

# **Optimierte markt- und netzorientierte Bewirtschaftung der Flexibilität von Nichtwohngebäuden**

Der Fakultät für  
Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik  
der Bergischen Universität Wuppertal

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

vorgelegte Dissertation

von

**David Alexander Cano Tirado, M. Sc., M. Eng.**

aus Bogotá, Kolumbien

Referent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Karsten Voss

Tag der mündlichen Prüfung: 8. Mai 2026



## Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. Sie wäre ohne die Unterstützung zahlreicher Kolleginnen und Kollegen, Freunde und Familienangehöriger nicht möglich gewesen, denen ich meinen aufrichtigen Dank aussprechen möchte.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater, Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, für die Ermöglichung und Begleitung meines Promotionsverfahrens sowie für das mir entgegengebrachte Vertrauen. Seine Hinweise und Anregungen haben wesentlich zum Erfolg dieser Arbeit und zu meiner persönlichen Weiterentwicklung beigetragen. Ebenso danke ich Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Karsten Voss, der das Korreferat freundlich übernommen hat, Teil des zugrunde liegenden Forschungsprojekts InFlex war und die Durchführung des Feldtests ermöglicht hat.

Ein wesentlicher Teil dieser Arbeit entstand durch die Zusammenarbeit mit dem Projektpartner, dem Lehrstuhl für Bauphysik und Gebäudetechnische Ausrüstung. Für ihren Beitrag zur thermischen Modellierung der Gebäude danke ich insbesondere Frau Tuğçin Kirant-Mitic.

Mein herzlicher Dank gilt außerdem meinen Kolleginnen und Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, die durch fachliche Diskussionen und konstruktive Beiträge die Entstehung dieser Arbeit unterstützt haben. Besonders hervorheben möchte ich hierbei die sehr gute und intensive Zusammenarbeit mit Maximilian Forchheim, Martin Asman, Markus Koch und Marco Tafuro in einer stets freundschaftlichen Atmosphäre. Ebenso danke ich allen Mitgliedern der Forschungsgruppe „Intelligente Netze und Systeme“ bzw. „Intelligente Netze und Flexibilitätsmanagement“ für die enge und konstruktive Zusammenarbeit während meiner Zeit am Lehrstuhl. Mein besonderer Dank gilt darüber hinaus auch James Garzón Real und Ailén Kreuzer für ihre zusätzliche Unterstützung.

Mein weiterer Dank gilt meiner Familie, die direkt und indirekt zum Entstehen dieser Arbeit beigetragen hat. Meiner Mutter Clara und meinem Vater Tulio bin ich zutiefst dankbar für ihre Unterstützung, ihre Zuneigung und dafür, dass sie meinen Bildungsweg ermöglicht haben. Meiner Schwester Melissa danke ich von Herzen für ihre beständige Unterstützung und ihre Liebe. Pilar González danke ich zudem ausdrücklich für ihre wertvolle Hilfe in der Abschlussphase.

Abschließend möchte ich meiner Frau, Isabel Miñano González, danken, die mit großer Geduld an meiner Seite stand, mich während des gesamten Prozesses bestärkt hat und mir stets Rückhalt gab. Unserer Tochter gilt mein besonderer Dank, denn sie war letztendlich die größte Motivation, diese Arbeit abzuschließen.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b> .....	<b>I</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>I</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Nichtwohngebäude als neue Akteure in elektrischen Verteilnetzen .....	1
1.2 Stand der Wissenschaft und Technik .....	4
1.3 Zielsetzung und Aufbau .....	8
<b>2 Zusammenwirken von Nichtwohngebäuden, Verteilnetzen und Energiemärkten</b> .....	<b>13</b>
2.1 Gebäudeautomation und flexible Anlagen.....	13
2.1.1 Architektur des Gebäudeautomatisierungssystems .....	13
2.1.2 Flexible Anlagen in Nichtwohngebäuden .....	15
2.1.3 Sensorik in Gebäuden .....	23
2.1.4 Komfortvariablen als Betriebsbedingungen.....	25
2.2 Kommunikationsprotokolle der Gebäudeautomation .....	26
2.3 Integration von Nichtwohngebäuden in Verteilnetzautomatisierungssysteme .....	28
2.3.1 Herausforderungen in elektrischen Verteilnetzen .....	28
2.3.2 Nichtwohngebäude als flexible Netzakteure.....	30
2.4 Nichtwohngebäude als aktive Teilnehmer an Energiemärkten.....	32
2.4.1 Übersicht der Energiemärkte.....	32
2.4.2 Fahrplanerstellung von Nichtwohngebäuden für den Spotmarkt.....	39
2.5 Zusammenfassung des Kapitels und Abgrenzung der Themenstellung.....	42
<b>3 Nachbildung der flexiblen Anlagen von Nichtwohngebäuden</b> .....	<b>45</b>
3.1 Simulationsmodelle.....	45
3.1.1 Thermisches Energiemodell von Nichtwohngebäuden.....	45
3.1.2 Dynamische Simulationsmodelle von elektrisch betriebenen Anlagen .....	48
3.2 Modellvalidierung.....	56
3.2.1 Validierung des thermischen Energiemodells von Nichtwohngebäuden.....	57

3.2.2	Validierung der Modelle von elektrisch betriebenen Anlagen.....	65
3.3	Simulationsumgebungen .....	71
3.3.1	Ganzheitliche Simulationsumgebung.....	72
3.3.2	Simulationsumgebung für elektrische Verteilnetze.....	78
3.4	Zusammenfassung des Kapitels .....	80
<b>4</b>	<b>Optimierung der Flexibilitätsbereitstellung mittels eines Genetischen Algorithmus .</b>	<b>83</b>
4.1	Technische Anforderungen an die Fahrplanermittlung .....	83
4.1.1	Marktorientierter Betrieb.....	84
4.1.2	Netzorientierter Betrieb.....	85
4.2	Genetischer Algorithmus zur optimierten Fahrplanerstellung .....	87
4.2.1	Erläuterung des Genetischen Algorithmus .....	87
4.2.2	Optimierungsproblem für einen marktorientierten Betrieb .....	99
4.2.3	Optimierungsproblem für einen netzorientierten Betrieb.....	101
4.2.4	Parameteroptimierung der genetischen Operatoren .....	103
4.3	Optimierter Fahrplan .....	105
4.3.1	Kopplung der Simulationsumgebungen mit dem Optimierungskonzept.....	105
4.3.2	Rahmenbedingungen des Optimierungskonzepts.....	107
4.4	Zusammenfassung des Kapitels .....	108
<b>5</b>	<b>Anwendung des Optimierungsalgorithmus in der Praxis.....</b>	<b>111</b>
5.1	Testumgebungen .....	111
5.1.1	Simulationsuntersuchung .....	111
5.1.2	Fallstudiengebäude für den Feldtest.....	112
5.2	Bewertungsszenarien.....	115
5.2.1	Konventioneller Betrieb von Nichtwohngebäuden .....	115
5.2.2	Szenarien für einen marktorientierten Betrieb.....	116
5.2.3	Szenarien für einen netzorientierten Betrieb .....	120
5.3	Analyse der Optimierungsergebnisse .....	121
5.3.1	Simulationsergebnisse: Marktorientierte Optimierung im HC-Gebäude .....	121
5.3.2	Simulationsergebnisse: Netzorientierte Optimierung im HC-Gebäude .....	132

---

5.3.3	Markt- und netzorientierte Ergebnisse im Feldtest .....	142
5.4	Reflexion und Diskussion der Optimierungsergebnisse und der Modellbildung.....	147
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>151</b>
<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>155</b>
7.1	Literaturverzeichnis.....	155
7.2	Publikationsverzeichnis.....	181
7.3	Abkürzungsverzeichnis.....	183
7.4	Formelverzeichnis.....	185
<b>8</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>189</b>
8.1	Berechnung der Sonneneinstrahlung.....	189
8.2	Vergleich zwischen dem gemessenen und modellierten HC-Gebäude.....	190
8.3	Vergleich zwischen der gemessenen und modellierten Einspeiseleistung von Photovoltaik-Anlagen .....	193
8.4	Vergleich zwischen den gemessenen und modellierten Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen .....	194
8.5	Zusammenfassung der Optimierungsparameter des Genetischen Algorithmus.....	197
8.6	Optimierung der Parameter des Genetischen Algorithmus.....	198
8.7	Validierung des thermischen Energiemodells des MIMO-Gebäudes .....	202
8.8	Entwicklung der Energieversorgung und des Strompreises der Day-Ahead Auktion .....	204
8.9	Analyse des marktorientierten Betriebes des HC-Gebäudes für die Szenarien mit hohem Beitrag erneuerbarer Energien.....	208
8.10	Erweiterung der Ergebnisse des marktorientierten Betriebs des HC-Gebäudes .....	211
8.11	Erweiterung der Ergebnisse des netzorientierten Betriebs des HC-Gebäudes.....	213
8.12	Entwicklung der bezogenen Leistung des MIMO-Gebäudes im markt- und netzorientierten Betrieb.....	224
<b>9</b>	<b>Betreute Arbeiten .....</b>	<b>231</b>



# 1 Einleitung

Im Pariser Klimaabkommen von 2015 haben sich 197 Staaten, darunter auch Deutschland, dazu verpflichtet, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter  $\Delta T = 2 \text{ K}$  über dem vorindustriellen Niveau zu halten und sich zu bemühen, den Temperaturanstieg auf  $\Delta T = 1,5 \text{ K}$  über den vorindustriellen Werten zu begrenzen [1]. Hauptgrund für diese Vereinbarung ist der Klimawandel, welcher auf Treibhausgasemissionen zurückzuführen ist, die hauptsächlich durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe wie Kohle, Öl und Gas entstehen [2, S. 9]. Die Herausforderung, welche das Pariser Klimaabkommen für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft darstellt, besteht darin, den Übergang von kohlenstoffbasierter Energieversorgung zu erneuerbarer Energieerzeugung durch koordinierte Zusammenarbeit zu bewältigen [3, S. 182-184]. In diesem Kontext spielt die Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors eine entscheidende Rolle, da sich diese auf nachhaltige Energieträger stützen können [4, S. 12-14]. Dies führt parallel zur Entstehung neuer Akteure im elektrischen Verteilnetz, welche nicht nur zu den Zielen der Dekarbonisierung beitragen, sondern auch den Betrieb der elektrischen Verteilnetze unterstützen können. Vor diesem Hintergrund sind Nichtwohngebäude (NWG) als potenzielle neue Akteure im elektrischen Verteilnetz zu nennen, da sie nicht nur zur Dekarbonisierung der Energieversorgung des elektrischen Verteilnetzes, sondern auch zum sicheren und zuverlässigen Betrieb der Verteilnetze beitragen können.

## 1.1 Nichtwohngebäude als neue Akteure in elektrischen Verteilnetzen

Der Transformationsprozess der elektrischen Verteilnetze im Rahmen der Energiewende führt zu Umständen, für die sie ursprünglich nicht konzipiert wurden. Sowohl die zunehmende Dezentralisierung der volatilen Erzeugung durch Windkraft- und Photovoltaik (PV) als auch der wachsende Energiebedarf neuer Verbrauchsanlagen, wie Wärmepumpen (WP), Elektro-Personenkraftwagen (ePkw) und elektrischen Energiespeichersystemen (EES) [5, S. 3], stellen Herausforderungen für den Betrieb der elektrischen Verteilnetze dar [6, S. 27-28]. Der gleichzeitige Ausbau dieser Technologien kann zu kritischen Netzsituationen führen [7, S. 3, 8, S. 5]. Insbesondere können die Stromflüsse die thermischen Grenzwerte der Netzbetriebsmittel<sup>1</sup> überschreiten sowie die Gewährleistung der Spannungshaltung beeinträchtigt [9]. Gemäß DIN EN 50160 liegt das zulässige Spannungsband in einem Bereich von  $U/U_n = 100 \% \pm 10 \%$  der Nennspannung  $U_n$  [10]. In der heutigen Praxis lassen sich kritische Netzsituationen durch den Netzausbau vermeiden. Allerdings sind diese Maßnahmen mit hohen Investitionskosten verbunden [11, S. 8-10].

---

<sup>1</sup> Netzbetriebsmittel: Freileitungen, Kabel, Transformatoren, Schaltanlagen, Netzstationen sowie zugehörige Schutz- und Leittechnik [9].

Aus diesem Grund ist es sinnvoll, möglichst in naher Zukunft alternative und innovative Maßnahmen zur Sicherstellung der elektrischen Energieversorgung zu konzipieren, die einerseits zuverlässig und andererseits technisch und wirtschaftlich realisierbar sind [7, S. 3].

Die erwähnten Herausforderungen erfordern die Einbeziehung der Endenergieverbraucher: Industrie, private Haushalte, Verkehr sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Im Jahr 2021 betrug der Endenergieverbrauch dieser Sektoren in Deutschland rund  $E = 2.404$  TWh, wobei die Industrie einen Anteil von ca. 29 % ( $E = 693$  TWh), private Haushalte 28 % ( $E = 652$  TWh), Verkehr 27 % ( $E = 652$  TWh) und der GHD-Sektor 16 % ( $E = 381$  TWh) ausmachten [12, S. 90]. Der Endenergieverbrauch hat sich in den letzten 30 Jahren bei etwa  $E = 2.500$  TWh stabilisiert, wobei der Anteil erneuerbarer Energien (EE) wie PV und Windkraft im Endenergieverbrauch kontinuierlich gestiegen ist [12, S. 70]. Insbesondere stieg der EE-Anteil am Endenergiemix im Jahr 2021 um 5,6 % im Vergleich zu 2020 [13, S. 22-23]. Der wachsende EE-Anteil hat eine Reduzierung der gesamten Treibhausgasemissionen von 1.251 Millionen Tonnen (Mio. t.) CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Äq) im Jahr 1990 auf 760 Mio. t. CO<sub>2</sub>-Äq im Jahr 2021 ermöglicht [14, S. 65]. Von den gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland, die von 897 Mio. t. CO<sub>2</sub>-Äquivalent im Jahr 2015 auf 760 Mio. t. CO<sub>2</sub>-Äquivalent im Jahr 2021 gesunken sind, entfielen im Jahr 2021 rund 118 Mio. t auf den Gebäudesektor [15, S. 7].

Obwohl bei der Verringerung der Treibhausgasemissionen Fortschritte erzielt worden sind, besteht weiterhin Handlungsbedarf, um die im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) festgelegte Treibhausgasneutralität zu erreichen. Ziel ist es, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 auf 440 Mio. t. CO<sub>2</sub>-Äq zu reduzieren, wobei der Gebäudesektor bei maximal 15 % der gesamten CO<sub>2</sub>-Äq bleiben soll [15, S. 7]. Im Jahr 2021 betrug der gesamte Gebäudebestand 21,4 Mio. Einheiten, von denen etwa 9,3 % (2 Mio. Einheiten) auf NWG und der Rest auf Wohngebäude entfielen [12, S. 8]. Der Endenergieverbrauch beider Gebäudetypen betrug im selben Jahr  $E = 907$  TWh, wovon ca. 36,4 % ( $E = 330$  TWh) auf die NWG entfielen [12, S. 78]. Trotz ihres geringeren Anteils am gesamten Gebäudebestand ist der Energieverbrauch von NWG erheblich.

Verschiedenen Studien zufolge wird der elektrische Energieverbrauch von NWG in den kommenden Jahren aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung von Wärme- und Mobilitätsanwendungen, insbesondere durch den Einsatz von WP und Ladeinfrastrukturen (LIS) für ePkw, ansteigen [16–18]. Während dadurch der Anteil elektrischer Energie am Endenergieverbrauch zunimmt, kann der Gesamt- und Primärenergiebedarf durch den höheren Wirkungsgrad elektrischer Wärmeerzeugung und durch Effizienzsteigerungen langfristig deutlich sinken. Der Wärmeenergiebedarf von NWG beträgt im Jahr 2022 etwa  $E = 218$  TWh, was 57 % von ihrem Gesamtenergiebedarf entspricht. Laut dem Fraunhofer-Institut zielt die Elektrifizierung des Wärmesektors in NWG darauf ab, diesen Bedarf und damit den Primärenergieeinsatz bis 2050 auf ca.  $E = 60$  TWh zu reduzieren [16, S. 144-146]. Dieser Meilenstein erfordert nicht nur den Ausbau und die optimierte Nutzung von WP und Warmwasserspeichern sowie optimierte Gebäudehüllen [17, S. 145-

148], sondern auch die Integration von Fernwärmesystemen und kommunaler Wärmeplanung, wie im deutschen Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze<sup>2</sup> (WPG) vorgesehen. Allerdings lag die durchschnittliche jährliche Sanierungsrate in NWG im Jahr 2022 bei 0,7 %, was für die Klimaschutzziele im Gebäudebestand nicht ausreicht, da bis 2045 eine jährliche Sanierungsrate von 2,3 % erforderlich ist [20, S. 1–3].

Darüber hinaus gewinnt die Elektrifizierung der Mobilität zunehmend an Bedeutung. Bis 2023 sind in Deutschland rund eine Million ePkw zugelassen worden [21]. Es wird prognostiziert, dass der ePkw-Bestand bis 2030 auf 15 Millionen ansteigen wird. Davon werden rund 3 Millionen ePkw regelmäßig in NWG wie Büro-, Verwaltungs- oder Behördengebäuden geladen [22].

Die Integration von PV-Anlagen zusammen mit EES kann dazu beitragen, den aus der Elektrifizierung resultierenden Bedarf an elektrischer Energie der genannten Technologien lokal zu decken. Im Jahr 2021 betrug die installierte PV-Leistung in Deutschland rund  $P_{\text{inst}} = 60 \text{ GW}_p$ , wovon knapp 17 % ( $P_{\text{inst}} = 9,9 \text{ GW}_p$ ) auf den GHD-Sektor entfielen [23, 38–46]. Es wird geschätzt, dass bis 2030 eine installierte Leistung von fast  $P_{\text{inst}} = 34 \text{ GW}_p$  durch die Nutzung von Fassaden und Terrassen in NWG erreicht werden könnte. Dies würde eine zusätzliche Energieerzeugung von  $E = 21 \text{ TWh}$  bis  $E = 25 \text{ TWh}$  ermöglichen. Andere Autoren weisen jedoch darauf hin, dass diese Prognosen eher konservativ sind und die vom Gebäudesektor erwarteten Klimaziele nicht erreicht werden [23, 38–46]. Das Wachstum von PV-Anlagen wird von EES begleitet. Nach [24] betrug die gesamte installierte Batterieleistung im Gewerbesektor in Deutschland Ende 2022 rund  $P_{\text{inst}} = 148 \text{ MW}$ , was einer Kapazität im Gewerbesektor von  $E = 290 \text{ MWh}$  entspricht. In diesem Sektor gibt es einen offensichtlichen Trend zu Lithium-Ionen-Batterien [24]. Je nach betrachtetem Szenario könnte die gesamte Batterieleistung im Jahr 2045 zwischen  $E = 8,9 \text{ GW}$  und  $E = 12 \text{ GW}$  liegen [25]. Das bedeutet, dass die Batterieleistung im GHD-Sektor jährlich um  $\Delta P_{\text{inst}} = 400 \text{ MW}$  bis  $\Delta P_{\text{inst}} = 540 \text{ MW}$  wachsen würde.

WP sowie LIS für ePkw und lokale Erzeuger wie PV-Anlagen in Verbindung mit EES machen NWG zu potenziellen neuen Akteuren im elektrischen Verteilnetz. Hinzu kommen aber auch die bestehenden Blockheizkraftwerke (BHKW) und Klimaanlage, welche, wie die WP, zur Gruppe der potenziell CO<sub>2</sub>-einsparenden Heiz-, Kühlungs- und Lüftungsanlagen (HKL-Anlagen) gehören [26, S. 116-121, 27, S. 6-8]. Dadurch haben NWG ein hohes Potenzial, dem elektrischen Verteilnetz Flexibilität<sup>3</sup> anzubieten [17, S. 639-642]. Die Flexibilität wird durch flexible Anlagen bereitgestellt und kann auf verschiedene Weise genutzt werden [29, S. 15-17]. Zum einen kann sie einen netzorientierten Zweck haben, um den Betrieb des elektrischen Verteilnetzes bei Netzengpässen zu unterstützen, indem der Leistungsbezug des NWG temporär reduziert oder erhöht wird.

---

<sup>2</sup> § 4 Absatz 1 Satz 1 bis 4 WPG 2023 [19].

<sup>3</sup> Definition von Flexibilität: „Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter um Flexibilität zu charakterisieren beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, den Ort etc.“ [28, S. 6].

Zum anderen kann die Flexibilität marktorientiert genutzt werden, indem sie direkt oder indirekt auf geeigneten Energiemärkten gehandelt wird. Somit werden die Stromkosten<sup>4</sup> gesenkt, indem der Spitzenenergieverbrauch in Zeiten verlagert wird, in denen die Strompreise günstiger sind.

Die Flexibilitätsnutzung in NWG sowohl für einen netzorientierten als auch für einen marktorientierten Betrieb stellt eine Herausforderung dar. Dies ist in NWG durch die Einbeziehung von sogenannten Energiemanagementsystemen (EMS) in den sogenannten Gebäudeautomatisierungssystemen (GAS) möglich. Ein GAS muss in der Lage sein, über geeignete Kommunikationsprotokolle mit einem übergeordneten Akteur, wie einem Verteilnetzautomatisierungssystem (VNAS), einem Aggregator oder einem Netzbetreiber, zu kommunizieren, um deren Anforderungen, wie eine Anpassung der bezogenen Leistung, empfangen und umsetzen zu können.

Ein VNAS ist ein System, welches in der Lage ist, den Betrieb des elektrischen Verteilnetzes zu automatisieren [30, S. 10-12]. Dabei werden kritische Netzsituationen wie thermische Überlastungen und Spannungsbandverletzungen mittels Sensoren im elektrischen Verteilnetz rechtzeitig erkannt und durch entsprechende Akteure anschließend durch geeignete Maßnahmen behoben. Ein Aggregator hingegen koordiniert und bündelt die Energie von Teilnehmern und handelt auf optimierte Weise die aggregierte elektrische Energie auf konkreten Energiemärkten [31, S. 10-11]. Das GAS kann auch die Aufgabe des Energiehandels übernehmen, wenn die Beteiligung eines Aggregators nicht erforderlich ist. Hierfür müssen jedoch geeignete Plattformen und Schnittstellen in das GAS integriert werden [32, S. 31-32].

Sowohl der netzorientierte als auch der marktorientierte Betrieb von NWG erfordert die Bewirtschaftung der vorhandenen Flexibilität. In dieser Arbeit wird der Betrieb von NWG durch die Optimierung der flexiblen Anlagen untersucht, wobei die Einhaltung der Mindestkriterien für Raum- und Nutzerkomfort für den markt- und netzorientierten Betrieb sichergestellt wird.

## 1.2 Stand der Wissenschaft und Technik

Die Energiewende betrifft direkt sowohl Wohngebäude als auch NWG. Dieser Wandel erfordert die Nutzung der damit verbundenen Flexibilität, weshalb die optimale Bewirtschaftung dieser Flexibilität in den letzten Jahren ein Thema von hohem Interesse gewesen ist. Insbesondere Wohngebäude können ihre vorhandene Flexibilität, vor allem in Form von WP- und PV-Anlagen in Kombination mit einem EES, nutzen, um markt- oder netzorientiert zu agieren. Wie in Tabelle 1-1 dargestellt ist, werden für den marktorientierten Betrieb in mehreren Studien Optimierungsstrategien wie die regelbasierte Steuerung (engl. „*Rule Based Control*“, RBC) oder die modellprädiktive Regelung (engl. „*Model Predictive Control*“, MPC) eingesetzt, um den Fahrplan des

---

<sup>4</sup> Stromkosten verstanden als Kosten der eingekauften elektrischen Energie.

Wohngebäudes unter Einbeziehung der dynamischen Stromtarife<sup>5</sup> der Energiemärkte zu bestimmen und so die damit verbundenen Stromkosten zu reduzieren. Manche der Lösungsansätze verwenden physikalische Modelle, um die thermischen Merkmale der Gebäude sowie ihrer Anlagen nachzubilden [34–37]. Bei weiteren Studien wird spezialisierte Software zur Gebäudemodellierung verwendet [38–40] und in anderen werden Methoden der künstlichen Intelligenz eingesetzt [41–43]. Zusätzlich werden für den netzorientierten Betrieb von Wohngebäuden Regelungsstrategien berücksichtigt, um die Anforderungen eines übergeordneten Steuerungssystems wie eines Aggregators oder des Netzbetreibers zu erfüllen [44, S. 35-39]. Diese Lösungsansätze basieren ebenfalls auf MPC [35, 45], RBC [35, 46] oder maschinellem Lernen als Unterkategorie der künstlichen Intelligenz [47, 48] und zielen darauf ab, kurzfristig die Betriebspunkte der flexiblen Anlage zu bestimmen, welche die Anforderungen erfüllen.

Die Forschung im Zusammenhang mit der Flexibilitätsnutzung in Wohngebäuden ist weiter verbreitet als in NWG, was beweist, dass die Flexibilitätsnutzung in NWG noch ein Thema mit Herausforderungen und Entwicklungspotenzial darstellt [49]. In Tabelle 1-1 wird ein Überblick über Forschungsarbeiten aufgezeigt, welche die Bewirtschaftung der Flexibilität von NWG im Fokus haben. In den meisten Arbeiten werden hauptsächlich HKL-Anlagen betrachtet, was ihre Relevanz als Flexibilitätsbereitsteller in NWG hervorhebt. Daneben bestehen Gebäudefallstudien, bei denen PV-Anlagen und EES einbezogen werden. Zusätzlich gibt es auch Fallstudien, welche die Flexibilität von thermischen Energiespeichern wie Warmwasserspeicher, Pufferspeicher oder sogar das NWG selbst durch die thermische Masse des Gebäudes nutzen. In geringerem Umfang werden BHKW, LIS, elektrische Energieerzeuger und die Beleuchtung betrachtet. Nur vereinzelte Fallstudien umfassen mehrere Arten von flexiblen Anlagen gleichzeitig [50, 51].

**Tabelle 1-1: Forschungsarbeiten zur Flexibilitätsnutzung in NWG**

Quelle	Ziel	Lösungsansatz	Flexible Anlagen	Fallstudie
[52]	Minimierung des gesamten Energieverbrauchs	Neuronale Netze und genetische Algorithmen zur Senkung des Energieverbrauchs unter Betrachtung des Raumkomforts	HKL-Anlagen	NWG in Perpignan, Frankreich
[53]	Maximierung des Eigenenergieverbrauchs	Optimierung durch gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung	LIS und EES	Forschungsbäude, Frankreich
[50]	Abschätzung des Flexibilitätspotenzials von Multi-Energie-Systemen für kurzfristige Energieplanung	Optimierung durch einen generischen Algorithmus zur Ermittlung von Fahrplänen für die Day-Ahead Auktion	HKL-Anlagen (inklusive WP), BHKW, thermische und EES, LIS, PV-Anlagen-, kleine elektrische Energieerzeuger	Virtuelles Multi-Energie-Bezirkssystem in Aachen, Deutschland

<sup>5</sup> Ein dynamischer Stromtarif beschreibt einen zeitvariablen Tarif, bei dem zwischen dem Kunden und dem Energieversorger kein fester Preis pro verbrauchter Kilowattstunde vereinbart wird, sondern stattdessen die Marktpreise direkt an die Kunden weitergegeben werden [33].

Tabelle 1-1: Forschungsarbeiten zur Flexibilitätsnutzung in NWG (Fortsetzung)

Quelle	Ziel	Lösungsansatz	Flexible Anlagen	Fallstudie
[51]	Quantifizierung der Flexibilität von netzdienlichen Gebäuden	Metaheuristische Methoden zur Bestimmung der Betriebspunkte zur Erfüllung externer Anforderungen	HKL-Anlagen, thermische und EES, Gebäudehülle, LIS, PV-Anlagen, Beleuchtung	Bürogebäude in Hong Kong, China
[54]	Identifikation und Nutzung der Flexibilitätspotenziale	„Demand-Side-Management“ basierend auf vordefinierten Nachfrageprofilen mittels RBC	WP, Kühlungsanlagen, geothermische Kraftwerke, BHKW, Heizkessel und Lüftungsanlagen	E.ON-Energieforschungszentrum in Aachen, Deutschland
[55, S. 144-152]	Bestimmung des Potenzials eines bedarfsorientierten Betriebs	Flexibilitätsaggregation durch die Definition von Regeln zur Erfüllung externer Anforderungen	Heizkessel, elektrische Kältemaschinen und Lüftungsanlagen. EES, PV-Anlagen	Bürogebäude des Energieministeriums, USA
[56, S. 133-143]	Bestimmung des Potenzials eines bedarfsorientierten Betriebs	RBC zum Ein- und Ausschalten der Lüftungsgeräte unter Betrachtung von Raumfortkriterien	Lüftungsanlagen	Rose Bowl Gebäude, England
[57]	Bereitstellung der aus der Aggregation resultierenden Flexibilitäten	Mehrstufige Dispatch-Strategie für NWG-Cluster zur Maximierung des wirtschaftlichen Nutzens	HKL-Anlagen, Beleuchtung	Gewerbe und Bürogebäude in Hong Kong, China
[58]	Stromkostensenkung anhand dynamischer Stromtarife	Preisorientierter Betrieb durch RBC für die Raumheizung	Heizungsanlagen wie Heizkesselanlagen und WP	Bürogebäude Thessaloniki, Griechenland
[55, S. 123-135]	Erfüllung externer Anforderungen durch Lastmanagement	Bestimmung der Betriebsweise durch künstliche Intelligenz anhand von historischen Messungen	Heizkessel, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Kühlungs- und Lüftungsanlagen	Campus des University College Dublin, Irland
[56, S. 144-151]	Nutzung der markt- und netzorientierten Flexibilität eines EES	MPC zur Prognose des Lastprofils zum Erreichen markt- oder netzorientierter Optimierungsziele	HKL-Anlagen, EES und PV-Anlagen	Gateshead College Skills Academy, England
[59]	Minimierung der Stromkosten und Reaktion auf den Flexibilitätsbedarf	Genetischer Algorithmus und MPC zur Betriebsoptimierung mithilfe physikalischer Modelle	HKL-Anlagen, Kühlschränke, Gefrierschränke, EES, PV-Anlagen	Geschäft und Tankstelle in Kalifornien, USA

Die Zielsetzungen der genannten Fallstudien sind vielfältig. In der ersten Gruppe finden sich Fallstudien, bei denen das Ziel darin besteht, den Energieverbrauch zu minimieren oder den Eigenenergieverbrauch durch den Einsatz lokaler Energieerzeuger zu maximieren [52, 53]. Eine zweite Gruppe schätzt und quantifiziert das Flexibilitätspotenzial von NWG für den markt- oder netzorientierten Betrieb [50, 51, 54–56]. Die nächste Gruppe zielt darauf ab, die Stromkosten durch die Teilnahme an Energiemärkten zu senken, entweder für einzelne Gebäude oder für mehrere Gebäude durch Aggregation [57, 58]. Im Gegensatz dazu setzt eine andere Gruppe im Rahmen von

Annex 67<sup>6</sup> Lastmanagementstrategien ein, um die Anforderungen eines Aggregators oder eines übergeordneten Akteurs, wie z. B. eines VNAS, zu erfüllen [55]. Die letzte Gruppe (auch im Rahmen von Annex 67) befasst sich gleichzeitig mit einem markt- und einem netzorientierten Betrieb [56, 59].

Entsprechend der jeweiligen Fallstudie sind Regelungsstrategien erforderlich, um die in Tabelle 1-1 aufgeführten Flexibilitäten von NWG zu nutzen. Unter diesen Lösungsansätzen werden lineare Optimierung, RBC, MPC, maschinelle Lernverfahren oder metaheuristische Verfahren in Betracht gezogen. Konventionelle Optimierungsmethoden, wie die lineare Optimierung, dienen der Maximierung oder Minimierung der Zielfunktion innerhalb festgelegter Randbedingungen. Dabei müssen sowohl das gesamte Modell vom NWG, die Zielfunktion als auch die beteiligten Nebenbedingungen linear sein [60, S. 9-14]. Bei gradientenbasierten Optimierungsverfahren werden die Betriebsparameter des NWG iterativ angepasst, um die bestehende Lösung anhand des Gradientenverlaufs der Zielfunktion zu verbessern [61, S. 28-35]. Allerdings ist diese Methode eher auf lokale als auf absolute Lösungen sensitiv und setzt voraus, dass das gesamte physikalische Modell des NWG kontinuierlich und differenzierbar ist. Die RBC ist eine Methode, bei der durch die Überwachung bestimmter Variablen das NWG nach vordefinierten Regeln und Kriterien gesteuert wird [62, S. 548-551]. Die MPC hingegen verwendet das gesamte Modell des NWG, um sein Verhalten vorherzusagen und die optimalen Steuerungsaktionen bei jedem Zeitschritt zu bestimmen [62, S. 552-558]. Alternative Algorithmen wie maschinelles Lernen werden eingesetzt, um Muster bestimmter Betriebsvariablen des NWG und seiner Anlagen zu erkennen und datengetriebene Betriebsentscheidungen zu treffen [62, S. 559-567]. Schließlich führen metaheuristische Methoden eine effiziente Exploration des Lösungsraums durch, um das globale Optimum zu finden [63, 64].

Metaheuristische Methoden sind mögliche Lösungen, um die Optimierung der Flexibilität von NWG zu unterstützen. Zu diesen Methoden gehören evolutionäre Algorithmen, die von der biologischen Evolution inspiriert und in der Lage sind, suboptimale (aber akzeptable) Betriebspunkte oder den optimalen Betriebspunkt für eine bestimmte Zielfunktion zu finden [65]. Diese umfassen beispielsweise die evolutionäre Programmierung, die Partikelschwarmoptimierung, die Ameisenkolonieoptimierung und genetische Algorithmen (GAL) [63]. Wie [52] und [65] nachweisen, haben GAL die inhärente Fähigkeit, Lösungen in einem komplexen Suchraum effizient zu explorieren, ohne dass ein explizites oder teilweise explizites physikalisches Modell des betreffenden NWG erforderlich ist [66, S. 81-90]. Damit verfügen sie über Werkzeuge, die konventionelle Optimierungsmethoden nicht haben [67, S. 41-42]. Die Optimierung des NWG erfolgt hier durch die Definition eines Fahrplans, der die Raumkomfortsollwerte der einzelnen Zonen des NWG sowie die Leistungssollwerte der entsprechenden Anlagen mit der jeweils festgelegten zeitlichen

---

<sup>6</sup> Annex 67 ist ein Forschungsprojekt des IEA-EBC-Programms („*Energy in Buildings and Communities*“), das sich mit der energetischen Flexibilität von Gebäuden und deren Beitrag zu Energiesystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien befasst.

Auflösung enthält. Hierbei muss nicht nur mit mehreren Eingangsparametern und Einschränkungen umgegangen werden, sondern es erweist sich auch als ein nicht-deterministisches Problem, da Zufallsvariablen wie z. B. das Nutzerverhalten den Betrieb beeinflussen.

Die Umsetzung der vorgestellten Strategien erfordert ihre Einbindung in das GAS, das die rechtzeitige Übertragung der ermittelten optimierten Sollwerte des Fahrplans an die beteiligten flexiblen Anlagen gewährleistet [62, S. 532-548]. Das GAS muss in der Lage sein, über geeignete Kommunikationsprotokolle mit externen und übergeordneten Akteuren, wie VNAS, Aggregatoren oder direkt mit Energiemarktplattformen, zu interagieren. Dadurch lässt sich die Flexibilität eines NWG praktisch nutzen, sowohl im Hinblick auf die Energiemärkte als auch auf die Anforderungen des elektrischen Verteilnetzes.

### 1.3 Zielsetzung und Aufbau

Die Flexibilitätsnutzung eines NWG kann sowohl eine Chance als auch eine Herausforderung sein. Je nach Betriebsmodus, ob markt- oder netzorientiert, kann ein Betriebskonzept die Stromkosten senken und gleichzeitig aktiv dazu beitragen, den zuverlässigen Betrieb des elektrischen Verteilnetzes zu gewährleisten. Die Definition der Betriebspunkte flexibler Anlagen für jeden der entsprechenden Zeitpunkte, unabhängig vom Betriebsmodus, ist jedoch keine triviale Aufgabe. Bei der Erstellung des Fahrplans müssen beispielsweise die Raumkomfortkriterien<sup>7</sup> der Zonen des NWG oder die Mindestnutzerkomfortanforderungen der an der LIS zuladenden ePkw eingehalten werden. Weiterhin kann der Fahrplan durch die zufälligen Wetterbedingungen, die Ladepunkt- (LP) und Gebäudebelegung, den Strompreis, die Anforderungen des elektrischen Verteilnetzes und anderen Faktoren beeinflusst werden. Zusammengenommen können diese Variablen zu höheren oder niedrigeren Stromkosten führen. Außerdem sollte eine geringe Abweichung zwischen dem geplanten und dem effektiven Fahrplan des NWG angestrebt werden. Dies verringert die Sanktionen, die in Form von Ausgleichsenergiekosten entstehen können, wenn Differenzen zwischen dem geplanten und dem beobachteten Fahrplan ausgeglichen werden müssen.

Einerseits zielt die marktorientierte Optimierung darauf ab, die Stromkosten durch die Teilnahme an geeigneten Energiemärkten zu senken. Anstelle des üblichen festen Stromtarifs, welcher mit dem elektrischen Energieversorger am Terminmarkt abgeschlossen wird, besteht die Möglichkeit, direkt oder indirekt z. B. am Spotmarkt teilzunehmen [68]. Der Spotmarkt ist ein kurzfristiger Handelsmechanismus für Stromlieferungen am nächsten Tag oder innerhalb des aktuellen Tages. Die Strompreise auf dem Spotmarkt schwanken im Laufe des Tages, da sie u. a. von der Verfügbarkeit elektrischer Energie aus EE-Quellen abhängen, die in der Regel billiger als die elektrische Energie aus konventionellen Quellen wie Kohle und Gas sind [69, S. 13]. Um an dem Spotmarkt

---

<sup>7</sup> Im Rahmen dieser Arbeit gehören zu den Raumkomfortkriterien: Raumtemperatur, CO<sub>2</sub>-Konzentration und relative Luftfeuchtigkeit. Sie werden in Abschnitt 2.1.4 ausführlich beschrieben.

teilnehmen zu können, ist die Ermittlung eines Fahrplans, wie in Abschnitt 2.4 ausführlich detailliert wird, erforderlich, die je nach Handelsmechanismus eine Zeitspanne vor dem Zeitpunkt der Energielieferung erfolgen muss. In diesem Fall dient der Optimierungsvorgang dazu, Energieverbrauchsspitzen zu vermeiden, wenn die Strompreise im Vergleich zu anderen Zeiten hoch sind. Dabei wird die elektrische Energie genutzt, welche im EES zur Verfügung steht, oder die Wärmeenergie, welche vorher durch Vorwärmung in der Gebäudemasse oder in Wasserspeichern gespeichert wird [70, S. 8].

Andererseits besteht der Optimierungsvorgang im netzorientierten Betrieb darin, eine Anforderung eines VNAS bzw. eines übergeordneten Akteurs zu erfüllen. Die in dieser Arbeit betrachtete netzzustandsprognosebasierte Anforderung zielt darauf ab, kritische Situationen im elektrischen Verteilnetz zu identifizieren und das Potenzial des NWG zu nutzen, um solche Situationen zu vermeiden oder zu beheben. Auf der Grundlage der erhaltenen Informationen, wie Dauer und Umfang der geforderten Leistungsanpassung, bestimmt der Optimierungsvorgang die neuen Sollwerte der flexiblen Anlagen, mit denen die Anforderung erfüllt werden kann. Im Gegensatz zur marktorientierten Optimierung, steht bei dem netzorientierten Betriebsmodus weniger Zeit zur Verfügung, um die Sollwerte flexibler Anlagen zu ermitteln, welche der Anforderung des VNAS entsprechen. Diese begrenzte Reaktionszeit ist unter anderem auf die Unsicherheiten bei der Prognose kritischer Netzsituationen zurückzuführen, die stark von der zeitlich und räumlich schwankenden Energieerzeugung aus EE sowie von variierenden Lastprofilen beeinflusst werden. Aufgrund dieser Volatilität ist eine präzise Prognose des Netzzustands nur mit kurzen zeitlichen Vorläufen möglich, was den Zeitraum für die Ermittlung geeigneter Sollwerte auf wenige Minuten bis maximal einige Stunden einschränkt [71, 72]. In Abschnitt 2.4.1 wird dieser Zusammenhang im Detail erläutert.

Die Betriebsoptimierung von NWG erfordert die Berücksichtigung mehrerer Faktoren. Die Modellierung des NWG und seiner flexiblen Anlagen sowie die Kalibrierung dieser Modelle ermöglichen eine Verringerung der Abweichungen zwischen dem erwarteten und dem tatsächlichen Betrieb. Die Verwendung spezialisierter Software zur Modellierung des thermischen Verhaltens von Gebäuden vereinfacht diese Aufgabe, jedoch auf Kosten eines expliziten und detaillierten physikalischen Gebäudemodells [73, 74]. Gleichzeitig erfordert die Modellierung flexibler Anlagen, die in einer spezialisierten Gebäudesoftware nicht berücksichtigt werden können, oft Modelle mit nichtlinearen Merkmalen [75–77]. Sowohl das Fehlen eines expliziten physikalischen Gebäudemodells als auch das nichtlineare Verhalten flexibler Anlagen erschweren die Anwendung herkömmlicher Optimierungskonzepte [67, S. 41-42]. Diese Bedingungen verhindern die Bestimmung der Gradienten der Zielfunktion, die zur Ermittlung der Lösung des Optimierungsproblems erforderlich sind [61, S. 28-35]. Aus diesem Grund rücken metaheuristische Optimierungsmethoden in den Fokus, insbesondere GAL. Diese zeigen insbesondere bei der Lösung von Fahrplandefinitionen von Optimierungsproblemen hervorragende Ergebnisse [78, S. 18]. GAL können die Beschränkungen konventioneller Methoden überwinden, z. B. akzeptable Lösungen

finden, ohne über die Informationen des expliziten physikalischen Modells zu verfügen, und auch nichtlineare oder nicht differenzierbare Modelle berücksichtigen [66, S. 81-90, 79, S. 6-18]. Sie sind auch in der Lage, ein breites Spektrum möglicher Lösungen zu untersuchen und können sowohl mit kontinuierlichen als auch mit diskreten Variablen arbeiten [80].

Das Hauptziel dieser Arbeit ist es, die Flexibilität eines NWG sowohl für den marktorientierten als auch für den netzorientierten Betrieb zu optimieren. Im Rahmen dieser Arbeit wird mit Hilfe von GAL der Fahrplan des NWG bestimmt, der es ermöglicht, einerseits die Stromkosten durch die Teilnahme am Spotmarkt zu minimieren und andererseits die Anforderungen eines VNAS zu erfüllen. Bei der Optimierung werden die technischen Randbedingungen für den Betrieb der flexiblen Anlagen unabhängig vom Betriebsmodus berücksichtigt und es ist jederzeit sichergestellt, dass keine Raum- oder Nutzerkomfortkriterien beeinträchtigt werden.

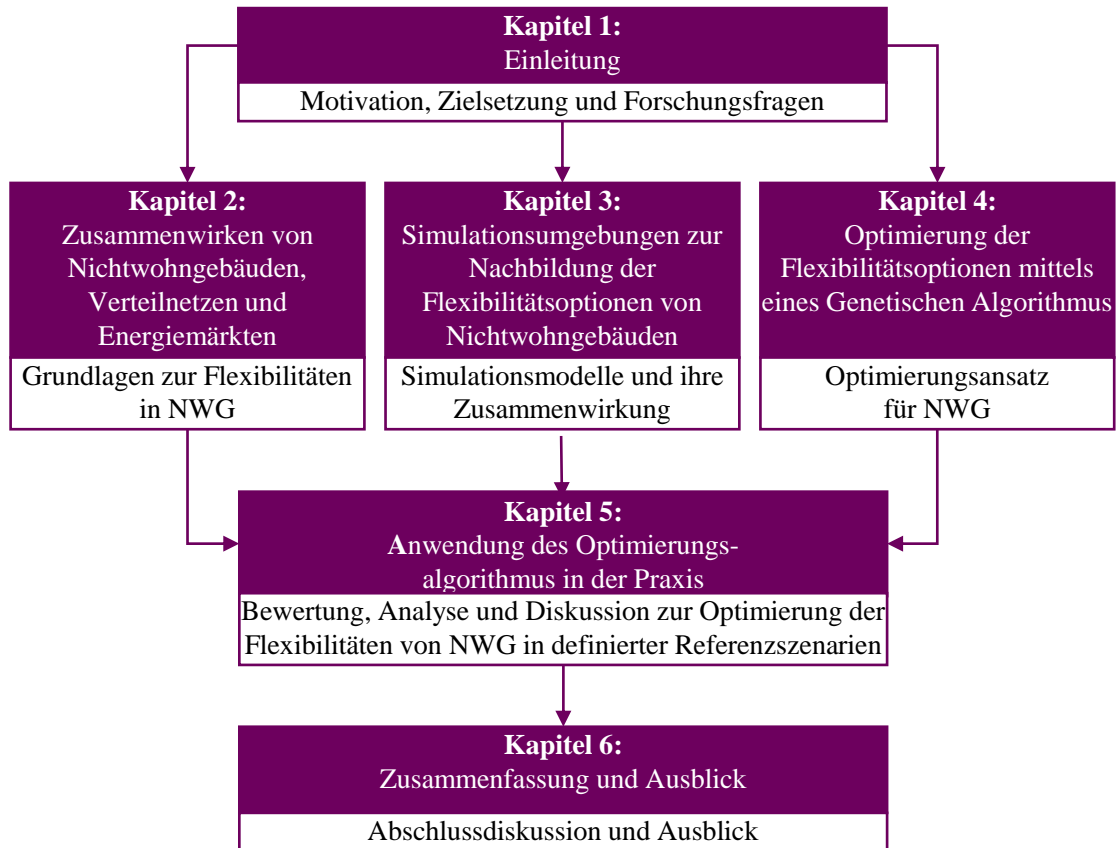
Zur Erreichung dieses Ziels werden die folgenden Forschungsfragen gestellt:

- **Frage 1:**  
Welche technischen Voraussetzungen müssen erfüllt sein, damit ein NWG seine marktorientierte bzw. netzorientierte Flexibilität nutzen und anbieten kann?
- **Frage 2:**  
Wie können GAL eingesetzt werden, um den Betrieb eines NWG durch gezielte Ansteuerung flexibler Anlagen unter Berücksichtigung von Vermarktungsmöglichkeiten zu optimieren?
- **Frage 3:**  
Welchen wirtschaftlichen Gewinn für den Gebäudebetreiber und welchen technischen Vorteil für das elektrische Verteilnetz bietet die marktorientierte und netzorientierte Optimierung der flexiblen Anlagen eines NWG?

Eine Übersicht der Gliederung dieser Arbeit ist in Abbildung 1-1 dargestellt. Die Arbeit ist in sechs Kapiteln unterteilt. Im zweiten Kapitel wird der theoretische Hintergrund für das Verständnis der Zusammenhänge zwischen NWG, dem elektrischen Verteilnetz und den Energiemärkten vorgestellt. Die Flexibilität von NWG und die Rolle der einzelnen Ebenen der Gebäudeautomatisierung werden dabei identifiziert. Diese Flexibilität wird anschließend ausführlich beschrieben.

Für die Betriebsoptimierung von NWG ist für jede mögliche Betriebsvariante die Entwicklung einer Simulationsumgebung erforderlich. In dieser werden sowohl das thermische Energiemodell des NWG als auch die Modelle der flexiblen Anlagen ganzheitlich integriert. Die Entwicklung der Simulationsumgebung wird im dritten Kapitel der Arbeit behandelt. Hier werden auch das Fallstudiengebäude, die betrachteten Annahmen und die jeweiligen Modellvalidierungen vorgestellt. Schließlich wird die Simulationsumgebung für elektrische Verteilnetze beschrieben. Neben

der Betrachtung des NWG als „Prosumer“, werden die Auswirkungen konventioneller Lasten wie Haushalte und das NWG selbst auf das elektrische Verteilnetz berücksichtigt. Ein *Prosumer* ist ein Akteur des elektrischen Verteilnetzes, der zeitweise als konventioneller Verbraucher, aber auch als lokaler Erzeuger auftreten kann, wenn die bereitgestellte Energie den Verbrauch übersteigt.



**Abbildung 1-1: Aufbau und Struktur der Arbeit**

Das vierte Kapitel befasst sich ausführlich mit dem marktorientierten und netzorientierten Optimierungskonzept, welches in dem Fallstudiengebäude erprobt wird. Zunächst werden die allgemeinen Anforderungen an die Definition des Fahrplans für beide Betriebsmodi erläutert. Anschließend wird auf den Lösungsansatz für die Optimierung des Betriebs von NWG eingegangen. Dabei werden sowohl jede der betrachteten Zielfunktionen und ihre entsprechenden Rahmenbedingungen als auch ihre Integration in die entwickelte Simulationsumgebung detailliert behandelt.

Im fünften Kapitel werden die Testumgebungen beschrieben, gefolgt von einer detaillierten Erläuterung der Szenarien, in denen das entwickelte Konzept sowohl für die Bewertung eines marktorientierten als auch eines netzorientierten Betriebs in der Praxis angewendet wird. Anschließend werden die erzielten Ergebnisse präsentiert und analysiert, wobei sowohl die Vorteile als auch die Einschränkungen dieser Algorithmen erörtert werden. Schließlich werden im sechsten Kapitel die allgemeinen Forschungsschlussfolgerungen und die möglichen zukünftigen Entwicklungsrichtungen vorgestellt.



## **2 Zusammenwirken von Nichtwohngebäuden, Verteilnetzen und Energiemärkten**

Die Flexibilitätsnutzung in NWG erfordert Synergien zwischen dem GAS, einem VNAS und den Energiemärkten. In diesem Kapitel wird der Hintergrund für das Verständnis des Zusammenspiels dieser Akteure dargestellt. Zunächst werden der Aufbau des GAS und die Arten von flexiblen Anlagen erläutert, mit denen ein NWG ausgestattet werden kann. Nach einem Überblick über die Kommunikationsprotokolle, welche die Interaktion zwischen den drei beteiligten Parteien ermöglichen, wird der markt- und netzorientierte Betrieb des NWG beschrieben.

### **2.1 Gebäudeautomation und flexible Anlagen**

Das GAS ermöglicht die Nutzung der Anlagen, die Flexibilität bieten können. Im Rahmen dieser Arbeit werden die flexiblen Anlagen als gebäudetechnische Anlagen kategorisiert, zu denen die HKL-Anlagen gehören, sowie als elektrisch betriebene Anlagen, zu denen PV-Anlagen, EES und LIS gezählt werden. Der Aufbau des GAS sowie die Details zu den flexiblen Anlagen, den üblicherweise vorhandenen Sensoren und den Komfortkriterien werden im Folgenden detailliert erläutert.

#### **2.1.1 Architektur des Gebäudeautomatisierungssystems**

In dem GAS sind die Steuerung und Überwachung der einzelnen Anlagen im NWG, darunter die flexiblen Anlagen, nach der europäischen Norm (EN) DIN EN ISO 16484-2 strukturiert. Diese Norm gilt für Systeme der Gebäudeautomation [81]. Nach den gesetzlichen Rahmenbedingungen des Gebäudeenergiegesetzes<sup>8</sup> (GEG), müssen NWG mit einer Bemessungsleistung der HKL-Anlage von mehr als  $P_n = 290 \text{ kW}$  mit einem GAS ausgestattet werden. Abbildung 2-1 gibt einen Überblick über die drei Ebenen der GAS-Struktur: Management-, Automations- und Feldebene. Außerdem werden Bausteine gezeigt, die üblicherweise in jeder der Ebenen vorhanden sind [83, S. 7-12].

Die Managementebene ist die oberste Überwachungs- und Betriebseinheit. Hier werden die Informationen über den Betrieb des NWG zentral gemeldet und zusammengeführt. Der Gebäudebetreiber oder eine übergeordnete Einheit legt die Betriebskriterien fest, wie z. B. die zu erfüllenden Raumkomfortkriterien gemäß der Raumbelastung. Die Automationsebene dient als Schnittstelle zwischen der Managementebene und der Feldebene. Zum einen besteht die Aufgabe darin, die in der Managementebene festgelegten Betriebsvorgaben durch die Steuerung von bestimmten Geräten zu erreichen. Beispielsweise wird durch die Ansteuerung der Heizungsanlagen die eingestellte Raumtemperatur in der Winterperiode erreicht. Zum anderen ist die Automationsebene

---

<sup>8</sup> § 71a Absatz 1 bis 4 des GEG 2023 [82].

für die Verarbeitung und Weiterleitung der von der Feldebene erfassten Betriebsgrößen der beteiligten Anlagen sowie der Raumkomfortvariablen wie Raumtemperatur, Luftqualität und relativer Luftfeuchtigkeit an die Managementebene zuständig. In der Feldebene sind schließlich die verschiedenen Feldgeräte vorhanden, wie Sensoren und Aktoren der technischen Komponenten. Je nach technischen Eigenschaften der Sensoren und Aktoren lassen sich diese über Kommunikationsprotokolle bedienen und überwachen. Sie sind direkt in einen Hauptkommunikationsbus integrierbar, an den auch die anderen Ebenen des GAS angeschlossen sind. Allerdings erfordern Feldgeräte, die nicht mit dem Hauptkommunikationsbus kompatibel sind, zusätzliche Komponenten wie z. B. Gateways oder Protokollkonverter, die in die Automationsebene integriert werden müssen. Unabhängig davon liefern Sensoren in der Regel ein Ausgangssignal, das – je nach Systemgeneration und Komplexität – entweder als analoge Größe (z. B. Spannungs- oder Stromsignal) oder als digitales Signal (z. B. über Modbus, BACnet oder KNX) vorliegt. In der Automationsebene werden diese Signale entsprechend verarbeitet und interpretiert. Während analoge Feldsignale nach wie vor weit verbreitet sind, geht der Trend zunehmend in Richtung digitaler Kommunikation. Die Aktoren werden entsprechend über analoge oder digitale Steuerbefehle angesteuert. [83, S. 7-12, 84, S. 7-9]

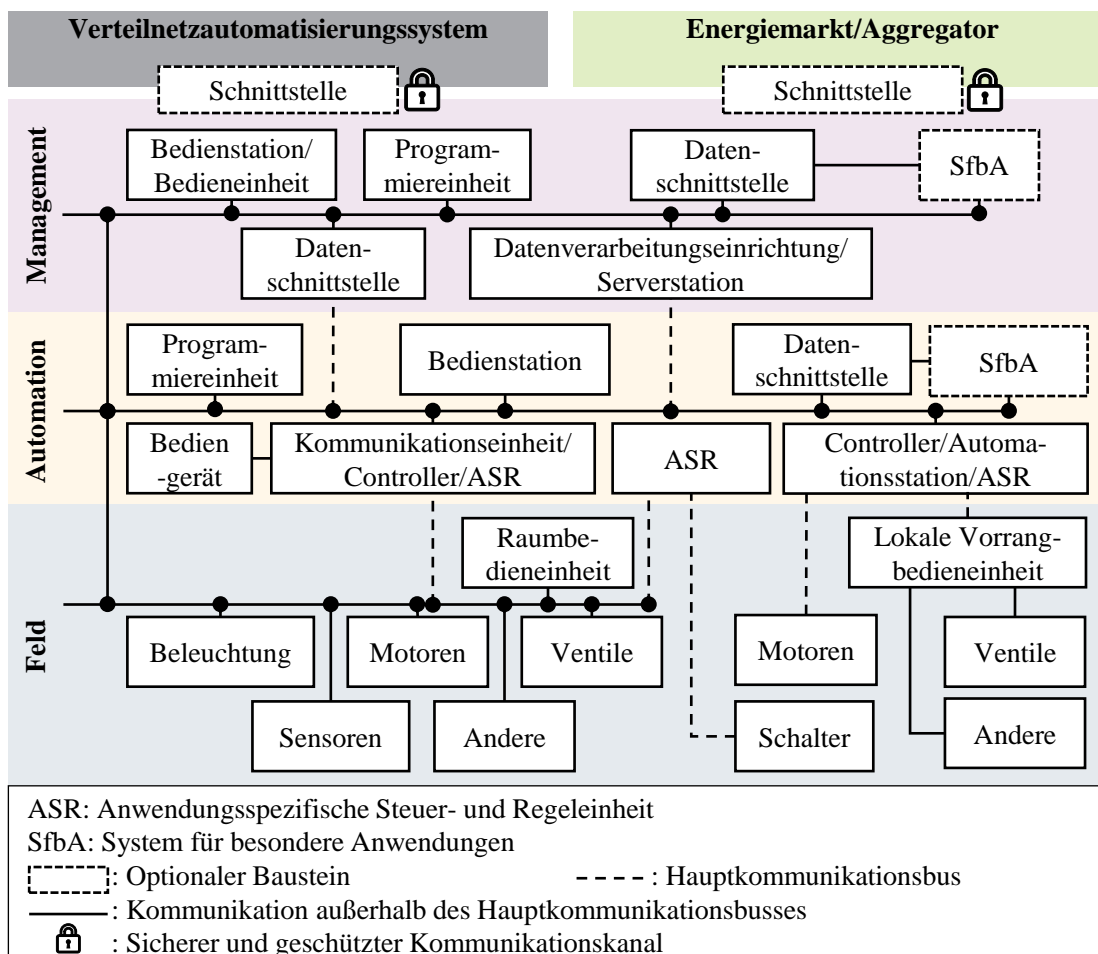


Abbildung 2-1: Struktur des GAS gemäß DIN EN ISO 16484-2, in Anlehnung an [83, S. 9]

Obwohl diese nicht zu den Bausteinen der Struktur des GAS gehören, ist es im Zuge dieser Arbeit unerlässlich, sowohl das VNAS als auch die Energiemärkte bzw. den Aggregator zu betrachten [85]. Durch entsprechende Schnittstellen ist es einerseits möglich, dass das VNAS der Managementebene des GAS die zu ergreifenden Maßnahmen des NWG übermittelt, sodass diese die notwendigen Maßnahmen der Anlagen auf der Feldebene vorgeben kann. Andererseits kann die Managementebene direkt oder indirekt über dafür vorgesehene Schnittstellen mit den Energiemärkten interagieren, die für die Vermarktung von elektrischer Energie in Betracht gezogen werden. Dieses Thema wird in Abschnitt 2.2 und in Abschnitt 2.3 ausführlich behandelt.

### 2.1.2 Flexible Anlagen in Nichtwohngebäuden

Die wichtigsten flexiblen Anlagen sind in den Forschungsfallstudien in Tabelle 1-1 aufgeführt, unter denen die folgenden hervorzuheben sind: Heizsysteme, Kühlsysteme, Lüftungssysteme, PV-Anlagen, LIS für ePkw und elektrische und thermische Energiespeicher. Mit Ausnahme der LIS für ePkw und der EES sind diese Anlagen im dena-Gebäudereport (2023) nach ihren Anwendungsarten kategorisiert. Die Anwendungsarten, die für NWG betrachtet werden, sind Raumwärme, Klimakälte, Warmwasser und Beleuchtung. Ihre Verteilung ist in Abbildung 2-2 dargestellt, aus der hervorgeht, dass die Anwendungen Raumwärme und Warmwasser mehr als drei Viertel des Endenergieverbrauchs der NWG abdecken, was einer Gesamtsumme von  $E = 330$  TWh entspricht. Die restlichen 17 % entfallen auf die Beleuchtung und die letzten 7 % auf die Klimakälte. Die Endenergieträger Gas und Öl decken für die Anwendung Raumwärme 75 % und für die Anwendung Warmwasser 64 % ab. Die anderen weniger dominanten Endenergieträger in diesen Anwendungen sind EE, Fernwärme, Strom und Kohle. [12, S. 78-80 und 90]

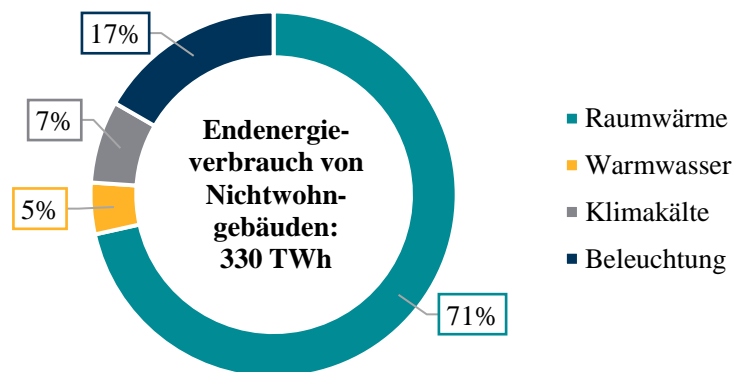


Abbildung 2-2: Endenergieverbrauch von NWG im Jahr 2021 in Deutschland nach Anwendungsart [12, S. 78-80]

Die in diesem Abschnitt betrachteten flexiblen Anlagen weisen je nach ihrem Betriebsprofil ein spezifisches Flexibilitätspotenzial auf, das sich grundsätzlich in zwei Kategorien einteilen lässt: positive und negative Flexibilität. Gemäß der Definition des Verbands der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) bezeichnet positive Flexibilität die Fähigkeit einer flexiblen Anlage, entweder die Einspeiseleistung in das elektrische Verteilnetz zu erhöhen oder die bezogene Leistung zu reduzieren. Negative Flexibilität hingegen beschreibt die Fähigkeit, die

Einspeiseleistung zu verringern oder die bezogene Leistung zu erhöhen. Diese Kategorisierung liegt auch der Betrachtung der hier vorgestellten flexiblen Anlagen zugrunde. [86, S. 18-19]

Positive Flexibilität kann beispielsweise dann bereitgestellt werden, wenn eine Anlage in Betrieb ist und im Bedarfsfall zur Reduktion der Last im elektrischen Verteilnetz abgeschaltet oder in ihrer Leistung reduziert wird. Umgekehrt liegt negative Flexibilität vor, wenn eine Anlage zunächst nicht in Betrieb ist, jedoch aufgrund innerer Betriebsbedingungen oder externer Signale aktiviert wird und dadurch zusätzliche Leistung aus dem elektrischen Verteilnetz bezieht. Die Nutzung dieses Flexibilitätspotenzials sollte jedoch stets im Einklang mit den technischen Rahmenbedingungen und betrieblichen Anforderungen erfolgen, um eine sinnvolle und effiziente Integration in das Energiesystem zu gewährleisten.

### **Heizungsanlagen**

Heizungsanlagen in Gebäuden umfassen gemäß DIN EN 12828:2013-04 die Wärmeerzeugung, ein System zur Wärmeverteilung (Pumpen sowie Rohrleitungen für den Vor- und Rücklauf) sowie die Übergabe der Heizwärme in den Räumen (z. B. Heizkörper oder Flächenheizung) [87, S. 2-5, 88]. Im Bereich der Wärmeerzeugung kommen traditionelle Heiztechnologien wie Zentralheizungssysteme mit Kesseln zum Einsatz, die auf fossilen Brennstoffen wie Gas und Öl basieren. Darüber hinaus bestehen auch modernere Optionen wie WP, Biomassekessel und mit Erdgas betriebene BHKW [87, S. 2-5, 89, S. 13-29]. Diese Technologien sind in den letzten Jahren stetig weiterentwickelt worden. Im Jahr 2019 lag der Anteil der fertiggestellten NWG mit einer Wärmeversorgung aus fossilen Brennstoffen (Öl und Gas) unter 50 %, während die Versorgung aus erneuerbaren Energieträgern wie WP, Biomasse und Solarenergie im Jahr 2021 auf fast 35 % anstieg. Der verbleibende Anteil entfiel vor allem auf Fernwärme und elektrische Heizsysteme, deren Energiemix sowohl fossile als auch erneuerbare Quellen umfasst [12, S. 46-47]. In den statistischen Auswertungen werden Strom und Fernwärme nicht direkt einer der beiden Hauptkategorien „fossil“ oder „erneuerbar“ zugeordnet, da ihre Zusammensetzung vom jeweiligen Energie- bzw. Fernwärmemix abhängt und somit Anteile beider Quellen enthalten kann.

Ein herkömmliches Kesselsystem wird durch die Verbrennung einer Energiequelle wie Erdgas, Öl oder Biomasse gespeist. Der Heizkessel wandelt die im Brennstoff gespeicherte chemische Energie in Wärmeenergie um. Diese Wärme wird genutzt, um Wasser zu erhitzen. Das Wasser wird dann durch das Wärmeverteilungssystem zu den Heizkörpern oder der Fußbodenheizung des Gebäudes gepumpt. Ein im Kessel integrierter Wärmetauscher sorgt dafür, dass die Wärme effizient an das Heizungswasser übertragen wird, welches anschließend über das Verteilungssystem an die Räume weitergeleitet wird. Das abgekühlte Wasser kehrt zum Heizkreis zurück, um erneut erwärmt zu werden, wodurch ein kontinuierlicher Heizkreislauf entsteht. Weitere konventionelle Alternativen sind Fern- oder Nahwärme, bei denen die Wärme außerhalb der zu beheizenden Gebäudeeinheit erzeugt wird. Dieses kann in Heizwerken, Heizkraftwerken, BHKW oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen geschehen. [90, S. 17-20, 91, S. 50-52]

Zu den innovativen Heiztechnologien gehören die WP. WP basieren auf elektrischer Energie und solange der Energieträger auf EE basiert, kann diese Option als nachhaltig angesehen werden. Eine WP entzieht der Umwelt, z. B. der Luft, dem Boden oder dem Wasser, Wärme und verteilt sie dann über das Wärmeverteilungssystem [90, S. 12, 91, S. 66-68]. Das System funktioniert nach dem Prinzip eines umgekehrten Kältschranks, dem der thermodynamische Carnot-Prozess zugrunde liegt: Das Kältemittel verdampft, indem Wärme aus der Umgebung absorbiert wird. Anschließend wird das Gas im Kompressor verdichtet und so weiter erhitzt [92, S. 3-5]. Diese Wärme wird über einen Wärmetauscher an das Heizungssystem des Gebäudes übertragen. Das abgekühlte Kältemittel dehnt sich aus, kühlt ab und ist bereit, den Zyklus zu wiederholen. Grundsätzlich werden zwei Arten von WP unterschieden [92, S. 11, 93]. Zum einen sind die WP so ausgelegt, dass sie in der Regel schwankende Vorlauftemperaturen haben und in kurzen Abständen ein- und ausgeschaltet werden, um die Wärmemenge zu regulieren. Zum anderen handelt es sich um modulierende WP, die ihre Leistung präzise anpassen können, damit die Heizungsanlage mit einer konstanten Vorlauftemperatur arbeitet. Dies wird erreicht, indem die Drehzahl des Kompressors mit Hilfe eines Frequenzumrichters an die benötigte Leistung angepasst wird. Der modulierende Betrieb reduziert die Geräusentwicklung und erhöht die Lebensdauer der WP [93]. WP bieten eine energieeffiziente Alternative zu herkömmlichen Heiztechnologien, da sie erheblich mehr Wärmeenergie bereitstellen als sie in Form von elektrischer Energie verbrauchen [91, S. 66-68].

Der Anteil der im Jahr 2015 fertiggestellten NWG, die mit WP ausgestattet waren, lag bei etwa 13 %, während er im Jahr 2021 bei etwa 25 % lag [12, S. 47]. Durch die Bundesförderung für effiziente Gebäude und die durch das GEG<sup>9</sup> festgelegten Anforderungen wird erwartet, dass die Durchdringung von WP sowohl für Wohngebäude als auch für NWG weiter zunimmt [94]. Zusammengenommen tragen diese Fakten dazu bei, das Flexibilitätspotenzial von NWG zu erhöhen und deren Bedeutung im zukünftigen Energiesystem weiter zu stärken.

Insbesondere bei Heizungsanlagen tritt eine negative Flexibilität auf, wenn sie aktiviert werden, um eine antizipierte Beheizung der Gebäudezonen bzw. Einzelräume zu erreichen. Dies ermöglicht die Speicherung von thermischer Energie durch die thermische Hülle des NWG, die sogenannte passive thermische Speicherung [95, S. 493-547]. Umgekehrt ist eine positive Flexibilität gegeben, wenn die Heizungsanlage in Betrieb ist und aufgrund der Betriebsparameter zur Entlastung des Energiebedarfs aus dem elektrischen Verteilnetz abgeschaltet wird. Allerdings sollte die Nutzung der durch diese Technologien gebotenen Flexibilität so weit eingeschränkt werden, dass die Raumkomfortbedingungen nicht beeinträchtigt werden.

---

<sup>9</sup> In § 71 „Anforderungen an eine Heizungsanlage“ des GEG wird vorgeschrieben, dass alle neu installierten Heizungsanlagen ab 2024 mit 65 % erneuerbarer Energie betrieben werden müssen. In Neubaugebieten gilt dieser Standard ab dem 1. Januar 2024. Für Bestandsgebäude und Neubauten außerhalb von Neubaugebieten gibt es längere Übergangsfristen: In Städten mit mehr als 100.000 Einwohnern gilt dieser Standard spätestens ab dem 30. Juni 2026. In kleineren Städten ist die Frist der 30. Juni 2028.

## **Thermische Energiespeichersysteme**

Neben der passiven thermischen Energiespeicherung besteht auch die Möglichkeit der aktiven thermischen Energiespeicherung. Diese in Kombination mit Wärmeerzeugern in NWG stellen einen Lösungsansatz zur Steigerung des Flexibilitätspotenzials dar. Thermische Energiespeichersysteme ermöglichen die Speicherung von thermischer Energie über längere Zeiträume und eine flexible Bereitstellung entsprechend definierter Anforderungen.

Unter den verschiedenen Arten von thermischen Energiespeichern, die in NWG im Kontext der Flexibilität eine bedeutende Rolle spielen können, insbesondere sensible Wärmespeicher und Latentwärmespeicher. Sensible Wärmespeicher nutzen die Temperaturänderung eines Speichermediums, meist Wasser, um thermische Energie aufzunehmen oder abzugeben. Typische Anwendungen sind Warmwasser- oder Pufferspeicher, die eine kurzfristige bis mittelfristige Energiespeicherung im Tages- oder Wochenverlauf ermöglichen und so den Betrieb von Heizungs- und Kühlsystemen flexibilisieren. Latentwärmespeicher hingegen speichern Energie in Form von Phasenänderungen eines Materials, beispielsweise beim Schmelzen oder Erstarren. Dadurch können sie bei nahezu konstanter Temperatur große Energiemengen aufnehmen oder freisetzen. Beispiele hierfür sind Eis- oder Salzwasserspeicher, die sowohl für Heiz- als auch für Kühlzwecke eingesetzt werden. Allerdings werden diese auf latenter Wärmespeicherung basierenden Anwendungen in NWG nur selten eingesetzt.

In Kombination mit WP ermöglichen solche Systeme eine flexible Lastverschiebung und eine verbesserte Integration erneuerbarer Energien. Innovative Ansätze wie thermochemische Speicherung oder sogar die Integration von Solarthermie können das Flexibilitätspotenzial nachhaltig steigern. [95, S. 5-26, 96, S. 2-21]

## **Kühlungsanlagen**

Die geografische Lage Deutschlands führt dazu, dass der Kühlbedarf auf wenige warme Tage im Sommer beschränkt ist [97]. Durch den Klimawandel nimmt jedoch die Anzahl warmer Tage im Jahr zu und Prognosen zufolge wird sich der Kühlbedarf bis 2030 verdoppeln [98]. Im Jahr 2021 betrug der Anteil der Klimakälteanwendung in NWG etwa 7 % des Gesamtenergieverbrauchs [12]. Da in NWG Mindestkomfortstandards gewährleistet werden müssen, wie in Abschnitt 2.1.4 näher erläutert, sollten diese für heiße Tage mit Kühlungsanlagen ausgestattet werden. Etwa die Hälfte aller Büro- und Verwaltungsgebäude ist heute bereits klimatisiert [97]. Der Energieverbrauch dieser Anlagen lässt sich über ein EMS flexibel steuern.

Konventionelle Kühlungsanlagen in NWG basieren hauptsächlich auf elektrisch betriebenen Kompressionskältemaschinen. Es gibt mehrere Umsetzungsvarianten, von denen drei hervorstechen [99, S. 15]. Zum einen gibt es zentrale Voll- oder Teilklimatisierungssysteme (mit oder ohne Entfeuchtungsfunktion). Zweitens gibt es unterstützende Lüftungsanlagen in Kombination mit einer Wasserkühlung (Kühldecken, Induktionsgeräte, Bauteilaktivierung). Bei diesen Systemen

wird die benötigte Kälte in der Regel zentral bereitgestellt. Das dritte System besteht aus Umluftkühlgeräten, z. B. zur Nachrüstung einzelner Zonen mit Kompaktgeräten. Unter den innovativen Optionen sind WP hervorzuheben, die ebenfalls zur Kühlung eingesetzt werden können [100, S. 125-132]. WP nutzen Umgebungswärme und wandeln sie in Kühlenergie um, wobei sie viel weniger elektrische Energie benötigen als herkömmliche Kompressionskältemaschinen. Unabhängig von der Umsetzungsvariante kann ihre Arbeitsweise, ähnlich wie bei Heizungsanlagen, nach externen Anforderungen geregelt werden.

### **Lüftungsanlagen**

Bei der Darstellung des Endenergieverbrauchs in NWG nach Anwendungsbereichen werden in den Statistiken der Deutschen Energie-Agentur (dena) lediglich die Bereiche Raumwärme, Warmwasser, Klimakälte und Beleuchtung betrachtet. Anwendungen wie Lüftung, Prozesswärme, Prozesskälte, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) oder mechanische Energie werden im Gegensatz zum Wohngebäudebereich nicht gesondert ausgewiesen, da ihre Zuordnung im NWG deutlich komplexer ist [101, S. 67]. Dennoch spielt die Lüftungstechnik innerhalb der Gebäudetechnik eine zentrale Rolle, da sie durch die Regelung von Luftqualität und relativer Luftfeuchtigkeit maßgeblich zur Aufrechterhaltung des Raumklimas beiträgt [102, S. 4-18]. Wie bei der Raumtemperatur wird darauf geachtet, dass die CO<sub>2</sub>-Konzentration innerhalb der in den Raumkomfort-Normen festgelegten Grenzwerte gehalten wird. Dieses Thema wird in Abschnitt 2.1.4 behandelt.

Lüftungsanlagen funktionieren durch kontrollierte Zu- und Abfuhr von Luft und nutzen als Energiequelle Strom. Ventilatoren blasen frische Umgebungsluft ins Gebäude, verteilen sie darin und transportieren sie anschließend wieder hinaus. Bei konventionellen Anlagen wird die Zulufttemperatur durch Wärmeübertrager beeinflusst. Die Energieeffizienz lässt sich durch die Verwendung von mechanischer Lüftung mit Wärmerückgewinnung verbessern. Wie Heizungs- und Kühlungsanlagen lassen Lüftungsanlagen, die mit elektrischer Energie betrieben werden, einen flexiblen Betrieb zu, da sie kurzfristig abgeregelt werden können, solange diese Abregelung die Raumkomfortbedingungen des NWG nicht beeinträchtigt. Innovative Alternativen sind natürliche Lüftungssysteme und Hybridlösungen, die mechanische und natürliche Lüftung kombinieren. Diese Lösungsansätze lassen sich zentral oder dezentral einsetzen. [102, S. 30-37]

### **PV-Anlagen und elektrische Energiespeichersysteme**

Die Umwandlung von Solarenergie in elektrische Energie erfolgt durch den photovoltaischen Effekt. Dabei absorbieren Halbleitermaterialien Photonen und setzen Elektronen frei [103, S. 3-14]. Diese Elektronen werden durch ein elektrisches Feld im PV-Modul getrennt und stellen Gleichstrom (engl. „*Direct Current*“, DC) bereit, der anschließend durch einen Wechselrichter in nutzbaren Wechselstrom (engl. „*Alternating Current*“, AC) umgewandelt wird [103, S. 3-14].

In NWG zielt die durch PV-Anlagen bereitgestellte Energie darauf ab, die bezogene Leistung vom elektrischen Verteilnetz zu reduzieren und den Eigenenergieverbrauch zu maximieren, was zu einer Senkung der Stromkosten – verstanden als die Kosten für den Bezug der elektrischen Energie – führt [104]. Allerdings kann die Einspeiseleistung aus PV-Anlagen durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen begrenzt werden. So verpflichtete das EE-Gesetz (EEG) von 2021 PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als  $P_{\text{inst}} = 30 \text{ kW}$ , die Einspeiseleistung auf 70 % der installierten Leistung zu begrenzen [105]. Alternativ können die PV-Anlagen mit Einrichtungen zur ferngesteuerten Drosselung ausgestattet werden. Ziel dieser Maßnahme ist es, einen ineffizienten Netzausbau zu vermeiden [105]. So reduziert die Spitzenkappung den benötigten Ausbau des elektrischen Verteilnetzes, während im Gegenzug eine vergleichsweise geringe Menge an potenziell bereitgestellter elektrischer Energie aberegelt wird. Zudem soll damit möglichen Instabilitäten im elektrischen Verteilnetz entgegengewirkt werden, insbesondere in Zeiten mit einer geringen bezogenen Leistung und einer hohen Einspeiseleistung. Eine Alternative zur Nutzung der Einspeiseleistung von PV-Anlagen ist die Kombination mit einem EES [106]. Damit kann elektrische Energie, die aufgrund der begrenzten Netzeinspeisung aberegelt werden müsste, zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt genutzt werden. Obwohl der primäre Zweck des EES in der Eigenverbrauchsoptimierung liegt, kann auf diese Weise ein indirekter Beitrag zur Spitzenkappung geleistet werden. Der Betrieb der PV-Anlage wäre zu kritischen Zeiten auf eine Spitzenkappung beschränkt, wie in Abbildung 2-3 oben links dargestellt ist.

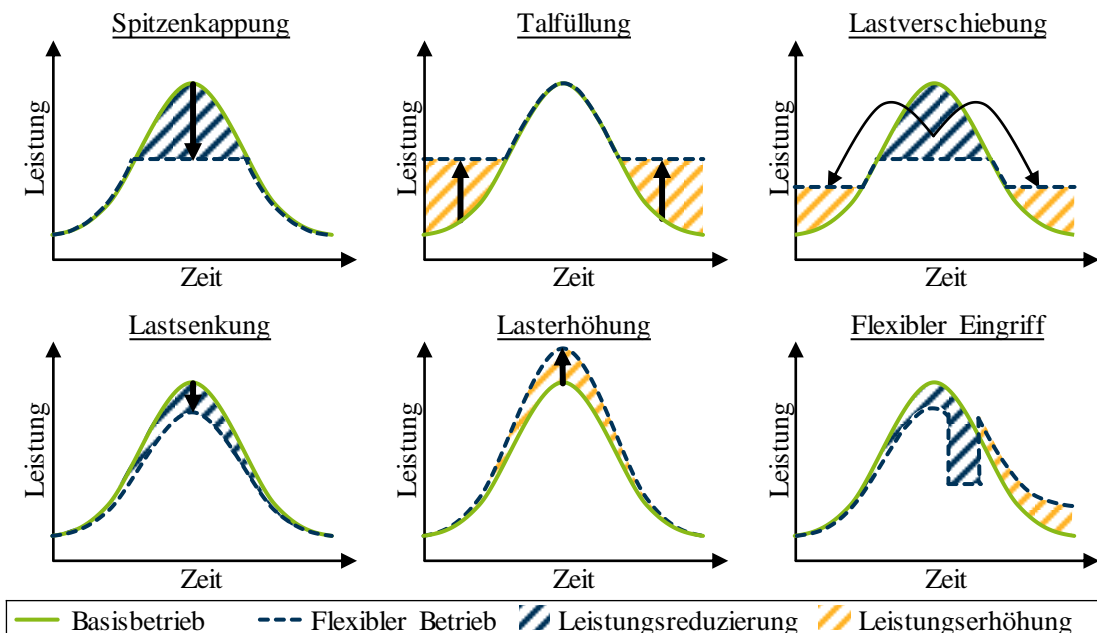


Abbildung 2-3: Typische DSM-Strategien, in Anlehnung an [107, S. 7]

Trotz der Aufhebung der Leistungsbeschränkungen besteht die Herausforderung weiterhin darin, die Flexibilität von PV-Anlagen und EES gezielt zu nutzen [104, 106]. Im Gegensatz zu HKL-Anlagen unterliegt der Betrieb dieser Anlagen keinen Einschränkungen durch Raumkomfortvari-

ablen. Dadurch wird die Integration von „*Demand-Side-Management*“ (DSM)-Strategien erleichtert. Die in Abbildung 2-3 dargestellten Strategien – wie Spitzenkappung, Talfüllung, Lastverschiebung, Lastsenkung, Lasterhöhung und flexibler Eingriff – beziehen sich allgemein auf Maßnahmen zur Anpassung der bezogenen oder eingespeisten Leistung an die Bedingungen der Energiemärkte und die Anforderungen des elektrischen Verteilnetzes.

Für PV-Anlagen und EES sind dabei vor allem die Strategien Spitzenkappung, Lastverschiebung, Lastsenkung und Lasterhöhung relevant. So kann beispielsweise die durch PV-Anlagen bereitgestellte überschüssige elektrische Energie, die aufgrund von Einspeisebeschränkungen abgeregelt werden müsste, durch ein EES zwischengespeichert werden (Lastverschiebung), um sie zu einem späteren Zeitpunkt zur Deckung des Eigenbedarfs zu nutzen oder bei hoher Nachfrage in das elektrische Verteilnetz einzuspeisen. Dies kann beispielsweise bedeuten, die bezogene Leistung zu Zeiten hoher Preise eines dynamischen Stromtarifs zu reduzieren oder in Phasen niedriger Preise gezielt zu erhöhen.

Eine Talfüllung im klassischen Sinn – also die gezielte Erhöhung des Verbrauchs in Zeiten geringer Last im elektrischen Verteilnetz – lässt sich dagegen meist nur mit flexiblen Verbrauchsanlagen realisieren, wie HKL-Anlagen, LIS für ePkw oder WP. PV-Anlagen allein können diese Strategie nicht umsetzen, da ihre Leistungsbereitstellung von der Sonneneinstrahlung abhängt und somit nicht aktiv gesteuert werden kann. Ein Beitrag ist jedoch indirekt möglich, wenn die durch PV-Anlagen bereitgestellte elektrische Energie zuvor in einem EES gespeichert und gezielt in Schwachlastzeiten abgerufen wird. Der „flexible Eingriff“ zeigt exemplarisch, wie eine DSM-Strategie umgesetzt werden kann. Voraussetzung sind Mess-, Kommunikations- und Steuerungssysteme, die den Lade- und Entladevorgang des EES optimieren und kurzfristig auf Energiemarktbedingungen oder Anforderungen eines VNAS reagieren können.

### **Ladeinfrastruktur für Elektro-Personenkraftwagen**

Die LIS für ePkw ist für die Bereitstellung der Energie für die Ladevorgänge zuständig. Diese Vorgänge erfolgen über die Gleichrichter, die entweder an der Ladestation oder im Fahrzeug oder in beiden vorhanden sind. Da die Batterie des ePkw zum Laden DC benötigt, muss die LIS die technischen Voraussetzungen erfüllen, um den Ladevorgang zu ermöglichen [108, S. 52-57]. Arbeitet die Ladestation mit AC, findet die Umwandlung im Fahrzeug statt. Handelt es sich um eine DC-Ladeeinrichtung, findet die Hauptumwandlung von AC in DC an der Ladestation statt. Für das bidirektionale Laden ist es notwendig, dass die Ladestation und das Fahrzeug mit entsprechenden Wandlern ausgestattet sind. Diese ermöglichen, die Batterie des ePkw für bestimmte Lasten (engl. „*Vehicle-to-Load*“, V2L), für häusliche Lasten (engl. „*Vehicle-to-Home*“, V2H) oder für die Bereitstellung der in der Batterie gespeicherten Energie in das elektrische Verteilnetz (engl. „*Vehicle-to-Grid*“, V2G) zu entladen [109, S. 6-10, 110, S. 12-14]. Seit April 2023 regelt die Norm DIN EN ISO 15118-20 die Kommunikation zwischen dem ePkw und der Ladeeinrichtung zum bidirektionalen Laden [111]. Die Herausforderung liegt nun in der Entwicklung von

LIS für ePkw und in der Entwicklung von EMS, um diese Art von Flexibilität nutzen zu können [110, S. 23].

AC-Ladestationen in Wohngebäuden bieten typischerweise maximale Ladeleistungen von  $3,7 \text{ kW} \leq P_{\text{max}} \leq 22 \text{ kW}$ , während maximale Ladeleistungen von  $11 \text{ kW} \leq P_{\text{max}} \leq 22 \text{ kW}$  in NWG oft bezogen werden können [112, S. 20-23]. DC-Ladestationen hingegen bieten Ladeleistungen von  $P_{\text{max}} = 50 \text{ kW}$  bis hin zu mehreren hundert Kilowatt [113]. An die LIS können nicht nur batterieelektrische Fahrzeuge, sondern auch „Plug-in“-Hybridfahrzeuge angeschlossen werden [108, S. 52-57]. Durch die Reduzierung des erwarteten Ladezustands (engl. „State of Charge“, SoC) lassen sich die Ladevorgänge zweckmäßig verlagern oder einschränken, um die Stromkosten zu senken oder um eine Anforderung eines übergeordneten Akteurs zu erfüllen [114]. Die Steuerung der Ladevorgänge kann aber durch den Nutzerkomfort begrenzt werden.

### **Weitere Flexibilitätsoptionen in Nichtwohngebäuden**

Im Jahr 2021 war die Beleuchtung die zweitgrößte energieverbrauchende Anwendung im NWG, wie in Abbildung 2-2 dargestellt wird. Der Energieträger dieser Anwendung ist Strom. Im Kontext der Flexibilität in NWG spielt die Beleuchtung zwar nicht so häufig eine Rolle wie die anderen bisher vorgestellten Flexibilitätsoptionen, dennoch kann ihre Berücksichtigung dazu beitragen, die Flexibilitätsoptionen des NWG zu erhöhen. Studien zeigen, dass bei einem NWG, das mit den bisher vorgestellten gebäudetechnischen Flexibilitäten ausgestattet ist, die Lastabwurf Flexibilität der Beleuchtung fast 6 % der Flexibilität des gesamten Gebäudes betragen kann [51, 57]. Dies wird durch eine dynamische Steuerung der Lichtintensität, auch „Dimmen der Beleuchtungsanlage“ genannt, in Abhängigkeit von der Art der Raumnutzung oder der Belegung erreicht [115, S. 7-11]. Die Optimierung der Gebäudebeleuchtung kann ebenfalls dazu dienen, den Energiebedarf des NWG zu senken [115, S. 16-19]. Je nach Art des Raumes muss eine bestimmte Beleuchtungsstärke (gemessen in Lux) gewährleistet werden, welche sowohl vom Lichtstrom (gemessen in Lumen) als auch von der Raumfläche abhängt. Die Beleuchtungsregelung muss jedoch die in DIN EN 12464-1 genannten Mindestanforderungen an den Nutzerkomfort gewährleisten [116].

Weitere Flexibilitätsoptionen in Gebäuden können Geräte der sogenannten „Weißen Ware“ wie Waschmaschinen, Wäschetrockner oder Geschirrspüler sein. Solche Geräte sind zwar typischerweise in Wohngebäuden zu finden, kommen jedoch auch in bestimmten NWG, etwa in Hotels, Krankenhäusern oder Einrichtungen mit Gemeinschaftsküchen, vor. In diesem Kontext kann der aggregierte flexible Betrieb solcher Geräte zwar zur Erhöhung der insgesamt verfügbaren Flexibilität vom NWG beitragen, ihr Beitrag bleibt jedoch im Vergleich zu Anlagen wie WP, EES, LIS oder PV-Anlagen begrenzt. Die Flexibilität der „Weißen Ware“ wird in der Regel durch eine zeitliche Steuerung des Geräteeinsatzes erschlossen. Diese Anlagen weisen jedoch erhebliche Unsicherheiten in Bezug auf die zuverlässige Aktivierung und Nutzung von Flexibilität auf, die aus

dem unterschiedlichen Nutzerverhalten, der technischen Fähigkeit der Geräte zur flexiblen Steuerung sowie aus den gegebenen Anreizen zur flexiblen Nutzung resultieren. [117, 118]

Schließlich können auch Jalousien als Geräte betrachtet werden, die zur Erhöhung der Flexibilität eines NWG beitragen können. Sie tragen im Sommer zur Reduzierung von Wärmeeinträgen und im Winter zu deren Erhöhung bei und verringern dadurch den Bedarf an mechanischer Kühlung oder Heizung. Die Integration von Jalousien in ein GAS ermöglicht eine strategische Optimierung der Steuerung auf Basis der Innen- und Außenbedingungen und trägt zur Steigerung der vom NWG bereitgestellten Flexibilität bei. Durch die dynamische Anpassung der Jalousien an Sonneneinstrahlung und Außentemperatur kann das NWG als thermischer Speicher genutzt werden, wodurch sich Wärmegewinne und -verluste zeitlich verschieben lassen und somit Lastspitzen im Heiz- bzw. Kühlbedarf reduziert werden. [56]

Die zuletzt beschriebenen weiteren Flexibilitätsoptionen werden im Rahmen dieser Arbeit nicht vertieft berücksichtigt, da ihr Beitrag zum gesamten Flexibilitätspotenzial von NWG im Vergleich zu anderen flexiblen Anlagen gering ist. Im Fokus der folgenden Analysen stehen daher PV-Anlagen, EES, die LIS für ePkw sowie HKL-Anlagen. Diese sind elektrisch mit dem elektrischen Verteilnetz gekoppelt und über GAS steuerbar, wodurch sie das wesentliche Potenzial zur Bereitstellung positiver und negativer Flexibilität aufweisen. Diese Abgrenzung bildet die Basis für die in den folgenden Kapiteln analysierten Konzepte zur markt- und netzorientierten Nutzung der Flexibilität von NWG.

### 2.1.3 Sensorik in Gebäuden

Die Sensoren befinden sich bei der in Abbildung 2-1 dargestellten Struktur des GAS in der Feldebene. Diese Sensoren haben eine entscheidende Bedeutung für den Betrieb und für die Flexibilitätsoptimierung der in Abschnitt 2.1.2 vorgestellten Anlagen. Insbesondere der Betrieb der HKL-Anlagen in NWG erfolgt in Abhängigkeit von den durch die Sensoren ermittelten Raumkomfortvariablen [84, 309–313]. Durch die Messung von Raumtemperatur, CO<sub>2</sub>-Konzentration und relativer Luftfeuchtigkeit sowie den Einsatz von Anwesenheits- und Helligkeitssensoren wird durch dynamische Anpassung der HKL-Anlagen sichergestellt, dass die Mindestkomfortstandards in den einzelnen Räumen oder Bereichen des NWG eingehalten werden [84, S. 304-309]. Diese Sensoren wandeln mithilfe von Messumformern die zu messende physikalische Größe in eine Spannung (meist  $0\text{ V} \leq U \leq 10\text{ V}$ ) oder einen Strom (meist  $0\text{ mA} \leq I \leq 20\text{ mA}$ ) um [84, S. 71-80, 119, S. 175-180]. Somit lassen sich die Messwerte von der Leittechnik der Anlage interpretieren und über Kommunikationsprotokolle an die Automationsebene weiterleiten, um auf eventuell auftretende Änderungen zu reagieren [119]. Fällt beispielsweise die Raumtemperatur in einer bestimmten Zone des NWG im Winter unter den vom Managementsystem eingestellten Mindestwerten, dann erhöht die Heizungsanlage des NWG ihren elektrischen Energieverbrauch, um die notwendige Wärme zu liefern und die gewünschten Bedingungen zu gewährleisten.

Der Betrieb eines NWG ist mit zahlreichen Betriebsgrößen verbunden [84, S. 304-309]. Wesentlich für die Flexibilitätssteuerung eines NWG ist jedoch die Messung des elektrischen Leistungsbedarfs der vorgestellten flexiblen Anlagen. Die bezogene Leistung von HKL-Anlagen kann nicht direkt in den jeweiligen Anlagen eingestellt werden, da ihr internes Regelschema den Leistungsbezug hauptsächlich in Abhängigkeit von den herrschenden Raumkomfortsollwerten bestimmt [119, S. 164-175]. Die bezogene elektrische Leistung der HKL-Anlagen hängt also von den Raumkomfortsollwerten und somit von den Wetter- und Nutzungsvariablen ab. Obwohl es Studien gibt, die versuchen, durch eine Sensitivitätsanalyse eine Beziehung zwischen den Raumkomfortvariablen und dem Leistungsbezug der beteiligten Anlagen zu ermitteln, ist dies keine einfache Aufgabe und unterliegt Ungenauigkeiten [120, 121]. Diese ergeben sich insbesondere aus den dynamischen Wechselwirkungen zwischen den Raumkomfortvariablen und dem Betrieb der flexiblen Anlagen, aus zeitlichen Verzögerungen im Regelverhalten sowie aus Messungenauigkeiten und vereinfachten Modellannahmen in den verwendeten Analysen [120, 121]. Dagegen können flexible Anlagen wie PV, LIS und EES direkt in Abhängigkeit der gemessenen Leistung gesteuert werden. Bei den HKL-Anlagen sowie bei der letztgenannten Gruppe erfolgt die Messung der bezogenen Leistung und der elektrischen Energie über Messumformer. Sie wandeln die Spannungs- und Stromgrößen in digitale Werte zur Integration in das GAS um [84, S. 71-80, 122, 123].

Anhand der Messwerte der Sensoren wird der Betrieb der flexiblen Anlagen auf der Feldebene gesteuert, um die in der Managementebene festgelegten Betriebskriterien zu erfüllen. Die Betriebskriterien können jedoch von gebäudeexternen Bedingungen abhängen, insbesondere von den Anforderungen eines VNAS [85]. Bei kritischen Netzsituationen muss der Netzbetreiber in der Lage sein, in Echtzeit die Netzzustands-, Verbrauchs- und Energieerzeugungsdaten der Teilnehmer abzurufen. An dieser Stelle treten Smart Meter Gateways (SMGW) als Schnittstelle zwischen dem GAS, dem Netzbetreiber und weiteren externen Marktteilnehmern auf [85, 124]. Die Messung des elektrischen Energieverbrauchs erfolgt durch die sogenannten Smart Meter. Über das SMGW werden die Messwerte aufgezeichnet, verschlüsselt und an die berechtigten Netzbetreiber sowie an weitere Marktteilnehmer übermittelt [124, 125, S. 35-44]. Dies ermöglicht die netzorientierte Steuerung und die Optimierung der aggregierten Flexibilität, mit denen ein NWG ausgestattet ist [85, 124, 126, 127, 619–636]. In diesem Kontext muss auch angemerkt werden, dass diese Geräte nicht nur dazu dienen, kritische Netzengpässe zu erkennen, sondern sie ermöglichen auch die Übermittlung dynamischer Strompreise und unterstützen dadurch die Steuerung des elektrischen Energieverbrauchs über Marktsignale.

Trotz der Vorteile dieser Technologie ist die Einführung des SMGW in Deutschland aus Gründen der Datensicherheit und Datenschutzvorgaben bisher nicht flächendeckend erfolgt. Es wird jedoch erwartet, dass sich dies in den kommenden Jahren ändern wird, da die regulatorischen Rahmenbedingungen und die technologischen Standards weiterentwickelt werden [128, 129].

### 2.1.4 Komfortvariablen als Betriebsbedingungen

Der flexible Betrieb der in Abschnitt 2.1.2 vorgestellten Anlagen ist von der Einhaltung von Komfortvariablen abhängig. In dieser Arbeit werden zwei Arten von Komfortvariablen betrachtet. Zum einen gibt es die Raumkomfortvariablen, die Raumtemperatur, CO<sub>2</sub>-Konzentration und relative Luftfeuchtigkeit umfassen. Zum anderen gibt es die Nutzerkomfortvariablen, die sich auf die besonderen Bedürfnisse des Nutzers beziehen. In diesem speziellen Fall handelt es sich um den minimalen Ladezustandwert, den ein ePkw beim Verlassen der LIS einhalten muss.

Die Zonen eines NWG, die sich aus der Gruppierung eines oder mehrerer Räume ergeben, die in der Regel nebeneinander liegen, müssen nach den in DIN EN 16798-1 festgelegten Bedingungen betrieben werden. Diese Norm definiert verschiedene Komfortkategorien (I bis IV), in denen bestimmte Grenzwerte für Raumtemperatur, relative Luftfeuchtigkeit und CO<sub>2</sub>-Konzentration einzuhalten sind. Dabei stellt Kategorie I die strengsten und Kategorie IV die tolerantesten Anforderungen an den Raumkomfort. Die Zuordnung zu einer Kategorie hängt vom Gebäudetyp, der Nutzung, der Belegungsdauer und den Komfortansprüchen ab. Zudem unterscheidet die Norm zwischen Heizperiode und Kühlperiode, das heißt zwischen den Zeiträumen des Jahres, in denen eine Beheizung bzw. Kühlung erforderlich ist, um die Einhaltung der Komfortgrenzen sicherzustellen. Tabelle 2-1 zeigt die entsprechenden Grenzwerte für die Raumtemperatur, die relative Luftfeuchtigkeit und die CO<sub>2</sub>-Konzentration. [130, S. 1-19]

**Tabelle 2-1: Raumkomfortgrenze nach DIN EN 16798-1:2019 [130]**

Kategorie	Raumtemperatur in °C		Relative Luftfeuchtigkeit in %	CO <sub>2</sub> -Konzentration <sup>10</sup> in ppm
	Grenze für die Heizperiode	Grenze für die Kühlperiode		
I	21,0 – 23,0	23,5 – 25,5	30 – 50	350
II	20,0 – 24,0	23,0 – 26,0	25 – 60	550
III	19,0 – 25,0	22,0 – 27,0	20 – 70	900
IV	17,0 – 25,0	21,0 – 28,0	<20 oder >70	1350

Ladevorgänge für ePkw können Variablen des Nutzerkomforts berücksichtigen. Mehrere Studien kommen zu dem Schluss, dass der Endnutzer im Rahmen eines Lademanagements bereit wäre, einen Ladezustand des ePkw zum Zeitpunkt des Verlassens des LP von mindestens  $SoC = 80\%$  [131] oder  $SoC = 85\%$  [132] zu akzeptieren. Das bedeutet, dass die letzten 15–20 % der vollständigen Ladekapazität möglicherweise verzichtbar sind, um andere Vorteile zu erzielen. Diese Studien betonen die Bedeutung einer Entschädigung für Nutzer, deren Ladevorgang eingeschränkt wird. Ein solcher finanzieller Ausgleich erfolgt in der Regel in Form eines Bonus oder einer Kostenreduzierung auf den Ladetarif [133]. Auf diese Weise wird der Nutzer des ePkw

<sup>10</sup> Standardauslegungswerte für die CO<sub>2</sub>-Konzentration oberhalb der Konzentration in Außenluft. Die CO<sub>2</sub>-Konzentration der Außenluft beträgt ca.  $c = 400$  ppm.

angereizt, sich an dem Lademanagement zu beteiligen. Darüber hinaus kann ein Ladezustand zwischen etwa  $SoC = 20\%$  und  $SoC = 80\%$  erfahrungsgemäß die durchschnittlichen Energieverluste um etwa 11 % verringern, die Lebensdauer der Batterie verlängern und trotz eines etwas geringeren maximalen Ladezustands die effektive Reichweite des Fahrzeugs optimieren, da die Batterie innerhalb dieses Bereichs effizienter und schonender betrieben wird [134, S. 423, 135].

## 2.2 Kommunikationsprotokolle der Gebäudeautomation

Angesichts der Vielfalt der Bausteine, die in jeder Ebene des GAS vorhanden sind, wie in Abbildung 2-1 dargestellt wird, ist die Verwendung von Kommunikationsprotokollen erforderlich, um die Flexibilität eines NWG zu nutzen. Diese Protokolle ermöglichen es, die flexiblen Anlagen des NWG zu überwachen und zu steuern. Die Alternativen sind vielfältig. Abbildung 2-4 gibt einen Überblick darüber, wie die flexiblen Elemente der Feldebene über ihre Regel- bzw. Steuereinheit von der Automationsebene bedient werden können.

Auf der rechten Seite der Abbildung 2-4 sind die in der Regel unterstützten Protokolle für jede der Alternativen aufgeführt [136, S. 33-57, 137, S. 27-53, 138, 139, 140, S. 11-38]. Der Hauptfokus liegt auf den Protokollen KNX, BACnet und Modbus, da sie mit den meisten Anlagen kompatibel sind. Diese Regel- bzw. Steuereinheiten müssen anschließend in der Managementebene verwaltet werden. Die Systeme, die für das Management zuständig sind, basieren meist auf Protokollen wie BACnet, KNX, LonMark, Modbus oder spezifischen Protokollen [137, S. 31-32, 140, S. 11, 141]. Aus diesem Grund können Schnittstellen zwischen Automations- und Managementebene erforderlich sein, um die in einem Protokoll enthaltenen Informationen in ein anderes zu übersetzen, da eine direkte Verbindung zwischen den beiden Ebenen unter Umständen nicht möglich ist. Üblicherweise werden diese Schnittstellen als „Gateways“ bezeichnet. Auf der Managementebene erfolgt das Energiemanagement durch herstellerseitig vordefinierte Strategien und gezielte Optionen, die in Tabelle 1-1 dargestellt sind.

Die Interaktion des NWG mit der Außenwelt erfordert ebenfalls die Verwendung von Kommunikationsprotokollen. Zum einen müssen Befehle, die von einem VNAS bspw. über ein SMGW gesendet werden, von der Managementebene interpretiert werden. Hier bietet der EEBUS zusammen mit internetbasierten Protokollen wie MQTT (engl. „*Message Queueing Telemetry Transport*“) eine ausgereifere Schnittstelle im Vergleich zu anderen Ansätzen [142, S. 8-10, 143–145]. Der EEBUS weist breite Anwendungsfälle in der Automationsebene auf, die sich an Elektromobilität, HKL-Anlagen und Wechselrichtern orientieren [146]. Zum anderen erfolgt der Energiehandel über Protokolle wie IEC 62325, Webplattformen oder Anwendungsprogrammierschnittstellen (engl. „*Application Programming Interface*“, API) [145, 147, 148].

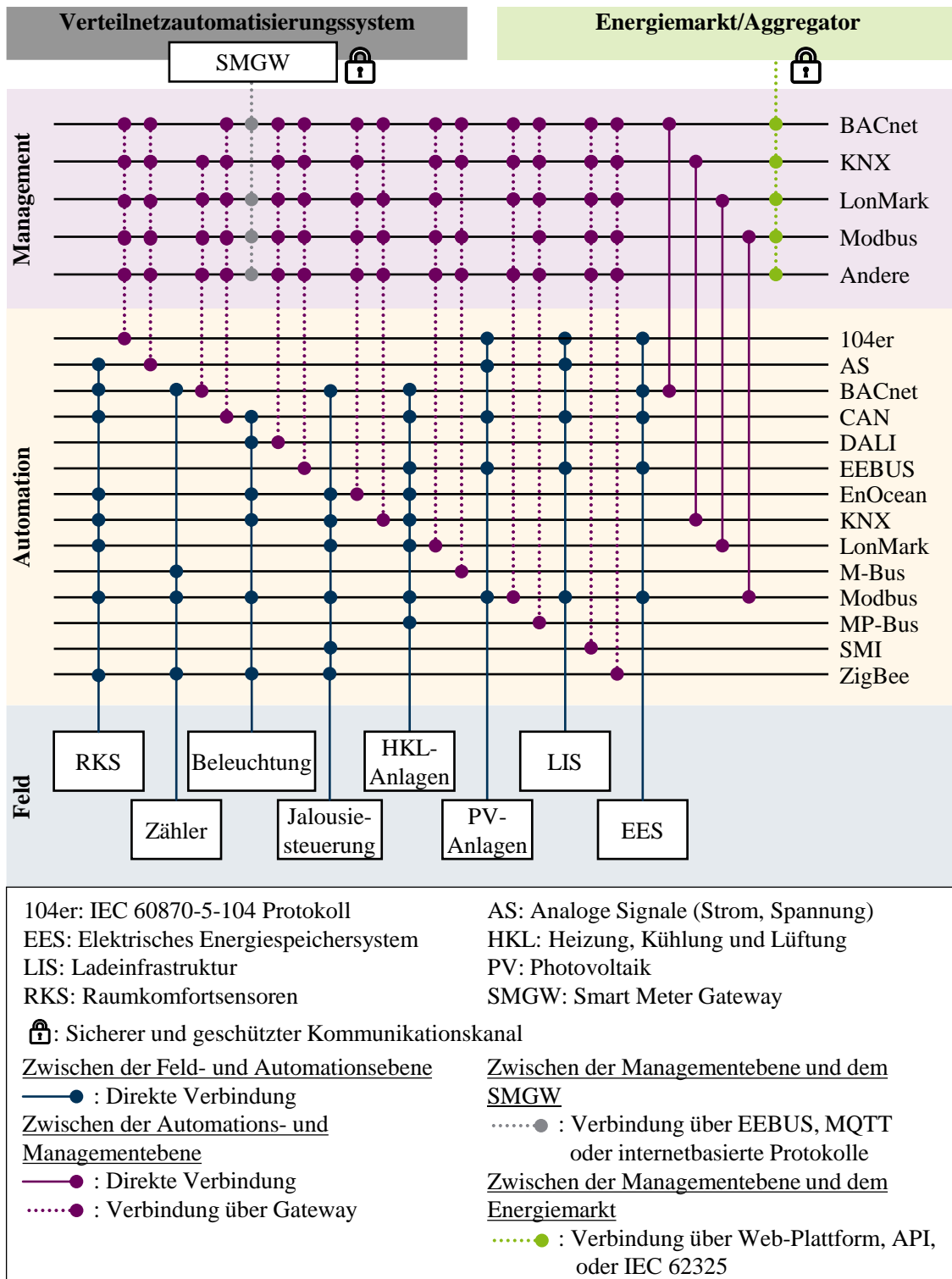


Abbildung 2-4: Übersicht über die Kommunikationsprotokolle im GAS

Trotz dieser vielfältigen Kommunikationsmöglichkeiten stellt die große Zahl unterschiedlicher und nur teilweise standardisierter Protokolle eine erhebliche Herausforderung für die Gebäude-Netz-Interaktion dar, wie auch die Ergebnisse des Feldtests im Abschnitt 5.1.2 und im Abschnitt 5.3.3 verdeutlichen.

