Universität Stuttgart
IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Forschungsbericht

Modellanalytische Untersuchungen des Einsatzes dezentraler Energiesysteme durch einen intelligenten Steuerungsansatz

Maximilian
Schulz

Band 161

Modellanalytische Untersuchungen des Einsatzes dezentraler Energiesysteme durch einen intelligenten Steuerungsansatz

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart
zur Erlangung der Würde eines Doktors der Ingenieurwissenschaft (Dr.-Ing.)
genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von

Maximilian Schulz

geboren in Zweibrücken

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek

Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. Bernd Thomas

Tag der Einreichung: 05. Juni 2024

Tag der mündlichen Prüfung: 08. Januar 2025

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

der Universität Stuttgart

2025

ISSN 0938-1228

D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

„Wenn der Wind des Wandels weht,
bauen die einen Schutzmauern,
die anderen Windmühlen“

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand überwiegend während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) an der Universität Stuttgart. Nachfolgend möchte ich den Personen danken, welche mich bei der Erstellung der Arbeit unterstützt und begleitet haben.

Zunächst bedanke ich mich bei Prof. Kai Hufendiek für seine Unterstützung. Seine Anmerkungen und Kommentare haben mich stets dazu aufgefordert, die Grundzüge und Ansätze meiner Forschungsaktivitäten zu überdenken und hinsichtlich ihrer realen Anwendung und Auswirkungen zu betonen. Herrn Prof. Bernd Thomas danke ich für die Übernahme des Mitberichts sowie den stets angenehmen und produktiven Austausch und Zusammenarbeit und Prof. Dr. Konstantinos Stergiaropoulos für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Danke allen beteiligten Projektpartnern der beiden Forschungsprojekten „Heat4SmartGrid“ sowie „DSM Plattform 2.0“, in deren Rahmen die vorliegende Dissertation entstanden ist. Danke an Roland Heintz (PtKA) für die stets unkomplizierte Begleitung.

Ein besonderer Dank all den Arbeitskollegen, die während der Tätigkeit am Lehrstuhl zu Freunden geworden sind: Ihr Felixe & Roland, es freut mich sehr, auch heute stets humorvoll mit euch verbunden zu sein. Frank, Pascal und Lena, besondere Highlights waren neben dem Alltag unsere (kulinarischen) Ausflüge! Annika, Christoph, Nikolai und Laura, auch euch danke für unseren stets heitieren Alltag, an dieser Stelle auch ein großes Danke an Claudia, Nicole und Nadine! Dazu ein Danke an alle weiteren IER‘ler für die gemeinsame Zeit sowie der Dank und der Gruß an meine Student*innen, es hat mir Spaß gemacht!

Der innigste Dank meinen Eltern, meinem Bruder und meinen Großeltern sowie meiner Familie für ihre stetige Unterstützung auf diesem Weg, den ihr mir erst ermöglicht habt und den ihr stets mit mir gemeinsam gegangen seid. Ohne euch in meinem Leben wäre ich nicht die Person, die ich heute bin.

Dazu Danke und der besondere Gruß meinen Freunden, dass ihr mich auf diesem Weg und glücklicherweise bis heute begleitet!

Abschließend dir, Antje, der größte Dank für deine Unterstützung und dass du all die freudigen und weniger freudigen Stunden auf diesem Weg mit mir genommen hast. Ich bin sehr glücklich und stolz, mit dir als meiner Frau gemeinsam und bald nicht mehr ganz zweisam durch dieses Leben zu gehen.

Max

München, im Mai 2025

Ehemalige Studierende, denen ich für die Zusammenarbeit danken möchte

Christoph Fröhlich
Florian Schwarz
Haoyan Li
Hector Canas
Houssem Ben Romdhane
Jasmin Saad
Jonas Möllers
Julia Schuler
Julian Decker
Laura Wiedmann
Leopold Mattes
Maximilian Schmidberger
Michael Günkel
Moritz Glauner

Michael Günkel
Moritz Glauner
Nicole Rollinger
Niklas Delboi
Nima Beygi
Ole Krause
Philip Modjesch
Philipp Schlegel
Raphael Stürzl
Ronan Maier
Simon Türk
Tim Dubies
Tim Schaffitzel
Tim Schraeder

Kurzfassung

Die Transformation des Energiesystems unter Zielsetzung der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 geht mit einer Dezentralisierung und Elektrifizierung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur einher. Durch den Einsatz von PV-Anlagen, Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen wandeln sich bisherig reine Endnutzer elektrischer Energie hin zu leistungsstärkeren dezentralen Energiesystemen (DES), deren zukünftige Anzahl und Bedeutung im ganzheitlichen Energiesystem zunehmen wird.

Durch die elektrischen Komponenten weisen DES ein hohes Flexibilitätspotenzial auf, welches im gegenwärtigen Einsatz nur unzureichend erschlossen ist. Bestehende Systeme fokussieren überwiegend die heuristische Eigenverbrauchsmaximierung von lokalem PV-Strom und vernachlässigen weitere Zielgrößen. Auch im wissenschaftlichen Kontext ist das Potenzial im Einsatz der DES noch unzureichend analysiert und nicht ausreichend hinsichtlich des realitätsnahen Einsatz der Systeme untersucht. Diese Arbeit beschäftigt sich daher mit einem intelligenten Steuerungsansatz für dezentrale Energiesysteme und untersucht resultierende Potenziale.

In dieser Arbeit wird zunächst ein intelligenter Steuerungsansatz für DES entwickelt, um deren Potenziale zu erschließen und zu analysieren. Der Steuerungsansatz, basierend auf dem Optimierungsmodell *E2M2_DES,* umfasst unterschiedliche Zielgrößen im DES-Betrieb unter Berücksichtigung externer Anreize. Die Arbeit fokussiert drei zentrale Zielgrößen: einen kostenoptimalen Einsatz für den Endnutzer, einen Verteilnetzdienlichen DES-Einsatz sowie minimale Treibhausgasemission im DES-Betrieb.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Einsatz des entwickelten Steuerungsansatzes zu einer Einsparung der Energieversorgungskosten von 24 % im Vergleich zum heuristischen Ansatz führt. Unter Gültigkeit eines dynamischen Stromtarifs resultiert eine weitere Reduzierung um 18 %. Hinsichtlich des netzdienlichen DES-Betriebs empfiehlt die Arbeit den Einsatz der Maßnahme Spitzenglättung, um Netzbezugsspitzen effizient zu verhindern und kritische Verteilnetzsituationen zu vermeiden. Bezüglich der Reduktion von THG-Emissionen kommt die vorliegende Arbeit zu dem Schluss, dass THG-Reduktionen durch die Ausrichtung des Steuerungsansatzes ausgewiesen werden können, unter Gültigkeit der aktuellen Regulatorik, insbesondere des EU-ETS, real jedoch nicht erreicht werden.

Abschließend wird die Umsetzbarkeit der Fahrpläne, die durch den intelligenten Steuerungsansatz berechnet wurden, in einem realitätsnahen Umfeld untersucht. Im Fallbeispiel zeigt sich, dass der rein modellbasierte Ansatz die jährlichen Energieversorgungskosten um 11 % im Vergleich zum intelligenten Steuerungsansatz unterschätzt. In der Folge wird verdeutlicht, Steuerungsansätze in diesem praxisnahen Forschungsfeld nicht nur anhand theoretisch ausgewiesener Vorteile, sondern auch anhand ihrer tatsächlichen Ergebnisse im Betrieb zu überprüfen und zu bewerten.

Zusammenfassend weisen dezentrale Energiesysteme bereits heute eine hohe Durchdringung des ganzheitlichen Energiesystems durch die große Anzahl vorhandener Komponenten wie kleinerer PV-Anlagen, Wärmepumpensystemen sowie Elektrofahrzeuge mit jeweils über einer Million Anlagen auf. Die vorliegende Arbeit empfiehlt die Erschließung dieser dezentralen Energiesysteme durch einen intelligenten Steuerungsansatz, um das bisher ungenutzte Flexibilitätspotenzial zu heben und somit einen positiven Beitrag für den Endnutzer sowie für das ganzheitliche Energiesystem zu erzielen.

Abstract

The ongoing transformation of the energy system, aiming at climate neutrality by 2045, implies a decentralization and electrification of the generation and consumption structure. Through the operation of decentralized components such as PV systems, battery storage, heat pumps and electric vehicles, end users of electrical energy will become distributed energy systems (DES), whose number and relevance will increase in the future. This thesis deals with an intelligent control approach for these energy systems and investigates resulting potentials.

Due to the electrical components, DES have a high flexibility potential, which is only insufficiently exploited in the current operation. Existing systems focus predominantly on heuristic self-consumption maximization of local PV power and neglect other targets. Additionally, in the scientific context, there is insufficient analysis of the potential in the operation of DES and not enough research on the realistic application of the systems. This thesis therefore addresses an intelligent control approach for distributed energy systems and investigates the resulting potentials.

This control approach, based on the optimization model E2M2_DES, includes different targets in the operation of DES under consideration of different external incentives. The work focuses on three central target variables: a cost-optimal operation from the end-user's point of view, a contribution to the stabilization of the distribution grid as well as a minimum greenhouse gas emission in DES operation.

The results demonstrate significant savings of 24% in annual energy supply costs when using the developed control approach compared to the heuristic approach. Assuming dynamic electricity tariffs, there is even an additional reduction of 18 %. Regarding the grid-serving DES operation, this work recommends the implementation of the "Spitzenglättung" measure in order to efficiently prevent grid peaks and to avoid critical distribution grid situations. With regard to the reduction of GHG emissions, this study concludes that although GHG reductions can be accounted for by adjusting the control approach, they will not be achieved in real terms under the current regulatory regime, in particular the EU ETS.

Finally, the feasibility of the schedules calculated by the intelligent control approach is examined in a reality-based environment. The case study shows that the purely model-based approach underestimates the annual energy supply costs by 11% compared to the intelligent control approach. In the following, it is made clear that control approaches in this practical research field should not only be reviewed and evaluated based on theoretically proven advantages, but also on the basis of their actual results in operation.

In summary, decentralized energy systems already have a high penetration of the overall energy system due to the large number of existing components such as small PV systems, heat pump systems as well as electric vehicles with more than one million systems each. The present work recommends the exploitation of these decentralized energy systems through an intelligent control approach in order to increase the so far unused flexibility potential and thus to achieve a beneficial contribution for the end user as well as for the holistic energy system.

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis XV

Abkürzungsverzeichnis XVII

1 Hintergrund und Motivation, Forschungsfrage und Aufbau der Arbeit 1

1.1 Dezentralisierung und Elektrifizierung des Energiesystems in Deutschland 3

1.1.1 Dezentrale elektrische Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten 4

1.1.2 Elektrifizierung des Haushaltssektors hin zu dezentralen Energiesystemen 6

1.1.3 Zunahme der zukünftigen Bedeutung dezentraler Energiesysteme 8

1.2 Charakterisierung und Einsatz dezentraler Energiesysteme 10

1.2.1 Struktur und Eigenschaften dezentraler Energiesysteme 10

1.2.2 Aktuelle und zukünftige Einsatzmöglichkeiten dezentraler Energiesysteme 13

1.3 Wissenschaftliche Forschungsfrage und Zielsetzung der Arbeit 16

1.4 Aufbau und Struktur der Arbeit 17

2 Stand der Wissenschaft 19

2.1 Quantitative Analyse des Forschungsfelds dezentraler Energiesysteme 19

2.1.1 Verfolgte Zielsetzung verwandter Publikationen 20

2.1.2 Berücksichtigte Komponenten in verwandten Publikationen 21

2.2 Einordnung bisheriger Arbeiten hinsichtlich des Betriebs dezentraler Energiesystemen 23

2.2.1 (Kosten-)Optimaler Einsatz von dezentralen Energiesystemen 23

2.2.2 Netzdienlicher Einsatz von dezentralen Energiesystemen 26

2.2.3 Einsatz dezentraler Energiesysteme zur Reduktion von THG-Emissionen 28

2.3 Abgrenzung und Einordnung der Arbeit in den wissenschaftlichen Kontext 30

3 Methodisches Vorgehen: Steuerung dezentraler Energiesysteme 34

3.1 Methodische Grundlagen der Steuerungstechnik und Energiesystemmodellierung 35

3.1.1 Grundlagen der Steuerungstechnik 35

3.1.2 Grundlagen der Energiesystemoptimierung 38

3.2 Ein intelligenter Steuerungsansatz für dezentrale Energiesysteme 42

3.2.1 Ein intelligenter Steuerungsansatz für dezentrale Energiesysteme 42

3.2.2 Struktur und Funktion des controlling und controlled systems 45

3.3 Das Optimierungsmodell *E2M2_DES* für dezentrale Energiesysteme 51

3.3.1 Aufbau und Struktur des Optimierungsmodells 51

3.3.2 Zielfunktion des Optimierungsmodells 55

3.3.3 Abbildung des betrachteten dezentralen Energiesystems 57

3.3.4 Abbildung der elektrischen Energieerzeuger sowie Energiespeicher 60

3.3.5 Abbildung der thermischen Energieerzeuger- sowie Energiespeicher ... 63

3.3.6 Abbildung der Elektromobilität 68

3.3.7 Schnittstellen mit dem gesamtheitlichen Energiesystem 71

3.3.8 Anwendung des Optimierungsmodells 74

3.4 Kopplung des controlling systems mit dem controlled system 78

3.5 Heuristische Einsatzplanung der technischen Komponenten 80

3.6 Methodisches Vorgehen in der vorliegenden Arbeit 82

3.6.1 Untersuchung der Zielgrößen der Einsatzplanung dezentraler Energiesysteme 82

3.6.2 Untersuchung des realitätsnahen Einsatzes dezentraler Energiesysteme 84

4 Eingangsdaten und Simulationsparameter 87

4.1 Charakteristik des dezentralen Energiesystems 87

4.1.1 Elektrisches und thermisches Lastprofil des dezentralen Energiesystems . 87

4.1.2 Umgebungstemperatur 89

4.1.3 PV-Erzeugungsprofil des dezentralen Energiesystems 90

4.1.4 Mobilitätsnachfrage des dezentralen Energiesystems 91

4.2 Technische Komponenten des Energiesystems 93

4.3 Regulatorische Rahmenbedingungen und Schnittstellen zum zentralen Energiesystems 95

4.3.1 Strombezugstarif und Einspeisevergütung 95

4.3.2 Sperrzeiten und Spitzenglättung 98

4.3.3 THG-Emissionen der elektrischen Energie aus Netzbezug und lokaler Komponenten 99

5 Untersuchungen hinsichtlich des Beitrags dezentraler Energiesysteme 101

5.1 Analyse der jährlichen Energieversorgungskosten in Abhängigkeit des Steuerungsansatzes 102

5.1.1 Szenario 1: Heuristischer Direkt-Einsatz des dezentralen Energiesystems 102

5.1.2 Szenario 2: Optimale Einsatzplanung des dezentralen Energiesystems bei konstantem Stromtarif 105

5.1.3 Szenario 3: Optimale Einsatzplanung des dezentralen Energiesystems bei dynamischen Stromtarif 107

5.1.4 Resultierende jährliche Energieversorgungskosten in Abhängigkeit des Steuerungsansatzes 109

5.1.5 Fazit hinsichtlich Analyse der jährlichen Energieversorgungskosten ... 111

5.2 Untersuchung der netzdienlichen Ausrichtung dezentraler Energiesysteme 112

5.2.1 Netzbezugsspitzen dezentraler Energiesysteme 112

5.2.2 Analyse der Maßnahme Sperrzeiten zur Vermeidung von Netzbezugsspitzen 114

5.2.3 Analyse der Maßnahme Spitzenglättung zur Vermeidung von Netzbezugsspitzen 118

5.2.4 Fazit hinsichtlich der netzdienlichen Ausrichtung dezentraler Energiesysteme 124

5.3 Analyse von THG-Emissionen als weitere Zielgröße des Steuerungsansatzes ... 125

5.3.1 Berücksichtigung von THG-Emissionen im Steuerungsansatz 125

5.3.2 Theoretisches Reduktionspotenzial der lokal allokierbaren THG-Emissionen 127

5.3.3 Analyse der Effektivität der ausgewiesenen THG-Emissionsreduktion im Energiesystem 130

5.3.4 Fazit hinsichtlich der THG-Emissionsreduktion dezentraler Energiesysteme 131

5.4 Kostengünstige Dimensionierungsempfehlung für dezentraler Energiesysteme 132

5.4.1 Aktuelle Dimensionierung dezentraler Energiesysteme 132

5.4.2 Modellbasierte Untersuchung der Dimensionierung dezentraler Energiesysteme 133

5.4.3 Kostengünstige Dimensionierungsempfehlung für dezentrale Energiesysteme 136

6 Anwendung des Steuerungsansatzes in einer realitätsnahen Umgebung 137

6.1 Einsatzplanung durch den fahrplangesteuerten Steuerungsansatz 138

6.2 Einsatzplanung durch den kombinierten Steuerungsansatz 141

6.3 Monetäre Ergebnisse der Steuerungsansätze im realitätsnahen Umfeld 143

6.4 Fazit hinsichtlich der Anwendung des Steuerungsansatzes in einer realitätsnahen Umgebung 146

7 Schlussbetrachtung 147

Anhang A: Ausgestaltung der Umfrage 158

Anhang B: Quantitative Literaturrecherche 162

Anhang C: Netzdienliche Einsatzplanung des dezentralen Energiesystems 167

Anhang D: Kostenoptimale Dimensionierung des PV-BS-Systems 168

Anhang E: Heuristischer Betrieb des WP- Systems im realitätsnahen Umfeld 169

Literaturverzeichnis 170

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Absolute Anzahl der Einheiten von PV-Anlagen [18], Batteriespeichern [19–21], Wärmepumpen [22] sowie Elektrofahrzeugen [23], unterteilt in Elektro- sowie Hybridfahrzeuge, in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2020 4

Abbildung 1-2: Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2020, aufgeteilt nach Sektoren (Inneres Diagramm) sowie Anwendungszwecken (Äußeres Diagramm), eigene Darstellung nach [27] 6

Abbildung 1-3: Einschätzung zur heutigen und zukünftigen Bedeutung von DES 8

Abbildung 1-4: Überblick über die technischen Komponenten sowie die zu deckende Nachfrage eines beispielhaften dezentralen Energiesystems 11

Abbildung 2-1: Übersicht über die Zielsetzung der identifizierten Publikationen im Bereich DES mit PV-Anlage (Primärachse) und Darstellung der jrl. Publikationen (Sekundärachse) 20

Abbildung 2-2: Übersicht über die jährlichen Publikationen im Forschungsbereich der dezentralen Energiesysteme sowie Analyse hinsichtlich der betrachteten Komponenten 21

Abbildung 2-3: Zentraler Forschungsbeitrag der vorliegenden Arbeit 32

Abbildung 3-1: Vergleich des Ablaufs einer Steuerung (oben) sowie einer Regelung (unten), eigene Darstellung nach [82] 36

Abbildung 3-2: Der intelligente Steuerungsansatz für dezentrale Energiesysteme, bestehend aus controlling system und controlled system 42

Abbildung 3-3: Darstellung des Steuerungsansatzes des controlled system mit den drei Kernmodulen Prognose, Optimierung und Energiemanagementsystem sowie der Beschreibung der spezifischen zentralen Funktionen 46

Abbildung 3-4: Übersicht über den Einsatz sowie die Ergebnisse des Optimierungsmodells E2M2_DES 52

Abbildung 3-5: Übersicht über die Struktur des Optimierungsmodells E2M2_DES, in Anlehnung an [14] 53

Abbildung 3-6: Darstellung des Konzepts der rollierenden Fahrplanberechnung, hier am Beispiel der Fahrplanberechnung über einen Zeitraum mehrerer Wochen 75

Abbildung 3-7: Überblick über den Ablauf einer Rechnung in den einzelnen Softwareumgebungen 76

Abbildung 3-8: Skizzierte Übersicht über die umgesetzte Modellkopplung zwischen E2M2_DES als controlling system sowie dem REZ-Gebäudemodell als controlled system 78

Abbildung 4-1: Elektrische Haushaltslast, links in einer viertelstündlichen Auflösung über einen Tag als Minimum, Mittelwert und Maximum sowie rechts als tägliche Summe über den Zeitraum eines Jahres 88

Abbildung 4-2: Thermische Haushaltslast, links in einer viertelstündlichen Auflösung über einen Tag als Minimum, Mittelwert und Maximum sowie rechts als tägliche Summe über den Zeitraum eines Jahres 88

Abbildung 4-3: Thermische Haushaltslast, links in einer viertelstündlichen Auflösung über einen Tag als Minimum, Mittelwert und Maximum sowie rechts als tägliche Summe über den Zeitraum eines Jahres 89

Abbildung 4-4: Umgebungstemperatur, links in einer viertelstündlichen Auflösung über einen Tag als Minimum, Mittelwert und Maximum sowie rechts als tägliche Summe über den Zeitraum eines Jahres 90

Abbildung 4-5: PV-Erzeugungskurve, links in einer viertelstündlichen Auflösung über einen Tag als Minimum, Mittelwert und Maximum sowie rechts als tägliche Summe über den Zeitraum eines Jahres 91

Abbildung 4-6: Übersicht über das verwendete Fahrprofil des Haushalts im Verlauf einer Woche inklusive Energieverbrauchs in kWh_{el} der jeweiligen Fahrten 92

Abbildung 4-7: Wertebereich des angenommenen COPs des Wärmepumpensystems in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur, eigene Darstellung mit Daten aus [42]94

Abbildung 4-8: Börsenstrompreis im Jahr 2020, eigene Abbildung mit Daten aus [119]95

Abbildung 4-9: Strommarktpreis aus dem Strommarktmodell E2M2, eigene Abbildung nach [108] 96

Abbildung 4-10: Jährliche durchschnittliche THG-Emissionen aus dem Strommarktmodell E2M2, eigene Abbildung nach [122] 99

Abbildung 5-1: Einsatzplanung im Szenario „Heuristischer Direkt-Einsatz“ vom 12. bis 14. März 104

Abbildung 5-2: Einsatzplanung im Szenario „EigV-Opt. + konst. Strompreis“ vom 12. bis 14. März 106

Abbildung 5-3: Einsatzplanung im Szenario „EigV-Opt. + dyn. Strompreis“ vom 12. Bis 14. März 108

Abbildung 5-4: Prozentuales Niveau der jährlichen Energieversorgungskosten in Abhängigkeit des Steuerungsansatzes 110

Abbildung 5-5: Netzbezugsleistung in Abhängigkeit des Steuerungsansatzes (oben heuristische Einsatzplanung, mittig EV-Optimierung bei konstantem Strompreis sowie unten EV-Optimierung bei dynamischem Strompreis), unterteilt in Intervalle mit einer Breite von 1 kW 113

Abbildung 5-6: Einsatzplanung im Szenario „EigV-Opt. + konst. Strompreis“ vom 12. bis 14. Juni unter Berücksichtigung der Sperrzeit „EV + HP Mix“ 115

Abbildung 5-7: Erste 1.000 VS des jährlichen Netzbezugs (oben) und Ausschnitt auf VS 1 bis 20 (links unten) sowie auf die VS 300 bis 800 (rechts unten) 116

Abbildung 5-8: Einsatzplanung im Szenario „EigV-Opt. + dyn. Strompreis“ vom 12. bis 14. Juni unter Berücksichtigung einer Spitzenglättung von 5 kW 120

Abbildung 5-9: Veränderung der Ganglinie des jährlichen Netzbezugs in den ersten 2.500 Viertelstunden durch die Maßnahme Spitzenglättung im Steuerungsansatz EigV-Optimierung unter dynamischen Strompreisen 121

Abbildung 5-10: Vergleich der jährlichen, relativen Energieversorgungskosten in Abhängigkeit der Ausgestaltung des Steuerungsansatzes 122

Abbildung 5-11: Einsatzplanung im Szenario „EigV-Opt. + dyn. Strompreis“ vom 12. bis 14. Juni unter Berücksichtigung des THG-Emissionsfaktors des Netzbezugs 126

Abbildung 5-12: Vergleich der jährlichen, relativen THG-Emissionen, welche dem lokalen Energiesystem zugeordnet werden können, in Abhängigkeit der Ausgestaltung des Steuerungsansatzes 127

Abbildung 5-13: Prozentuales Niveau der jährlichen Energieversorgungskosten in Abhängigkeit des Steuerungsansatzes unter Berücksichtigung der THG-Emissionen sowie unter modellierten Strommarktpreis 129

Abbildung 5-14: Jährliche Energieversorgungskosten unter Variation der PV-Leistung und Batteriespeicherkapazität unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen ... 134

Abbildung 6-1: Vergleich der Fahrplanumsetzung, resultierend aus vorgegebenem Fahrplan (blau) und finaler Fahrweise (grau) anhand des theoretisch ermittelten Fahrplans im Zeitraum vom 01. bis 05. März 138

Abbildung 6-2: Darstellung des jährlichen Eigenverbrauchs sowie des Netzbezugs sowie der Netzeinspeisung im Steuerungsansatz „Fahrplan gesteuert“ 140

Abbildung 6-3: Vergleich der Fahrplanumsetzung, resultierend aus vorgegebenem Fahrplan (blau) und finaler Fahrweise (grau) anhand des kombinierten Steuerungsansatzes im Zeitraum vom 01. bis 05. März 141

Abbildung 6-4: Darstellung des jährlichen Eigenverbrauchs sowie des Netzbezugs sowie der Netzeinspeisung im ganzheitlichen Steuerungsansatz 142

Abbildung 6-5: Jährliche Energieversorgungskosten des dezentralen Energiesystems in Abhängigkeit der Einsatzplanung des WP-Systems durch die drei unterschiedliche Ausprägungen des controlled systems („Temperaturgeführte Fahrweise“, „Fahrplan gesteuert“ sowie dem kombinierten Steuerungsansatz)..... 143

Abbildung 6-6: Benötigte Heizenergie pro Steuerungsansatz, unterteilt in vorgegebenen Fahrplan sowie resultierende Fahrweise, sowie durchschnittliche jährliche Raumtemperatur im controlled system 144

Abbildung A-1: Aufteilung der Teilnehmer nach beruflichem Hintergrund 161

Abbildung C-1: Veränderung der Ganglinie des jährlichen Netzbezugs in den ersten 2.500 Viertelstunden durch die Maßnahme Spitzenglättung im Steuerungsansatz EV-Optimierung unter konstanten Strompreisen 167

Abbildung D-1: Darstellung der Jährliche Energieversorgungskosten in Abhängigkeit der Dimensionierung von PV-Leistung sowie Batteriespeicherkapazität 168

Abbildung E-1: Darstellung des jährlichen Eigenverbrauchs sowie des Netzbezugs sowie der Netzeinspeisung im temperaturgeführten Steuerungsansatz 169

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Überblick über bisherige Arbeiten hinsichtlich des Betriebs dezentraler Energiesysteme oder Komponenten 31

Tabelle 3-1: Dauer einer Jahresrechnung unter Variation des Optimierungszeitraums 74

Tabelle 3-2: Übersicht über die Ausrichtung sowie die berücksichtigten externen Anreize im eingesetzten Steuerungsansatz 82

Tabelle 4-1: Übersicht über die Verbrauchsdaten sowie Komponenten des dezentralen Energiesystems und deren angenommenen Eigenschaften 93

Tabelle 4-2: Statistische Kennzahlen der beiden verwendeten Strompreiszeitreihen, einerseits dem realen deutschen Strommarktpreis des Jahrs 2020 sowie dem synthetischen Strommarktpreis des Strommarktmodells E2M2 97

Tabelle B-1: Zuordnung der Schlüsselbegriffe zu Kategorien hinsichtlich der in der Publikation berücksichtigten technischen Komponenten 163

Tabelle B-2: Zuordnung der Schlüsselbegriffe zu Kategorien hinsichtlich der in der Publikation verwendeten Methodik 164

Tabelle B-3: Zuordnung der Schlüsselbegriffe zu Kategorien hinsichtlich der in der Publikation verfolgten Zielstellung 164

Tabelle B-4: Übersicht über identifizierte Publikationen, welche den gemeinsamen Einsatz von PV-Anlagen, WP-Systemen sowie Elektrofahrzeugen aufweisen 165

Abkürzungsverzeichnis

BS	Batteriespeicher
BZ	Betrachtungszeitraum
COP	coefficient of performance
DES	Dezentrale Energiesysteme
E2M2	European Energy Market Modell
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EigV	Eigenverbrauch
EMS	Energiemanagementsystem
Engl.	Englisch
EV	Elektrofahrzeug
FP	Fahrplan gesteuerter Ansatz
GHD	Gewerbe, Dienstleistungen und Handel
Gl	Gleichung
GS	Ganzheitlicher Steuerungsansatz
HH	Haushalte
HS	Wärmespeicher (engl. Heat Storage)
HT-NT	Hochtarif-Niedrigtarif
HVAC	Heating, Ventilation and Air Conditioning
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
Jrl.	jährlich
KSG	Klimaschutzgesetz
LP	linear programming
MILP	mixed integer programming
MPC	model predictive control
PV	Photovoltaik
RBC	rule based control
REZ	Reutlinger Energiezentrum

RMSE	root mean square error
SMGW	Smart-Meter-Gateway
THG	Treibhausgas
TIMES	The Integrated Markal-Efom System
TP	Temeperaturgeführter Modus
VS	Viertelstunde
WP	Wärmepumpe

Veröffentlichungen, auf welche diese Dissertation aufbaut

Forschungsansätze und einzelne Bestandteile der Arbeit sind als Publikation veröffentlicht, auf Konferenzen vorgestellt und in Fachzeitschriften in Haupt- und Ko-Autorenschaft erschienen:

Peer-reviewed-Paper	Schulz, M., Boughattas, B. und Wendel, F. (2021). **DetEEktor: Mask R-CNN based neural network for energy plant identification on aerial photographs.** *Energy and AI*, *5*, 100069. DOI. (Konzeptionierung, Methodik, Validierung und Analyse, Untersuchung, Verfassen)
Peer-reviewed-Paper	Schulz, M. und Hufendiek, K.. 2021. **Discussing the Actual Impact of Optimizing Cost and GHG Emission Minimal Charging of Electric Vehicles in Distributed Energy Systems.** *Energies* 14, no. 3: 786. DOI (Konzeptionierung, Methodik, Validierung und Analyse, Untersuchung, Software und Datenauswertung, Visualisierung, Verfassen)
Peer-reviewed-Paper	Schulz, M., Kemmler, T., Kumm, J., Hufendiek, K., Thomas, B.. 2020. **A More Realistic Heat Pump Control Approach by Application of an Integrated Two-Part Control.** *Energies* 13, no. 11: 2752. DOI. (Konzeptionierung, Methodik, Validierung und Analyse, Untersuchung, Software und Datenauswertung, Visualisierung, Verfassen)
Konferenz-beitrag	Schulz, M. und Hufendiek, Kai (2021): **Analyse und Bewertung von Flexibilitätsanreizen für dezentrale, sektorenintegrierte Energiesysteme.** *IEWT 12. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.* Link. (Konzeptionierung, Methodik, Validierung und Analyse, Untersuchung, Software und Datenauswertung, Visualisierung, Verfassen)
Konferenz-beitrag	Häbig, P., Schulz, M., Günkel, M. und Hufendiek, K. (2021): **Blockchain, quo vadis? Eine quantitative Analyse des Entwicklungsstandes der Blockchain in der Energiewirtschaft anhand von Literatur- und Patentdaten.** *IEWT 12. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.* Link. (Konzeptionierung, Methodik, Validierung und Analyse, Visualisierung, Verfassen)
Projekt-bericht	Schulz, M., Kumm, J. Hufendiek, K., Blesl, M., Korkmaz, P. Kemmler, T. und Thomas, B. 2020. **Heat4SmartGrid - Intelligente dezentrale erneuerbare Wärme für Smart-Grids in Baden-Württemberg.** Link. (v. a. Konzeptionierung, Methodik, Validierung und Analyse, Untersuchung, Verfassen des Kapitels „Intelligente Steuerung von Wärmepumpen“)
Projekt-bericht	Schulz, M., Mößner, N., Hufendiek, K., Ruf, J., Becker, M., Huber, J., Qu, J. und Badewitz, W. 2023. **DSM Plattform BW 2.0- Abschlussbericht.** (v. a. Konzeptionierung, Methodik, Validierung und Analyse, Untersuchung und Verfassen der Kapitel „Ein intelligenter Steuerungsansatz zur Flexibilitätserbringung durch Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen“ sowie „Aufbau, Struktur und Umsetzung des Optimierungsmodells“)

1 Hintergrund und Motivation, Forschungsfrage und Aufbau der Arbeit

Deutschland verfolgt ambitionierte Klimaschutzziele, um einen Beitrag für die im Pariser Klimaabkommen [1] getroffenen Vereinbarungen zu leisten. Das Langfristziel der deutschen Klimaschutzziele stellt die Neutralität der Emission von Treibhausgasen (THG) dar, welche bis zum Jahr 2045 erreicht werden soll, beschlossen im Klimaschutzgesetzes (KSG) 2021. Konkret gelten die folgenden Zielsetzungen, welche in Summe über alle Sektoren gelten:

- Netto-Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045
- Reduktion der THG-Emissionen um 88 Prozent bis zum Jahr 2040 gegenüber 1990
- Reduktion der THG-Emissionen um 65 Prozent bis zum Jahr 2030 gegenüber 1990

Um den Fortschritt dieser Transformation messbar zu machen, sind im KSG für das Jahr 2030 maximale Emissionsmengen, aufgeteilt auf die einzelnen Sektoren „Energiewirtschaft, „Industrie“, „Gebäude“, „Verkehr“, „Landwirtschaft“ sowie „Abfallwirtschaft und Sonstige“, definiert. Diese maximalen Emissionsmengen sind nachträglich nochmals reduziert worden [2]. Mit Blick auf ein abgeleitetes THG-Emissionsrestbudget zur Erreichung des 1,75°C Ziels müsste die deutsche THG-Neutralität bereits deutlich früher im Jahr 2038 erreicht werden [3].

Zur Zielerreichung findet aktuell eine grundlegende Transformation zur Dekarbonisierung des deutschen Energieversorgungssystems statt. Historisch gewachsen basiert die Energieversorgung in diesem System auf fossilen Brennstoffen, deren Einsatz mit Blick auf die dargestellte Dekarbonisierung deutlich bzw. sogar vollständig reduziert werden muss, sowie nuklearen Brennstoffen, auf welche durch politische Beschlüsse bereits heute komplett verzichtet wird. Zukünftig basiert die Energieerzeugung zur Erreichung der zuvor dargestellten Dekarbonisierung somit überwiegend auf erneuerbaren Energien. [4] Gleichzeitig geht mit der Transformation eine Elektrifizierung der Verbrauchsseite einher, insbesondere hinsichtlich der Wärmebereitstellung in Gebäuden sowie des Einsatzes elektrischer Energie im Verkehr [5].

In der Folge resultiert eine deutlich steigende Anzahl dezentraler Erzeugungs- sowie Verbrauchstechnologien auf Basis elektrischer Energie, welche zunehmend direkt vor Ort auf Endnutzerebene installiert sind. Diese Technologien umfassen auf der Erzeugungsseite insbesondere Photovoltaik- (PV-)Anlagen, welche durch Speichereinheiten in Form stationärer Batteriespeicher (BS) ergänzt werden. Auf der Nachfrageseite ist ein deutlicher Anstieg von elektrisch betriebenen Wärmepumpen (WP)- und Elektrofahrzeugsystemen (EV) zu verzeichnen.

Das Energiesystem weist folglich eine zunehmende Dezentralisierung durch diese leistungsschwächeren Komponenten im Vergleich zu den bisherig überwiegend eingesetzten Großanlagen auf [6] [7]. Dezentralität impliziert grundlegend einen direkten Anschluss einer oder mehrerer Technologien beim Endnutzer oder auf Verteilnetzebene [8]. Der Begriff beschreibt so eine Struktur des Energiesystems, in der die Erzeugung, die Speicherung und der Verbrauch von elektrischer Energie zunehmend über eine steigende Vielzahl leistungsschwächerer und räumlich verteilter Anlagen und Komponenten stattfindet.

Diese Komponenten sind in ein lokales, eigenständiges System integriert und agieren in einem Verbund mit weiteren dezentralen Komponenten oder Systemen. In der Folge wird das historisch zentrale Energiesystem durch zunehmend verteilte Systeme ergänzt.[1] Die steigende Anzahl dieser elektrifizierten und dezentralen Technologien führt direkt beim Endnutzer vor Ort zu einer steigenden, lokalen Erzeugung und Nachfrage elektrischer Energie. In der Folge findet zunehmend eine eigenständige, elektrische Versorgung der lokalen Energiesysteme statt [10].

Ein solches Energiesystem, welches überwiegend auf dargebotsabhängiger Energieerzeugung basiert, erfordert gleichzeitig eine intelligente Koordination aus dezentraler Erzeugung, dezentralem Verbrauch sowie dezentralem Speicherbetrieb [11]. In der Folge resultiert aus der dezentralen Leistungszunahme durch die lokal installierten elektrischen Komponenten auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite ein Wandel in der Rolle dieser Akteure im Energiesystem von bisher reinen Endverbrauchern elektrischer Endenergie hin zu komplexeren dezentralen Energiesystemen (DES) [12]. Zukünftig wird diesen dezentralen Energiesystemen eine zunehmende Bedeutung hinsichtlich ihrer Rolle im Energiesystem zuteil [13].

Diese Systeme können grundlegend als eine zunehmend eigenständige Struktur aus Energieerzeugungs-, Speicher- und Verbrauchstechnologien verstanden werden, welche einen Anschluss an das übergeordnete Netz aufweist. Sie können in unterschiedlichen, heterogenen Formen auftreten, beispielsweise als Einfamilienhaushalt, als GHD-Betrieb wie z. B. in Form eines Supermarkts oder eines kleinen Handwerksbetriebs, als Quartierslösung mit mehreren Gebäuden oder sogar als umfassendes regionales Netzwerk wie z. B. in Form einer Gemeinde. Diese Arbeit konzentriert sich im Folgenden auf die Ausprägung eines DES in Form eines Haushalts, da diese aktuell die überwiegenden Nachfrager der dezentralen Komponenten darstellen (vgl. Kapitel 1.1.1) und einen hohen Anteil am Endenergieverbrauch in Deutschland aufweisen (vgl. Kapitel 1.1.2).

[1] Für eine umfassende Diskussion und Definition des Begriffs Dezentralität wird auf [9] verwiesen.

1.1 Dezentralisierung und Elektrifizierung des Energiesystems in Deutschland

Diese Arbeit adressiert die beiden zuvor ausgewiesenen grundlegenden Entwicklungen im Zusammenhang mit der Transformation des deutschen Energiesystems: Zunächst ergibt sich eine zunehmende Dezentralisierung des ganzheitlichen Energiesystems, auf Endnutzerebene vor allem erzeugungsseitig durch PV-Anlagen, und damit eine veränderte Rolle dezentraler Energiesysteme. Unter dem Begriff des ganzheitlichen Energiesystems werden in Anlehnung an [14] alle leistungsstarken Einheiten und Anlagen verstanden, welche zur Versorgung von elektrischer oder thermischer Energie benötigt und eingesetzt werden. Diese Einheiten können in die Bereiche Erzeugung, Netz & Verbraucher sowie Speicher und P2X unterteilt werden. Dezentrale Energiesysteme stellen im ganzheitlichen Energiesystem eine neue Klasse von leistungsschwächeren Akteuren dar, welche neben der lokalen Energieversorgung weitere Aufgaben oder Dienstleistungen übernehmen können.

Neben der Dezentralisierung findet eine Elektrifizierung der Nachfrageseite im Energiesystem statt: Hierbei werden zunehmend der Wärme- und Mobilitätsbedarf mittels elektrischer Energie, vor allem durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge und entsprechender lokaler Ladeinfrastruktur, versorgt. Diese elektrifizierte Energieversorgung auf Ebene der Haushalte substituiert in diesen Bereichen zunehmend fossile Energieträger wie Gas und Ölprodukte (Sektor Wärme) oder Mineralölprodukte (Sektor Verkehr), um einen Beitrag zu den zuvor vorgestellten Klimaschutzzielen zu leisten. Diese Entwicklung wird allgemein mit den Begriffen *Sektorenkopplung*, z. B. in [15] oder [16], oder *Sektorenintegration* [17] bezeichnet.

Beide Aspekte der Dezentralisierung sowie Sektorenintegration ergeben die zentralen Ansatzpunkte der vorliegenden Arbeit, nachfolgend ausführlich beschrieben in den Kapiteln 1.1.1 und 1.1.2. In der Folge kommt dezentralen Energiesystemen zukünftig eine gesteigerte Bedeutung zu, unterstrichen in Kapitel 1.1.3. Anschließend wird auf die dezentralen Energiesysteme in Kapitel 1.2 detailliert eingegangen: Hierfür werden zunächst deren Eigenschaften und ihre grundlegende Struktur in Kapitel 1.2.1 ausführlich charakterisiert. Ihr heutiger und zukünftiger Betrieb wird danach in Kapitel 1.2.2 beschrieben, woraus die grundliegenden wissenschaftlichen Fragestellungen und Zielsetzungen dieser Arbeit, aufgeführt in Kapitel 1.3, resultieren.

1.1.1 Dezentrale elektrische Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten

Die Transformation des deutschen Energiesystems geht, wie zuvor dargestellt, mit einer zunehmenden Dezentralisierung einher. Diese ergibt sich auf Endnutzerebene überwiegend erzeugungsseitig durch leistungsschwächere PV-Anlagen in Kombination mit Batteriespeichern. Auf der Nachfrageseite führt die zunehmende Sektorenintegration, näher beschrieben im nachfolgenden Kapitel, zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele zu einem deutlichen Anstieg von elektrisch betriebenen Wärmepumpen und Elektrofahrzeugsystemen.[2] Dieses Kapitel hebt zunächst die zunehmende Anzahl dezentraler elektrischer Komponenten beim Endnutzer hervor, wonach in Kapitel 1.1.2 auf die resultierende Elektrifizierung des Energiesystems eingegangen wird.

Eine Übersicht über die Zunahme dieser Komponenten ist in nachfolgender Abbildung 1-1 dargestellt. In der Abbildung wird für den Zeitraum ab dem Jahr 2013 ein Überblick über die absolute Anzahl der installierten bzw. eingesetzten Einheiten in Deutschland gegeben.

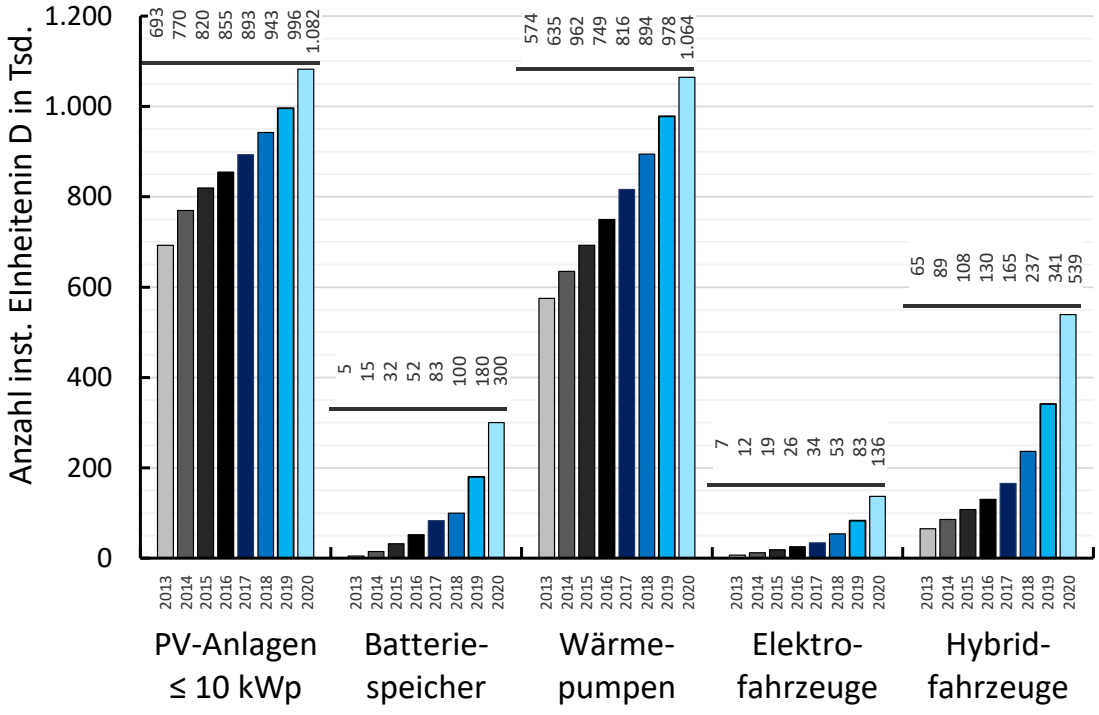

Abbildung 1-1: Absolute Anzahl der Einheiten von PV-Anlagen [18], Batteriespeichern [19–21], Wärmepumpen [22] sowie Elektrofahrzeugen [23], unterteilt in Elektro- sowie Hybridfahrzeuge, in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2020

[2] In dieser Arbeit werden diese Technologien als Bestandteil eines DES nachfolgend als Komponenten bezeichnet.

Durch die Förderung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) waren im Jahr 2013 bereits ca. 700 Tsd. PV-Anlagen in Deutschland installiert[3]. Im Jahr 2020 überschritt die Anzahl dieser PV-Anlagen erstmals die Grenze einer Million Anlagen. Eine ähnliche Entwicklung weisen WP-Systeme auf, deren Anzahl im gleichen Jahr ebenfalls die Marke einer Million Systeme überschritt. Diese Datenlage ist, insbesondere unter dem aktuellen Erfassungssystem, noch als ungenau und nicht vollumfänglich einzuschätzen, detaillierter beispielsweise aufgezeigt und beschrieben in [24].

Beide Technologien weisen eine höhere absolute Anzahl als BS- und EV-Systeme auf, deren Zunahme in den letzten Jahren deutlich ansteigt. Die Anzahl der Batteriespeicher hat sich seit dem Jahr 2018 auf knapp 300 Tsd. Einheiten im Jahr 2020 verdreifacht. Der Vergleich der neuzugebauten PV-Anlagen und BS-Systemen verdeutlicht die Entwicklung, dass PV-Anlagen zunehmend in Verbindung mit BS-System installiert werden, wobei im Jahr 2020 bereits 70 Prozent aller PV-Anlagen direkt in Kombination mit einem BS-System verbaut werden [20].

Mit Blick auf die zunehmende Bedeutung der Elektromobilität wird eine Unterscheidung zwischen reinen Elektrofahrzeugen sowie Hybridfahrzeugen getroffen werden: Reine Elektrofahrzeuge weisen eine höhere elektrische Batteriekapazität als Hybridfahrzeuge auf, welche durch einen zusätzlichen konventionellen Antrieb ergänzt werden (siehe z. B. [25]). Mit Stand 2020 waren noch deutlich mehr Hybridfahrzeuge als reine Elektrofahrzeuge zugelassen, wobei nur schwer abgeschätzt werden kann, inwiefern sich die zukünftige Anzahl von Elektrofahrzeugen auf beide Fahrzeugtechnologien aufteilt. Dazu ist im Juli 2021 auch erstmals die Anzahl einer Million Elektrofahrzeuge in Deutschland überschritten worden [26].

Zusammenfassend nimmt die Anzahl dezentraler Komponenten, welche elektrisch betrieben und direkt beim Endnutzer installiert werden, in den letzten Jahren deutlich zu (vgl. Abbildung 1-1). In Deutschland existiert in der Folge bereits gegenwärtig ein breiter Bestand an dezentralen Komponenten, verdeutlicht vor allem durch jeweils über eine Million kleinskaliger PV-Anlagen sowie WP-Systemen. In der Folge nimmt der elektrische Verbrauch direkt auf dezentraler Ebene beim Endnutzer vor Ort zu, tiefer behandelt im nachfolgenden Kapitel, welcher zunehmend durch eine lokale elektrische Erzeugung von PV-Anlagen gedeckt wird.

[3] In der Betrachtung werden nur dezentrale und damit leistungsschwächere Anlagen geführt. Folglich werden nur Anlagen bis zu 10 kW_p Erzeugungsleistung berücksichtigt. Diese Leistung stellt die obere Grenze zur Befreiung der EEG-Umlage im Eigenverbrauch dar, angehoben durch die EEG-Reform im Jahr 2021 auf 30 kW_p

1.1.2 Elektrifizierung des Haushaltssektors hin zu dezentralen Energiesystemen

Nach dem Fokus auf die Zunahme dezentraler Komponenten in Deutschland wird in diesem Kapitel der Blick auf den deutschen Endenergieverbrauch gerichtet. Ein Überblick über die Aufteilung des Endenergieverbrauchs gibt nachfolgende Abbildung 1-2. Diese verdeutlicht die Aufteilung auf die einzelnen Sektoren (inneres blaues Diagramm) sowie auf die einzelnen Anwendungsbereiche (äußeres graues Diagramm). Die Sektoren sind in die Kategorien „Industrie“, „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“ (GHD), „Haushalte“ (HH) sowie Verkehr unterteilt, die Anwendungsbereiche in „Wärme“, „Kälte“, „Mechanische (Mech.) Energie“, „Informations- und Kommunikationstechnik“ (IKT) sowie „Beleuchtung“.

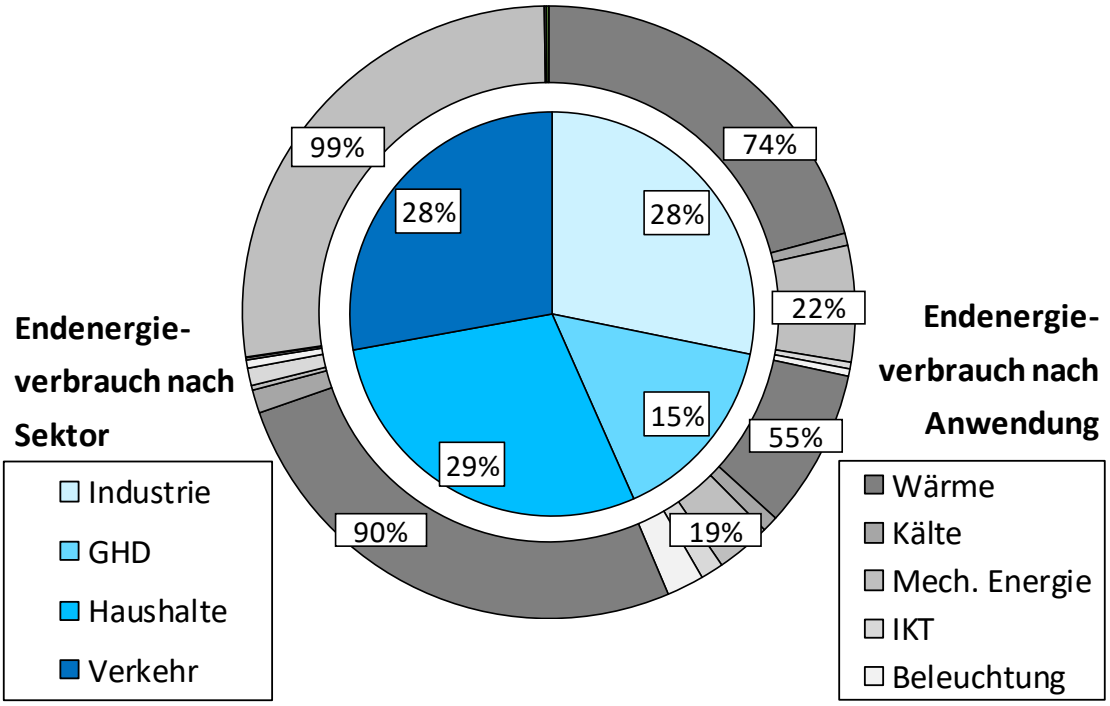

Abbildung 1-2: Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2020, aufgeteilt nach Sektoren (Inneres Diagramm) sowie Anwendungszwecken (Äußeres Diagramm), eigene Darstellung nach [27]

Der HH-Sektor weist prozentual einen vergleichbaren Anteil am Endenergieverbrauch auf wie die Sektoren Industrie und Verkehr, wohingegen der Anteil des GHD-Sektors deutlich geringer ausfällt. Die Aufteilung der Endenergie auf einzelne Anwendungen ergibt sich sehr heterogen, wobei im HH-Sektor der größte Anteil auf die Wärmeversorgung entfällt.

Wie zuvor dargestellt, findet auf Ebene der Haushalte durch die zunehmende Anzahl dezentraler Komponenten (vgl. Abbildung 1-1) eine steigende Elektrifizierung der Nachfrage im Sektor Wärme, bspw. durch Wärmepumpensysteme, sowie im Sektor Verkehr durch Elektrofahrzeuge[4] zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele statt [29]. Im Verkehrssektor substituieren (private) Ladevorgänge durch den Einsatz elektrischer Energie die Verwendung von Mineralölprodukten. Zur weiteren Dekarbonisierung muss auch innerhalb des HH-Sektors eine deutliche Elektrifizierung der Wärmeerzeugung zur Substituierung konventioneller Energieträger erfolgen [30]. Durch den steigenden Elektrifizierungsbedarf der Nachfrageseite von Haushalten kann eine deutliche Zunahme der dezentralen Komponenten beim Endnutzer erwartet werden.

Diese zunehmende Elektrifizierung der Nachfrageseite von Haushalten trifft zunehmend auf eine lokale Erzeugung elektrischer Energie, überwiegend durch PV-Anlagen (vgl. Kapitel 1.1.1). Diese Entwicklung hat nun zwei zentrale Folgen mit Blick auf die Rolle von Haushalten im Energiesystem: Zunächst sind Haushalte und damit bisherige Endnutzer von elektrischer Energie zunehmend in der Lage, anteilig ihren elektrischen Bedarf selbst zu versorgen, woraus ein steigender Anteil von Eigenversorgung in diesem Sektor resultiert [31].

Daneben werden dezentrale Energiesysteme einen zunehmenden Anteil der steuerbaren elektrischen Leistung im gesamtheitlichen Energiesystem ausmachen. Während die aktuelle Leistung der dezentralen Komponenten die installierte Leistung der Großkraftwerke noch deutlich unterschreitet, wird sich dieses Verhältnis in Zukunft drehen: Bereits im Jahr 2030 könnte eine erwartete Leistung von 250 GW dezentraler Komponenten die installierte Kraftwerksleistung um einen Faktor von 350 % übersteigen [32]. Dezentrale Energiesysteme und ihre jeweiligen Komponenten werden so zukünftig im ganzheitlichen Energiesystem dazu beitragen, das Gleichgewicht aus Nachfrage und Angebot von elektrischer Energie sicherzustellen. [33]

Aus beiden Gründen wird zukünftig eine deutliche Zunahme an dezentralen Komponenten und damit eine steigende Elektrifizierung des HH-Sektors unter Zielsetzung der anvisierten Dekarbonisierung erwartet, womit eine steigende lokale Eigenversorgung durch dezentral erzeugter elektrischer Energie einhergeht. Insgesamt ergibt sich eine deutliche Zunahme der dezentral installierten elektrischen Leistung und damit eine steigende Bedeutung dezentraler Energiesysteme im gesamtheitlichen Energiesystem, verbildlicht im nachfolgenden Kapitel.

[4] Durch die zunehmende Dekarbonisierung des ganzheitlichen Energiesystems kann daneben eine Verschiebung des Endenergieverbrauchs aus dem Personenverkehrs- in den Haushaltssektor erwartet werden, welcher einen Großteil des Verkehrssektors darstellt [28].

1.1.3 Zunahme der zukünftigen Bedeutung dezentraler Energiesysteme

Um die zuvor dargestellte Einschätzung einer zukünftig gesteigerten Bedeutung dezentraler Energiesysteme als Teil des ganzheitlichen Energiesystems durch Fachpersonen aus der Energiewirtschaft zu illustrieren, ist eine kleine, nicht repräsentative Umfrage im November 2021 durchgeführt worden. Deren zentrales Ergebnis wird nun in diesem Kapitel vorgestellt.

Die Umfrage ist in Anhang A dargestellt. Um geeignete Teilnehmer zu adressieren, ist die Umfrage im E-Mail-Verteiler des Netzwerks *Strommarktreffen* verbreitet worden, welches dem Austausch zwischen Energieexperten aus Wissenschaft, Politik und Wirtschaft dient. Laut eigenen Angaben umfasst das Netzwerk mehrere Tausend Mitglieder [34].

Insgesamt weist die Umfrage 71 Teilnehmende auf, deren beruflicher Hintergrund in Anhang A in Abbildung A-0-1 dargestellt wird. Durch die Vielfalt des Hintergrunds der Teilnehmenden wird ein aktuelles Stimmungsbild in der Energiewirtschaft und der energiewirtschaftlichen Forschung erlangt.

Die Umfrage zielt zentral auf die Einschätzung der Teilnehmenden zur heutigen und zukünftigen Bedeutung der DES, welche auf einer Skala von 1 (gering) bis 5 (hoch) eingeschätzt wird. Die Ergebnisse sind in Abbildung 1-3 dargestellt, unterschieden nach dem beruflichen Hintergrund der Teilnehmenden. Damit sich Ergebnisse visuell nicht überlagern, werden die einzelnen Einschätzungen mit einem zufälligen Wert um ± 0,2 für eine generelle Übersicht verteilt. In der Abbildung sind vereinfachend vier Quadranten eingefärbt, welche aus der Unterteilung der beiden Achsen um den mittleren Wert von 3 in „Niedrig“ und „Hoch“ resultieren.

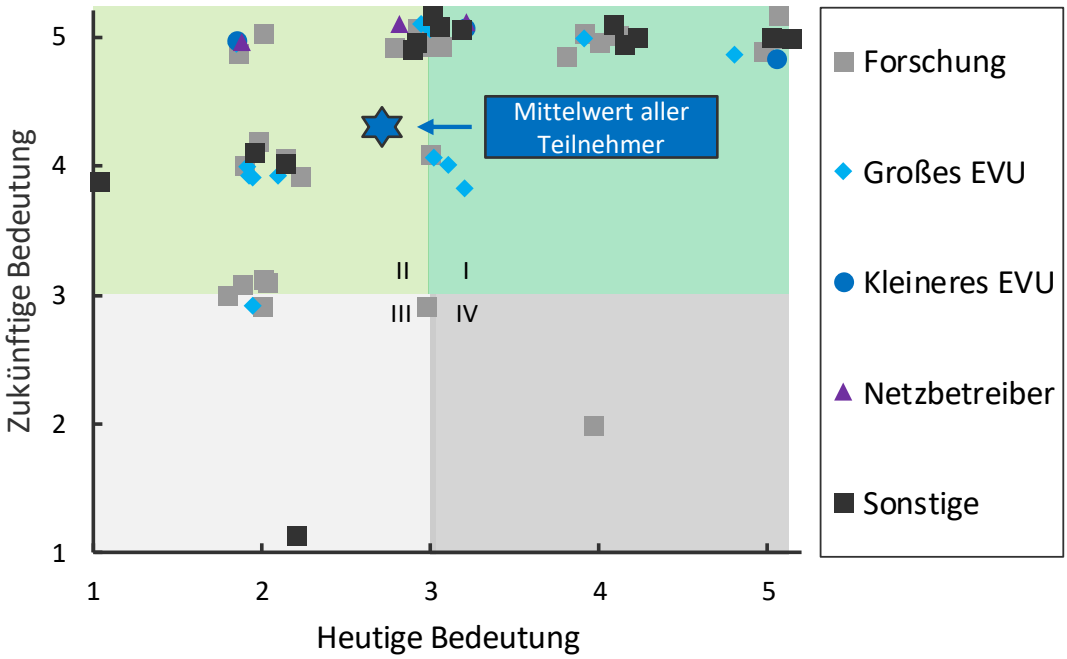

Abbildung 1-3: Einschätzung zur heutigen und zukünftigen Bedeutung von DES

Die gewonnenen Ergebnisse verdeutlichen zwei Einschätzungen: Zum einen fällt die heutige Einschätzung zu dezentralen Energiesystemen und deren aktueller Bedeutung im ganzheitlichen Energiesystem noch eher pessimistisch aus, was der breite Wertebereich um einen Mittelwert von 2,8 (blauer Stern in der Abbildung) verdeutlicht. Die Teilnehmenden aus der Forschung teilen sich zu einem vergleichbaren Teil zwischen einer niedrigen sowie hohen Einschätzung auf. Die Einschätzung der Teilnehmenden aus dem Bereich „Großes EVU“ und mit sonstigem beruflichem Hintergrund fällt ähnlich ambivalent aus.

Zum anderen unterstreicht die Einschätzung der Teilnehmenden die zuvor beschriebene Auffassung einer zukünftig zunehmenden Bedeutung dezentraler Energiesysteme: Der große Teil der Teilnehmenden weist dezentralen Energiesystemen eine hohe Bedeutung zu, was der Mittelwert von 4,2 der Ergebnisse verdeutlicht. Visuell verdeutlicht die Abbildung diese Einschätzung dadurch, dass fast keine Nennungen im dritten und vierten Quadranten liegen.

Die Umfrage belegt zusammenfassend die zukünftige Relevanz dezentraler Energiesysteme, deren heutige Bedeutung eher überschaubar ausfällt. Die Umfrage verzichtet hierbei auf eine vollkommene Allgemeingültigkeit, sie bietet stattdessen ein aktuelles Stimmungsbild. Für eine solche Allgemeingültigkeit wäre ein sozio-demografisch repräsentatives Teilnehmerfeld nötig, welches in der Realität nur sehr schwer zu erreichen wäre. Im nachfolgenden Kapitel wird nun ein detaillierter Blick auf die Eigenschaften und Struktur der DES gelegt.

1.2 Charakterisierung und Einsatz dezentraler Energiesysteme

Im vorherigen Kapitel ist die sich wandelnde Rolle von Haushalten und deren zukünftige Bedeutung als dezentrale Energiesysteme im gesamtheitlichen Energiesystem hervorgehoben worden. Dieses Kapitel beschreibt nachfolgend diese Systeme näher, um zunächst in Kapitel 1.2.1 ein grundlegendes Verständnis hinsichtlich ihrer Struktur und Eigenschaften zu ermöglichen. Anschließend wird der Betrieb dezentraler Energiesysteme in Kapitel 1.2.2 detailliert analysiert. Als Resultat wird deren bisher noch unzureichend erschlossenes Potenzial deutlich, woraus die Forschungslücke der vorliegenden Arbeit resultiert. Diese wird anschließend im Kapitel 1.3 näher vorgestellt.

1.2.1 Struktur und Eigenschaften dezentraler Energiesysteme

Das Verhalten von dezentralen Energiesystemen in Form von Haushalten basiert zentral auf deren Energienachfrage und hängt damit maßgeblich von dem Verhalten der Bewohner ab. Aktuell verkörpern die Bewohner gleichzeitig überwiegend die Betreiber der Systeme. Diese Rolle kann im Anblick der steigenden Komplexität durch die zunehmende Interaktion mit dem ganzheitlichen Energiesystem auch durch alternative Dienstleister wie Aggregatoren, beispielsweise in Form virtueller Kraftwerke, übernommen werden.

Wie zuvor verdeutlicht, weisen DES eine zunehmende Anzahl dezentraler elektrischer Komponenten auf. Diese Komponenten werden genutzt, um den Bedarf durch das nachfrageseitige Verhalten der Bewohner nach Nutzenergie und so das lokale System zu versorgen. Die Nachfrage der lokal benötigten Energie muss dabei so gedeckt werden, dass der Komfort der Bewohner jederzeit und ohne Einschränkungen gewährleistet ist.

In Anlehnung an das Schema der Energiebilanz stellt das lokale System ein offenes System dar [35]. Zwischen lokalem Energiesystem und gesamtheitlichem Energiesystem besteht grundsätzlich die Möglichkeit zum Austausch elektrischer Energie über den Netzanschluss, welcher in der Folge eine Systemgrenze des lokalen Systems darstellt. Abbildung 1-4 gibt einen Überblick des beschriebenen Aufbaus eines dezentralen Energiesystems sowie dessen einzelner Bestandteile.

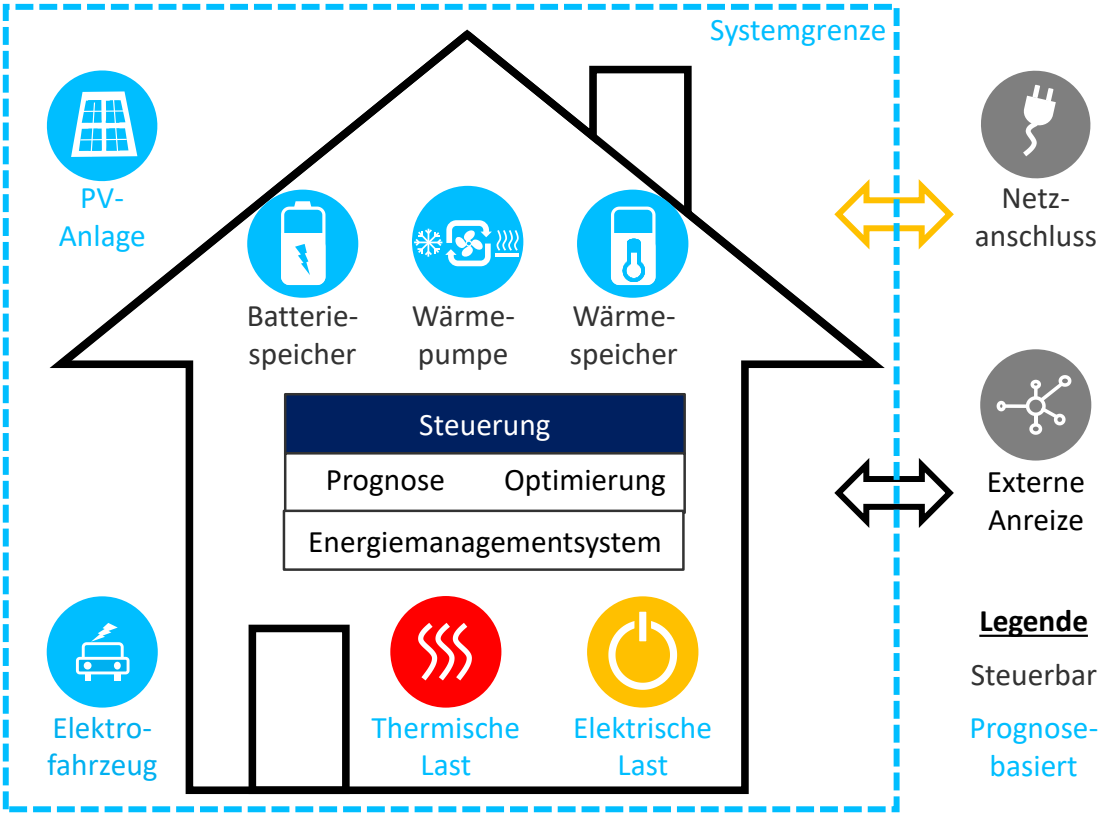

Abbildung 1-4: Überblick über die technischen Komponenten sowie die zu deckende Nachfrage eines beispielhaften dezentralen Energiesystems

Das Verbrauchsverhalten der Bewohner und damit des DES entspricht der Summe der individuellen Energienachfrage. Einerseits umfasst die Energienachfrage den elektrischen Bedarf des Haushalts, welcher aus der benötigten Nutzenergie des Betriebs kleinteiliger Geräte wie weißer Ware, Elektrogeräten oder der Beleuchtung resultiert und als Haushaltslast bezeichnet wird. Andererseits weist der Haushalt einen elektrischen Bedarf zur thermischen Versorgung mit Nutzenergie in Form von Heizwärme und Brauchwarmwasser sowie einen elektrischen Bedarf zur Versorgung seiner Mobilitätsnachfrage, bedient durch das Elektrofahrzeug, auf.

Die resultierende elektrische Nachfrage des Haushalts kann nun, je nach Zeitpunkt, gänzlich oder anteilig durch die Erzeugung elektrischer Energie einer PV-Anlage in Kombination mit einem Batteriespeicher versorgt werden. Zum einen verfügt der Haushalt über die Möglichkeit, vor Ort erzeugte elektrische Energie direkt zur Deckung seines lokalen Bedarfs einzusetzen. Zum anderen wird durch den Batteriespeicher der Einsatz von überschüssigem PV-Strom[5] zu späteren Zeitpunkten durch eine Ein- und spätere Ausspeicherung ermöglicht.

