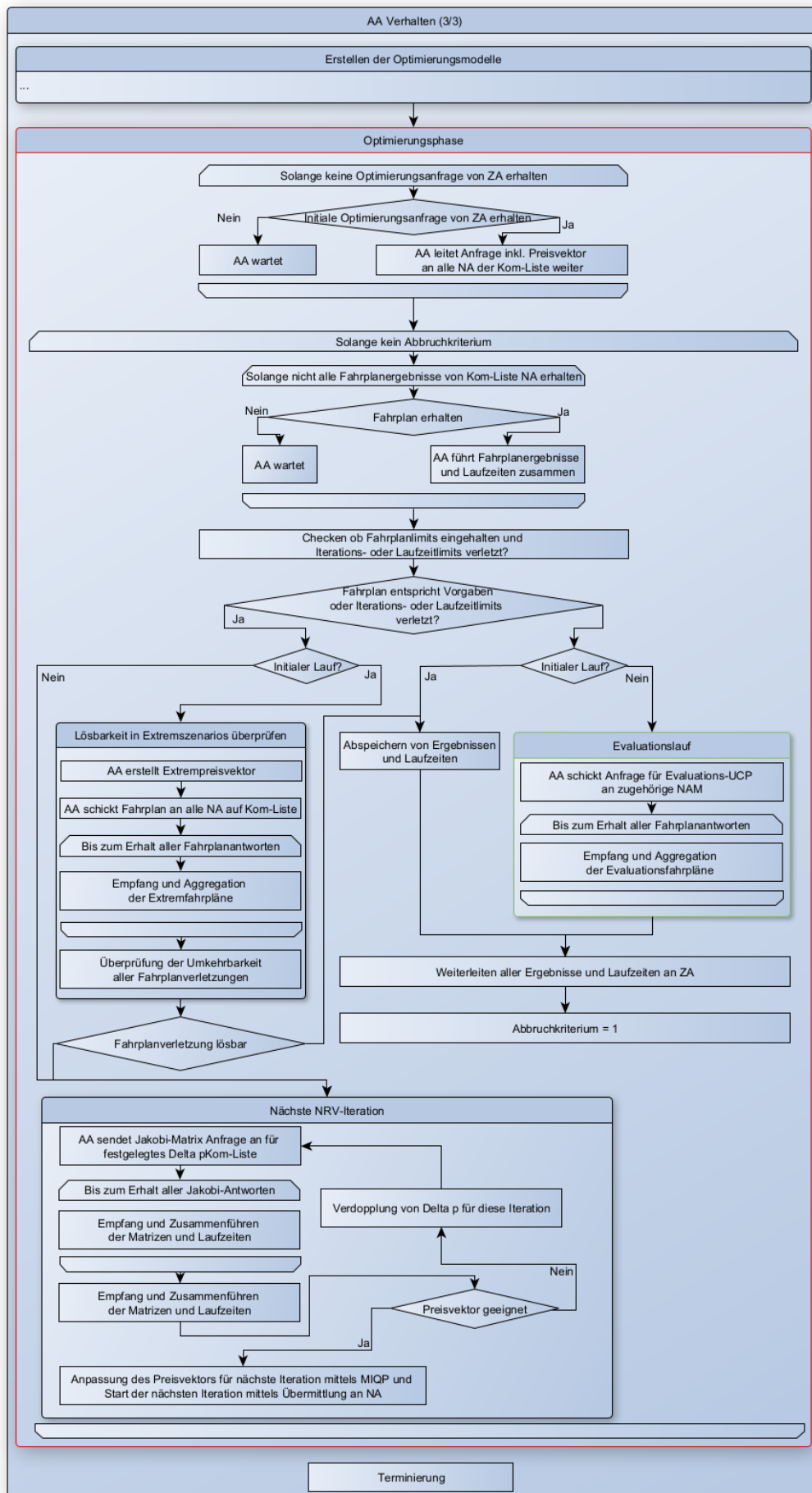


Abbildung 7.6: AA Verhalten (3/3)