## 2.3 Integration von Nichtwohngebäuden in Verteilnetzautomatisierungssysteme

Das Zusammenspiel vom VNAS und EMS durch GAS bietet die Möglichkeit, den Herausforderungen in elektrischen Verteilnetzen auch durch die Flexibilitätsnutzung von NWG zu begegnen. Dieser Abschnitt beschreibt die Herausforderungen von elektrischen Verteilnetzen und wie NWG durch die Nutzung ihrer Flexibilitäten eine aktive Rolle spielen können.

### 2.3.1 Herausforderungen in elektrischen Verteilnetzen

Wie in Abschnitt 1.1 erläutert, stellen die Dezentralisierung der Energieerzeugung sowie die Elektrifizierung der Mobilität und des Wärmesektors erhebliche Herausforderungen für den Betrieb der elektrischen Verteilnetze dar. Studien prognostizieren die Entwicklung dieser Technologien anhand von Szenarien. Im Durchschnitt wird erwartet, dass die Anzahl an ePkw und WP in Deutschland bis 2050 auf fast 30 Mio. bzw. 11 Mio. Einheiten ansteigen wird. Die installierte Leistung von PV-Anlagen in einem vergleichsweise moderaten Szenario kann in einem relativ moderaten Szenario bis zu diesem Jahr auf  $P_{\text{inst}} = 140$  GW [149, S. 59-68] oder in einem anspruchsvollen Szenario auf  $P_{\text{inst}} = 250$  GW [150] steigen.

Dieser Kontext erfordert die Umsetzung von Maßnahmen zur Gewährleistung einer sicheren, effizienten und zuverlässigen elektrischen Energieversorgung. Im Wesentlichen müssen aus technischer Sicht drei Bedingungen gewährleistet werden. Erstens muss die Betriebsspannung innerhalb der für NWG relevanten Spannungsgrenzen liegen. Da NWG typischerweise an Mittelspannungs- (MS) und Niederspannungsnetze (NS) angeschlossen sind [149, S. 48-51, 151, S. 13-18], konzentriert sich diese Analyse auf diese Ebenen. Die Spannungsgrenzwerte für die Energieversorgung sind in der Norm DIN EN 50160 definiert und müssen zusammen mit den VDE-Anwenderrichtlinien 4110 und 4105 für Erzeugungsanlagen in MS- bzw. NS-Netzen beachtet werden [10, 152, 153]. Dabei ist jeweils die Netznominalspannung  $U_n$  zu berücksichtigen, die einen normierten Effektivwert von  $U_n = 400$  V für öffentliche NS-Netze hat.

Abbildung 2-5 stellt die Betriebsgrenzen des Spannungsbandes dar und zeigt beispielhaft in Pflaume und Grün den Spannungsverlauf für einen Starklast- bzw. Starkeinspeisungsfall vom HS/MS-Transformator bis zum äußersten Knotenpunkt eines NS-Netzes. Dazu gehört ein Toleranzbereich für die Spannung an MS-Sammelschienen (normalerweise bis zu  $\Delta U = \pm 1,5$  % um den eingestellten Sollwert). In Situationen mit hohem Leistungsbezug und geringer Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen kann für Teilnehmer der NS-Ebene, die am weitesten von der ONS entfernt liegen, die zulässige Minimalspannung am Netzanschlusspunkt unterschritten werden. Ebenso kann bei hoher Energieerzeugung durch dezentrale Erzeugungsanlagen und geringer Nachfrage die Netzspannung der Teilnehmer der NS-Ebene die maximal zulässige Spannung überschreiten.

Zweitens müssen die maximalen Betriebsgrenzen von Leitungen und Transformatoren eingehalten werden, welche auf dem thermischen Grenzstrom  $I_{th}$  des jeweiligen Netzbetriebsmittels basieren [149, S. 50-51, 154, 155, S. 11-15]. Sowohl eine hohe Gleichzeitigkeit bei den Ladevorgängen von ePkw in Kombination mit einer hohen Gleichzeitigkeit bei WP als auch eine hohe Einspeisung der PV-Anlagen kann dazu führen, dass der Betriebsstrom den thermischen Grenzstrom  $I_{th}$  überschreitet [7, S. 3, 8, S. 5]. Kurzzeitige Überlastungen sind in der Praxis meist nicht sicherheitskritisch, können aber eine vorzeitige Alterung sowie thermische oder mechanische Schäden verursachen [155, S. 11-15]. Im Extremfall können hohe Ströme jedoch das Schutzsystem auslösen und zu Unterbrechungen der Energieversorgung führen [155, S. 11-15].

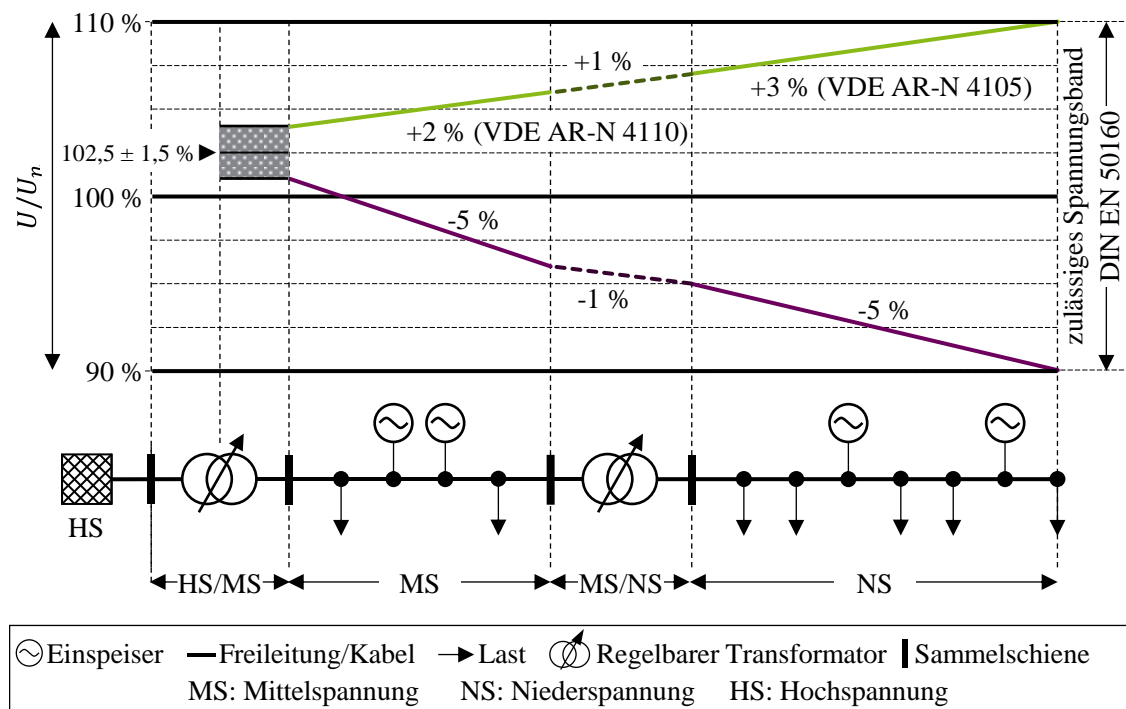


Abbildung 2-5: Exemplarische Darstellung des zulässigen Spannungsbandes in der MS- und NS-Ebene nach DIN EN 50160 unter Betrachtung von VDE AR N 4110 und VDE AR N 4105. In Anlehnung an [151, S. 15]

Drittens liegt die Frequenzhaltung außerhalb des Einflussbereichs von NWG und Verteilnetzbetreibern (VNB) und wird durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Rahmen der Systemdienstleistungen (SDL) sichergestellt [155, S. 13-14, 156, S. 15-17, 157, S. 76-84]. NWG und VNB sind demgegenüber besonders für Aufgaben der lokalen Netzstabilisierung geeignet, namentlich für die Spannungshaltung sowie die Reduzierung bzw. Vermeidung lokaler Überlastungen in MS- und NS-Netzen. Relevante SDL zur Spannungs- und Netzstabilisierung werden überwiegend in höheren Spannungsebenen bereitgestellt und wirken auf die Verteilnetze nur mittelbar [158, S. 19, 159, S. 10-12]

Auf Verteilnetzebene ist es in Verbindung mit einem wirtschaftlichen und effizienten Netzausbau durch präventive und kurative Maßnahmen möglich, die Spannungshaltung sowie den Betrieb innerhalb der thermischen Grenzen der Betriebsmittel zu gewährleisten [157, S. 86-90, 160]. Präventive und kurative Maßnahmen umfassen insbesondere Dienstleistungen, die von den VNB

bereitgestellt bzw. koordiniert werden. Darüber hinaus tragen marktbasierende Mechanismen, insbesondere der Spotmarkt und der Flexibilitätsmarkt, wesentlich zur Netzstabilität bei [157]. Durch marktbasierende Mechanismen wird eine wirtschaftliche Optimierung der Energieflüsse erreicht, indem Angebot und Nachfrage in Echtzeit abgeglichen werden. Der Spotmarkt ermöglicht es, anhand der Ermittlung von Fahrplänen kurzfristige Schwankungen in der Energieerzeugung und -nachfrage auszugleichen, indem Strompreise dynamisch angepasst werden. Diese Marktmechanismen werden im Abschnitt 2.4.1 ausführlich behandelt.

### 2.3.2 Nichtwohngebäude als flexible Netzakteure

Aufgrund ihres hohen vergleichsweisen Energiebedarfs bieten NWG grundsätzlich ein großes Potenzial an Flexibilität. Ihnen ist daher eine wichtige Rolle im Rahmen der Energiewende zuzuordnen. Wie in Abschnitt 1.1 erläutert, können sie zur Bewältigung der Herausforderungen des zukünftigen Betriebs von elektrischen Verteilnetzen beitragen. Die Integration von EMS in GAS ermöglicht die optimale Bewirtschaftung, Überwachung und Steuerung ihrer in Abschnitt 2.1.2 aufgeführten flexiblen Anlagen.

Mithilfe von Netzzustandsprognosen können VNAS oder daran gekoppelte Systeme potenzielle kritische Netzsituationen im elektrischen Verteilnetz vorhersagen. Diese prognosebasierten Analysen, gestützt auf meteorologische Daten, historische Verbrauchsmessungen und -werte sowie Flexibilitätsprognosen [161, S. 6-7] ermöglichen präventive Steuerungsmaßnahmen der flexiblen Netzteilnehmer, bevor ein Netzengpass entsteht. Für kurative Eingriffe greift das VNAS im Falle bereits eingetretener kritischer Netzsituationen dagegen auf Echtzeit-Netzzustandsermittlungen zurück, die Ist-Spannungswerte und Belastungen präzise erfassen. Beide Ansätze – die antizipierende Prognose und das reaktive Erfassen sowie automatisierte Einleiten von Gegenmaßnahmen – tragen somit zur Einhaltung des Spannungsbandes bzw. zur Entlastung der Netzbetriebsmittel bei. Eine direkte Beteiligung von NWG an der Frequenzhaltung ist in der Regel nicht vorgesehen, da diese SDL auf der Übertragungsebene durch den Regelenergiemarkt bereitgestellt wird. Nur in Ausnahmefällen, etwa bei sehr großen industriellen NWG mit entsprechend hoher Flexibilitätskapazität, wäre eine Teilnahme denkbar, sofern die Präqualifikationsanforderungen erfüllt werden können.

Wie in Abschnitt 2.4.1 ausführlich erläutert wird, ist der netzorientierte Betrieb eines NWG beispielhaft durch die Teilnahme an kurzfristigen Energiemärkten (wie dem kontinuierlichen Intraday Handel, den lokalen Flexibilitätsmärkten, oder dem „Peer-to-Peer“ Handel), sowie am Regelenergiemarkt möglich. Die Flexibilitätsmärkte und der „Peer-to-Peer“ Handel bieten sich an, um die Einhaltung des Spannungsbandes zu gewährleisten und Überlastsituationen zu beheben. Für diese sind aufgrund ihrer lokalen Wirkung die VNB zuständig. Die im NS-Netz wirkende lokale Flexibilität unterscheidet sich grundlegend von der auf Übertragungsnetzebene bereitgestellten Systemflexibilität, die im Rahmen der Frequenzhaltung über den Regelenergiemarkt ak-

tiviert wird. Die Partizipationsmechanismen an diesen Marktoptionen können so eine direkte Teilnahme einschränken und die Bündelung der Akteure über einen Aggregator erfordern. In dieser Arbeit beschränkt sich der netzorientierte Betrieb auf den präventiven Flexibilitätseinsatz zur Spannungshaltung und zur Behebung thermischer Überlastsituationen der Netzbetriebsmittel. Grund dafür sind die strengen Präqualifikationsanforderungen (in Abschnitt 2.4.1 ausführlich behandelt wird) für die Teilnahme an der Frequenzhaltung. [31, S. 4-12, 161, S. 10-11]

Sofern das NWG durch seine Flexibilität vollständig oder teilweise zur Behebung der kritischen Netzsituation im elektrischen Verteilnetz beitragen kann, muss das GAS die Befehle für die flexiblen Anlagen so ermitteln, dass sie den vom VNAS vorgegebenen Anforderungen bestmöglich entsprechen. Zu diesem Zweck führt das GAS eigenständige Optimierungsvorgänge durch, die darauf ausgerichtet sind, die Anforderungen des VNAS voll oder teilweise zu erfüllen, und gleichzeitig sicherzustellen, dass die entsprechenden Raum- und Nutzerkomfortkriterien eingehalten werden. Beispiele für den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz sind die Abschaltung oder Abregelung dezentraler Erzeugeranlagen wie PV-Anlagen zur Vermeidung hoher Einspeisespitzen, die netzdienliche und temporäre Abregelung von Ladevorgängen von ePkw, die Nutzung von EES sowie die Lastverschiebung.

Ein Einsatz in diesem Sinne, aber ohne die Berücksichtigung eines optimierten Einsatzes unter Betriebsbedingungen, sieht bereits das Energiewirtschaftsgesetz<sup>11</sup> (EnWG) vor. Insbesondere durch die „Netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen“ werden die VNB zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ermächtigt, die Leistung einzelner Verbrauchseinrichtungen kurzfristig zu steuern. Die fernsteuerbaren Verbrauchseinrichtungen sind solche mit einer Leistung  $P > 4,2$  kW. Dazu gehören WP, nicht öffentlich zugängliche LP für ePkw, Anlagen zur Erzeugung von Kälte oder EES.

Die Flexibilität eines NWG kann auch an kurzfristigen Energiemärkten vermarktet werden, wobei Vermarktung sowohl den Verkauf als auch den Einkauf von Flexibilität umfasst. Durch Optimierungsvorgänge ist es möglich, Stromkosten zu senken und wirtschaftliche Vorteile durch die Nutzung marktorientierter Flexibilität zu generieren. Aus der Perspektive des Betriebs von elektrischen Verteilnetzen wird der marktorientierte Betrieb des NWG mit geringerer Priorität angesehen. Innerhalb der klassischen Marktoptionen hebt sich der Spotmarkt hervor, da er schnelle und kurzfristige Handelsmöglichkeiten bietet. In Abschnitt 2.4.1 werden Optionen zur marktdienlichen Flexibilitätsnutzung in NWG näher eingegangen.

---

<sup>11</sup> § 14a Absatz 1 bis 4 des EnWG 2024: „Netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen“ [162].

## 2.4 Nichtwohngebäude als aktive Teilnehmer an Energiemärkten

Die Vermarktung von Flexibilität, mit der ein NWG ausgestattet sein kann, sollte an Energiemärkten geschehen. Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über die potenziellen Märkte, auf denen NWG durch die Ermittlung von Fahrplänen wirtschaftliche Gewinne erzielen können. Auch die Interaktion zwischen NWG und Energiemärkten wird beschrieben.

### 2.4.1 Übersicht der Energiemärkte

Wie in Abbildung 2-6 dargestellt, basieren die Energiemärkte auf zwei Handelsarten. Zum einen gibt es den Börsenhandel und zum anderen den außerbörslichen Handel, der generell als „*Over-the-Counter*“ (OTC, wörtlich: „*Handel über den Ladentisch*“) bezeichnet wird [157, S. 131-168, 163]. Der Hauptunterschied liegt darin, dass beim Börsenhandel Verkäufer und Käufer von Strom durch Zwischenhändler verbunden werden, während beim außerbörslichen Handel Verträge durch kommerzielle Vermittler, oft als „*Broker*“ bezeichnet, abgeschlossen werden [164, S. 6-18]. Die Zahlung erfolgt jedoch direkt zwischen den Handelspartnern, die Produkte sind nicht standardisiert und die Risikosicherung ist Teil der bilateralen Vertragsvereinbarungen [164, S. 6-18]. Im Börsenhandel übermittelt die Börse die Gebote der Teilnehmer an eine Clearingstelle, die für die Abwicklung der Transaktionen verantwortlich ist. Die Clearingstelle ist für die Gewährleistung der physischen Lieferung oder für die finanzielle Entschädigung im Falle eines Ausfalls verantwortlich [157, S. 131-168].

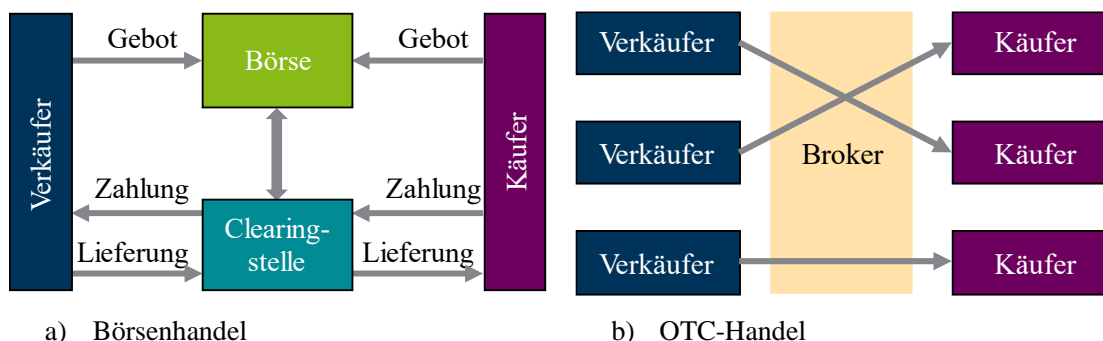


Abbildung 2-6: Handelsgeschäfte an den Energiemärkten, in Anlehnung an [157, S. 133]

Langfristige Verträge werden an der Terminmarktbörse der European Energy Exchange (EEX) oder auch im OTC-Handel gehandelt. Indem sie zukünftige Leistungen zu aktuellen Strompreisen handeln, sichern sich die Teilnehmer der Terminmarktbörse gegen Strompreisänderungen ab. Zu den Standardprodukten der Terminmarktbörse gehören beispielsweise Tages-, Wochen-, Wochenend-, Monats-, Quartals- und Jahresprodukte. Diese können bis zu sechs Jahre im Voraus erfolgen, wobei die Handelsfrist produktabhängig variiert, sie werden an der Börse als „*Futures*“ gehandelt (z. B. „*Week-Futures*“, „*Month-Futures*“, usw.). Im Gegensatz dazu sind OTC-Terminmarktprodukte nicht standardisiert und ermöglichen eine flexiblere Vermarktung bis 15 Minuten vor Lieferbeginn. Wichtig zu beachten ist, dass das Handelsvolumen an der Terminmarktbörse

vergleichsweise gering ausfällt. Der überwiegende Teil des Terminmarkthandels entfällt auf OTC-Transaktionen und den börslichen Spotmarkt. [44, 164, S. 6-18, 165, S. 2-16]

Ein weiterer Teil des Börsenhandels ist der Spotmarkt von der European Power Exchange (EPEX). Dieser Markt ermöglicht je nach gehandeltem Produkt kurzfristigen Stromhandel – von einem Tag im Voraus bis hin zu fünf Minuten vor Lieferbeginn [157, S. 131-168]. Auf dem Spotmarkt werden mehrere Handlungsoptionen angeboten, darunter die Day-Ahead Auktion, bei der Energie für den nächsten Tag für einstündige Zeitfenster gehandelt wird. Im Anschluss an die Day-Ahead Auktion bietet die Intraday Auktion Handlungsmöglichkeiten am nächsten Tag für mehrere Zeitfenster. Zusätzlich besteht der kontinuierliche Intraday Handel, der es ermöglicht, bis zu fünf Minuten vor Lieferung flexibel auf Angebot und Nachfrage mit Viertelstundenprodukten zu reagieren. Tabelle 2-2 fasst die allgemeinen Merkmale der einzelnen Optionen des Spotmarktes zusammen. [157, S. 131-168, 165, S. 2-16, 166, S. 40]

**Tabelle 2-2: Allgemeine Merkmale der Handlungsmöglichkeiten am deutschen Spotmarkt [167, S. 5-10]**

<b>Kriterium</b>	<b>Day-Ahead Auktion</b>	<b>Intraday Auktion</b>	<b>Kontinuierlicher Intraday Handel</b>
Kleinste handelbare Energie-Einheit	0,1 MWh	0,1 MWh	0,1 MWh
Produktlänge	Stundenprodukte	Viertelstunden-, Halbstunden- und Stundenprodukte	Viertelstundenprodukte
Preisbildung	Markträumungspreis („ <i>Merit-Order-Prinzip</i> “)	Markträumungspreis („ <i>Merit-Order-Prinzip</i> “)	Gebotspreise („ <i>Pay-as-Bid</i> “)
Preisspanne der Gebote in €/MWh	-500 bis 4.000	-9.999 bis 9.999	-9.999 bis 9.999

Abbildung 2-7 verdeutlicht die zeitliche Abfolge der Handelsprozesse an den verschiedenen Energiemärkten vom Vortag bis zum betrachteten Tag. Zu Beginn wird ersichtlich, dass der Terminmarkt für längerfristige Produkte bereits vor dem betrachteten Zeitraum abgeschlossen wird. Am Vortag erfolgen anschließend die Day-Ahead Auktion und die Intraday Auktion, deren *Gate Closure* Zeitpunkte um 12:00 Uhr bzw. 15:15 Uhr liegen. Unmittelbar nach den Auktionen werden die Ergebnisse veröffentlicht, die als Grundlage für die Fahrplanerstellung des folgenden Tages dienen. Parallel dazu enden am Vortag die Ausschreibungen der Optionen der Regelleistungsmarkt (RLM) – der Primärregelung (engl. „*Frequency Containment Reserve*“, PRL), der Sekundärregelung (engl. „*Automatic Frequency Restoration Reserve*“, SRL) und der Minutenreserveleistung (engl. „*Manual Frequency Restoration Reserve*“, MRL) – um 8:00 Uhr, 9:00 Uhr bzw. 10:00 Uhr. Der Regelarbeitsmarkt (RAM) hingegen bleibt bis zum betrachteten Tag geöffnet und schließt 30 Minuten vor der Energielieferung, wodurch eine kurzfristige Aktivierung von Regelleistung ermöglicht wird. [157, S. 131-168, 165, S. 2-16, 166, S. 40]

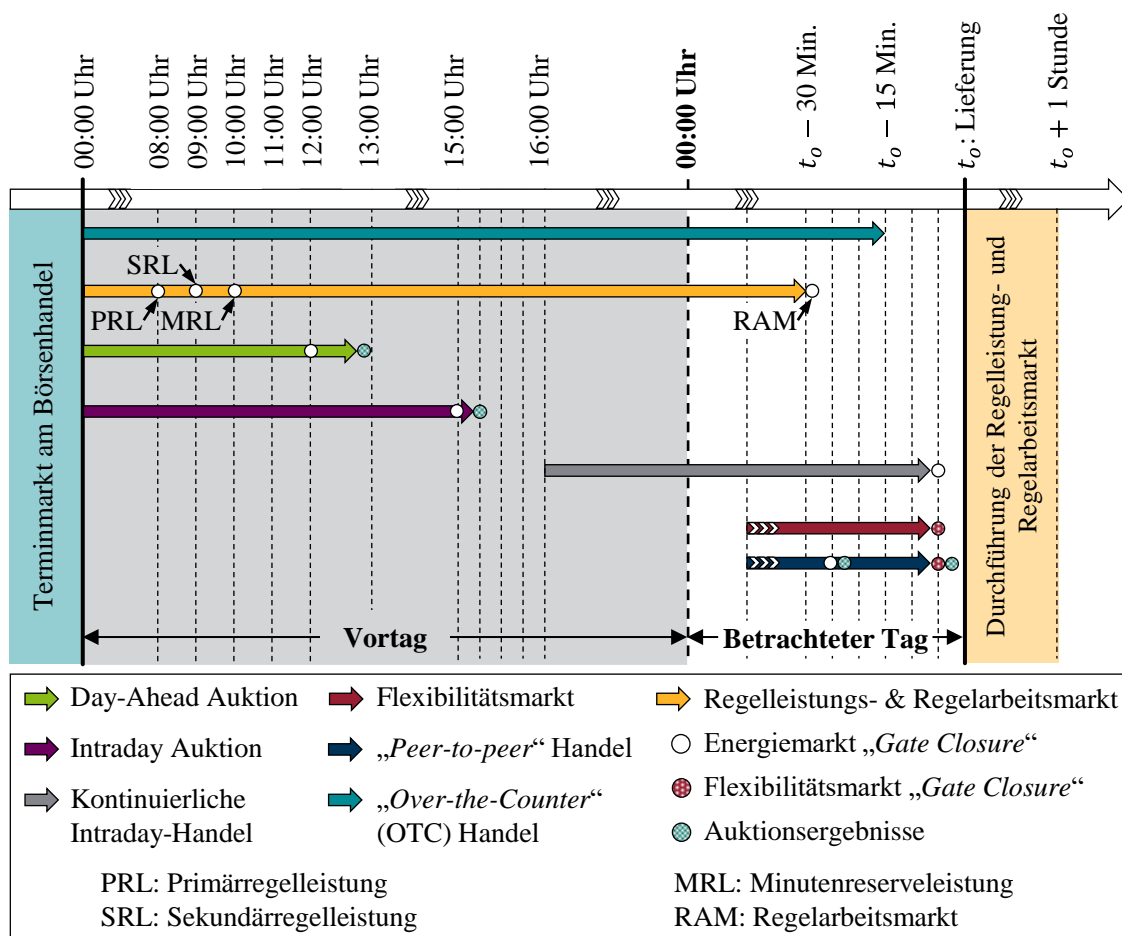


Abbildung 2-7: Status-Quo der zeitlichen Abfolge der Energiemärkte

Nach Abschluss der Intraday Auktion beginnt am betrachteten Tag der kontinuierliche Intraday Handel, der bis fünf Minuten vor der Energielieferung offenbleibt und dadurch eine feinezeitliche Anpassung von Erzeugung und Verbrauch ermöglicht. Der außerbörsliche OTC-Handel verläuft weitgehend parallel zu diesen Marktprozessen, kann jedoch etwa 15 Minuten vor Lieferbeginn schließen; in der Praxis wird die elektrische Energie meist früher vermarktet. Ebenso beginnen die Flexibilitäts- und „Peer-to-Peer“-Märkte in der Regel einige Stunden vor dem betrachteten Lieferzeitraum und enden wenige Minuten – teilweise bis zu fünf Minuten – vor dessen Beginn. Diese Marktoptionen ermöglichen die kurzfristige Vermarktung lokal oder regional verfügbarer Flexibilität. Nach der Energielieferung erfolgt schließlich die Abwicklung des RAM und des RLM, die in dieser Phase zur Stabilisierung des Netzbetriebs beitragen. [157, S. 131-168, 165, S. 2-16, 166, S. 40]

Sowohl in der Day-Ahead Auktion als auch in der Intraday Auktion müssen die NWG bzw. diejenigen, die sich hieran beteiligen wollen, den betrieblichen Fahrplan für den gesamten nächsten Tag (in Abbildung 2-7 „betrachteter Tag“) erstellen. Für jede dieser Marktoptionen muss die Energiemenge angegeben werden, die in dem jeweiligen Zeitblock verbraucht oder bereitgestellt wird. Im Gegensatz dazu muss beim kontinuierlichen Intraday Handel der Fahrplan nicht für ei-

nen ganzen Tag erstellt werden. Die Teilnahme ist stattdessen in bestimmten Zeitblöcken möglich. Die zeitliche Auflösung der einzelnen Zeitblöcke ist in der Zeile „Produktlänge“ der Tabelle 2-2 dargestellt. Diese Tabelle zeigt auch die kleinste handelbare Einheit der einzelnen Zeitblöcke für jede Marktoption des Spotmarktes.

Neben den bisher beschriebenen traditionellen Optionen für den Spotmarkt werden derzeit lokale und regionale Flexibilitätsmärkte konzeptionell entwickelt, die perspektivisch ebenfalls einen marktorientierten Ansatz bieten könnten. Diese befinden sich in Deutschland bislang ausschließlich im Rahmen von Forschungs- und Pilotprojekten und sind noch nicht in die regulären Energiemärkte integriert [86, S. 59-61]. Das Ziel dieser regionalen Märkte ist es, durch die Teilnahme an regionalen Flexibilitätsmärkten einen marktorientierten Ansatz für präventives Netzengpassmanagement zu ermöglichen. Die Bündelung kleiner und mittlerer Energieverbraucher in regionalen Märkten ist üblich, um die Flexibilität zu nutzen [86]. Dies hat den Vorteil, dass die Flexibilitäten in Summe eine höhere Verfügbarkeit, längere Nutzungsdauern und höhere Leistungen erreichen können. Zudem bietet die Nutzung der Flexibilität von Erzeugern und Verbrauchern eine Alternative zur Behebung von kritischen Netzsituationen [167].

Die Funktionsweise der regionalen und lokalen Flexibilitätsmärkte basiert üblicherweise auf dem Modell der drei Ampelphasen, die direkt durch die BDEW definiert worden sind [161]. In der grünen Ampelphase handelt es sich um einen regulären, marktdominierten Netzbetrieb, der keinerlei Einschränkungen für den Handel am Markt erfordert. Hier ist keine Flexibilität erforderlich, da keine kritischen Netzsituationen auftreten. Prognoseungenauigkeiten, die das System destabilisieren können, werden durch Systemdienstleistungen ausgeglichen. Die gelbe Ampelphase dient primär der Vermeidung von Notsituationen. Im Gegensatz zur roten Ampelphase können lokale kritische Netzsituationen durch Nutzung der vorhandenen flexiblen Anlagen gelöst werden.

Durch die Interaktion zwischen dem VNB und den Marktteilnehmern, insbesondere Aggregatoren, Betreibern dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie z. B. NWG mit verfügbarer Flexibilität, können Maßnahmen konkretisiert werden, die im Vorfeld zur Vermeidung kritischer Netzsituationen im elektrischen Verteilnetz beitragen. Die zu ergreifenden Maßnahmen können auf der Grundlage von Auktionen, bilateralen Verträgen oder standortabhängigen Prämien wie reduzierten Netzgelten basieren [161, S. 11-12].

In der roten Ampelphase ist der VNB aufgrund einer akuten Gefährdung des Netzbetriebs dazu gezwungen, koordiniert einzugreifen, indem er Lasten oder Erzeuger in seinem eigenen Netzgebiet zu- und abschaltet. In dieser Situation erfolgt keine Vermarktung, da der VNB die Durchführung von Flexibilitätsgeschäften verhindert und direkt in die Abläufe zur Stabilisierung des betroffenen Netzgebietes eingreift. [28, S. 15-16, 168, S. 44-46]

Exemplarisch dargestellt in Tabelle 2-3 sind mögliche Grenzwerte für den maximal zulässigen Betriebsstrom  $I_{th}$  sowie das tolerierbare Spannungsband in Bezug auf die Nennspannung  $U_n$  im elektrischen Verteilnetz. Diese dienen als Referenz für einen VNB gemäß [161].

Aufbauend auf den zuvor beschriebenen regionalen Flexibilitätsmärkten bestehen weitere Möglichkeiten, Flexibilität handelbar zu machen. Beispielsweise können angeschlossene Verbraucher und Erzeuger eines elektrischen Verteilernetzes im „Peer-to-Peer“ Handel kurzfristig spezifische Produkte wie Energie oder Flexibilität direkt vermarkten. Dadurch können Mechanismen für ein präventives und kuratives Management von flexiblen Anlagen mit Strategien zur Maximierung der finanziellen Gewinne kombiniert werden. Dieses Konzept richtet sich insbesondere an kleine und mittelgroße Verbraucher und Erzeuger, wodurch der übliche Aufschlag, den Aggregatoren verlangen, vermieden wird [169]. Solche Märkte sind jedoch nicht im Fokus dieser Arbeit.

**Tabelle 2-3: Beispiel für technische Kriterien der Ampelphasen [161, S. 6]**

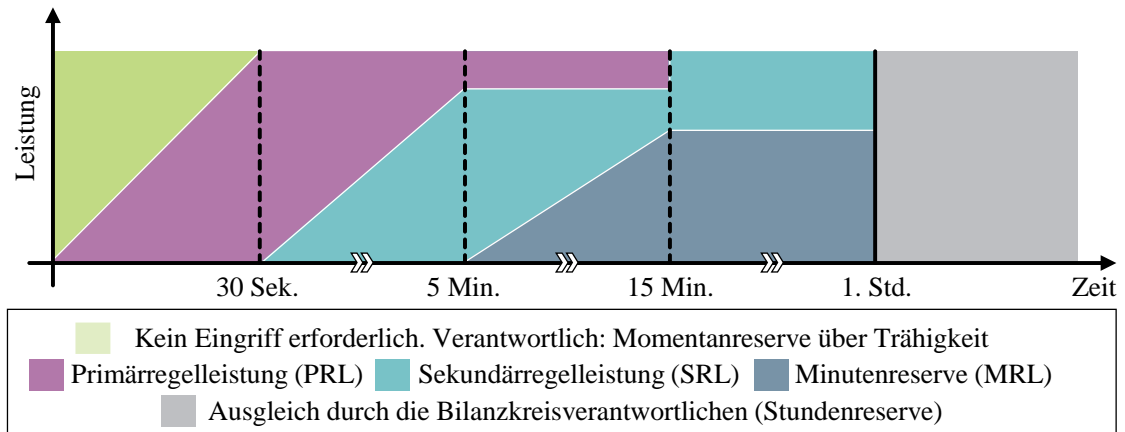
Kriterium	Ampelphase		
	Grün	Gelb	Rot
Maximale Auslastung	$0 \% \leq \frac{I}{I_{th}} < 80 \%$	$80 \% \leq \frac{I}{I_{th}} < 100 \%$	$\frac{I}{I_{th}} \geq 100 \%$
Zulässiges Spannungsband	$92 \% < \frac{U}{U_n} < 108 \%$	$90 \% < \frac{U}{U_n} \leq 92 \%$ oder $108 \% \leq \frac{U}{U_n} < 110 \%$	$\frac{U}{U_n} \leq 90 \%$ oder $\frac{U}{U_n} \geq 110 \%$

Für alle beschriebenen Marktmechanismen ist es entscheidend, dass nach dem in Abbildung 2-7 gezeigten Energielieferungszeitpunkt  $t_0$  der Netzfrequenzsollwert von  $f_n = 50$  Hz gewährleistet wird. Dies wird durch Systemdienstleistungen für die Frequenzhaltung, wie den RLM und den RAM, erreicht. Im Vergleich zum RLM ist der RAM darauf ausgerichtet, die Flexibilität der Teilnehmer zu nutzen. Aus diesem Grund sind die Ausschreibungszeiträume des RAM kürzer als die des RLM. [170, S. 16-19]

Naturgemäß gibt es Schwankungen bei der Last und der Erzeugung im Stromnetz. Abweichungen von bis zu  $\Delta f = 10$  mHz von dem Netzfrequenzsollwert sind zulässig, ohne dass Kontrollmaßnahmen erforderlich sind. In diesem Fall erfolgt der Ausgleich zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch durch die Trägheit des Systems, bekannt als Momentanreserve. Die technischen Voraussetzungen für die Teilnahme an einem zukünftigen Markt für Momentanreserve werden ab 2025 festgelegt [171]. Verlässt die Netzfrequenz das Toleranzband, werden abgestufte Strategien aktiviert, um den Betrieb des Stromnetzes zu gewährleisten, wie in Abbildung 2-8 dargestellt ist: Die PRL, die SRL, die MRL und der Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen. Allerdings ist im RLM nur die PRL verfügbar, während SRL und MRL sowohl im RLM als auch im RAM verfügbar sind. [157, S. 97-108]

Die PRL ist dafür verantwortlich, Frequenzabweichungen im Stromnetz bereits innerhalb weniger Sekunden nach ihrem Auftreten durch eine frequenzabhängige Leistungsanpassung auszugleichen, um die Netzfrequenz stabil zu halten. Um die nach dem Einsatz der PRL konzeptgemäß verbleibende Frequenzabweichung auszugleichen, wird die SRL aktiviert. Nachdem der ÜNB ein

direktes Steuersignal an die beteiligten Teilnehmer gesendet hat, erfolgt der Abruf vollautomatisch. Die Aktivierung der SRL erfolgt nach etwa 30 Sekunden, die wiederum innerhalb von fünf Minuten ihre vollständige Leistung erbringen muss. Anschließend wird die MRL herangezogen, um den fortbestehenden Leistungsbedarf ökonomisch zu decken, indem sie die kostenintensivere SRL ersetzt. Die Bereitstellung der MRL muss innerhalb von zehn Minuten vollständig erfolgen, wobei der Abruf sowohl automatisch als auch manuell durchgeführt werden kann.



**Abbildung 2-8: Regelleistungsarten für die Stabilisierung des Stromnetzes, in Anlehnung an [157, S. 99, 172, S. 84-86]**

Nach Ablauf der Regelleistungsphasen liegt die Verantwortung für die Bilanzhaltung bei den Bilanzkreisverantwortlichen. Ab etwa einer Stunde nach Auftreten der ursprünglichen Störung muss der Energiehaushalt marktseitig ausgeglichen werden. Die Bilanzkreisverantwortlichen beschaffen hierzu die erforderliche Energie eigenständig am Markt, beispielsweise im Intraday- oder Spotmarkt. Aufgrund der besonderen Bedeutung der Regelernergie für den Systembetrieb müssen vor der Teilnahme am Markt die technischen Mindestanforderungen nachgewiesen werden. Tabelle 2-4 gibt einen Überblick über die Anforderungen und die Besonderheiten der einzelnen Regelleistungsarten. [157, S. 97-108, 173]

Die meisten im elektrischen Verteilnetz angeschlossenen Marktteilnehmer, darunter auch kleinere Erzeuger und Verbraucher, erfüllen eigenständig die in Tabelle 2-4 aufgeführten Voraussetzungen für eine direkte Teilnahme am RLM oder am RAM nicht. Die vom ÜNB geforderte Verfügbarkeit der von den Anbietern gemeldeten Leistungs- oder Arbeitspreise muss vollständig gewährleistet sein. Tabelle 2-4 zeigt, dass für alle Regelleistungsarten eine Mindestgebotsgröße von  $P = 1 \text{ MW}$  sowie ein Angebotsinkrement von ebenfalls  $P = 1 \text{ MW}$  erforderlich ist. Das Angebotsinkrement definiert dabei die kleinste Einheit, um die ein Gebot bei der Ausschreibung erhöht oder verringert werden kann, wodurch eine standardisierte und vergleichbare Gebotsstruktur gewährleistet wird.

**Tabelle 2-4: Präqualifikationsanforderungen von der PRL, SRL und MRL [165, S. 2-15, 170, S. 16-19, 172, S. 84-86, 173]**

Voraussetzungen	PRL	SRL	MRL
Vermarktungsmöglichkeiten	RLM	RLM & RAM	RLM & RAM
Mindestgebotsgröße	1 MW	1 MW	1 MW
Angebotsinkrement	1 MW	1 MW	1 MW
Produktzeitscheiben	6 x 4-Stundenblöcke	6 x 4-Stundenblöcke	6 x 4-Stundenblöcke
Richtung	symmetrisch	positiv / negativ	positiv / negativ
Abrufsteuerung	Netzfrequenz, vollautomatisch	Leistungsregler, vollautomatisch	Automatisch oder manuell durch ÜNB
Abrufdauer	0 bis zu 15 Min.	ab 5 Min. bis 1 Std.	ab 15 Min. bis 1 Std.
Aktivierungszeit	≤ 30 Sekunden	≤ 5 Min.	≤ 15 Min.
Vergabe	Leistungspreis (MW) „Merit-Order“	Leistungspreis (MW) „Merit-Order“	Arbeitspreis (MWh) „Merit-Order“
Vergütungsbasis	Markträumungspreis	Gebotspreise	Gebotspreise

Hinsichtlich der Leistungsrichtung muss die PRL symmetrisch angeboten werden, d. h. die Bereitstellung von positiver und negativer Regelenergie erfolgt im gleichen Umfang. Im Gegensatz dazu können die SRL und MRL getrennt als positive oder negative Leistung angeboten werden, was eine gezieltere Marktteilnahme ermöglicht. Die Produktzeitscheiben sind für alle drei Regelleistungsarten in sechs Blöcke von jeweils vier Stunden unterteilt. Unterschiede bestehen vor allem in der Abrufsteuerung und Aktivierungszeit: Die PRL wird vollautomatisch frequenzabhängig aktiviert, die SRL über den Leistungsregler und die MRL sowohl automatisch als auch manuell durch den ÜNB.

Um die geforderte hohe Verfügbarkeit der Regelenergieversorgung zu erreichen, ist häufig eine Kooperation mehrerer im elektrischen Verteilnetz angeschlossener Teilnehmer erforderlich. Die Zusammenführung (auch „*Pooling*“ genannt) verschiedener Teilnehmer und ihre Vernetzung für eine gemeinsame Vermarktung werden von Aggregatoren übernommen. Der Aggregator ermittelt mithilfe von Wahrscheinlichkeitswerten die Menge an Ausgleichsenergie, die der „*Pool*“ zu einem bestimmten Zeitpunkt zuverlässig bereitstellen kann. [157, S. 127-128]

Insgesamt lässt sich festhalten, dass aus der Vielzahl der beschriebenen Marktoptionen nur ein Teil für die aktive Teilnahme von NWG realistisch relevant ist. Insbesondere der Terminmarkt

und der RAM stellen aufgrund ihrer hohen technischen und wirtschaftlichen Anforderungen erhebliche Eintrittsbarrieren dar. Die dort geforderten Mindestgebotsgrößen, Präqualifikationsnachweise und die kontinuierliche Bereitstellung von Leistung über mehrere Stunden hinweg überschreiten in der Regel die individuellen Flexibilitätspotenziale einzelner NWG. Eine Teilnahme ist hier meist nur über Aggregatoren möglich, wodurch die wirtschaftliche Eigenständigkeit der Gebäude reduziert wird.

Im Gegensatz dazu bieten die Spotmarktoptionen – insbesondere die Day-Ahead Auktion, die Intraday Auktion sowie der kontinuierliche Intraday Handel – realistischere Voraussetzungen für eine marktorientierte Flexibilitätsvermarktung von NWG. Während sowohl die Day-Ahead Auktion als auch die Intraday Auktion auf Prognosen und automatisierter Datenübermittlung basieren, unterscheiden sie sich hinsichtlich der erforderlichen zeitlichen Auflösung und Reaktionsgeschwindigkeit. Die Day-Ahead Auktion arbeitet mit stündlichen Produkten und verlangt daher Prognosen mit geringerer zeitlicher Auflösung, die eine tägliche Fahrplanerstellung ermöglichen. Die Intraday Auktion hingegen basiert auf Viertelstundenprodukten und erfordert entsprechend feinerer Prognosen, um kurzfristige Änderungen von Erzeugung oder Verbrauch präzise abbilden zu können. Noch höhere Anforderungen bestehen im kontinuierlichen Intraday Handel, bei dem Transaktionen bis fünf Minuten vor Lieferbeginn erfolgen können und quasi-Echtzeitinformationen notwendig sind. Für viele NWG stellt somit die Teilnahme an der Day-Ahead Auktion den praktikableren Einstiegspunkt dar, da sie auf der täglichen Fahrplanerstellung basiert und eine klare zeitliche Struktur für die Optimierung des Energieeinsatzes vorgibt. Die vorliegende Arbeit konzentriert sich daher auf die modellbasierte Ermittlung optimaler Fahrpläne für NWG unter Berücksichtigung ihrer flexiblen Anlagen und des jeweiligen Marktumfelds der Day-Ahead Auktion. Der anschließende Abschnitt 4.2.4 führt in die grundlegenden Verfahren der Fahrplanerstellung für den Spotmarkt ein und beschreibt die hierfür relevanten Rahmenbedingungen sowie die damit verbundenen Anforderungen an Prognose und Modellierung.

#### **2.4.2 Fahrplanerstellung von Nichtwohngebäuden für den Spotmarkt**

Dieser Abschnitt befasst sich mit der konzeptionellen Fahrplanerstellung von NWG für den Spotmarkt. Im Mittelpunkt stehen die für NWG realistisch erreichbaren Marktoptionen sowie die daraus abgeleiteten Anforderungen an Prognosegüte und Modellierung. Die bestehenden Möglichkeiten für den Flexibilitätshandel sind zahlreich, wie in Abschnitt 2.4.1 dargestellt ist. Der Handel am Terminmarkt ermöglicht langfristige Verhandlungen, um der Unsicherheit der kurzfristigen Strompreise durch den Abschluss von Verträgen im Voraus entgegenzuwirken. Der *Gate Closure* des Terminmarktes an der Börse bzw. am OTC-Handel kann aus Sicht der Energielieferung zeitlich weit entfernt stattfinden. Die Teilnahme an solchen Märkten erfordert oft hochgenaue Modelle, die in der Lage sind, den Energiebedarf bzw. die Energiebereitstellung des NWG unter Berücksichtigung von Zufallsvariablen zu prognostizieren. Dazu gehören die Gebäudebelegung, Wettervariablen wie die Außenlufttemperatur und die Sonneneinstrahlung. Da die langfristige

Prognose solcher Variablen mit hohen Unsicherheiten behaftet ist, besteht die Gefahr, dass der beobachtete Leistungsbezug bzw. die Einspeiseleistung erheblich von den erwarteten Werten abweicht.

Darüber hinaus lassen sich Verhandlungen kurz vor der Day-Ahead Auktion bzw. kurz vor dem Energielieferungszeitpunkt im RLM und im RAM abschließen. Die Voraussetzungen für eine direkte Teilnahme sowohl an diesem mittelfristigen (*Gate Closure* erfolgt spätestens am Tag vor der Energielieferung) RLM als auch am kurzfristigen (*Gate Closure* findet einige Minuten vor der Energielieferung statt) RAM sind jedoch beträchtlich. Zum einen muss das NWG in der Lage sein, die Leistung in Schritten von mindestens  $\Delta P = 1 \text{ MW}$  zu erhöhen oder zu verringern. Voraussetzung für die Teilnahme ist zudem ein Leistungsbezug bzw. eine Einspeiseleistung von mindestens  $P = 1 \text{ MW}$ . Zum anderen muss diese Leistungsanpassung für mindestens vier Stunden garantiert werden (siehe Tabelle 2-4). Für die MRL erfolgt grundsätzlich eine Vergütung für die Leistungsbereitstellung, während eine zusätzliche Vergütung für die tatsächlich erbrachte Energie nur im Abruffall gezahlt wird. Da es sich um eine Systemdienstleistung handelt, sind die technischen Anforderungen strenger als bei allen anderen Marktoptionen [174]. Obwohl eine indirekte Teilnahme von NWG mittels „*Pooling*“ über einen Aggregator die Teilnahme am RLM und RAM erleichtern würde, wie z. B. in [175] diskutiert, wird diese Option in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Im Gegensatz dazu bietet der Spotmarkt Optionen für den mittel- und kurzfristigen Energiehandel mit handelbaren Energieeinheiten, die von NWG leichter erreicht werden können. Dadurch können NWG mit einem Energiebedarf von mehr als  $E = 100 \text{ kWh}$  pro Zeitblock direkt am Spotmarkt teilnehmen. Erfüllt ein NWG diese Bedingung nicht, kann es über einen Aggregator teilnehmen. Diese Möglichkeit erweitert und diversifiziert das Portfolio des Aggregators, um mehr Flexibilitätsoptionen bereitzustellen. Je nach Art der Auktion oder des Handels können Produkte in verschiedenen Zeitblöcken von einer Viertelstunde bis zu einer Stunde vermarktet werden.

Für die Teilnahme am Spotmarkt ist die Ermittlung eines Fahrplans erforderlich, der über bestimmte Plattformen bis zum Zeitpunkt des *Gate Closure* eingereicht werden muss. Dies betrifft die Day-Ahead Auktion, die Intraday Auktion und den kontinuierlichen Intraday Handel. Ihr Ablauf wird in Abbildung 2-7 detailliert dargestellt. Die Bestimmung des Fahrplans basiert in der Regel auf einer marktorientierten Optimierung anhand von Prognosen der bezogenen bzw. erzeugten Leistung des NWG sowie des Strompreises. Der Fahrplan wird optimiert, indem versucht wird, die bezogene Leistung zu reduzieren oder in Zeiten zu verschieben, in denen der Strompreis kostengünstiger ist. Die Strompreise für jeden Zeitblock werden durch den vom Gebäude verwendeten Marktteilnahmemechanismus bestimmt. Nimmt das NWG direkt am Spotmarkt teil, müssen die Strompreise beispielsweise auf der Grundlage historischer Marktpreise prognostiziert

werden [176]. Nimmt das NWG über einen Aggregator am Spotmarkt teil, werden die Strompreisprognosen für den nächsten Tag vom Aggregator bereitgestellt, damit die Fahrplanerstellung auf Grundlage der erwarteten Marktpreise erfolgen kann [177].

Durch die Teilnahme an der Day-Ahead Auktion oder der Intraday Auktion kann der Betrieb des NWG optimiert werden, um die damit verbundenen Stromkosten zu minimieren. Optimierungsvorgänge ermöglichen es, für jeden Zeitblock des nächsten Tages die Betriebspunkte des NWG zu bestimmen, welche die Zielfunktion erfüllen. Dies geschieht durch iterative Prozesse unter Einbeziehung des thermischen Modells des NWG sowie der Modelle der flexiblen Anlagen des NWG. Darüber hinaus werden Prognosen der Gebäudebelegung, Belegung von einer LIS, Wetterdaten und Strompreisprognosen berücksichtigt. Der Optimierer bestimmt den zu erwartenden elektrischen Energieverbrauch bzw. die Energieerzeugung für jeden Stundenblock und ermittelt den Fahrplan des NWG über die entsprechenden Handelsplattformen. Der detaillierte Ablauf des Optimierungsvorgangs zur Vermarktung der Flexibilitäten wird in Abschnitt 4.2 näher beschrieben.

Da zwischen dem geplanten und dem beobachteten Fahrplan für die Day-Ahead Auktion bzw. Intraday Auktion geringe Abweichungen auftreten können, ist es möglich, diese durch den kurzfristigen kontinuierlichen Intraday Handel zu vermarkten. Auf diese Weise können die Abweichungen vergütet und gleichzeitig dazu beitragen werden, die wirtschaftlichen Auswirkungen möglicher Strafen infolge der Nichteinhaltung des gemeldeten Fahrplans auszugleichen [178, S. 44-50]. Da es sich jedoch um eine gebotsabhängige („*Pay-as-Bid*“) Preisbildung handelt, liegt die Bestimmung des Strompreises für den Kauf oder Verkauf von Energie außerhalb des Rahmens dieser Arbeit. Einige Methoden werden in [179, S. 10-17, 180, S. 10-20, 181] vorgeschlagen.

Nimmt das NWG am Flexibilitätsmarkt teil oder ist es an ein elektrisches Verteilnetz angeschlossen, das von einem VNAS geregelt wird, kann der Fahrplan für die Day-Ahead Auktion bei Vorliegen von Netzengpässen erheblich beeinträchtigt werden. Dies kann der Fall sein, wenn das NWG in der Lage ist, die kritische Netzsituation ganz oder teilweise zu beheben. Durch eine kurzfristige und temporäre Verringerung oder Erhöhung der nachgefragten Energiemenge kann es dazu beitragen, die erforderlichen Betriebsbedingungen des elektrischen Verteilnetzes zu gewährleisten. Dies impliziert jedoch, dass der geplante ermittelte Fahrplan nicht dem ursprünglichen entsprechen wird. Durch zusätzliche Optimierungsvorgänge lassen sich diese Abweichungen wiederum minimieren.

Die zuvor beschriebenen Marktmechanismen und Optimierungsansätze verdeutlichen die praktischen Rahmenbedingungen für eine aktive Marktteilnahme von NWG. Insgesamt lässt sich festhalten, dass für NWG vor allem die Spotmarktsegmente realistische Möglichkeiten zur Vermarktung von Flexibilität bieten. Je nach verfügbarer Leistung kann die Teilnahme am Spotmarkt entweder direkt oder über einen Aggregator erfolgen. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Day-Ahead

Auktion als repräsentative Marktoption analysiert, da sie eine methodisch und technisch geeignete Grundlage für die marktorientierte Bewirtschaftung von Flexibilität in NWG darstellt.

## 2.5 Zusammenfassung des Kapitels und Abgrenzung der Themenstellung

Durch strukturierte GAS kann der Betrieb flexibler Anlagen in NWG bewirtschaftet und gesteuert werden, wobei die Mindestkriterien für Raum- und Nutzerkomfortvariablen sicherzustellen sind. Über standardisierte Kommunikationsprotokolle erfolgt die Integration der internen Systeme und der flexiblen Anlagen mit externen Komponenten wie Energiemärkten und dem VNAS. Dadurch wird die Nutzung lokaler Flexibilität für markt- und netzorientierte Zwecke ermöglicht.

Die netzorientierte Flexibilitätsnutzung in NWG trägt zu einem sicheren und effizienten Netzbetrieb des elektrischen Verteilnetzes bei. Ihr optimaler Einsatz ermöglicht eine rechtzeitige Reaktion auf Situationen, in denen das elektrische Verteilnetz präventive oder kurative Maßnahmen – im Gegenzug für eine Vergütung – anfordert. Diese Flexibilität kann in bestimmten Fällen einen wirtschaftlich ineffizienten Netzausbau vermeiden, reduzieren oder zumindest zeitlich verschieben.

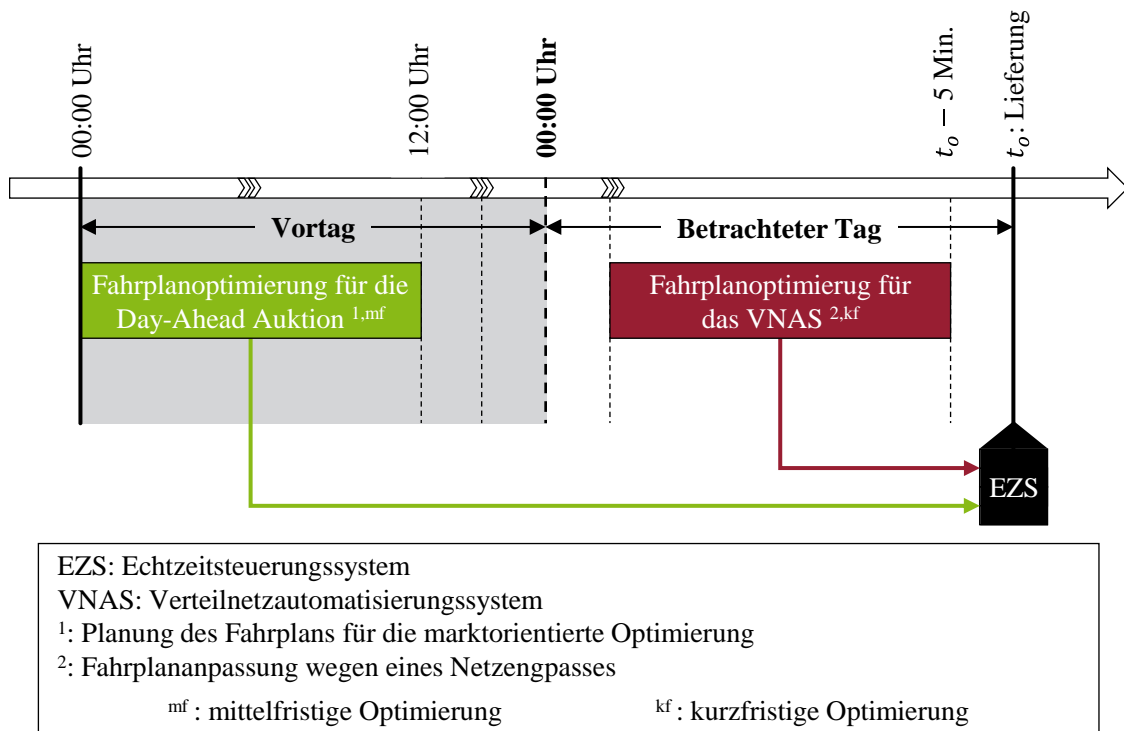
In Abwesenheit kritischer Netzsituationen bietet ein marktorientierter Betrieb des NWG die Möglichkeit, die Flexibilität auf geeigneten Energiemärkten zu handeln. Die aktive und optimierte Vermarktung ermöglicht es, die damit verbundenen Stromkosten zu senken oder zu bestimmten Zeiten Gewinne zu erzielen. Dies wird durch DSM-Strategien erreicht, welche die Last- und Erzeugungsprofile des NWG zeitlich an die prognostizierten Strompreise je Zeitblock anpassen.

Unter den verfügbaren Spotmarktoptionen erweist sich insbesondere die Day-Ahead Auktion als zentrale Marktplattform für eine marktorientierte Optimierung des Betriebs von NWG. Das monatlich gehandelte Volumen in der Day-Ahead Auktion ist in der Regel deutlich höher als im Intraday Handel. Beispielsweise wurden im Jahr 2022 in der Region Deutschland-Luxemburg rund  $E = 171,5$  TWh bzw.  $E = 70,4$  TWh gehandelt [182]. Der durchschnittliche Strompreis dieser Handlungsoptionen lag bei  $K = 235,5$  EUR/MWh bzw.  $K = 234,5$  EUR/MWh, mit einem Spitzenpreis von  $K = 871$  EUR/MWh bzw.  $K = 980,89$  EUR/MWh. Aufgrund des ähnlichen Durchschnittspreises deutet das deutlich höhere Handelsvolumen darauf hin, dass die Day-Ahead Auktion die marktwirtschaftlich dominierende Handelsplattform darstellt. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit der Fahrplan für den Betrieb des NWG auf Basis der Day-Ahead Auktion durch eine marktorientierte Optimierung bestimmt. Sie dient als Referenzfall, da sie realistische Teilnahmevoraussetzungen für NWG sowie geringere Anforderungen an Prognosegüte und Reaktionsgeschwindigkeit aufweist, wie bereits am Ende von Abschnitt 2.3.1 und von Abschnitt 2.4.1 begründet wird.

Die für die marktorientierte Optimierung benötigten Strompreise gehen in der Praxis als externe Eingangsgröße in das Optimierungsverfahren ein und werden – abhängig vom Teilnahmeweg –

entweder mittels eigener Prognosemodelle des NWG auf Basis historischer Preiszeitreihen der Day-Ahead Auktion ermittelt oder von Aggregator bzw. Lieferant als Prognosezeitreihe bereitgestellt. In dieser Arbeit werden die historischen Strompreiszeitreihen der Day-Ahead Auktion des Jahres 2022 als Datengrundlage verwendet.

Abbildung 2-9 veranschaulicht den in dieser Arbeit zugrunde gelegten zeitlichen Ablauf, der sowohl die marktorientierte als auch die netzorientierte Fahrplanoptimierung umfasst. Am Vortag beginnt zu Tagesbeginn die marktorientierte Optimierung, deren Ziel es ist, den Fahrplan des NWG für den Folgetag zu bestimmen. Dabei werden die flexiblen Anlagen des NWG so gesteuert, dass eine wirtschaftlich sinnvolle Nutzung der verfügbaren Flexibilität erreicht wird. Dieser Vorgang besitzt den Charakter einer mittelfristigen (mf) Optimierung und muss vor dem *Gate Closure* der Day-Ahead Auktion um 12:00 Uhr abgeschlossen werden, sodass der resultierende marktorientierte Fahrplan rechtzeitig an den Aggregator oder direkt an den Spotmarkt übermittelt werden kann.



**Abbildung 2-9: Zeitrahmen für die markt- und netzorientierte Optimierung der Flexibilitäten von NWG**

Mit Beginn des betrachteten Tages übernimmt das Echtzeitsteuerungssystem (EZS) die operative Umsetzung des am Vortag bestimmten marktorientierten Fahrplans. Es sorgt dafür, dass die Sollwerte der flexiblen Anlagen in den jeweiligen Zeitintervallen ausgeführt werden und der geplante Betrieb des NWG eingehalten wird. Parallel dazu wird bereits erneut ein marktorientierter Optimierungsvorgang für den nächsten Tag durchgeführt, der analog zum Vortag rechtzeitig vor der Gebotsfrist (engl. „*Gate Closure*“) abgeschlossen wird.

Erkennt das VNAS im Verlauf des betrachteten Tages einen Netzengpass, und kann das NWG zu dessen Behebung beitragen, wird eine netzorientierte Optimierung ausgelöst. Ausgangspunkt dieser kurzfristigen (kf) Optimierung ist der aktuell ausgeführte marktorientierte Fahrplan, der als Referenz dient. Auf dieser Grundlage wird ein netzorientierter Fahrplan berechnet, dessen Ziel es ist, die vom elektrischen Verteilnetz geforderten Betriebsbedingungen zu erfüllen – beispielsweise durch eine temporäre Reduktion der bezogenen Leistung – und zugleich die Abweichungen zum ursprünglichen marktorientierten Fahrplan zu minimieren. Die Einzelheiten der Optimierungsvorgänge werden in Abschnitt 4.2 ausführlich behandelt.

Nach Abschluss des netzorientierten Optimierungsvorgangs übernimmt das EZS automatisch die Ausführung der neu bestimmten Sollwerte der flexiblen Anlagen. Der daraus resultierende netzorientierte Fahrplan bleibt bis zum Ende des betrachteten Tages gültig und gewährleistet die Minimierung der Abweichungen gegenüber dem ursprünglich marktorientierten Fahrplan. Der netzorientierte Optimierungsvorgang erfolgt ereignisabhängig, kann jedoch bei Bedarf jederzeit durch das VNAS ausgelöst werden.

Abschließend ist festzuhalten, dass das EZS die Ausführung der jeweils geplanten Sollwerte übernimmt und dadurch sicherstellt, dass die vorgesehenen Betriebsbedingungen des NWG im praktischen Betrieb gemäß den Ergebnissen der durchgeführten Optimierungsvorgänge eingehalten werden. Die Entwicklung, Implementierung und Validierung solcher Steuerungs- und Kommunikationssysteme liegen jedoch außerhalb des Forschungsrahmens dieser Arbeit, deren Schwerpunkt auf der optimierten Ermittlung und Bewertung der markt- und netzorientierten Fahrpläne liegt.

## **3 Nachbildung der flexiblen Anlagen von Nichtwohngebäuden**

In diesem Kapitel werden die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Simulationsumgebungen vorgestellt. Zu diesem Zweck werden die einzelnen Bausteine präsentiert, die eine Nachbildung der Funktionsweise sowohl des thermischen Verhaltens des NWG als auch der beteiligten flexiblen Anlagen ermöglichen. Anhand historischer Messungen eines Fallstudiengebäudes und verschiedener Fallstudienanlagen wird die Genauigkeit dieser Modelle unter Berücksichtigung bestimmter Bewertungsindikatoren validiert. Abschließend werden die einzelnen Simulationsbausteine zu einer ganzheitlichen Simulationsumgebung für NWG zusammengesetzt. Schließlich wird die Simulationsumgebung erläutert, die das Verhalten elektrischer Verteilnetze nachbildet, an das das NWG im Rahmen von Simulationsuntersuchungen angeschlossen wird.

### **3.1 Simulationsmodelle**

Die Analyse der Flexibilität, die von NWG bereitgestellt werden kann, erfordert den Einsatz von Simulationsmodellen, um den Betrieb des NWG umfassend zu bewerten. Dabei können nicht nur die bezogenen bzw. bereitgestellten Leistungen der flexiblen Anlagen bestimmt, sondern auch die Raumkomfortvariablen des NWG ermittelt werden. Dieser Abschnitt umfasst eine Beschreibung des thermischen Energiemodells für NWG sowie die Modelle für PV, LIS und EES.

#### **3.1.1 Thermisches Energiemodell von Nichtwohngebäuden**

„*Building Information Modelling*“ (BIM) ermöglicht die digitale Nachbildung der physikalischen und betrieblichen Eigenschaften eines NWG [183]. Mithilfe von BIM können Steuerungs- und Überwachungsstrategien bewertet werden, die die Energieperformance des NWG durch Optimierungsvorgänge verbessern und die interne Dynamik des NWG berücksichtigen [183]. Diese Dynamik wird in der Regel durch Wärme- und Massenübertragungsgleichungen, Fluidodynamik und Energieerhaltungsgleichungen beschrieben [184, 185]. Daraus lässt sich der Energiebedarf des NWG ermitteln und die damit verbundenen Auswirkungen wie Kosten und Energieeffizienz bestimmen bzw. auswerten [186]. Im Gegensatz zur Modellierung durch analytische Methoden vereinfacht der Einsatz spezialisierter Software den Prozess der Definition dieser Gleichungen. Dies geschieht durch grafische Benutzeroberflächen, welche die Beschreibung und Darstellung von komplexen Modellen erleichtern. Außerdem verfügt spezialisierte Software über Werkzeuge, die eine schnellere Konvergenz als analytische Methoden ermöglichen [187].

Die thermische Modellierung eines Gebäudes beginnt mit der Dimensionierung seiner Räume oder Zonen und berücksichtigt in jedem von ihnen die physikalischen Eigenschaften der Baustoffe, der gebäudetechnischen Anlagen (wie HKL-Anlagen, WP, BHKW usw.) und ihres jeweiligen Wärme- und Kälteverteilungssystems [186]. Wenn historische Betriebsaufzeichnungen wie

Energieverbrauch, Verlauf von Raumkomfortvariablen und Betriebsvariablen vorliegen, ist es möglich, das thermische Energiemodell zu kalibrieren. Dies geschieht durch die Anpassung der Parameter, um Abweichungen im Vergleich zum tatsächlichen Verhalten des NWG zu reduzieren [183].

In der im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Simulationsumgebung wird die Software IDA-ICE als Werkzeug zur Erstellung des thermischen Energiemodells von NWG eingesetzt. Diese Software ermöglicht detaillierte, dynamische und multizonale Simulationen von thermischen und energetischen Prozessen in NWG. Durch den Einsatz von IDA-ICE können sowohl das Raumklima als auch der Energieverbrauch des gesamten NWG optimiert werden. Die modulare Architektur der Software ermöglicht die Integration und Simulation verschiedener Typen von gebäudetechnischen Anlagen. IDA-ICE berücksichtigt aber nicht Anlagen wie EES oder LIS für ePkw. Diese werden deshalb in externen Simulationsumgebungen integriert, womit eine kombinierte Simulation durchgeführt wird. Auf diese Weise kann IDA-ICE Sollwerte anwenden, die von einer übergeordneten Instanz definiert werden, sowie bestimmte Betriebsvariablen übertragen, die von dieser Instanz benötigt werden. [188]

Für die Erstellung des thermischen Energiemodells eines NWG in der Software IDA-ICE sind verschiedene wesentliche Daten erforderlich. Zu den wichtigsten gehören geometrische Daten, wie architektonische Pläne und 3D-Modelle, welche die Struktur und Dimensionen des Gebäudes definieren. Ebenso sind Materialeigenschaften von großer Bedeutung, insbesondere die thermische Leitfähigkeit, Dichte und Wärmekapazität. Detaillierte Informationen über die gebäudetechnischen Anlagen sind ebenfalls unerlässlich. Klimadaten und Standortinformationen, wie Raumtemperatur, relative Luftfeuchtigkeit, geografische Ausrichtung usw., spielen eine zentrale Rolle. Betriebsdaten umfassen Belegungsprofile, historische Energienutzungsdaten und gegebenenfalls die Nutzungsmuster der Geräte. Darüber hinaus können in IDA-ICE einzelne Räume zu Zonen zusammengefasst werden, wenn sie ähnliche Nutzungsarten, interne Lastdichten oder Regelungsstrategien aufweisen. Diese Zonierung bildet die Grundlage für die Definition der Raumkomfortgrößen (Temperatur, CO<sub>2</sub>-Konzentration, relative Luftfeuchtigkeit), die für die in dieser Arbeit durchgeführten Optimierungsvorgänge von besonderer Relevanz sind. [189]

Für die markt- bzw. netzorientierten Optimierungsvorgänge ist es erforderlich, dass das in IDA-ICE erstellte thermische Energiemodell des NWG mit dem in Matlab implementierten Optimierer Informationen austauscht. Der Datenaustausch erfolgt synchron je Simulationszeitschritt über die in Abschnitt 3.3.1 beschriebenen Kommunikationskanäle zwischen beiden Umgebungen. Aus IDA-ICE werden dem Optimierer die berechneten (simulierten) Ist-Werte der Raumkomfortvariablen der Zonen sowie die Betriebsgrößen der gebäudetechnischen Anlagen übermittelt. Auf Grundlage dieser Größen und externer Eingangsdaten – wie Spotmarktpreise oder Anforderungen des VNAS – berechnet der Optimierer die Sollwerte der gebäudetechnischen Anlagen, die die jeweilige Zielfunktion des markt- bzw. netzorientierten Betriebs minimieren, und übermittelt

diese wiederum an IDA-ICE zurück. Dabei handelt es sich vorwiegend um zonenbezogene Sollwerte (Raumtemperatur, CO<sub>2</sub>-Konzentration und relative Luftfeuchtigkeit), welche in IDA-ICE zur Regelung der entsprechenden gebäudetechnischen Anlagen genutzt werden.

Die zwischen IDA-ICE und Matlab ausgetauschten Informationen lassen sich funktional in Eingangs- und Ausgangsgrößen im gekoppelten Simulationsprozess unterteilen, wie in Tabelle 3-1 dargestellt ist. Als Eingangsgrößen gelten die vom in Matlab implementierten Optimierer vorgegebenen zonenbezogenen Sollwerte der Raumkomfortvariablen (Raumtemperatur, CO<sub>2</sub>-Konzentration und relative Luftfeuchtigkeit). Als Ausgangsgrößen übermittelt IDA-ICE die berechneten (simulierten) Ist-Werte dieser Komfortgrößen sowie die Betriebsgrößen der gebäudetechnischen Anlagen. Diese Daten bilden die Grundlage für die Berechnung der neuen Sollwerte im Optimierer und schließen damit den Informationskreislauf des Simulationsablaufs, welcher in Abschnitt 3.3.1 detailliert wird.

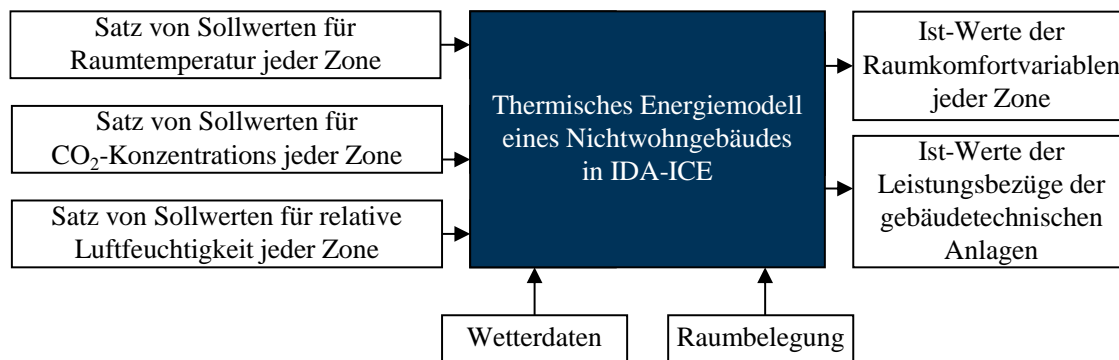
**Tabelle 3-1: Berücksichtigte Variablen im IDA-ICE Modell des NWG**

Einsatzbereich	Typ	Variable	Einheit	
Gebäudezone	Sollwert (Eingangsgroßen)	Untere Sollwertgrenze für Raumtemperatur	°C	
		Obere Sollwertgrenze für Raumtemperatur	°C	
		Obere Sollwertgrenze für CO <sub>2</sub> -Konzentration	ppm	
		Untere Sollwertgrenze der relativen Luftfeuchtigkeit	%	
		Obere Sollwertgrenze der relativen Luftfeuchtigkeit	%	
	Ist-Wert (Ausgangsgroßen)	Raumtemperatur	°C	
		CO <sub>2</sub> -Konzentration	ppm	
		Relative Luftfeuchtigkeit	%	
	Gebäudetechnische Anlage	Ist-Wert (Ausgangsgroßen)	Zugeführter Luftstrom	L/s
			Abgeführter Luftstrom	L/s
Vorlauftemperatur Luft			°C	
Rücklauftemperatur Luft			°C	
Elektrische Kühlleistung			W	
Elektrische Heizleistung			W	
Thermische Kühlleistung			W	
Thermische Heizleistung			W	
Ventilatorleistung			W	
Leistung der Wärmetauscher			W	
Leistung lokaler elektrischen Energieerzeuger	W			

Die in Tabelle 3-1 aufgeführten Variablen lassen sich zwei Gruppen zuordnen: den zonenbezogenen Komfortgrößen und den anlagenspezifischen Betriebsgrößen. Jede Zone erhält die zulässigen Betriebsbereiche für die Raumkomfortvariablen (siehe Tabelle 2-1), während die Sollwerte den Betrieb der jeweiligen gebäudetechnischen Anlagen regeln, sodass die berechneten Ist-Werte

innerhalb der definierten Raumkomfortgrenzen liegen. In der Tabelle werden alle potenziell verfügbaren Ist-Werte der gebäudetechnischen Anlagen dargestellt; dies bedeutet jedoch nicht, dass eine einzelne Anlage sämtliche dieser Variablen umfasst, sondern nur diejenigen, die ihrer spezifischen technischen Ausstattung entsprechen.

Zusammenfassend gelten in der ganzheitlichen Simulationsumgebung nach Abschnitt 3.3.1 als Eingangsgrößen für die in IDA-ICE abgebildeten gebäudetechnischen Anlagen (HKL-Anlagen, WP, BHKW usw.) die vom Optimierer je Zone vorgegebenen Raumkomfortsollwerte (Raumtemperatur, CO<sub>2</sub>-Konzentration, relative Luftfeuchtigkeit) sowie die externen Randbedingungen (z. B. Wetter, Belegung) und anlagenspezifischen Parameter. Als Ausgangsgrößen werden die Ist-Werte der Raumkomfortvariablen je Zone, die resultierenden Ist-Leistungsbezüge der entsprechenden gebäudetechnischen Anlagen an Matlab übergeben. Dies wird beispielhaft für ein NWG in Abbildung 3-1 dargestellt.



**Abbildung 3-1: Übersicht des thermischen Energiemodells eines NWG in IDA-ICE**

Das theoretische Flexibilitätspotenzial der gebäudetechnischen Anlagen ergibt sich aus der Summe ihrer bemessenen Leistungen, die im Rahmen der betrachteten Simulationsumgebung prinzipiell variierbar sind. Praktikabel ist das Flexibilitätspotenzial, das sich aus der innerhalb der zulässigen Raumkomfortgrenzen möglichen Variation der Raumkomfortsollwerte über den betrachteten Zeithorizont ergibt. Es beschreibt die in der Simulationsumgebung realisierbare Anpassung der Betriebsgrößen der gebäudetechnischen Anlagen unter Einhaltung aller Komfort- und Anlagenrestriktionen, deren detaillierte Formulierung in Abschnitt 4.2 erläutert wird.

### 3.1.2 Dynamische Simulationsmodelle von elektrisch betriebenen Anlagen

IDA-ICE dient als Tool zur Erstellung des thermischen Energiemodells des NWG. In IDA-ICE sind jedoch keine Modelle für andere flexible Anlagen außer den gebäudetechnischen Anlagen (wie HKL-Anlagen) integriert. Aus diesem Grund erfordert die umfassende Optimierung der Flexibilitätserstellung von NWG die Berücksichtigung zusätzlicher dynamischer Modelle. Im Gegensatz zu den HKL-Anlagen, deren Leistungsbezug hauptsächlich von den Raumkomfortsollwerten abhängt, kann die bezogene bzw. bereitgestellte Leistung der integrierten Modelle für PV-Anlagen, EES und LIS nahezu direkt ermittelt werden. Diese hängen von der Sonneneinstrahlung

oder dem Ladezustandswert des EES bzw. des ePkw ab. Diese Modelle werden in Matlab implementiert und betrachten weder den Einfluss der Lufttemperatur noch die Auswirkungen der Bauteilalterung auf die Performance der Anlagen. Dadurch werden temperatur- und alterungsbedingte Wirkungsgrad- bzw. Kapazitätseinflüsse nicht abgebildet, was zu einer idealisierten Darstellung der verfügbaren Leistung und damit des Flexibilitätspotenzials führt.

### Einspeiseleistung von Photovoltaik-Anlagen

Die Leistung einer PV-Anlage kann mithilfe physikalischer [190] oder auf künstlicher Intelligenz basierender Modelle [191] berechnet werden. In dieser Arbeit werden die Prognosen der direkten Sonneneinstrahlung auf eine horizontale Fläche  $B(t, 0)$  und der diffusen Sonneneinstrahlung auf eine horizontale Fläche  $D(t, 0)$  verwendet [192, S. 927-931], um die Einspeiseleistung  $P^{PV}$  einer PV-Anlage mithilfe physikalischer Modelle zu bestimmen.  $B(t, 0)$  und  $D(t, 0)$  dienen dazu, die gesamte globale Einstrahlung  $G_i(t, \beta_i, \alpha_i)$  auf die PV-Module der  $i$ -ten PV-Anlage mit der Ausrichtung  $\alpha_i$  und der Neigung  $\beta_i$  zum Zeitpunkt  $t$  zu bestimmen. Die Berechnung der globalen Einstrahlung ist in Gleichung (3-1) definiert.

$$G_i(t, \beta_i, \alpha_i) = B_i(t, \beta_i, \alpha_i) + D_i(t, \beta_i, \alpha_i) \quad (3-1)$$

Die Ausrichtung der PV-Module wird als positiv betrachtet, wenn sie nach Westen gerichtet sind, und als negativ, wenn sie nach Osten gerichtet sind.

Die direkte Einstrahlung  $B_i$  und die diffuse Einstrahlung  $D_i$ , die auf die PV-Module der  $i$ -ten PV-Anlage mit einer Ausrichtung  $\alpha_i$  und einer Neigung  $\beta_i$  zum Zeitpunkt  $t$  einfallen, sind durch die Gleichungen (3-2) und (3-3) definiert.

$$B_i(t, \beta_i, \alpha_i) = \frac{B(t, 0)}{\cos \vartheta_{ZS}} \max[0, \cos \vartheta_{S,i}] \quad (3-2)$$

$$D_i(t, \beta_i, \alpha_i) = D(0, t) \frac{1 + \cos \beta_i}{2} \quad (3-3)$$

Die direkte Einstrahlung hängt vom solaren Zenit-Winkel  $\vartheta_{ZS}$  und dem Einfallswinkel zwischen den Sonnenstrahlen und der Normalen auf die Moduloberfläche  $\vartheta_{S,i}$  ab. Sowohl der Zenit-Winkel der Sonne als auch der Einfallswinkel der Sonnenstrahlen werden in Gleichungen (3-4) und (3-5) beschrieben. [192, S. 927-931, 193, 194, S. 89-96]

$$\cos \vartheta_{ZS} = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (3-4)$$

$$\cos \vartheta_{S,i} = \cos \vartheta_{ZS} \cos \beta_i + \sin \vartheta_{ZS} \sin \beta_i \cos(\psi_{S,i} - \alpha_i) \quad (3-5)$$

Diese Gleichungen hängen von der geografischen Breite  $\phi$ , auf der sich die PV-Anlage befindet, sowie von der solaren Deklination  $\delta$ , der wahren Sonnenzeit  $\omega$  und dem Sonnenazimut  $\psi_{S,i}$  ab. Die Definition dieser Variablen wird ausführlich in Abschnitt 8.1 behandelt. [192, S. 906-915, 194, S. 89-96]

Sollte die Sonneneinstrahlungsprognose einer Anlage nicht vorliegen, werden Daten ortsspezifischer Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse herangezogen, die auf Studien des Deutschen Wetterdienstes basieren. Diese Studien verwenden historische Messungen seit 1995 von ausgewählten meteorologischen Stationen, um ein repräsentatives Verhalten mit einer räumlichen Auflösung von  $A = 1 \text{ km}^2$  und einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde zu bestimmen. [195, S. 2-5]

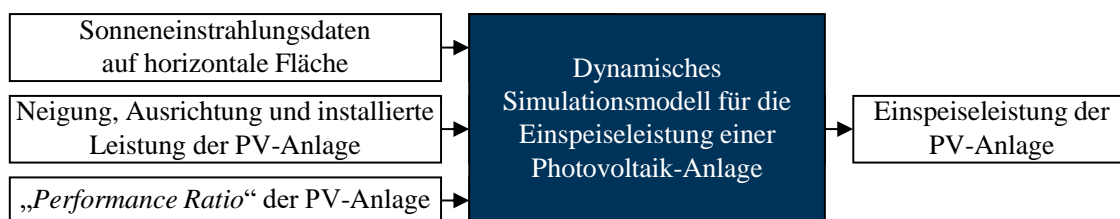
Die Ermittlung der Einspeiseleistung der  $i$ -ten PV-Anlage  $P_i^{\text{PV}}(t, \beta_i, \alpha_i)$  mit Ausrichtung  $\alpha_i$  und Neigung  $\beta_i$  zum Zeitpunkt  $t$  erfolgt mit Gleichung (3-6).

$$P_i^{\text{PV}}(t, \beta_i, \alpha_i) = G_i(t, \beta_i, \alpha_i) \cdot \frac{P_{\text{inst},i}^{\text{PV}}}{1.000 \text{ W/m}^2} \cdot \text{PR} \quad (3-6)$$

Die auf die Modulfläche einfallende globale Einstrahlung  $G_i(t, \beta_i, \alpha_i)$  wird in  $\text{W/m}^2$  angegeben. Der Wert  $1000 \text{ W/m}^2$  entspricht der Referenz-Einstrahlung unter Standard-Test-Bedingungen (engl. „*Standard Test Conditions*“, STC), bei der die installierte Leistung  $P_{\text{inst},i}^{\text{PV}}$  der PV-Anlage spezifiziert wird. Durch die Division der globalen Einstrahlung  $G_i(t, \beta_i, \alpha_i)$ , welche ein momentaner Wert ist, durch diesen Referenzwert wird die reale Einstrahlung auf die STC-Bedingungen normiert, sodass die resultierende Einspeiseleistung proportional zur aktuell verfügbaren solaren Einstrahlung skaliert wird. [192, S. 965, 196, S. 49-51]

Der Qualitätsfaktor (engl. „*Performance Ratio*“, PR) ist eine dimensionslose Kennzahl, die sämtliche Verluste im Umwandlungsprozess von solarer in elektrische Energie berücksichtigt. Dazu zählen insbesondere Temperaturverluste, Verschattungseffekte, Verschmutzungen der Moduloberfläche, Leitungsverluste sowie die Umwandlungsverluste im Wechselrichter. Typische PR-Werte liegen heute zwischen  $0,7 \leq \text{PR} \leq 0,9$ . [197, S. 66, 198]

Abschließend werden in der ganzheitlichen Simulationsumgebung von Abschnitt 3.3.1 als Eingangsgrößen des Modells von PV-Anlagen die direkte und diffuse Sonneneinstrahlung auf eine horizontale Fläche, die Neigung, die Ausrichtung und die installierte Leistung der PV-Anlage sowie der PR berücksichtigt. Als Ausgangsgröße ergibt sich die zeitabhängige Einspeiseleistung der PV-Anlage. Dies wird beispielhaft für eine PV-Anlage in Abbildung 3-2 dargestellt.



**Abbildung 3-2: Übersicht des dynamischen Simulationsmodells zur Bestimmung der Einspeiseleistung von PV-Anlagen**

Das theoretische Flexibilitätspotenzial einer PV-Anlage entspricht ihrer gesamten installierten Leistung bei maximaler Einstrahlung und stellt ein ausschließlich negatives Potential dar. Praktisch ist dasjenige Potential, das sich aus der aktuell verfügbaren Einspeiseleistung ergibt. Es

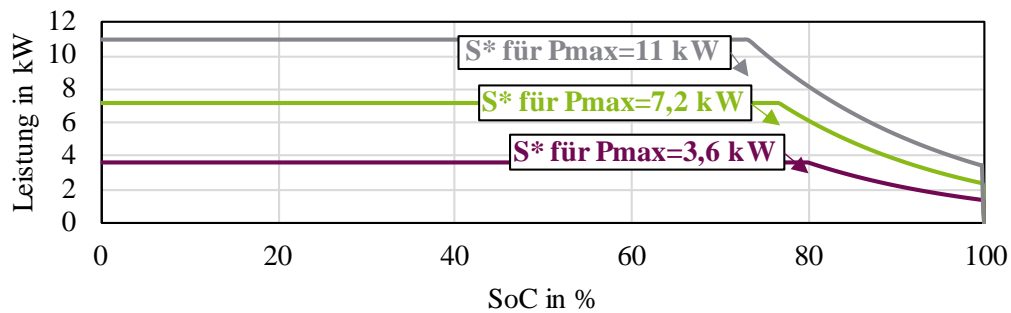
ergibt sich somit unmittelbar aus der momentanen Einstrahlung und der installierten Leistung der PV-Anlage und stellt das tatsächlich nutzbare negative Flexibilitätpotenzial dar.

### Ladevorgänge von Elektro-Personenkraftwagen an der Ladeinfrastruktur

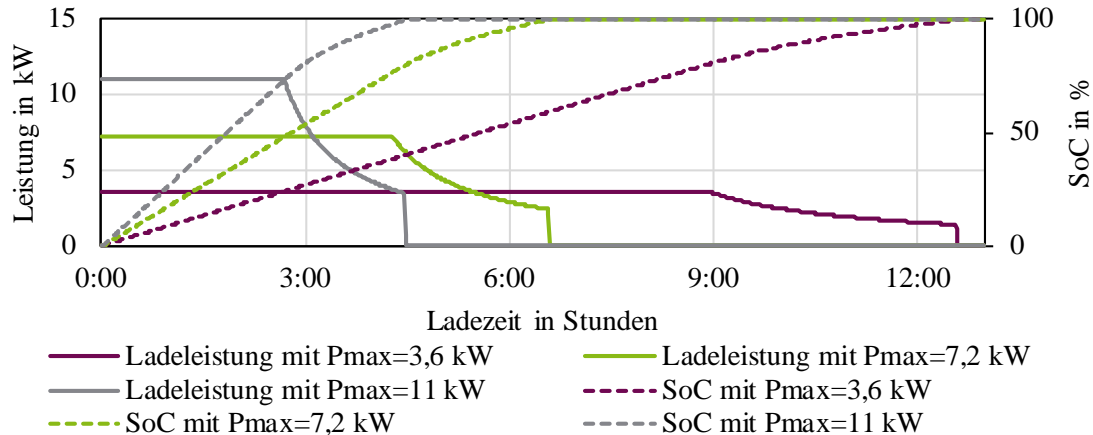
Die heute am häufigsten eingebauten Batterietypen in ePkw sind Lithium-Ionen-Batterien. Sie bieten den Vorteil einer hohen Leistungs- und Energiedichte bei geringem Gewicht. Der Ladevorgang dieser Batterien kann auf verschiedenen Strategien basieren. Das Konstantstrom-Ladeverfahren hält den Strom während des gesamten Ladevorgangs konstant. Je höher der Ladestrom, desto schneller wird die Ladeschlussspannung erreicht, was jedoch zu Überspannungen in der Batterie führen kann. Dies kann die Leistung der Batterie beeinträchtigen und abrupte Änderungen des Ladevorgangs erforderlich machen. Alternative Strategien sind das Pulsladeverfahren und das Reflexladen, bei denen sowohl Spannung als auch Strom innerhalb der technischen Betriebsgrenzen gehalten werden, ohne die Batterieperformance zu beeinträchtigen. Dies wird durch periodische kurze Unterbrechungen erreicht, die von Parametern wie Leerlaufspannung und Batterietemperatur abhängen. Die gebräuchlichste Strategie zum Laden von Lithium-Ionen-Batterien ist als „*Constant Current-Constant Voltage*“ (CC-CV) bekannt. In der ersten Phase des Ladevorgangs wird der Strom konstant gehalten, bis die Ladeschlussspannung erreicht ist. Danach geht der Ladevorgang in den Zyklus von konstanter Spannung über. Diese Strategie vereint die Vorteile der anderen Methoden, ohne die Funktionalität der Batterie zu beeinträchtigen. Im Rahmen dieser Arbeit wird das CC-CV-Ladeverfahren berücksichtigt, da es den derzeitigen Stand der Technik für das Laden von Lithium-Ionen-Batterien in ePkw widerspiegelt und eine realitätsnahe Abbildung des typischen Ladeverhaltens ermöglicht. [199, S. 101-103]

Abbildung 3-3 zeigt, wie sich unterschiedliche maximale Ladeleistungen  $P_{\max} = \{3,6 \text{ kW}, 7,2 \text{ kW}, 11 \text{ kW}\}$  auf den CC-CV-basierten Ladevorgang von Lithium-Ionen-Batterien auswirken. In der Abbildung 3-3 ist der Verlauf eines Ladevorgangs  $P^{\text{LP}}(t)$  bei verschiedenen maximalen Ladeleistungen  $P_{\max}^{\text{LP}}$  sowie die Entwicklung des jeweiligen Ladezustands  $SoC^{\text{LP}}(t)$  dargestellt. Es ist zu erkennen, dass mit steigender maximaler Ladeleistung  $P_{\max}^{\text{LP}}$  der Umschaltzeitpunkt  $S^*$  früher erreicht wird, wodurch der Übergang vom Zyklus mit Konstantstrom (CC-) zum Zyklus mit Konstantspannung (CV) schneller eintritt. Der Umschaltzeitpunkt  $S^*$  kennzeichnet somit den Übergang zwischen den beiden Ladezyklen und hängt direkt von der maximalen Ladeleistung  $P_{\max}^{\text{LP}}$  ab.

Die mathematische Beschreibung der Ladeprozesse erfolgt mit der Gleichung (3-7) für die Ladeleistung  $P^{\text{LP}}(t)$  und mit der Gleichung (3-8) für den Ladezustand  $SoC^{\text{LP}}(t)$ . Der Ladezustand wird dabei als dimensionslose Variable in Prozent angegeben und beschreibt den Fortschritt des Ladevorgangs. Der Simulationszeitschritt  $\Delta t_{\text{LIS}} = 10$  Sekunden bestimmt die zeitliche Auflösung der Simulation, während  $E_{\max}^{\text{Bat,LP}}$  die maximal nutzbare Batteriekapazität beschreibt.



a) Ladeleistung als Funktion des Ladezustands bei unterschiedlichen maximalen Ladeleistungen



b) Ladeleistung und Ladezustand als Funktion der Ladezeit

$S^*$ : Umschaltzeitpunkt vom Konstantstrom-Zyklus zum Konstantspannung-Zyklus je nach  $P_{\max}$

$P_{\max}$ : maximale Ladeleistung des Ladeverfahrens

SoC: „State of charge“

**Abbildung 3-3: CC-CV-basierte Ladevorgänge mit unterschiedlichen maximalen Ladeleistungen**

Die Zeitkonstante  $\tau^{LP}$  wird in der Gleichung (3-9) beschrieben. Sie charakterisiert den exponentiellen Abfall der Ladeleistung im CV-Zyklus des CC-CV-Verfahrens nach Erreichen des Umschaltzeitpunkts  $S^*$  und wird aus den elektrischen Kenngrößen der Batteriezelle – Nennspannung  $U_n^{Bat,LP}$ , Ladeschlussspannung  $U_{LS}^{Bat,LP}$  und Ladeschlussstrom  $I_{LS}^{Bat,LP}$  – sowie der Batteriekapazität  $E_{\max}^{Bat,LP}$  und der maximalen Ladeleistung  $P_{\max}^{LP}$  berechnet. [199, S. 121-125]

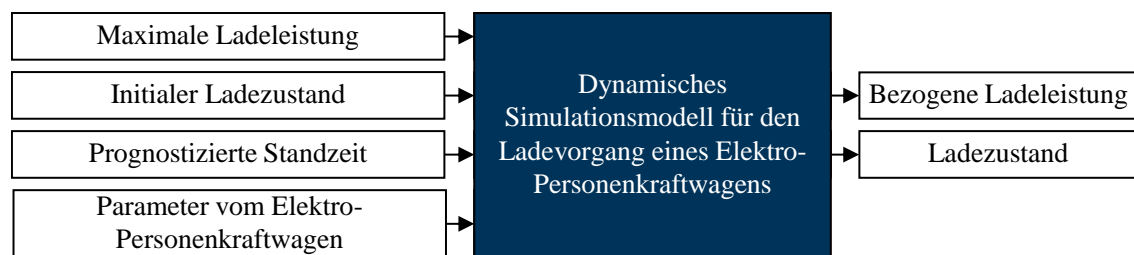
$$P_i^{LP}(t) = \begin{cases} P_{\max,i}^{LP} & , SoC_i^{LP}(t) < S_i^* \\ P_{\max,i}^{LP} \cdot \exp\left(\frac{S^* - SoC_i^{LP}(t-1)}{\tau_i^{LP}}\right) & , SoC_i^{LP}(t) \geq S_i^* \end{cases} \quad (3-7)$$

$$SoC_i^{LP}(t) = SoC_i^{LP}(t-1) + \frac{P_i^{LP}(t) \cdot \Delta t_{LIS}}{E_{\max,i}^{Bat,LP}}, \quad 0\% \leq SoC_i^{LP} \leq 100\% \quad (3-8)$$

$$\tau_i^{LP} = (100 - S_i^*) \left[ \ln \left( \frac{P_{\max,i}^{LP}}{\frac{U_{LS,i}^{Bat,LP}}{U_{n,i}^{Bat,LP}} \cdot I_{LS,i}^{Bat,LP} \cdot E_{\max,i}^{Bat,LP}} \right) \right]^{-1} \quad (3-9)$$

Da die Normen bzw. Standards für das bidirektionale Laden zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit auf internationaler Ebene noch nicht feststehen und sich die Anwendungsfälle auf Pilotprojekte beschränken, werden V2G-Ladeverfahren in dieser Arbeit nicht betrachtet. [110, S. 7]

Schließlich werden in der ganzheitlichen Simulationsumgebung von Abschnitt 3.3.1 als Eingangsgrößen des Modells für die Ladevorgänge der LIS die maximalen Ladeleistungen der Ladepunkte, die initialen Ladezustände der angeschlossenen ePkw, die prognostizierten Standzeiten (die in diesem Abschnitt unter „Prognostizierte Standzeiten für Elektrofahrzeuge“ näher beschrieben werden) sowie Parameter des ePkw berücksichtigt. Als Ausgangsgrößen werden die bezogenen Ladeleistungen und die resultierenden Ladezustände ermittelt. Dies wird beispielhaft für einen Ladevorgang eines ePkw in Abbildung 3-4 dargestellt.



**Abbildung 3-4: Übersicht des dynamischen Simulationsmodells für den Ladevorgang eines ePkw**

Das theoretische Flexibilitätspotenzial der LIS ergibt sich aus der Summe der bezogenen Ladeleistungen aller Ladepunkte. Es umfasst positive Flexibilität im Sinne einer Erhöhung oder Vorverlagerung des Leistungsbezugs sowie negative Flexibilität im Sinne einer Reduktion oder zeitlichen Verschiebung. Praktikabel ist das Potential, das sich aus der zeitlichen Verschiebbarkeit und der Anpassung der Ladeleistung innerhalb der Standzeiten ergibt, unter Berücksichtigung der technischen Grenzen und der vorgegebenen Nutzerkomfortnebenbedingungen, die in Abschnitt 4.2 erläutert werden.

### **Prognostizierte Standzeiten für Elektrofahrzeuge**

Die Optimierung der Ladevorgänge einer LIS für ePkw erfordert neben dem physikalischen Modell, das die Ladevorgänge von ePkw beschreibt, auch die Berücksichtigung des Elektromobilitätsverhaltens. Durch die Prognose der Belegung der LP während eines unkontrollierten Ladevorgangs ist es möglich, die Sollwerte zu ermitteln, die zur Minimierung der markt- oder netzorientierten Zielfunktionen des entsprechenden Optimierungsproblems beitragen. In diesem Zusammenhang existieren Simulationstools, die auf Methoden des maschinellen Lernens basieren und Fahrprofile [200], die die Belegung von LP [201, 202] und den Leistungsbezug der LIS [203] prognostizieren. Die Genauigkeit der Prognose hängt jedoch in hohem Maße von der Verfügbarkeit und Qualität der Daten ab, die zum Trainieren der Modelle verwendet werden [202].

Alternativ können auch statistische Methoden genutzt werden, um das Mobilitätsverhalten zu prognostizieren. In dieser Arbeit wird das Simulationstool von [204] verwendet, um Fahrprofile mit einer minutengenauen Auflösung auf Basis von Daten einer deutschen Mobilitätsstudie [205]

zu erstellen. Die Fahrprofile basieren auf der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Anzahl an Fahrten pro Tag, dem Regionstyp, der Fahrstrecke und dem Fahrzweck [204, 206, S. 37-42]. Zu den Regionstypen gehören Stadtregionen (Metropole, Großstadt, Mittelstadt, Kleinstadt) und ländliche Regionen (zentrale Stadt, Mittelstadt, Kleinstadt). Zu den Fahrtzwecken zählen beispielsweise Arbeit, Dienst, Ausbildung, Einkaufen und Freizeit.

Das Simulationstool erzeugt anhand der Parameter Regionstyp und Fahrtzweck eine bestimmte Anzahl an Fahrprofilen für einen festgelegten Zeitraum. Dadurch ergeben sich die Standzeiten sowie der initiale Ladezustand des ePkw bei Ankunft am LP. Unter Betrachtung eines ungesteuerten Ladevorgangs kann auch der Ladezustand beim Verlassen des LP bestimmt werden. Dieses Simulationstool wurde bereits im Rahmen anderer Forschungsarbeiten erfolgreich eingesetzt [206, 207]. Für die in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen werden ausgehend von den Eingabeparametern Regionstyp und Fahrtzweck die Ausgabeparameter Standzeit und initialer Ladezustand des Elektrofahrzeugs bei Ankunft an der Ladestation verwendet. Diese Ausgabeparameter dienen als Eingangsgrößen für das dynamische Simulationsmodell für Ladevorgänge von ePkw.

### **Lade- und Entladevorgang von elektrischen Energiespeichersystemen**

Im Jahr 2023 erreichten die EES in Deutschland eine installierte Kapazität von insgesamt  $E = 12$  GWh, wobei fast 84 % auf den Haushaltssektor entfallen. Weitere 12 % entfallen auf Großspeicher, während die restlichen 4 % als Gewerbespeicher genutzt werden. Obwohl der Anteil der gewerblich genutzten EES derzeit noch vergleichsweise gering ist, sind diese für NWG von wachsender Relevanz. Durch die Kopplung mit PV-Anlagen, LIS aber auch mit HKL-Anlagen ermöglichen EES eine koordinierte Steuerung von Leistungsbezug und Einspeiseleistung, wodurch sie einen wesentlichen Beitrag zur markt- und netzorientierten Flexibilitätsbereitstellung von NWG leisten. Abbildung 3-5 stellt die Verteilung der Batterietechnologien wie Lithium-Ionen, Nickel-Cadmium/Nickel-Metall-Hydrid (NiCd/NiMH) und Blei-Säure dar. Weitere Technologien wie Redox-Flow oder Hochtemperatur werden unter „Sonstige“ betrachtet. Da Lithium-Ionen-basierte EES bis 2023 eine Dominanz von 96 % erreicht haben, wird diese Technologie im Rahmen dieser Arbeit betrachtet. [24, 208]

Obwohl die Lithium-Ionen-Technologie sowohl bei EES als auch bei Batterien für ePkw vorherrscht, unterscheiden sich die Ladevorgänge in beiden Anwendungsfällen erheblich. Im Allgemeinen werden EES über PV-Anlagen geladen [106]. Aufgrund der wechselnden Wetterbedingungen kann die Ladeleistung bei EES über PV-Anlagen stark schwanken. Hier können EES mit sehr geringer Ladeleistung aufgeladen werden und plötzlich Nennladeleistungswerte erreichen. Im Gegensatz dazu ist bei den ungesteuerten Ladevorgängen von ePkw der Leistungsbezug während des gesamten CC-Zyklus des CC-CV-Ladeverfahrens meist konstant, und die maximale Ladeleistung hängt von den technischen Spezifikationen des LP und des ePkw ab.