[5] Zur einfacheren Lesbarkeit wird in dieser Arbeit analog zur Literatur teilweise auch von Strom (z. B. PV-Strom oder Stromnachfrage), gesprochen, wobei der Begriff elektrische Energie genauer und treffender ausfallen würde.

Besteht kein Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch, kann über die Schnittstelle zum gesamtheitlichen Energiesystem benötigte elektrische Energie von einem Lieferanten bezogen (Netzbezug) oder überschüssig erzeugte Energie in das öffentliche Stromnetz abgegeben werden (Netzeinspeisung). Die Einspeisung erfolgt im gegenwärtigen regulatorischen Rahmen gegen eine feste Vergütung, in Abhängigkeit vom Anlagespezifischen Inbetriebnahmezeitpunkt, der Bezug elektrischer Energie überwiegend gegen einen zeitunabhängigen Tarif.

Die Kosten für den Netzbezug elektrischer Energie umfassen neben dem reinen Anteil für die elektrische Stromerzeugung sowie den marktlichen Vertrieb weitere Preisbestandteile, in Form der zuvor genannten Netzentgelte sowie Steuern, Abgaben und Umlagen. Für den Eigenverbrauch von lokal erzeugtem Strom werden diese nicht fällig, sofern die Erzeugungsleistung der lokalen Anlage eine regulatorische Grenze nicht übersteigt.

Folglich weist die Maximierung des Eigenverbrauchs von lokal erzeugtem PV-Strom für den Haushalt einen wirtschaftlichen Vorteil auf, um kostenintensiveren Netzbezug zu minimieren. So besteht für den Haushalt weiterhin ein monetärer Anreiz, seine Energienachfrage, bspw. entweder durch ein angepasstes Verhalten oder durch eine automatisierte Steuerung, in Zeiten mit PV-Erzeugung zur Maximierung des lokalen Eigenverbrauchs zu legen.

Aktuell wird dieser regulatorische Rahmen für private Endnutzer mit einem Fokus auf eine Dynamisierung des Stromtarifs diskutiert, z. B. anhand der Dynamisierung der Netzentgelte [36] [37], einer stärkeren Berücksichtigung der volatilen Erzeugungs- bzw. Börsenstrompreise [38] oder der Flexibilisierung der staatlichen Komponenten [39] im Endkundentarif. Mittlerweile werden entsprechende Tarife bereits auf dem Markt angeboten [40] [41]. Unter Gültigkeit solcher dynamischer Tarife erhält der Endnutzer einen weiteren Anreiz, den Verbrauch elektrischer Last in Zeiten mit niedrigen Bezugspreisen zu verschieben.

Die Schnittstelle zum gesamtheitlichen Energiesystem beschränkt sich nicht nur auf den Austausch elektrischer Energie, sondern beinhaltet auch den informationstechnischen Austausch externer Anreize, auf welche der Haushalt im Betrieb seiner Komponenten reagieren kann. Diese umfassen bspw. den geltenden Strombezugstarif oder netztechnische Restriktionen wie Sperrzeiten[6] für einzelne Komponenten.

Dezentrale Energiesysteme werden zusammenfassend zentral von ihrer Energienachfrage sowie Energieerzeugung charakterisiert. Sie können als offene Systeme angesehen werden, welche, neben einem informationstechnischen Austausch, über ihren Bezug und ihre Einspeisung elektrischer Energie mit dem gesamtheitlichen Energiesystem verbunden sind.

[6] Nachfolgend ausführlicher erklärt in Kapitel 5.2.

1.2.2 Aktuelle und zukünftige Einsatzmöglichkeiten dezentraler Energiesysteme

Im vorherigen Kapitel wird bereits erläutert, dass das Verhalten dezentraler Energiesysteme im gesamtheitlichen Energiesystem durch lokale Anpassungen der lokalen Energienachfrage sowie Energieerzeugung beeinflusst werden kann. Diese Anpassungsfähigkeit eines Systems in Reaktion auf ein (externes) Signal wird generell als Flexibilität[7] bezeichnet. In diesem Kapitel werden nun die Einsatzmöglichkeiten der Flexibilität dezentraler Energiesysteme und die gegenwärtige Herausforderung bei deren Erschließung und Nutzung aufgezeigt, woraus die Forschungslücke der vorliegenden Arbeit resultiert, die im folgenden Kapitel definiert wird.

Der Einsatz der steuerbaren Komponenten wird, wie in vorheriger Abbildung 1-4 dargestellt, durch eine Steuerung[8] festgelegt. Diese Steuerung kann in der Einsatzplanung der lokalen Komponenten verschiedene Zielgrößen und Anforderungen, vorgegeben durch den Endnutzer oder angereizt von Akteuren aus dem gesamtheitlichen Energiesystem, berücksichtigen. Die lokale Einsatzplanung bestimmt so den Austausch von elektrischer Energie mit dem gesamtheitlichen Energiesystem, entweder durch den Bezug oder die Einspeisung von elektrischer Energie. Durch eine entsprechende Ausrichtung des Einsatzes der lokalen Komponenten kann in der Folge ein beabsichtigtes Verhalten des dezentralen Energiesystems, wie zum Beispiel die Steigerung oder Senkung des Energiebezugs, bewirkt werden.

Wie in Kapitel 1.1.1 aufgezeigt wird, existiert durch die Anzahl an dezentralen Komponenten in Deutschland bereits ein hohes Flexibilitätspotenzial in Form der dezentralen Energiesysteme. Dieses Flexibilitätspotenzial entspricht, neben einer möglichen Drosselung der PV-Erzeugung, den Freiheitsgraden der verbrauchsseitigen Komponenten sowie der Batteriespeicher sowie deren Betrieb bzw. Ladeverhalten.[9] Dieses Flexibilitätspotenzial kann in der Folge, entsprechend eingesetzt durch die lokale Steuerung, für den Endnutzer oder eine systemseitige Anforderung, vorteilhaft eingesetzt werden. Nachfolgend wird ein solcher zielgerichteter Einsatz eines DES hinsichtlich einer verfolgten Zielsetzung auf eine verfolgte Zielgröße oder Anforderung als *intelligent* bezeichnet [45].

---

[7] Für eine umfassendere Diskussion und Definition des Begriffs Flexibilität wird auf [42] verwiesen.

[8] Für die Beschreibung der benötigen Funktionen dieser Steuerung und deren Struktur wird auf das Kapitel 3.2 verwiesen.

[9] Detailliert wird das Flexibilitätspotenzial bspw. für WP-Systeme in [43] oder mit Blick auf Elektrofahrzeuge in [44] aufgezeigt und quantifiziert.

Die gegenwärtig wirtschaftlich vorteilhafteste Nutzung der dezentralen Flexibilität besteht für den Endnutzer darin, den zuvor beschriebenen Eigenverbrauch von lokal erzeugtem PV-Strom zu maximieren. Hierdurch wird kostenintensiverer Netzbezug elektrischer Energie substituiert, wodurch der Endnutzer in der Folge eine Ersparnis erreicht. Die zentrale Zielgröße bestehender Systeme stellt folglich die Verschiebung von lokaler elektrischer Nachfrage in Zeiten mit lokaler PV-Erzeugung sowie die maximale Einspeicherung von lokalem PV-Strom zur späteren Nutzung dar [46].

Gleichzeitig kann diese Flexibilität auch für weitere Zielsetzungen und Anforderungen eingesetzt werden, um einen Nutzen für das ganzheitliche Energiesystem oder weitere Akteure zu erzielen [47]. Diese Einsatzmöglichkeiten der dezentralen Flexibilitäten können, als eine von mehreren möglichen Unterscheidungen, grundsätzlich hinsichtlich ihres Anwendungsgebiets in die Dimensionen „Strommarkt und Systemdienstleistungen“ sowie „(Verteil-)Netz“ unterschieden werden.

In Bezug auf die erste Dimension bietet die dezentrale Flexibilität einen Nutzen beim Ausgleich der dargebotsabhängigen Erzeugung, bspw. durch einen erhöhten Netzbezug im Falle einer hohen Einspeisung von PV- oder Windenergie. Durch den flexiblen Einsatz der dezentralen Komponenten zu solchen Zeiten können die gesamten Energiesystemkosten gesenkt werden, wodurch unter anderem geringere Kosten der elektrischen Energieversorgung erreicht werden können [48] [49]. Eine Möglichkeit, ein solches Verhalten der dezentralen Flexibilität in diesen Zeiten anzureizen, stellen die zuvor angesprochenen dynamischen Tarifstrukturen für Endnutzer dar [32]. Des Weiteren kann die dezentrale Flexibilität auch direkt zur Erbringung von Systemdienstleistungen genutzt werden, bspw. hinsichtlich der Erbringung von (Primär-) Regelleistung [50] oder Redispatch [51].

Im Hinblick auf den Nutzen dezentraler Flexibilität im Verteilnetz stellt das Rundsteuersignal in Form von *Sperrzeiten*[10] eine heuristische Methode dar, um einzelne Komponenten und deren Freiheitsgrade netzdienlich anzufordern. Diese Methode beinhaltet keine Erfolgserfassung [52] und wird bislang als unzureichend angesehen, um einen verlässlichen Netzbetrieb zu gewährleisten, da für eine intelligente Koordinierung deutlich höhere Anforderungen hinsichtlich der Steuerungsvorgaben gestellt werden [53]. Vor allem im Hinblick auf eine netzdienliche Nutzung dezentraler Flexibilitäten werden gezieltere Maßnahmen diskutiert und gefordert, um die Einsatzplanung dezentraler Energiesysteme netzdienlich anzureizen, bspw. im Rahmen der Reform des § 14a EnWG [54].

[10] Nachfolgend ausführlicher erklärt in Kapitel 5.2.

Die bisher genannten system- und netzdienlichen Anwendungsfälle für dezentrale Flexibilitäten werden im aktuellen Betrieb der dezentralen Energiesysteme noch nicht umgesetzt und damit nicht erreicht [7]. Die zuvor aufgezählten Anwendungsfälle werden bisher größtenteils in Form theoretischer Konzepte beschrieben oder maximal in kleinteiligen Versuchsprojekten analysiert. Als Grundlage zur Erschließung und Nutzung dezentraler Flexibilitäten für diese Anwendungsfälle ist ein intelligenter Steuerungsansatz erforderlich [55]. Dieser ermöglicht den entsprechenden Einsatz dezentraler Energiesysteme unter Berücksichtigung externer Anreize, um das geforderte Verhalten zu bewirken. Bestehende Systeme weisen diese grundlegende Fähigkeit zur intelligenten Anpassung ihres Verhaltens gegenwärtig nicht auf. Stattdessen zielen diese ausschließlich auf die heuristische Maximierung ihres lokalen Eigenverbrauchs, um einen finanziellen Nutzen für den Endnutzer zu generieren [17] [46]. Durch den heuristischen Einsatz der Systeme besteht auch in diesem Anwendungsfall noch weiteres Potenzial, durch einen optimalen Einsatz den Nutzen für den Endnutzer zu steigern.

In der Folge erzielen dezentrale Energiesysteme gegenwärtig keinen system- oder netzdienlichen Nutzen durch einen entsprechenden Einsatz der lokalen Komponenten. Der aktuelle Betrieb dezentraler Energiesysteme mit dem Schwerpunkt auf den lokalen Eigenverbrauch kann bei einer zunehmenden Anzahl dezentraler Energiesysteme sogar zu negativen Effekten führen, wie z. B. erhöhten Energiesystemkosten [17]. In einigen Fällen fehlt es bestehenden Systemen, welche lediglich eine Darstellung der lokalen Energieflüsse ermöglichen, sogar an der Fähigkeit zur heuristischen Steuerung der einzelnen Komponenten [56].

Zusammenfassend wird das Flexibilitätspotenzial dezentraler Energiesysteme gegenwärtig nur unzureichend erschlossen und genutzt, obwohl es bereits eine Vielzahl solcher Systeme gibt und diese Anzahl in Zukunft weiter steigen wird, wie in Kapitel 1.1.1 aufgezeigt. Ein Grund dafür stellt die unzureichende Steuerung der Systeme dar, die hauptsächlich heuristisch erfolgt und die lokale Eigenverbrauchsmaximierung ohne Berücksichtigung externer Anreize priorisiert [13] [57]. Durch eine intelligente Steuerung der Systeme könnte in der Folge das bereits existente und zukünftig steigende Flexibilitätspotenzial dezentraler Energiesysteme erschlossen und effizient genutzt werden.

1.3 Wissenschaftliche Forschungsfrage und Zielsetzung der Arbeit

In den vorangegangenen Kapiteln wird aufgezeigt, dass DES ein hohes, bereits vorhandenes, aber bisher noch kaum erschlossenes Potenzial mit Mehrwert für den Endnutzer sowie für das ganzheitliche Energiesystem aufweisen. Der bisherige DES-Einsatz fokussiert bisher ausschließlich die überwiegend heuristische Eigenverbrauchsmaximierung für den Endnutzer. Diese Diskrepanz im gegenwärtigen und zukünftigen Einsatz führen, insbesondere hinsichtlich der noch deutlich zunehmenden Anzahl an dezentralen Energiesystemen, zur zentralen Forschungsfrage, welche durch die vorliegende Arbeit adressiert wird. Diese lautet wie folgt:

„Auf welche Weise können dezentrale Energiesysteme intelligent eingesetzt werden und welche realen Vorteile können in der Folge erreicht werden?“

Diese Fragestellung führt zu den drei zentralen Zielsetzungen dieser Arbeit: Zunächst wird ein intelligenter Steuerungsansatz für DES entwickelt, welcher die Einsatzplanung der lokal installierten Komponenten unter Berücksichtigung externer Anreize optimal bestimmt. In der anschließenden Analyse werden resultierende Vorteile aus der intelligenten Steuerung dezentraler Energiesysteme aufgezeigt und hinsichtlich ihrer realen Auswirkungen analysiert. Abschließend wird der Steuerungsansatz selbst auf seine realitätsnahe Umsetzung untersucht. Zur Beantwortung der Leitfrage werden daher in dieser Arbeit die folgenden Ziele gesetzt:

Zielsetzung 1	**Steuerung dezentraler Energiesysteme:** Unter Zielsetzung eines intelligenten DES-Einsatzes soll ein geeigneter Steuerungsansatz auf Basis eines Optimierungsmodells entwickelt und für eine nachvollziehbare sowie einfache Adaptierbarkeit und flächendeckende Skalierbarkeit detailliert beschrieben werden.
Zielsetzung 2	**Zielgrößen in der Steuerung dezentraler Energiesysteme**: Potenziale aus dem entsprechend ausgerichteten Einsatz dezentraler Energiesysteme sollen modellbasiert analysiert sowie aussagekräftig quantifiziert werden. Diese Potenziale sollen einerseits aus Endnutzersicht untersucht werden. Andererseits sollen mögliche systemdienliche Vorteile durch einen entsprechenden Einsatz eines dezentralen Energiesystems ausgemacht und analysiert werden.
Zielsetzung 3	**Realitätsnaher DES-Einsatz:** Da bereits heute eine hohe Anzahl an DES in der realen Anwendung vorhanden ist, welche zukünftig noch deutlich zunimmt, soll abschließend der realitätsnahe Einsatz des Steuerungsansatzes untersucht und analysiert werden, um dessen reale Leistungsfähigkeit zu ermitteln.

Nachfolgend werden diese drei Zielsetzungen in dieser Arbeit nacheinander abgearbeitet. Das verfolgte Vorgehen, aus welchem der Aufbau und die Struktur der vorliegenden Arbeit resultiert, wird nachfolgend ausführlich dargestellt.

1.4 Aufbau und Struktur der Arbeit

In diesem Kapitel 1 ist zunächst der Hintergrund und die Motivation (Kapitel 1.1 und Kapitel 1.2) der vorliegenden Arbeit sowie die resultierende wissenschaftliche Forschungsfrage inklusive der drei abgeleiteten Zielsetzungen (Kapitel 1.3) vorgestellt und beschrieben worden.

Anschließend wird der wissenschaftliche Kontext der vorliegenden Arbeit im nachfolgenden Kapitel 2 aufgearbeitet und beschrieben. Hierfür wird zunächst in Kapitel 2.1 das Forschungsfeld der Arbeit mittels quantitativer Analysen näher vorgestellt. Anschließend wird in Kapitel 2.2 detailliert auf Arbeiten mit einer ähnlichen Ausrichtung eingegangen, wonach die resultierende Forschungslücke in Kapitel 2.3 aufgezeigt und beschrieben wird: DES werden im wissenschaftlichen Kontext bisher in der Breite der Sektorenintegration nur unzureichend untersucht, wobei bestehende Arbeiten zusätzlich die Analyse unterschiedlicher Zielgrößen in ihrem Einsatz vernachlässigen. Weiterhin besteht noch weiterer Forschungsbedarf, den realitätsnahen Einsatz dieser Systeme und dabei auftretende Effekte und Auswirkungen tiefer zu analysieren. Durch die zuvor aufgezeigten Zielsetzungen der vorliegenden Arbeit wird in der Folge das Potenzial dezentraler Energiesysteme detailliert untersucht, quantifiziert sowie kritisch eingeordnet, wodurch die identifizierte Forschungslücke im Umfeld dezentraler Energiesysteme durch diese Arbeit weiter geschlossen wird.

Anschließend folgt die Struktur der Arbeit den im vorgehenden Kapiteln ausgewiesenen Zielsetzungen ZS 1, ZS 2 sowie ZS 3: In Kapitel 3 wird der entwickelte Steuerungsansatz vorgestellt, welcher es ermöglicht, dezentrale Energiesysteme intelligent unter Berücksichtigung externer Anreize einzusetzen (ZS 1). Hierfür werden im Kapitel 3.1 die wichtigsten theoretischen Grundlagen für das methodische Verständnis dargestellt, welche sich auf die Bereiche der Steuerungstechnik sowie Energiesystemmodellierung aufteilen.

Anschließend wird in Kapitel 3.2 der entwickelte Steuerungsansatz ausführlich vorgestellt und beschrieben. Kernstück dieses Steuerungsansatzes bildet ein Optimierungsmodul, wofür in der vorliegenden Arbeit das Optimierungsmodell *E2M2_DES* verwendet wird. Die vorliegende Arbeit gibt eine detaillierte Übersicht über die Weiterentwicklung dieses Modells, welche sich insbesondere auf die vollständige Abbildung dezentraler Energiesysteme sowie die Berücksichtigung externer Anreize fokussiert (Kapitel 3.3). Zur realitätsnahen Erprobung des Steuerungsansatzes wird dieser mit einem simulierten Energiesystem gekoppelt, wobei die methodische Umsetzung in Kapitel 3.4 vorgestellt wird. Als grundsätzliche Referenz zur Bewertung der Leistungsfähigkeit des Steuerungsansatzes dient ein heuristischer Steuerungsansatz, dessen Umsetzung in Kapitel 3.5 vorgestellt wird. Abschließend wird ein Überblick über das nachfolgende methodische Vorgehen der Arbeit in Kapitel 3.6 gegeben.

Die Untersuchung des Potenzials dezentraler Energiesysteme sowie des Steuerungsansatzes erfolgt an einem repräsentativen Haushalt, dessen Eigenschaften und die angenommenen Rahmenbedingungen der Untersuchung in Kapitel 4 beschrieben werden. Die tiefere Charakterisierung dieses dezentralen Energiesystems wird in Kapitel 4.1 vorgestellt, die Eigenschaften der dezentralen Komponenten in Kapitel 4.2. Danach wird in Kapitel 4.3 der angenommene regulatorische Rahmen beschrieben.

Anschließend wird in Kapitel 5 ausführlich der potenzielle Beitrag dezentraler Energiesysteme (Zielsetzung 2) analysiert, wobei dieser hinsichtlich unterschiedlicher Zielgrößen untersucht, quantifiziert und kritisch analysiert wird. Zunächst wird hierbei der Fokus auf die jährlichen Energieversorgungskosten des Endnutzers gelegt (Kapitel 5.1), wonach der Blickwinkel auf eine netzdienliche Ausrichtung der DES gelegt wird (Kapitel 5.2). Bevor abschließend ein kostenoptimaler Dimensionierungsvorschlag für dezentrale Energiesysteme hergeleitet wird (Kapitel 5.4), wird zuvor noch die Berücksichtigung von Treibhausgasemissionen als weitere Zielgröße in der Einsatzplanung des DES analysiert (Kapitel 5.3).

Abschließend erfolgt in Kapitel 6 die Untersuchung des Steuerungsansatzes in einer realitätsnahen Umgebung (ZS 3). Hierfür werden zwei unterschiedliche Ausprägungen des Steuerungsansatzes miteinander verglichen: Zunächst wird ein rein theoretisch ermittelter Fahrplan zur Steuerung des dezentralen Energiesystems eingesetzt (Kapitel 6.1), wonach der entwickelte Steuerungsansatz erprobt wird (Kapitel 6.2). Beide Steuerungsansätze werden anschließend anhand ihres monetären Ergebnisses miteinander verglichen und bewertet (Kapitel 6.3).

Abschließend werden die Schlussfolgerung der vorliegenden Arbeit in Kapitel 7 zusammengefasst, kritisch gewürdigt und diskutiert. Weiterhin wird in diesem Kapitel ein Ausblick über zukünftige Anknüpfungspunkte sowie resultierende weiterführende Forschungsfragen gegeben.

2 Stand der Wissenschaft

Durch die steigende Anzahl dezentraler Komponenten und die steigende Bedeutung dezentraler Energiesysteme, verdeutlicht im vorherigen Kapitel, nimmt auch die Anzahl entsprechender Publikationen auf diesem Forschungsfeld zu. Für eine umfangreiche Aufarbeitung und Beschreibung der bestehenden Publikationen hinsichtlich der Breite sowie Tiefe des noch jungen Forschungsfelds wird in der vorliegenden Arbeit ein zweistufiges Vorgehen gewählt.

Zunächst adressiert eine quantitative Analyse in Kapitel 2.1 durchgeführt, um die Breite des umgebenden Forschungsfelds zu erfassen. Die ausgemachten Arbeiten werden, für eine grundlegende Charakterisierung des Forschungsfelds, hinsichtlich ihrer spezifischen Zielsetzung sowie der betrachteten dezentralen Komponenten klassifiziert und untersucht.

Anschließend werden ausgewählte Publikationen mit einem inhaltlichen Bezug zur vorliegenden Arbeit qualitativ beschrieben, um diese von der vorliegenden Arbeit abzugrenzen. Diese qualitative Analyse adressiert zentral die Methodik und die verfolgte Zielgröße der einzelnen Untersuchungen, um so ein Bild hinsichtlich der Ausrichtung der einzelnen Publikationen zu ermöglichen.

Beide Schritte eröffnen so abschließend die Forschungslücke, welche die vorliegende Arbeit adressiert. Diese Forschungslücke wird mit dem resultierenden Forschungsbedarf in Kapitel 2.3 detailliert aufgezeigt und beschrieben.

2.1 Quantitative Analyse des Forschungsfelds dezentraler Energiesysteme

Zur Einordnung der vorliegenden Arbeit wird nachfolgend eine Übersicht über verwandte Arbeiten auf dem Feld der dezentralen Energiesysteme sowie derer einzelnen Komponenten gegeben. Um die Vielzahl der Publikationen in dieser Forschungsrichtung in einem ersten Schritt greifbar zu machen, wird eine quantitative Analyse, bspw. angewandt in [58], [59] oder [60], der entsprechenden Publikationen durchgeführt. Das entsprechende methodische Vorgehen dieser Analyse wird in Anhang B detailliert beschrieben, nachfolgend werden die zentralen Ergebnisse dieser Analyse dargelegt.

Insgesamt konnten 553 Publikationen auf dem Feld dezentraler Energiesysteme ausgemacht werden. Die durchgeführte Analyse adressiert zwei zentrale Zielsetzungen: Zunächst wird der Fokus auf die verfolgte Zielsetzung der Publikationen gelegt. Anschließend wird ermittelt, in welchem Umfang die Publikationen die zunehmende Sektorenintegration auf Endnutzerebene und damit die resultierenden Wechselwirkungen der dezentralen Komponenten betrachten.

2.1.1 Verfolgte Zielsetzung verwandter Publikationen

Zunächst werden die Veröffentlichungen hinsichtlich ihrer verfolgten Zielsetzung analysiert. Die Zielsetzung beschreibt grundlegend die Ausrichtung der Publikation, welche mit dem individuellen Ansatz beabsichtigt wird. Ein Überblick über die Zielstellungen der Publikationen wird in der nachfolgenden Abbildung 2-1 gegeben, welche zusätzlich eine Übersicht über die jährliche (jrl.) Anzahl der Publikationen beinhaltet.

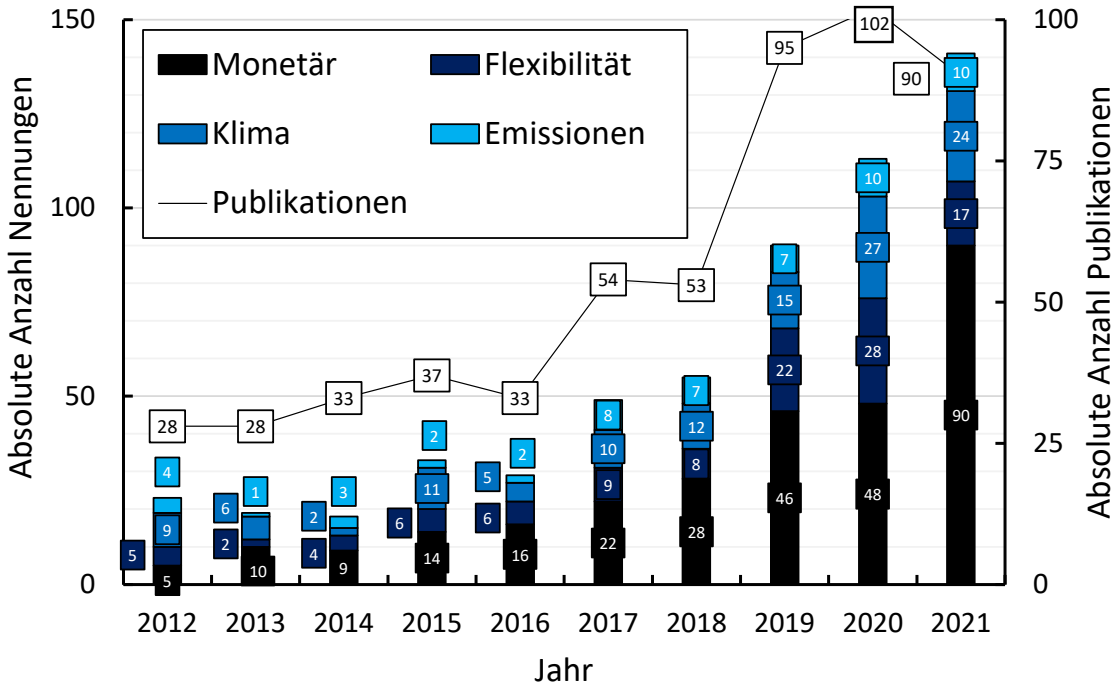

Abbildung 2-1: Übersicht über die Zielsetzung der identifizierten Publikationen im Bereich DES mit PV-Anlage (Primärachse) und Darstellung der jrl. Publikationen (Sekundärachse)

Die Abbildung zeigt zunächst die deutliche Zunahme von Publikationen im Forschungsfeld der DES seit dem Jahr 2012 auf. Insbesondere in den Jahren 2017 und 2019 kam es zu einem deutlichen Sprung in der Anzahl der Publikationen im Vergleich zu den Vorjahren. Der Trend einer steigenden Anzahl Publikationen endete im Jahr 2021, als die jährlichen Publikationen um knapp 12 % gegenüber dem Vorjahr auf 90 jährliche Publikationen abgenommen haben. Dezentrale Energiesysteme stehen vor allem erst seit kürzerer Zeit, insbesondere ab dem Jahr 2018, im Fokus vermehrter Forschungsaktivitäten.

Der überwiegende Teil der Publikationen adressiert, wie in der Abbildung ersichtlich wird, monetäre Zielstellungen. Diese ergeben sich bspw. in der Verringerung der Kosten, welche für die Energieversorgung des betrachteten Energiesystems anfallen. Überwiegend weisen die aktuellen Publikationen eine monetäre Sichtweise auf den Einsatz der Komponenten auf.

Danach folgen die beiden Motive der Flexibilität bzw. der Flexibilitätserschließung sowie des Beitrags zum Klimaschutz, abgekürzt in der Abbildung als „Klima“. Das Motiv der Flexibilität

hat erst in den letzten Jahren ab 2018 eine deutliche Zunahme erfahren. Entsprechende Publikationen zielen auf das Flexibilitätspotenzial, welches ein flexibler Betrieb der Systeme für das ganzheitliche Energiesystem bereitstellen kann. Mit der verfolgten Methodik kann nicht tiefer ermittelt werden, für welche Anwendung die Flexibilität genutzt werden soll. Für eine detaillierte Aufarbeitung, welche an dieser Stelle nicht notwendig ist, müssten die Arbeiten dazu einzeln gesichtet und ausgewertet werden.

Der relative Anteil der Publikationen mit Zielstellung Klimaschutz bleibt über die Zeit etwa konstant. Um dieses Motiv genauer aufzuschlüsseln, wird zudem die Kategorie „Emissionen“ berücksichtigt, welche auf THG-Emissionen zielt. Die Abbildung verdeutlicht, dass die Anzahl an Publikationen der Kategorie „Emissionen“ in den letzten Jahren deutlich zugenommen hat, wodurch auch ein steigender absoluter Anteil in der Kategorie „Klima“ resultiert. Zusammenfassend nehmen die Veröffentlichungen auf dem Feld dezentraler Energiesysteme insbesondere seit dem Jahr 2018 deutlich zu. Diese adressieren dabei überwiegend eine monetäre Zielstellung.

2.1.2 Berücksichtigte Komponenten in verwandten Publikationen

Anschließend zielt die durchgeführte Analyse auf die in den Publikationen betrachteten dezentralen Komponenten. Hierdurch wird ersichtlich, in welchem Umfang die Publikationen die aktuell stattfindende zunehmende Elektrifizierung des Haushaltssektors berücksichtigen. Die Ergebnisse dieser Analyse zeigt nachfolgende Abbildung 2-2.

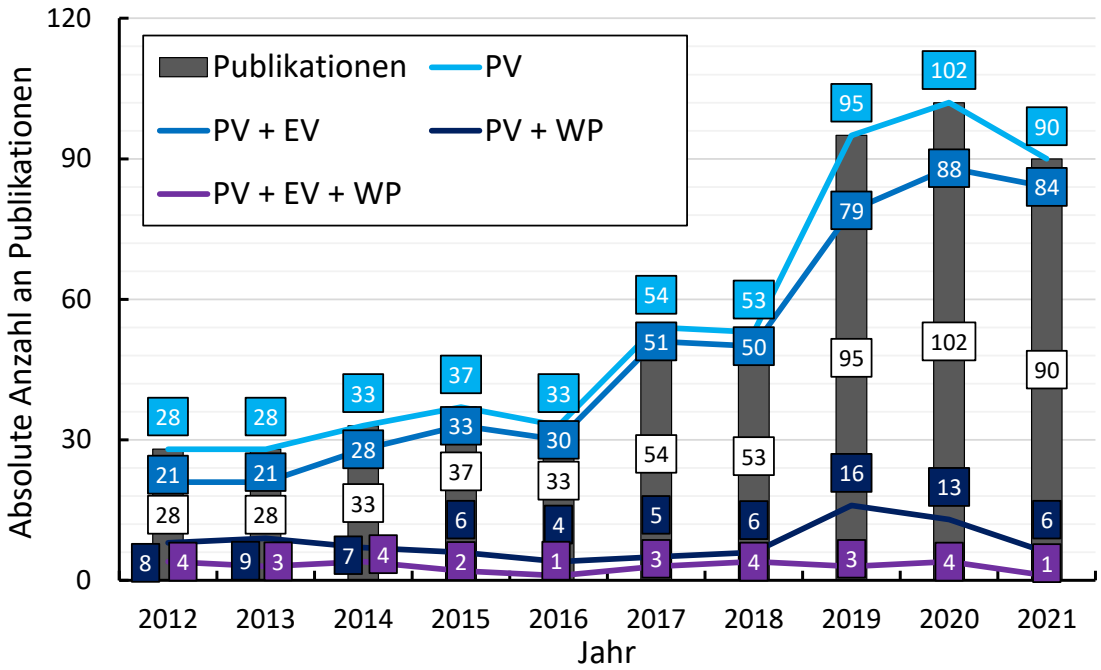

Abbildung 2-2: Übersicht über die jährlichen Publikationen im Forschungsbereich der dezentralen Energiesysteme sowie Analyse hinsichtlich der betrachteten Komponenten

Wie in der Suchanfrage definiert, weisen alle Publikationen eine PV-Anlage im dezentralen Energiesystem auf. Die Abbildung verdeutlicht, dass der überwiegende Teil der Publikationen als weitere Komponente Elektrofahrzeuge aufweisen. Der Anteil der Publikationen mit einem Fokus auf Elektromobilität hat im Jahr 2021 dabei das erste Mal auch leicht abgenommen.

Ein anderes Bild bietet die Anzahl von Publikationen, welche WP-Systeme in den jeweiligen Untersuchungen in Kombination mit einer PV-Anlage betrachten. Wie Abbildung 2-2 verdeutlicht, weisen nur wenige der Publikationen diese als Komponente in ihren Untersuchungen auf. Der Anteil ist zwar im Jahr 2019 und 2020 deutlich angestiegen, im Jahr 2021 aber wieder deutlich abgesunken. Die Analyse verdeutlicht so, dass Wärmepumpensysteme als Teil von dezentralen Energiesystemen in der Literatur bisher eher noch vernachlässigt werden.

Grundlegend wurde in Kapitel 1.1 die zunehmende Sektorenintegration dezentraler Energiesysteme ausgemacht. In diesem Kontext gestaltet es sich daher insbesondere als interessant, inwiefern Publikationen alle drei elektrischen Komponenten und deren Wechselwirkungen im kombinierten Einsatz in einem Energiesystem betrachten. Die Anzahl dieser Publikationen ist als violette Linie in der Abbildung abgetragen und übersteigt im Betrachtungszeitraum in keinem Jahr eine Anzahl von vier Veröffentlichungen. Hieran wird bereits offensichtlich, dass bisherige Publikationen die zunehmende Elektrifizierung von Endnutzern und deren Wärme- sowie Verkehrsanwendungen bisher eher mangelhaft fokussieren. Insgesamt behandeln nur 31 Publikationen im gewählten Zeitraum den gemeinsamen Einsatz aller drei Komponenten.

Eine Übersicht über die Publikationen, welche hinsichtlich ihres untersuchten Betrachtungsgegenstands bzw. der Untersuchungsdimension eingeordnet werden, ist in Anhang B in Tabelle B-0-4 dargestellt. Ein Großteil dieser Publikationen, welche den gemeinsamen Einsatz der drei Komponenten aufweist, fokussiert in der jeweiligen Untersuchung die Sichtweise des umgebenden Netzbetriebs, z. B. von Verteilnetzen oder Microgrids. Diese Publikationen verfolgen damit nicht die Sichtweise des Anlagenbetreibers ein. Die tatsächliche Sichtweise des lokalen Betriebs der Komponenten weisen nur zwei der insgesamt 31 identifizierten Publikationen auf. Auf diese zwei Publikationen wird im nachfolgenden Kapitel näher eingegangen.

Insgesamt verdeutlicht die durchgeführte Analyse, dass bisherige Publikationen im Bereich der DES häufig nur die Kombination aus PV-Anlage sowie einer weiteren Komponente, nur sehr selten aber die gemeinsame Anwendung aus PV-Anlage, Wärmepumpensystem sowie Elektrofahrzeug adressieren. Der Trend der Sektorenintegration auf Endnutzerebene wird also bisher nur mangelhaft untersucht und erfasst. Die wenigen Publikationen, welche den gemeinsamen Einsatz aller drei Komponenten umfassen, fokussieren deren Untersuchung aus der Sicht auf die angeschlossene Netzebene. Die Betriebssichtweise auf Endnutzerebene wird dadurch in den bisherigen Veröffentlichungen noch eher vernachlässigt.

2.2 Einordnung bisheriger Arbeiten hinsichtlich des Betriebs dezentraler Energiesysteme

Im vorhergehenden Kapitel ist die Breite verwandter Publikationen auf dem Feld dezentraler Energiesysteme für ein genaueres Verständnis eingeordnet und analysiert worden. In diesem Kapitel wird nun ein vertiefter Blick auf maßgebliche Arbeiten auf diesem Forschungsfeld gelegt, um den bisherigen wissenschaftlichen Stand herauszuarbeiten. Hierbei werden die Arbeiten vor allem hinsichtlich ihrer betrachteten Systemebene inklusive der umfassten dezentralen Komponenten, ihres zu Grunde liegenden methodischen Ansatzes sowie der berücksichtigten externen Anreize in der Einsatzplanung aufgearbeitet und beschrieben. Die resultierende Forschungslücke, welche die vorliegende Arbeit adressiert, wird anschließend im nachfolgenden Kapitel aufgezeigt.

Die nachfolgend behandelten Arbeiten können, neben weiteren Unterscheidungsmerkmalen, insbesondere hinsichtlich ihrer verfolgten Zielsetzung, analog zum vorherigen Kapitel 2.1.1, in einzelne Kategorien unterschieden werden. Die erste Kategorie umfasst Arbeiten, welche sich mit einem kostenoptimalen Einsatz aus Sicht des Endnutzers beschäftigen. Die zweite Kategorie umfasst Arbeiten, welche einen netzdienlichen Einsatz dezentraler Energiesysteme oder Komponenten fokussieren. Die dritte Kategorie stellen Arbeiten dar, welche einen klimafreundlichen Einsatz in Form reduzierter THG-Emissionen adressieren. Diese Unterscheidung der Arbeiten erfolgt dabei nicht ausschließlich, denn einige Arbeiten weisen auch mehrere der genannten Zielsetzung auf.

2.2.1 (Kosten-)Optimaler Einsatz von dezentralen Energiesystemen

Die erste Kategorie von bedeutsamen Arbeiten auf dem Forschungsfeld dezentraler Energiesysteme verfolgt einen kostenoptimalen Einsatz der Energiesysteme oder einzelner Komponenten für den Endnutzen. Die einflussreichen Arbeiten um [61] beschäftigen sich grundlegend mit der Integration von WP-Systemen in Smart Grids: Hierzu wird zunächst auf einer aggregierten Ebene für einen Pool aus solchen Systemen das mögliche Flexibilitätspotenzial untersucht. Andererseits wird auf dezentraler Gebäudeebene die Dimensionierung des WP-Heizsystems in Abhängigkeit der PV-Erzeugung sowie variabler Stromtarife fokussiert und der Einsatz von (predictive) RBC- sowie MPC-Ansätzen in einer dynamischen Gebäudesimulation miteinander verglichen. Der Fokus dieser Untersuchungen ergibt sich insbesondere aus technischer Sicht, weniger mit Fokus auf die Interaktion mit dem gesamtheitlichen Energiesystem, weshalb auch keine weiteren externen Anreize berücksichtigt werden.

Vertiefend wird der Einsatz eines MPC-Ansatzes für Heizungs-, Ventilations- sowie Kühlungssysteme (engl. „*Heating, Ventilation and Air Conditioning*" (HVAC) in [62] detailliert adressiert. Die Arbeit verfolgt detailliert die Untersuchung und Berücksichtigung von unterschiedlichen Einflussgrößen, welche sich insbesondere aus externen Wetter- sowie internen thermischen

Nachfrageunsicherheiten ergeben. Der Ansatz wird vor allem aus der methodischen Erschließung und Ausrichtung angegangen, um die Herausforderungen der stochastischen Formulierung mit einem Blick auf die resultierende Rechenzeit anzugehen. Abschließend wird der Einfluss von Wetter- sowie Belegungsprognosen des Gebäudes auf die Qualität der MPC sowie die Adaption des MPC-Ansatzes unter dynamischen Stromtarifen analysiert sowie demonstriert. Beide Ansätze adressieren den theoretischen Einsatz von WP- sowie HVAC-Systemen zur thermischen Versorgung von Haushalten. Beide Untersuchungen vernachlässigen das Zusammenspiel der Komponenten mit einem Elektrofahrzeug als weiterer Komponente im DES. Einen entsprechenden Fokus auf Elektromobilität, in diesem Fall einer Flotte von Elektrofahrzeugen in Parkhäusern, bietet [63], wobei eine kostenoptimale Beladung der Flotte verfolgt wird. Hierbei berücksichtigt der entwickelte Algorithmus unsichere Eingangsgrößen, so zum Beispiel die volatile PV-Erzeugung. Als weitere Einflussgrößen auf die Einsatzplanung wird untersucht, durch welche Faktoren und Ladetarife die Flexibilität der Ladeprozesse durch den Parkhausbetreiber als möglichen Aggregator erschlossen werden kann.

In [64] werden unterschiedliche heuristische Verfahren zum Einsatz eines Systems aus PV-Anlage, Batteriespeicher sowie Elektrofahrzeug untersucht und am Beispiel eines Tages miteinander verglichen und hierdurch bewertet. Die verfolgten Ansätze zielen auf eine Reduktion der Einsatzkosten sowie der THG-Emissionen, einfach approximiert mit dem durchschnittlichen Emissionsfaktor sowie der Verstetigung der Netzbezugsspitzen hin zum mittleren Netzbezug, wobei die Steuerungsansätze eine unterschiedliche Tiefe hinsichtlich der berücksichtigten Komponenten aufweisen. Systemseitige Anreize werden in der Arbeit so heuristisch abgeschätzt, jedoch nicht näher berücksichtigt. Die Untersuchungen weisen Einsparungen in etwa der Höhe eines Viertels (Kosten sowie THG-Emissionen) sowie eines Drittels (Spitzenreduktion) aus.

Ein umfangreicher Ansatz zur Beladung von Elektrofahrzeugen in Kombination mit einem PV-BS-System für Endnutzer wird in [65] beschrieben. Der Ansatz minimiert in verschiedene Stufen von der Day-Ahead- über die Hour-Ahead-Sicht bis hin zur Echtzeit die Kosten des Komponenteneinsatzes, wobei über den stochastischen Ansatz Komfortverluste für den Endnutzer in Kauf genommen werden. Eine der zentralen Erkenntnisse ergibt sich darin, dass aus einer zeitlich näheren Anwendung der Optimierung hin zum Komponenteneinsatz ein verbessertes Ergebnis resultiert. Die Einsatzplanung wird von einem Optimierungsmodell bestimmt, wohingegen der Echtzeit-Einsatz über eine RBC bestimmt wird. In Analogie zu den vorherigen Arbeiten wird in diesem Ansatz die thermische Nachfrage des Endnutzers ausgeblendet, welche gleichzeitig aber ebenfalls optimal versorgt werden sollte, um die Energieversorgungskosten des betrachteten Energiesystems ganzheitlich zu minimieren. Neben diesen Arbeiten mit Fo-

kus auf alleinige WP- oder EV-Systeme existieren in der Literatur Arbeiten, welche den gemeinsamen Einsatz beider Technologien betrachten. In [66] wird ein System aus PV-Anlage, Wärmepumpe sowie Elektrofahrzeug betrachtet sowie hinsichtlich des Betriebs untersucht. Die Arbeit modelliert grundlegend die stochastischen Einflussgrößen in Form der PV-Erzeugung, des thermischen Nutzerkomforts sowie des EV-Füllstands, deren Flexibilitätsgrade werden aber nicht tiefer durch den Ansatz ausgenutzt. Der Ansatz verfolgt einen kostenminimalen Betrieb der Komponenten, welcher die Kosten der RBC, welche als Referenz dient, im Betrachtungszeitraum einer nicht näher eingeordneten Woche um ein knappes Drittel unterschreitet. Die Arbeit deutet zudem nur einen geringen Einfluss des Prognosefehlers der zukünftigen, tatsächlichen Ausprägung des Energiesystems auf deren Betrieb an. Externe Einflussgrößen werden im Steuerungsansatz nicht weiter berücksichtigt.

Daneben widmen sich die Arbeiten um [67] insbesondere der Fragestellung, welche Dimensionierung sich für EV-Ladeinfrastruktur sowie Batteriespeicher in dezentralen Haushalten anbietet. In den Untersuchungen werden EV- sowie WP-Systeme aus der Verteilnetzbetriebsoptimierung als zusätzliche Flexibilitätsoptionen berücksichtigt, jedoch nur als zusätzliche Energieverbraucher in Form starrer Lastprofile, welche nicht gleichzeitig zielgerichtet flexibel eingesetzt werden. Die Freiheitsgrade beider Komponenten werden im Steuerungsansatz folglich nicht genutzt. Ein optimaler betriebswirtschaftlicher Einsatz aus Sicht des Endnutzers wird so vernachlässigt.

Ein ähnlicher Ansatz wird in [68] gewählt, um für ein Energiesystem aus mehreren dezentralen Energiesystemen eine Dimensionierung aus PV-Anlagen und Batteriespeichern aus zentraler Sicht herzuleiten, was in Deutschland der geltenden Regulatorik widerspricht. Auch hier werden die WP- und EV-Systeme nur als zusätzliche starre Verbrauchsprofile berücksichtigt, nicht jedoch als steuerbare Flexibilitätsoption in die Einsatzplanung miteingebunden.

Zusammengefasst betrachten bisherige Publikationen häufig nur den kostenoptimalen Einsatz von WP- oder EV-Systemen, nicht aber deren gemeinsamen Betrieb, wobei externe, systemseitige Anreize noch überwiegend ausgeblendet werden. Werden beide Komponenten gemeinsam in den Untersuchungen berücksichtigt, wird deren Flexibilität im Einsatz der Komponenten noch unzureichend ausgenutzt.

2.2.2 Netzdienlicher Einsatz von dezentralen Energiesystemen

Die zweite Kategorie, in die die aufgearbeiteten Arbeiten unterteilt werden können, thematisiert die Schnittstelle des dezentralen Energiesystems mit dem Verteilnetz. Diese Arbeiten fokussieren überwiegend auftretende Bezugsspitzen, welche zu kritischen Netzsituationen führen können, oder untersuchen entsprechende Tarifstrukturen zur Verlagerung der Spitzen.

Den Aspekt der Auswirkungen auf das Verteilnetz adressieren die Untersuchungen in [69] sowie [70], insbesondere mit einem Fokus auf zukünftige Herausforderungen durch den flächendeckenden Einsatz von Elektrofahrzeugen. Beide Arbeiten setzen sich zwar mit der Integration von Elektromobilität im Verteilnetz auseinander, entwickeln methodisch jedoch jeweils nur Lastganggeneratoren, um die resultierende Netzbelastung durch veränderte Nachfrageprofile unter Berücksichtigung von Elektrofahrzeugen abzuschätzen. Ein intelligenter Einsatz unter Berücksichtigung verschiedener externer Anreize auf dezentraler Ebene des Endnutzers sowie die Kopplung der Elektromobilität mit weiteren Komponenten wie Wärmepumpensystemen wird in beiden Arbeiten nicht adressiert.

Eine detaillierte Untersuchung hinsichtlich des Einsatzes von stationären Batteriespeichern in Kombination mit Elektrofahrzeugen als zusätzlicher Speicherkapazität in Kombination mit einer PV-Anlage bietet [71]. Die Arbeit betrachtet, neben der Untersuchung einer bestmöglichen Wirtschaftlichkeit, das Potenzial für Lastverlagerung von Elektrofahrzeugen und BS-Systemen, insbesondere mit einem Blick auf dynamische Stromtarife (ein Hochtarif-Niedrigtarif (Hat-NT) sowie ein stündlich aufgelöster Tarif). Solche Tarife reizen eine Verschiebung der Last in die NT-Stunden an, welche einen kostengünstigeren Bezug aufweist, und stellen so einen einfachen Sonderfall eines stündlich aufgelösten Stromtarifs dar, wobei den jeweiligen Tagesstunden einzig zwei feste Werte zugeteilt werden. Dieser Sonderfall sollte durch die zunehmende Digitalisierung im Rahmen des zunehmenden Smart-Meter-Rollouts zukünftig eher eine untergeordnete Rolle spielen. Hierfür wird ein Optimierungsmodell als gemischt-ganzzahliges lineares Programm entwickelt, welches modellendogen die Anlagengrößen von PV-Anlage und BS-System bestimmt sowie deren Kapitalwert maximiert, wobei insbesondere technische Restriktionen der Komponenten detailliert abgebildet werden. Die Arbeit vernachlässigt die thermische Nachfrage des Haushalts, womit das Zusammenspiel und zusätzliche Effekte in der Kopplung mit einem Heizungssystem nicht berücksichtigt werden, sowie weitere systemseitige Anreize im Betrieb des Systems.

Vertiefend wird der Aspekt dynamischer Stromtarife für Haushalte in [72] adressiert. In diesem Ansatz werden, im Gegensatz zu den vorher beschriebenen Ansätzen, nicht nur dynamische Arbeitspreise, sondern auch dynamische Leistungspreise für Endnutzer untersucht. Das betrachtete Energiesystem weist erneut nur eine PV-Anlage, einen Batteriespeicher sowie ein Elektrofahrzeug auf, weshalb die thermische Nachfrage nicht näher berücksichtigt wird. Die

Arbeit demonstriert, dass eine dezentrale Einsatzplanung auf individueller Endnutzerebene grundsätzlich ein ähnliches Optimierungsergebnis hervorruft wie die zentrale Optimierung durch einen Aggregator, im vorliegenden Fall einem virtuellen Kraftwerk. Diese Einschätzung gilt nur dann, wenn die maximale Netzbezugsleistung der DES nicht durch eine zu knappe Netzkapazität beschränkt werden muss. Bei einer zunehmenden Anzahl dezentraler, leistungsstärkerer Energiesysteme wird daher die Erweiterung der Stromtarife um eine leistungsabhängige Preiskomponente empfohlen. Weitere netzdienliche Maßnahmen oder Anreize werden in der Arbeit nicht berücksichtigt.

Diese Arbeiten beschränken sich nur auf die Abbildung des Einflusses dynamischer Stromtarife, weitere Anreize zum netzdienlichen Einsatz der Systeme werden nicht berücksichtigt. An diesem Punkt setzt [73] an, wobei der Fokus ausschließlich auf die Maßnahme der Sperrzeiten für Wärmepumpensysteme aus Ortsnetzsicht gelegt wird. Hierbei wird eine Variation der Durchdringung der Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen angenommen, ein optimierter Einsatz dieser Flexibilitätsoptionen jedoch nicht berücksichtigt. Hieraus resultiert die Einschätzung, dass die Maßnahme zusätzlichen Netzausbau verhindern kann, sofern die Eingriffe frühzeitig angekündigt werden, um die Flexibilität der Systeme mit ausreichend Vorlauf netzdienlich einzusetzen. Der Ansatz nennt keine Kosten für die Eingriffe in die Steuerung der Wärmepumpensysteme, welche damit beim Endnutzer ohne entsprechende Entschädigung verbleiben, und betrachtet daneben keine alternativen netzdienlichen Maßnahmen. Ein Ansatz, welcher explizit die aktuell diskutierte Maßnahme der Spitzenglättung [54] aus dezentraler Endnutzersicht adressiert, ist in der Literatur nicht ausgemacht worden.

Die Maßnahme der Spitzenglättung wird dagegen aus zentraler Energiesystemsicht bspw. zur Vermeidung von Lastbezugsspitzen in [74] berücksichtigt, wobei die Anwendung aus dezentraler Energiesystemsicht nicht näher beschrieben wird. Die Arbeit stellt mit Blick auf den Einsatz der Flexibilität aus Elektrofahrzeugen einen Ansatz vor, um die Abregelung von elektrischer Energie aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Anlagen aus zentraler Energiesicht zu verhindern, in dem mit dieser überschüssigen elektrischen Energie Elektrofahrzeuge beladen werden. Hierdurch wird eine Kostenreduktion für den jährlichen Ladeprozess ausgemacht, wobei diese durch den aktuellen regulatorischen Rahmen, insbesondere der starren Strompreisbestandteile für Endkunden, als überschaubar eingeschätzt wird.

Eine alternative Methodik wählt [75], wobei zwei simple, heuristische RBC-Ladestrategien für Elektrofahrzeuge in einem kleinen Verteilnetz untersucht werden. Die Beladung erfolgt zunächst prioritär bei einem Überschuss von PV-Strom, um neben der Eigenverbrauchserhöhung auch eine Spitzenkappung der PV-Einspeisung zu bewirken, wobei alternativ auch die Beladung bei einer Unterschreitung eines festen Schwellwerts des EV-Füllstands gestartet wird.

Der Steuerungsansatz in dieser Untersuchung erfolgt so zentralisiert durch einen Netzbetreiber, welche weitere Anreize des ihn umgebenden Energiesystems dabei nicht berücksichtigt. In der Folge wird eine lokale Optimierung vorgenommen, welche Auswirkungen hinsichtlich des bewirkten Verhaltens auf das ganzheitliche System nicht weiter berücksichtigt.

Bisherige Arbeiten fokussieren zusammenfassend überwiegend die Untersuchung des Einflusses dynamischer Stromtarife auf dezentrale Energiesysteme bzw. einzelne Komponenten. Netzdienliche Maßnahmen, wie die angesprochenen Sperrzeiten oder Spitzenglättung, werden aus dezentraler Endnutzersicht bisher nur selten bzw. nur unzureichend berücksichtigt.

2.2.3 Einsatz dezentraler Energiesysteme zur Reduktion von THG-Emissionen

Weitere Forschungsansätze adressieren, neben der reinen Kostenoptimierung, als Zielgröße für den Einsatz der dezentralen Energiesysteme bzw. einzelner Subsysteme die Reduktion von THG-Emissionen. Dieser Entwicklung nimmt insbesondere in den letzten Jahren deutlich zu, wie vorherige Abbildung 2-1 verdeutlicht.

Der Ansatz in [76] zielt auf die Minimierung der Energieversorgungskosten sowie der THG-Emissionen der Ladevorgänge, wobei diese zentral vom Verteilnetzbetreiber gesteuert werden. Der unmittelbare Vorteil liegt in der perfekten Kenntnis des Netzbetreibers über die Einspeisung volatiler erneuerbarer Energien, in diesem Fall der lokalen Windstromproduktion, was dazu führt, dass diese optimal für das Laden der Elektrofahrzeuge genutzt werden kann. Im Hinblick auf die regulatorischen Anforderungen des Unbundlings ist ein solches Szenario unter deutschen oder europäischen Marktbedingungen als nicht umsetzbar oder realistisch einzuschätzen. Eine umfassende Kenntnis müsste dabei nicht nur die Sicht des Netzbetreibers umfassen, sondern allgemein alle Aspekte des ganzheitlichen Energiesystems berücksichtigen. Eine reale Umsetzung einer solchen Einsatzplanung ist also nur schwer vorstellbar.

Ein Ansatz zur dezentralen Einsatzplanung präsentiert die Arbeit [77], welche jedoch nur die Minimierung der Einsatzkosten sowie THG-Emissionen eines HVAC-Systems fokussiert. Der Ansatz fokussiert in der Anwendung Bürogebäude, wodurch in der Untersuchung keine weiteren Komponenten wie ein PV-BS- oder EV-System betrachtet werden.

Einen Ansatz zur Berücksichtigung minimaler THG-Emissionen entwickelt die Arbeit [78] zur Beladung von Elektrofahrzeugen. Der Ansatz basiert auf einem Prognosemodell, durch welches Emissionsfaktoren, in dem Fall der durchschnittliche sowie marginale Emissionsfaktor, für den potenziellen Ladezeitraum des Elektrofahrzeugs vorhergesagt werden. Die Zeitpunkte mit den jeweils niedrigsten Emissionsfaktoren werden anschließend für die Beladung des Elektrofahrzeugs ausgewählt. Die Kostenoptimalität der Ladevorgänge wird an dieser Stelle ähnlich wie die thermische Nachfrage des Haushalts ausgeblendet.

Eine vertiefende Untersuchung hinsichtlich des Einflusses von vier verschiedenen Emissionsfaktoren wird für BS-Systeme in Industrieanlagen in [79] intensiv analysiert, wobei sowohl Kostenoptimalität als auch THG-Emissionen in der Optimierung berücksichtigt werden. Das Verfahren erfolgt in zwei Schritten, wobei zunächst die kostenoptimale Kapazität sowie Einsatz der Batteriespeicher ermittelt werden. Dieser kostenoptimale Einsatz wird anschließend im zweiten Schritt auf einen Einsatz mit möglichst geringen THG-Emissionen neu ausgerichtet. Der Ansatz umfasst zwar eine vielversprechende Tiefe in der Methodik, dient jedoch insbesondere der Einschätzung der resultierenden Reduktionspotenziale. Die Untersuchung agiert so als Studie und fokussiert nicht die reale Steuerung einzelner Systeme.

An dieser Stelle bleibt festzuhalten, dass bisherige Forschungsaktivitäten bereits THG-Emissionen als weitere Zielgröße zur Minimierung berücksichtigen. Die Untersuchung sektorenintegrierte Haushalte konnte dabei noch nicht ausgemacht werden, stattdessen steht eher die Reduktion der gesamten Kosten sowie Emissionen aus zentraler Energiesystemsicht im Fokus. Die reale Erreichbarkeit der ausgewiesenen, dezentralen Emissionsreduktionen muss weiterhin noch kritisch eingeordnet werden, worauf vertieft nachfolgend in Kapitel 5.3 eingegangen wird.

In diesem Kapitel sind nun ausführlich Arbeiten aus dem wissenschaftlichen Umfeld der vorliegenden Arbeit aufgearbeitet und behandelt worden. Ein expliziter Überblick über diese Arbeiten wird nun im nachfolgenden Kapitel gegeben, woraus Teile des Forschungsbedarfs auf dem Feld dezentraler Energiesysteme ersichtlich werden.

2.3 Abgrenzung und Einordnung der Arbeit in den wissenschaftlichen Kontext

DES weisen in den vergangenen Jahren eine deutliche Zunahme im ganzheitlichen Energiesystem auf, wobei ihre Anzahl und Bedeutung zukünftig noch deutlich zunehmen wird (vgl. Kapitel 1.1). Eine gleiche Dynamik zeigen die Publikationen auf diesem Feld dezentraler Energiesysteme, deren Anzahl in den letzten Jahren ebenfalls merklich gestiegen ist (vgl. Abbildung 2-1). Diese Arbeiten offenbaren dennoch weiteren Forschungsbedarf, explizit dargestellt in diesem Kapitel, an welchem anschließend die vorliegende Arbeit ansetzt.

In den vorhergehenden Kapiteln sind ausgewählte Arbeiten auf dem Feld dezentraler Energiesysteme dargestellt worden, um den bisherigen Stand wissenschaftlicher Arbeiten vorzustellen und einzuordnen. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen Arbeiten zu ermöglichen, wird in nachfolgender **Tabelle 2-1** eine Übersicht über die Arbeiten gegeben. Die Arbeiten werden in der Tabelle hinsichtlich der betrachteten Systemebene inklusive der betrachteten einzelnen Komponenten, des verfolgten methodischen Ansatzes, den betrachteten externen Anreizen sowie unter Angabe der zentralen Zielgröße dargestellt und unterschieden.

Die Tabelle verdeutlicht drei zentrale Erkenntnisse, woraus die zentrale Forschungslücke, welche durch die vorliegende Arbeit angegangen wird, resultiert. Erstens adressieren bisherige wissenschaftliche Arbeiten die stattfindende Sektorenintegration auf Haushaltsebene nur unzureichend (vgl. auch Kapitel 2.1). Die Arbeiten berücksichtigen dabei nicht den gemeinsamen Einsatz von PV-Anlage, WP-System sowie eines Elektrofahrzeugs, sondern beziehen sich überwiegend nur auf den Einsatz einzelner Subsysteme. Werden diese dezentralen Technologien zusammen betrachtet, erfolgt dies vor allem aus einer zentralen Systemsicht, bspw. eines Netzbetreibers, wobei der konkrete Betrieb der Systeme auf Endnutzerebene vernachlässigt wird. Weiterhin werden Komponenten wie WP-Systeme oder Fahrzeuge in den bisherigen Arbeiten noch als starre Verbräuche angenommen, wodurch ihre Flexibilität im Betrieb der Systeme nicht ausgenutzt wird.

Tabelle 2-1: Überblick über bisherige Arbeiten hinsichtlich des Betriebs dezentraler Energiesysteme oder Komponenten

Titel	Jahr	Systemebene	Betr. Komponenten					Methodischer Ansatz	Externe Anreize							Zielgröße
			PV	BS	WP	EV	Son.		EVO	KP	DP	SK	SZ	THG	So.	
[61]	2017	Pool Level / Gebäude	x		x			Regelungsansatz	x	x	x					Flexilität (Pool) / Minimierung der Kosten
[62]	2011	Gebäude	HVAC-System					MPC	x	x	x					Minimierung Kosten
[63]	2019	Parkhäuser	x			x		Optimierungsmodell			x					Minimierung Netzbezug
[64]	2020	Gebäude	x	x		x		Heuristiken	x			x		x	x	Min. Kosten, Reduzierung Spitzen + THG-Emissionen
[65]	2019	Haushalte	x	x		x		Optimierung / Steuerung	x	x						Minimierung Kosten
[66]	2021	Gebäude	x		(x)	(x)		MPC		x						Minimierung Kosten
[67]	2016	Parkhäuser	x	x		x		Optimierungsmodell				x				Verschiedene, v. a. Maximierung der Wirtschftlichkeit der Systeme
		Haushalte	x	x	(x)	(x)		Optimierungsmodell							x	
[68]	2021	Verteilnetz	x	x	(x)	(x)		Optimierungsmodell						x		Max. Wirtschaftlichkeit / Min. Emissionen
[69]	2014	Verteilnetz	x			x		Lastganggenerator								Vermeidung Netzausbau
[70]	2016	Verteilnetz				x		Lastganggenerator								-
[71]	2017	Pool an Haushalten	x	x		x		Optimierungsmodell	x	x				x		Maximiere Kapitalwerte
[72]	2016	Virtuelles Kraftwerk	x	x			x	Optimierungsmodell		x	x					Minimierung der Kosten
[73]	2021	Ortsnetz			x	(x)		Optimierungsmodell					x			Untersuchung Einfluss von Sperrzeiten
[74]	2021	Schlesig-Holstein						Optimierungsmodell					(x)	(x)	x	EV-Beladen durch Überschussstrom
[75]	2015	Microgrid	x			x		Optimierungsmodell	x			x				Minimierung Systemkosten und Bezugsspitzen
[76]	2020	Verteilnetz				x		Optimierungsmodell				x		x		Minimale Systemkosten zur EV-Beladung
[77]	2022	Gebäude	HVAC-System					Simulationsmodell			x			(x)		Bereitstellung von Flexibilität
[78]	2021	Haushalt				x		Prognosemodell		x	x			(x)		EV Ladeprognosen & THG-Emissionen Optimierung
[79]	2020	Industrie		x				Optimierungsmodell		x		x		x		Bestimmung THG-Reduktion für BS-Systeme
Vorliegende Arbeit	2024	Haushalt	x	x	x	x		Steuerungsansatz	x	x	x	x	x	x		Opt. Einsatz dez. ES unter Berück. externer Anreize

(x) - unzureichend berücksichtigt x - berücksichtigt

PV	PV-Anlage
BS	Batteriespeicher
WP	Wärmepumpensystem
EV	Elektrofahrzeug
Son.	Sonstige

St.	Steuerungsansatz
R	Regelungsansatz
O	Optimierungsmodell
S	Simulationsmodell
PV	Prognosemodell

EVO	Eigenverbrauchsoptimierung
KP	Konstanter Stromtarif
DP	Dynamischer Stromtarif
SG	Spitzenglättung
SZ	Sperrzeiten
THG	THG-Emissionen
Son.	Sonstige

Zweitens fokussiert der überwiegende Teil der Arbeiten allein die Ausrichtung des DES-Betriebs hinsichtlich der lokalen Eigenverbrauchsoptimierung aus Endnutzerebene. Weitere Zielgrößen, welche ein systemdienliches Verhalten bewirken können, werden im Betrieb der Komponenten häufig noch vernachlässigt oder nur sehr rudimentär ohne tiefergehende Analyse der jeweiligen Maßnahme betrachtet. Mögliche Vorteile aus einem entsprechend ausgerichteten Einsatz werden folglich, vor allem unter Kenntnis der bisher unvollständigen Abbildung dezentraler Energiesysteme, nicht umfassend für diese Systeme analysiert.

Abschließend wird das Forschungsfeld dezentraler Energiesysteme, wie im vorherigen Kapitel aufgezeigt, bisher überwiegend modellanalytisch untersucht, obwohl das Forschungsfeld durch die Anzahl existierender Systeme bereits einen hohen Bezug hin zum realen Einsatz der dezentralen Komponenten aufweist. Eine darüberhinausgehende Betrachtung, bspw. hinsichtlich des realitätsnahen Einsatzes der Systeme, wird vernachlässigt, wodurch reale Einfluss- oder Störgrößen in den bestehenden Arbeiten unterschätzt werden. Die Untersuchung der dezentralen Energiesysteme erfolgt also noch überwiegend aus einem theoretischen Blickwinkel unter Vernachlässigung real auftretender Effekte, wodurch der Betrieb dieser Systeme folglich nicht ausreichend hinsichtlich der realen Umsetzbarkeit untersucht wird.

In der Folge ergibt sich eine Forschungslücke mit weiterem Forschungsbedarf, welche durch die vorliegende Arbeit adressiert wird. Diese Forschungslücke kann grundsätzlich in drei Dimensionen unterteilt werden, welche in nachfolgender Abbildung 2-3 dargestellt werden.

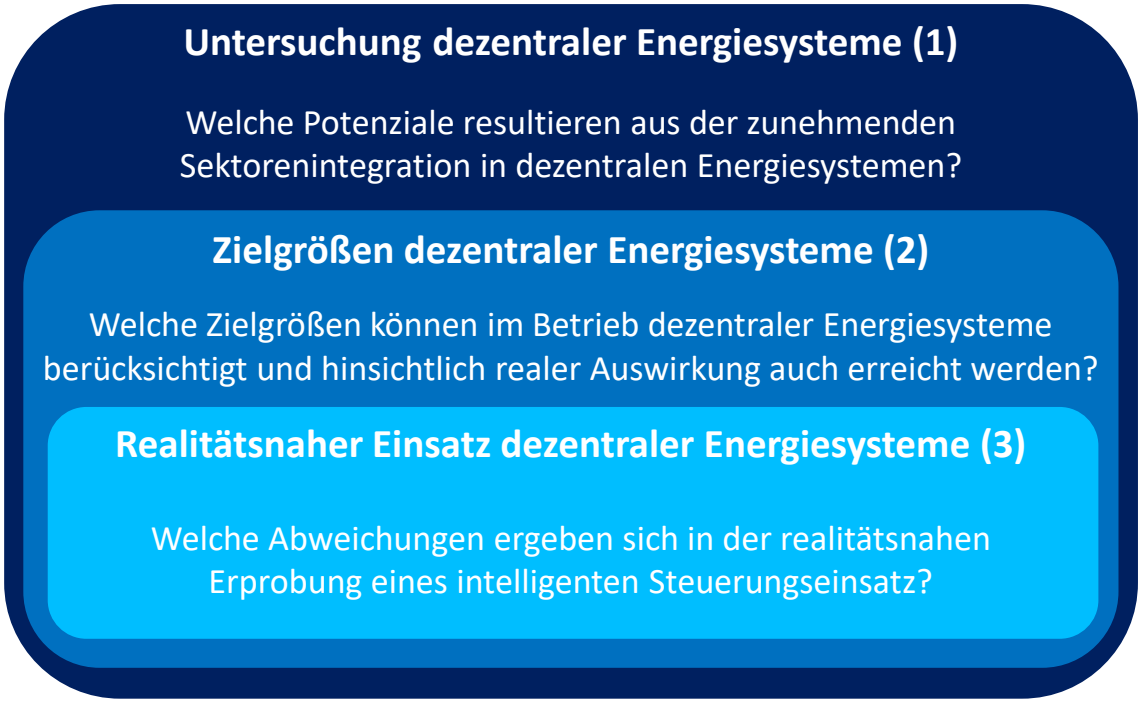

Abbildung 2-3: Zentraler Forschungsbeitrag der vorliegenden Arbeit

Die vorliegende Arbeit trägt durch die in Kapitel 1.3 definierten Zielsetzungen zur weiteren Schließung der aufgezeigten Forschungslücke bei. Wie dargestellt, vernachlässigen bestehende wissenschaftliche Ansätze die intelligente Steuerung dezentrale Energiesysteme, welcher neben der bisher stattfindenden (heuristischen) Eigenverbrauchsmaximierung weitere Anreize und damit weitere Zielgrößen im Betrieb der DES umfassen kann. Zielsetzung 1 fokussiert die Entwicklung eines geeigneten Steuerungsansatzes für dezentrale Energiesysteme, um deren intelligenten Betrieb zu ermöglichen und nachfolgend detailliert zu untersuchen, sowie resultierende Vorzüge detailliert zu analysieren.