Anhang A4: Ablaufverhalten des Zentralagenten

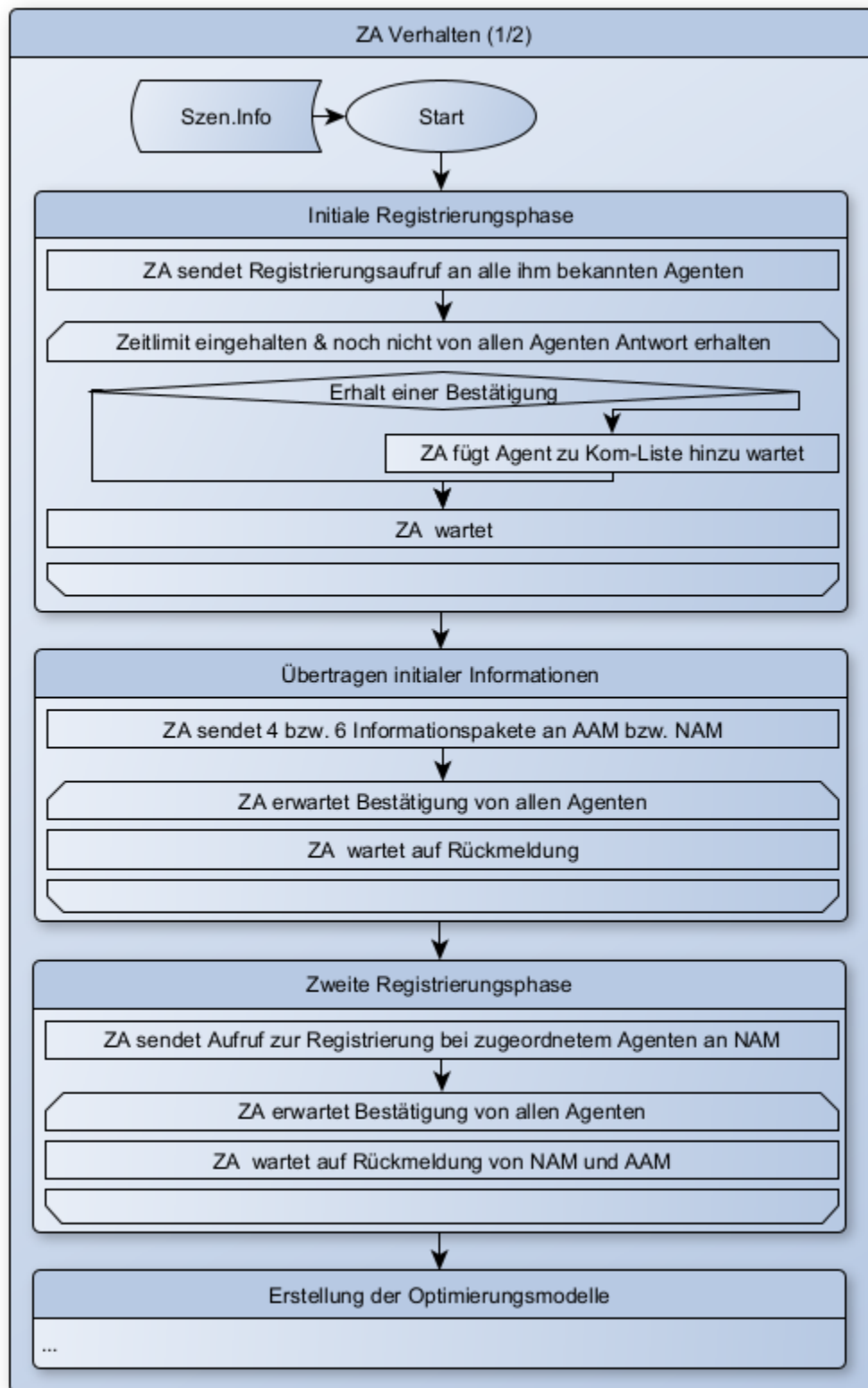


Abbildung 7.7: ZA Verhalten (1/2)