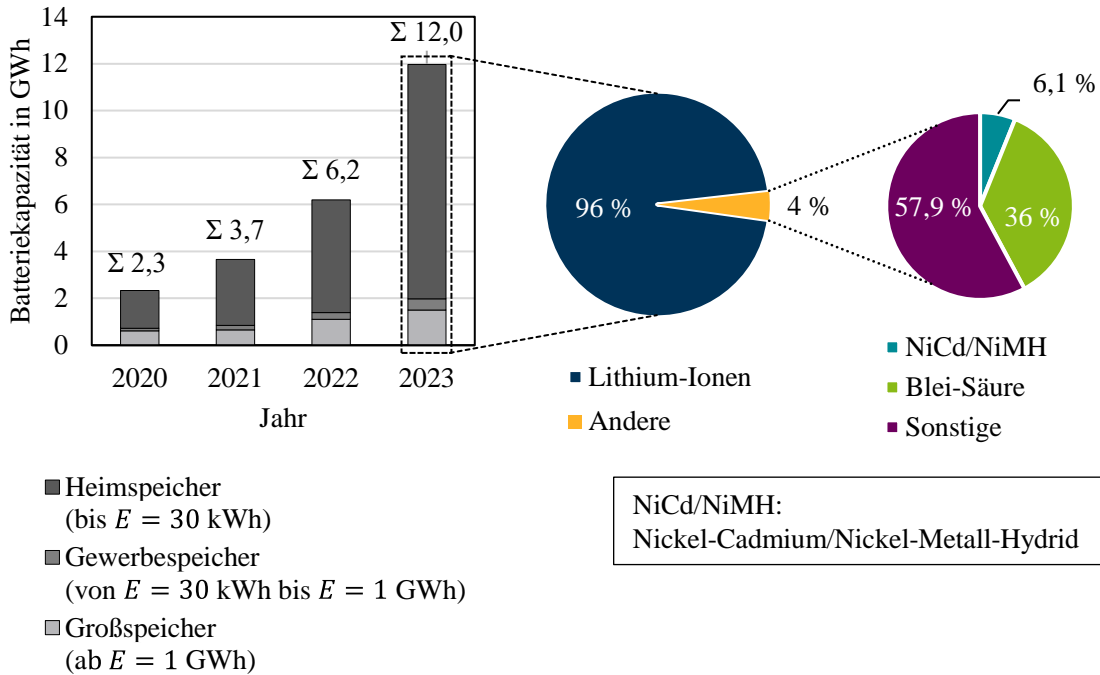


Abbildung 3-5: Entwicklung der kumulierten Batteriespeicherkapazität in Deutschland nach Einsatz (links) und Batterietechnologien (rechts). Datenquelle [24]

Ebenso können die Entladevorgänge von Batterien in EES wie in ePkw je nach Leistungsbedarf variieren. Die Lade- und Entladeleistung des  $i$ -ten EES wird durch Gleichung (3-10) beschrieben. Sie definiert die Vorzeichenkonvention und die Zustandsgrenzen.  $P_i^{EES,Laden}(t) > 0$  steht für Laden,  $P_i^{EES,Entladen}(t) < 0$  für Entladen; bei  $SoC_i^{EES} = 0 \%$  oder  $SoC_i^{EES} = 100 \%$  wird keine Leistung verbraucht oder bereitgestellt. Die Größen  $P_i^{EES,Laden}(t)$  und  $P_i^{EES,Entladen}(t)$  ergeben sich bspw. aus den vorgegebenen Sollwerten einer übergeordneten Instanz (wie einem EMS) unter Berücksichtigung der Markt- bzw. Netzanforderungen, der jeweiligen Leistungsgrenzen des EES sowie der zulässigen Ladezustandsbereiche.

$$P_i^{EES}(t) = \begin{cases} P_i^{EES,Laden}(t) > 0 & , \quad \text{beim Laden} \\ P_i^{EES,Entladen}(t) < 0 & , \quad \text{beim Entladen} \\ 0, & SoC_i^{EES}(t) = 0 \% \text{ oder } SoC_i^{EES}(t) = 100 \% \end{cases} \quad (3-10)$$

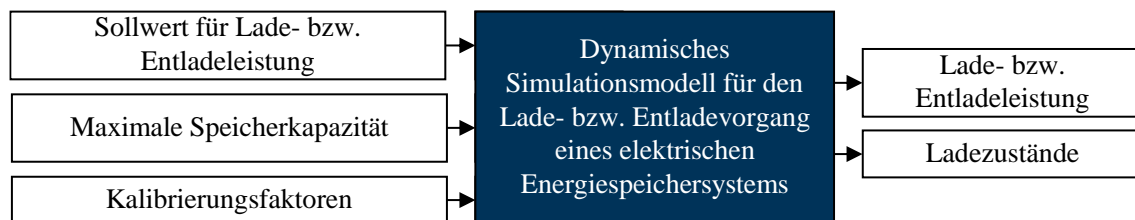
Der Ladezustand wird nach Gleichung (3-11) gemäß dem „Coulomb-Counting“-Verfahren bestimmt. Dabei werden die in der Gleichung enthaltenen Parameter wie der Simulationszeitschritt  $\Delta t_{EES} = 10$  Sekunden, die maximale nutzbare Speicherkapazität  $E_{max,i}^{Bat,EES}$ , die Lade- bzw. Entladeleistung  $P_i^{EES}(t)$  sowie der Kalibrierungsfaktor  $k_i^{EES}$  berücksichtigt. Der Kalibrierungsfaktor  $k_i^{EES}$  gleicht Abweichungen zwischen simuliertem und realem Verhalten aus, die auf nicht ideale Wirkungsgrade sowie Modellunsicherheiten zurückzuführen sind. [209, S. 20-21, 210]

$$SoC_i^{EES}(t) = SoC_i^{EES}(t - 1) + k_i^{EES} \cdot \frac{P_i^{EES}(t) \cdot \Delta t_{EES}}{E_{max,i}^{Bat,EES}}, 0 \% \leq SoC_i^{EES}(t) \leq 100 \% \quad (3-11)$$

Zur Berücksichtigung von asymmetrischem Verhalten beim Laden bzw. Entladen gilt nach Gleichung (3-12)  $k_i^{\text{EES,Laden}}$  und  $k_i^{\text{EES,Entladen}}$ . Die Parameter liegen typischerweise zwischen  $0,9 \leq k_i^{\text{EES,Laden}} \leq 1,1$  und  $0,9 < k_i^{\text{EES,Entladen}} \leq 1,1$  und dienen der modellseitigen Kalibrierung auf Grundlage experimenteller bzw. gemessener Daten.

$$k_i^{\text{EES}} = \begin{cases} k_i^{\text{EES,Laden}} & , \quad \text{beim Laden} \\ k_i^{\text{EES,Entladen}} & , \quad \text{beim Entladen} \end{cases} \quad (3-12)$$

Zudem werden in der ganzheitlichen Simulationsumgebung, wie in Abschnitt 3.3.1 beschrieben, als Eingangsgrößen jedes EES die vorgegebenen Sollwerte für Lade- und Entladeleistung, die maximale Speicherkapazität, der initiale Ladezustand sowie die Kalibrierungsfaktoren verwendet. Als Ausgangsgrößen resultieren der Ist-Ladezustand und die tatsächlich umgesetzte Lade- bzw. Entladeleistung. Dies wird beispielhaft für einen Lade- bzw. Entladevorgang eines EES in Abbildung 3-6 dargestellt.



**Abbildung 3-6: Übersicht des dynamischen Simulationsmodells für den Lade- bzw. Entladevorgang eines EES**

Das theoretische Flexibilitätspotenzial eines EES ergibt sich aus der installierten Speicherkapazität sowie den maximal zulässigen Lade- und Entladeleistungen. Die Speicherkapazität bestimmt, wie viel Energie zeitlich verschoben werden kann, während die maximal zulässigen Lade- und Entladeleistungen technisch vorgeben, wie schnell diese Verschiebung erfolgen kann. Praktikabel ist das innerhalb der zulässigen Ladezustandsgrenzen und technischen Restriktionen realisierbare Potential. Es tritt positiv auf, soweit eine Erhöhung der Leistungsaufnahme möglich ist, und negativ, soweit eine zusätzliche Einspeisung erfolgen kann. Die genaue Berücksichtigung der entsprechenden Nebenbedingungen erfolgt in Abschnitt 4.2.

## 3.2 Modellvalidierung

In diesem Abschnitt werden die Modelle validiert, welche das Verhalten von NWG und deren flexible Anlagen charakterisieren. Diese Validierung erfolgt durch reale Messungen an konkreten Fallstudien. Zur Bewertung ihrer Genauigkeit werden Bewertungsindikatoren wie der mittlere absolute Fehler (engl. „*Mean-Absolute Error*“, MAE) und die relative Messabweichung (engl. „*Relative-Deviation Error*“, RDE) herangezogen [211]. Der MAE-Wert wird verwendet, da er die durchschnittliche Abweichung quantifiziert und die tatsächliche Qualität und Genauigkeit der Modelle unter schwankenden Betriebsbedingungen zuverlässig widerspiegelt. Der RDE beschreibt hingegen die prozentuale Abweichung zwischen gemessenem und simuliertem Wert ei-

ner bestimmten Größe. Er gibt an, inwieweit die Simulation den Messwert über- oder unterschätzt: Ein positiver RDE-Wert weist auf eine Überschätzung durch das Modell hin, ein negativer Wert auf eine Unterschätzung. Je kleiner der Betrag des RDE, desto besser stimmt das Modell mit den Messdaten überein. Diese Bewertungsindikatoren werden in Gleichung (3-13) bzw. Gleichung (3-14) definiert. Dabei entsprechen  $x_k^{\text{Mess}}$  und  $x_k^{\text{Sim}}$  der  $k$ -ten gemessenen bzw. simulierten Variable, während  $N$  die Datenanzahl ist.

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N |x_k^{\text{Mess}} - x_k^{\text{Sim}}| \quad (3-13)$$

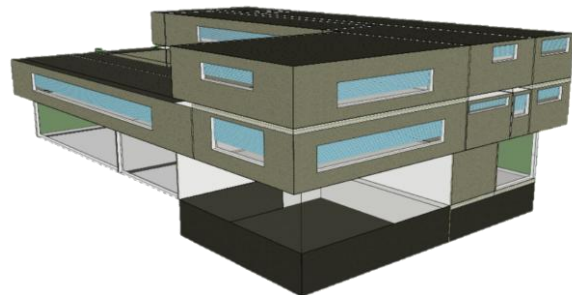
$$RDE = \frac{x^{\text{Mess}} - x^{\text{Sim}}}{x^{\text{Mess}}} \cdot 100 \% \quad (3-14)$$

### 3.2.1 Validierung des thermischen Energiemodells von Nichtwohngebäuden

Der in dieser Arbeit entwickelte markt- und netzorientierte Betrieb von NWG berücksichtigt ein reales Fallstudiengebäude. Konkret handelt es sich um das HC-Gebäude der Bergischen Universität Wuppertal (BUW). Dieses Gebäude ist Teil des Campus Haspel, auf dem sich die Fakultät für Architektur und Bauingenieurwesen befindet, und in Abbildung 3-7 dargestellt. Anhand seiner physikalischen und technischen Eigenschaften wird dieses NWG mit der im Abschnitt 3.1.1 beschriebenen Fachsoftware IDA-ICE modelliert.



a) HC-Gebäude am Campus Haspel [212]



b) IDA-ICE Modell des HC-Gebäudes

**Abbildung 3-7: HC-Gebäude als Fallstudiengebäude**

Das HC-Gebäude hat eine Nettogrundfläche von ca. 3.500 m<sup>2</sup>. Die Nettogrundfläche umfasst die Summe aller nutzbaren Flächen eines Gebäudes, einschließlich der Funktionsflächen, jedoch ohne Wände und andere konstruktive Bauteile. Das Gebäude ist in 15 Zonen unterteilt, in denen sich neben Küche, Lager- und Büroräumen auch Bereiche mit höherem Energieverbrauch wie das Foyer, der Hörsaal, der Seminarraum und der Speisesaal befinden [213].

Die thermischen Eigenschaften der Bauteile des HC-Gebäudes basieren auf den in den Planungsunterlagen definierten Material- und Schichtaufbauten. Die im Gebäudemodell hinterlegten Wärmedurchgangskoeffizienten ( $U$ -Werte) werden gemäß den festgelegten Bauteilparametern in

IDA-ICE implementiert. Konkret lassen sich die berücksichtigten  $U$ -Werte wie folgt zusammenfassen: Außenwand  $U = 0,18 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ , Kellerwand  $U = 0,29 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ , Kellerbodenplatte  $U = 2,90 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ , Innenwand  $U = 0,25 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ , Decke  $U = 0,82 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ , Innenboden  $U = 0,82 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ , Fenster  $U = 1,30 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$  und Dach  $U = 0,172 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ . Diese Parameter bilden die Grundlage für die Berechnung der Wärmeflüsse durch die Gebäudehülle sowie für die thermische Kopplung der Zonen mit der Umgebung.

Das HC-Gebäude ist an das Fernwärmenetz angeschlossen und verfügt über flexible Anlagen wie Rückkühl-, Lüftungs- und Heizungsanlagen sowie eine Kompressionskältemaschine. Die Rückkühlanlage und die Kompressionskältemaschine werden gemeinsam als Kühlungsanlage betrieben. Die thermische Heiz- und Kühlleistung beträgt  $P_{\text{th}} = 291 \text{ kW}$  für die Heizungsanlage,  $P_{\text{th}} = 145 \text{ kW}$  für die Kältemaschine und  $P_{\text{th}} = 175 \text{ kW}$  für den Trockenkühler [214]. Das Gebäude besitzt sechs Lüftungsanlagen. Zwei davon versorgen ausgewählte Bereiche des NWG mit klimatisierter Luft und weisen eine Wärmerückgewinnung mit Leistungszahlen (engl. „Coefficient of Performance“, COP) von  $COP = 0,65$  bzw.  $COP = 0,7$  und mit einer spezifischen Ventilatorleistung (engl. „Specific Fan Power“, SFP) von  $SFP = 0,822 \text{ kW}/(\text{m}^3/\text{s})$  auf. Die restlichen Lüftungsanlagen führen die verbrauchte Luft ab. Das HC-Gebäude ist auch mit einer PV-Anlage mit einer installierten Leistung von  $P_{\text{inst}} = 24 \text{ kW}_p$  ausgestattet, wobei 36 Module mit Südwest- und 38 Module mit Südostausrichtung installiert sind. [215, S. 14]

Eine Übersicht über die Zuordnung der Gebäudezonen zu den beschriebenen HKL-Anlagen ist in Tabelle 3-2 dargestellt. Die Tabelle bildet die funktionalen Kopplungen zwischen den einzelnen Zonen und den im HC-Gebäude installierten HKL-Anlagen ab, welche im thermischen Energiemodell in IDA-ICE berücksichtigt werden. In den Zeilen sind die 15 modellierten Zonen mit ihren jeweiligen IDs und Bezeichnungen aufgeführt, während die Spalten die relevanten HKL-Anlagen repräsentieren. Ein in der Matrix eingetragenes „X“ kennzeichnet, dass zwischen der jeweiligen Zone und der Anlage ein direkter thermischer oder lufttechnischer Zusammenhang besteht, also ein aktiver Austausch von Wärme-, Kälte- oder Luftströmen erfolgt.

Auf Grundlage der in Tabelle 3-2 dargestellten Zuordnung zwischen den Zonen und den HKL-Anlagen sowie der geometrischen und konstruktiven Merkmale des HC-Gebäudes wird in IDA-ICE ein erstes thermisches Energiemodell erstellt. Dieses Modell dient als Startpunkt, um es dann durch Parameteranpassungen zu kalibrieren. Diese Kalibrierung zielt darauf ab, die Abweichungen zwischen dem Modell des NWG in IDA-ICE und den verfügbaren Messwerten für die Monate April bis Dezember 2019 zu minimieren. Die Einstellung von Parametern wie Wärmedämmung, Infiltrationsraten durch die Gebäudehülle, Fensterwärmedurchgangskoeffizient sowie genaue Angaben zum Betriebsplan des NWG sind entscheidend für den Kalibrierungsprozess. Infolgedessen werden 14 Varianten von Gebäudesimulationsmodellen (GSM) generiert. Anhand der Simulationsergebnisse und Bewertungsindikatoren wird das GSM ausgewählt, das das HC-Gebäude am besten nachbildet. [215, S. 25-29]

Tabelle 3-2: Zusammenhang zwischen den Gebäudezonen und den HKL-Anlagen im HC-Gebäude

Zone		HKL-Anlage								
ID	Name	9	8	7	6	5	4	3	2	1
		Trockenkühler	Heizungsanlage <sup>12</sup>	Kühlungsanlage 1 <sup>12</sup>	(Ab-)Lüftungsanlage 6 <sup>12</sup>	(Ab-)Lüftungsanlage 5 <sup>12</sup>	(Ab-)Lüftungsanlage 4 <sup>12</sup>	(Ab-)Lüftungsanlage 3 <sup>12</sup>	Lüftungsanlage 2 <sup>12</sup>	Lüftungsanlage 1 <sup>12</sup>
1	Büros		X							
2	Digitale Werkstatt	X	X	X	X	X	X	X	X	
3	Flur		X							
4	Foyer <sup>13</sup>	X	X	X	X	X	X	X	X	
5	Hörsaal <sup>13</sup>	X	X	X	X	X	X	X	X	
6	Küche	X	X	X	X	X	X		X	X
7	Lager 1	X	X	X	X	X	X	X	X	
8	Lager 2		X							
9	Rechnerraum	X	X	X	X	X	X	X	X	
10	Seminarraum <sup>14</sup>	X	X	X	X	X	X	X	X	
11	Serverraum	X	X	X						
12	Speisesaal <sup>13</sup>	X	X	X	X	X	X		X	X
13	Küche (klein)	X	X	X	X	X	X	X	X	
14	WC Erdgeschoss	X	X	X	X	X	X	X	X	
15	WC Obergeschoss	X	X	X	X	X	X	X	X	

Abbildung 3-8 zeigt die Ergebnisse der Energieverbräuche von 14 GSM im Vergleich zu den Messdaten (in Lila gezeigt). Messungen des gesamten elektrischen Energieverbrauchs der HKL-Anlage während des ausgewerteten Zeitraums liegen vor, jedoch keine Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung. Für den Zeitraum von April bis Dezember 2019 liegen aggregierte Messdaten des gesamten Energieverbrauchs der HKL-Anlagen vor, die zur Validierung des thermischen

<sup>12</sup> Historische Messdaten für den Energieverbrauch sind vorhanden

<sup>13</sup> Historische Messdaten für CO<sub>2</sub>-Konzentration und Raumtemperatur sind vorhanden

<sup>14</sup> Historische Messdaten für CO<sub>2</sub>-Konzentration sind vorhanden

Energiemodells verwendet werden. Diese Modellvalidierung erfolgt auf Basis der summierten Energieverbräuche und nicht auf zeitaufgelösten Leistungsprofilen.

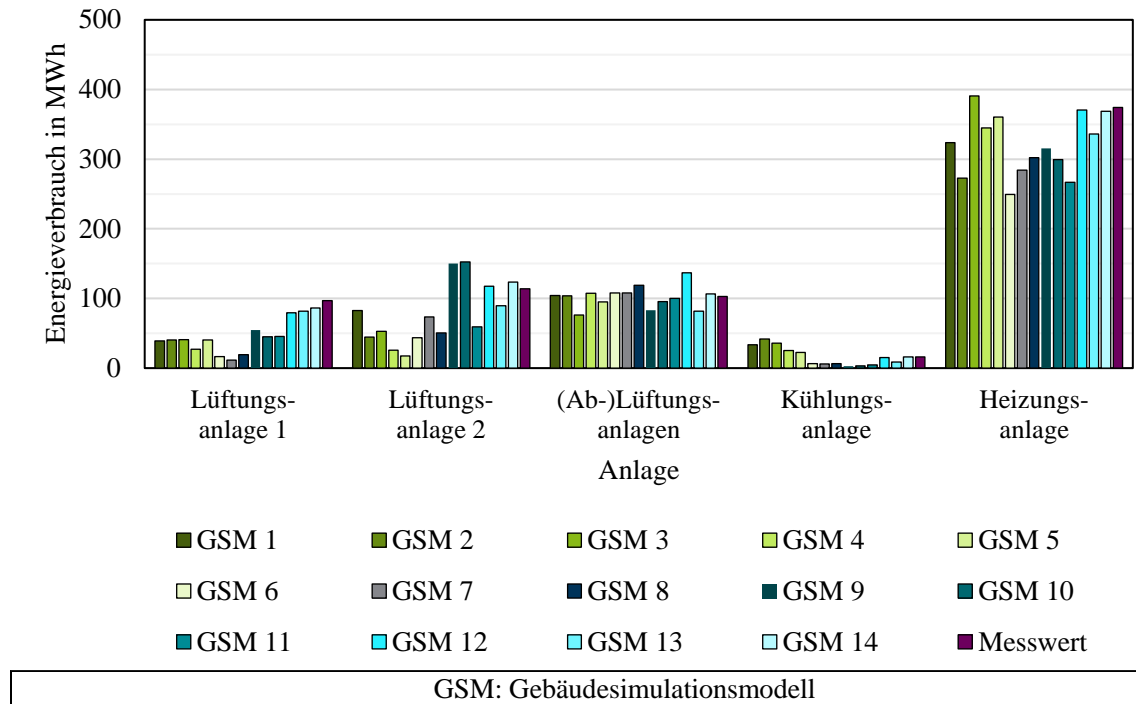


Abbildung 3-8: Simulierte und gemessene Energieverbräuche ausgewählter HKL-Anlagen des HC-Gebäudes von April bis Dezember 2019, basierend auf unterschiedlichen Gebäudesimulationsmodellen [215, S. 28]

Abbildung 3-9 zeigt die Verteilung der relativen Messabweichung, d. h. der RDE-Werte, für jede HKL-Anlage des HC-Gebäudes für jedes GSM. Das GSM 14 weist die geringsten RDE-Werte zwischen den simulierten und gemessenen Werten auf.

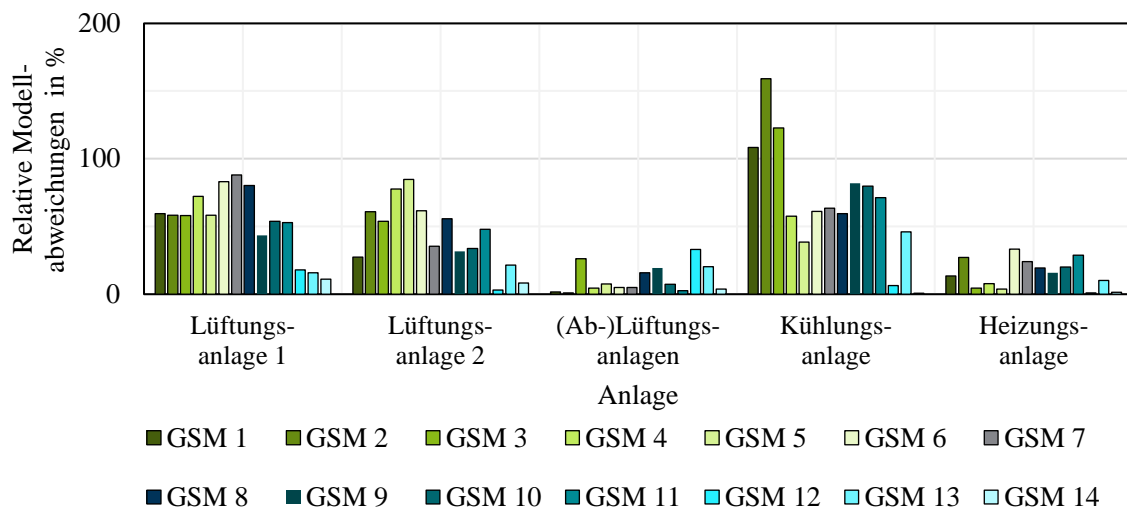


Abbildung 3-9: Relative Modellabweichungen (RDE-Werte) zwischen den gemessenen und simulierten Werten jeder HKL-Anlage des HC-Gebäudes für jedes GSM von April bis Dezember 2019

Die RDE-Werte aller HKL-Anlagen des GSM 14 sind in Tabelle 3-3 dargestellt. Unter den untersuchten Varianten weist GSM 14 die geringsten relativen Abweichungen gegenüber den Messdaten auf, sowohl für einzelne Anlagen als auch für den summierten Energieverbrauch des HC-

Gebäudes. Das Modell wird daher ausgewählt, da es den gemessenen Gesamtenergiebedarf mit der höchsten Übereinstimmung reproduziert und zugleich die kleinste Streuung der Abweichungen zeigt.

**Tabelle 3-3: Relative Abweichungswerte (RDE-Werte) des Energieverbrauches zwischen den Messwerten und dem GSM 14 ausgewählter HKL-Anlagen des HC-Gebäudes [215, S. 25-29]**

Bewertungsindikator	Lüftungs-anlage 1	Lüftungs-anlage 2	(Ab-)Lüftungsanlagen	Kühlungs-anlage	Heizungs-anlage
RDE-Wert	11,0 %	-8,3 %	-3,6 %	-0,6 %	1,4 %

Die Lüftungsanlagen 1 und 2 zeigen höhere RDE-Werte von  $RDE = 11\%$  bzw.  $RDE = 8,3\%$  im Vergleich zu den übrigen HKL-Anlagen. Die restlichen Anlagen weisen Abweichungen von weniger als 4 % auf (siehe Tabelle 3-3). Ihre im ausgewerteten Zeitraum von April bis Dezember 2019 aufgetretenen Energieverbräuche sind zudem deutlich höher als jene der Lüftungsanlagen, wodurch deren Einfluss auf den Gesamtfehler des Modells gering bleibt. Unter diesen Randbedingungen und angesichts der insgesamt geringen Abweichungen kann GSM 14 als ausreichend genaues und für die nachfolgenden markt- und netzorientierten Untersuchungszwecke geeignetes thermisches Energiemodell betrachtet werden.

Nach der Validierung der anlagenspezifischen Energieverbräuche erfolgt im Folgenden die Bewertung der zonenbezogenen Raumkomfortgrößen. Nur ausgewählte Zonen des HC-Gebäudes sind mit Raumtemperatur- und CO<sub>2</sub>-Konzentrationssensoren ausgestattet. Die Messwerte haben eine minütliche Auflösung. Die Werte werden aggregiert, um eine Zeitauflösung von 15 Minuten für eine übersichtliche Analyse zu erzielen. Abbildung 3-10 zeigt die Verteilung der MAE-Werte zwischen den mit dem GSM 14 in IDA-ICE durchgeführten Simulationen und den Messdaten ausgewählter Zonen des HC-Gebäudes.

Der Interquartilsabstand (IQA) beschreibt dabei die Streuung der mittleren 50 % der Abweichungswerte (zwischen dem 25. und 75. Perzentil) und eignet sich somit als Maß zur Beurteilung der Modellgenauigkeit. Der IQA der Abweichungen über die analysierten Monate liegt im Bereich von  $-1\text{ °C} \leq T \leq 1\text{ °C}$ , was auf eine akzeptable Genauigkeit des Modells hinweist. Abweichungen in dieser Größenordnung entsprechen den in der Fachliteratur und Normung anerkannten Toleranzen für die Validierung dynamischer GSM. Nach VDI 6020 gelten Raumtemperaturdifferenzen von  $T = \pm 1\text{ K}$  zwischen Messung und Simulation als Indikator für eine hinreichend genaue Abbildung der thermischen Raumdynamik [216, S. 46-47]. Dieser Wert ist jedoch nicht als strikte Toleranzgrenze, sondern als methodischer Ausgangspunkt bzw. Orientierungsgröße für die Bewertung der Modellgüte zu verstehen.

Auf der rechten Seite der Abbildung 3-10, in Lila hinterlegt, erfolgt eine Gesamtbewertung der analysierten Abweichungen. Der Verlauf der Raumtemperatur der analysierten Zonen ist detailliert in Abbildung 8-1 im Abschnitt 8.2 dargestellt. Abbildung 3-11 stellt eine Übersicht der MAE-Werte der Raumtemperaturgenauigkeit der evaluierten Zonen des GSM 14 des HC-Gebäudes in Bezug auf die Messwerte dar.

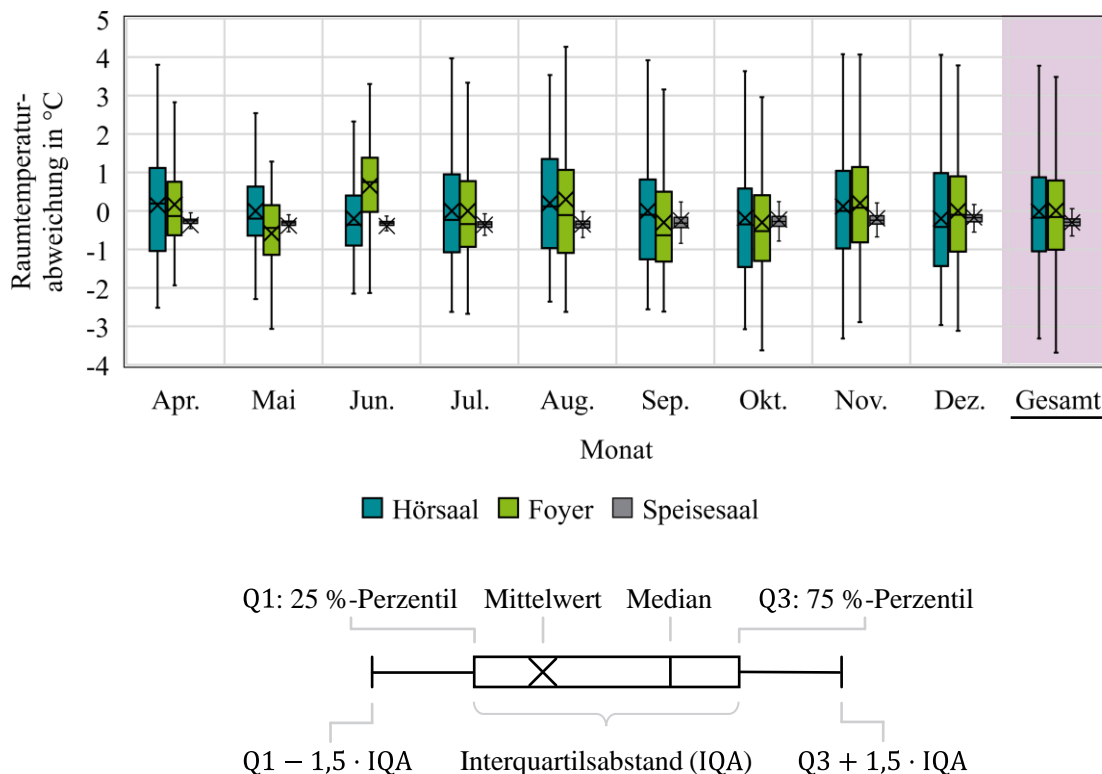


Abbildung 3-10: Verteilung der Abweichung der Raumtemperatur in ausgewählten Zonen des GSM 14 des HC-Gebäudes im Vergleich zu den gemessenen Werten von April bis Dezember 2019 (15-Minuten Messwerte)

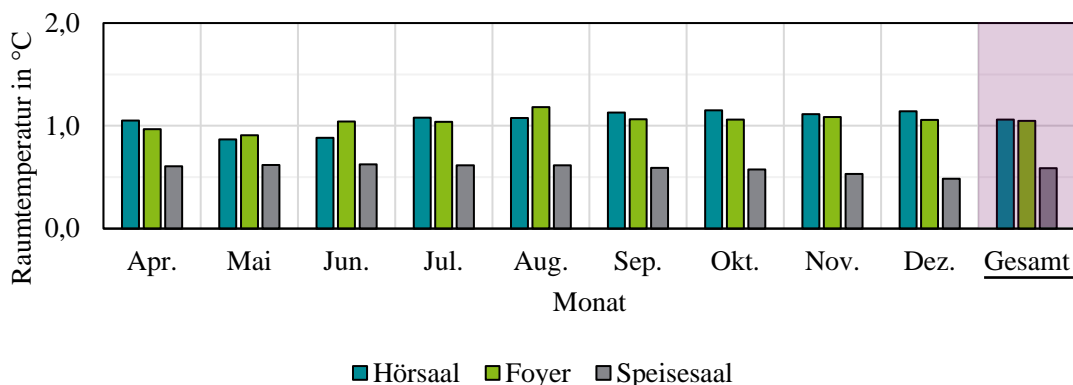
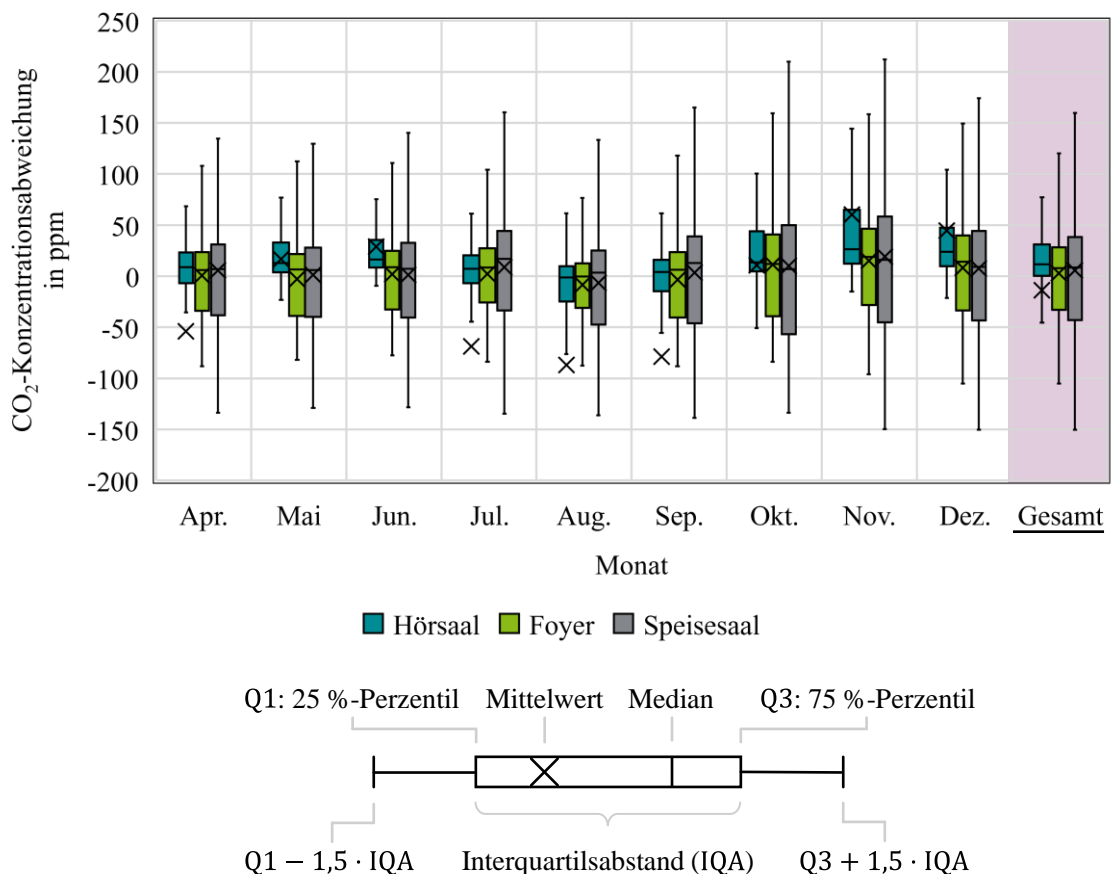


Abbildung 3-11: Mittlere absolute Fehler (MAE) bei der Validierung der Raumtemperatur in ausgewählten Zonen des GSM 14 des HC-Gebäudes von April bis Dezember 2019

Besonders hervorzuheben ist die Genauigkeit der Zone „Speisesaal“, die einen MAE-Wert von weniger als  $\Delta T = 0,7 \text{ }^\circ\text{C}$  aufweist. Im Gegensatz dazu liegt die mittlere absolute Abweichung der Raumtemperatur in den Zonen „Foyer“ und „Hörsaal“ für fast alle untersuchten Monate bei etwa  $\Delta T \approx 1 \text{ }^\circ\text{C}$ . Dies bedeutet, dass die simulierte Raumtemperatur in diesen Zonen im Durchschnitt etwa  $\Delta T \approx 1 \text{ }^\circ\text{C}$  über oder unter den gemessenen Werten liegt. Wie bereits erwähnt, gelten gemäß VDI 6020 diese Raumtemperaturabweichungen als zulässige Modellgenauigkeit, sodass die erzielte Übereinstimmung für die in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen als hinreichend anzusehen ist. Diese Abweichungen könnten hauptsächlich auf feine Unterschiede in den thermi-

schen Eigenschaften der im GSM 14 betrachteten Materialien, Abweichungen in der angenommenen Belegung der Zonen (interne Gewinne) oder unerwartete Nutzungen bestimmter Geräte oder Anlagen zurückzuführen sein.

Abbildung 3-12 zeigt die Abweichung der CO<sub>2</sub>-Konzentration zwischen den Messwerten und des GSM 14 für die Zonen „Hörsaal“, „Foyer“ und „Speisesaal“ des HC-Gebäudes für die Monate April bis Dezember 2019. Die Verteilung der Abweichungen zwischen den simulierten und gemessenen Werten wird im Allgemeinen durch den IQA charakterisiert, der in den untersuchten Zonen bis zu  $c = 100$  ppm betragen kann. Je nach Tätigkeit erhöht eine Person in einem unbelüfteten Raum mit einem Volumen von 100 m<sup>3</sup> bzw. 50 m<sup>3</sup> die CO<sub>2</sub>-Konzentration um  $c = 50$  ppm bzw.  $c = 100$  ppm pro Stunde [217]. Obwohl diese Werte bei Berücksichtigung eines Lüftungssystems reduziert werden können, dienen sie als Grundlage für die Analyse der Ergebnisse.



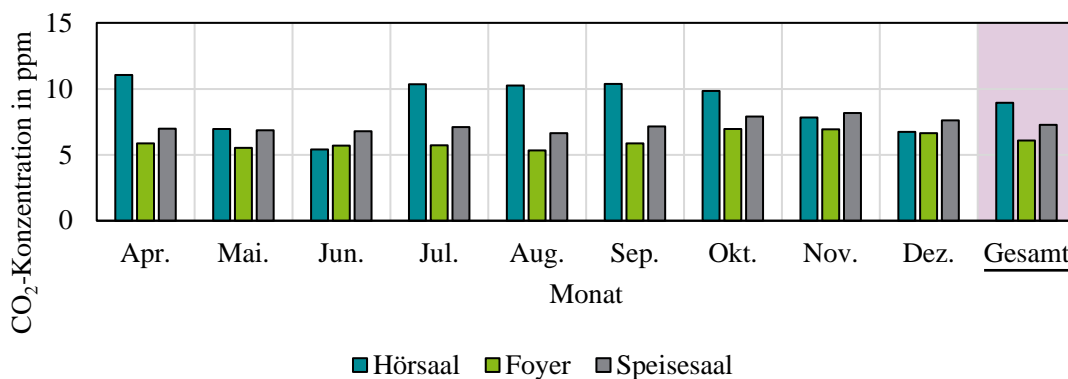
**Abbildung 3-12: Verteilung der Abweichung der CO<sub>2</sub>-Konzentration in ausgewählten Zonen des GSM 14 des HC-Gebäudes im Vergleich zu den gemessenen Werten von April bis Dezember 2019**

Für die Zone „Speisesaal“ lassen sich in Abbildung 3-12 die extremen Abweichungen an den äußersten Werten der Abweichungsverteilung ablesen. Diese liegen bei etwa  $c = -150$  ppm und ca.  $c = 200$  ppm. In der Zone „Hörsaal“ liegen diese Werte bei  $c = -50$  ppm und  $c = 75$  ppm, während sie in der Zone „Foyer“ zwischen  $c = 100$  ppm und  $c = -100$  ppm liegen. Dies könnte auf eine fehlerhaft vorhergesagte Belegung der Zonen hindeuten. Diese Beobachtungen können im Verlauf der CO<sub>2</sub>-Konzentration in den jeweiligen Zonen im Detail in der Abbildung 8-2 vom

Abschnitt 8.2 überprüft werden. Ungenauigkeiten bei der Belegung der Zonen des NWG können zu Abweichungen bei der von den Lüftungsanlagen bezogenen Leistung führen, wie in Abbildung 3-8 dargestellt ist. Hier wiesen die Lüftungsanlagen die größten Abweichungen unter den untersuchten Anlagen auf.

Abbildung 3-13 präsentiert die MAE-Werte für die Genauigkeit der CO<sub>2</sub>-Konzentration in den evaluierten Zonen des GSM 14 des HC-Gebäudes im Vergleich zu den Messwerten. Insgesamt liegt der MAE-Wert für die untersuchten Monate des Jahres 2019 sowohl für den „Hörsaal“ als auch für die Zonen „Foyer“ und „Speisesaal“ bei fast  $c = 10$  ppm oder darunter. Deshalb liegt der entsprechende Mittelwert dieser drei Zonen in Abbildung 3-12 für einige Monate des Jahres (April, Juli, August und September) außerhalb des Interquartilsbereichs. Die Daten unterhalb des ersten Quartils sind um einen bestimmten Punkt konzentriert. Dies impliziert eine generelle Ungenauigkeit zwischen dem gemessenen und dem simulierten Wert der CO<sub>2</sub>-Konzentration in den genannten Monaten. Die Ursache dafür ist eine Überschätzung der prognostizierten Gebäudebelegung in den genannten Monaten, wie in Abbildung 8-2a dargestellt ist.

Eine bessere Prognose der Belegung der Zonen könnte die MAE-Werte des GSM 14 des HC-Gebäudes für die CO<sub>2</sub>-Konzentration verbessern. Da das Modell jedoch bereits eine ausreichende Genauigkeit bei der Nachbildung der gemessenen Energieverbräuche der HKL-Anlagen sowie der Raumkomfortvariablen – insbesondere der Raumtemperatur- und CO<sub>2</sub>-Konzentration – aufweist, wurde auf eine erneute Kalibrierung verzichtet. Trotz der beobachteten Abweichungen in den Raumkomfortvariablen ausgewählter Zonen wird das GSM 14 als das endgültige thermische Energiemodell des HC-Gebäudes verwendet.



**Abbildung 3-13: Mittlere absolute Fehler (MAE) bei der Validierung der CO<sub>2</sub>-Konzentration in ausgewählten Zonen des GSM 14 des HC-Gebäudes von April bis Dezember 2019**

Da keine der Zonen des HC-Gebäudes mit Sensoren für die relative Luftfeuchtigkeit ausgestattet ist, wird die Validierung dieser Variablen in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Für die markt- und netzorientierte Optimierung der HKL-Anlage, die in Kapitel 4 und 5 ausführlich behandelt wird, werden jedoch die simulierten Werte für die relative Luftfeuchtigkeit in die Komfortkriterien einbezogen.

### 3.2.2 Validierung der Modelle von elektrisch betriebenen Anlagen

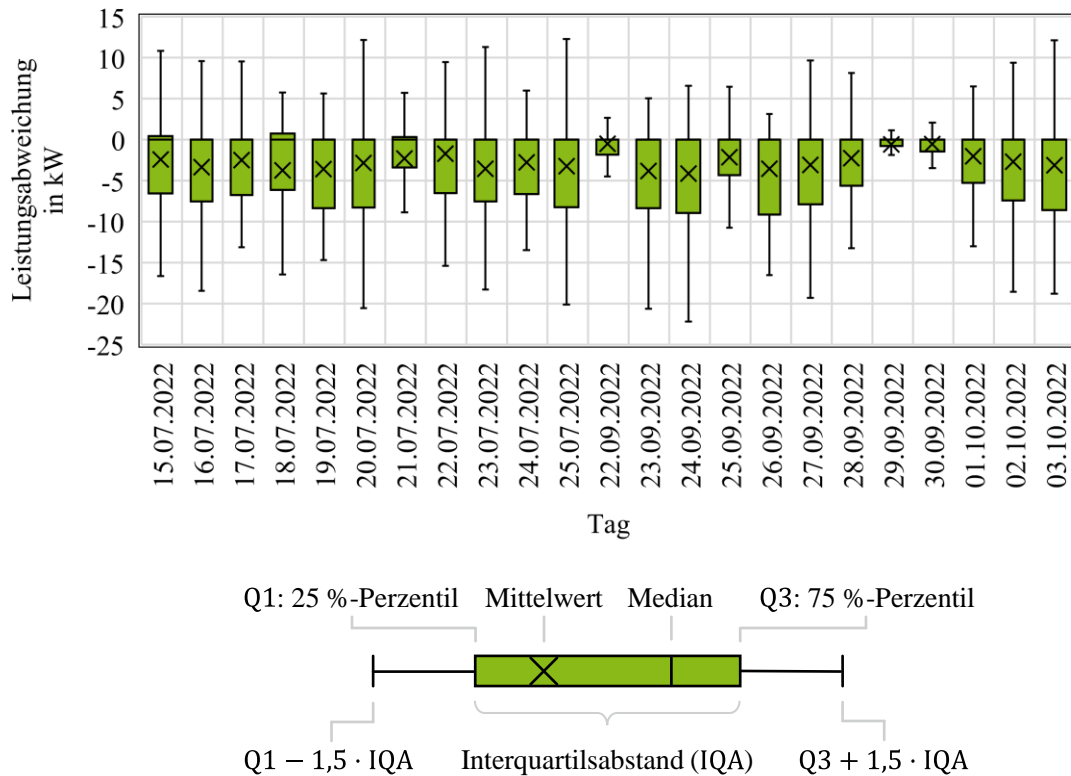
Neben der Validierung des Simulationsmodells des NWG anhand eines Fallstudiengebäudes gibt es Fallstudienanlagen, welche die Validierung der in Abschnitt 3.1.2 vorgestellten Modelle der flexiblen Anlagen ermöglichen, die in diesem Abschnitt vorgestellt werden.

#### Einspeiseleistung von Photovoltaik-Anlagen

Obwohl das HC-Gebäude über eine PV-Anlage verfügt, ist die Verfügbarkeit von historischen Daten begrenzt. Daher werden für die Validierung des Modells von PV-Anlagen Daten der Einspeiseleistung der PV-Anlage auf dem Campus Freudenberg der BUW herangezogen. Diese Anlage verfügt über 444 PV-Module mit einer Leistung von jeweils  $P_{\text{inst}} = 260 \text{ W}_p$  und einer gesamten installierten Leistung von  $P_{\text{inst}} = 115,4 \text{ kW}_p$ . Die Module sind in einem Winkel von  $30^\circ$  geneigt und in einem Winkel von  $28^\circ$  von Süden nach Osten ausgerichtet. Die Leistung wird über acht Wechselrichter in das elektrische Verteilnetz eingespeist. Die PV-Anlage ist in das Testnetz des Smart Grid Labors (SGL) des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik integriert, wo mit Hilfe verschiedener Betriebsmittel realitätsnahe Szenarien für das NS nachgebildet und innovative Maßnahmen zur Behebung kritischer Netzsituationen evaluiert werden können. [218]

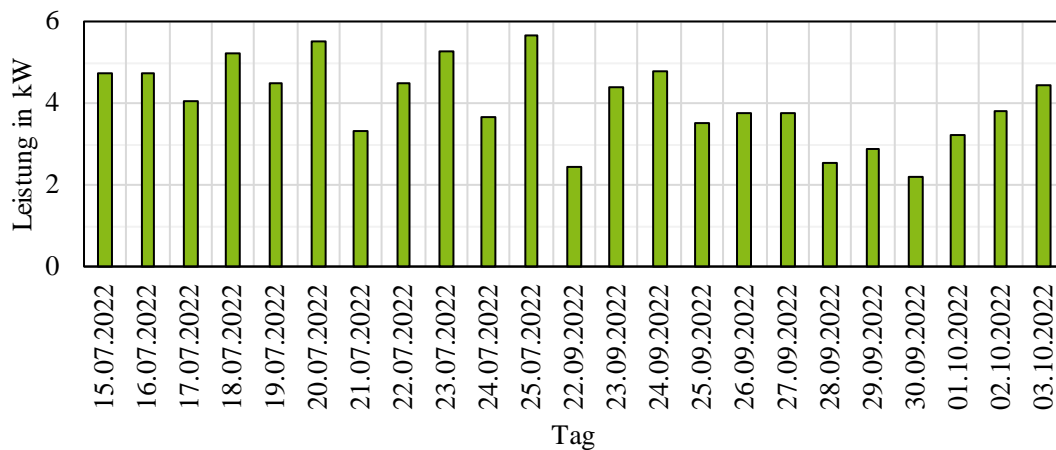
Anhand der historischen Messdaten der Wetterstation des SGL, werden die globalen Sonneneinstrahlungsdaten auf eine horizontale Fläche  $G(0, t)$  des Jahres 2022 analysiert. Diese Daten haben eine Zeitauflösung von  $\Delta t = 5$  Minuten und sie werden so gefiltert, dass keine Zeitbereiche berücksichtigt werden, in denen die Messungen Unstimmigkeiten oder Lücken aufweisen. Die globalen Einstrahlungsdaten auf horizontaler Fläche werden zur Schätzung der auf die Module einfallenden Einstrahlung  $G(t, \beta, \alpha)$  und anschließend zur Schätzung der Einspeiseleistung  $P^{\text{PV}}(t, \beta, \alpha)$  verwendet, wo  $\beta = 30^\circ$  und  $\alpha = -28^\circ$  entspricht.

Die Abweichungen zwischen den Messwerten und den Modellergebnissen der PV-Einspeiseleistung sind in Abbildung 3-14 in Form von Boxplots für jeden der betrachteten Tage dargestellt. Die Auswahl dieser Tage erfolgte unter Berücksichtigung der Datenverfügbarkeit und -qualität, um eine konsistente Validierung zu gewährleisten. Der durchschnittliche Wert des ersten Quartils im Bewertungszeitraum von  $P = -9,1 \text{ kW}$ , während der durchschnittliche Wert vom dritten Quartil einen Wert von  $P = 0,8 \text{ kW}$  beträgt. Dies impliziert, dass die vom Modell berechnete PV-Einspeiseleistung etwa 8 % höher liegt als die tatsächlich aufgetretene Einspeisung im Verhältnis zur installierten PV-Leistung. Dies kann mit nicht berücksichtigten Verlusten im PV-Einspeisungsmodell zusammenhängen. Der mittlere IQA beträgt etwa  $P = 6,4 \text{ kW}$ , was bedeutet, dass 50 % der Abweichungen innerhalb dieses Bereichs zwischen dem ersten und dritten Quartil liegen. Werte außerhalb dieses Bereichs sind als Ausreißer oder atypische Abweichungen zu interpretieren. Diese Merkmale geben einen ersten Überblick über die Verteilung der Abweichungen zwischen den Modellergebnissen und den Messungen, die im Idealfall gleich null sein sollten.



**Abbildung 3-14:** Verteilung der Abweichung der Einspeiseleistung des Modells für PV-Anlagen an ausgewählten Tagen im Vergleich zu den gemessenen Werten

Neben der Verteilung der Abweichungen zwischen der modellierten und der gemessenen Einspeiseleistung der PV-Anlage dient der MAE-Wert als Bewertungsindikator für die Modellgenauigkeit. Die Ergebnisse für jeden der analysierten Tage sind in Abbildung 3-15 dargestellt.



**Abbildung 3-15:** Mittlere absolute Fehler (MAE) bei der Validierung der Einspeiseleistung des Modells für PV-Anlagen für ausgewählte Tage im Jahr 2022

Für den gesamten Datensatz beträgt der MAE-Wert  $P = 4,1$  kW, welcher darauf hinweist, dass im Durchschnitt eine Abweichung zwischen dem Modell und den Messdaten von ca.  $P = 4$  kW vorliegt, was etwa 3,6 % der installierten PV-Leistung entspricht. Dies steht im Einklang mit den

zuvor aus den Boxplots in Abbildung 3-14 abgeleiteten Ergebnissen. Der detaillierte Tagesverlauf der Abweichungen ist in Abbildung 8-3 vom Abschnitt 8.3 dargestellt.

Angesichts der geringen mittleren Abweichungen und des engen Interquartilsabstands kann das Modell der PV-Einspeiseleistung als hinreichend genau bewertet werden. Es bildet die gemessene Einspeiseleistung mit einer Genauigkeit ab, die für die Untersuchungszwecke als ausreichend gilt.

### Ladevorgänge von Elektro-Personenkraftwagen an der Ladeinfrastruktur

Das SGL auf dem Campus Freudenberg der BUW ist mit acht LP für ePkw ausgestattet. Vier dieser LP bieten eine dynamische Abregelung der maximalen Ladeleistung  $P_{\max}^{\text{LP}}$  und verfügen jeweils über historische Messungen. Die restlichen vier LP sind auf zwei Ladestationen verteilt, die eine dynamische Abregelung der maximalen Ladeleistung nicht zulassen. Für diese LP liegen keine einzelnen historischen Messungen vor, sondern nur die aggregierte Leistung beider LP der jeweiligen Ladestationen. Anhand der historischen Messungen der Ladevorgänge bestimmter ePkw werden die Parameter der einzelnen Ladevorgänge ermittelt, die in Abschnitt 3.1.2 erörtert werden. Die Modellparameter der zu ladenden ePkw sind in Tabelle 3-4 dargestellt. Die Aufzeichnung des Ladezustands jedes untersuchten Ladevorgangs hat eine minütliche Auflösung.

Tabelle 3-4 fasst die berücksichtigten Modellparameter der untersuchten ePkw zusammen. Der Umschaltzeitpunkt  $S^*$  zwischen dem CC- und dem CV-Zyklus des CC-CV-Ladeverfahrens wird experimentell ermittelt. Die maximale Ladeleistung  $P_{\max}^{\text{LP}}$  wird als feste experimentelle Randbedingung definiert und für die einzelnen Ladevorgänge auf unterschiedliche Werte festgelegt, um die Modellgenauigkeit unter variierenden Ladebedingungen zu prüfen. Die maximale nutzbare Batteriekapazität  $E_{\max}^{\text{Bat,LP}}$  basiert auf den technischen Spezifikationen der jeweiligen ePkw. Die Kenngrößen der Batteriezelle, nämlich die Nennspannung  $U_n^{\text{Bat,LP}}$  sowie die Ladeschlussspannung  $U_{\text{LS}}^{\text{Bat,LP}}$  werden aus der Referenz [199, S. 125] übernommen. Der Ladeschlussstrom  $I_{\text{LS}}^{\text{Bat,LP}}$ , die auch eine Kenngröße der Batteriezelle ist, wird anhand der aufgezeichneten Ladeverläufe experimentell kalibriert, um eine möglichst genaue Abbildung des Ladeverfahrens zu gewährleisten.

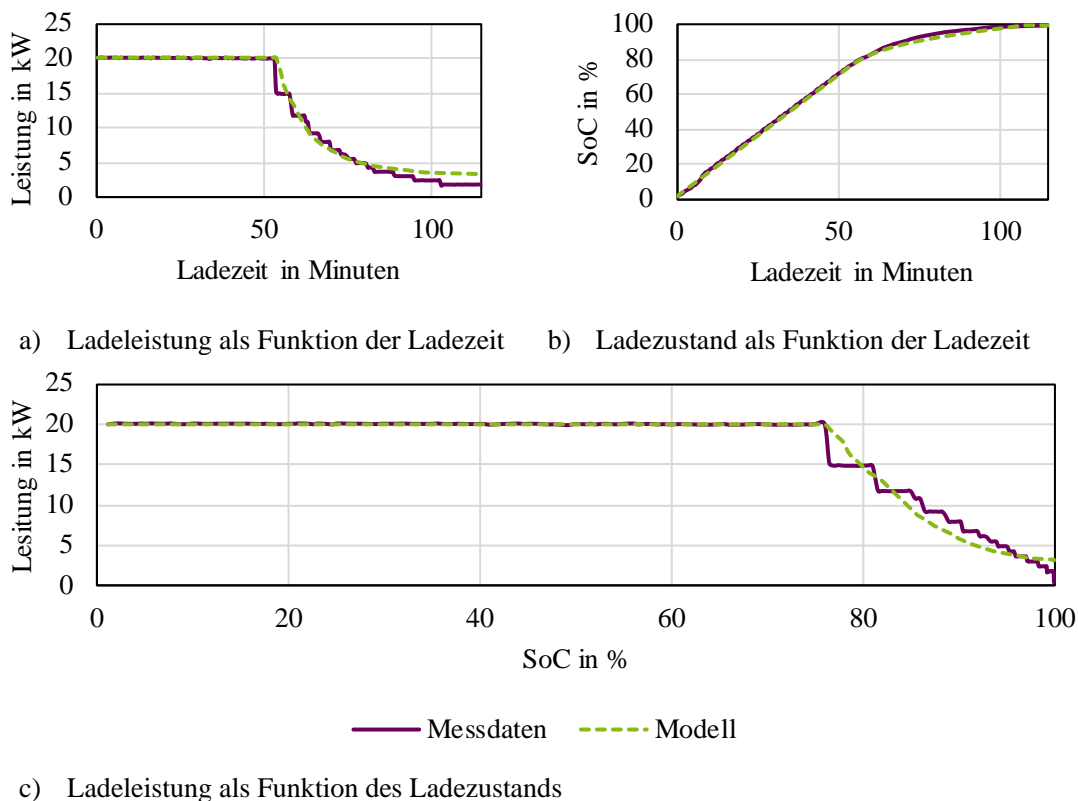
**Tabelle 3-4: Modellparameter der ladenden ePkw**

ePkw	$S^*$ in %	$P_{\max}^{\text{LP}}$ in kW	$U_n^{\text{Bat,LP}}$ in V	$U_{\text{LS}}^{\text{Bat,LP}}$ in V	$E_{\max}^{\text{Bat,LP}}$ in kWh	$I_{\text{LS}}^{\text{Bat,LP}}$ in A
BMW-i3	93	7,6	3,6 <sup>15</sup>	4,2 <sup>15</sup>	37,9	0,025
Renault Zoe	76,5	20,1			22	0,123
Skoda Citigo-e	91,5	7,6			36,8	0,123
VW E-Golf	98	3,5			32	0,026

In Abbildung 3-16 werden die in Abschnitt 3.1.2 beschriebenen CC- und CV-Zyklen des CC-CV-Ladeverfahrens des ePkw deutlich. Der CC-Zyklus des CC-CV-Ladeverfahrens zeigt sich in Abbildung 3-16a durch einen nahezu konstanten Verlauf der Ladeleistung von etwa  $P = 20$  kW bis

<sup>15</sup> Referenzwert aus [199, S. 125].

zu einem Ladezustand von rund  $SoC = 75\%$ . Nach Erreichen des Umschaltpunkts  $S^*$  beginnt der CV-Zyklus des CC-CV-Ladeverfahrens, in dem die Ladeleistung – wie in Abbildung 3-16a und Abbildung 3-16c zu erkennen – exponentiell abnimmt, während der Ladezustand weiter steigt. Speziell für diesen Ladevorgang ist die Nutzung des Pulsladeverfahrens durch das Ladesystem des ePkw erkennbar. Wie in Abbildung 3-16c besonders einfach zu erkennen ist, zeigt die gemessene Ladeleistung im CV-Zyklus des CC-CV-Ladeverfahrens einen leicht gestuften Verlauf, der einer exponentiell abnehmenden Tendenz folgt. In Abschnitt 8.4 sind zwischen Abbildung 8-4 und der Abbildung 8-6 weitere Ladevorgänge bei unterschiedlichen maximalen Ladeleistungen und für weitere ePkw dargestellt.

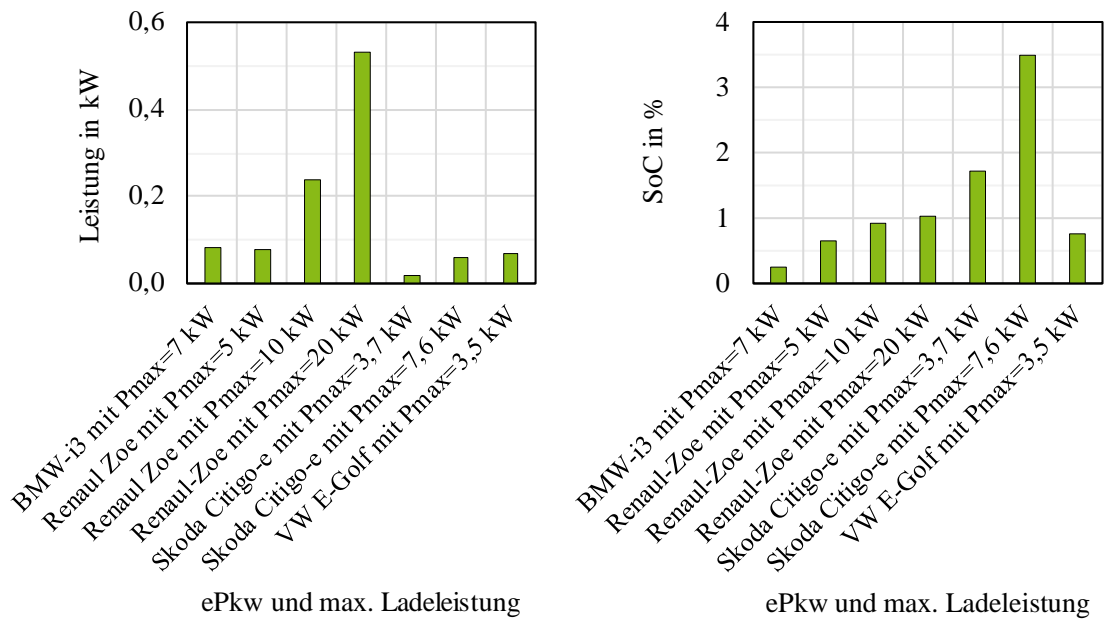


SoC: „State of charge“

**Abbildung 3-16: Beispielhafte Modellvalidierung des Ladevorgangs des Renault Zoe mit einer maximalen Ladeleistung von ca.  $P = 20\text{ kW}$**

Abbildung 3-17 zeigt die Ergebnisse des Bewertungsindikators, welcher zur Bewertung der Genauigkeit des Modells für die Ladevorgänge von ePkw herangezogen wird. Für diese Bewertung werden sowohl die Genauigkeit der Ladeleistung als auch des Ladezustands während des Ladevorgangs betrachtet. In beiden Fällen wird der MAE-Wert als Bewertungsindikator verwendet. Grundsätzlich ist zu erkennen, dass für die Ladeleistung der höchste MAE-Wert bei  $P = 530\text{ W}$  liegt. Andererseits beträgt der maximale MAE-Wert des Ladezustands  $SoC = 3,5\%$ . Auffällig ist, dass der MAE-Wert mit steigender maximaler Lastleistung zunimmt, wie die Ergebnisse für den Renault Zoe und den Skoda Citigo-e verdeutlichen. Dieser Anstieg ist darauf zurückzuführen,

dass bei niedrigen Spitzenladeleistungen der CC-Zyklus des CC-CV-Ladeverfahrens auf Ladezustandswerte zwischen  $85 \% \leq SoC \leq 100 \%$  ausgeweitet wird. Dadurch verkürzt sich der CV-Zyklus des CC-CV-Ladeverfahrens, was die Modellierung vereinfacht und den Fehler zwischen den beobachteten und simulierten Werten reduziert. Dennoch weist der Skoda Citigo-e unter den untersuchten ePkw die größten Abweichungen im Ladezustand auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Ladesystem des Fahrzeugs den Umschaltzeitpunkt  $S^*$  zwischen dem CC- und CV-Zyklus leicht verzögert, um eine schnellere Ladung zu erreichen. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass das Ladesystem des Herstellers den Umschaltzeitpunkt  $S^*$  gezielt und leicht verzögert, um den Ladevorgang durch einen verlängerten CC-Zyklus des CC-CV-Verfahrens zu beschleunigen, was im Modell nicht berücksichtigt wird und zu Ungenauigkeiten führt.



a) Bewertungsindikatoren der Ladeleistung      b) Bewertungsindikatoren des Ladezustandes

ePkw: Elektro-Personenkraftwagen	SoC: „State of charge“
----------------------------------	------------------------

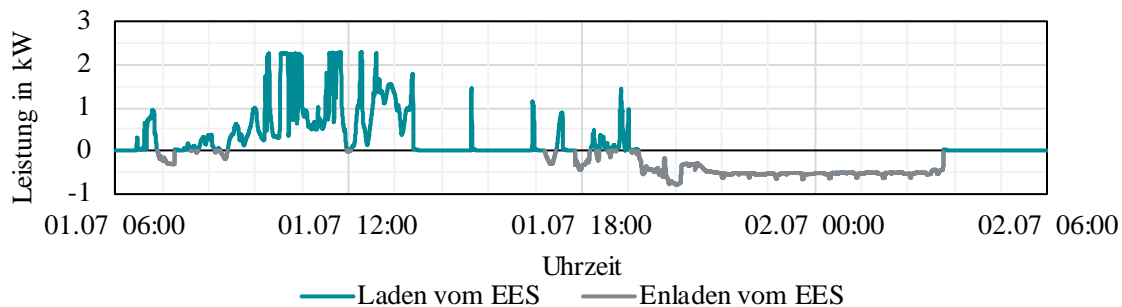
**Abbildung 3-17: Mittlere absolute Fehler (MAE) bei der Validierung des Modells der Ladevorgänge für ePkw**

Die in Abbildung 3-17 dargestellten MAE-Werte zeigen, dass die Abweichungen der Ladeleistung überwiegend unter  $MAE \leq 0,3$  kW liegen und selbst beim höchsten Wert von  $MAE = 0,5$  kW bei Ladeleistungen bis  $P_{max}^{LP} = 20$  kW rund 3 % betragen. Für den Ladezustand liegen die mittleren Abweichungen überwiegend zwischen  $1 \% \leq MAE \leq 2 \%$ , mit einem maximalen Wert von etwa  $MAE = 3,5 \%$ . Da derselbe Modellansatz für alle untersuchten ePkw angewendet wird und die Bewertungskriterien in allen Fällen geringe Abweichungen zwischen Simulation und Messdaten aufweisen, kann das Modell für die in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen als ausreichend genau angesehen werden.

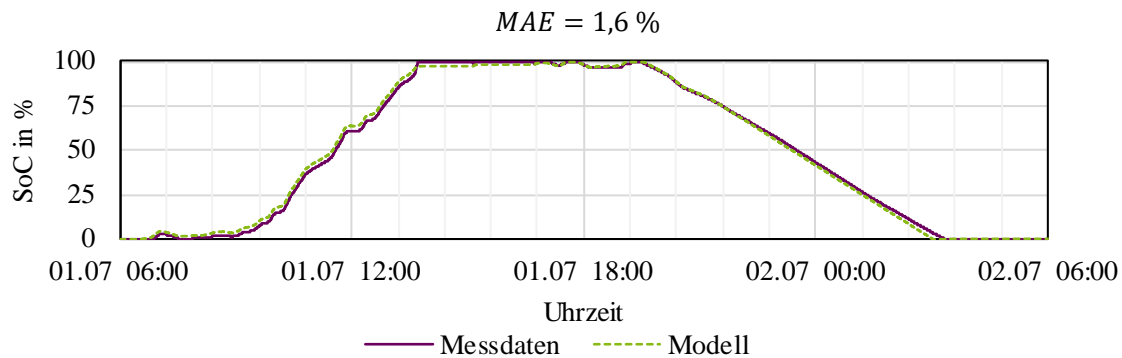
## Lade- und Entladevorgang von elektrischen Energiespeichersystemen

Da das SGL-Labor nicht mit einem EES ausgestattet ist, wird das Konzeptgebäude MIMO betrachtet, das am Solar Decathlon 2022 in Wuppertal teilgenommen hat und Teil des Living Lab NRW Campus der BUW ist. Neben einer PV-Anlage auf dem Dach von  $P = 3,6 \text{ kW}_p$  und einer PV-Anlage von  $P = 3 \text{ kW}_p$  auf der Ost- und Westfassade ist das Gebäude mit einem EES mit einer Speicherkapazität von  $E = 5,1 \text{ kWh}$  ausgestattet. Ein Batteriewechselrichter sorgt für das Laden und Entladen des EES. [219]

Die Auswertung der Messdaten vom 01.07.2024, die in Abbildung 3-18 dargestellt wird, erfolgt durch einen iterativen Abgleich zwischen simulierten und gemessenen Lade- und Entladeleistungsverläufen, um die Modellparameter so anzupassen, dass der MAE minimiert wird. Dabei werden die Kalibrierungsfaktoren  $k^{\text{EES,Laden}} = 1,02$  und  $k^{\text{EES,Entladen}} = 1,18$  bestimmt. Diese Faktoren dienen dazu, systematische Unsicherheiten im Modell zu berücksichtigen und gewährleisten somit eine realistische Nachbildung des gemessenen Ladezustandsverlaufs.



a) Messdaten des Leistungsverlaufs des EES am 01/02.07.2024



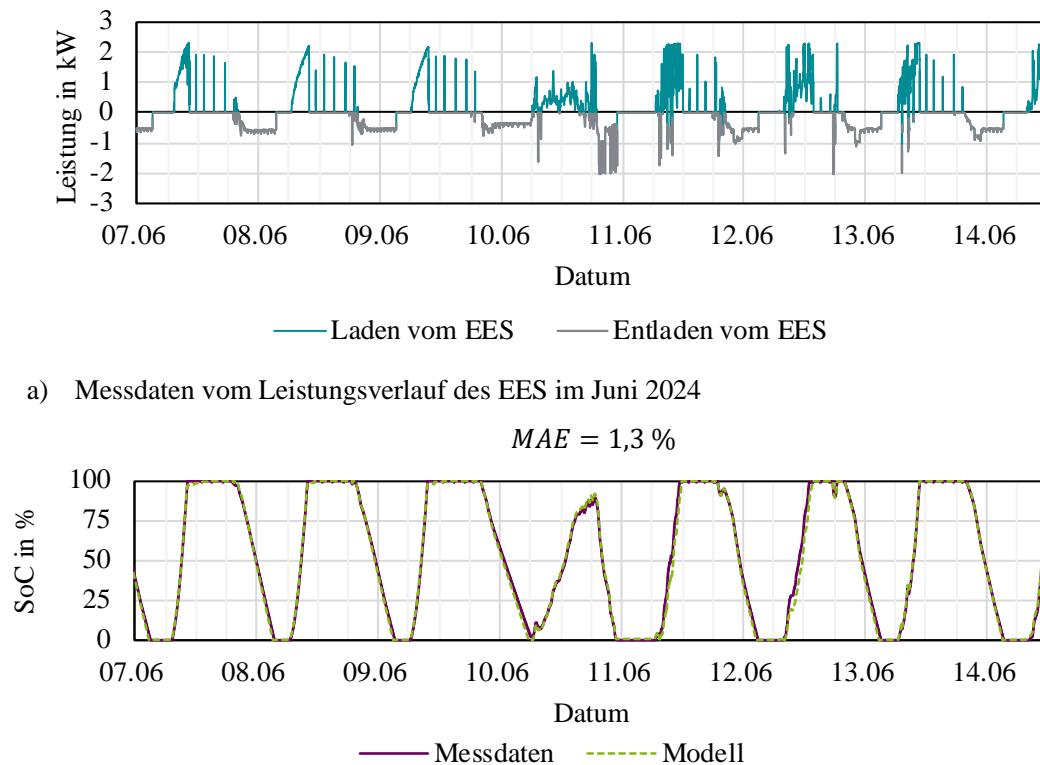
b) Vergleich von dem Verlauf des Ladezustands am 01/02.07.2024

EES: Elektrisches Energiespeichersystem    SoC: „State of charge“

**Abbildung 3-18: Beispielhafte Validierung des Modells für den Ladezustand des EES des MIMO-Gebäudes**

Mit dieser Einstellung ergibt sich ein MAE-Wert von  $SoC = 0,9 \%$  für den Ladezustand vom EES des MIMO-Gebäudes. Um die Wirksamkeit dieser Kalibrierungsfaktoren zu überprüfen, wird eine Kreuzvalidierung der über einen längeren Zeitraum ermittelten Parameter durchgeführt. Abbildung 3-19 zeigt, dass die gewählten Kalibrierungsfaktoren für eine ganze Woche im Juni 2024 einen MAE-Wert von  $SoC = 1,6 \%$  für den Ladezustand liefern.

Die Abweichungen zwischen den Simulations- und Messwerten könnten darauf zurückzuführen sein, dass das Modell die unterschiedlichen Ladephasen von Lithium-Ionen-Batterien nicht berücksichtigt. Insbesondere der abnehmende exponentielle Abfall des CV-Zyklus des CC-CV-Ladeverfahrens und seine Auswirkungen auf die bezogene Leistung während des Ladevorgangs werden nicht berücksichtigt. Trotz dieser Abweichungen werden die Ergebnisse der Bewertungsindikatoren für das EES als hinreichend genau betrachtet, da ein MAE-Wert von  $SoC = 1,6\%$  im Verhältnis zum gesamten Verlauf des gemessenen Ladezustands als gering einzustufen ist.



EES: Elektrisches Energiespeichersystem    SoC: „State of charge“

Abbildung 3-19: Vergleich des gemessenen und simulierten Ladezustands des EES des MIMO-Gebäudes für bestimmte Sommertage 2024

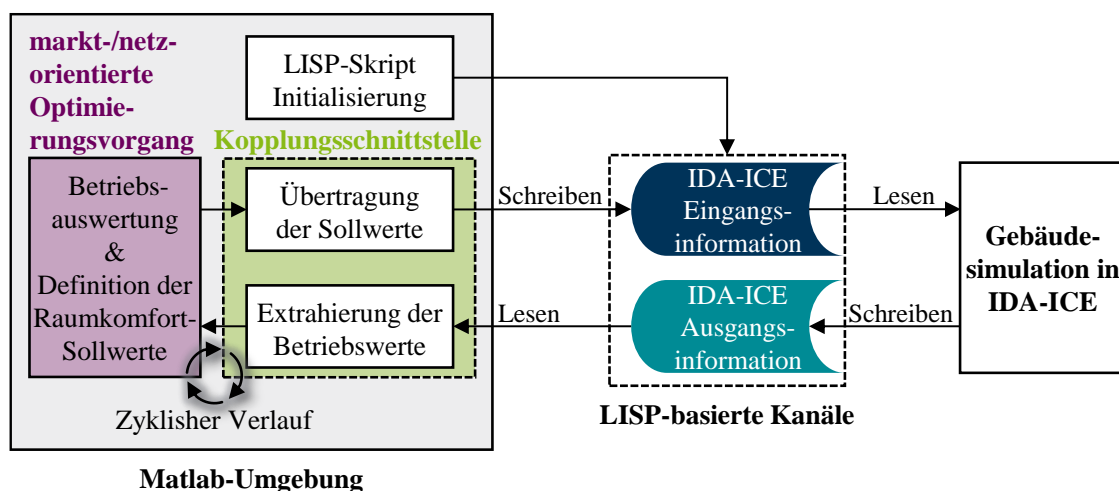
### 3.3 Simulationsumgebungen

Jeder der in Abschnitt 3.1 vorgestellten Simulationsbausteine auf Gebäudeebene muss in eine einheitliche Simulationsumgebung integriert werden. So lassen sich für jeden Zeitpunkt die Werte der relevanten Betriebsvariablen für eine anschließende Optimierung der Flexibilitätsbereitstellung von NWG ermitteln. Ergänzend zu dieser Thematik wird in diesem Abschnitt die Simulationsumgebung vorgestellt, welche die Auswirkungen des Leistungsbedarfs bzw. der Einspeisung des NWG auf der elektrischen Verteilnetzebene widerspiegelt.

### 3.3.1 Ganzheitliche Simulationsumgebung

Wie in Abschnitt 3.1 vorgestellt, werden auf Gebäudeebene zwei Simulationswerkzeuge betrachtet. Zum einen erfolgt die thermische und energetische Simulation des HC-Gebäudes in IDA-ICE, zum anderen werden die Simulationsmodelle der PV-Anlagen, der LIS für ePkw und des EES in Matlab umgesetzt. IDA-ICE verfügt über eine Schnittstelle zu Matlab, die auf der Programmiersprache LISP (engl. „*List Processing*“) basiert. In Matlab werden LISP-Befehle verwendet, um einen Schreibkanal (aus der Perspektive von IDA-ICE) zu erstellen, der in jedem Simulationszeitschritt ausgewählte Betriebsvariablen der Zonen und HKL-Anlagen des NWG in Matlab empfängt [220]. Weiterhin ermöglichen die LISP-Befehle die Erstellung eines Lesekanals (aus der Perspektive von IDA-ICE), der ausgewählte Raumkomfortsollwerte aus Matlab an die entsprechenden Zonen des NWG in IDA-ICE überträgt. Tabelle 3-1 listet die Betriebsvariablen und Sollwerte auf, die in jeder der in Tabelle 3-2 aufgeführten Gebäudezonen und HKL-Anlagen berücksichtigt werden. Die in Abbildung 3-1, Abbildung 3-2, Abbildung 3-4 und Abbildung 3-6 dargestellten Simulationsmodelle des thermischen Energiemodells des NWG, der PV-Anlagen, der Ladevorgänge von ePkw an der LIS sowie des EES verdeutlichen diese Einzelbausteine und bilden die Grundlage für ihr Zusammenwirken in der in diesem Abschnitt beschriebenen ganzheitlichen Simulationsumgebung.

Das Zusammenspiel zwischen Matlab und IDA-ICE ist in Abbildung 3-20 grafisch dargestellt. Die Herausforderung besteht daher darin, die Raumkomfortsollwerte jeder Gebäudezone für jeden betrachteten Zeitpunkt zu bestimmen. Die Raumkomfortsollwerte werden von dem Optimierer des EMS an die einzelnen Zonen des NWG in IDA-ICE übermittelt. Je nach Betriebsstrategie können Optimierungskonzepte in Betracht gezogen werden, welche eine gewisse Zielfunktion minimieren, die auf den Gebäudebetriebsvariablen und zusätzlichen externen Variablen wie Strompreisprognosen oder Anforderungen eines VNAS basiert. Dieses Thema wird in Kapitel 4 ausführlich behandelt.



LISP: „*List Processing*“-Programmiersprache

Abbildung 3-20: Kopplungsschema zwischen Matlab und IDA-ICE, in Anlehnung an [220]

Die Kopplung von IDA-ICE an Matlab dient der Integration der Simulationsmodelle für die Einspeiseleistung der PV-Anlagen, die Lade- und Entladevorgänge von EES und die Ladevorgänge von ePkw an LIS in eine ganzheitliche Simulationsumgebung. Diese Simulationsumgebung wird vom Optimierer verwendet, um die Sollwerte für den markt- und netzorientierten Betrieb von NWG zu ermitteln. Eine Beschreibung des Zusammenwirkens zwischen dem Optimierer und der ganzheitlichen Simulationsumgebung erfolgt in Abschnitt 4.2. Der Aufbau und Ablauf der Simulationsumgebung ist in Abbildung 3-21 dargestellt.

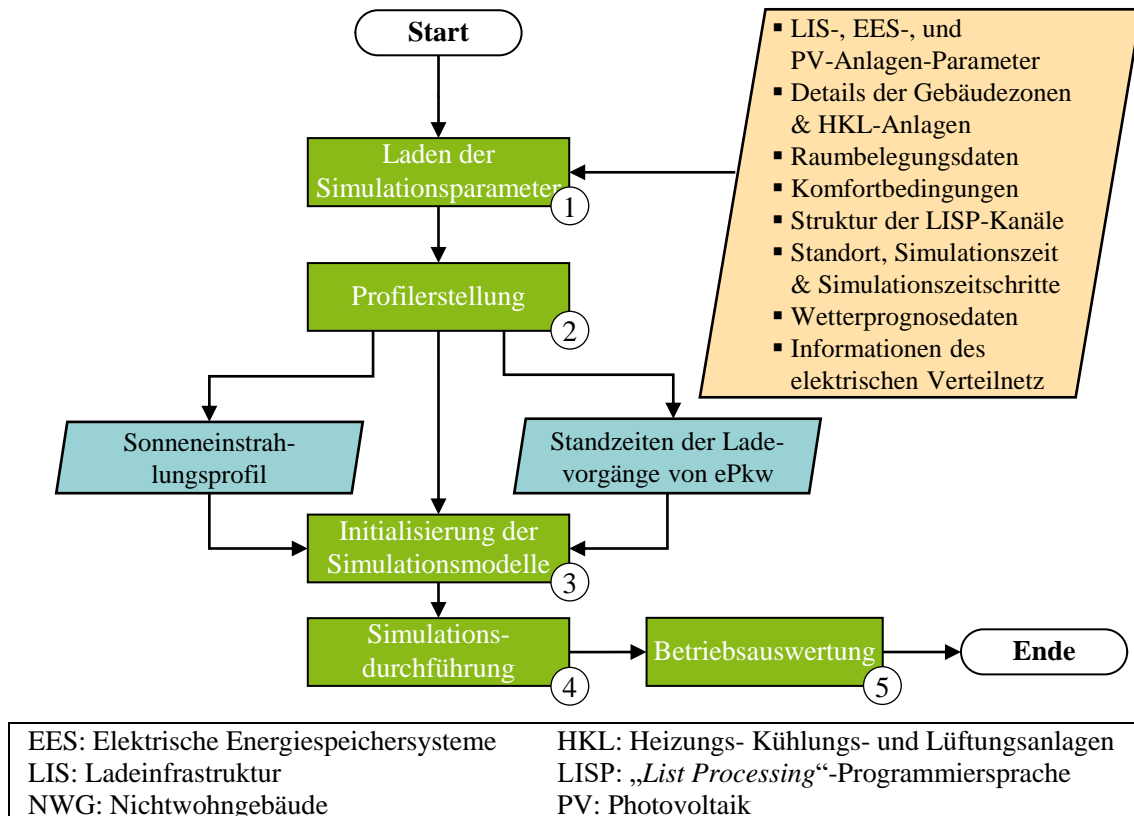


Abbildung 3-21: Aufbau und Ablauf der ganzheitlichen Simulationsumgebung für NWG

Die Simulation des Verhaltens eines NWG und seiner flexiblen Anlagen in der vorgestellten Simulationsumgebung besteht im Wesentlichen aus fünf Stufen, die in den entsprechenden Bausteinen in Abbildung 3-21 aufgeführt sind. In der ersten Stufe – (1) in Abbildung 3-21 – werden die Simulationsparameter geladen. Dazu gehören die Parameter, die von jedem der betrachteten Simulationsbausteine benötigt werden. Insbesondere werden die technischen Details der HKL-Anlagen, der LIS, der EES und der PV-Anlagen einbezogen. Der technische Ausstattungsgrad der einzelnen Zonen des NWG sowie ihre Belegungsinformationen und Raumkomfortstufen werden ebenfalls berücksichtigt. Die für die Simulationsumgebung übergreifenden Variablen werden initialisiert, wie z. B. die Informationen über den zu simulierenden Zeitrahmen, den Standort und die Wetterprognosen. Diese Wetterprognosen können über Webplattformen mittels API-Schnittstellen oder durch auf künstlicher Intelligenz basierende Methoden erstellt werden [221].

Nach der Initialisierung der Eingangsparameter wird in der zweiten Stufe – (2) in Abbildung 3-21 – das Sonnenbahnprofil generiert, das zusammen mit den Sonneneinstrahlungsdaten der Wetterprognosen die Bestimmung der Einspeiseleistung der beteiligten PV-Anlage ermöglicht. In dieser Stufe werden auch die Fahrprofile erstellt, mit denen die Standzeiten der Ladevorgänge für ePkw nach dem in Abschnitt 3.1.2 vorgestellten Modell vorhersagen lassen. In der dritten Stufe – (3) in Abbildung 3-21 – werden die Datenaustauschprofile zwischen IDA-ICE und Matlab über die LISP-basierten Kanäle eingerichtet und die Simulationsmodelle für die Einspeiseleistung der PV-Anlagen, die Lade- und Entladevorgänge von EES, die Ladevorgänge von ePkw an einer LIS sowie für das thermische Gebäudemodell in IDA-ICE initialisiert. Dies erfolgt durch die Anwendung der in der ersten Stufe geladenen Parameter.

In der vierten Stufe – (4) in Abbildung 3-21 – erfolgt die eigentliche Simulationsdurchführung innerhalb des festgelegten Zeitrahmens. Der Ablauf ist als zyklische Schleife mit dem Simulationszeitschritt  $\Delta t_{sim}$  realisiert und in Abbildung 3-22 dargestellt. Jede Iteration dieses Zyklus bildet das gekoppelte Verhalten aller in Abschnitt 3.1 beschriebenen Simulationsbausteine ab.

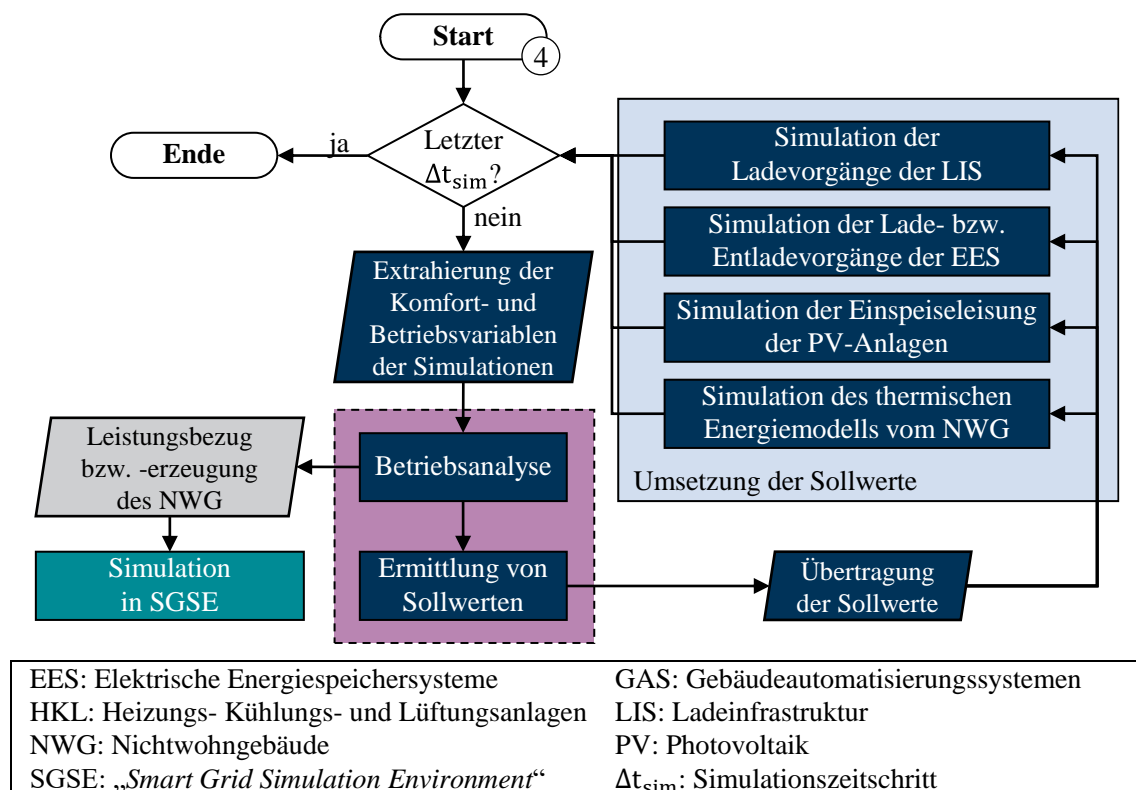


Abbildung 3-22: Detaillierter Ablauf der fünften Stufe (5) „Simulationsdurchführung“ der ganzheitlichen Simulationsumgebung für NWG

Zu Beginn eines jeden Zeitschritts liegen entweder aus der Initialisierung oder aus dem vorherigen Simulationszeitschritt die für diesen Zeitschritt gültigen Sollwerte vor. Für das in IDA-ICE abgebildete thermische Energiemodell des NWG handelt es sich dabei ausschließlich um die zonenbezogenen Raumkomfortsollwerte (Raumtemperatur, CO<sub>2</sub>-Konzentration und relative Luft-

feuchtigkeit), die über die LISP-Schnittstelle an die jeweiligen Zonen und HKL-Anlagen übergeben werden. Für die übrigen flexiblen Anlagen – PV-Anlagen, LIS und EES – liegen die in der vorangegangenen Iteration bestimmten Sollwerte der Lade-, Entlade- bzw. Einspeiseleistungen vor. Zusätzlich werden die in Stufe (1) definierten zeitabhängigen Eingangsgrößen (insbesondere Wetter- und Belegungszeitreihen) berücksichtigt, die für die gesamte Simulation vorgegeben sind.

Auf dieser Grundlage werden zunächst in Matlab die Simulationsmodelle der PV-Anlagen, der LIS für ePkw und der EES mit den jeweils gültigen Sollwerten berechnet, während parallel in IDA-ICE das thermische Energiemodell des NWG mit den übergebenen Raumkomfortsollwerten fortgeschrieben wird. Am Ende des Zeitschritts werden aus allen Teilmodellen die relevanten Komfort- und Betriebsvariablen extrahiert, insbesondere Raumtemperaturen, CO<sub>2</sub>-Konzentrationen, relative Luftfeuchtigkeit, Ladezustände der Speicher, Einspeiseleistungen der PV-Anlagen sowie Ist-Leistungsbezüge bzw. Ist-Einspeiseleistungen der einzelnen Anlagen.

Die Auswertung dieser Größen und die Ermittlung der Sollwerte für den nächsten Zeitschritt erfolgen im violett markierten Block in Abbildung 3-22 („Betriebsanalyse“ und „Ermittlung von Sollwerten“). Dieser Block stellt die Aufgaben des Optimierungsvorgangs, in dessen Rahmen die Sollwerte ermittelt werden, in vereinfachter Form dar, da der Optimierungsvorgang in Kapitel 4 ausführlich beschrieben wird. Abhängig von der jeweils betrachteten Zielfunktion werden markt- bzw. netzorientierte Optimierungsprobleme gelöst. Die Ermittlung der Sollwerte stützt sich auf die aus den Simulationsmodellen extrahierten Komfort- und Betriebsvariablen sowie auf für den Optimierer relevante externe Größen wie Strompreisprognosen oder Anforderungen eines VNAS. In einer praktischen Umsetzung würde ein solcher Optimierer auf der Managementebene eines GAS angesiedelt sein und in Zusammenarbeit mit dieser Ebene die zeitgerechte Verteilung der berechneten Sollwerte an die jeweiligen Anlagen gewährleisten.

Die Umsetzung der berechneten Sollwerte in der ganzheitlichen Simulationsumgebung erfolgt modellintern für jede der gekoppelten Simulationsmodelle. Die vom Optimierer bestimmten Raumkomfortsollwerte werden über die LISP-basierten Kommunikationskanäle an die jeweiligen Zonen in IDA-ICE übermittelt, deren Regelkreise anschließend die entsprechenden HKL-Anlagen ansteuern. Parallel dazu werden die Leistungssollwerte (Lade-, Entlade- bzw. Einspeiseleistungen) der PV-Anlagen, der LIS und des EES direkt in den jeweiligen Matlab-Modellen angewendet. Nach Übertragung der Sollwerte wird geprüft, ob der festgelegte Simulationszeitraum erreicht ist. Ist dies nicht der Fall, wird der Zyklus wiederholt. Ist er erreicht, endet der Simulationsablauf des NWG und seiner flexiblen Anlagen.

Die in Abbildung 3-22 dargestellte Kopplung zur „*Smart Grid Simulation Environment*“ (SGSE) ermöglicht die Berücksichtigung der Auswirkungen des simulierten Betriebs des NWG auf der Ebene des elektrischen Verteilnetzes. Dabei werden die in jedem Zeitschritt aus der ganzheitli-

chen Simulation des NWG resultierenden Leistungswerte (Leistungsbezug bzw. Einspeiseleistung) als Eingangsdaten an das SGSE übergeben. Dieses stellt eine separate Simulationsumgebung zur Nachbildung des Niederspannungsverteilsnetzes dar und dient in diesem Zusammenhang der Analyse, wie sich verschiedene markt- oder netzorientierte Betriebsmodi des NWG auf den Zustand des elektrischen Verteilsnetzes auswirken. Eine detaillierte Beschreibung des SGSE sowie seiner Methodik und Einbindung in die Gesamtarchitektur erfolgt im anschließenden Abschnitt 3.3.2.

Die fünfte Stufe – (5) in Abbildung 3-21 – bildet den abschließenden Teil der Simulationsumgebung und umfasst die Auswertung der Simulationsergebnisse über den gesamten Betrachtungszeitraum. Analysiert werden das Energie- und Betriebsverhalten des NWG, die Einhaltung der Raum- und Nutzerkomfortbedingungen, die wirtschaftlichen Auswirkungen der simulierten Betriebsstrategien sowie – bei Einbezug des SGSE – deren netztechnischen Auswirkungen.

Das markt- und netzororientierte Flexibilitätspotenzial des NWG wird auf Basis der im Optimierungsprozess identifizierten Leistungsvariationen bestimmt. Wie in Abschnitt 4.2 diskutiert wird, generiert der Optimierer zulässige Fahrpläne, die innerhalb der definierten Komfort- und Betriebsgrenzen entweder die Stromkosten – verstanden als die Kosten für den Bezug der elektrischen Energie – minimieren oder eine Anforderung eines VNAS erfüllen. Aus der Spannweite der in diesen Optimierungsläufen realisierbaren Leistungsänderungen ergibt sich das praktikable Flexibilitätspotenzial des NWG, das die tatsächlich nutzbare Anpassungsfähigkeit seines Betriebs im jeweiligen Szenario beschreibt.

### **Übersicht der in die Simulationsumgebung einbezogenen externen Daten**

Die markt- und netzororientierte Optimierung der Flexibilitäten des NWG erfolgt in der Praxis durch das EMS, welches sich auf der Managementebene des GAS befindet. Die betrachteten Betriebsstrategien können dabei unterschiedliche Zielsetzungen verfolgen. In dieser Arbeit werden zwei Zielfunktionen untersucht, die jeweils auf unterschiedliche Schwerpunkte ausgerichtet sind: eine Zielfunktion für einen marktorientierten Betrieb sowie eine Zielfunktion für einen netzororientierten Betrieb. Diese werden im Detail in Abschnitt 4.2 erläutert. Zusätzlich zu den Nebenbedingungen, die sich aus den Raum- und Nutzerkomfortbedingungen ergeben, werden zusätzliche Informationen benötigt, die den Betrieb der flexiblen Anlagen beeinflussen. Diese externen Informationen sind z. B. die Anforderungen, die vom VNAS über eine Netzzustandsprognose bereitgestellt werden. Es ist relevant zu beachten, dass diese Informationen dem GAS unbekannt sind, da das VNAS auch auf dem Verbrauch oder der Erzeugung der anderen angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger des elektrischen Verteilsnetzes basiert, auf die das GAS keinen Zugriff hat. Daher obliegt es nicht dem GAS, diese Informationen selbst zu ermitteln. Diese Daten erreichen das GAS beispielsweise über ein SMGW, wie in Abbildung 2-4 dargestellt ist. Sie lösen den netzororientierten Optimierungsvorgang des NWG aus, der daraufhin versucht, den Satz von Sollwerten für die flexiblen Anlagen zu ermitteln, der die gegebenen Bedingungen erfüllt.

Die andere Zielfunktion ist auf den Spotmarkt ausgerichtet. Auch hierfür werden zusätzliche externe Informationen benötigt. In diesem Fall ergeben sich zwei Varianten. Wie in Tabelle 2-2 dargestellt und in Abschnitt 2.4.1 erläutert wird, kann das NWG nicht direkt an der Day-Ahead Auktion des Spotmarkts teilnehmen, wenn es nicht mindestens  $E = 0,1$  MWh in einem Zeitblock von  $\Delta t = 1$  Stunde verbraucht oder bereitstellt. In diesem Fall ist die Aggregation von mehreren Teilnehmern erforderlich, damit ein Aggregator den Energiehandel für alle Teilnehmer durchführen kann. Der Aggregator übernimmt die Aufgabe, die Strompreise der Day-Ahead Auktion rechtzeitig zu prognostizieren und diese Informationen an die Teilnehmer zu übermitteln, die sie zur Optimierung ihres Betriebs anfordern [222]. Die Struktur der Kommunikation zwischen dem Aggregator und dem GAS wird bereits in Abbildung 2-4 dargestellt. Bei dieser ersten Variante liegt die Bestimmung der Spotmarktpreisprognose wiederum außerhalb der Aufgaben des GAS.

Überschreitet das NWG die verbrauchte bzw. bereitgestellte Energie von  $E = 0,1$  MWh für den zu handelnden Zeitblock von  $\Delta t = 1$  Stunde, ergibt sich die zweite Variante. Hierbei haben die Strompreisprognosen für die Day-Ahead Auktion zur marktorientierten Optimierung auf der Gebäudemanagementebene vom GAS zwei Ursprünge. Zum einen können diese Strompreisprognosen von Dritten erstellt werden, was den Einsatz von Schnittstellen und Kommunikationsprotokollen zur Übertragung der Informationen von der Quelle zum Ziel erfordert.

Zum anderen kann die Strompreisprognose für die Day-Ahead Auktion lokal – beispielsweise durch das GAS – erfolgen. Die dafür in Frage kommenden Methoden sind jedoch allgemein anwendbar und können im Wesentlichen drei Ansätze umfassen. Die erste Methode verwendet statistische Methoden linearer Regressionen, die darauf abzielen, den Strompreis jedes Day-Ahead Auktionsblocks als Ergebnis linearer Kombinationen von Variablen darzustellen, welche den Strompreis beeinflussen können. Dazu gehören z. B. die Jahreszeit, der Wochentag, Wetterfaktoren und historische Strompreise von Referenztagen. Die Koeffizienten der Linearkombinationen ermöglichen die Minimierung der Abweichung zwischen beobachteten und vorhergesagten Werten. Deshalb ist eine regelmäßige Kalibrierung dieser Art von Modellen erforderlich, damit die Abweichungen langfristig nicht erheblich werden. [223, S. 2-5]

Die zweite Option zur Prognose der Strompreise der Day-Ahead Auktion auf der GAS-Ebene basiert auf Methoden des maschinellen Lernens. Diese Methoden umfassen unter anderem autoregressive Verfahren, Langzeitgedächtnisse, tiefe neuronale Netze, rekurrente neuronale Netze oder Faltungsnetzwerke, welche sich seit 2017 zunehmend durchsetzen. Diese Methoden versprechen besonders genaue Prognose der Strompreise [224]. Im Allgemeinen ist das Ziel der genannten Methoden, Beziehungen innerhalb eines großen Satzes von Beobachtungswerten (historische Werte) zu finden, welche eine genaue Prognose von einer oder mehreren Ausgangsvariablen ermöglichen. Zu diesem Zweck wird der Datensatz in der Regel in einen Trainingsdatensatz und einen Testdatensatz unterteilt. Der Trainingsdatensatz dient zum Trainieren des Modells, sodass das Modell anschließend mit dem Testdatensatz evaluiert werden kann. Der Testdatensatz wird

beim Training des Modells nicht berücksichtigt, was eine Validierung des Modells ermöglicht. So lässt sich überprüfen, ob das Modell die Bewertungsindikatoren – wie den mittleren quadratischen Fehler oder den mittleren absoluten Fehler – sowohl für den Trainings- als auch für den Testdatensatz erfüllt. Wie bei statistischen Verfahren kann auch bei diesen Methoden eine Kalibrierung erforderlich sein, um die geforderte Genauigkeit im Zeitverlauf zu gewährleisten. [223, S. 2-5]

Die dritte Methode zur Prognose der Strompreise für die Day-Ahead Auktion auf der GAS-Ebene besteht aus einer Hybridlösung zwischen statistischen Methoden und maschinellem Lernen. Dies ermöglicht es, die Genauigkeit der Prognosen zu verbessern, indem die Stärken der einzelnen integrierten Module genutzt werden. In der Regel integrieren diese hybriden Methoden mindestens zwei der folgenden Module: [223, S. 2-5]

- Algorithmus zur Datenzerlegung: Spektrum-Analyse der Daten zur Untersuchung der Eigenschaften außerhalb der Zeitdomäne
- Merkmalsauswahlalgorithmus: Korrelationsbewertung der Variablen
- Datencluster-Algorithmus: Datenaufteilung nach Merkmalen durch mehrere Methoden
- Kombinierte Prädiktoren: Regressionsverwendung zur Minimierung einer Zielfunktion
- Prognose oder Modellschätzung durch heuristische Optimierung: Einbeziehung von Zufallsvariablen bei der Modelerstellung zur suboptimalen Abweichungsreduzierung zwischen dem Modell und den Messdaten

Die detaillierte Herleitung bzw. Implementierung der Strompreisprognose an der Day-Ahead Auktion unter der Annahme einer direkten Spotmarktteilnahme des NWG liegt außerhalb des Rahmens dieser Arbeit. Ihre konzeptionelle Darstellung erfolgt jedoch, um den informationsseitigen Kontext der marktorientierten Optimierung vollständig zu erläutern.

### 3.3.2 Simulationsumgebung für elektrische Verteilnetze

Die in Abschnitt 3.3.1 beschriebene ganzheitliche Simulationsumgebung für NWG ermittelt im zyklischen Verlauf die bezogenen bzw. bereitgestellten Leistungen des NWG in jedem Zeitschritt. Diese Informationen können genutzt werden, um die Auswirkungen des simulierten Betriebs des NWG auf der Ebene des elektrischen Verteilnetzes zu bewerten. Dies erfolgt mithilfe der Simulationsumgebung für intelligente Netze (engl. „*Smart Grid Simulation Environment*“, SGSE). Das SGSE ist ein Simulationstool, das in [225, S. 46-49] entwickelt wurde und bereits in mehreren Forschungsarbeiten genutzt wurde [155, 226–228].

Im Rahmen dieser Arbeit wird das SGSE weiterentwickelt, um neben klassischen Last- und Erzeuger-Akteuren auch *Prosumer*-Akteuren des elektrischen Verteilnetzes (wie in Abschnitt 1.3 erklärt) berücksichtigen zu können. Positive Leistungswerte entsprechen hierbei einem Lastbetrieb, während negative Leistungswerte einen erzeugerbasierten Betriebsmodus darstellen. Dies gilt auch für die weiteren Akteure des elektrischen Verteilnetzes, zu dem das NWG gehört.

Das SGSE modelliert das elektrische Verteilnetz, an dem das NWG sowie weitere Verbraucher und Erzeuger angeschlossen sind. Dabei werden die aus der Simulation von NWG resultierenden Leistungswerte gemeinsam mit den vordefinierten Last- und Erzeugungsprofilen der übrigen Netzteilnehmer berücksichtigt, um die Netzzustandsvariablen (Knotenspannungen, Phasenwinkel und Leitungsströme) zu berechnen. Das SGSE benötigt hierzu grundlegende Informationen des elektrischen NS-Netzes, wie die physikalischen Kenndaten der Leitungen, deren Länge und die Netztopologie. Zusätzlich müssen die Kenndaten der Transformatoren berücksichtigt werden. Die Lastprofile der weiteren Akteure des NS-Netzes werden in Abschnitt 5.3.2 eingehend beschrieben.

Abbildung 3-23 zeigt den schematischen Aufbau und Ablauf der im SGSE implementierten Leistungsflussberechnung. Das Verfahren basiert auf dem Newton-Raphson-Algorithmus und dient zur iterativen Bestimmung der Netzzustandsvariablen. Zu Beginn werden die Topologiedaten des elektrischen Verteilnetzes eingelesen und daraus die Admittanzmatrix gebildet. Anschließend werden die in den jeweiligen Szenarien definierten Leistungswerte der angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger – einschließlich der aus der Simulation des NWG stammenden Leistungswerte – zu einem Leistungsvektor zusammengeführt. Auf dieser Grundlage wird das Leistungsflussproblem für jeden Simulationszeitschritt iterativ gelöst, bis die Konvergenzkriterien für alle Knoten erfüllt sind. Das Ergebnis ist ein vollständiges Netzabbild mit den berechneten Knotenspannungen, Phasenwinkeln und Leitungsströmen, das die Grundlage für die Bewertung des Netzzustands des NS-Netzes bildet [227, S. 48].

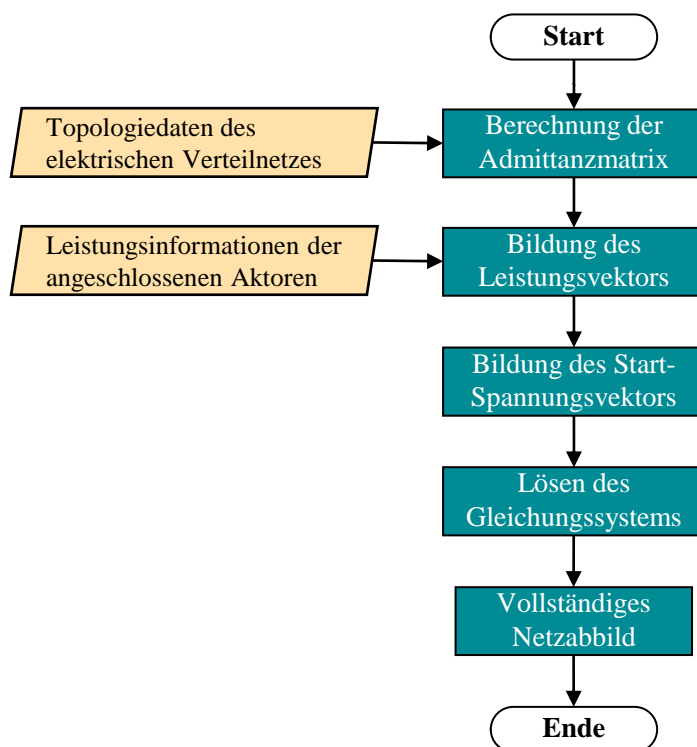


Abbildung 3-23: Schematischer Ablauf des SGSE, in Anlehnung an [227, S. 48]

Anhand der im SGSE ermittelten Ergebnisse und unter Berücksichtigung relevanter Betriebskriterien, wie in Tabelle 2-3 dargestellt, kann ein VNAS die Maßnahmen bestimmen, die von den flexiblen Akteuren des elektrischen Verteilnetzes bei kritischen Netzsituationen zu ergreifen sind.

Das SGSE wurde bereits vielfach in der Praxis validiert, beispielsweise im Testnetz des SGL auf dem Campus Freudenberg der BUW. Die dort eingesetzten Betriebsmittel, insbesondere Lastbänke und Frequenzumrichter, wurden zur realen Nachbildung des Verhaltens von Lasten und Erzeugern an bis zu 15 Knoten in verschiedenen Topologien des elektrischen Verteilnetzes verwendet. Auf Basis vordefinierter Lastprofile betrug die Abweichung zwischen gemessenen und simulierten Strömen im SGSE nicht mehr als  $\Delta I = 3 \%$ . Bei den gemessenen und simulierten Spannungen betrug die Abweichung nicht mehr als  $\Delta U = \pm 0,5 \%$  [229]. Diese Genauigkeit liegt innerhalb der in der Netzsimulation üblichen Toleranzgrenzen und ist für die Bestimmung der Netzzustände ausreichend, um die Spannungs- und Stromverteilungen im elektrischen Verteilnetz realitätsnah wiederzugeben. Damit bildet die Validierung eine verlässliche Grundlage für die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen.

### 3.4 Zusammenfassung des Kapitels

Die Nachbildung der flexiblen Anlagen eines NWG wird in dieser Arbeit durch die Integration mehrerer Simulationsmodelle in eine ganzheitliche Simulationsumgebung für NWG erzielt, deren Aufbau in Abbildung 3-21 dargestellt ist. In diesem Kapitel wird die Funktionsweise jedes betrachteten Simulationsmoduls detailliert beschrieben. Die spezialisierte Gebäudemodellierungssoftware IDA-ICE erstellt das thermische Energiemodell von NWG. Weitere in Matlab entwickelte Module simulieren die flexiblen Anlagen, insbesondere LIS für ePkw, EES und die Einspeiseleistung von PV-Anlagen.

Die Validierung der Modelle erfolgt durch den Vergleich der Simulationsergebnisse mit historischen Messwerten anhand von Bewertungsindikatoren. Das HC-Gebäude auf dem Campus Haspel dient als Fallstudiengebäude, wobei historische elektrische Energieverbrauchsdaten ausgewählter HKL-Anlagen sowie aufgezeichnete Raumkomfortwerte aus Zonen mit entsprechenden Sensoren verwendet werden. Weitere Fallstudienanlagen umfassen die PV-Anlage und die LIS des SGL auf dem Campus Freudenberg sowie das EES des MIMO-Gebäudes im Living Lab NRW Campus. Diese Fallstudien ermöglichen es, die Genauigkeit der Modelle zu überprüfen und die Ursachen möglicher Abweichungen zu analysieren. Die Genauigkeit der Modelle und mögliche Ursachen für Abweichungen von den Messwerten werden für jeden Fall diskutiert. Die Validierungsergebnisse zeigen, dass sämtliche Modelle die in dieser Arbeit festgelegten Genauigkeitskriterien erfüllen und damit als ausreichend präzise gelten. Sie bilden die verlässliche Grundlage für die in den folgenden Kapiteln durchgeführten Optimierungen des markt- und netzorientierten Betriebs von NWG.