Diese möglichen Vorzüge und Potenziale aus einem intelligenten Betrieb sind in den bisherigen wissenschaftlichen Arbeiten für dezentrale Energiesysteme bisher nur unzureichend untersucht und quantifiziert worden, vor allem im Kontext der stattfindenden Sektorenintegration. Die vorliegende Arbeit reduziert diesen Forschungsbedarf und quantifiziert mögliche Vorteile aus einem entsprechend ausgerichteten Einsatz der dezentralen Energiesysteme (Zielsetzung 2). Die in der Arbeit verfolgten Potenziale ergeben sich in Anlehnung an die in Kapitel 2.1.1 identifizierten Zielgrößen eines kostenoptimalen, verteilnetzdienlichen sowie eines klimafreundlichen, in der Bedeutung eines THG-emissionsarmen Einsatzes dezentraler Energiesysteme, näher beschrieben in Kapitel 3.6.

Abschließend wird das Forschungsfeld dezentraler Energiesysteme bisher überwiegend aus einer modellanalytischen Herangehensweise untersucht. Durch den hohen Bezug hin zum realen Einsatz der dezentralen Komponenten, müssen entsprechende Ansätze nicht nur modelltheoretisch, sondern auch anhand der real erreichbaren Vorteile bewertet werden. Um die Aufmerksamkeit für diesen Aspekt zu erhöhen, erprobt die vorliegende Arbeit den entwickelten Ansatz in einer realitätsnahen Umgebung (Zielsetzung 3).

Die vorliegende Arbeit liefert damit einen signifikanten Beitrag zur Einschätzung des zukünftigen Nutzens dezentraler Energiesysteme als Bestandteil des gesamtheitlichen Energiesystems, durch welche die Erkenntnisse bisheriger Arbeiten detailliert erweitert und kritisch eingeordnet werden. Daneben werden im Gegensatz zu den vorgestellten Studien nicht nur theoretische Vorzüge eines solchen Steuerungsansatzes aufgezeigt, sondern auch dessen realitätsnahe Anwendbarkeit am Beispiel eines digitalen Zwillings erprobt. Die gewonnenen Erkenntnisse tragen zum flächendeckenden, intelligenten Einsatz dezentraler Energiesysteme bei.

3 Methodisches Vorgehen: Steuerung dezentraler Energiesysteme

Beide vorhergehenden Kapitel verdeutlichen das Potenzial der DES, welches durch einen intelligenten Steuerungsansatz erschlossen werden kann. Ein entsprechender Steuerungsansatz zur Erschließung wird in der vorliegenden Arbeit auf theoretischer Ebene entwickelt (Zielsetzung 1). Im nachfolgenden Kapitel 3.1 werden für ein generelles Verständnis die notwendigen Grundlagen aus dem Bereich der Steuerung sowie der Optimierung kurz beschrieben und vorgestellt. Im folgenden Kapitel 3.2 wird dann ein detaillierter Überblick über den Aufbau sowie die Struktur des entwickelten Steuerungsansatzes gegeben. In der Folge resultiert eine einfache Adaptierbarkeit und Skalierbarkeit des Steuerungsansatzes.

Anschließend wird der Fokus auf das Optimierungsmodul des Steuerungsansatzes in Kapitel 3.3 gelegt, welches die Einsatzplanung des DES bestimmt. Wie in Kapitel 2.2 aufgezeigt wurde, existiert bisher noch kein vollumfänglicher Ansatz zur Einsatzplanung dezentraler Energiesysteme unter Berücksichtigung externer Anreize. Die vorliegende Arbeit adressiert daher die inhaltliche Anpassung und methodische Weiterentwicklung des Strommarktmodells *E2M2* zur Einsatzoptimierung elektrifizierter, dezentraler Energiesysteme. Das Modell bietet auf Basis seiner modularen Struktur aus Erzeugungs-, Speicher- sowie Verbrauchstechnologien und -einheiten sowie der breiten Möglichkeit zur Abbildung technischer sowie monetärer Anreize und Restriktionen eine einfache Adaptierbarkeit, woraus schließlich das Modell *E2M2_DES* (*E2M2_**D**ezentrales**E**nergie**S**ystem*) entstanden ist.

Zur realitätsnahen Erprobung des Steuerungsansatzes wird ein digitaler Zwilling eines realen Gebäudes verwendet. Das entsprechende Simulationsmodell, welches kein Kernbestandteil dieser Arbeit darstellt, wird für ein generelles Verständnis kurz in Kapitel 3.4 vorgestellt, wobei zusätzlich auf die Kopplung der beiden Modelle detailliert eingegangen wird.

Um die Leistungsfähigkeit des entwickelten Ansatzes einordnen sowie bewerten zu können, wird im weiteren Verlauf der Arbeit ein simpler, heuristischer RBC-Ansatz für die Einsatzplanung des dezentralen Energiesystems verwendet. Dieser Ansatz dient einerseits in der Literatur als gängige Referenz (vgl. Kapitel 2.2) und stellt andererseits den überwiegend eingesetzten Ansatz im realen Betrieb der Systeme (vgl. Kapitel 1.2) dar. Die Funktionsweise des Ansatzes wird in Kapitel 3.5 vorgestellt sowie beschrieben.

Abschließend wird in Kapitel 3.6 ein Überblick über das methodische Vorgehen der vorliegenden Arbeit gegeben. Hierbei werden die unterschiedlichen Ausprägungen des Steuerungsansatzes beschrieben, welche den Ausgangspunkt für die nachfolgenden Analysen darstellen.

3.1 Methodische Grundlagen der Steuerungstechnik und Energiesystemmodellierung

Nachfolgend werden die Grundlagen zum detaillierten Verständnis der vorliegenden Arbeit vermittelt. Diese unterteilen sich auf den Bereich der Steuerungstechnik sowie der Energiesystemmodellierung.

3.1.1 Grundlagen der Steuerungstechnik

DES weisen eine Vielzahl unterschiedlicher technischer Komponenten auf, welche optimal betrieben und eingesetzt werden sollen, detailliert dargestellt in Kapitel 1.2. Zur Koordination dieser einzelnen Komponenten, welche in ihrer Summe das betrachtete Energiesystem darstellen, bedarf es entsprechender Leittechnik, welche sich nach [80] aus der Regelungs- und Steuerungstechnik sowie der Prozessdatenverarbeitung ergibt. Sowohl Regelungs- als auch Steuerungstechnik führen eine gezielte Beeinflussung des Verhaltens technischer Systeme herbei, so dass ein betrachteter Prozess in einer vorgegebenen Weise abläuft [81].

Die beiden Begriffe der Regelung und Steuerung werden grundlegend in [82] beschrieben. Eine Steuerung (engl. *„open-loop control“*) wird als *„Vorgang in einem System, bei dem eine oder mehrere variable Größen als Eingangsgrößen andere variable Größen als Ausgangsgrößen aufgrund der dem System eigenen Gesetzmäßigkeiten beeinflussen*“, definiert. Eine Regelung (engl. *„closed-loop control“*) stellt dagegen einen *„Vorgang, bei dem fortlaufend eine variable Größe, die Regelgröße, erfasst (gemessen), mit einer anderen variablen Größe, der Führungsgröße, verglichen und im Sinne einer Angleichung an die Führungsgröße beeinflusst wird*“, dar. Ein Überblick über beide Ansätze nach [83] wird in Abbildung 3-1 gegeben:

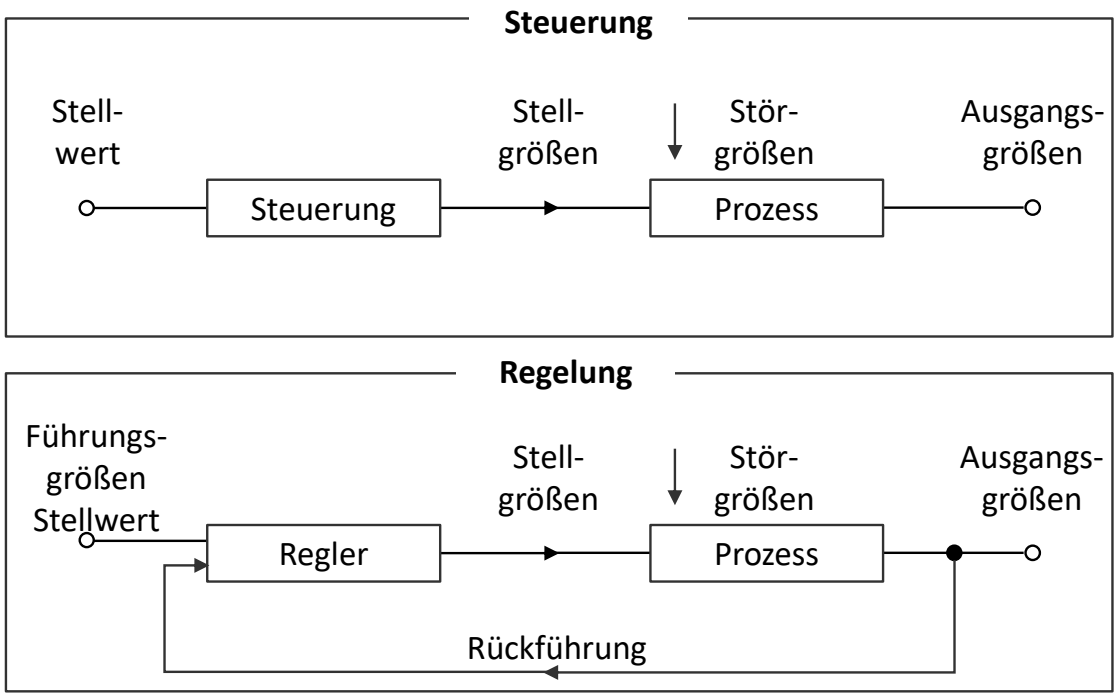

Abbildung 3-1: Vergleich des Ablaufs einer Steuerung (oben) sowie einer Regelung (unten), eigene Darstellung nach [83]

Wie die Abbildung verdeutlicht, erzeugen beide Ansätze aus Stellgrößen eingangsseitige Stellwerte, welche einen technischen Prozess beeinflussen. Auf diesen Prozess wirken Störgrößen ein, welche ebenfalls einen Einfluss auf den Prozess aufweisen. Das zentrale Unterscheidungsmerkmal beider Ansätze stellt die Rückführung (engl. *„feedback“*) der Regelung dar, durch welche sich ein geschlossener Wirkungskreis ergibt. Im Fall der Steuerung erfolgt somit keine Kontrolle des Erfolgs der Steuerung, da durch die ausbleibende Rückführung kein Abgleich der Führungsgröße mit der Zielgröße stattfindet. Im Fall der Regelung ergibt sich eine fortlaufende Kontrolle der Zielgröße, durch welche bei Abweichungen die Zielgröße durch einen Regelungseingriff wieder auf den gewählten Sollwert der Führungsgröße zurückgeführt wird. [83]

Beide Ansätze bestehen aus zwei grundlegenden Modulen: Die Steuerungs- bzw. Regeleinheit (engl. *„controlling system“*) verfolgt die Aufgabe, das System zu steuern bzw. zu regeln. Die Steuer- bzw. Regelstrecke (engl. *„controlled system“*) verkörpert den durch die Stellgröße beeinflussten Teil des Prozesses, welches es zu steuern oder zu regeln gilt. [82][11]

[11] Da beide Module über den englischen Begriff eindeutiger als über den deutschen Begriff abgegrenzt werden, werden diese nachfolgend in dieser Arbeit verwendet.

Durch das controlling system wird ein Steuersignal erzeugt, welches auf das controlled system wirkt. Dieses Signal ergibt sich z. B. als Ergebnis eines Optimierungsproblems, welches unterschiedliche Ausgestaltungsformen, tiefer beschrieben in Kapitel 3.1.2, aufweisen kann. Dieses Signal wird dann an das controlled system als Sollwert übergeben und verarbeitet.

Eine der am häufigsten verwendeten Methoden für einen solchen Steuerungsansatz ist die modellprädiktive Steuerung (engl. *„model predictive control“* (MPC)). Diese wird häufig mit einer regelbasierten Steuerung (engl. *„rule-based control“* (RBC)), welche eine geringe Komplexität aufweist und damit unkompliziert umzusetzen ist, verglichen und hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit bewertet. [62] Der Ansatz der MPC berechnet für das zukünftige Verhalten eines geregelten Systems durch eine Trajektorie der Stellgröße den zukünftigen Modellzustand des betrachteten Systems [84]. Diese Regelungsalgorithmen weisen vier zentrale Schrittfolgen auf: Zunächst wird eine Vorhersage des zukünftigen Verlaufs der Regelgröße durchgeführt, unter Annahme der Beibehaltung der aktuellen Eingangsgrößen (*Prädiktion*). Hiernach wird durch ein Optimierungsproblem das Steuersignal so gewählt, dass die Abweichung zwischen Sollwert sowie Istwert der Regelung minimiert wird (*Dynamische Optimierung*). Anschließend wird nach der Umsetzung des ersten Elements der Stellgröße der betrachtete Zeithorizont um einen Schritt verschoben und die Abfolge aus Prädiktion und dynamischer Optimierung erneut aufgerufen (*Prinzip des gleitenden Horizonts*). Abschließend wird der sich neu ergebende Zustand des controlled system in Form eines erfassten, aktuellen Messwerts der Ausgangsgröße zurückgeführt und die modellgestützte Vorhersage korrigiert (*Korrektur Vorhersage und Schließen des Regelkreises*). [85]

Eine regelbasierte Regelung bzw. Steuerung dagegen ist nach [82] als Regelung bzw. Steuerung definiert, welche als Algorithmus mindestens eine oder mehrere Sätze von Regeln umfasst. Bei einer RBC werden Handlungsanweisungen definiert, welche greifen, sofern bestimmte Zustände erreicht werden. Eine leicht verständliche Anwendung einer regelbasierten Regelung stellt das Halten eines bestimmten Parameters auf einem festen Sollwert dar. Ein entsprechender Regelungsalgorithmus aktiviert beispielsweise eine Heizungsanlage, sofern eine bestimmte, zu haltende Raumtemperatur unterschritten wird. Die Raumtemperatur wird somit auf das vorgegebene Niveau zurückgeführt. Eine regelbasierte Steuerung ergibt sich bspw. durch die Aktivierung der Heizung zu bestimmten Uhrzeiten, ohne dass die sich neu einstellende Raumtemperatur im controlling system erfasst wird.

Zusammengefasst unterscheiden sich die beiden Ansätze der Steuerung und Regelung insbesondere durch die Rückführung, wodurch sich ein offener oder geschlossener Wirkungskreis ergibt. Beide Ansätze ergeben sich aus einem controlling system, welches ein Steuersignal erzeugt, und einem controlled system, in welchem dieses Steuersignal umgesetzt wird.

3.1.2 Grundlagen der Energiesystemoptimierung

Ein Energiesystem kann generell als eine Prozesskette vom Primärenergieträger hin zur finalen Energieanwendung verstanden werden. Der Begriff des Systems beschreibt *„eine reale oder hypothetische, von ihrer Umwelt abgegrenzte Menge an Elementen, die in einer Beziehung untereinander stehen“* [86]. Je nach Betrachtung und dadurch resultierender Systemgrenze weist das betrachtete System unterschiedliche Dimensionen auf, welche von einer lokalen über eine regionale hin zu einer nationalen oder globalen Dimension reichen können. [87]

Um die Auswirkungen unterschiedlicher Einflussfaktoren sowie Rahmenbedingungen auf das System zu untersuchen, bieten sich grundsätzlich Modelle als vereinfachte Abbildung des realen Systems an. Eine Alternative zur Modellierung bieten Experimentalversuche, welche in der Realität und auf dem Feld der DES zwar umsetzbar und generell gangbar sind, jedoch eine hohe Komplexität sowie eine schwierige Vergleichbarkeit hinsichtlich des betrachteten Systems und der einwirkenden Einflüsse darstellen. Modelle weisen so Vorteile auf, unterschiedliche Rahmenbedingungen und Szenarien innerhalb kurzer Zeit unter gleichen Bedingungen zu untersuchen sowie zu beurteilen.

Die Modellierung ermöglicht so die Beantwortung sehr spezieller Fragestellungen, welche das abgebildete System betreffen: Ist ein Modell erst einmal erstellt, können so die Auswirkungen unterschiedlicher Einflussfaktoren sowie Rahmenbedingungen auf das System untersucht und abgeschätzt werden. Grundlage stellt die Abstraktion dar, welche reale Gegebenheiten bspw. auf Basis von Durchschnittswerten, historischer Trends oder anderer Annahmen vereinfacht. Gleichzeitig muss bei diesem Vorgang immer bedacht werden, dass das modellierte Systemverhalten Abweichungen im Vergleich zum Verhalten des realen Systems aufweisen kann [88].

Modelle können hinsichtlich unterschiedlicher Faktoren oder Ausprägungen in verschiedene Kategorien unterteilt werden. Ein erstes Unterscheidungsmerkmal bietet die verfolgte Methodik eines Modells: Auf der einen Seite stehen Simulationsmodelle, welche auf eine bestmögliche sowie detailgetreue Beschreibung des betrachteten Systems zielen. Auf der anderen Seite beschreiben Optimierungsmodelle unter Toleranz einer vereinfachten Beschreibung das betrachtete System als Optimierungsproblem. Anschließend soll dieses Optimierungsproblem unter Anwendung eines geeigneten Ansatzes optimal gelöst werden. [89]

Weiterhin lassen sich Modellierungsansätze hinsichtlich ihrer Wirkrichtung in zwei Kategorien unterscheiden, einerseits Top-Down- sowie andererseits Bottom-Up-Modelle. Top-Down-Modelle fokussieren häufig die Wechselwirkungen ganzer Volkswirtschaften und weisen damit eine hohe Aggregationsebene auf. [88] Ihre Anwendung im Themengebiet Energie zielt auf die Untersuchung der Auswirkungen von energie- oder klimapolitischen Entscheidungen. Hierzu wird überwiegend über eine monetäre Abbildung die Wechselwirkungen zwischen

Energieerzeugung und Energienachfrage sowie weiteren volkswirtschaftlichen Kenngrößen, z. B. dem Wirtschaftswachstum oder der Beschäftigungsquote, untersucht. [88] Ein Beispiel für ein solches Modell stellt das Gleichgewichtsmodell *NEWAGE* dar, vorgestellt z. B. in [90] oder [91].

Bottom-Up-Modelle weisen dagegen einen hohen technischen Detailgrad, bspw. in der Abbildung unterschiedlicher Technologien, sowie einen deutlich spezifischeren Fokus auf. Die Anwendung dieser Modellfamilie beabsichtigt im Energiekontext die Untersuchung einer (zukünftigen) optimalen Energieversorgung sowie Energienachfrage, wofür gleichzeitig eine umfangreiche und breite Basis empirischer Daten benötigt wird. [88] Hierbei werden die betrachteten Technologien insbesondere aus einer monetären Sichtweise hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet. Neben dem Augenmerk auf die technische Modellierung werden bei diesen Modellen überwiegend politische Maßnahmen und regulatorische Anreize berücksichtigt, welche einen Einfluss auf die ausgewählten Technologien aufweisen. [88] Ein Beispiel für ein entsprechendes Modell stellt das am IER verwendete *European Electricity Market Modell* (*E2M2*) dar, welches das Stromsystem und eine gekoppelte Wärmeberücksichtigung abbildet (z. B. verwendet in [14] oder [84]). Letzteres Modell zielt dabei auf die Bestimmung eines optimalen Kraftwerkeinsatzes auf Basis einer kostenoptimalen Einsatzplanung zur Deckung einer exogen vorgegebenen Nachfrage, wodurch zudem Informationen über die stündlichen Day-Ahead-Strompreise bereitgestellt werden. [92] Eine tiefergehende Unterscheidung beider Modellfamilien wird bspw. in [93] ausführlich dargestellt.

Auf dem Feld der Energiesysteme werden Bottom-Up-Modelle insbesondere durch Optimierungsmodelle charakterisiert. Die damit verbundenen Untersuchungen zielen auf die Abschätzung der Auswirkungen unterschiedlich definierter Szenarien sowie variierten Rahmenbedingungen zur Deckung einer vorgegebenen Energienachfrage eines Energiesystems, welches bereits bestehen kann oder welches optimal ausgestaltet werden soll. Diese Rahmenbedingungen ergeben sich beispielsweise aus unterschiedlichen Lastprofilen oder festgelegten Preisen. [88] Die ausgewählten Technologien werden detailliert über ausgewählte Kenngrößen abgebildet und im Modell berücksichtigt.

Durch Optimierungsansätze wie der linearen Optimierungen (engl. *„linear programming“* (LP)), wird der Einsatz der betrachteten Technologien unter einer Zielfunktion, bspw. einer kostenminimalen Energieversorgung des abgebildeten Energiesystems, bestimmt [94]. Ein entsprechendes Optimierungsmodell weist eine lineare Zielfunktion auf, welche es in diesem Fall zu minimieren gilt.

Die Zielfunktion ergibt sich aus der Addition von Entscheidungsvariablen x_j, welche mit unterschiedlichen Kosten c_j der entsprechenden Variable j gewichtet werden. Je nach Ausgestaltung der Entscheidungsvariable kann diese kontinuierliche (LP) oder gemischt-ganzzahlige (engl. *„mixed-integer linear programm“* (MILP) Werte annehmen.

Die Zielfunktion (nachfolgend in Gleichung (Gl.) 3-1 dargestellt) wird von Restriktionen (Gl. 3-2 sowie Gl. 3-3) ergänzt, welche Gegebenheiten wie technische Limitierungen und Grenzen oder weitere gewählte Rahmenbedingungen Ungleichungen abbildet. Durch diese Restriktionen wird der Lösungsraum der Zielfunktion eingegrenzt. Ein Optimierungsmodell kann nach zur Minimierung der Gesamtkosten allgemein damit wie folgt beschrieben werden:

$$\text{Min. z} = \sum_{j=1}^{n} c_j x_j \qquad \text{3-1}$$

$$\text{u. d. N.} \ \sum_{j=1}^{n} a_{ij} x_j \begin{Bmatrix} \leq \\ \geq \\ = \end{Bmatrix} b_i, \qquad \forall j \in N, N \subseteq \mathbb{R}^n, \text{i} \in M, M \subseteq \mathbb{R}^n \qquad \text{3-2}$$

$$\text{und } x_j \geq 0 \qquad \text{3-3}$$

mit

a_{ij}	Koeffizient der Variable x_j in Gleichung i
b_i	Kapazitätsgrenze der Gleichung i
c_j	die spezifischen Kosten der Variable x_j
i	Index der Gleichung
j	Index der Variablen
x_j	Entscheidungsvariable
$\mathbb{R}^n$	n- bzw. beliebig-dimensionaler (Vektor-)Raum.

Die wählbare Anzahl an linearen Restriktionen in den Gleichungen 3-2 sowie 3-3 definiert die Menge an zulässigen Lösungen des Problems. Die Matrix a_{ij} sowie der Vektor b_i stellen die Koeffizienten der jeweiligen Ungleichungen dar. Für alle Variablen ist die Nichtnegativitätsbedingung einzuhalten. Eine optimale Lösung $x_j{}^*$ ergibt sich als die Lösung, für die $z \geq z^*$ gilt. [95] Durch die optimale Lösung unterscheiden sich Optimierungsmodelle von heuristischen Ansätzen: Diese Methoden ermitteln für ein Optimierungsproblem zwar eine zulässige Lösung, diese fällt dafür nicht unbedingt optimal aus. [96]

Im obigen linearen Optimierungsmodell können die Entscheidungsvariablen nicht ganzzahlige bzw. kontinuierliche Werte annehmen. Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsprobleme stellen hier einen Spezialfall dar: In diesem Fall dürfen bestimmte Variablen nur ganzzahlige Werte annehmen. Der Vorteil ergibt sich in der Berücksichtigung komplexer Nichtlinearitäten, welche als zusätzliche Nebenbedingungen im Optimierungsproblem abgebildet werden können. Diese Optimierungsmodelle weisen zusätzlich für die Teilmenge x_i der Entscheidungsvariablen noch die folgende Restriktion 3-4 auf:

$$x_i \in \mathbb{Z}, \qquad \forall i \in M', M' \subseteq M, M \subseteq \mathbb{R}^n \tag{3-4}$$

mit

i	Index der Gleichung
x_i	Entscheidungsvariable
$\mathbb{R}^n$	n- bzw. beliebig-dimensionaler (Vektor-)Raum
$\mathbb{Z}$	Menge der ganzen Zahlen.

Weitere Entscheidungsvariablen müssen dieser Beschränkung nicht unterliegen. Hierdurch können sie weiterhin beliebige nicht ganzzahlige Werte annehmen, sofern sie die weiteren Restriktionen einhalten [97].

3.2 Ein intelligenter Steuerungsansatz für dezentrale Energiesysteme

Zum intelligenten Betrieb von DES bedarf es, wie zuvor detailliert beschrieben, eines Steuerungsansatzes, der den Einsatz der lokalen Komponenten unter Kenntnis vorherrschender Rahmenbedingungen sowie externer Anreize koordiniert. Wie zuvor in Kapitel 1.2.2 dargestellt wurde, erfolgt der Betrieb von DES in der realen Anwendung überwiegend auf heuristischer Basis. Aus wissenschaftlicher Sicht ergibt sich, wie in Kapitel 2.3 dargelegt wurde, ebenfalls noch weiterer Forschungsbedarf, insbesondere hinsichtlich der Berücksichtigung externer Anreize. Zur Adressierung dieser Forschungslücke wird in der vorliegenden Arbeit ein entsprechender Ansatz entwickelt. Ein genereller Überblick über die Aufgabe und die Zielsetzung des Steuerungsansatz wird in Kapitel 3.2.1 gegeben, wonach anschließend der Aufbau und die Struktur der einzelnen Module in 3.2.2 vertieft vorgestellt wird.

3.2.1 Ein intelligenter Steuerungsansatz für dezentrale Energiesysteme

Jede Steuerung besteht, wie in Kapitel 3.1.1 beschrieben, aus einem controlling system, einer steuernden Einheit, sowie einem controlled System, einer zu steuernden Einheit. Adaptiert auf die Steuerung eines DES übernimmt das controlling system die Aufgabe der Berechnung eines optimalen Fahrplans als Steuersignal für die lokalen Komponenten über einen festgelegten Zeitraum, nachfolgend bezeichnet als Fahrplanzeitraum. Dieses Energiesystem, in dem der Fahrplan umgesetzt und hierdurch zur realen Fahrweise realisiert wird, stellt das controlled system dar. Ein Überblick über das Konzept sowie die Verbindung beider Module wird in Abbildung 3-2 gegeben.

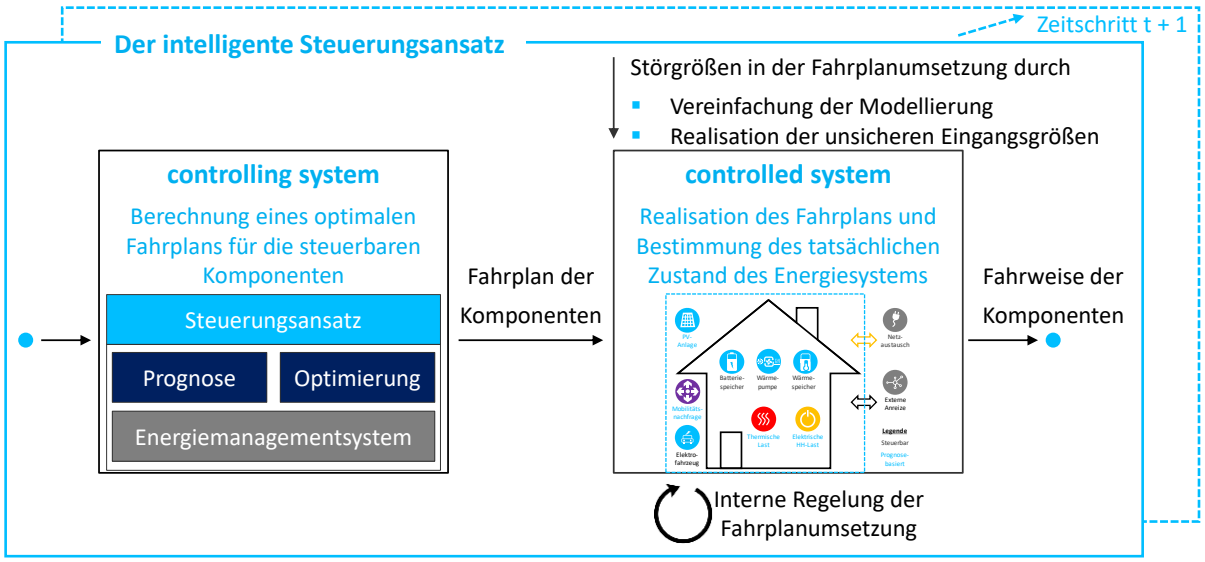

Abbildung 3-2: Der intelligente Steuerungsansatz für dezentrale Energiesysteme, bestehend aus controlling system und controlled system

Die Abbildung verdeutlicht die Struktur eines Steuerungsansatzes, insbesondere ersichtlich an dem offenen Wirkungskreis ohne Rückführung. Die Struktur des Ansatzes folgt so der generellen Struktur der Kraftwerkseinsatzplanung [98] mit der zentralen Zielsetzung der Berechnung eines Fahrplans für die einzusetzenden Einheiten auf Basis von Prognosen und Optimierungsmethoden, welcher anschließend in der zu steuernden Einheit technisch umgesetzt wird [99].

Der Steuerungsansatz für DES basiert auf dieser Vorgehensweise. Die Aufgabe der Fahrplanberechnung erfolgt im controlling system, welches aus den drei Kernmodulen Optimierung, Prognose sowie einem Energiemanagementsystem (EMS) besteht. Der im controlling system berechnete Fahrplan wird an das controlled System zur Umsetzung übergeben. In diesem kann zusätzliche Steuerungs- sowie Regelungstechnik vorhanden sein, bspw. in Form von zusätzlicher Leistungselektronik einzelner Komponenten. Der entwickelte Steuerungsansatz verfolgt nicht die Aufgabe, diese tiefergehende Steuerungs- und Regelungstechnik zu betreiben, sondern fokussiert stattdessen den optimalen Einsatz der lokalen Komponenten. Diese optimale Einsatzplanung kann dabei unterschiedliche Zielgrößen verfolgen, welche nachfolgend detailliert in Kapitel 5 untersucht werden. Die Umsetzung dieses optimalen Fahrplans obliegt anschließend der individuellen Steuerungs- und Regelungstechnik der lokalen Komponenten. Der Steuerungsansatz folgt auch an dieser Stelle der Kraftwerkseinsatzplanung. Diese gibt ebenfalls einen umzusetzenden Leistungswert vor, welche keine konkrete Information zur Umsetzung durch die individuelle Kraftwerkstechnik beinhaltet. Die Leittechnik im controlled system kann also noch detaillierter unterteilt und betrachtet werden, was den Rahmen der vorliegenden Arbeit übersteigt.

Nach jedem Fahrplanzeitraum wird anschließend erneut das controlling system zur Berechnung eines nächsten Fahrplans aufgerufen. Während der Fahrplanumsetzung verzichtet die Ausgestaltung des Steuerungsansatzes auf den Abgleich zwischen Umsetzung des berechneten Fahrplans und der tatsächlichen Fahrweise der Komponenten, ebenfalls in Analogie zum offenen Wirkungskreis der Kraftwerkseinsatzplanung. Mögliche Vorzüge durch eine Rückführung müssten separat in Abwägung zur gesteigerten Komplexität des Ansatzes sowie des zusätzlichen Datenaufwands abgewogen werden und stellen somit einen Ansatz für weiterführende Arbeiten dar. Ist ein Fahrplan berechnet, wird nach einem festen Zeitraum das controlling system erneut iterativ aufgerufen, um den Komponenteneinsatz für den nächsten Fahrplanzeitraum zu bestimmen.

Auf die Umsetzung des Fahrplans wirken im controlled system, wie die Abbildung verdeutlicht, gleichzeitig Störgrößen ein. Diese Störungen weisen vielzählige Ursachen und Arten auf [100] und resultieren generell in Abweichungen vom berechneten Fahrplan. In der Folge ergibt sich

nach der Realisation des Fahrplans im controlled system unter Einfluss der Störgrößen erst die tatsächliche Fahrweise der Komponenten im zu steuernden DES.

Im Kontext der vorliegenden Arbeit wird insbesondere auf Störungen, welche sich aus der modelltechnischen Abbildung ergeben, eingegangen. Auch ein sehr umfangreiches Modell kann das reale System immer nur bis zu einem gewissen Grad abbilden, woraus folglich immer Abweichungen vom realen Verhalten im modellierten System resultieren. Hierfür werden zwei zentrale Gründe identifiziert, welche nachfolgend erklärt und ausgeführt werden. Diese können sicherlich durch weitere Störgrößen ergänzt werden, was einen Ansatzpunkt für hierauf aufbauende Arbeiten darstellt.

Erstens werden bei der Modellierung der einzelnen Komponenten mit Blick auf die Rechenzeit sowie Komplexität des jeweiligen Optimierungsproblems Vereinfachungen getroffen. Hierdurch wird grundsätzlich abgewogen, welche Vorteile aus einer detaillierten Modellierung einer Eigenschaft oder Verhaltensweise auf die beobachtete Zielgröße unter gleichzeitiger Akzeptanz einer erhöhten Modellkomplexität resultieren. In der Folge werden Abweichungen in der realen Anwendung vom angenommenen Verhalten der Komponenten bewusst in Kauf genommen, wozu unbedeutende Eigenschaften sogar gänzlich ausgeblendet werden.

Zweitens agieren die Methoden der Modellierung insbesondere auf Basis der Vereinfachung der zeitlichen Auflösung in der jeweiligen Betrachtung. Eine geringere zeitliche Auflösung bietet eine geringe Anzahl zu berücksichtigender Parameter sowie Variablen. Durch eine höhere zeitlichere Auflösung des Optimierungsproblems resultiert wiederum eine erhöhte Modellkomplexität sowie Rechendauer, welche mit den Vorteilen der detailgetreueren Abbildung abgewogen werden muss. Hierdurch können in der Realität bspw. Verstöße gegen Restriktionen bereits früher als in der Modellierung angenommen drohen, weshalb in der realen Fahrweise in die Umsetzung des berechneten Fahrplans eingegriffen werden muss. Diese optimale Ausgestaltung der zeitlichen Auflösung als Abwägung zwischen Modellgüte sowie Modellkomplexität stellt ein eigenes Forschungsfeld auf, wozu bspw. auf [101] verwiesen wird.

Ein weiterer Punkt ergibt sich in der unsicheren Ausprägung des zukünftigen Zustands des dezentralen Energiesystems in der Zukunft. Überwiegend agieren Optimierungsmodelle unter einer angenommenen perfekten Kenntnis (engl. *„perfect-foresight“*) über die zukünftige Ausprägung des Energiesystems und der darauf einwirkenden Rahmenbedingungen. Dieser zukünftige Zustand des Energiesystems muss folglich vorhergesagt werden, um im Rahmen dieser prognostizierten Eingangsgrößen den zukünftigen Einsatz der lokalen Komponenten durch das Optimierungsmodell zu bestimmen. Die Prognose ist unweigerlich mit einem Prognosefehler verbunden, woraus es zu Abweichungen der im Modell hinterlegten Eingangsgrößen kommt. In der Folge optimiert das Modell den lokalen Komponenteneinsatz für einen Zustand des Energiesystems, von welchem der Zustand des realen Energiesystems abweicht. So wird

durch das Optimierungsmodell bspw. eine Wärmepumpenleistung gewählt, welche die durch die Prognose überschätzte thermische Nachfrage des Haushalts übersteigt. Die überschüssige Energie muss entweder durch einen Speicher aufgenommen oder die Erzeugung der Wärmepumpe frühzeitig gedrosselt werden. Neben diesem Ansatz der perfect-foresight existieren weitere Ansätze, um unbekannte oder ungewisse zukünftige Systemzustände in der Optimierung zu berücksichtigen. Diese bedürfen weiterer Forschungsaktivitäten in Anknüpfung an die vorliegende Arbeit, da diese Ansätze insbesondere aus dem Blickwinkel einer zusätzlichen Modellgüte unter Berücksichtigung einer deutlich zunehmenden Modellkomplexität bewertet werden müssen.

Um resultierende kritische Situationen durch einen Einsatz der Komponenten, welcher die spezifischen technischen Grenzen zu übersteigen droht, zu verhindern, muss im controlled system permanent der Einsatz der Komponenten kontrolliert werden. Diese Aufgabe kann z. B. durch eine interne Regelung, welche (proprietär) in der Leittechnik der Komponente integriert ist, umgesetzt werden. Hierdurch wird für jeden Zeitpunkt sichergestellt, dass die technischen Leistungsgrenzen der Komponenten eingehalten oder eine Komfortverletzung des Endnutzers ausgeschlossen werden. Der dargestellte Steuerungsansatz gibt dieser Regelung durch den berechneten Fahrplan permanent eine Sollleistung für einen bestimmten Zeitraum vor, welche es umzusetzen gilt. Sofern diese Umsetzung zu einem kritischen Betriebszustand führt, wird durch die interne Regelung entsprechend gegengewirkt.

In diesem Kapitel werden der grundsätzliche Aufbau sowie Ablauf eines Steuerungsansatzes für DES dargelegt. Die Ausprägung sowie die Funktionen der beiden zentralen Module controlling system sowie controlled system wird nun in den beiden folgenden Kapiteln vertieft.

3.2.2 Struktur und Funktion des controlling und controlled systems

Nachfolgend werden der Aufbau und die Funktion des intelligenten Steuerungsansatzes näher vorgestellt und beschrieben. Der zentrale Fokus der vorliegenden Arbeit liegt dabei auf dem controlling system, welches die Aufgabe der Fahrplanberechnung für die steuerbaren Komponenten des DES über einen festgelegten Zeitraum übernimmt. Zur Vollständigkeit wird in diesem Kapitel noch eine Übersicht über die Ausgestaltung des controlled systems gegeben, in dem anschließend der berechnete Fahrplan umgesetzt wird.

Das controlling system besteht aus den drei Modulen Optimierung, Prognose und EMS. Deren gemeinsame Funktionsweise wird in der nachfolgenden Abbildung 3-3 dargestellt.

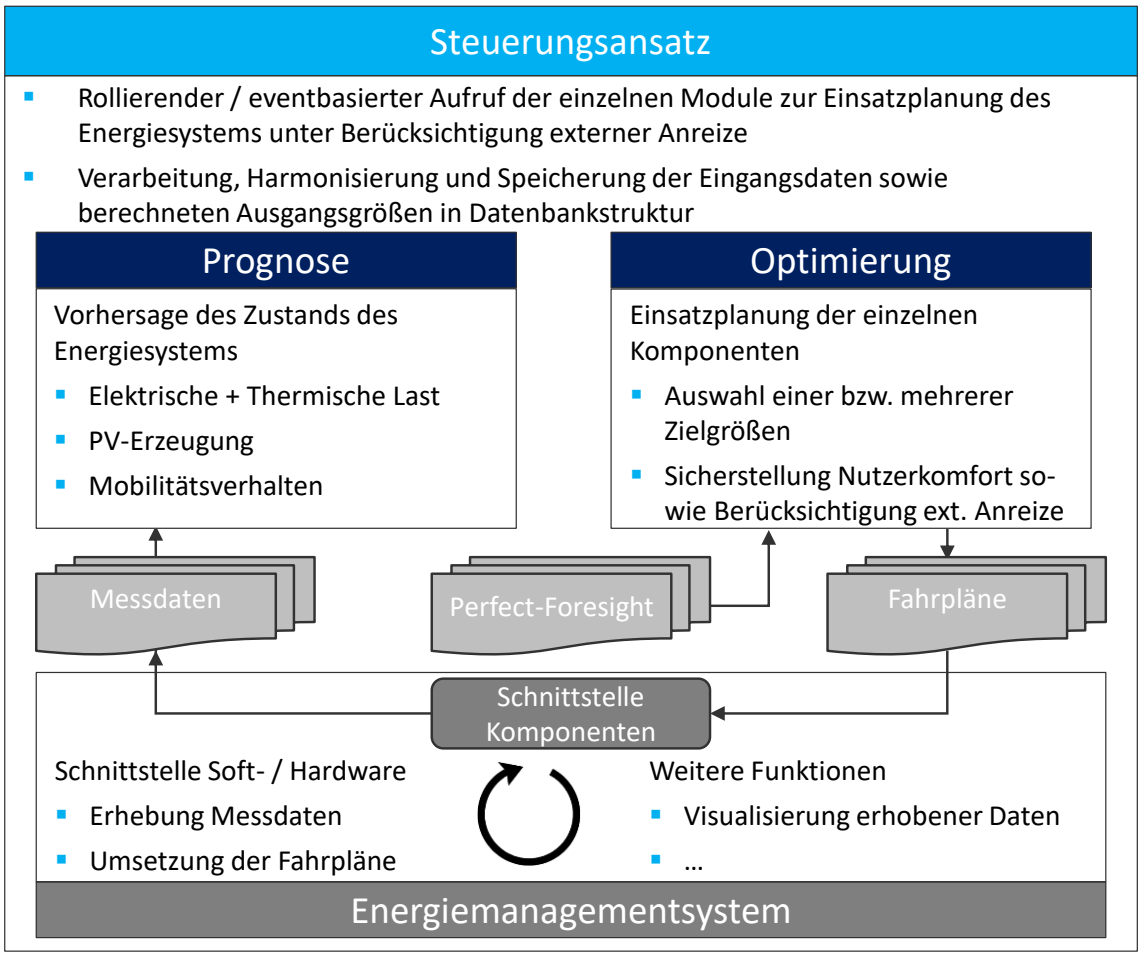

Abbildung 3-3: Darstellung des Steuerungsansatzes mit den drei Kernmodulen Prognose, Optimierung und Energiemanagementsystem sowie der Beschreibung der spezifischen zentralen Funktionen

Der Steuerungsansatz wird, wie zuvor beschrieben, iterativ zur Fahrplanberechnung aufgerufen. Dieser Aufruf findet entweder zu festen Zeitpunkten, z. B. zu festgelegten Uhrzeiten, oder zu festen Zeitintervallen, z. B. alle vier Stunden, statt. Andererseits kann der Aufruf eventbasiert geschehen. Ein Beispiel stellt der Anschluss des Elektrofahrzeugs an die lokale Ladeinfrastruktur dar.

In der realen Anwendung bildet das EMS die Schnittstelle der softwareseitigen Steuerung zu den hardwareseitigen Komponenten sowie der lokalen Messinfrastruktur. Das Modul erfasst so grundsätzlich die lokalen Messdaten, entweder durch eigene Messungen oder durch Kommunikation mit den lokalen Komponenten. Diese Messdaten werden zur softwareseitigen Verarbeitung an den Steuerungsansatz übermittelt. Der Steuerungsansatz inklusive Optimierungs- sowie Prognosemodul kann dabei auf dem EMS umgesetzt werden, jedoch auch ausgelagert in einer zentralen Softwareumgebung ablaufen. Abschließend übergibt der Steuerungsansatz die im controlling system berechneten Fahrpläne (vgl. Kapitel 3.2) erneut über das EMS zur Umsetzung an das controlled system.

Der Steuerungsansatz übernimmt zwei zentrale Aufgaben: Erstens koordiniert der Ansatz die drei einzelnen Module Prognose, Optimierung sowie Energiemanagementsystem. Diese Koordination umfasst insbesondere den Aufruf der einzelnen Module. Für den Einsatzzeitraum müssen die Module einzeln sowie in einem festen Ablauf ausgeführt werden, um aus den Eingangsgrößen die Fahrpläne für die Komponenten zu berechnen.

Weiterhin kann der Steuerungsansatz die lokale Datenprozessierung übernehmen. Diese umfasst zunächst den Austausch der Daten unter den einzelnen Modulen, welche gegebenenfalls harmonisiert werden müssen. Generell erfasst der Steuerungsansatz alle Eingangs- sowie Ausgangsgrößen in einer geeigneten Struktur. Hierfür ist eine geeignete Datenbankstruktur sowie Datenverarbeitung notwendig, welche informationstechnisch bereitgestellt werden muss. Über eine geeignete Schnittstelle kann dazu ein weiterer informationstechnischer Austausch ermöglicht werden, bspw. in Form des Empfangs externer Eingangsdaten wie lokaler Wetterdaten, oder der Übermittlung intern erhobener oder berechneter Daten an Dritte, bspw. in Form errechneter Fahrpläne.

Die übermittelten Messdaten stellen zunächst Eingangsgrößen für die softwareseitigen Module des intelligenten Steuerungsansatzes dar. Beide Module verarbeiten die spezifischen Eingangsgrößen, bspw. in Form von Prognosezeitreihen durch das Prognosemodell, derartig, dass diese erneut als Eingangsgröße für ein anderes Modul, in diesem Beispiel also dem Optimierungsmodell, dienen. Für die Ausprägung des Prognosemoduls existieren zahlreiche sowie vielfältige Ansätze. Insbesondere deren Auswahl, Ausgestaltung sowie Optimierung spannen ein eigenes Forschungsfeld auf, welches den Rahmen der vorliegenden Arbeit bei weitem übersteigen würde. Eine erste Richtung dieses Forschungsfeld wird bspw. in [102], [103] oder [104] bereitgestellt.

Aufbauend auf den prognostizierten Zeitreihen bestimmt das Optimierungsmodul Fahrpläne der lokalen Komponenten, bspw. den Einsatz der Wärmepumpe oder den EV-Ladeprozess. Zunächst zielt das Optimierungsmodell grundlegend auf einen möglichst optimalen Einsatz der Komponenten, bspw. in Form kostenminimaler Energieversorgungskosten, und bedient die betriebswirtschaftliche Sicht des Endnutzers des DES.

Primärer Fokus der Restriktionen im Optimierungsproblem liegt damit zunächst auf der Deckung des lokalen Energiebedarfs sowie der Einhaltung technischer Restriktionen wie z. B. dem zulässigen Leistungsbereich der Komponenten. Grundsätzlich zielt das Optimierungsmodell immer auf die optimale Versorgung der lokalen Nachfrage unter Einhaltung der technischen Restriktionen. Entsprechend wird im Optimierungsmodell zu keiner Zeit gegen die modellierten Restriktionen verstoßen.

Daneben können weitere Präferenzen sowie Anreize in der gewählten Ausgestaltung des eingesetzten Optimierungsmodells berücksichtigt werden: Beispiele ergeben sich z. B. in einer netzdienlichen Ausrichtung der Fahrpläne oder einer Minimierung der THG-Emissionen, welche dem lokalen Energiesystem zugeordnet werden können. Diese genannten Aspekte werden hierbei in der nachfolgenden Arbeit mit Blick auf die Zielsetzung 2 noch tiefer in den Kapiteln 5.2 sowie 5.3 vertieft.

Der durch das Optimierungsmodell errechnete Fahrplan wird anschließend durch das Energiemanagementsystem an die einzelnen Komponenten übergeben und entsprechend umgesetzt. Die Steuerung wird anschließend durch ein bestimmtes Auslöseereignis erneut aufgerufen und bestimmt für den nächsten Zeitraum die Fahrpläne für die einzelnen Komponenten.

Der beschriebene Steuerungsansatz weist damit eine hohe Ähnlichkeit mit dem zuvor beschriebenen MPC-Ansatz auf. Beide Ansätze bestimmen auf Basis eines prognostizierten Verhaltens durch Lösung eines Optimierungsproblems eine optimale Steuergröße für die Komponenten eines betrachteten Systems. Eine MPC verwendet das simulierte Verhalten eines modellierten Systems, um zukünftige Systemzustände abzuschätzen, und regelt diese in einem geschlossenen Wirkungskreislauf. Der vorliegende Ansatz verzichtet auf diese modellierte Abschätzung und agiert stattdessen auf Basis prognostizierter Zustände zukünftiger Systemzustände. Der Fokus des Steuerungsansatzes folgt, wie zuvor erläutert, der Aufgabe der Kraftwerkseinsatzplanung, welche die Berechnung und Vorgabe eines optimalen Einsatzes in Form eines Fahrplans beabsichtigt. Dieser Fahrplan berücksichtigt dabei die lokale Energienachfrage sowie technische Limitierungen der lokalen Komponenten und wird an das controlled system übergeben. Die technische Umsetzung und Einhaltung dieses Fahrplans obliegt damit dem controlled system, gegebenenfalls nur einzelner Komponenten, oder deren Steuerungs- und Regelungstechnik. Insbesondere durch diesen Aspekt des offenen Wirkungskreislauf agiert der entwickelte Ansatz als Steuerung und nicht als Regelung. Der Prozess der Fahrplanberechnung wird in beiden Ansätzen iterativ wiederholt, um auch für zukünftige Schritte einen Einsatz der Komponenten zu bestimmen. In der Folge weist der entwickelte Ansatz die charakteristischen Eigenschaften der Prädiktion sowie einer Steuerung auf, weshalb er als prädiktive Steuerung anzusehen ist.

Das controlling system übernimmt zusammenfassend die Aufgabe der Fahrplanberechnung. In der realen Anwendung besteht dieses System aus einem Prognose- sowie Optimierungsmodul sowie einem Energiemanagementsystem. Insbesondere im Optimierungsmodul und dem verwendeten Optimierungsmodell können unterschiedliche Anreize sowie Restriktionen zu einer bewussten Ausrichtung der berechneten Fahrpläne berücksichtigt werden, um einen intelligenten Einsatz des dezentralen Energiesystems zu bewirken.

Abschließend soll nun zur Vollständigkeit des Steuerungsansatzes noch ein Blick auf das controlled system geworfen werden, in welchem die berechneten Fahrpläne umgesetzt werden. In der finalen Anwendung ergibt sich das controlled system als das real zu steuernde dezentrale Energiesystem, bspw. in Form eines Einfamilienhaushalts. Durch die Ausstattung des Energiesystems mit entsprechender Messinfrastruktur (vgl. Kapitel 1.2) wird zunächst ermöglicht, durch das Energiemanagementsystem die benötigten Messdaten zu erfassen sowie zu speichern. Diese Messdaten charakterisieren so das Verhalten des betrachteten Energiesystems, durch welche das DES im controlling system abgebildet wird.

Das controlled system kann dabei zwei unterschiedliche Ausprägungen, je nach verfolgter Zielsetzung, aufweisen: In der finalen Anwendung stellt ein reales Energiesystem, wie zuvor beschrieben, das controlled system dar. Dieses reale Energiesystem gilt es dabei so zu steuern, so dass eine oder mehrere Zielsetzungen bestmöglich verfolgt und erreicht werden. Daneben kann das controlled systems zweitens von einem digitalen Zwilling eines realen Systems dargestellt werden, beispielsweise durch den Einsatz eines Simulationsmodells. Diese Ausprägung des controlled systems ermöglicht dabei die vielfältige Erprobung unterschiedlicher Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Steuerungsansatzes.

Mit dem Fokus der vorliegenden Arbeit auf die Untersuchung eines intelligenten Steuerungsansatzes für dezentrale Energiesysteme stellen reale Systeme eine zunächst unvorteilhafte Umgebung dar: Um die unterschiedlichen Ausprägungen eines Steuerungsansatzes umfangreich und detailliert unter unterschiedlichen Gegebenheiten zu erproben, wäre zunächst ein weitreichender Zeitraum von einigen Monaten bis hin zu mehreren Jahren notwendig. Zur Einordnung der Ergebnisse müsste weiterhin eine Vergleichbarkeit der Bedingungen erreicht werden, was bspw. durch die reale Ausgestaltung der Wettereinflüsse oder der lokalen Nachfrage unmöglich wird. In der Folge kann die Untersuchung der entwickelten Steuerungsansätze in einer realen Umgebung nicht erfolgen.

An dieser Stelle bieten digitale Zwillinge von DES eine gangbare sowie vorteilhafte Möglichkeit, Steuerungsansätze in einer realitätsnahen Umgebung zu untersuchen. In diesem Fall wird das controlled system durch eine virtuelle Abbildung eines realen Systems verkörpert. Ein digitaler Zwilling stellt generell eine *„digitale Repräsentanz [...] von Dingen aus der realen Welt“* dar [105]. Hierfür bildet ein geeignetes Simulationsmodell die physischen und funktionalen

Eigenschaften des abzubildenden realen Systems in Form eines digitalen Zwillings ab. In der besten Adaption verhält sich der digitale Zwilling wie das reale System: Bei gleichen Eingangsdaten sollten folglich die gleichen Ausgangsdaten resultieren. Als Beispiel sollten die gleichen Wetterbedingungen zum gleichen thermischen Heizbedarfs des realen sowie digitalen Systems führen. Hierdurch wird ermöglicht, reale durch virtuelle Untersuchungen zu substituieren, womit ein erheblicher Vorteil in der Untersuchungszeit einhergeht. [105]

Beispiele für Software zur Erzeugung virtueller Zwillinge stellen beispielsweise MATLAB-Simulink, TRNSYS oder Modelica dar. Eine beispielhafte Implementierung des controlled system in der MATLAB-Simulink Umgebung ist in [59] beschrieben. Daneben existieren weitere Modellierungsansätze, welche an dieser Stelle den Rahmen dieser Arbeit übersteigen und daher nicht weiter fokussiert werden. Einen gelungenen Ausgangspunkt für diese Thematik stellen Veröffentlichungen wie [106] oder [107] dar.

Ein controlled system ergibt sich zusammenfassend in der finalen Anwendung in einem real zu steuernden DES. Zur Untersuchung unterschiedlicher Steuerungsansätze weisen reale Systeme mit Blick auf die notwendigen Untersuchungsbedingungen und den zeitlichen Aufwand Nachteile auf. Zur Erprobung einer unterschiedlichen Ausgestaltung von Steuerungsansätzen kann das controlled system auch durch einen digitalen Zwilling eines realen Systems verkörpert werden, worauf im weiteren Verlauf dieser Arbeit zurückgegriffen wird.

3.3 Das Optimierungsmodell *E2M2_DES* für dezentrale Energiesysteme

Zentrales Kernstück des vorgestellten Steuerungsansatzes stellt das Optimierungsmodell *E2M2_DES* dar, welches die Einsatzplanung des DES unter Berücksichtigung verschiedener externer Anreize optimiert. Wie zuvor aufgezeigt wurde, bedient das entwickelte Modell so den Bedarf eines modellanalytischen Ansatzes, um die Wechselwirkungen der Komponenten unter Berücksichtigung externer Anreize hinsichtlich verschiedener Zielgrößen zu untersuchen.

3.3.1 Aufbau und Struktur des Optimierungsmodells

Das DES weist in Analogie zu einem Strommarkt- oder Energiesystemmodell verschiedene Erzeugungstechnologien auf, welche unter Einsatz verschiedener Flexibilitäten eine vorgegebene Nachfrage versorgen. Zur Entwicklung eines Modells für DES kann folglich auf eine solche Modellstruktur zurückgegriffen werden. Daher basiert das in dieser Arbeit weiterentwickelte Modell auf dem am IER verwendeten Modell *E2M2* und wird zur Anwendung und Steuerung von dezentralen Energiesystemen adaptiert. Der Modellfokus von *E2M2* stellt die detailgetreue Abbildung des deutschen sowie europäischen Kraftwerksparks dar und baut zentral auf der Arbeit von [108] auf. Die Anwendung des Modells zielt einerseits auf die Ermittlung eines optimalen Kraftwerkseinsatzes und des resultierenden Strompreises sowie andererseits auf die Bestimmung eines optimalen Kraftwerkparkzubaus unter gegebenen Bedingungen, bspw. einer angenommenen Verbrauchsstruktur [87] [109].

Wie in Kapitel 2.3 dargestellt wurde, fokussieren Modelle mit einem Fokus auf dezentrale Erzeugungstechnologien überwiegend nur die Wärme- oder den Mobilitätsbedarf von Endnutzern. Zur gemeinsamen Betrachtung wird das Modell E2M2 zunächst in [110] dahingehend adaptiert, die Flexibilität einer Liegenschaft und deren Heizungsstruktur unter unterschiedlichen Anreizstrukturen zu untersuchen. Aufbauend hierauf wird das Modell in der vorliegenden Arbeit hin zum Optimierungsmodell *E2M2_DES* weiterentwickelt, um vollkommen elektrifizierte dezentrale Energiesysteme inklusive ihrer einzelnen Komponenten unter unterschiedlichen externen Anreizen abzubilden. Hierdurch wird ermöglicht, komponentenscharfe Fahrpläne unter vorgegebenen Rahmenbedingungen zu bestimmen, um den Einfluss der Komponentenkonfigurationen oder externer Anreize näher zu untersuchen und zu bewerten. Die zentralen Tätigkeiten ergeben sich in der detailgetreuen Modellierung der charakteristischen Eigenschaften der ausgewählten Komponenten sowie der angenommenen externen Einflussfaktoren. Hierfür wird nachfolgend detailliert der Aufbau des Modells beschrieben.

Das Modell *E2M2_DES* stellt ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell dar, welches das betrachtete DES inklusive Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchstechnologien abbildet. Die generelle Struktur des Optimierungsmodells wird in der Abbildung 3-4 verdeutlicht.

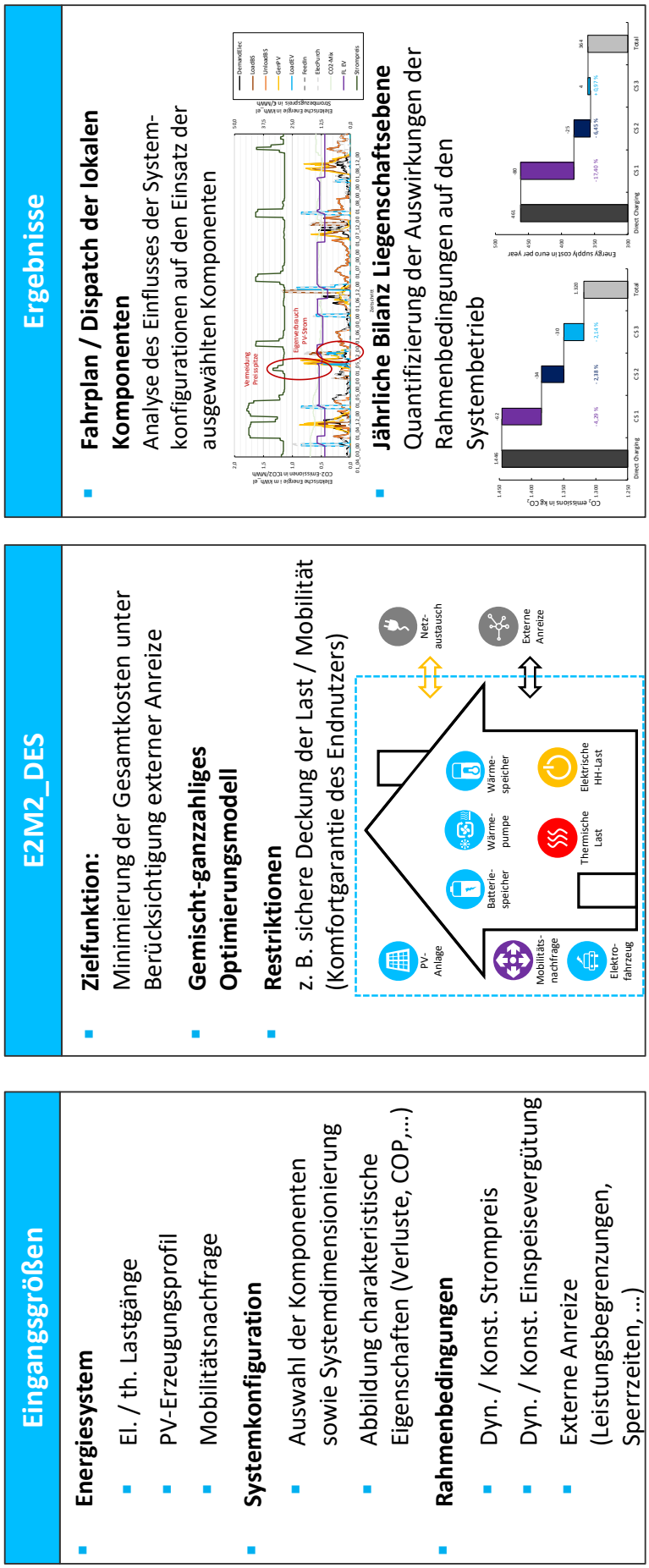

Abbildung 3-4: Übersicht über den Einsatz sowie die Ergebnisse des Optimierungsmodells E2M2_DES

Die Abbildung gibt einen schematischen Überblick über den Einsatz sowie die resultierenden Ergebnisse des Modells *E2M2_DES*. Die Eingangsgrößen des Modells ergeben sich in der Beschreibung des betrachteten Energiesystems, des lokalen Erzeugungs- und Speichersystems (Systemkonfiguration) sowie den angenommenen Rahmenbedingungen. Das Optimierungsmodell zielt für das beschriebene dezentrale Energiesystem auf die Minimierung der Energieversorgungskosten durch die Bestimmung kostenoptimaler Fahrpläne für jede der angenommenen Komponenten.

Das Modell ist in der GAMS-Systemumgebung [111] als Optimierungsmodell formuliert, worauf nachfolgend ab Kapitel 3.3.2 detailliert eingegangen wird. Die grundsätzliche Struktur des Optimierungsmodell wird vertiefend in **Abbildung 3-5** verdeutlicht. Im Modell sind unterschiedliche Erzeugungstechnologien hinterlegt, um die jeweilige Nachfrage zu decken. Weiterhin existieren unterschiedliche Flexibilitäten, welche die Nachfrage zeitlich von der spezifischen Erzeugung entkoppeln.

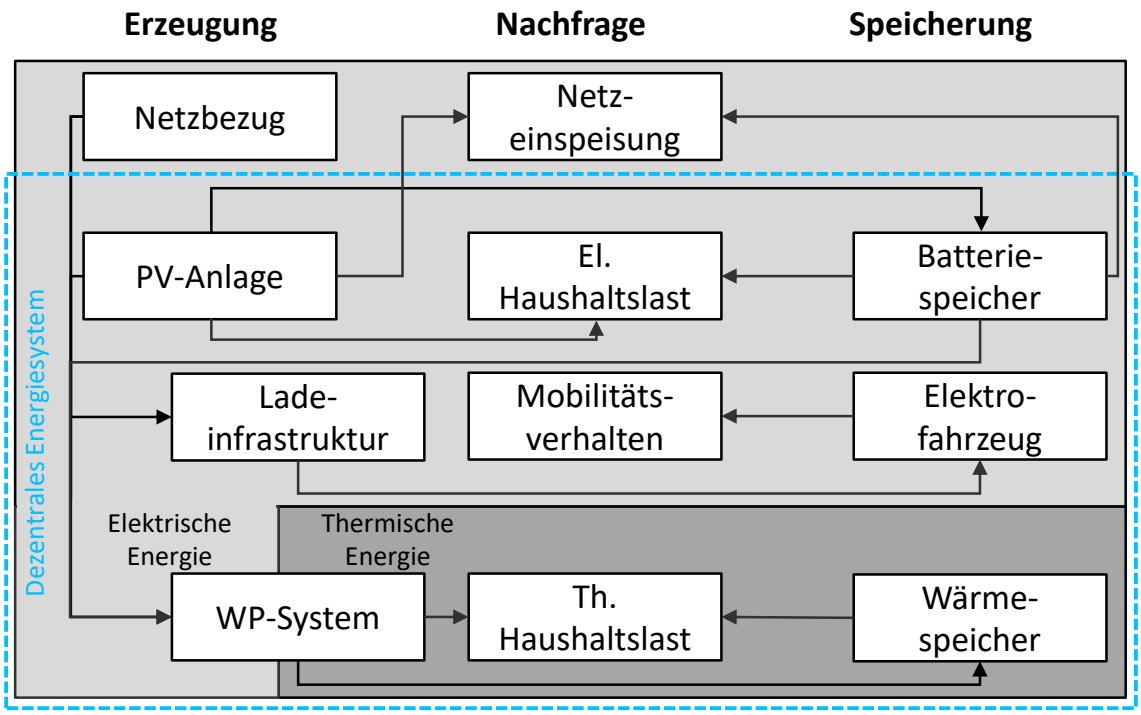

Abbildung 3-5: Übersicht über die Struktur des Optimierungsmodells E2M2_DES, in Anlehnung an [14]

In der Ausgestaltung der vorliegenden Arbeit wird elektrische Energie entweder von der lokalen PV-Anlage erzeugt oder vom elektrischen Netz bezogen. Als Speichereinheiten agieren der lokale Batteriespeicher, das Elektrofahrzeug sowie der Wärmespeicher. Die Ladeinfrastruktur des Elektrofahrzeugs sowie die Wärmepumpe stellen nicht nur Erzeugungseinheiten für die jeweilig zu deckende Nachfrage dar, sondern auch elektrische Verbraucher, welche eine zusätzliche Last aufweisen.

Als Ergebnis des Modelleinsatzes liegt einerseits der energetische Einsatz der Komponenten über den Optimierungszeitraum vor. Andererseits werden die jährlichen Energieversorgungskosten über den Optimierungszeitraum bestimmt und ausgewiesen.

Die dem Modell exogen übergebenen Eingangsgrößen teilen sich auf die drei Kategorien Energiesystem, Systemkonfiguration sowie die angenommenen Rahmenbedingungen auf. Das Energiesystem wird durch den lokalen elektrischen und thermischen Energieverbrauch, das exogen vorgegebene PV-Erzeugungsprofil sowie die lokale Mobilitätsnachfrage beschrieben. Um diese Nachfrage zu bedienen, stehen verschiedene technische Erzeugungs- sowie Speichertechnologien zur Auswahl. Diese Komponenten können modellseitig durch unterschiedliche Eigenschaften, z. B. spezifische Leistungs- und bzw. oder Kapazitätswerte, sowie detaillierte, komponentenspezifische Attribute wie Speicherverluste oder An- und Abfahrtszeiten beschrieben werden. Daneben können weitere komponentenspezifische Eigenschaften wie Wirkungsgrade berücksichtigt werden. Die angenommenen Rahmenbedingungen bestimmen insbesondere die Kosten bzw. Erlöse für den Bezug bzw. die Einspeisung elektrischer Energie in das öffentliche Stromnetz und damit den Austausch elektrischer Energie mit dem gesamtheitlichen Energiesystem. Daneben können weitere externe Anreize definiert und berücksichtigt werden, bspw. die nachfolgend in Kapitel 5.2 betrachteten Maßnahmen der Sperrzeiten oder Spitzenglättung für das dezentrale Energiesystem.

Je nach gewähltem Szenario wird für die beschriebenen Eingangsgrößen eine angenommene Parametrierung definiert. Jedes Szenario wird anschließend an das Optimierungsmodell *E2M2_DES* übergeben, um den Einsatz der Technologien über den gewählten Zeitraum zu bestimmen. Die Optimierungsergebnisse werden über ein MATLAB-Skript aus der GAMS-Umgebung ausgelesen sowie über verschiedene Auswertegrafiken visualisiert. Die Ergebnisse ergeben sich zunächst in der Analyse des berechneten Komponenteneinsatzes unter den gegebenen Rahmenbedingungen. Hieraus werden zentrale Leistungskennzahlen abgeleitet, bspw. die notwendige elektrische Energie zum Betrieb der Wärmepumpe oder zur Beladung des Elektrofahrzeugs. Durch die monetäre Bewertung des Austauschs elektrischer Energie mit dem gesamtheitlichen Energiesystem resultieren die jährlichen Energieversorgungskosten, wodurch jedes Szenario auch monetär bewertet wird.

Nachfolgend wird nun der einzelne Aufbau des Optimierungsmodells *E2M2_DES* in der GAMS-Umgebung detaillierter vorgestellt, wonach anschließend die Anwendung des Optimierungsmodells näher beschrieben wird.