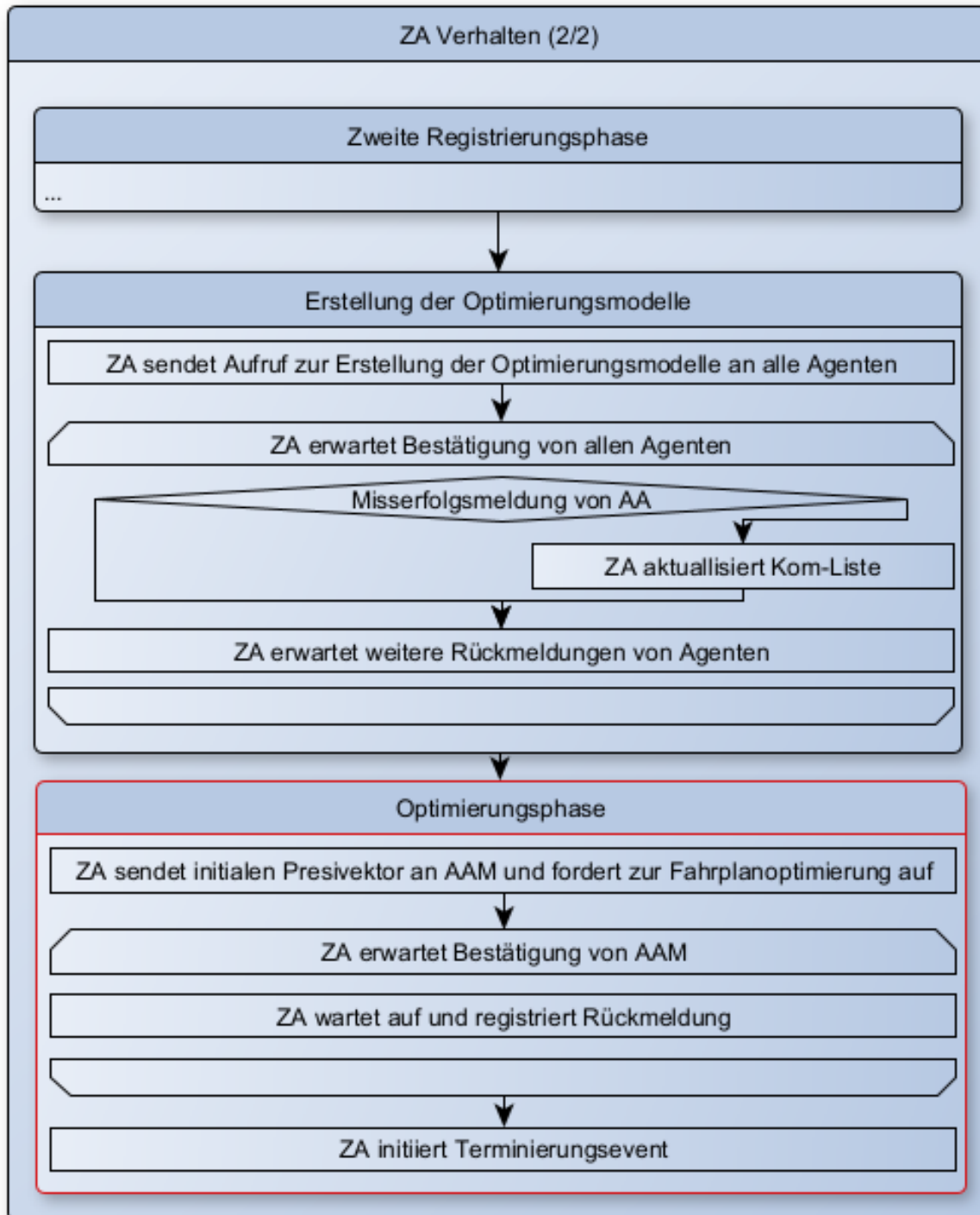


Abbildung 7.8: ZA Verhalten (2/2)