Zusätzlich ist die ganzheitliche Simulationsumgebung für NWG mit der vom Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der BUW entwickelten Simulationsumgebung für intelligente Netze (SGSE) gekoppelt. Diese Kopplung ermöglicht es, die Auswirkungen des Betriebs des NWG sowie weiterer Akteure auf das NS-Netz zu untersuchen. Für diese Arbeit wird ein neuer Akteur-Typ entwickelt, der *Prosumer*, welcher den Betrieb des NWG sowohl als Erzeuger als auch als Last darstellt.

Die gesamte Simulationsumgebung dient anschließend in Kapitel 4 als Ausgangspunkt für die Ermittlung der Raumkomfortsollwerte der Zonen des NWG sowie der Leistungssollwerte der elektrisch betriebenen Anlagen, die den marktorientierten und ggf. den netzorientierten Betrieb des betrachteten NWG optimieren. Darüber hinaus wird mit dem SGSE der Einfluss des Leistungsbezugs und der Einspeiseleistungen des NWG sowie der übrigen Verbraucher und Erzeuger auf das elektrische Verteilnetz abgebildet und analysiert. Diese Auswertungen werden in den netzorientierten Szenarien in Abschnitt 5.3.2 berücksichtigt.



## **4 Optimierung der Flexibilitätsbereitstellung mittels eines Genetischen Algorithmus**

Die in Kapitel 3 vorgestellte ganzheitliche Simulationsumgebung für NWG wird in einen Optimierungsvorgang integriert, welcher die Flexibilität in marktorientierten oder netzorientierten Ansätzen nutzt. Hierbei wird ein GAL verwendet, welcher einen Fahrplan für das NWG erstellt und dabei mehrere Nebenbedingungen berücksichtigt. Neben der Beschreibung der technischen Anforderungen zur Fahrplanermittlung werden die Funktionsweise des Optimierungskonzepts sowie die Zielfunktionen für jeden Betriebsmodus detailliert erläutert. Zudem werden die Interaktion zwischen der Simulationsumgebung und der Optimierung sowie die zugrunde liegenden Annahmen und Einschränkungen beschrieben.

### **4.1 Technische Anforderungen an die Fahrplanermittlung**

Die Fahrplanermittlung erfolgt zweistufig: Zunächst wird der Betrieb des NWG stets marktorientiert optimiert. Auf Basis der Strompreisprognose der Day-Ahead Auktion wird dabei ein kostenoptimaler Fahrplan bestimmt, der die Grundlage für den geplanten Betrieb des NWG bildet. Nur in seltenen Fällen und kurzfristig wird dieser marktorientierte Fahrplan auf Anforderung des VNAS angepasst: Bei erkannten oder prognostizierten Netzengpässen wird ereignisabhängig in den netzorientierten Betrieb gewechselt und der bestehende Fahrplan unter Einhaltung der Komfortkriterien netzorientiert modifiziert, wobei Abweichungen zum marktorientierten Referenzfahrplan zu minimieren sind (siehe Abbildung 2-9).

Aufbauend auf diesem grundsätzlichen Ablauf verwendet der markt- und netzorientierte Optimierungsvorgang die bereits in Abbildung 3-21 vorgestellte ganzheitliche Simulationsumgebung für NWG, um die dem Betriebsmodus entsprechenden Sollwerte zu ermitteln. Externe Daten wie Wetter- und Strompreisprognosen des Spotmarkts sowie die Befehle eines übergeordneten Akteurs wie eines VNAS beeinflussen dabei den Betrieb des NWG.

Genaue Wetterprognosen dienen einerseits dazu, die Einspeiseleistung von PV-Anlagen abzuschätzen und kritische Außenlufttemperaturen zu identifizieren, welche die Raumkomfortvariablen des NWG beeinflussen können. Andererseits wird der Strompreis der Day-Ahead Auktion im Rahmen der marktorientierten Optimierung dazu verwendet, um die bezogene Leistung auf günstigere Zeiten zu verschieben. Die Anforderungen eines VNAS beeinflussen hingegen bei einer netzorientierten Optimierung den Betrieb des NWG. Daher muss das NWG bei Bedarf seine geplante bezogene Leistung zur Behebung kritischer Netzsituationen im elektrischen Verteilnetz anpassen. Unabhängig von der Betriebsweise muss die Einhaltung der Raum- und Nutzerkomfortvariablen gewährleistet werden.

Aus pragmatischer Sicht erfordert die Übermittlung des resultierenden markt- und netzorientierten Fahrplans des NWG die Verwendung von Kommunikationsschnittstellen mit den entsprechenden übergeordneten Akteuren. Abschnitt 2.2 gibt einen Überblick über das Zusammenspiel zwischen dem GAS, dem VNAS und den Energiemärkten bzw. dem Aggregator durch die Verwendung von Kommunikationsprotokollen. In diesem Abschnitt werden die technischen Voraussetzungen beschrieben, die berücksichtigt werden müssen, damit der optimierte Fahrplan in der Praxis sowohl für einen marktorientierten als auch für einen netzorientierten Betrieb umgesetzt werden kann.

#### **4.1.1 Marktorientierter Betrieb**

Der marktorientierte Betrieb (moB) von NWG erfordert in der Regel keine Zertifizierung des NWG selbst, sondern die Teilnahme über einen zugelassenen Marktteilnehmer. Eine direkte Teilnahme am Energiemarktbetreiber (EPEX-Spotmarkt) ist nur möglich, wenn das betreibende Unternehmen als Marktteilnehmer bei der EPEX SPOT SE registriert und beim „*European Commodity Clearing*“ (ECC) zum Handel zugelassen ist [230]. In der Praxis erfolgt der Marktzugang daher meist über einen Aggregator oder einen sogenannten „*Market Access Provider*“, der über die erforderliche Börsen- und Clearingmitgliedschaft verfügt.

Ebenfalls bestehen spezifische technische Anforderungen an die Schnittstellen zwischen dem GAS und dem Spotmarkt, wie in Abschnitt 2.2 beschrieben ist. Zentrale technische Anforderungen für diesen Betrieb umfassen die Implementierung bzw. Integration von Schnittstellen, welche die Übermittlung der optimierten Fahrpläne für die Day-Ahead Auktion an den Energiemarktbetreiber oder Aggregator gewährleisten. Im Hinblick auf den Energiemarktbetreiber kann die Fahrplanübermittlung durch eine manuelle Gebotsabgabe mittels Excel-basierter Ausschreibungsblätter erfolgen [231]. Diese Datei muss täglich per elektronischer Mail verschickt werden. Der EPEX Spotmarkt bietet jedoch eine automatisierte Alternative, bei der die Gebotsabgabe über eine dedizierte Plattform versendet werden kann. Diese Option erfordert die Einbindung von API-Schnittstellen oder SFTP („*Secure File Transfer Protocol*“) [167, 231]. Die Übermittlung des Fahrplans vom NWG an den Aggregator ist fallspezifisch, aber als Ausgangspunkt kann ein analoges Verfahren zur automatisierten Version, die vom Energiemarktbetreiber angeboten wird, angenommen werden.

Abweichungen beim Energieverbrauch oder in der Energieerzeugung in bestimmten Stundenblöcken zwischen dem in der Day-Ahead Auktion gemeldeten Fahrplan und dem realen Betrieb des NWG können auftreten. Fehlende elektrische Energie kann, sofern wirtschaftlich sinnvoll, durch direkte oder indirekte Teilnahme am kontinuierlichen Intraday Handel beschafft werden. Dasselbe gilt für überschüssige elektrische Energie, die ebenfalls über den Intraday Handel vermarktet werden kann. Auf diese Weise werden eventuelle wirtschaftliche Verluste oder Sanktionen für die Nichteinhaltung des in der Day-Ahead Auktion gemeldeten Fahrplans ausgeglichen oder

„überschüssige“ Energie genutzt. Wie in Tabelle 2-2 dargestellt wird, unterscheidet sich der Mechanismus zur Preisbildung des kontinuierlichen Intraday Handels von dem der Day-Ahead Auktion. Beim kontinuierlichen Intraday Handel erfolgt die Transaktion direkt über veröffentlichte Preisgebote und nicht über den Markträumungspreis. Daher ist es wichtig, Strategien zur Festlegung angemessener Preisgebote für die zu verbrauchende oder zu erzeugende elektrische Energie zu haben. Ohne geeignete Preisgebote könnten diese ignoriert werden und die Transaktion wird nicht zustande kommen. Die Entwicklung eines Preisbildungsmechanismus für die kurzfristig zu handelnde elektrische Energie ist nicht Teil dieser Arbeit. Alternativen zur Erfüllung dieser Bedingung werden am Ende von Abschnitt 2.4.1 vorgestellt.

Sobald die zu handelnde elektrische Energiemenge und ihr Strompreis für den jeweiligen Stundenblock feststehen, muss das Angebot veröffentlicht werden, damit es verarbeitet werden kann. Dies kann entweder direkt über den EPEX Spotmarkt oder über einen Aggregator erfolgen. Wenn das NWG direkt mit dem EPEX Spotmarkt handeln kann, sollte das GAS mittels API-Schnittstellen mit dem M7-Trading-System des Energiemarktbetreibers verbunden sein [232]. Dies ist für kurzfristige Transaktionen vorgesehen, bei denen die Preisbildung von der auktionenbasierten Marktoptionen abweicht. Findet die Transaktion über einen Aggregator statt, müssen Schnittstellen berücksichtigt werden, welche die Erfassung und Überwachung des abgegebenen Angebots ermöglichen. Hier bieten sich API-Schnittstellen an, die über JSON<sup>16</sup>- oder Excel-basierte Formate bedient werden, da sie ausführbar und integrierbar sind [234, S. 56-59]. Zusätzlich ist die Sicherheit der Kommunikationsprotokolle von entscheidender Bedeutung, um die Integrität und Vertraulichkeit der übertragenen Daten zu gewährleisten und sicherzustellen, dass keine unbefugten Zugriffe oder Manipulationen stattfinden.

#### 4.1.2 Netzorientierter Betrieb

Bei einem netzorientierten Betrieb (noB) wird die Flexibilität des NWG genutzt, um eine vom VNAS ermittelte Anforderung zu erfüllen. Diese Anforderung dient dazu, eine kritische Netzsituation im elektrischen Verteilnetz zu beheben und kann über ein Smart Meter Gateway (SMGW) das GAS des NWG erreichen. Hierfür muss das SMGW mittels mobilfunkbasierter, kabelgebundener oder kabelgeführter Technologien in die Kommunikationsumgebung des GAS eingebunden werden. Bei den mobilfunkbasierten Optionen ist insbesondere die 450-MHz-Technologie hervorzuheben, die vorrangig für kritische Infrastrukturen vorgesehen ist. Alternativ kann auch der öffentliche LTE-Mobilfunk genutzt werden, während bei den kabelgebundenen Optionen Glasfaser oder Breitbandkabelanschluss in Betracht kommen. Zu den kabelgeführten Technologien gehört auch die „*Power Line Communication*“. Die Vor- und Nachteile jeder dieser Technologien erweisen sich als spezifisch für jeden Anwendungsfall, da sie von der Verfügbarkeit und Qualität in dem Gebiet abhängen, in dem sie eingesetzt werden. [235, S. 10-11, 236, S. 26-28]

---

<sup>16</sup> JSON (engl. „*JavaScript Object Notation*“) ist ein textbasiertes Datenformat zur strukturierten Übertragung von Informationen in Form von Schlüssel-Wert-Paaren [233].

Obwohl es technische Richtlinien gibt, welche den Einsatz und die Funktionalität von SMGW standardisieren, bestehen weiterhin erhebliche Unterschiede zwischen diesen Geräten [237, S. 1-13]. Abbildung 4-1 beschreibt den allgemeinen Prozessablauf der Interaktion zwischen dem VNAS und dem GAS über ein SMGW [235, S. 86-88]. Der SMGW-Administrator muss das SMGW konfigurieren und parametrieren, damit es korrekt bedient werden kann. Nach der Konfiguration und Parametrierung des SMGW sendet eine Messeinrichtung (Smart Meter) den Messwert der bezogenen bzw. bereitgestellten Leistung sowie weiterer netzrelevanter Größen wie Spannung, Strom und Leistungsfaktor des NWG an das SMGW. Diese Messwerte können jedoch nur dann vom VNAS empfangen werden, wenn der SMGW-Administrator den Datenübertragungskanal freigeschaltet hat. Dies geschieht nur, nachdem das VNAS den SMGW-Administrator aufgefordert hat, diesen zu aktivieren. Sobald der Datenübertragungskanal aktiviert ist, sendet das SMGW die vom Smart Meter gemessenen Daten an das VNAS. Diese Informationen ermöglichen es dem VNAS, zusammen mit den Informationen der anderen angeschlossenen Verbraucher oder Erzeuger des elektrischen Verteilnetzes, den Netzzustand zu erkennen, eine Netzzustandsprognose durchzuführen und gegebenenfalls präventive und kurative Maßnahmen festzulegen.

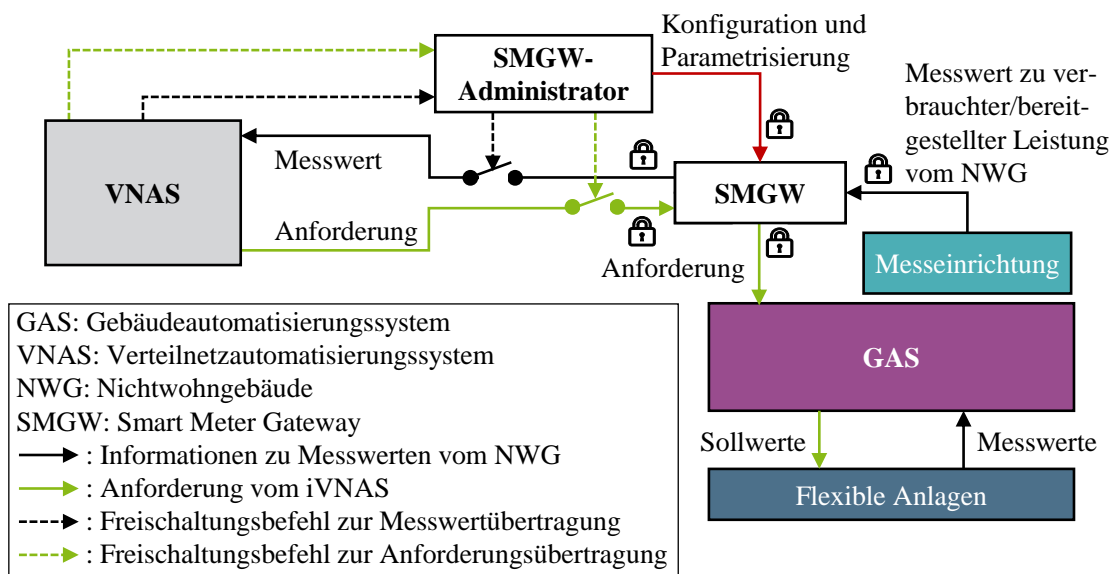


Abbildung 4-1: Details zum Kommunikationsablauf zwischen VNAS und GAS

Soll das NWG zur Behebung der aktuellen oder prognostizierten kritischen Netzsituation im elektrischen Verteilnetz beitragen, sendet das VNAS eine Anforderung an das GAS des NWG, damit dieses seinen Betrieb entsprechend optimieren kann. Hierzu muss das VNAS den Übertragungskanal über den SMGW-Administrator aktivieren [235, S. 86-88]. Die Anforderung erreicht dann das SMGW und durch die Einbindung von Schnittstellen das GAS.

Technisch wäre die Kommunikation zwischen einem VNAS und dem GAS auch über Geräte mit einer analogen Funktion zum Smart Meter Gateway oder über konventionelle Kommunikationsprotokolle wie Modbus TCP/IP in Verbindung mit MQTT denkbar. Im deutschen Kontext ist der

Zugriff auf das GAS jedoch ausschließlich über das Smart Meter Gateway zulässig, da dieses gemäß den Vorgaben des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik die sichere und standardisierte Kommunikationsschnittstelle zwischen energiewirtschaftlichen Akteuren darstellt und dadurch sowohl die Datensicherheit als auch die Interoperabilität mit den zugelassenen Systemen gewährleistet.

## **4.2 Genetischer Algorithmus zur optimierten Fahrplanerstellung**

Dieser Abschnitt behandelt den konzeptionellen und mathematischen Rahmen zur optimierten Fahrplanerstellung von NWG durch die Nutzung markt- und netzorientierter Flexibilitäten. Dabei wird die Funktionsweise des GAL erläutert, einschließlich der spezifischen Rollen seiner genetischen Operatoren. Darüber hinaus werden die zugrunde liegenden Zielfunktionen formuliert, die zwei zentrale Betriebsmodi unterstützen: die Minimierung der Stromkosten – verstanden als die Kosten für den Bezug der elektrischen Energie – im moB und die vollständige oder zumindest teilweise Erfüllung der Leistungsanforderungen eines VNAS im noB. Abschließend wird die Optimierung der Parameter des GAL beschrieben, um seine Effizienz und Effektivität zu steigern.

### **4.2.1 Erläuterung des Genetischen Algorithmus**

Die technische Fahrplanerstellung für den moB und noB von NWG erfordert eine Optimierungsmethodik, die sowohl der Komplexität als auch der Dynamik der vorhandenen Flexibilitäten und externen Faktoren gerecht wird. Wie in Abschnitt 1.2 erläutert, stoßen klassische Optimierungsverfahren bei dieser Aufgabe an ihre Grenzen. Sie setzen nicht nur auf klar definierte Zielfunktionen und explizite physikalische Modelle, sondern sind auch bei hochdimensionalen Problemen mit mehreren Nebenbedingungen eingeschränkt. Zudem tendieren sie dazu, lokale anstelle globaler Lösungen zu finden, was ihre Anwendung in diesem Kontext weiter limitiert.

In diesem Kontext gewinnen heuristische und insbesondere metaheuristische Ansätze an Bedeutung. Während heuristische Methoden schnelle, problemorientierte Ansätze zur Generierung guter Lösungen bieten, zeichnen sich metaheuristische Verfahren durch die Kombination deterministischer und stochastischer Komponenten aus, welche eine übergeordnete Steuerung der Suchprozesse und eine breite Erkundung des Lösungsraums ermöglichen [238]. Solche Methoden sind nicht auf Differenzierbarkeit oder Konvexität der Zielfunktion angewiesen und eignen sich daher für komplexe Optimierungsprobleme wie die markt- oder netzorientierte Fahrplanerstellung in NWG [239]. Unter den metaheuristischen Methoden haben sich GAL für diese Aufgabe als besonders geeignet erwiesen, da sie eine ausgewogene Kombination aus der Erkundung neuer Lösungsräume und der Verfeinerung vielversprechender Bereiche bieten [239].

GAL basieren auf Prinzipien der biologischen Evolution und nutzen, wie in Abbildung 4-2 illustriert, Mechanismen wie Selektion, Kreuzung und Mutation, um aus einer initialen Population von Lösungskandidaten schrittweise bessere Ergebnisse zu generieren [240, S. 10, 241].

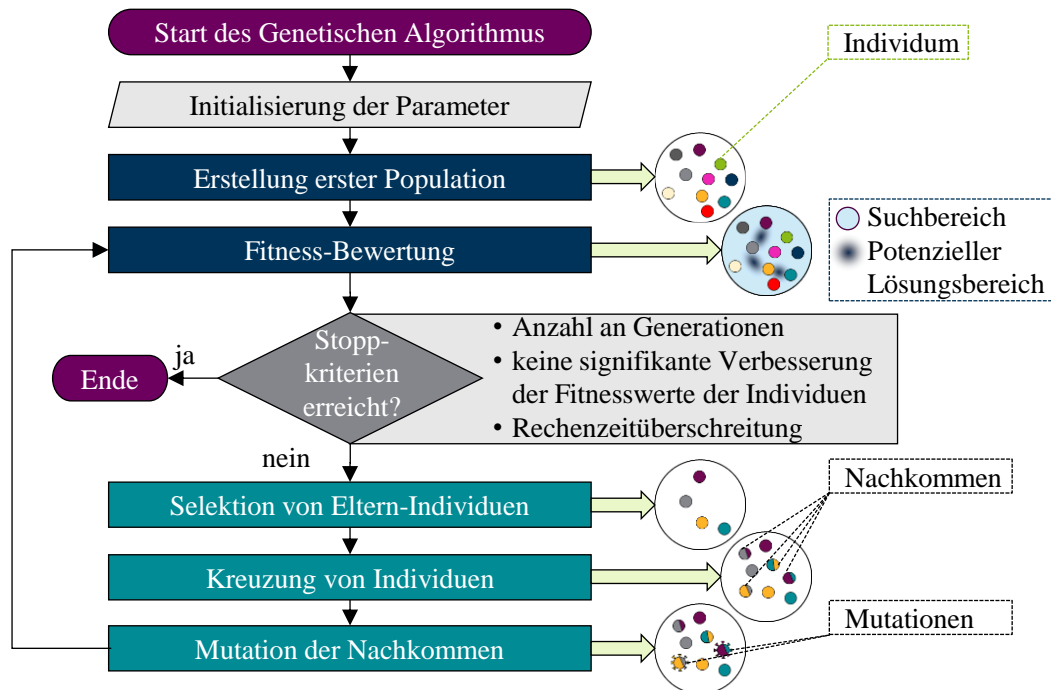


Abbildung 4-2: Vereinfachter Ablauf des GAL, adaptiert unter Verwendung eines Ausschnitts aus [242, S. 14]

Abbildung 4-2 zeigt den iterativen Ablauf des GAL in schematischer Darstellung. Nach der Initialisierung der Optimierungsparameter erfolgt die Erstellung einer ersten Population von Individuen, welche potenzielle Fahrplanlösungen repräsentieren. Anschließend werden die Individuen im Rahmen der Fitness-Bewertung beurteilt. Dabei richtet sich die Bewertung im moB nach den resultierenden Stromkosten und im noB nach der Erfüllung der vom VNAS angeforderten Leistungsänderung unter Gewährleistung der Komfortkriterien. Danach werden die Stoppkriterien geprüft, welche den Abbruch des Optimierungsvorgangs bestimmen, falls eine vorgegebene Generationenzahl erreicht, keine signifikante Verbesserung der Fitnesswerte mehr erzielt oder die zulässige Rechenzeit überschritten wird. Werden diese Bedingungen nicht erfüllt, erfolgt die Selektion geeigneter Eltern-Individuen, deren genetische Informationen durch Kreuzung und Mutation zu neuen Nachkommen kombiniert und variiert werden, um den Suchraum weiter zu erkunden und vielversprechende Lösungsbereiche zu verfeinern. Der daraus entstehende Zyklus aus Bewertung, Selektion, Kreuzung, Mutation und Überprüfung der Stoppkriterien wiederholt sich iterativ, bis ein Abbruchkriterium erfüllt ist.

Je nach moB oder noB des NWG wird das entsprechende markt- bzw. netzorientierte Optimierungsproblem ausgewählt, das in Abschnitt 4.2.2 bzw. in Abschnitt 4.2.3 ausführlich detailliert werden. Diese Betriebsmodi verfolgen Optimierungsziele, die durch die Nutzung der vorhandenen Flexibilitäten mittel- oder kurzfristig adressiert werden. Die Optimierungsziele sind die Stromkosten durch die Bewirtschaftung von Flexibilitäten an der Day-Ahead Auktion zu minimieren oder eine Leistungsanforderung von einem VNAS durch die entsprechende Anpassung eines bestehenden marktorientierten Fahrplans zu erfüllen. Sie werden im Detail in Abschnitt 4.2.2 bzw. 4.2.3 erläutert.

Der Ablauf setzt sich mit der Initialisierung der entsprechenden Optimierungsparameter fort, welche in Abschnitt 8.5 zusammengefasst sind, und wird von der Erstellung einer ersten Population gefolgt, deren Individuen mögliche Lösungen des entsprechenden Problems darstellen. Jedes Individuum kann aus mehreren Chromosomen bestehen, wobei hier jedes Chromosom einen Sollwert  $x$  (klassifizierbar in Raumkomfortsollwert einer Zone des NWG sowie ein Leistungssollwert einer elektrisch betriebenen Anlage) zu einer bestimmten Uhrzeit enthält. Darüber hinaus besitzt jedes Individuum Chromosomen, welche die Betriebswerte  $y_i$  jeder Zone des NWG, der gebäudetechnischen Anlagen (wie HKL-Anlagen) und der elektrisch betriebenen Anlagen (wie LIS, EES, und PV-Anlagen) für eine vorgegebene Zeitauflösung speichert. Die Struktur eines Individuums ist in Abbildung 4-3 grafisch dargestellt.

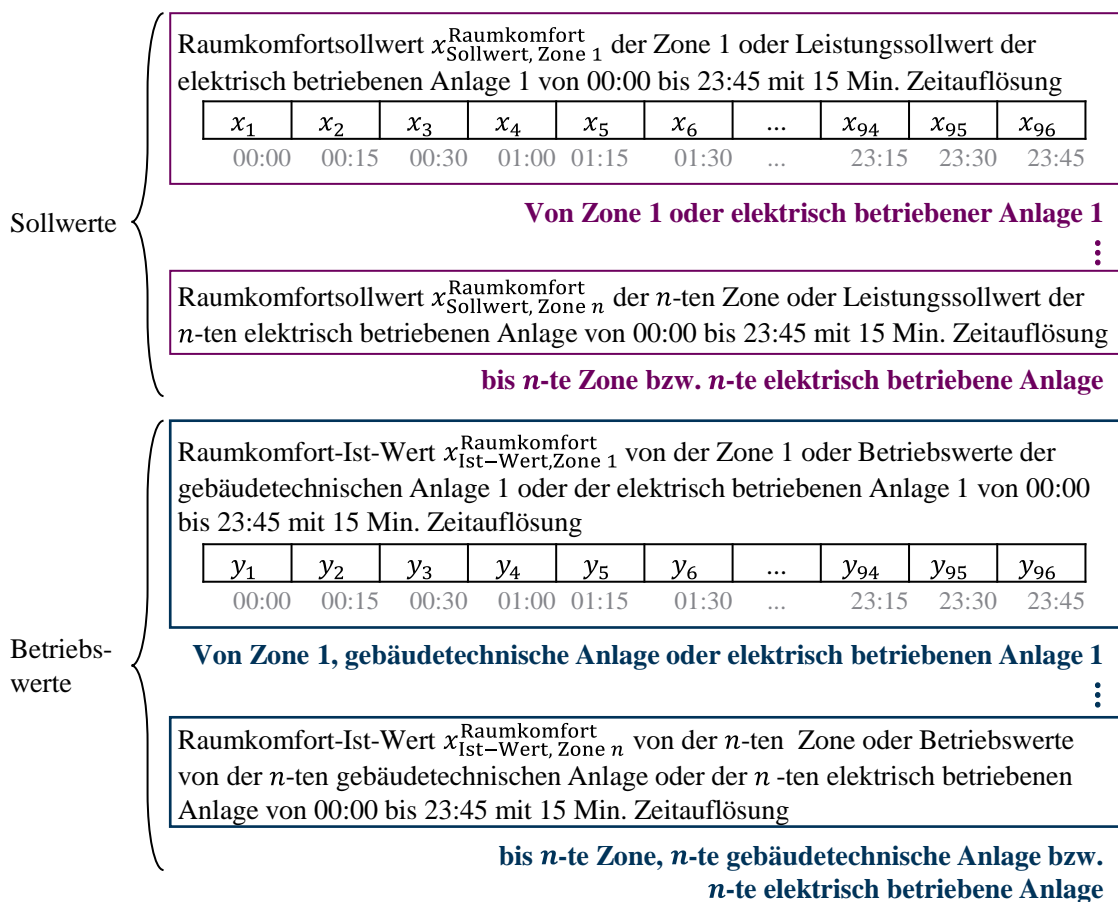


Abbildung 4-3: Übersicht der Struktur eines Individuums einer Generation bzw. Iteration

Die Struktur jedes Individuums ermöglicht die vektorielle Speicherung sowohl der Raumkomfortsollwerte der Zonen des NWG als auch der Leistungssollwerte der elektrisch betriebenen Anlagen. Dabei kommen einerseits Bitvektoren zum Einsatz, die binäre Sollwerte (aktiv oder inaktiv) für den Betrieb flexibler Anlagen repräsentieren, die nur ein- oder ausgeschaltet werden können. Beispiele hierfür sind nicht regelbare LIS für ePkw, nicht regelbare EES sowie die Beleuchtungseinrichtungen in bestimmten Zonen oder Räumen im NWG. Andererseits werden nicht-diskrete Vektoren in zwei Kategorien eingeteilt. Zum einen umfassen sie die Raumkomfortsollwerte

der Zonen des NWG, wie Raumtemperatur, CO<sub>2</sub>-Konzentration und relative Luftfeuchtigkeit, die den in Tabelle 3-1 aufgeführten Raumkomfortstandards entsprechen. Zum anderen beinhalten sie die Leistungssollwerte der elektrisch betriebenen Anlagen, wie die Einspeiseleistung der PV-Anlagen, die maximale Ladeleistung jeder LIS sowie die Lade- und Entladeleistung jedes EES, wie in Abschnitt 3.1.2 beschrieben ist.

Für die in Abbildung 4-3 dargestellte Struktur der Individuen wird eine Zeitauflösung von  $\Delta t = 15$  Minuten gewählt. Eine stündliche Diskretisierung vereinfacht die Fahrplanermittlung, bildet jedoch kurzfristige Leistungsanforderungen des VNAS im noB nicht hinreichend ab. Eine Auflösung im Minutenbereich erhöht zwar die zeitliche Genauigkeit, führt aber zu einem unverhältnismäßig hohen Rechenaufwand durch die stark wachsende Zahl zu verarbeitender Sollwerte. Die gewählte Auflösung von  $\Delta t = 15$  Minuten bietet daher ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Abbildungsgenauigkeit und Rechenaufwand und entspricht zugleich der in der Day-Ahead Auktion üblichen Zeitscheibe.

Aufbauend auf der Struktur von Abbildung 4-3 werden die im Rahmen der zufallsbasierten Verfahren des GAL generierten Raumkomfortsollwerte  $x_{\text{Sollwert}}^{\text{Raumkomfort}}$  zunächst als kontinuierliche Werte erzeugt. Zur Vereinfachung von Bewertung und Implementierung sowie zur Sicherstellung einer ausreichenden Varianz diskreter Sollwertkombinationen erfolgt daher eine Diskretisierung. Der dabei verwendete Auflösungswert  $\Delta_{\text{Schritt}}^{\text{Sollwert,Raumkomfort}}$  definiert die kleinste zulässige Änderungseinheit, mit der ein kontinuierlicher Sollwert innerhalb des Optimierungsprozesses abgebildet werden darf, und bestimmt somit das Raster, auf dem die kontinuierlich erzeugten Werte gerundet und bewertet werden.

Der diskretisierte Sollwert  $x_{\text{Sollwert}}^{\text{Raumkomfort}}$  wird nach Gleichung (4-1) berechnet, indem zunächst durch den Auflösungswert  $\Delta_{\text{Schritt}}^{\text{Sollwert,Raumkomfort}}$  geteilt und das Ergebnis mit der Abrundungsfunktion  $[\cdot]$  auf die nächstkleinere ganze Zahl reduziert wird. Anschließend erfolgt die Rückmultiplikation mit demselben Auflösungsschritt. Da die Abrundung erst nach der Division stattfindet, kürzt sich der Schritt nicht heraus, sondern bleibt wirksam und projiziert jeden kontinuierlich generierten Raumkomfortsollwert auf das zulässige diskrete Raster.

$$x'_{\text{Sollwert}}^{\text{Raumkomfort}} = \left\lfloor \frac{x_{\text{Sollwert}}^{\text{Raumkomfort}}}{\Delta_{\text{Schritt}}^{\text{Sollwert,Raumkomfort}}} \right\rfloor \cdot \Delta_{\text{Schritt}}^{\text{Sollwert,Raumkomfort}} \quad (4-1)$$

Diese Vorgehensweise wird gewählt, um den Suchraum des Optimierungsverfahrens gezielt zu reduzieren und gleichzeitig die physikalisch bzw. nutzerseitig wahrnehmbare Auflösung der Raumkomfortgrößen realitätsnah abzubilden. Feinauflösungen der Sollwerte, die keine signifikante Auswirkung auf das thermische oder energetische Verhalten des NWG haben, tragen nicht zur Ergebnisqualität bei, erhöhen jedoch den Rechenaufwand des GAL unverhältnismäßig. Üblicherweise lässt sich die Abrundungsfunktion  $[\cdot]$  durch den Befehl „*floor*“ in Programmierumgebungen implementieren.

Die Werte des Parameters  $\Delta_{\text{Schritt}}^{\text{Sollwert,Raumkomfort}}$  hängen vom jeweiligen Typ des Raumkomfortsollwerts ab und sind in Tabelle 4-1 zusammengefasst.

**Tabelle 4-1: Auflösungswerte für die Diskretisierung der Raumkomfortsollwerte**

Parameter	Auflösungsschritt
$\Delta_{\text{Schritt}}^{\text{Sollwert,Raumtemperatur}}$	0,5 °C
$\Delta_{\text{Schritt}}^{\text{Sollwert,CO}_2\text{-Konzentration}}$	150 ppm
$\Delta_{\text{Schritt}}^{\text{Sollwert,relative Luftfeuchtigkeit}}$	5 %

Auf diese Weise ergibt sich ein diskreter Wertebereich (bzw. Stufenraster), an den die kontinuierlich generierten Raumkomfortsollwerte angepasst werden. Ergänzend dazu wird ein vordefinierter Satz von Sollwerten an Ladeleistungen für die LP der LIS sowie Lade- bzw. Entladeleistungen für die EES berücksichtigt. Diese Werte basieren auf den technischen Eigenschaften der elektrisch betriebenen Anlagen des NWG, die in Abschnitt 5.1.1 ausführlich beschrieben werden. Die gesamten Stufenwerte, die für alle Sollwerttypen verwendet werden, sind in Tabelle 4-2 dargestellt. Die Raumkomfortsollwerte richten sich nach den maximalen und minimalen Raumkomfortgrenzen aller Komfortkategorien nach Tabelle 2-1.

**Tabelle 4-2: Stufenwerte für alle Typen von Sollwerten**

Sollwerttyp	Wertebereich	Einheit
Raumtemperatur	{17, 17,5, 18, ..., 27, 27,5, 28}	°C
CO <sub>2</sub> -Konzentration	{400, 550, 700, ..., 1450, 1600, 1750}	ppm
Relative Luftfeuchtigkeit	{20, 25, 30, ..., 60, 65, 70}	%
Maximale Ladeleistung der LIS	{3,6, 7,2, 11, 22}	kW
Lade- bzw. Entladeleistung des EES	{±2,5, ±5, ±10, ±20}	kW

Wie am Ende von Abschnitt 3.2.2 erläutert wird, sind nicht alle Zonen der in dieser Arbeit behandelten Fallstudiengebäude (siehe Abschnitt 5.1) mit sämtlichen für die Bewertung benötigten Raumkomfortsensoren ausgestattet. Wo Messwerte fehlen, werden daher die entsprechenden Simulationsdaten herangezogen, um den Raumkomfort realitätsnah abzubilden und die Raumkomfortkriterien konsistent bewerten zu können.

Anschließend erfolgt im Ablauf nach Abbildung 4-2 die Bewertung jedes Individuums in der Population der Generation mithilfe einer Fitnessfunktion. Sie bewertet die Qualität der Individuen der Generation basierend auf den Optimierungszielen und entscheidet, welche Individuen zur nächsten Generation beitragen und welche ausgeschlossen werden. Beim moB wird die Fitness eines Individuums durch die Bewertung der insgesamt anfallenden Stromkosten bestimmt. Dies erfolgt, nachdem die potenziell optimierten Sollwerte unter Berücksichtigung des dynamischen Strompreises der Day-Ahead Auktion implementiert werden. Individuen, die auf Grundlage ihrer

jeweiligen Sollwerte die niedrigsten Stromkosten verursachen, werden in diesem Kontext als besonders vorteilhaft eingestuft. Beim noB hingegen wird die Fitness der Individuen anhand ihrer Fähigkeit bewertet, die Leistungsänderungsanforderungen des VNAS möglichst genau zu erfüllen. Gleichzeitig wird berücksichtigt, dass sie dabei möglichst wenig von dem marktorientierten Fahrplan über den gesamten Tag abweichen, der nach dem Wechsel in den noB verlassen wird. In beiden Betriebsmodi ist sicherzustellen, dass die gewählten Sollwerte Raum- und Nutzerkomfort nicht einschränken.

In einem nächsten Schritt erfolgt eine Überprüfung der Stoppkriterien des iterativen Prozesses. Der zyklische Ablauf kann vorzeitig beendet werden, wenn eine der folgenden Bedingungen erfüllt wird [243, S. 88-90]:

- 1) Wenn eine definierte Anzahl an Generationen  $n_G$  erreicht ist.
- 2) Wenn über mehrere Generationen keine signifikante Verbesserung der Fitnesswerte der Individuen mehr auftritt (gilt nur für die netzorientierte Optimierung unter Berücksichtigung der Leistungsänderungsanforderung vom VNAS).
- 3) Wenn eine festgelegte Rechenzeit überschritten wird.

Wird die festgelegte Rechenzeit überschritten, wird der Optimierungsvorgang unabhängig vom aktuellen Fitnessfortschritt beendet und die bis dahin beste, ggf. suboptimale Lösung ausgegeben. Dieses zeitbasierte Abbruchkriterium dient nicht der Bewertung der Lösungsqualität, sondern der Gewährleistung der technischen Umsetzbarkeit des Optimierungsverfahrens innerhalb des verfügbaren Gesamtoptimierungszeitraums. Während dieser Grenzwert im moB keine entscheidende Rolle spielt, da ein deutlich größerer Gesamtoptimierungszeitraum zur Verfügung steht, ist er im noB zwingend erforderlich, weil der netzorientierte Fahrplan infolge einer Anforderung eines VNAS innerhalb eines engen Zeitfensters bereitgestellt werden muss. Sowohl die Anzahl der auszuführenden Generationen als auch die Zeitgrenze zur Durchführung der Optimierung werden bei der Initialisierung der Optimierungsparameter festgelegt.

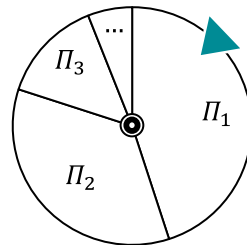
Die Selektion der Eltern-Individuen der nächsten Generation (oder Iteration) basiert auf dem Roulette-Rad-Prinzip. Es stellt sicher, dass die Wahrscheinlichkeit  $\Pi$ , mit der ein Individuum  $j$  als Elternteil ausgewählt wird, proportional zum Wert von der Fitnessfunktion  $f_j$  ist [241, 243, S. 75-79]. Die Wahrscheinlichkeit  $\Pi$  von dem Individuum  $j$  wird in Gleichung (4-2) beschrieben, in der die Wahrscheinlichkeitsfunktion  $\Pi_j$  von  $f_j$  sowie von dem durchschnittlichen Fitnessfunktionswert  $\bar{f}$  der zur Generation gehörenden Individuen abhängt.

$$\Pi_j = e^{-[B(f_j/\bar{f})]} \quad (4-2)$$

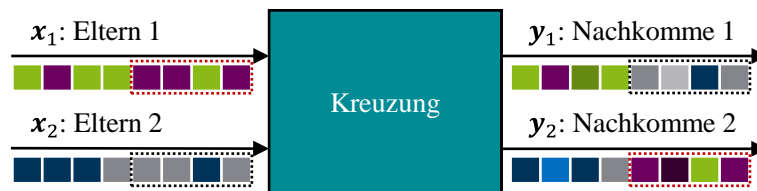
Die Fitnessfunktion  $f_j$  ist in der Gleichung (4-3) definiert und hängt von den jeweiligen Zielfunktionen des moB und des noB ab. Die Zielfunktion für den moB  $C_{GAL,moB}^{NWG}$  und für den noB  $\Delta P_{GAL,noB}^{NWG}$  werden im Abschnitt 4.2.2 bzw. im Abschnitt 4.2.3 ausführlich beschrieben, insbesondere durch die Gleichung (4-12) bzw. die Gleichung (4-20).

$$f_j = \begin{cases} C_{GAL,moB}^{NWG}, & \text{für den moB} \\ \Delta P_{GAL,noB}^{NWG}, & \text{für den noB} \end{cases} \quad (4-3)$$

Zusätzlich fungiert der positive Parameter B als Selektivitätsdruckwert. Dieser Optimierungsparameter ermöglicht es, die Priorität bei der Auswahl der besten Individuen anzupassen: Ein hoher B-Wert betont die Auswahl der Individuen mit den höchsten Fitnesswerten, während eine Null für den B-Wert dazu führt, dass alle Individuen nahezu gleichbehandelt werden ( $\Pi_j \approx 1$ ). Das Roulette-Rad-Prinzip kann grafisch durch Abbildung 4-4a dargestellt werden. Hier summiert das Rad die Wahrscheinlichkeiten aller Individuen der Generation auf. Sobald es gedreht wird, ist es wahrscheinlicher, dass ein größerer Bereichsabschnitt ausgewählt wird. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Individuen mit den besten Fitnesswerten mit höherer Wahrscheinlichkeit in die nächste Generation übergehen, während gleichzeitig die Vielfalt in der Population erhalten bleibt.



a) Roulette-Rad-Selektionsprinzip in einer bestimmten Generation



b) Kreuzungsprinzip von zwei Eltern in einer bestimmten Generation



c) Mutationsprinzip in einem bestimmten Individuum in einer bestimmten Generation

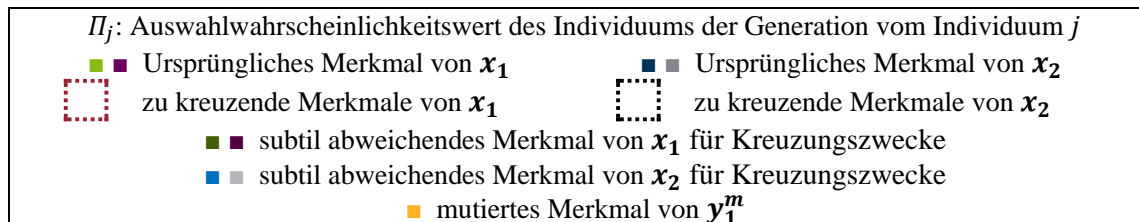


Abbildung 4-4: Beispielhafte Darstellung angewendeter genetischer Operatoren

Nach dem Selektionsverfahren wird der Ablauf mit der Kreuzung der Eltern fortgesetzt, um Nachkommen zu generieren. Die Kreuzung kombiniert die genetischen Informationen von zwei Eltern-Individuen und erzeugt Nachkommen, die potenziell die Stärke oder Eigenschaften der Eltern vereinen können [241, 243, S. 79-83]. Die Anzahl der Nachkommen in jeder Generation wird

durch die Kreuzungswahrscheinlichkeit  $\eta_N$  relativ zur maximalen Populationsgröße  $n_P$  bestimmt. Die Auswahl der zu kombinierenden Informationen basiert auf einem Zufallsprozess. Für die Kreuzung der markt- bzw. netzorientierten Sollwerte der flexiblen Anlagen in NWG werden Zufallsvariablen  $\mathbf{v}$  verwendet, die gemäß Gleichung (4-4) einer kontinuierlichen Gleichverteilung  $U$  folgen.

$$\mathbf{v} \sim U(-\gamma, 1 + \gamma) \quad (4-4)$$

Der Ausdruck „ $\sim$ “ bedeutet, dass die Zufallsvariable  $\mathbf{v}$  nach der angegebenen Wahrscheinlichkeitsverteilung verteilt ist, d. h. in diesem Fall gleichverteilt zwischen  $-\gamma$  und  $1 + \gamma$ . Das Intervall wird durch den Explorationsfaktor  $\gamma$  bestimmt, der als vorab initialisierter Optimierungsparameter definiert ist. Dieser Optimierungsparameter dient dazu, den Suchraum zu erweitern und neue Sollwerte zu ermitteln, welche über den ursprünglichen Lösungsraum hinausgehen [240, S. 10-15].

Wie exemplarisch in Abbildung 4-4b dargestellt, werden aus den Eltern-Individuen  $\mathbf{x}_1$  und  $\mathbf{x}_2$  die Nachkommen  $\mathbf{y}_1$  und  $\mathbf{y}_2$  erzeugt. Diese Nachkommen übernehmen entweder exakte oder subtil abweichende Merkmale der Eltern. Die Auswahl der zu übertragenden Merkmale erfolgt dabei durch einen Zufallsprozess. Diese Berechnung erfolgt gemäß Gleichungen (4-5) und (4-6) [240, S. 10-15, 244, S. 24-25].

$$\mathbf{y}_1 = \mathbf{v}\mathbf{x}_1 + (1 - \mathbf{v})\mathbf{x}_2 \quad (4-5)$$

$$\mathbf{y}_2 = (1 - \mathbf{v})\mathbf{x}_1 + \mathbf{v}\mathbf{x}_2 \quad (4-6)$$

Die Mutation, ein weiterer genetischer Operator, sorgt für zufällige Veränderungen in ausgewählten Chromosomen. Dieser stochastische genetische Operator erhöht die Diversität innerhalb der Population und mindert das Risiko einer vorzeitigen Konvergenz auf suboptimale Lösungen [241]. Mittels der Erkundung neuer Bereiche des Lösungsraums wird die Wahrscheinlichkeit erhöht, das globale Optimum zu erreichen, während der ursprüngliche genetische Informationsgehalt weitgehend erhalten bleibt. Dieser genetische Operator wird in dem vorliegenden Ablauf durch die Zufallsvariablen  $\mathbf{\Lambda}$  integriert, die gemäß einer Normalverteilung  $N$  mit Erwartungswert  $\mu = 0$  und Varianz  $\sigma^2$  verteilt ist, wie in Gleichung (4-7) dargestellt ist. Die Varianz  $\sigma^2$  ist in diesem Fall durch den Optimierungsparameter der initialen Mutationsschrittgröße  $\rho_0$  interpretiert. Im Verlauf der Generationen zeigt die Mutationsschrittgröße ein dynamisches Verhalten und wird fortan mit  $\rho_g$  bezeichnet, um ihre Anpassung im iterativen Optimierungsverfahren zu reflektieren.

$$\mathbf{\Lambda} \sim N(\mu = 0, \sigma^2 = \rho_g) \quad (4-7)$$

Die Mutationsschrittgröße der  $g$ -ten Generation  $\rho_g$  wird in jeder Generation schrittweise durch einen Mutationsdämpfungsfaktor  $m_d$  abgeschwächt, ohne jemals Null zu erreichen. Die Mutationsschrittgröße der nächsten Generation  $\rho_{g+1}$  kann durch Gleichung (4-8) dargestellt werden.

Dadurch wird die Exploration des Lösungsraums zu Beginn des Optimierungsverfahrens gefördert, während in den späteren Generationen der Fokus auf die Verfeinerung und Nutzung der vielversprechendsten Lösungen gelegt wird [243, S. 83-86].

$$\rho_{g+1} = \rho_g \cdot m_d \quad (4-8)$$

Die Mutationen betreffen ausschließlich bestimmte Chromosomen des ursprünglichen Nachkommens, die mithilfe eines Zufallsprozesses  $\kappa$  ausgewählt werden. Dieser Zufallsprozess folgt der in Gleichung (4-9) angegebenen gleichmäßigen Wahrscheinlichkeitsverteilung  $U$  und wird durch den Optimierungsparameter der Mutationsrate  $m_r$  gesteuert.

$$\kappa(m_r) \sim U(0,1) \quad (4-9)$$

Der mutierte Nachkomme  $\mathbf{y}_\kappa^m$ , wie in Gleichung (4-10) definiert, weist Chromosomen auf, die durch  $\kappa$  ausgewählt werden und deren Werte durch die Zufallsvariablen  $\Lambda$  modifiziert sind.

$$\mathbf{y}_\kappa^m = \mathbf{y}_\kappa + \Lambda_\kappa \quad (4-10)$$

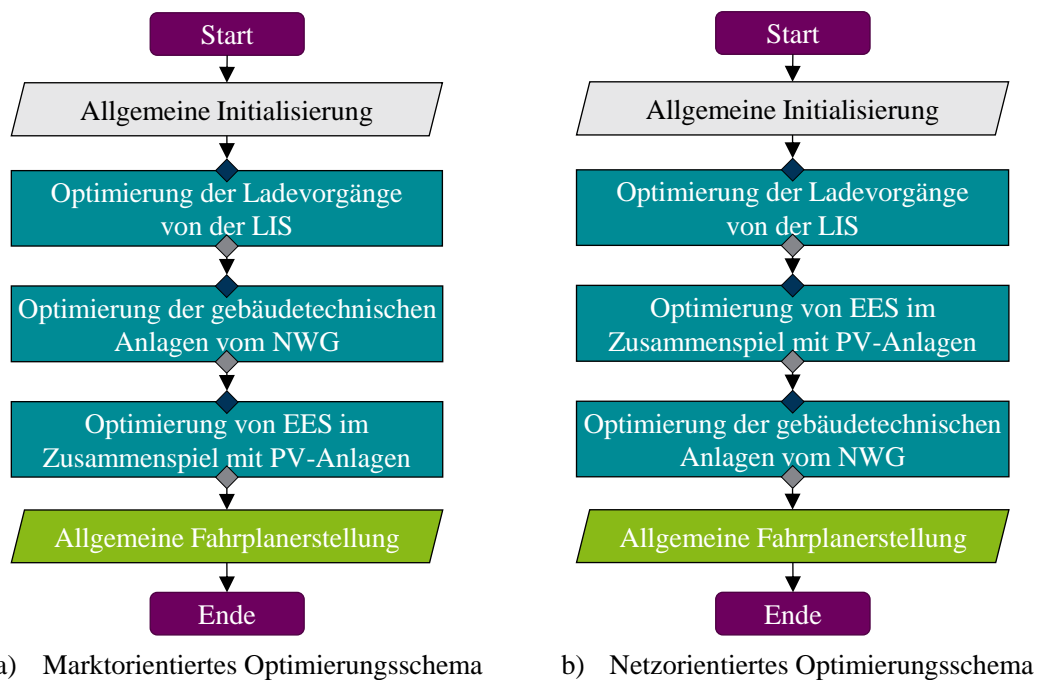
Die Laufzeit des in Abbildung 4-2 dargestellten Optimierungsverfahrens wird maßgeblich durch das in jeder Generation auszuwertende Simulationsmodell bestimmt. Besonders rechenintensiv ist hierbei das thermische Energiemodell des NWG. Das in Abschnitt 3.2.1 beschriebene HC-Gebäude am Campus Haspel benötigt für die Simulation eines vollständigen Tages durchschnittlich 150 Sekunden. Während der Heizperiode kann sich diese Zeit aufgrund der erhöhten thermodynamischen Komplexität auf bis zu 180 Sekunden erhöhen<sup>17</sup>. Wie in Abbildung 3-20 dargestellt, ist dieses Modell in die Matlab-basierte Simulationsumgebung eingebunden. Dadurch steigt der Aufwand für den zyklischen Austausch der Raumkomfortsollwerte und Betriebswerte erheblich. Im Gegensatz dazu sind die dynamischen Simulationsmodelle der elektrisch betriebenen Anlagen weniger rechenintensiv. Dies liegt daran, dass sie auf expliziten physikalischen Modellen basieren und vollständig in Matlab implementiert sind. Das rechenintensivste dieser Modelle ist dasjenige zur Abbildung von Ladevorgängen für ePkw. Für die Simulation eines vollständigen Tages mit acht LP beträgt die durchschnittliche Rechenzeit etwa zwei Sekunden<sup>17</sup>.

Ein schrittweises Optimierungsschema wird zur gezielten Nutzung der Stärken der einzelnen Simulationsmodelle genutzt. Dieses wird in Abbildung 4-5 präsentiert. Dieses Optimierungsschema erfolgt in einer sequenziellen Anordnung, wobei die Priorisierung nach Rechenaufwand und Betriebsmodus erfolgt.

Abbildung 2-9 illustriert dabei die marktorientierte Optimierung der Flexibilitäten eines NWG, wobei die Day-Ahead Auktion als mittelfristiger Marktmechanismus betrachtet wird. Im Rahmen des moB ist zu beachten, dass der GAL für die Erstellung des Fahrplans eine Rechenzeit von etwa

<sup>17</sup> Eigenschaften der verwendeten Simulationsrechner: Intel(R) Xeon(R) W-1290P CPU @ 3.70GHz, 128 GB DDR4 Arbeitsspeicher, NVIDIA Quadro RTX 5000 Grafikkarte

sechs bis zwölf Stunden benötigt. Diese für die Durchführung des Optimierungsvorgangs erforderliche Dauer wird im Folgenden als Gesamtoptimierungszeitraum bezeichnet. Sie beschreibt somit den zeitlichen Aufwand der Berechnung und nicht den marktbezogenen Optimierungshorizont von 24 Stunden, der den zu optimierenden Folgetag abbildet. Unabhängig davon muss der marktorientiert ermittelte Fahrplan vor dem *Gate Closure* der Day-Ahead Auktion, welcher um 12:00 Uhr stattfindet, an den Energiemarktbetreiber oder den Aggregator übermittelt werden, um eine rechtzeitige Teilnahme an der Day-Ahead Auktion sicherzustellen. Obwohl prinzipiell eine Ausdehnung auf mehrere Tage möglich wäre, beeinträchtigen Unsicherheiten in meteorologischen Prognosen oder in den Strompreisen der Day-Ahead Auktion die Qualität des erzeugten Fahrplans. Aus diesem Grund wird der Horizont auf maximal zwölf Stunden begrenzt, um praxisnahe Ergebnisse sicherzustellen [245, 246].



◆ Anlageverfügbarkeitsprüfung  
 NWG: Nichtwohngebäude  
 EES: Elektrisches Energiespeichersystem

◆ Überprüfung der Stoppkriterien  
 PV-Anlagen: Photovoltaik-Anlagen  
 LIS: Ladeinfrastruktur

**Abbildung 4-5: Schrittweise Schemata vom GAL-basierten Optimierer für die markt- und netzorientierte Flexibilitätsoptimierung von NWG**

Im Vergleich dazu weist der vom VNAS aktivierte noB einen deutlich kürzeren Gesamtoptimierungszeitraum auf. Als praxisnaher Referenzwert wird hierfür ein Gesamtoptimierungszeitraum von etwa 45 Minuten angenommen, der die minimal verfügbare Dauer für die Durchführung des netzorientierten Optimierungsvorgangs darstellt. Dieser Gesamtoptimierungszeitraum ergibt sich aus dem erforderlichen Rechenaufwand des Optimierungsverfahrens. Steht ein längerer Zeitraum zur Verfügung, kann der GAL entsprechend mehr Iterationen ausführen und somit eine Lösung ermitteln, die die Leistungsanforderung des VNAS noch präziser erfüllt. In dieser Arbeit wird

jedoch für die netzorientierte Optimierung ein Gesamtoptimierungszeitraum von 45 Minuten zugrunde gelegt. Innerhalb dieses Gesamtoptimierungszeitraums berechnet der GAL den Fahrplan zur Bereitstellung der Flexibilität des NWG und stellt diese anschließend bereit.

Sowohl das Optimierungsschema des moB als auch des noB in Abbildung 4-5 beginnt mit der Initialisierung relevanter Parameter. Im marktorientierten Fall erfolgt zunächst eine Prüfung, ob das NWG über eine LIS verfügt. Ist dies der Fall, konzentriert sich das GAL-basierte Optimierungsverfahren zunächst auf die Optimierung der Ladevorgänge von der LIS. Ziel ist die Minimierung der Stromkosten durch Optimierung der Sollwerte der Ladeleistung, wobei die dynamischen Strompreise der Day-Ahead Auktion berücksichtigt werden. Dabei wird der in Abbildung 4-2 dargestellte Ablauf verfolgt. Nach Abschluss dieses Schrittes wird die Optimierung der gebäudetechnischen Anlagen des NWG aktiviert. Hier liegt der Fokus auf der Bestimmung der Raumkomfortsollwerte, die zur Minimierung der Stromkosten beitragen. Aufgrund der höheren Modellkomplexität und Rechenintensität ist ein längerer Gesamtoptimierungszeitraum erforderlich.

In der Folge wird – sofern vorhanden – die Optimierung von EES in Kombination mit PV-Anlagen durchgeführt. Ziel ist die Ermittlung von Lade- und Entladesollwerten, die eine zusätzliche Kostensenkung ermöglichen, insbesondere durch Ladevorgänge bei niedrigen Strompreisen und die Entladung bei hohen Strompreisen.

Der gesamte Optimierungsvorgang ist in mehrere Bausteine gegliedert, die sequenziell durchgeführt werden. Da der für den jeweiligen Betriebsmodus verfügbare Gesamtoptimierungszeitraum aufgrund der marktseitigen Fristen im moB bzw. der kurzfristigen Reaktionsanforderungen des VNAS im noB zeitlich begrenzt ist und der GAL eine endliche Rechenzeit benötigt, wird eine verfügbare Gesamtzeit festgelegt, innerhalb derer alle Optimierungsbausteine ausgeführt werden müssen. Um zu vermeiden, dass rechenintensive Modelle, wie das thermische Energiemodell von NWG, den Gesamtprozess dominieren, wird der verfügbare Gesamtoptimierungszeitraum anteilig auf die einzelnen Optimierungsbausteine verteilt. Die zeitliche Begrenzung der einzelnen Schritte ergibt sich somit aus dieser Verteilung und orientiert sich an den zuvor beschriebenen Zeitfenstern der jeweiligen Betriebsmodi (moB bzw. noB). Dabei werden die entsprechenden Optimierungszeiträume für den markt- und für den netzorientierten Optimierungsvorgang so festgelegt, dass die Optimierungsergebnisse im technisch und zeitlich realisierbaren Rahmen des jeweiligen Anwendungsfalls bereitgestellt werden können. Sollte ein Baustein seine zugewiesene Zeit überschreiten, wird der bis dahin beste Sollwertsatz ausgegeben.

Tabelle 4-3 gibt einen Überblick über die einzelnen Optimierungsbausteine des GAL-basierten Optimierers und deren jeweilige Funktion im Gesamtoptimierungsvorgang. Jeder Baustein ist einer spezifischen Anlagenkategorie zugeordnet und wird in einer dafür geeigneten Simulationsumgebung ausgeführt. Die gebäudetechnischen Anlagen des NWG werden in IDA-ICE modelliert, während die Optimierung der Ladevorgänge der LIS sowie der EES-Anlagen im Zusammenspiel

mit PV-Systemen in Matlab erfolgt. Die zu optimierenden Sollwerte unterscheiden sich je nach Anlagenkategorie. Für die gebäudetechnischen Anlagen steht der Raumkomfort im Vordergrund, aber für die LIS, die EES und die PV-Anlagen die Leistung.

**Tabelle 4-3: Überblick über die einzelnen Optimierungsbausteine vom GAL-basierten Optimierer**

Optimierungsbaustein		Gebäudetechnische Anlagen des NWG	Ladevorgänge von der LIS	EES im Zusammenspiel mit PV-Anlagen
Entwicklungsumgebung des Simulationsmodells		IDA-ICE	Matlab	Matlab
Sollwerttyp		Raumkomfort	Leistung	Leistung
Optimierungsziel	Marktorientierter Betrieb	Stromkostenreduzierung		
	Netzorientierter Betrieb	Deckung der Leistungsanforderung vom VNAS		
Nebenbedingungen*	Marktorientierter Betrieb	Keine Raumkomfortverletzung	Keine Nutzerkomfortverletzung	(Keine Nutzerkomfortverletzung)
	Netzorientierter Betrieb	Keine Raumkomfortverletzung	Keine Nutzerkomfortverletzung	(Keine Nutzerkomfortverletzung)
		Geringe Abweichungen in Bezug auf den ursprünglichen Fahrplan		
Anteil am Gesamtoptimierungszeitraum	Marktorientierter Betrieb	40 %	30 %	30 %
	Netzorientierter Betrieb	20 %	40 %	40 %

\* Technische Betriebsgrenzwerte der flexiblen Anlagen sind in beiden Betriebsmodi enthalten

Im moB liegt der Schwerpunkt auf der Reduktion der Stromkosten durch eine Anpassung der Sollwerte an die Strompreise der Day-Ahead Auktion. Im noB dienen die Bausteine der Deckung der vom VNAS angeforderten Leistungsänderungen, wobei Abweichungen in Bezug auf den ursprünglichen marktorientierten Fahrplan möglichst gering zu halten sind. Die in Tabelle 4-3 aufgeführten Nebenbedingungen (NB) stellen sicher, dass die Raum- und Nutzerkomfortgrenzen eingehalten und die technischen Betriebsgrenzwerte der flexiblen Anlagen berücksichtigt werden. Der angegebene Anteil jedes Bausteins am Gesamtoptimierungszeitraum zeigt die rechentechnische Gewichtung. Im moB entfällt der größte Zeitanteil auf die gebäudetechnischen Anlagen, während im noB die Optimierung der LIS und EES aufgrund der erforderlichen Reaktionsgeschwindigkeit priorisiert wird.

Auf dieser Grundlage unterscheidet sich die spezifische Ausgestaltung und Priorisierung dieser Optimierungsbausteine zwischen dem markt- und netzorientierten Betrieb, wie im Folgenden erläutert wird. Abschließend erfolgt die konsolidierte Erstellung des gesamten Fahrplans, bei der die Teilergebnisse der einzelnen Optimierungsbausteine zu einem einheitlichen Fahrplan zusammengeführt werden.

Wie in Abbildung 4-5 ersichtlich, besteht ein zentraler Unterschied zwischen der markt- und netzorientierten Variante des Optimierungsschemas in der Priorisierung der elektrisch betriebenen Anlagen im noB. Ihre Simulationsmodelle sind deutlich weniger aufwendig als das thermische Energiemodell des NWG, was eine umfassendere Exploration des Lösungsraums ermöglicht. Dadurch können mehr Individuen über eine größere Anzahl an Generationen bewertet werden. Diese Priorisierung spiegelt sich in einer höheren Zuteilung des Gesamtoptimierungszeitraums wider, wie in Tabelle 4-3 dargestellt ist. Der vergleichsweise kurze Gesamtoptimierungszeitraum im noB wird gezielt genutzt, um Sollwerte zu ermitteln, welche die Anforderungen des VNAS erfüllen. Reicht die Leistung der elektrisch betriebenen Anlagen nicht aus, übernimmt der Baustein für gebäudetechnische Anlagen die Verfeinerung der Lösung.

Ein weiterer wesentlicher Unterschied besteht in der sequentiellen Struktur des noB, die speziell darauf ausgelegt ist, die Leistungsanforderungen des VNAS schrittweise zu erfüllen. Vorrang hat dabei die Optimierung der Ladevorgänge der LIS. Sollte die Deckung des Bedarfs nur teilweise gelingen, erfolgt eine ergänzende Optimierung von EES und PV-Anlagen. Reicht auch diese nicht aus, werden schließlich die gebäudetechnischen Anlagen berücksichtigt. Bei dem besonderen Fall, dass keine LIS vorhanden ist, beginnt die Optimierung direkt mit den gebäudetechnischen Anlagen, gefolgt von EES und PV. Die ursprünglich für die Optimierung der LIS reservierte Zeit wird in diesem Fall entsprechend umverteilt.

#### 4.2.2 Optimierungsproblem für einen marktorientierten Betrieb

Die Optimierung des moB des NWG verfolgt das Ziel, die Stromkosten durch die Bewirtschaftung von Flexibilitäten an der Day-Ahead Auktion zu minimieren. Hierzu wird ein täglicher Fahrplan mit  $n_{sim} = 96$  Zeitschritten zugrunde gelegt. Das zugehörige Optimierungsproblem zur Ermittlung des Fahrplans ist in Gleichung (4-11) dargestellt.

$$\text{Min } C_{GAL,moB}^{NWG} \quad (4-11)$$

Wo  $C_{GAL,moB}^{NWG}$  ist die Zielfunktion für den moB, welche in der Gleichung (4-12) beschrieben wird.

$$C_{GAL,moB}^{NWG} = \sum_{i=1}^{n_{sim}} \{C_i^{DA} \cdot P_{i,GAL,moB}^{NWG} \cdot \Delta t_{sim}\} \quad (4-12)$$

Das Optimierungsproblem für den moB betrachtet die Raumkomfortnebenbedingungen aus den Gleichungen (4-13), (4-14) und (4-15).

$$T_i^{z,min} \leq T_i^z \leq T_i^{z,max} \quad \forall i, \forall z \quad (4-13)$$

$$CO_{2i}^z \leq CO_{2i}^{z,max} \quad \forall i, \forall z \quad (4-14)$$

$$RH_i^{z,min} \leq RH_i^z \leq RH_i^{z,max} \quad \forall i, \forall z \quad (4-15)$$

Und unter Beachtung der technischen NB aus den Gleichungen (4-16), (4-17) und (4-18).

$$0 \% \leq \mathbf{SoC}_i^{\text{LP}k} \leq 100 \% \quad \forall i, \forall k \quad (4-16)$$

$$0 \% \leq \mathbf{SoC}_i^{\text{EES}l} \leq 100 \% \quad \forall i, \forall l \quad (4-17)$$

$$\mathbf{P}_i^{\text{FA},\text{min}} \leq \mathbf{P}_i^{\text{FA}} \leq \mathbf{P}_i^{\text{FA},\text{max}} \quad \forall i, \forall \text{FA} \quad (4-18)$$

Die Zielfunktion des GAL für den moB basiert auf dem stündlich veröffentlichten Strompreis an der Day-Ahead Auktion  $C^{\text{DA}}$ . Die aggregierte elektrische Leistung des NWG in diesem Betriebsmodus  $P_{i,\text{GAL},\text{moB}}^{\text{NWG}}$  im Zeitschritt  $i$  setzt sich aus der Gesamtleistung aller vorhandenen flexiblen Anlagen zusammen, die in Gleichung (4-19) betrachtet werden.

$$P_{i,\text{GAL},\text{moB}}^{\text{NWG}} = \sum_{j=1}^{n_{\text{HKL}}} P_{i,j}^{\text{HKL}} + \sum_{k=1}^{n_{\text{LP}}} P_{i,k}^{\text{LIS}} + \sum_{l=1}^{n_{\text{EES}}} P_{i,l}^{\text{EES}} + \sum_{m=1}^{n_{\text{PV}}} P_{i,m}^{\text{PV}} \quad (4-19)$$

$\mathbf{P}_{\text{GAL},\text{moB}}^{\text{NWG}}$  beschreibt den Leistungswert im jeweiligen Zeitschritt und bildet als Vektor die aggregierten Leistungen über den gesamten Optimierungshorizont. Damit entspricht  $\mathbf{P}_{\text{GAL},\text{moB}}^{\text{NWG}}$  dem optimierten marktorientierten Fahrplan für das NWG. Die Größen  $n_{\text{HKL}}$ ,  $n_{\text{LP}}$ ,  $n_{\text{EES}}$  und  $n_{\text{PV}}$  geben die Anzahl an flexiblen Anlagen an und stellen sicher, dass jede flexible Anlage in der Zielfunktion berücksichtigt wird. In dieser Formulierung ist die Einspeiseleistung der PV-Anlagen  $P^{\text{PV}}$  mit negativem Vorzeichen definiert, sodass ihre Addition den Gesamtleistungsbezug des NWG entsprechend reduziert.

Die Einhaltung raumkomfortbezogener Betriebsgrenzen ist durch NB gewährleistet. Die minimalen (min) und maximalen (max) Komfortbedingungen jeder Zone  $z$  des NWG für den Zeitschritt  $i$  sind in den Gleichungen (4-13), (4-14) und (4-15) definiert. Diese sind in Abschnitt 2.1.4 spezifiziert und variieren abhängig von der Belegung der einzelnen Zonen zwischen Kategorie I und Kategorie III. Dabei werden Raumkomfortgrößen wie die Raumtemperatur  $T$ , die Luftqualität  $\text{CO}_2$  und die relative Luftfeuchtigkeit  $\text{RH}$  der jeweiligen Zone berücksichtigt.

Weiterhin berücksichtigt die Zielfunktion für den moB die technischen Randbedingungen, welche aus den technischen Betriebsmerkmalen der einzelnen flexiblen Anlagen abgeleitet werden. Dabei werden nicht nur die Grenzen des Ladezustands  $\text{SoC}^{\text{LP}}$  zum Zeitpunkt  $i$  des  $l$ -ten ladenden ePkw am LP, sondern auch der Ladezustand des  $k$ -ten Ladevorgangs  $\text{SoC}^{\text{EES}}$  eines EES einbezogen. Zusätzlich wird die minimale  $P^{\text{FA},\text{min}}$  und maximale  $P^{\text{FA},\text{max}}$  Betriebsleistung der beteiligten flexiblen Anlagen (FA) mitberücksichtigt. Diese Zusammenhänge sind in den Gleichung (4-16), (4-17) und (4-18) mathematisch formuliert.

Die in Abschnitt 4.2.1 beschriebene Fitnessfunktion des GAL – siehe Gleichung (4-3) – bewertet die Qualität der Individuen auf Grundlage der in den jeweiligen Optimierungsproblemen definierten Zielfunktionen. Im moB richtet sich die Fitnessbewertung nach der in Gleichung (4-12) beschriebenen Zielfunktion. Damit bildet die Fitnessfunktion die Bewertungsgrundlage für die genetische Selektion dieses marktorientierten Optimierungsproblems.

### 4.2.3 Optimierungsproblem für einen netzorientierten Betrieb

Der noB zielt darauf ab, eine Leistungsanforderung von einem VNAS durch die entsprechende Anpassung eines bestehenden marktorientierten Fahrplans zu erfüllen. Das dazugehörige Optimierungsproblem ist in Gleichung (4-20) dargestellt.

$$\text{Min } \Delta P_{\text{GAL,noB}}^{\text{NWG}} \quad (4-20)$$

Hierbei stellt  $\Delta P_{\text{GAL,noB}}^{\text{NWG}}$  die Zielfunktion für den noB dar, die in Gleichung (4-21) beschrieben wird.

$$\Delta P_{\text{GAL,noB}}^{\text{NWG}} = \frac{1}{n_{\text{noB}}} \sum_{i=i_{\text{noB}}}^{i_{\text{noB}}+\Delta_{\text{noB}}-1} |P_{i,\text{ideal,noB}}^{\text{NWG}} - P_{i,\text{GAL,noB}}^{\text{NWG}}| \quad (4-21)$$

Das Optimierungsproblem berücksichtigt sowohl die Raumkomfortnebenbedingungen aus den Gleichungen (4-13), (4-14) und (4-15) als auch die Nutzerkomfortbedingungen nach (4-22) und (4-23).

$$0 \% \leq \text{SoC}_i^{\text{LP}_l} \leq \text{SoC}_i^{\text{LP}_l,\text{max}} \quad \forall i, \forall l \quad (4-22)$$

$$0 \% \leq \text{SoC}_i^{\text{EES}_k} \leq \text{SoC}_i^{\text{EES}_k,\text{max}} \quad \forall i, \forall k \quad (4-23)$$

Darüber hinaus werden die technischen Nebenbedingungen aus den Gleichungen (4-16), (4-17) und (4-18) sowie eine zusätzliche Bedingung nach Gleichung (4-24) berücksichtigt.

$$\min \sqrt{\frac{1}{n_{\text{noB}}} \sum_{i=i_{\text{noB}}+\Delta_{\text{noB}}}^{n_{\text{sim}}} (P_{i,\text{ideal,noB}}^{\text{NWG}} - P_{i,\text{GAL,noB}}^{\text{NWG}})^2} \quad (4-24)$$

Die Gleichungen (4-20) bis (4-24) bilden das umfangreiche netzorientierte Optimierungsproblem, das betrachtet wird. Im Folgenden werden die einzelnen Terme erläutert.

Die netzorientierte Zielfunktion  $\Delta P_{\text{GAL,noB}}^{\text{NWG}}$  beschreibt die mittlere absolute Abweichung zwischen dem netzorientierten idealen Fahrplan  $P_{\text{ideal,noB}}^{\text{NWG}}$  und dem vom GAL ermittelten netzorientierten Fahrplan  $P_{\text{GAL,noB}}^{\text{NWG}}$  während der kritischen Netzsituation. Der Optimierungshorizont von  $P_{\text{GAL,noB}}^{\text{NWG}}$  erstreckt sich vom Auftreten der netzkritischen Situation bis zum Ende des jeweiligen Tages. Dabei steht  $n_{\text{noB}}$  für die Anzahl der innerhalb dieses Optimierungshorizonts betrachteten Zeitschritte,  $i_{\text{noB}}$  für den Zeitpunkt des Auftretens des Netzengpasses und  $\Delta_{\text{noB}}$  für dessen Dauer. Diese Zielfunktion ermöglicht eine direkte Bewertung der Qualität und Präzision des netzorientierten Optimierungsvorgangs während der kritischen Netzsituation und bietet jedoch aufgrund ihrer einfach interpretierbaren linearen Beziehung zwischen dem idealen und dem vom GAL ermittelten Fahrplan klare Vorteile hinsichtlich Verständlichkeit und Nachvollziehbarkeit des Optimierungsergebnisses [211].

Der ideale netzorientierte Fahrplan  $P_{\text{ideal, noB}}^{\text{NWG}}$  von Gleichung (4-25) ergibt sich aus dem ursprünglichen marktorientierten Fahrplan  $P_{\text{GAL, noB}}^{\text{NWG}}$  unter Betrachtung der Leistungsanforderung vom VNAS  $P_{\text{noB}}^{\text{VNAS}}$  für jeden Zeitschritt innerhalb des Netzengpasses.

$$P_{\text{ideal, noB}}^{\text{NWG}} = P_{\text{GAL, noB}}^{\text{NWG}} + \Delta P_{\text{noB}}^{\text{VNAS}} \quad (4-25)$$

Der GAL-basierte ermittelte netzorientierte Fahrplan des NWG  $P_{\text{GAL, noB}}^{\text{NWG}}$  ist durch die Gleichung (4-26) definiert. Er unterscheidet sich damit vom  $P_{\text{ideal, noB}}^{\text{NWG}}$ , der als vorgegebene Leistungsanforderung des VNAS dient und keine Nebenbedingungen – wie etwa Raum- oder Nutzerkomfortgrenzen – berücksichtigt.  $P_{\text{GAL, noB}}^{\text{NWG}}$  stellt hingegen das unter Berücksichtigung aller Nebenbedingungen technisch realisierbare Ergebnis des Optimierungsverfahrens dar.

$$P_{\text{GAL, noB}}^{\text{NWG}} = P_{\text{GAL, noB}}^{\text{HKL}} + P_{\text{GAL, noB}}^{\text{LIS}} + P_{\text{GAL, noB}}^{\text{EES}} + P_{\text{GAL, noB}}^{\text{PV}} \quad (4-26)$$

Das Optimierungsproblem nach Gleichung (4-20) berücksichtigt neben den Komfort- und technischen Bedingungen auch Einschränkungen der Ladezustände. Im noB wird der Ladezustand sowohl von den ePkw als auch von den EES auf  $SoC_i^{\text{LP}, \text{max}} = 85\%$  bzw.  $SoC_i^{\text{EES}, \text{max}} = 90\%$  begrenzt. Diese Begrenzung verhindert eine vollständige Aufladung und ermöglicht dadurch eine gezielte Bereitstellung zusätzlicher Flexibilität, da bewusst auf einen maximalen Ladezustand zugunsten netzorientierter Einsatzmöglichkeiten verzichtet wird. Dadurch wird eine geringe, nicht kritische Einschränkung des Nutzerkomforts zugunsten der Erfüllung der Netzanforderung akzeptiert. Auf diese Weise wird dem noB Vorrang eingeräumt, ohne den Nutzerkomfort wesentlich zu beeinträchtigen. Mehrere Studien weisen zudem darauf hin, dass eine nicht vollständige Aufladung der Batterien der ePkw bzw. der EES indirekt zur Verlängerung ihrer Lebensdauer beitragen kann [134, S. 423, 135].

Darüber hinaus wird eine zusätzliche Nebenbedingung nach Gleichung (4-24) eingeführt, die auf eine Stabilisierung des Fahrplans nach der Netzengpassphase abzielt. Dabei beschreibt  $n'_{\text{noB}}$  die Anzahl der verbleibenden Zeitschritte nach Behebung des Netzengpasses und ergibt sich zu  $n'_{\text{noB}} = n_{\text{sim}} - (i_{\text{noB}} + \Delta_{\text{noB}} - 1)$ . Hierbei bezeichnet  $n_{\text{sim}}$  die Gesamtzahl der marktorientierten Zeitschritte, die bei einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten  $n_{\text{sim}} = 96$  beträgt.  $i_{\text{noB}}$  ist der Zeitpunkt des Auftretens des Netzengpasses und  $\Delta_{\text{noB}}$  für dessen Dauer. Die Berechnung der zusätzlichen NB basiert auf der Methode des quadratischen mittleren Fehlers (engl. „*Root Mean Square Error*“). Diese Methode ist besonders sensitiv gegenüber großen Abweichungen und gewichtet diese stärker als alternative Ansätze wie der MAE-Wert oder die mittlere absolute Abweichung [211].

Die formulierte Nebenbedingung in (4-24) verfolgt jedoch ein anderes Ziel als die Zielfunktion. Während die Zielfunktion  $\Delta P_{\text{GAL, noB}}^{\text{NWG}}$  die Abweichungen zwischen dem idealen und dem vom GAL ermittelten Fahrplan während der kritischen Netzsituation minimiert, begrenzt die zusätzliche Nebenbedingung die Abweichungen nach deren Behebung. Dadurch wird sichergestellt, dass

der optimierte Fahrplan nach dem netzdienlichen Eingriff wieder möglichst schnell an den ursprünglichen marktorientierten Verlauf angeglichen wird keine signifikanten Nachwirkungen auf den weiteren Verlauf des Fahrplans auftreten.

Der noB des NWG impliziert, dass der marktorientierte Fahrplan teilweise oder vollständig angepasst wird, um die Anforderung des VNAS zu erfüllen. Dies bedeutet, dass die bezogene oder bereitgestellte Leistung während der kritischen Situationen auf andere Zeitintervalle verschoben wird, um diese Bedingung zu erfüllen. Dadurch kann der ursprüngliche marktorientierte Fahrplan signifikante Modifikationen erfahren. Dies könnte für das NWG potenzielle zusätzliche Kosten aufgrund von auftretender Ausgleichsenergie in Form von Sanktionen zur Folge haben.

Somit ermöglicht die Formulierung des Optimierungsproblems für den noB des NWG einerseits die Erfüllung der Anforderungen des VNAS während des Netzengpasses und andererseits die Reduzierung von Abweichungen zwischen dem netzorientierten Fahrplan und dem ursprünglichen marktorientierten Fahrplan. Diese Zielsetzung zielt darauf ab, potenzielle finanzielle Sanktionen durch Fahrplanabweichungen zu vermeiden.

Die in Abschnitt 4.2.1 beschriebene Fitnessfunktion des GAL – siehe Gleichung (4-3) – bewertet die Qualität der Individuen auf Grundlage der in den jeweiligen Optimierungsproblemen definierten Zielfunktionen. Im noB richtet sich die Fitnessbewertung nach der in Gleichung (4-21) beschriebenen Zielfunktion. Damit bildet die Fitnessfunktion die Bewertungsgrundlage für die genetische Selektion dieses netzorientierten Optimierungsproblems.

#### **4.2.4 Parameteroptimierung der genetischen Operatoren**

Die Effizienz und Effektivität des GAL hängen maßgeblich von der präzisen Wahl seiner Parameter ab. Die Populationsgröße  $n_P$  ermöglicht die Diversifizierung der Lösungen innerhalb einer festgelegten Anzahl von Generationen  $n_G$  (auch Iterationen genannt). Eine sorgfältige Abstimmung des Selektivitätsdruckwertes  $B$ , der Kreuzungswahrscheinlichkeit  $\eta_N$  und der Mutationsrate  $m_T$  gewährleistet eine ausgewogene Kombination aus der Erkundung neuer Lösungsräume und der Verfeinerung bestehender Lösungen. Ebenso spielen der Explorationsfaktor  $\gamma$  des Kreuzungsprozesses sowie die initiale Mutationsschrittgröße  $\rho_0$  und der Mutationsdämpfungsfaktor  $m_d$  des Mutationsprozesses eine entscheidende Rolle [67, S. 134-140]. Die Optimierung dieser Parameter ist unverzichtbar, um eine schnelle Konvergenz und qualitativ hochwertige markt- und netzorientierte Fahrpläne sicherzustellen.

Herkömmliche Methoden zur Optimierung der Parameter des GAL sind die manuelle Anpassung, die adaptive Abstimmung und die metaparametrische Optimierung. Die manuelle Anpassung ist eine einfache und intuitive Methode, die keine zusätzlichen Rechenressourcen erfordert und insbesondere in frühen Entwicklungsphasen hilfreich sein kann. Allerdings setzt sie voraus, dass frühere Erfahrungen zur Festlegung geeigneter Parameterwerte vorliegen, was sie weniger modular und skalierbar macht. Sie bleibt daher meist auf spezifische Problemstellungen beschränkt.

Die adaptive Abstimmung (engl. „*Adaptives Tuning*“) geht einen Schritt weiter, indem sie die Optimierungsparameter während der Laufzeit des GAL dynamisch anpasst. Ein Beispiel für diese Methode ist in Gleichung (4-9) beschrieben, bei der die Mutationsschrittgröße während der Laufzeit des Algorithmus dynamisch angepasst wird. Diese Methode erfordert zudem typischerweise, dass auch andere Optimierungsparameter bei der Anpassung berücksichtigt werden. Ihr wesentlicher Nachteil liegt in der damit verbundenen Komplexität und dem zusätzlichen Bedarf an Steuermechanismen, wodurch der Implementierungsaufwand erhöht wird [247, S. 1-18].

Die in dieser Arbeit genutzte Strategie zur Optimierung der Parameter des GAL für die optimierte markt- und netzorientierte Bewirtschaftung von Flexibilitäten von NWG ist die metaparametrische Optimierungsmethode. Dabei wird gezielt der Parameterraum untersucht, um jene Einstellungen zu ermitteln, die die Leistung des GAL unter spezifischen Bedingungen maximieren. Ein zentraler Bestandteil dieser Methode ist die Integration eines Zufallsgenerators, im vorliegenden Fall der Allzweck-Pseudozufallszahlengenerator Mersenne Twister [248]. Dieser gewährleistet die Reproduzierbarkeit der Iteration. Dadurch wird sichergestellt, dass die Zufallsvariablen, die das Optimierungsverfahren des GAL beeinflussen, konstant bleiben und dadurch eine objektive und konsistente Bewertung der unterschiedlichen Parameterkombinationen ermöglichen.

Die Parameteroptimierung für den moB und noB von NWG in dieser Arbeit erfolgt mittels einer Gitter-Suche (engl. „*Grid-Search*“) [247, S. 1-18]. Ausgangspunkt ist eine initiale Population von Eingangsparametern, die für die gesamte Ausführung des GAL-basierten Optimierungsvorgangs verwendet wird. Anschließend werden die weiteren GAL-basierten Optimierungsverfahren mit den im Parameterraum definierten Parametersätzen durchgeführt und bewertet. Nach Abschluss aller Auswertungen im Rahmen des Parameterdurchlaufs erfolgt eine Gesamtauswertung der Ergebnisse. Dabei wird derjenige Parametersatz bevorzugt, der für beide Betriebsmodi am schnellsten zur Minimierung des entsprechenden Optimierungsproblems konvergiert, sei es die Minimierung der Stromkosten beim moB oder die Deckung der Anforderungen des VNAS beim noB.

Die Parameter des GAL werden für den moB und den noB jeweils getrennt optimiert. Aufgrund der unterschiedlichen Optimierungsziele und Randbedingungen beider Betriebsmodi – Kostenminimierung im moB gegen Erfüllung von Leistungsanforderungen unter technischen und komfortbezogenen NB im noB – ergeben sich unterschiedliche optimale Parametersätze für Populationsgröße, Mutations- und Kreuzungsraten sowie das Konvergenzverhalten. Der detaillierte Prozess der Optimierung der Parameter des GAL sowie die erzielten Ergebnisse werden ausführlich in Abschnitt 8.6 beschrieben. Trotz der Zielsetzung, durch diese Parameteroptimierungsmethoden die Effizienz und Effektivität der Lösungen zu steigern, besteht weiterhin das Risiko, suboptimale, aber akzeptable Ergebnisse zu erhalten.

### 4.3 Optimierter Fahrplan

Dieser Abschnitt beschreibt die Voraussetzungen für die Kopplung des in Abschnitt 4.2 entwickelten Optimierungskonzepts mit der in Abschnitt 3.3 dargestellten ganzheitlichen Simulationsumgebung. Ziel ist die Ableitung eines optimierten Fahrplans für den moB oder noB. Zunächst werden die für den jeweiligen Betriebsmodus erforderlichen Eingangsparameter spezifiziert sowie die Bedingungen zur Aktivierung jedes Optimierungsvorgangs erläutert. Anschließend erfolgt die Darstellung der zugrunde liegenden Annahmen zur Definition des optimierten Fahrplans sowie der Grenzen des Optimierungsverfahrens. Ergänzend werden die Abbruchkriterien des Verfahrens aufgeführt.

#### 4.3.1 Kopplung der Simulationsumgebungen mit dem Optimierungskonzept

Die Optimierung des moB sowie des noB des NWG erfolgt durch die Kopplung einer ganzheitlichen Simulationsumgebung mit einem GAL-basierten Optimierer. Die einzelnen Komponenten dieser Kopplung werden in den Abschnitten 3.3 bzw. 4.2 beschrieben. Die funktionale Integration ist schematisch in Abbildung 4-6 dargestellt.

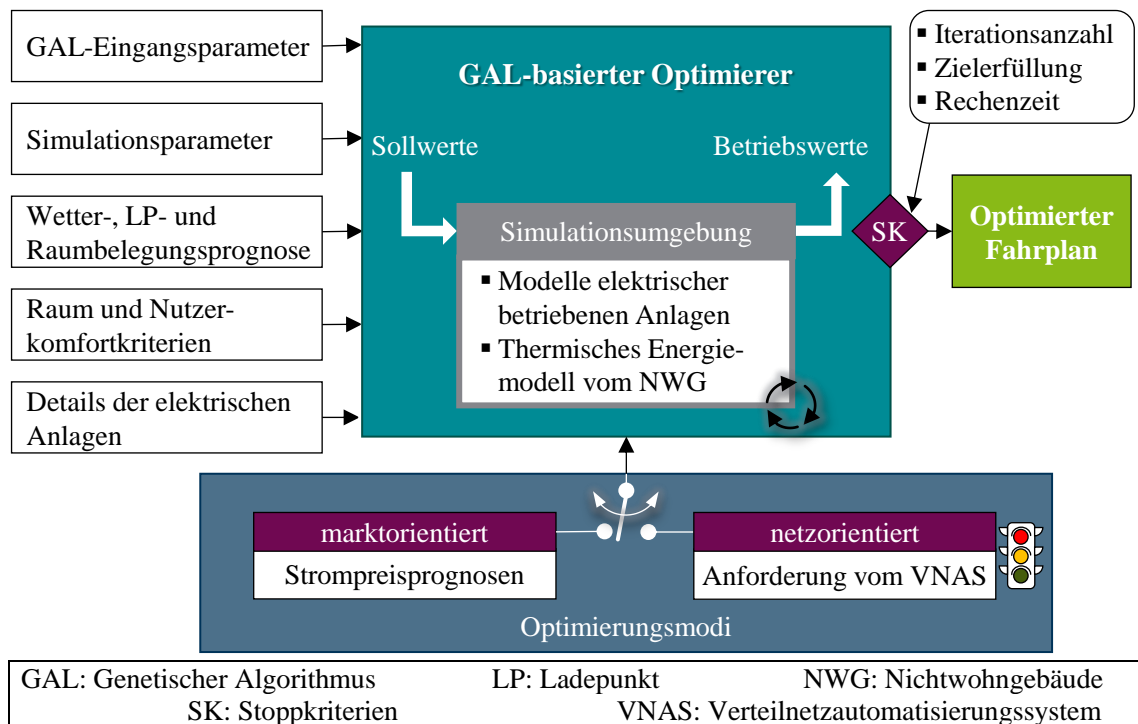


Abbildung 4-6: Markt- und netzorientiertes Optimierungskonzept für NWG basierend auf GAL

Im Rahmen des Konzepts zur Optimierung der Flexibilitäten von NWG dienen die optimierten genetischen Operatoren als Eingangsdaten, welche in Abschnitt 8.6 detailliert beschrieben werden. Ergänzend dazu werden allgemeine Simulationsparameter, wie der zu simulierende Zeitraum und der Simulationszeitschritt übergeben. Es werden auch Wetterprognosen berücksichtigt, die automatisch von Wetterplattformen abgerufen werden. Zur Bewertung der NB beider Betriebs-

modi fließen weitere Eingangsdaten in das Optimierungsverfahren ein. Hierzu zählen die Belegungsprognosen der vorhandenen LP und der Zonen des NWG. Auch die technischen Details der elektrisch betriebenen Anlagen wie Leistungsgrenzen und Speicherkapazitäten werden berücksichtigt.

Das Grundprinzip des Betriebskonzepts des NWG basiert auf einem zweistufigen Optimierungsansatz. Zunächst wird für jeden Tag ein marktorientierter Fahrplan gemäß Abschnitt 4.2.2 durch den GAL erstellt, der als Ausgangspunkt für den Betrieb dient. Sobald das VNAS eine kritische Situation im Verteilnetz erkennt und das NWG über ausreichende Flexibilität zur Entlastung des elektrischen Verteilnetzes verfügt, übermittelt das VNAS eine Leistungsanforderung an das NWG. Diese Anforderung umfasst die Höhe der zu ändernden bezogenen Leistung sowie die Dauer der Maßnahme ab dem Zeitpunkt der kritischen Netzsituation. Auf Grundlage dieser Information wird der netzorientierte Optimierungsvorgang des NWG eingeleitet. Dadurch erfolgt die Umschaltung vom moB in den noB, bei der der GAL die bisherige Zielfunktion durch die netzorientierte Zielfunktion ersetzt. Auf dieser Grundlage führt der GAL eine kurzfristige Optimierung nach dem in Abschnitt 4.2.3 beschriebenen Verfahren durch. Liegt keine entsprechende Anforderung vor, wird der zuvor durch den GAL ermittelte marktorientierte Fahrplan unverändert fortgeführt.

Der GAL wird im marktorientierten Betrieb ausschließlich zur Fahrplanerstellung am Vortag eingesetzt, während die Umsetzung und Einhaltung dieses Fahrplans während des Betriebstages durch das EZS erfolgt. Dieses System führt die vom GAL berechneten Sollwerte der flexiblen Anlagen in den jeweiligen Zeitintervallen aus und überwacht deren Einhaltung. Der GAL ist somit nicht aktiv an der operativen Steuerung während des Tages beteiligt. Der zeitliche Ablauf und die funktionale Trennung zwischen Optimierung und operativer Umsetzung sind in Abschnitt 2.5 und in Abbildung 2-9 dargestellt.

Beide Fahrpläne, der markt- und der netzorientierte, entstehen aus demselben iterativen, GAL-basierten Optimierungsverfahren, in das die ganzheitliche Simulationsumgebung eingebunden ist. Im Verlauf dieses Verfahrens werden geeignete Sollwerte bestimmt, die zu Betriebszuständen führen, welche entweder die Stromkosten des NWG minimieren oder eine Anforderung des VNAS erfüllen. Diese Sollwerte sind jedoch nur auf der Ebene des NWG relevant; praktisch bedeutsam für den moB oder noB sind die damit verbundenen elektrischen Energieverbräuche.

Auf der Ebene eines Aggregators oder des Betreibers der Day-Ahead Auktion ist hingegen die Ermittlung eines stündlich aufgelösten Fahrplans für den Leistungsverbrauch des NWG am Folgetag erforderlich. Die Übermittlung dieses Fahrplans erfolgt gemäß den in Abschnitt 4.1.1 beschriebenen Vorgaben. Während der Ausführung des Fahrplans liegt es im Interesse des Aggregators, den prognostizierten Verbrauch zeitgenau einzuhalten, da signifikante Abweichungen vom Aggregator ausgeglichen und anschließend gegenüber dem NWG finanziell sanktioniert

werden. Diese Sanktionen erfolgen nach Maßgabe der geltenden energiewirtschaftlichen Regelungen zur Ausgleichsenergie, sodass letztlich das NWG für die Kosten aufkommt.

Auf der Ebene des VNAS ist es wichtig, dass die an das NWG übermittelte Leistungsanforderung nach Möglichkeit vollständig erfüllt wird. Dies erfolgt wie es in Abschnitt 4.1.2 beschrieben ist. Allerdings kann bereits eine teilweise Erfüllung der Anforderung des VNAS zu einer signifikanten Reduzierung des prognostizierten Netzengpasses führen. Das VNAS hat keinen Einfluss auf die genaue interne Umsetzung innerhalb des NWG. Es ist unerheblich, welcher Verbrauch verschoben wird, solange der aggregierte Effekt am Netzverknüpfungspunkt erzielt wird. Zudem fordert das VNAS vom GAS des NWG keine Rückmeldung in Form eines Fahrplans. Da das NWG jedoch sowohl markt- als auch netzorientiert betrieben wird, versucht es – in Abwesenheit weiterer Anforderungen des VNAS – entweder den ursprünglichen marktorientierten Fahrplan beizubehalten oder nach Abschluss des netzorientierten Eingriffs schrittweise zu diesem Fahrplan zurückzukehren, wie er dem Aggregator übermittelt wurde.

### 4.3.2 Rahmenbedingungen des Optimierungskonzepts

Für jeden Betriebsmodus werden sowohl die spezifischen Fähigkeiten und Einschränkungen der einzelnen Bausteine der Simulationsumgebung als auch definierte Annahmen berücksichtigt. Wie in Abschnitt 4.2.1 diskutiert, ist das thermische Energiemodell des NWG rechenintensiv und kann innerhalb eines gegebenen Gesamtoptimierungszeitraums deutlich weniger Individuen als die Modelle der elektrisch betriebenen Anlagen evaluieren. Aus diesem Grund wird für jeden Betriebsmodus der in Tabelle 4-3 dargestellten Anteil am Gesamtoptimierungszeitraum berücksichtigt.

Da der *Gate Closure* der Day-Ahead Auktion um 12:00 Uhr erfolgt, beginnt der Optimierungsvorgang des moB bereits um 00:00 Uhr des Vortages. Somit stehen insgesamt zwölf Stunden für die Optimierung zur Verfügung. Innerhalb dieses Zeitfensters entfallen 40 % des Gesamtoptimierungszeitraums auf die Evaluierung der gebäudetechnischen Anlagen des NWG. Durch eine iterative Bewertung von Sollwerten im thermischen Energiemodell des NWG werden dabei die geeignetsten Individuen ermittelt, welche die mit den gebäudetechnischen Anlagen verbundenen Stromkosten minimieren. In der Regel ist die Dauerleistung (langfristig aufgenommene Leistung) dieser Anlagen höher als die der elektrisch betriebenen Anlagen, auch wenn letztere kurzfristig vergleichbare und sogar in bestimmten Fällen höhere Leistungswerte erreichen können. Die verbleibenden 60 % des Gesamtoptimierungszeitraums werden der Optimierung der drei betrachteten elektrisch betriebenen Anlagentypen zugewiesen. Hier sind die Simulationsmodelle deutlich weniger rechenintensiv und ermöglichen somit eine effizientere Erkundung des Suchraums.

Im Gegensatz dazu unterscheidet sich die Verteilung des Gesamtoptimierungszeitraums im noB signifikant. Dies liegt vor allem daran, dass die Prognosen zum Netzzustand auf Ebene des VNAS üblicherweise auf einem deutlich kürzeren zeitlichen Vorlauf basieren, was die verbleibende Zeit für die Durchführung der Leistungsanforderung stark einschränkt [72]. Aus diesem Grund wird

im noB ein reduzierter Gesamtoptimierungszeitraum von lediglich 45 Minuten angesetzt. Dadurch ist es nicht möglich, im thermischen Energiemodell des NWG eine hinreichende Anzahl von Sollwerten zu evaluieren. Stattdessen werden 80 % der verfügbaren Rechenzeit der Optimierung der elektrisch betriebenen Anlagen zugeordnet, während die verbleibenden 20 % für die Bewertung der gebäudetechnischen Anlagen vorgesehen sind, die trotz ihrer geringeren Reaktionsgeschwindigkeit aufgrund ihrer bezogenen Leistung ein relevantes Flexibilitätpotenzial bieten. Durch gezielte Anpassungen ihrer Betriebszustände leisten sie einen wesentlichen Beitrag zur Gesamtflexibilität und unterstützen die netzorientierte Optimierung des NWG im noB.

Für den praktischen Einsatz wird in dieser Arbeit angenommen, dass die für den moB erforderlichen Eingangsdaten – insbesondere die Belegungsprognosen der LP der LIS und der Zonen des NWG sowie die Strompreisprognosen aus der Day-Ahead Auktion – dem GAL rechtzeitig, d. h. einen Tag im Voraus, zur Verfügung stehen. Im Gegensatz dazu werden die Leistungsanforderungen des VNAS für den noB kurzfristig übermittelt, typischerweise mit einem zeitlichen Vorlauf zwischen einer und sechs Stunden. In dieser Arbeit wird hierfür ein konservativer Mindestvorlauf von 45 Minuten angenommen, wie in Abschnitt 4.2.1 diskutiert.

Das Optimierungsverfahren endet, sobald eines der definierten Stoppkriterien erfüllt ist. Das erste Kriterium tritt ein, wenn die maximal festgelegte Anzahl an Generationen  $n_G$  vollständig durchlaufen wurde. Das zweite bezieht sich auf die Zielerreichung, insbesondere im noB: Sobald die Zielstellung ausreichend erfüllt ist und keine signifikante Verbesserung der Fitnesswerte mehr auftritt, wird das Optimierungsverfahren beendet und der bis dahin beste Fahrplan ausgegeben. Das dritte Kriterium betrifft eine zeitliche Begrenzung. Sollte ein Optimierungsdurchlauf nicht vollständig abgeschlossen sein, muss dennoch der bis dahin beste Fahrplan bereitgestellt werden – beispielsweise kurz vor dem *Gate Closure* der Day-Ahead Auktion oder unmittelbar vor dem Eintritt des prognostizierten Netzengpasses.

#### **4.4 Zusammenfassung des Kapitels**

Dieses Kapitel beschreibt das entwickelte Optimierungskonzept auf Basis eines GAL-basierten Optimierers zur markt- und netzorientierten Bereitstellung von Flexibilitäten von NWG. Der Ansatz integriert die in Kapitel 3 beschriebene ganzheitliche Simulationsumgebung in einen iterativen Optimierungsvorgang, der unter Berücksichtigung technischer, nutzerbezogener und raumkomfortrelevanter Randbedingungen einen optimalen Fahrplan für das NWG generiert.

Zunächst werden die technischen Anforderungen an die Fahrplanerstellung analysiert. Für den moB sind präzise Wetter- und Strompreisprognosen sowie standardisierte Kommunikationsschnittstellen zur Gebotsabgabe an den Spotmarkt oder einen Aggregator unerlässlich. Im noB steht die zuverlässige Interaktion mit dem VNAS im Fokus, wobei die Kommunikation über das SMGW erfolgt.

Der GAL-basierte Optimierer generiert eine initiale Population, die durch genetische Operatoren wie Selektion, Kreuzung und Mutation schrittweise verbessert wird, um eine Zielfunktion zu minimieren. Es werden zwei Betriebsmodi unterschieden: Der moB zielt auf die Minimierung der Stromkosten durch die Steuerung flexibler Anlagen bei gleichzeitiger Einhaltung von Komfortgrenzen ab. Der noB passt den marktorientierten Fahrplan an Anforderungen des VNAS an, wobei Abweichungen gegenüber dem ursprünglichen Fahrplan minimiert werden.

Die Parameteroptimierung des GAL erfolgt mittels Gitter-Suche, um eine Balance zwischen Lösungsqualität und Rechenaufwand sicherzustellen. Zur praktikablen Umsetzung des noB wird der begrenzte Optimierungszeitraum überwiegend den weniger rechenintensiven Modellen der elektrisch betriebenen Anlagen und nur zu einem kleineren Anteil dem thermischen Energiemodell des NWG zugewiesen.

Abschließend wird die Kopplung zwischen der Simulationsumgebung und dem Optimierungskonzept erläutert. Der marktorientierte Fahrplan wird als stündlicher Fahrplan an den Spotmarkt übermittelt oder dem Aggregator, während im noB das NWG unmittelbar auf Anforderungen des VNAS reagiert. Die iterativen Optimierungsvorgänge erfolgen, bis die definierten Stoppkriterien erfüllt sind.



## 5 Anwendung des Optimierungsalgorithmus in der Praxis

In diesem Kapitel wird die praktische Anwendung des GAL-basierten Optimierungsverfahrens in ausgewählten Testumgebungen analysiert. Nach einer ausführlichen Beschreibung der verwendeten Testumgebungen folgt die Darstellung und Bewertung spezifischer Bewertungsszenarien, in denen der moB und der noB anhand der Optimierung von Flexibilitäten in NWG untersucht werden. In diesem Zusammenhang werden sowohl die Ergebnisse des Einsatzes von GAL in der Simulationsuntersuchung als auch im realen Feldtest dargestellt und im Detail diskutiert. Den Abschluss bildet eine zusammenfassende Bewertung der erzielten Ergebnisse sowie eine Einordnung der Stärken und Grenzen des GAL bei der optimierten Bewirtschaftung markt- und netzorientierter Flexibilitätspotenziale von NWG.

### 5.1 Testumgebungen

Zur Bewertung des entwickelten GAL-basierten Optimierers werden in diesem Abschnitt zwei Testumgebungen herangezogen. Die erste Umgebung basiert auf einer vollständig simulationsgestützten Untersuchung, während die zweite Testumgebung die Integration des Optimierungskonzepts in ein reales Gebäude umfasst. Dadurch wird die praktische Umsetzung des Konzepts validiert. Dieses Gebäude selbst stellt zwar kein NWG dar, aber es wird im Rahmen dieser Arbeit berücksichtigt, da sein hoher Ausstattungsgrad hinsichtlich Sensorik und flexibler Anlagen es geeignet für die Evaluierung von markt- und netzorientierten Optimierungskonzepten macht. Für beide Testumgebungen wird jeweils eine Beschreibung der spezifischen Fallstudiengebäude gegeben.

#### 5.1.1 Simulationsuntersuchung

Ziel der Simulationsuntersuchung ist die Bewertung des moB und des noB eines NWG sowie die Identifikation der wirtschaftlichen und netzbezogenen Potenziale, die sich durch die gezielte Nutzung verfügbarer Flexibilitäten ergeben. Grundlage dieser Untersuchungen bilden die in Abschnitt 3.1.1 beschriebenen flexiblen Anlagen, deren Modellvalidierung in Abschnitt 3.2 detailliert dargestellt wird.

Als Ausgangspunkt dient das HC-Gebäude des Campus Haspel der BUW. Die aktuell installierten Heizungsanlagen entsprechen einem konventionellen oder traditionellen Einsatz. Das bedeutet, dass die Wärmeerzeugung auf fossilen Energieträgern basiert, wie bereits in Abschnitt 2.1.2 erläutert wurde. Im Hinblick auf die in Abschnitt 1.1 diskutierten Auswirkungen der fortschreitenden Elektrifizierung des Wärmesektors und die vom GEG geförderten Maßnahmen werden diese konventionellen Heizungsanlagen in der Simulation durch elektrisch betriebene WP ersetzt. Die Flexibilitätsbewirtschaftung des NWG erfolgt somit auf Grundlage eines vollständig elektrifizierten Komplexes. Für die WP wird eine typische Leistungszahl von  $COP = 4,0$  angenommen [214].

Das HC-Gebäude ist mit zwei PV-Anlagen ausgestattet. Um das Potenzial des flexiblen Betriebs vollständig zu erfassen, werden gezielte Annahmen, die im Folgenden beschrieben werden, getroffen, um die Auswertung des Potenzials des flexiblen Betriebs des HC-Gebäudes abbilden zu können.

Da im HC-Gebäude keine LIS für ePkw vorhanden ist, wird im Rahmen der Simulation die LIS des Campus Freudenberg der BUW einbezogen. Diese umfasst insgesamt acht LP, von denen vier über eine individuell regelbare maximale Ladeleistung verfügen. Die übrigen vier LP sind paarweise an zwei gemeinsam betriebenen Ladestationen angeschlossen, sodass sie im Optimierungsmodell jeweils als ein gemeinsamer Ladepunkt behandelt werden. Dadurch ergeben sich sechs effektiv regelbare LP mit einer maximalen Ladeleistung von  $P = 22 \text{ kW}$  je LP. Diese Annahme erfolgt im Kontext der in Abschnitt 1.1 diskutierten Prognosen, wonach bis zu drei Millionen ePkw, die an deutschen NWG laden, zu erwarten sind.