3.3.2 Zielfunktion des Optimierungsmodells

Das Optimierungsproblem *E2M2_DES* minimiert die Energieversorgungskosten eines dezentralen Energiesystems, dargestellt durch die Variable (V) $V_{K,Total}$. Der Index einer Variable gibt an, ob die Variable Kosten (K), elektrische (el) oder thermische Energie (th) abbildet. Das Energiesystem ist ausgestattet mit unterschiedlichen Technologien tec, bspw. den zuvor genannten Komponenten, über einen wählbaren Zeitraum T mit einzelnen Zeitschritten t in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten. In der Anwendung des Modells wird generell ein bestehendes Energiesystem angenommen („*Brownfield-Ansatz*"). Das Modell ist grundlegend in der Einheit Energie konzipiert und basiert damit zentral auf Energiebilanzen, wobei abgebildete Leistungswerte über einen Parameter $TimeResolution\ (TR)$ zur Zeitauflösung in Energie umgerechnet werden. Im Falle einer viertelstündlichen Zeitauflösung beträgt dessen Wert 0,25 h.

Die Gesamtkosten $V_{K,Total}$ des betrachteten Energiesystems ergeben sich an der Schnittstelle zum gesamtheitlichen Energiesystem aus den Kosten $V_{K,Bezug,t}$ zum Bezug elektrischer Energie aus dem Stromnetz sowie den Erlösen $V_{K,Einspeisung,t}$ aus der Einspeisung elektrischer Energie in das öffentliche Stromnetz, ausgedrückt als negative Kosten. Die Kosten $V_{K,Bezug,t}$, resultieren aus dem zeitspezifischen Netzbezug $V_{El,Bezug,t}$ multipliziert mit den zeitspezifischen Stromtarif $PREIS_{El,Bezug,t}$[12]. Die Erlöse aus der Einspeisung elektrischer Energie $V_{K,Einspeisung,t}$ ergeben sich als negatives Produkt aus zeitspezifischer Netzeinspeisung $V_{El,Einspeisung,t}$ und der zeitspezifischen Einspeisevergütung $PREIS_{El,Einspeisung,t}$. Zusätzlich können in der Zielfunktion des Optimierungsmodells noch die Kosten für THG-Emissionen $V_{K,THG,t}$ des bezogenen Netzstroms berücksichtigt werden, um deren lokale Allokation ebenfalls zu minimieren. Diese Kosten ergeben sich für einen Zeitschritt t aus der Multiplikation der Bezugsmenge elektrischer Energie $V_{El,Bezug,t}$ mit den spezifischen THG-Emissionen $THG_{Bezug,t}$ der elektrischen Energie aus dem öffentlichen Netz, welche als exogene Zeitreihe vorgegeben werden, sowie den jeweiligen Preis für die THG-Emissionen $PREIS_{THG,t}$.

Die zu minimierende Zielfunktion des Modells wird in folgender Gleichung 3-1 dargestellt:

$$\begin{aligned} \text{Min } V_{K,Total} &= \sum_{t\in T} \begin{bmatrix} V_{K,Bezug,t} \\ -V_{K,Einspeisung,t} \\ V_{K,THG,t} \end{bmatrix} \\ &= \sum_{t\in T} \begin{bmatrix} V_{El,Bezug,t} \cdot PREIS_{El,Bezug,t} \\ -V_{El,Einspeisung,t} \cdot PREIS_{El,Einspeisung,t} \\ V_{El,Bezug,t} \cdot THG_{Bezug,t} \cdot PREIS_{THG,t} \end{bmatrix} \end{aligned} \tag{3-1}$$

mit den Variablen

[12] Nachfolgend werden exogen vorgegebene Zeitreihen über Abkürzungen in Großbuchstaben verdeutlicht

$V_{K,Total}$	Totale Energieversorgungskosten
$V_{K,Bezug,t}$	Kosten zum Bezug elektrischer Energie zum Zeitpunkt t
$V_{K,Einspeisung,t}$	Erlöse aus der Einspeisung elektrischer Energie zum Zeitpunkt t
$V_{K,THG,t}$	Kosten für THG-Emissionen zum Zeitpunkt t
$V_{El,Bezug,t}$	Bezogene elektrische Energie zum Zeitpunkt t
$V_{El,Einspeisung,t}$	Eingespeiste elektrische Energie zum Zeitpunkt t
und den Parametern	
$PREIS_{El,Bezug,t}$	Kosten des Bezugs elektrischer Energie zum Zeitpunkt t
$PREIS_{El,Einspeisung,t}$	Vergütung für die Einspeisung elektrischer Energie zum Zeitpunkt t
$THG_{Bezug,t}$	THG-Emissionen des Bezugs elektrischer Energie zum Zeitpunkt t
$PREIS_{THG,t}$	Preis für THG-Emissionen zum Zeitpunkt t
wobei	
$V_{El,Bezug,t} \geq 0$	
$V_{El,Einspeisung,t} \geq 0$	
$V_{El,Eigenverbrauch,t} \geq 0$	für jeden Zeitpunkt t.

Die Zielfunktion des Optimierungsmodells *E2M2_DES* ergibt sich in einer rein monetären Kostenminimierung zur Berechnung eines optimalen Fahrplans für die ausgewählten steuerbaren Technologien. Das Modell zielt so primär auf die Bestimmung einer optimalen Einsatzplanung der steuerbaren Komponenten unter den abgebildeten Rahmenbedingungen.

Durch den Modelleinsatz kann zusätzlich die gewählte Konfiguration des betrachteten Energiesystems bewertet werden. Hierfür werden nachträglich die amortisierten Investitionskosten in den ausgewiesenen Energieversorgungskosten berücksichtigt. Die unterschiedlich konfigurierten Systeme fungieren so als separate Szenarien, deren jährliche Energieversorgungskosten durch das Modell ermittelt werden. Hierdurch wird ermöglicht, eine kostengünstige Systemkonfiguration zu bestimmen.

In vorliegender Arbeit wird die Konvention in der Bezeichnung gewählt, dass Kosten als Variablen durch das Modell endogen bestimmt werden, Preise dagegen modelexogen vorgegeben werden. Als Beispiel wird der Strombezugspreis für das Energiesystem als exogene Preiszeitreihe, welche einen angenommenen Stromtarif darstellt, dem Modell übergeben, welches anschließend über die Bestimmung der energetischen Bezugsmenge die Strombezugskosten determiniert. Nachfolgend werden nach der Beschreibung der Zielfunktion die einzelnen Restriktionen zur Abbildung des betrachteten dezentralen Energiesystems, der einzelnen technischen Komponenten sowie externe Anreize beschrieben.

3.3.3 Abbildung des betrachteten dezentralen Energiesystems

Die Abbildung des betrachteten Energiesystems erfolgt anhand dreier Bilanzgleichungen, welche modellseitig durch Restriktionen definiert werden und somit für jeden Zeitpunkt t eingehalten werden müssen. Die Bilanzgleichungen ergeben sich das in der elektrischen Bilanzgleichung zur Versorgung der elektrischen Last $LAST_{El,ES,t}$ und der elektrischen Nachfrage der elektrischen Komponenten $V_{El,Verbrauch,tec,t}$ sowie der thermische Bilanzgleichung zur Deckung der thermischen Last $LAST_{Th,ES,t}$ des dezentralen Energiesystems. Die dritte Bilanzgleichung stellt die Versorgung der Mobilitätsnachfrage dar, welche durch die Einhaltung des Batteriefüllstand $FÜLL_{Min,EV,t}$ für bestimmte Zeitpunkte umgesetzt wird. Hierdurch wird sichergestellt, nachfolgende Fahrten des Haushalts durch einen ausreichenden Füllstand des Fahrzeugs zu ermöglichen.

Zunächst wird nun nachfolgend die elektrische Bilanzgleichung des DES beschrieben. Dieser elektrische Energiebedarf kann durch nicht-steuerbare Erzeugungskomponenten $ERZ_{El,Erzeugung,tec,t}$ bzw. $ERZ_{Th,Erzeugung,tec,t}$ einer Technologie tec, welche a priori als Zeitreihe vorgegeben werden, oder steuerbare Erzeugungskomponenten $V_{El,Erzeugung,tec,t}$ bzw. $V_{Th,Erzeugung,tec,t}$ einer Technologie tec gedeckt werden. Speichereinheiten agieren in diesem Fall der Ausspeisung zur Lastdeckung als Erzeugungstechnologie. Gleichzeitig können die einzelnen Technologien auch einen Energieverbrauch $V_{El,Verbrauch,tec,t}$ bzw. $V_{Th,Verbrauch,tec,t}$ aufweisen, bspw. um im elektrischen Fall thermische Energie zu erzeugen, die Einspeicherung elektrischer bzw. thermischer Energie oder entsprechende Speicherverluste pro Zeitschritt abzubilden. Besteht dennoch ein Bedarf an elektrischer Energie, kann dieser über den bereits vorgestellten Netzbezug elektrischer Energie $V_{El,Bezug,t}$ gedeckt werden. Gleichzeitig kann überschüssige, lokal erzeugte Energie ins Netz eingespeist werden als $V_{El,Einspeisung,t}$. Nachfolgend werden Indizes zur Unterscheidung zwischen elektrischer sowie thermischer Energie nur dann verwendet, sofern beide Energieformen simultan vorliegen.

Für einen Zeitpunkt t ergibt sich die elektrische Bilanzgleichung:

$$LAST_{El,ES,t} + \sum_{tec \in TEC} V_{El,Verbrauch,tec,t} + V_{El,Einspeisung,t} = \sum_{tec \in TEC} ERZ_{El,Erzeugung,tec,t} + \sum_{tec \in TEC} V_{El,Erzeugung,tec,t} + V_{El,Bezug,t} \quad (3\text{-}2)$$

mit den Variablen

$V_{El,Verbrauch,tec,t}$	Elektrischer Verbrauch der Technologie tec zum Zeitpunkt t
$V_{El,Einspeisung,t}$	Eingespeiste elektrische Energie zum Zeitpunkt t
$V_{El,Erzeugung,tec,t}$	Elektrische Erzeugung der Technologie tec zum Zeitpunkt t
$V_{El,Bezug,t}$	Bezogene elektrische Energie zum Zeitpunkt t zum Zeitpunkt t

und den Parametern

$LAST_{El,ES,t}$	Elektrische Last des Energiesystems ES zum Zeitpunkt t
$ERZ_{El,Erzeugung,tec,t}$	Nicht steuerbare el. Erzeugung der Technologie tec zum Zeitpunkt t.

Analog ergibt sich die thermische Bilanzgleichung als

$$LAST_{Th,ES,t} + \sum_{tec \in TEC} V_{Th,Verbrauch,tec,t} = \sum_{tec \in TEC} ERZ_{Th,Erzeugung,tec,t} + \sum_{tec \in TEC} V_{Th,Erzeugung,tec,t} \quad (3\text{-}3)$$

mit den Variablen

$V_{Th,Verbrauch,tec,t}$	Thermischer Verbrauch der Technologie tec zum Zeitpunkt t
$V_{Th,Erzeugung,tec,t}$	Elektrische Erzeugung der Technologie tec zum Zeitpunkt t
$V_{Th,Bezug,t}$	Netzbezug elektrischer Energie zum Zeitpunkt t zum Zeitpunkt t

und den Parametern

$LAST_{Th,ES,t}$	Thermische Last des Energiesystems ES zum Zeitpunkt t
$ERZ_{El,Erzeugung,tec,t}$	Nicht steuerbare thermische Erzeugung der Technologie tec zum Zeitpunkt t.

Mit Blick auf die lokale Wärmeversorgung wird in der aktuellen Modellausgestaltung kein Anschluss an ein Wärmenetz angenommen. Eine Rückspeisung oder ein Bezug thermischer Energie aus diesem Netz ist nicht möglich, könnte aber in zukünftigen Modellerweiterungen berücksichtigt werden.

Die dritte Bilanzgleichung fokussiert die Deckung der Mobilitätsnachfrage des DES. Die Mobilitätsnachfrage wird durch unterschiedliche Fahrten im Optimierungszeitraum definiert. Jede Fahrt weist einerseits eine Abwesenheit auf, welche eine Nichtverfügbarkeit des Elektrofahrzeugs darstellt und somit eine Beladung ausschließt, sowie einen zu erfüllenden Mindestfüllstand, welcher vor Fahrtbeginn erreicht sein muss. Die Abbildung der Elektromobilität erfolgt nachfolgend tiefer in Kapitel 3.3.6, wobei an dieser Stelle alleinig auf die Abbildung der Mobilitätsnachfrage eingegangen wird.

Diese Abbildung der Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs wird nachfolgend in der Ladegleichung 3-19 abgebildet. Für wählbare Zeitpunkte im Optimierungszeitraum werden Mindestfüllstande $V_{El,Füllstand_Soll,EV,t}$ für die Fahrzeugbatterie vorgegeben werden, um anschließend Fahrten zur Deckung der Mobilitätsnachfrage durchzuführen.

Die entsprechende Bilanzgleichung zur Deckung der Mobilitätsnachfrage ergibt sich pro Zeitschritt als

$$V_{El,Füllstand,EV,t} \geq FÜLL_{El,Min,EV,t} \tag{3-4}$$

mit der Variable

$V_{El,Füllstand,EV,t}$	Füllstand des Elektrofahrzeugs EV zum Zeitpunkt t

und dem Parameter

$FÜLL_{El,Min,EV,t}$	Mindestfüllstand des Elektrofahrzeugs EV zum Zeitpunkt t.

Auf die nähere Abbildung der Elektromobilität wird nachfolgend in Kapitel 3.3.6 eingegangen. Durch die drei Restriktionen 3-2 bis 3-4 wird das Verhalten des betrachteten Energiesystems in Form der elektrischen und thermischen Nachfrage sowie des Mobilitätsverhaltens beschrieben.

3.3.4 Abbildung der elektrischen Energieerzeuger sowie Energiespeicher

Um die Energiemengen in den oben beschriebenen Bilanzgleichungen zu erfüllen, existieren im Modell verschiedene Erzeugungs- sowie Speichertechnologien. In diesem Kapitel werden nun zunächst die elektrischen Komponenten beschrieben, im nachfolgenden Kapitel anschließend die thermischen Komponenten.

Elektrische Erzeugung: Abbildung der PV-Anlage

Die Abbildung der nicht-steuerbaren dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien erfolgt als exogene Zeitreihe. Die Erzeugung der fluktuierenden PV-Anlage $\mathrm{ERZ}_{\mathrm{El,Erzeugung,PV},t}$ ergibt sich dabei als exogen vorgegebene PV-Erzeugung $\mathrm{E}_{\mathrm{El.,PV,Erzeugung,t}}$.

Die erzeugte Energie ERZ_{PV} der PV-Anlage ergibt sich pro Zeitschritt als

$$\mathrm{ERZ}_{\mathrm{El,Erzeugung,PV},t} = \mathrm{E}_{\mathrm{El.,PV,Erzeugung,t}} \tag{3-5}$$

mit den Parametern

$\mathrm{ERZ}_{\mathrm{El,Erzeugung,PV},t}$	Erzeugte Energie der PV-Anlage zum Zeitpunkt t
$\mathrm{E}_{\mathrm{PV,Erzeugung}}$	Exogen vorgegebene PV-Erzeugung zum Zeitpunkt t.

Durch diese Abbildung wird ermöglicht, unterschiedliche PV-Erzeugungsprofile modellseitig in der Untersuchung zu berücksichtigen.

Elektrische Speichereinheit: Abbildung des Batteriespeichers

Um den Verbrauch der elektrischen Energie von der Erzeugung oder dem Bezug zeitlich zu trennen, verfügt das betrachtete Energiesystem über einen Batteriespeicher. Hierdurch muss der erzeugte oder bezogene Strom nicht direkt verbraucht werden, sondern kann für spätere Zeitpunkte eingespeichert werden. Dieser Batteriespeicher weist eine maximale Speicherkapazität $K_{El,Füllstand_Max,BS}$ auf, welche bis zu einer maximalen Ladeleistung $P_{El,Max,BS}$ be- und entladen werden kann.

Die zeitspezifische Einspeicherleistung des Batteriespeichers, modelltechnisch dargestellt als ein elektrischer Verbrauch $V_{El,Verbrauch,BS,t}$ des Batteriespeichers unter Berücksichtigung des Ladewirkungsgrads η_{BS}, ergibt sich aus der maximalen Leistung sowie einer exogen vorgegebenen Verfügbarkeit $AVAIL_{BS,t}$ des Batteriespeichers, welche durch den Parameter der zeitlichen Auflösung von Leistung in Energie umgerechnet wird.

Die Ladeleistung $V_{El,Laden,BS,t}$ des Batteriespeichers ergibt sich als

$$V_{El,Laden,BS,t} \leq P_{El,Max,BS} \cdot AVAIL_{BS,t} \cdot TR \tag{3-6}$$

mit der Variable

$V_{El,Laden,BS,t}$	Ladeenergie des Batteriespeichers zum Zeitpunkt t

und den Parametern

$P_{El,Max,BS}$	Maximale Ladeleistung des Batteriespeichers
$AVAIL_{BS,t}$	Verfügbarkeit des Batteriespeichers zum Zeitpunkt t
TR	Zeitliche Auflösung des Optimierungsmodells

wobei

$V_{El,Laden,BS,t} \geq 0$	für jeden Zeitpunkt t.

Analog ergibt sich die Ausspeicherleistung $V_{Entladen,BS,t}$ des Batteriespeichers.

$$V_{Entladen,BS,t} \leq P_{El,Max,BS} \cdot AVAIL_{BS,t} \cdot TR \tag{3-7}$$

mit der Variable

$V_{Entladen,BS,t}$	Entladeenergie des Batteriespeichers zum Zeitpunkt t

und den Parametern

$P_{El,Max,BS}$	Maximale Ladeleistung des Batteriespeichers
$AVAIL_{BS,t}$	Verfügbarkeit des Batteriespeichers zum Zeitpunkt t
TR	Zeitliche Auflösung des Optimierungsmodells

wobei

$V_{El,Laden,BS,t} \geq 0$	für jeden Zeitpunkt t.

Die zeitschrittspezifische Speicherkapazität $V_{Füllstand,BS,t}$ des Batteriespeichers muss jederzeit kleiner als die maximale Speicherkapazität des Batteriespeichers gewählt werden:

$$V_{El,Füllstand,BS,t} \leq K_{El,Füllstand_Max,BS} \tag{3-8}$$

mit der Variable

$V_{El,Füllstand,BS,t}$	Füllstand des Batteriespeichers zum Zeitpunkt t

und dem Parameter

$K_{El,Füllstand_Max,BS}$	Maximale Kapazität des Batteriespeichers

wobei

$V_{El,Füllstand,BS,t} \geq 0$	für jeden Zeitpunkt t.

Der BS-Füllstand zu einem Zeitschritt $V_{Füllstand,BS,t}$ ergibt sich aus dem Füllstand des vorherigen Zeitschritts $V_{Füllstand,BS,t-1}$ zuzüglich der im aktuellen Zeitschritt eingespeicherten Energie $V_{Laden,BS,t}$ abzüglich der im aktuellen Zeitschritt ausgespeicherten Energie $V_{Entladen,BS,t}$. Elektrische Verluste der Be- und Entladung werden der Vereinfachung wegen nur beim Einspeichervorgang als η_{BS} berücksichtigt. Pro Zeitschritt kann zusätzlich der Füllstand des Batteriespeichers um Speicherverluste $V_{Verluste,BS,t}$ verringert werden, welche sich in exogen definierter prozentualer Abhängigkeit des zeitpunktspezifischen Füllstands wie folgt ergeben:

$$V_{El,Verluste,BS,t} = V_{El,Verluste,BS,t} \cdot SL_{BS} \tag{3-9}$$

mit den Variablen

$V_{El,Verluste,BS,t}$	Verluste des Batteriespeichers BS zum Zeitpunkt

und dem Parameter

SL_{BS}	Prozentuale Speicherverluste des Batteriespeichers BS.

Die Bilanzgleichung des Batteriespeichers ergibt sich wie folgt:

$$\begin{gathered} V_{El,Füllstand,BS,t} = \\ V_{El,Füllstand,BS,t-1} + V_{El,Laden,BS,t} \cdot \eta_{BS} - V_{El,Entladen,BS,t} \\ - V_{El,Verluste,BS,t}(V_{El,Füllstand,BS,t}) \end{gathered} \tag{3-10}$$

mit den Variablen

$V_{El,Füllstand,BS,t}$	Füllstand des Batteriespeichers BS zum Zeitpunkt t
$V_{El,Füllstand,BS,t-1}$	Füllstand des Batteriespeichers BS zum Zeitpunkt t−1
$V_{El,Laden,BS,t}$	Elektrische Ladeenergie zum Zeitpunkt t
$V_{El,Entladen,BS,t}$	Elektrische Entladeenergie zum Zeitpunkt t
$V_{El,Verluste,BS,t}$	Verluste des Batteriespeichers BS zum Zeitpunkt t

und dem Parameter

η_{BS}	Elektrischer Wirkungsgrad des Batteriespeichers BS.

3.3.5 Abbildung der thermischen Energieerzeuger- sowie Energiespeicher

Zur Erzeugung thermischer Energie stehen dem Modell die beiden Erzeugungstechnologien Wärmepumpe und Heizstab zur Verfügung, welche elektrische Energie unter Berücksichtigung eines spezifischen Wirkungsgrads in thermische Energie zur Deckung der thermischen Nachfrage, als Summe der Nachfrage nach Heizenergie sowie Brauchwarmwasser, umwandeln.

Die Erzeugung der Wärmepumpe ergibt sich insbesondere durch drei charakteristischer Kenngrößen: Die thermische Erzeugungsleistung $V_{Th,WP,t}$ resultiert aus der elektrischen Leistung $V_{El,WP,t}$ multipliziert mit dem zeitspezifischen Leistungswert (engl. „*coefficient of performance*“ (COP)) $COP_{WP,t}$. Der COP beschreibt den Faktor, welche thermische Energie aus der der Wärmepumpe zugeführten elektrischen Energie resultiert. Diese Kenngröße des $COP_{WP,t}$ weist eine signifikante Abhängigkeit von der zeitspezifischen Umgebungstemperatur zu einem Zeitpunkt t auf, da diese bei der angenommenen Luft-Wärmepumpe gleichzeitig die Temperatur des verwendeten Wärmereservoirs der Umgebungsluft ausdrückt. Die angenommene Umgebungstemperatur $TEMP_{Um,t}$ wird als exogene Zeitreihe im Modell berücksichtigt wird, indem für jeden berücksichtigten Zeitschritt t ein zugehöriger Wert der Umgebungstemperatur in °C angegeben wird. Je höher die Umgebungstemperatur $TEMP_{Um,t}$ ausfällt, desto geringer fällt der Temperaturunterschied zwischen der zu erbringenden Nutzwärme und der Wärmequelle aus. In der Folge ergibt sich ein höherer $COP_{WP,t}$.

Als weitere charakteristische Eigenschaft weist jede Wärmepumpe eine Mindestleistung $P_{Min,WP}$ auf, welche im Betrieb nicht unterschritten werden darf. Um diese in der Modellierung zu berücksichtigen, wird die gemischt-ganzzahlige Variable[13] $\boldsymbol{V_{Aktiv,WP}}$ verwendet, welche ausschließlich die Werte 0 oder 1 annehmen kann, nachfolgend vertieft in Gl. 3-11.

[13] Zur vereinfachten Unterscheidung sind gemischt-ganzzahlige Variablen fett hervorgehoben.

Die thermische Leistung $V_{Th,WP}$ der WP ergibt sich pro Zeitschritt t wie folgt:

$$V_{Th,WP,t} \leq V_{El,WP,t} \cdot COP_{WP,t}(TEMP_{Um,t}) \cdot \boldsymbol{V_{Aktiv,WP,t}} \cdot \tag{3-11}$$

mit den Variablen

$V_{Th,WP,t}$	Thermische Erzeugung der Wärmepumpe zum Zeitpunkt t
$V_{El,WP,t}$	Elektrische Leistung der Wärmepumpe zum Zeitpunkt t
$\boldsymbol{V_{Aktiv,WP,t}}$	Gemischt-ganzzahlige Variable der Wärmepumpe zum Zeitpunkt t

und den Parametern

$COP_{WP,t}$	COP in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur $TEMP_{Um,t}$ zum Zeitpunkt t
$TEMP_{Um,t}$	Umgebungstemperatur zum Zeitpunkt t,

wobei

$V_{El,WP} \geq 0$	für jeden Zeitpunkt t.

Die Erzeugungsleistung der Wärmepumpe darf maximal ihrer technischen Leistung entsprechen, wobei diese durch Nichtverfügbarkeiten eingeschränkt werden kann. Durch diese Nichtverfügbarkeit $AVAIL_{tec,t}$ einer Technologie tec können technische Restriktionen wie Sperrzeiten in der Fahrplanberechnung berücksichtigt werden, welche als exogene Zeitreihen vorgegeben werden. Die Verfügbarkeit einer Technologie tec wird modellexogen als Zeitreihe vorgegeben und kann kontinuierliche Werte im Bereich zwischen 0 und 100 Prozent annehmen. Gleichzeitig kann die Erzeugungsleistung der Wärmepumpe nur positive Werte annehmen.

Die elektrische Leistung $V_{El,WP}$ der Wärmepumpe ergibt sich für einen Zeitschritt t als

$$V_{El,WP,t} \leq \boldsymbol{V_{Aktiv,WP,t}} \cdot P_{El,Max,WP} \cdot AVAIL_{WP,t} \tag{3-12}$$

mit den Variablen

$V_{El,WP,t}$	Elektrische Leistung der Wärmepumpe zum Zeitpunkt t
$\boldsymbol{V_{Aktiv,WP,t}}$	Gemischt-ganzzahlige Variable der Wärmepumpe zum Zeitpunkt t

und den Parametern

$P_{El,Max,WP}$	Maximale elektrische Leistung der Wärmepumpe
$AVAIL_{WP,t}$	Verfügbarkeit der Wärmepumpe zum Zeitpunkt t.

Zur Berücksichtigung der Mindestleistung $P_{Min,WP}$ der Wärmepumpe wird Gleichung 3-13 verwendet:

$$V_{El,WP,t} \geq \boldsymbol{V_{Aktiv,WP,t}} \cdot P_{El,Min,WP,t} \cdot AVAIL_{WP,t} \tag{3-13}$$

mit den Variablen

$V_{El,WP,t}$	Elektrische Leistung der Wärmepumpe zum Zeitpunkt t
$\boldsymbol{V_{Aktiv,WP,t}}$	Gemischt-ganzzahlige Variable der Wärmepumpe zum Zeitpunkt t

und den Parametern

$P_{El,Min,WP,t}$	Mindestleistung der Wärmepumpe zum Zeitpunkt t
$AVAIL_{WP,t}$	Verfügbarkeit der Wärmepumpe zum Zeitpunkt t.

Die Abbildung des Heizstabs als thermische Erzeugungstechnologie folgt der Modellierung der Wärmepumpe. Die Technologie agiert als thermische Erzeugungstechnologie, indem als elektrischer Widerstand elektrische Energie in thermische Energie umgewandelt wird. In der Folge weist die Technologie keine Abhängigkeit ihrer thermischen Erzeugungsleistung von der Umgebungstemperatur oder weitere Eigenschaften wie eine zu beachtende Mindestleistung auf.

Hierdurch kann ein Heizstab HS zu jedem Zeitpunkt t durch den Verbrauch elektrischer Energie thermische Energie im Verhältnis seines Wirkungsgrades im Rahmen seiner installierten Leistung umwandeln.

Die Abbildung des Heizstabs erfolgt als

$$V_{El,HS,t} = V_{Th,HS,t} \cdot \eta_{Th,HS}{}^{-1} \tag{3-14}$$

mit den Variablen

$V_{El,HS,t}$	Elektrische Leistung des Heizstabs zum Zeitpunkt t
$V_{Th,HS,t}$	Thermische Leistung des Heizstabs zum Zeitpunkt t

und dem Parameter

$\eta_{El,HS}$ Thermischer Wirkungsgrad des Heizstabs.

Die durch beide Technologien erzeugbare Wärme muss nicht direkt zur Deckung der Last verwendet werden, sondern kann auch in einen thermischen Wärmespeicher für eine spätere Verwendung eingespeichert werden. Das Wärmespeicherpotenzial eines dezentralen Energiesystems ergibt sich einerseits in der thermischen Speicherkapazität des Gebäudes sowie der Raumtemperatur selbst und andererseits durch einen Warmwasserspeicher. Beide Wärmeanwendungen könnten separat als eigenständiger Wärmespeicher betrachtet werden. Mit dem Fokus der vorliegenden Arbeit sowie der schwierigen Trennung in der Messung der jeweiligen thermischen Lastprofile wird sich für die vereinfachende Abbildung in einem Speichermedium entschieden, welches sowohl Raumwärme als auch Nutzwärme bereitstellen kann. Die Modellierung würde in der Folge die erhöhten Vorlauftemperaturen der Nutzwärme unterschätzen, welche im Vergleich zur Raumwärme einen deutlichen geringeren Energiebedarf pro Jahr aufweist (vgl. nachfolgend Kapitel 4.1). Um dennoch diese Anforderungen Bereitstellung von Nutzwärme zu berücksichtigen, wird der COP des Wärmepumpensystems entsprechend reduziert. Dieses Vorgehen wird in Analogie zu [43] getroffen. Der Wärmespeicher weist eine maximale Speicherkapazität sowie eine maximale Ein- und Ausspeicherleistung auf.

Die maximale Speicherkapazität des Speichers ergibt sich als

$$V_{Th,Füllstand,WS,t} \leq K_{Th,Füllstand_Max,WS} \tag{3-15}$$

mit den Variablen

$V_{Th,Füllstand,WS,t}$ Füllstand des Wärmespeichers zum Zeitpunkt t

und dem Parameter

$K_{Th,Füllstand_Max,WS}$ Maximaler Füllstand des Wärmespeichers

wobei

$V_{Th,Füllstand,WS,t} \geq 0$ für jeden Zeitpunkt t.

Die Einspeicherleistung des Wärmespeichers, analog zum Batteriespeicher in der thermischen Bilanzgleichung als zusätzlicher Verbrauch dargestellt, ergibt sich als

$$V_{Th,Laden,WS,t} \leq P_{Th,Laden_Max,WS} \cdot AVAIL_{WS,t} \cdot TR \tag{3-16}$$

mit den Variablen

$V_{Th,Laden,WS,t}$	Füllstand des Wärmespeichers zum Zeitpunkt t

und dem Parameter

$P_{Th,Laden_Max,WS}$	Maximaler Füllstand des Wärmespeichers
$AVAIL_{WS,t}$	Verfügbarkeit des Wärmespeichers zum Zeitpunkt t
TR	Zeitliche Auflösung des Optimierungsmodells

wobei

$V_{Füllstand,WS,t} \geq 0$	für jeden Zeitpunkt t.

Der jeweilige Füllstand des Speichers resultiert aus dem Füllstand des vorherigen Zeitschritts zuzüglich der im aktuellen Zeitschritt eingespeicherten Energie abzüglich der im aktuellen Zeitschritt ausgespeicherten Energie sowie abzüglich der vom Füllstand abhängigen Verluste Diese Verluste werden durch einen exogen festgelegten Prozentsatz des zeitspezifischen Speicherfüllstands berechnet:

$$\begin{gathered} V_{Th,Füllstand,WS,t} = \\ V_{Th,Füllstand,WS,t-1} + V_{Th,Beladen,WS,t} \cdot \eta_{WS} - V_{Th,Entladen,WS,t} \\ - V_{Th,Verluste,WS,t}(V_{Th,Füllstand,WS,t}) \end{gathered} \tag{3-17}$$

mit den Variablen

$V_{Th,Füllstand,WS,t}$	Füllstand des Wärmespeichers zum Zeitpunkt t
$V_{Th,Füllstand,WS,t-1}$	Füllstand des Wärmespeichers zum Zeitpunkt t−1
$V_{Th,Beladen,WS,t}$	Thermische Ladeenergie zum Zeitpunkt t
$V_{Th,Entladen,WS,t}$	Thermische Entladeenergie zum Zeitpunkt t
$V_{Th,Verluste,WS,t}$	Verluste des Wärmespeichers zum Zeitpunkt t

und dem Parameter

η_{WS}	Thermischer Wirkungsgrad des Wärmespeichers.

Beim Einspeichervorgang wird zusätzlich ein Wirkungsgrad abgebildet, um Wärmeverluste in der Modellierung zu berücksichtigen. Die Wärmeverluste des Wärmespeichers ergeben sich in Abhängigkeit des zeitspezifischen Füllstands wie folgt:

$$V_{Th,Verluste,WS,t} = V_{Th,Verluste,WS,t} \cdot SL_{WS} \tag{3-18}$$

mit den Variablen

$V_{Th,Verluste,WS,t}$ Verluste des Wärmespeichers zum Zeitpunkt t

und dem Parameter

SL_{WS} Prozentuale Speicherverluste des Wärmespeichers.

3.3.6 Abbildung der Elektromobilität

Abschließend vervollständigt die Elektromobilität die Ausstattung des dezentralen Energiesystems. Der Haushalt weist, wie zuvor beschrieben, eine Mobilitätsnachfrage auf, welche durch ein Elektrofahrzeug gedeckt wird. Dieses Elektrofahrzeug wird durch die Ladeinfrastruktur mit elektrischer Energie beladen, um so Fahrten für den Haushalt durchzuführen.

In der vorliegenden Arbeit wird nur eine unidirektionale Beladung des Fahrzeugs abgebildet. Eine bidirektionale Beladung des Elektrofahrzeugs ermöglichte zwar eine höhere nutzbare Flexibilität des dezentralen Energiesystems. Gleichzeitig müsste dieser Vorteil hinsichtlich der Degradation der Speicherkapazität sowie der möglichen Vollladezyklen detaillierter abgebildet und untersucht werden. Diese Abbildung übersteigt den Rahmen der vorliegenden Arbeit und wird daher nicht betrachtet, stellt aber eine zukünftige Weiterentwicklungsmöglichkeit für *E2M2_DES* dar. In der Folge können die nachfolgend aufgezeigten Ergebnisse pessimistischer eingeschätzt werden, als wenn bidirektional auf die Speicherkapazität des Elektrofahrzeugs zurückgegriffen werden würde.

Die Anforderungen in der Modellierung des Elektrofahrzeugs ergeben sich zunächst durch die Anwesenheit des Elektrofahrzeugs, während der ausschließlich geladen werden kann. Ist das Elektrofahrzeug abwesend, wird diese Abwesenheit durch eine Nichtverfügbarkeit im Ladevorgang abgebildet. Gleichzeitig wird vereinfachend angenommen, dass das Elektrofahrzeug bei einer Anwesenheit auch mit der Ladeinfrastruktur verbunden und somit zur Beladung verfügbar ist. Pro Ladevorgang gibt ein Mindestfüllstand für das Elektrofahrzeug an, welches Ladeniveau am Ende des Ladevorgangs mindestens erreicht werden muss. Hierdurch wird ermöglicht, in einem früheren Ladevorgang bereits elektrische Energie für einen späteren Ladevorgang zu berücksichtigen. Zuletzt muss nach jedem Ladevorgang der Batteriefüllstand des Elektrofahrzeugs um die elektrische Energie reduziert werden, welche für die Durchführung der nächsten Fahrt oder Fahrten notwendig ist. Die Modellierung des Elektrofahrzeugs folgt

weitestgehend der Modellierung des Batteriespeichers, wobei in der vorliegenden Arbeit kein bilateraler Einsatz der Elektromobilität erlaubt wird.

Die Anwesenheit des Elektrofahrzeugs wird über die Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs $AVAIL_{EV}$ berücksichtigt. Die elektrische Ladeenergie zur Beladung des Elektrofahrzeugs $V_{El,Laden,EV}$ wird für jeden Zeitschritt wie folgt abgebildet:

$$V_{El,Laden,EV,t} \leq P_{El,Max,EV} \cdot AVAIL_{EV,t} \cdot TR \tag{3-19}$$

mit der Variable

$V_{El,Laden,EV,t}$	Ladeenergie des Elektrofahrzeugs zum Zeitpunkt t

und den Parameter

$P_{El,Max,EV}$	Maximale Ladeleistung des Elektrofahrzeugs
$AVAIL_{EV,t}$	Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs zum Zeitpunkt t
TR	Zeitliche Auflösung des Optimierungsmodells

wobei

$V_{El,Laden,EV,t} \geq 0$	für jeden Zeitpunkt t.

Im Optimierungsmodell wird der Füllstand des Elektrofahrzeugs $V_{El,Füllstand,EV}$, welcher nicht-negativ werden darf, durch die maximale Kapazität $K_{El,Füllstand_Max,EV}$ als obere Grenze dargestellt als

$$V_{El,Füllstand,EV,t} \leq K_{El,Füllstand_Max,EV} \tag{3-20}$$

mit der Variable

$V_{El,Füllstand,EV,t}$	Füllstand des Elektrofahrzeugs zum Zeitpunkt t

und dem Parameter

$K_{El,Füllstand_Max,EV}$	Maximale Kapazität des Elektrofahrzeugs

wobei

$V_{El,Füllstand,EV,t} \geq 0$	für jeden Zeitpunkt t.

Der Füllstand des Elektrofahrzeugs $V_{El,Füllstand,EV,t}$ zu einem Zeitpunkt t resultiert aus dem Füllstand des vorherigen Zeitschritts $V_{El,Füllstand,EV,t-1}$ zuzüglich der im aktuellen Zeitschritt eingespeicherten Energie $V_{El,Laden,EV,t}$. Die Ladeenergie wird hierbei analog als elektrischer

Verbrauch unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades η_{EV} in der elektrischen Bilanz berücksichtigt. Pro Zeitschritt können Speicherverluste $V_{El,Verluste,EV,t}$ abgebildet werden, um die sich der Füllstand des Elektrofahrzeugs verringert. Zur Durchführung der Fahrten ist ein Verbrauch elektrischer Energie $LAST_{El,EV,t}$ nötig, welcher als exogene Zeitreihe vorgegeben und vom Füllstand des Elektrofahrzeugs abgezogen wird.

Die Bilanzgleichung zur Abbildung des Speicherfüllstands des Elektrofahrzeugs ergibt sich als

$$V_{El,Füllstand,EV,t} = V_{El,Füllstand,EV,t-1} + V_{El,Beladen,EV,t} \cdot \eta_{EV} - V_{El,Verluste,EV,t} - LAST_{El,EV,t} \tag{3-21}$$

mit den Variablen

$V_{El,Füllstand,EV,t}$	Füllstand des Elektrofahrzeugs EV zum Zeitpunkt t
$V_{El,Füllstand,EV,t-1}$	Füllstand des Elektrofahrzeugs EV zum Zeitpunkt t-1
$V_{El,Laden,EV,t}$	Elektrische Ladeenergie zum Zeitpunkt t
$V_{El,Verluste,EV,t}$	Speicherverluste des Elektrofahrzeugs EV zum Zeitpunkt t

und den Parametern

η_{EV}	Elektrischer Wirkungsgrad des Elektrofahrzeugs EV.
$LAST_{El,EV,t}$	Elektrischer Verbrauch zur Durchführung der nächsten Fahrt, beginnend zum Zeitpunkt t

wobei

$V_{El,Füllstand,EV,t} \geq 0$	für jeden Zeitpunkt t.

Die Speicherverluste des Elektrofahrzeugs ergeben sich dabei als

$$V_{El,Verluste,EV,t} = V_{El,Verluste,EV,t} \cdot SL_{EV} \tag{3-22}$$

mit den Variablen

$V_{El,Verluste,EV,t}$	Speicherverluste des Elektrofahrzeugs EV zum Zeitpunkt t

und dem Parameter

SL_{EV}	Prozentuale Speicherverluste des Elektrofahrzeugs.

3.3.7 Schnittstellen mit dem gesamtheitlichen Energiesystem

Der Einsatz der zuvor beschriebenen Komponenten hängt maßgeblich von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab, welche auf das betrachtete dezentrale Energiesystem einwirken. Die Abbildung dieser Rahmenbedingungen wird nun in diesem Kapitel fokussiert.

Zur Kostenminimierung wählt das Optimierungsmodell *E2M2_DES* eine kostenoptimale Energiemenge an Netzbezug sowie Netzeinspeisung elektrischer Energie. Über diese Schnittstelle ergibt sich der Austausch elektrischer Energie mit dem gesamtheitlichen Energiesystem, welches an dieser Stelle generell als unbeschränkte Bezugsquelle bzw. Einspeisesenke für elektrische Energie abgebildet ist. Diese Schnittstelle kann weiterhin, wie nachfolgend aufgezeigt wird, mit unterschiedlichen externen Anreizen verbunden werden.

Die Kosten für den Netzbezug $V_{K,Bezug,t}$ können zur Abbildung unterschiedlicher Tarifstrukturen variiert werden. Diese Kosten ergeben sich für den Bezug elektrischer Energie pro Zeitpunkt aus der Multiplikation der bezogenen elektrischen Energie $V_{El,Bezug_t}$ mit dem zeitpunktspezifischen Strombezugspreis $PREIS_{El,Bezug,t}$. Die Strombezugskosten werden über den Optimierungszeitraum als exogene Zeitreihe an das Modell übergeben. Zur Abbildung eines konstanten Strompreises wird für jeden Zeitpunkt der gleiche Strombezugspreis in der Zeitreihe ausgewählt. Werden dynamische Strombezugspreise berücksichtigt, kann pro Zeitschritt ein Preis angegeben werden.

Die Kosten für den Bezug elektrischer Energie $V_{K,Bezug,t}$ ergeben sich als

$$V_{K,Bezug,t} = V_{El,Bezug,t} \cdot PREIS_{El,Bezug,t} \tag{3-23}$$

mit den Variablen

$V_{K,Bezug,t}$	Kosten zum Bezug elektrischer Energie zum Zeitpunkt t
$V_{El,Bezug,t}$	Bezogene elektrische Energie zum Zeitpunkt t

und dem Parameter

$PREIS_{El,Bezug,t}$	Preis des Bezugs elektrischer Energie zum Zeitpunkt t.

Analog verhält sich die Vergütung $V_{K,Einspeisung,t}$ für die Abgabe elektrische Energie an das gesamtheitliche Energiesystem. Die eingespeiste Menge $V_{El,Einspeisung}$ wird durch eine zeitschrittspezifische Vergütung $PREIS_{El,Einspeisung,t}$ kompensiert. Diese Vergütung kann für die Abbildung einer konstanten Einspeisevergütung statisch oder für die Abbildung einer dynamischen Einspeisevergütung dynamisch gewählt werden. Da diese Einspeisevergütung einen Erlös in der Kostenminimierung durch das Optimierungsmodell *E2M2_DES* darstellt, werden die Erlöse als negative Kosten in der Zielfunktion abgebildet:

$$V_{K,Einspeisung,t} = V_{El,Einspeisung,t} \cdot PREIS_{El,Einspeisung,t} \tag{3-24}$$

mit den Variablen

$V_{K,Einspeisung,t}$	Erlöse aus der Einspeisung elektrischer Energie zum Zeitpunkt t
$V_{El,Einspeisung,t}$	Eingespeiste elektrische Energie zum Zeitpunkt t

und dem Parameter

$PREIS_{El,Einspeisung,t}$	Vergütung für die Einspeisung elektrischer Energie zum Zeitpunkt t.

Neben diesen Kosten für den Bezug sowie der Einspeisung der elektrischen Energie können in der Optimierung auch noch die zeitspezifischen THG-Emissionen der bezogenen Energie als zusätzlich anfallende Kosten $V_{K,THG,t}$ berücksichtigt werden. Diese Kosten müssten generell vom Stromlieferanten im Endkundenstrompreis zwar bereits eingepreist sein. In Analogie zu den in Kapitel 2.2.3 dargestellten wissenschaftlichen Ansätzen werden diese zusätzlich, im Falle der Berücksichtigung der THG-Emissionen, im Modell berücksichtigt. Diese Emissionen können mit einem Preis versehen werden, bspw. in Analogie zum geltenden THG-Preis im europäischen EU-Emissionshandelssystems des EU-ETS. Dieser Preis wird durch den Parameter $PREIS_{GHG,t}$, welcher exogen vorgegeben wird, im Optimierungsmodell berücksichtigt. Weiterhin wird dem Optimierungsmodell durch den Parameter $THG_{Bezug,t}$. die Information über den zeitpunktspezifischen Emissionsanteil des Netzbezugs übergeben.

Die Kosten $V_{K,THG,t}$ für die anfallenden THG-Emissionen ergeben sich als:

$$V_{K,THG,t} = V_{El,Bezug,t} \cdot THG_{Bezug,t} \cdot PREIS_{THG,t} \tag{3-25}$$

mit den Variablen

$V_{K,THG,t}$	Kosten für THG-Emissionen zum Zeitpunkt t
$V_{El,Bezug,t}$	Bezogene elektrische Energie zum Zeitpunkt t

und dem Parameter

$THG_{Bezug,t}$	THG-Emissionen des Bezugs elektrischer Energie zum Zeitpunkt t
$PREIS_{THG,t}$	Preis für THG-Emissionen zum Zeitpunkt t.

Neben diesen ökonomischen Anreizen in der Einsatzplanung können auch technische Anreize abgebildet werden. In der vorliegenden Arbeit werden zwei Mechanismen ausgewählt, einerseits technologiescharfe Sperrzeiten sowie andererseits eine Begrenzung des Netzbezugs auf Energiesystemebene.

Durch technologiescharfe Sperrzeiten wird der Einsatz bestimmter Technologien in Zeiten netzkritischer Situationen als gegensteuernde Maßnahme unterbunden. Hierfür wird durch den Netzbetreiber ein Sperrsignal an die jeweiligen Komponenten im Netzbereich übermittelt, wodurch deren Betrieb eingeschränkt wird. Die Abbildung dieses Flexibilitätsmechanismus erfolgt im Optimierungsmodell *E2M2_DES* über die technologiescharfe Verfügbarkeit $AVAIL_{tec,t}$ einer Technologie tec zu einem Zeitpunkt t. Durch diese Abbildung können in den Sperrzeiten in verschiedenen Abregelungsstufen berücksichtigt werden. Ein Faktor von 0,5 erlaubt beispielsweise einen maximalen Einsatz der Technologie in der Höhe der halben installierten Leistung.

Eine Begrenzung des Netzbezugs auf Anschlussebene zur Abbildung des Mechanismus der Spitzenglättung des betrachteten Energiesystems beschränkt dagegen den generellen elektrischen Bezug des Energiesystems auf ein bestimmbares maximales Niveau. Diese Maßnahme wird im allgemeinen Sprachgebrauch als Spitzenglättung bezeichnet und zielt ebenfalls auf die Vermeidung oder Behebung kritischer Netzsituationen. Zur Abbildung dieser Maßnahme wird im Optimierungsmodell *E2M2_DES* ein zusätzlicher Parameter $B_{Bezug_Max,t}$ eingeführt, welcher zeitpunktspezifisch als obere Grenze für die bezogene elektrische Energie fungiert.

Die entsprechende Gleichung zur Abbildung ergibt sich für einen Zeitpunkt wie folgt:

$$V_{El,Bezug,t} \leq B_{El,BezugMax,t} \tag{3-26}$$

mit der Variablen

$V_{El,Bezug,t}$	Bezogene elektrische Energie des Energiesystems zum Zeitpunkt t

und dem Parameter

$B_{El,BezugMax,t}$	Maximal möglicher Bezug elektrischer Energie zum Zeitpunkt t.

3.3.8 Anwendung des Optimierungsmodells

Das zuvor vorgestellte Optimierungsmodell berechnet für einen festzulegenden Zeitraum einen optimalen Fahrplan für die ausgewählten Komponenten. Ein repräsentativer Untersuchungszeitraum ergibt sich zur Berücksichtigung der charakteristischen Saisonalitäten externer Einflussfaktoren in einem ganzen Jahr als Optimierungszeitraum. Beispiele für diese externen Einflussfaktoren stellen bspw. die Umgebungstemperatur oder dynamische Strompreise dar. Ein entsprechendes Optimierungsmodell weist für ein Jahr in einer viertelstündlichen Auflösung 35.040 Zeitschritte auf, woraus eine hohe Modelkomplexität und dadurch eine gesteigerte Rechenzeit resultiert.

Eine Möglichkeit zur Erreichung einer geringeren Modellkomplexität bietet eine rollierende Fahrplanberechnung über kürze Optimierungszeiträume [72]. Die Optimierungszeiträume einer Modellrechnung sind grundsätzlich variabel wählbar. Zur Bestimmung des Optimierungszeitraums mit der geringsten Rechenzeit sind verschiedene Optimierungszeiträume unter einer einheitlichen Modellkonfiguration (Szenario 1, vorgestellt in nachfolgendem Kapitel 3.6) für den Betrachtungszeitraum eines Jahres durchgeführt worden. Hierbei sind die folgenden Rechenzeiten, dargestellt in **Tabelle 3-1** gemessen worden:

Tabelle 3-1: Dauer einer Jahresrechnung unter Variation des Optimierungszeitraums

Optimierungszeitraum	Dauer in h
1 Tag	1,89
1 Woche (7 Tage)	1,04
1 Monat (30 Tage)	1,31

In der Folge wird für die Rollierung ein wöchentlicher Optimierungszeitraum genutzt. Ein jährlicher Optimierungszeitraum wird so in 53 Wochen unterteilt, welche nacheinander einzeln berechnet werden. Das Konzept der verwendeten rollierenden Fahrplanberechnung wird in der nachfolgenden Abbildung 3-6 verdeutlicht.

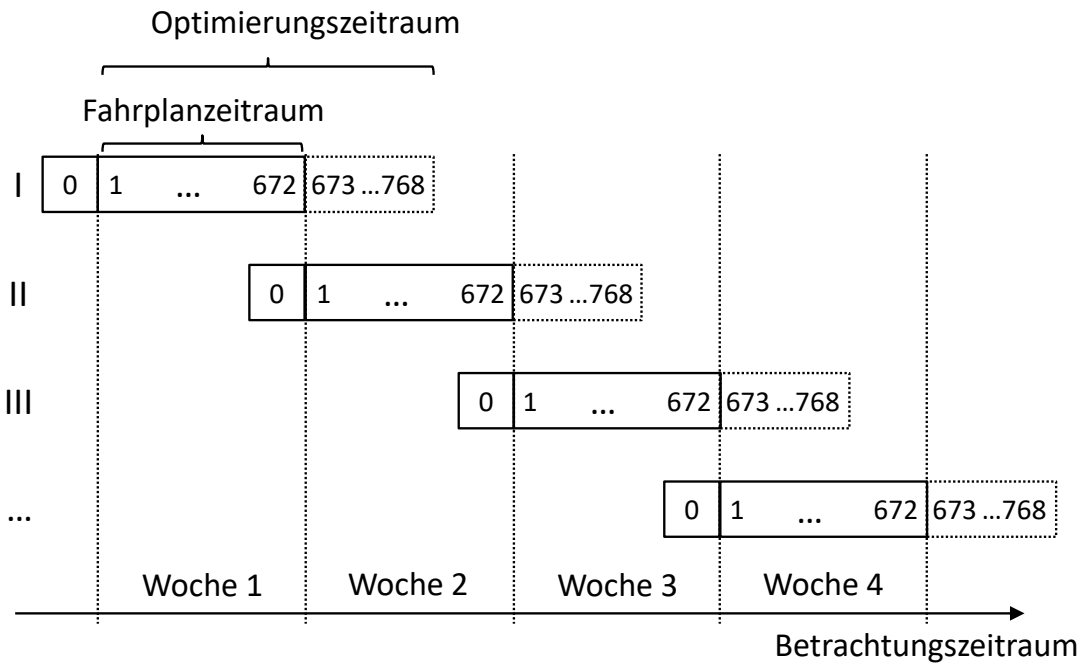

Abbildung 3-6: Darstellung des Konzepts der rollierenden Fahrplanberechnung, hier am Beispiel der Fahrplanberechnung über einen Zeitraum mehrerer Wochen

Wie die Abbildung verdeutlicht, unterteilt sich der Betrachtungszeitraum eines Jahres auf einzelne Wochen. Für jede Woche wird ein Optimierungszeitraum von acht Tagen, folglich 768 Viertelstunden, gewählt. Hierdurch wird der nächste Tag nach der aktuell betrachteten Woche zusätzlich in der Optimierung berücksichtigt. Diese Überschneidung mit der nachfolgenden Woche erfolgt aus zwei zentralen Gründen:

Einerseits wählt das Optimierungsmodell zur Kostenminimierung am Ende jedes Optimierungszeitraums für jede im Modell betrachtete Speichereinheit einen minimalen, damit leeren, Füllstand. In der Folge würde jede neue Fahrplanberechnung mit dem minimalen Füllstand und nicht mehr mit dem eigentlichen, ohne Rollierung gewählten, kostenoptimalen Füllstand begonnen werden. Am Beispiel der Eigenverbrauchsoptimierung der PV-Anlage würde genau so viel elektrische Energie in den Batteriespeicher geladen werden, dass die elektrische Last bis 24:00 Uhr kostenoptimal gedeckt werden kann. In der Folge wird der Füllstand des Batteriespeichers niedriger gewählt, als wenn am Morgen des ersten nachfolgenden Tags noch eigenerzeugter PV-Strom zur Lastdeckung verwendet werden würde. Hieraus würde sich durch die Rollierung ein Güteverlust innerhalb der Optimierung ergeben.

Andererseits wird in der Optimierung eine perfekte Voraussicht angenommen. Das Modell weist für jeden Zeitschritt eine genaue Kenntnis über zukünftige Ausprägungen aller betrachteten Eingangsgrößen auf. Durch die Aufteilung des Betrachtungszeitraums auf einzelne Wo-

chen wird diese genaue Kenntnis auf den jeweiligen Optimierungszeitraum eingeschränkt. Zukünftige Eingangsgrößen, z. B. wie die elektrische Haushaltslast des nächsten Tages nach dem Optimierungszeitraum, würden der Fahrplanberechnung entzogen werden. In der Folge kann es zu einer Verschlechterung der Optimierungsgüte kommen, da in der Fahrplanberechnung gegen Ende des Optimierungszeitraums diese Eingangsgrößen nicht berücksichtigt würden.

Um beide Punkte auszuschließen, wird der Optimierungszeitraum um einen Tag für eine überlappende Rollierung erweitert. Auch an dieser Stelle ist eine Variation der Überlappungsdauer vorgenommen worden, analog zur vorherigen Bestimmung des Optimierungszeitraums, wobei eine Überlappung von zwei bzw. drei Tagen die gleichen jährlichen Energieversorgungskosten hervorruft wie die Überlappungsdauer eines Tages. Hierdurch weist das Modell eine ausreichende Voraussicht auf zukünftige Ausprägungen von Einflussfaktoren sowie optimale Speicherfüllstände auf. Zur Umsetzung der rollierenden Fahrplanberechnung über einen ausgewählten Zeitraum wird ein Skript verwendet, welches in einer MATLAB-Umgebung verfasst wird. Eine Übersicht über den Ablauf einer solchen Rechnung, unterschieden nach den einzelnen Software-Umgebungen, wird in der folgenden Abbildung 3-7 gegeben. Die jeweils verwendete Software-Umgebung ist in der zentralen Legende in der Abbildung dargestellt.

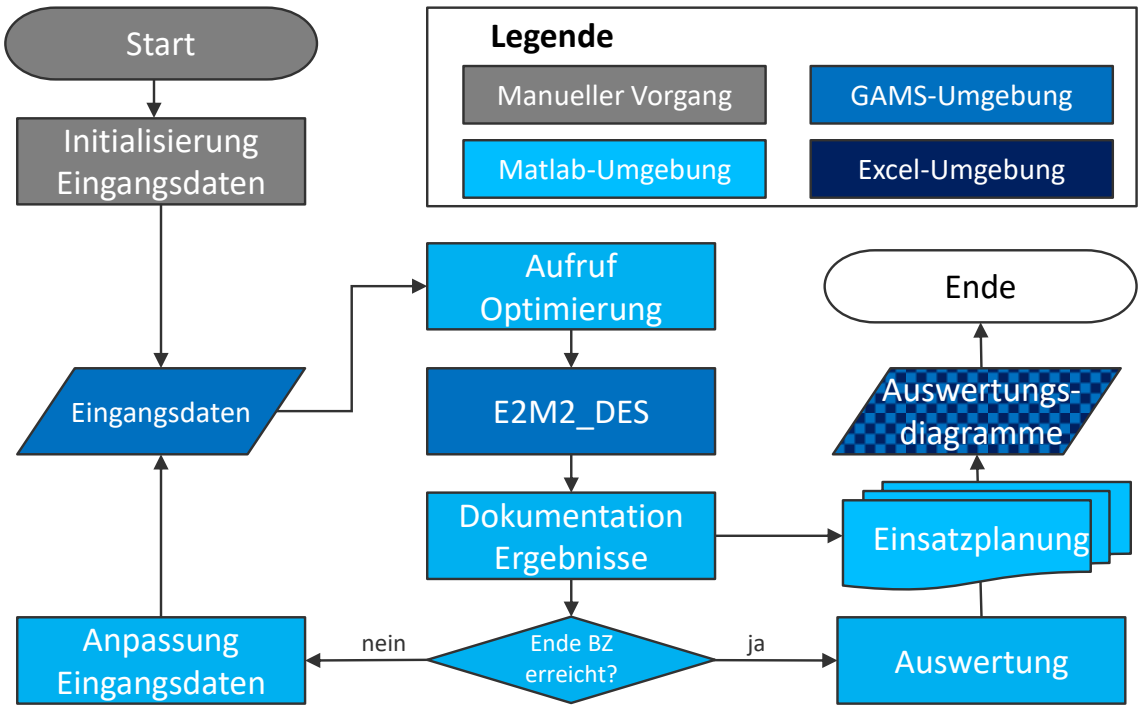

Abbildung 3-7: Überblick über den Ablauf einer Rechnung in den einzelnen Softwareumgebungen

Jede Rechnung beginnt mit der manuellen Übergabe der Eingangsdaten und der Systemkonfiguration in die GAMS-Umgebung. Zur Erzeugung der Eingangszeitreihen sind mitunter einzelne Schritte per Skript automatisiert, werden im Sinne der Übersichtlichkeit in der Abbildung jedoch nicht aufgeführt. Anschließend beginnt die Jahresrollierung in der MATLAB-Umgebung. Durch das Skript wird das Optimierungsmodell *E2M2_DES* in der GAMS-Umgebung rollierend so lange aufgerufen, bis die letzte Woche des gewählten Zeitraums berechnet wird.

Nach dem Aufruf des Optimierungsmodells sowie der erfolgreichen Fahrplanberechnung werden alle ausgewählten Ergebniszeitreihen aus der Output-Datei des GAMS-Modells ausgelesen und in MATLAB dokumentiert. Die Dokumentation berücksichtigt nicht den gesamten Optimierungszeitraum, sondern ausschließlich den Fahrplanzeitraum, welcher die Länge einer Woche aufweist. Nach dem Auslesen werden dem Modell nun wieder alle relevanten Eingangsgrößen durch das MATLAB -Skript übergeben. Diese Eingangsgrößen umfassen insbesondere die Speicherfüllstände zu Beginn des nun aktuellen Optimierungszeitraums. Daneben werden die Start- sowie Endzeitpunkte der Optimierung auf die jeweils aktuelle Optimierungswoche angepasst. Am Ende einer Berechnungskaskade werden die dokumentierten Ergebniszeitreihen einerseits als .mat-Datei gespeichert. Andererseits werden die Daten zur Visualisierung in ein Excel-Ergebnis-Sheet geschrieben. Dieser Auswerteprozess kann um weitere Diagramme, welche durch das MATLAB-Skript erstellt werden, ergänzt werden. Entsprechende Schnittstellen zur automatisierten Interaktion mit dem Optimierungsmodell in der GAMS-Umgebung bestehen daneben auch in anderen Programmiersprachen, bspw. in Python.

Zur Lösung des Optimierungsproblems in der GAMS-Umgebung wird der Lösungsalgorithmus CPLEX eingesetzt. Zur Lösung des MILP-Optimierungsmodells wird das Branch & Bound-Verfahren eingesetzt. Für eine detaillierte Beschreibung zur Bestimmung der optimalen Lösung wird an dieser Stelle auf entsprechende Fachliteratur, bspw. [96], verwiesen.

Im vorliegenden Kapitel wird detailliert die Struktur und Umsetzung des Optimierungsmodells *E2M2_DES* vorgestellt. Hierdurch wird modellseitig die Abbildung eines dezentralen Energiesystems sowie dessen Optimierung der einzelnen Komponenten ermöglicht. Dieser Einsatz wird anschließend aus energetischer und monetärer Sichtweise analysiert und bewertet.

3.4 Kopplung des controlling systems mit dem controlled system

In der vorliegenden Arbeit wird nachfolgend in Kapitel 6 eine Untersuchung unterschiedlicher Steuerungsansätze in einem digitalen Zwilling eines realen Einfamilienhaushalts in einem Gebäude und damit in einer realitätsnahen Umgebung durchgeführt und vorgestellt. Hierfür ist eine Kopplung des zuvor beschriebenen controlling systems mit einem controlled system notwendig. Als controlled system agiert das Gebäudesimulationsmodell des Reutlinger Energiezentrums (REZ), bspw. beschrieben in [112]. Die Modellkopplung sowie die resultierende Untersuchung sind ausführlich in [59] veröffentlicht worden, nachfolgend wird jedoch für ein generelles Verständnis das Zusammenspiel aus controlling system und controlled system zusammenfassend beschrieben.

Der Überblick der Modellkopplung zur Erprobung der Steuerungsansätze erfolgt in nachfolgender Abbildung 3-8. Beide Modelle wurden zum gemeinsamen Einsatz, insbesondere mit einem detaillierten Blick auf die Abbildung des Wärmepumpensystems, einheitlich abgestimmt sowie harmonisiert.

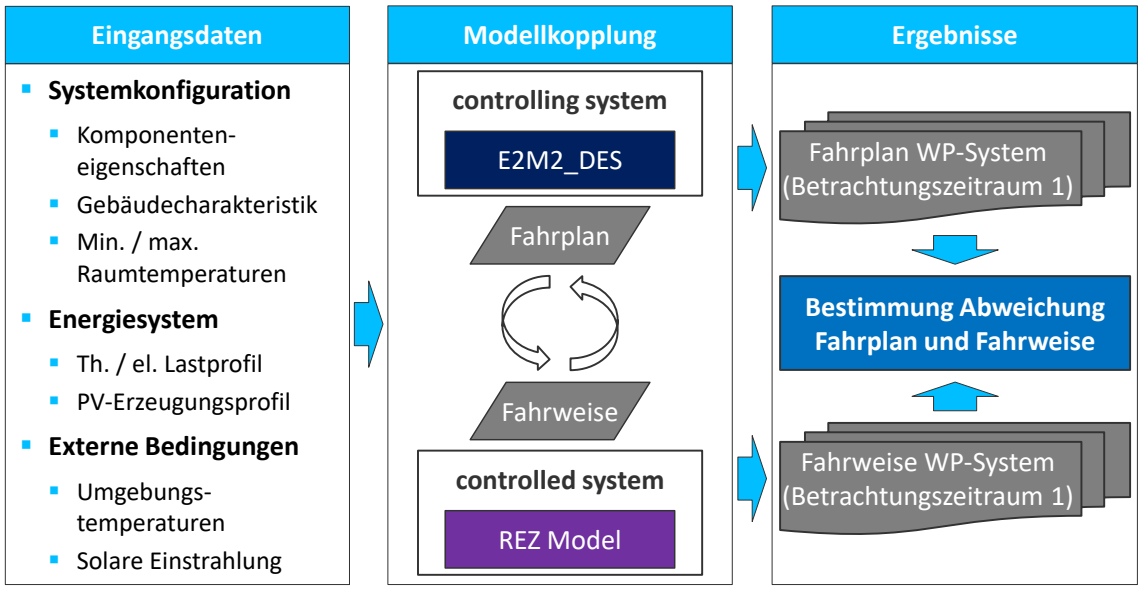

Abbildung 3-8: Skizzierte Übersicht über die umgesetzte Modellkopplung zwischen E2M2_DES als controlling system sowie dem REZ-Gebäudemodell als controlled system

Als controlling system agiert das Optimierungsmodell *E2M2_DES*, welches zuvor in Kapitel 3.3 detailliert beschrieben wird, unter einer perfekten Voraussicht. Das gemischt-ganzzahlige Optimierungsmodell minimiert für einen festzulegenden Zeitraum die Einsatzkosten des exogen vorgegebenen Energiesystems. Als Ergebnis resultiert für den Betrachtungszeitraum für jede einzelne Komponente ein optimaler Fahrplan. Diese Fahrpläne werden nach der Berechnung an das controlled system zur Umsetzung übergeben. Diese Übergabe erfolgt dabei nach festen zeitlichen Intervallen, welche variabel festgelegt werden können.

Im controlled system wird der Fahrplan zur Umsetzung an die interne Regelung des REZ-Modells übergeben, um die Wärmepumpe unter Berücksichtigung der simulierten physikalischen Eigenschaften des controlled systems, z. B. in Form der Raumtemperatur oder der Leistungsgrenzen des WP-Systems, zu betreiben. Wie zuvor in Kapitel 3.2.1 beschrieben wurde, kann es bei der Umsetzung des berechneten Fahrplans im controlled systems zu Abweichungen in der Fahrweise der zu steuernden Komponenten kommen. Wenn im controlled system beispielsweise die maximal zulässige Raumtemperatur erreicht wird, wird die eingesetzte Wärmepumpe abgeschaltet, auch wenn der vorgegebene Fahrplan den Betrieb der Wärmepumpe weiterhin anfordert. Die interne Steuerung kann somit den Fahrplan mit einer höheren Priorität überschreiben, um auf diese Weise den Komfort der im Gebäude wohnhaften Personen zu gewährleisten. Die entsprechend resultierende Fahrweise des Wärmepumpensystems wird anschließend dokumentiert. Am Ende des Optimierungszeitraum wird der zum neuen Zeitpunkt gültige Ist-Zustand des digitalen Zwillings an das controlling system zurückgegeben, dargestellt durch den Füllstand des thermischen Speichers.

Die durchgeführte Modellkopplung des Optimierungsmodells *E2M2_DES* als controlling system sowie des REZ-Simulationsmodells als controlled system ermöglicht die ganzheitliche Untersuchung eines Steuerungsansatzes. Diese Untersuchung sowie die erzielten Kenntnisse werden im nachfolgenden Kapitel 6 beschrieben.

3.5 Heuristische Einsatzplanung der technischen Komponenten

Als Referenz zur Einschätzung der Güte des Optimierungsmodells wird in der vorliegenden Arbeit ein regelbasierter Ansatz für die bedarfsgerechnete Einsatzplanung des betrachteten Energiesystems konzipiert und umgesetzt, welche in diesem Kapitel nachfolgend kurz vorgestellt wird. Dieser Ansatz stellt den aktuell gängigen Ansatz zur Einsatzplanung dezentraler Energiesysteme dar (vgl. Kapitel 1.2) und wird nachfolgend als bedarfsgerechnete Einsatzplanung bezeichnet. Der in der Arbeit verwendete Ansatz basiert auf dem regelbasierten Verfahren, welches bereits in [113] eingesetzt wird.

Die unkomplizierteste Einsatzplanung für Komponenten dezentraler Energiesysteme ergibt sich auf Basis einer heuristischen Methode: Mit Blick auf die thermische Versorgung wird die Wärmepumpe dann eingesetzt, sofern die aktuelle Raumtemperatur eine untere Grenze der Raumtemperatur unterschreitet und ein Nachheizvorgang notwendig wird. Ähnlich wird das Elektrofahrzeug sofort nach dem Anschluss an die Ladestruktur so lange geladen, bis es wieder abgetrennt wird oder die Fahrzeugbatterie den Endladezustand erreicht hat. Gleiches gilt für den Batteriespeicher, welcher direkt mit den ersten Überschüssen von lokal erzeugtem PV-Strom so lange befüllt wird, bis auch hier der maximale Speicherfüllstand erreicht wird oder kein PV-Strom mehr zur Verfügung steht. Insgesamt werden also alle lokalen Verbräuche oder Flexibilitäten bedarfsgerecht eingesetzt. Zusammengefasst stellen diese Ansätze simple regelbasierte Steuerungen dar, welche dem Muster „*Wenn Nachfrage bzw. Erzeugung, dann Einsatz der Komponente, solange zulässig*“ folgen. Dieser Ansatz erreicht so jederzeit die zentrale Zielsetzung der Einsatzplanung, die lokalen Verbräuche des Haushalts jederzeit bedarfsgerecht zu decken.