Anhang B: Wissenschaftlicher Tätigkeitsnachweis

Während meiner Arbeit bei in der Forschung und Voraentwicklung der Robert Bosch GmbH und während der Erstellung dieser Promotionsarbeit sind die nachfolgenden Bachelor- und Masterarbeiten, sowie wissenschaftliche Veröffentlichungen und Vorträge entstanden. Den beteiligten studierenden, Doktoranden und Forschungsingenieuren gilt ebenso wie Professor Dr.Ing. Rehtanz und weiteren Professorinnen und Professoren die an der Betreuung der Abschlussarbeiten beteiligt waren mein besonderer Dank.

Bachelor- und Masterarbeiten

- PENNIG, M.:** Regelleistungsbereitstellung durch Heiz- und Kühlsysteme in Gebäudekomplexen am Beispiel des Forschungscampus Reningen, 2017 - Masterarbeit; RWTH Aachen, Prof. Dr. rer. nat. Allelein
- KRUSCHE F.:** Potenzialbetrachtung eines sektorübergreifenden Energiemanagementsystems für Quartiere am Beispiel der Kelsterbacher Liegenschaft, 2018 - Masterarbeit; KIT, Prof. Dr. McKenna
- Burkard, S.:** Agentenbasierte Day-Ahead Einsatzplanung von virtuellen Kraftwerken auf Grundlage gemischt ganzzahlig linearer Optimierungsmodelle, 2018 - Masterarbeit; Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg, Prof. Dr-Ing. Pruckner
- Tariq, I.:** Modelling and Optimization of Charging Schedules of Electric Vehicles Using Mixed Integer Linear Programming, 2019 - Masterarbeit; Karlsruhe Institut für Technologie, Prof. Dr. Class
- Yang, Y.:** Simulative Bestimmung des Speicherpotentials eines industriellen Nahwärme- und Kältenetzes zur Erhöhung des Eigen-

verbrauchs lokal erzeugten Grünstroms, 2020 - Masterarbeit;
Technische Universität Berlin, Prof. Dr-Ing. Kriegel

Veröffentlichungen und Vorträge

KOCH, A.: Das Smart Grid als vernetztes System. In: VDI/VDE-GMA FA 1.50 Grundlagen vernetzter und lernender Systeme, Ulm, 2017.

KOCH A., Gall J., Rehtanz C.: Holistic Day-Ahead Scheduling Approach for inhomogeneous Pools considering common German Compensation and Cost Structures. In: 7th International Energy and Sustainability Conference (IESC), Mai 2018, IEEE, S. 1–9.

KOCH, A.: Optimierungsziele Virtueller Kraftwerke bei der Einsatzplanung und Vorstellung einer Optimierungsmethode zur Mehrwegevermarktung. In: VDI/VDE-GMA FA 1.50 Grundlagen vernetzter und lernender Systeme, Ulm, 2019.

BILGIC, D.; KOCH, A.; PAN, G.; FAULWASSER, T.: Toward data-driven predictive control of multi-energy distribution systems. In: Electric Power Systems Research, Nov. 2022, Elsevier

ÖZMETELER, M. B.; BILGIC, D.; PAN, G.; KOCH, A.; FAULWASSER, T.: Data-driven uncertainty propagation for stochastic predictive control of multi-energy systems. In: European Journal of Control, 80, Nov. 2024, Elsevier

BILGIC, D.; HARDING, A.; FAULWASSER, T.: Data-driven predictive control of bilinear HVAC Dynamics - An experimental case study. In: IEEE Control Systems Letters (Volume: 8), Dec. 2024, IEEE