Zur weiteren Erhöhung der Flexibilität wird dem HC-Gebäude ein EES hinzugefügt. Die Dimensionierung dieses EES orientiert sich an der installierten Leistung der PV-Anlage. Laut [249] beträgt das typische Verhältnis zwischen Speicherkapazität und Leistung der PV-Anlage in Haushalten etwa  $E = 1,5 \text{ kWh}$  pro  $P = 1 \text{ kW}$  installierter PV-Leistung. Für gewerbliche Anwendungen werden hingegen, laut [24], EES mit Kapazitäten zwischen  $E = 30 \text{ kWh}$  und  $E = 1 \text{ MWh}$  verwendet. Andere Studien zeigen, dass die durchschnittliche Kapazität der Batterien in EES im GHD-Sektor bei etwa  $E = 25 \text{ kWh}$  liegt [250, S. 7]. In Anlehnung an diese Werte und unter Berücksichtigung der installierten Leistung der PV-Anlage von  $P = 24 \text{ kW}$  im HC-Gebäude wird ein EES mit einer Kapazität von  $E = 50 \text{ kWh}$  integriert. Dies entspricht einem Verhältnis von etwa  $E = 2,1 \text{ kWh}$  pro  $P_{\text{inst}} = 1 \text{ kW}_p$  und liegt somit im oberen Bereich typischer Anwendungen, was eine realistische und zugleich ambitionierte Auslegung darstellt.

Der moB und der noB des HC-Gebäudes werden im Rahmen definierter Bewertungsszenarien evaluiert. Eine detaillierte Beschreibung dieser Szenarien erfolgt in Abschnitt 5.2.

### 5.1.2 Fallstudiengebäude für den Feldtest

Neben dem markt- und netzorientierten Einsatz der GAL-basierten Optimierung der Flexibilitäten des HC-Gebäudes in der Simulationsuntersuchung wird auch die Anwendung dieses Optimierungskonzepts in einem realen Gebäude betrachtet. Dabei handelt es sich um das MIMO-Gebäude, dessen EES bereits in Abschnitt 3.2.2 zur Validierung des in Abschnitt 3.1.2 entwickelten Modells verwendet wird. Wie dort beschrieben, ist dieser EES mit einer PV-Anlage mit einer installierten Leistung von  $P_{\text{inst}} = 6,6 \text{ kW}_p$  gekoppelt. Beide Anlagen werden von einem „Sunny Home Manager“-System des Herstellers SMA gesteuert [251].

Darüber hinaus ist das MIMO-Gebäude mit einer WP, einem Kalt- und Warmwasserspeicher und konventionellen Lasten wie Beleuchtung und Haushaltsgeräten ausgestattet [219]. Im Rahmen

des InFleX-Forschungsprojektes<sup>18</sup> wurde ein Überwachungs- und Steuerungskonzept implementiert, welches in Abbildung 5-1 dargestellt ist. Auf diese Weise wird der moB und der noB des MIMO-Gebäudes aktiviert. [239]

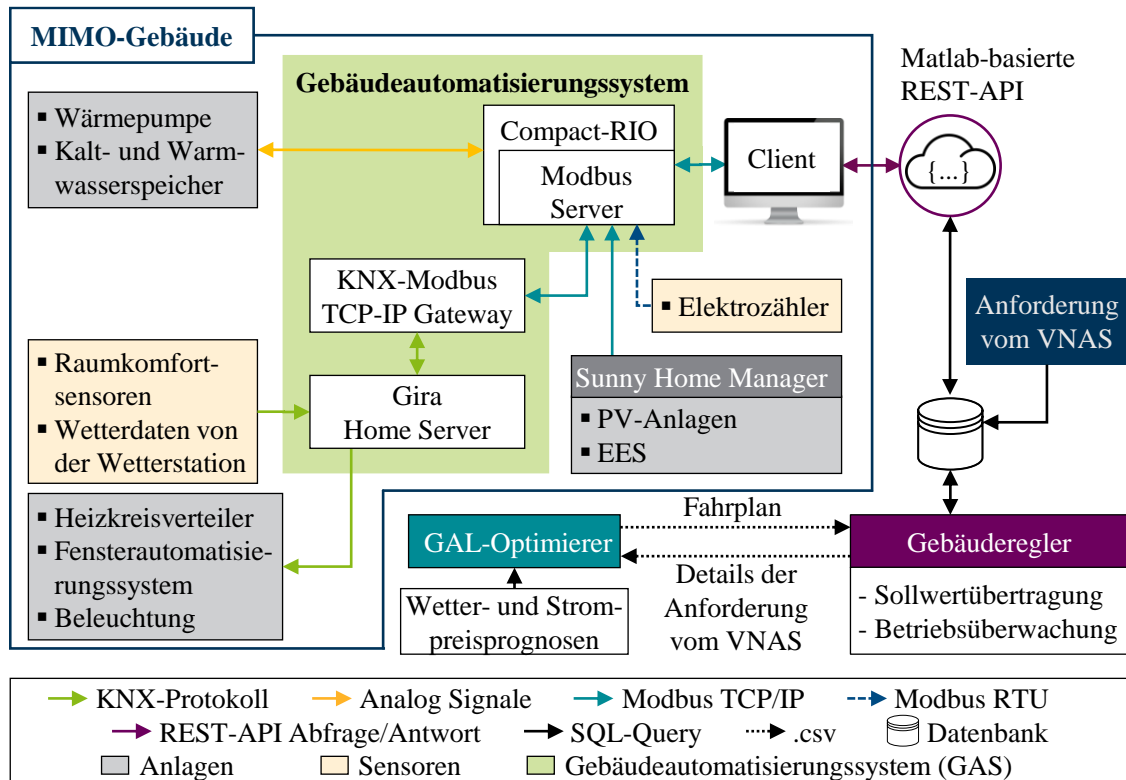


Abbildung 5-1: Feldtestkonzept für den moB und den noB im MIMO-Gebäude

Das zentralisierte Konzept zur Steuerung und Überwachung des moB und noB des MIMO-Gebäudes stützt sich hauptsächlich auf REST<sup>19</sup>-API Abfragen. Das wird durch die Integration eines *Matlab-Production-Servers* erreicht, der als Schnittstelle für den Datenaustausch zwischen zwei Ebenen dient: dem GAS und dem Gebäuderegler.

Das GAS ist lokal im MIMO-Gebäude installiert und besteht im Wesentlichen aus zwei Systemen: einem Gira Home Server und einem Compact-RIO Gerät. Das GAS übernimmt sowohl die Verteilung der entsprechenden Sollwerte als auch die Erfassung der Betriebsgrößen. Dazu werden verschiedene Kommunikationsprotokolle wie KNX, Modbus TCP/IP und Modbus RTU verwendet. Das GAS selbst entscheidet jedoch nicht über den Betriebsmodus, sondern setzt die vom Gebäuderegler übermittelten Sollwerte um. Die Umschaltung zwischen den Betriebsmodi erfolgt zentral über den Gebäuderegler. Alle relevanten Mess- und Steuergrößen sind über spezifische

<sup>18</sup> Das Forschungsprojekt InFleX (Integration gebäudetechnischer Flexibilitäten und kombinierter Fahrzeugladeinfrastruktur in ein dezentrales Verteilnetzautomatisierungssystem) zielt darauf ab, die Potentialermittlung und -hebung von gebäudetechnischen Flexibilitäten zu erreichen und in ein VNAS zu integrieren, um diese automatisiert und ohne zusätzlichen Aufwand netzdienlich einsetzen und vermarkten zu können [252].

<sup>19</sup> REST (engl. „*Representational State Transfer*“)

Modbus-Register im Modbus-Server am Compact-RIO Gerät abgebildet, das gleichzeitig als Kommunikationsserver fungiert und für die direkte Ansteuerung der WP verantwortlich ist.

Im Normalbetrieb, d. h. ohne Flexibilitätsoptimierung, spielen insbesondere Sensoren für Raumtemperatur, CO<sub>2</sub>-Konzentration und relative Luftfeuchtigkeit, eine Wetterstation sowie Betriebswerte der PV-Anlage und des EES eine zentrale Rolle. Die vom GAS bereitgestellten Raumtemperatursollwerte werden lokal an die jeweiligen Räume und an die flexiblen Anlagen des Gebäudes verteilt, um die Einhaltung der Raumkomfortkriterien und der Betriebsgrenzen der entsprechenden Anlagen sicherzustellen. Um die Flexibilitätsoptimierung zu ermöglichen, werden zusätzliche Modbus-Register hinzugefügt. Diese erfassen unter anderem die vom GAL-basierten Optimierer extern festgelegten Sollwerte für die Raumtemperatur, Lade- und Entladeleistungen des EES sowie die maximal zulässige Einspeiseleistung der PV-Anlage. Diese erweiterten Sollwerte gelten nur im aktivierten moB bzw. noB und werden zentral vom Optimierer ermittelt und über den REST-API-basierten Client des MIMO-Gebäudes an das GAS zur Verfügung gestellt.

Der Gebäuderegler und der REST-API-basierte Client des MIMO-Gebäudes arbeiten koordiniert zusammen und sind gemeinsam für die planmäßige sowie kontinuierliche Umsetzung des jeweils geltenden Betriebsmodus verantwortlich. Der Gebäuderegler überträgt die vom GAL-basierten Optimierer ermittelten Sollwerte zum vorgesehenen Zeitpunkt in die Datenbank und überwacht gleichzeitig die Einhaltung sämtlicher technischer und komfortbezogener NB. Dazu greift er auf die kontinuierlich vom Client aus dem GAS erfassten Ist-Werte zurück, die aus den Raumkomfortsensoren sowie den Betriebswerten der Anlagen stammen und mittels der REST-API-Schnittstelle in die Datenbank übertragen werden. Der Client im MIMO-Gebäude führt in zyklischen Intervallen sowohl das Auslesen der aktuellen Sollwerte für die flexiblen Anlagen aus der Datenbank als auch das Schreiben der erfassten Betriebswerte in dieselbe Datenbank durch.

Der GAL-basierte Optimierer arbeitet gemäß der in Abschnitt 4.3 beschriebenen Methodik und stellt den Fahrplan in Form einer CSV-Datei (engl. "*Comma-Separated Values*") bereit. Im moB werden Prognosedaten zur Gebäudebelegung, aktuelle Wetterdaten sowie Strompreise einbezogen. Im noB hingegen basieren die Optimierungsentscheidungen auf Anforderungen des VNAS.

Für den Feldtest wird eine Zwischenlösung betrachtet, in der die Anforderungen des VNAS über eine Auslöser-Funktion in die Datenbank integriert werden. Der Gebäuderegler liest diese Anforderung aus, leitet die relevanten Informationen (prognostizierte Uhrzeit des Netzengpasses, dessen Dauer und die Leistungsanforderung) an den GAL-Optimierer weiter. Basierend auf diesen Angaben wird die netzorientierte Optimierung aktiviert. Die resultierenden Sollwerte werden zum entsprechenden Zeitpunkt an das Gebäude übermittelt und über das im MIMO-Gebäude befindliche GAS ausgeführt.

Die Umsetzung der markt- und netzorientierten Optimierung im Feldtest erfordert die Berücksichtigung sowohl des thermischen Energiemodells des Gebäudes als auch der Modelle der elektrisch betriebenen Anlagen. Eine detaillierte Validierung des thermischen Energiemodells des

MIMO-Gebäudes erfolgt in Abschnitt 8.7. Aufgrund technischer Einschränkungen ist es im Rahmen des Feldtests nicht möglich, die PV-Anlagen und das EES aktiv in den Betriebsablauf einzubinden. Grund hierfür ist die herstellerseitige Sperrung der externen Steuerung auf Ebene des Sunny Home Managers bei den verwendeten Wechselrichtern. Deswegen wird dieses System im GAS in Abbildung 5-1 nicht berücksichtigt. Es ist jedoch möglich, den Betrieb dieser beiden Anlagen zu überwachen. Der Feldtest konzentriert sich daher ausschließlich auf die flexible Steuerung der WP des MIMO-Gebäudes.

## 5.2 Bewertungsszenarien

In diesem Abschnitt werden die jeweiligen marktorientierten und netzorientierten Szenarien vorgestellt, in denen die entsprechenden Optimierungsvorgänge umgesetzt werden. Weiterhin wird der konventionelle Betrieb des HC-Gebäudes beschrieben, mit dem der moB des HC-Gebäudes verglichen wird, welcher im Rahmen dieser Arbeit als „*Business as Usual*“-Betrieb (BAU) bezeichnet wird.

### 5.2.1 Konventioneller Betrieb von Nichtwohngebäuden

Der BAU-Betrieb des HC-Gebäudes dient als Basis für den Vergleich der Vor- und Nachteile einer Betriebsoptimierung durch den GAL. Dieser Referenzbetrieb besteht aus zwei Ebenen: Die erste Ebene umfasst den konventionellen Betrieb der HKL-Anlage, während die zweite Ebene den konventionellen Betrieb der elektrisch betriebenen Anlagen betrifft.

Der BAU-Betrieb stützt sich auf konventionelle Strategien, die im Wesentlichen eine Kombination aus zeitgesteuerter Regelung (engl. „*Time-scheduled Control*“) und regelbasierter Steuerung (engl. „*Rule Based Control*“, RBC) umfassen [253, S. 25-27]. Diese Strategien zeichnen sich durch ihre Robustheit und Einfachheit aus. Bei der zeitgesteuerten Regelung werden die Betriebszeiten der HKL-Anlagen auf Grundlage der üblichen Belegungszeiten festgelegt. Sie ist jedoch limitiert, da sie nicht in der Lage ist, auf unvorhergesehene dynamische Ereignisse im NWG zu reagieren [254]. So können beispielsweise Raumkomfortvariablen bei unerwartet hoher Belegung beeinträchtigt werden. Hier hat RBC einen Vorteil, da sie durch definierte Regeln und logische Abfolgen Echtzeitmessungen und vordefinierte Betriebsschwellen berücksichtigt, um die Einhaltung der Raumkomfortanforderungen sicherzustellen [254]. Diese Raumkomfortanforderungen sind ausführlich in Tabelle 2-1 dargestellt.

Beim BAU-Betrieb des HC-Gebäudes werden während der Belegungsstunden, d. h. den regulären Nutzungszeiten des NWG laut Belegungsplan, die Raumkomfortanforderungen der Kategorie I und für die restlichen Stunden der Kategorie III berücksichtigt. Der BAU-Betrieb ist jedoch fähig, auf unvorhergesehene dynamische Ereignisse zu reagieren, da die Regelungsebene auf Echtzeitmessungen basiert und Korrekturen des Betriebs zulässt. So wird die Einhaltung der Komfortanforderungen gewährleistet.

Beim Laden von ePkw im BAU-Betrieb der LIS wird angenommen, dass die Ladevorgänge von ePkw nach dem „*First Come, First Served*“-Prinzip erfolgen. Das bedeutet, dass für die ladenden ePkw keine spezifische Ladestrategie angewendet wird. Zudem wird keine Anpassung der maximalen Ladeleistung während des Ladevorgangs berücksichtigt. Das heißt, dass die Ladeleistung während des gesamten Ladevorgangs konstant bleibt und nicht abgeregelt wird. Dies kann zu einem hohen Leistungsbezug führen, insbesondere zu Zeiten mit hohen Strompreisen, was wiederum höhere Stromkosten – verstanden als die Kosten für den Bezug der elektrischen Energie – zur Folge hat. Das EES wird ausschließlich über die PV-Anlage geladen und nur dann entladen, wenn keine Einspeiseleistung der PV-Anlage zur Verfügung steht, oder wenn die Einspeisung die Last unterschreitet, d. h. es dient ausschließlich der Eigenbedarfsoptimierung. Infolgedessen bietet das EES keine Flexibilität.

### 5.2.2 Szenarien für einen marktorientierten Betrieb

Aufgrund der Komplexität des thermischen Energiemodells des HC-Gebäudes kann ein marktorientierter Optimierungsvorgang für einen einzigen Tag unter Betrachtung einer Teilnahme an der Day-Ahead Auktion mehrere Stunden in Anspruch nehmen. Aus diesem Grund basiert die Formulierung der marktorientierten Szenarien in dieser Arbeit nicht auf einer kontinuierlichen Jahresanalyse, sondern auf repräsentativen Tagen des Jahres 2022.

Um repräsentative Tage für die marktorientierte Optimierung des HC-Gebäudes zu identifizieren, wird untersucht, in welchem Maß der Strompreis der Day-Ahead Auktion mit verschiedenen Einflussgrößen der elektrischen Energieerzeugung korreliert. Ziel dieser Korrelationsanalyse ist es, diejenigen Merkmale zu bestimmen, die den Strompreis signifikant beeinflussen und somit als Grundlage für die Auswahl der Bewertungsszenarien dienen können.

Anhand historischer Daten zur Energieerzeugung nach Energieträgern<sup>20</sup> und des Strompreises der Day-Ahead Auktion<sup>20</sup> in Deutschland werden die Ergebnisse einer Korrelationsanalyse in Tabelle 5-1 dargestellt. Die betrachteten Variablen umfassen die aggregierte Erzeugung von EE-basierten und nicht EE-basierten Energieträgern sowie ausgewählte EE-basierte Energieträger wie Energie aus PV- und Windkraftanlagen. Darüber hinaus werden tagespezifische Faktoren wie Jahreszeit, Wochentag (Werktag oder Wochenende) und Arbeitszeiten berücksichtigt.

Die in Tabelle 5-1 dargestellten Korrelationswerte zwischen dem Strompreis der Day-Ahead Auktion und den untersuchten Merkmalen spiegeln den Grad ihrer linearen Beziehung wider. Korrelationskoeffizienten  $K$  nahe  $K = 1$  oder  $K = -1$  weisen auf starke positive bzw. negative Korrelationen hin, während Werte nahe  $K = 0$  keine Korrelation anzeigen. Positive Werte deuten darauf hin, dass die Variablen tendenziell gemeinsam ansteigen, während negative Werte zeigen, dass eine Variable steigt, wenn die andere fällt. Eine geringe Korrelation wird für

---

<sup>20</sup> Informationen aus der Transparenzplattform des „*European Network of Transmission System Operators for Electricity*“ (ENTSO-E)

Werte  $K < 0,35$ , eine mäßige für Werte ab 0,5 und eine signifikante für Werte über  $K > 0,68$  angenommen [255]. Beispielsweise steigen die Strompreise in der Day-Ahead Auktion tendenziell, wenn der Anteil der EE (insbesondere windkraftbasierte) an der Energieerzeugung sinkt oder wenn der Beitrag konventioneller Energieträger steigt. Der Zusammenhang zwischen dem Strompreis der Day-Ahead Auktion und den Jahreszeiten ist schwach ausgeprägt, während für die Tagestypen und Arbeitszeiten keine signifikanten Korrelationen festgestellt werden.

**Tabelle 5-1: Korrelation zwischen dem Strompreis der Day-Ahead Auktion und ausgewählten Merkmalen**

	Merkmale						
	EE-basierte elektrische Energieerzeugung	Nicht-EE-basierte elektrische Energieerzeugung <sup>21</sup>	PV-basierte Energieerzeugung	Windkraft-basierte Energieerzeugung	Jahreszeit	Tagestyp	Arbeitszeiten
<b>Strompreis der Day-Ahead Auktion<sup>22</sup></b>	$K = -0,53$	$K = 0,61$	$K = -0,06$	$K = -0,57$	$K = 0,36$	$K = 0,23$	$K = 0,01$

Der signifikante Zusammenhang zwischen den Strompreisen der Day-Ahead Auktion und dem EE-Anteil an der Energieerzeugung bildet die Grundlage für die Auswahl repräsentativer Tage zur Auswertung der marktorientierten Optimierung im HC-Gebäude. Hierzu wird für jede Jahreszeit die Verteilung der täglichen EE-Erzeugung analysiert und durch ihre ersten und dritten Quartile (Q1 bzw. Q3) charakterisiert (entsprechend dem 25. bzw. 75. Perzentil der saisonalen Verteilung). Anschließend werden Werkzeuge ausgewählt, deren EE-Erzeugungsanteil dem ersten bzw. dritten Quartil der saisonalen Verteilung entspricht. Diese Tage repräsentieren typische Situationen mit niedriger und hoher EE-Einspeisung, die unterschiedliche Marktsituationen abbilden. Die Besonderheiten dieser Beziehung werden in Abschnitt 8.8 im Anhang ausführlich erläutert. Abbildung 5-2 illustriert die saisonale Verteilung der täglichen EE-Erzeugung in Deutschland im Jahr 2022 als Grundlage der Quartilsbestimmung.

<sup>21</sup> Die folgenden Energieträger gelten als erneuerbare Energieerzeuger: Biomasse, Geothermie, alle hydroelektrischen Erzeugungsoptionen, PV-Anlagen sowie Windkraftanlagen.

<sup>22</sup> Die Strompreise von der Day-Ahead Auktion berücksichtigen keine der folgenden Faktoren: Nettonetzentgelte, Konzessionsabgaben, EEG-Umlagen und Stromsteuern.

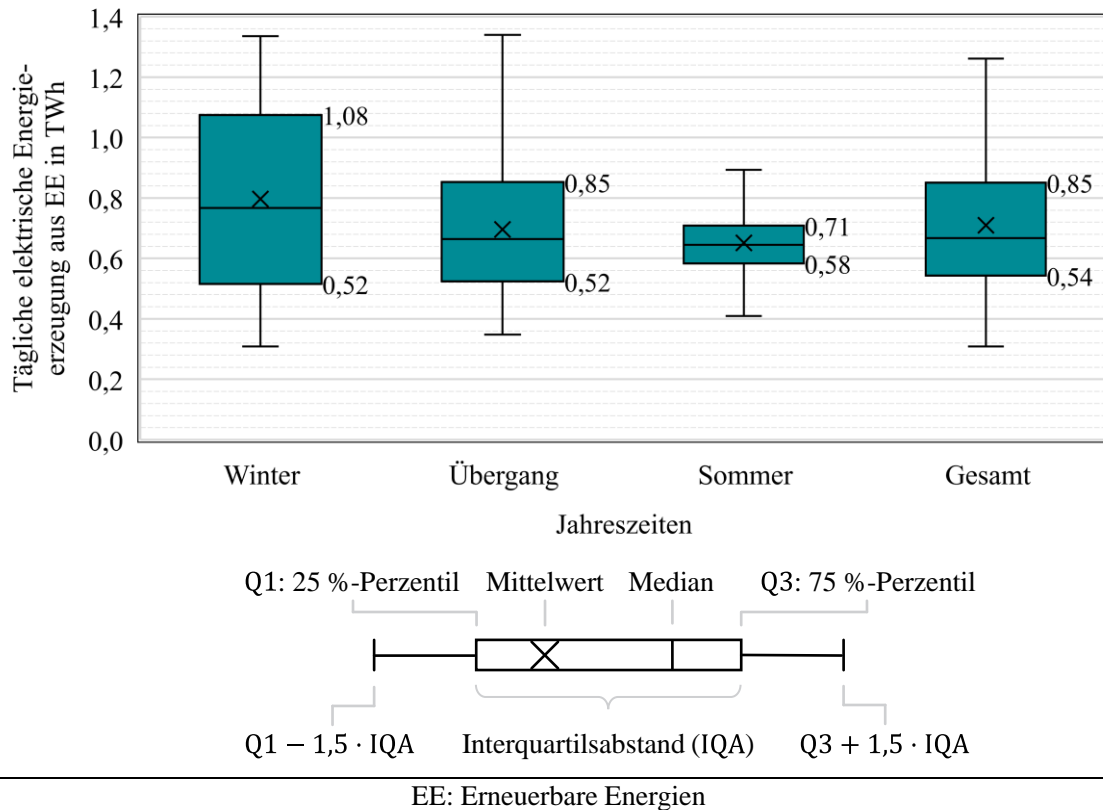


Abbildung 5-2: Verteilung der täglichen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Deutschland nach Jahreszeiten 2022

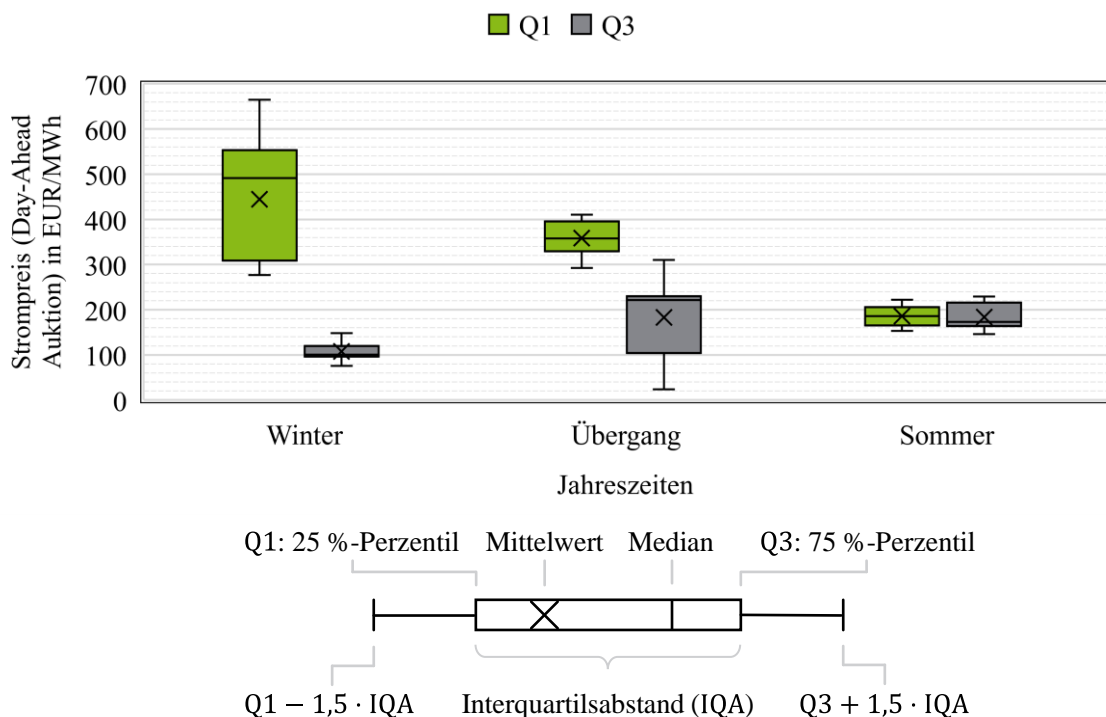
Tabelle 5-2 fasst die ausgewählten Tage zusammen, die in den Bewertungsszenarien für die marktorientierte Optimierung des HC-Gebäudes berücksichtigt werden. Auf dieser Basis werden die Strompreise der Day-Ahead Auktion herangezogen, um den moB des Fallstudiengebäudes an den ausgewählten Tagen zu bewerten. Zwischen Abbildung 8-14 und Abbildung 8-16 ist der detaillierte Strompreisverlauf für die ausgewählten Tage des marktorientierten Optimierungsvorgangs für die Winter-, Übergangs- bzw. Sommerperiode dargestellt.

Tabelle 5-2: Übersicht der Szenarien für den marktorientierten Optimierungsvorgang

Szenario ID	Periode	Quartil	Beitrag von EE	Ausgewählter Tag	Tägliche Energieerzeugung aus EE in MWh
HC:moB W-Q1	Winter	Q1	niedrig	13.12.2022	516,4
HC:moB W-Q3	Winter	Q3	hoch	05.01.2022	1.070,7
HC:moB Ü-Q1	Übergang	Q1	niedrig	04.03.2022	524,3
HC:moB Ü-Q3	Übergang	Q3	hoch	05.04.2022	851,9
HC:moB S-Q1	Sommer	Q1	niedrig	09.06.2022	584,5
HC:moB S-Q3	Sommer	Q3	hoch	07.06.2022	707,3

Abbildung 5-3 zeigt den moderaten Zusammenhang zwischen dem Strompreis in der Day-Ahead Auktion und dem EE-Beitrag an der Energieerzeugung im Jahr 2022. Für die ausgewählten Tage, die in Tabelle 5-2 über die Spalte „Szenario-ID“ identifiziert sind, lässt sich erkennen, dass in der Winter- und Übergangsperiode die Strompreisverteilung der Day-Ahead Auktion zu höheren

Preisbereichen tendiert, wenn der EE-Beitrag an der Energieerzeugung gering (Q1) ist. Umgekehrt werden die Strompreise günstiger, wenn der EE-Beitrag hoch (Q3) ist. Im Sommer fällt dieser Effekt jedoch deutlich geringer aus, da die PV-Erzeugung über weite Tageszeiten dominiert und der Beitrag der Windkraftanlagen im Vergleich zu den übrigen Jahreszeiten niedriger ist und damit weniger Einfluss auf die Preisbildung hat. Dies lässt sich in Abbildung 8-11 nachvollziehen, die die saisonale Verteilung der EE-Erzeugung und den jahreszeitlich wechselnden Anteil von PV- und Windenergie illustriert. Dadurch nähern sich die Preisniveaus von Q1 und Q3 im Sommer an. Beide Tage werden dennoch ausgewählt, weil trotz ähnlicher Strompreisverteilung unterschiedliche Betriebs- und Lastbedingungen des NWG vorliegen, die das Flexibilitätspotenzial und damit die Bewertung des GAL im moB beeinflussen.

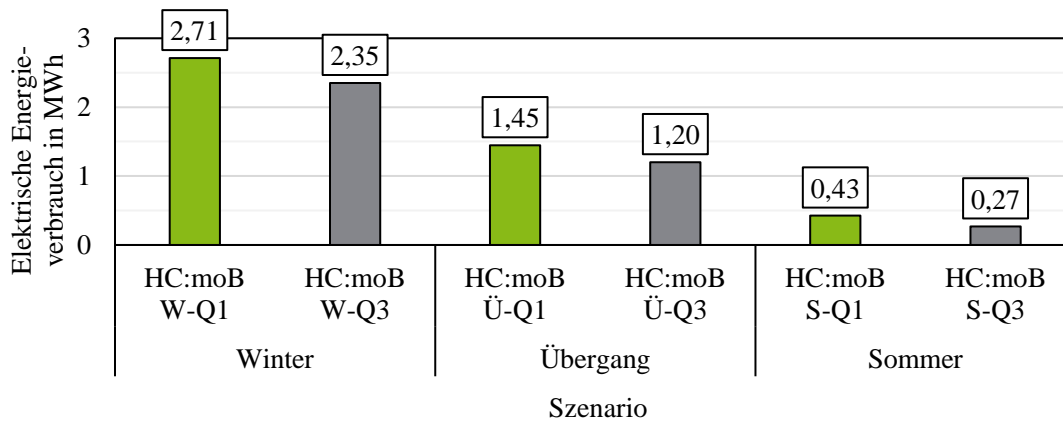


**Abbildung 5-3:** Verteilung der Strompreise ausgewählter Tage in der Day-Ahead Auktion für die marktorientierten Szenarien

Die Erstellung des marktorientierten Fahrplans für die ausgewählten Tage muss, wie in Abschnitt 2.4.1 diskutiert, vor dem *Gate Closure* der Day-Ahead Auktion ermittelt werden, d. h. bis spätestens zum Mittag des Vortages. Dies bedingt die Zeit, die für die marktorientierte Optimierung zur Verfügung steht. Der marktorientierte Optimierungsvorgang erfolgt um 00:00 Uhr des Vortages. Der Optimierer hat zwölf Stunden Zeit, um die Raumkomfortsollwerte der Zonen des NWG und Leistungssollwerte der elektrisch betriebenen Anlagen zu ermitteln, welche die Stromkosten im Vergleich zu einem BAU-Betrieb reduzieren.

### 5.2.3 Szenarien für einen netzorientierten Betrieb

Die Auswahl der zu bewertenden Szenarien für den netzorientierten Optimierungsvorgang des HC-Gebäudes basiert auf den marktorientierten optimierten Tagen von Tabelle 5-2. Über den elektrischen Energieverbrauch der jeweiligen marktoptimierten Tage, der in Abbildung 5-4 dargestellt ist, wird für jede Jahreszeit der energieintensivste Tag ausgewählt. Konkret basiert der noB auf den in den marktorientierten Szenarien HC:moB {W-Q1, Ü-Q1, S-Q1} erhaltenen Ergebnisse aus Tabelle 5-2. An diesen Tagen werden gezielte Anforderungen zur Anpassung der bezogenen oder bereitgestellten Leistung zu spezifischen Zeitpunkten gestellt. Der Optimierer ermittelt daraufhin neue Raumkomfort- und Leistungssollwerte, um die Anforderung zu erfüllen, was zu Abweichungen vom ursprünglich geplanten marktorientierten Fahrplan führen kann.



W: Winterperiode-Szenario	Ü: Übergangsperiode-Szenario	S: Sommerperiode-Szenario
Q1: Szenario mit niedrigem EE-Beitrag	Q3: Szenario mit hohem EE-Beitrag	
EE: Erneuerbare Energien	moB: Marktorientierter Betrieb	

Abbildung 5-4: Elektrischer Energieverbrauch des HC-Gebäudes nach der Durchführung des marktorientierten Optimierungsvorgangs an ausgewählten repräsentativen Tagen

Tabelle 5-3 fasst die Szenarien für den noB des HC-Gebäudes zusammen. Ausgehend vom marktorientierten Basisszenario der Spalte „Szenario Basis“ wird eine Leistungsanforderung an das HC-Gebäude durch das VNAS angenommen. Diese umfasst den konkreten Zeitpunkt zur Durchführung des noB in der Spalte „Uhrzeit“ sowie die spezifischen Anforderungen an Leistungsreduzierung oder -erhöhung in der Spalte „Anforderung zur Leistungsänderung“. Die Information erreicht das GAS des HC-Gebäudes mit 45 Minuten Vorlauf, wodurch der Gesamtoptimierungszeitraum stark begrenzt wird.

Die Szenarien zielen darauf ab, das Potenzial des HC-Gebäudes zur Unterstützung des Betriebs des elektrischen Verteilnetzes auszuwerten. Exemplarisch sind die Szenarien HC:noB W2 und HC:noB W3, die am selben Tag und zur gleichen Uhrzeit stattfinden. Mit solchen Szenarien soll die Fähigkeit des HC-Gebäudes, auf Anforderungen zu reagieren, separat bewertet werden. Im Gegensatz hierzu dienen die Szenarien für die Sommerperioden dazu, die Reaktion des HC-Gebäudes auf eine Erhöhung oder Verringerung der bezogenen Leistung zu bewerten.

Weder die automatisierte Vorhersage von kritischen Situationen für das elektrische Verteilnetz noch die Ermittlung der entsprechenden Gegenmaßnahmen sind das Ziel dieser Arbeit. Wie bereits in Abschnitt 1.1 und Abschnitt 2.3.2 erwähnt, wird diese Aufgabe von einem VNAS übernommen und vom EMS bzw. vom GAS mittels eines SMGW lokal umgesetzt.

**Tabelle 5-3: Übersicht der Szenarien für den netzorientierten Optimierungsvorgang**

Szenario ID	Szenario Basis	Details der netzorientierten Maßnahme	
		Uhrzeit	Leistungsänderungsanforderung
HC:noB W1	HC:moB W-Q1 (13.12.2022)	06:45 Uhr	-18 kW (ca. -10 %)
HC:noB W2		15:15 Uhr	-30 kW (ca. -15 %)
HC:noB W3			-60 kW (ca. -30 %)
HC:noB W4		06:45 Uhr & 15:45 Uhr	-18 kW (ca. -10 % um 06:45 Uhr) & -19 kW (ca. -10 % um 15:45 Uhr)
HC:noB Ü1	HC:moB Ü-Q1 (04.03.2022)	07:00 Uhr	-15 kW (ca. -15 %)
HC:noB Ü2			-30 kW (ca. -30 %)
HC:noB Ü3		15:00 Uhr	-22 kW (ca. -30 %)
HC:noB Ü4			22 kW (ca. 30 %)
HC:noB S1	HC:moB S-Q1 (09.06.2022)	12:45 Uhr	-8 kW (ca. -30 %)
HC:noB S2			8 kW (ca. 30 %)

### 5.3 Analyse der Optimierungsergebnisse

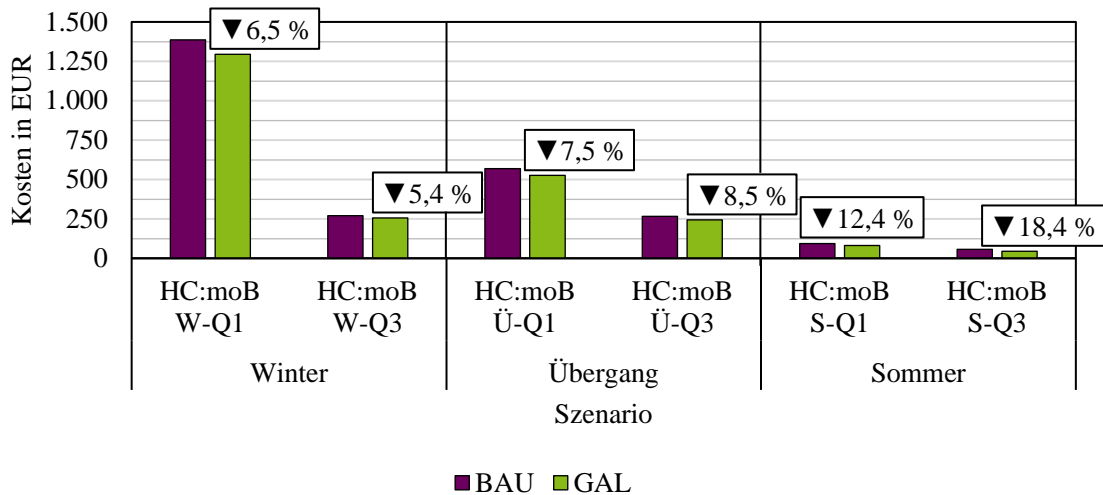
Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 5.1 beschriebenen Testumgebungen werden in diesem Abschnitt die elektrischen Flexibilitäten analysiert, welche auf Basis der GAL-basierten Optimierungsvorgänge im HC-Gebäude und im MIMO-Gebäude eingesetzt werden. Die Bewertung erfolgt im Rahmen der zuvor eingeführten markt- und netzorientierten Szenarien. Zunächst werden simulationsbasierte Ergebnisse im HC-Gebäude vorgestellt. Anschließend folgt die Auswertung des Feldtests im MIMO-Gebäude.

#### 5.3.1 Simulationsergebnisse: Marktorientierte Optimierung im HC-Gebäude

Die Anwendung des GAL im moB führt zu einer Senkung der Stromkosten gegenüber dem BAU-Betrieb. Durch die gezielte Steuerung der flexiblen Anlagen im HC-Gebäude kann die bezogene Leistung in Zeiten mit einem niedrigen Strompreis verschoben werden. Dies bewirkt eine Reduktion der gesamten Stromkosten und lässt sich konsistent für alle Tage der Szenarien in den drei Jahreszeiten nachweisen. Eine zusammenfassende Übersicht der definierten Szenarien ist in Abbildung 5-5 dargestellt. Dabei werden die Stromkosten sowohl aller flexiblen gebäudetechnischen Anlagen (HKL-Anlagen) als auch aller elektrisch betriebenen Anlagen berücksichtigt.

In allen betrachteten Fällen führt der GAL-basierte Betrieb (die grünen Balken) zu niedrigeren Stromkosten als der BAU-Betrieb (die Balken in Lila), wie in Abbildung 5-5 dargestellt. Die Höhe der Einsparung variiert in Abhängigkeit vom EE-Beitrag der jeweiligen Jahreszeit. Die Stromkosten des HC-Gebäudes steigen in Zeitpunkten mit geringem EE-Beitrag grundsätzlich

deutlich an. Das ist ein Effekt, der im Zusammenhang mit der in Tabelle 5-1 vorgestellten signifikanten Korrelation zwischen dem Strompreis der Day-Ahead Auktion und dem EE-Beitrag bei der elektrischen Energieerzeugung steht. In der Winterperiode liegt die Reduktion der Stromkosten durch den GAL-Betrieb zwischen ca. 5 % und 7 %, in der Übergangsperiode zwischen ca. 7 % und 9 % und in der Sommerperiode zwischen ca. 12 % und 18 %.

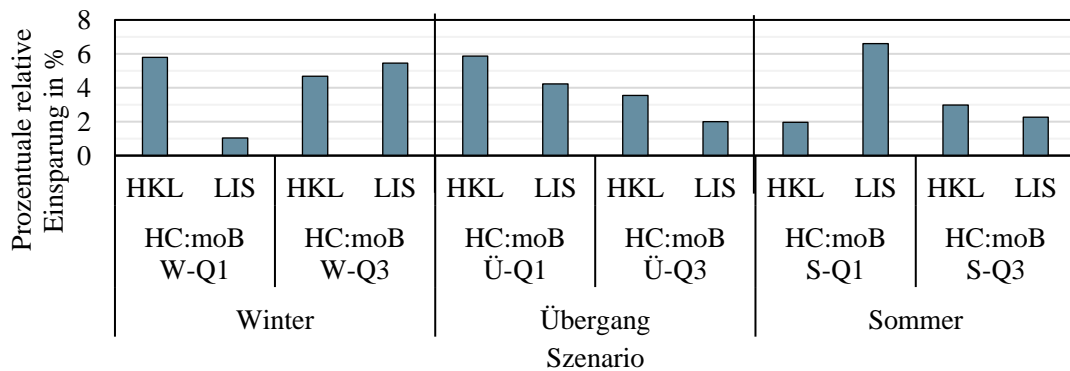


BAU: „Business as Usual“	GAL: Genetischer Algorithmus
W: Winterperiode-Szenario	Ü: Übergangsperiode-Szenario
S: Sommerperiode-Szenario	Q1: Szenario mit niedrigem EE-Beitrag
Q3: Szenario mit hohem EE-Beitrag	

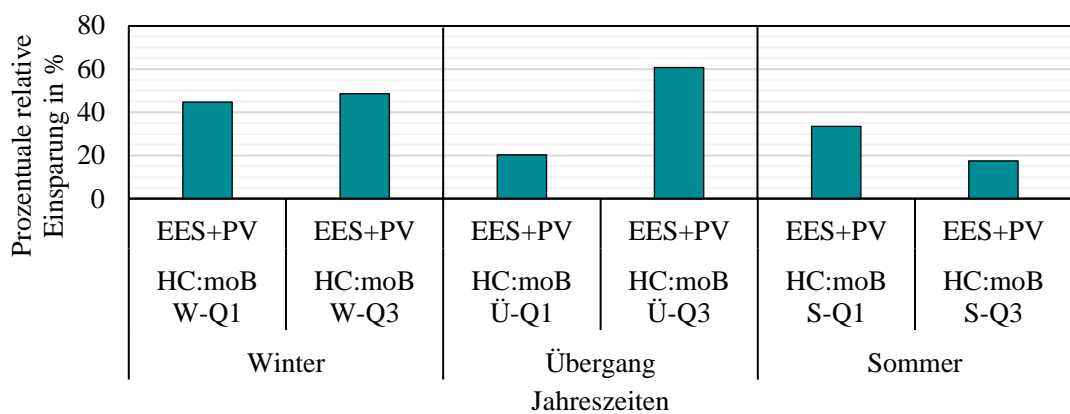
Abbildung 5-5: Vergleich zwischen dem GAL-basierten Betrieb und dem BAU-Betrieb des HC-Gebäudes

Da die unterschiedlichen Flexibilitätsarten der Anlagen zu verschiedenen starken Effekten auf die Stromkosten führen, wird in Abbildung 5-6a zunächst der Beitrag der ausschließlich verbrauchenden flexiblen Anlagen dargestellt. Ziel dieser Darstellung ist es, den eigenständigen Einfluss der HKL-Anlagen und der LIS auf die Kostensenkung infolge ihres lastverschiebenden Verhaltens im Rahmen der GAL-basierten Optimierung zu veranschaulichen. Insgesamt lässt sich feststellen, dass die durchschnittliche Kostenreduktion für die ausgewerteten Tage in der Winterperiode ca. 5 % für die HKL-Anlagen und ca. 3 % für die LIS beträgt. In der Übergangsperiode liegen diese Werte bei ca. 5 % bzw. 3 % während sie in der Sommerperiode bei ca. 3 % bzw. ca. 4 %.

Die im Vergleich geringeren und weniger konstanten Einsparungen der LIS lassen sich durch deren spezifische Betriebsbedingungen erklären. Obwohl die LIS theoretisch ein hohes Flexibilitätspotenzial aufweist, fällt ihr tatsächlicher Beitrag zur Kostensenkung im Vergleich zu den HKL-Anlagen geringer und stärker variierend aus. Dies liegt vor allem daran, dass das nutzbare Flexibilitätspotenzial der LIS praktisch durch die individuellen Ladeanforderungen und die prognostizierten Abfahrtszeiten der ePkw begrenzt wird. Während der Optimierung darf der vom Nutzer erwartete Ladezustand zu den jeweiligen Ladezeitpunkten nicht beeinträchtigt werden, wodurch sich die Verschiebungsmöglichkeiten der Ladevorgänge deutlich reduzieren. Zudem variiert die Anzahl der tatsächlich durchgeführten Ladevorgänge von Tag zu Tag, was insbesondere im Sommer zu geringeren und weniger konstanten Einsparungen führt.



a) Kostensenkung durch flexible reine Verbrauchsanlagen



b) Kostensenkung durch die EES in Kombination mit PV-Anlagen

HKL: Heizungs-, Kühlungs- und Lüftungsanlagen	LIS: Ladeinfrastruktur
EES: Elektrisches Energiespeichersystem	PV: Photovoltaik
W: Winterperiode-Szenario	Ü: Übergangsperiode-Szenario
moB: Marktorientierter Betrieb	S: Sommerperiode-Szenario
Q1: Szenario mit niedrigem EE-Beitrag	Q3: Szenario mit hohem EE-Beitrag

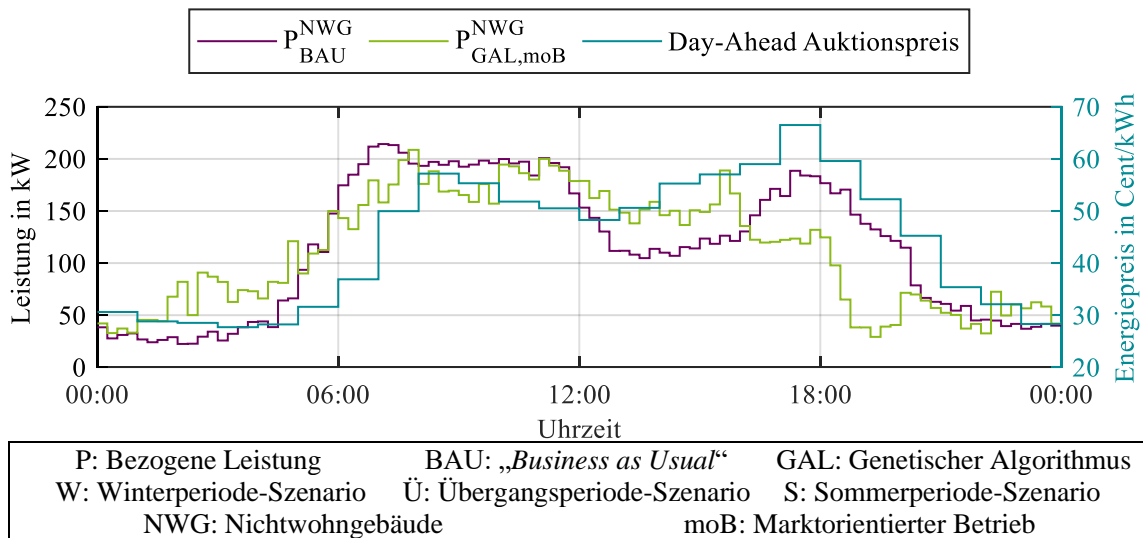
Abbildung 5-6: Relative Kostensenkung der flexiblen Anlagen durch den GAL-basierten Optimierer basierend auf dem BAU-Betrieb

Das Zusammenwirken von EES und PV-Anlagen wird hingegen separat betrachtet, da deren höhere Einsparpotenziale auf der Fähigkeit beruhen, elektrische Energie zeitlich flexibel zu speichern und bereitzustellen. Dadurch kann das EES Überschüsse aus der PV-Erzeugung aufnehmen und zu Zeiten höherer Strompreise nutzen, was im BAU-Betrieb ohne Prognose- und Steuerungsmechanismen nicht möglich ist. Eine entsprechende Darstellung dieses Effekts erfolgt ergänzend in Abbildung 5-6b. Insgesamt ergibt sich für die Kombination aus EES und PV-Anlagen eine deutlich höhere durchschnittliche Kostenreduktion im Vergleich zu den ausschließlich verbrauchenden Anlagen. In der Winterperiode liegt die relative Einsparung bei rund 45 %, in der Übergangsperiode bei etwa 60 % und in der Sommerperiode bei durchschnittlich 25 %.

Im Folgenden werden konkret die Szenarien HC:moB W-Q1, HC:moB Ü-Q1 und HC:moB S-1 detaillierter analysiert. Die übrigen Szenarien (HC:moB W-Q3, HC:moB Ü-Q3 und HC:moB S-

Q3) werden ergänzend in Abschnitt 8.9 behandelt. Zusätzlich werden in Abschnitt 8.10 die einzelnen Leistungsverläufe jeder flexiblen Anlage für jeden Betriebsmodus detailliert aufgeführt.

Abbildung 5-7 verdeutlicht den Verlauf der bezogenen Leistung des HC-Gebäudes im Szenario HC:moB W-Q1. Dabei wird die bezogene Leistung im BAU-Betrieb (in Lila markiert), die bezogene Leistung im GAL-basierten Betrieb (in Grün markiert) sowie die Entwicklung der Strompreise der Day-Ahead Auktion (in Türkis markiert) dargestellt. In der Abbildung 5-7 wird verdeutlicht, wie der GAL-basierte Optimierer die bezogene Leistung in kostengünstige Zeitfenster im Szenario HC:moB W-Q1 verschiebt. Vor 06:00 Uhr ist die durch den GAL bezogene Leistung höher als im BAU-Betrieb. In diesem Zeitfenster sind die Strompreise besonders niedrig, was das Auftreten von potenziellen Leistungsverchiebungen in diese Zeiten favorisiert. In dem anschließenden Zeitraum zwischen 06:00 Uhr und 09:00 Uhr, in dem die Strompreise ansteigen, senkt der GAL-basierter Optimierer den Leistungsbezug unter den Leistungsbezug des BAU-Betriebs. Am späten Nachmittag ist ein vergleichbares Verhalten zu beobachten. Der GAL-basierte Optimierer verlagert den üblichen Lastanstieg um 18:00 Uhr in ein strompreisgünstigeres Zeitfenster.

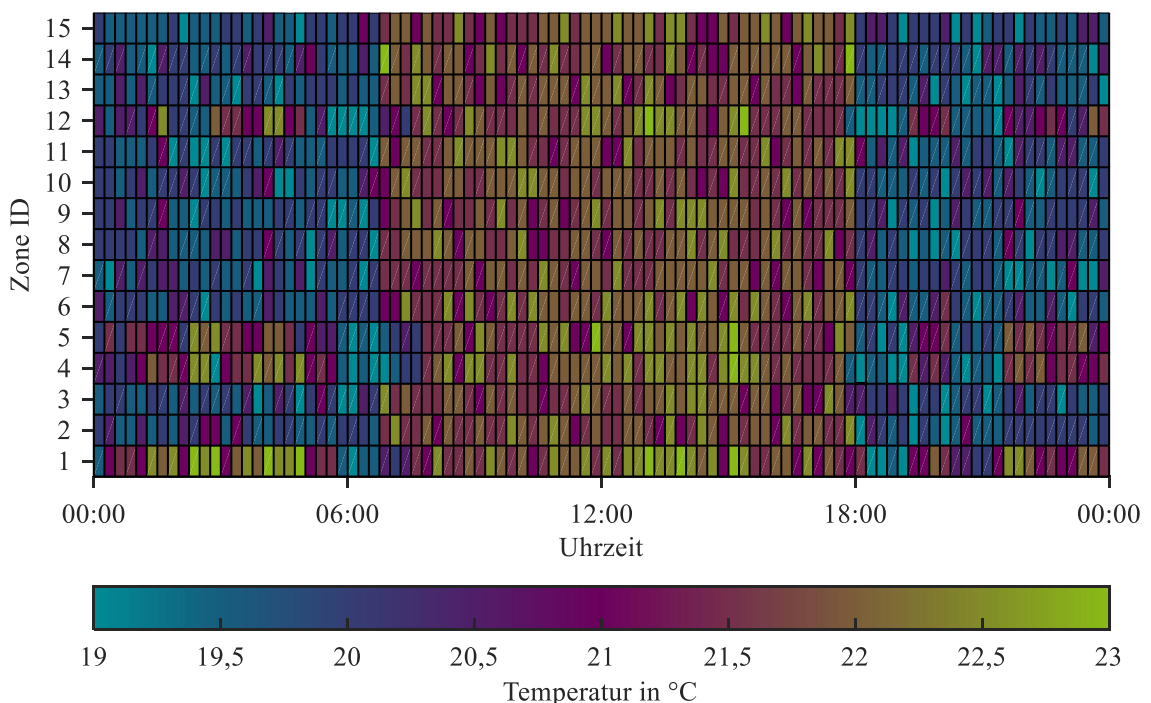


**Abbildung 5-7: Vergleich der bezogenen Leistung des HC-Gebäudes zwischen GAL-basiertem und BAU-Betrieb im marktorientierten Winterszenario mit niedrigem EE-Beitrag (HC:moB W-Q1)**

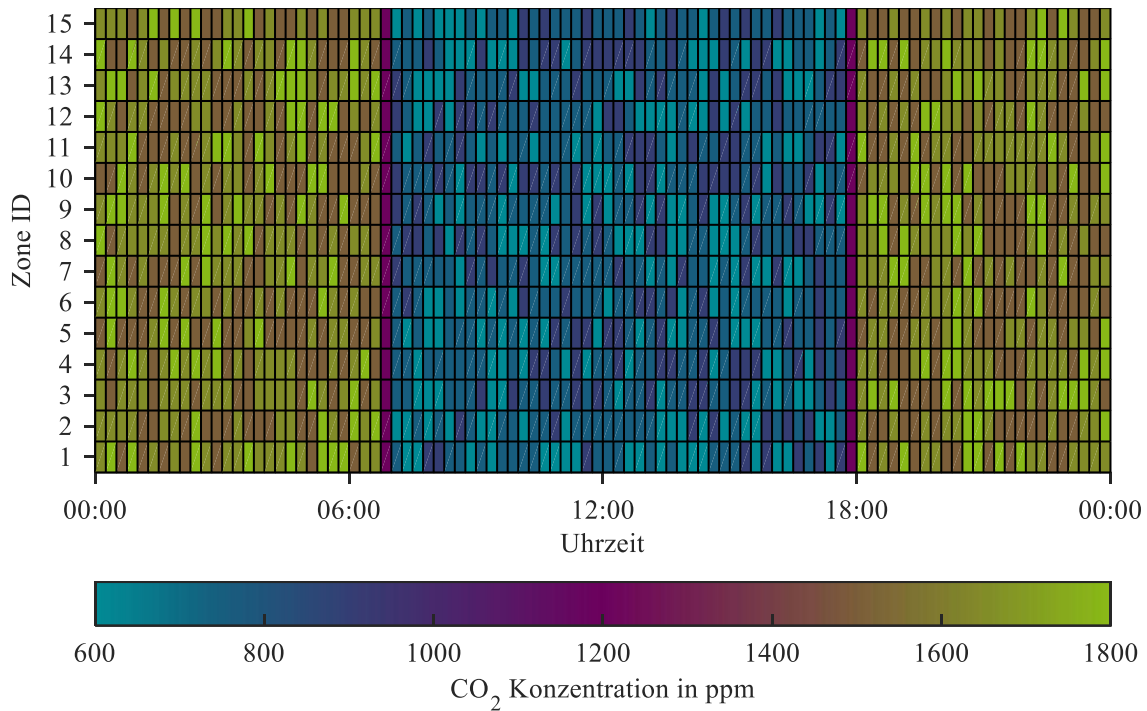
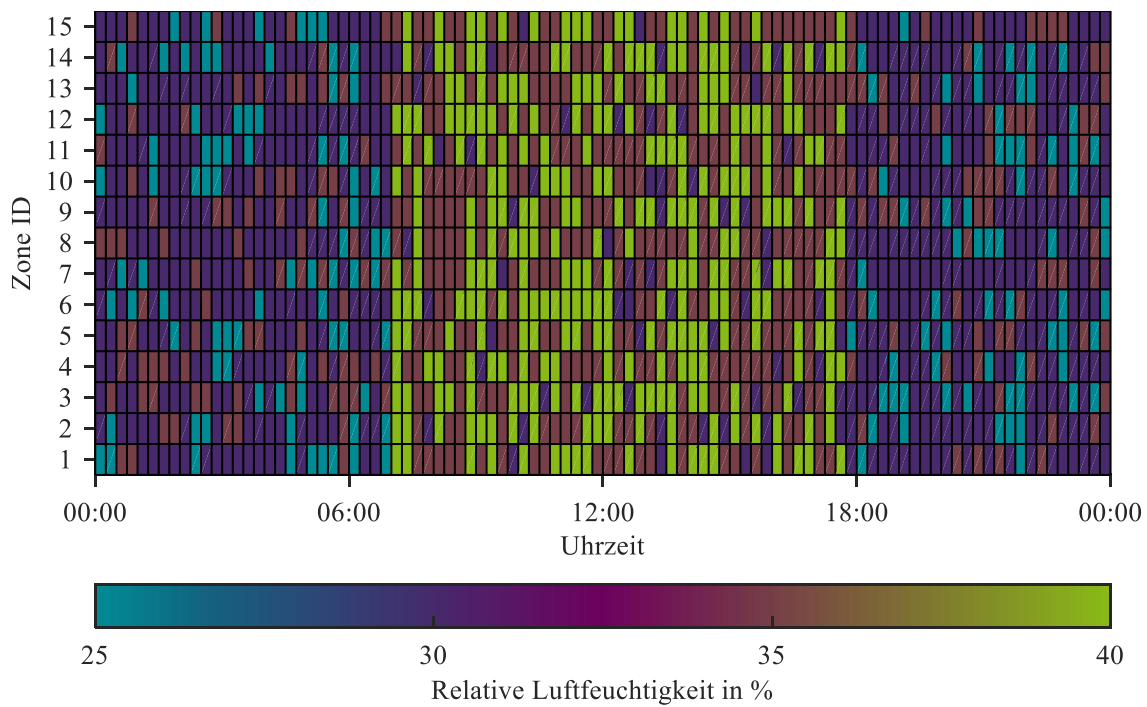
Der Lastverschiebungseffekt beim Szenario HC:moB W-Q1 von Abbildung 5-7 wird durch den Einsatz dynamischer Sollwerte im GAL-basierten Optimierer erzielt. Im Gegensatz zum BAU-Betrieb, der auf variable Sollwerte für den Raumkomfort (typischerweise differenziert nach Tages- und Nachtbetrieb) oder auf feste Sollwerte für die elektrisch betriebenen Anlagen zurückgreift, reduziert der GAL-basierte Betrieb die Stromkosten. Abbildung 5-8a illustriert exemplarisch die Entwicklung der optimierten Raumtemperatursollwerte. Auffällig ist insbesondere der gezielte Anstieg der Sollwerte in den Zonen 1, 4, 5 und 12 auf bis zu  $T_{Sollwert} = 23\text{ °C}$  in den frühen Morgenstunden vor 06:00 Uhr sowie in der Zeitspanne zwischen 12:00 Uhr und 15:00 Uhr. Direkt anschließend erfolgt eine Absenkung auf bis zu  $T_{Sollwert} = 19\text{ °C}$  über Zeiträume von bis zu zwei Stunden.

Die Zonen 1, 4, 5 und 12, welche der Zonenzuordnung in Tabelle 3-2 entsprechen, umfassen die Büro-Zone, das Foyer, den Hörsaal sowie den Speisesaal und gehören zu den flächenmäßig größten Zonen des HC-Gebäudes. Der GAL-basierte Optimierer priorisiert gezielt das frühe Vorheizen dieser Zonen in Zeitfenstern, in denen die Strompreise niedrig sind. In Zeiten niedriger oder ausbleibender Belegung, wie vor 06:00 Uhr oder nach 18:00 Uhr, werden hingegen keine erhöhten Sollwerte für CO<sub>2</sub>-Konzentration oder relative Luftfeuchtigkeit festgelegt, wie in Abbildung 5-8b bzw. Abbildung 5-8c dargestellt ist. Der GAL-Optimierer fokussiert in diesen Zeiträumen ausschließlich auf die Raumtemperaturregelung, da CO<sub>2</sub>-Konzentration und relative Luftfeuchtigkeit im Wesentlichen von der Anwesenheit der Nutzer abhängen und ohne Belegung kaum variieren. Eine aktive Regelung dieser Raumkomfortgrößen wäre daher energetisch ineffizient und trägt nicht zur Komfortverbesserung bei.

Die optimierten Sollwerte für die LP der LIS von Abbildung 5-8d veranschaulichen exemplarisch ein ähnliches strompreisabhängiges Verhalten. Wie bereits in Abschnitt 3.2.2 beschrieben, sind die LP 1 und LP 6 technisch nicht in der Lage, ihre maximale Ladeleistung dynamisch zu regeln. Für alle übrigen LP werden jedoch Sollwerte ermittelt, welche die Stromkosten senken. Eine gezielte Reduktion der maximale Ladeleistung erfolgt während hochpreisiger Zeitfenster, insbesondere in den Intervallen um 09:00 Uhr sowie zwischen 15:00 Uhr und 18:00 Uhr. Besonders betroffen sind hier die LP 3, 4 und 5.

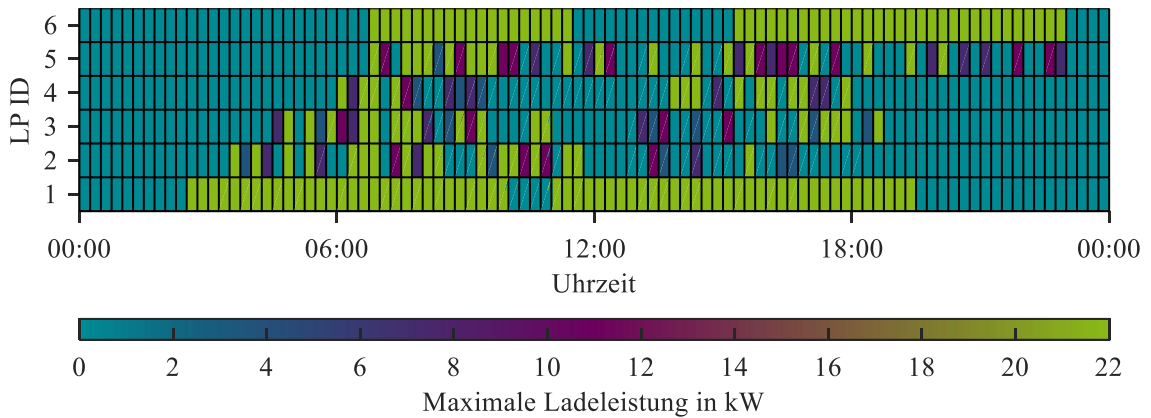


**Abbildung 5-8: Sollwerte aus dem GAL-basierten Optimierungsvorgang für das marktorientierte Szenario HC:moB W-Q1 (13.12.2022)**

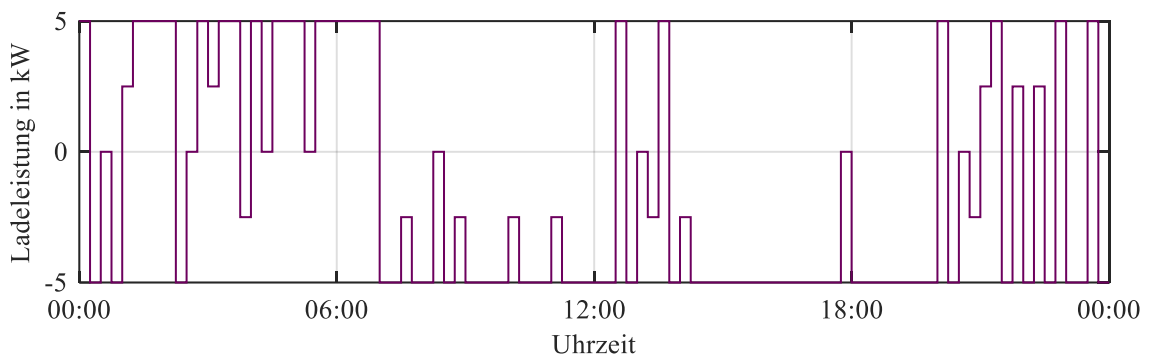
b) CO<sub>2</sub>-Konzentrationsollwerte der Gebäudezonen

c) Sollwerte für die relative Luftfeuchtigkeit der Gebäudezonen

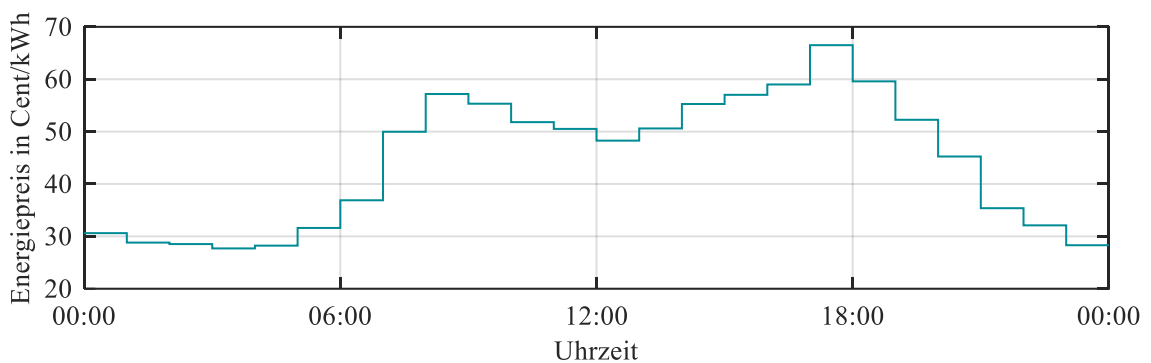
**Abbildung 5-8: Sollwerte aus dem GAL-basierten Optimierungsvorgang für das marktorientierte Szenario HC:moB W-Q1 (13.12.2022) (Fortsetzung)**



d) Maximale Ladeleistungssollwerte der Ladepunkte (LP) der Ladeinfrastruktur



e) Lade- bzw. Entladeleistungssollwerte des elektrischen Energiespeichersystems (EES)



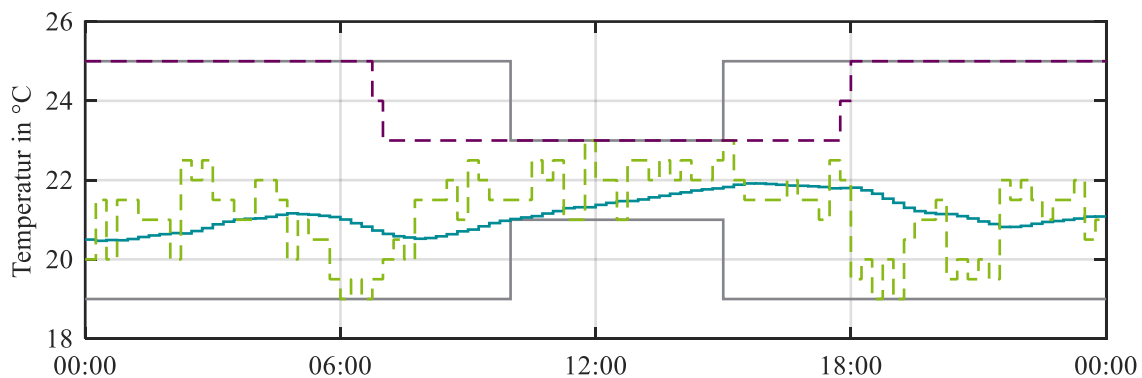
f) Strompreis an der Day-Ahead Auktion

**Abbildung 5-8: Sollwerte aus dem GAL-basierten Optimierungsvorgang für das marktorientierte Szenario HC:moB W-Q1 (13.12.2022) (Fortsetzung)**

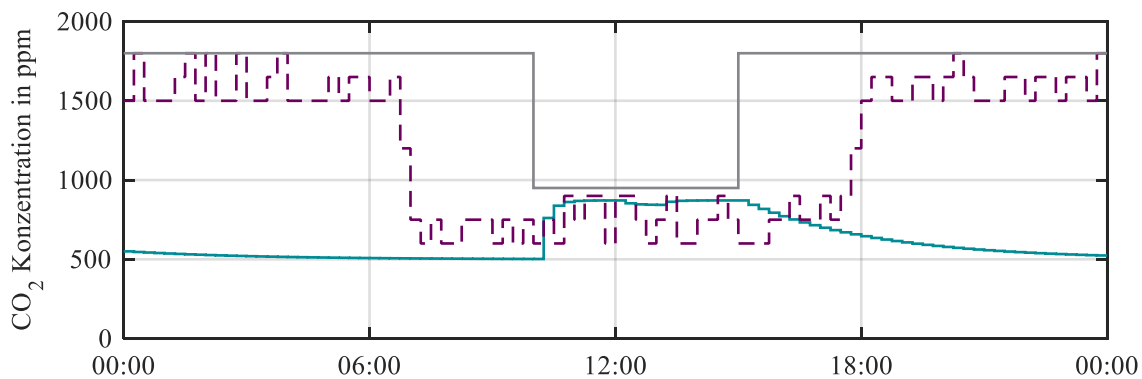
Die optimierten Sollwerte für die Lade- bzw. Entladeleistung des EES werden in Abbildung 5-8e dargestellt. Die Festlegung dieser Werte berücksichtigt sowohl die Entwicklung der bereits optimierten bezogenen Leistung der HKL-Anlagen und der LIS als auch die Einspeiseleistung der PV-Anlage. Positive Sollwerte kennzeichnen Ladezeiten des EES, während negative Sollwerte Entladevorgänge darstellen. Das EES wird in preisgünstigen Zeitfenstern gezielt geladen und während hochpreisiger Zeitintervalle entladen, sodass es gemeinsam mit der PV-Anlage zur Reduktion der Stromkosten beiträgt. Gerade in den ermittelten Sollwerten für das EES zeigt sich ein

für heuristische Verfahren zu erwartender Nachteil des GAL. Während des Strompreismaximums (zwischen 17:00 Uhr und 18:00 Uhr) wird der Entladevorgang des EES für rund 15 Minuten unterbrochen, obwohl ein durchgehendes Entladen die Stromkosten weiter hätte senken können. Dieses leicht suboptimale Verhalten ist auf die heuristische Natur des GAL zurückzuführen, wird jedoch angesichts der insgesamt hohen Einsparwirkung als akzeptabel bewertet.

Die Einhaltung der Raumkomfortwerte wird anhand der simulierten Ist-Werte überprüft. Abbildung 5-9 zeigt exemplarisch die Simulationsergebnisse der Zone 5 (Hörsaal), die zu den größten und mit Sensorik ausgestatteten Zonen des HC-Gebäudes gehört. Die zulässigen Komfortgrenzen gemäß Tabelle 2-1, die abhängig von der Raumbelugung zwischen den Kategorien I bis III variieren, sind in Grau dargestellt und definieren die jeweiligen Mindest- und Höchstwerte für Raumtemperatur, CO<sub>2</sub>-Konzentration und relative Luftfeuchtigkeit. Zusätzlich sind – je nach Raumkomfortvariable – die vom GAL ermittelten minimalen und maximalen Sollwerte angegeben (grün bzw. lila), während die simulierten Ist-Werte in türkis dargestellt sind. IDA-ICE nutzt diese Sollwertgrenzen intern zur Regelung des Heiz- bzw. Kühlbetriebs. Im vorliegenden Fall handelt es sich um eine Heizperiode, sodass der minimale Sollwert maßgeblich für die Regelung ist.



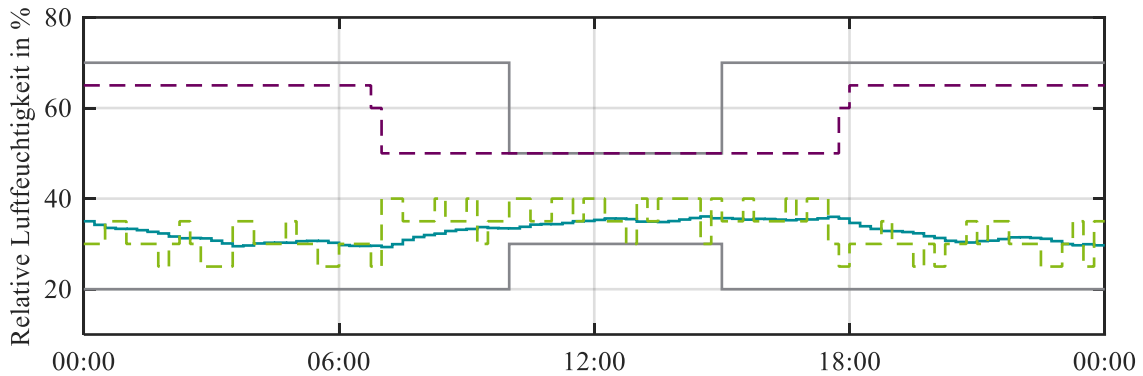
a) Ist-Wert der simulierten Raumtemperatur



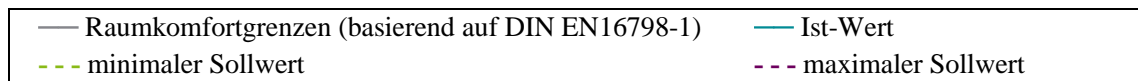
b) Ist-Wert der simulierten CO<sub>2</sub>-Konzentration



Abbildung 5-9: Ist-Werte der Raumkomfortvariablen der Zone 5 (Hörsaal) des HC-Gebäudes unter Betrachtung der vom GAL ermittelten Sollwerte für das marktorientierte Szenario HC:moB W-Q1 (13.12.2022)



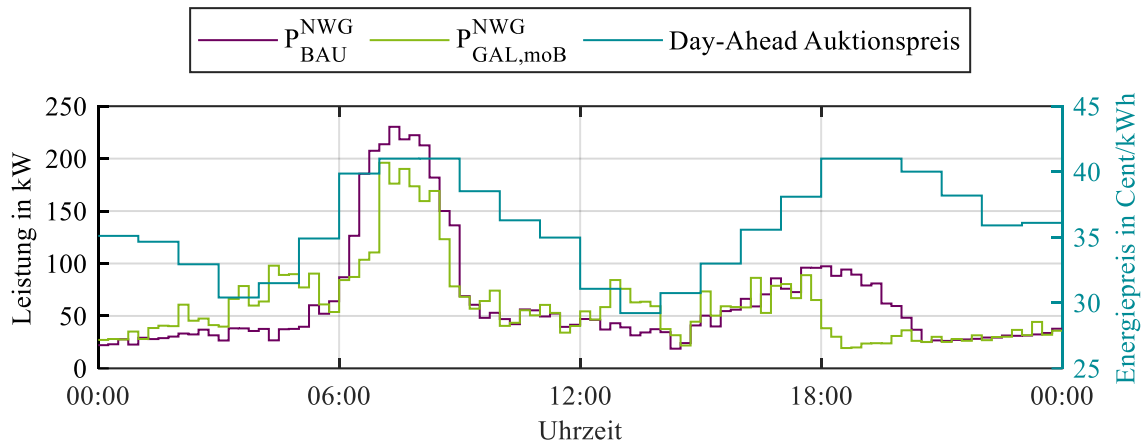
c) Ist-Wert der simulierten relativen Luftfeuchtigkeit



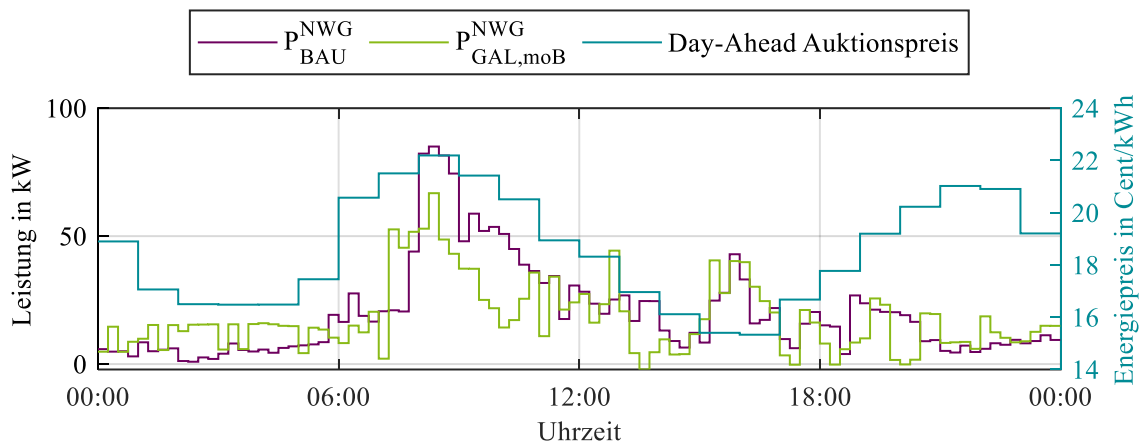
**Abbildung 5-9: Ist-Werte der Raumkomfortvariablen der Zone 5 (Hörsaal) des HC-Gebäudes unter Betrachtung der vom GAL ermittelten Sollwerte für das marktorientierte Szenario HC:moB W-Q1 (13.12.2022) (Fortsetzung)**

Die simulierten Ist-Werte der Raumkomfortvariablen von der Zone 5 über den gesamten betrachteten Zeitraum liegen vollständig innerhalb der zulässigen Komfortgrenzen. Die Raumtemperatur in Abbildung 5-9a bewegt sich im Bereich zwischen  $T = 20,5 \text{ °C}$  und  $T = 22,0 \text{ °C}$ , die  $\text{CO}_2$ -Konzentration in Abbildung 5-9b bleibt durchgehend unter  $c = 900 \text{ ppm}$ , und die relative Luftfeuchtigkeit in Abbildung 5-9c liegt stabil zwischen ca.  $RH = 30 \text{ %}$  und  $RH = 35 \text{ %}$ . Diese Werte entsprechen den für Zone 5 definierten Komfortkriterien gemäß Abschnitt 2.1.4 und belegen, dass der GAL-basierte Optimierer die Raumkomfortanforderungen zuverlässig einhält. Ein Komfortverlust tritt nicht auf und der resultierende Fahrplan gewährleistet über den gesamten Zeitraum einen bedarfsgerechten Betrieb der betrachteten Zone.

Abbildung 5-10 stellt den Verlauf der bezogenen Leistung für die verbleibenden Szenarien mit niedrigem EE-Beitrag, konkret für die Szenarien HC:moB Ü-Q1 und HC:moB S-Q1 dar. Im Fall des Szenarios HC:moB Ü-Q1, wie in Abbildung 5-10a verdeutlicht, lässt sich erneut erkennen, wie der GAL-basierte Optimierer Lastspitzen des BAU-Betriebs in Zeiten mit niedrigeren Strompreisen verschiebt. Zwischen 06:00 Uhr und 09:00 Uhr verzeichnet der BAU-Betrieb hohe Leistungsbezüge, von denen im optimierten Betrieb ein Teil auf den Zeitraum zwischen 03:00 Uhr und 06:00 Uhr verschoben wird. Eine stärkere Verschiebung ist nicht möglich, da die HKL-Anlagen sonst die zulässigen Raumkomfortgrenzen unterschreiten würden und die thermische Trägheit der großen Zonen eine weitergehende zeitliche Vorverlagerung des Heizbedarfs nicht zulässt. Ein vergleichbares Muster zeigt sich auch im Szenario HC:moB S-Q1, wie in Abbildung 5-10b gezeigt ist. Hier erfolgt die Verlagerung der bezogenen Leistung vom Vormittag, insbesondere zwischen ca. 08:00 Uhr und 11:00 Uhr, auf die günstigeren Stunden vor 06:00 Uhr.



a) Szenario: HC:moB Ü-Q1 (04.03.2022)



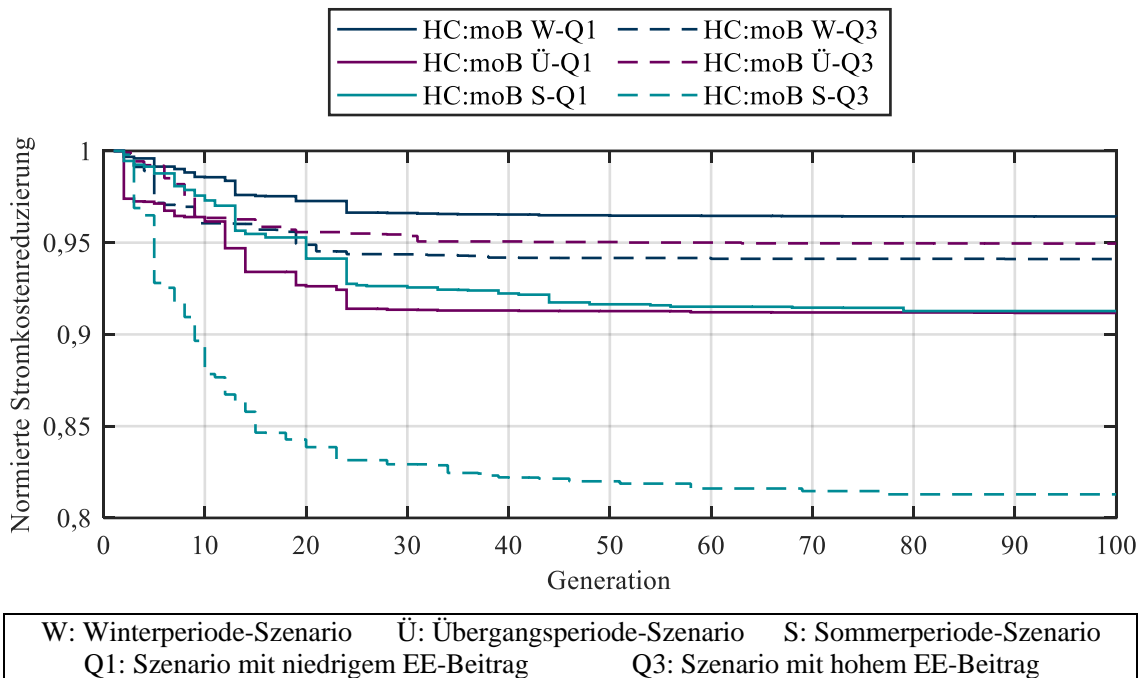
b) Szenario: HC:moB S-Q1 (09.06.2022)

P: Bezogene Leistung	BAU: „Business as Usual“	GAL: Genetischer Algorithmus
W: Winterperiode-Szenario	Ü: Übergangsperiode-Szenario	S: Sommerperiode-Szenario
NWG: Nichtwohngebäude	moB: Marktorientierter Betrieb	

**Abbildung 5-10: Vergleich der bezogenen Leistung des HC-Gebäudes zwischen dem GAL-basierten und dem BAU-Betrieb in marktorientierten Übergangs- und Sommerszenarien mit niedrigem EE-Beitrag**

Die Stromkostensenkung wird durch die iterative Anpassung der Raumkomfortsollwerte für die gebäudetechnischen Anlagen sowie der Sollwerte für die elektrisch betriebenen Anlagen ermöglicht. Der GAL-basierte Optimierer generiert in jeder Generation neue Kombinationen von Sollwerten, deren Leistungsfähigkeit über die Fitnessfunktion bewertet wird. Im Verlauf der Optimierung verbessern sich die Individuen sukzessive, wodurch die aus der ersten Generation resultierenden Kosten signifikant gesenkt werden. Zur besseren Vergleichbarkeit der verschiedenen Szenarien werden die Stromkosten auf den innerhalb der jeweiligen Optimierungsvorgänge über alle Generationen hinweg maximal erreichten Stromkostenwert normiert. Abbildung 5-11 stellt somit die Entwicklung der normierten Stromkosten über den gesamten Optimierungsvorgang hinweg dar. In nahezu allen betrachteten Szenarien ist eine kontinuierliche Reduktion der Stromkosten bis zur 100. Generation festzustellen. Besonders ausgeprägt ist dies im Szenario HC:moB S-Q3, das durch den hohen Eigenverbrauchsanteil aus der PV-Anlage sowie durch die strategische Nutzung des EES geprägt ist. In diesem Fall beträgt die Senkung der Stromkosten

fast 20 %, während in den übrigen marktorientierten Szenarien Reduktionen der Kosten für elektrische Energie von bis zu 10 % gegenüber der ersten Generation erzielt werden.



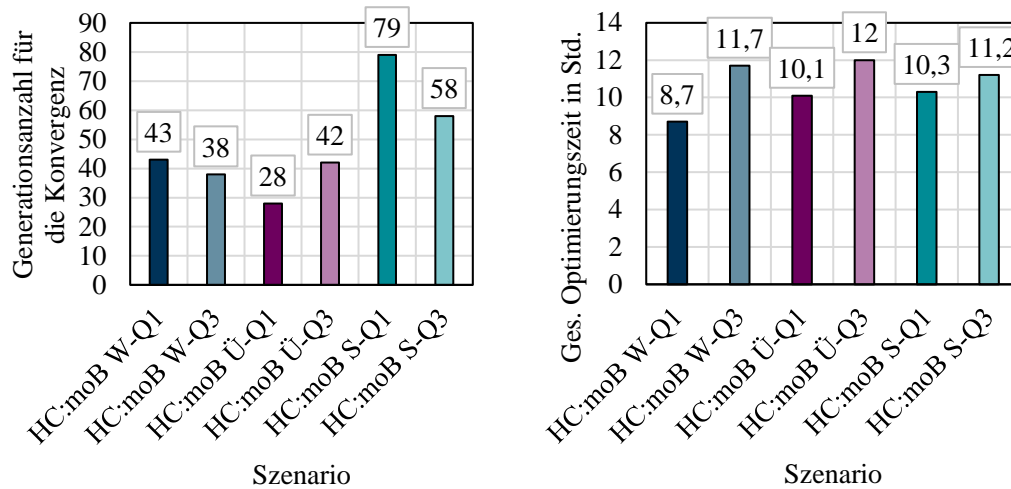
**Abbildung 5-11: Entwicklung der mit dem GAL-basierten Optimierer erzielten normierten Stromkostenreduktion für die marktorientierten Szenarien**

In den Abbildung 8-18 bis Abbildung 8-23 werden die Entwicklungen der Stromkosten entlang der Generationen des GAL im moB in nicht normierte Form dargestellt.

Die Konvergenzcharakteristik des Optimierungsvorgangs wird in Abbildung 5-12a anhand der Generationenzahl dargestellt, ab der keine signifikante Verbesserung der Stromkostenreduktion mehr auftritt. Hierfür wird nach Abschluss des Optimierungslaufs eine Konvergenzschwelle von 2 % definiert, bezogen auf den final erreichten Minimalwert der Stromkosten. Dieser finale Wert entspricht den niedrigsten Stromkosten, die in der letzten Generation erzielt wurden. Als konvergiert gilt der Optimierungsvorgang ab jener Generation, ab der sich die Stromkosten über mehrere aufeinanderfolgende Generationen hinweg um weniger als 2 % gegenüber diesem finalen Wert verändern.

Für die Szenarien der Winter- und Übergangsperiode sowie für HC:moB S-Q3 zeigt sich, dass der Optimierer den finalen Wert bereits nach etwa der Hälfte der Generationen erreicht (die maximale Anzahl der Generationen des GAL-basierten Optimierungsvorgangs wird durch die in Abschnitt 4.2.4 beschriebenen optimierten Parameter bestimmt). Auch wenn dieser Wert nicht zwingend dem globalen Minimum des Suchraums entspricht, werden dennoch Lösungen erzielt, die zu deutlich geringeren Stromkosten als im BAU-Betrieb führen. Im Szenario HC:moB S-Q1, das eine Kostenreduktion von 12,4 % gegenüber dem BAU-Betrieb erreicht, stellt sich die Konver-

genz erst im letzten Viertel des betrachteten Generationsverlaufs ein. Dieses Verhalten lässt darauf schließen, dass bei einer höheren maximalen Generationenzahl weiteres Optimierungspotenzial hätte ausgeschöpft werden können.



- a) Anzahl der für die Konvergenz erforderlichen Generationen für eine Konvergenzschwelle von 2 % relativ zu dem Endwert      b) Dauer des gesamten Optimierungsvorgang

W: Winterperiode-Szenario	Ü: Übergangsperiode-Szenario	S: Sommerperiode-Szenario
Q1: Szenario mit niedrigem EE-Beitrag	Q3: Szenario mit hohem EE-Beitrag	
moB: Marktorientierter Betrieb		

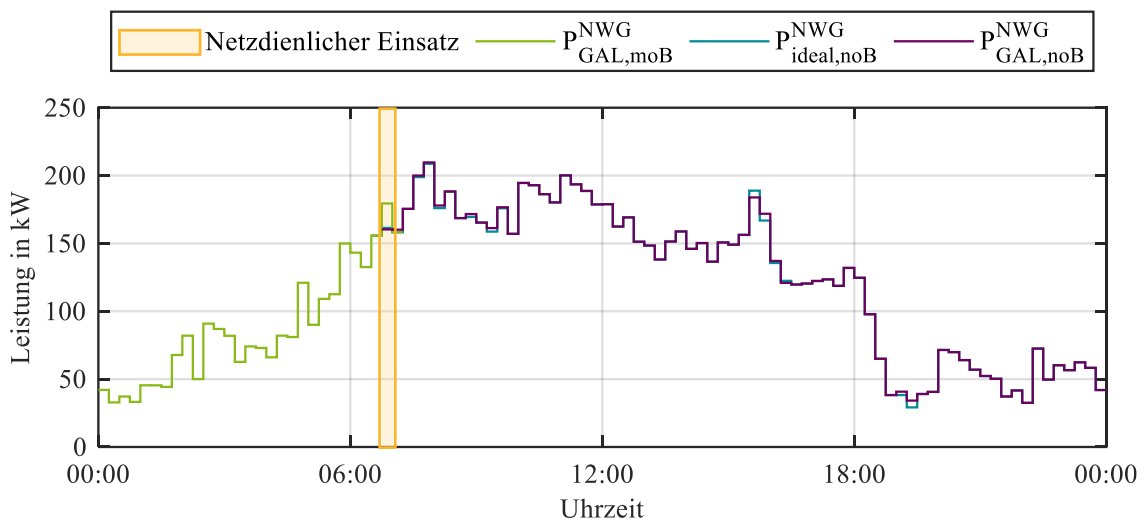
Abbildung 5-12: Konvergenzanalyse des GAL beim moB des HC-Gebäudes

### 5.3.2 Simulationsergebnisse: Netzorientierte Optimierung im HC-Gebäude

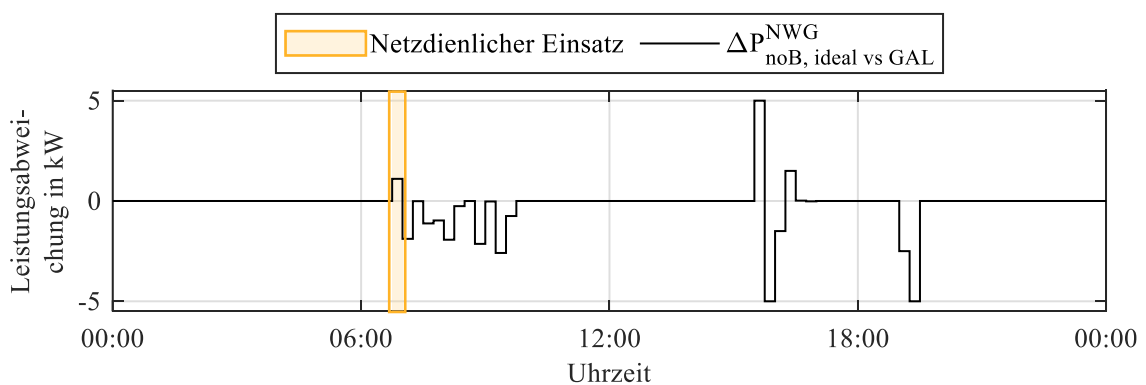
Die erzielten Optimierungsergebnisse werden für jedes der netzorientierten Szenarien ausgewertet. In diesem Abschnitt wird jedoch nur die Leistungsentwicklung des Szenarios HC:moB W1 detailliert dargestellt. Die übrigen Ergebnisse sind in Abschnitt 8.11 verfügbar. Den Abschluss bildet eine übergreifende Diskussion der zentralen Erkenntnisse aller Szenarien.

Der Durchführungsablauf des moB im Szenario HC:moB W1 basiert auf den optimierten Sollwerten, welche im Rahmen des marktorientierten Szenarios HC:moB W-Q1 durch den GAL-basierten Optimierer bestimmt werden. Diese Sollwerte werden zunächst gemäß dem marktorientierten Fahrplan umgesetzt. Um 06:00 Uhr wird vom VNAS auf Grundlage einer Netzzustandsprognose die mögliche Entstehung eines Netzengpasses erkannt, welche für 06:45 Uhr und mit einer Dauer von 15 Minuten prognostiziert ist. Gleichzeitig identifiziert es mehrere flexible Akteure, darunter auch das HC-Gebäude, die aktiv zur Vermeidung oder Abschwächung dieser kritischen Situation beitragen können. Die Tageszeit dieser Anforderung entspricht der Tageszeit mit der höchsten Leistungsnachfrage seitens des HC-Gebäudes. Basierend auf dem marktorientierten Fahrplan fordert das VNAS eine Leistungsreduktion von 10 % gegenüber der geplanten bezogenen Leistung des HC-Gebäudes zum Zeitpunkt 06:45 Uhr, was einer Reduktion um  $\Delta P = 18 \text{ kW}$  entspricht.

Der GAL-basierte Optimierer aktiviert daraufhin um 06:00 Uhr den noB. Ziel ist es, die vom VNAS geforderte Leistungsanpassung durch gezielte Anpassung der Sollwerte der flexiblen Anlagen zu erreichen und gleichzeitig die Abweichungen zum ursprünglichen marktorientierten Fahrplan zu minimieren. Da es sich bei der Anforderung vom VNAS um eine Reduzierung der bezogenen Leistung handelt, sucht der GAL-basierte Optimierer zu diesem Zweck nach einer Kombination aus niedrigeren Raumkomfortsollwerten, kleineren maximalen Ladeleistungssollwerten der LP und des EES (oder höheren Entladeleistungen davon). Abbildung 5-13 zeigt die Leistungsentwicklung, die sich aus diesem netzorientierten Optimierungsvorgangs ergibt.



- a) Leistungsentwicklung des optimierten Fahrplans für den moB  $P_{moB,GAL}^{NWG}$ , des idealen Fahrplans für den noB  $P_{ideal,noB}^{NWG}$  und des optimierten Fahrplans für den noB  $P_{GAL,noB}^{NWG}$



- b) Leistungsabweichung  $\Delta P_{noB,ideal vs GAL}^{NWG}$  zwischen dem idealen Fahrplan vom noB und dem optimierten Fahrplan des noB

BAU: „Business as Usual“	GAL: Genetischer Algorithmus
P: Bezogene Leistung	$\Delta P$ : Leistungsabweichung
moB: Marktorientierter Betrieb	noB: Netzorientierter Betrieb
	NWG: Nichtwohngebäude

Abbildung 5-13: Ergebnisse der netzorientierten Optimierung des HC-Gebäudes im Szenario HC:noB W1 (Reduktion der Bezugsleistung um  $\Delta P = 18$  kW um 06:45 Uhr für 15 Minuten)

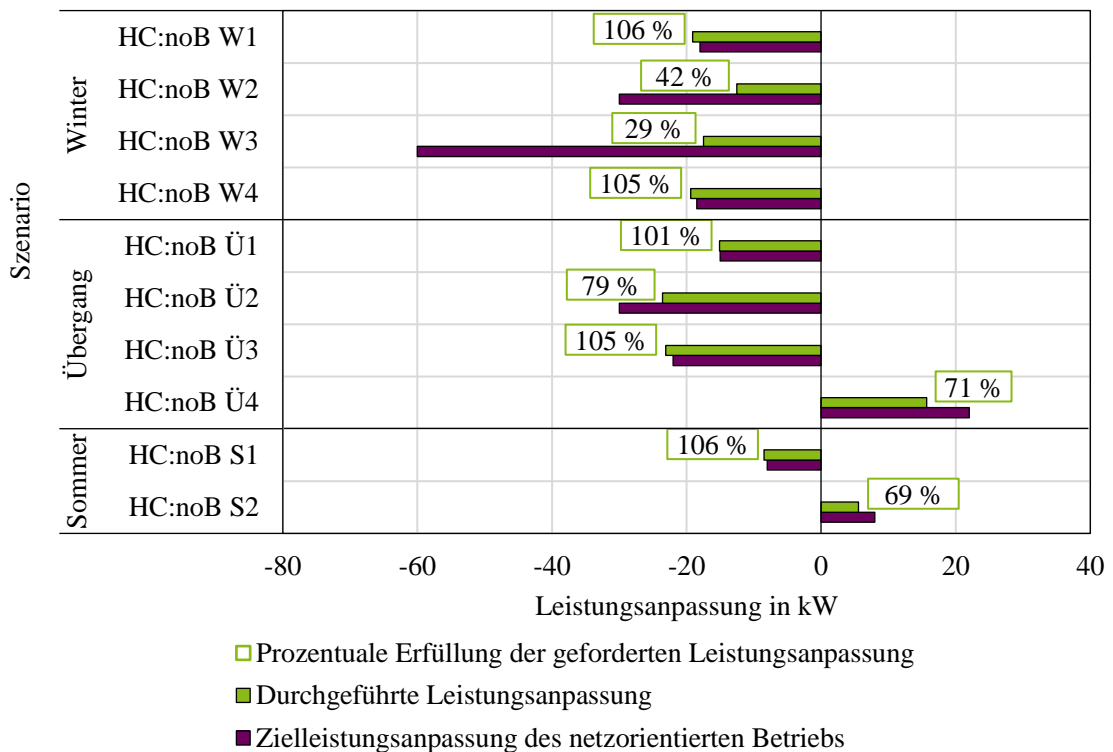
In Abbildung 5-13a stellt die grüne Linie den Leistungsverlauf des moB dar, der bis zur prognostizierten kritischen Netzsituation gültig ist, welcher durch einen gelb markierten Bereich gekennzeichnet ist. Die türkise Linie repräsentiert einen idealisierten netzorientierten Referenzfahrplan, bei dem der Leistungsbezug ausschließlich während des prognostizierten Netzengpasses angepasst wird. Dieser Fahrplan dient als theoretischer Vergleichswert, der unter Vernachlässigung von Komfort- und Betriebsrestriktionen des HC-Gebäudes definiert ist. In der Praxis ist eine vollständige Einhaltung dieses idealisierten Verlaufs nicht realisierbar, da der während der Anpassung reduzierte elektrische Verbrauch anschließend nachgeregelt werden muss, um die Komfortbedingungen gewährleisten zu können. Die lila Linie zeigt den tatsächlich durch den GAL-basierten Optimierer ermittelten netzorientierten Fahrplan, der diese realen Randbedingungen berücksichtigt und daher geringfügige Abweichungen vom idealisierten Verlauf aufweist.

In großen Teilen der betrachteten Zeit überlappen sich die lila und die türkise Linie in Abbildung 5-13a, was darauf hinweist, dass der vom GAL-basierten Optimierer ermittelte Fahrplan  $\mathbf{P}_{\text{GAL,noB}}^{\text{NWG}}$  nahezu exakt dem idealen netzorientierten Verhalten entspricht. Dabei ist zu beachten, dass die türkise Linie nicht den marktorientierten Fahrplan darstellt, sondern den idealen netzorientierten Fahrplan  $\mathbf{P}_{\text{ideal,noB}}^{\text{NWG}}$ , der das theoretisch bestmögliche Verhalten des NWG unmittelbar nach dem Netzangriff beschreibt und unter der Annahme, dass keinerlei Komfort- oder Betriebsrestriktionen wirken und somit keine Abweichungen gegenüber dem ursprünglichen ermittelten marktorientierten Fahrplan entstehen. Die enge Überlagerung beider Kurven verdeutlicht daher, dass der GAL-basierte Optimierer das gewünschte netzdienliche Verhalten weitgehend reproduziert, obwohl reale Nebenbedingungen berücksichtigt werden müssen. Zur präziseren Darstellung der Abweichung zwischen Ziel- und Optimierungsergebnis dient Abbildung 5-13b, welche die Differenz  $\Delta \mathbf{P}_{\text{noB,ideal vs GAL}}^{\text{NWG}}$  gemäß Gleichung (5-1) veranschaulicht.

$$\Delta \mathbf{P}_{\text{noB,ideal vs GAL}}^{\text{NWG}} = \mathbf{P}_{\text{ideal,noB}}^{\text{NWG}} - \mathbf{P}_{\text{GAL,noB}}^{\text{NWG}} \quad (5-1)$$

Die Optimierung der Flexibilitäten im HC-Gebäude bewirkt, dass der Leistungsbezug um 06:45 Uhr von  $P = 179,4 \text{ kW}$ , welche dem marktorientierten Fahrplan entspricht, auf  $P = 160,3 \text{ kW}$  gesenkt wird. Die erzielte Reduktion von  $P = 19,1 \text{ kW}$  übertrifft die vom VNAS geforderten  $P = 18 \text{ kW}$  um  $6,1 \%$ , was einer Zielerfüllung von  $106,1 \%$  entspricht. Die durchgeführten Leistungsanpassungen zur Erfüllung der Anforderung des VNAS sind in dem grünen Balken des entsprechenden Szenarios in Abbildung 5-14 dargestellt. In der Folgezeit treten zwischen 07:00 Uhr und 10:00 Uhr erste Effekte des noB auf, welche zu Abweichungen von bis zu  $P = 2,5 \text{ kW}$  gegenüber dem moB führen, wie in Abbildung 5-13b gezeigt ist. Die Abweichungen zwischen 07:00 Uhr und 10:00 Uhr sind auf einen kurzzeitigen Wiederanstieg des Leistungsbezugs nach der netzorientierten Reduktion zurückzuführen. Dieses Verhalten entspricht dem in dem Annex 67 beschriebenen „Rebound-Effekt“ und tritt infolge der temporären Leistungsreduktion der flexiblen Anlagen auf. Unter „Rebound-Effekt“ wird hier das zeitlich verzögerte Nachregeln von flexiblen Anlagen verstanden, die nach einer kurzzeitigen Reduktion ihre

ursprünglichen Betriebsbedingungen wieder herstellen müssen, wodurch der Leistungsbezug vorübergehend ansteigt [256, S. 8]. In den ersten Stunden nach dem Eingriff führt dies zu geringfügigen Abweichungen gegenüber dem marktorientierten Fahrplan. Für zeitlich weiter entfernte Abweichungen ist dagegen die begrenzte Übereinstimmung der im noB neu bestimmten Sollwerte mit denjenigen des moB verantwortlich, was als prozessbedingtes Verhalten des GAL-basierten Optimierungsvorgangs anzusehen ist. Diese Diskrepanzen resultieren aus der heuristischen Natur des GAL, der nicht in jedem Fall eine global optimale, sondern lediglich eine suboptimale, jedoch im Kontext des kurzen Optimierungszeitraums akzeptable Lösung findet.



W: Winterperiode-Szenario    Ü: Übergangsperiode-Szenario    S: Sommerperiode-Szenario  
noB: Netzorientierter Betrieb

**Abbildung 5-14:** Übersicht der im noB des HC-Gebäudes durch den GAL-basierten Optimierer erreichten Leistungsanpassungen in den betrachteten Szenarien

Darüber hinaus zeigt Abbildung 5-13 weitere Unterschiede zum marktorientierten Fahrplan zwischen 15:30 Uhr und 16:30 Uhr sowie zwischen 19:00 Uhr und 19:30 Uhr mit maximal  $P = 5$  kW. Die Abweichungen vom marktorientierten Fahrplan nach dem netzorientierten Eingriff von Abbildung 5-13 lassen sich auf den Ablauf der netzorientierten Optimierung zurückführen. Der GAL-basierte Optimierer bestimmt innerhalb eines zeitlich begrenzten Gesamtoptimierungszeitraums von 45 Minuten neue Sollwerte für die flexiblen Anlagen, die sowohl die Anforderung des VNAS erfüllen als auch die Abweichungen gegenüber dem marktorientierten Fahrplan minimieren sollen. Dabei werden nicht nur die Sollwerte zum Zeitpunkt der Anforderung

vom VNAS wegen des Netzengpasses, sondern auch die unmittelbar folgenden Zeitintervalle angepasst. Dadurch weichen einzelne Sollwertverläufe von den ursprünglich im moB definierten Sollwerten ab, was zu nachgelagerten Leistungsänderungen führt.