In der vorliegenden Arbeit wird für die Fahrplanberechnung der Komponenten ein entsprechender Algorithmus zum heuristischen Direkt-Einsatz in einer detaillierten Excel-Umgebung entwickelt und implementiert. Die zentrale Funktionsweise und Logik dieses Ansatzes ergeben sich darin, die Komponenten zeitlich direkt dann einzusetzen, sofern diese benötigt werden. Dieser Steuerungsansatz weist exakt die gleichen Eingangsgrößen auf, welche in nachfolgenden Kapiteln 4.1 und 4.2 vorgestellt werden. Das Verhalten der Komponenten wird mit dem Verhalten der Komponenten im zuvor vorgestellten Optimierungsmodell *E2M2_DES* harmonisiert.

Der heuristische Steuerungsansatz, welcher nachfolgend als Referenz verwendet wird, ergibt sich mit Blick auf die einzelnen Komponenten wie folgt:

- **Batteriespeicher:** Der Batteriespeicher wird dann beladen, sofern überschüssiger PV-Strom verfügbar ist. Die Ladeenergie des Batteriespeichers ergibt sich als Minimum aus der maximalen Ladeenergie pro Zeitschritt sowie der noch freien Kapazität des Batteriespeichers sowie der Menge an überschüssiger elektrischer Energie. Weist der Haushalt bzw. die elektrischen Komponenten einen Bedarf an elektrischer Energie auf, wird dieser Bedarf über die Entladung des Batteriespeichers direkt versorgt, sofern der Batteriespeicher einen entsprechenden Füllstand aufweist. Die jeweilige Entlademenge ergibt sich als Minimum zwischen maximaler Entladeenergie und dem aktuellen BS-Füllstand. Benötigt das Energiesystem zusätzliche Energie, wird diese zum Stromtarif vom Stromnetz bezogen. Ist es dagegen nicht möglich, die überschüssige Energie nicht gänzlich einzuspeichern, wird diese gegen die Einspeisevergütung an das Netz abgegeben.
- **Wärmepumpe:** Die Wärmepumpe wird dann zeitlich eingesetzt, sofern der Haushalt einen Wärmebedarf aufweist. Die Wärmepumpe bedient diesen Bedarf direkt in der Menge, welcher zum jeweiligen Zeitpunkt benötigt wird. Sofern die Wärmenachfrage die Mindesterzeugungsleistung der Wärmepumpe unterschreitet, wird die Wärmepumpe auf der Mindestleistung betrieben und die mehr erzeugte thermische Energie eingespeichert. Übersteigt die Wärmenachfrage die maximale Leistung der Wärmepumpe, wird die restlich benötigte Energie vom Heizstab bereitgestellt. Ist zu einem Zeitschritt noch eingespeicherte thermische Energie vorhanden, wird zunächst auf diese zurückgegriffen, bevor das WP-Heizstabsystem eingesetzt wird. Die Dimensionierung von Wärmepumpe sowie Heizstab reichen jeder Zeit zur Deckung der thermischen Nachfrage aus. Die Modellierung des Wärmespeichersystems folgt dabei in Analogie zur in Kapitel 3.3.5 vorgestellten Methodik.
- **Elektrofahrzeug:** Mit Blick auf den Mobilitätsbedarf findet eine Beladung des Elektrofahrzeugs unmittelbar zu einem Ansteckevent und einer damit verbundenen Verfügbarkeit statt, sofern der zeitspezifische Füllstand eine festgelegte Grenze unterschreitet. Die entsprechende Ladeenergie ergibt sich als Minimum der maximalen Ladeenergie pro Zeitschritt sowie der noch zu deckenden Kapazität des Elektrofahrzeugs.

Zusammenfassend werden die Komponenten bedarfsgerecht so eingesetzt, dass direkt und damit unverzüglich ein nachgefragter Bedarf versorgt wird. Weitere Anreize zum Einsatz der Komponenten, bspw. in Form vorteilhafterer Umgebungstemperaturen oder zu Zeiten von PV-Erzeugung, werden in diesem heuristischen Steuerungsansatz nicht berücksichtigt.

3.6 Methodisches Vorgehen in der vorliegenden Arbeit

In den vorhergehenden Kapiteln ist die Methodik zur Umsetzung und Anwendung des intelligenten Steuerungsansatzes vorgestellt worden. Abschließend wird in diesem Kapitel eine Übersicht über das methodische Vorgehen dieser Arbeit gegeben, welches sich mit Blick auf die verbliebenen zwei Zielsetzungen in zwei einzelnen Schritten ergibt. Die Zielsetzung ergibt sich zunächst in der Analyse und Quantifizierung der erreichbaren Potenziale, welche durch die Variation der Zielsetzung des intelligenten Steuerungsansatzes im dezentralen Energiesystem erschlossen werden können (ZS 2). Anschließend wird der Fokus der Untersuchung auf die Umsetzbarkeit des intelligenten Steuerungsansatzes in einer realitätsnahen Anwendung gelegt (ZS 3).

3.6.1 Untersuchung der Zielgrößen der Einsatzplanung dezentraler Energiesysteme (ZS 2)

Zunächst wird im nachfolgenden Kapitel 5 mit Blick auf Zielsetzung 2 der Beitrag dezentraler Energiesysteme untersucht, welcher aus einer unterschiedlichen Ausgestaltung des Steuerungsansatzes resultieren kann. Die vorliegende Arbeit adressiert drei zentrale Zielgrößen für den Steuerungsansatz, deren Auswirkungen nachfolgend näher untersucht werden. Diese Zielgrößen werden in nachfolgender Tabelle 3-2 inklusive der methodischen Berücksichtigung im Steuerungsansatz dargestellt.

Tabelle 3-2: Übersicht über die Ausrichtung sowie die berücksichtigten externen Anreize im eingesetzten Steuerungsansatz

Kapitel	Zielgröße	Berücksichtigung im Steuerungsansatz
5.1	Minimale Energieversorgungskosten aus Endnutzersicht	Variation des Strombezugstarifs (konstant vs. dynamisch)
5.2	Netzdienlicher Einsatz des dezentralen Energiesystems	Gültigkeit von Sperrzeiten und Spitzenglättung
5.3	Minimale (lokale) THG-Emissionen des dezentralen Energiesystems	Berücksichtigung (dynamischer) THG-Emissionen

Zunächst wird in Kapitel 5.1 der Fokus auf die Energieversorgungskosten des Endnutzers gelegt. Hierfür wird zunächst die Leistungsfähigkeit des entwickelten Optimierungsansatzes mit dem heuristischen Ansatz, welcher aktuell überwiegend eingesetzt wird (vgl. Kapitel 1.1.2), verglichen. Dazu wird der Fokus auf den Einfluss des gültigen Strombezugstarifs gelegt. Diese unterschiedlichen Tarife werden nachfolgend in Kapitel 4.3.1 näher beschrieben.

Anschließend wird in Kapitel 5.2 die Auswirkungen der Einsatzplanung auf das Verteilnetz analysiert. Durch die aggregierte Leistung der elektrischen Komponenten resultieren Netzbezugsspitzen, welche kritische Netzsituationen hervorrufen können. Um diese zu beheben und zu vermeiden, können netzdienliche Maßnahmen wie die nachfolgend in Kapitel 4.3.2 vorgestellten Maßnahmen Sperrzeiten sowie Spitzenglättung in der Einsatzplanung des DES berücksichtigt werden. Beide Maßnahmen werden dabei mit einem Blick auf ihre Netzdienlichkeit sowie dem verbundenen Wertverlust für den Endnutzer bewertet.

Abschließend wird in der Ausgestaltung des Steuerungsansatzes die zusätzliche Zielgröße der THG-Emissionen monetär als weiteres Kriterium berücksichtigt, um einen klimafreundlichen Ansatz des DES zu bewirken. Die Ausrichtung des Steuerungsansatzes wird so zusätzlich zu den gültigen monetären Anreizen auf Zeiten ausgerichtet, in denen das ganzheitliche Energiesystem geringe THG-Emissionen aufweist. Die zugrunde liegenden Emissionsfaktoren werden nachfolgend in Kapitel 4.3.3 beschrieben.

Die nachfolgenden Untersuchungen fokussieren folglich drei unterschiedliche Zielstellungen für den Steuerungsansatz. Um die Leistungsfähigkeit des entwickelten Steuerungsansatzes einschätzen zu können, dient in jeder Untersuchung der in Kapitel 3.5 vorgestellte heuristische bedarfsgerechte Steuerungsansatz als Benchmark für den entwickelten Steuerungsansatz (nachfolgend bezeichnet als „Heuristischer Direkt-Einsatz“). Der entwickelte Steuerungsansatz basiert dagegen auf einem Optimierungsmodell, welches unter den aktuell gängigen Rahmenbedingungen den Eigenverbrauch von lokal erzeugtem PV-Strom maximiert (nachfolgend abgekürzt als „EigV-Optimierung“). Beide Ansätze berechnen so einen validen Fahrplan für die lokalen Komponenten, welcher sich hinsichtlich der resultierenden Güte in Form der Energieversorgungskosten unterscheidet.

Wie in Kapitel 1.2 dargestellt wurde, weist die gültige Regulatorik einen bedeutenden Einfluss auf die jährlichen Energieversorgungskosten des Endnutzers auf. Aus diesem Grund wird zur Berücksichtigung des Einflusses des Strombezugstarifs auf die DES-Einsatzplanung in den nachfolgenden Untersuchungen sowohl die Gültigkeit eines konstanten sowie dynamischen Stromtarifs angenommen.

Unter Gültigkeit eines konstanten Stromtarifs (nachfolgend als „konstanter Strompreis“ bezeichnet) existiert neben der Eigenverbrauchsoptimierung kein wesentlicher Anreiz für den Einsatz der Komponenten, abgesehen von einer erhöhten Umgebungstemperatur und einem dadurch resultierenden erhöhten COP für den Einsatz der Wärmepumpe.

Gilt dagegen für den Bezug elektrischer Energie ein dynamischer Stromtarif (nachfolgend als „dynamischer Strompreis“ bezeichnet), besteht ein weiterer Anreiz für die Optimierung des Komponenteneinsatzes. Dieser Anreiz bietet gleichzeitig die Möglichkeit, eine weitere Reduktion der jährlichen Energieversorgungskosten für den Endkunden zu erreichen. In der Folge wird der Bezug elektrischer Energie auf Zeiten mit niedrigen Strombezugspreisen verschoben, wodurch die lokalen Komponenten insbesondere in diesen Zeiten eingesetzt werden. Die Ausprägung des in dieser Arbeit angenommenen dynamischen Tarifs wird nachfolgend in Kapitel 4.3.1 näher vorgestellt.

Insgesamt werden damit in den nachfolgenden Untersuchungen jeweils drei Ausprägungsmöglichkeiten des Steuerungsansatzes betrachtet. Diese werden nachfolgend als Szenario bezeichnet und ergeben sich wie folgt:

1. **Szenario:** Heuristische Einsatzplanung („Heuristischer Direkt-Einsatz“)
2. **Szenario:** Optimale Einsatzplanung bei konstantem Stromtarif („EigV-Opt. + konst. Strompreis“)
3. **Szenario:** Optimale Einsatzplanung bei dynamischem Stromtarif („EigV-Opt. + dyn. Strompreis“)

Je nach Steuerungsansatz resultiert eine unterschiedliche Einsatzplanung für die lokalen Komponenten sowie unterschiedliche jährliche Energieversorgungskosten. Um die zu Grunde liegenden Effekte detailliert zu quantifizieren und entsprechende saisonale Einflüsse zu berücksichtigen, wird die Einsatzplanung für jeden Steuerungsansatz über den Zeitraum eines Jahres vom 01. Januar bis zum 31. Dezember simuliert.

3.6.2 Untersuchung des realitätsnahen Einsatzes dezentraler Energiesysteme (ZS 3)

Mit Blick auf Zielsetzung 3 wird in Kapitel 6 ein Vergleich zwischen der Einsatzplanung eines theoretischen Optimierungsmodells, welches keine Kopplung mit dem abgebildeten Energiesystem aufweist, und der Einsatzplanung eines ganzheitlichen Steuerungsansatzes, wie in Kapitel 3.1 vorgestellt, durchgeführt. Zielstellung stellt die Untersuchung der Umsetzbarkeit vorgegebener Fahrpläne im betrachteten Energiesystem dar, um das Verständnis für die Abweichungen in der realen Fahrweise zu stärken. Das betrachtete Energiesystem wird mit Blick auf die jeweiligen Nachteile nachfolgend nicht von einem realen Energiesystem, sondern durch ein simuliertes und damit realitätsnahes Energiesystem verkörpert (vgl. Kapitel 3.2.2).

Für den Vergleich beider Ansätze werden zwei Szenarien miteinander verglichen: Im ersten Schritt wird erneut für den charakteristischen Betrachtungszeitraum eines Jahres durch ein reines Optimierungsmodell ein Fahrplan für die Komponenten des betrachteten DES berechnet. Diese resultierende Einsatzplanung wird als „Fahrplan gesteuert“ bezeichnet. Anschließend wird die Einsatzplanung in Form jährlicher Fahrpläne in dem in Kapitel 3.4 vorgestellten digitalen Zwilling eines realen Gebäudes als virtuelles Gebäudemodell in einer MATLAB-Simulink Umgebung umgesetzt, woraus die Fahrweise der Komponenten in einer realitätsnahen Umgebung resultiert. Die Kopplung der beiden Modelle E2M2_DES sowie des Gebäudemodells sind vorab in Kapitel 3.4 detailliert beschrieben worden. Verstößt die Fahrplanumsetzung gegen technische Restriktionen der Komponenten oder gegen den Benutzerkomfort, wird durch die interne Regelung in die Fahrplanumsetzung eingegriffen.

Im zweiten Schritt wird jeweils iterativ für einen Optimierungszeitraum von zwei Tagen ein Fahrplan errechnet, welcher anschließend für einen Tag im digitalen Zwilling umgesetzt wird. Nach der Umsetzung wird der neue Zustand des Energiesystems an die Steuerung als neue Eingangsgröße zur Fahrplanberechnung übergeben. Dieser Zustand des Energiesystems ergibt sich aus der Information über den aktuellen Füllstand des Wärmespeichers, welcher damit die aktuelle Raumtemperatur des Gebäudemodells repräsentiert. Aufbauend auf dieser Kenntnis wird für den Folgetag ebenfalls mit einer Voraussicht von zwei Tagen ein neuer Fahrplan errechnet, welcher bestmöglich im digitalen Zwilling als controlled system umgesetzt wird. Diese Einsatzplanung wird im Folgenden als „Kombinierter Steuerungsansatz“ bezeichnet.

Um den zuvor beschriebenen Effekt in seinem Umfang korrekt zu quantifizieren, müssen noch Störgrößen, welche den zu ermittelten Effekt sowohl positiv wie negativ verzerren könnten, ausgeschlossen werden. Damit diese nicht durch gegensätzliche Abweichungen anderer Komponenten zufällig ausgeglichen werden, wird in diesem Kapitel ausschließlich der Einsatz eines Wärmepumpensystems in Kombination mit einer PV-Anlage betrachtet. Fällt beispielsweise die Leistung der Wärmepumpe im Energiesystem niedriger aus als vom Fahrplan vorgegeben, könnte diese Abweichung durch eine zeitgleiche Abweichung in der Ladeleistung des Elektrofahrzeugs aufgehoben oder vergrößert werden. In der Folge würde der beschriebene Effekt zwar auftreten, jedoch vermindert oder verstärkt und damit nicht korrekt erfasst werden.

Analog wird auch der Fokus der Energienachfrage, neben der elektrischen Last, allein auf die Heizwärmebereitstellung gelegt. Durch die Einbeziehung der Brauchwarmwassernachfrage könnte es analog zu Verzerrungen kommen, welche somit ausgeschlossen werden. An dieser Stelle könnte eingewandt werden, dass dieser Effekt in der Realität somit geringer ausfällt als hier beschrieben. Diese Einschätzung müsste durch ausführlichere Untersuchungen verifiziert werden, da weitere elektrische Komponenten bzw. weitere Nachfragen auch zu einer Verstärkung des Effekts führen können.

Um einen Vergleich der realen Fahrweise mit dem berechneten Fahrplan zu ermöglichen, bietet sich der Root Mean Square Error (RMSE) als Metrik zur Bewertung an. Die Anwendung des Indikators stammt dabei aus dem Bereich der Prognose, um die Prognosegüte eines Modells zu bestimmen und zu bewerten. Im Gegensatz zur Prognose wird also nicht die Prognose zu einem Zeitpunkt i (in nachfolgender Gleichung 6-1 als $\hat{y}_i$ bezeichnet) mit der tatsächlichen Ausprägung (nachfolgend in 6-1 als y_i) verglichen, sondern der vorgegebene Fahrplan mit der tatsächlichen Fahrweise. Hierbei beschreibt die Maßzahl die Abweichung der Prognose im Mittel aller n Beobachtungen von den tatsächlichen Messdaten und ist nach [114] wie folgt definiert:

$$RMSE = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \frac{(\hat{y}_i - y_i)^2}{n}} \tag{6-1}$$

Nach Formel 6-1 beschreibt ein kleiner Wert des RMSE eine geringere Abweichung sowie ein hoher Wert eine hohe Abweichung zwischen realer Fahrweise sowie dem theoretischen Fahrplan. Ein Vorteil der Metrik ergibt sich darin, dass der RMSE die gleiche Einheit wie die betrachtete Zeitreihen aufweist. Im Fall des Fahrplans sowie der Fahrweise der Wärmepumpe weist der RMSE folglich die Einheit kW auf. Durch diese Metrik wird somit ein quantifiziertes Verständnis für die Höhe der Abweichung zwischen vorgegebenem Fahrplan und realer Fahrweise ermöglicht.

4 Eingangsdaten und Simulationsparameter

In diesem Kapitel wird nun das dezentrale Energiesystem beschrieben, anhand dessen die zuvor beschriebenen Ausprägungen des Steuerungsansatzes untersucht werden. Zunächst werden die Charakteristik des betrachteten DES sowie seiner technischen Ausstattung beschrieben. Anschließend werden die regulatorischen Rahmenbedingungen vorgestellt, welche für das betrachtete DES angenommen werden.

4.1 Charakteristik des dezentralen Energiesystems

Die Charakteristika des DES werden überwiegend durch das Verhalten des Haushalts und dessen Nachfrage nach elektrischer Energie bestimmt. Diese Nachfrage ergibt sich in der elektrischen Haushaltslast, der elektrischen Nachfrage des WP-Systems zur Versorgung des thermischen Haushaltsbedarfs sowie der benötigten Energie zur Versorgung des Mobilitätsverhaltens der Bewohner durch das Elektrofahrzeug. Nachfolgend werden diese Eingangsgrößen detailliert vorgestellt.[14] Für eine präzise Analyse des Einsatzes der beiden letztgenannten Komponenten werden im entwickelten Modell die zugehörigen Verbräuche nicht in der elektrischen Haushaltslast subsumiert, sondern separat ausgewiesen und betrachtet.

4.1.1 Elektrisches und thermisches Lastprofil des dezentralen Energiesystems

Zur Abbildung der elektrischen und thermischen Nachfrage wird auf ein konsistentes Messdatensatz eines realen, repräsentativen zurückgegriffen. Der repräsentative Haushalt weist vier Bewohner [116] auf, wobei das Gebäude im Jahr 1998 errichtet worden ist und sonst keine Daten hinsichtlich des technischen Standards erhoben wurden. Die jährliche elektrische Last des Haushalts beträgt 3.995 kWh_{el} pro Jahr, in der die elektrischen Verbräuche der Wärmepumpe sowie des Elektrofahrzeugs nicht berücksichtigt sind. Ein Überblick über den täglichen sowie jährlichen Verlauf der elektrischen Haushaltslast wird in der nachfolgenden Abbildung 4-1 gegeben.[15]

[14] Die vorgestellten Eingangsgrößen werden weiterhin in den Untersuchungen [59], [113] und [115] verwendet.

[15] Die Messdaten dürfen aus Gründen des Datenschutzes nicht in der originalen Auflösung von 15 Minuten dargestellt werden, weshalb die Darstellung über Mittelwerte sowie Summenwerte erfolgt.

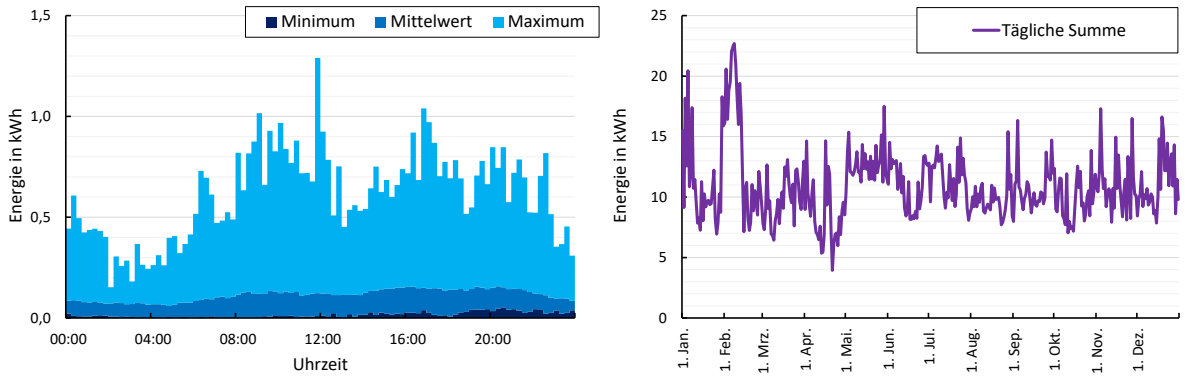

Abbildung 4-1: Elektrische Haushaltslast, links in einer viertelstündlichen Auflösung über einen Tag als Minimum, Mittelwert und Maximum sowie rechts als tägliche Summe über den Zeitraum eines Jahres

Mit Blick auf die maximalen Werte ist ein typischer Verlauf der elektrischen Haushaltslast zu erkennen, welche insbesondere über den Tag hohe Werte annimmt. Die tägliche Summe der elektrischen Last befindet sich überwiegend in einem Bereich zwischen 7 und 15 kWh, wobei es insbesondere im Januar und Februar zu einem deutlich erhöhten Verbrauch kommt.

In der nachfolgenden Abbildung 4-2 wird der tägliche sowie jährliche Verlauf der thermischen Last dargestellt. Der thermische Verbrauch liegt bei 11.971 kWh_{th}, welche sich auf 9.908 kWh_{th} Raumenergie und 2.063 kWh_{th} für Brauchwarmwasser aufteilen.

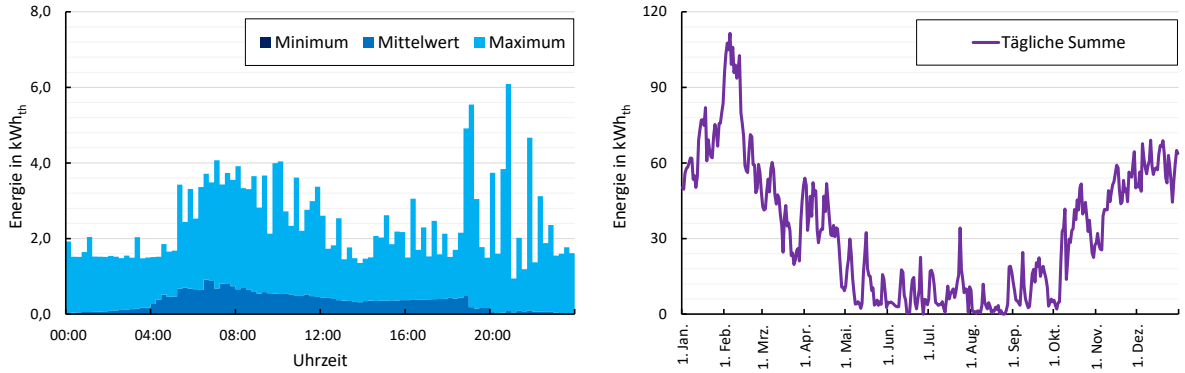

Abbildung 4-2: Thermische Haushaltslast, links in einer viertelstündlichen Auflösung über einen Tag als Minimum, Mittelwert und Maximum sowie rechts als tägliche Summe über den Zeitraum eines Jahres

Das tägliche Profil der Heizenergie weist ein typisches Doppelhockerprofil auf, welches auf Heizvorgänge in den Morgen- sowie Abendstunden schließen lässt. Im Minimum der Heizlast werden Werte von 0 kWh_{th} thermischen Energiebedarfs erreicht, wodurch das Minimum in der Abbildung nicht zu erkennen ist. Der jährliche Verlauf ist von einem deutlichen saisonalen Verlauf bestimmt, wobei der Verbrauch thermischer Energie sich vor allem auf die Heizmonate von Oktober bis März konzentriert. In den Sommermonaten nimmt die thermische Last teilweise sogar Werte nur knapp größer null in der täglichen Summe an.

In Kapitel 6 wird die Kopplung der in dieser Arbeit entwickelten Einsatzplanung in Kombination mit einem simulierten Gebäudemodell als controlled system untersucht. In der Folge resultiert eine Abweichung vom zuvor vorgestellten historischen Wärmebedarfsprofil. Der in der Untersuchung verwendete Heizbedarf resultiert aus der Gebäudesimulation, näher beschrieben in [59]. Der zulässige Bereich der Raumtemperatur befindet sich im Intervall von 19 bis 23 °C. Für das Gebäude als Wärmespeicher ergibt sich eine kombinierte Wärmekapazität von 48,9 kWh, die aus der Wärmekapazität des Raumtemperaturbands sowie der Wärmekapazität der Fußbodenheizung resultiert. Da in dieser Untersuchung die Effekte der Kopplung beider Module aus controlled system und controlling system adressiert werden, wird auf die Abbildung einer Brauchwarmwassernachfrage verzichtet. Summiert weist das Gebäude eine jährliche Heizlast von 11.581 kWh_{th} auf, welche in der folgenden Abbildung visualisiert wird. Diese angenommene synthetische Heizlast liegt damit knapp 14 Prozent über der zuvor beschriebenen, empirisch gemessenen Heizlast.

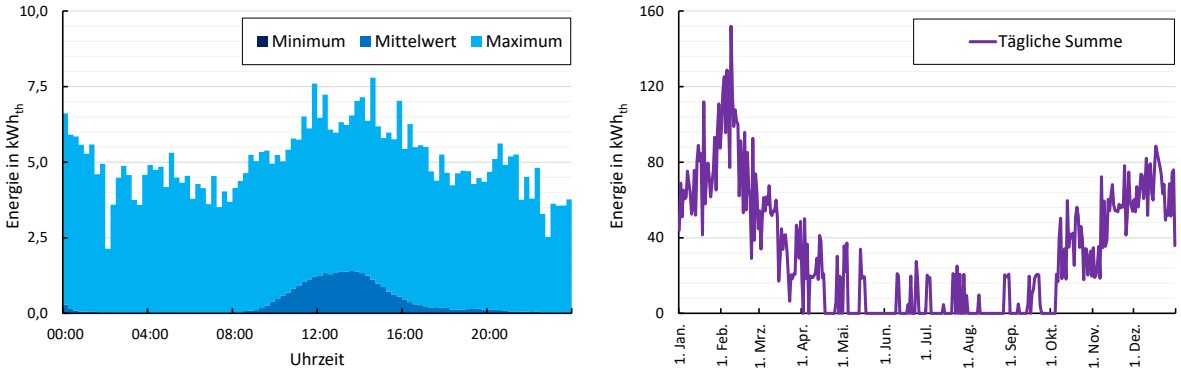

Abbildung 4-3: Thermische Haushaltslast, links in einer viertelstündlichen Auflösung über einen Tag als Minimum, Mittelwert und Maximum sowie rechts als tägliche Summe über den Zeitraum eines Jahres

Im täglichen Verlauf der Heiznachfrage ist eine deutliche Spreizung zwischen Mittelwert und Maximum im Profil der modellierten Heizlast im Vergleich zu Abbildung 4-2 zu erkennen. Das Minimum beträgt hier durchgängig 0 kWh_{th}, was verdeutlicht, dass die Heizung über das Jahr in jeder Viertelstunde mindestens einmal außer Betrieb war. Das verwendete thermische Lastprofil stellt die einzige Variation einer Eingangsgröße in der Abbildung des DES in den Untersuchungen in Kapitel 5 dar. Die weiteren Eingangsgrößen inklusive der zuvor dargestellten elektrischen Last werden wie nachfolgend beschrieben verwendet.

4.1.2 Umgebungstemperatur

Die verwendete Umgebungstemperatur stammt aus Messungen der geografisch nächsten Wetterstation des Deutschen Wetterdiensts [117], welche den gleichen Zeitraum der zuvor vorgestellten Messdaten umfassen. Der mittlere tägliche sowie jährliche Verlauf der Umgebungstemperatur wird in der nachfolgenden Abbildung 4-4 vorgestellt.

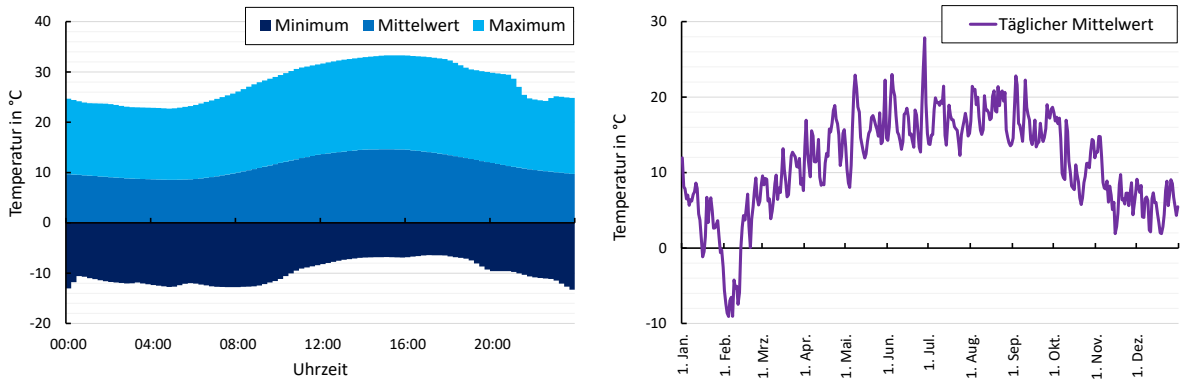

Abbildung 4-4: Umgebungstemperatur, links in einer viertelstündlichen Auflösung über einen Tag als Minimum, Mittelwert und Maximum sowie rechts als tägliche Summe über den Zeitraum eines Jahres

Die Umgebungstemperatur beträgt im Mittel 11,4 °C und weist einen minimalen Wert von -13,3 °C im Februar und einen maximalen Wert von 33,0 °C im Juni auf. Die Umgebungstemperatur fällt in den Nachtstunden geringer als in den Tagesstunden aus. Die höchsten Temperaturen im täglichen Verlauf ergeben sich gegen Nachmittag. Der jährliche mittlere Verlauf der Umgebungstemperatur weist damit das zu erwartende Verhältnis zur thermischen Haushaltslast auf: Die Temperaturen fallen insbesondere in den Wintermonaten kalt aus, wobei in knapp der Hälfte des Februars im Mittel sogar Umgebungstemperaturen von unter 0 °C erreicht werden. Die wärmsten Temperaturen finden sich dagegen Ende Juni.

4.1.3 PV-Erzeugungsprofil des dezentralen Energiesystems

Das PV-Erzeugungsprofil stammt von einer realen Anlage mit einer installierten Leistung von etwa 550 kW_p. Für die nachfolgenden Untersuchungen wird eine Leistung der PV-Anlage von 6,8 kW_p angenommen, was die mittlere Leistung aller PV-Anlagen[16] in Deutschland im Zeitraum von August 2017 bis Juli 2018 darstellt. Um in der Untersuchung ebenfalls ein real gemessenes PV-Profil einer Bestandsanlage zu berücksichtigen, wird die Erzeugungskurve auf diese Leistung der PV-Anlage skaliert. In der nachfolgenden Abbildung 4-5 wird das Profil der PV-Erzeugung dargestellt, links in der täglichen Auflösung und rechts im jährlichen Verlauf.

[16] Mit Fokus der Arbeit auf dezentrale Energiesysteme werden nur leistungsschwächere Anlagen unter 10 kW_p berücksichtigt. Dieser Wert stellt die damals gültige obere Grenze zur Befreiung des eigenverbrauchten PV-Stroms von der EEG-Umlage dar, weshalb davon ausgegangen werden kann, dass die installierte PV-Leistung von Endnutzern aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten unterhalb dieser Grenze liegt.

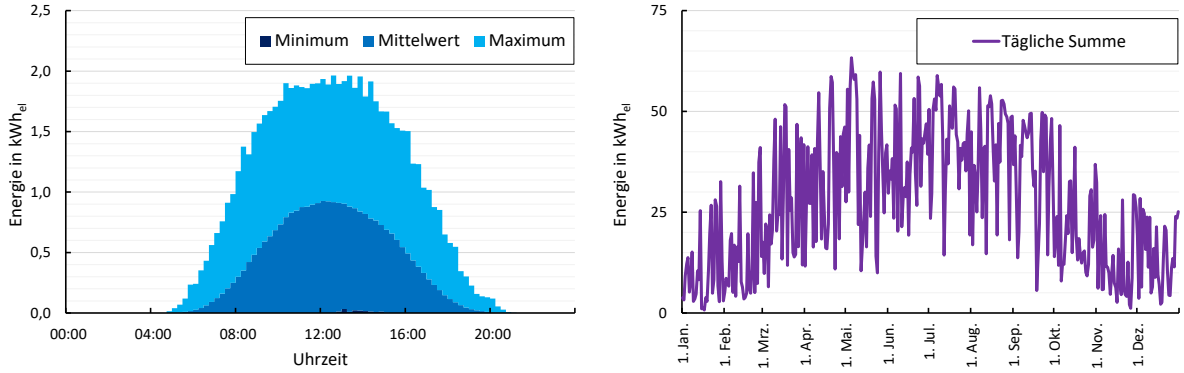

Abbildung 4-5: PV-Erzeugungskurve, links in einer viertelstündlichen Auflösung über einen Tag als Minimum, Mittelwert und Maximum sowie rechts als tägliche Summe über den Zeitraum eines Jahres

Das durchschnittliche tägliche Erzeugungsprofil weist eine typische Glockenkurve einer PV-Anlage auf, welche ihren maximalen Wert gegen Mittag aufweist. Mit einem Blick auf die durchschnittlich täglich erzeugte Energie wird der maximale Wert bereits im Mai erreicht, wobei vor allem in den Sommermonaten eine hohe PV-Erzeugung vorliegt. Dezentrale PV-Anlagen weisen dazu auf Grund ihrer sehr standortspezifischen Bedingungen stark anlagenspezifische Eigenschaften auf [118]. Auf eine gesonderte Einordnung der dezentralen Erzeugung hinsichtlich eines zu Grunde liegenden Wetterjahres oder sonstiger beeinflussender Faktoren wird daher verzichtet.

4.1.4 Mobilitätsnachfrage des dezentralen Energiesystems

Die Mobilitätsnachfrage des dezentralen Energiesystems resultiert aus den einzelnen Fahrten des Haushalts, welche durch zwei zentrale Faktoren charakterisiert werden. Zunächst ergibt sich die Anwesenheit des Fahrzeugs als das Zeitfenster, in dem das Elektrofahrzeug nicht für eine Fahrt verwendet wird und damit für eine private Beladung beim Endnutzer zu Hause zur Verfügung steht. Der zweite Faktor stellt der Energieverbrauch in kWh_{el} dar, welcher für die Durchführung der nächsten Fahrt benötigt wird.

Da für die Mobilitätsnachfrage keine Messdaten verfügbar waren, ist ein synthetisches Mobilitätsverhalten für einen repräsentativen deutschen Haushalt detailliert konzipiert sowie erstellt worden. Für die umfassende Beschreibung der umfassenden Herleitung der Mobilitätsnachfrage wird auf die Veröffentlichung [113] verwiesen.

Abbildung 4-6 verdeutlicht zusammenfassend die angenommenen Fahrten pro Woche, abgetragen über die Dauer der Abwesenheit des Elektrofahrzeugs (blaue Kästen) sowie mit dem elektrischen Energieverbrauch für die Durchführung der Fahrt.

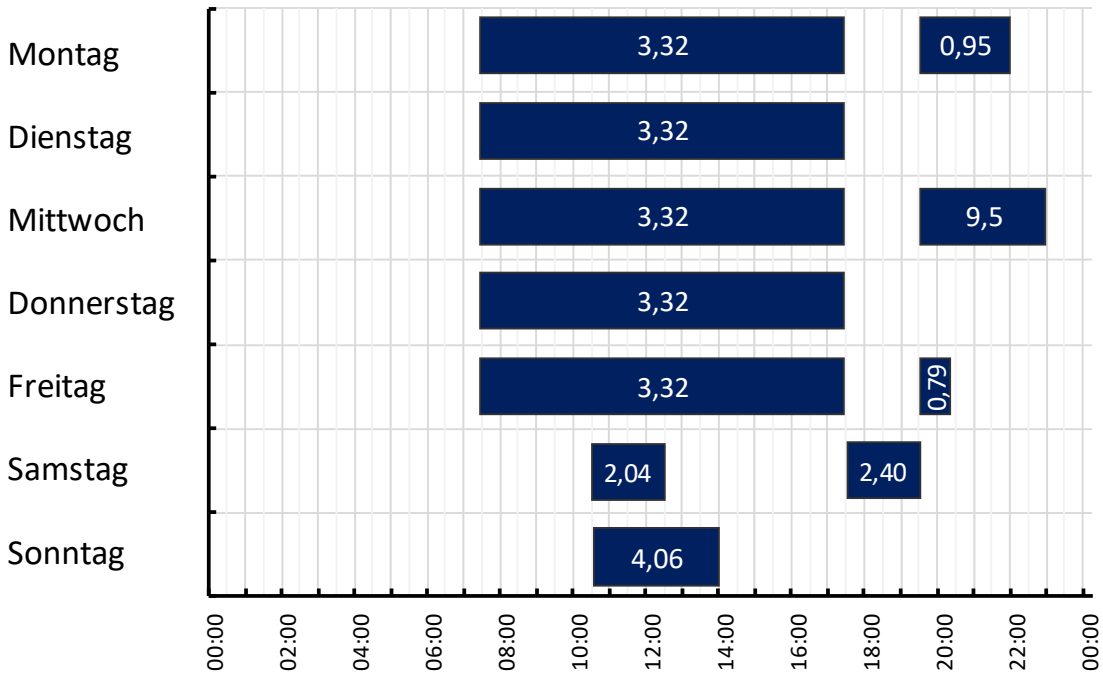

Abbildung 4-6: Übersicht über das verwendete Fahrprofil des Haushalts im Verlauf einer Woche inklusive Energieverbrauchs in kWh_{el} der jeweiligen Fahrten

Das Fahrprofil weist unter der Woche eine durchgehende Abwesenheit des Elektrofahrzeugs über den Tag auf, welche die Fahrten zur Arbeitsstätte charakterisieren. Da diese Fahrten ähnlich ausfallen, sind sie alle durch den gleichen Energieverbrauch pro Fahrt charakterisiert. Zusätzlich wird das Elektrofahrzeug montags, mittwochs und freitags in den Abendstunden für Fahrten genutzt. Montags wird eine kurze Fahrt angenommen, mittwochs eine längere Fahrt sowie freitags eine kurze Fahrt. Diese kurzen Fahrten stellen beispielsweise kleinere Einkäufe vor Ort dar, wie eine Fahrt zum Supermarkt. Die längere Strecke charakterisiert eine Fahrt in eine Nachbarstadt. Die Nutzung des Elektrofahrzeugs an Wochenenden wird in [119] für das durchschnittliche Verhalten in Deutschland ausführlich beschrieben, woraus zwei Fahrten am Samstag und eine am Sonntag abgeleitet werden.

4.2 Technische Komponenten des Energiesystems

Um die vorgestellte Nachfrage des Haushalts zu decken, verfügt der Haushalt über mehrere Komponenten, deren Eigenschaften an dieser Stelle detailliert beschrieben werden. Ein Überblick über die angenommene Systemkonfiguration sowie das Verbrauchsverhalten des betrachteten DES wird in der nachfolgenden Tabelle 4-1 gegeben. Für eine vollständige Übersicht werden die zuvor beschriebenen Kennzahlen des Haushalts in der Tabelle ebenfalls aufgeführt. Die weiteren Komponenten ergeben sich in einem Batteriespeicher, einem Wärmepumpen-Wärmespeichersystem inklusive Heizstab sowie dem Elektrofahrzeug.

Tabelle 4-1: Übersicht über die Verbrauchsdaten sowie Komponenten des dezentralen Energiesystems und deren angenommenen Eigenschaften

	Eigenschaft	Wert	Einheit
Haushaltslast sowie Mobilitätsnachfrage	El. Last des Haushalts	3.995	kWh_{el} / Jahr
	Th. Last des Haushalts	11.971	kWh_{th} / Jahr
	Min. Ladeenergie EV	2.095	kWh_{el} / Jahr
Photovoltaikanlage	El. Leistung der Anlage	6,80	kW_p
	El. Energie der Anlage	6,81	MWh_{el} / Jahr
Batteriespeichersystem	El. Leistung	2,50	kW_{el}
	El. Kapazität	5,00	kWh_{el}
	Speicherverluste	0,12	% · Füllstand
	El. Wirkungsgrad	95	%
Wärmepumpen-Wärmespeichersystem	El. Leistung WP	2,4 (A7/W35)	kW_{el}
	Th. Leistung WP	10,9 (A7/W35)	kW_{th}
	COP WP	4,5 (A7/W35)	-
	Speicherverluste	1,8	% · Füllstand
	Th. Kapazität WS	63,5	kWh_{th}
Elektrofahrzeug	El. maximale Ladeleistung	11,00	kW_{el}
	El. Kapazität	35,80	kWh_{el}
	Speicherverluste	0,12	% · Füllstand
	El. Wirkungsgrad	95	%

Der Batteriespeicher weist eine elektrische Kapazität von 5,0 kWh_{el} sowie eine maximale Leistung von 2,5 kW_{el} auf. Die Speicherverluste werden mit 0,12 % des jeweiligen Füllstands angenommen [20]. Der kombinierte Wirkungsgrad des Batteriespeichers beträgt 95 Prozent. [115]

Zur Deckung der thermischen Last wird ein Wärmepumpen-Wärmespeichersystem eingesetzt, welches durch einen Heizstab unterstützt wird. Die Konfiguration sowie Dimensionierung des Heizungssystems für den betrachteten Haushalt entstammt [43], worauf für deine detaillierte Herleitung verwiesen wird.

Durch die höhere energetische Effizienz der Wärmepumpe wird diese in der Optimierung dem Heizstab überwiegend vorgezogen. Die elektrische Leistung der Wärmepumpe beträgt 2,4 kW_{el}, die elektrische Leistung des Heizstabs 5,0 kW_{el} bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 95 Prozent. Die thermische Leistung der Wärmepumpe hängt signifikant von der jeweiligen Umgebungstemperatur ab. Diese Abhängigkeit wird durch den COP des Wärmepumpensystems, welcher aus der zeitspezifischen Umgebungstemperatur resultiert, berücksichtigt. Der Wertebereich des COP wird in der folgenden Abbildung 4-7 dargestellt wird.

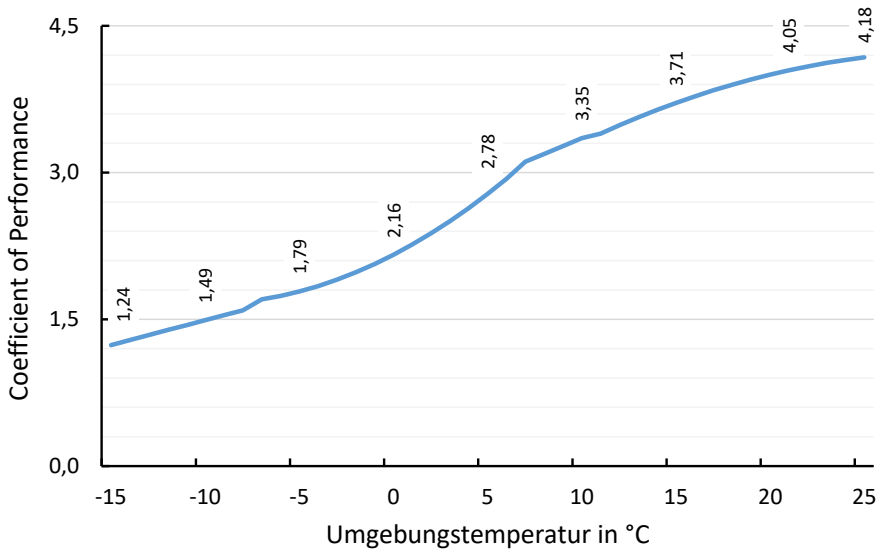

Abbildung 4-7: Wertebereich des angenommenen COPs des Wärmepumpensystems in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur, eigene Darstellung mit Daten aus [43]

Erzeugte thermische Energie kann im Wärmespeichersystem eingespeichert werden, welches durch eine thermische Kapazität charakterisiert wird. Die Kapazität des thermischen Speichers beträgt maximal 63,5 kWh_{th}. Für den thermischen Speicher werden Speicherverluste in Höhe von 1,8 Prozent in Abhängigkeit des zeitspezifischen Füllstands angenommen. Für die Darstellung der Dimensionierung des Speichersystems wird ebenfalls auf [43] verwiesen.

Das Elektrofahrzeug weist eine elektrische Speicherkapazität auf, wodurch die eingespeicherte Energie zur Durchführung von Fahrten genutzt werden kann. Die Kapazität des Elektrofahrzeugs wird in Anlehnung an einen e-Golf der Marke Volkswagen gewählt, welcher über eine Batteriekapazität von 35,8 kWh verfügt. Das Fahrzeug weist einen durchschnittlichen Verbrauch von 15,8 kWh pro 100 km auf. [120] Für die Beladung des Elektrofahrzeugs wird ein Wirkungsgrad von 95 Prozent angenommen [74].

4.3 Regulatorische Rahmenbedingungen und Schnittstellen zum zentralen Energiesystems

Die Einsatzplanung des DES wird maßgeblich von den gültigen Rahmenbedingungen beeinflusst. Zentrale Einflussgröße stellt der Strombezugstarif sowie die Einspeisevergütung dar, nachfolgend vorstellt in Kapitel 4.3.1. In Kapitel 4.3.2 werden die Maßnahmen hin zum netzdienlichen DES-Einsatz vorgestellt, in Kapitel 4.3.3 die zu Grunde liegenden THG-Emissionen.

4.3.1 Strombezugstarif und Einspeisevergütung

Die Schnittstelle zum gesamtheitlichen Energiesystems stellt der elektrische Anschluss des dezentralen Energiesystems an das Stromnetz dar. Hierüber kann, gegen einen Bezugstarif oder eine Einspeisevergütung, elektrische Energie bezogen bzw. eingespeist werden.

In den nachfolgenden Untersuchungen werden, wie bereits in Kapitel 3.6 näher beschrieben, zwei unterschiedliche Tarifstrukturen zum Bezug elektrischer Energie berücksichtigt. Im Szenario „konstanter Strompreis“ werden die aktuell gültigen Rahmenbedingungen für dezentrale Energiesysteme abgebildet, welche sich als regulatorische Bedingungen von Haushaltskunden ergeben. Hierbei wird unter einem durchgehend konstanten Strompreis elektrische Energie von einem Versorger bezogen.

Daneben wird weiterhin ein dynamischer Strombezugspreis im Szenario „dynamischer Strompreis“ abgebildet, welcher auf dem Börsenstrompreis aus dem Jahr 2020 [121] basiert. In der nachfolgenden Abbildung 4-8 wird dieser Börsenstrompreis über den Verlauf des Jahres in einer viertelstündlichen Auflösung dargestellt.

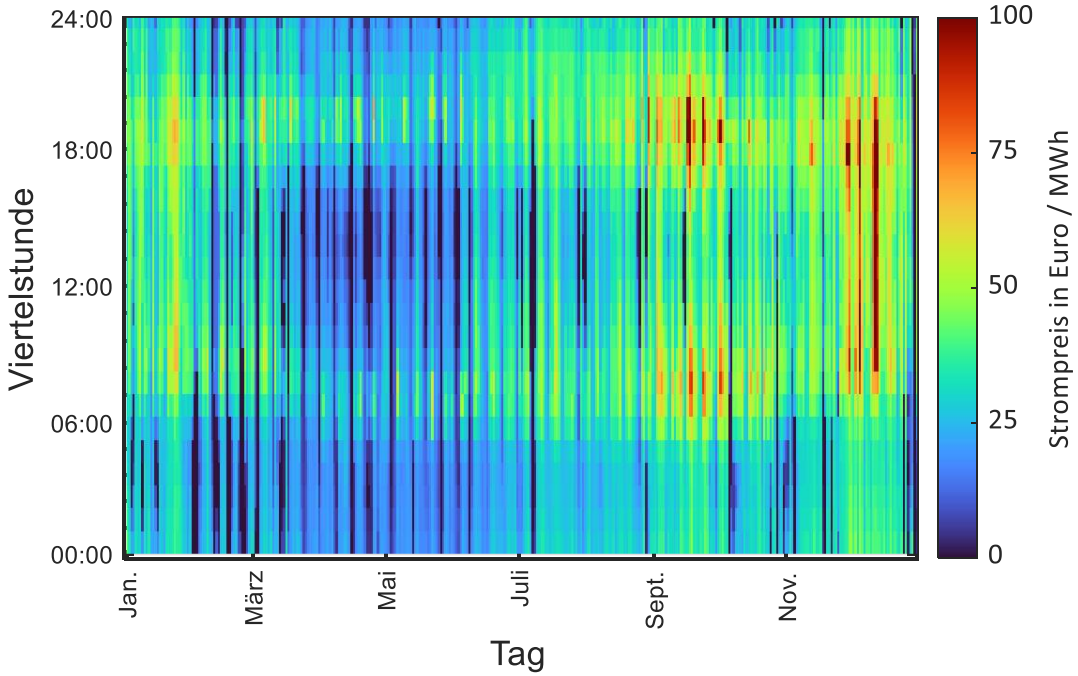

Abbildung 4-8: Börsenstrompreis im Jahr 2020, eigene Abbildung mit Daten aus [121]

Der deutsche Endkundenstrompreis weicht aufgrund des hohen Anteils an anfallenden Steuern, Abgaben und Gebühren deutlich vom oben dargestellten Großhandelspreis ab. Um diese Abgabenstruktur entsprechend zu berücksichtigen, wird ein analoges Vorgehen zu [113] verfolgt: Der Börsenstrompreis wird zur Abbildung eines ausreichend volatilen Strompreises mit einem Faktor 10 multipliziert und als dynamischer Endkundentarif interpretiert. Das Mittel des resultierenden Bezugstarifs beträgt 305,31 Euro / MWh. Der durchschnittliche deutsche Endkundenstrompreis im Jahr 2021 beträgt 31,95 Cent / kWh bzw. 319,50 Euro/MWh [122] und liegt damit leicht über oben genannten durchschnittlichen Börsenstrompreis. Um eine Vergleichbarkeit der nachfolgenden Untersuchungen hinsichtlich einer unterschiedlichen Tarifstruktur zu garantieren, , wird in der vorliegenden Arbeit der Mittelwert des dynamischen Strompreises als konstanter Strombezugspreis verwendet.

Eine Abweichung von dieser Ausprägung des dynamischen Strompreises ergibt sich in Kapitel 5.3. In dieser Untersuchung basiert der dynamische Stromtarif auf einem synthetischen Strommarktpreis des Strommarktmodells *E2M2*, welcher den Untersuchungen des Projekts ENavi (Teil des Kopernikus-Projekts) [109] entstammt. In diesem Kapitel werden die THG-Emissionen des dezentralen Energiesystems fokussiert und deren Einfluss auf den Steuerungsansatz untersucht, welche ebenfalls aus dem zuvor genannten Datensatz stammen. Um eine Konsistenz der Eingangsdaten sicherzustellen, bspw. hinsichtlich konsistenter Klima- und Wetterbedingungen, wird daher in diesem Kapitel der modellierte Strompreis als Grundlage für den dynamischen Stromtarif verwendet. Das Profil dieser synthetischen Preiszeitreihe wird in der nachfolgenden Abbildung 4-9 vorgestellt.

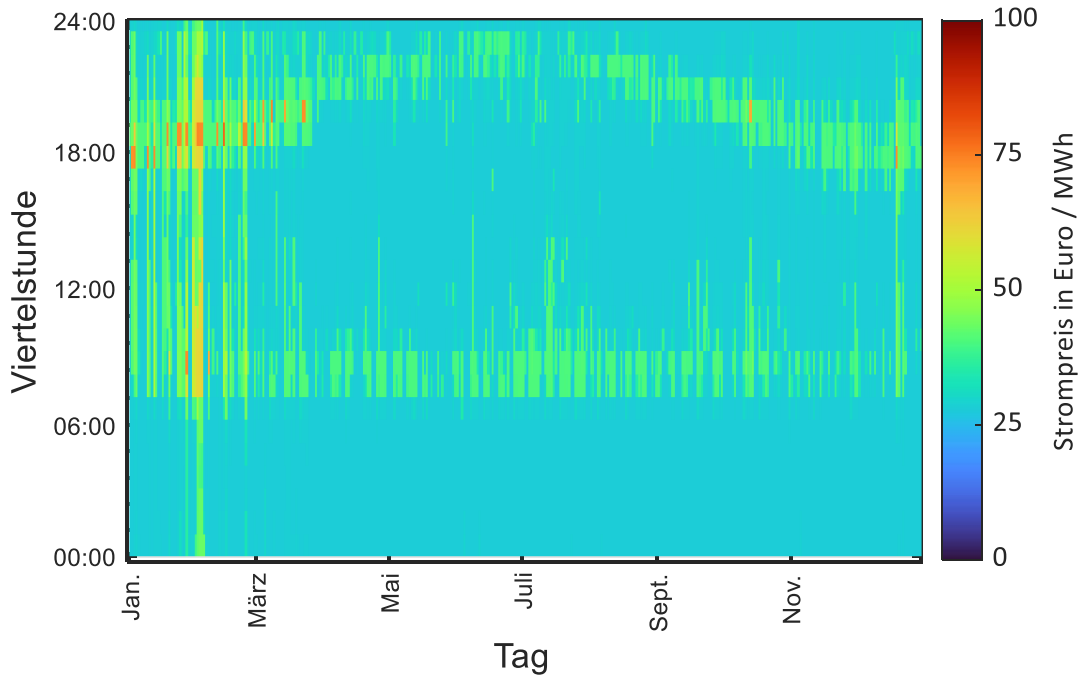

Abbildung 4-9: Strommarktpreis aus dem Strommarktmodell E2M2, eigene Abbildung nach [109]

Die Marktpreise werden dazu hinsichtlich ihrer Eigenschaften nachfolgend durch ihre statistischen Kenngrößen beschrieben. In der folgenden Tabelle 4-2 werden Minimum, Mittelwert sowie Maximum und die Standardabweichungen beider Preiszeitreihen ausgewiesen. Beide Datensätze umfassen jeweils 35.040 Viertelstunden eines Jahres und sind damit vollständig, wobei weiterhin die Anzahl der Stunden mit einem negativen Strompreis dargestellt wird.

Tabelle 4-2: Statistische Kennzahlen der beiden verwendeten Strompreiszeitreihen, einerseits dem realen deutschen Strommarktpreis des Jahrs 2020 sowie dem synthetischen Strommarktpreis des Strommarktmodells E2M2

	Einheit	Börsen-strompreis 2020	Synthetischer Marktpreis E2M2
Anzahl	Absolut	35.040	35.040
Minimum	Euro / MWh	-83,94	28,26
Maximim	Euro / MWh	200,04	78,50
Mittelwert	Euro / MWh	30,43	30,85
Standardabweichung	Euro / MWh	17,50	5,68
Anzahl neg. Preise	Absolut	1.192	0

Beide Zeitreihen sind durch einen vergleichbaren jährlichen Mittelwert charakterisiert. Der reale Börsenstrompreis weist, wie an den weiteren Kennzahlen erkannt werden kann, eine höhere Volatilität als der synthetische Börsenstrompreis auf. Diese Aussage verdeutlicht vor allem die Standardabweichung, welche sich grob um einen Faktor drei unterscheidet.

In Folge der geringeren Volatilität der modellseitig berechneten Strompreise kann also ein geringeres Einsparpotenzial für den Endnutzer erwartet werden: Der entsprechende Strombezugspreis weist so geringere Preisunterschiede zwischen einzelnen Zeitschritten auf. Der Einfluss des Strombezugstarifs auf die Einsatzplanung des DES ist bereits davor ausgiebig im Kapitel 5.1 analysiert worden, weshalb diesem Aspekt an dieser Stelle weniger Bedeutung zu Teil wird. Stattdessen wird durch die Verwendung des weniger volatilen Strombezugspreises die Konsistenz zwischen angenommenen THG-Emissionsdaten, insbesondere hinsichtlich der zu Grunde liegenden klimatischen Bedingungen, sichergestellt.

Für die Einspeisung elektrischer Energie, in diesem Fall der lokalen PV-Anlage, wird dem dezentralen Energiesystem eine Einspeisevergütung gezahlt. Diese Einspeisevergütung weist seit ihrer Ausweisung einen degressiven Verlauf auf, um erzielte Degressionseffekte in den Kosten der PV-Module abzubilden. Die absolute Höhe der Einspeisevergütung ergibt sich je nach Datum der Inbetriebnahme der Anlage und gilt für einen Zeitraum von 20 Jahren [123]. Für die vorliegende Untersuchung wird eine Einspeisevergütung von 12,60 ct. / kWh bzw. 126,0 Euro / MWh angenommen.

4.3.2 Sperrzeiten und Spitzenglättung

Um kritische Netzsituationen zu vermeiden oder zu beheben, besteht aktuell für Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit, über die Maßnahme *Sperrzeiten* den Einsatz einzelner Technologien einzuschränken. Generell erlaubt diese Maßnahme, den Einsatz einer oder mehrerer ausgewählter Technologien in einem Netzgebiet für einen Zeitraum von bis zu zwei Stunden zu unterbinden. Anschließend muss ein ausreichender Zeitraum eingehalten werden, bevor ein erneuter Einsatz der Maßnahme Sperrzeit angeordnet werden darf, um einen Komfortverlust für den Endnutzer auszuschließen.

Häufig setzen Netzbetreiber die Sperrzeiten in statischen Zeitfenstern ein, welche historisch häufig einen erhöhten Leistungsbezug der angeschlossenen Endnutzer aufweisen. Eine breite Übersicht über die Anwendung von Sperrzeiten deutscher Verteilnetzbetreiber bietet die empirische Erhebung, welche in [73] beschrieben wird. Hierbei wird deutlich, dass sich diese Zeitfenster überwiegend auf die Mittags- sowie Abendzeit bzw. eine Mischung aus beiden Zeitfenstern aufteilen.

Zur Abbildung des gegenwärtigen Einsatzes der Maßnahme [73] erfolgt der Einsatz der Sperrzeiten einerseits zweistündig zur Mittagszeit von 11.00 bis 13.00 Uhr („Mittag“) sowie zur Abendzeit von 17.00 bis 19.00 Uhr („Abends“). Weiterhin wird in der Untersuchung eine Ausprägung der Maßnahme in beiden Zeitfenstern berücksichtigt („Mix“), wobei analog ein Zeitfenster von 11.30 bis 12.30 Uhr respektive 17.30 bis 18.30 Uhr abgebildet wird.

In der aktuellen Diskussion [54] hinsichtlich des netzdienlichen Einsatzes dezentraler Flexibilitäten wird weiterhin der Einsatz einer alternativen Maßnahme diskutiert, nämlich der Maßnahme Spitzenglättung. Nach [54] wird die Maßnahme als „*Möglichkeit, zur Vermeidung von Netzüberlastungen die bedingte Anschlussleistung temporär zu begrenzen, um Lastspitzen zu glätten*“ definiert. Sofern der elektrische Netzbezug des lokalen DES ein bestimmtes Niveau überschreitet, kann durch Leistungsbegrenzung einer kritischen Situation gegengesteuert werden. Innerhalb des dezentralen Energiesystems wird folglich nicht der Einsatz einzelner Komponenten unterbunden. Stattdessen können diese Komponenten weiterhin eingesetzt werden, insofern die Netzbezugsleistung des ganzen DES ein bestimmtes Niveau nicht überschreitet. Sofern weitere Energie zur Versorgung der Komponenten benötigt wird, kann bspw. auch auf eine Entladung des elektrischen Speichers zurückgegriffen werden.

Die Begrenzung des Netzbezugs beginnt in vorliegender Arbeit (vgl. Kapitel 5.2.3) bei 11 kW elektrischer Bezugsleistung und wird für die nachfolgende Untersuchung anschließend in festen 1 kW-Schritten auf 5 kW maximaler Netzbezugsleistung variiert. In der Folge ergeben sich, neben der Referenz ohne Begrenzung des Netzbezugs, sieben Szenarien mit einer unterschiedlichen Höhe des maximalen Netzbezugs.

4.3.3 THG-Emissionen der elektrischen Energie aus Netzbezug und lokaler Komponenten

In Kapitel 5.3 wird im Steuerungsansatzes als Zielgröße die Minimierung von THG-Emissionen berücksichtigt, um das Reduktionspotenzial dezentraler Energiesysteme zu ermitteln sowie dieses nachfolgend kritisch zu diskutieren. Um die Minimierung von THG-Emissionen im Steuerungsansatz als weitere Zielgröße zu berücksichtigen, wird die vom ganzheitlichen Energiesystem bezogene Menge elektrischer Energie durch einen Emissionsfaktor bewertet.

Die verwendeten Emissionsdaten als Eingangsgrößen stammen, wie zuvor erwähnt, aus dem Projekt ENavi [109]. In diesem Projekt wird das Strommarktmodell *E2M2* zur Modellierung der historischen Erzeugung des deutschen Strommarktes eingesetzt und validiert. Als Modellergebnisse ergibt sich zunächst ein stündlicher Strompreis des Strommarkts. Daneben weisen die Modellergebnisse die stündliche Merit-Order der Kraftwerkseinsätze in Deutschland aus. Diese Ergebnisse werden in [124] aufgegriffen, woraus die stündlichen durchschnittlichen THG-Emissionen abgeleitet werden. Auf Grund der umfassenden Beschreibung des Datensatzes in [124] soll an dieser Stelle auf eine detaillierte Herleitung sowie Beschreibung der Daten verzichtet und auf die genannte Quelle verwiesen werden.

Dieser Ansatz auf Basis von durchschnittlichen Emissionsfaktoren stellt eine nachvollziehbare Approximation zur Berücksichtigung der THG-Emissionen dar. Analoge Beispiele der Literatur finden sich zum Beispiel in den Untersuchungen um [64] oder [78]. Die jährliche Ausprägung der verwendeten THG-Emissionen wird in der nachfolgenden Abbildung 4-10 visualisiert.

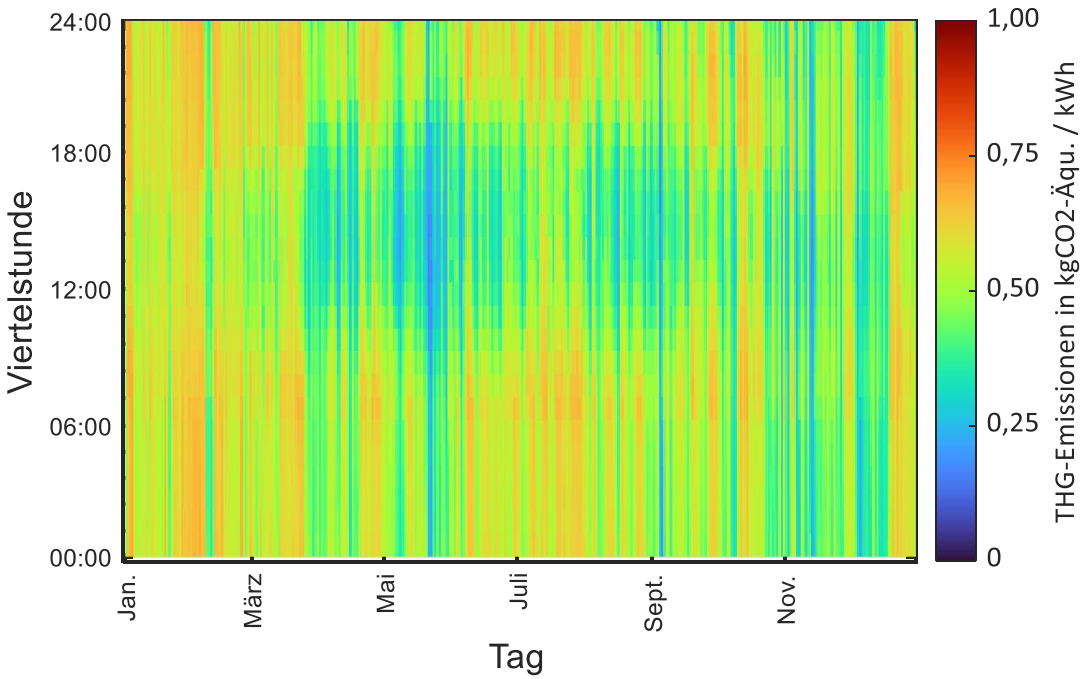

Abbildung 4-10: Stündliche THG-Emissionen aus dem Strommarktmodell E2M2, eigene Abbildung nach [124]

Um eine Vergleichbarkeit hinsichtlich der anfallenden THG-Emissionen zu gewährleisten, müssen auch die THG-Emissionen im Zusammenhang mit der Herstellung, Installation und Entfernung der lokalen Komponenten des betrachteten Energiesystems berücksichtigt werden. Für elektrische Energie aus der PV-Anlage wird ein Wert von 50 g CO_2-Äquivalent / kWh für die spezifischen Emissionen angenommen [125].

Wie bereits in [113] aufgezeigt, konnte für die elektrische Energie aus dem Batteriespeicher in der Literatur kein eindeutiger Wert für die spezifischen Emissionen im Forschungsbereich der Lebenszyklusanalyse ausgemacht werden. Daher müssen zur Gewährung der Vergleichbarkeit der THG-Emissionen in den nachfolgenden Untersuchungen Approximationen für die Berücksichtigung der spezifischen THG-Emissionen des BS-Systems hergeleitet. Diese werden detailliert in [113] detailliert beschrieben und hergeleitet. In der Folge wird ein Wert von 80,03 g CO_2-Äquivalent / kWh für die ausgespeicherte Energie angenommen.

Zur Berücksichtigung des Emissionsfaktors in der monetären Zielfunktion des Optimierungsmodells werden die spezifischen Emissionen mit einem Emissionspreis belegt (vgl. Kapitel 3.3.7). Hierdurch minimiert das Optimierungsmodell den Bezug emissionsintensiver Energie, wozu die Emissionen, ähnlich einer Slack-Variable, mit einem hohen Preis belegt werden. In der vorliegenden Arbeit wird hierzu ein synthetischer Preis von 10.000 Euro / t CO_2-Äquivalent verwendet. In der Folge wird erreicht, dass insbesondere dann elektrische Energie aus dem Stromnetz bezogen wird, wenn diese geringe THG-Emissionen in ihrer Erzeugung aufweist

5 Untersuchungen hinsichtlich des Beitrags dezentraler Energiesysteme

In diesem Kapitel wird der entwickelte Steuerungsansatz zur Einsatzplanung am vorgestellten DES untersucht und bewertet: Auf Basis modellgestützter Analysen wird der zukünftige DES-Einsatz detailliert begutachtet, um ein umfangreiches Verständnis für deren Betriebsweise unter Ausrichtung hinsichtlich unterschiedlicher Zielgrößen zu schaffen (ZS 2).

In Kapitel 5.1 adressieren die Untersuchungen das monetäre Ergebnis des Endnutzers als Zielgröße der Steuerung: Zunächst wird der entwickelte Ansatz mit einer heuristischen Einsatzplanung verglichen, um die Reduktion der Energieversorgungskosten auf Basis einer Optimierung für den Endnutzer zu ermitteln. Die Energieversorgungskosten werden dazu zentral durch die regulatorischen Rahmenbedingungen bestimmt, weshalb anschließend untersucht wird, welche Reduktion durch einen dynamischen Strompreis für den Endnutzer resultiert.

Insbesondere aus einer solchen, durch Marktpreise angereizten Einsatzplanung folgen hohe Strombezugsspitzen zu Zeiten niedriger Preise [126]. Diese Strombezugsspitzen können für Verteilnetze, welche die Netzebene darstellen, an der die DES angeschlossen sind, netzkritische Situationen bewirken. Um diese kritischen Netzsituationen zu vermeiden, wird in Kapitel 5.2 der Einsatz netzdienlicher Mechanismen untersucht und bewertet.