Diese Abweichungen bewirken, dass der tatsächliche netzorientierte Fahrplan den ursprünglichen marktorientierten Fahrplan nicht vollständig einhalten kann. Aus Abbildung 5-15 lässt sich ableiten, dass eine zusätzliche Energiemenge von  $\Delta E = 8,1$  kWh nachträglich an konventionelle Energiemärkte – bspw. den kontinuierlichen Intraday Handel – oder an alternative Energiemärkte gehandelt werden muss. Die Berechnung dieser Energiemenge erfolgt gemäß Gleichung (5-2). Dabei wird die absolute Differenz zwischen dem ermittelten marktorientierten Fahrplan  $P_{GAL, moB}^{NWG}$  und dem ermittelten netzorientierten Fahrplan  $P_{GAL, noB}^{NWG}$  in jedem Zeitschritt  $i$  nach dem zum Zeitpunkt  $i_{noB}$  aufgetretenen Netzengpass, der eine Dauer von  $\Delta_{noB}$  hat, bis zum letzten Zeitschritt des Fahrplans  $n_{sim}$  aufsummiert. Durch die Verwendung des Betrags wird die Abweichung allgemein als „Vermarktung“ erfasst, ohne in jedem Zeitschritt  $i$  zwischen Ein- oder Verkauf unterscheiden zu müssen. Die Leistungsdifferenz wird mit der Zeitauflösung  $\Delta t_{sim} = 15$  Minuten multipliziert, um die absolute zu vermarktende Energiemenge  $\Delta E$  zu berechnen.

$$\Delta E = \sum_{i=i_{noB}+\Delta_{noB}}^{n_{sim}} |P_{i, GAL, moB}^{NWG} - P_{i, GAL, noB}^{NWG}| \cdot \Delta t_{sim} \quad (5-2)$$

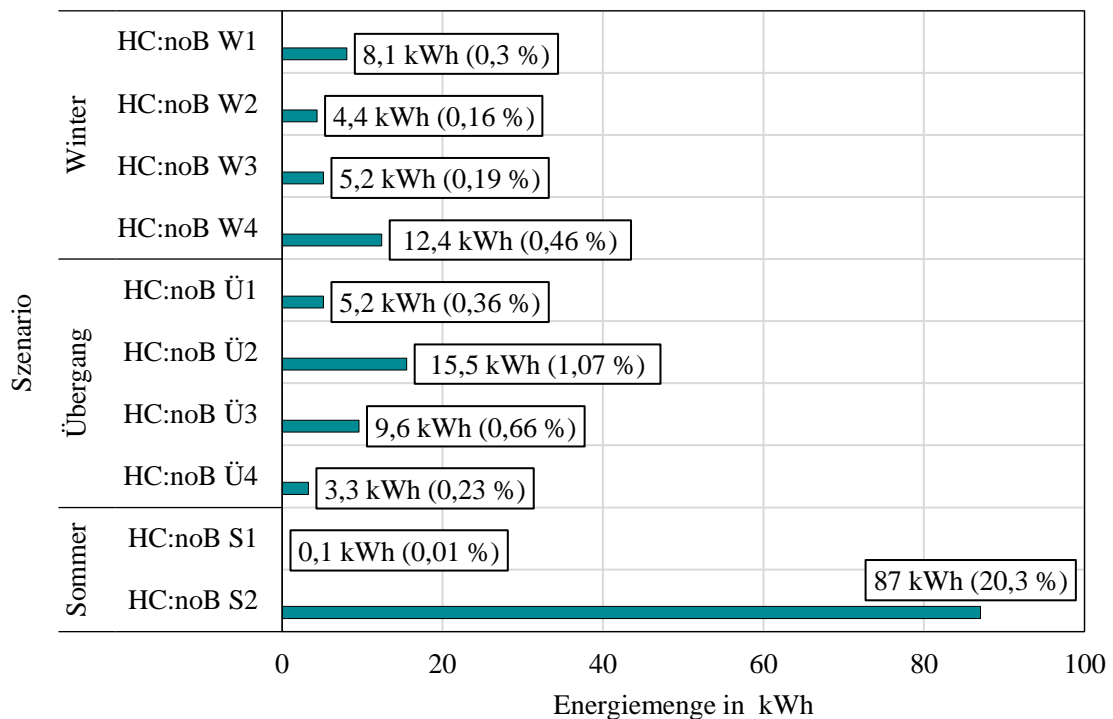
Mithilfe dieser zusätzlichen Energievermarktung können die durch den noB entstehenden bilanziellen Verluste ausgeglichen werden. Bei einer Zielerfüllung über 100 % (höherer Verbrauch gegenüber dem marktorientierten Fahrplan) muss entsprechende Energie zugekauft werden, während bei einer Zielerfüllung unter 100 % (geringerer Verbrauch) überschüssige Energie am Markt verkauft werden kann. Es ist sogar möglich, zusätzliche wirtschaftliche Gewinne zu erzielen, wie in [257, S. 62-66] dargelegt. Wie bereits erwähnt, wird dies jedoch in dieser Arbeit nicht behandelt. Bezogen auf den in Abbildung 5-4 dargestellten elektrischen Energieverbrauch des marktorientierten Fahrplans entspricht dies lediglich 0,3 % der an diesem Tag gehandelten elektrischen Gesamtenergiemenge.

Die Ergebnisse des Szenarios HC:noB W1 verdeutlichen grundsätzlich das Potenzial einer aktiven Netzunterstützung durch das HC-Gebäude mittels des GAL-basierten Optimierers, eines VNAS und des zugehörigen GAS. Jedoch gelingt die vollständige Zielerreichung nicht in allen Szenarien, wie im Folgenden näher diskutiert wird.

Im Szenario HC:noB W2 wird die Reaktion des HC-Gebäudes auf eine Anforderung zur Reduzierung des Leistungsbezugs um 15 % zum Zeitpunkt 15:15 Uhr untersucht, was einer Reduktion von  $\Delta P = 30$  kW entspricht. Nach Durchführung des netzorientierten Optimierungsvorgangs gelingt es dem GAL-basierten Optimierer, den Leistungsbezug zu diesem Zeitpunkt lediglich um  $\Delta P = 12$  kW zu senken, was 42 % der Anforderung des VNAS entspricht. Das Szenario HC:noB W3 stellt eine deutlich größere Herausforderung dar, da hier eine Verdopplung der Leistungsreduzierung im Vergleich zu HC:noB W2 vorgesehen ist. In diesem Fall erreicht der GAL-basierte

Optimierer eine Reduktion von knapp  $\Delta P = 17,5 \text{ kW}$ , was 29 % der ursprünglichen Anforderung entspricht.

In den Szenarien HC:noB W2 und HC:noB W3 verfügt das HC-Gebäude nur über eingeschränkte Flexibilitäten, die eine vollständige Erfüllung der Anforderungen des VNAS nicht zulassen. Dennoch führt diese partielle Zielerfüllung nicht zu signifikanten Veränderungen im ursprünglichen Leistungsverlauf, wie in Abbildung 8-24 und Abbildung 8-25 in Abschnitt 8.11 im Detail dargestellt ist. Die zusätzlich zu vermarktende elektrische Energiemenge überschreitet in keinem Fall  $\Delta E = 5,2 \text{ kWh}$ , was einem Anteil von ca. 0,2 % der ursprünglich in der Day-Ahead Auktion gehandelten elektrischen Energie und damit einer sehr guten Einhaltung des Fahrplans des moB entspricht.



W: Winterperiode-Szenario    Ü: Übergangsperiode-Szenario    S: Sommerperiode-Szenario  
 noB: Netzorientierter Betrieb  
 □ Zusätzliche zu vermarktende Energiemenge infolge von Fahrplanabweichungen und der entsprechende Anteil im Bezug der in der Day-Ahead Auktion eingekauften Energie

**Abbildung 5-15: Übersicht der zusätzlich zu vermarktenden Energiemengen infolge von Abweichungen gegenüber dem marktorientierten Fahrplan in den netzorientierten Szenarien**

Eine vergleichbare Situation wie in den zuvor analysierten Szenarien HC:noB W2 und HC:noB W3 tritt auch in den Szenarien HC:noB Ü1 bzw. HC:noB Ü2 auf. In Szenario HC:noB Ü1 fordert das VNAS um 07:30 Uhr eine Leistungsreduktion von  $\Delta P = 15 \text{ kW}$  für 07:45 Uhr an. Abbildung 8-26a zeigt, dass der GAL-basierte Optimierer durch Anpassung ursprünglicher Sollwerte eine Reduktion von  $\Delta P = 15,1 \text{ kW}$  erzielt, was eine Zielerfüllung von 101 % in Bezug auf die Anforderung des VNAS entspricht, wie Abbildung 5-14 und Abbildung

8-26b in Abschnitt 8.11 veranschaulichen. Dieses Ergebnis ist bemerkenswert, da dem GAL-basierten Optimierer für die Berechnung lediglich der im noB vorgesehene Optimierungszeitraum von 45 Minuten zur Verfügung steht, innerhalb dessen die neue Sollwertkombination ermittelt werden muss. Abweichungen gegenüber dem ursprünglichen marktorientierten Fahrplan treten unmittelbar nach dem noB auf, die bis 09:30 Uhr zu Variationen von bis zu  $\Delta P = 4$  kW führen. Der noB führt gemäß Abbildung 5-15 zu einer zusätzlichen Energievermarktung von  $\Delta E = 5,2$  kWh.

Das Szenario HC:noB Ü1 zeigt erneut das Potenzial des HC-Gebäudes, seine bezogene Leistung um 15 % zu senken, um den Spitzenverbrauch während des Tages zu reduzieren. Dieser Spitzenverbrauch kann zu einer Überlastung der Netzbetriebsmittel des elektrischen Verteilnetzes wie Leitungen und Transformatoren oder zu Betriebspunkten unterhalb des zulässigen Spannungsbands an den am weitesten entfernten Anschlusspunkten des elektrischen Verteilnetzes führen. Verlangt der VNAS jedoch zum gleichen Zeitpunkt eine Reduzierung um 30 %, können die flexiblen Anlagen des HC-Gebäudes nur begrenzt dieser Anforderung nachkommen. Diese Anforderung wird durch das Szenario HC:noB Ü2 abgedeckt. Wie aus Abbildung 5-14 ersichtlich ist, kann das HC-Gebäude bei einer Reduzierungsanforderung von  $\Delta P = 30$  kW durch seine Flexibilitäten diese Anforderung zu 79 % erfüllen. Außerdem verdreifacht sich die Energiemenge, die aufgrund der Abweichungen gegenüber dem ursprünglichen marktorientierten Fahrplan nachträglich vermarktet werden muss, im Vergleich zum Szenario HC:noB Ü1. Dies ist in Abbildung 5-15 dargestellt. Selbst im ungünstigsten der beiden Fälle beträgt die im noB zu vermarktende elektrische Energiemenge jedoch nicht mehr als 1,1 % der ursprünglich in der Day-Ahead Auktion eingekauften elektrischen Energie. Die detaillierte Leistungsentwicklung des Szenarios HC:noB Ü1 ist in Abbildung 8-27 dargestellt.

Dabei ist zu beachten, dass die Bereitstellung von Flexibilitäten im HC-Gebäude nicht zu jedem Zeitpunkt im gleichen Umfang möglich ist. Sie hängt maßgeblich von der aktuellen Betriebsweise der flexiblen Anlagen ab. Wenn beispielsweise keine ePkw angeschlossen sind oder die HKL-Anlagen aufgrund der thermischen Bedingungen nicht aktiv ist, kann keine oder nur eine sehr eingeschränkte Flexibilität angeboten werden. In anderen Zeitfenstern hingegen stehen mehrere flexible Anlagen gleichzeitig zur Verfügung, was die Reaktionsfähigkeit des NWG erheblich steigert. Diese zeitliche Variabilität erklärt auch die unterschiedlichen Zielerfüllungsgrade der einzelnen Szenarien.

Im Szenario HC:noB Ü3 fordert das VNAS um 15:00 Uhr eine Reduktion der bezogenen Leistung um  $\Delta P = 22$  kW, was ca. 30 % gegenüber dem marktorientierten Fahrplan entspricht. Der GAL-basierte Optimierer setzt diese Anforderung zu 105 % um und erreicht eine tatsächliche Absenkung von  $\Delta P = 23,1$  kW, wie in Abbildung 5-14 gezeigt ist. Im Anschluss an den Netzengpass unterscheiden sich die Fahrpläne nur geringfügig. Wie in Abbildung 8-28 von Abschnitt 8.11 zu sehen ist, liegen die maximalen Abweichungen bei etwa  $\Delta P = 6$  kW, was zu einer

zusätzlich zu vermarktenden elektrischen Energiemenge von  $\Delta E = 9,6$  kWh führt (siehe Abbildung 5-15). Dieser Wert entspricht weniger als 1 % der im Day-Ahead Auktion eingekauften Energiemenge und verdeutlicht den Beitrag des HC-Gebäudes zum Netzbetrieb, ohne den moB signifikant zu beeinträchtigen.

Die leichte Übererfüllung der VNAS-Anforderung entsteht dadurch, dass der GAL eine diskrete Kombination von Sollwerten der flexiblen Anlagen optimiert und deren aggregierter Einfluss nicht exakt auf die geforderte Leistungsreduktion begrenzt werden kann. Kleine Überschreitungen sind somit eine Folge der erreichten Betriebspunkte der flexiblen Anlagen sowie der heuristischen Optimierungslogik. Ein vergleichbares Verhalten wurde bereits in den Szenarien HC:moB W1 und HC:moB Ü1 beobachtet und tritt ebenfalls im weiteren Verlauf auch in den Szenarien HC:moB S1 und HC:moB W4, die im Folgenden erörtert werden.

Im Gegensatz zu Szenario HC:noB Ü3 wird in Szenario HC:noB Ü4 eine hohe Durchdringung von PV-Anlagen im elektrischen Verteilnetz angenommen, sodass das VNAS um 15:00 Uhr eine Leistungserhöhung gegenüber dem marktorientierten Fahrplan des HC-Gebäudes um  $\Delta P = 22$  kW (ca. 30 %) fordert, um lokale obere Spannungsbandverletzungen durch Erzeugungsspitzen zu vermeiden. Der GAL-basierte Optimierer realisiert  $\Delta P = 15,6$  kW dieser Anforderung, was einer Zielerfüllung von 71 % entspricht. Die resultierenden Fahrplanabweichungen sind auf unter  $P = 7$  kW begrenzt, wie in Abbildung 8-29 präsentiert, und die nachträglich zu vermarktende Energiemenge beläuft sich auf  $\Delta E = 3,3$  kWh (siehe Abbildung 5-15), welche ca. 0,3 % des täglichen Handelsvolumens in der Day-Ahead Auktion entspricht.

In Bezug auf das Sommerszenario HC:noB S1 übermittelt das VNAS eine Anforderung zur Senkung der bezogenen Leistung um  $\Delta P = 8$  kW des HC-Gebäudes, was 30 % des marktorientierten Fahrplans entspricht. Der GAL-basierte Optimierer übertrifft die Vorgabe geringfügig und erreicht  $\Delta P = 8,5$  kW, d. h. eine Zielerfüllung von 106 %, wie in Abbildung 5-14 dargestellt ist. Die sichtbaren Abweichungen zum marktorientierten Fahrplan bleiben auf  $\Delta P = 0,5$  kW begrenzt (siehe Abbildung 8-30), sodass nur  $\Delta E = 0,01$  kWh nachträglich vermarktet werden müssen. Aufgrund der netzorientierten Fahrplananpassung gemäß § 14a EnWG können grundsätzlich bei netzorientierten Leistungsreduzierungen – und somit auch in diesem Fall – reduzierte Netznutzungsentgelte geltend gemacht werden, wodurch sich trotz der minimalen Energiemenge keine wirtschaftlichen Nachteile für den Gebäudebetreiber ergeben [162].

Im Vergleich zum vorherigen Szenario HC:noB S1 adressiert das VNAS im Szenario HC:noB S2 eine prognostizierte kritische Netzsituation, die auf eine hohe Einspeiseleistung aus PV-Anlagen im elektrischen Verteilnetz zurückzuführen ist. Dieser Netzengpass kann zu Betriebspunkten oberhalb des zulässigen Spannungsbandes oder zur Überlastung von Netzbetriebsmitteln im elektrischen Verteilnetz führen. Das VNAS erkennt, dass dieser Netzengpass durch eine Erhöhung des Leistungsbezugs des HC-Gebäudes behoben werden kann. Aus diesem Grund sendet es

um 12:00 Uhr eine Anforderung an das HC-Gebäude, die bezogene Leistung um  $\Delta P = 8 \text{ kW}$  um 12:45 Uhr für einen Zeitraum von 15 Minuten zu erhöhen. Der resultierende Leistungsverlauf ist in Abbildung 8-31a dargestellt. Der GAL-basierte Optimierer erreicht in diesem Fall eine Erhöhung von  $\Delta P = 5,5 \text{ kW}$ , was einer Zielerfüllung von ca. 70 % entspricht, wie in Abbildung 5-14 dargestellt wird.

Aufgrund der stark eingeschränkten Flexibilitätskapazitäten der verfügbaren flexiblen Anlagen im Szenario HC: noB S2 führt diese nur teilweise erfüllte Anforderung des VNAS zu signifikanten Abweichungen gegenüber dem ursprünglichen marktorientierten Fahrplan im Anschluss an die netzorientierte Optimierung. Diese Effekte sind insbesondere ab 13:00 Uhr in Abbildung 8-31b in Abschnitt 8.11 erkennbar. Wie Abbildung 5-15 zeigt, ergibt sich daraus eine zusätzlich zu vermarktende Energiemenge von  $\Delta E = 87 \text{ kWh}$ , was 20,3 % der ursprünglich in der Day-Ahead Auktion gehandelten Energiemenge entspricht.

Im Unterschied zu HC: noB S1 erklärt sich die besonders hohe zusätzlich zu vermarktende Energiemenge durch die entgegengesetzte Richtung der Anforderung des VNAS und die begrenzten Flexibilitätskapazitäten. Während im Szenario HC: noB S1 eine Leistungsreduktion um  $\Delta P = 8 \text{ kW}$  über die Abschaltung bzw. Abregelung einzelner Verbraucher vergleichsweise präziser umgesetzt werden kann, verlangt HC: noB S2 eine Leistungserhöhung, für die zum Zeitpunkt der Anforderung nur eingeschränkt zusätzliche Lasten verfügbar sind. Der GAL-basierte Optimierer greift daher überwiegend auf die HKL-Anlagen zurück. Innerhalb von rund neun Minuten (entsprechend etwa 20 % des vorgesehenen Gesamtoptimierungszeitraums von 45 Minuten) werden nur wenige Generationen ausgewertet, sodass die gefundenen Lösungen auf frühen Stadien der Populationsentwicklung basieren und noch keine vollständige Konvergenz aufweisen. Dadurch werden rund 70 % der geforderten Leistungsanpassung umgesetzt, zugleich treten merkliche Nachregelungen und eine verstärkte Ausprägung des „Rebound-Effekts“ auf.

Dieses Szenario verdeutlicht die Notwendigkeit geeigneter Anreizmechanismen, um einen noB seitens der flexiblen Akteure im elektrischen Verteilnetz zu fördern. Dies gewinnt insbesondere Relevanz in Fällen, in denen der noB eines flexiblen, wie ein NWG, zu möglichen Sanktionen aufgrund erheblicher Abweichungen von vereinbarten Fahrplänen führt.

Im Gegensatz zu den bisher analysierten Szenarien, in denen jeweils nur eine Anforderung des VNAS an das HC-Gebäude gestellt wird, sieht das Szenario HC: noB W4 zwei zeitlich getrennte Anforderungen innerhalb eines Tages vor. Die erste Anforderung erfolgt um 06:00 Uhr, mit der Vorgabe, die bezogene Leistung des HC-Gebäudes ab 06:45 Uhr um  $\Delta P = 18 \text{ kW}$  gegenüber dem im marktorientierten Fahrplan geplanten Leistungsbezug zu reduzieren. Das HC-Gebäude führt daraufhin einen netzorientierten Optimierungsvorgang durch und setzt die resultierenden Sollwerte zum angegebenen Zeitpunkt um. Eine zweite Anforderung des VNAS erreicht das HC-Gebäude um 15:00 Uhr mit dem Ziel, ab 15:45 Uhr den Leistungsbezug um  $\Delta P = 19 \text{ kW}$  zu reduzieren, was erneut den netzorientierten Optimierungsvorgang auslöst.

Neben der Tatsache, dass durch die doppelte Anzahl an Anforderungen die Abweichungen gegenüber dem ursprünglichen marktorientierten Fahrplan zunehmen können, wird in diesem Szenario die Perspektive des elektrischen Verteilnetzes explizit dargestellt. Zu diesem Zweck wird das Referenznetz „LV-Semiurb-5“ aus dem SimBench-Netzmodell in die in Abschnitt 3.3.2 beschriebene Simulationsumgebung für elektrische Verteilnetze integriert [258]. Zusätzlich werden repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude verwendet, die passend ausgewählt und zufällig auf die Netzknoten verteilt werden [259]. Abbildung 5-16 zeigt eine schematische Darstellung des betrachteten Netzes. Darin ist das HC-Gebäude am Ende des markierten Strangs platziert. Der zugehörige NS-Abgang der ONS ist in Türkis hervorgehoben, während die Leitung, die in den kritischen Situationen eine thermische Überlastung erfährt, in Rot dargestellt ist.

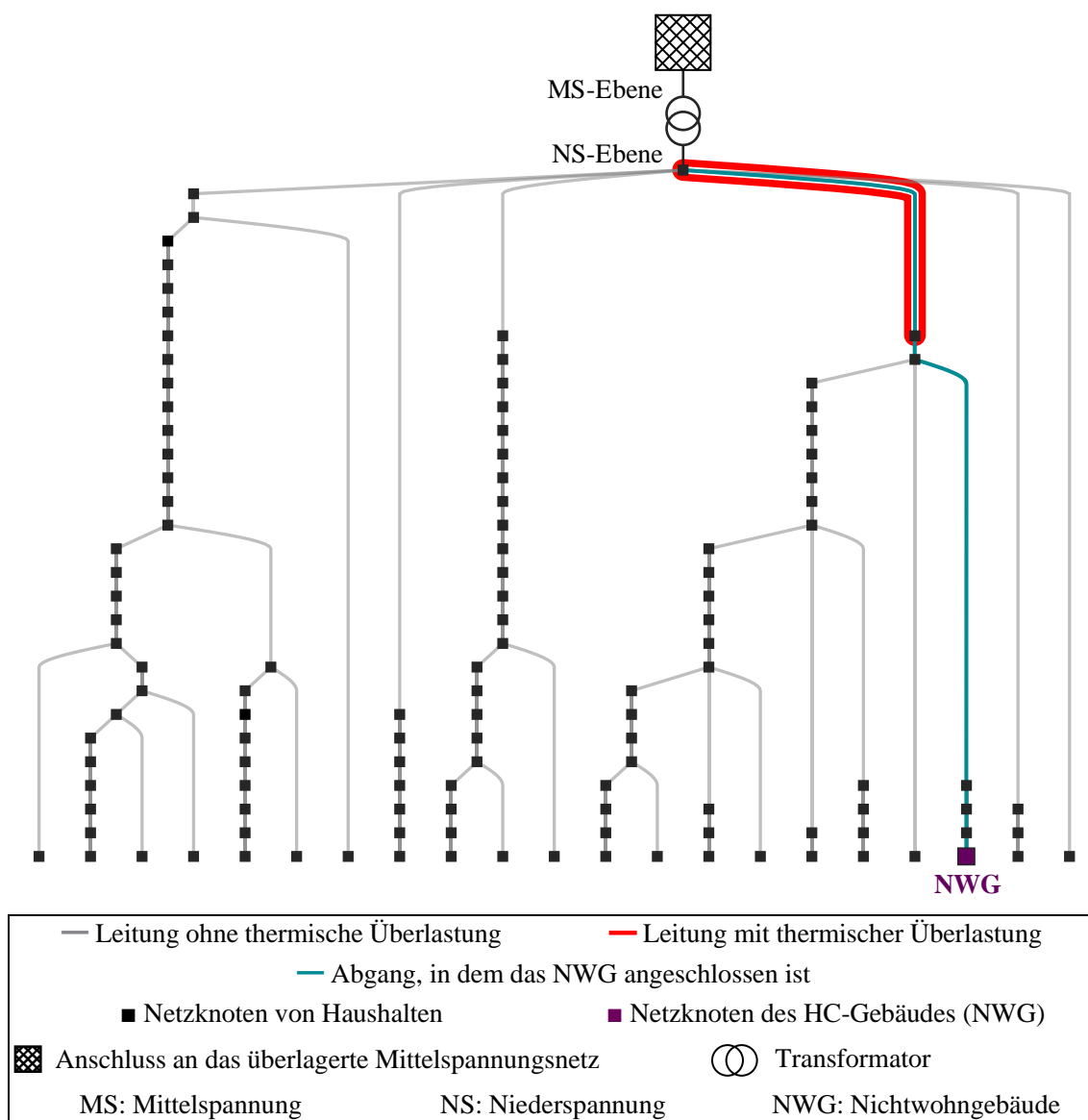
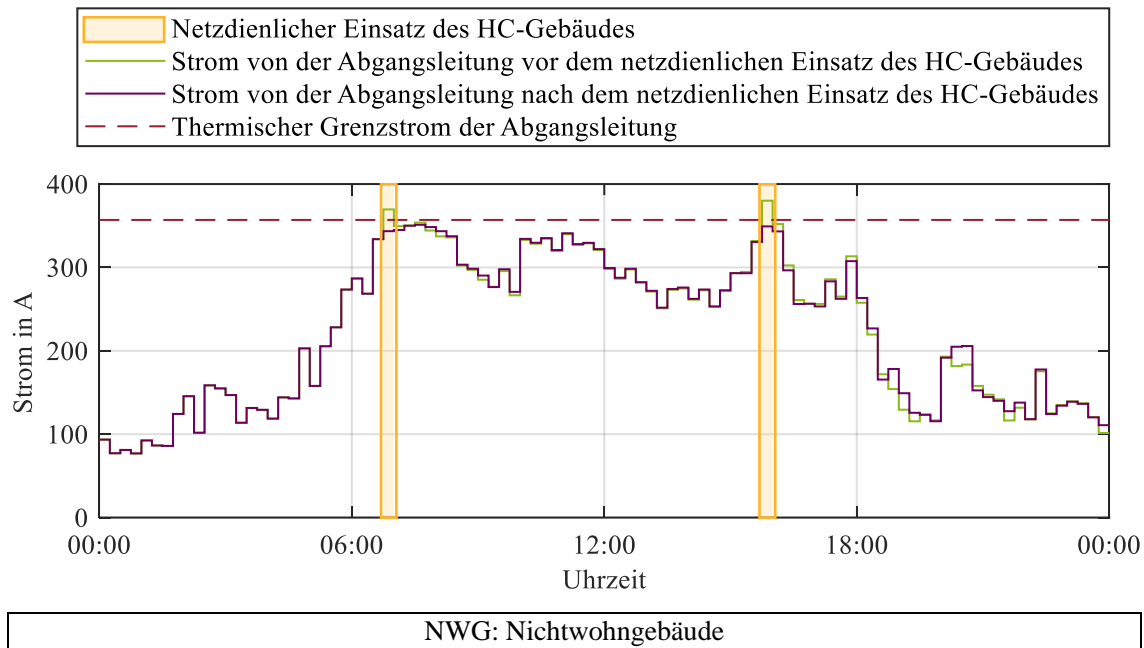


Abbildung 5-16: Schema des elektrischen Verteilnetzes „LV-Semiurb-5“ aus dem SimBench-Netzmodell unter Betrachtung des HC-Gebäudes (NWG)



**Abbildung 5-17: Stromverlauf des betroffenen Abgangs im Starklastszenario vor und nach dem noB des HC-Gebäudes (HC:noB W4)**

Die summierte bezogene Leistung der Haushalte am NS-Abgang des Transformators, an dem das HC-Gebäude angeschlossen ist, sowie des HC-Gebäudes selbst vor dem netzorientierten Einsatz im Szenario HC:noB W4 wird in Abbildung 8-33 in Abschnitt 8.11 dargestellt. Der durch den GAL-basierten Optimierer erzielte noB des HC-Gebäudes sowie die daraus resultierende Abweichung gegenüber dem ursprünglichen marktorientierten Fahrplan sind in Abbildung 8-32 in Abschnitt 8.11 dargestellt. Die netzorientierte Optimierung bewirkt, dass die bezogene Leistung in den kritischen Zeiträumen um  $\Delta P = 19,1 \text{ kW}$  um 06:45 Uhr und um  $\Delta P = 19,6 \text{ kW}$  um 15:45 Uhr reduziert wird. Dies entspricht einer Zielerreichung von 106,1 % bzw. 103,2 %. Um die Ergebnisse dieses Szenarios zusammenzufassen, zeigt Abbildung 5-14 den Mittelwert der beiden Anforderungen und den entsprechenden durchgeführten Durchschnittswert beider Leistungsanpassungen. Die daraus resultierende zusätzliche elektrische Energiemenge, die aufgrund der Abweichung zwischen dem endgültig umgesetzten netzorientierten Fahrplan und dem ursprünglichen marktorientierten Fahrplan vermarktet werden muss, beträgt  $\Delta E = 12,4 \text{ kWh}$ , was lediglich 0,5 % der in der Day-Ahead Auktion eingekauften Gesamtenergiemenge ausmacht, wie in Abbildung 5-15 präsentiert wird.

### 5.3.3 Markt- und netzorientierte Ergebnisse im Feldtest

Der im MIMO-Gebäude durchgeführte Feldtest dient der realen Überprüfung seiner Fähigkeit zur Durchführung des moB sowie des noB. Dabei werden zwei aufeinanderfolgende Tage betrachtet. Am ersten Tag, dem 27.09.2024, wird ein moB untersucht. Am zweiten Tag erfolgt neben dem moB zusätzlich eine Bewertung der Reaktion auf eine Leistungsanpassungsanforderung von einem VNAS im noB.

### Marktorientierter Betrieb

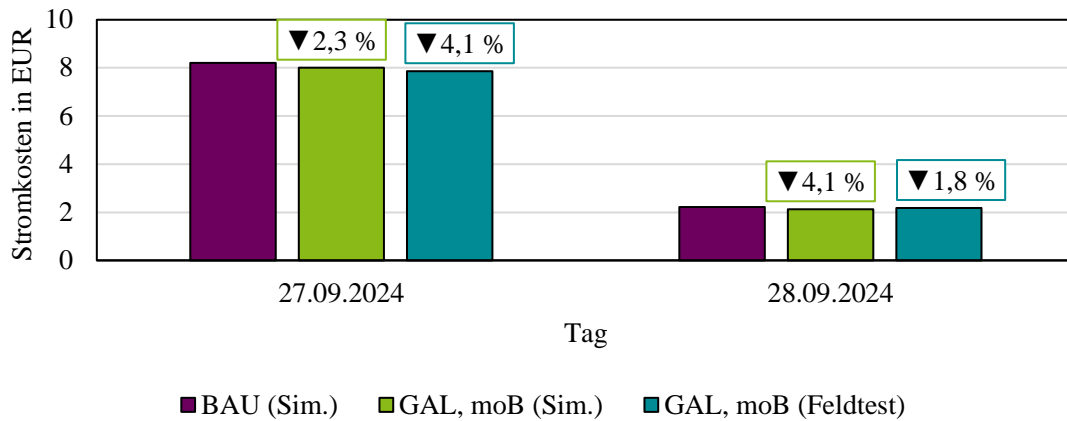
Die marktorientierte Optimierung für den 27.09.2024 beginnt bereits um 00:00 Uhr des Vortags, also am 26.09.2024. Basierend auf Prognosen der Strompreise von der Day-Ahead Auktion ermittelt der GAL-basierte Optimierer die Raumkomfortsollwerte, mit denen sich die Stromkosten minimieren lassen. Der Optimierungsvorgang endet vor 12:00 Uhr desselben Tages (26.09.2024). Ab 00:00 Uhr des 27.09.2024 werden die im marktorientierten Optimierungsverfahren berechneten Raumkomfortsollwerte zeitblockweise an das MIMO-Gebäude übermittelt. Parallel dazu beginnt der Optimierungsvorgang für den 28.09.2024, der ebenfalls vor 12:00 Uhr dieses Tages abgeschlossen sein muss.

Der Ablauf des moB im MIMO-Gebäude entspricht dem bereits beim HC-Gebäude eingesetzten Vorgehen. Für beide betrachteten Tage wird das thermische Energiemodell des MIMO-Gebäudes zur Simulation des BAU-Betriebs verwendet, um einen Referenzfall zu erhalten. Auf dieser Grundlage können sowohl der simulierte als auch der gemessene moB des MIMO-Gebäudes bewertet und verglichen werden.

Abbildung 8-34 zeigt die simulierte Leistungsentwicklung des BAU-Betriebs und des moB für den 27.09.2024 und den 28.09.2024. In Abbildung 8-35 ist der Leistungsverlauf des simulierten und des gemessenen moB für den 27.09.2024 dargestellt, während Abbildung 8-36 im Abschnitt 8.12 dies für den Folgetag präsentiert. Die in diesen Betriebsmodi entstehenden Stromkosten sind in Abbildung 5-18 zusammengefasst.

Gemäß den Simulationsergebnissen beträgt das Einsparpotenzial der Stromkosten durch den marktorientierten Optimierer gegenüber dem BAU-Betrieb am 27.09.2024 rund 2,3 %. Die im MIMO-Gebäude tatsächlich umgesetzten optimierten Raumkomfortsollwerte führen jedoch zu einer noch höheren Ersparnis von 4,1 %. Für den 28.09.2024 zeigt die Simulation eine potenzielle Einsparung von 4,1 %. Die realen Kostenersparnisse betragen 1,8 %.

Die Tatsache, dass die realen Einsparungen am 27.09.2024 höher, am 28.09.2024 hingegen geringer ausfallen als in der Simulation, lässt sich auf tagesabhängige Randbedingungen und Abweichungen des thermischen Energiemodells des Gebäudes zurückführen. Einerseits können Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlichen Außenbedingungen – insbesondere der Außentemperatur und solaren Einstrahlung – sowie Unterschiede in den internen Lasten dazu führen, dass das reale thermische Verhalten des Gebäudes von den in der Optimierung angenommenen Bedingungen abweicht. Andererseits bewirkt die thermische Trägheit des Gebäudes, dass Anpassungen der Komfortsollwerte verzögert auf den Leistungsbedarf wirken. Dadurch kann der reale Lastverlauf in einzelnen Zeitintervallen von der in der Simulation erwarteten Dynamik abweichen, was zu einer Über- oder Unterschätzung des theoretisch erzielbaren Einsparpotenzials führen kann.



BAU: „Business as Usual“ moB: Marktorientierter Betrieb	GAL: Genetischer Algorithmus Sim.: Simulationsergebnisse
--	---

Abbildung 5-18: Stromkostenvergleich zwischen simuliertem BAU-Betrieb, simuliertem moB und gemessenem moB des MIMO-Gebäudes

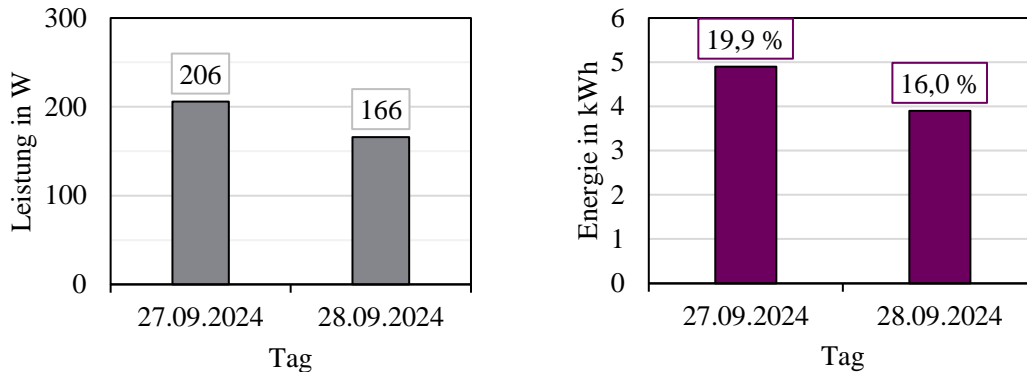
Die Abweichungen im Leistungsverlauf zwischen dem simulierten Betrieb und den gemessenen Werten bei dem moB im MIMO-Gebäude werden mittels des MAE-Wertes bewertet und in Abbildung 5-19a dargestellt. Der MAE-Wert wird als mittlerer absoluter Fehler zwischen simulierten  $P^{\text{Sim.}}$  und gemessenen Leistungswerten  $P^{\text{Feldtest}}$  berechnet. Grundlage bilden  $n = 96$  Messpunkte pro Tag mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten. Für jeden Zeitpunkt wird die absolute Differenz zwischen Simulation und Feldtest bestimmt.

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n |P_i^{\text{Sim.}} - P_i^{\text{Feldtest}}| \quad (5-3)$$

Der MAE-Wert beträgt für den 27.09.2024 einen Leistungswert von  $P = 206$  W und für den 28.09.2024 einen Leistungswert von  $P = 166$  W. Diese Abweichungen lassen sich insbesondere auf Ungenauigkeiten im thermischen Energiemodell des MIMO-Gebäudes zurückführen. Obwohl das thermische Energiemodell speziell für Sommerbedingungen kalibriert wird, fällt der Zeitraum des Feldtests in die Übergangszeit zum Herbst. Eine Nachkalibrierung des Modells wäre notwendig, um die Genauigkeit für diesen Zeitraum zu verbessern, wird jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt, da gezielt gezeigt werden soll, dass selbst gut kalibrierte Simulationsmodelle unter realen Bedingungen unvermeidbare Schwächen aufweisen. Dennoch ist anzumerken, dass eine saisonale Nachkalibrierung des thermischen Modells grundsätzlich erforderlich ist, um die Modellgüte über das ganze Jahr hinweg sicherzustellen.

Sollte es in künftigen Anwendungen wiederholt zu signifikanten Abweichungen zwischen Simulation und Realität kommen, wäre auch der Einsatz eines datengetriebenen Gebäudemodells in Erwägung zu ziehen. Während das in dieser Arbeit verwendete thermische Energiemodell, dessen Parameter mithilfe gemessener Daten kalibriert werden, auf physikalischen Modellen beruht, basieren datengetriebene Modelle ausschließlich auf historischen Messdaten. Solche Ansätze, häu-

fig unter Verwendung von Methoden der künstlichen Intelligenz (z. B. neuronale Netze oder Regressionsmodelle), können komplexe Zusammenhänge im Gebäudeverhalten direkt erlernen und dadurch die Prognosegüte unter variablen Randbedingungen verbessern.



a) MAE („*Mean-Absolute Error*“) Wert zwischen Sim. und Feldtest (GAL, moB)

b) Zusätzliche zu vermarktende Energie wegen Fahrplanabweichungen

moB: Marktorientierter Betrieb

GAL: Genetischer Algorithmus

**Abbildung 5-19: Genauigkeitsauswertung des marktorientierten Optimierungsvorgangs im Feldtest und Nebenwirkungen der zusätzlichen Energievermarktung**

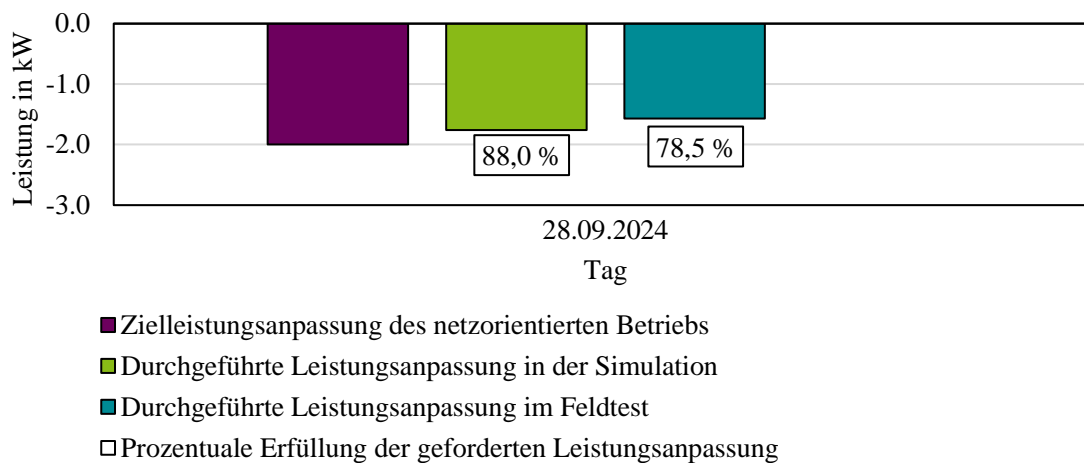
Die beschriebenen Ungenauigkeiten im thermischen Energiemodell führen dazu, dass elektrische Energie entweder zu einem nicht vorgesehenen Zeitpunkt verbraucht wird oder geplante elektrische Energieverbräuche nicht wie vorgesehen stattfinden. Dies verursacht Abweichungen zwischen dem ursprünglich abgestimmten marktorientierten Fahrplan und dem tatsächlich umgesetzten Fahrplan. Die resultierenden Differenzmengen müssen nachträglich an Energiemärkten vermarktet werden. Die für beide Tage erforderliche absolute nachträgliche Vermarktungsmenge ist in Abbildung 5-19b dargestellt. Im Durchschnitt betrifft dies rund 18 % der in der Day-Ahead Auktion gehandelten elektrischen Energiemenge. Dabei handelt es sich um die aufsummierten absoluten Abweichungen zwischen dem simulierten und dem im Feldtest gemessenen Leistungswert, die in Energieeinheiten umgerechnet werden. Positive und negative Abweichungen werden somit nicht miteinander verrechnet, sodass der angegebene Anteil das tatsächliche Volumen der nachträglich zu vermarktenden Energiemenge widerspiegelt. Dieser Anteil ist nicht unerheblich und stellt einen Hinweis darauf dar, dass die Güte des thermischen Energiemodells durch eine gezielte saisonale Nachkalibrierung oder den ergänzenden Einsatz datengetriebener Modellierungsansätze verbessert werden sollte.

### Netzorientierter Betrieb des MIMO-Gebäudes

Für den noB des MIMO-Gebäudes wird eine Leistungsanpassungsanforderung des VNAS angenommen. Konkret wird um 21:00 Uhr eine Reduktion der bezogenen Leistung um  $\Delta P = 2 \text{ kW}$

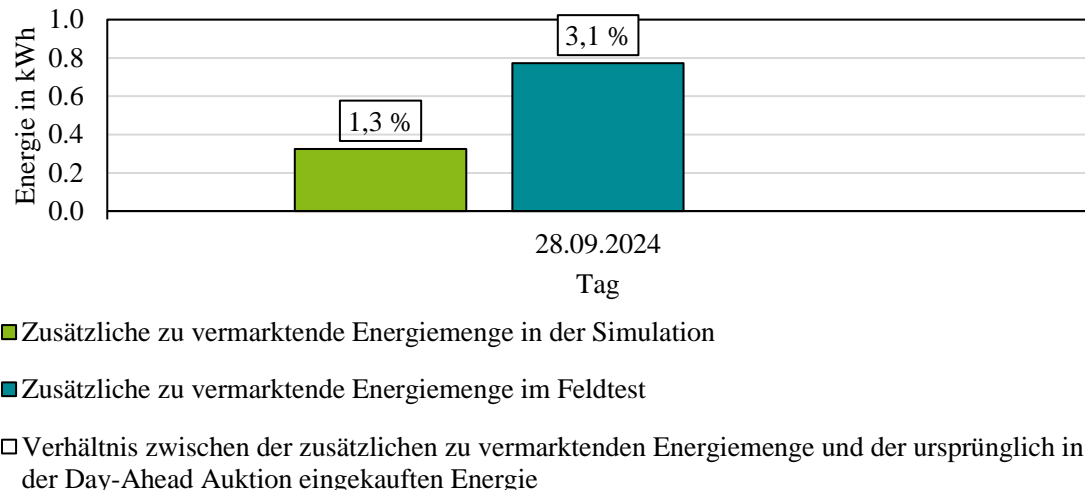
gefordert. Dieser Zeitpunkt fällt mit dem Leistungsspitzenwert von  $P = 4,4 \text{ kW}$  laut dem markt-orientierten Fahrplan zusammen. Damit wird eine Reduktion von etwa 45 % der zu diesem Zeitpunkt bezogenen Leistung gefordert.

Analog zur Bewertung des moB wird auch hier der Leistungsverlauf des simulierten und des gemessenen noB verglichen. Abbildung 8-37 und Abbildung 8-38 im Abschnitt 8.12 zeigen jeweils die simulierten und gemessenen Leistungsentwicklungen. In der Simulation gelingt es dem MIMO-Gebäude, die bezogene Leistung zum kritischen Zeitpunkt um  $\Delta P = 1,76 \text{ kW}$  zu reduzieren. Dies entspricht einer Erfüllung von 88 % in der Simulation gegenüber der Anforderung zur Leistungsanpassung vom VNAS, wie in Abbildung 5-20 dargestellt ist. Die simulierten Ergebnisse zeigen jedoch Abweichungen gegenüber den gemessenen Werten. Die tatsächlich erzielte Reduktion beträgt  $\Delta P = 1,57 \text{ kW}$ , was einer Erfüllung des Ziels von 78,5 % entspricht. Daraus ergibt sich eine Abweichung zwischen der Simulation und dem realen Feldtest von 9,5 %.



**Abbildung 5-20: Erreichte Leistungsanpassung nach dem netzdienlichen Einsatz des MIMO-Gebäudes in der Simulation und im Feldtest**

Abbildung 5-21 präsentiert die zusätzlich zu vermarktende Energie nach dem netzdienlichen Einsatz des MIMO-Gebäudes. Laut Simulation beträgt die vom MIMO-Gebäude im Rahmen der Day-Ahead Auktion zusätzlich zu vermarktende Energiemenge 1,3 %. In der Praxis steigt die zusätzlich zu vermarktende Energiemenge jedoch auf 3,1 %. Der höhere praktische Wert ist darauf zurückzuführen, dass der reale Leistungsverlauf in gewissem Maße vom im thermischen Gebäudemodell abgebildeten Verhalten differiert. Diese Modellungenauigkeiten bei der Gebäudedynamik werden durch Wetterprognosefehler zusätzlich verstärkt, sodass der tatsächlich erreichte netzorientierte Fahrplan etwas stärker vom ursprünglichen marktorientierten Fahrplan abweicht als in der Simulation.



**Abbildung 5-21: Zusätzliche zu vermarktende Energie infolge von Abweichungen gegenüber dem marktorientierten Fahrplan nach dem netzdienlichen Einsatz des MIMO-Gebäudes**

Wie im Fall des HC-Gebäudes führt auch der noB im MIMO-Gebäude zu Abweichungen gegenüber dem ursprünglichen marktorientierten Fahrplan. Diese können zu zusätzlichen Ausgleichsenergiekosten führen. Gleichzeitig lassen sich die durch die Abweichungen entstehenden Energiemengen durch nachträgliche Vermarktung wirtschaftlich nutzen. Dadurch können potenzielle Sanktionen kompensiert und im Idealfall zusätzliche Einsparungen bei den Stromkosten erzielt werden. Darüber hinaus könnten bei entsprechender Einordnung als steuerbare Verbrauchseinrichtung gemäß §14a EnWG zusätzlich reduzierte Netznutzungsentgelte in Anspruch genommen werden, sofern die technischen und regulatorischen Voraussetzungen erfüllt sind [162].

Wie in Abbildung 5-21 ersichtlich, ergibt die Simulation, dass nach Umsetzung des Fahrplans des noB eine zusätzliche Vermarktung von  $\Delta E = 0,33$  kWh erforderlich ist. Dies entspricht 1,3 % der ursprünglich in der Day-Ahead Auktion eingekauften Energiemenge. In der praktischen Umsetzung im Feldtest erhöht sich dieser Wert auf  $\Delta E = 0,77$  kWh, was 3,1 % der ursprünglich eingekauften Energiemenge entspricht.

Werden nicht nur die Abweichungen unmittelbar nach der kritischen Situation, sondern sämtliche Differenzen über den gesamten Tagesverlauf einschließlich des marktorientierten Betriebs hinweg betrachtet (siehe Abbildung 8-38b), ergibt sich ein deutlich höherer Vermarktungsbedarf. In diesem Fall beläuft sich die zusätzlich zu vermarktende elektrische Energie auf  $\Delta E = 3,5$  kWh. Dies entspricht 14,3 % der Energiemenge, die ursprünglich in der Day-Ahead Auktion eingekauft wurde.

## 5.4 Reflexion und Diskussion der Optimierungsergebnisse und der Modellbildung

Die Anwendung des GAL-basierten Optimierungskonzepts demonstriert signifikante Potenziale zur markt- und netzorientierten Flexibilitätsbewirtschaftung in NWG. Die simulationsgestützten

Ergebnisse im HC-Gebäude belegen durchgängige Stromkostenreduktionen, je nach Jahreszeit, von 5,4 % bis 18,4 % gegenüber dem BAU-Betrieb. Dieser ökonomische Vorteil resultiert aus der Fähigkeit des GAL, Lastverschiebungen in kostengünstige Zeitfenster durch dynamische Anpassung von Raumkomfort- und Leistungssollwerten zu generieren, ohne dabei Nutzer- oder Raumkomfortgrenzen zu verletzen. Die Priorisierung elektrisch betriebener Anlagen im noB, wie in Abbildung 4-5 und Tabelle 4-3 präsentiert, erweist sich als zielführend, da ihre geringere Modellkomplexität eine effizientere Lösungsraumerkundung innerhalb des kurzfristigen Zeithorizonts von 45 Minuten ermöglicht.

Allerdings zeigen sich Grenzen der Flexibilitätsbereitstellung unter extremen Anforderungen des VNAS. Bei Leistungsreduzierungen über 30 % (z. B. in dem Szenario HC:noB W3) oder bei gleichzeitiger Berücksichtigung mehrerer Netzengpasszeitpunkte (wie beim Szenario HC:noB W4) sinkt die Zielerreichungsrate auf ca. 30 % bzw. ca. 80 %, da die technischen Betriebsgrenzen der flexiblen Anlagen sowie die Einhaltung der geltenden Komfortgrenzen die Anpassungsfähigkeit einschränken. Zwar unterstützt die hohe Wärmespeicherfähigkeit grundsätzlich die marktseitige Lastverschiebung über längere Zeiträume, sie führt jedoch im engen zeitlichen Reaktionsfenster des VNAS dazu, dass die HKL-Anlagen Leistungsänderungen nur verzögert umsetzen können. Hinzu kommt, dass der Gesamtoptimierungszeitraum des noB oftmals nicht ausreicht, um jene Raumkomfortsollwerte zu bestimmen, die sowohl den geforderten Betriebspunkt der HKL-Anlagen ermöglichen als auch Komfortverletzungen sicher vermeiden. Die resultierenden Fahrplanabweichungen führen zu zusätzlichen Energievermarktungsmengen von typischerweise unter 1 % des Tageshandelsvolumens, im Ausnahmefall (wie beim Szenario HC:noB S2) jedoch auf bis zu 20 %, womit vertragliche Sanktionsmechanismen relevant werden.

Die Modellbildung weist inhärente Unsicherheiten auf, die sich im Feldtest im MIMO-Gebäude manifestierten. Abweichungen zwischen simuliertem und gemessenem Leistungsverlauf (bewertet anhand des MAE-Wertes, der zwischen ca.  $P = 150 \text{ W}$  und  $P = 200 \text{ W}$  lag) sowie abweichende Kosteneinsparungen (z. B. laut Simulation 4,1 %, tatsächlich jedoch 1,8 % am 28.09.2024) sind primär auf Prognoseungenauigkeiten bei Wetterdaten und der unvollständigen Kalibrierung des thermischen Gebäudemodells für Übergangsjahreszeiten zurückzuführen. Obwohl der MAE-Wert der Differenz zwischen simuliertem und gemessenem Leistungsverlauf mit  $P = 150 \text{ W}$  und  $P = 200 \text{ W}$  im Vergleich zum Gebäude-MAE der bezogenen Gesamtleistung von rund  $P = 1030 \text{ W}$  relativ gering ausfällt, ist er für die GAL-basierte Optimierung dennoch relevant, da bereits moderate Prognosefehler bewirken, dass das thermische Gebäudemodell den tatsächlichen Zustand des Gebäudes nur eingeschränkt abbildet und der Optimierer daraufhin Sollwerte bestimmt, die im realen Betrieb zu abweichenden Leistungs- und Temperaturverläufen führen.

Zudem limitiert die rechenintensive Bewertung des thermischen Energiemodells des NWG (mit dem HC-Gebäude bis zu 180 Sekunden pro Simulationstag beim kritischen Fall) die Populationsgröße und Generationenzahl des GAL, was lokal optimale Lösungen begünstigt – erkennbar an der frühen Konvergenz in Szenarien mit hoher EE-Einspeisung (wie beim Szenario HC:moB S-Q3). Die schrittweise Optimierungssequenz versucht, diesem Effekt entgegenzuwirken, schließt jedoch Suboptimalitäten bei der Flexibilitätsausnutzung nicht vollständig aus.

Die stochastische Natur des GAL stellt zudem eine Einschränkung dar, da die Auswahl von Parametern wie Population, Kreuzungs- und Mutationsrate die Balance zwischen Exploration (der Suche nach neuen Bereichen im Lösungsraum) und Exploitation (der Vertiefung bereits vielversprechender Lösungen) bestimmt. Eine zu geringe Diversität kann zu lokalem Verharren führen, während übermäßiger Diversitätsdruck die Feinabstimmung guter Lösungsräume verhindert. Obwohl GAL gegenüber nicht konvexen Zielfunktionen robust ist, zeigen die Konvergenzanalysen aus Abbildung 5-12a, dass der GAL aufgrund seines heuristischen Charakters das globale Optimum grundsätzlich nicht garantieren kann; unter engen Fristen, wie beim noB, verschärft sich dieser Effekt zusätzlich. Die diskretisierte Darstellung kontinuierlicher Sollwerte nach Gleichung (4-1) reduziert den Rechenaufwand, kann jedoch eine genauere Steuerung der flexiblen Anlagen einschränken, insbesondere auch für den noB.

Zusammenfassend validieren die Ergebnisse die Machbarkeit einer GAL-basierten Flexibilitätsoptimierung, wobei weiterer Forschungsbedarf in drei Bereichen identifiziert werden kann. Erstens besteht Potenzial zur Steigerung der Prognosegenauigkeit sowohl der flexiblen Anlagen des NWG als auch des thermischen Energiemodells selbst. Zweitens sollte ein kompensatorisches Anreizsystem für Fahrplanabweichungen beim noB im Kontext vordefinierter marktorientierter Fahrpläne entwickelt werden. Drittens wäre die Integration dynamischer GAL-Parameter anzustreben, deren Werte sich grundsätzlich an den Jahreszeiten oder sogar an einzelnen Monaten orientieren. Dies könnte die Effizienz der Suchmethoden zur Ermittlung geeigneter Sollwerte im jeweiligen Optimierungsverfahren deutlich verbessern.



## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorliegende Arbeit leistet einen fundierten Beitrag zur Integration von NWG in das Energiesystem durch Nutzung ihrer elektrischen Flexibilitätpotenziale. Ausgehend von den Zielen des Pariser Klimaabkommens und den deutschen Dekarbonisierungszielen wird ein umfassendes Optimierungskonzept entwickelt, das technische, betriebliche und marktbezogene Aspekte vereint. Das erste Kapitel zeigt auf, dass NWG aufgrund ihres signifikanten Anteils am Gesamtenergieverbrauch (36,4 % des Gebäudesektors) und ihrer Ausstattung mit flexiblen Anlagen, wie WP, PV-Anlagen, EES und LIS, das Potenzial haben, zu wichtigen Akteuren der Energiewende zu werden, sofern ihr Betrieb markt- und netzorientiert erfolgt. In diesem Kapitel werden die Forschungsfragen formuliert, die als roter Faden dieser Arbeit dienen:

- **Frage 1:**  
Welche technischen Voraussetzungen müssen erfüllt sein, damit ein NWG seine marktorientierte bzw. netzorientierte Flexibilität nutzen und anbieten kann?
- **Frage 2:**  
Wie können GAL eingesetzt werden, um den Betrieb eines NWG durch gezielte Ansteuerung flexibler Anlagen unter Berücksichtigung von Vermarktungsmöglichkeiten zu optimieren?
- **Frage 3:**  
Welchen wirtschaftlichen Gewinn für den Gebäudebetreiber und welchen technischen Vorteil für das elektrische Verteilnetz bietet die marktorientierte und netzorientierte Optimierung der flexiblen Anlagen eines NWG?

Im zweiten Kapitel werden systematisch das Zusammenwirken zwischen GAS, elektrischen Verteilnetzen und Energiemärkten analysiert. Dazu werden die theoretischen Grundlagen zu GAS, VNAS und Energiemarktmechanismen eingeführt. Es wird hier gezeigt, dass für die Umsetzung einer marktorientierten und netzorientierten Optimierung standardisierte Kommunikationsschnittstellen (z. B. Smart-Meter-Gateway) bzw. -protokolle (wie EEBUS, Modbus TCP/IP oder MQTT) unerlässlich sind. Darüber hinaus werden die relevanten flexiblen Anlagen – HKL, PV, EES, und LIS – analysiert. Damit wird die erste Forschungsfrage klar beantwortet: Die technischen Voraussetzungen für die Bereitstellung marktorientierter und netzorientierter Flexibilität bestehen maßgeblich in der durchgängigen und standardisierten Mess-, Steuer- und Kommunikationsinfrastruktur, die verzögerungsfreie Datenflüsse und Steuerbefehle ermöglicht.

Im dritten Kapitel wird die Simulationsumgebung beschrieben, welche ein thermisches Energiemodell des NWG durch die Software IDA-ICE erstellt und mit elektrisch betriebenen flexiblen Anlagen (PV-Anlage, EES, LIS) in Matlab koppelt. Die Modelle werden anhand realer Messdaten kalibriert und validiert. Diese modulare ganzheitliche Simulationsumgebung erfüllt damit die in

der ersten Forschungsfrage geforderte Voraussetzung zur realistischen Nachbildung des Gebäudeverhaltens als Grundlage für Optimierungsalgorithmen.

Das vierte Kapitel stellt den Optimierungsansatz mit GAL vor und beantwortet die zweite Forschungsfrage. Die gezielte Optimierung der Sollwerte, die in direktem oder indirektem Zusammenhang mit den flexiblen Anlagen stehen, erfolgt durch die Formulierung mehrerer Optimierungsprobleme mit entsprechenden markt- und netzorientierten Zielfunktionen. Vorrang hat das netzorientierte Optimierungsproblem, das darauf abzielt, eine extern vorgegebene Anforderung durch das VNAS zu erfüllen. Liegt keine Anforderung vor, erreicht der moB des NWG mittels der GAL-basierten marktorientierten Optimierung eine signifikante Senkung der Stromkosten<sup>23</sup> in Bezug auf einen BAU-basierten Betriebsmodus. Beide iterativen Optimierungsverfahren auf Basis der GAL sind in hohem Maße von der Bestimmung ihrer Eingangsparameter abhängig. Die Optimierung der Parameter des GAL spielt daher eine entscheidende Rolle bei der Bestimmung der Population von Sollwerten, die eine optimierte Bewirtschaftung der Flexibilitäten von NWG ermöglichen. Somit wird die zweite Forschungsfrage beantwortet: Der gezielte Einsatz GAL erlaubt eine wirtschaftlich und netztechnisch vorteilhafte Betriebsführung durch koordinierte Ansteuerung der flexiblen Anlagen.

Im fünften Kapitel wird die Anwendung des GAL zunächst simulationsgestützt am Beispiel des HC-Gebäudes und anschließend im Rahmen eines Feldtests anhand des MIMO-Gebäudes dargestellt. Damit wird explizit die in der dritten Forschungsfrage formulierte Fragestellung beantwortet, nämlich der wirtschaftliche Nutzen für den Gebäudebetreiber sowie der technische Beitrag zum Netzbetrieb. In simulationsgestützten Szenarien führt die marktorientierte Optimierung zu Stromkosteneinsparungen, je nach Szenario, zwischen ca. 5 % und ca. 20 % gegenüber dem BAU-Betrieb. Im Feldtest liegen die Einsparungen zwischen ca. 2 % und ca. 4 %. Der noB erfüllte je nach Szenario zwischen etwa 40 % und 100 % der Anforderung eines VNAS, während die Abweichungen zwischen dem netz- und ursprünglichen marktorientierten Fahrplan zusätzliche Vermarktungsenergiemengen von ca. 1 % verursachen. Wirtschaftlich bietet der moB somit signifikante Kostenvorteile und der noB trägt zum sicheren Betrieb des elektrischen Verteilnetzes bei. Die dritte Forschungsfrage wird dadurch beantwortet: Die vorgestellte Optimierung erzielt messbare wirtschaftliche Vorteile für Gebäudebetreiber und erbringt zugleich einen technischen Nutzen für das elektrische Verteilnetz.

Diese Dissertation liefert dazu einen wesentlichen Beitrag, indem sie ein GAL-basiertes, markt- und netzorientiertes Optimierungsverfahren für NWG sowohl im Simulations- als auch im Feldtest validiert. Sie zeigt, dass der GAL praktikable Fahrpläne erzeugt, die Stromkosten senken und zugleich netzorientierte Flexibilität bereitstellen können. Darüber hinaus wird eine modulare Simulationsumgebung entwickelt, die auf unterschiedliche Gebäudetypen übertragbar ist. Der erfolgreiche Einsatz des Konzepts im Feldtest an einem Wohngebäude weist auf eine grundsätzliche

---

<sup>23</sup> Stromkosten verstanden als Kosten der eingekauften elektrischen Energie.

Übertragbarkeit hin. Die dafür notwendige detaillierte Modellierung der thermischen Eigenschaften stellt jedoch eine nicht zu unterschätzende Herausforderung dar.

Neben dem hohen Modellierungsaufwand wirkt sich insbesondere die Rechenzeit des thermischen Energiemodells auf die Optimierung aus, da das thermische Energiemodell eine physikalisch detaillierte Abbildung des Gebäudeverhaltens ermöglicht. Während die Modelle der elektrisch betriebenen Anlagen eine schnelle Bewertung zulassen, limitiert dieser Aspekt die Anzahl der durchführbaren Generationen und Individuen im GAL. Agilere, datengetriebene Gebäudemodelle könnten zukünftig eine breitere und tiefere Exploration des Lösungsraums erlauben, wodurch nicht nur weiteres Optimierungspotenzial erschlossen, sondern auch qualitativ bessere Betriebsergebnisse erzielt werden könnten.

Künftig könnten datengetriebene Modellierungsansätze diesen Aufwand erheblich reduzieren. Insgesamt leistet die Arbeit damit einen methodischen und praxisorientierten Beitrag zur Integration der elektrischen Flexibilitäten von NWG in das Energiesystem der Zukunft. Sie lässt zudem Raum für zukünftige Forschung. Die Skalierung des Optimierungsansatzes auf Gebäudecluster oder Quartiere erfordert eine vertiefte Untersuchung mehrerer Aspekte. Erstens muss die Echtzeit-Integration des Optimierers in bestehende GAS-Systeme ermöglicht werden, die in der Lage sind, über standardisierte Schnittstellen mit VNAS zu kommunizieren. Das vorgestellte Konzept ist insbesondere auf Netzzustandsprognosen ausgelegt, wie sie etwa während einer Gelbampelphase vorliegen könnten. Bei kurzfristigen Anforderungen des VNAS, die zwar formal innerhalb einer Gelbampelphase liegen, aber in ihrer Dringlichkeit stark an eine Rotampelphase heranreichen, ist die zur Verfügung stehende Optimierungszeit jedoch begrenzt, was eine adäquate Reaktion derzeit einschränkt. Zweitens ist die Entwicklung eines Multi-Agenten-Systems erforderlich, in dem mehrere NWG koordiniert zusammenarbeiten, um aggregierte Flexibilitäten anzubieten. Drittens sollte die Verknüpfung von GAL mit datengetriebenen Prognosemodellen oder hybriden Konzepten weiterentwickelt werden, um Unsicherheiten bei Wetter- und Lastvorhersagen gezielt zu reduzieren. Viertens bedarf es einer systematischen Analyse regulatorischer und wirtschaftlicher Anreizmechanismen, um die Marktdurchdringung der markt- und netzorientierten Flexibilitäten von NWG nachhaltig zu fördern.



## 7 Literaturverzeichnis

### 7.1 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, "Die Klimakonferenz in Paris," 2015.
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, "Klimaschutz in Zahlen - Aktuelle Emissionstrends und Klimaschutzmaßnahmen Deutschlands," 2022. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/klimaschutz-in-zahlen.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/klimaschutz-in-zahlen.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- [3] Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, *Welt im Wandel: Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation*, 2. Aufl. Berlin: Wiss. Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), 2011. ISBN: 978-3-936191-38-7.
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, "Erneuerbare Energien in Zahlen: Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2022," 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=10)
- [5] W. Zander *et al.*, "Gutachten Digitalisierung der Energiewende: Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung," B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Berichtsjahr 2018, 2018. Zugriff am: 18. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bet-consulting.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien\\_und\\_Gutachten/Barometergutachten\\_TopThema2\\_lang.pdf](https://www.bet-consulting.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Barometergutachten_TopThema2_lang.pdf)
- [6] Deutsche Energie-Agentur, "Integrierte Energiewende," 2018.
- [7] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, "Flexible Wärmepumpen im Verteilnetz: Studie zum Einfluss von kurzfristig umsetzbaren Flexibilitäten elektrischer Wärmepumpensysteme auf zukünftige Netzüberlastungen in einer Beispielregion," Studie im Auftrag des Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2022.
- [8] Bundesnetzagentur, "Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021," Bonn, 2022. Zugriff am: 18. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/VerteilerNetz/ZustandAusbauVerteilernetze2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/VerteilerNetz/ZustandAusbauVerteilernetze2021.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- [9] O. Risse, C. Stephanos und B. Erlach, Hg. *Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem: Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns*, 1. Aufl. (Stellungnahme / Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina). Halle (Saale),

- Mainz, München: Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V. - Nationale Akademie der Wissenschaften; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.; acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., 2020.
- [10] *Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen*, DIN EN 50160, Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.), 2021.
- [11] Bundesrechnungshof, "Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung," 2024.
- [12] Deutsche Energie-Agentur, "DENA-Gebäudereport 2023: Zahlen, Daten, Fakten zum Klimaschutz im Gebäudebestand," 2022.
- [13] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, "Energieeffizienz in Zahlen 2022 - Entwicklungen und Trends in Deutschland 2022," 2023. Zugriff am: 18. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2022.pdf?\\_\\_blob=publication-File&v=7](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2022.pdf?__blob=publication-File&v=7)
- [14] Umweltbundesamt, "Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2023: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2021," 2023. (ISSN 1862-4359).
- [15] Umweltbundesamt, "Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten für das Jahr 2022 gemäß Bundesklimaschutzgesetz: Begleitender Bericht," 2023. Zugriff am: 18. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/vjs\\_2022\\_-\\_begleitbericht\\_final\\_kurzfassung.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/vjs_2022_-_begleitbericht_final_kurzfassung.pdf)
- [16] N. Gerhardt *et al.*, "Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr: Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung," Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und Fraunhofer Institut für Bauphysik (IBP), 2015. Zugriff am: 18. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT:865581959/>
- [17] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017. ISBN: 978-3-662-48892-8.
- [18] M. Hörner, M. Rodenfels und H. Cischinsky, "Forschungsdatenbank Nichtwohngebäude: Primärdatenerhebung zur Erfassung der Struktur und der energetischen Qualität des Nichtwohngebäudebestands in Deutschland," Institut Wohnen und Umwelt GmbH, 2021. Zugriff am: 18. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iwu.de/>

- fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/2022\_IWU\_Hoerner-EtAl\_ENOBdataNWG-Schlussbericht-Primaerdatenerhebung-Nichtwohngebaeude-Deutschland.pdf
- [19] Bundesrepublik Deutschland, *Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze: (WPG)*, 2023.
- [20] M. Hörner, "Forschungsdatenbank Nichtwohngebäude: Teilbericht Strukturdaten: Stand und Dynamik der energetischen Modernisierung von Gebäudehülle und haustechnischen Anlagen im Bestand der Nichtwohngebäude," Institut Wohnen und Umwelt GmbH, 2022. Zugriff am: 18. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/2022\\_IWU\\_Hoerner\\_ENOBdataNWG-Teilbericht\\_Strukturdaten-Nichtwohngebaeude.Modernisierung-Huelle-tAnl-Solar.pdf](https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/2022_IWU_Hoerner_ENOBdataNWG-Teilbericht_Strukturdaten-Nichtwohngebaeude.Modernisierung-Huelle-tAnl-Solar.pdf)
- [21] Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen. "Elektro-Pkw: Zahl der zugelassenen Fahrzeuge steigt." Zugriff am: 11. April 2024. [Online.] Verfügbar: [https://www.deutschlandatlas.bund.de/DE/Karten/Wie-wir-uns-bewegen/111-Elektroautos-Pkw-Bestand.html#\\_rsqzmdcqe](https://www.deutschlandatlas.bund.de/DE/Karten/Wie-wir-uns-bewegen/111-Elektroautos-Pkw-Bestand.html#_rsqzmdcqe)
- [22] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. "Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge: Welches Potenzial haben Mehrfamilienhäuser und Nichtwohngebäude? - Fraunhofer ISE." Zugriff am: 8. April 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2024/ladeinfrastruktur-fuer-e-fahrzeuge-welches-potenzial-haben-mehrfamilienhaeuser-und-nichtwohngebaeude.html>
- [23] M. Claußner, F. Huneke, M. Brinkhaus, D. Peper, C. Kost und V. Fluri, "Potentiale und Rahmenbedingungen für den Ausbau des Prosuming: Wirtschaftlichkeitsanalysen für Anwendungen in Wohngebäuden, Gewerbe, Industrie und der großtechnischen Sektorenkopplung," Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE und Energy Brainpool GmbH, 2022.
- [24] J. Figgenger *et al.*, "The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023)," 2023, doi: 10.48550/ARXIV.2203.06762.
- [25] Bundesnetzagentur, "Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045 Bedarfsermittlung 2023-2037/2045," 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP\\_2037\\_2045\\_Bestaetigung.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf)
- [26] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, "FlexGeber Abschlussbericht: Demonstration von Flexibilitätsoptionen im Gebäudesektor und deren Interaktion mit dem Energiesystem Deutschlands," 2022. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/flexgeber.html>

- [27] M. Offermann *et al.*, "Bericht zur angepassten SRI-Systematik für Deutschland: Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWi," 2022. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zur-angepassten-sri-systematik-fur-deutschland.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zur-angepassten-sri-systematik-fur-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- [28] Bundesnetzagentur, "Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität," 2017.
- [29] J. Metz und D. Schüwer, "Erneuerbar, energieeffizient & flexibel: Vision und Roadmap für treibhausgasneutrale Nichtwohngebäude," Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, 2022. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ikem.de/publikation/vision-und-roadmap-fuer-treibhausgasneutrale-nichtwohngebaeude/>
- [30] N. Neusel-Lange, "Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze," *Neue Energie aus Wuppertal*, Band 1, 2013.
- [31] J. Bagemihl *et al.*, "Flexibilitäten: Basiswissendokument August 2016," Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2016. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.strom.ch/sites/default/files/media/documents/Basiswissen-Dokument%20-%20Flexibilit%C3%A4ten.pdf>
- [32] S. Beucker und S. Hinterholzer, "Energieeinsparung durch Gebäudeautomation – Ausgewählte Fallbeispiele," Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gemeinnützige GmbH. Berlin: Borderstep Institut, 2021.
- [33] Wuppertaler Stadtwerke GmbH. "Wie funktioniert ein dynamischer Stromtarif?" Zugriff am: 5. August 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.wsw-online.de/happy-power-hour/wissensbereich/wie-funktioniert-ein-dynamischer-stromtarif/>
- [34] H. Golmohamadi, K. Guldstrand Larsen, P. Gjøøl Jensen und I. Riaz Hasrat, "Optimization of power-to-heat flexibility for residential buildings in response to day-ahead electricity price," *Energy and Buildings*, Jg. 232, Nr. 110665, 2021.
- [35] K. Zhang und M. Kummert, "Evaluating the impact of thermostat control strategies on the energy flexibility of residential buildings for space heating," *Build. Simul.*, Jg. 14, Nr. 5, S. 1439–1452, 2021, doi: 10.1007/s12273-020-0751-x.
- [36] P. Munankarmi, J. Maguire, S. Balamurugan, M. Blonsky, D. Roberts und X. Jin, "Community-scale interaction of energy efficiency and demand flexibility in residential buildings," *Applied Energy*, Jg. 298, Nr. 117149, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117149.

- [37] N. Efkarpidis, S. Vomva, G. Christoforidis und G. Papagiannis, "Optimal day-to-day scheduling of multiple energy assets in residential buildings equipped with variable-speed heat pumps," *Applied Energy*, Jg. 312, Nr. 118702, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.118702.
- [38] Y. Ju, J. Jokisalo, R. Kosonen, V. Kauppi und P. Janßen, "Analyzing energy flexibility by demand response in a Finnish district heated apartment building," *E3S Web Conf.*, Jg. 246, Nr. 09006, 2021, doi: 10.1051/e3sconf/202124609006.
- [39] M. Khatibi, S. Rahnema, P. Vogler-Finck, J. Dimon Bendtsen und A. Afshari, "Towards designing an aggregator to activate the energy flexibility of multi-zone buildings using a hierarchical model-based scheme," *Applied Energy*, Jg. 333, Nr. 120562, 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120562.
- [40] J. Clauß, S. Stinner, I. Sartori und L. Georges, "Predictive rule-based control to activate the energy flexibility of Norwegian residential buildings: Case of an air-source heat pump and direct electric heating," *Applied Energy*, Jg. 237, S. 500–518, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.12.074.
- [41] C. Finck, R. Li und W. Zeiler, "Economic model predictive control for demand flexibility of a residential building," *Energy*, Jg. 176, S. 365–379, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.03.171.
- [42] A. Erfani, T. Jafarinejad, S. Roels und D. Saelens, "In search of optimal building behavior models for model predictive control in the context of flexibility," *Build. Simul.*, Jg. 17, Nr. 1, S. 71–91, 2024, doi: 10.1007/s12273-023-1079-0.
- [43] F. Pavirani, G. Gokhale, B. Claessens und C. Develder, "Demand response for residential building heating: Effective Monte Carlo tree search control based on physics-informed neural networks," *Energy and Buildings*, Jg. 311, Nr. 114161, 2024, doi: 10.1016/j.enbuild.2024.114161.
- [44] J. Bertsch, H. Schweter, A. Sitzmann, G. Fridgen, T. Sachs und M. Schöpf, "Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität: Status-Quo-Analyse und Metastudie: Arbeitspaket IV.2.1 des Projektes SynErgie," Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH, Kernkompetenzzentrum Finanz- & Informationsmanagement und Fraunhofer FIT, 2019. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2019/12/Studie\\_SynErgie\\_Metastudie\\_Zweite-Auflage\\_final.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2019/12/Studie_SynErgie_Metastudie_Zweite-Auflage_final.pdf)
- [45] C. Karczewski, T. Henzler und K. Stergiaropoulos, "Increasing the energy flexibility of buildings controlled by Model Predictive Control," *CLIMA 2022 - REHVA 14th HVAC World Congress*, 2022, doi: 10.34641/clima.2022.334.

- [46] V. Stepaniuk, J. R. Pillai und B. Bak-Jensen, "Quantification of Demand-side flexibility for a smart active residential building," *The 9th Renewable Power Generation Conference (RPG Dublin Online 2021)*, S. 1265–1282, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.02.020.
- [47] F. Pallonetto, M. de Rosa, F. Milano und D. Finn, "Demand response algorithms for smart-grid ready residential buildings using machine learning models," *Applied Energy*, Jg. 239, S. 1265–1282, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.02.020.
- [48] D. Kapetanakis, O. Neu und D. P. Finn, "Prediction of residential building demand response potential using data-driven techniques," *Proceedings of Building Simulation 2017: 15th Conference of IBPSA (San Francisco)*, S. 1656–1666, 2017, doi: 10.26868/25222708.2017.439.
- [49] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. "Nichtwohngebäude als flexible Akteure des Energiesystems." Zugriff am: 6. Mai 2023. [Online.] Verfügbar: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2023/nichtwohngebäude-als-flexible-akteure-des-energiesystems.html>
- [50] S. Schwarz, S. Uerlich und A. Monti, "pycity\_scheduling—A Python framework for the development and assessment of optimisation-based power scheduling algorithms for multi-energy systems in city districts," *SoftwareX*, Jg. 16, Nr. 100839, 2021, doi: 10.1016/j.softx.2021.100839.
- [51] H. Tang und S. Wang, "Energy flexibility quantification of grid-responsive buildings: Energy flexibility index and assessment of their effectiveness for applications," *Energy*, Jg. 221, Nr. 119756, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.119756.
- [52] A. Garnier, J. Eynard, M. Caussanel und S. Grieu, "Predictive control of multizone HVAC systems in non-residential buildings," *Proceedings of the 19th World Congress (IFAC) in Proceedings of the 19th World Congress IFAC (Cape Town)*, Jg. 47, Nr. 3, S. 12080–12085, 2014, doi: 10.3182/20140824-6-ZA-1003.01826.
- [53] N. Twum-Duah, M. Amayri, S. Ploix und F. Wurtz, "A comparison of direct and indirect flexibilities on the self-consumption of an office building: The case of Predis-MHI, a smart office building," *Front. Energy Res.*, Jg. 10, 2022, Art. Nr. 874041, doi: 10.3389/fenrg.2022.874041.
- [54] G. Bode, S. Behrendt, J. Fütterer und D. Müller, "Identification and utilization of flexibility in non-residential buildings," *Energy Procedia*, Jg. 122, S. 997–1002, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.07.461.

- [55] A. Santos *et al.*, "Control strategies and algorithms for obtaining Energy Flexibility in buildings: Energy in Buildings and Communities Programme - Annex 67 Energy Flexible Buildings," International Energy Agency, 2019. ISBN: 978-87-93250-11-6.
- [56] International Energy Agency, "Examples of energy flexibility in buildings: Energy in buildings and communities programme - Annex 67 energy flexible buildings," 2019. ISBN: 978-87-93250-12-3.
- [57] H. Tang und S. Wang, "Multi-level optimal dispatch strategy and profit-sharing mechanism for unlocking energy flexibilities of non-residential building clusters in electricity markets of multiple flexibility services," *Renewable Energy*, Jg. 201, S. 35–45, 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.10.089.
- [58] G. Chantzis *et al.*, "Demand side flexibility potential and comfort performance of non-residential buildings," *Journal of Physics: Conference Series*. 2069, 2021, doi: 10.1088/1742-6596/2069/1/012151.
- [59] K. Zhang *et al.*, "Model predictive control for demand flexibility: Real-world operation of a commercial building with photovoltaic and battery systems," *Advances in Applied Energy*, Jg. 7, Nr. 100099, 2022, doi: 10.1016/j.adapen.2022.100099.
- [60] F. Jarre und J. Stoer, *Optimierung: Einführung in mathematische Theorie und Methoden*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2019. ISBN: 978-3-662-58854-3.
- [61] Y. Nesterov, *Lectures on Convex Optimization*. Springer International Publishing, 2018. ISBN: 978-3-319-91577-7.
- [62] M. Casini, "Building automation systems," in *Construction 4.0*, Elsevier, 2022. ISBN: 978-0-12-821797-9.
- [63] I. Boussaïd, J. Lepagnot und P. Siarry, "A survey on optimization metaheuristics," *Information Sciences*, Jg. 237, S. 82–117, 2013, doi: 10.1016/j.ins.2013.02.041.
- [64] T. Pillay und A. Saha, "A review of metaheuristic optimization techniques for effective energy conservation in Buildings," *Energies*, Jg. 17, Nr. 7, S. 1547, 2024, doi: 10.3390/en17071547.
- [65] J. Rodríguez Álvarez und J. Soares Gonçalves, "Multicriteria pareto-optimization of the modernization of non-residential buildings with genetic algorithm," *35th PLEA Conference on Passive and Low Energy Architecture (PLEA 2020) (A Coruña)*, 2020, doi: 10.17979/spudc.9788497497947.
- [66] V. Jain, J. Chatterjee, A. Bansal, U. Kose und A. Jain, Hg. *Computational intelligence in software modeling (Use of genetic algorithms in software testing models)*. De Gruyter, 2022. ISBN: 9783110709247.

- [67] K. Weicker, *Evolutionäre Algorithmen*, 2. Aufl. (Lehrbuch Informatik). Wiesbaden: Teubner, 2007. ISBN: 978-3-8351-0219.
- [68] C. Amann, G. Preßmair und K. Leutgöb, "Flexibilitätsmärkte für die Energiewende - Welche Flexibilitätsmärkte?," *EnInnov 16. Symposium Energieinnovation (Graz)*, 2020, doi: 10.3217/978-3-85125-734-2.
- [69] A. Bader, "Entwicklung eines Verfahrens zur Strompreisvorhersage im kurzfristigen Intraday-Handelszeitraum," Dissertation, RWTH Aachen, 2017.
- [70] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, "Das Gebäude als Energieschwamm - Strom rein - Wärme raus," 2023.
- [71] M. Asman, O. Koch, D. Cano Tirado und M. Zdrallek, "Potential of prosumer real-time scheduling to improve grid area load forecasts in distribution grids," *IET Conf. Proc.*, Jg. 2024, Nr. 16, S. 173–178.
- [72] K. Kotthaus *et al.*, "Concrete design of local flexibility markets using the traffic light approach," *Proceedings of the CIRED Workshop 2018 on microgrids and local energy communities, Ljubljana*, Jg. 2018, Nr. 54.
- [73] X. Li und J. Wen, "Review of building energy modeling for control and operation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 37, S. 517–537, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.05.056.
- [74] A. Shahcheraghian, H. Madani und A. Ilinca, "From white to black-box models: A review of simulation tools for building energy Management and Their Application in Consulting Practices," *Energies*, Jg. 17, Nr. 2, 2024, doi: 10.3390/en17020376.
- [75] H. He, R. Xiong, H. Guo und S. Li, "Comparison study on the battery models used for the energy management of batteries in electric vehicles," *Energy Conversion and Management*, Jg. 64, S. 113–121, 2012, doi: 10.1016/j.enconman.2012.04.014.
- [76] S. Fahim, H. Hasanien, R. Turkey, S. Aleem und M. Calasan, "A comprehensive review of photovoltaic modules models and algorithms used in parameter extraction," *Energies*, Jg. 15, Nr. 8941, 2022, doi: 10.3390/en15238941.
- [77] D. Rosewater, D. Copp, T. Nguyen, R. Byrne und S. Santoso, "Battery energy storage models for optimal control," *IEEE Access*, Jg. 7, S. 178357–178391, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2957698.
- [78] S. Katoch, S. Chauhan und V. Kumar, "A review on genetic algorithm: past, present, and future," *Multimedia tools and applications*, Early Access. doi: 10.1007/s11042-020-10139-6.

- [79] R. García-Ródenas, J. García-García, J. López-Fidalgo, J. Martín-Baos und W. Wong, "A comparison of general-purpose optimization algorithms for finding optimal approximate experimental designs," *Computational Statistics & Data Analysis*, Jg. 144, Nr. 106844, 2020, doi: 10.1016/j.csda.2019.106844.
- [80] M. Pelikan, D. Goldberg und S. Tsutsui, "Getting the best of both worlds: Discrete and continuous genetic and evolutionary algorithms in concert," *Information Sciences*, Jg. 156, 3-4, S. 147–171, 2003, doi: 10.1016/S0020-0255(03)00174-9.
- [81] *Systeme der Gebäudeautomation - Teil 2: Hardware*, DIN EN ISO 16484-2, Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.), 2023.
- [82] Bundesrepublik Deutschland, *Gebäudeenergiegesetz: (GEG)*, 2023.
- [83] B. Müller *et al.*, "Leitfaden zur Gebäudeautomation in öffentlichen Gebäuden zur energetischen Optimierung und Effizienzsteigerung gebäudetechnischer Anlagen," 2018. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://digital.zlb.de/viewer/metadata/34759677/1/>
- [84] G. Lauckner und J. Krimmling, *Raum- und Gebäudeautomation für Architekten und Ingenieure*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020. ISBN 978-3-658-30142-2.
- [85] S. Beucker und S. Hinterholzer, "Building energy management systems and their role in the energy transition," *Proceedings of the 6th International Conference on ICT for Sustainability. ICT4S, Lappeenranta, Finland.*, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.borderstep.de/publikation/beucker-s-hinterholzer-s-2019-building-energy-management-systems-and-their-role-in-the-energy-transition-proceedings-of-the-6th-international-conference-on-ict-for-sustainability-presented/>
- [86] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V, "Flexibilisierung des Energiesystems: VDE Studie," Offenbach am Main, Okt. 2023.
- [87] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, "Einsparpotenziale aus der Optimierung von Heizungsanlagen in Wohngebäuden," 2022. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/einsparpotenziale-aus-der-optimierung-von-heizungsanlagen-in-wohngebaeuden.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/einsparpotenziale-aus-der-optimierung-von-heizungsanlagen-in-wohngebaeuden.pdf?__blob=publicationFile&v=6)
- [88] *Heizungsanlagen in Gebäuden – Planung von Warmwasser-Heizungsanlagen; Deutsche Fassung EN 12828:2012*, DIN EN 12828:2013-04, Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.), 2012.

- [89] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., "Heizung in Gewerbe: Handbuch zur Anlagentechnik," 2016. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.gewerbegas.info/wp-content/uploads/2023/08/Heizung\\_im\\_Gewerbe.pdf](https://www.gewerbegas.info/wp-content/uploads/2023/08/Heizung_im_Gewerbe.pdf)
- [90] Stardwerke Gießen AG, "Modernisierung der Heizung," Zugriff am: 7. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.energiessen.de/fileadmin/user\\_upload/PDF/06\\_energiessen/04\\_Broschueren/enerGIessen\\_Modernisierung\\_der\\_Heizung.pdf](https://www.energiessen.de/fileadmin/user_upload/PDF/06_energiessen/04_Broschueren/enerGIessen_Modernisierung_der_Heizung.pdf)
- [91] G. Hausladen, "Skript Heizungstechnik: Fachbereich Architektur, Fachgebiet Technische Gebäudeausrüstung," Universität Gesamthochschule Kassel, 1998.
- [92] L. Wilhelm, "Eingabe von Wärmepumpen," ZUB SYSTEMS GmbH, Kassel, Rep. Version 1.2, 2023.
- [93] Wegatech. "Inverter Wärmepumpen - So funktioniert die Technologie." Zugriff am: 1. März 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.wegatech.de/ratgeber/waermepumpe/grundlagen/inverter-waermepumpe-modulierend/>
- [94] Bundesministerium für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. "Energie - Bundesförderung für effiziente Gebäude: Förderprogramm im Überblick." Zugriff am: 23. Mai 2024. [Online.] Verfügbar: [https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente\\_Gebaeude/Foerderprogramm\\_im\\_Ueberblick/foerderprogramm\\_im\\_ueberblick\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Foerderprogramm_im_Ueberblick/foerderprogramm_im_ueberblick_node.html)
- [95] J. Goeke, *Thermische Energiespeicher in der Gebäudetechnik*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021. ISBN: 978-3-658-34509-9.
- [96] Wuppertal Institut, ISI, IZES, "Technologiebericht 3.3b Energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF Energiewende," 2018. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://elib.dlr.de/127468/1/Seitz\\_Zunft\\_Hoyer-Klick\\_Technologiebericht\\_3.3b\\_Energiespeicher\\_TF\\_Energiewende.pdf](https://elib.dlr.de/127468/1/Seitz_Zunft_Hoyer-Klick_Technologiebericht_3.3b_Energiespeicher_TF_Energiewende.pdf)
- [97] Umweltbundesamt. "Gebäudeklimatisierung." Zugriff am: 19. April 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/fluorierte-treibhausgase-fckw/natuerliche-kaeltemittel-in-stationaeren-anlagen/anwendungen/gebaue-deklimatisierung#gebaueklimatisierung-in-deutschland>
- [98] Deutsche Energie-Agentur, "DENA-Gebäudereport 2021: Fokusthemen zum Klimaschutz im Gebäudebereich," 2021.
- [99] Umweltbundesamt, "Klimaschutz durch Reduzierung des Energiebedarfs für Gebäudekühlung," Ecofys Germany GmbH, Universität Würzburg, Forschungsstelle Umweltenergierecht, 2011. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/3979.pdf>

- [100] M. Kofler und T. Otta, *Wärmepumpen: Grundlagen, Planung, Betrieb*. Rheinwerk, 2023. ISBN 978-3-8362-9773-8.
- [101] Deutsche Energie-Agentur, "DENA-Gebäudereport 2024: Zahlen, Daten, Fakten zum Klimaschutz im Gebäudebestand," 2023.
- [102] G. Hausladen, "Skript Lüftungstechnik: Fachbereich Architektur, Fachgebiet Technische Gebäudeausrüstung," Universität Gesamthochschule Kassel, 1999.
- [103] Institut für Gebäude- und Solartechnik, "Photovoltaik - Dachflächenanalyse," TU Braunschweig: Institut für Gebäude- und Solartechnik, 2014. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tu-braunschweig.de/index.php?eID=dumpFile&t=f&f=64139&token=0d70351fbac16265a23f8c45cc7ab1f75078d8ba>
- [104] K. Reindl und J. Palm, "Installing PV: Barriers and enablers experienced by non-residential property owners," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 141, Nr. 110829, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.110829.
- [105] pv magazine. "Unnötige Mehrarbeit für Installateure: Abschaffung der 70 Prozent-Kappung für Photovoltaik-Altanlagen?" Zugriff am: 29. Dezember 2023. [Online.] Verfügbar: <https://www.pv-magazine.de/2022/08/16/unnoetige-mehrarbeit-fuer-installateure-abschaffung-der-70-prozent-kappung-fuer-photovoltaik-altanlagen/>
- [106] B. Li, Z. Liu, Y. Wu, P. Wang, R. Liu und L. Zhang, "Review on photovoltaic with battery energy storage system for power supply to buildings: Challenges and opportunities," *Journal of Energy Storage*, Jg. 61, S. 106763, 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.106763.
- [107] H. Jabir, J. Teh, D. Ishak und H. Abunima, "Impact of demand-side management on the reliability of generation systems," *Energies*, Jg. 11, Nr. 2155, 2018, doi: 10.3390/en11082155.
- [108] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, "Die Deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität - Version 3.0: AG 4 – Normung, Standardisierung und Zertifizierung," 2014.
- [109] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, "Factsheet "Vehicle to Grid": Kundennutzen und Netzintegration: AG5 „Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung", " 2020.
- [110] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., "Bidirektionales Laden: Laden und Rückspeisen von Elektrofahrzeugen aus Sicht des Stromnetzes," VDE FNN, 2024.
- [111] *Straßenfahrzeuge – Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation - Teil 20: Anforderungen der 2. Generation an das Netzwerk- und Anwendungsprotokoll*

- (ISO 15118-20:2022), DIN EN ISO 15118-20, Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.), 2022.
- [112] M. Kühnbach *et al.*, "Potenziale von Stellplätzen an Wohn- und Nichtwohngebäuden zur Bereitstellung privater Ladeinfrastruktur," Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE und Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung ISI, Freiburg, Karlsruhe, 2024.
- [113] S. Kreutmayr *et al.*, "Ladeverhalten an öffentlichen Ladesäulen – probabilistische Verteilungen für die Modellierung," *EnInnov 17. Symposium Energieinnovation (Graz)*, 2022.
- [114] D. Cano Tirado, M. Forchheim, M. Asman, M. Zdrallek und S. Palmer, "Potential grid-oriented and market-oriented optimisation of a local charging infrastructure through a genetic algorithm," *EnInnov 18. Symposium Energieinnovation (Graz)*, 2024.
- [115] J. Steinbach, A. Gerspacher, B. Schломann, E. Chassein, F. Emsmann und N. Ashley-Belbin, "Potential für energieeffiziente Beleuchtungssysteme in Unternehmen und Hemmnisse bei der Umsetzung," Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, 2019.
- [116] *Licht und Beleuchtung – Beleuchtung von Arbeitsstätten – Teil 1: Arbeitsstätten in Innenräumen*, DIN EN 12464-1, Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.), 2021.
- [117] F. Lezama, J. Soares, B. Canizes und Z. Vale, "Flexibility management model of home appliances to support DSO requests in smart grids," *Sustainable Cities and Society*, Jg. 55, Nr. 102048, 2020, doi: 10.1016/j.scs.2020.102048.
- [118] H. Li, Z. Wang, T. Hong und T. Piette, "Energy flexibility of residential buildings: A systematic review of characterization and quantification methods and applications," *Advances in Applied Energy*, Jg. 3, Nr. 100054, 2021, doi: 10.1016/j.adapen.2021.100054.
- [119] S. Wang, *Handbook of air conditioning and refrigeration*, 2. Aufl. New York: McGraw-Hill, 2000. ISBN 0-07-068167-8.
- [120] H. Golmohamadi, K. Larsen, P. Jensen und I. Hasrat, "Integration of flexibility potentials of district heating systems into electricity markets: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 159, Nr. 112200, 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112200.
- [121] R. Gagnon, L. Gosselin und S. Decker, "Sensitivity analysis of energy performance and thermal comfort throughout building design process," *Energy and Buildings*, Jg. 164, S. 278–294, 2018, doi: 10.1016/j.enbuild.2017.12.066.
- [122] R. Bogue, "Solar-powered sensors: a review of products and applications," *Sensor Review*, Jg. 32, Nr. 2, S. 95–100, 2012, doi: 10.1108/02602281211209374.

- [123] Z. Yi, Z. Chen, K. Yin, L. Wang und K. Wang, "Sensing as the key to the safety and sustainability of new energy storage devices," *Protection and Control of Modern Power Systems*, Jg. 8, Nr. 1, 2023, doi: 10.1186/s41601-023-00300-2.
- [124] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Energiewende direkt: Sonderausgabe Smart Meter*, 2020. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-diekt-sonderausgabe-smart-meter.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-diekt-sonderausgabe-smart-meter.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- [125] S. Azad, "Optimierte Netzzustandsschätzung von Niederspannungsnetzen durch Integration von Smart Meter Daten in Automatisierungssysteme," *Neue Energie aus Wuppertal*, Band 48, 2023.
- [126] C. Müller, "Rolle der Digitalisierung im Gebäudebereich: Eine Analyse von Potenzialen, Hemmnissen, Akteuren und Handlungsoptionen," Berlin, BMWi-Projekt-Nr.: 102/16-13, 2017.
- [127] *Aspekte der Baubetriebslehre in Forschung und Praxis* (Betriebswirtschaftslehre und Infrastrukturmanagement). Wiesbaden: Springer Gabler, 2015. ISBN: 978-3-658-09358-7.
- [128] S. Sylla, "Smart Meter Rollout in Deutschland und Europa," *Ffe*, 2023. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2023/02/iMSys\\_Aktualisierung\\_01-2023.pdf](https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2023/02/iMSys_Aktualisierung_01-2023.pdf)
- [129] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. "Smart Meter-Gesetz final beschlossen: Flächendeckender Einsatz intelligenter Stromzähler kommt." Zugriff am: 1. März 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/05/20230512-smart-meter-gesetz-final-beschlossen.html>
- [130] *Energetische Bewertung von Gebäuden – Lüftung von Gebäuden – Teil 1: Eingangsparmeter für das Innenraumklima zur Auslegung und Bewertung der Energieeffizienz von Gebäuden bezüglich Raumluftqualität, Temperatur, Licht und Akustik – Modul M1-6*, DIN EN 16798-1, Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.), 2019.
- [131] S. Pelka, A. Bosch, E. Chappin, F. Liesenhoff, M. Kühnbach und L. Vries, "To charge or not to charge? Using Prospect Theory to model the tradeoffs of electric vehicle users," *Sustain Sci*, Jg. 19, Nr. 3, S. 793–813, 2024, doi: 10.1007/s11625-023-01432-y.
- [132] R. Naja, A. Soni und C. Carletti, "Electric Vehicles Energy Management for Vehicle-to-Grid 6G-Based Smart Grid Networks," *JSAN*, Jg. 12, Nr. 6, S. 79, 2023, doi: 10.3390/jsan12060079.

- [133] M. Kubli, "EV drivers' willingness to accept smart charging: Measuring preferences of potential adopters," *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, Jg. 109, Nr. 103396, 2022, doi: 10.1016/j.trd.2022.103396.
- [134] E. Kostopoulos, G. Spyropoulos und J. Kaldellis, "Real-world study for the optimal charging of electric vehicles," *Energy Reports*, Jg. 6, S. 418–426, 2020, doi: 10.1016/j.egy.2019.12.008.
- [135] M. Eider und A. Berl, "Dynamic EV battery health recommendations," in *Dynamic EV battery health recommendations*, M. Eider und A. Berl, Hg., 2018, S. 586–592, doi: 10.1145/3208903.3213896.
- [136] Arbeitskreis Maschinen und Elektrotechnik, "Gebäudeautomation: Hinweise für Planung, Ausführung und Betrieb der Gebäudeautomation in öffentlichen Gebäuden (Empfehlung Nr. 169)," Berlin, 2023.
- [137] R. Nerland, "Communication protocols in Building Management Systems. State of the art assessment and the future influence of the Internet of Things.," Masterarbeit, Department of Mechanical and Industrial Engineering, Norwegian University of Science and Technology, 2018. [Online]. Verfügbar unter: [https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2615319/18575\\_FULLTEXT.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2615319/18575_FULLTEXT.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [138] K. Lohia, Y. Jain, C. Patel und N. Doshi, "Open communication protocols for building automation systems," *Procedia Computer Science*, Jg. 160, S. 723–727, 2019, doi: 10.1016/j.procs.2019.11.020.
- [139] Schneider Electric, "Guide to Open Protocols in Building Automation: (Document Number GDE-OPEN PROTOCOL-A4.EN.11.2015.v2)," 2015. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://download.schneider-electric.com/files?p\\_Doc\\_Ref=GDE-OPEN\\_PROTOCOL-A4.EN.11.2015.v2&p\\_enDocType=Brochure&p\\_File\\_Name=SE+Protocols+Guide.pdf](https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=GDE-OPEN_PROTOCOL-A4.EN.11.2015.v2&p_enDocType=Brochure&p_File_Name=SE+Protocols+Guide.pdf)
- [140] Czech Technical University in Prague, "Buses, protocols and systems for home and building automation," Faculty of Electrical Engineering, Department of Control Engineering, Prague, 2011. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.tecnolab.ws/pdf/Buses,%20Protocols%20and%20Systems%20for%20Home%20and%20Building%20Automation.pdf>
- [141] Phoenix Contact, Hg. *Gebäudeautomation: Effiziente Systemintegration*. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://assets.phoenixcontact.com/file/63ca24f8-e5b3-42ef-8cb4-fe3d76bab2b5/media/original?1847816\\_DE\\_Gebaeudeautomation\\_PxD\\_LoRes.pdf](https://assets.phoenixcontact.com/file/63ca24f8-e5b3-42ef-8cb4-fe3d76bab2b5/media/original?1847816_DE_Gebaeudeautomation_PxD_LoRes.pdf)

- [142] J. Hilpert *et al.*, "Netzdienliches Laden von Elektrofahrzeugen: Konzepte aus dem Projekt unIT-e2," Ffe, München, FKZ: 01MV21UN11, 2023.
- [143] R. Metere, Z. Pourmirza, S. Walker und M. Neaimeh, "An Overview of Cyber Security and Privacy on the Electric Vehicle Charging Infrastructure," Sep. 2022. [Online]. Verfügbar unter: <http://arxiv.org/pdf/2209.07842v1>
- [144] V. Specht und R. Leutmann, "Steuerbefehl - Wie funktioniert das Zusammenspiel von VNB und MSB?: Nutzung Universalbestellprozess und des API-Webdienst & Aufagen Steuerbox-Administrator," VDE FNN, Berlin, 2024.
- [145] D. Coote, "Guide to energy management protocols," Analytical Engines Pty Ltd, 2022. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea-4e.org/wp-content/uploads/2022/11/Energy-Protocol-Report-Release.pdf>
- [146] EEBUS. "Solutions - EEBus - Empowering the digitalisation of energy transition." Zugriff am: 14. März 2024. [Online.] Verfügbar: [https://www.eebus.org/solutions/#flexibility\\_provision](https://www.eebus.org/solutions/#flexibility_provision)
- [147] EEX. "Interfaces: Connection versions." Zugriff am: 29. Mai 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.eex.com/en/access/connectivity/interfaces>
- [148] entsoe. "Common information model (CIM) for energy markets." Zugriff am: 29. Mai 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.entsoe.eu/digital/common-information-model/cim-for-energy-markets/>
- [149] P. Wintzek, S. A. Ali, J. Monscheidt, B. Gemsjäger, A. Slupinski und M. Zdrallek, "Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze: Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen," *Neue Energie aus Wuppertal*, Jg. Band 35, 2021.
- [150] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, "Das Barometer der Energiewende: Photovoltaik," 2020. Zugriff am: 3. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.barometer-energiewende.de/de/barometer\\_2020/photovoltaik.html](https://www.barometer-energiewende.de/de/barometer_2020/photovoltaik.html)
- [151] K. Cibis, "Automatisierte Zielnetzplanung zur Entwicklung von innovativen Planungsgrundsätzen für ländliche Niederspannungsnetze in Europa," *Neue Energie aus Wuppertal*, Band 37, 2021.
- [152] *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb*, VDE-AR-N 4110, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2020.