Danach wird der möglichst klimaverträgliche Einsatz der DES als Zielgröße analysiert. Dieser Aspekt gewinnt zunehmend bei Endnutzern sowie im wissenschaftlichen Umfeld an Bedeutung, um einen Beitrag zu den vereinbarten Klimaschutzzielen zu liefern. Hierfür wird in Kapitel 5.3 der Steuerungsansatz methodisch um die Berücksichtigung von THG-Emissionen erweitert, um ein potenzielles Emissionsreduktionspotenzial in Anlehnung an die in Kapitel 2.2.3 ausgewiesenen wissenschaftlichen Ansätze für DES herzuleiten. Das resultierende Potenzial muss unter den aktuellen regulatorischen Gegebenheiten hinsichtlich seiner realen Effektivität hinterfragt werden, weshalb dieser Aspekt detailliert analysiert wird.

Abschließend werden diese Untersuchungen durch eine kostengünstige Dimensionierungsempfehlung für das PV-Batteriespeicher-System abgerundet, vorgestellt in Kapitel 5.4. Im bisherigen Verlauf wird ein bereits dimensioniertes System angenommen, wobei ebendiese Dimensionierung die Wirtschaftlichkeit des Endnutzers entscheidend beeinflusst. Dabei kann die Dimensionierung des WP-Systems direkt aus der lokalen Nachfrage abgeleitet werden. Die Dimensionierung der EV-Ladeinfrastruktur ergibt sich eindeutig durch die marktseitigen Produktangebote. Daher bietet die Dimensionierung des PV-BS-Systems einen Ansatzpunkt, um unter den geltenden regulatorischen Bedingungen die Wirtschaftlichkeit des DES-Betriebs zu steigern. Die verfolgte Untersuchung ermittelt aus unterschiedlichen Kombinationen aus PV-Leistung und BS-Kapazität eine kostengünstigste Dimensionierung des PV-BS-Systems.

5.1 Analyse der jährlichen Energieversorgungskosten in Abhängigkeit des Steuerungsansatzes

In diesem Kapitel wird zunächst das monetäre Ergebnis für den Endnutzer im DES in Abhängigkeit des Steuerungsansatzes fokussiert. Wie in Kapitel 3.6 ausführlich dargestellt, können für die Einsatzplanung heuristische oder optimale Methoden herangezogen werden. Die resultierende Güte der Einsatzplanung beeinflusst entscheidend die jährlichen Energieversorgungskosten des Energiesystems, welche der Endnutzer zu tragen hat. Folglich wird dessen primäres Interesse auf der bestmöglichen und damit kostengünstigsten Einsatzplanung liegen.

Im ersten Schritt der Analyse wird deshalb die optimale mit der heuristischen Einsatzplanung, welche aktuell überwiegend den realen Betrieb der Komponenten bestimmt (vgl. Kapitel 1.2.2), verglichen. Im wissenschaftlichen Kontext der Arbeit werden solche Analysen zwar schon durchgeführt, jedoch nur mit Blick auf einzelne Komponenten, wobei die vorliegende Arbeit nun einen Beitrag hinsichtlich der vollumfänglich elektrifizierten Haushalte beisteuert.

Anschließend wird der Fokus auf den Einfluss unterschiedlicher Stromtarife auf die jährlichen Energieversorgungskosten des dezentralen Energiesystems gelegt. Hierbei wird quantifiziert, welchen Einfluss eine Änderung der gültigen Regulatorik hin zu dynamischen Stromtarifen auf die Energieversorgungskosten dezentraler Energiesysteme aufweist. Entsprechende dynamische Tarife werden zunehmend am Markt angeboten, wie bereits in Kapitel 1.2.1 dargestellt wurde. Die vorliegende Arbeit zeigt somit die potenzielle Größenordnung einer möglichen Einsparung für dezentrale Energiesysteme auf. Bevor diese monetären Potenziale für den Endnutzer ausgewiesen werden, wird zunächst die Einsatzplanung je nach Ausgestaltung des Steuerungsansatzes für ein genaueres Verständnis der unterschiedlichen Einflussgrößen näher vorgestellt.

5.1.1 Szenario 1: Heuristischer Direkt-Einsatz des dezentralen Energiesystems

In den ersten drei Unterkapiteln wird nun zunächst der Einfluss des jeweiligen Steuerungsansatzes auf die Einsatzplanung des DES verdeutlicht. Anhand einer detaillierten Übersicht wird so ein Verständnis für den jeweils resultierenden Komponenteneinsatz für jeden Steuerungsansatz gegeben. Im ersten Schritt wird in nachfolgender Abbildung 5-1 die Einsatzplanung für das erste Szenario „Heuristischer Direkt-Einsatz“ gegeben.[17]

[17] Da diese Abbildung nachfolgend für alle drei betrachteten Szenarien verwendet wird, kann im ersten Blick die Ordinatenwahl zu groß gewählt erscheinen. Um eine Vergleichbarkeit aller drei Szenarien sicherzustellen, wird die Einteilung an dieser Stelle bereits einheitlich gewählt.

Zunächst soll die Abbildung für ein einfacheres Verständnis selbst kurz näher erklärt werden. Die Abbildung gibt dabei einen detaillierten Überblick über die erfolgte Einsatzplanung unter den spezifischen Restriktionen. Als zentrales Ergebnis wird im ersten Abschnitt der Abbildung der elektrische Einsatz der lokalen Komponenten zur Energieversorgung des Haushalts dargestellt (Abschnitt „I. Komponenteneinsatz“). Als beeinflussende Größen der Einsatzplanung werden anschließend im zweiten Abschnitt („II. Restriktionen und Einflussgrößen“) die lokale elektrische Last sowie die thermische Last des Haushalts abgebildet, welche es zu decken gilt. Dazu wird in diesem Abschnitt eine Übersicht über den zeitspezifischen Strombezugspreis sowie die Umgebungstemperatur gegeben, welche weitere Einflussgrößen der Einsatzgrößen darstellen. In der Folge der Einsatzplanung resultiert der zeitspezifische Bezug sowie Einspeisung elektrischer Energie, dargestellt im dritten Abschnitt („III. Netzaustausch“). Abschließend wird im vierten Abschnitt („IV. Speichereinsatz“) die Bewirtschaftung der lokalen Speichereinheiten, d.h. Batteriespeicher, Wärmespeicher („HS“) sowie Elektrofahrzeug („EV“), verdeutlicht. Der jeweilige Füllstand („FS“) der Speicher ergibt sich als Folge des jeweiligen Komponenteneinsatzes aus Abschnitt I, welcher je Speichereinheit erneut im Diagramm abgetragen wird. Durch die umfangreiche Darstellung in der Abbildung wird so ein vollumfängliches Verständnis des berechneten Komponenteneinsatz ermöglicht. Zum vereinfachten Verständnis wird in diesem ersten Kapitel noch ein direkter Verweis in der Ergebnisdiskussion auf die jeweiligen Diagramme gegeben, wonach in den nachfolgenden Kapiteln verzichtet wird.

In der nachfolgenden Abbildung wird nun beispielhaft für den Zeitraum vom 12. bis einschließlich 14. März die Einsatzplanung verdeutlicht, welche mit seinen saisonalen Bedingungen, bspw. in Form des mittleren PV-Ertrags der Anlage sowie mit Temperaturen zwischen 0 und 12 °C, einen Übergangszeitraum darstellt. Dieser Zeitraum wird gewählt, da diese Übergangszeit die größte Komplexität für die Steuerungsansätze aufweisen: In dieser Zeit trifft eine zunehmende PV-Erzeugung auf einen weiterhin benötigten Heizbedarf. Im Winter liegt überwiegend eine geringe PV-Erzeugung vor, welche zum größten Teil direkt für die thermische Versorgung eingesetzt wird. Im Sommer herrscht dagegen ein Überangebot von PV-Strom, wodurch die lokale Nachfrage häufig direkt komplett versorgen werden kann.

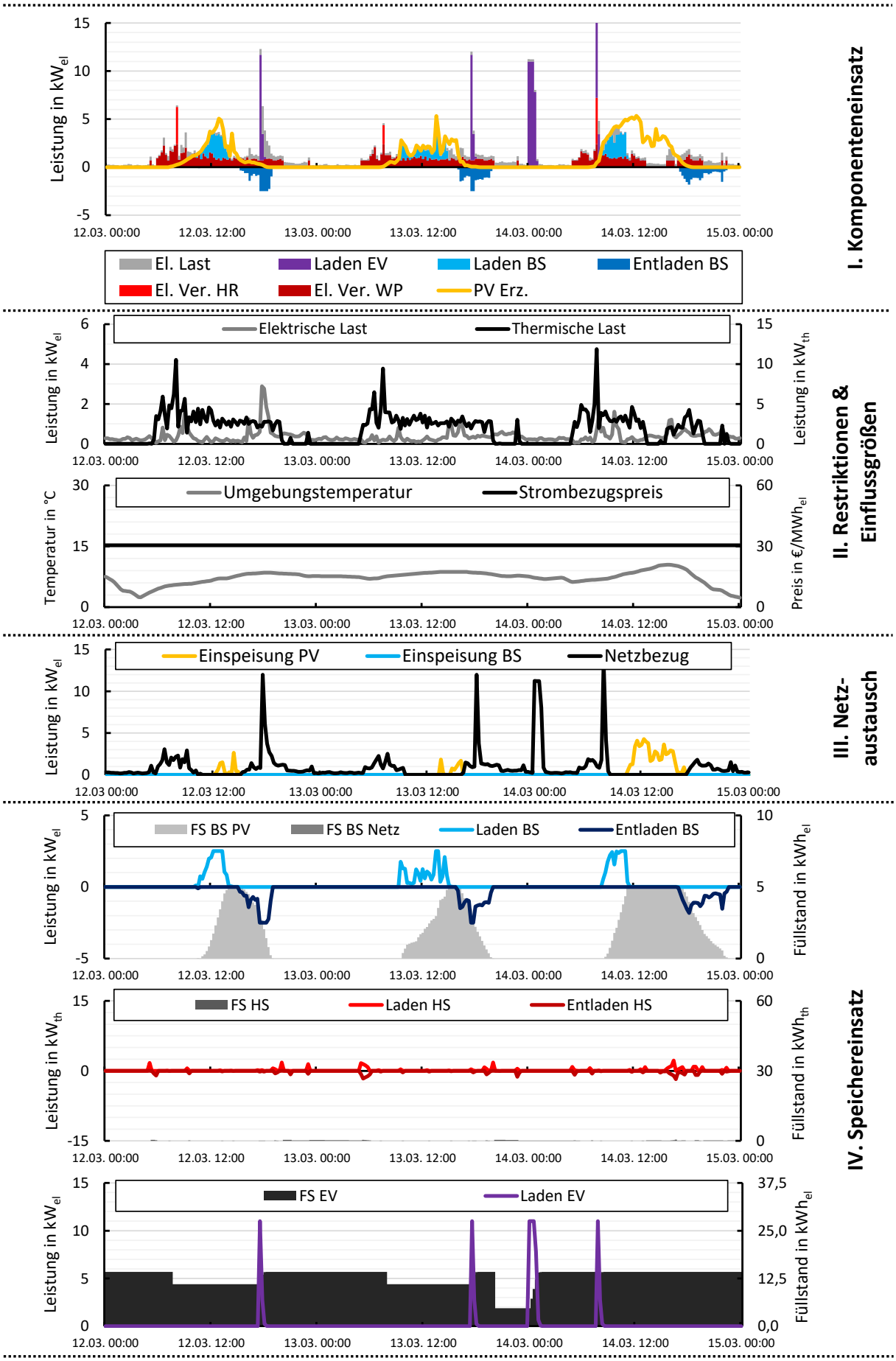

Abbildung 5-1: Einsatzplanung im Szenario „Heuristischer Direkt-Einsatz“ vom 12. bis 14. März

In der Abbildung wird zunächst offensichtlich der noch suboptimale Einsatz der lokalen Flexibilität in Form der Speicherkapazitäten durch den heuristischen Steuerungsansatz ausgemacht (siehe IV. Speichereinsatz): Die thermische Kapazität wird unter diesem Steuerungsansatz nur minimal ausgenutzt. Thermische Energie wird in diesem Fall nur dann eingespeichert, sofern die Wärmepumpe durch die Bedingung der Mindestleistung mehr Wärme erzeugen muss als lokal zum Zeitpunkt benötigt wird. Im obigen Zeitraum überschneidet sich die thermische Nachfrage überwiegend mit Zeiten, in denen PV-Strom erzeugt wird, weshalb sich unbeabsichtigt sogar ein Eigenverbrauch von PV-Strom durch den WP-Einsatz ergibt.

Der Batteriespeicher wird dann direkt geladen, sofern der lokal erzeugte PV-Strom die lokale Nachfrage übersteigt. In der Folge resultiert häufig gegen Mittag, teilweise bereits aber auch früher, wie z. B. am 14. März, ein vollständig beladener Batteriespeicher. Überschüssige Energie aus der PV-Anlage wird in der Folge gegen die Einspeisevergütung an das Stromnetz abgegeben. Der Batteriespeicher wird anschließend, sofern die lokale PV-Erzeugung zur Deckung der lokalen Last nicht mehr ausreicht, entladen. Die Beladung des Elektrofahrzeugs erfolgt direkt nach Anschluss an die Ladeinfrastruktur, was im untersten Diagramm der Abbildung durch die, teils hohe, zeitliche Trennung zwischen Beladung (Anstieg des Füllstands) sowie Entladung (Reduktion Füllstands zur Durchführung der nächsten Fahrt) ersichtlich wird.

Zusammenfassend kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass der heuristische Direkt-Einsatz die lokale Nachfrage des Energiesystems ohne Komforteinschränkungen für den Endnutzer deckt. Zeitgleich ist noch ein deutliches Optimierungspotenzial hinsichtlich der Kostenoptimalität der Einsatzplanung zu erkennen.

5.1.2 Szenario 2: Optimale Einsatzplanung des dezentralen Energiesystems bei konstantem Stromtarif

Dieses Potenzial wird nun durch den Steuerungsansatz auf Basis eines Optimierungsmodells erschlossen. Der resultierende Komponenteneinsatz wird über den gleichen Zeitraum in der folgenden Abbildung 5-2 visualisiert.

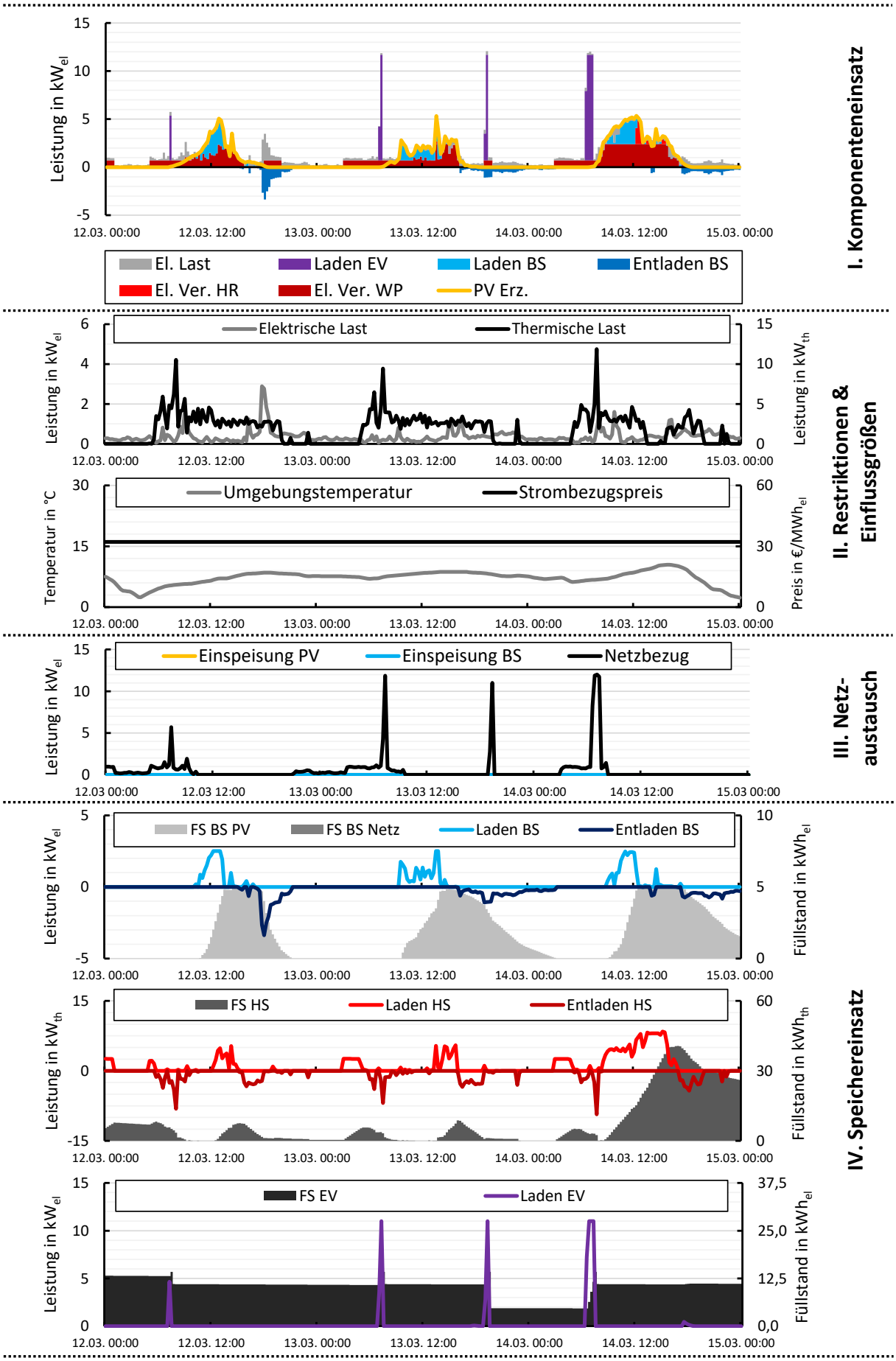

Abbildung 5-2: Einsatzplanung im Szenario „EigV-Opt. + konst. Strompreis“ vom 12. bis 14. März

Die Abbildung verdeutlicht zunächst anhand des elektrischen Einsatzes der Komponenten (siehe I Komponenteneinsatz), dass der lokal erzeugte PV-Strom vollumfänglich für den Betrieb der lokalen Komponenten genutzt wird: In der Folge wird im betrachteten Zeitraum kein PV-Strom ans Netz abgegeben (siehe III. Netzaustausch). Hierfür werden insbesondere die Freiheitsgrade im Einsatz der Wärmepumpe ausgenutzt und weitestgehend unter Wahrung thermischer Restriktionen in Zeiten mit PV-Erzeugung verschoben. Am 14. März wird der Batteriespeicher so beladen, dass, neben der von der Wärmepumpe benötigten Energie, noch ein leichter Überschuss an PV-Strom besteht (siehe IV. Speichereinsatz). Dieser wird, da der elektrische Speicher bereits gefüllt ist, durch den Einsatz des Heizstabs in den thermischen Speicher eingespeichert. Mit Blick auf den Füllstand des thermischen Speichers wird dessen Flexibilität deutlich stärker genutzt im Vergleich zum Szenario des heuristischen Steuerungsansatzes.

Mit dem noch überschüssigen PV-Strom wird weiterhin der Batteriespeicher beladen. Im Profil des BS-Füllstands ist im Vergleich zur heuristischen Einsatzplanung deutlich erkennbar, dass der Speicher erst zu deutlich späteren Zeitpunkten vollbeladen ist. Zusätzlich wird insbesondere durch die Verschiebung des Wärmepumpeneinsatzes erreicht, dass die ausgespeicherte Energie aus dem Batteriespeicher für die elektrische Haushaltslast verwendet wird. Hierdurch ergibt sich ein erhöhter Anteil an durch PV-Erzeugung substituierter Energie, welche vom Netz bezogen wird. In der Folge kann bereits hierdurch eine gesteigerte Wirtschaftlichkeit der Einsatzplanung angenommen werden.

Auch in diesem Szenario wird das Elektrofahrzeug allein durch Energie beladen, welche vom Stromnetz bezogen wird, ersichtlich an den hohen Spitzen im Netzbezug, welche nachfolgend in Kapitel 5.2 ausführlich analysiert werden. Die Beladung erfolgt zeitlich weitestgehend so kurz vor Fahrtbeginn, angereizt aus der Vermeidung von Speicherverlusten, auch wenn diese beim Elektrofahrzeug nur marginal ausfallen.

Abschließend kann festgehalten werden, dass durch die Einsatzplanung auf Basis eines Optimierungsverfahrens ein vollumfänglicher Eigenverbrauch des PV-Stroms erreicht wird. Hieraus kann bereits ein deutlich wirtschaftlicheres Ergebnis unter dem geltenden konstanten Strompreis im Vergleich zur heuristischen Einsatzplanung erwartet werden.

5.1.3 Szenario 3: Optimale Einsatzplanung des dezentralen Energiesystems bei dynamischen Stromtarif

Abschließend wird nun der Blick in Szenario 3 auf eine unterschiedliche Regulatorik in Form dynamischer Stromtarife für Endkunden gelegt. Diese Tarife werden aktuell bereits, wie in Kapitel 4.3 dargestellt wurde, von ersten Lieferanten angeboten. Wie bereits zuvor wird auch hier ein Überblick über den Einsatz der Komponenten im Zeitraum vom 12. Bis 14. März in nachfolgender Abbildung 5-3 gegeben.

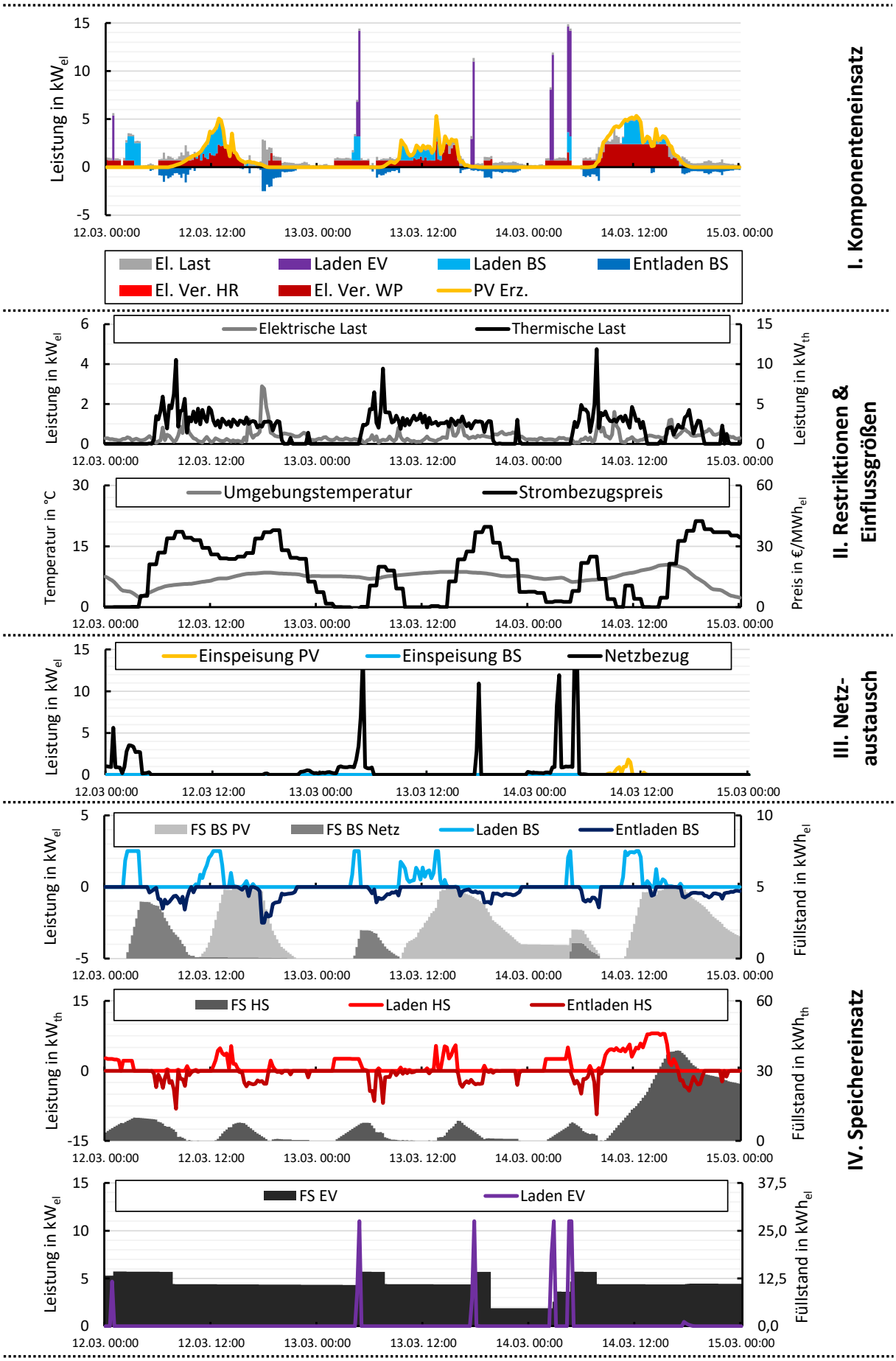

Abbildung 5-3: Einsatzplanung im Szenario „EigV-Opt. + dyn. Strompreis“ vom 12. Bis 14. März

In der Abbildung ist der Einfluss des variablen Strombezugstarifs offensichtlich als weiterer Anreiz in der Einsatzplanung zu erkennen (siehe II. Restriktionen & Einflussgrößen). Am deutlichsten wird der Einfluss der dynamischen Strompreise am Einsatz des Batteriespeichers ersichtlich: Während in den beiden vorhergehenden Szenarien nur Energie, welche aus der lokalen PV-Anlage stammt, eingespeichert wird (Im Diagramm als Füllstand PV (FS BS PV) dargestellt), wird in diesem Szenario auch Energie aus dem Netz in kostengünstigen Zeiten in den Batteriespeicher beladen (Füllstand Netz (FS BS Netz). Diese Beladung des Speichers erfolgt insbesondere in der Nacht, in der die niedrigsten Strompreise auftreten. Im resultierenden Profil des Batteriefüllstands ergibt sich ein Doppelhöckerprofil, wobei in den vorherigen Szenarien jeweils nur ein täglicher Höcker im Speicherprofil ausgemacht wird.

Sofern die Wärmepumpe zur Deckung der thermischen Nachfrage benötigt wird, werden ebenfalls diese Stunden mit niedrigem Strompreis ausgewählt. Hierdurch ergibt sich ein klarer, blockweiser Einsatz der Wärmepumpe, welche zuvor insbesondere zu Zeiten mit thermischer Nachfrage eingesetzt wird. Das Profil des thermischen Füllstands fällt insgesamt aber eher vergleichbar mit dem Profil aus Szenario 2 aus. Analog wird auch die Beladung des Elektrofahrzeugs in diese Stunden mit niedrigem Strompreis verschoben.

In der Folge konzentriert sich der Bezug elektrischer Energie nur noch auf wenige Zeitpunkte. (siehe III. Netzaustausch). In diesen Zeitpunkten kommt es in der Folge zu hohen Strombezugsspitzen. Am Morgen des 13. Sowie 14. März werden zur Zeit der niedrigsten Strompreise sowohl die Wärmepumpe als auch der Batteriespeicher sowie das Elektrofahrzeug eingesetzt.

Dynamische Strompreise stellen, wie vorherige Untersuchung offeriert, damit einen erheblichen Anreiz in der Einsatzplanung dezentraler Energiesysteme dar. Der Einsatz der Komponenten wird komplett auf Zeiten mit PV-Strom zur Eigenverbrauchsoptimierung oder in Zeiten mit niedrigem Strombezugspreis verschoben. In der Folge verdichtet sich der Netzbezug elektrischer Energie weiter auf wenige Stunden, woraus steilere Spitzen resultieren. Eine detaillierte Analyse dieser Bezugsspitzen wird nachfolgend in Kapitel 5.2 durchgeführt.

5.1.4 Resultierende jährliche Energieversorgungskosten in Abhängigkeit des Steuerungsansatzes

Nach dem Überblick auf den Einsatz der lokalen Komponenten werden nun abschließend die resultierenden Kosten pro Steuerungsansatz für den Endnutzer verglichen. Diese Kosten resultieren aus den Kosten für den Bezug elektrischer Energie abzüglich der Erlöse für die Einspeisung überschüssiger elektrischer Energie und sind in der nachfolgenden Abbildung 5-4 prozentual dargestellt.

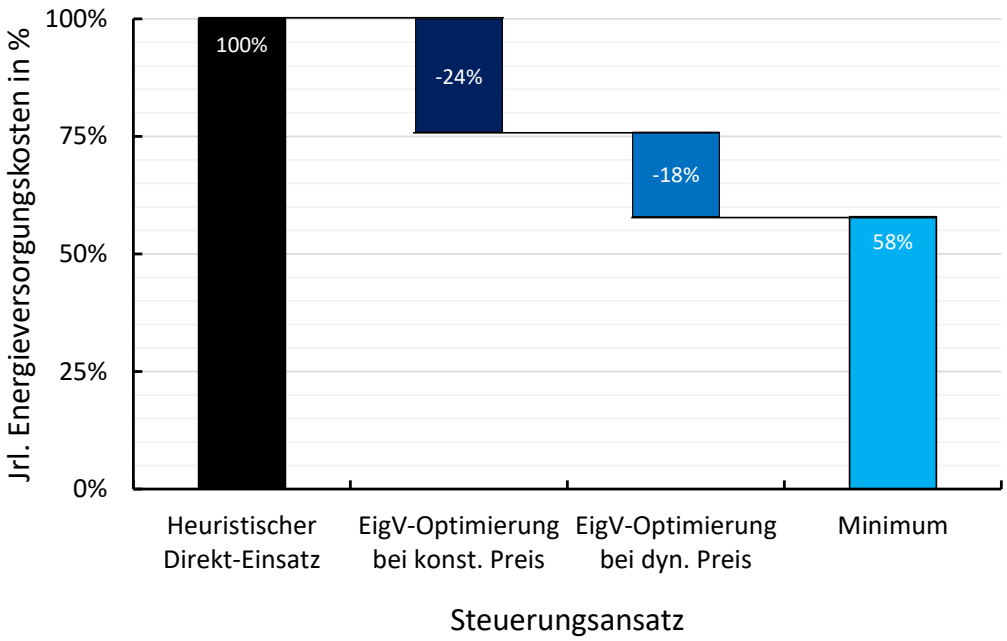

Abbildung 5-4: Prozentuales Niveau der jährlichen Energieversorgungskosten in Abhängigkeit des Steuerungsansatzes

Die Kosten in der Abbildung beziehen sich auf die Kosten des heuristischen Direkt-Einsatzes unter aktuell gültigen regulatorischen Bedingungen, welche absolut 1.977 Euro betragen. Die Kosten der heuristischen Einsatzplanung werden von dem Steuerungsansatz auf Basis der Eigenverbrauchsoptimierung sowie unter Gültigkeit eines konstanten Strombezugspreises um 24 Prozent reduziert. Diese Reduktion erfolgt überwiegend aus der Maximierung des lokalen Eigenverbrauchsgrads, wodurch der Bezug teurer Energie vom Stromnetz substituiert wird. Durch die optimale Einsatzplanung können die Energieversorgungskosten, welche sich aus den Kosten für den Netzbezug elektrischer Energie abzüglich der Erlöse für die Einspeisung des PV-Stroms ergeben, um knapp ein Viertel reduziert werden. Im Vergleich zwischen heuristischem und optimalem Steuerungsansatz ergibt sich ein hohes Potenzial zur Kostenreduktion für den Endnutzer.

Dieses Potenzial zur Reduktion der Energieversorgungskosten wird unter Gültigkeit dynamischer Strompreise noch weiter ausgenutzt. Hierbei können die jährlichen Energieversorgungskosten weiter um 18 % gegenüber dem heuristischen Steuerungsansatz gesenkt werden. An dieser Stelle muss hinterfragt werden, ob diese Einsparung der Energieversorgungskosten vollumfänglich dem Endnutzer zur Verfügung steht: Durch die zusätzlichen Erlöse müssen weitere Aufwände in Form von Transaktionskosten gedeckt werden. Diese ergeben sich z. B. in erhöhten informationstechnologischen Anforderungen der dynamischen Tarife oder in Aufwänden sowie der Marge eines möglichen intermediären Akteurs, z. B. einem Aggregators, welcher die dynamischen Preise an den Endnutzer übermittelt.

Absolut kann im Vergleich zum Szenario 2 eine deutliche Ersparnis für den vorliegenden Haushalt durch die Untersuchung ausgemacht und für ein beispielhaftes DES quantifiziert werden. Unter Verwendung eines dynamischen Strombezugspreis sollte sich, neben weiteren Aufwänden, final eine finanzielle Besserstellung für den Endnutzer ergeben. In der Summe könnten unter den angenommenen Bedingungen die Kosten für den Endnutzer durch die optimale Einsatzplanung sowie die Verfügbarkeit dynamischer Strompreise auf bis zu 58 Prozent im Vergleich zum heuristischen Steuerungsansatz reduziert werden.

Die hier ausgewiesenen Einsparungen müssen im Kontext des betrachteten Haushalts und dessen technischer Ausstattung gesehen werden. Im Falle eines abweichenden Verhaltens des Haushalts oder einer anderen technischen Ausstattung können diese Einsparungen dabei höher oder auch geringer ausfallen: Insbesondere aus einer zusätzlichen Flexibilisierung der Haushaltslast, bspw. in Form des Einsatzes von Spül- oder Waschmaschine, wird eine erhöhte Einsparung resultieren. Ähnlich verhält es sich, sofern ein Haushalt über leistungsstärkere Komponenten, bspw. in Form eines leistungs- oder kapazitätsstärkeren Batteriespeicher oder einer höheren EV-Ladeleistung verfügt. Auf den Einfluss einer variierten technischen Ausstattung des Haushalts wird daher noch vertieft in Kapitel 5.4 eingegangen. Eine geringere Einsparung resultiert insbesondere für Haushalte, die bspw., resultierend aus einer geringeren Anzahl an Bewohnern, eine niedrigere, zu versorgende Haushaltslast aufweisen.

5.1.5 Fazit hinsichtlich Analyse der jährlichen Energieversorgungskosten

Zusammenfassend wird in diesem Kapitel das monetäre Potenzial eines optimalen gegenüber eines heuristischen Steuerungsansatzes für dezentrale Energiesysteme und deren Endnutzer aufgezeigt. Hierbei können durch die optimale Einsatzplanung die Energieversorgungskosten des Endnutzers um ein knappes Viertel zum Niveau der Kosten der heuristischen Einsatzplanung reduziert werden.

Weitere Optimierungsanreize, wie hier z. B. an dynamischen Strombezugspreisen verdeutlicht wird, können unkompliziert in der Optimierung berücksichtigt werden, deren Gültigkeit eine weitere finanzielle Besserstellung für den Endnutzer ergibt. Gleichzeitig resultieren hieraus für das Energiesystem weitere Herausforderungen, wie die zuvor aufgezeigten hohen Energiebezugsspitzen, welche nun im folgenden Kapitel fokussiert werden.

5.2 Untersuchung der netzdienlichen Ausrichtung dezentraler Energiesysteme

Durch die Zunahme der elektrischen Komponenten weisen dezentrale Energiesysteme nicht nur eine erhöhte Energienachfrage, sondern auch eine absolut höhere Netzbezugsleistung auf, worauf im vorherigen Kapitel bereits kurz eingegangen wurde. Durch die Einsatzplanung auf Basis optimaler Steuerungsansätze wird dieser Effekt weiter verstärkt, indem der Einsatz lokaler Komponenten des Energiesystems gebündelt in die Zeitfenster mit den geringsten Bezugspreisen gelegt werden. Hierdurch kommt es, wie bereits im vorherigen Kapitel aufgezeigt wird, zu einer zunehmenden Anzahl an Zeiten mit einer hohen Strombezugsleistung aus dem Stromnetz, woraus kritische Verteilnetzsituationen resultieren können. [126] Nachfolgend werden am betrachteten Haushalt diese Spitzen zunächst quantifiziert und aufgezeigt. Anschließend wird untersucht, durch welche Maßnahmen in der Einsatzplanung eine Vermeidung der Bezugsspitzen erreicht werden kann. Hierfür wird die Gültigkeit der beiden Maßnahmen Sperrzeiten und Spitzenglättung analysiert und bewertet.

5.2.1 Netzbezugsspitzen dezentraler Energiesysteme

Im vorherigen Kapitel ist bereits verdeutlicht worden, dass je nach Steuerungsansatz und geltender Regulatorik ein unterschiedliches Profil im Netzbezug elektrischer Energie für das DES resultiert. Um dieses unterschiedliche Profil je nach Steuerungsansatz einordnen zu können, werden in diesem Kapitel zunächst die resultierenden Bezugsspitzen ausgewiesen. Für die betrachteten Steuerungsansätze wird daher die Häufigkeit der Ausprägung des Netzbezugs über einer Leistung von 4 kW in der folgenden Abbildung 5-5 dargestellt.

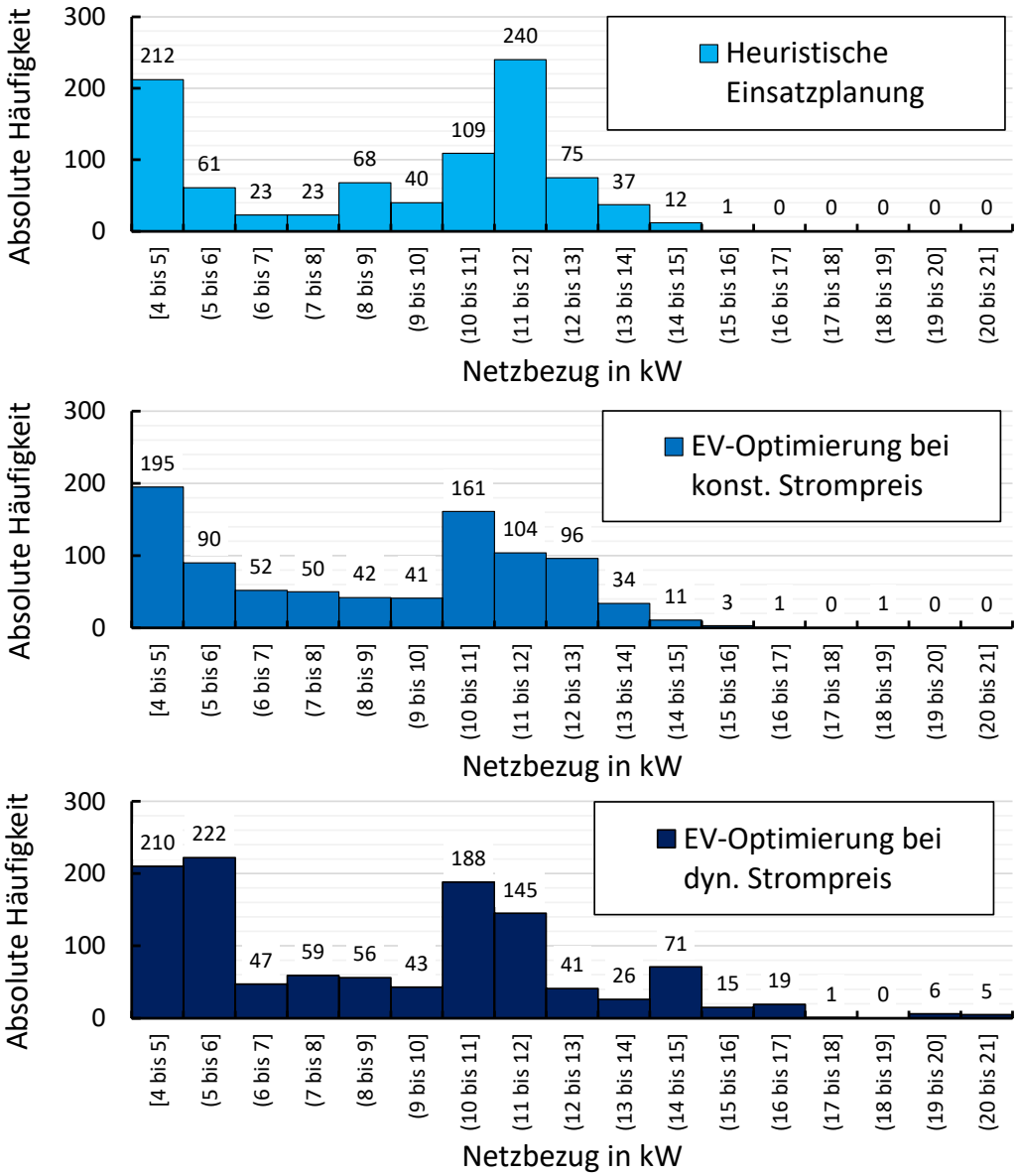

Abbildung 5-5: Netzbezugsleistung in Abhängigkeit des Steuerungsansatzes (oben heuristische Einsatzplanung, mittig EV-Optimierung bei konstantem Strompreis sowie unten EV-Optimierung bei dynamischem Strompreis), unterteilt in Intervalle mit einer Breite von 1 kW

In der Abbildung ist zunächst deutlich der Einfluss der Elektromobilität auf das Netzbezugsverhalten des DES zu erkennen: Unter allen drei Steuerungsansätzen kommt es in den Intervallen um die maximale Ladeleistung von 11 kW zu einer deutlichen Häufung der absoluten Häufigkeiten. Wenn die Ladeleistung leicht unterschritten wird, bspw. durch die Entladung des Batteriespeichers oder der Nutzung von lokalem PV-Strom, ergibt sich ein reduzierter Netzbezug im Intervall zwischen 10 und 11 kW. Sofern weitere elektrische Komponenten eingesetzt werden, verschiebt sich der Netzbezug in Intervalle mit einer höheren Bezugsleistung. Sollte ein DES über eine höhere Ladeleistung verfügen, kann entsprechend eine Verschiebung der Netzbezugsspitzen in diesen Leistungsbereich erwartet werden.

Im Fall des heuristischen Steuerungsansatzes sowie des Steuerungsansatzes unter konstanten Strombezugspreisen wird eine Netzbezugsleistung von bis zu 15 kW nur selten überschritten. Diese Anzahl nimmt im Fall des Steuerungsansatzes unter dynamischen Strombezugstarifen dagegen deutlich zu, wobei ein maximaler Bezug von bis zu 21 kW vorliegt. Wie in Kapitel 4.3 aufgezeigt wird, werden derartige Tarife in Deutschland bereits von ersten Anbietern für Endnutzer angeboten, woraus eine zunehmende Durchdringung, insbesondere für Haushalte mit mehreren dezentralen Komponenten, erwartet werden kann. Zwar muss nicht aus jeder hohen Bezugsleistung eines einzelnen Endnutzers in einem Verteilnetzstrang eine kritische Netzsituation resultieren, insbesondere aus einer Zunahme dynamischer Bezugstarife kann aber eine Zentrierung des Netzbezugs auf die kostengünstigsten und damit auf nur noch wenige Zeitpunkte erwartet werden. Die vorliegende Arbeit fokussiert nun nachfolgend die Untersuchung von Maßnahmen zur Vermeidung entsprechender Spitzen, für die Untersuchung der Auswirkungen entsprechender Spitzen aus netztechnischer wird bspw. auf [126] verwiesen.

5.2.2 Analyse der Maßnahme Sperrzeiten zur Vermeidung von Netzbezugsspitzen

Als Folge der hohen Bezugsspitzen können kritische Situation auf der Verteilnetzebene, auf welcher die DES angeschlossen sind, resultieren. Wie in Kapitel 4.3.2 bereits ausgeführt wurde, bestehen zur Vermeidung und Behebung dieser kritischen Situationen verschiedene Maßnahmen. In der vorliegenden Untersuchung wird nun zunächst die Wirkung von Sperrzeiten auf die Vermeidung netzkritischer Bezugsspitzen und eine folglich netzdienliche Ausrichtung des DES-Einsatzes analysiert. Hierfür wird im Szenario 2 (optimaler Steuerungsansatz unter Berücksichtigung konstanter Strombezugstarife) der Einsatz der unterschiedlichen Sperrzeiten (vgl. Kapitel 4.3.2) untersucht.

Da die Maßnahme Sperrzeiten im realen Betrieb technologiescharf erfolgen kann, wird der Einsatz zunächst einzeln für den Einsatz der Wärmepumpe (Szenario „WP“) sowie der Beladung des Elektrofahrzeugs (Szenario „EV“) respektive gültig für beide Komponenten (Szenario „WP + EV“) betrachtet. In der Summe ergeben sich neun Szenarien, ergänzt durch die Referenz „Ohne Sperrzeit“, welche im vorliegenden Fall dem zuvor vorgestellten Steuerungsansatz 2 („EigV.-Optimierung + konst. Strompreis“) entspricht.

Der Einfluss der Maßnahme wird nun zunächst anhand der Einsatzplanung des DES in nachfolgender Abbildung 5-6 dargestellt. Hier wird der Einsatz der Komponenten im Szenario „WP + EV Mix“, analog zum vorherigen Kapitel 5.1, für den Zeitraum vom 12. bis 14. März erläutert.

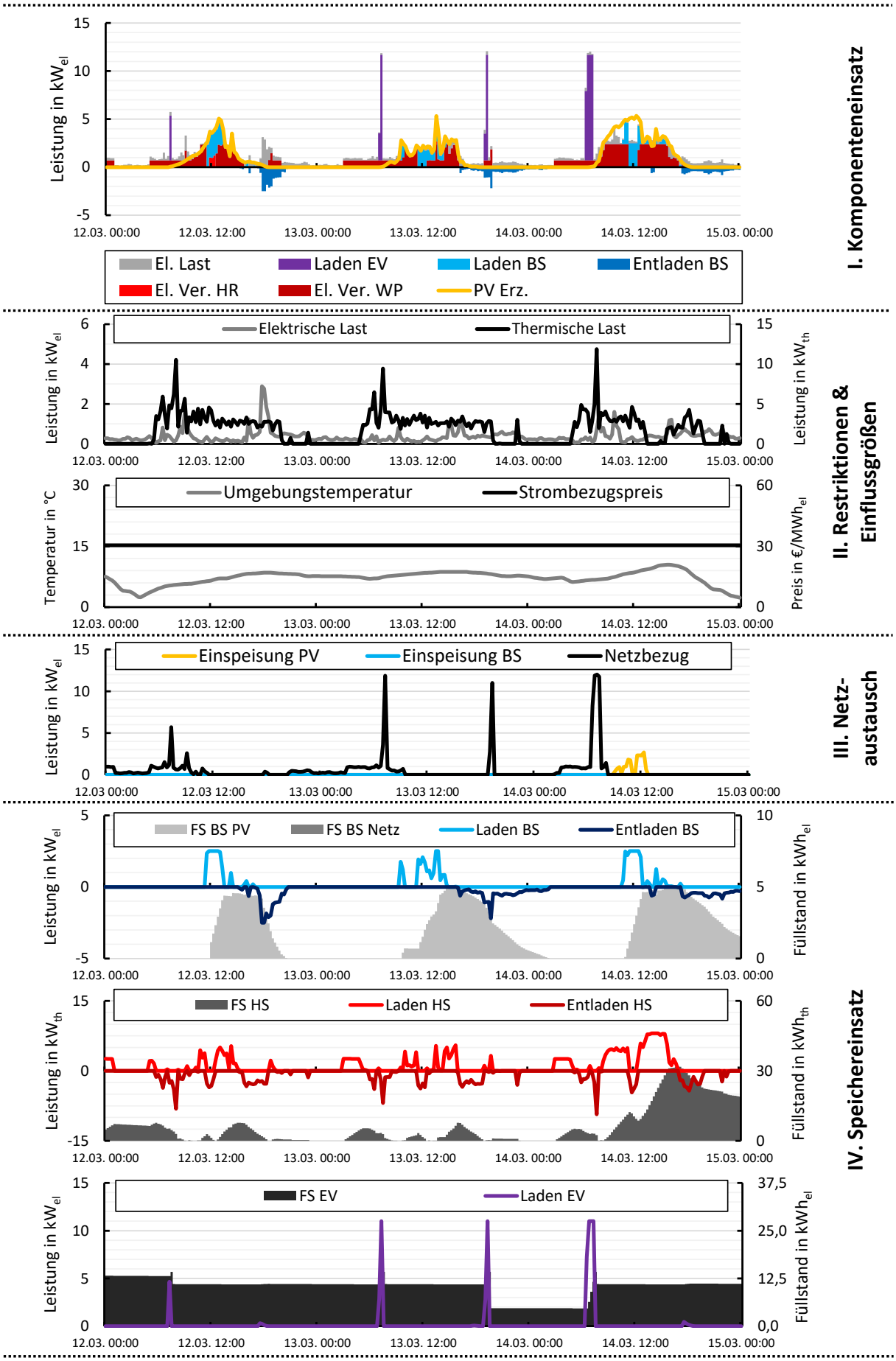

Abbildung 5-6: Einsatzplanung im Szenario „EigV-Opt. + konst. Strompreis“ vom 12. bis 14. Juni unter Berücksichtigung der Sperrzeit „EV + HP Mix“

Die Abbildung demonstriert, dass sowohl Wärmepumpe als Elektrofahrzeug in den Sperrzeiten nicht eingesetzt werden, v.a. erkennbar am Entladen des Wärmespeichers zur Mittagsstunde, in der der WP-Einsatz ausgesetzt ist. Die Wärmepumpe wird weiterhin direkt vor sowie nach den Sperrzeiten zur Wärmeversorgung betrieben. Mit einem Blick auf das Elektrofahrzeug lagen die Beladungszeiten außerhalb der vorgegebenen Sperrzeit, weshalb der Einsatz des Elektrofahrzeugs durch die Maßnahme im gewählten Zeitraum nicht beeinflusst wird.

Aus dem Dispatch der Komponenten ergibt sich der resultierende Netzbezug elektrischer Energie aus dem Stromnetz. Hierbei ist der Fokus auf die Zeiten mit einem hohen Netzbezug zu legen, da ebendiese Spitzen die netzkritischen Situationen hervorrufen können. In nachfolgender Abbildung 5-7 wird daher der Netzbezug der Szenarien unter Gültigkeit einer Sperrzeit und der Einsatzplanung ohne gültige Sperrzeit als Referenz als Dauerlinie in den höchsten 1.000 VS des betrachteten Jahres dargestellt.

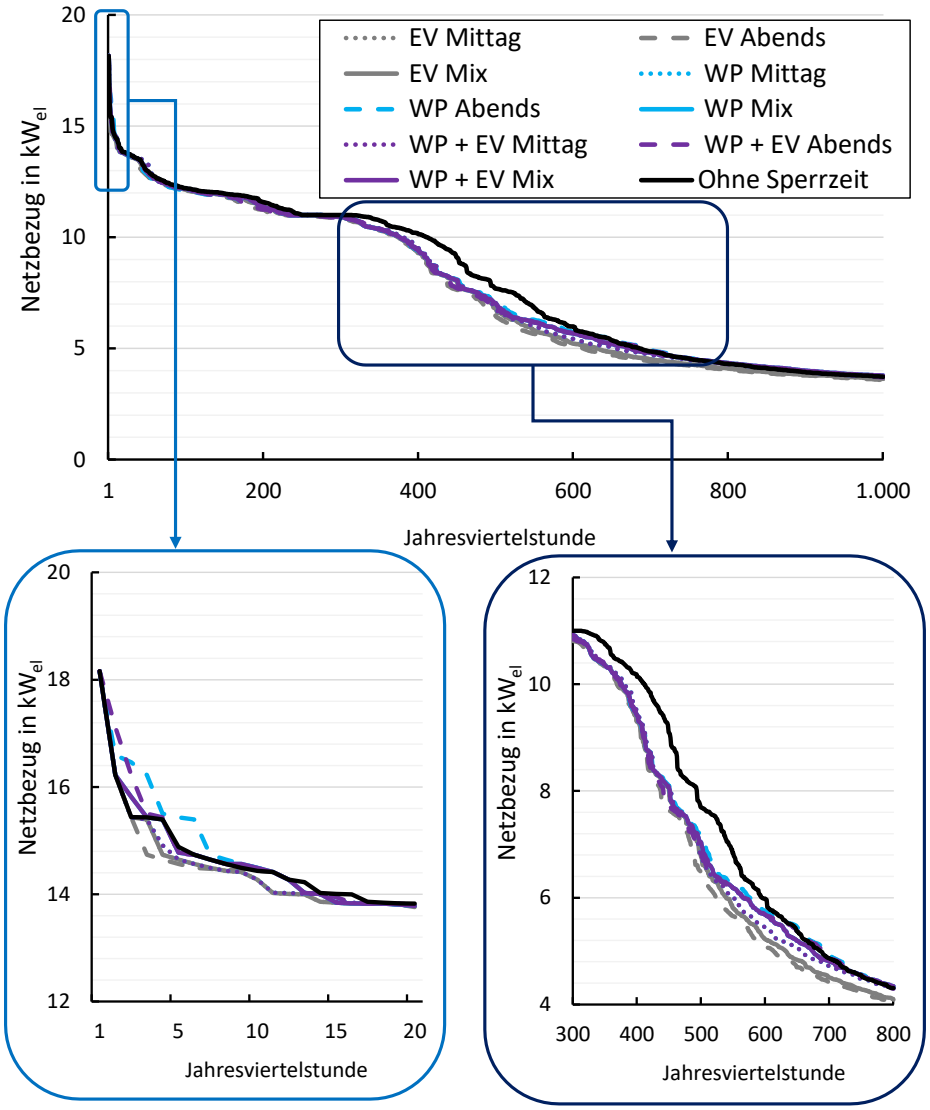

Abbildung 5-7: Erste 1.000 VS des jährlichen Netzbezugs (oben) und Ausschnitt auf VS 1 bis 20 (links unten) sowie auf die VS 300 bis 800 (rechts unten)

Werden nun die resultierenden Netzbezugsdauerlinien des DES unter Gültigkeit der unterschiedlichen Sperrzeiten in der Abbildung miteinander verglichen, wird kein großer Unterschied im Netzbezugsprofil und damit hinsichtlich der Spitzenlast der einzelnen Szenarien ersichtlich. Ähnlich wie die Referenz „Ohne Sperrzeit“ weisen alle Szenarien zunächst in den ersten Viertelstunden hohe Bezugsspitzen auf, welche sehr schnell abflachen und sich auf ein Niveau zwischen 13 und 11 kW elektrischer Bezugsleistung einpendeln. Nach diesem ersten Plateau, welches etwa bei der Viertelstunde 300 endet, ergibt sich ein erneuter Abfall der Bezugsleistung, welche sich anschließend wieder ab etwa Viertelstunde 750 auf ein Niveau von 4 kW einpendelt.

In der Abbildung werden mit einem Blick auf die jährliche Spitzenleistung zunächst die 20 Zeitpunkte mit der höchsten Bezugsleistung je Szenario verdeutlicht (siehe Abbildung unten links). Da angenommen werden kann, dass die höchsten Bezugsspitzen des lokalen Energiesystems den höchsten Einfluss auf die Entstehung kritischer Verteilnetzsituationen aufweisen, bietet sich zunächst ein Blick auf diese Spitzen an. Hierbei wird zunächst ersichtlich, dass durch die Maßnahme Sperrzeiten keine der Bezugsspitzen behoben wird. Im Vergleich zum Referenzszenario glätten die Sperrzeiten die Bezugsspitzen im EV-Szenario (grau) leicht im Bereich der ersten sechs Viertelstunden auf ein Niveau von 15 bis 16 kW ab. Im Szenario „WP Abends“ sowie „WP+EV Abends“ ergeben sich sogar neu hervorgerufene Bezugsspitzen, welche die Spitzen des Referenzszenarios übersteigen. In diesem Fall werden durch die Gültigkeit der Sperrzeiten neue Bezugsspitzen verursacht, welche konträr zur netzdienlichen Absicht der Maßnahme stehen.

In den Stunden 20 bis 300 ist zwischen den einzelnen Szenarien kein bedeutsamer Unterschied zu erkennen. Die größten Unterschiede ergeben sich anschließend in den Viertelstunden 300 bis 800, in denen der Einsatz der Sperrzeiten überwiegend eine Verminderung des Netzbezugs im Vergleich zum Referenzszenario ergibt. Im Mittel kann der Netzbezug in diesen Viertelstunden durch die Sperrzeiten um etwa 2 kW reduziert werden. Die Szenarien mit Sperrzeiten unterscheiden sich in ihrer Ausprägung nur geringfügig: Bis zur Jahresviertelstunde 500 weisen diese einen beinahe vergleichbaren Verlauf auf, unterscheiden sich erst danach wieder bis zur Viertelstunde 800. Hierbei ergibt sich insbesondere bei einer alleinigen Gültigkeit der Sperrzeiten für das Elektrofahrzeug eine Reduktion der Netzbezugsleistung durch die Maßnahme. Da mit Blick auf netzkritische Situationen die maximalen Bezugsspitzen den größten Einfluss aufweisen, kann der Maßnahme aus dieser Perspektive keine bedeutsame Wirkung zugeschrieben werden.

Zusammenfassend ist in diesem Kapitel ausführlich der Einfluss von Sperrzeiten auf die Einsatzplanung und damit auf den elektrischen Netzbezug von DES analysiert und quantifiziert worden. Im Fazit kann an dieser Stelle keine netzdienliche Auswirkung der Maßnahme Sperrzeiten auf den Einsatz der Komponenten ausgemacht werden. Die Sperrzeiten werden zwar durch die statische Gültigkeit eindeutig durch den Steuerungsansatz des dezentralen Energiesystems berücksichtigt und eingehalten. Wie zuvor dargestellt, weisen diese keine Wirkung hinsichtlich der Vermeidung lokaler Netzbezugsspitzen auf. Insbesondere durch die Zunahme dezentraler Energiesysteme und deren leistungsintensiven Komponenten wird folglich erwartet, dass durch diese Maßnahme keine deutliche Entspannung netzkritischer Situationen resultiert. Wie zuvor in obiger Abbildung dargestellt wird, bleiben die maximalen Bezugsspitzen bestehen. Diese Maßnahme führt also nur zu einer Verschiebung der Bezugsspitzen, jedoch nicht zu einer Behebung.

In der Folge kommt die vorliegende Untersuchung zur Einschätzung, dass die Maßnahme Sperrzeiten nur eine begrenzte Fähigkeit aufweist, netzkritische Situationen zu vermeiden oder zu beheben. Ein Anreiz zum netzdienlichen Einsatz dezentraler Energiesysteme kann von der Maßnahme also nicht erwartet werden. Stattdessen muss angenommen werden, dass durch die Maßnahme kritische Netzsituation nur zeitlich verschoben werden. Um dennoch einen netzverträglichen Einsatz der DES zu ermöglichen, wird nun im folgenden Kapitel näher die Wirksamkeit der Maßnahme Spitzenglättung untersucht.

5.2.3 Analyse der Maßnahme Spitzenglättung zur Vermeidung von Netzbezugsspitzen

Die bestehende Maßnahme der Sperrzeiten weist, wie in vorherigem Kapitel dargestellt, also keine bedeutende netzdienliche Wirkung im Einsatz dezentraler Energiesysteme auf. Ein alternativer Ansatz zur Vermeidung von Netzbezugsspitzen bietet die Maßnahme Spitzenglättung, ebenfalls beschrieben in Kapitel 4.3.2. Um den netzdienlichen Einfluss dieser Maßnahme auf die Einsatzplanung des DES detailliert zu analysieren, werden nachfolgend unterschiedliche obere Grenzen des Netzbezugs im Steuerungsansatz durchgängig für jeden Zeitpunkt berücksichtigt. In der Folge kann quantifiziert und bewertet werden, welchen Einfluss die Maßnahme auf die Einsatzplanung des DES und damit auf die Netzbezugsspitzen aufweist.

Da, wie zuvor bereits detailliert beschrieben wird, die Spitzen durch einen marktpreisorientierten Einsatz in Form dynamischer Strombezugspreise vermehrt auftreten, wird nachfolgend zunächst der Einsatz der Maßnahme Spitzenglättung unter Berücksichtigung dynamischer Strompreise betrachtet. Abschließend erfolgt dann die Diskussion der Maßnahme unter Gültigkeit konstanter Strompreise.

Der Einfluss der Maßnahme auf die Einsatzplanung wird zunächst beispielhaft in der Abbildung 5-10 verdeutlich. In der Darstellung wird in der Einsatzplanung des DES die Maßnahme Spitzenglättung mit einer maximalen Leistung von 5 kW berücksichtigt. Die Auswirkungen der Maßnahme werden im Netzaustausch direkt ersichtlich: Der maximale Netzbezug beträgt an allen drei Tagen maximal 5 kW. Im Vergleich zu den vorherigen untersuchten Szenarien ist deutlich eine Verstetigung der Netzbezugsspitzen zu erkennen. Diese resultiert insbesondere aus einer vertieften Ausnutzung des Freiheitsgrads der lokalen Komponenten: Am Beispiel des Elektrofahrzeugs ist ein zeitlich längerer und dafür weniger leistungsintensiver Einsatz der Beladung zu erkennen (siehe I. Komponenteneinsatz). Mit Blick auf den Batteriespeicher wird die Einspeicherung kostengünstiger Energie aus dem öffentlichen Netz ebenfalls über mehrere Viertelstunden verteilt. Die in diesem Szenario angenommene Leistungsbegrenzung fällt insgesamt bereits sehr gering aus. Dennoch können alle Komponenten so eingesetzt werden, dass die lokale Nachfrage ausreichend mit elektrischer Energie versorgt wird.

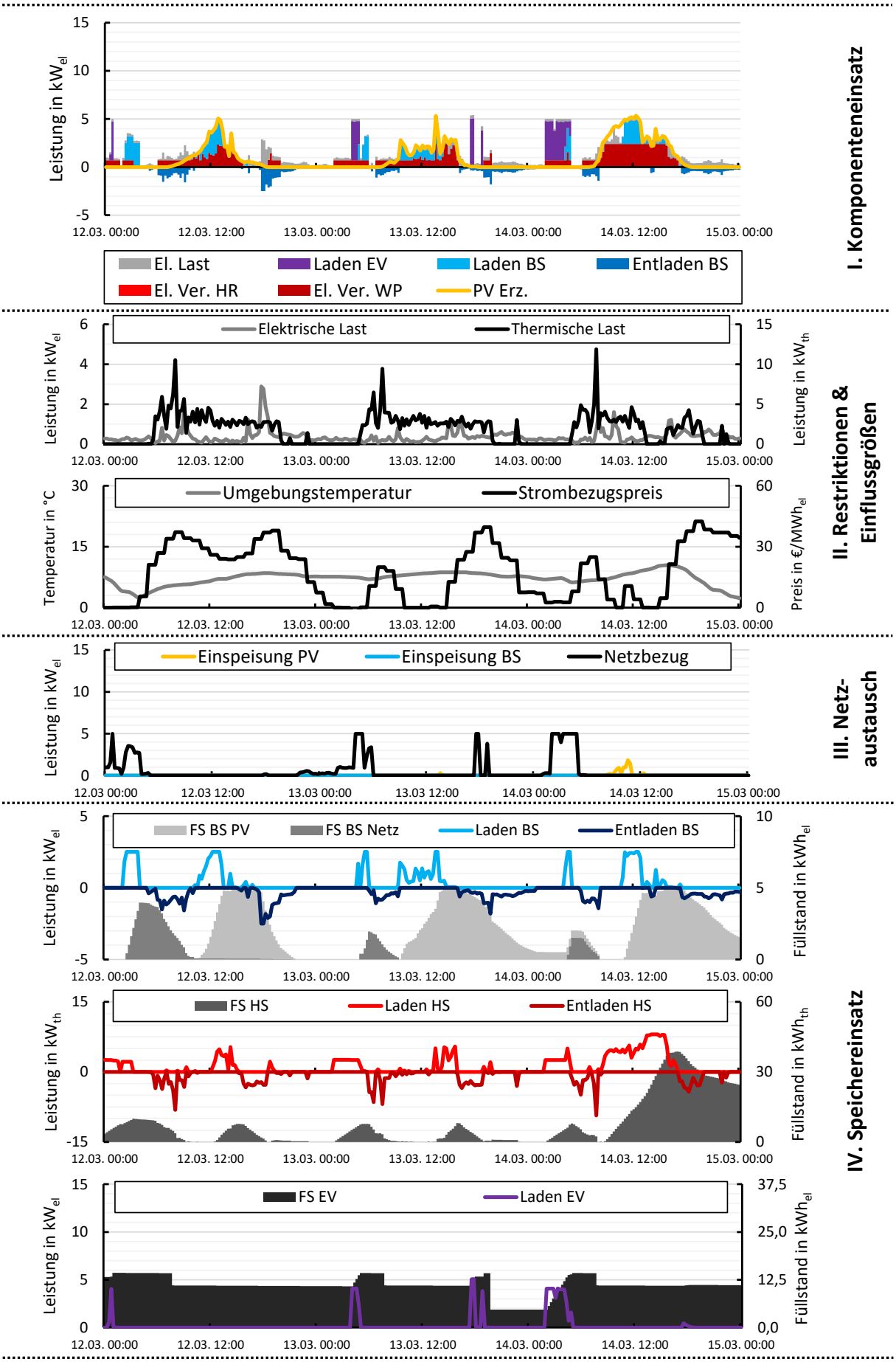

Abbildung 5-8: Einsatzplanung im Szenario „EigV-Opt. + dyn. Strompreis“ vom 12. bis 14. Juni unter Berücksichtigung einer Spitzenglättung von 5 kW

Nach dem Blick auf den Einfluss der Maßnahme auf den Einsatz der Komponenten wird nun der Fokus auf die Analyse der netzdienlichen Wirkung der Maßnahme gelegt. Hierzu bietet sich erneut wie im vorherigen Kapitel ein Blick auf die jährlichen Netzbezugsdauerlinien an. Ein Überblick über die ersten 2.500 Viertelstunden der Dauerlinie wird in der folgenden Abbildung 5-9 gegeben. Zur Vollständigkeit ist die entsprechende Abbildung für den Steuerungsansatz unter konstanten Strompreisen in Abbildung C-0-1 in Anhang C zu finden.

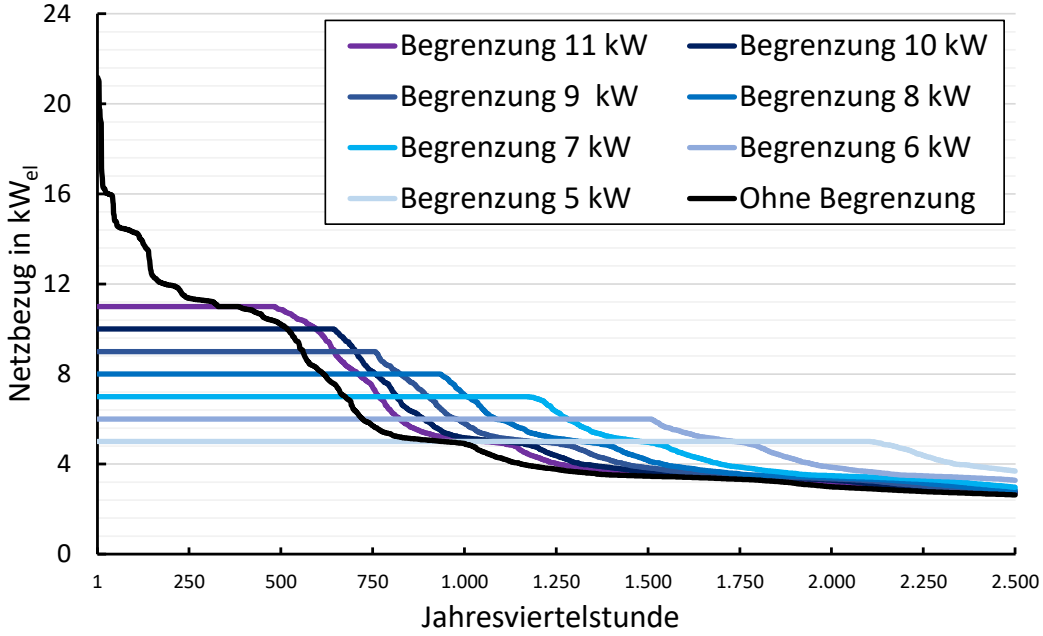

Abbildung 5-9: Veränderung der Ganglinie des jährlichen Netzbezugs in den ersten 2.500 Viertelstunden durch die Maßnahme Spitzenglättung im Steuerungsansatz EigV-Optimierung unter dynamischen Strompreisen

Die Abbildung verdeutlicht das netzdienliche Potenzial der Maßnahme Spitzenglättung: Im Vergleich zur Referenz „Ohne Begrenzung“, welche insbesondere in den ersten 250 Viertelstunden hohe Bezugsspitzen bis zu 22 kW elektrischer Leistung aufweist, werden die Bezugsspitzen des DES unter Ausschluss einer Komfortverletzung für den Endnutzer deutlich reduziert. Durch die Glättung resultiert eine Verstetigung der Bezugsleistung, welche v.a. durch die Zunahme an Viertelstunden mit maximal zulässiger Leistung zu erkennen ist. Diese Zunahme fällt umso häufiger aus, je geringer die maximal erlaubte Netzbezugsleistung gewählt wird.