- [153] *Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz; Berichtigung 1*, VDE-AR-N 4105, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2018.
- [154] *Starkstromkabel - Strombelastbarkeit, Allgemeines; Umrechnungsfaktoren*, DIN VDE 0276-1000, Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.) und VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 1995.
- [155] K. Korotkiewicz, "Koordinierte, teilautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz dezentraler Automatisierungslösungen," *Neue Energie aus Wuppertal*, Band 31, 2021.
- [156] Deutsche Energie-Agentur, "dena-Studie Systemsicherheit 2050: Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem," 2020.
- [157] T. Wawer, *Elektrizitätswirtschaft*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2022. ISBN: 978-3-658-38417-3.
- [158] Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, "Systemdienstleistungen für Netz- und Systemsicherheit: Studie im Rahmen des Fachforums Energiewende des Landes Brandenrg," Cottbus, 2018.
- [159] Kraft und S., "Smart Markets für regionale Systemdienstleistungen: Entwicklung eines Marktdesigns: Beiträge des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, No. 01/2018," Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und, 2018. (ISSN 2364-4346).
- [160] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. "Ein Stromnetz für die Energiewende." Zugriff am: 7. Juni 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>
- [161] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., "Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz," Berlin, 2017. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Stn\\_20170210\\_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf)Multi-Objective Control of Residential HVAC
- [162] Bundesrepublik Deutschland, *Energiewirtschaftsgesetz: (EnWG)*, 2024.
- [163] D. Orifici, "Day-Ahead und Intraday Stromhandel: Was würde sich mit dem Stromabkommen ändern?," EPEX SPOT Schweiz AG, Zürich, 2019.
- [164] Deutscher Industrie- und Handelskammertag Berlin und Verband Deutscher Energiehändler e.V., "Strombeschaffung und Stromhandel: Hintergründe, Herausforderungen, Hinweise," 2020. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dihk.de/resource/blob/16826/6b374abd68f83c368ed7d9cc68dadcd0/dihk-faktenpapier-strombeschaffung-und-handel-data.pdf>

- [165] J. Bertsch, H. Schweter, A. Sitzmann, G. Fridgen, T. Sachs und M. Schöpf, "SynErgie: Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung: Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität. Status-Quo-Analyse und Metastudie," 2017.
- [166] Bundesministerium der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., "Analyse und Bewertung von Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes Strom," 2019. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Stn\\_20190708\\_EOM-2-0-Weiterentwicklung-Regelenergiemarkt-Strom.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190708_EOM-2-0-Weiterentwicklung-Regelenergiemarkt-Strom.pdf)
- [167] epexspot, "Trading at EPEX SPOT 2024," 2024. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.epexspot.com/sites/default/files/2024-02/Trading%20brochure%202024.pdf>
- [168] R. Apel *et al.*, "Regionale Flexibilitätsmärkte: Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze: Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)," VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. und ETG, 2014.
- [169] M. Kilthau *et al.*, "Integrating peer-to-peer energy trading and flexibility market with self-sovereign identity for decentralized energy dispatch and congestion management," *IEEE Access*, Jg. 11, S. 145395–145420, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3344855.
- [170] Consentec GmbH, "Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland," 2022. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.regelleistung.net/Portals/1/downloads/modalit%C3%A4ten\\_rahmenvertraege/marktbeschreibung/Beschreibung%20Systemausgleich%20und%20Regelreservem%C3%A4rkte.pdf?ver=59xjKd40j35myZLiBqItrw==](https://www.regelleistung.net/Portals/1/downloads/modalit%C3%A4ten_rahmenvertraege/marktbeschreibung/Beschreibung%20Systemausgleich%20und%20Regelreservem%C3%A4rkte.pdf?ver=59xjKd40j35myZLiBqItrw==)
- [171] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, "Roadmap Systemstabilität: Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Betriebs des zukünftigen Stromversorgungssystems mit 100 % erneuerbaren Energien," 2023. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=14](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=14)
- [172] F. Zimmermann, "Techno-ökonomische Auslegung von Stromspeichern für Fabriken," Dissertation, Institut für Energieeffizienz in der Produktion, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2022.
- [173] Next Kraftwerke GmbH. "Was ist Regelenergie?" Zugriff am: 31.04.2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>

- [174] J. Le Dréau *et al.*, "Developing energy flexibility in clusters of buildings: A critical analysis of barriers from planning to operation," *Energy and Buildings*, Jg. 300, Nr. 113608, 2023, doi: 10.1016/j.enbuild.2023.113608.
- [175] A. Karpilow, G. Henze und W. Beamer, "Assessment of commercial building lighting as a frequency regulation resource," *Energies*, Jg. 13, Nr. 3, S. 613, 2020, doi: 10.3390/en13030613.
- [176] L. Tschora, E. Pierre, M. Plantevit und C. Robardet, "Electricity price forecasting on the day-ahead market using machine learning," *Applied Energy*, Jg. 313, Nr. 118752, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.118752.
- [177] F. Wang *et al.*, "Day-ahead optimal bidding and scheduling strategies for DER aggregator considering responsive uncertainty under real-time pricing," *Energy*, Jg. 213, Nr. 118765, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118765.
- [178] M. Wettingfeld, F. Zerzawy und V. Mair, "Ein verbraucherfreundliches Strommarktdesign: Gutachten des Forum Ökologisch Soziale Marktwirtschaft e.V. im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.," Bundesverband der Verbraucherzentralen und Verbraucherverbände Verbraucherzentrale Bundesverband e.V., Berlin, 2023. Zugriff am: 20. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://foes.de/publikationen/2023/2023\\_08\\_VZBV\\_Ein\\_Verbraucherfreundliches\\_Strommarktdesign\\_FOES.pdf](https://foes.de/publikationen/2023/2023_08_VZBV_Ein_Verbraucherfreundliches_Strommarktdesign_FOES.pdf)
- [179] A. Voss und R. Madlener, "Auction schemes, bidding strategies and the cost-optimal level of promoting renewable electricity in Germany: FCN Working Paper No. 19/2015," *FCN Working Paper No. 19/2015*, 2017, doi: 10.2139/ssrn.2929262.
- [180] M. Narajewski und F. Ziel, "Optimal bidding in hourly and quarter-hourly electricity price auctions: trading large volumes of power with market impact and transaction costs," *Energy Economics*, Jg. 110, Nr. 3, 2022, Art. Nr. 105974, doi: 10.1016/j.eneco.2022.105974.
- [181] I. Boukas *et al.*, "A deep reinforcement learning framework for continuous intraday market bidding," *Mach Learn*, Jg. 110, Nr. 9, S. 2335–2387, 2021, doi: 10.1007/s10994-021-06020-8.
- [182] epexspot, *EPEX SPOT Annual Market Review 2022: All-time high volumes: Growth in spot power markets illustrate trust of trading participants*, 2023. Zugriff am: 25. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.eex-group.com/fileadmin/Global/News/Group/EpexSpot/2023-01-19\\_\\_EPEX\\_SPOT\\_Annual\\_Press\\_Release-2022\\_final.pdf](https://www.eex-group.com/fileadmin/Global/News/Group/EpexSpot/2023-01-19__EPEX_SPOT_Annual_Press_Release-2022_final.pdf)

- [183] M. Deng, C. Menassa und V. Kamat, "From BIM to digital twins: a systematic review of the evolution of intelligent building representations in the AEC-FM industry," *Journal of Information Technology in Construction*, Jg. 26, S. 58–83, 2021, doi: 10.36680/j.itcon.2021.005.
- [184] P. Leimer, "Building Physics: Introduction: heat transport and heat protection, climate in building, moisture transport and moisture protection," *Building Construction and Building Physics in the Faculty of Building Engineering*, Hildesheim, 2005.
- [185] X. Lü *et al.*, "Improving the energy efficiency of buildings based on fluid dynamics models: A critical review," *Energies*, Jg. 14, Nr. 17, 2021, Art. Nr. 5384, doi: 10.3390/en14175384.
- [186] T. Laine und A. Karola, "Benefits of building information models in energy analysis," *Proceedings of Clima 2007 WellBeing Indoors*, 2007.
- [187] International Energy Agency, "New generation computational tools for building & community energy systems: Annex 60 Final Report," *Energy in Buildings and Communities Programme*, 2017. ISBN: 978-0-692-89748-5.
- [188] EQUA. "IDA ICE - Simulation Software." Zugriff am: 13. Juni 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.equa.se/de/ida-ice>
- [189] K. Jørgensen und J. Skauge, "Building Models and Building Modelling," Aarhus School of Architecture und Aalborg University, Aalborg, 2008.
- [190] A. Dolara, S. Leva und G. Manzolini, "Comparison of different physical models for PV power output prediction," *Solar Energy*, Jg. 119, S. 83–99, 2015, doi: 10.1016/j.solener.2015.06.017.
- [191] S. Dhingra, "Solar PV power forecasting using machine learning," Masterarbeit, Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione, Politecnico Milano, Italien, 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://www.politesi.polimi.it/retrieve/4b38d7eb-1f27-4e44-b942-93b8cfd46cb2/2023\\_07\\_Dhingra\\_Thesis\\_01.pdf&ved=2ahU-KEwiY7Pmfj7GQAxXEBdsEHYpDInkQFnoECBcQAQ&usg=AOvVaw0nJ15ph3y2LL\\_PpSfaK5uW](https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://www.politesi.polimi.it/retrieve/4b38d7eb-1f27-4e44-b942-93b8cfd46cb2/2023_07_Dhingra_Thesis_01.pdf&ved=2ahU-KEwiY7Pmfj7GQAxXEBdsEHYpDInkQFnoECBcQAQ&usg=AOvVaw0nJ15ph3y2LL_PpSfaK5uW)
- [192] A. Luque und S. Hegedus, *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Hoboken NJ: Wiley, 2003. ISBN: 0-471-49196-9.
- [193] M. Gulin, M. Vašák und M. Baotić, "Estimation of the global solar irradiance on tilted surfaces," *Physics, Environmental Science, Engineering*, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:201819234>

- [194] J. Twidell und T. Weir, *Renewable Energy Resources*, 1. Aufl. London, New York: Taylor & Francis, 2005. ISBN: 0-419-25320-3.
- [195] Deutscher Wetterdienst und Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung, "Handbuch: Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse," 2017. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/try-handbuch.pdf?\\_\\_blob=publication-File&v=](https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/try-handbuch.pdf?__blob=publication-File&v=)
- [196] J. Stephan, "Modulare Netzzustandsprognosen für Mittel- und Niederspannungsnetze," *Neue Energie aus Wuppertal*, Band 38, 2021.
- [197] A. Khalid, I. Mitra, V. Schacht und W. Warmuth, "Performance Ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, S. 1139–1158, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.07.066.
- [198] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE und PSE Projects GmbH, "Photovoltaics Report," Freiburg, Mai. 2024.
- [199] D. Fasthuber, "Auswirkungen und Potentiale der Integration von Elektromobilität in das elektrische Energiesystem Österreichs," Dissertation, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, Wien, 2019.
- [200] S. Moecker, "Driving profile and energy demand analysis for electrical vehicles based on GPS trajectories," Masterarbeit, Department of Informatics, Technische Universität München, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1254546/document.pdf>
- [201] M. Forchheim, D. Cano Tirado, G. Puleo, M. Wazifehdust, M. Zdrallek und S. Palmer, "Forecast of charging processes of a local charging infrastructure for potential flexibility provisioning based on methods of Artificial Intelligence," *CIREC workshop on E-mobility and power distribution systems (Porto)*, 2022, Art. Nr. 1179.
- [202] A. Ostermann, Y. Fabel, K. Ouan und H. Koo, "Forecasting charging point occupancy using supervised learning algorithms," *Energies*, Jg. 15, Nr. 9, S. 3409, 2022, doi: 10.3390/en15093409.
- [203] M. Clerc, "Short-term forecasting of EV charging stations power consumption at distribution scale," Masterarbeit, School of Electrical Engineering and Computer Science, KTH, Royal Institute of Technology, Milan. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1746038/FULLTEXT01.pdf>
- [204] R. Uhlig, "Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen," *Neue Energie aus Wuppertal*, Band 13, 2017.

- [205] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, "Mobilität in Deutschland – MiD: Ergebnisbericht," Sozialwissenschaft GmbH, Bonn, 2018. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/archive/pdf/MiD2017\\_Ergebnisbericht.pdf](https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/archive/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf)
- [206] C. Möller, "Marktorientierter, systemdienlicher und netzdienlicher Einsatz der Ladeflexibilität von Elektrofahrzeugen," *Neue Energie aus Wuppertal*, Band 62, 2023.
- [207] E. Schulze Berge, W. Gerth, M. Günths und M. Zdrallek, "Modeling of innovative load and generation time series for cross-sector energy network planning," *EnInnov 17. Symposium Energieinnovation (Graz)*, 2024.
- [208] RWTH Aachen und Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe. "Battery Charts." Zugriff am: 20. Juni 2024. [Online.] Verfügbar: <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>
- [209] M. Farag, "Lithium-Ion Batteries: Modelling and State of Charge Estimation," Masterarbeit, Department of Mechanical Engineering, McMaster University, Kanada, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://macsphere.mcmaster.ca/bitstream/11375/15253/1/fulltext.pdf>
- [210] K. Movassagh, A. Raihan, B. Balasingam und K. Pattipati, "A Critical Look at Coulomb Counting Approach for State of Charge Estimation in Batteries," *Energies*, Jg. 14, Nr. 4074, 2021, doi: 10.3390/en14144074.
- [211] J. Leydold, "Basiswerkzeuge zur Dataauswertung," Department für Statistik und Mathematik – WU Wien, Wien, Mathematische Methoden, 2006.
- [212] M. Wosnitza, "Campus Wuppertal : Stadt richtet Überweg zum Campus Haspel ein," *Westdeutsche Zeitung*, 25. Juni 2019. Zugriff am: 3. Juni 2024. [Online.] Verfügbar: [https://www.wz.de/nrw/wuppertal/stadt-richtet-ueberweg-zum-campus-haspel-ein\\_aid-39673393](https://www.wz.de/nrw/wuppertal/stadt-richtet-ueberweg-zum-campus-haspel-ein_aid-39673393)
- [213] T. Kirant-Mitić und K. Voss, "Energy flexibility analysis of an university building using rule based control and model predictive control," *Proceedings of BauSim Conference 2022: 9th Conference of IBPSA-Germany and Austria*, 2022, doi: 10.26868/29761662.2022.45.
- [214] T. Kirant Mitić und K. Voss, "Development of a joint penalty signal for building energy flexibility in operation with power grids: Analysis and case study," *Buildings*, Jg. 13, Nr. 5, S. 1338, 2023, doi: 10.3390/buildings13051338.
- [215] D. Cano Tirado, M. Forchheim und T. Kirant-Mitic, "InFleX-Sachbericht zum Projektabschluss: InFleX: Integration gebäudetechnischer Flexibilitäten und kombinierter

- Fahrzeugladeinfrastruktur in ein dezentrales Verteilnetzautomatisierungssystem: Sachbericht zum Projektabschluss," Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, 2023.
- [216] VDI 6020: Anforderungen an Rechenverfahren zur Gebäude- und Anlagensimulation, Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, 2022.
- [217] D. Adîncu, A. Popescu und M. Atanasiu, "Experimental measurements of CO<sub>2</sub> concentrations in sleeping rooms," *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.*, Jg. 997, Nr. 012137, 2020, doi: 10.1088/1757-899X/997/1/012137.
- [218] Bergische Universität Wuppertal. "Technische Daten." Zugriff am: 4. Juli 2024. [Online.] Verfügbar: <https://ema.uni-wuppertal.de/de/pv-anlage/technische-daten/>
- [219] Bergische Universität Wuppertal. "Living Lab NRW Campus: MIMO - Düsseldorf, Deutschland." Zugriff am: 11. Juli 2024. [Online.] Verfügbar: <https://livinglabnrw.uni-wuppertal.de/de/sde-21/22/teams-projekte/mimo-duesseldorf-deutschland/>
- [220] M. Hamdy und G. Mauro, "Multi-objective optimization of building energy design to reconcile collective and private perspectives: CO<sub>2</sub>-eq vs. discounted payback time," *Energies*, Jg. 10, Nr. 1016, 2017, doi: 10.3390/en10071016.
- [221] S. Scher, "Artificial intelligence in weather and climate prediction," Dissertation, Department of Meteorology, Stockholm University, Stockholm, 2020.
- [222] E. van Wijngaarden, B. van der Holst und N. Paterakis, "Day-Ahead Price Scenario Generation Using Conditioned Multivariate Elliptical Copulas," Eindhoven University of Technology, Department of Electrical Engineering, 2023, doi: 10.1109/SEST61601.2024.10694076.
- [223] J. Lago, G. Marcjasz, B. Schutter und R. Weron, "Forecasting day-ahead electricity prices: A review of state-of-the-art algorithms, best practices and an open-access benchmark," *Applied Energy*, Jg. 293, Nr. 116983, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116983.
- [224] M. Forchheim, T. Kirant-Mitić, D. Cano Tirado und M. Zdrallek, "Electrical energy flexibilities' prediction and validation of a real non-residential building through methods of machine learning," *Conference: 27th International Conference on Electricity Distribution - CIRED 2023 (Rome)*, Nr. 6, S. 458–462, 2023, doi: 10.1049/icp.2023.0346.
- [225] F. Dorsemagen, "Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene," *Neue Energie aus Wuppertal*, Band 19, 2018.

- [226] K. Korotkiewicz *et al.*, "Medium-voltage grid state control as a basis towards a holistic automation in smart distribution systems," *CIREC 2020 Berlin Workshop (Online Conference)*, S. 473–476, 2020, doi: 10.1049/oap-cired.2021.0093.
- [227] M. Koch, "Verbesserte Netzzustandsidentifikation in der Niederspannung durch Breitband Powerline Technik," *Neue Energie aus Wuppertal*, Band 60, 2023.
- [228] M. Modemann, P. Steinbusch, R. Uhlig und M. Zdrallek, "Probabilistic topology detection for efficient MV-micro grid control with autarkic Smart Grid Systems," *CIREC Workshop (Ljubljana)*, 2018.
- [229] M. Koch, M. Tafuro, D. Cano Tirado, M. Forchheim, M. Wazifehdust und M. Zdrallek, "Low voltage laboratory grid for smart grid systems with bidirectional power flows," *ETG Congress Kassel*, 2023. ISBN: 978-3-8007-6108-1.
- [230] epexspot. "Small market participants." Zugriff am: 9. November 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.epexspot.com/en/small-market-participants>
- [231] epexspot, *How to utilise future-to-spot service: Future-to-spot service user guide*, 2022. Zugriff am: 25. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.epexspot.com/sites/default/files/download\\_center\\_files/Physical%20Fulfillment%20User%20Guide.pdf](https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/Physical%20Fulfillment%20User%20Guide.pdf)
- [232] epexspot. "Technology." Zugriff am: 29. Juli 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.epexspot.com/en/technology>
- [233] L. Jehl, N. Reiter, S. Schamoni, S. Martschat und J. Steen, "Einführung in die Nutzung computerlinguistischer Ressourcen," Universität Heidelberg, Heidelberg, 2019.
- [234] A. Pérez-Ortiz *et al.*, "inteGRIDy: Project Report - integrated smart GRID cross-functional solutions for optimized synergetic energy distribution, utilization & storage technologies," H2020 Grant Agreement Number: 731268, Document ID: WP1 / D1.5, 2020.
- [235] T. Estermann, "Dezentrale Flexibilitäten und Smart Metering im netzdienlichen Einsatz," Dissertation, School of Engineering and Design, Technischen Universität München, München, 2022.
- [236] B. Sörries, S. Lucidi, L. Nett und M. Wissner, "Digitalisierung der Energiewende: ToptHEMA 3: TK-Netzinfrastruktur und TK-Regulierung," WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, 2018. Zugriff am: 19. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.wik.org/fileadmin/files/\\_migrated/news\\_files/digitalisierung-der-energiewende.pdf](https://www.wik.org/fileadmin/files/_migrated/news_files/digitalisierung-der-energiewende.pdf)
- [237] N. Kroener, K. Förderer, M. Lösch und H. Schmeck, "State-of-the-art integration of decentralized energy management systems into the german Smart Meter Gateway infrastructure," *Applied Sciences*, Jg. 10, Nr. 3665, 2020, doi: 10.3390/app10113665.

- [238] S. Desale, A. Rasool, S. Andhale und P. Rane, "Heuristic and meta-heuristic algorithms and their relevance to the real world: A survey," *International Journal of Computer Engineering in Research Trends*, Volume 2, Issue 5, S. 296–304, 2015. ISSN: 2349-7084.
- [239] M. Papadimitrakis, N. Giamarelos, M. Stogiannos, E. N. Zois, N.-I. Livanos und A. Alexandridis, "Metaheuristic search in smart grid: A review with emphasis on planning, scheduling and power flow optimization applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 145, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111072.
- [240] D. Goldberg, *Genetic Algorithms: in Search, Optimization and Machine Learning*. Addison-Wesley, 1989. ISBN: 0-201-15767-5.
- [241] Y. He *et al.*, "Economic optimization scheduling of multi-microgrid based on improved genetic algorithm," *IET Generation Trans & Dist*, Jg. 17, Nr. 23, S. 5298–5307, 2023, doi: 10.1049/gtd2.13043.
- [242] T. Riedlinger, B. B. Wierzba, M. Zdrallek, L. Lohrberg und D. Wolter, "Integration of renewal planning results in an automated strategic power grid planning," *IET Conference Proceedings (Malta)*, Jg. 2022, Nr. 25, S. 13–18, 2023, doi: 10.1049/icp.2022.3296.
- [243] S. Koch, *Genetische Algorithmen für das Order Batching-Problem in manuellen Kommissioniersystemen*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2014. ISBN: 978-3-658-05345-1.
- [244] M. M. Lankhorst, *Genetic algorithms in data analysis*, 1996. Zugriff am: 20. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://pure.rug.nl/ws/files/14489491/titlepag.pdf>
- [245] A. Mugnini, F. Ferracuti, M. Lorenzetti, G. Comodi und A. Arteconi, "Day-ahead optimal scheduling of smart electric storage heaters: A real quantification of uncertainty factors," *Energy Reports*, Jg. 9, S. 2169–2184, 2023, doi: 10.1016/j.egyr.2023.01.013.
- [246] C. Orozco, A. Borghetti, B. Schutter, F. Napolitano, G. Pulazza und F. Tossani, "Intra-day scheduling of a local energy community coordinated with day-ahead multistage decisions," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Jg. 29, Nr. 100573, 2022., doi: 10.1016/j.segan.2021.100573.
- [247] M. Pelikan, K. Sastry und E. Cantú-Paz, *Scalable optimization via probabilistic modeling: From algorithms to applications* (Studies in computational intelligence 33). Berlin, New York: Springer, 2006. ISBN: 978-3-540-34953-2.
- [248] J. Bergstra und Y. Bengio, "Random search for hyper-parameter optimization," *Journal of Machine Learning Research*, Jg. 13, S. 281–305, 2012. ISSN: 1532-4435.
- [249] N. Orth, J. Weniger und L. Meissner, "Empfehlungen zur Auslegung von Solarstromspeichern," *Sonnenenergie*, 02/2022, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://solar.htw->

- berlin.de/wp-content/uploads/ORTH-2022-Empfehlungen-zur-Auslegung-von-Solarstromspeichern.pdf
- [250] J. Figgenger, D. Haberschusz, S. Zurmühlen und D. Sauer, "Speichermonitoring BW Schlussbericht: Schlussbericht," 2023, doi: 10.13140/RG.2.2.30516.37768.
- [251] SMA Solar Technology AG, "Sunny Home Manager 2.0," *HM-20-BE-de-19*, 2022.
- [252] Bergische Universität Wuppertal. "InFleX - Integration gebäudetechnischer Flexibilität und kombinierter Fahrzeugladeinfrastruktur in ein dezentrales Verteilnetzautomatisierungssystem." Zugriff am: 11. Juli 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.evt.uni-wuppertal.de/de/forschung/forschungsgruppe-intelligente-netze-und-systeme/inflex-integration-gebaeudetechnischer-flexibilitaeten-und-kombinierter-fahrzeugladeinfrastruktur-in-ein-dezentrales-verteilnetzautomatisierungssystem/>
- [253] F. Favoino, R. Loonen, M. Doya, F. Goia, C. Bedon und F. Babich, *Building performance simulation and characterisation of adaptive facades: Adaptive facade network*. TU Delft Open, 2018. ISBN: 978-94-6366-111-9.
- [254] K. Mařík, J. Rojíček, P. Stluka und J. Vass, "Advanced HVAC control: Theory vs. reality," *IFAC Proceedings Volumes*, Jg. 44, Nr. 1, S. 3108–3113, 2011, doi: 10.3182/20110828-6-IT-1002.03085.
- [255] R. Taylor, "Interpretation of the Correlation Coefficient: A Basic Review," (Journal of Diagnostic Medical Sonography), Nr. 1, S. 35–39, 1990. doi: 10.3390/en13123290. [Online]. Verfügbar unter: <https://journals.sagepub.com/doi/pdf/10.1177/875647939000600106>
- [256] S. Jensen *et al.*, "International Energy Agency. EBC Annex 67 Energy Flexible Buildings: Project Summary Report," *Energy and Buildings*, S. 25–34, 2017, doi: 10.1016/j.enbuild.2017.08.044.
- [257] B. Dahlmann, "Aktivierung und Vermarktung industrieller Flexibilitätsoptionen mittels eines dynamischen Stromtarifs," *Neue Energie aus Wuppertal*, Band 28, 2021.
- [258] S. Meinecke *et al.*, "SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis," *Energies*, Jg. 13, Nr. 12, 2020, Art. Nr. 3290, doi: 10.3390/en13123290.
- [259] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger und V. Quaschnig, "Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis," (Datensatz: Lizenz: CC-BY-NC-4.0) *Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin*.
- [260] J. Duffie und W. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*, 4. Aufl. John Wiley, 2013. ISBN: 978-0-470-87366-3.

- [261] Bergische Universität Wuppertal. "MIMO: Düsseldorf, Deutschland." Zugriff am: 3. Juli 2025. [Online.] Verfügbar: <https://livinglabnrw.uni-wuppertal.de/de/sde-21/22/teams-projekte/mimo-duesseldorf-deutschland/>
- [262] M. Zdrallek *et al.*, "InFlex: Integration gebäudetechnischer Flexibilitäten und kombinierter Fahr-zeugladeinfrastruktur in ein dezentrales Verteilnetzautomatisierungssystem: Sachbericht zum Projektabschluss. Förderkennzeichen EFRE-0801826," 2023.

## 7.2 Publikationsverzeichnis des Verfassers

- [I] Asman, M.; Koch, O.; Cano Tirado, D.; Zdrallek, M.:  
*Potential of Prosumer Real-Time Scheduling to Improve Grid Area Load Forecasts in Distribution Grids*  
Proceedings 181st the 23rd Wind & Solar Integration Workshop, Helsinki (2024)
- [II] Asman, M.; Derksen, C.; Cano Tirado, D.; Zdrallek, M.:  
*Implementierung einer kombinierten Planungs- und Echtzeitsteuerung proaktiver Prosumer-Agenten für lokale Energie- und Flexibilitätsmärkte*  
e+i Elektrotechnik und Informationstechnik, (2024)
- [III] Cano Tirado, D.; Forchheim, M.; Asman, M.; Zdrallek, M.; Palmer, S.:  
*Potential grid-service-oriented and market-oriented optimisation of a local charging infrastructure through a genetic algorithm*  
Tagungsband zum 18. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2024)
- [IV] Asman, M.; Derksen, C.; Cano Tirado, D.; Zdrallek, M.:  
*Implementierung einer kombinierten Planungs- und Echtzeitsteuerung proaktiver Prosumer-Agenten für lokale Energie- und Flexibilitätsmärkte*  
Tagungsband zum 18. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2024)
- [V] Forchheim, M.; Kirant.Mitic, T.; Cano Tirado, D.; Zdrallek, M.:  
*Electrical energy flexibilities' prediction and validation of a real non-residential building through methods of machine learning*  
Proceedings 181st the International CIRED 2023 Conference, Rom, Italien (2023)
- [VI] Koch, M.; Tafuro, M.; Cano Tirado, D.; Forchheim, M.; Wazifehdust, M.; Zdrallek, M.:  
*Low voltage laboratory grid for smart grid systems with bidirectional power flows*  
ETG Congress 2023, Kassel, Deutschland (2023)
- [VII] Cano Tirado, D.; Kirant-Mitić, T.; Forchheim, M.; Modemann, M.; Zdrallek, M.; Kühler, D.:  
*Potential flexible operation's assessment of a non-residential building through a novel tool*  
Proceedings 181st the 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), Novi Sad, Serbien (2022)
- [VIII] Forchheim, M.; Cano Tirado, D.; Puleo, G.; Wazifehdust, M.; Zdrallek, M.; Palmer, S.:  
*Forecast of charging processes of a local charging infrastructure for potential flexibility provisioning based on methods of artificial intelligence*

Proceedings 182ft he International CIRED Workshop on E-Mobility and Power Distribution Systems, Porto, Portugal (2022)

- [IX] Becker, M.; Müller, T.; Forchheim, M. H.; Cano Tirado, D.; Zdrallek, M.:  
*Konzepte zur Integration von Flexibilitäten in Wohn- und Nichtwohngebäuden in ein dynamisches Lastmanagement*  
e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, (2021)
- [X] Forchheim, M.; Cano Tirado, D.; Stark, M.; Wazifehdust, M.; Palmer, S.; Zdrallek, M.:  
*Grid serviceability assessment of non-residential buildings using measurement and simulation data and its validation in a physical test grid*  
Proceedings 182ft he International ETG Congress 2021, Online-Veranstaltung (2021)
- [XI] Forchheim, M.; Wazifehdust, M.; Cano Tirado, D.; Korotkiewicz, K.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.:  
*Development of a non-residential building model for an enhanced identification and utilization of flexibilities in smart distribution grids*  
Proceedings 182ft he IEEE Power and Energy Student Summit (PESS) 2020, Darmstadt (2020)
- [XII] Cano Tirado, D.; Forchheim, M.; Korotkiewicz, K.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.:  
*Recommendations 182ft he182 implementation of dc-dc converters based on wide band gap semiconductors for off-grid photovoltaic systems*  
Proceedings 182ft he IEEE Power and Energy Student Summit (PESS) 2020, Darmstadt (2020)

### 7.3 Abkürzungsverzeichnis

AC	„ <i>Alternating Current</i> “
API	„ <i>Application Programming Interface</i> “
BAU	Business-as-Usual-Betrieb
BHKW	Blockheizkraftwerke
BIM	„ <i>Building Information Modelling</i> “
BUW	Bergische Universität Wuppertal
CC-CV	„ <i>Constant Current – Constant Voltage</i> “
CO <sub>2</sub> -Äq	CO <sub>2</sub> -Äquivalent-Emissionen
DIN	Deutsches Institut für Normung
DSM	„ <i>Demand-Side-Management</i> “
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EES	Elektrisches Energiespeichersystem
EEX	European Energy Exchange
EMS	Energiemanagementsystem
EN	Europäische Normen
ENTSO-E	„ <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> “
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
ePkw	Elektro-Personenkraftwagen
EZS	Echtzeitsteuerung
FA	Flexible Anlage
GAL	Genetischer Algorithmus
GAS	Gebäudeautomatisierungssystem
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GSM	Gebäudesimulationsmodell
HKL	Heizungs-, Kühlungs- und Lüftungsanlage
HS	Hochspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IQA	Interquartilabstand
JSON	„ <i>Java Script Object Notation</i> “
kf	Kurzfristiger Handel
KSG	Klimaschutzgesetz
LIS	Ladeinfrastruktur
LISP	„ <i>List Processing</i> “-Programmiersprache
LP	Ladepunkt
MAE	„ <i>Mean-Absolute Error</i> “

mf	Mittelfristige Auktion
MPC	Modellprädiktive Regelung
MQTT	„ <i>Message Queueing Telemetry Transport</i> “
MRL	Minutenregelleistung
MS	Mittelspannung
NiCd/NiMH	Nickel-Cadmium/Nickel-Metall-Hydrid
NS	Niederspannung
NWG	Nichtwohngebäude
OTC	„ <i>Over-the-Counter</i> “
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
RBC	Regelbasierte Steuerung
RAM	Regelarbeitsmarkt
REST	„ <i>Representational State Transfer</i> “
RLM	Regelleistungsmarkt
SDL	Systemdienstleistungen
SFTP	„ <i>Secure File Transfer Protocol</i> “
SGL	Smart Grid Labor
SMGW	Smart Meter Gateway
SGSE	„ <i>Smart Grid Simulation Environment</i> “
SRL	Sekundärregelleistung
STC	„ <i>Standard Test Conditions</i> “
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VNAS	Verteilnetzautomatisierungssystem
VNB	Verteilnetzbetreiber
V2G	„ <i>Vehicle-to-Grid</i> “
V2H	„ <i>Vehicle-to-Home</i> “
V2L	„ <i>Vehicle-to-Load</i> “
WPG	Wärmeplanungsgesetz
WP	Wärmepumpe
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

## 7.4 Formelverzeichnis

$\alpha_i$	Ausrichtung der $i$ -ten PV-Anlage
$B$	Selektivitätsdruckwert
$\beta_i$	Neigung der $i$ -ten PV-Anlage
$\gamma$	Explorationsfaktor
$\Delta_{\text{Schritt}}^{\text{Sollwert,Raumkomfort}}$	Auflösungsschritt für die Diskretisierung der kontinuierlichen Raumkomfortvariable
$\Delta_{\text{noB}}$	Dauer des prognostizierten Netzengpasses
$\Delta E$	Absolute zu vermarktende Energiemenge
$\Delta P_{\text{GAL,noB}}^{\text{NWG}}$	Zielfunktion für den noB: Mittlere absolute Abweichung zwischen idealem und GAL-Fahrplan im noB
$\Delta P_{\text{noB,ideal vs GAL}}^{\text{NWG}}$	Abweichung zwischen idealem und optimiertem netzorientiertem Fahrplan
$\Delta P_{\text{noB}}^{\text{VNAS}}$	Die vom VNAS angeforderte Leistungsänderung während des Netzengpasses
$\Delta t_{\text{EES}}$	Simulationszeitschritt für die EES-Modellierung
$\Delta t_{\text{LIS}}$	Simulationszeitschritt für die LIS-Modellierung
$\Delta t_{\text{sim}}$	Simulationszeitschritt des Optimierungsvorgangs
$\delta$	Solare Deklination
$\eta_N$	Kreuzungswahrscheinlichkeit
$\nu$	Zufallsvariable des Kreuzungsoperators (Uniformverteilung)
$\vartheta_{\text{ZS}}$	Zenitwinkel
$\vartheta_{\text{S},i}$	Einfallswinkel zwischen dem Sonnenstrahl und der Normalen auf die Moduloberfläche
$\kappa$	Mutationsrate der Nachkommen
$\Lambda$	Zufallsgrößenvektor des Mutationsoperators
$\mu$	Erwartungswert der Normalverteilung
$\Pi_j$	Auswahlwahrscheinlichkeit des Individuums $j$
$\rho_0$	Initiale Mutationsschrittgröße
$\rho_g$	Mutationsschrittgröße der Generation
$\sigma^2$	Varianz der Mutationsverteilung
$\tau_i^{\text{LP}}$	Zeitkonstante des Ladeverfahrens vom $i$ -ten ePkw am LP
$\phi$	Geografische Breite
$\psi_{\text{S},i}$	Sonnenazimut
$\omega$	Wahre Sonnenzeit
$A$	Fläche
$AO$	Zeitverschiebung
$B_i(t, \beta_i, \alpha_i)$	Direkte Einstrahlung auf die PV-Module der $i$ -ten PV-Anlage mit der Ausrichtung $\alpha_i$ und der Neigung $\beta_i$ zum Zeitpunkt $t$

---

$B(0, t)$	Direkte Sonneneinstrahlung auf eine horizontale Fläche
$c$	CO <sub>2</sub> -Konzentration
$C_{GAL,moB}^{NWG}$	Zielfunktion für den moB: Stromkosten im moB
$C_i^{DA}$	Strompreis des Day-Ahead-Markts im Zeitschritt $i$
$CO_2$	CO <sub>2</sub> -Konzentration in der Raumluft
$CO_{2i}^z$	CO <sub>2</sub> -Konzentration der Zone $z$ im Zeitschritt $i$
$CO_{2i}^{z,max}$	Maximal zulässige CO <sub>2</sub> -Konzentration der Zone $z$
$COP$	Leistungszahl (engl. „ <i>Coefficient of performance</i> “)
$D(0, t)$	Diffuse Sonneneinstrahlung auf eine horizontale Fläche
$d_n$	Fortlaufende Tageszahl seit Jahresbeginn
$D_i(t, \beta_i, \alpha_i)$	Diffuse Einstrahlung auf die PV-Modulen der $i$ -ten PV-Anlage mit der Ausrichtung $\alpha_i$ und der Neigung $\beta_i$ zum Zeitpunkt $t$
$E$	Elektrische Energie
$E_{max,i}^{Bat,EES}$	Maximale Speicherkapazität vom $i$ -ten EES
$E_{max,i}^{Bat,LP}$	Maximale Kapazität der Batterie vom $i$ -ten ePkw am LP
$f_n$	Netzfrequenz
$f_j$	Fitnessfunktionswert vom Individuum $j$
$\bar{f}$	Durchschnittlicher Fitnessfunktionswert der Population der Generation
$G_i(t, \beta_i, \alpha_i)$	Globale Einstrahlung auf die PV-Module der $i$ -ten PV-Anlage mit der Ausrichtung $\alpha_i$ und der Neigung $\beta_i$ zum Zeitpunkt $t$
$G(0, t)$	Globale Sonneneinstrahlung auf eine horizontale Fläche
$H_i^{z, min}$	Minimale zulässige relative Luftfeuchtigkeit der Zone $z$
$H_i^{z, max}$	Maximale zulässige relative Luftfeuchtigkeit der Zone $z$
$HKL$	Heizungs-, Kühlungs- und Lüftungsanlage
$I$	Elektrischer Strom
$I_{LS,i}^{Bat,EES}$	Ladeschlussstrom der Batteriezelle vom $i$ -ten EES
$I_{LS,i}^{Bat,LP}$	Ladeschlussstrom der Batteriezelle vom $i$ -ten ePkw am LP
$I_{th}$	Thermischer Grenzstrom
$K$	Strompreis
$k_i^{EES}$	Kalibrierungsfaktor des $i$ -ten EES
$k_i^{EES,Entladen}$	Kalibrierungsfaktor für den Ladevorgang vom $i$ -ten EES
$k_i^{EES,Laden}$	Kalibrierungsfaktor für den L Entladevorgang vom $i$ -ten EES
$LH$	Geographische Referenzlänge der lokalen Zeitzone
$LL$	Lokale geographische Länge
$m_d$	Mutationsdämpfungsfaktor
$m_r$	Mutationsrate
$MAE$	„ <i>Mean Absolute Error</i> “

$n_{\text{EES}}$	Anzahl der EES
$n_{\text{G}}$	Anzahl der Generationen (oder Iterationen) des GAL
$n_{\text{HKL}}$	Anzahl der HKL-Anlagen
$n_{\text{LP}}$	Anzahl der LP
$n_{\text{PV}}$	Anzahl der PV-Anlagen
$n_{\text{noB}}$	Anzahl an Zeitschritte mit einem prognostizierten Netzengpass
$n'_{\text{noB}}$	Verbleibende Zeitschritte nach Behebung des Netzengpasses
$n_{\text{sim}}$	Anzahl der Simulationszeitschritte des Tages (hier 96)
$n_{\text{p}}$	Maximale Populationsgröße jeder Generation
$P$	Elektrische Leistung
$P_i^{\text{EES}}(t)$	Leistung vom $i$ -ten EES zum Zeitpunkt $t$
$P_i^{\text{EES,Entladen}}(t)$	Leistung beim Entladen vom $i$ -ten EES zum Zeitpunkt $t$
$P_i^{\text{EES,Laden}}(t)$	Leistung beim Laden vom $i$ -ten EES zum Zeitpunkt $t$
$P_i^{\text{LP}}(t)$	Ladeleistung des $i$ -ten LP zum Zeitpunkt $t$
$P_{\text{max},i}^{\text{LP}}$	Maximale Ladeleistung des $i$ -ten LP
$P_{i,l}^{\text{EES}}$	Leistung des $l$ -ten EES im Zeitschritt $i$
$P_i^{\text{FA}}$	Leistung einer flexiblen Anlage im Zeitschritt $i$
$P_i^{\text{FA,min}}$	Minimale zulässige Leistung einer flexiblen Anlage im Zeitschritt $i$
$P_i^{\text{FA,max}}$	Maximale zulässige Leistung einer flexiblen Anlage im Zeitschritt $i$
$P_{i,j}^{\text{HKL}}$	Leistung der $j$ -ten HKL-Anlagen im Zeitschritt $i$
$P_{i,k}^{\text{LIS}}$	Leistung der $k$ -ten LIS der LIS im Zeitschritt $i$
$P_{i,m}^{\text{PV}}$	Leistung der $m$ -ten PV-Anlage im Zeitschritt $i$
$P_i^{\text{PV}}(t, \beta_i, \alpha_i)$	Einspeiseleistung der $i$ -ten PV-Anlage mit Ausrichtung $\alpha_i$ und Neigung $\beta_i$
$P_{\text{inst},i}^{\text{PV}}$	Installierte Leistung der $i$ -ten PV-Anlage
$P_{\text{GAL,moB}}^{\text{NWG}}$	GAL-basierter marktorientierter Fahrplan des NWG
$P_{\text{GAL,noB}}^{\text{NWG}}$	GAL-basierter netzorientierter Fahrplan des NWG
$P_{\text{ideal,noB}}^{\text{NWG}}$	Netzorientierter idealer Fahrplan des NWG
$P_{\text{inst}}$	Installierte elektrische Leistung
$P_{\text{n}}$	Bemessungsleistung
$PR$	„Performance Ratio“ einer PV-Anlage
$P_{\text{th}}$	Thermische Leistung
$RDE$	Relative Messabweichung (engl. „Relative-Deviation Error“)
$RH$	Relative Luftfeuchtigkeit
$SFP$	Spezifische Ventilatorleistung (engl. „Specific Fan Power“)
$S_i^*$	Umschaltzeitpunkt vom Konstantstrom zur Konstantspannung des $i$ -ten ePkw

---

$SoC_i^{EES}$	Ladezustand des $i$ -ten EES
$SoC_i^{LP}$	Ladezustand des $i$ -ten ePkw am LP
$SoC_i^{LP_l}$	Ladezustand des ladenden ePkw am $l$ -ten LP im Zeitschritt $i$
$SoC_i^{LP_l, \max}$	Maximaler Ladezustand des ladenden ePkw am $l$ -ten LP im Zeitschritt $i$
$t$	Zeit
$t_o$	Zeitpunkt zur Energielieferung
$T$	Temperatur
$T_i^z$	Raumtemperatur der Zone $z$ im Zeitschritt $i$
$T_i^{z, \min}$	Minimal zulässige Raumtemperatur der Zone $z$
$T_i^{z, \max}$	Maximal zulässige Raumtemperatur der Zone $z$
$TO$	lokale Standardzeit
$U/U_n$	Spannungsverhältnis aus Betriebsspannung $U$ zur Nennspannung $U_n$
$U_n$	Netzennspannung
$U_{LS,i}^{Bat,LP}$	Ladeschlussspannung der Batteriezelle vom $i$ -ten ePkw
$U_{n,i}^{Bat,LP}$	Nennspannung der Batteriezelle des $i$ -ten ePkw
$x^{Mess}$	Gemessene Variable
$x^{Sim}$	Simulierte Variable
$x_{Sollwert}^{Raumkomfort}$	Kontinuierlicher Wert einer Raumkomfortvariable
$x_{Sollwert}^{Raumkomfort}$	Diskretisierter Raumkomfortwert

## 8 Anhang

### 8.1 Berechnung der Sonneneinstrahlung

Die Gleichungen (3-4) und (3-5) hängen von der Sonnendeklination  $\delta$  und der wahren Sonnenzeit  $\omega$  ab, die in den Gleichungen (8.1), (8.2) und (8-3) definiert sind. [192, S. 906-915, 194, S. 80-96, 260, S. 12-20]

$$\omega = 15 \cdot (TO - AO - 12) - (LL - LH) \quad (8-1)$$

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(\frac{360(d_n + 284)}{365}\right) \quad (8-2)$$

$$\psi_{S,i} = \operatorname{sgn}(\omega) \left| \cos^{-1}\left(\frac{\cos \vartheta_{S,i} \sin \phi - \sin \delta}{\sin \vartheta_{S,i} \cos \phi}\right) \right| \quad (8-3)$$

Zusätzliche Variablen, die hierbei eine Rolle spielen, sind: [192, S. 906-915, 194, S. 89-96]

- die lokale Standardzeit  $TO$ ,
- die lokale geographische Länge  $LL$ ,
- die geographische Referenzlänge der lokalen Zeitzone  $LH$ , die positiv nach Westen und negativ nach Osten des Meridians von Greenwich angegeben wird,
- und die Zeitverschiebung  $AO$ . In der Europäischen Union beträgt die  $AO$  im Winter und Herbst in der Regel eine Stunde und im Frühjahr und Sommer zwei Stunden.

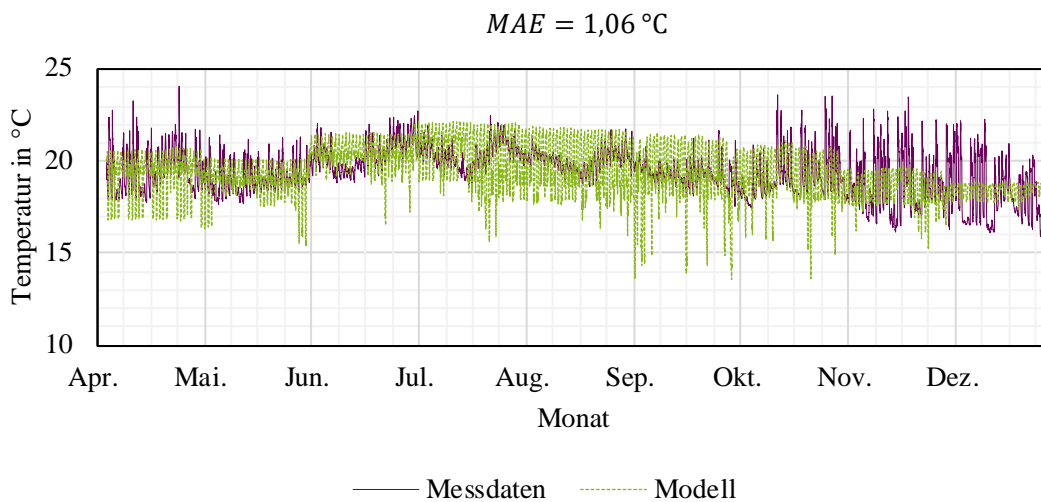
Die Variablen  $\omega$ ,  $LL$  und  $LH$  werden in Grad angegeben, während  $TO$  und  $AO$  in Stunden angegeben werden. Die Tageszahl  $d_n$ , die ab Jahresbeginn gezählt wird, wird ebenfalls in Gleichung (8.2) verwendet.

## 8.2 Vergleich zwischen dem gemessenen und modellierten HC-Gebäude

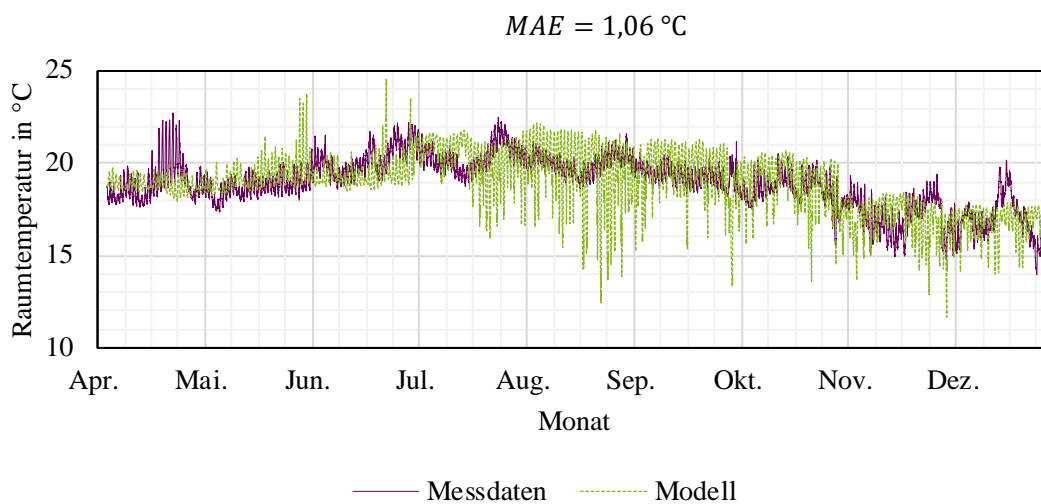
Abbildung 8-1 zeigt einen Vergleich zwischen den gemessenen Werten (in Lila) und den Simulationsergebnissen in IDA-ICE (in Grün) der Raumtemperatur der Zonen „Hörsaal“, „Foyer“ und „Speisesaal“ des HC-Gebäudes am Campus Haspel der BUW für die Monate April bis Dezember 2019. Ebenso sind in Abbildung 8-2 die gemessenen Werte und die simulierten Zeitreihen der CO<sub>2</sub>-Konzentration für dieselben Zonen und denselben Zeitraum dargestellt.

Abbildung 8-1 zeigt, dass die simulierten Raumtemperaturen die gemessenen Verläufe in allen gezeigten Zonen über weite Strecken präzise nachbilden und die charakteristischen saisonalen sowie tageszeitlichen Dynamiken realistisch wiedergeben. Die MAE-Werte liegen – abhängig von der Zone – typischerweise im Bereich von etwa  $T = 0,7 \text{ °C}$  bis  $T = 1,0 \text{ °C}$  und damit innerhalb einer für dynamische Gebäudemodelle üblichen Genauigkeit. Die verbleibenden Abweichungen lassen sich auf Unsicherheiten bei internen Wärmegewinnen, feine Unterschiede in den thermischen Materialeigenschaften sowie auf die begrenzte zeitliche Reaktionsfähigkeit des thermischen Modells zurückführen.

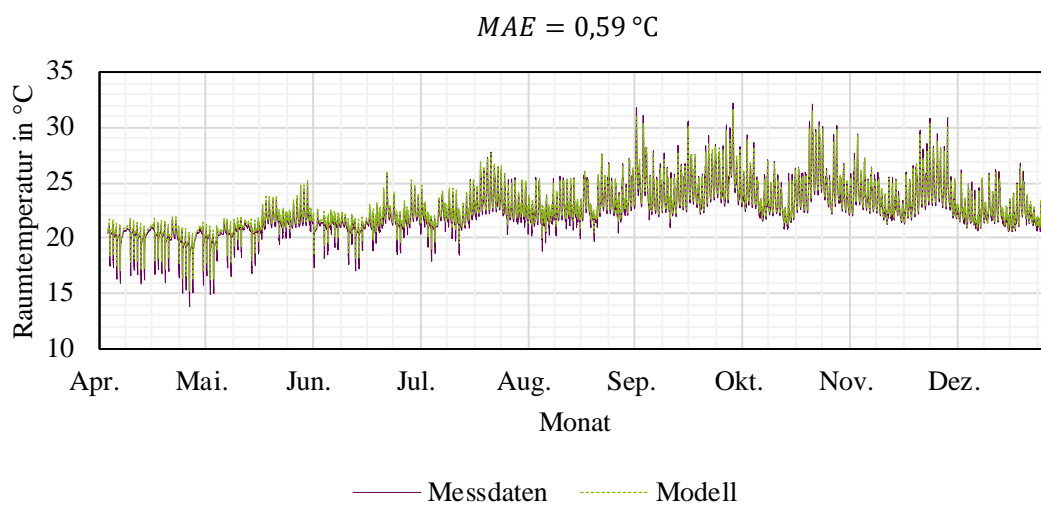
Abbildung 8-2 verdeutlicht, dass die simulierten CO<sub>2</sub>-Konzentrationen die gemessenen Zeitreihen der drei Zonen im Wesentlichen zutreffend reproduzieren und die charakteristischen Anstiege konsistent abbilden. Die MAE-Werte liegen in der Regel bei etwa  $c = 10 \text{ ppm}$  oder darunter, was als guter Genauigkeitsbereich gilt. Größere Abweichungen in ausgeprägten Spitzen sind vor allem auf Prognosefehler bei der Belegung zurückzuführen.



a) Raumtemperatur im Hörsaal

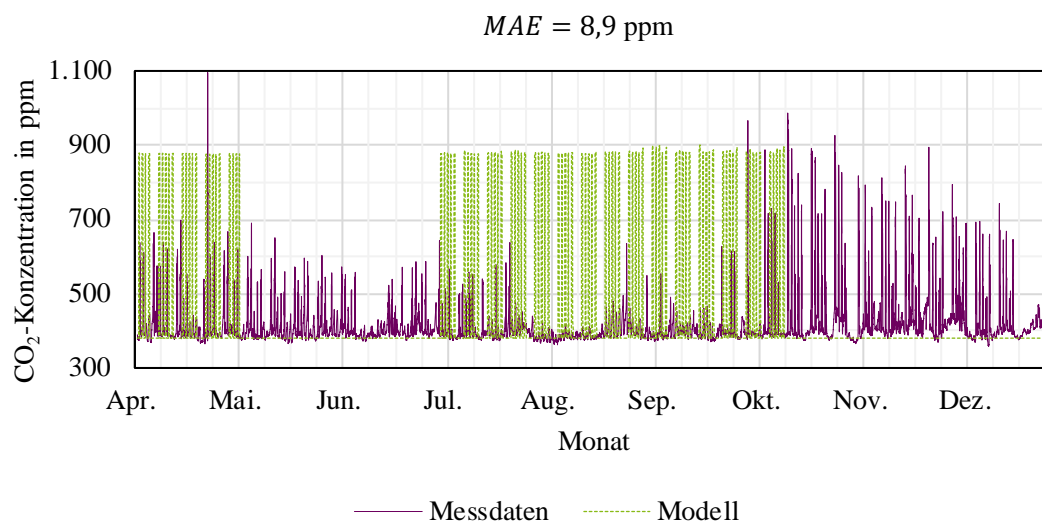


b) Raumtemperatur im Foyer



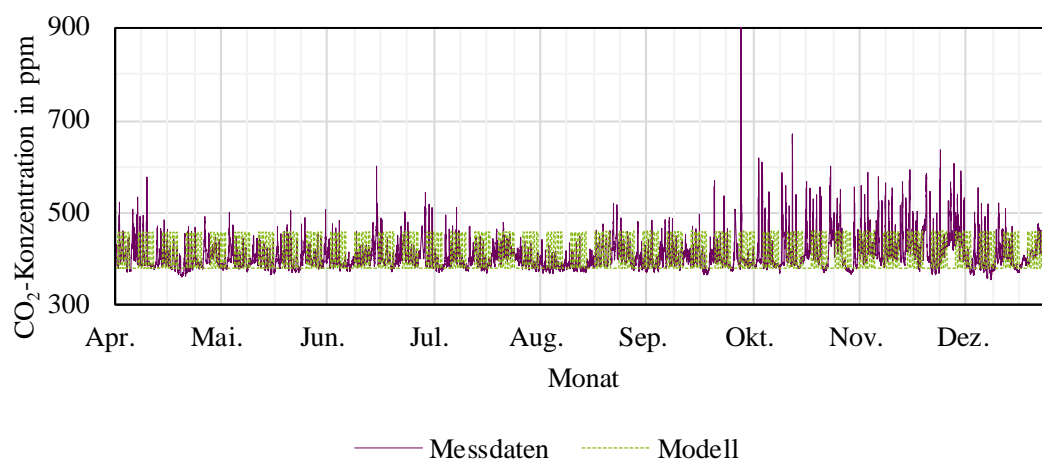
c) Raumtemperatur im Speisesaal

**Abbildung 8-1: Vergleich der gemessenen und simulierten Raumtemperatur in ausgewählten Zonen des GSM 14 des HC-Gebäudes von April bis Dezember 2019**



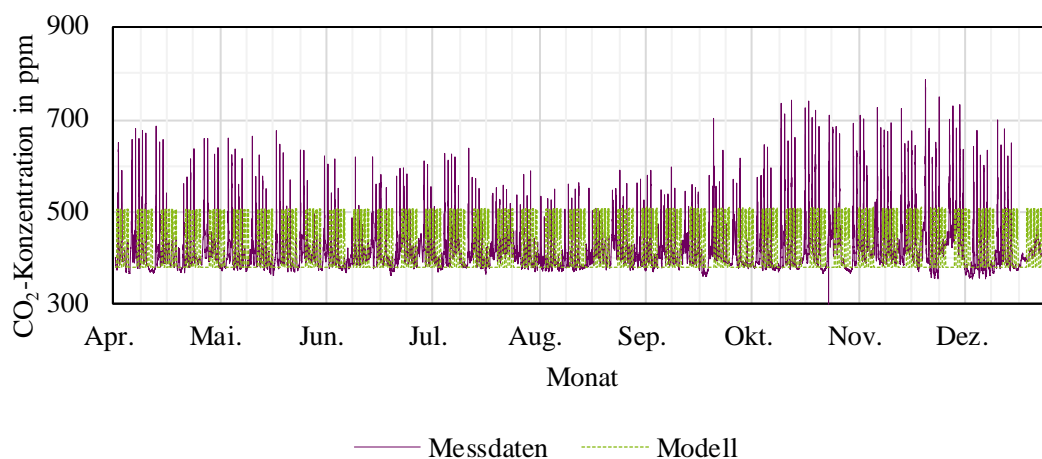
a) CO<sub>2</sub>-Konzentration im Hörsaal

$MAE = 6,1 \text{ ppm}$



b) CO<sub>2</sub>-Konzentration im Foyer

$MAE = 7,3 \text{ ppm}$

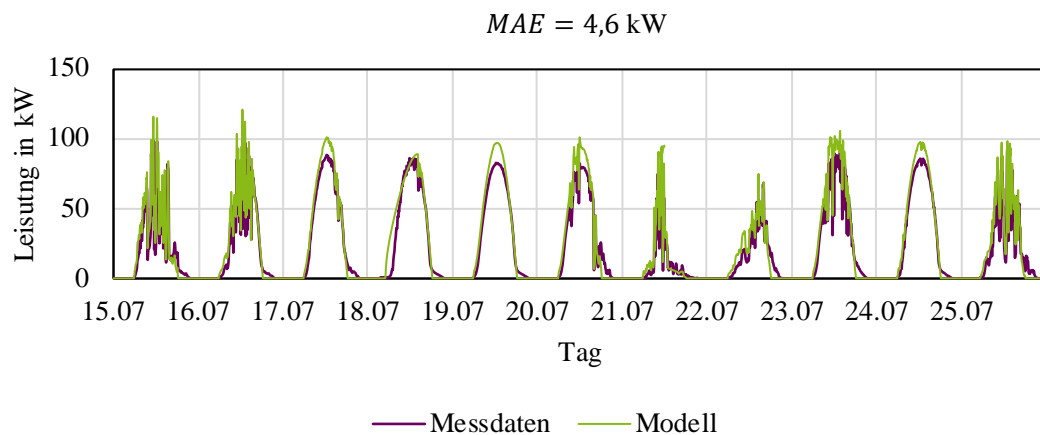


c) CO<sub>2</sub>-Konzentration im Speisesaal

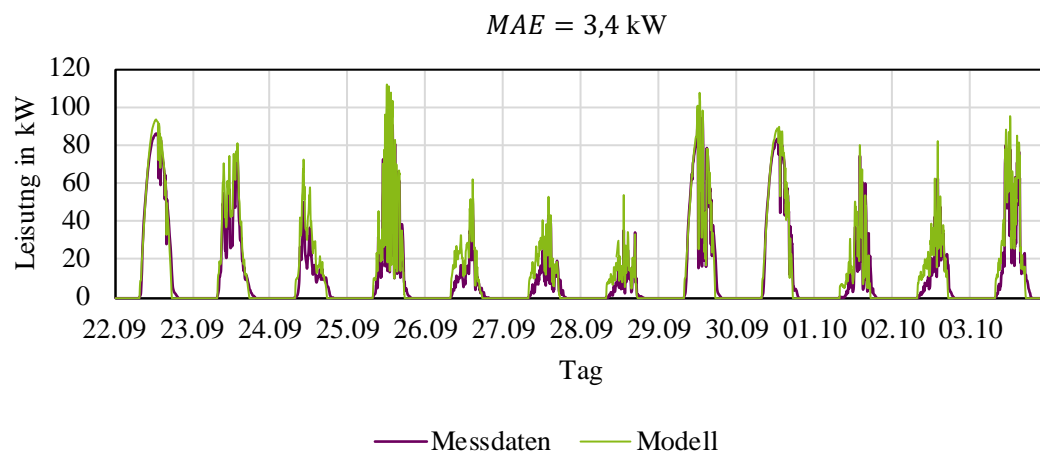
**Abbildung 8-2: Vergleich der gemessenen und simulierten CO<sub>2</sub>-Konzentration in ausgewählten Zonen des GSM 14 des HC-Gebäudes von April bis Dezember 2019**

### 8.3 Vergleich zwischen der gemessenen und modellierten Einspeiseleistung von Photovoltaik-Anlagen

Abbildung 8-3 bietet einen Vergleich zwischen den Messwerten (in Lila) und den simulierten Werten des in Matlab entwickelten Modells (in Grün) für die Einspeiseleistung der PV-Anlage des SGL auf dem Campus Freudenberg der BUW. Es wurden ausgewählte Tage aus dem Sommer und dem Frühherbst 2022 betrachtet.



a) Einspeiseleistung der PV-Anlage für ausgewählte Sommertage



b) Einspeiseleistung der PV-Anlage für ausgewählte Herbsttage

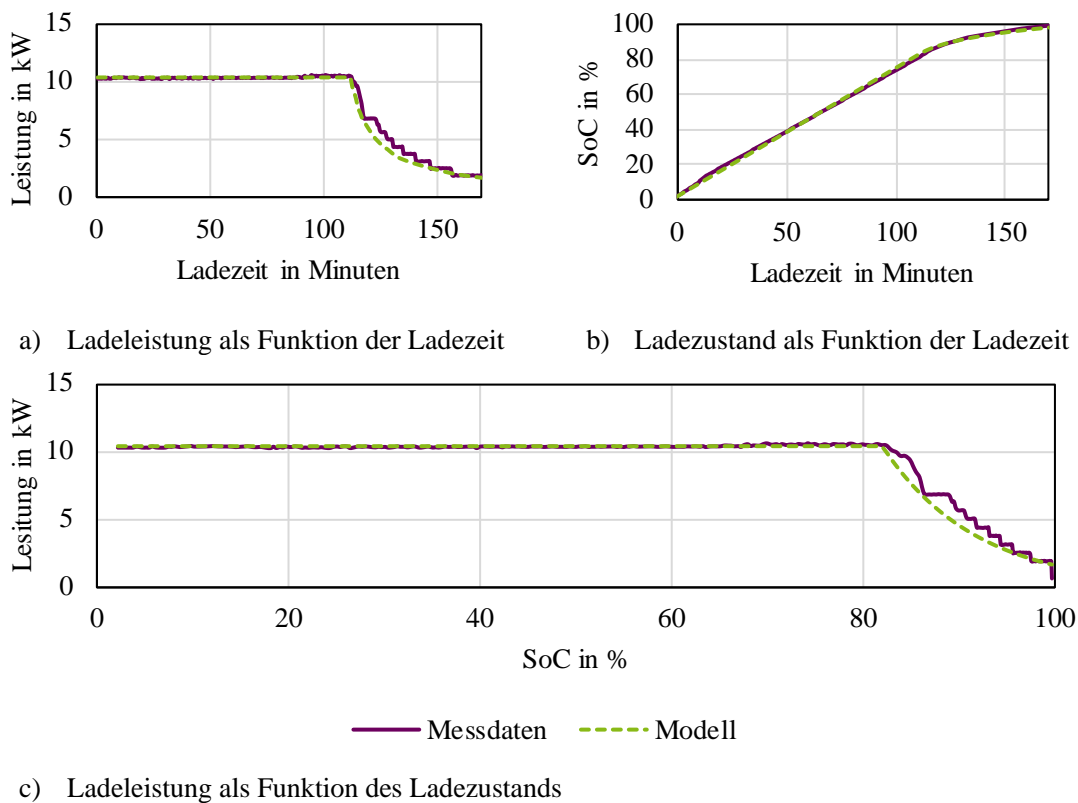
**Abbildung 8-3: Vergleich der gemessenen und simulierten Einspeiseleistung der PV-Anlage am Campus Freudenberg der Bergischen Universität Wuppertal für ausgewählte Tage des Jahres 2022**

Abbildung 8-3 zeigt, dass das Modell die charakteristischen Tagesverläufe der PV-Einspeiseleistung einschließlich der Anstiegsphasen am Vormittag und der Abfallphasen am Nachmittag weitgehend korrekt wiedergibt und die typischen Muster des gemessenen Betriebs gut nachzeichnet. Die MAE-Werte liegen für die ausgewählten Tage im Bereich weniger Kilowatt und entsprechen einer Abweichung von etwa 3 % bis 4 % der installierten PV-Leistung. Die verbleibenden Differenzen resultieren überwiegend aus nicht modellierten Verlusten von den Wechselrichtern sowie aus kurzzeitigen Schwankungen der solaren Einstrahlung, die in der Modellierung nur geglättet abgebildet werden.

## 8.4 Vergleich zwischen den gemessenen und modellierten Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen

Von Abbildung 8-4 bis Abbildung 8-6 wird ein grafischer Vergleich zwischen den Messwerten (in Lila) und den in Matlab simulierten Werten (in Grün) des Ladevorgangs der in Tabelle 3-4 vorgestellten ePkw dargestellt. Gezeigt werden jeweils die zeitlichen Verläufe der Ladeleistung und des Ladezustands bei unterschiedlichen maximalen Ladeleistungen. Diese Ladevorgänge wurden an der LIS des SGL auf dem Campus Freudenberg der BUW durchgeführt.

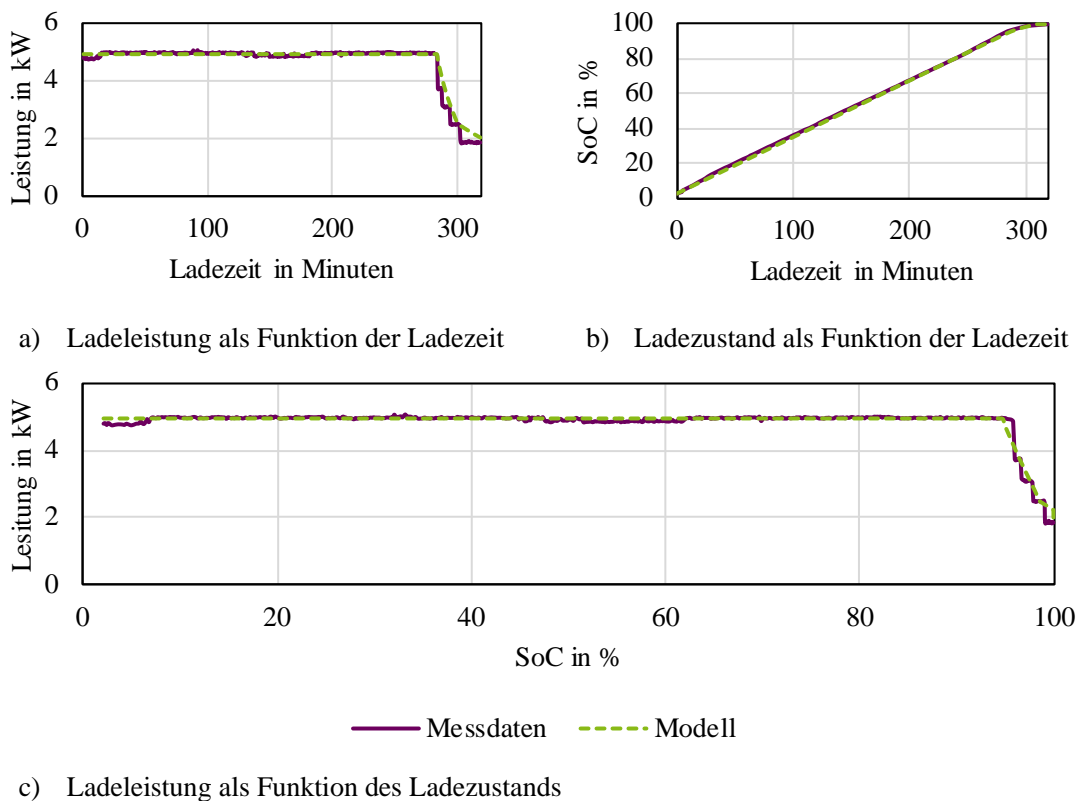
Abbildung 8-4 zeigt, dass das Modell den Ladevorgang des Renault Zoe bei einer maximalen Ladeleistung von  $P = 10$  kW präzise abbildet. Sowohl der konstante Verlauf des CC-Zyklus als auch die im CV-Zyklus des CC-CV-Ladeverfahrens auftretenden, leicht gestuften Leistungsreduktionen, die auf ein pulsladeähnliches Verhalten des realen ePkw hinweisen, werden strukturell korrekt reproduziert und führen zu geringen Abweichungen bei Ladeleistung und Ladezustand.



SoC: „State of charge“

**Abbildung 8-4: Ladevorgang des Renault Zoe mit einer maximalen Ladeleistung von ca.  $P = 10$  kW**

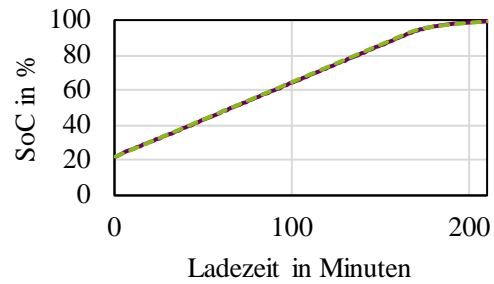
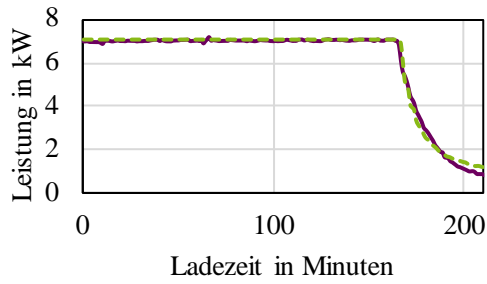
Abbildung 8-5 bestätigt diese Modellgüte auch für den Fall einer reduzierten maximalen Ladeleistung von  $P = 5$  kW. Der erwartete verlängerte CC-Zyklus und der verkürzte CV-Zyklus des CC-CV-Ladeverfahrens werden konsistent nachgezeichnet, und die im Messverlauf erkennbaren Stufungen im CV-Zyklus, die durch das eingesetzte Pulsladeverfahren verursacht werden, werden in ihrer zeitlichen Struktur zuverlässig erfasst, was zu besonders kleinen Abweichungen führt.



SoC: „State of charge“

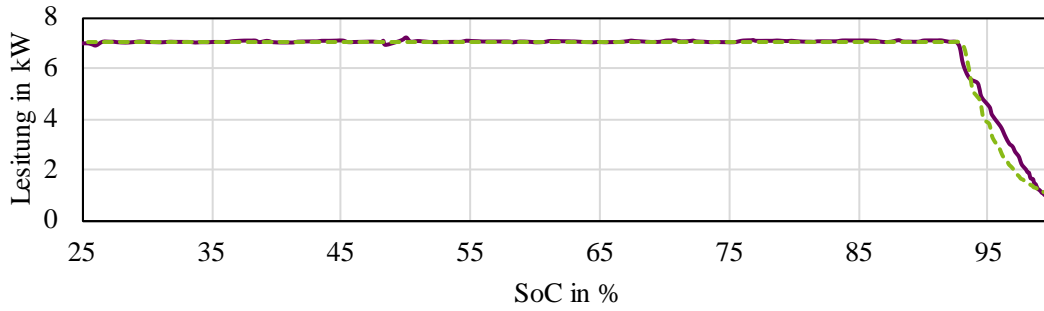
**Abbildung 8-5: Ladevorgang des Renault Zoe mit einer maximalen Ladeleistung von ca.  $P = 5$  kW**

Abbildung 8-6 macht deutlich, dass das Modell auch das herstellerspezifische Ladeverhalten des BMW i3 mit seinen leicht variierenden Übergängen zwischen CC- und CV-Zyklus des CC-CV-Ladeverfahrens zuverlässig wiedergibt. Trotz der fahrzeugspezifischen Charakteristika bleiben die MAE-Werte moderat und bewegen sich in einem Genauigkeitsbereich, der für simulationsgestützte Bewertungs- und Optimierungsaufgaben gut geeignet ist.



d) Ladeleistung als Funktion der Ladezeit

e) Ladezustand als Funktion der Ladezeit



— Messdaten    - - - Modell

f) Ladeleistung als Funktion des Ladezustands

SoC: „State of charge“

Abbildung 8-6: Ladevorgang des BMW i3 mit einer maximalen Ladeleistung von ca.  $P = 7$  kW

## 8.5 Zusammenfassung der Optimierungsparameter des Genetischen Algorithmus

Das in dieser Arbeit eingesetzte Konzept des GAL zur markt- und netzorientierten Optimierung von NWG wird in Abschnitt 4.2.1 ausführlich beschrieben. Auf Grundlage dieser Darstellung bietet Tabelle 8-1 eine kompakte Übersicht und Beschreibung der verwendeten Optimierungsparameter, einschließlich der Einstellungen zur Populations- und Generationsstruktur sowie der eingesetzten Selektions-, Mutations- und Rekombinationsoperatoren, die den Ablauf des GAL wesentlich prägen.

**Tabelle 8-1: Übersicht der Optimierungsparameter des GAL**

Optimierungsparameter	Symbol	Rolle
Generationsanzahl	$n_G$	Bestimmt die maximale Anzahl der Generationen (oder Iterationen), in denen die Population weiterentwickelt wird. Höhere Werte erhöhen die Wahrscheinlichkeit, ein globales Optimum zu finden.
Populationsgröße	$n_P$	Legt fest, wie viele Individuen pro Generation erzeugt und bewertet werden. Beeinflusst die Diversität der Lösungen und die Konvergenzgeschwindigkeit.
Selektivitätsdruckwert	B	Steuert die Stärke der Selektion; höhere Werte bevorzugen fittere Individuen stärker, was die Exploitation fördert, jedoch die Diversität reduzieren kann.
Elternauswahlverfahren	keines	Bestimmt, nach welchem Verfahren Eltern für die Reproduktion ausgewählt werden (z. B. Turnier-, Rang- oder Roulette-Rad-Prinzip).
Kreuzungswahrscheinlichkeit	$\eta_N$	Gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der zwei Elternteile gekreuzt werden. Höhere Werte erhöhen die Rekombinationsrate der Eigenschaften der Eltern.
Explorationsfaktor	$\gamma$	Modifiziert die Ausprägung der Variation in der Erzeugung neuer Individuen; beeinflusst die Fähigkeit des Algorithmus, den Lösungsraum umfassend zu erkunden.
Kreuzungsmodus	-	Definiert die Art der Rekombination und beeinflusst die Qualität und Varianz der erzeugten Nachkommen.
Mutationsrate	$m_r$	Gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der Eigenschaften mutiert werden. Dient zur Erhaltung der Diversität und zur Vermeidung vorzeitiger Konvergenz.
Mutationsschrittgröße	$\rho_g$	Variiert während der Optimierung und steuert die Feinheit der lokalen Suche in späteren Generationen.
Mutationsdämpfungsfaktor	$m_d$	Regelt die Reduktion der Mutationsschrittgröße über die Generationen hinweg. Entscheidend für die Balance zwischen globaler Suche und lokaler Verfeinerung.

## 8.6 Optimierung der Parameter des Genetischen Algorithmus

Die Auswahl geeigneter Optimierungsparameter ist entscheidend für die Leistungsfähigkeit von GAL. In diesem Teil des Anhangs wird das methodische Vorgehen zur Bestimmung dieser Parameter beschrieben, welches auf einer systematischen Gitter-Suche basiert. Bei diesem Verfahren handelt es sich um eine explorative Methode zur Parameterabstimmung, bei der diskrete Wertebereiche für relevante Parameter definiert und in Form eines Gitters systematisch durchlaufen werden. Die Leistungsbewertung erfolgt anschließend anhand definierter Zielgrößen, um die Kombination mit der besten Performance zu identifizieren.

Aufgrund des schrittweisen Optimierungsschemas sowie der Heterogenität der zu optimierenden flexiblen Anlagen des NWG, wird die Parameterevaluierung jeweils individuell für jede flexible Anlage durchgeführt. Diese Betrachtung trägt zum schrittweisen Aufbau des Optimierungskonzeptes zu und ermöglicht eine gezielte Anpassung der Parameter des GAL an die jeweiligen technischen und betrieblichen Eigenschaften der Flexibilitäten von NWG.

Da das dynamische Simulationsmodell für die Ladevorgänge von ePkw im Vergleich zu den anderen Modellen die geringsten Rechenressourcen beansprucht, dient es als Referenz für die Bewertung des entwickelten Mechanismus zur Optimierung der Parameter des GAL im Anwendungsfall der LIS. Die Parameteroptimierung erfolgt durch die Ausführung des GAL für jede Kombination von Eingangswerten innerhalb eines definierten Suchraums. Dabei werden vorab festgelegte Belegungsprognosen und Anfangsladezustand berücksichtigt sowie die Strompreise der Day-Ahead Auktion vom 04.04.2022 verwendet.

Unter diesen kontrollierten Bedingungen ist die optimale Lösung des betrachteten Optimierungsproblems im Voraus bekannt. Das bedeutet, dass die Sollwerte der Ladeleistungen an den LP bekannt sind, welche die Stromkosten – verstanden als die Kosten für den Bezug der elektrischen Energie – im gewählten Szenario minimieren. Ziel ist es somit, den Parametersatz zu identifizieren, mit dem der Algorithmus mit möglichst wenigen Generationen zur bekannten optimalen Lösung konvergiert.

Tabelle 8-2 fasst den untersuchten Suchraum zusammen. Für jeden Parameter des GAL sind der Startwert, der Schritt sowie der Endwert angegeben. Aus der Kombination der gewählten Wertebereiche ergeben sich 1.728 Optimierungsvorgänge, in denen insgesamt rund 320.000 Individuen erzeugt und bewertet werden. Die gesamte Ausführungszeit beträgt 19,5 Stunden<sup>24</sup>.

Einige Parameter des GAL bleiben während der gesamten Auswertung konstant: die Generationsanzahl, das Elternauswahlverfahren, der Kreuzungsmodus sowie der Mutationsdämpfungsfaktor. Aufgrund der kontrollierten Eigenschaften des präsentierten Szenarios wird die Generationsanzahl auf  $n_G^{LIS} = 6$  festgelegt, um eine schnelle Konvergenz zum Optimum zu erzwingen.

---

<sup>24</sup> Eigenschaften der verwendeten Simulationsrechner: Intel(R) Xeon(R) W-1290P CPU @ 3.70GHz, 128 GB DDR4 Arbeitsspeicher, NVIDIA Quadro RTX 5000 Grafikkarte

Wie in Abschnitt 4.2.1 beschrieben, basiert das Elternauswahlverfahren auf einer Gleichverteilung, während der Kreuzungsmodus dem Roulette-Rad-Prinzip folgt. Der Mutationsdämpfungsfaktor wird auf  $m_d^{LIS} = 0,99$  gesetzt, um eine graduelle, aber nicht übermäßig starke Abschwächung der Mutationen über die Generationen hinweg zu ermöglichen und gleichzeitig eine zu schnelle Reduktion der Populationsdiversität zu vermeiden.

**Tabelle 8-2: Suchraum für die Parameteroptimierung des GAL-Algorithmus der Ladevorgänge für ePkw**

Optimierungsparameter	Symbol	Startwert	Schritt	Endwert
Populationsgröße	$n_P^{LIS}$	40	10	60
Selektivitätsdruckwert	$B^{LIS}$	0,5	0,5	1,5
Kreuzungswahrscheinlichkeit	$\eta_N^{LIS}$	0,3	0,1	0,6
Explorationsfaktor	$\gamma^{LIS}$	0,5	0,5	1,5
Mutationsrate	$m_r^{LIS}$	0,05	0,1	0,35
Mutationsschrittgröße	$\rho_g^{LIS}$	0,5	0,5	1,5

Abbildung 8-7 fasst die Ergebnisse der Parameteroptimierung für die Ladeprozesse mittels normierter Radardiagramme zusammen. Jeder Linienzug im Diagramm steht für einen durchgeführten Optimierungsvorgang. Je näher der Eckpunkt einer Linie am Außenrand des Oktagon liegt, desto höher ist der entsprechende Parameterwert im Verhältnis zum Maximalwert des Suchraums. Sechs Eckpunkte des Oktagon repräsentieren die untersuchten Parameter des GAL, während die Eckpunkte „Stromkosten“ und „Opt. ID“ die resultierenden Zielgrößen darstellen. Jeder Optimierungsvorgang wird durch eine aufsteigende Nummer identifiziert und mit „Opt. ID“ zugeordnet. Ziel ist es, den Optimierungsvorgang mit der niedrigsten „Opt. ID“ zu finden, der die bekannte optimale Lösung erreicht. Abbildung 8-7a bietet eine aggregierte Übersicht aller ca. 1.728 bewerteten Optimierungsvorgänge, während Abbildung 8-7b den besten identifizierten Parametersatz hervorhebt.

Die Bewertung der Performance der Parameter des GAL beginnt jeweils mit der Initialisierung eines Zufallszahlengenerators, wie bereits in Abschnitt 4.2.1 erwähnt. Da bestimmte interne Prozesse des GAL aus stochastischer Natur sind, wie die Normal- oder Gleichverteilungen, gewährleistet die explizite Initialisierung des Zufallszahlengenerators sowohl die Reproduzierbarkeit der Iterationen als auch eine unverzerrte Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Parametersätzen. Dadurch wird sichergestellt, dass Unterschiede in der Konvergenzleistung ausschließlich auf die untersuchten Parametereinstellungen und nicht auf Zufallseinflüsse zurückzuführen sind.

Neben der Optimierung der Parameter des GAL für die Ladevorgänge der ePkw wird eine analoge Auswertung auch für die Ladeprozesse des EES in Kombination mit der PV-Anlage sowie für die gebäudetechnischen Anlagen des HC-Gebäudes durchgeführt. In Anlehnung an eine Referenz für die Optimierung der Parameter des GAL für die LIS werden für beide Anwendungen kontrollierte Bedingungen definiert, unter denen die optimale Lösung *a priori* bekannt ist. Dies ermöglicht

eine konsistente Bewertung der Konvergenzgeschwindigkeit, wobei wiederum derjenige Parametersatz bevorzugt wird, der am schnellsten zur bekannten optimalen Lösung konvergiert.

$n_p$ : Populationsgröße

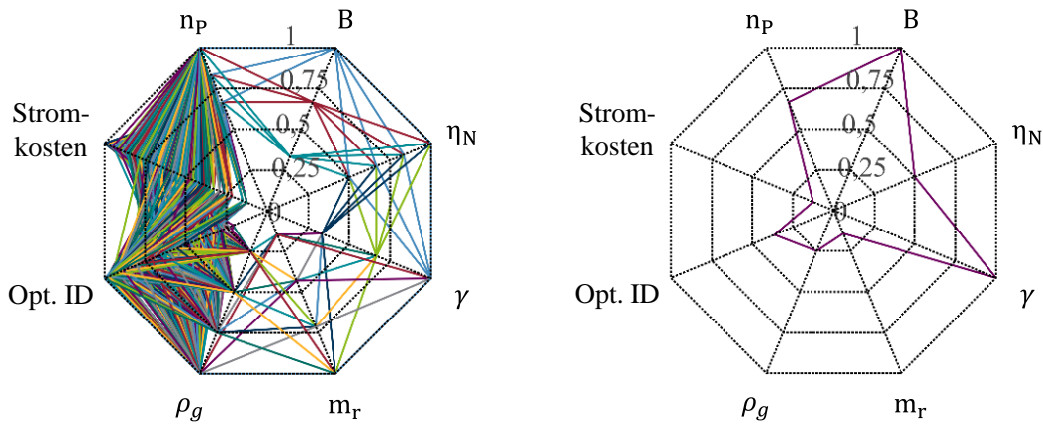
B: Selektivitätsdruckwert

$m_r$ : Mutationsrate

$\eta_N$ : Kreuzungswahrscheinlichkeit

$\gamma$ : Explorationsfaktor

$\rho_g$ : Mutationsschrittgröße



a) Suchraum aller bewerteten Optimierungsvorgänge

b) Beste Lösung: Werte der Parameter mit den entsprechenden Ergebnissen

**Abbildung 8-7: Ergebnisse der Optimierung der Parameter des GAL für die LIS als Radardiagramm**

Für die Optimierung der Parameter des GAL des Lade- bzw. Entladeverfahrens des EES in Kombination mit der PV-Anlage werden mehrere Randbedingungen berücksichtigt. Grundlage der Bewertung bilden erneut die Strompreise der Day-Ahead Auktion vom 04.04.2022, ergänzt durch die bezogene Leistung des HC-Gebäudes beim BAU-Betrieb sowie die zugehörigen Wettervariablen desselben Tages. Es wird hier keine LIS in die Bewertung einbezogen, um Interferenzen zwischen Flexibilitäten auszuschließen und die Parameterevaluierung auf das Zusammenspiel von EES, PV-Anlagen und den gebäudeebenen Lasten zu fokussieren.

Die Optimierung der Parameter des GAL für die gebäudetechnischen Anlagen erfolgt unter Ausschluss aller anderen elektrisch betriebenen Flexibilitäten. Auch hier werden die Strompreise vom 04.04.2022 verwendet, während für die Belegung des HC-Gebäudes ein vordefiniertes, konstantes Belegungsszenario angenommen wird. Aufgrund der hohen Komplexität des thermischen Energiemodells des HC-Gebäudes ist ein so breiter Suchraum wie bei der Optimierung der Parameter des GAL für die Ladevorgänge von ePkw rechentechnisch nicht realisierbar. Die Bewertung eines einzelnen Individuums kann bis zu drei Minuten in Anspruch nehmen. Aus diesem Grund werden als Referenz die Stromkosten des HC-Gebäudes im unbelegten Zustand herangezogen. Die Kombination von Raumkomfortsollwerten, deren Ergebnis möglichst nahe an diesen Referenzwert herankommt, wird als akzeptierte suboptimale (oder optimale, im besten Fall) Lösung betrachtet.

Tabelle 8-3 fasst die optimalen Parameter des GAL für jeden der betrachteten Optimierungsvorgänge zusammen, jeweils getrennt für den moB und den noB. Die Parameter werden für beide Betriebsweisen unabhängig voneinander bestimmt, da sich Zielfunktion, Randbedingungen und relevante Anlagenzustände zwischen moB und noB unterscheiden. Basierend auf diesen Parametern werden in den jeweiligen Bewertungsszenarien von Abschnitt 5.2 die Sollwerte bestimmt, welche die entsprechenden Zielfunktionen minimieren. Im Fall der LIS beziehen sich die Zielsollwerte auf die maximalen Ladeleistungen der LP. Für das EES in Kombination mit der PV-Anlage sind es die Lade- bzw. Entladeleistungen des EES. Bei den gebäudetechnischen Anlagen umfassen die Zielgrößen die Raumtemperatur, die CO<sub>2</sub>-Konzentration sowie die relative Luftfeuchtigkeit in den jeweiligen Zonen.

**Tabelle 8-3: Optimierte Parameter des GAL für die Optimierungsvorgänge der Flexibilitäten des HC-Gebäudes**

Optimierungsparameter	Optimierungsvorgang							
	Ladevorgänge von der LIS		EES in Kombination mit der PV-Anlage		Gebäudetechnische Anlagen			
	moB	noB	moB	noB	moB	noB		
$n_G$	50	20	100	50	25	5		
$n_P$	40	20	50	50	18	6		
B	1,5		1		1			
Elternauswahlverfahren	Gleichverteilung		Gleichverteilung		Gleichverteilung			
$\eta_N$	0,3		0,6		0,4			
$\gamma$	1,5		1,5		T	0,1	T	0,1
					CO <sub>2</sub>	0,1	CO <sub>2</sub>	0,1
					H	0,1	H	0,1
Kreuzungsmodus	Roulette-Rad-Prinzip		Roulette-Rad-Prinzip		Roulette-Rad-Prinzip			
$m_r$	0,05		0,25		T	0,25	T	0,1
					CO <sub>2</sub>	0,25	CO <sub>2</sub>	0,1
					H	0,25	H	0,1
$\rho_g$	0,5		1,5		T	0,3	T	0,3
					CO <sub>2</sub>	200	CO <sub>2</sub>	200
					H	7	H	7
$m_d$	0,99		0,99		0,99			

moB: Marktorientierter Betrieb | noB: netzorientierter Betrieb

LIS: Ladeinfrastruktur | EES: Elektrisches Energiespeichersystem | PV: PV-Anlagen

T: Raumtemperatur | CO<sub>2</sub>: CO<sub>2</sub>-Konzentration | H: Relative Luftfeuchtigkeit

$n_G$ : Generationsanzahl |  $n_P$ : Populationsgröße | B: Selektivitätsdruckwert

$\eta_N$ : Kreuzungswahrscheinlichkeit |  $\gamma$ : Explorationsfaktor |  $m_r$ : Mutationsrate

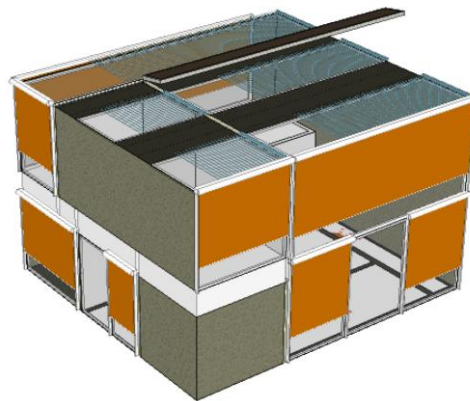
$\rho_g$ : Mutationsschrittgröße |  $m_d$ : Mutationsdämpfungsfaktor

## 8.7 Validierung des thermischen Energiemodells des MIMO-Gebäudes

Obwohl es sich beim MIMO-Gebäude nicht um ein NWG handelt, wurde es aufgrund seines hohen Ausstattungsgrads mit flexiblen Anlagen als Fallstudiengebäude für den Feldtest herangezogen. Eine Darstellung des Gebäudes ist in Abbildung 8-8 zu finden. Das MIMO-Gebäude entstand im Rahmen des Wettbewerbs „Solar Decathlon Europe 21/22“ und wurde im Juni 2022 von der Hochschule Düsseldorf geplant, errichtet und betrieben. Ziel des Wettbewerbs war es, nachhaltiges Bauen vor dem Hintergrund des Klimawandels und die Energiewende in urbanen Quartieren voranzubringen. Hochschulteams aus aller Welt reisten nach Wuppertal, um energieeffiziente Solarhäuser mit neutraler oder positiver Energiebilanz zu entwerfen, zu bauen und zu betreiben. Nach Abschluss des Wettbewerbs blieben acht der ursprünglich errichteten Gebäude – darunter auch das MIMO-Gebäude – erhalten. Sie werden seither im Rahmen des Projekts „Living Lab NRW“ weitergenutzt, das vom Lehrstuhl für Bauphysik und Technische Gebäudeausrüstung der BUW geleitet wird. [219, 261]



a) MIMO-Gebäude [261]



b) Modell des MIMO-Gebäudes in IDA-ICE

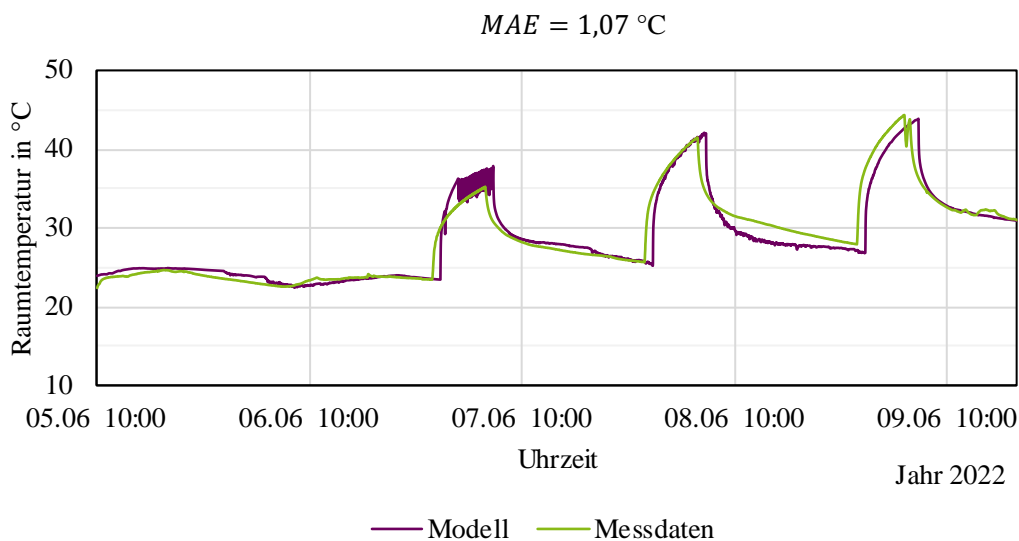
**Abbildung 8-8: Das MIMO-Gebäude als Fallstudiengebäude für den Feldtest**

Während des Wettbewerbs wurde das MIMO-Gebäude durch ein externes Messsystem überwacht. Die dabei erfassten Daten bilden das Bedarfsprofil für einen festgelegten Betriebsplan ab. In dieser Phase war das MIMO-Gebäude unbelegt, und die mechanische Lüftung war deaktiviert. Ein Lufterhitzer war täglich in der Zeit von 00:00 Uhr bis 06:00 Uhr in Betrieb. Die resultierenden Raumtemperaturverläufe wurden über einen Zeitraum von 72 Stunden aufgezeichnet. Diese Messdaten ermöglichten es dem Lehrstuhl für Bauphysik und Technische Gebäudeausrüstung, ein thermisches Energiemodell des MIMO-Gebäudes in IDA-ICE zu entwickeln und entsprechend zu kalibrieren. [262]

Das thermische Energiemodell umfasst zehn Zonen, die in drei Hauptkategorien unterteilt sind: Wohnmodul 1, Wohnmodul 2 und Gemeinschaftsbereich. Ein Vergleich der simulierten Raumtemperaturverläufe des Gebäudemodells mit den Raumtemperaturmessdaten der größten Zone

(„Gemeinschaftsbereich“) ist in Abbildung 8-9 dargestellt. Der MAE-Wert für diese Zone beträgt im betrachteten Zeitraum  $T = 1,07 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Abbildung 8-9 zeigt, dass das thermische Energiemodell den übergeordneten Temperaturverlauf über mehrere Tage hinweg realistisch abbildet und sowohl das Temperaturniveau als auch die tageszeitlichen Schwankungen weitgehend korrekt reproduziert. Die Übereinstimmung ist insbesondere in den nächtlichen und frühen Morgenstunden hoch, während in den ausgeprägten Aufheizphasen größere Abweichungen auftreten. Die beobachteten Differenzen lassen sich hauptsächlich auf modellbedingte Vereinfachungen bei der Abbildung der inneren Wärmequellen sowie auf geringe Unsicherheiten in den thermischen Bauteilkennwerten zurückführen, die selbst bei sorgfältiger Kalibrierung nicht vollständig aufgelöst werden können. Dazu zählt auch die Mitheizung, die während der Messung zusätzliche Wärme an eine bereits warme Umgebung abgibt und im Extremfall zu gemessenen Raumtemperaturen von bis zu  $T = 45 \text{ }^\circ\text{C}$  führt [262]. Unter diesen Randbedingungen ist der MAE-Wert von  $T = 1,07 \text{ }^\circ\text{C}$  als typische und akzeptable Modellgenauigkeit einzustufen, da die verbleibenden Abweichungen vorwiegend in Phasen schneller Temperaturänderungen auftreten. Insgesamt ist das thermische Energiemodell daher für die Bewertung des moB und noB des MIMO-Gebäudes als ausreichend genau zu betrachten.



**Abbildung 8-9:** Vergleich der gemessenen und simulierten Raumtemperatur in der Zone „Gemeinschaftsbereich“ des MIMO-Gebäudes in der Sommerperiode im Jahr 2022

## 8.8 Entwicklung der Energieversorgung und des Strompreises der Day-Ahead Auktion

In Abbildung 8-10 ist der Verlauf der täglichen elektrischen Energieversorgung in Deutschland im Jahr 2022 dargestellt, wobei der Anteil der EE an der elektrischen Energieversorgung in Grün und die Gesamterzeugung in Lila gezeigt werden.

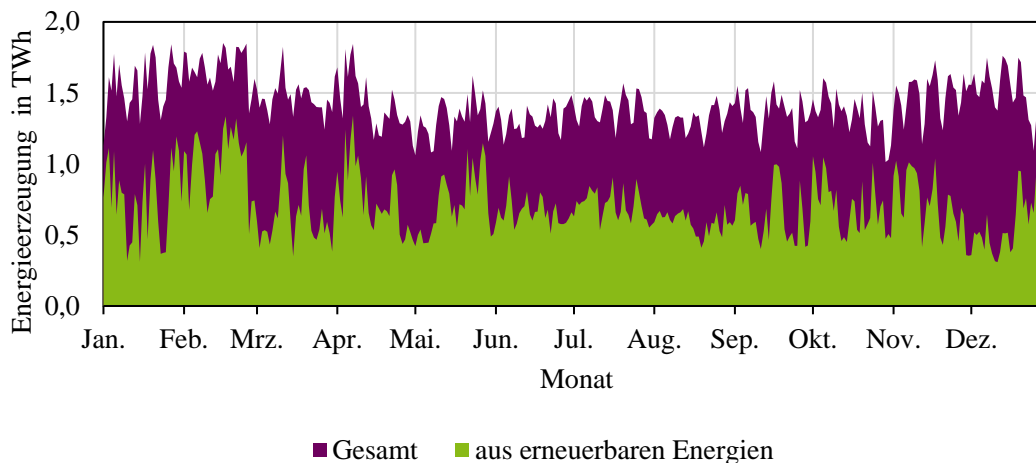
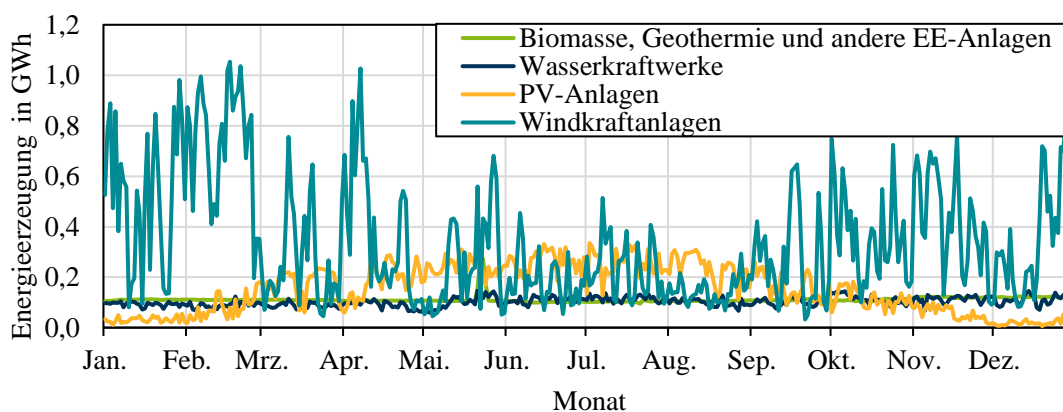


Abbildung 8-10: Tägliche Energieerzeugung nach Energieträger in Deutschland im Jahr 2022

Eine detaillierte Darstellung des Beitrags der einzelnen EE-basierten Energieträger erfolgt in Abbildung 8-11. Besonders hervorzuheben ist der hohe Beitrag der Windenergieerzeugung in den Wintermonaten, der deutlich über dem im Sommer liegenden Anteil liegt.



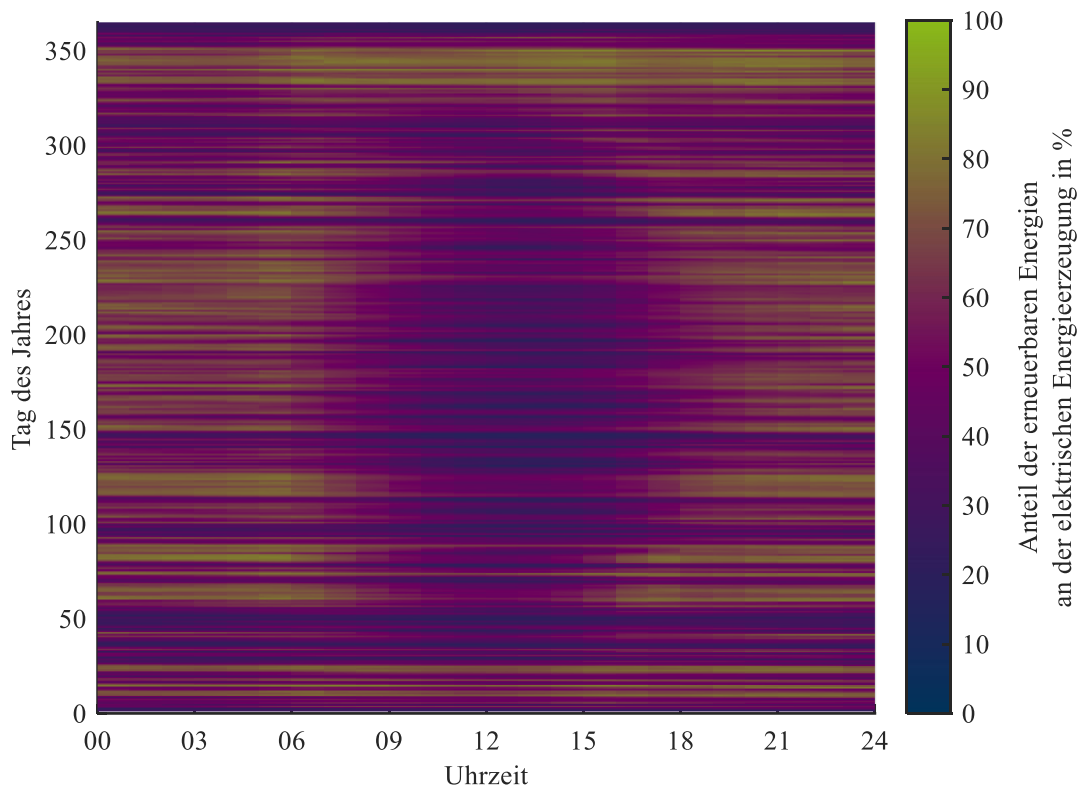
EE: Erneuerbare Energien

PV: Photovoltaik

Abbildung 8-11: Tägliche Energieerzeugung in Deutschland nach EE-basierten Energieträgern im Jahr 2022

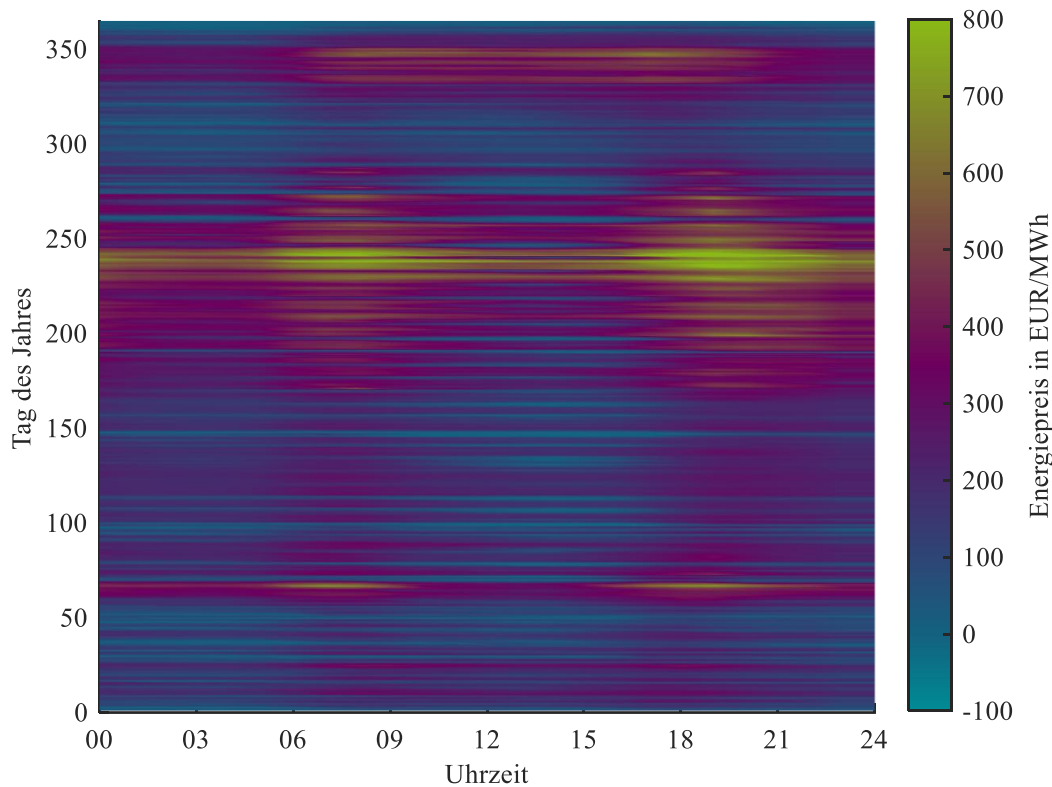
Abbildung 8-12 zeigt eine *Heatmap* des Anteils erneuerbarer Energien an der elektrischen Energieerzeugung für das gesamte Jahr 2022 mit einer viertelstündlichen zeitlichen Auflösung. Hohe EE-Anteile treten in grünen Farbtönen hervor, während geringe Anteile in dunkelblauen erscheinen. Es lässt sich erkennen, dass im späten Frühjahr sowie zum Jahresende erhöhte EE-Anteile auftreten, die maßgeblich auf die dann verstärkte Windenergie zurückzuführen sind. Während der Sommermonate sind ebenfalls hohe EE-Anteile erkennbar, die aus dem Zusammenwirken einer ausgeprägteren PV-Einspeisung und gleichzeitig weiterhin relevanter Windenergie resultieren. In

den Wintermonaten dominieren hingegen niedrige bis mittlere EE-Anteile, wobei einzelne tagesweise Windereignisse dennoch deutlich hervorstechen.



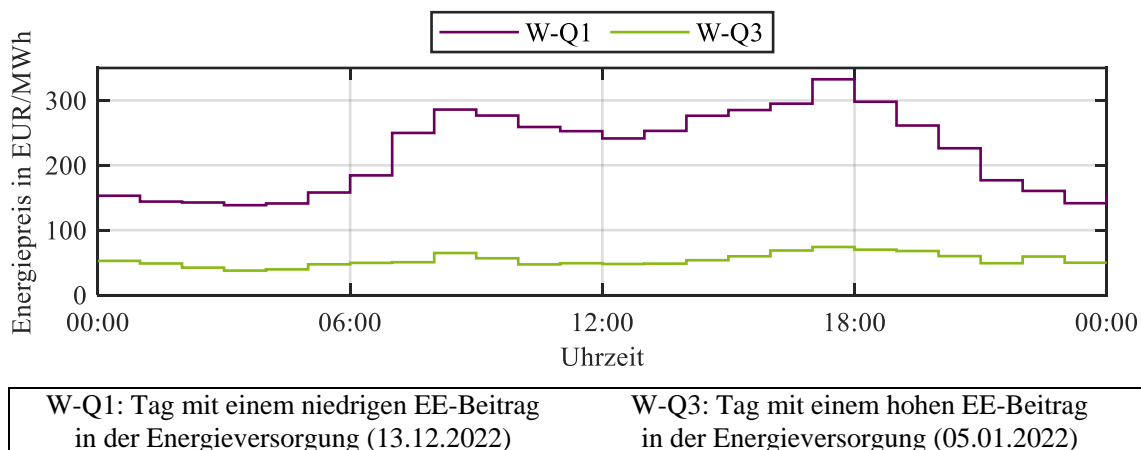
**Abbildung 8-12: Entwicklung des EE-Anteils an der elektrischen Energieversorgung im Jahr 2022**

Abbildung 8-13 stellt die Strompreise der deutschen Day-Ahead Auktion für das Jahr 2022 ebenfalls in einer viertelstündlichen zeitlichen Auflösung dar. Hohe Preise sind in gelbgrünen Farbtönen dargestellt, niedrige Preise in dunkelblauen Bereichen. Charakteristisch sind ausgeprägte Preisspitzen insbesondere im Spätsommer und Herbst sowie deutlich niedrigere Preise in den frühen Morgenstunden vieler Tage. In mehreren Fällen, in denen der Anteil der EE an der Energieerzeugung gering ist, sind gleichzeitig die Preise der Day-Ahead Auktion höher, wie aus der Korrelationsanalyse in Tabelle 5-1 hervorgeht.

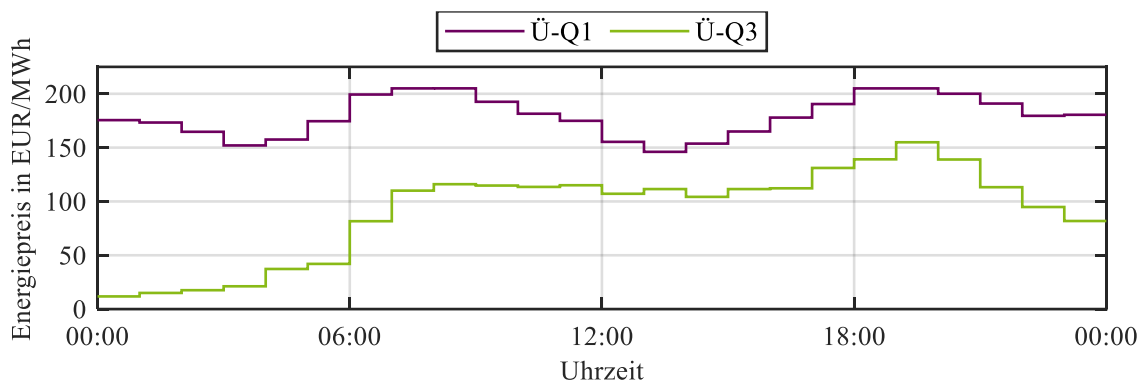


**Abbildung 8-13: Entwicklung des Strompreises von der Day-Ahead Auktion im Jahr 2022**

Abbildung 8-14, Abbildung 8-15 und Abbildung 8-16 präsentieren die Entwicklung von den Strompreisen für die in Abschnitt 5.2.2 definierten marktorientierten Szenarien für die Simulationsuntersuchung des HC-Gebäudes. Die Stromkosten – verstanden als die Kosten für den Bezug der elektrischen Energie – erweisen sich für die Tage als höher, an denen der EE-Beitrag niedrig ist. Dies gilt für die Szenarien der Winter- und Übergangsperiode in Abbildung 8-14 bzw. Abbildung 8-15. Für die Sommerperiode, d. h. die Szenarien in Abbildung 8-16, fällt der Unterschied in den Strompreisen jedoch nicht so deutlich aus.