In der Abbildung wird eine klare Vermeidung netzkritischer Bezugsspitzen für das DES ersichtlich. In der Folge kann der Maßnahme der Spitzenglättung ein netzdienlicher Einfluss auf die Einsatzplanung des dezentralen Energiesystems zugesprochen werden. Insbesondere bei Gültigkeit dynamischer Strompreise führt diese Beschränkung zu einer Verschlechterung der monetären Situation des Endnutzers, da vorteilhafte Zeiten mit kostengünstigen Strombezugspreisen nicht mehr vollumfänglich ausgenutzt werden können. Um den Endnutzer zu einem

entsprechenden netzdienlichen Verhalten durch die Maßnahme anzuregen, müsste ihm folglich der resultierende Wertverlust durch die Maßnahme gezahlt werden. Um diese Höhe der Zahlung zur Anwendung der Maßnahme einschätzen zu können, wird die monetäre Verschlechterung der Einsatzplanung in der folgenden Abbildung 5-10 dargestellt.

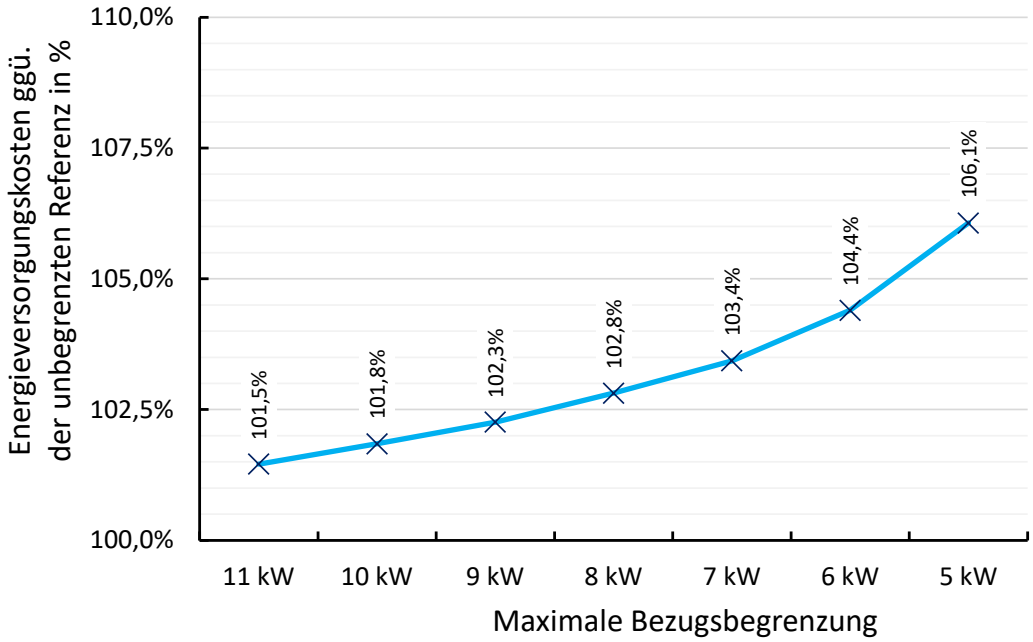

Abbildung 5-10: Vergleich der jährlichen, relativen Energieversorgungskosten in Abhängigkeit der Ausgestaltung des Steuerungsansatzes

In der Abbildung sind die resultierenden Mehrkosten im prozentualen Verhältnis zum unbegrenzten Einsatz der Komponenten in Abhängigkeit der maximalen Netzbezugsbegrenzung abgetragen. Sofern der Steuerungsansatz unter einem anvisierten netzdienlichen Einsatz maximale Bezugsbegrenzungen berücksichtigt, führen diese zunächst zu moderaten Mehrkosten für den Endnutzer. Im Falle einer maximalen Bezugsbegrenzung von 11 bzw. 10 kW betragen diese nur 1,5 % bzw. 1,8 % im Vergleich zur unbegrenzten Referenz. Ab dieser Begrenzung nehmen die jährlichen Kosten dagegen schon deutlicher zu, bevor sie ab einer Begrenzung von 6 kW auf 5 kW sehr steil auf maximale Mehrkosten von 6,1 % ansteigen.

Die dargestellte Untersuchung weist dabei eine strenge Begrenzung der maximalen Bezugsleistung der DES auf. Eine Leistungsbegrenzung auf 5 kW entspräche bspw. dem kumulierten Netzbezug eines Wasserkochers sowie des Elektroherds oder des Wäschetrockners [127]. Nach [128] sind die elektrischen Haushaltsanschlüsse in Deutschland mindestens auf 11 kW ausgelegt. Eine maximale Begrenzung der Bezugsleistung auf diese 11 kW pro dezentralem Energiesystem, also der oberen Grenze der vorhergehenden Untersuchung, kann so als ausreichend zur Vermeidung bzw. Behebung von kritischen Netzsituationen angenommen werden. Hieraus würden nur ein geringer jährliche Wertverlust für den Endnutzer resultieren. Dieser ist somit leicht zu entschädigen, woraus der Eingriff hin zum netzdienlichen Einsatz des

DES als vertretbar und damit als sehr effizient eingeschätzt wird. Zusammenfassend stellt diese Maßnahme eine kostengünstige Möglichkeit dar, die Einsatzplanung dezentraler Energiesysteme in eine netzdienliche Richtung zu lenken.

Gleichzeitig muss die Maßnahme frühzeitig angekündigt werden, um schwer beeinflussbare Nachfragespitzen, z. B. der el. Haushaltslast, abzufangen. Zur Begrenzung dieser Spitzen muss eine entsprechende Leistung des Batteriespeichers vorgehalten werden oder sogar dessen leistungstechnische Dimensionierung überdacht werden, um den vollumfänglichen Vorteil der Maßnahme sicherzustellen. Für die Untersuchung alternativer Rahmenbedingungen kann eine analoge Berechnung auf Basis der vorgestellten Methodik durchgeführt werden.

Abschließend wird der Aspekt einer monetären Verschlechterung durch Sperrzeiten auch noch für den Fall der Einsatzplanung unter konstanten Strompreisen zur Vollständigkeit erörtert. In diesem Fall ruft die Maßnahme keine Schlechterstellung des Endnutzers hervor: Hier bestimmt der Optimierungsansatz zunächst einen maximalen Eigenverbrauch an lokal erzeugtem PV-Strom, bevor anschließend zur Deckung der restlich benötigten Energiemenge auf den Netzbezug zurückgegriffen wird. Hierdurch wird nur das restliche Bezugsprofil in seiner Höhe sowie dem zeitlichen Verlauf verändert. Da zu unterschiedlichen Zeiten unter konstanten Strompreisen keine unterschiedlichen Preise gelten, ergeben sich trotz Variation der Höhe der maximal zulässigen Bezugsleistung immer vergleichbare Kosten für den Endnutzer, welche sich einzig durch Speicherverluste marginal unterscheiden.

In dieser Untersuchung werden die ausgewiesenen Ergebnisse an einem beispielhaften Haushalt ermittelt. Je nach Verhalten sowie technischer Ausstattung können die zu vermeidenden Netzbezugsspitzen und damit die Wertverluste des Endnutzers variieren. Ein unterschiedliches Verhalten des Haushalts ergibt sich bspw. durch dessen individuellen Einsatz von Elektrogeräten, woraus zusätzliche bzw. vermehrte Spitzen in der elektrischen Haushaltslast resultieren können. In der Folge kann, insbesondere unter der Gültigkeit dynamischer Stromtarife, ein erhöhter Wertverlust für den Endnutzer resultieren. Der Einfluss dieser Spitzen aus der elektrischen Haushaltslast kann als eher gering im Vergleich zum Einsatz der Wärmepumpe und der Beladung des Elektrofahrzeugs eingeschätzt werden. Die in dieser Untersuchung angenommene Leistung und Kapazität des Batteriespeichers fällt dazu noch eher gering aus. Sofern Endnutzer über leistungsstärkere Komponenten verfügen, weist das System eine erhöhte Fähigkeit auf, auftretende Spitzen zu vermeiden. Die hier ausgewiesenen Ergebnisse könnten also noch unterschritten werden. Ähnlich verhält es sich bei einem weniger volatilen bzw. dynamischen Stromtarif, durch den der Wertverlust des Endnutzers ebenfalls geringer ausfallen würde. Insgesamt variiert insbesondere nur der Wertverlust je nach betrachtetem Energiesystem, der netzdienliche Charakter der Maßnahme Spitzenglättung kann dagegen als gegeben angenommen werden.

5.2.4 Fazit hinsichtlich der netzdienlichen Ausrichtung dezentraler Energiesysteme

Durch die Zunahme elektrischer Komponenten in Haushalten steigen deren Netzbezugsspitzen, woraus kritische Netzsituationen resultieren können. Insbesondere durch den optimierten Einsatz der DES unter einem dynamischen Stromtarif wird dieser Effekt weiter gesteigert, indem Endnutzer vor allem in den kostengünstigsten Zeitpunkten elektrische Energie beziehen. Um die resultierenden Netzbezugsspitzen zu vermeiden, wird aktuell vor allem der Einsatz der beiden Maßnahmen Sperrzeiten sowie Spitzenglättung verfolgt.

Die vorliegende Analyse kommt zusammenfassend zur Einschätzung, dass die Maßnahme Spitzenglättung sowohl aus verteilnetzdienlicher Sicht als auch aus Sicht des Endnutzers die erfolgreichere Maßnahme für einen netzdienlichen Einsatz dezentraler Energiesysteme darstellt. Die Maßnahme vermeidet auftretende Netzbezugsspitzen zu geringen Wertverlusten der DES-Betreiber. Der Maßnahme der Sperrzeiten kann dieses netzdienliche Potenzial nicht zugesprochen werden, da durch diese kritischen Netzsituationen nicht behoben, sondern eher verschoben werden.

5.3 Analyse von THG-Emissionen als weitere Zielgröße des Steuerungsansatzes

In diesem Kapitel wird der Steuerungsansatz auf eine weitere Zielgröße ausgerichtet, einem maximal klimafreundlichen Einsatz des DES. Sowohl aus dem Bereich der Endnutzer als auch aus dem wissenschaftlichen Umfeld, wie in Kapitel 3.1.2 dargestellt, wird diese Zielgröße neuerdings zunehmend für den Einsatz einzelner Komponenten (vgl. Kapitel 2.2) aufgegriffen und aus dem Motiv eines direkten Beitrags zur Dekarbonisierung verfolgt. Entsprechende Ansätze verfolgen das Ziel, die lokale THG-Emissionsmenge als Beitrag zum Klimaschutz zu minimieren. Durch eine Erweiterung des Steuerungsansatzes kann, analog zu den vorhergehenden Ansätzen, auch für ein dezentrales Energiesystem eine Untersuchung durchgeführt werden, um die lokal allokierbaren THG-Emissionen zu bestimmen und folglich ein Reduktionspotenzial auszuweisen, nachfolgend behandelt in Kapitel 5.3.1. Diese Reduktion muss, unter aktuell gültiger Regulatorik, kritisch analysiert und eingeordnet werden, worauf in Kapitel 5.3.2 eingegangen wird.

5.3.1 Berücksichtigung von THG-Emissionen im Steuerungsansatz

Im Steuerungsansatz können, wie in Kapitel 3.3.7 ausführlich dargestellt wurde, auch anfallende THG-Emissionen berücksichtigt und damit für ein betrachtetes Energiesystem ausgewiesen werden. Hierzu wird in diesem Kapitel eine zusätzliche Ausgestaltung des Steuerungsansatzes eingesetzt, welche gleichzeitig die THG-Emissionen des Netzbezugs durch das DES minimiert. Als Emissionsfaktor wird der durchschnittliche Emissionsfaktor der Erzeugung verwendet, welcher in Kapitel 4.3 bereits ausführlich vorgestellt wird.

Als Referenz zu diesem Ansatz dienen die bereits in den vorhergehenden Kapiteln verwendeten Ausprägungen des Steuerungsansatzes, deren Einsatzplanung explizit keine THG-Emissionen als Eingangsgröße umfasst. In drei der vier Szenarien ergibt sich, neben der heuristischen Einsatzplanung, folglich grundlegend eine Eigenverbrauchsoptimierung des lokal erzeugten PV-Stroms. Durch den zusätzlichen Steuerungsansatz 4 können die Auswirkungen einer expliziten Einbeziehung der THG-Emissionen in der Einsatzplanung des dezentralen Energiesystems im Vergleich zu den ausschließlich kostenbasierten Steuerungsansätzen analysiert und bestimmt werden.

Der Einfluss dieser weiteren Zielgröße auf die Einsatzplanung des DES wird in der nachfolgenden Abbildung 5-11 verdeutlicht. Als zusätzliche Einflussgröße werden im Abschnitt II. der Emissionsfaktor in THG des Netzbezugs dargestellt, welche in dieser Ausprägung des Steuerungsansatzes die Einsatzplanung als Eingangsgröße beeinflussen.

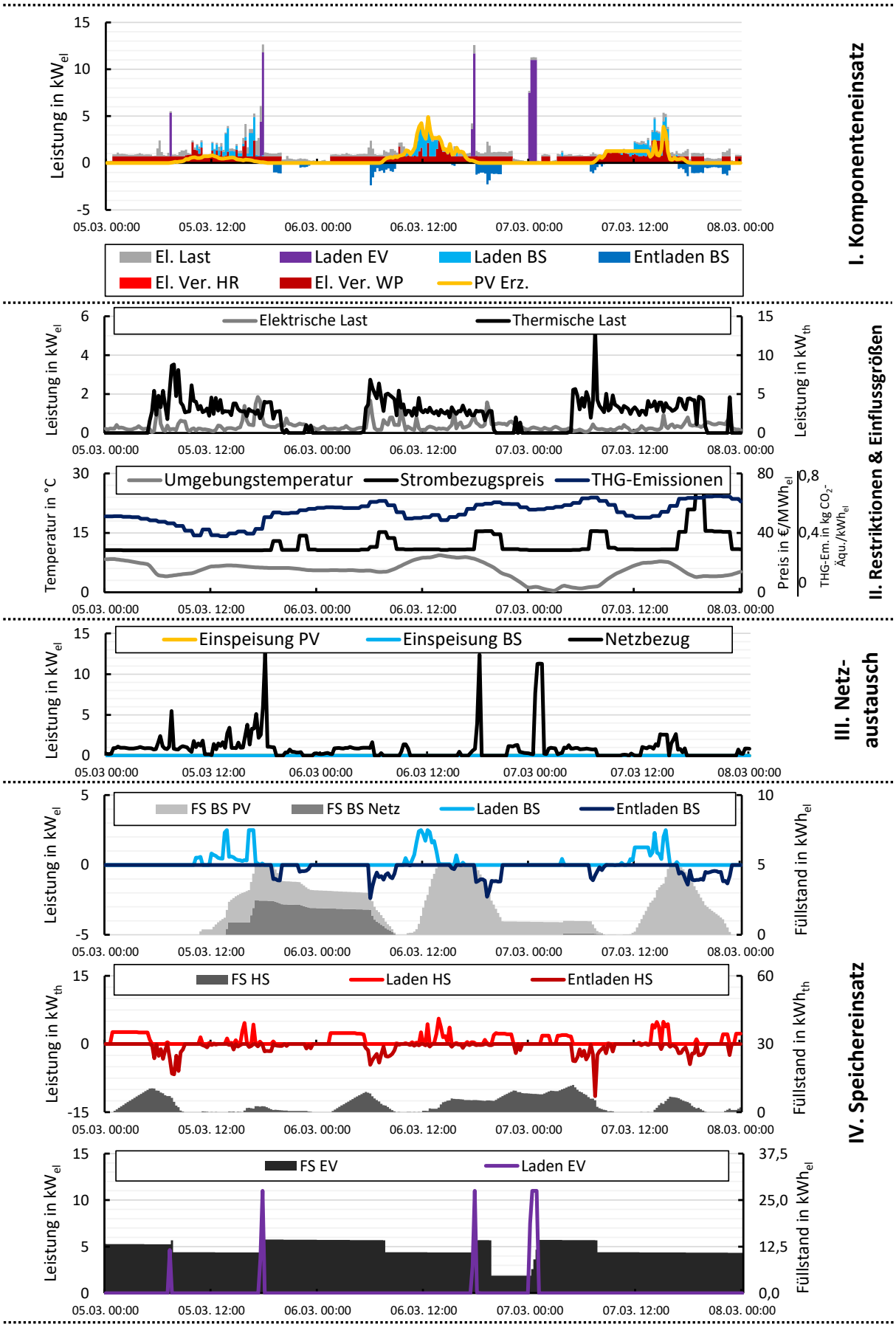

Abbildung 5-11: Einsatzplanung im Szenario „EigV-Opt. + dyn. Strompreis“ vom 12. bis 14. Juni unter Berücksichtigung des THG-Emissionsfaktors des Netzbezugs

In der Einsatzplanung des Steuerungsansatz 4 werden, wie in der Abbildung verdeutlicht, neben der reinen Kostenminimierung zusätzlich die durchschnittlichen THG-Emissionen des Netzbezugs berücksichtigt. Die Abbildung unterstreicht den Bezug elektrischer Energie zu Zeiten niedriger Emissionsfaktoren, z. B. durch die Beladung des Batteriespeichers am 05. März. Die gegen Mittag eingespeicherte elektrische Energie aus dem Stromnetz weist niedrigere Emissionen als die Energie auf, welche gegen Abend vom Netz bezogen werden könnte. Analog wird die EV-Beladung in den Zeiten mit den niedrigsten THG-Emissionsfaktoren des Tages durchgeführt. Der Steuerungsansatz weist grundsätzlich die Fähigkeit auf, weitere Zielgrößen wie THG-Emissionen in der Einsatzplanung zu berücksichtigen.

5.3.2 Theoretisches Reduktionspotenzial der lokal allokierbaren THG-Emissionen

In Abbildung 5-12 sind die resultierenden jährlichen THG-Emissionsmengen aller vier Steuerungsansätze im prozentualen Verhältnis zum heuristischen Steuerungsansatz dargestellt. Diese müssen, um die lokal zugeordnete Emissionsmenge des dezentralen Energiesystems nicht zu unterschätzen, um die eingesetzten Energiemengen der lokalen PV-Anlage sowie des Batteriespeichers in der Bilanzierung ergänzt werden. Die entsprechenden Emissionsfaktoren werden bereits in Kapitel 4.3 beschrieben und werden auf den lokal genutzten PV-Strom sowie die ausgespeicherte Energiemenge des Batteriespeichers angewandt.

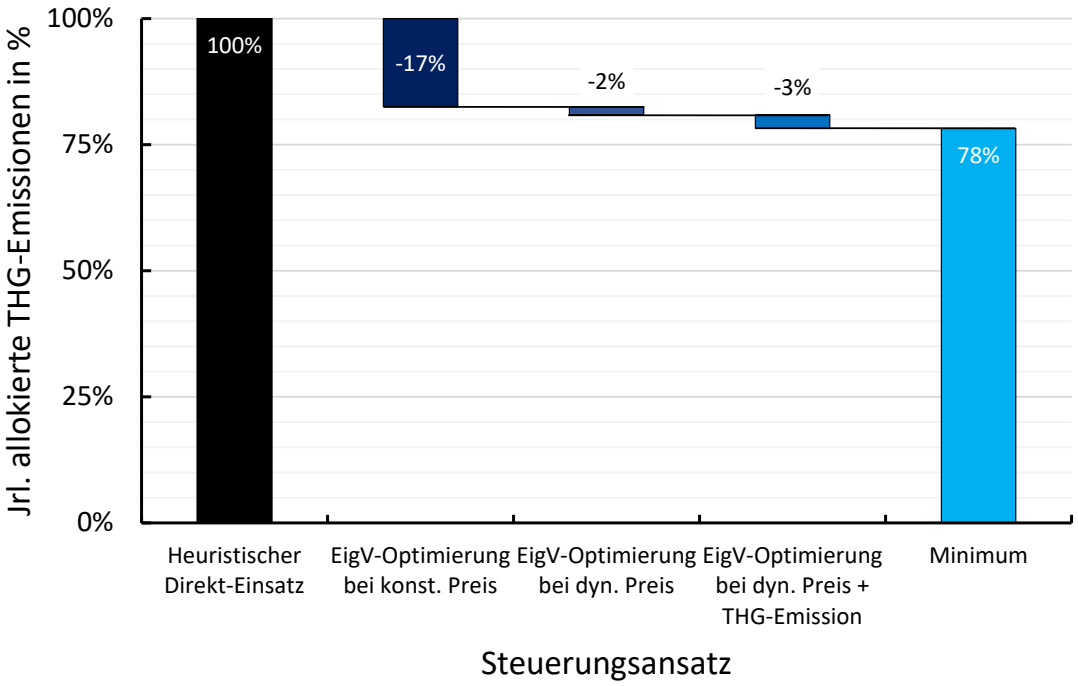

Abbildung 5-12: Vergleich der jährlichen, relativen THG-Emissionen, welche dem lokalen Energiesystem zugeordnet werden können, in Abhängigkeit der Ausgestaltung des Steuerungsansatzes

In der Abbildung wird eine deutliche Reduktion der THG-Emissionen durch die Verwendung eines Steuerungsansatzes auf Basis eines Optimierungsansatzes ersichtlich. Die Reduktion beträgt 17 % im Vergleich zur heuristischen Referenz, welche überwiegend auf den erhöhten Eigenverbrauch durch die Optimierung unter aktuellen regulatorischen Bedingungen zurückführen ist. Hierdurch wird durch die Verwendung von lokalem PV-Strom, welcher im Mittel niedrigere Emissionen als der Netzbezug aufweist, nicht nur die Kosten der Energieversorgung für den Endnutzer, sondern auch die lokal zuordenbaren THG-Emissionen reduziert.

Sofern der Steuerungsansatz nun eine Information über die dynamischen Strompreise (Szenario „EigV-Optimierung bei dyn. Preis“) bzw. direkt über die geltenden THG-Emissionen (Szenario „EigV-Optimierung bei dyn. Preis + Emissionen“) erhält, kann diese Emissionsmenge nur noch leicht reduziert werden. Im Falle der Gültigkeit dynamischer Strompreise ergibt sich eine Abnahme der jährlich zuordenbaren Emissionsmenge um 2 %. Diese sind insbesondere auf die Korrelation niedriger Strompreise mit niedrigen Emissionen zurückzuführen: Eine hohe Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien bewirkt durch die geringen Grenzkosten nicht nur einen niedrigen Strompreis, sondern auch geringere THG-Emissionen und damit einen geringeren Emissionsfaktor. Über den dynamischen Strompreis werden implizit Anreize in Zeiten gesetzt, an denen die elektrische Erzeugungsstruktur niedrige Emissionen aufweist.

Werden die THG-Emissionen in der Optimierung explizit als Zielgröße berücksichtigt, ergibt sich eine weitere Verringerung der THG-Emissionen um 3 % im Vergleich zum heuristischen Direkt-Einsatz der Komponenten. In Summe kann in der Untersuchung final eine Reduktion der Emissionen um mehr als ein Fünftel auf 78 % der ursprünglich zuordenbaren Emissionen ausgewiesen werden.

Mit der Berücksichtigung der THG-Emissionen im Steuerungsansatz geht zeitgleich eine Verschlechterung des monetären Ergebnisses einher, da nun die Zielgröße der THG-Emissionsreduktion mit der Zielgröße der Kostenoptimalität abgewogen wird. Die Übersicht über die resultierenden Kosten je Steuerungsansatz für den Endnutzer wird in nachfolgender Abbildung 5-11 gegeben.

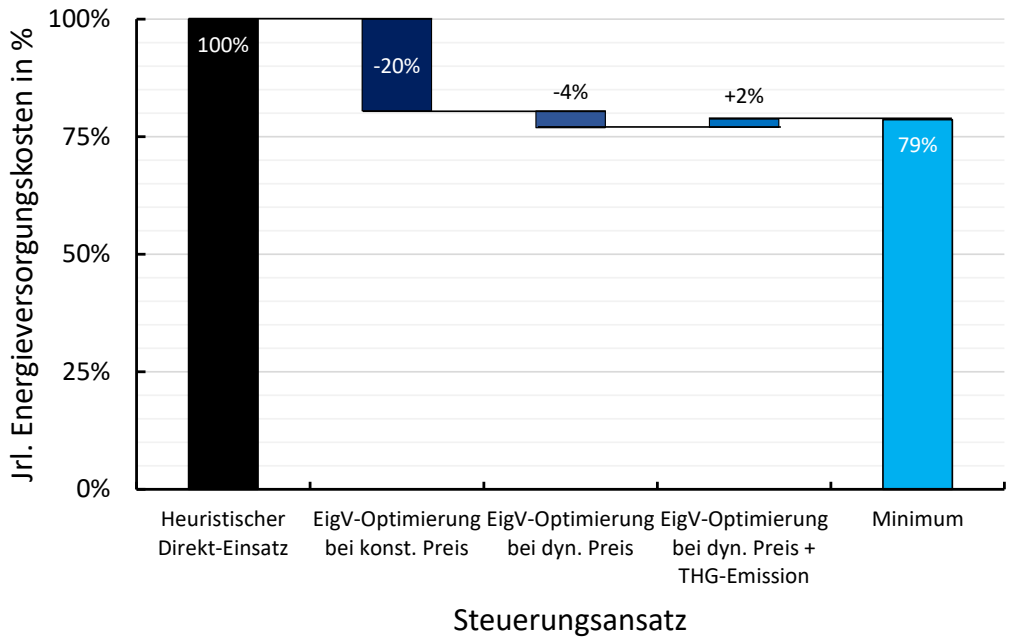

Abbildung 5-13: Prozentuales Niveau der jährlichen Energieversorgungskosten in Abhängigkeit des Steuerungsansatzes unter Berücksichtigung der THG-Emissionen sowie unter modellierten Strommarktpreis

Die Abbildung verdeutlicht die resultierenden Kosten je Steuerungsansatz: Gegenüber der heuristischen Einsatzplanung fallen die Kosten durch die Eigenverbrauchsoptimierung bei konstanten Stromtarif 20 % niedriger aus. Durch die Gültigkeit eines dynamischen Stromtarifs werde diese um weitere 4 % der jährlichen Energieversorgungskosten reduziert. Unter Berücksichtigung der THG-Emissionen in der Einsatzplanung ginge dabei nur ein geringer Wertverlust für den Endnutzer einher: In diesem Fall würden 2 % höhere Energieversorgungskosten pro Jahr anfallen. Im Vergleich zur heuristischen Einsatzplanung resultierte so, unter Berücksichtigung der THG-Emissionen als Zielgröße, eine Reduktion der jährlichen Kosten um 21 % Prozent.

Zusammenfassend wird in diesem Kapitel eine Methodik untersucht und angewandt, um THG-Emissionen in der Einsatzplanung dezentraler Energiesysteme zu berücksichtigen. In der Folge können für das betrachtete DES THG-Emissionen und entsprechende Einsparungen ausgewiesen und in Verhältnis zu den anfallenden jährlichen Mehrkosten eingeordnet werden. Inwiefern diese THG-Einsparungen unter aktuell gültiger Regulatorik im realen Energiesystem wirklich eingespart werden können, wird nun im nachfolgenden Kapitel untersucht, um die Validität der verfolgten Methodik einzuordnen.

5.3.3 Analyse der Effektivität der ausgewiesenen THG-Emissionsreduktion im Energiesystem

Die vorherige Untersuchung bewirkt den Eindruck, ähnlich wie die eingehend dargestellten wissenschaftlichen Ansätze, dass durch einen entsprechend ausgerichteten Einsatz des DES oder einzelner Komponenten eine reale Einsparung an THG-Emissionen erreicht wird. Diese Einschätzung muss an dieser Stelle kritisch hinterfragt werden.

Der erste Ansatzpunkt ergibt sich in der methodischen Berücksichtigung der THG-Emissionen und der resultierenden Bewertung der THG-Reduktion. Häufig werden hierfür, wie beispielsweise im vorherigen Kapitel, der durchschnittliche oder marginale Emissionsfaktor herangezogen. Es ist dennoch fraglich, ob über diese Faktoren die tatsächlichen Mehremissionen von Treibhausgasen erfasst werden. Diese Bestimmung weist dabei eine hohe Komplexität auf, um das reale Kraftwerk, welches zur Deckung der zusätzlichen anfallenden Last als Reaktion auf einen niedrigen Emissionsfaktor aktiviert wird, zu bestimmen. Nur über diese Bestimmung können anschließend die realen THG-Emissionen der zusätzlichen Last bewertet werden. Dieser Aspekt soll mit dem Hauptaugenmerk auf die reale Einsparung der THG-Emissionen unter aktuell gültiger Regulatorik an dieser Stelle nicht vertieft werden, stattdessen wird hierfür auf die ausführliche Diskussion dieses Aspekts in [113] verwiesen.

Weisen Ansätze eine Reduktion der THG-Emissionen aus, muss diese im Hinblick auf die geltende Regulatorik des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) genauer untersucht werden. Hierbei muss bedacht werden, dass der überwiegende Teil der THG-Emissionen aus der Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke bereits im EU-ETS aufgeführt wird [129]. Zukünftig könnten auch dezentrale Energiesysteme direkt einem Emissionshandelssystem, wie bspw. aktuell für die Bereiche Straßenverkehr sowie Gebäude in einem möglichen EU-ETS II [130] diskutiert wird, unterliegen. Hierdurch sind der größte Anteil der THG-Emissionen, welche dem Netzbezug elektrischer Energie aus der Erzeugung oder dem Betrieb des dezentralen Energiesystems zuzuordnen sind, bereits durch ein Emissionssystem erfasst. Dieses System setzt für bestimmte Zeiträume feste Obergrenzen (Cap) zur Einhaltung fest. Will ein Betreiber einer unter das EU ETS fallenden Anlage oder technischen Einheit, welche einen Ausstoß von THG-Emissionen bewirkt, diese betreiben, muss er sich entsprechend mit Emissionsrechten (Zertifikaten) eindecken. Diese Zertifikate sind dabei über einen Markt handelbar (Trade).

Weist das DES durch eine entsprechende Einsatzplanung unter Berücksichtigung eines geringen Emissionsfaktors einen veränderten Netzbezug auf, kann in der Folge dennoch keine Reduktion von THG-Emissionen ausgewiesen werden: Die Emissionen aus der Stromerzeugung sind bereits durch das EU-ETS berücksichtigt und damit abgegolten. Sollte es durch einen veränderten DES-Einsatz zu einer geringeren konventionellen Erzeugungsleistung mit geringeren

Emissionen kommen, kann auch hieraus keine THG-Einsparung abgeleitet werden: Unter Gültigkeit des Caps des EU ETS würden so nur Zertifikate für andere Akteure im Handelssystem frei werden. Hierdurch resultiert vielmehr nur eine Verlagerung der THG-Emissionen in andere Sektoren oder hinsichtlich ihres Verwendungszeitpunkts. Die zuvor ausgewiesene Emissionsreduktion findet in Wirklichkeit nicht statt, da die Obergrenze des ETS nicht beeinflusst wird.

Um eine tatsächliche und somit effektive Einsparung zu erreichen, müsste die Obergrenze des ETS um die konkret eingesparte Emissionsreduktion abgesenkt werden. Um eine optimale THG-Reduktion unter diesen Gegebenheiten zu erreichen, sollte eher die optimale Systemintegration dezentraler Energiesysteme in das bestehende Energiesystem hervorgehoben werden. In der Summe können leicht Reduktionen der gesamten Systemkosten erreicht werden, sofern entsprechende Anreize in der Preisstruktur gesetzt werden, was heute noch nicht der Fall ist. Für eine Vertiefung dieses Aspekts wird auf die Publikation [17] verwiesen. In der Folge sollte, um eine effektive Reduktion der THG-Emissionen auf DES-Ebene zu erreichen, der Fokus auf eine Anpassung der Preisstruktur sowie der Regulierung für Endkunden gelegt werden.

5.3.4 Fazit hinsichtlich der THG-Emissionsreduktion dezentraler Energiesysteme

Die vorliegende Analyse verdeutlicht zunächst die leicht adaptierbare Funktionsweise des entwickelten Steuerungsansatzes: Neben der reinen Kostenminimierung für den Endnutzer sowie netzdienlicher Restriktionen können auch weitere Aspekte in der Einsatzplanung berücksichtigt werden wie die im vorliegenden Kapitel verfolgten THG-Emissionen. Hierdurch wird, wie in vergleichbaren wissenschaftlichen Ansätzen, die Möglichkeit impliziert, dass durch dezentrale Energiesysteme und einen entsprechenden Einsatz THG-Emissionsreduktion erreicht werden können. In der Folge kann, ohne großen Aufwand, eine resultierende Emissionsreduktion für dezentrale Energiesysteme ausgewiesen werden.

Diese Emissionsreduktion muss unter den aktuell geltenden Regularien kritisch hinterfragt werden. Hierbei muss zunächst darauf verwiesen werden, dass die Quantifizierung der Emissionsreduktion im realen Energiesystem deutlich komplexer ausfällt, als durch die Anwendung von statischen Emissionsfaktoren angenommen wird.

Zentrales Argument, welches einer Einsparung von THG-Emissionen durch DES widerspricht, stellt die geltende Regulatorik in Form des EU-ETS dar. Unter der Funktionsweise des Systemcaps werden keine Emissionen durch ein verändertes Verhalten von DES und damit einem möglichen veränderten Einsatz konventioneller Kraftwerke erreicht. Ein näherliegender Ansatz zur Einsparung von Emissionen könnte sich stattdessen durch geeignete regulatorische Anreize ergeben, bspw. wie zuvor aufgezeigt im dynamischen Strompreis, um eine systemoptimale Integration der dezentralen Energiesysteme zu erreichen.

5.4 Kostengünstige Dimensionierungsempfehlung für dezentraler Energiesysteme

In den vorherigen Untersuchungen ist eine vorgegebene Dimensionierung des lokalen Energiesystems für ein bereits installiertes und damit dimensioniertes System angenommen worden, wodurch der Fokus auf bestehenden Systemen gelegen ist. Diese Dimensionierung der Komponenten weist selbst, wie in vorherigen Kapiteln schon angesprochen wurde, einen Einfluss auf die lokale Einsatzplanung und damit deren monetären Ergebnis auf. In diesem Kapitel soll abschließend der Fokus auf eine kostengünstige Dimensionierung der Komponenten des DES gelegt werden, um eine entsprechende Empfehlung für eine bestmögliche Wirtschaftlichkeit eines neu zu installierenden Systems aus Endnutzersicht herzuleiten.

5.4.1 Aktuelle Dimensionierung dezentraler Energiesysteme

Zur Bestimmung einer kostengünstigen Dimensionierungsempfehlung muss mit Blick auf das Zusammenspiel der Komponenten im DES für jede Komponente eine möglichst optimale Dimensionierung bestimmt werden. Mit Blick auf das Wärmepumpensystem sowie die Ladeinfrastruktur kann diese bereits als gegeben angenommen werden.

Für das Wärmepumpensystem ergibt sich die Leistung direkt in Abhängigkeit der jeweiligen Verbrauchsstruktur des Haushalts sowie der am Markt angebotenen Leistungsklassen [43]. Das Wärmepumpensystem wird in der realen Anwendung an einem gemessenen oder geschätzten Lastprofil des Haushalts technisch so ausgelegt, dass der Haushalt an einem beispielhaften kältesten Tag keine Komforteinschränkung durch ein zu leistungsschwaches Heizsystem erfahren muss. Anschließend wird für diese technische Auslegung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ein am Markt verfügbares Wärmepumpensystem gewählt.

Für die Ladeinfrastruktur für das Elektrofahrzeug existieren verschiedene Produktklassen mit unterschiedlichen Ladeleistungen, welche je nach Anwendungsgebiet deutlich unterschiedlich ausfallen. Aktuell ergeben sich diese Leistungswerte im Bereich der privaten Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in den Klassen von 3,7 kW, 11 kW oder 22 kW Ladeleistung. Je leistungsstärker ein System gewählt wird, desto höher fallen auch dessen absolute Anschaffungskosten aus. Die aktuellen Entwicklungen weisen deutlich auf eine Durchsetzung von privaten Ladesystemen mit 11 kW als maximaler Ladeleistung hin [131].

Mit Blick auf die Kombination aus PV-Anlage sowie Batteriespeichersystem fällt diese Dimensionierung hinsichtlich der installierten Leistung bzw. Kapazität deutlich komplexer aus und muss daher aus dem resultierenden wirtschaftlichen Ergebnis bestimmt werden. Dieses wirtschaftliche Ergebnis wird maßgeblich vom Zusammenspiel mit den lokal installierten Komponenten beeinflusst, welche einen weiteren elektrischen Verbrauch neben der reinen Haushaltslast aufweisen. Zusätzlich wird diese Auslegung auch von den jeweils geltenden Rahmenbedingungen beeinflusst. Da diese Investitionsentscheidungen durch die zuständigen Akteure

unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen getroffen werden, wird in der vorliegenden Betrachtung der aktuelle Status der Eigenverbrauchsoptimierung von Haushalten mit einem konstanten Bezugspreis sowie einer konstanten Einspeisevergütung ohne weitere Flexibilitätsmechanismen angenommen.

5.4.2 Modellbasierte Untersuchung der Dimensionierung dezentraler Energiesysteme

Um eine günstige PV-BS-Auslegung zu ermitteln, wird für den betrachteten Haushalt und dessen elektrische und thermische Nachfrage der Einsatz von 35 Kombinationen aus PV-Leistung sowie einer BS-Kapazität über einen jährlichen Zeitraum durchgeführt und verglichen.

Für die PV-Anlage wird eine Leistung von 5 bis 20kW$_p$ in sieben Schritten angenommen, für den Batteriespeicher eine Kapazität von 0 (kein Batteriespeicher) bis 10 kWh in fünf Schritten. Die Leistung des Batteriespeichers ergibt sich, wie marktüblich beobachtbar, als die Hälfte der angenommenen Speicherkapazität [20].

Für jede Kombination aus PV-Leistung und BS-Kapazität wird mittels des Steuerungsansatzes auf Basis des Optimierungsmodells *E2M2_DES* die optimale Einsatzplanung für die Komponenten unter einer perfekten Voraussicht bestimmt und so die jährlichen Energieversorgungskosten ermittelt. Mit Blick auf die unterschiedliche Dimensionierung weisen die abgebildeten Kombinationen der PV-BS-System unterschiedliche Anschaffungskosten auf, welche zusätzlich in den jährlichen Energieversorgungskosten berücksichtigt werden müssen. Je höher die Leistung bzw. Kapazität ausfällt, desto höher ergeben sich auch die Investitionen in das jeweilige System. Um diese einmaligen Investitionen mit Blick auf die jährlichen Untersuchungszeiträume vergleichbar zu machen, werden sie in vorliegender Arbeit durch eine lineare Abschreibung auf jährliche Kosten umgelegt. Hierfür wird eine in der Praxis gängige Abschreibungsdauer von 15 Jahren [132] gewählt. Die konkreten Annuitäten werden aus den mittleren spezifischen (Brutto-)Anlagenkosten der Technologien aus [133] abgeleitet. Diese ergeben sich mit 103,14 Euro / (kW$_p$ · a) für die PV-Anlage sowie mit 64,47 Euro / (kWh · a) für das BS-System.

Für jede der 35 Kombinationen aus PV-Leistung sowie BS-Kapazität werden somit die jährlichen Energieversorgungskosten unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Dimensionierung bestimmt. Die resultierenden Kosten werden in der nachfolgenden Abbildung 5-14 verglichen.

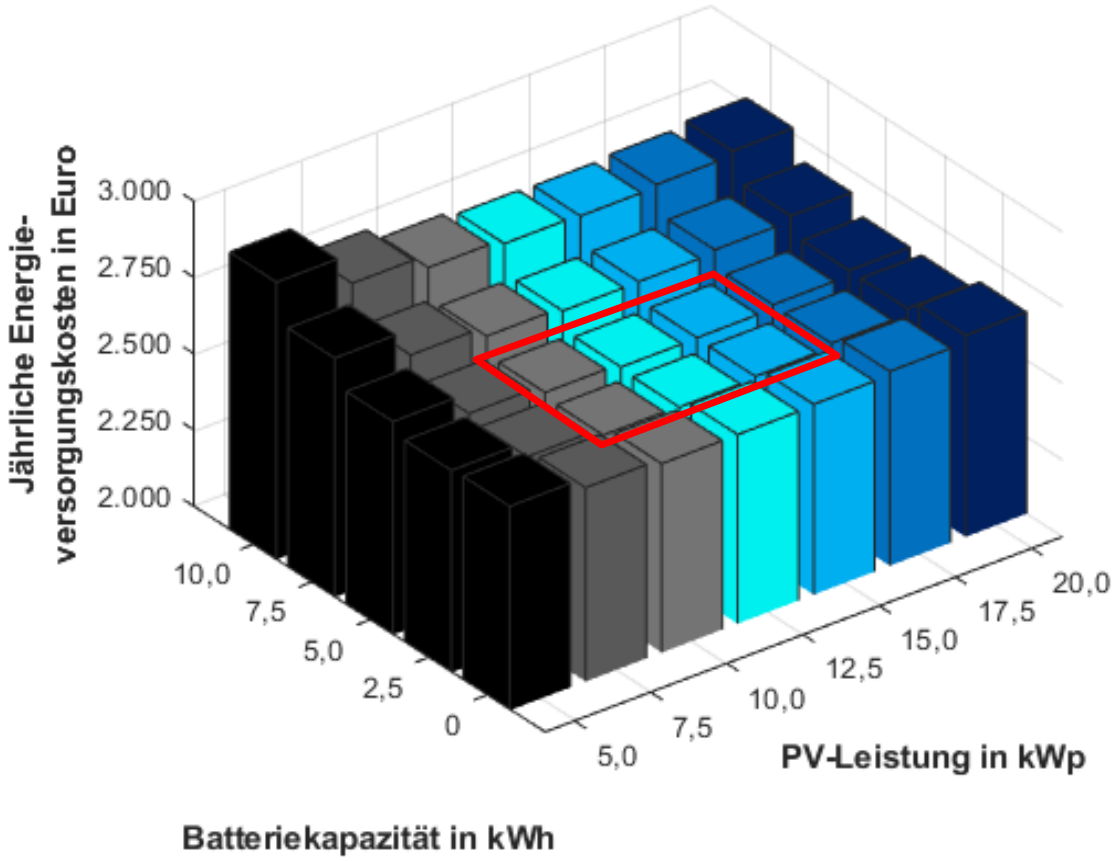

Abbildung 5-14: Jährliche Energieversorgungskosten unter Variation der PV-Leistung und Batteriespeicherkapazität unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen

In der Abbildung werden die jährlichen Energieversorgungskosten für jede betrachtete Kombination des PV-BS-Systems abgetragen. Die Dimensionierung von PV-Anlage und Batteriespeicherkapazität weist einen vergleichbaren Einfluss auf die Energieversorgungskosten auf: Wird das jeweilige System zu groß gewählt, übersteigen die Investitionskosten und damit die Annuitäten die Erlöse aus der Eigenverbrauchsoptimierung sowie der Netzeinspeisung.

Dies wird ersichtlich am Anstieg der Kosten zu den jeweiligen Grenzen des untersuchten Wertebereichs für die Kombination aus PV-Anlage und Batteriespeicher. Wird die Dimensionierung zu gering gewählt, entgehen dem Haushalt Erlöse, welche positiv auf die Wirtschaftlichkeit des PV-BS-Systems einwirken. Wird das System dagegen zu leistungsstark gewählt, übersteigt die jährliche Annuität die zusätzlichen Erlöse, wodurch eine Wirtschaftlichkeit des Systems resultiert. Durch den Anstieg der Kosten zum Rand des betrachteten Wertebereichs kann ein weiteres Optimum für die Dimensionierung ausgeschlossen werden, weshalb ein weiteres Optimum außerhalb des betrachteten Wertebereichs ausgeschlossen werden kann.

Eine größere Wahl eines Batteriespeichers fällt zudem unwirtschaftlicher aus als die Wahl einer größeren PV-Anlage. Insbesondere die Zunahme der Batteriespeicherkapazität von 7,5 auf 10 kWh verschlechtert die Wirtschaftlichkeit des PV-BS-Systems deutlich. Generell führt ein Batteriespeicher zu einer Steigerung der Wirtschaftlichkeit, was der Vergleich der Szenarien

ohne Batteriespeicher mit den Szenarien mit Batteriespeicher verdeutlicht. Die Wahl eines 2,5 und 5 kWh Batteriespeichers führt zu jährlich vergleichbaren Kosten, wonach wie zuvor beschrieben die zusätzliche Zunahme der Batteriespeicherkapazität wieder zu gestiegenen jährlichen Kosten führt.

Die wirtschaftlich vorteilhaften Anlagenkombinationen finden sich im rot markierten Bereich in der Abbildung zwischen 10 und 15 kW_p PV-Anlagenleistung in Verbindung mit einer BS-Kapazität von 2,5 bis 5 kWh. Die jährlichen Energieversorgungskosten liegen in diesem Bereich sehr nah beieinander und unterscheiden sich nur im niedrigen zweistelligen Bereich, womit das prozentuale Delta im Verhältnis zu den absoluten Kosten sehr gering ausfällt. Für die exakte Höhe der jeweiligen Kombinationen wird auf Abbildung D-0-1 in Anhang F verwiesen. Die jährlichen Energieversorgungskosten der untersuchten Kombinationen aus PV-Leistung und BS-Kapazität erzielen unter den angenommenen Rahmenbedingungen folglich ein sehr vergleichbares Ergebnis.

Eine maximale Belegung des lokalen Hausdaches erzielt dabei nicht das beste wirtschaftliche Ergebnis für den Endnutzer. Für eine entsprechende 15 kW_p PV-Anlage wird zudem bereits eine Dachfläche von etwa 75 m² [134] mit entsprechender Ausrichtung benötigt, was die Fläche durchschnittlicher Einfamilienhäuser [135] bereits deutlich übersteigt.

Damit befindet sich eine real umsetzbare Dimensionierungsempfehlung im Bereich einer PV-Anlage mit einer Leistung von 10,0 oder 12,5 kWp in Kombination mit einem 2,5 oder 5 kWh Batteriespeicher. Die leistungsschwächere PV-Anlage bewirkt in der Untersuchung leicht geringere jährliche Energieversorgungskosten. Ebenso verhält es sich mit der Dimensionierung des Batteriespeichers, wobei eine geringere Auslegung mit 2,5 kWh Kapazität eine marginale Senkung der jährlichen Energieversorgungskosten bietet. Die hier ausgewiesenen Ergebnisse sind dabei anhand eines repräsentativen Haushalts bestimmt worden. Dieser Haushalt weist dabei das Verbrauchsverhalten für ein typischen Einfamilienhaushalt auf. Durch ein verändertes Verbrauchsverhalten könnte folglich auch eine unterschiedliche Dimensionierungsempfehlung für den Haushalt resultieren. Sollte ein Haushalt bspw. über einen höheren elektrischen Fahrbedarf verfügen, müsste eine entsprechend höhere Auslegung des Systems überdacht werden. Ein ähnliches Bild ergibt sich im Falle eines geringeren elektrischen Bedarfs, bspw. durch eine geringere Haushaltslast. In diesem Fall könnte auch ein leistungsschwächer dimensioniertes System eine günstigere Wirtschaftlichkeit für den Haushalt bewirken. Eine entsprechende Nachrüstung ist dabei für eine neu installierte PV-Anlage, auch auf Grund der regulatorischen Vorgaben des EEG, nur schwer umzusetzen. Im Fall des Batteriespeichers könnte aber zunächst eine geringere Kapazität gewählt werden, welche nachträglich noch modular aufgerüstet werden könnte.

5.4.3 Kostengünstige Dimensionierungsempfehlung für dezentrale Energiesysteme

Insgesamt unterstreicht die zuvor durchgeführte Untersuchung die wirtschaftlichen Auswirkungen und damit die generelle Bedeutung der Dimensionierung von PV-Anlage sowie Batteriespeichersystem für den Endnutzer. Die vorliegende Untersuchung verdeutlicht die Einschätzung, dass ein unter- oder überdimensioniertes PV-BS-System zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit für den Endnutzer führt.

Zur Ermittlung einer kostengünstigen Dimensionierungsempfehlung werden in der vorliegenden Untersuchung unterschiedliche PV-Leistungen bzw. BS-Kapazitäten im betrachteten Haushalt untersucht. Da in der Realität die Leistungs- bzw. Kapazitätsbereiche der technischen Komponente diskrete Ausprägungen aufweisen (ein PV-Modul weist dabei im Schnitt 350 W_p [136]auf), ist diese Methode für die Ermittlung der jährlichen Energieversorgungskosten als geeignet einzuschätzen. Eine komplexere Abbildung, bspw. zur Bestimmung der PV-Leistung oder BS-Kapazität durch eine gemischt-ganzzahlige Optimierung, würde damit zwar ein globales Optimum über den stetigen Wertebereich beider Parameter bestimmen können, jedoch nur unter Akzeptanz eines deutlich erhöhten Aufwands.

Die vorliegenden Untersuchungen kommt zu einer Dimensionierungsempfehlung für das betrachtete System mit einer PV-Anlage von10 oder 12,5 kWp sowie einem Batteriespeicher, welcher eine Kapazität von 2,5 oder 5 kWh aufweist. Diese Dimensionierungsempfehlung gilt unter den aktuell gültigen regulatorischen Rahmenbedingungen von dezentralen Energiesysteme. Insbesondere bei zukünftigen regulatorischen Änderungen sowie neu auftretenden Geschäftsmodellen oder möglichen Flexibilitätsprodukten sollte sich Dimensionierungsempfehlung neu erstellt werden, wofür die vorgestellte Methodik verwendet werden kann. Mit einem Blick auf die modular nachrüstbare Speicherkapazität des BS-Systems ergibt sich auch im realen Betrieb die Möglichkeit, nachträglich auf die veränderten Rahmenbedingungen zu reagieren und das reale System nachzurüsten.

6 Anwendung des Steuerungsansatzes in einer realitätsnahen Umgebung

Im vorherigen Kapitel wird die Ausrichtung des DES-Steuerungsansatzes hinsichtlich unterschiedlicher Zielsetzungen analysiert. In diesem Vorgehen folgt das Kapitel dem wissenschaftlichen Kontext (vgl. Kapitel 2.2): Die Untersuchung des Betriebs einzelner Komponenten oder eines DES erfolgt rein modellanalytisch. Da diese Systeme bereits heute in einer hohen Anzahl real installiert sind, welche zukünftig noch deutlich zunimmt, müssen die ermittelten Potenziale auch anhand der realen Umsetzbarkeit bewertet werden.

Die Bewertung auf Basis einer reinen Modellierung umfasst das Verhalten des betrachteten Systems grundlegend, jedoch immer nur so weit wie in der Modellierung möglich oder notwendig. Zwar kann eingewandt werden, dass eine realitätstreue Modellierung nah an das reale System herankommt, in der Folge aber wieder eine hohe Modellkomplexität und eine entsprechende Rechenzeit aufweisen würde. Gerade im Bereich dezentraler Energiesysteme kann für die Modellkomplexität eine Limitierung angenommen werden, da für diese Ansätze auch eine Anwendung auf leistungsschwächeren EMS-Systemen oder einzelnen Komponenten erwartet werden muss. Unter Abwägung beider Aspekte resultieren bei der Anwendung des Steuerungsansatzes Abweichungen zwischen dem modelltheoretischen und realen Verhalten der Systeme (vgl. Kapitel 3.1). Realitätsnahe Störgrößen, welche die Umsetzung des berechneten Fahrplans beeinflussen, werden in der Folge im modellanalytischen Vorgehen ausgeblendet.

In diesem Kapitel wird dieser Effekt im Themenfeld dezentraler Energiesysteme grundlegend untersucht. Um die Auswirkung des Effekts zu quantifizieren sowie die Aufmerksamkeit für diesen zu erhöhen, wird im vorliegenden Kapitel die Anwendung des entwickelten Steuerungsansatz in einem realitätsnahen Umfeld in Form eines simulierten Energiesystems erprobt.

Um die Umsetzbarkeit der Einsatzplanung durch das controlling system zu bewerten, wird die Einsatzplanung für das DES einerseits ausschließlich durch ein reines Optimierungsmodell sowie andererseits durch den kombinierten Steuerungsansatz (KS) vorgenommen, welcher mit dem zu steuernden Energiesystem, dem controlled system, verbunden ist (vgl. Kapitel 3.6.2). Der Einsatz beider Steuerungsansätze wird nachfolgend einzeln in den Kapiteln 6.1 und Kapitel 6.2 vorgestellt, bevor deren Leistungsfähigkeit abschließend in Kapitel 6.3 verglichen wird.

6.1 Einsatzplanung durch den fahrplangesteuerten Steuerungsansatz

Im ersten Schritt wird in diesem Kapitel die Einsatzplanung in Form des rein theoretisch errechneten Fahrplans betrachtet. Beispielhaft wird diese für den Zeitraum vom 01. bis 05. März in der nachfolgenden Abbildung 6-1 verdeutlicht. Dieser Steuerungsansatz wird im Folgenden als Fahrplan gesteuerter Ansatz (FP) bezeichnet.

In der Abbildung wird der errechnete Fahrplan mit der realen Fahrweise des WP-Systems im controlled system verglichen, näher beschrieben in Kapitel 3.4. Die zulässigen Grenzen für den Einsatz des WP-Systems ergeben sich aus der minimalen (T_Min) sowie der maximalen Raumtemperatur (T_Max). Wird eine der Grenzen in Form der zeitspezifischen Raumtemperatur unter- oder überschritten, muss die interne Steuerung entsprechend in die Umsetzung des Fahrplans eingreifen, woraus es zu Abweichungen in der realen Fahrweise der Komponenten kommt. Da unter den aktuellen Rahmenbedingungen, welche der Untersuchung zu Grunde liegen, der Fokus der Einsatzplanung auf der Eigenverbrauchsoptimierung des PV-Stroms liegt, wird dazu in der Abbildung die elektrische Erzeugung der PV-Anlage dargestellt.

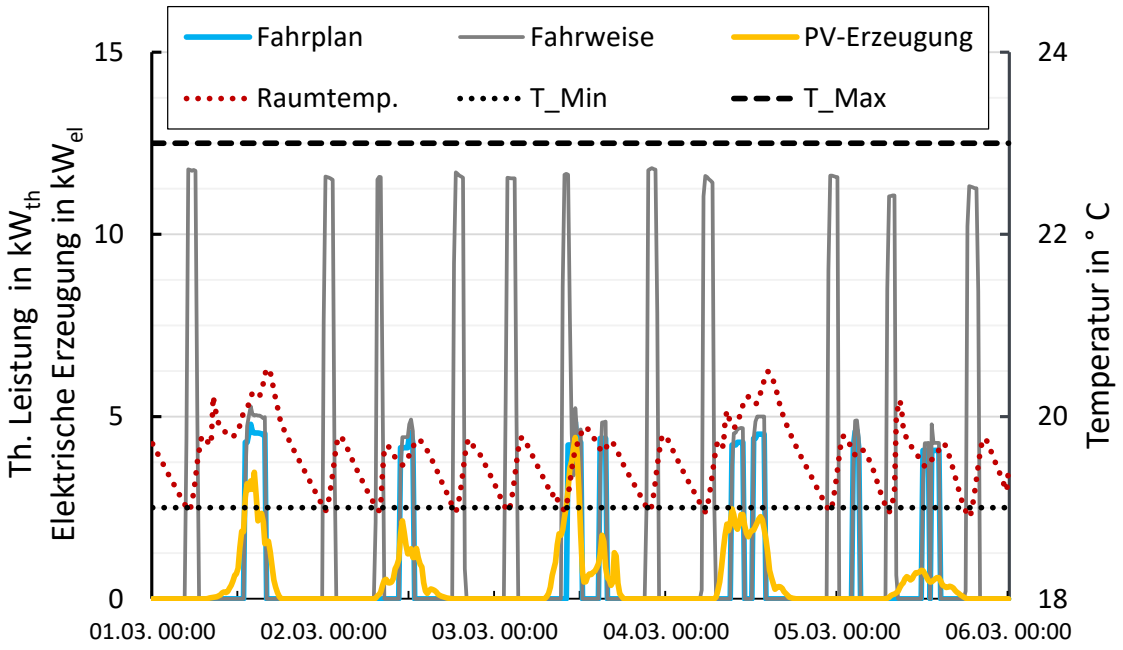

Abbildung 6-1: Vergleich der Fahrplanumsetzung, resultierend aus vorgegebenem Fahrplan (blau) und finaler Fahrweise (grau) anhand des theoretisch ermittelten Fahrplans im Zeitraum vom 01. bis 05. März

Die Einsatzplanung findet in der Abbildung, wie im vorherigen Kapitel, in einer Übergangszeit zwischen Sommer- und Wintermonaten statt. Die PV-Erzeugung fällt in der Spitze am 03. März mit unter 5 kW bereits hoch aus, weist auch schwächere Erzeugungstage, bspw. am 02. oder 05. März, auf.

Der Einsatz des WP-Systems wird durch den Fahrplan, welcher ausschließlich durch den Ansatz auf Basis des Optimierungsmodells bestimmt wurde, in diese Zeiten mit PV-Erzeugung gelegt. Grundsätzlich wird die verfolgte Eigenverbrauchsoptimierung folglich erreicht. Dieser Fahrplan weist mit der Fahrweise des WP-Systems in diesen Stunde eine hohe Übereinstimmung auf, wobei einzig die Spitzenleistung des Systems leicht geringer als vorgegeben ausfällt.

Mit Ausnahme des 05. März ist kein nächtliches Nachheizen durch den vorgegebenen Fahrplan vorgegeben. In der realen Fahrweise nähert sich die Raumtemperatur unter dem vorgegebenen Fahrplan der unteren zulässigen Grenze von 19 °C. Hierdurch wird in der realen Fahrweise des WP-Systems ein zusätzlicher Einsatz zum Verhindern einer unzulässigen Raumtemperatur notwendig. In der Abbildung sind so pro Tag eine bis drei zusätzlich benötigte Einsätze durch das WP-System zu erkennen.

Der für den Einsatz des WP-Systems benötigte Strom wird dabei vom öffentlichen Netz bezogen, da in dieser Zeit kein PV-Strom zur Verfügung steht. In der Folge werden durch den rein theoretischen Fahrplaneinsatz des WP-Systems zwar auch Stunden mit PV-Strom zum Einsatz des WP-Systems ausgenutzt, welche jedoch nicht absolut zur Beheizung des betrachteten Gebäudes ausreichen. Zusätzliche PV-Erzeugung wird hierdurch nicht zur Wärmeerzeugung verwendet, sondern stattdessen gegen die Einspeisevergütung ins elektrische Netz abgegeben.

Der erreichte Eigenverbrauch durch den WP-Einsatz wird in der nachfolgenden Abbildung 6-2 im Jahresverlauf (hellblau) dargestellt. In der Abbildung wird zudem der Eigenverbrauch von PV-Strom, welcher zur Deckung der elektrischen Haushaltslast aufgebracht wird, dargestellt (hellgrau). Wird zur Deckung der Haushaltslast (dunkelgrau) bzw. zum Betrieb des WP-Systems (dunkelblau) weiterer Strom benötigt, muss dieser vom elektrischen Netz bezogen werden, dargestellt als negative Energiemenge in der Abbildung. Der Anteil an lokalem PV-Strom, welcher nicht beim Endnutzer direkt genutzt werden kann, ergibt die elektrische Einspeisung des dezentralen Energiesystems, welche in der Abbildung im unteren Diagramm dargestellt wird.

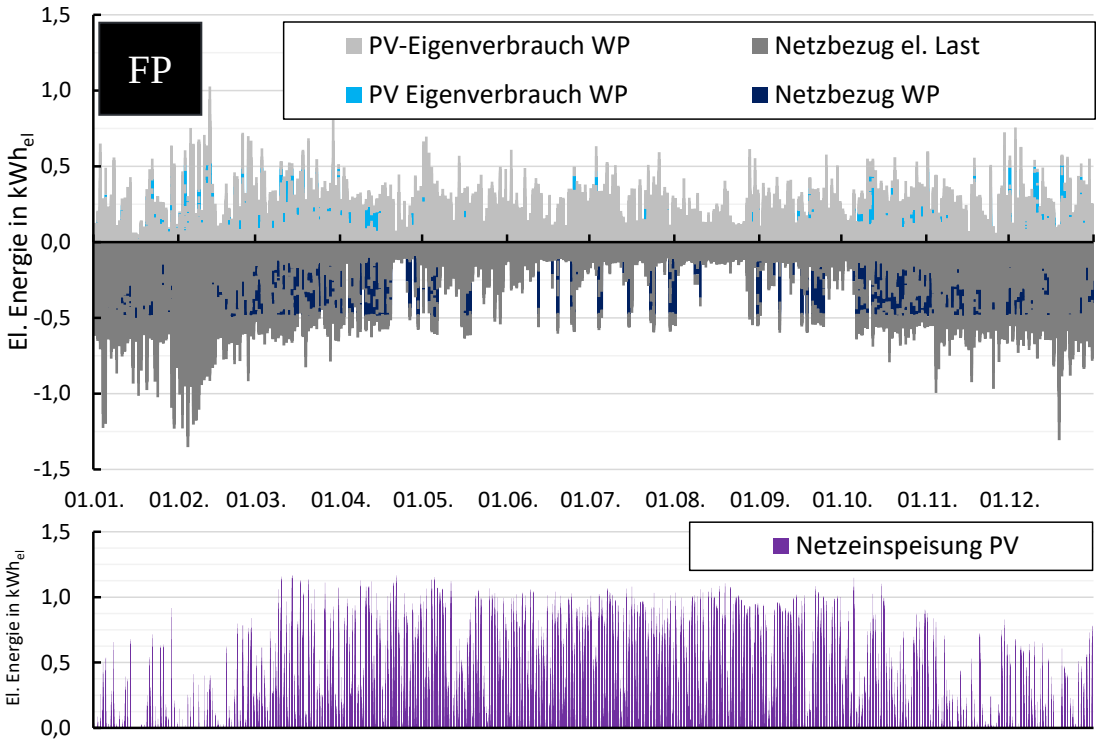

Abbildung 6-2: Darstellung des jährlichen Eigenverbrauchs sowie des Netzbezugs sowie der Netzeinspeisung im Steuerungsansatz „Fahrplan gesteuert“

Die Abbildung verdeutlicht, dass das WP-System insbesondere in den Übergangs- sowie Wintermonaten auf elektrische Energie der lokalen PV-Anlage zurückgreift. Weiterhin muss zu diesen Zeiten dennoch überwiegend auf elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz zurückgegriffen werden.

Als Referenz zur Einschätzung der Leistungsfähigkeit dieses Steuerungsansatzes auf Basis eines Optimierungsmodell ist in Abbildung E-0-1 der jährliche Verlauf des heuristischen, temperaturgeführten Ansatzes (TP) dargestellt. In diesem Fall wird insbesondere in den Wintermonaten zufällig auf PV-Strom zur Wärmeerzeugung zurückgegriffen, was in den Übergangsmonaten nur sehr selten geschieht. Durch den Fahrplan gesteuerten Ansatz kann insbesondere in den Übergangsmonaten ein gesteigerter Einsatz des WP-Systems zu Zeiten von PV-Erzeugung ausgemacht werden.

Der Steuerungsansatz erreicht dabei einen Autarkiegrad, definiert als der Anteil des Stromverbrauchs, welcher durch lokalen PV-Strom versorgt wird [137], von 34 %. In der Folge wird das Ergebnis des heuristischen Systemeinsatzes um 5 % übertroffen (vgl. Anhang E). Abbildung 6-1 verdeutlicht anhand des hohen Netzbezugs für den WP-Betrieb noch ein Potenzial zur Steuerung des erreichten Eigenverbrauchs. Durch die zusätzlichen Eingriffe der internen Steuerung zum Einsatz des WP-Systems wird der kostenintensivere Bezug von elektrischer Energie aus dem Netz notwendig, welcher für den Endnutzer ein schlechteres Ergebnis in Form der jährlichen Energieversorgungskosten bedeutet.

6.2 Einsatzplanung durch den kombinierten Steuerungsansatz

In diesem Kapitel wird nun der Einsatz des kombinierten Steuerungsansatzes vorgestellt. Der kombinierte Steuerungsansatz wird iterativ für die Einsatzplanung des nachfolgenden Tages eingesetzt, wonach der berechnete Fahrplan an das controlled system zur Umsetzung übergeben wird (vgl. Kapitel 3.4).

Der Vergleich zwischen vorgegebenem Fahrplan und realer Fahrweise des WP-Systems wird in der nachfolgenden Abbildung 6-3 verdeutlicht. Analog zur Abbildung 6-1 ist der Zeitraum vom 01. bis einschließlich zum 05. März dargestellt, wobei erneut in der Abbildung die obere und untere zulässige Raumtemperatur, die zeitspezifischen Raumtemperatur sowie die elektrische PV-Erzeugung abgetragen sind.

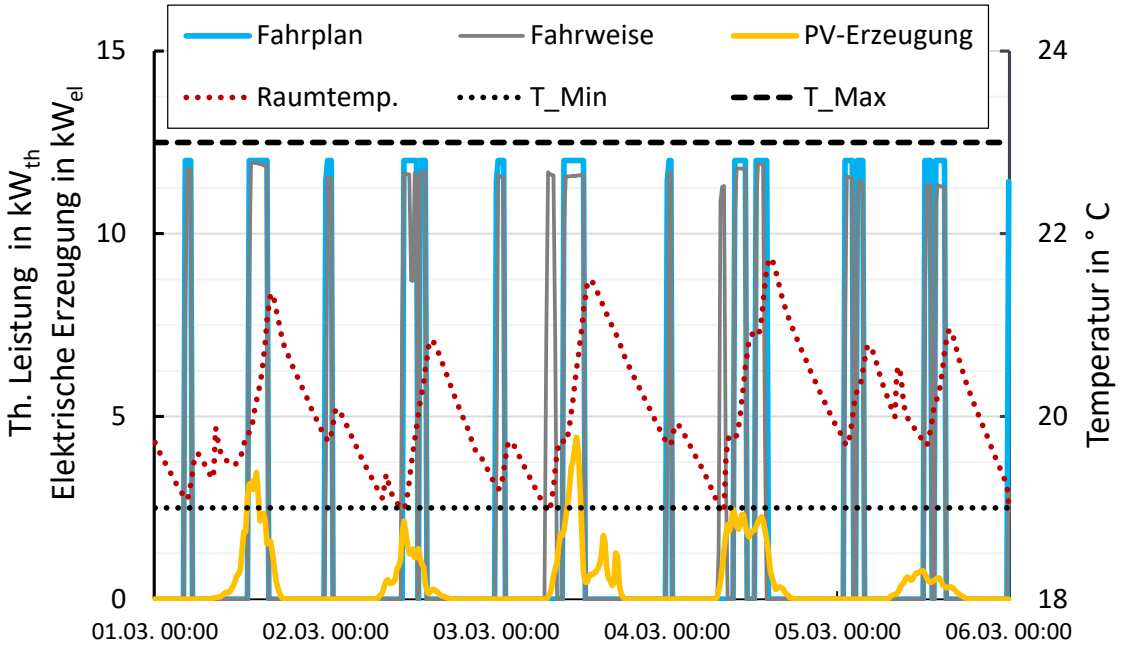

Abbildung 6-3: Vergleich der Fahrplanumsetzung, resultierend aus vorgegebenem Fahrplan (blau) und finaler Fahrweise (grau) anhand des kombinierten Steuerungsansatzes im Zeitraum vom 01. bis 05. März

Die Abbildung verdeutlicht zunächst ein deutlich gesteigertes Ausnutzen der zulässigen Raumtemperatur innerhalb der oberen und unteren Grenze. Die Raumtemperatur beträgt im Maximum am 04. März knapp unter 22 °C und folgt einem klaren Muster: Die maximale Raumtemperatur ergibt sich nach dem Einsatz des WP-Systems zu Zeiten mit PV-Erzeugung. Nachfolgend sinkt sie langsam wieder in Richtung der unteren zulässigen Temperatur ab, bevor es erneut zu einem neuen Heizvorgang kommt. Diese kurzen Heizvorgänge finden vor allem nachts statt, um eine Unterschreitung der unteren Temperaturgrenze von 19 °C zu verhindern. In der Folge sind pro Tag etwa zwei Heizphasen zu erkennen, eine zu Zeiten mit PV-

Erzeugung sowie eine weitere nächtliche Heizphase. Insgesamt wird der vorgegebene Fahrplan in der realen Fahrweise des Systems sehr genau nachgefahren. In der Abbildung sind nur zwei Heizphasen am 03. und 04. März zu erkennen, in denen das WP-System durch die interne Steuerung aktiviert wird.