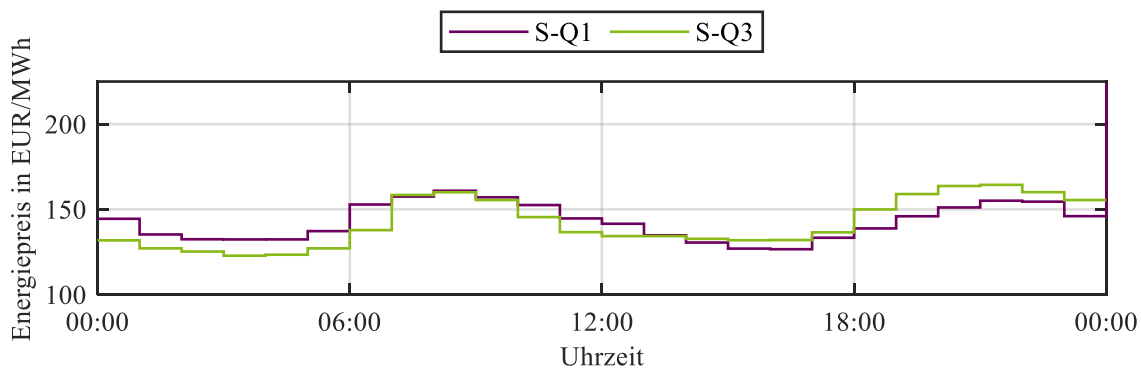


**Abbildung 8-14: Strompreisentwicklung für die ausgewählten Tage für den marktorientierten Optimierungsvorgang des HC-Gebäudes in der Winterperiode**



Ü-Q1: Tag mit einem niedrigen EE-Beitrag in der Energieversorgung (04.03.2022)	Ü-Q3: Tag mit einem hohen EE-Beitrag in der Energieversorgung (05.04.2022)
--	--

Abbildung 8-15: Strompreisentwicklung für die ausgewählten Tage für den marktorientierten Optimierungsvorgang des HC-Gebäudes in der Übergangsperiode



S-Q1: Tag mit einem niedrigen EE-Beitrag in der Energieversorgung (27.06.2022)	S-Q3: Tag mit einem hohen EE-Beitrag in der Energieversorgung (04.07.2022)
--	--

Abbildung 8-16: Strompreisentwicklung für die ausgewählten Tage für den marktorientierten Optimierungsvorgang des HC-Gebäudes in der Sommerperiode

## 8.9 Analyse des marktorientierten Betriebes des HC-Gebäudes für die Szenarien mit hohem Beitrag erneuerbarer Energien

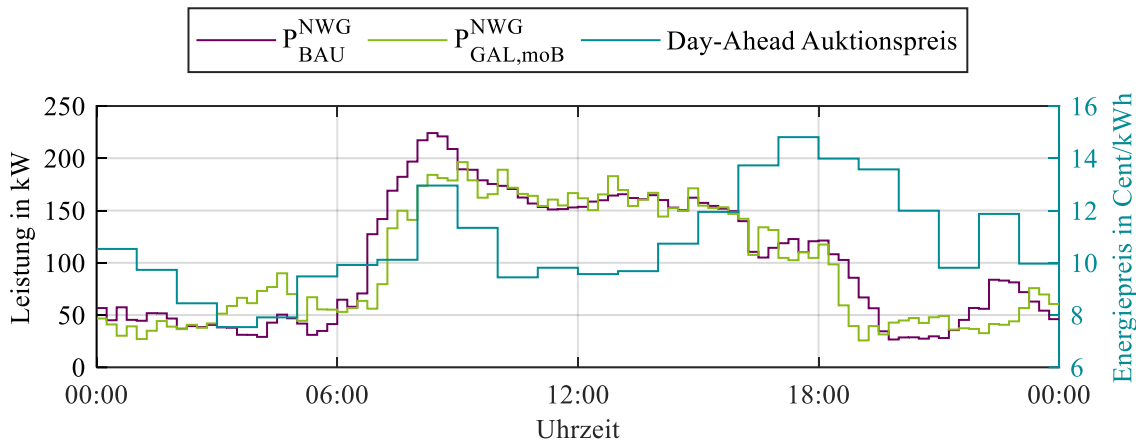
Entsprechend den Erläuterungen in Abschnitt 5.3.1 werden in diesem Anhang die Simulationsergebnisse der marktorientierten Optimierung des HC-Gebäudes für die Szenarien mit hohem EE-Beitrag detailliert beschrieben. Abbildung 8-17 veranschaulicht den Vergleich der bezogenen Leistung zwischen dem GAL-basierten Betrieb und dem BAU-Betrieb unter dynamischen Strompreisbedingungen der Day-Ahead Auktion für die Szenarien HC:moB W-Q3, HC:moB Ü-Q3 und HC:moB S-Q3. Die Analyse dieser Szenarien stützt sich auch auf Abbildung 5-5, Abbildung 5-6, Abbildung 5-11 und Abbildung 5-12.

Im Winter-Szenario mit hohem EE-Beitrag HC:moB W-Q3, das in Abbildung 8-17a dargestellt wird, bewirkt der GAL-basierte Optimierer eine Lastverschiebung in kostengünstigere Morgenstunden. Die bezogene Leistung wird zwischen 03:00 Uhr und 06:00 Uhr gezielt erhöht, während Lastspitzen des BAU-Betriebs im späten Vormittag reduziert werden. Dieser Zeitpunkt fällt mit einem der Tageshöchstpreise des dynamischen Stromtarifs der Day-Ahead Auktion zusammen. Die Sollwertanpassung des GAL-Optimierers führt zu einer Reduktion der Stromkosten <sup>25</sup> von 5,4 % gegenüber dem BAU-Betrieb, konsistent mit den in Abbildung 5-5 dargestellten Ergebnissen für hohe EE-Beiträge. Wie in Abbildung 5-6 dargestellt, ist diese Reduzierung nicht nur auf die Nutzung der Gebäudehülle des HC-Gebäudes zur Energiespeicherung zurückzuführen, sondern auch auf die LIS, die zu diesem Ziel beigetragen hat. Die Lastverschiebung erfolgt dabei ohne Komfortverletzungen. Bemerkenswert ist die geringere Preisschwankung von ca. 7 Cent/kWh im Tagesverlauf dieses Szenarios, die deutlich unter der Schwankung von 39 Cent/kWh im Szenario für niedrigen EE-Beitrag HC:moB W-Q1 liegt. Da es im Laufe des Tages keine Zeitpunkte gibt, an denen die Strompreise erheblich sinken, sind die potenziellen Zeitpunkte begrenzt, an denen die Stromkosten gesenkt werden können. Der GAL-Optimierer erzielt jedoch eine Senkung der Stromkosten für das analysierte Szenario.

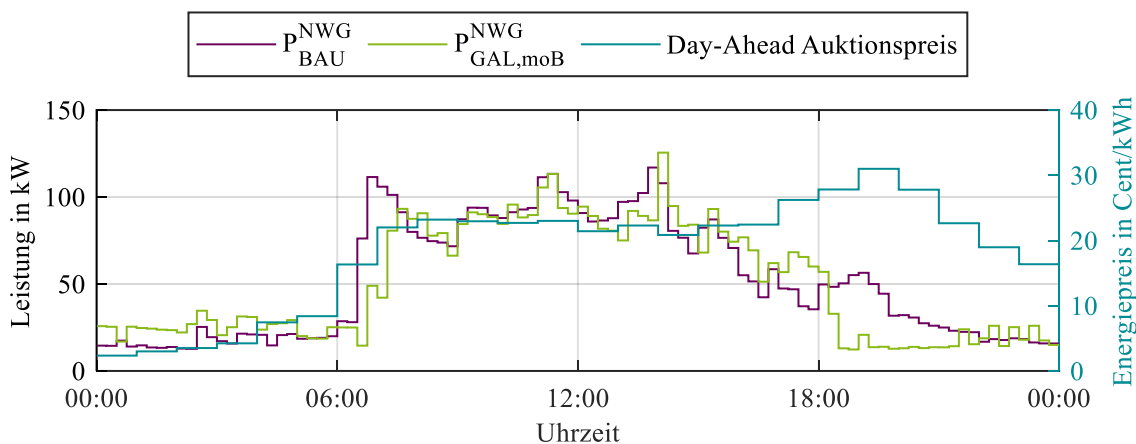
Der Verlauf der bezogenen Leistung für das Szenario der Übergangsperiode HC:moB Ü-Q3 wird in Abbildung 8-17b präsentiert. Dieses Szenario weist einen höheren elektrischen Energiebedarf für den GAL-basierten moB als für den BAU-Betrieb entlang des gesamten Vormittags bis vor 05:00 Uhr auf. Diese Lastverschiebung zielt darauf ab, wie aus den relativen Einsparungen der flexiblen Anlagen in Abbildung 5-6 abzuleiten ist, die thermische Speicherfähigkeit der Gebäudehülle des HC-Gebäudes zur Senkung der Stromkosten zu nutzen, die durch den Anstieg der Strompreise ab 06:00 Uhr entstehen könnten. Ebenso trägt die hohe Variabilität der Strompreise dazu bei, die Last zu verschieben, um die Stromkosten zu senken. Die ermittelten Sollwerte führen zu einer Kostensenkung im Zusammenhang mit dem BAU-Betrieb von 8,5 %, wie in Abbildung 5-5 gezeigt.

---

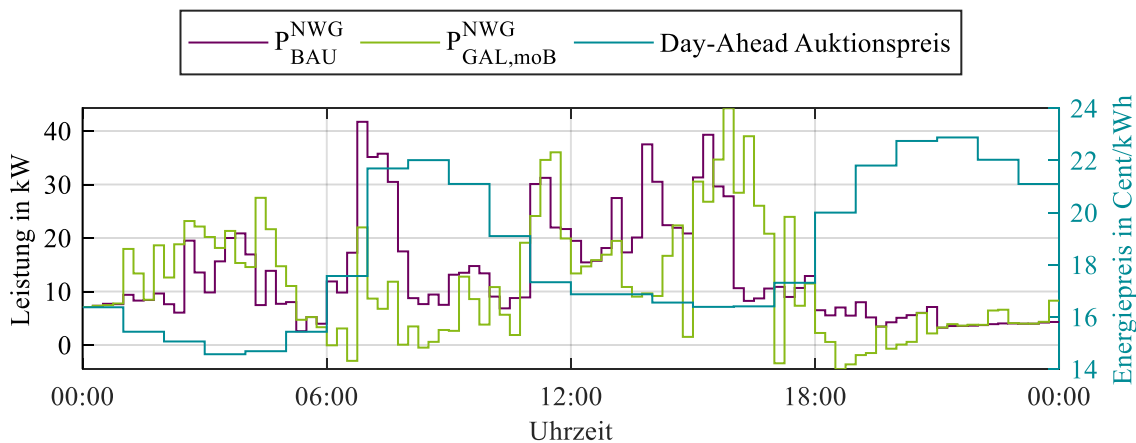
<sup>25</sup> Stromkosten verstanden als die Kosten für den Bezug der elektrischen Energie



a) Szenario: HC:moB W-Q3 (05.01.2022)



b) Szenario: HC:moB Ü-Q3 (05.04.2022)



c) Szenario: HC:moB S-Q3 (07.06.2022)

P: Bezogene Leistung	BAU: „Business as Usual“	GAL: Genetischer Algorithmus
W: Winterperiode-Szenario	Ü: Übergangsperiode-Szenario	S: Sommerperiode-Szenario
NWG: Nichtwohngebäude	moB: Marktorientierter Betrieb	

Abbildung 8-17: Vergleich der bezogenen Leistung des HC-Gebäudes zwischen dem GAL-basierten und dem BAU-Betrieb in marktorientierten Szenarien mit hohem EE-Beitrag

Der GAL-basierte Optimierungseffekt ist im Szenario für die Sommerperiode HC:moB S-Q3 deutlich. Wie in Abbildung 8-17c präsentiert ist, wird durch die kombinierte Nutzung des Eigenverbrauchs der PV-Anlage und des strategischen Ladens und Entladens des EES eine Kostenreduzierung von 18,4 % gegenüber dem BAU-Betrieb (siehe Abbildung 5-5) erzielt. Dies wird durch die GAL-basierte Ermittlung optimierter Sollwerte für die Ladung und Entladung des EES erreicht. Dies lässt sich aus dem geringen Beitrag der flexiblen Verbrauchsanlagen (HKL-Anlagen und LIS) ableiten, die für das entsprechende Szenario in Abbildung 5-6 dargestellt sind.

Zusammenfassend bestärken die Szenarien mit hohem EE-Beitrag die Fähigkeit des GAL-Ansatzes unter variierenden EE-Bedingungen. Die Einsparungen bewegen sich zwischen 5,4 % und 18,4 % und demonstrieren die Auswirkung von GAL-basierten Lastverschiebungsstrategien hinsichtlich volatiler Strompreise und externer Bedingungen wie des EE-Beitrags. Die Verschiebung der bezogenen Leistung folgt einem kohärenten Muster, d. h. es wird in den günstigeren Nacht- und Morgenstunden Vorrang eingeräumt, um den Leistungsverbrauch in den teureren Tageszeiten zu reduzieren.

## 8.10 Erweiterung der Ergebnisse des marktorientierten Betriebs des HC-Gebäudes

In Abschnitt 5.3.1 wird die Entwicklung der Generationen für den moB des HC-Gebäudes durch den GAL-basierten Optimierer im Detail diskutiert. Dort werden die normierten Ergebnisse der Entwicklung der Generationen präsentiert. Zwischen Abbildung 8-18 und Abbildung 8-23 wird die Entwicklung der gesamten Stromkosten des HC-Gebäudes für den moB dargestellt.

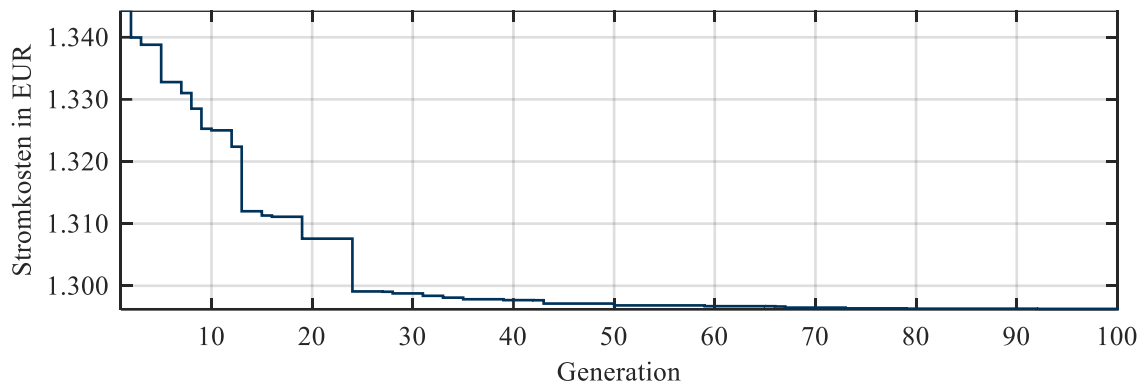


Abbildung 8-18: Entwicklung der Stromkosten entlang der Generationen des GAL-basierten Betrieb in dem marktorientierten Szenario HC:moB W-Q1 des HC-Gebäudes

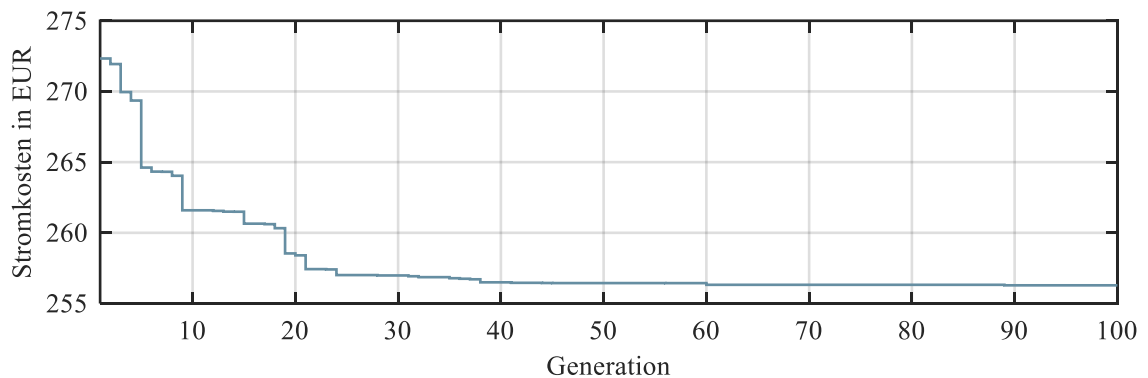


Abbildung 8-19: Entwicklung der Stromkosten entlang der Generationen des GAL-basierten Betriebs in dem marktorientierten Szenario HC:moB W-Q3 des HC-Gebäudes

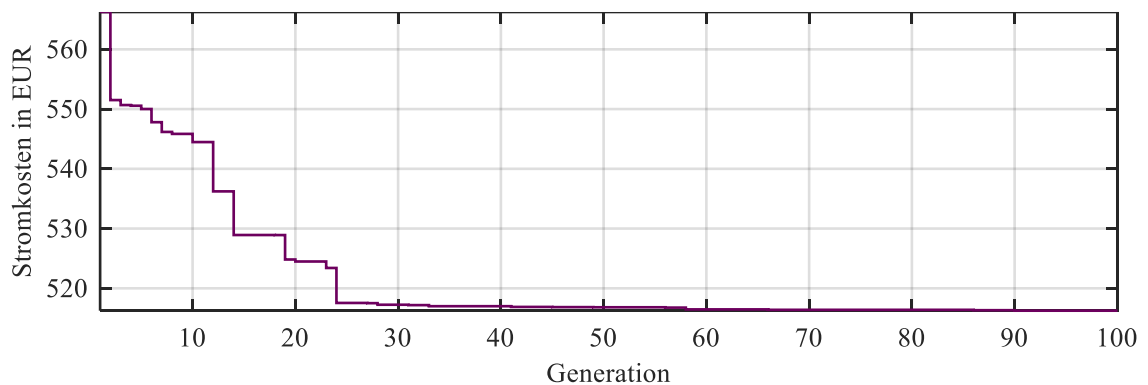
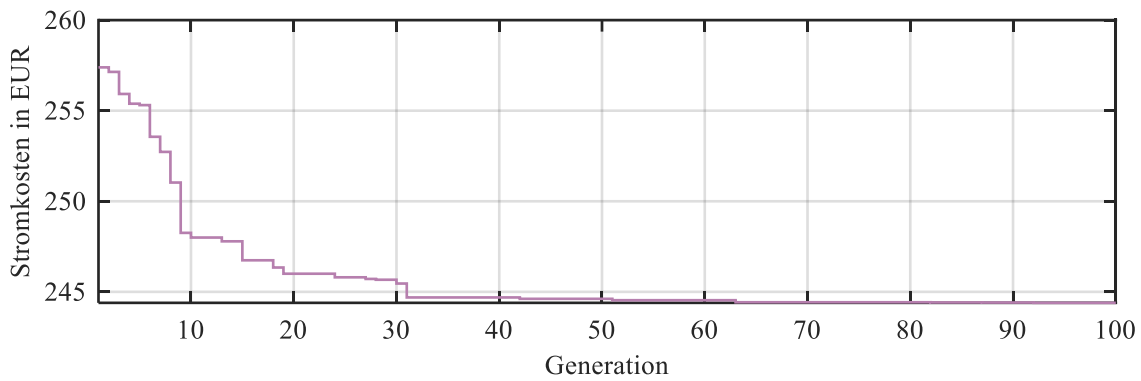
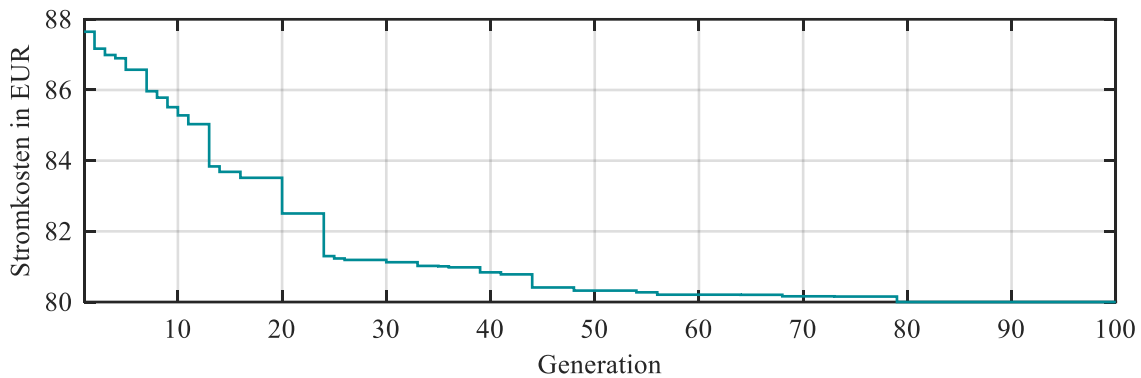


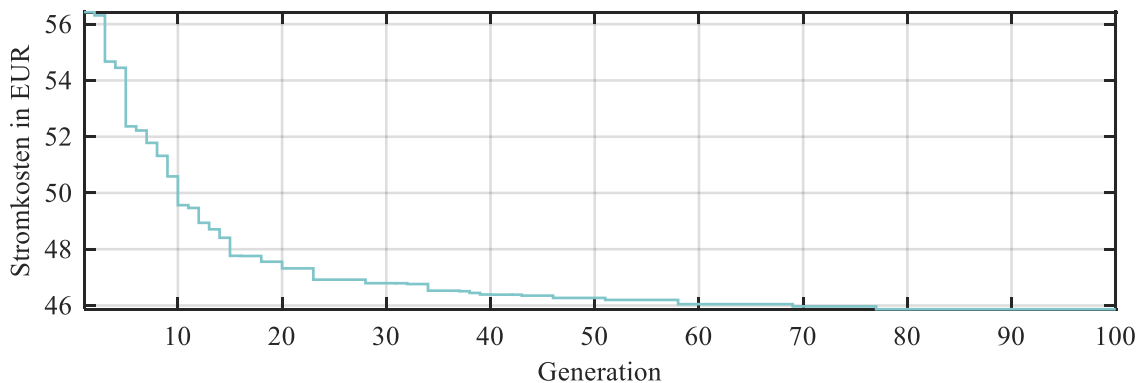
Abbildung 8-20: Entwicklung der Stromkosten entlang der Generationen des GAL-basierten Betriebs in dem marktorientierten Szenario HC:moB Ü-Q1 des HC-Gebäudes



**Abbildung 8-21:** Entwicklung der Stromkosten entlang der Generationen des GAL-basierten Betriebs in dem marktorientierten Szenario HC:moB Ü-Q3 des HC-Gebäudes



**Abbildung 8-22:** Entwicklung der Stromkosten entlang der Generationen des GAL-basierten Betriebs in dem marktorientierten Szenario HC:moB Ü-S1 des HC-Gebäudes



**Abbildung 8-23:** Entwicklung der Stromkosten entlang der Generationen des GAL-basierten Betriebs in dem marktorientierten Szenario HC:moB Ü-Q3 des HC-Gebäudes

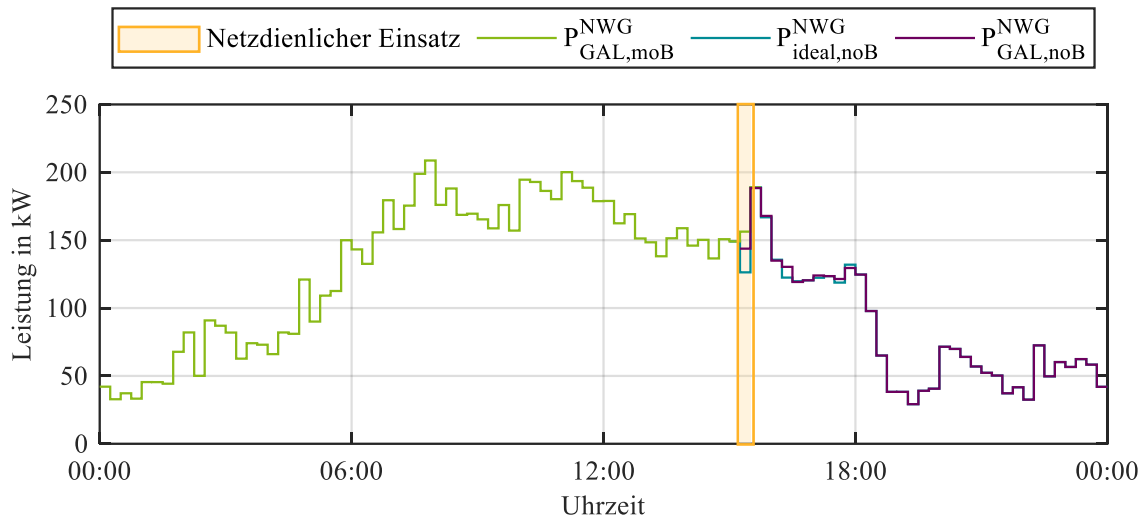
In Abbildung 8-18 und Abbildung 8-19 ist ein ausgeprägter Kostenrückgang vor allem in den ersten Generationen sichtbar, gefolgt von einer raschen Stabilisierung. Abbildung 8-20 zeigt eine über den gesamten Generationsverlauf hinweg kontinuierliche Abnahme, während in Abbildung 8-21 ein steiler Rückgang in der Frühphase und ein weitgehend konstantes Niveau in den späteren Generationen erkennbar sind. In Abbildung 8-22 setzt sich der Kostenrückgang über viele Generationen hinweg fort, bevor er sich dem Endwert annähert, wohingegen Abbildung 8-23 bereits nach wenigen Generationen ein nahezu stabiles Kostenniveau erreicht. Insgesamt verdeutlichen die Abbildungen, dass der GAL-basierte Optimierer in allen Szenarien eine deutliche Reduktion der Stromkosten über den Generationsverlauf erzielt.

## 8.11 Erweiterung der Ergebnisse des netzorientierten Betriebs des HC-Gebäudes

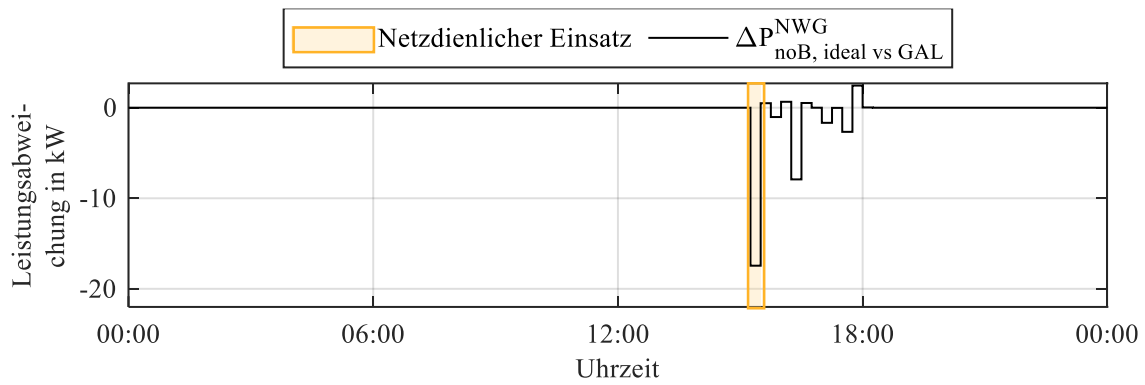
Zwischen Abbildung 8-24 und Abbildung 8-30 wird die Leistungsentwicklung der netzorientierten Szenarien für die Optimierung des HC-Gebäudes dargestellt. Diese Abbildungen dienen als Unterstützung für die Argumentation und Diskussion der in Abschnitt 5.3.2 erzielten Ergebnisse. In diesen Abbildungen stellt die grüne Linie den Leistungsverlauf des moB dar, gültig bis zum prognostizierten Zeitpunkt der kritischen Netzsituation. Die kritische Netzsituation wird durch einen gelb markierten Bereich gekennzeichnet. Die türkise Linie repräsentiert den idealen netzorientierten Fahrplan. Die Linie in Lila zeigt den tatsächlich durch den GAL-basierten Optimierer ermittelten netzorientierten Fahrplan.

Abbildung 8-24 zeigt für das Szenario HC:noB W2 die Leistungsentwicklung im Rahmen des netzorientierten Optimierungsvorgangs. In Abbildung 8-24a sind der marktorientierte Fahrplan, der ideale netzorientierte Fahrplan und der vom GAL-basierten Optimierer bestimmte netzorientierte Fahrplan dargestellt. Das VNAS fordert in diesem Szenario eine Reduzierung der bezogenen Leistung um  $\Delta P = 30 \text{ kW}$  um 15:15 Uhr für eine Dauer von 15 Minuten. Aus der Abbildung geht hervor, dass der GAL-basierte Optimierer zum geforderten Zeitpunkt eine tatsächlich erreichte Leistungsreduktion von  $\Delta P = 12 \text{ kW}$  umsetzt, was 42 % der vorgegebenen Leistungsanpassung entspricht und die zu diesem Zeitpunkt sehr eingeschränkten Flexibilität des HC-Gebäudes widerspiegelt. Abbildung 8-24b stellt die daraus resultierende Leistungsabweichung zwischen dem idealen netzorientierten Fahrplan und dem optimierten Fahrplan dar. Die aus diesen Abweichungen resultierende zusätzlich zu vermarktende elektrische Energiemenge beträgt  $\Delta E = 4,4 \text{ kWh}$ , wie in Abbildung 5-15 dargestellt.

Abbildung 8-25 zeigt die Leistungsentwicklung des HC-Gebäudes im netzorientierten Szenario HC:noB W3. In Abbildung 8-25a sind erneut der marktorientierte Fahrplan, der ideale netzorientierte Fahrplan sowie der vom GAL-basierten Optimierer ermittelte netzorientierte Fahrplan dargestellt. Die vom VNAS geforderte Reduzierung der bezogenen Leistung beträgt in diesem Szenario  $\Delta P = 60 \text{ kW}$  um 15:15 Uhr für 15 Minuten. Aus dem Vergleich der drei Verläufe wird deutlich, dass der tatsächliche netzorientierte Fahrplan die Anforderung nur teilweise erfüllen kann und zum Eingriffszeitpunkt eine Leistungsreduktion von etwa  $P = 17,5 \text{ kW}$  erreicht, was 29 % der geforderten Anpassung entspricht. Die deutliche Abweichung im kritischen Moment ist darauf zurückzuführen, dass zum Zeitpunkt der Anforderung nur sehr begrenzte Flexibilitätskapazitäten der verfügbaren Anlagen vorlagen und daher keine stärkere Lastabsenkung möglich war. Abbildung 8-25b verdeutlicht die zeitliche Ausprägung der Leistungsdifferenzen zwischen idealem und optimiertem netzorientiertem Fahrplan. Die daraus resultierende zusätzlich zu vermarktende elektrische Energiemenge beläuft sich gemäß Abbildung 5-15 auf rund  $\Delta E = 5,2 \text{ kWh}$ .



a) Leistungsentwicklung des optimierten Fahrplans für den moB  $P_{GAL,moB}^{NWG}$ , des idealen Fahrplans für den noB  $P_{ideal,noB}^{NWG}$  und des optimierten Fahrplans für den noB  $P_{GAL,noB}^{NWG}$



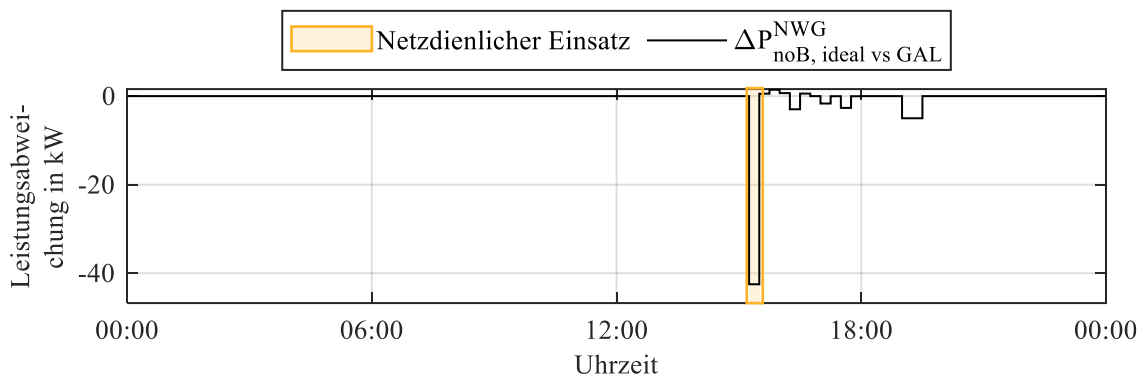
b) Leistungsabweichung  $\Delta P_{noB,ideal vs GAL}^{NWG}$  zwischen dem idealen Fahrplan vom noB und dem optimierten Fahrplan des noB

GAL: Genetischer Algorithmus	VNAS: Verteilnetzautomatisierungssystem
moB: Marktorientierter Betrieb	noB: Netzorientierter Betrieb
NWG: Nichtwohngebäude	P: Bezogene Leistung
	$\Delta P$ : Leistungsabweichung

Abbildung 8-24: Ergebnisse der netzorientierten Optimierung des HC-Gebäudes im Szenario HC:noB W2 (Reduktion der Bezugsleistung um  $\Delta P = 30 \text{ kW}$  um 15:15 Uhr für 15 Minuten)



a) Leistungsentwicklung des optimierten Fahrplans für den moB  $P_{GAL,moB}^{NWG}$ , des idealen Fahrplans für den noB  $P_{ideal,noB}^{NWG}$  und des optimierten Fahrplans für den noB  $P_{GAL,noB}^{NWG}$

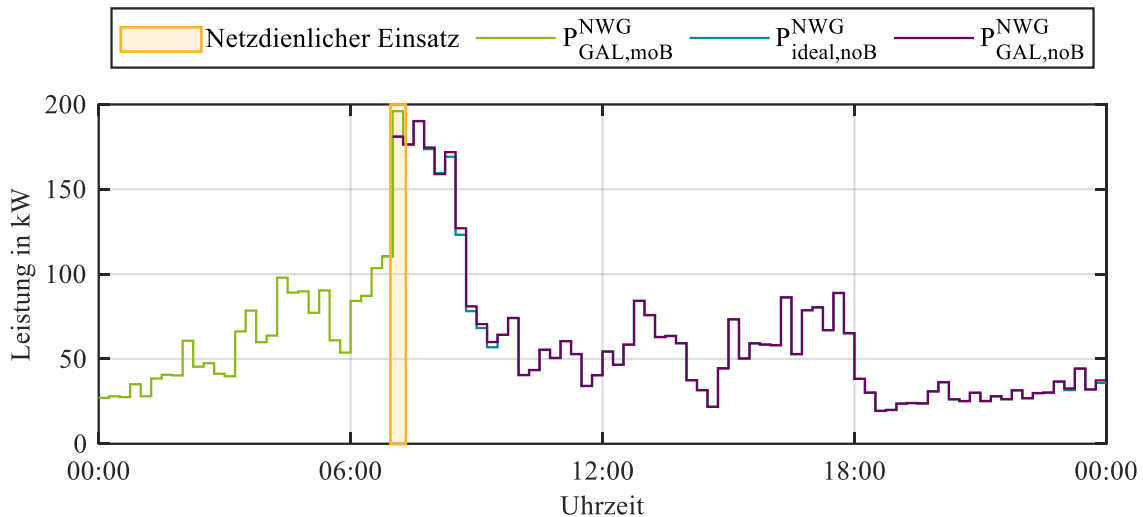


b) Leistungsabweichung  $\Delta P_{noB,ideal vs GAL}^{NWG}$  zwischen dem idealen Fahrplan vom noB und dem optimierten Fahrplan des noB

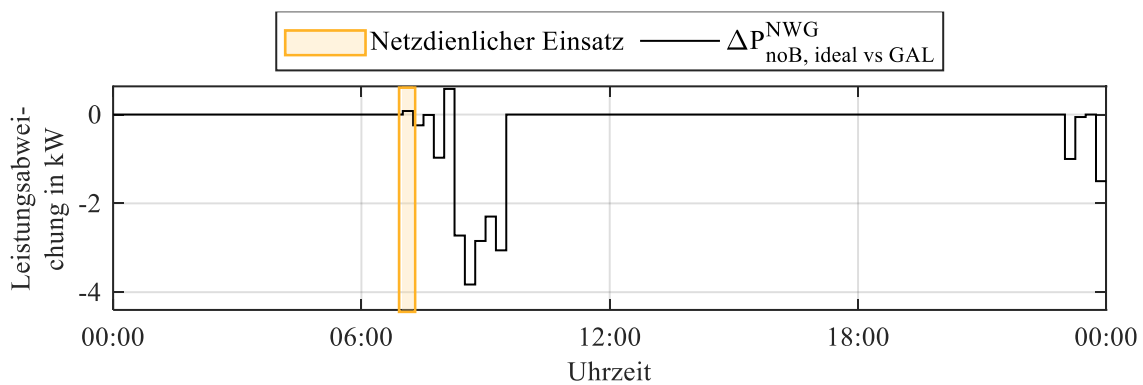
GAL: Genetischer Algorithmus	VNAS: Verteilnetzautomatisierungssystem
moB: Marktorientierter Betrieb	noB: Netzorientierter Betrieb
NWG: Nichtwohngebäude	P: Bezogene Leistung
	$\Delta P$ : Leistungsabweichung

Abbildung 8-25: Ergebnisse der netzorientierten Optimierung des HC-Gebäudes im Szenario HC:noB W3 (Reduktion der Bezugsleistung um  $\Delta P = 60$  kW um 15:15 Uhr für 15 Minuten)

Abbildung 8-26 und Abbildung 8-27 zeigen die Leistungsentwicklung des HC-Gebäudes in den netzorientierten Szenarien HC:noB Ü1 und HC:noB Ü2. Für das Szenario HC:noB Ü1 fordert das VNAS eine Reduzierung der bezogenen Leistung um  $\Delta P = 15$  kW zum Zeitpunkt 07:00 Uhr. Aus Abbildung 8-26a wird ersichtlich, dass der Optimierer diese Vorgabe nahezu vollständig umsetzt und eine Leistungsreduktion von rund  $\Delta P = 15,1$  kW erreicht. Die verbleibenden zeitlichen Abweichungen zwischen idealem und optimiertem netzorientiertem Fahrplan, die in Abbildung 8-26b dargestellt werden, führen gemäß Abbildung 5-15 zu einer nachträglich zu vermarktenden elektrischen Energiemenge von  $\Delta E = 5,2$  kWh.



- a) Leistungsentwicklung des optimierten Fahrplans für den moB  $P_{GAL,moB}^{NWG}$ , des idealen Fahrplans für den noB  $P_{ideal,noB}^{NWG}$  und des optimierten Fahrplans für den noB  $P_{GAL,noB}^{NWG}$

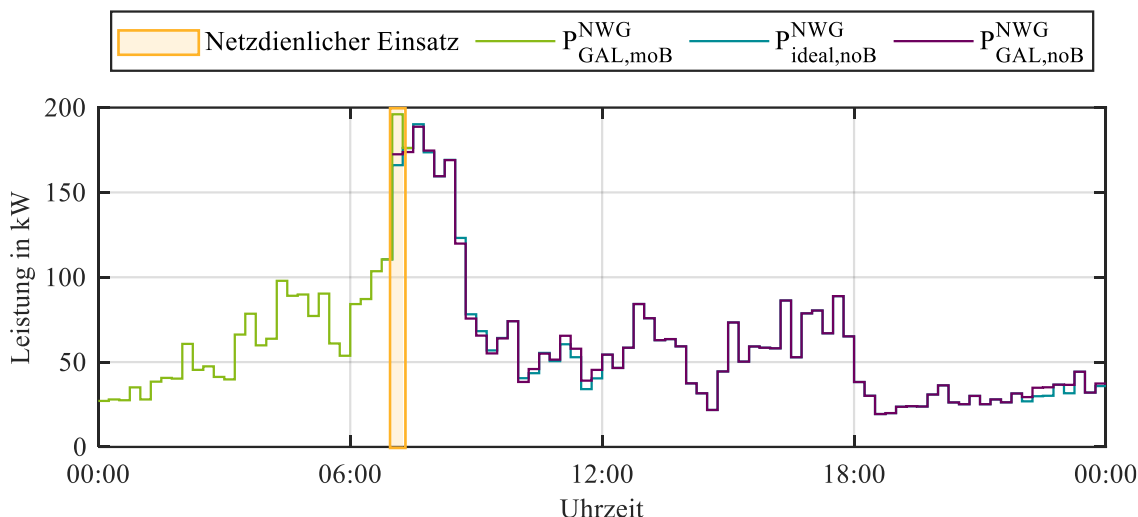


- b) Leistungsabweichung  $\Delta P_{noB,ideal vs GAL}^{NWG}$  zwischen dem idealen Fahrplan vom noB und dem optimierten Fahrplan des noB

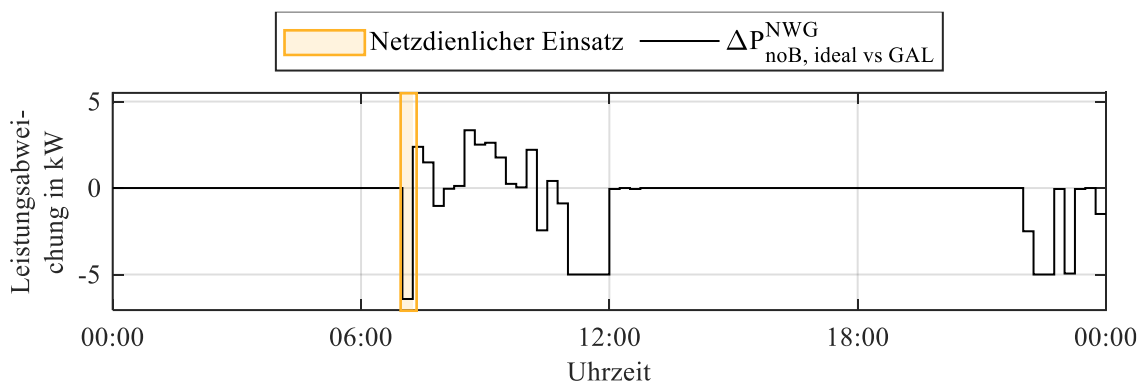
GAL: Genetischer Algorithmus	VNAS: Verteilnetzautomatisierungssystem
moB: Marktorientierter Betrieb	noB: Netzorientierter Betrieb
NWG: Nichtwohngebäude	P: Bezogene Leistung
	$\Delta P$ : Leistungsabweichung

Abbildung 8-26: Ergebnisse der netzorientierten Optimierung des HC-Gebäudes im Szenario HC:noB Ü1 (Reduktion der Bezugsleistung um  $\Delta P = 15$  kW um 07:00 Uhr für 15 Minuten)

Im Szenario HC:noB Ü2 verlangt das VNAS zum gleichen Zeitpunkt eine deutlich stärkere Leistungsreduktion von  $\Delta P = 30$  kW. Wie Abbildung 8-27a zeigt, gelingt dem Optimierer eine Reduktion von etwa  $\Delta P = 24$  kW, was ca. 80 % der geforderten Anpassung entspricht. Die im kritischen Moment sichtbare Abweichung gegenüber dem idealen netzorientierten Fahrplan entsteht dadurch, dass zum Zeitpunkt der Anforderung weniger Flexibilitätskapazitäten der verfügbaren Anlagen genutzt werden konnten als im Szenario HC:noB Ü1. Abbildung 8-27b verdeutlicht die zeitliche Struktur der daraus resultierenden Differenzen, die zu einer nachträglich zu vermarktenden Energiemenge von  $\Delta E = 15,5$  kWh führen, wie in Abbildung 5-15 dargestellt.



a) Leistungsentwicklung des optimierten Fahrplans für den moB  $P_{GAL,moB}^{NWG}$ , des idealen Fahrplans für den noB  $P_{ideal,noB}^{NWG}$  und des optimierten Fahrplans für den noB  $P_{GAL,noB}^{NWG}$

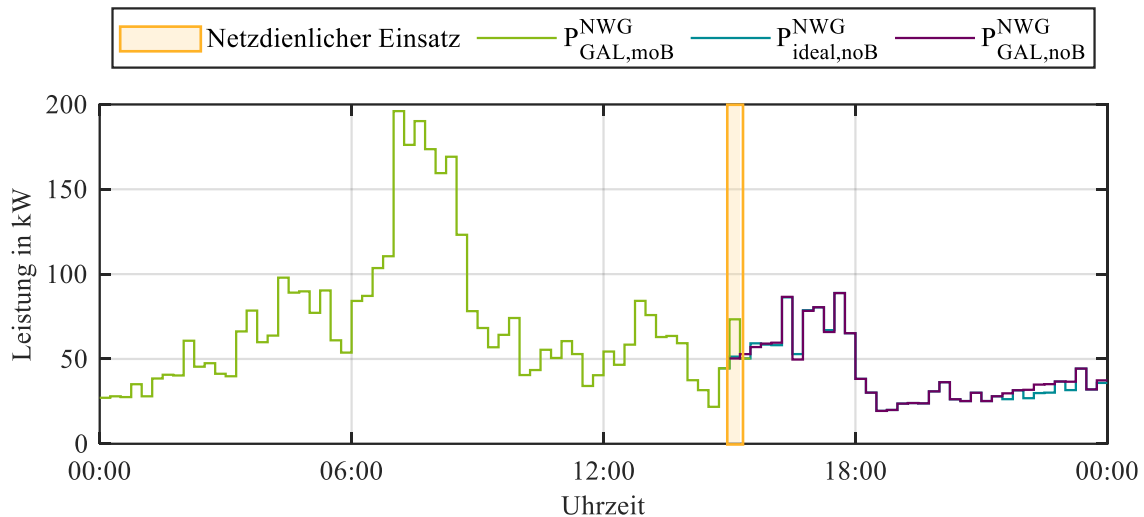


b) Leistungsabweichung  $\Delta P_{noB,ideal vs GAL}^{NWG}$  zwischen dem idealen Fahrplan vom noB und dem optimierten Fahrplan des noB

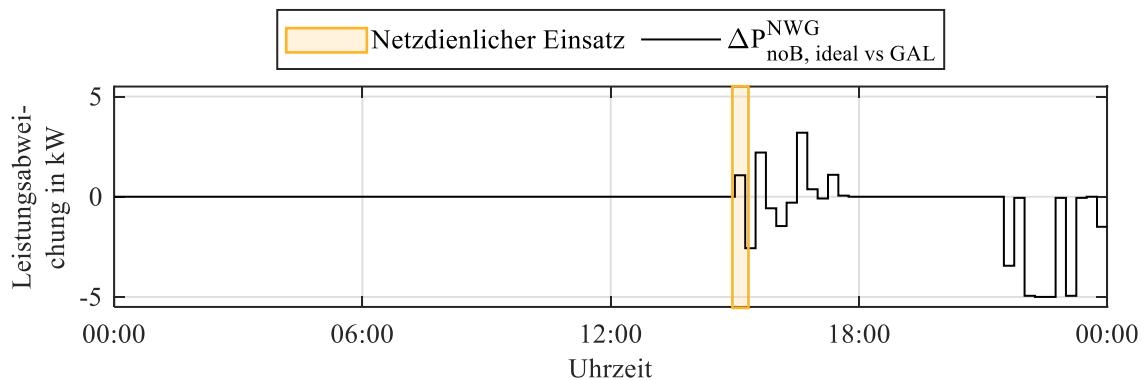
GAL: Genetischer Algorithmus	VNAS: Verteilnetzautomatisierungssystem
moB: Marktorientierter Betrieb	noB: Netzorientierter Betrieb
NWG: Nichtwohngebäude	P: Bezogene Leistung
	$\Delta P$ : Leistungsabweichung

Abbildung 8-27: Ergebnisse der netzorientierten Optimierung des HC-Gebäudes im Szenario HC:noB Ü2 (Reduktion der Bezugsleistung um  $\Delta P = 30$  kW um 07:00 Uhr für 15 Minuten)

Abbildung 8-28 und Abbildung 8-29 veranschaulichen die Leistungsentwicklung der netzorientierten Szenarien HC:noB Ü3 und HC:noB Ü4, in denen das VNAS jeweils um 15:00 Uhr eine Leistungsanpassung mit einer Dauer von 15 Minuten einfordert. Im Szenario HC:noB Ü3 wird eine Reduzierung der bezogenen Leistung um  $\Delta P = 22$  kW verlangt. Aus Abbildung 8-28a ist erkennbar, dass der vom GAL-basierten Optimierer erzeugte netzorientierte Fahrplan eine Leistungsabsenkung von rund  $\Delta P = 23$  kW erreicht und damit die vorgegebene Anforderung leicht übertrifft. Die zeitliche Struktur der Abweichungen gegenüber dem idealen netzorientierten Fahrplan ist in Abbildung 8-28b dargestellt und führt gemäß Abbildung 5-15 zu einer nachträglich zu vermarktenden Energiemenge von  $\Delta E = 9,6$  kWh.



- a) Leistungsentwicklung des optimierten Fahrplans für den moB  $P_{GAL,moB}^{NWG}$ , des idealen Fahrplans für den noB  $P_{ideal,noB}^{NWG}$  und des optimierten Fahrplans für den noB  $P_{GAL,noB}^{NWG}$

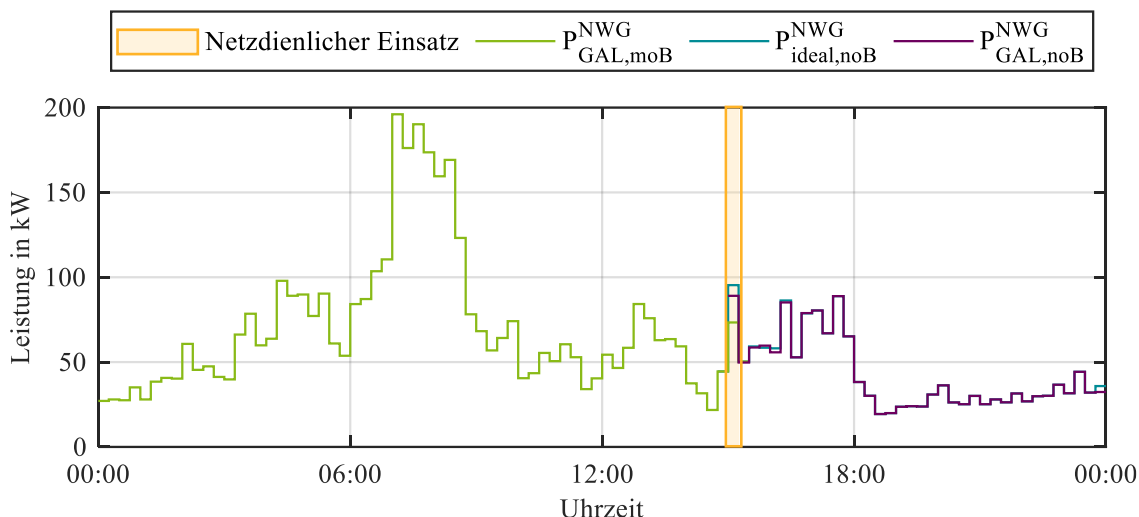


- b) Leistungsabweichung  $\Delta P_{noB,ideal vs GAL}^{NWG}$  zwischen dem idealen Fahrplan vom noB und dem optimierten Fahrplan des noB

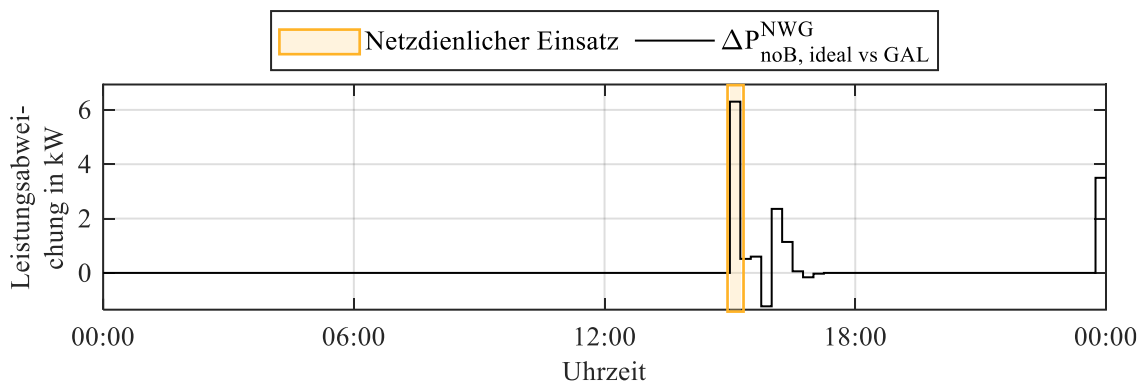
GAL: Genetischer Algorithmus	VNAS: Verteilnetzautomatisierungssystem
moB: Marktorientierter Betrieb	noB: Netzorientierter Betrieb
NWG: Nichtwohngebäude	P: Bezogene Leistung
	$\Delta P$ : Leistungsabweichung

Abbildung 8-28: Ergebnisse der netzorientierten Optimierung des HC-Gebäudes im Szenario HC:noB Ü3 (Reduktion der Bezugsleistung um  $\Delta P = 22$  kW um 15:00 Uhr für 15 Minuten)

Im Szenario HC:noB Ü4 fordert das VNAS dagegen eine Erhöhung der bezogenen Leistung um  $\Delta P = 22$  kW zum gleichen Zeitpunkt. Wie Abbildung 8-29a zeigt, setzt der Optimierer diese Vorgabe nur teilweise um. Er erreicht eine tatsächliche Leistungssteigerung von etwa  $\Delta P = 16$  kW. Die geringere Zielerfüllung resultiert aus den an diesem Zeitpunkt erreichbaren Betriebszuständen der flexiblen Anlagen, wodurch eine vollständige Umsetzung der angeforderten Leistungssteigerung nicht möglich ist. Abbildung 8-29b zeigt die daraus resultierenden Differenzen zwischen idealem und optimiertem netzorientiertem Fahrplan. Die nachträglich zu vermarktende elektrische Energiemenge beläuft sich gemäß Abbildung 5-15 auf  $\Delta E = 3,3$  kWh.



a) Leistungsentwicklung des optimierten Fahrplans für den moB  $P_{GAL,moB}^{NWG}$ , des idealen Fahrplans für den noB  $P_{ideal,noB}^{NWG}$  und des optimierten Fahrplans für den noB  $P_{GAL,noB}^{NWG}$



b) Leistungsabweichung  $\Delta P_{noB,ideal vs GAL}^{NWG}$  zwischen dem idealen Fahrplan vom noB und dem optimierten Fahrplan des noB

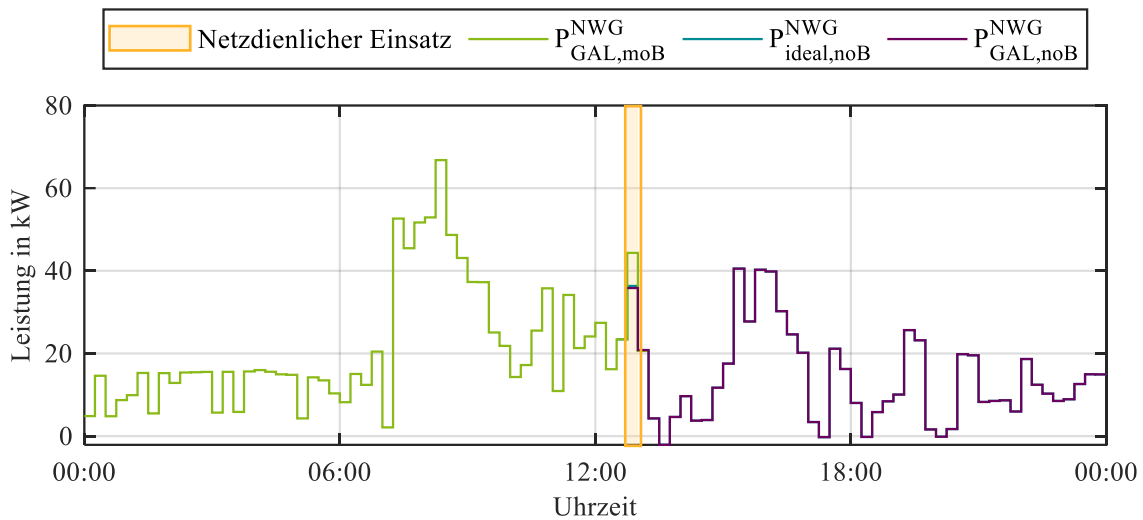
GAL: Genetischer Algorithmus	VNAS: Verteilnetzautomatisierungssystem
moB: Marktorientierter Betrieb	noB: Netzorientierter Betrieb
NWG: Nichtwohngebäude	P: Bezogene Leistung
	$\Delta P$ : Leistungsabweichung

Abbildung 8-29: Ergebnisse der netzorientierten Optimierung des HC-Gebäudes im Szenario HC:noB Ü4 (Erhöhung der Bezugsleistung um  $\Delta P = 22 \text{ kW}$  um 15:00 Uhr für 15 Minuten)

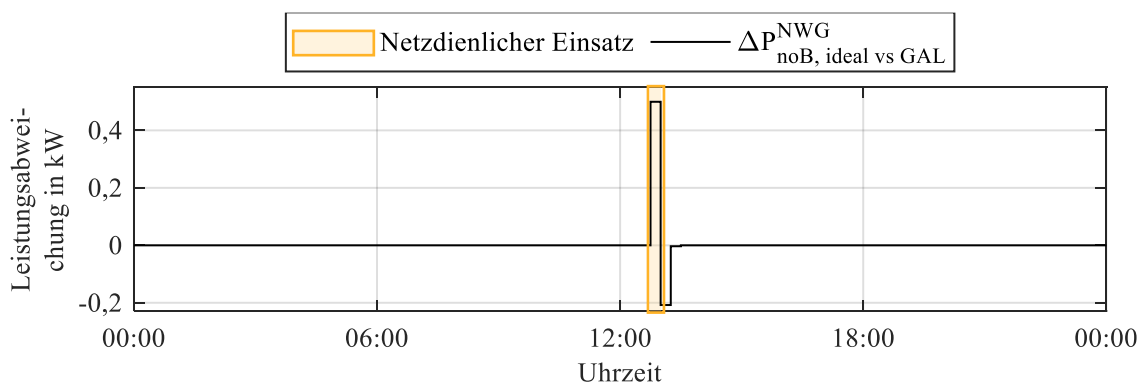
Abbildung 8-30 und Abbildung 8-31 zeigen zwei Sommerszenarien, in denen das VNAS jeweils um 12:45 Uhr eine Leistungsanpassung für eine Dauer von 15 Minuten vorgibt. In beiden Abbildungen werden der marktorientierte, der ideale netzorientierte und der vom GAL-basierten Optimierer berechnete netzorientierte Fahrplan dargestellt, ergänzt durch den zeitlichen Verlauf der daraus resultierenden Leistungsabweichungen.

Im Szenario HC:noB S1 fordert das VNAS eine Reduzierung der bezogenen Leistung um  $\Delta P = 8 \text{ kW}$ . Wie Abbildung 8-30a zeigt, erreicht der Optimierer eine Absenkung von rund  $\Delta P = 8,5 \text{ kW}$  und erfüllt die Vorgabe damit praktisch vollständig. Die in Abbildung 8-30b sichtbaren Abweichungen bleiben gering und zeitlich eng begrenzt, sodass gemäß Abbildung 5-15

eine minimale nachträglich zu vermarktende Energiemenge von  $\Delta E = 0,01$  kWh entsteht. Die geringe Ausprägung der Abweichungen ist darauf zurückzuführen, dass im Sommerbetrieb ausreichend Flexibilitäten verfügbar sind und die angeforderte Reduktionshöhe moderat ausfällt.



- a) Leistungsentwicklung des optimierten Fahrplans für den moB  $P_{GAL,moB}^{NWG}$ , des idealen Fahrplans für den noB  $P_{ideal,noB}^{NWG}$  und des optimierten Fahrplans für den noB  $P_{GAL,noB}^{NWG}$



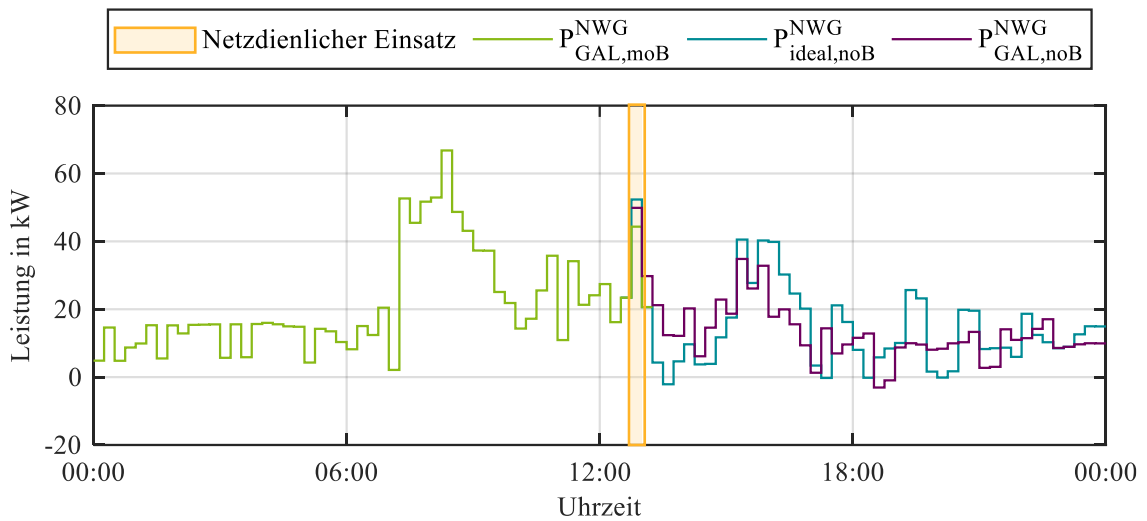
- b) Leistungsabweichung  $\Delta P_{noB,ideal vs GAL}^{NWG}$  zwischen dem idealen Fahrplan vom noB und dem optimierten Fahrplan des noB

GAL: Genetischer Algorithmus	VNAS: Verteilnetzautomatisierungssystem
moB: Marktorientierter Betrieb	noB: Netzorientierter Betrieb
NWG: Nichtwohngebäude	P: Bezogene Leistung
	$\Delta P$ : Leistungsabweichung

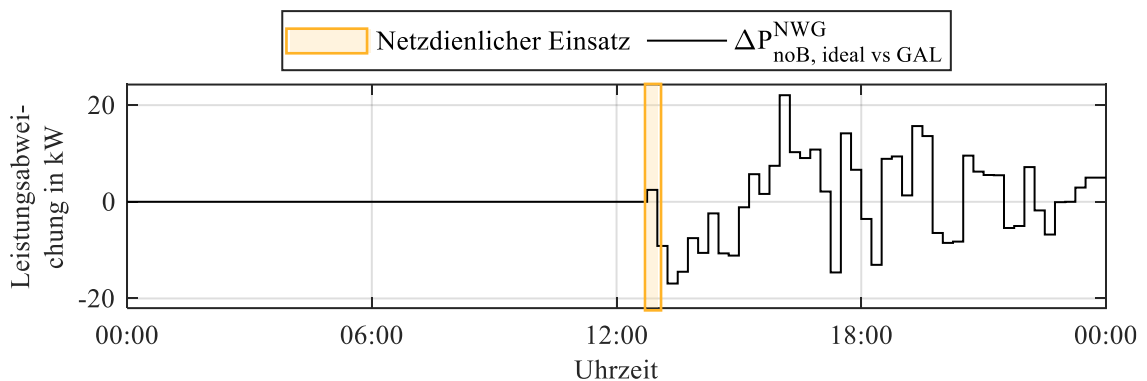
Abbildung 8-30: Ergebnisse der netzorientierten Optimierung des HC-Gebäudes im Szenario HC:noB S1 (Reduktion der Bezugsleistung um  $\Delta P = 8$  kW um 12:45 Uhr für 15 Minuten)

Im Szenario HC:noB S2 wird hingegen eine Erhöhung der Leistung um denselben Betrag gefordert. Abbildung 8-31a zeigt, dass der Optimierer die Leistungserhöhung nur teilweise realisieren kann und etwa  $\Delta P = 5,5$  kW erreicht. Die deutlich größeren Abweichungen in Abbildung 8-31b entstehen, weil zum Zeitpunkt der Anforderung nur begrenzte Flexibilitäten genutzt werden können und eine schnelle Anhebung des Verbrauchs schwieriger umzusetzen ist als eine Absenkung. Dies führt gemäß Abbildung 5-15 zu einer nachträglich zu vermarktenden Energiemenge von  $\Delta E = 87$  kWh, die im Vergleich zu HC:noB S1 außergewöhnlich hoch ausfällt, weil die im noB

nur begrenzt erreichbare Leistungsanhebung eine Reihe nachgelagerter Abweichungen vom marktorientierten Fahrplan auslöst.



a) Leistungsentwicklung des optimierten Fahrplans für den moB  $P_{GAL,moB}^{NWG}$ , des idealen Fahrplans für den noB  $P_{ideal,noB}^{NWG}$  und des optimierten Fahrplans für den noB  $P_{GAL,noB}^{NWG}$



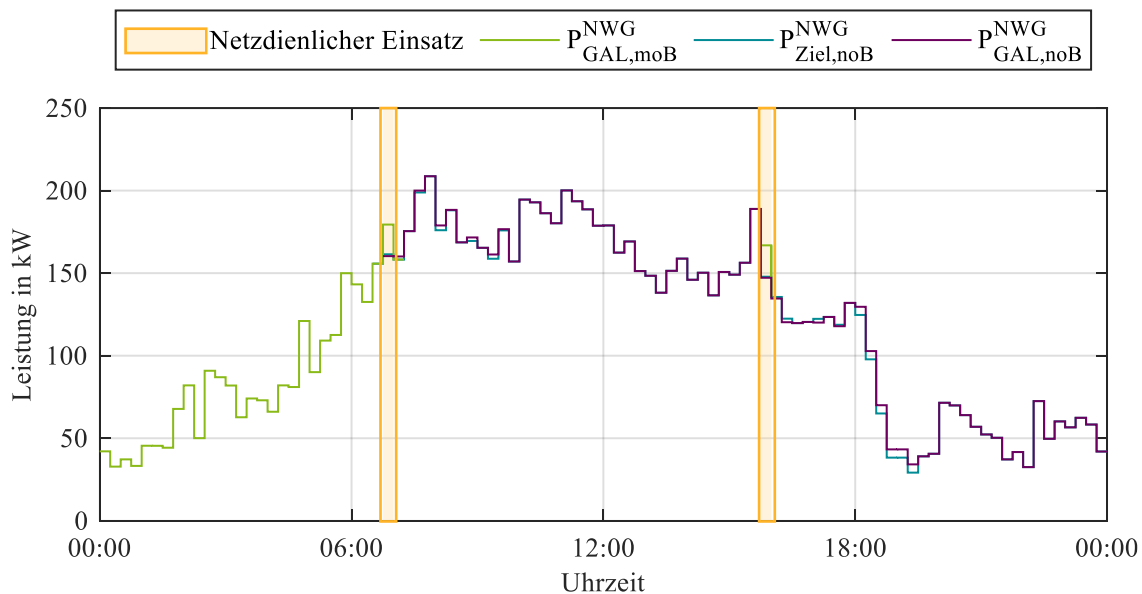
b) Leistungsabweichung  $\Delta P_{noB,ideal vs GAL}^{NWG}$  zwischen dem idealen Fahrplan vom noB und dem optimierten Fahrplan des noB

GAL: Genetischer Algorithmus	VNAS: Verteilnetzautomatisierungssystem
moB: Marktorientierter Betrieb	noB: Netzorientierter Betrieb
NWG: Nichtwohngebäude	P: Bezogene Leistung
	$\Delta P$ : Leistungsabweichung

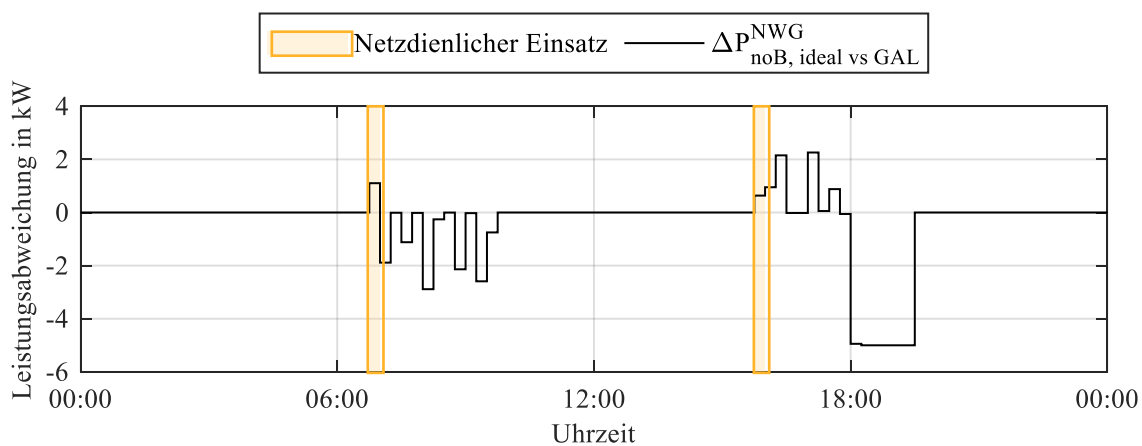
Abbildung 8-31: Ergebnisse der netzorientierten Optimierung des HC-Gebäudes im Szenario HC: noB S2 (Erhöhung der Bezugsleistung um  $\Delta P = 8 \text{ kW}$  um 12:45 Uhr für 15 Minuten)

Abbildung 8-32 zeigt die Leistungsentwicklung des HC-Gebäudes im Szenario HC: noB W4, in dem das VNAS zwei voneinander unabhängige Leistungsanpassungen innerhalb eines Tages einfordert. Die erste Anforderung betrifft eine Reduzierung der bezogenen Leistung um  $\Delta P = 18 \text{ kW}$  ab 06:45 Uhr, die zweite eine weitere Reduzierung um  $\Delta P = 19 \text{ kW}$  ab 15:45 Uhr. Aus Abbildung 8-32a wird ersichtlich, dass der vom GAL-basierten Optimierer bestimmte netzorientierte Fahrplan beide Vorgaben leicht übertrifft und zum jeweiligen Eingriffszeitpunkt Leis-

tungsreduzierungen von rund  $\Delta P = 19,1 \text{ kW}$  bzw.  $\Delta P = 19,6 \text{ kW}$  erreicht. Die zeitlichen Abweichungen gegenüber dem idealen netzorientierten Fahrplan, die in Abbildung 8-32b dargestellt werden, entstehen vor allem durch die Tatsache, dass zwei Optimierungsvorgänge innerhalb kurzer zeitlicher Abstände durchgeführt werden müssen, wodurch nachgelagerte Unterschiede zum marktorientierten Fahrplan unvermeidbar sind. Die daraus resultierende zusätzlich zu vermarktende elektrische Energiemenge beträgt gemäß Abbildung 5-15 insgesamt  $\Delta E = 12,4 \text{ kWh}$  und fällt damit trotz der doppelten Anforderung vergleichsweise gering aus.



- a) Leistungsentwicklung des optimierten Fahrplans für den moB  $P_{GAL,moB}^{NWG}$ , des idealen Fahrplans für den noB  $P_{ideal,noB}^{NWG}$  und des optimierten Fahrplans für den noB  $P_{GAL,noB}^{NWG}$



- b) Leistungsabweichung  $\Delta P_{noB,ideal vs GAL}^{NWG}$  zwischen dem idealen Fahrplan vom noB und dem optimierten Fahrplan des noB

GAL: Genetischer Algorithmus	VNAS: Verteilnetzautomatisierungssystem
moB: Marktorientierter Betrieb	noB: Netzorientierter Betrieb
NWG: Nichtwohngebäude	P: Bezogene Leistung
	$\Delta P$ : Leistungsabweichung

Abbildung 8-32: Ergebnisse der netzorientierten Optimierung des HC-Gebäudes im Szenario HC:noB W4 (Reduktion der Bezugsleistung um  $\Delta P = 18 \text{ kW}$  um 06:45 Uhr für 15 Minuten und Reduktion der Bezugsleistung um  $\Delta P = 19 \text{ kW}$  um 15:45 Uhr für 15 Minuten)

Unter Berücksichtigung von Aspekten wie dem Referenznetz „LV-Semiurb-5“ aus dem Sim-Bench-Netzmodell [258] sowie repräsentativen elektrischen Lastprofilen für Wohngebäude [259], die in Abschnitt 5.3.2 diskutiert werden, zeigt Abbildung 8-33 die summierte bezogene Leistung der Haushalte am Niederspannungsabgang des Transformators, an den das HC-Gebäude angeschlossen ist (siehe Abbildung 5-16), sowie den Leistungsbezug des HC-Gebäudes selbst vor dem netzorientierten Einsatz im Szenario HC:noB W4.

Abbildung 8-33 verdeutlicht, dass der Leistungsbezug des HC-Gebäudes im Tagesverlauf deutlich höhere und stärker schwankende Werte aufweist als der nahezu gleichmäßig verlaufende Leistungsbezug der Haushalte. Die markierten Zeitintervalle zeigen jene Phasen, in denen im späteren netzorientierten Betrieb eine Leistungsanpassung des HC-Gebäudes erfolgt, wodurch die Unterschiede zwischen den beiden Lastverläufen besonders klar erkennbar werden.

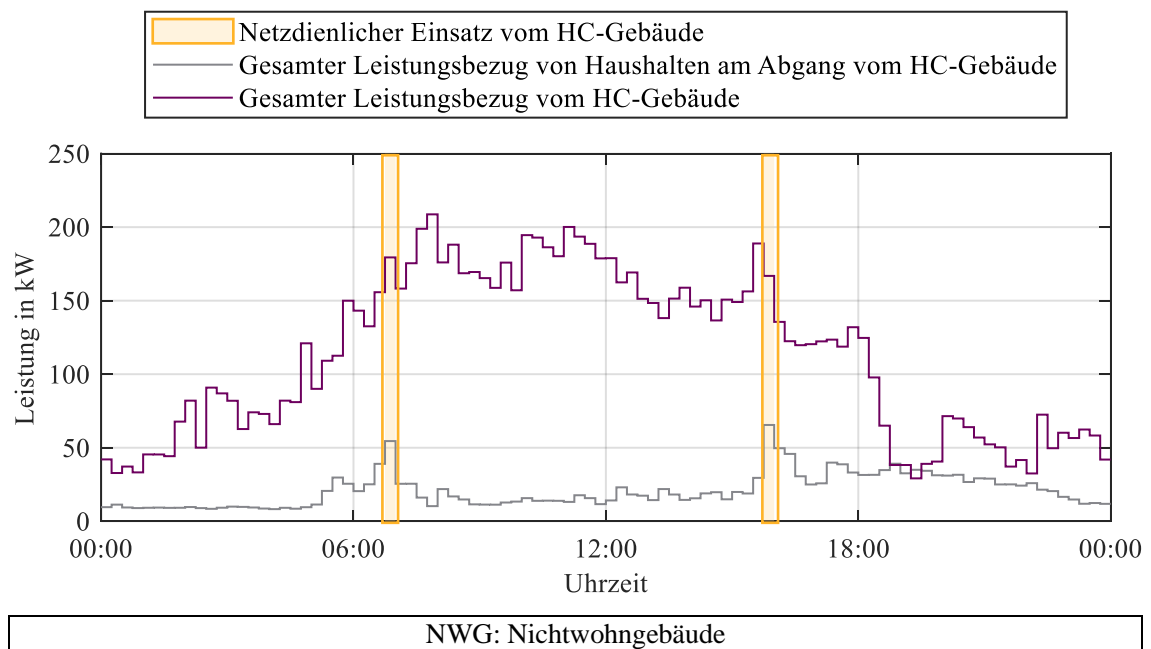
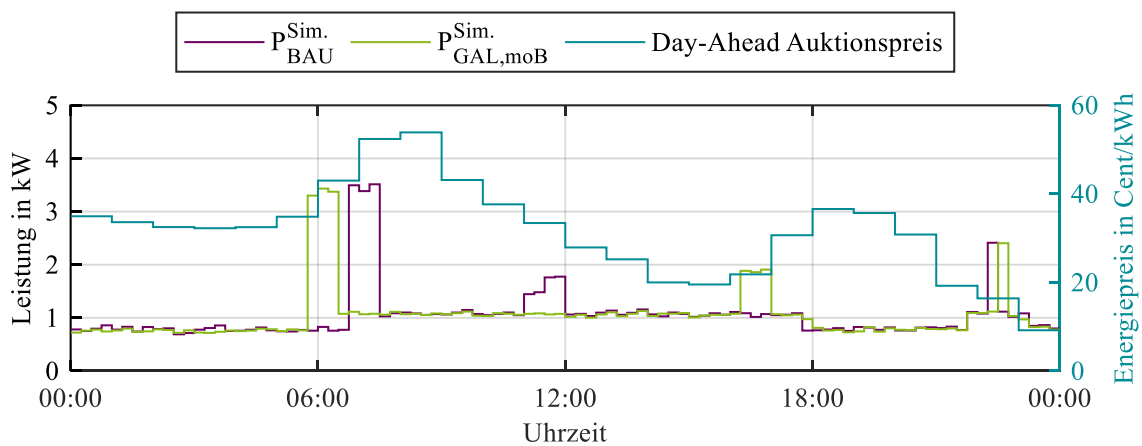


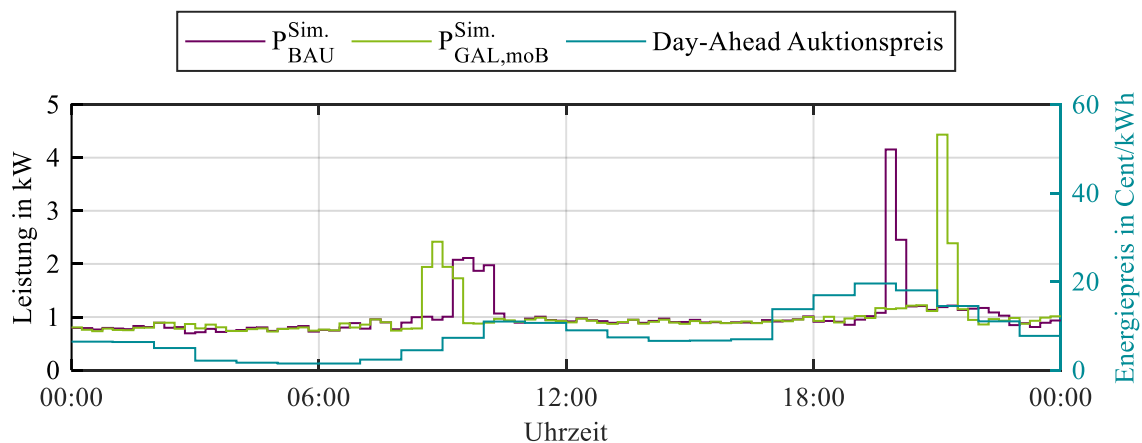
Abbildung 8-33: Aggregierte bezogene Leistung der Haushalte am Abgang des HC-Gebäudes und des HC-Gebäudes selbst für das Szenario HC:noB

## 8.12 Entwicklung der bezogenen Leistung des MIMO-Gebäudes im markt- und netzorientierten Betrieb

Die Leistungsverläufe des MIMO-Gebäudes im moB sind zwischen Abbildung 8-34 und Abbildung 8-36 dargestellt. Diese Abbildungen dienen als grafische Grundlage für die detaillierte Ergebnisdiskussion in Abschnitt 5.3.3. Abbildung 8-34 zeigt die simulierten Leistungsverläufe des MIMO-Gebäudes für den BAU-Betrieb und den GAL-basierten moB an beiden Untersuchungstagen. Der BAU-Betrieb zeichnet sich durch ein weitgehend konstantes Leistungsniveau mit Verbrauchsspitzen aus, während der GAL-basierte moB ähnliche Spitzen aufweist, diese jedoch in andere Zeitintervalle verschiebt. Die resultierenden zeitlichen Verlagerungen belegen, dass der GAL-basierte Optimierer den Leistungsbezug in Perioden niedrigerer Strompreise verlegt und damit einen insgesamt kosteneffizienteren Verlauf gegenüber dem BAU-Betrieb ermöglicht.



a) BAU-Betrieb und GAL-basierter moB in der Simulation am 27.09.2024

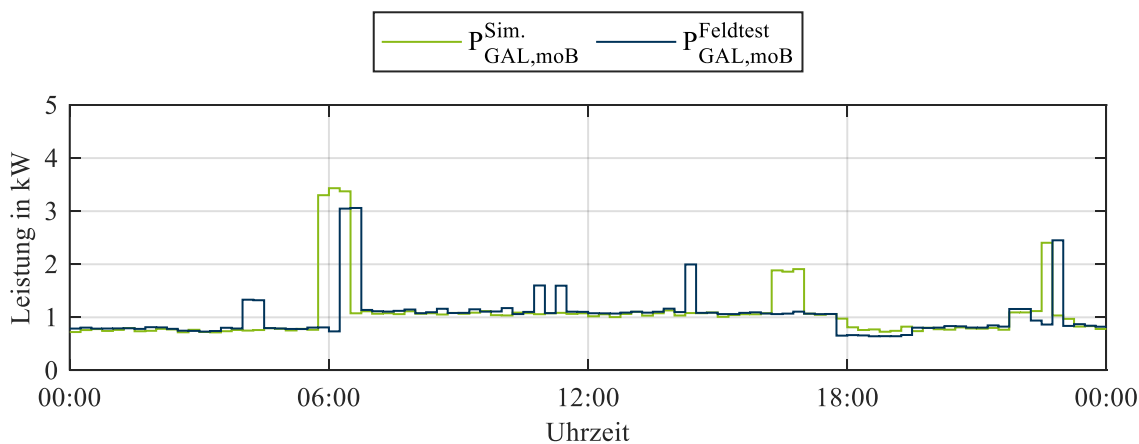


b) BAU-Betrieb und GAL-basierter moB in der Simulation am 28.09.2024

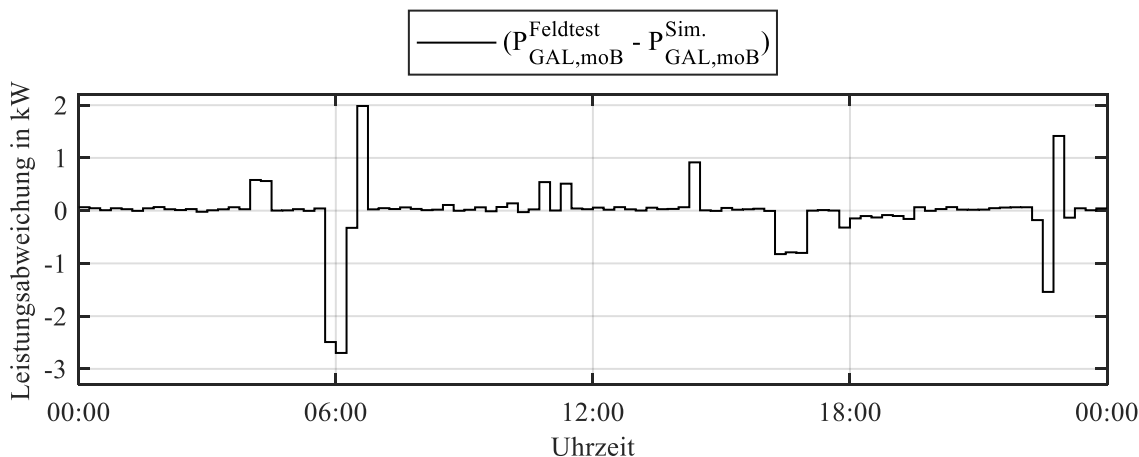
BAU: „Business as Usual“	GAL: Genetischer Algorithmus
moB: Marktorientierter Betrieb	P: Bezogene Leistung
	Sim.: Simulation

Abbildung 8-34: Vergleich der Simulationsergebnisse des BAU-Betriebs und des simulierten GAL-basierten moB des MIMO-Gebäudes für den Feldtest

Abbildung 8-35 zeigt den Vergleich zwischen dem simulierten und dem im Feldtest gemessenen Leistungsverlauf des GAL-basierten moB für den 27.09.2024. Abbildung 8-35a stellt die jeweiligen bezogenen Leistungen gegenüber, während Abbildung 8-35b die Differenz zu jedem Viertelstundenwert darstellt, also den absoluten Leistungsunterschied zwischen Messung und Simulation. Der daraus resultierende MAE-Wert beträgt  $P = 206 \text{ W}$ . Die Abweichungen entstehen insbesondere dadurch, dass das thermische Energiemodell die realen Randbedingungen des Übergangszeitraums – etwa kurzfristige Änderungen der Außentemperatur, solare Gewinne oder interne Lasten – nur eingeschränkt exakt abbilden kann, sodass der reale Leistungsverlauf stellenweise vom simulierten GAL-basierten moB abweicht.



a) Leistungsentwicklung vom simulierten GAL-basierten moB  $P_{GAL,moB}^{Sim.}$  und vom gemessenen moB  $P_{GAL,moB}^{Feldtest}$

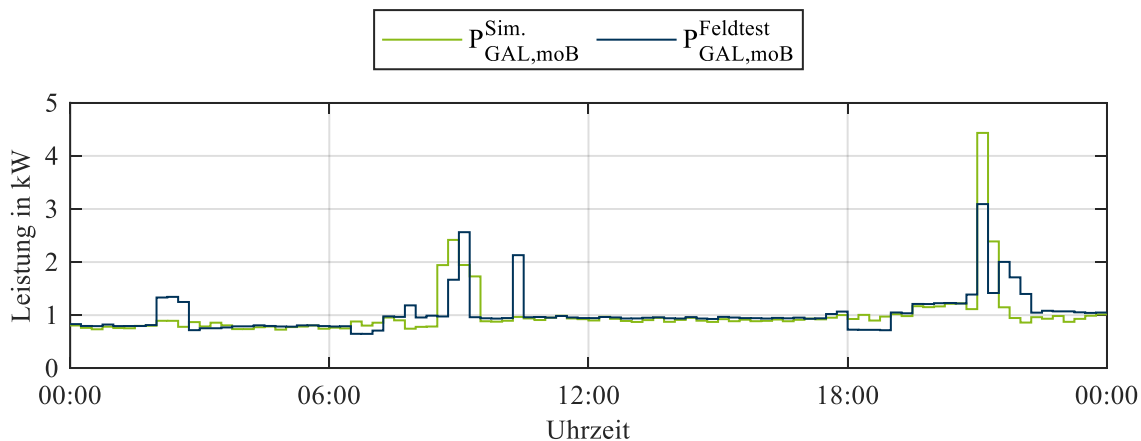


b) Leistungsabweichung zwischen dem gemessenen moB  $P_{GAL,moB}^{Feldtest}$  und dem simulierten GAL-basierten moB  $P_{GAL,moB}^{Sim.}$

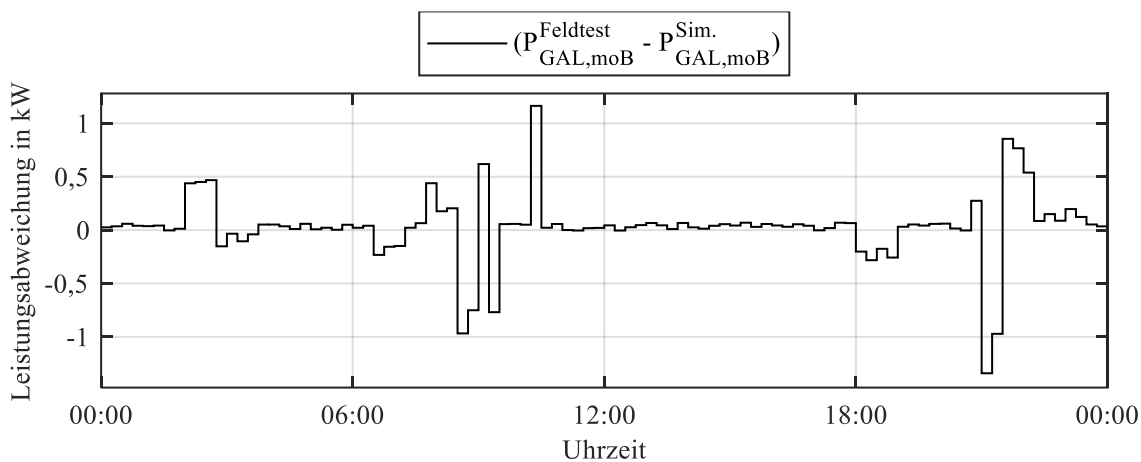
GAL: Genetischer Algorithmus	moB: Marktorientierter Betrieb
P: Bezogene Leistung	Sim.: Simulation

Abbildung 8-35: Vergleich zwischen den simulierten und gemessenen Leistungsverläufen des MIMO-Gebäudes für den moB am 27.09.2024

Abbildung 8-36 zeigt den entsprechenden Vergleich für den 28.09.2024. Auch hier werden in Abbildung 8-36a die simulierten und gemessenen Leistungsverläufe gegenübergestellt und in Abbildung 8-36b die Viertelstundendifferenzen ausgewiesen. Der MAE-Wert beträgt an diesem Tag  $P = 166 \text{ W}$  und liegt damit etwas unter dem Wert des Vortags. Die beobachteten Abweichungen lassen sich, wie in Abschnitt 5.3.3 erläutert, ebenfalls auf wetterbedingte Prognoseunsicherheiten und nicht vollständig erfassbare interne Wärmegewinne zurückführen, wodurch der reale Leistungsbezug stellenweise über oder unter dem simulierten Verlauf liegt.



a) Leistungsentwicklung vom simulierten GAL-basierten moB  $P_{\text{GAL,moB}}^{\text{Sim.}}$  und vom gemessenen moB  $P_{\text{GAL,moB}}^{\text{Feldtest}}$



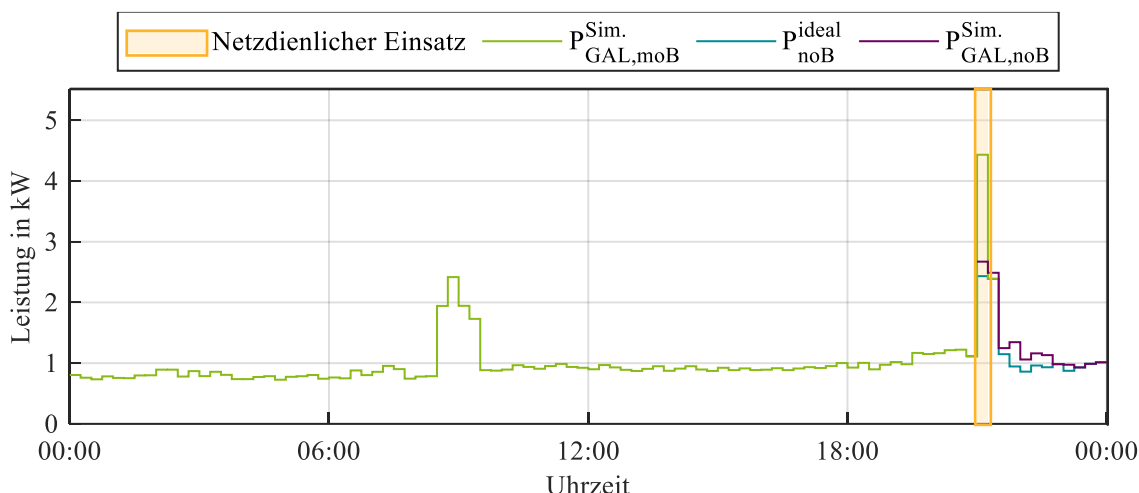
b) Leistungsabweichung zwischen dem gemessenen moB  $P_{\text{GAL,moB}}^{\text{Feldtest}}$  und dem simulierten GAL-basierten moB  $P_{\text{GAL,moB}}^{\text{Sim.}}$

GAL: Genetischer Algorithmus	moB: Marktorientierter Betrieb
P: Bezogene Leistung	Sim.: Simulation

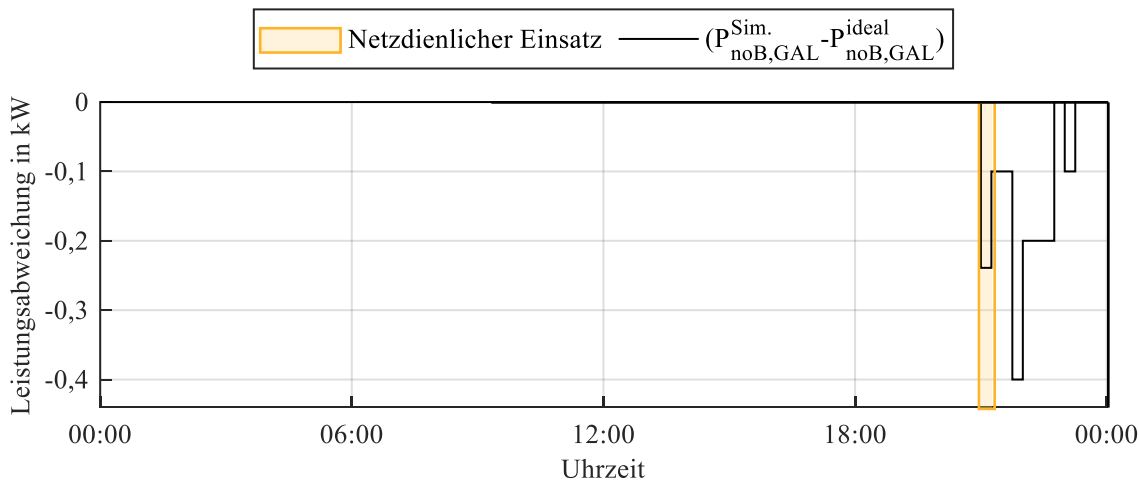
Abbildung 8-36: Vergleich zwischen den simulierten und gemessenen Leistungsverläufen des MIMO-Gebäudes für den moB am 28.09.2024

Abbildung 8-37 zeigt die simulierten Ergebnisse des noB des MIMO-Gebäudes für den 28.09.2024. In Abbildung 8-37a werden der simulierte GAL-basierte moB, der ideale noB mit der geforderten Leistungsreduktion von  $\Delta P = 2 \text{ kW}$  um 21:00 Uhr sowie der daraus resultierende simulierte GAL-basierte noB gegenübergestellt. Während des Netzengpasses erreicht der

GAL-basierte noB eine maximale Reduktion von  $\Delta P = 1,76 \text{ kW}$  und damit 88 % der Zielleistungsanpassung. Die verbleibende Differenz ergibt sich daraus, dass die Flexibilitätskapazitäten des MIMO-Gebäudes durch Raumkomfortgrenzen begrenzt sind und das MIMO-Gebäude nicht über elektrisch betriebene Anlagen verfügt, die – aufgrund ihrer deutlich geringeren Modellkomplexität im Vergleich zum thermischen Energiemodell – einen wesentlich größeren Suchraum an potenziellen Lösungswegen ermöglicht hätten. Dadurch kann der GAL innerhalb des verfügbaren Optimierungszeitraums keine Sollwertkombination bestimmen, die die geforderte Leistungsreduktion vollständig erfüllt.



a) Leistungsentwicklung vom simulierten GAL-basierten moB  $P_{GAL,moB}^{Sim.}$ , vom idealen noB  $p_{noB}^{ideal}$  und vom simulierten GAL-basierten noB  $P_{GAL,noB}^{Sim.}$



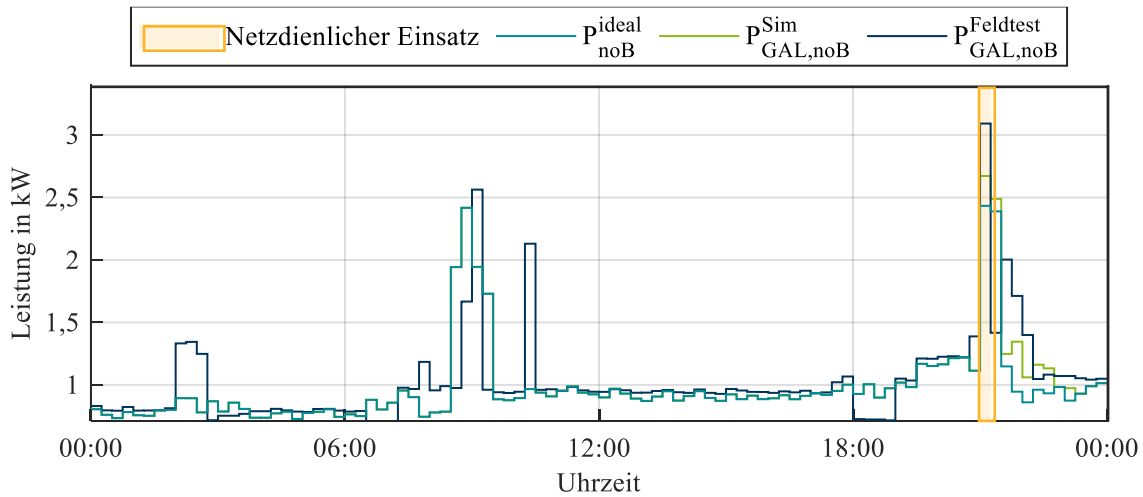
b) Leistungsabweichung zwischen dem simulierten GAL-basierten noB  $P_{noB,GAL}^{Sim.}$  und dem idealen noB  $p_{noB,GAL}^{ideal}$

GAL: Genetischer Algorithmus	Sim.: Simulation
P: Bezogene Leistung	$\Delta P$ : Leistungsabweichung
moB: Marktorientierter Betrieb	noB: Netzorientierter Betrieb

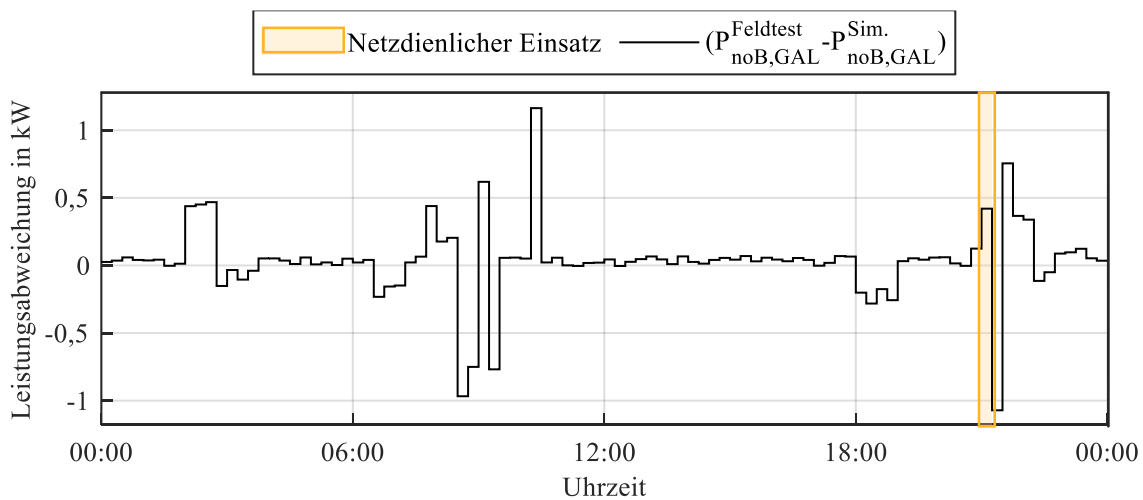
Abbildung 8-37: Simulierte Ergebnisse der netzorientierten Optimierung des MIMO-Gebäudes für den 28.09.2024 (Reduzierung um 2 kW um 21:00 Uhr für 15 Minuten)

Abbildung 8-37b stellt die zeitabhängige Differenz zwischen simuliertem GAL-basierten noB und idealem noB dar und macht sowohl die unvollständige Zielerreichung im Engpasszeitraum als auch die nachgelagerten Abweichungen aufgrund der verschobenen Lastanteile sichtbar.

Abbildung 8-38 zeigt den Vergleich zwischen dem simulierten und dem im Feldtest gemessenen GAL-basierten noB für den 28.09.2024. In Abbildung 8-38a werden der ideale noB, der simulierte GAL-basierte noB als Ausgangspunkt sowie der gemessene GAL-basierte noB gegenübergestellt.



a) Leistungsentwicklung vom idealen noB  $P_{noB}^{ideal}$ , vom simulierten GAL-basierten noB  $P_{GAL,noB}^{Sim.}$  und vom gemessenen GAL-basierten noB  $P_{GAL,noB}^{Feldtest}$



b) Leistungsabweichung zwischen gemessenen GAL-basierten noB  $P_{noB,GAL}^{Feldtest}$  und dem simulierten GAL-basierten noB  $P_{noB,GAL}^{Sim.}$

GAL: Genetischer Algorithmus	noB: Netzorientierter Betrieb
P: Bezogene Leistung	Sim.: Simulation

Abbildung 8-38: Vergleich zwischen den simulierten und gemessenen Leistungsverläufen des MIMO-Gebäudes für den noB am 28.09.2024

Die Darstellung verdeutlicht, dass der reale Leistungsbezug die geforderte Reduktion um  $\Delta P = 2 \text{ kW}$  mit einer erreichten Minderung von  $\Delta P = 1,57 \text{ kW}$  umsetzt und damit 78,5 % des idealen Werts erfüllt. Die Differenz gegenüber der Simulation ergibt sich aus denselben in Abschnitt 5.3.3 beschriebenen Effekten wie beim moB, insbesondere aus wetterbedingten Prognoseunsicherheiten und modellbedingten Abweichungen in der Gebäudedynamik. Abbildung 8-38b zeigt die Differenz zu jedem Viertelstundenwert zwischen gemessenem und simuliertem GAL-basierten noB und macht die verbleibenden Abweichungen präzise sichtbar.



## 9 Betreute Arbeiten

### Masterarbeiten:

1. Puleo, G.:  
*Entwicklung eines Prototyps zur Kommunikation über EEBus und KNXBus für den Datenaustausch zwischen der Steuerung und Peripheriegeräten eines Gebäudes*  
Masterarbeit, 2021
2. Boumani, N.:  
*Integration von einer PV-Anlage in ein reales Gebäudeleitsystem zur netzorientierten bzw. marktorientierten Nutzung der Gebäudeflexibilitäten*  
Masterarbeit, 2024
3. Nouainia, I.:  
*Entwicklung und Validierung von physikalischen Batteriemodellen für Elektrofahrzeuge während des Schnellladevorgangs*  
Masterarbeit, 2024

### Bachelorarbeiten:

1. Hammad, R.:  
*Leistungsprognose gebäudetechnischer Anlagen zur Bestimmung einer aggregierten Gebäudeflexibilität mittels künstlicher Intelligenz*  
Bachelorarbeit, 2022
2. Ditzhaus, M.:  
*Entwicklung einer Prognose von Ankunfts- und Standzeiten von Elektrofahrzeugen auf Basis realer Messwerte mittels künstlicher Intelligenz*  
Bachelorarbeit, 2022
3. Cam, M.:  
*Leistungsprognose lokaler PV-Anlagen auf Basis aufgezeichneter Messwerte und Wetterdaten mittels Methoden der Künstlichen Intelligenz*  
Bachelorarbeit, 2022

### Seminararbeiten:

1. Nowak, F.:  
*Recherche zum Einfluss von Gebäudeautomationssystemen auf das Energieflexibilitätspotenzial eines Nichtwohngebäudes*  
Seminararbeit, 2022

2. Almeshleb, A. & Chaya, K. & Dawoud, A.:  
*Recherche zur Gebäudemodellierung und existierenden intelligenten Gebäudesteuerungen bzw. -optimierungen*  
Seminararbeit, 2023
3. Nabi, M.:  
*Literatur- und Marktrecherche zu physikalischen Ladebatteriemodellen für Schnellladung und deren Lademanagementsystemen für geeignete Elektrofahrzeuge*  
Seminararbeit, 2023
4. Alshaer, S.:  
*Entwicklung eines Simulations-Tools zur Untersuchung zukunftsorientierter Niederspannungsnetz-Szenarien im Smart Grid Labor unter Betrachtung von konventionellen Lasten, Elektromobilität und PV-Anlagen*  
Seminararbeit, 2023
5. Zeid, F. & Hariri, A.:  
*Entwicklung eines Wärmepumpen-Modells zur Nutzung in einem Simulations-Tool zur Untersuchung zukunftsorientierter Niederspannungsnetz-Szenarien im Smart-Grid Labor*  
Seminararbeit, 2023
6. Antipov, A.:  
*Entwicklung eines Wärmepumpen-Modells zur Nutzung in einem Simulations-Tool zur Untersuchung zukunftsorientierter Niederspannungsnetz-Szenarien im Smart Grid Labor*  
Seminararbeit, 2024