Auch an dieser Stelle wird nun ein Blick auf den jährlichen Verlauf des erzielten Eigenverbrauchs von PV-Strom gelegt, um ein Verständnis für die Leistungsfähigkeit des Steuerungsansatzes zu erhalten. Diese Übersicht wird in der nachfolgenden Abbildung 6-4 gegeben.

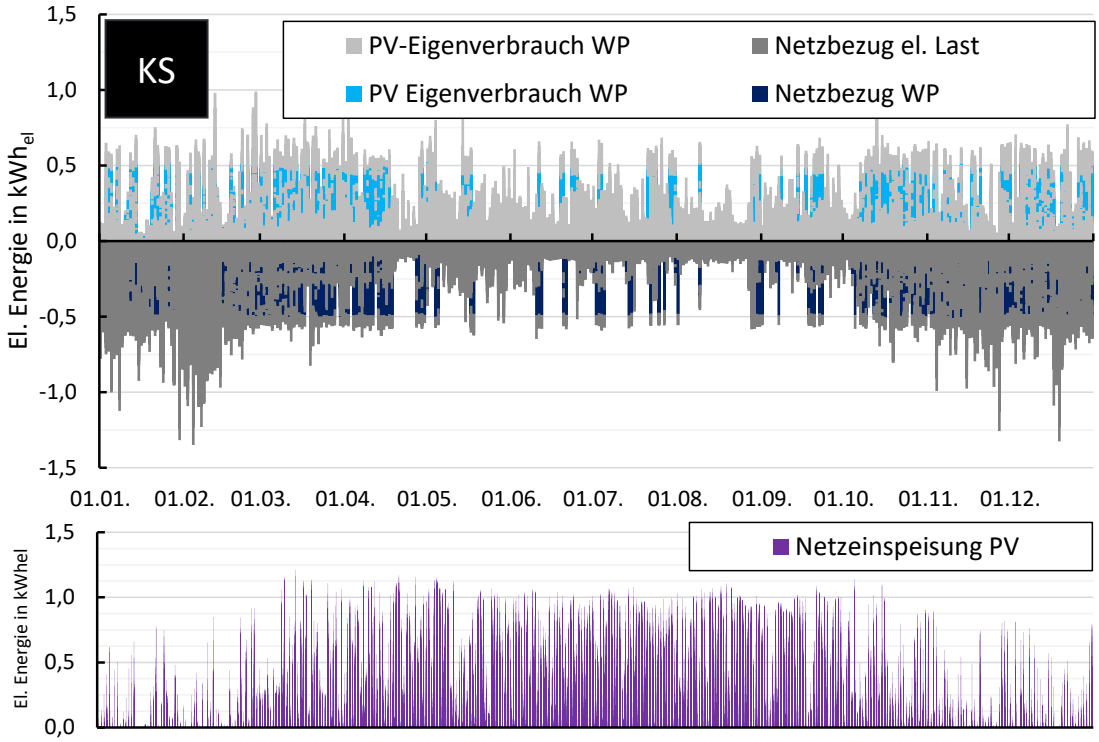

Abbildung 6-4: Darstellung des jährlichen Eigenverbrauchs sowie des Netzbezugs sowie der Netzeinspeisung im ganzheitlichen Steuerungsansatz

Bestimmt der kombinierte Steuerungsansatz den Einsatz des WP-Systems, verdeutlicht die Abbildung eine deutliche Zunahme des Eigenverbrauchs von lokal erzeugtem PV-Strom zum Betrieb des WP-Systems. Der Steuerungsansatz erreicht insgesamt einen Autarkiegrad von 38 % des lokal erzeugten PV-Stroms. Auch visuell verdeutlicht die Abbildung den deutlich erhöhten Betrieb des WP-Systems zu Zeiten mit PV-Strom. Weiterhin kann auch in der Sommerzeit ein hoher Anteil von PV-Strom zum Betrieb des WP-Systems ausgemacht werden.

Der vorgestellte kombinierte Steuerungsansatz führt so folglich zu einem erfolgreicheren Betrieb des WP-Systems in Form eines erhöhten Eigenverbrauchs von PV-Strom im realitätsnahen Umfeld. Diese Auswirkungen des veränderten Betriebs werden nun im nachfolgenden Kapitel monetär quantifiziert.

6.3 Monetäre Ergebnisse der Steuerungsansätze im realitätsnahen Umfeld

In den beiden vorhergehenden Kapiteln ist dargestellt worden, inwiefern der Fahrplan der beiden Steuerungsansätze im controlled system hinsichtlich der realen Fahrweise umgesetzt wird. Die resultierenden Energieversorgungskosten werden in Abbildung 6-5 für jeden Steuerungsansatz aufgeführt. Um die Güte der Optimierung einordnen zu können, werden ebenfalls die Kosten der heuristischen Einsatzplanung in Form der temperaturgeführten WP-Fahrweise dargelegt.

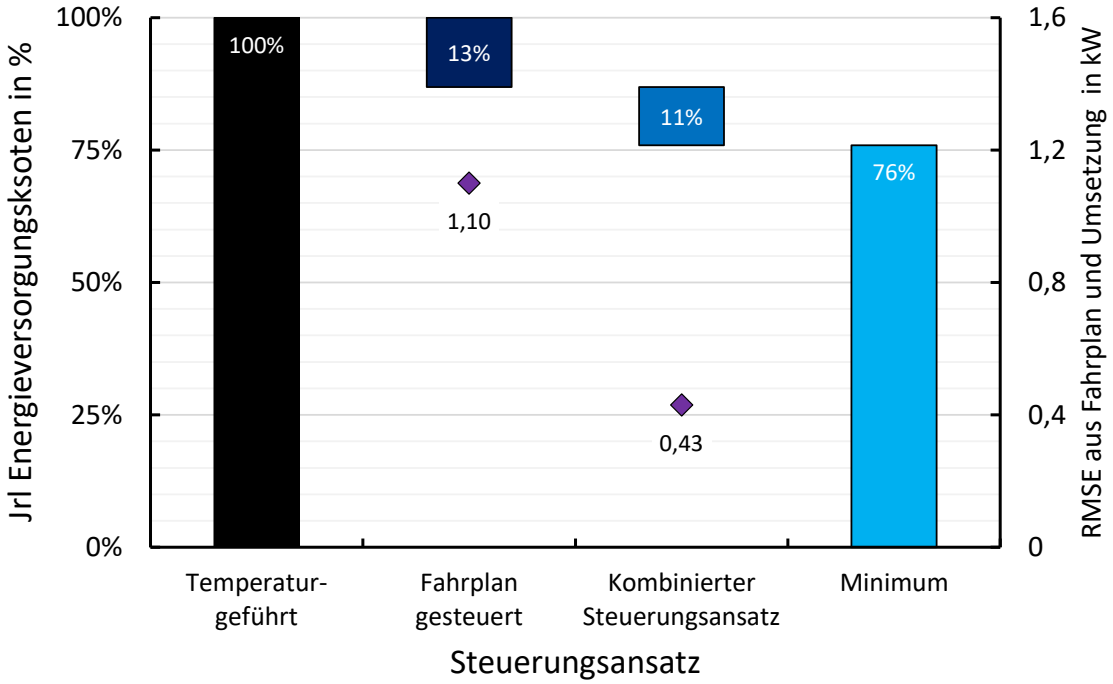

Abbildung 6-5: Jährliche Energieversorgungskosten des dezentralen Energiesystems in Abhängigkeit der Einsatzplanung des WP-Systems durch die drei unterschiedliche Ausprägungen des controlled systems („Temperaturgeführte Fahrweise“, „Fahrplan gesteuert“ sowie dem kombinierten Steuerungsansatz)

In der Abbildung sind die jährlichen Energieversorgungskosten relativ zum heuristischen Steuerungsansatz abgetragen. Hierbei kann für beide Steuerungsansätze auf Basis eines Optimierungsmodells ein deutlich erfolgreicherer Betrieb des lokalen Systems gegenüber der heuristischen Einsatzplanung ausgemacht werden: Im Fall des Fahrplan gesteuerten Steuerungsansatzes werden die Energieversorgungskosten um 13 % reduziert. Der Einsatz des kombinierten Steuerungsansatzes führt zu einer weiteren Reduktion von 11 %, wodurch die Energieversorgungskosten des Endnutzers um knapp ein Viertel auf 76 % gesenkt werden können.

Diese unterschiedlichen Energieversorgungskosten zwischen Fahrplan gesteuertem sowie kombinierten Ansatz können dabei durch zwei Aspekte erklärt werden. Zunächst ergibt sich das Delta aus der genaueren Fahrplanumsetzung. Diese genauere Fahrplanumsetzung wird in

der Abbildung anhand des RMSE für beide Steuerungsansätze verdeutlicht: Im Falle der Fahrplan gesteuerten Einsatzplanung beträgt die Abweichung zwischen Fahrplan und Fahrweise des WP-Systems 1,10 kW der WP-Leistung, im Falle des kombinierten Steuerungsansatzes nur 0,43 kW. Diese Kennzahl verdeutlicht folglich, dass der berechnete Fahrplan des kombinierten Steuerungsansatzes deutlich exakter im controlled system umgesetzt werden kann.

Kommt es zu Abweichungen zwischen Fahrplan und Fahrweise, werden zusätzliche Heizvorgänge benötigt, welche zu einem Netzbezug von kostenintensiverer elektrischer Energie führen. In der Untersuchung werden die aktuell gültigen regulatorischen Rahmenbedingungen für Endnutzer elektrischer Energie abgebildet. In der Folge resultiert aus einer Abweichung vom optimalen Fahrplan hin zur realen Fahrweise eine Abweichung von der ursprünglichen optimalen Einsatzplanung.

Weiterhin nutzt der kombinierte Steuerungsansatz die lokalen Flexibilitätsgrade in Form des zulässigen Raumtemperaturbands verstärkt aus, verdeutlicht in nachfolgender **Abbildung 6-6**. In der Abbildung ist die jährlich benötigte Heizenergie zur Versorgung des Haushalts sowie die resultierende durchschnittliche Raumtemperatur dargestellt. Die Übersicht wird erneut für alle drei Steuerungsansätze gegeben.

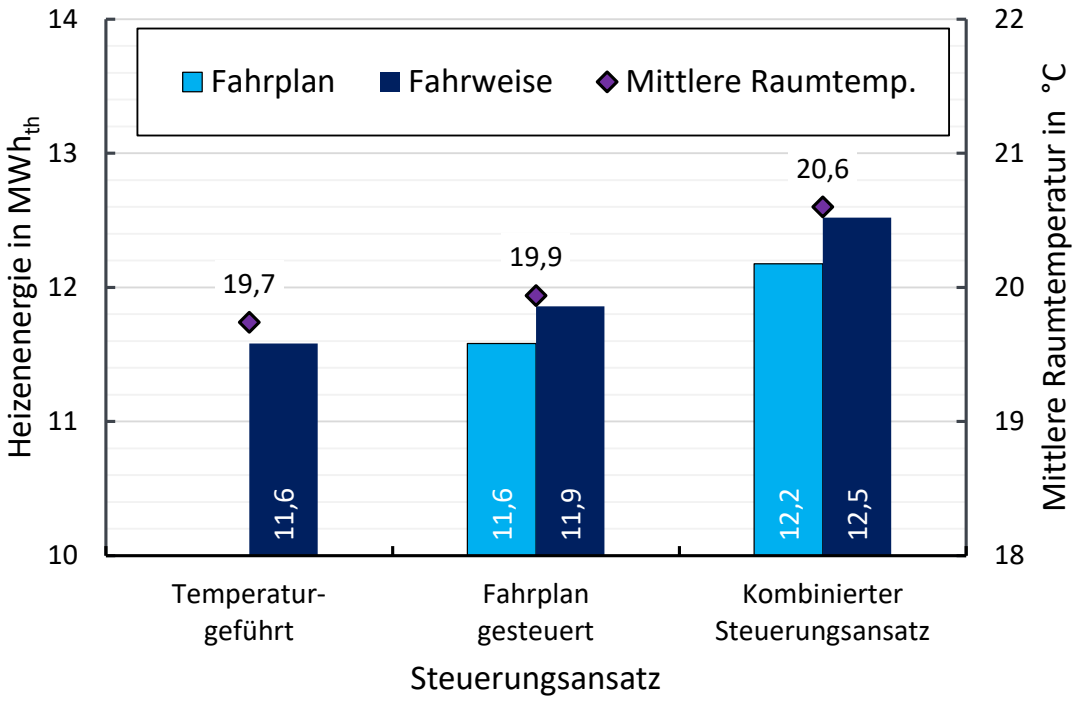

Abbildung 6-6: Benötigte Heizenergie pro Steuerungsansatz, unterteilt in vorgegebenen Fahrplan sowie resultierende Fahrweise, sowie durchschnittliche jährliche Raumtemperatur im controlled system

Bei der Angabe der benötigten Heizenergie muss zwischen der im Fahrplan vorgegebenen sowie der in der realen Fahrweise benötigten thermischen Energie unterschieden werden. Im Fall des temperaturgeführten Ansatzes wird kein externer Fahrplan vorgegeben, weshalb für diesen keine Energiemenge in der Abbildung angegeben wird.

In der Abbildung wird so ersichtlich, dass sowohl für den Fahrplan gesteuerten als auch den kombinierten Steuerungsansatz der Heizenergiebedarf der tatsächlichen Fahrweise die Vorgabe des Fahrplans übersteigt. Bei beiden Ansätzen greift die interne Steuerung folglich nachträglich durch weitere Heizvorgänge in die Fahrplanumsetzung ein. Insgesamt kann also angenommen werden, dass in der Einsatzplanung der Heizbedarf des betrachteten Gebäudes leicht unterschätzt wird: In beiden Fällen beträgt diese Unterschätzung knapp 2,5 % der benötigten jährlichen Heizenergie.

Weiterhin weist die Abbildung im Vergleich zwischen den beiden Steuerungsansätzen an dieser Stelle für den kombinierten Steuerungsansatz einen höheren Heizenergiebedarf aus, welcher etwa 4,8 % der jährlichen Heizenergiemenge beträgt. Gleichzeitig zeigt der kombinierte Steuerungsansatz eine deutlich höhere durchschnittliche Raumtemperatur auf, welche 0,7 °C über der des Fahrplan gesteuerten Ansatzes liegt. Hieran wird zunächst ersichtlich, dass der kombinierte Steuerungsansatz das lokale Flexibilitätspotenzials zur Ausnutzung von Heizvorgängen mit PV-Strom vermehrt ausnutzt. Das Delta der Heizenergie resultiert dabei aus der höheren durchschnittlichen Raumtemperatur des kombinierten Steuerungsansatzes: In der Folge der erhöhten Raumtemperatur kommt es zu erhöhten Raumwärmeverlusten, woraus sich ein erhöhter Heizenergiebedarf ergibt.

Die vorliegende Untersuchung verdeutlicht, dass es bei der Umsetzung von theoretisch berechneten Fahrplänen zu Abweichungen in der realen Fahrweise dezentraler Komponenten kommt. In der Folge muss die interne Steuerung in den Fahrplan eingreifen, wodurch es zu einer Verschlechterung des monetären Ergebnisses in Form der jährlichen Energieversorgungskosten kommt. Insgesamt unterschätzt die rein modellbasierte Steuerung des WP-Systems die in der realitätsnahen Anwendung bestimmten Kosten durch den kombinierten Steuerungsansatz um etwas mehr als ein Zehntel. Durch die vorliegende Untersuchung wird also eine Abweichung zwischen der modellbasierten und realitätsnahen Erprobung von Steuerungsansätzen verdeutlicht.

6.4 Fazit hinsichtlich der Anwendung des Steuerungsansatzes in einer realitätsnahen Umgebung

Insgesamt unterstreicht die vorhergehende Untersuchung die Bedeutung der realitätsnahen Erprobung von Steuerungsansätzen. Die Leistungsfähigkeit des rein fahrplangesteuerten Ansatzes wird dabei durch Abweichungen in der realen Fahrweise beeinflusst. Der hier ausgewiesene Effekt zwischen den beiden betrachteten Steuerungsansätzen gilt dabei für den betrachteten repräsentativen Einfamilienhaushalt und kann für jeden betrachteten Endnutzer und dessen spezifisches Verhalten unterschiedlich ausfallen.

Der Fokus dieser Untersuchung liegt nicht in der Bestimmung des monetären Ergebnisses aus Endnutzersicht. Beide hier untersuchten Steuerungsansätze basieren auf der gleichen Modellierung des betrachteten Energiesystems. Dennoch unterschätzt der rein theoretisch bestimmte Fahrplan auf Basis des Optimierungsmodells durch die notwendigen Eingriffe der internen Steuerung die realen Energieversorgungskosten um knapp etwas mehr als ein Zehntel der jährlichen Kosten.

Durch die iterative Anwendung des kombinierten Steuerungsansatzes kann diese Unterschätzung von Abweichungen zwischen vorgegebenem Fahrplan und realer Fahrweise deutlich verringert werden. In der Folge muss festgehalten werden, dass der Einfluss von Abweichungen zwischen modellbestimmtem Fahrplan und tatsächlicher Fahrweise nicht unterschätzt werden darf. Rein modellbasierte Untersuchungen vernachlässigen diesen Effekt und überschätzen somit grundlegend die real erzielbaren Vorteile. In der Folge will die vorliegende Arbeit durch das ausgewiesene Delta zwischen beiden Ansätzen die Aufmerksamkeit für die realitätsnahe Erprobung entsprechender Steuerungsansätze erhöhen.

7 Schlussbetrachtung

Deutschland verfolgt ambitionierte Klimaschutzziele, um zu den im Pariser Klimaabkommen getroffenen Vereinbarungen beizutragen: Bereits zum Jahr 2045 soll eine Treibhausgasneutralität erreicht werden. In der Folge findet aktuell eine grundlegende Transformation des Energiesystems statt, womit eine Dezentralisierung und Elektrifizierung der Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen einhergeht. Durch die zunehmende Installation leistungsschwächerer Komponenten wie Photovoltaik-(PV)-Anlagen, Batteriespeichern (BS), Wärmepumpen (WP) und Elektrofahrzeugen (EV) inklusive entsprechender Ladeinfrastruktur vor Ort beim Endnutzer wandeln sich Haushalte von reinen Endnutzern elektrischer Energie zu dezentralen Energiesystemen (DES). Allein die Anzahl von je über einer Million kleinerer PV-Anlagen, WP-Systemen (Jahr 2020) und Elektrofahrzeuge (Jahr 2021) in Deutschland verdeutlicht die gestiegene Relevanz dieser dezentralen Energiesysteme, deren Anzahl und Bedeutung zukünftig noch weiter zunehmen wird.

Dezentrale Energiesysteme weisen im Betrieb ihrer elektrischen Komponenten Freiheitsgrade auf, woraus ein Flexibilitätspotenzial resultiert, welches vorteilhaft für den jeweiligen Endnutzer ist oder durch das ganzheitliche Energiesystem erschlossen werden kann. Dieses Flexibilitätspotenzial wird beim gegenwärtigen Betrieb der DES nur unzureichend ausgenutzt, da diese bisher ausschließlich auf die, überwiegend heuristische, Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Strom des lokalen Endnutzers zielen. Zur Erschließung der aufgezeigten Potenziale bedarf es in der Folge eines geeigneten Steuerungsansatzes.

Auch im wissenschaftlichen Kontext erfolgt die Untersuchung des DES-Einsatzes nur unzureichend: Zunächst werden DES und deren Potenziale im Kontext der zunehmenden Sektorenintegration auf diesem Forschungsfeld nicht ausreichend betrachtet. Bisherige Arbeiten umfassen überwiegend nur einzelne dezentrale Komponenten und adressieren so unzureichend die zunehmende Sektorenintegration von Endnutzern in Form des gemeinsamen Einsatzes von PV-Anlagen, Batteriespeichern, WP-Systemen sowie Elektrofahrzeugen. Daneben werden weitere Zielgrößen neben der alleinigen Eigenverbrauchsmaximierung in den bestehenden Publikationen überwiegend ausgeblendet, wodurch deren systemdienlicher Einsatz weiteren Forschungsbedarf aufweist. Bisherige Arbeiten fokussieren dazu die Analyse des Einsatzes der Systeme aus einer rein modellbasierten Sicht, wodurch der realitätsnahe Einsatz der Systeme vernachlässigt wird.

Um diese Herausforderungen anzugehen und dazu beizutragen, die beschriebene Forschungslücke weiter zu schließen, trägt die vorliegende Arbeit mit drei grundlegenden Zielsetzungen bei, deren Erkenntnis nachfolgend ausführlich aufgezeigt werden: Zunächst wird ein intelligenter Steuerungsansatz präsentiert, der einen entsprechend ausgerichteten Einsatz dezentraler Energiesysteme hinsichtlich unterschiedlicher Zielstellungen ermöglicht (Zielsetzung 1).

Anschließend werden drei verschiedene Zielgrößen, auf welche der Betrieb der DES ausgerichtet wird, untersucht, quantifiziert sowie hinsichtlich ihrer realen Auswirkungen analysiert (Zielsetzung 2): Zunächst wird hierbei die bestmögliche finanzielle Nutzung für den Endnutzer fokussiert, bevor das (Verteilnetz-)netzdienliche Verhalten sowie potenzielle THG-Reduktionen durch das DES detailliert betrachtet werden.

Die dritte Zielsetzung der vorliegenden Arbeit zielt abschließend auf die Erprobung des realitätsnahen Einsatzes der DES (Zielsetzung 3): Das Forschungsfeld dezentraler Energiesysteme weist, durch die bereits hohe Anzahl existierender dezentralen Komponenten, welche zukünftig noch deutlich zunimmt, einen hohen Bezug hin zum realen Betrieb dieser Systeme auf. In der Folge müssen entsprechende Steuerungsansätze nicht nur, wie bisher überwiegend im wissenschaftlichen Umfeld üblich, rein modellbasiert, sondern insbesondere hinsichtlich der real oder realitätsnah erreichten Vorzüge bewertet werden.

Ein intelligenter Steuerungsansatz für dezentrale Energiesysteme

Den Ausgangspunkt für einen intelligenten Einsatz dezentraler Energiesysteme stellt der entwickelte Steuerungsansatz dar, welcher neben der betriebswirtschaftlichen Optimierung auch systemseitige Anreize in der Einsatzplanung berücksichtigt. In der vorliegenden Arbeit wird dieser Steuerungsansatz detailliert beschrieben, um eine unkomplizierte Anwendung in existierenden DES zu ermöglichen. Dazu kann der Einsatz des Steuerungsansatzes auf weitere Systeme abseits von Haushalten adaptiert werden, bspw. im GHD-Sektor.

Generell umfasst ein Steuerungsansatz ein controlling system, welches als steuerndes System agiert, sowie ein controlled system, welches das zu steuernde System darstellt. In der Anwendung des Steuerungsansatzes für DES übernimmt das controlling system die Aufgabe der Fahrplanberechnung für die lokalen Komponenten. Der Fahrplan wird dann an das controlled system übergeben und dort umgesetzt, woraus die reale Fahrweise der Komponenten resultiert.

Das controlling system besteht aus drei Kernmodulen, dem Optimierungs- und Prognosemodul sowie einem Energiemanagementsystem (EMS). Das EMS fungiert als Schnittstelle zwischen softwareseitigem Steuerungsansatz und hardwareseitigen Komponenten. Einerseits werden die lokalen Messdaten des dezentralen Energiesystems erfasst. Andererseits übergibt

das Energiemanagementsystem die berechneten Fahrpläne an die Komponenten zur Umsetzung. Das Prognosemodul ermittelt den zukünftigen Zustand des DES, innerhalb dessen ein optimaler Einsatz der einzelnen Komponenten durch das Optimierungsmodul berechnet wird.

Als Kernbestandteil des Steuerungsansatzes agiert das Optimierungsmodell *E2M2_DES* als Optimierungsmodul, welches durch die vorliegende Arbeit auf dezentrale Energiesysteme adaptiert und weiterentwickelt wird. Hierfür wird das Modell grundlegend um die Abbildung von Elektromobilität sowie externer Rahmenbedingungen, bspw. von Sperrzeiten, Spitzenglättung oder THG-Emissionsfaktoren und –preisen erweitert. Das Modell weist so die Fähigkeit auf, die Einsatzplanung für DES, ausgestattet mit PV-Anlage, BS- sowie WP-System und einem Elektrofahrzeug unter Berücksichtigung systemseitiger, externer Anreize, bspw. konstanter oder dynamischer Strompreise, durchzuführen. Die Struktur und Anwendung des Modells werden in dieser Arbeit hierzu detailliert beschrieben und vorgestellt.

Durch unterschiedliche Störgrößen und Vereinfachungen kommt es in der Anwendung des Steuerungsansatzes zu Abweichungen zwischen theoretisch ermitteltem Fahrplan und der realen Fahrweise der Komponenten. Diese Abweichungen können unterschiedliche Ursachen aufweisen, wobei die vorliegende Arbeit insbesondere solche, welche aus der Modellierung des DES resultieren, fokussiert und diese abschließend näher untersucht. Durch die Abweichungen können in der realen Fahrweise Komfortrestriktionen für den Haushalt bzw. Verletzungen des zulässigen Einsatzbereichs der Komponenten resultieren. Um diese auszuschließen, muss eine interne Steuerung bzw. Regelung im EMS die Fahrplanumsetzungen kontrollieren sowie ggf. in diese eingreifen.

Eine weitere Ursache für Abweichungen zwischen Fahrplan und Fahrweise stellen Prognosefehler, welche in der Vorhersage des zukünftigen Zustands des zu steuernden dezentralen Energiesystems auftreten, dar. Die vorliegenden Untersuchungen unter einer perfekten Voraussicht vernachlässigen diese Abweichungen, die monetären Abweichungen der Energieversorgungskosten zwischen rein modelltheoretischer und realer bzw. realitätsnaher Einsatzplanung dürften damit noch höher ausfallen.

An dieser Stelle ergeben sich Anknüpfungspunkte für wissenschaftliche Arbeiten. Insbesondere die Ausgestaltung und Entwicklung des Prognosemoduls im Steuerungsansatz und die Untersuchung dessen Einfluss auf die lokale Einsatzplanung bietet ein erfolgsversprechendes Forschungspotenzial. Für die grundsätzliche Thematik der Kopplung von Energiesystemmodellen und Prognosemodellen wird auf [138] oder [139] verwiesen.

Auftretende Prognosefehler dürften die Umsetzung des berechneten Fahrplans im controlled system negativ beeinflussen. Diese Prognosefehler implizieren eine verzerrte Beschreibung des zukünftigen Zustands des Energiesystems, innerhalb dessen das Optimierungsmodul

schließlich die Einsatzplanung der lokalen Komponenten durchführt. In der Folge wird zwar ein optimaler Fahrplan berechnet, welcher für den prognostizierten Zustand des Energiesystems optimal ausfällt. Im tatsächlichen Zustand des Energiesystems sollte der Fahrplan in Folge der Prognosefehler aber suboptimal ausfallen. An dieser Stelle eröffnet sich die weitere Fragestellung, welchen Einfluss diese Störgröße auf die Einsatzplanung aufweist und wie diese Verzerrung methodisch behandelt werden könnte.

Daneben wird in der vorliegenden Arbeit ein heuristischer Steuerungsansatz für die Einsatzplanung des DES konzipiert und implementiert, welcher als Referenz für die Einschätzung des intelligenten Steuerungsansatzes fungiert. Dieser heuristische Steuerungsansatz setzt als simpler regelbasierter Ansatz die lokalen Komponenten so ein, dass der lokale Bedarf in Form elektrischer und thermischer Haushaltslast sowie der Mobilitätsnachfrage direkt dann versorgt wird, sofern diese durch den Endnutzer ausgelöst wird. Zur Verdeutlichung wird das Wärmepumpensystem unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen beispielsweise dann eingesetzt, sofern eine thermische Last vorhanden ist.

Vergleich heuristischer und optimaler Steuerungsansätze aus Sicht des Endnutzers unter konstanten sowie dynamischen Stromtarifen

Durch das zuvor beschriebene methodische Vorgehen wird ermöglicht, die Potenziale aus einem intelligenten Einsatz von DES zu quantifizieren. Hierfür werden unterschiedlich ausgestaltete Steuerungsansätze miteinander verglichen, welche sich hinsichtlich ihrer berücksichtigten Eingangsgrößen unterscheiden, sowie anschließend auf ihre reale Effektivität untersucht. Diese Untersuchungen werden am Beispiel eines typischen Einfamilienhaushalts durchgeführt, dessen Eigenschaften unter variierten regulatorischen Rahmenbedingungen in der vorliegenden Arbeit umfassend vorgestellt werden.

Die erste durchgeführte Untersuchung der Arbeit zielt auf die Verdeutlichung der monetären Vorzüge für den Endnutzer eines optimalen im Vergleich zu einem heuristischen Steuerungsansatz. In diesem Fall resultiert aus der Einsatzplanung auf Basis eines Optimierungsmodells für den Haushalt eine deutliche Reduktion der jährlichen Energieversorgungskosten von 24 % im Vergleich zur heuristischen Einsatzplanung. Mit einem Blick auf die Stromtarife für dezentrale Energiesysteme werden aktuell immer häufiger dynamische Stromtarife diskutiert sowie teilweise sogar schon für Endnutzer angeboten. Um deren Auswirkungen für die Endnutzer zu bestimmen, wird ein dynamischer Stromtarif im Steuerungsansatz berücksichtigt. In der Folge resultierte eine weitere Reduktion der jährlichen Energieversorgungskosten um 18 %. Diese Reduktion muss dabei mit einem Fokus auf das betrachtete repräsentative Energiesystem eingeordnet werden. Für andere Endnutzer, welche ein unterschiedliches Verhalten aufweisen, könnte die Einsparung in der Folge auch höher oder geringer ausfallen.

An dieser Stelle muss kritisch festgehalten werden, dass die Kostenreduktion im Szenario mit dynamischem Stromtarif eine obere Grenze für das DES darstellt. Zur Umsetzung des dynamischen Stromtarifs werden höhere IT-Anforderungen, bspw. hinsichtlich eines lokalen Messsystems, notwendig, woraus monetäre Aufwände resultieren. Dazu wird für das Angebot des dynamischen Stromtarifs vermutlich mit einer Marge für den Energielieferanten verbunden sein, woraus eine weitere Reduktion der Erlöse erwartet werden kann. Insgesamt sollten diese Erlöse aus dynamischen Stromtarifen die zusätzlichen Aufwände jedoch übersteigen.

Netzdienliches Potenzial dezentraler Energiesysteme

In der zweiten Untersuchung wird das netzdienliche DES-Potenzial näher betrachtet. Durch die zunehmende Leistung dezentraler Energiesysteme resultieren deutliche Netzbezugsspitzen, welche in der Arbeit dargestellt werden und welche zu kritischen Verteilnetzsituationen führen können. Zwar müssen diese Bezugsspitzen eine hohe Gleichzeitig aufweisen, jedoch kann zukünftig eine deutliche Zunahme dezentraler Komponenten erwartet werden, welche insbesondere unter Gültigkeit dynamischer Stromtarife eine Konzentration der Netzbezugsspitzen auf wenige Zeitpunkte anreizt.

Aktuell fungieren Sperrzeiten für Verteilnetzbetreiber als Maßnahme, um solche kritischen Netzsituationen zu vermeiden bzw. zu beheben. Durch die Maßnahme können die Bezugsspitzen zwar kurzfristig behoben werden, können aber auch nur zeitlich verschoben werden. In diesem Fall führen Nachholeffekte direkt nach der zeitlichen Gültigkeit der Maßnahme zu erneuten kritischen Verteilnetzsituationen. In der Folge wird der Maßnahme nur eine geringe Fähigkeit zugeschrieben, effektiv kritische Verteilnetzsituationen beheben zu können.

Stattdessen verdeutlicht die Untersuchung, dass die Maßnahme Spitzenglättung ein netzdienliches Verhalten der dezentralen Energiesysteme bewirkt. Durch die Maßnahme werden die Bezugsspitzen verstetigt, wobei es zu keinerlei Komfortrestriktionen für Haushalte kommt. Unter der aktuellen Gültigkeit konstanter Stromtarife resultieren keine wesentlichen Mehrkosten für die Maßnahme. Unter Annahme dynamischer Stromtarife führt die Maßnahme, je nach Höhe der maximal zulässigen Bezugsleistung, zu Mehrkosten in Höhe von 1,5 (11 kW max. Bezugsleistung) bis 6,1 % (5 kW max. Bezugsleistung) der Energieversorgungskosten im Vergleich zum unbegrenzten Fall.

Unter der Annahme einer ähnlichen Gleichzeitigkeit im Netzbezug wie bisher sollte hierbei eine Beschränkung der Bezugsleistung auf 11 kW in der Praxis ausreichen, um kritische Netzsituationen in Folge gleichzeitig hoher Netzbezugsspitzen vieler dezentraler Energiesysteme zu vermeiden, da auf diese Leistung Haushaltsanschlüsse technisch ausgelegt werden (vgl. Kapitel 5.3.3). Die Mehrkosten von 1,5 % der jährlichen Energieversorgungskosten unter Gültigkeit dynamischer Tarife weisen ein vertretbares Kostenniveau der Maßnahme auf, welche

dem Haushalt als eine Möglichkeit auf Grund seiner finanziellen Verschlechterung zu entschädigen wären, um eine Umsetzung der Maßnahme zu bewirken.

Unter der Gültigkeit eines konstanten Stromtarifs werden keine Mehrkosten für den Endnutzer angenommen, da nur dessen zeitliches Bezugsprofil beeinflusst wird, welches zu jeder Zeit den gleichen Bezugspreis aufweist. Die vorliegende Arbeit empfiehlt folglich die Maßnahme Spitzenglättung, um ein netzdienliches Verhalten dezentraler Energiesysteme zu bewirken.

Diskussion der Reduktionspotenziale von THG-Emissionen durch dezentrale Energiesysteme

Abschließend wird der Fokus der Untersuchung auf die Reduktion von THG-Emissionen gelegt, welche durch den Einsatz des DES resultieren. Insbesondere im wissenschaftlichen Kontext werden zunehmend solche Ansätze eingesetzt, welche durch die vorliegende Arbeit für dezentrale Energiesysteme ergänzt werden. Hierfür wird der Steuerungsansatz um die Kenntnis der durchschnittlichen THG-Emissionen des Netzbezugs erweitert: Um eine Vergleichbarkeit in der Bilanzierung zu erreichen, werden der lokale PV-Strom und die elektrische Energie aus dem BS-Systems auch mit THG-Emissionen versehen. Folglich wird ermöglicht, die THG-Emissionen eines DES in Abhängigkeit des Steuerungsansatzes zu quantifizieren. Hierbei wird aufgezeigt, dass durch die Eigenverbrauchsoptimierung die jrl. THG-Emissionen um 17 % reduziert werden, bewertet durch den durchschnittlichen Emissionsfaktor. Die Gültigkeit dynamischer Stromtarife führt zu einer weiteren Reduktion um 2 %, die Kenntnis des Steuerungsansatzes über den stündlich variierenden Emissionsfaktor des Netzstroms um weitere 3 %. Auch diese potenziellen Einsparungen sind für den betrachteten Haushalt gültig und könnten für andere Haushalte, je nach individuellem Verhalten, variieren.

Die vorliegende Arbeit beabsichtigt mit der Untersuchung vor allem eine kritische Einschätzung dieser ausgewiesenen Reduktionspotenziale unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen. Derartige wissenschaftliche Untersuchungen werden in der Literatur mit einem Fokus auf THG-Emissionen und einen entsprechenden Beitrag zur Dekarbonisierung aktuell zunehmend durchgeführt, müssen jedoch kritisch hinsichtlich ihrer realen Auswirkungen hinterfragt werden: Das europäische Emissionshandelssystem EU-ETS umfasst dabei den Großteil der Kraftwerke zur Stromerzeugung. Das Emissionshandelssystem gibt dabei, auch für weitere Sektoren, eine Obergrenze für die Emission von Treibhausgasen in Form von Zertifikaten vor. Die Bereiche Verkehr sowie Gebäude sollen zukünftig wohl ebenfalls im ETS berücksichtigt werden. Werden in diesem System nun durch einen Akteur Emissionen reduziert, können diese durch andere Akteure erworben und damit genutzt werden. In der Folge führt eine veränderte Nachfrage der DES nur zu einer geografischen oder zeitlichen Verschiebung der Emissionen. Um eine reale Reduktion der THG-Emissionen zu bewirken, müsste die Anzahl der eingesparten Emissionen aus dem ETS entnommen werden. Zusammenfassend werden also auch

durch ein verändertes Verhalten des DES real unter Gültigkeit des EU ETS keine Emissionen eingespart.

Die vorliegende Arbeit verdeutlicht so, dass Steuerungsansätze methodisch um Indikatoren für die Berücksichtigung von THG-Emissionen erweitert werden können. Einer realen Einsparung von THG-Emissionen wird unter Gültigkeit des EU-ETS widersprochen.

Eine kostengünstige Dimensionierungsempfehlung für dezentrale Energiesysteme

Im bisherigen Verlauf der Arbeit wird ausschließlich ein bestehendes DES betrachtet, dessen Komponenten eine feste Dimensionierung aufweisen. An dieser Stelle stellt sich die Frage, welche Dimensionierung der Komponenten aus betriebswirtschaftlich individueller Endnutzersicht die kostengünstigste darstellt. Die Auslegung des Wärmepumpen-Wärmespeichersystems erfolgt hierbei eindeutig in Abhängigkeit der lokalen Nachfrage, wohingegen sich für private Ladeinfrastruktur zunehmend eine Ladeleistung von 11 kW durchsetzt.

Im Gegensatz besteht für das PV-BS-System eine breite Dimensionierungsmöglichkeit hinsichtlich der installierten PV-Leistung sowie der BS-Kapazität, welche einen hohen Einfluss auf den Betrieb und damit die Wirtschaftlichkeit für den Endnutzer aufweisen. Um eine kostengünstige Dimensionierungsempfehlung zu bestimmen, wird der Einsatz von 35 Kombinationen aus PV-Leistung sowie BS-Kapazität im betrachteten DES unter Annahme der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen untersucht.

In dieser Untersuchung erweist sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht für den Endnutzer ein System mit einer PV-Leistung mit 12,5 kW_p sowie mit einem Batteriespeicher mit 2,5 oder 5 kWh als wirtschaftlichste Lösung für das betrachtete Energiesystem unter aktuell gültigen Rahmenbedingungen. Wird eine höhere PV-Leistung für den Haushalt angenommen, verschlechtert sich dessen wirtschaftliches Ergebnis. Eine Auslegung der PV-Anlage auf die maximal zu installierende Leistung stellt für den Endnutzer folglich nicht die bestmögliche Dimensionierungsentscheidung dar. Eine derartige PV-Leistung sollte für Endnutzer wie Haushalte dabei mit Blick auf die zur Verfügung stehende Dachfläche nur schwierig umzusetzen sein.

Ein Batteriespeicher mit 2,5 oder 5 kWh bietet unter aktuellen Rahmenbedingungen die beste Wirtschaftlichkeit aller betrachteten Kapazitäten. Batteriespeicher weisen durch ihren modularen Aufbau generell die Möglichkeit zur nachträglichen Erweiterung auf.

Kritisch ist an dieser Stelle zu vermerken, dass für die PV-Leistung bzw. die Kapazität des Batteriespeichers nur diskrete Werte, in denen ihre reale Leistung bzw. Kapazität ausfällt, betrachtet werden. Damit kann nicht ausgeschlossen werden, dass innerhalb der angenommenen diskreten Werten noch ein weiteres Potenzial zur Steigerung des wirtschaftlichen Ergebnisses für den Haushalt existiert. Mit Blick auf die am Markt befindlichen Systeme weisen PV-Anlagen sowie Batteriespeicher jedoch nur diskrete Ausprägungen hinsichtlich ihrer Leistung und Kapazität auf. Es erscheint folglich fraglich, ob ein darüber hinaus gehendes Optimum technisch in der Realität existiert.

Einsatz des Steuerungsansatzes in einer realitätsnahen Umgebung

Das Forschungsfeld dezentraler Energiesysteme weist durch die Vielzahl an dezentralen Komponenten einen hohen Bezug zum tatsächlichen Betrieb der Systeme auf. Bisherige Arbeiten vernachlässigen diesen Aspekt eines realen Betriebs der Systeme, indem diese Systeme überwiegend modellanalytisch untersucht werden. Eine Umsetzung der theoretisch bestimmten Fahrpläne in der tatsächlichen Einsatzumgebung, verkörpert durch das controlled system, wird so noch vernachlässigt. In der Folge werden reale Einfluss- und Störgrößen in den bisherigen Untersuchungen noch ausgeblendet.

Das controlled system stellt in der finalen Anwendung eines Steuerungsansatzes das real zu steuernde Energiesystem dar. Zur Bewertung unterschiedlicher Ausprägungen von Steuerungsansätzen bieten sich dagegen virtuelle Ausprägungen des controlled system an, welche ein einheitliches sowie vergleichbares Verhalten des controlled system unter gleichen Bedingungen sicherstellen. Als eine Möglichkeit hierfür fungieren digitale Zwillinge, welche das Verhalten eines realen Gebäudes inklusive der Bewohner durch ein Simulationsmodell nachbilden. Zur Abbildung der gesamtheitlichen Steuerung wird der vorgestellte Ansatz mit einem Gebäudesimulationsmodell gekoppelt, um auftretende Effekte näher zu quantifizieren.

Hierzu wird zunächst ein rein theoretisch bestimmter Fahrplan („Fahrplan gesteuert“), welcher für die Gültigkeit des betrachteten Zeitraums eines Jahres berechnet wurde, zu dessen realitätsnahen Umsetzung an das controlled system übergeben. Im Gegensatz wird zur Abbildung des ganzheitlichen Steuerungsansatzes der Fahrplan des controlling system in einem rollierenden Verfahren für einen Tag an das Simulationsmodell übergeben. Der resultierende Zustand des controlled system wird als Ausgangszustand wieder an das controlling system zurückgemeldet. Beide Steuerungsansätze weisen Situationen auf, in denen die Umsetzung des Fahrplans im controlled system Verletzungen der Komfortrestriktion oder technischer Restriktionen zur Folge hätte. Daher muss die interne Regelung in die Fahrweise der Komponenten eingreifen, woraus eine Verschlechterung des ermittelten Optimierungsergebnisses resultiert.

Im Fall des ganzheitlichen Steuerungsansatzes fallen diese Eingriffe deutlich geringer aus als im Fall des Steuerungsansatzes „Fahrplan gesteuert“. Dies wird zunächst im vorliegenden Beispiel ersichtlich an der Reduktion der Abweichungen zwischen Fahrplan sowie Fahrweise von 1,10 kW_{el} auf 0,43 kW_{el} für den elektrischen Einsatz der Wärmepumpe. Anschaulicher wird der Vorteil des ganzheitlichen Steuerungsansatzes an einer Reduktion der jährlichen Energieversorgungskosten um 11 % im Vergleich zum Steuerungsansatz „Fahrplan gesteuert“.

Mit dieser Untersuchung soll das Bewusstsein dafür gestärkt werden, dass realitätsnahe Forschungsansätze wie der hier verfolgte Steuerungsansatz für dezentrale Energiesysteme nicht nur aus einer modelltechnisch theoretischen Dimension erfolgen sollte. Stattdessen sollten diese Ansätze auch hinsichtlich ihrer realen bzw. realitätsnahen Anwendung bewertet und optimiert werden. Letztendlich sollten derartige Steuerungsansätze auch in einem realen System erprobt werden, um eine belastbare Einschätzung ihrer Leistungsfähigkeit zu ermöglichen.

An dieser Stelle muss die bisherige Umsetzung des controlled system noch kritisch gewürdigt werden. In der vorliegenden Untersuchung wird das controlled system durch ein stark vereinfachtes Ein-Zonen-Modell eines Gebäudes dargestellt. Reale Gebäude weisen dagegen eine deutlich höhere Komplexität in ihrer Ausprägung auf, bspw. hinsichtlich unterschiedlicher Räume oder der detaillierten Ausstattung (Berücksichtigung von Fenstern oder der thermischen Kapazität von Einrichtungsgegenständen). Hierdurch ergibt sich ein umfangreiches Potenzial für vertiefende wissenschaftliche Untersuchungen. Durch die vertiefte Abbildung des controlled system eröffnet sich auch die Möglichkeit, das Optimierungsmodell feiner auf das Verhalten des realen Haushalts abzustimmen. In der Folge wird eine ausführlichere Einschätzung der Steuerungsansätze ermöglicht.

Zusammenfassung und Fazit

Zusammenfassend verdeutlichen die Ergebnisse dieser Arbeit, dass ein intelligenter Einsatz dezentraler Energiesysteme sowohl für den Endnutzer als auch für das ganzheitliche Energiesystem Vorteile aufweist und so einen funktionsfähigen Baustein eines zukünftigen Energiesystems darstellen kann. Dezentrale Energiesysteme weisen gegenwärtig bereits eine hohe Durchdringung des ganzheitlichen Energiesystems durch die große Anzahl vorhandener Komponenten wie kleinerer PV-Anlagen, Wärmepumpensystemen sowie Elektrofahrzeuge mit jeweils über einer Million Anlagen auf, deren Anzahl und Bedeutung zukünftig weiter zunehmen wird.

Grundlage zur intelligenten Einbindung dieser Systeme bildet der in dieser Arbeit entwickelte intelligente Steuerungsansatz für dezentrale Energiesysteme, welcher einfach auf bestehende Energiesysteme adaptiert werden kann. Der Steuerungsansatz bietet eine problemlose Möglichkeit zur Adaption, wodurch er auch auf weitere Anwendungsfelder oder Systeme skaliert werden kann. Hierdurch kann erreicht werden, das bisher ungenutzte Flexibilitätspotenzial durch den intelligenten Steuerungsansatz zu heben, um einen positiven Beitrag für den Endnutzer sowie für das ganzheitliche Energiesystem zu erzielen.

Anhang A: Ausgestaltung der Umfrage

An dieser Stelle wird zunächst die Ausgestaltung der durchgeführten Umfrage dargestellt. Die Umfrage erfolgt wie folgt:

Seite 1:

Umfrage zur Bedeutung von dezentralen Energiesystemen im gesamtheitlichen Energiesystem

Liebe Teilnehmerin, lieber Teilnehmer,

vielen Dank für Ihren Besuch.

Mit Ihrer Teilnahme an der 5 bis 10-Minütigen und 8 Fragen umfassenden Umfrage helfen Sie, den aktuellen Stand von dezentralen Energiesystemen in Deutschland besser einzuschätzen.

Seite 2:

Umfrage zur Rolle von dezentralen Energiesystemen im gesamtheitlichen Energiesystem

Im Zuge der Energiewende und der damit vereinbarten Zielsetzungen kommt es in Deutschland zu einer deutlichen Dezentralisierung der Erzeugungs- sowie Verbrauchsstruktur: Immer häufiger wird lokal benötigte elektrische oder thermische Energie auch direkt lokal beim Endnutzer erzeugt oder verbraucht. Beispiele stellen insbesondere Technologien wie PV-Anlagen, Batteriespeicher, Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge dar. Durch diese zunehmende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr werden bisherige Endenergienutzer, welche sich für die Installation der Komponenten entscheiden, zu immer leistungsstärkeren dezentralen Energiesystemen im Kontext des gesamtheitlichen Energiesystems. Insbesondere durch die Summe der Leistung ihrer installierten Komponenten und dem daraus resultierenden Flexibilitätspotenzial kann Ihnen so eine zunehmende Bedeutung zu Teil werden.

Im Rahmen meiner Forschungstätigkeiten und Dissertation am IER an der Universität Stuttgart beschäftige ich mich mit der Integration dieser dezentralen Energiesysteme ins ganzheitliche Energiesystem. Durch die folgende Umfrage soll ein quantitativer Überblick über den aktuellen Stand und die Einschätzung hinsichtlich dieser neuen Akteure geschaffen werden.

Durch das Umfragemedium wird eine vollständige Anonymisierung Ihrer erhobenen Daten sichergestellt. Alle nachfolgenden Angaben sowie Fragen sind freiwillig bzw. optional und können übersprungen oder grob abgeschätzt werden.

Sollten Sie sich für die Ergebnisse der Umfrage interessieren, können Sie abschließend gerne eine Mailadresse hinterlegen, an welche wir Ihnen die Ergebnisse der Umfrage schicken.

Vielen Dank für Ihre Mithilfe!

Fragen:

1. *Welchen Hintergrund weisen Sie in Ihrer aktuellen Tätigkeit auf?*

   Wählen Sie eine oder mehr Antworten

   - *Großes Energieversorgungsunternehmen (> 500 Mitarbeiter)*
   - *Kleineres Energieversorgungsunternehmen (< 500 Mitarbeiter)*
   - *Junges Energieversorgungsunternehmen (z. B. Direktvermarkter, virtuelle Kraftwerke)*
   - *Netzbetreiber*
   - *Forschung*
   - *Sonstige, und zwar*

2. *Welche Relevanz / Bedeutung weisen dezentrale Energiesysteme aktuell und zukünftig für Sie auf? (1 niedrig, 5 hoch)*

Wählen Sie eine Antwort in jeder Zeile

	1	2	3	4	5
Aktuell					
Zukünftig					

3. *Inwiefern haben Sie sich schon mit dezentralen Energiesystemen beschäftigt?*

   Wählen Sie eine Antwort

   - *Bisher noch keine Überlegungen in diese Richtung angestellt*
   - *Erste Überlegungen angestellt, jedoch noch keine konkreten Aktivitäten*
   - *Erste Projekte aktiv oder bereits abgeschlossen*
   - *Erste dezentrale Energiesysteme erschlossen, bspw. zur Datenerhebung*
   - *Erste dezentrale Energiesysteme steuerbar, bspw. durch Signale oder Fahrpläne*
   - *Aktiver Betrieb / Vermarktung von dezentralen Energiesystemen oder einzelnen Komponenten*

4. *Welche Technologien halten Sie hierbei für interessant bzw. welche Technologien befinden sich bereits in Ihrem Portfolio?*

	PV-Anlagen	Dezentrale Batterie-speicher	Wärme-pumpen	Nacht—speicher-heizungen	Elektro-fahrzeuge	BHKWs
Interes-sant Portfolio						

5. *Sofern Sie bereits über dezentrale Energiesysteme oder einzelne Technologien in Ihrem Portfolio verfügen, wie hoch ist deren summierte elektrische Leistung / Kapazität?*

Wählen Sie eine Antwort in jeder Zeile

	< 10	10 bis 50	50 bis 100	100 bis 500	>500
Dez. PV-Anlagen (< 30 kWp) in kWp					
Dez. Batteriespeicher (<30 kWh) in kWh					
Wärmepumpen in kW					
Nachtspeicherheizun-gen in kW					
Elektrofahrzeuge in kW					
Dezentrale BHKWs					

6. *Welche Vorteile erhoffen Sie sich von dezentralen Energiesystemen?*

   Wählen Sie eine oder mehr Antworten

   - *Monetäre Erlösmöglichkeiten*
   - *Erschließung von Flexibilitätspotenzialen*
   - *Beitrag zum Klimaschutz, z. B. durch CO2-Emissionsminderungen*
   - *Erschließung neuer Geschäftsfelder*
   - *Erschließung neuer Kundengruppen*
   - *Erste und noch offene Projektversuche ohne konkrete Zielrichtung*

- *Sonstige, und zwar*

7. *Bitte nennen Sie kurz die Ihrer Meinung nach größten Herausforderungen, welche die Erschließung und Integration dezentraler Energiesysteme aktuell noch hemmen.*

Geben Sie kurze Bulletpoints ein...

8. *Sofern Sie die Ergebnisse der Umfrage interessieren, bitte hinterlassen Sie hier Ihre Mailadresse.*

Geben Sie eine E-Mail-Adresse ein….

Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

Beruflicher Hintergrund der Teilnehmer der Umfrage

Um ein Bild über den beruflichen Hintergrund der Teilnehmer zu erlangen, wird dieser in Frage 1 adressiert. Der Hintergrund der Teilnehmer teilt sich wie in nachfolgender Abbildung A-0-1 dargestellt auf:

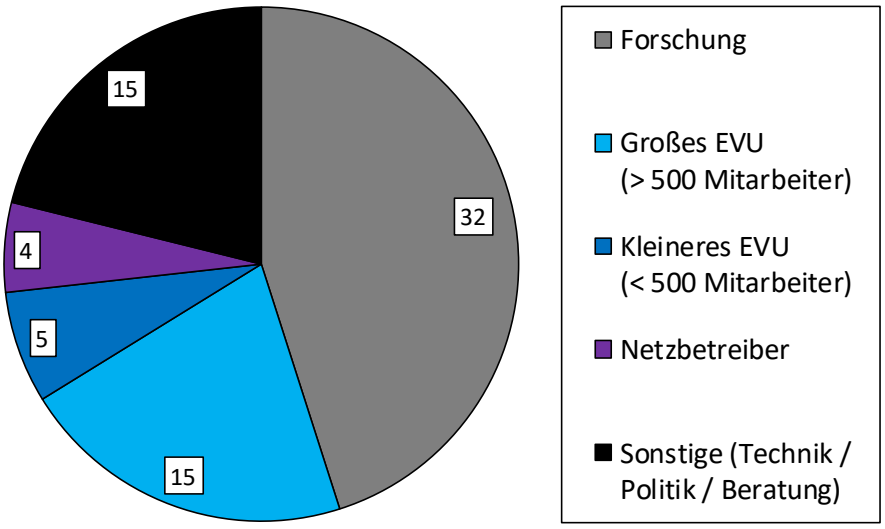

Abbildung A-0-1: Aufteilung der Teilnehmer nach beruflichem Hintergrund

Anhang B: Quantitative Literaturrecherche

An dieser Stelle wird zunächst ein detaillierter Überblick über das methodische Vorgehen der quantitativen Literaturrecherche gegeben. Hierbei wird zunächst dargelegt, wie der untersuchte Datensatz erzeugt wurde, wonach anschließend dessen methodische Auswertung vorgestellt wird. Der zugrundeliegende Datensatz der Literaturrecherche entstammt der IEEE Xplore Digital Library [140]. Diese Datenbank bietet durch den kostenfreien Zugriff eine problemlose Zugänglichkeit und stellt eine der führenden Publikationsverzeichnisse im elektro- sowie informationstechnischen Bereich dar, weshalb diese Datenbank ausgewählt wird. Nach eigenen Angaben umfasst die Datenbank mehr als fünf Millionen Fachbeiträge aus mehr als 250 Fachzeitschriften, welche monatlich um etwa 30.000 neue Dokumente ergänzt werden [141]. Folglich kann angenommen werden, dass die Datenbank einen repräsentativen Einblick auf die aktuellen Forschungsaktivitäten bietet. Um die Publikationen des Kontexts der vorliegenden Arbeit auszumachen, wird eine Suchanfrage erstellt. Diese Suchanfrage ergibt sich wie folgt:

Suchanfrage	Datum	Anzahl Publikationen
(((„All Metadata“:distributed energy system) OR („All Metadata“:decentralized energy system) OR („All Metadata“:residential building)) AND („Abstract“:photovoltaic)) AND ((„All Metadata“:electric vehicle) OR („All Metadata“:heat pump)))	11.01.2022	606

Die Anfrage, gestellt am 11.01.2022, resultiert in 606 Publikationen. Nach einer Bereinigung um Einträge von Tagungsbände, welche ausschließlich die thematischen Schwerpunkte von Konferenzen sowie Lehrbüchern aufzählen (21 Einträge), sowie der Bereinigung um Einträge mit Veröffentlichungsdatum im Jahr 2022 (24 Einträge) sowie vor dem Jahr 2012 (8 Einträge) verbleibt ein finaler Datensatz über die letzten zehn Jahre von insgesamt 553 Publikationen, bereinigt um doppelte Einträge. Aus diesem Datensatz werden nicht weiter benötige Einträge (z. B. Seitenanzahlen, ISSN, DOI) entfernt. Als zentrale Eigenschaften der nachfolgenden Analyse werden das Publikationsjahr sowie das Abstract der Publikationen ausgewählt.

Die inhaltliche Analyse der ausgemachten Publikationen erfolgt hinsichtlich ihres Abstracts und einer anschließenden Klassifikation. Hierzu werden die Publikationen auf Schlüsselbegriffe untersucht, welche gemeinsam eine inhaltliche Vertiefung darstellen. Als Beispiel ergibt sich aus den Schlüsselbegriffen mit dem Wortstamm „photovoltaic*“ und der Abkürzung „pv“ die Kategorie „PV-Anlage“. Über die Zuordnung der Schlüsselbegriffe wird nun nachfolgend tabellarisch ein Überblick gegeben, wobei zunächst in Tabelle B-0-1 die Schlüsselbegriffe hinsichtlich der in den Publikationen verwendeten technischen Komponenten vorgestellt werden.

Tabelle B-0-1: Zuordnung der Schlüsselbegriffe zu Kategorien hinsichtlich der in der Publikation berücksichtigten technischen Komponenten

Kategorie	Schlüsselbegriffe
PV	photovolt*; pv
EV	electric vehicle; ev
WP	heat pump; hp

In der folgenden Tabelle B-0-2 wird eine Übersicht über die Schlüsselbegriffe hinsichtlich der in den Publikationen verfolgten Methodik gegeben.

Tabelle B-0-2: Zuordnung der Schlüsselbegriffe zu Kategorien hinsichtlich der in der Publikation verwendeten Methodik

Kategorie	Schlüsselbegriffe
Optimierung	optim*
Control	control
Simulation	simul*
MPC	model predicti*; mpc
RBC	rule based, rbc*
Heuristik	heurist*

Die Verbindung der Begriffe erfolgt über den logischen OR-Operator, so dass eine Mehrfachzählung einer Publikation mit einem oder mehreren Schlüsselbegriffen ausgeschlossen wird. Um die Untersuchung zu vereinfachen und die Anzahl der Schlüsselwörter zu verkleinern, werden die Abstracts um Trennstriche (z. B. „heat-pump“ zu „heat pump“) sowie Großschreibung („Heat pump“ zu „heat pump“) bereinigt.

In der folgenden **Tabelle B-0-3** werden die Schlüsselbegriffe hinsichtlich der in den Publikationen verfolgten Zielstellung vorgestellt.

Tabelle B-0-3: Zuordnung der Schlüsselbegriffe zu Kategorien hinsichtlich der in der Publikation verfolgten Zielstellung

Kategorie	Schlüsselbegriffe
Monetär	pric*, cost, bill*, econom*
Flexibilität	flexibl*; flexibilit*; demand response;
Klima	fossil, sustain*; environment*; ecolog*; climat*; pollut*
Emissionen	greenhouse gas; ghg; carbon; emission;

Weiterhin werden an dieser Stelle noch alle 31 Publikationen aufgeführt, welche, wie in Kapitel 2.1.2, den gemeinsamen Einsatz von PV-Anlage, WP-System sowie Elektrofahrzeug untersuchen. Diese Publikationen sind in der nachfolgenden Tabelle B-0-4 aufgeführt.

Tabelle B-0-4: Übersicht über identifizierte Publikationen, welche den gemeinsamen Einsatz von PV-Anlagen, WP-Systemen sowie Elektrofahrzeugen aufweisen

Nr.	Titel	Autoren	Jahr	Primärer Betrachtungsgegenstand
1	Predictive Home Energy Management System With Photovoltaic Array, Heat Pump, and Plug-In Electric Vehicle	M. Yousefi et al. [66]	2021	DES
2	Heuristic-Based Programable Controller for Efficient Energy Management Under Renewable Energy Sources and Energy Storage System in Smart Grid	Imran, A. et al. [64]	2020	DES
3	Autonomous Energy Grids: Controlling the Future Grid With Large Amounts of Distributed Energy Resources	Kroposki, B. et al.	2020	Netzbetrieb
4	Creation of the Italian Distribution System Scenario by Using Synthetic Artificial Networks	Vigana, G. et al.	2020	Netzbetrieb
5	A Secured Energy Management Architecture for Smart Hybrid Microgrids Considering PEM-Fuel Cell and Electric Vehicles	Gong, X. et al.	2020	Microgrid
6	Stochastic Multi-objective Economic/Emission Energy Management of a Microgrid in Presence of Combined Heat and Power Systems	Hadayeghparast, S. et al.	2019	Microgrid
7	Development of a Microgrid Hardware Simulation System for Distributed Energy Resources in Combination with an Aggregated Battery Electric Vehicle	Kroeger, K. et al.	2019	Microgrid
8	Virtual Power Plant Model for the Cluster of Household Prosumers Based on Minkowski Sum	Qiu-yu, L. et al.	2019	Virtual Power Plant
9	Changing to Power-Based Grid Pricing - An Incentive for Grid Defections in Nordic Conditions?	Haapaniemi, J. et al.	2018	Netzbetrieb
10	Battery Energy Storage Management for Smart Residential Buildings	Stepaniuk, V. et al.	2018	Batteriespeicher
11	Harmonic Characterization of Modern Residential Distributed Energy Resources	Nassif, A. B. et al.	2018	Netzbetrieb
12	Heat and Electrical Power Management of Residential Buildings integrated to High-Temperature Fuel Cell and Renewable Energy Systems	Hajizadeh, A.	2018	Brennstoffzelle
13	Effects of major tariff changes by distribution system operators on profitability of photovoltaic systems	Haapaniemi, J. et al.	2017	PV-Tarife

14	Ant-based optimal tuning of PID controllers for load frequency control in power systems	Bernard, M. et al.	2017	Netzbetrieb
15	Coordinated optimal control strategy for multi-energy microgrids considering P2G technology and demand response	Du, X. et al.	2017	Microgrids
16	Integration of renewable resources into Low Voltage grids stochastically	Al Essa, M. J. M. et al.	2016	Netzbetrieb
17	Grid impact of charging electric vehicles; study cases in Denmark, Germany and The Netherlands	van der Burgt, J. et al.	2015	Netzbetrieb
18	Assessing distributed storage management in LV grids using the smart grid metrics framework	Rui, H. et al.	2015	Netzbetrieb
19	Distributed generation expansion based on a multi-objective mathematical programming approach	Javid, A. et al.	2014	Netzbetrieb
20	Management strategy for unbalanced LV distribution network with electric vehicles, heat pumps and domestic photovoltaic penetration	Baccino, F. et al.	2014	Netzbetrieb
21	Electric Vehicle Charging in an Office Building Microgrid With Distributed Energy Resources	Van Roy, J. et al.	2014	Betriebliches EV-Laden
22	Multi-period three-phase unbalanced optimal power flow	O'Connell, A. et al.	2014	Netzbetrieb
23	Coordination of Generation Scheduling with PEVs Charging in Industrial Microgrids	Derakhshandeh, S.Y. et al.	2013	EV in Industrie
24	Optimal scheduling method of controllable loads in smart house considering forecast error	Yoza, A. et al.	2013	Prognosefehler
25	Autonomous power system control by decentralized controllable loads	Kinjyo, Y. et al.	2013	Netzbetrieb
26	Algorithm for the determination of loadability boundaries of distribution	Krause, O. et al.	2012	Netzbetrieb
27	Decentralized controllable loads control in small power system	Kinjyo, Y. et al.	2012	Netzbetrieb / Microgrid
28	Autonomous distribution system control by decentralized controllable loads	Kinjyo, Y. et al.	2012	Netzbetrieb
29	Real time Intelligent Control Laboratory (RT-ICL) of PowerLabDK for smart grid technology development	Ästergaard, J. et al.	2012	Netzbetrieb / Microgrid
30	Frequency and voltage control by decentralized controllable loads with fuzzy control	Kinjyo, Y. et al.	2011	Netzbetrieb
31	Cell grid model: Minimum size power system with renewable energy	Yoshimura, K. et al.	2011	Netzbetrieb / Mikrogrid

Anhang C: Netzdienliche Einsatzplanung des dezentralen Energiesystems

Abschließend werden an dieser Stelle noch die Auswirkungen des Mechanismus der Spitzenglättung auf den Netzbezug im Steuerungsansatz „EigV-Opt. + konst. Strompreis“ dargestellt. Diese sind in der nachfolgenden Abbildung C-0-1 abgetragen.

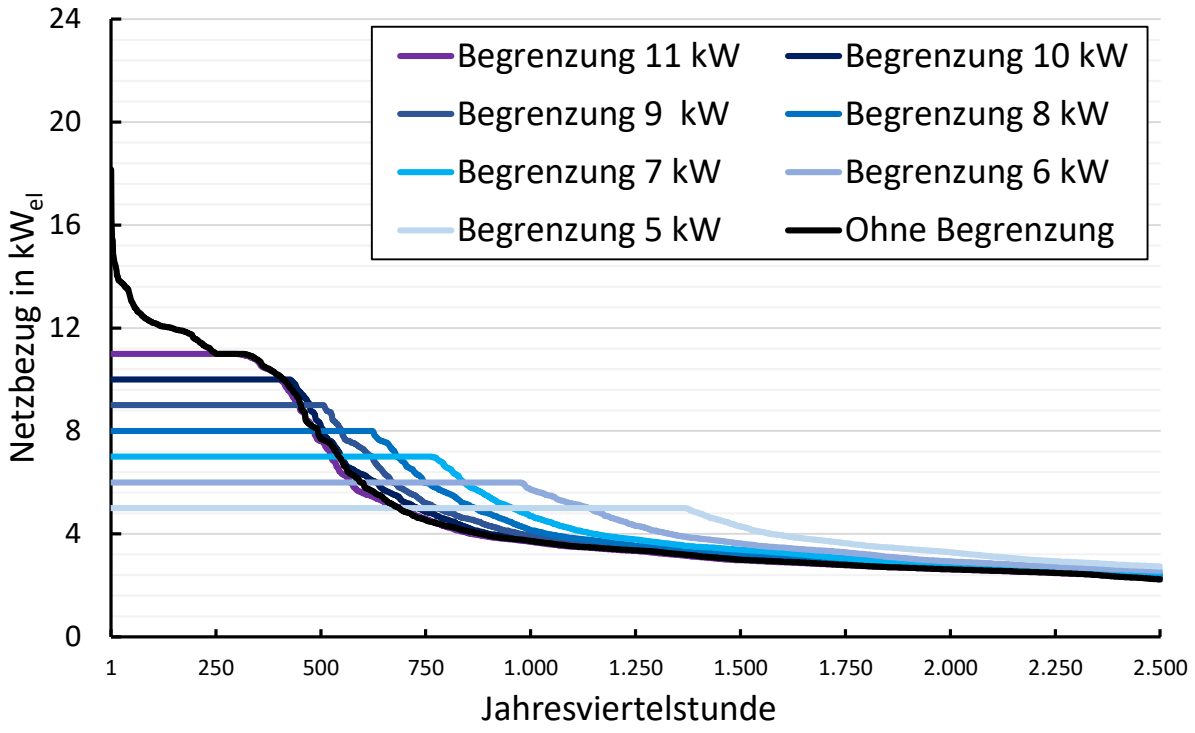

Abbildung C-0-1: Veränderung der Dauerlinie des jährlichen Netzbezugs in den ersten 2.500 Viertelstunden durch die Maßnahme Spitzenglättung im Steuerungsansatz EV-Optimierung unter konstanten Strompreisen

Anhang D: Kostenoptimale Dimensionierung des PV-BS-Systems

An dieser Stelle soll für eine gesteigerte Übersichtlichkeit noch ein Überblick über die absoluten jährlichen Energieversorgungskosten inklusive der Amortisation in Abhängigkeit der Leistung sowie der Kapazität des PV-BS-Systems gegeben werden. Hierfür werden diese jährlichen Kostne in der nachfolgenden Abbildung D-0-1 abgetragen.

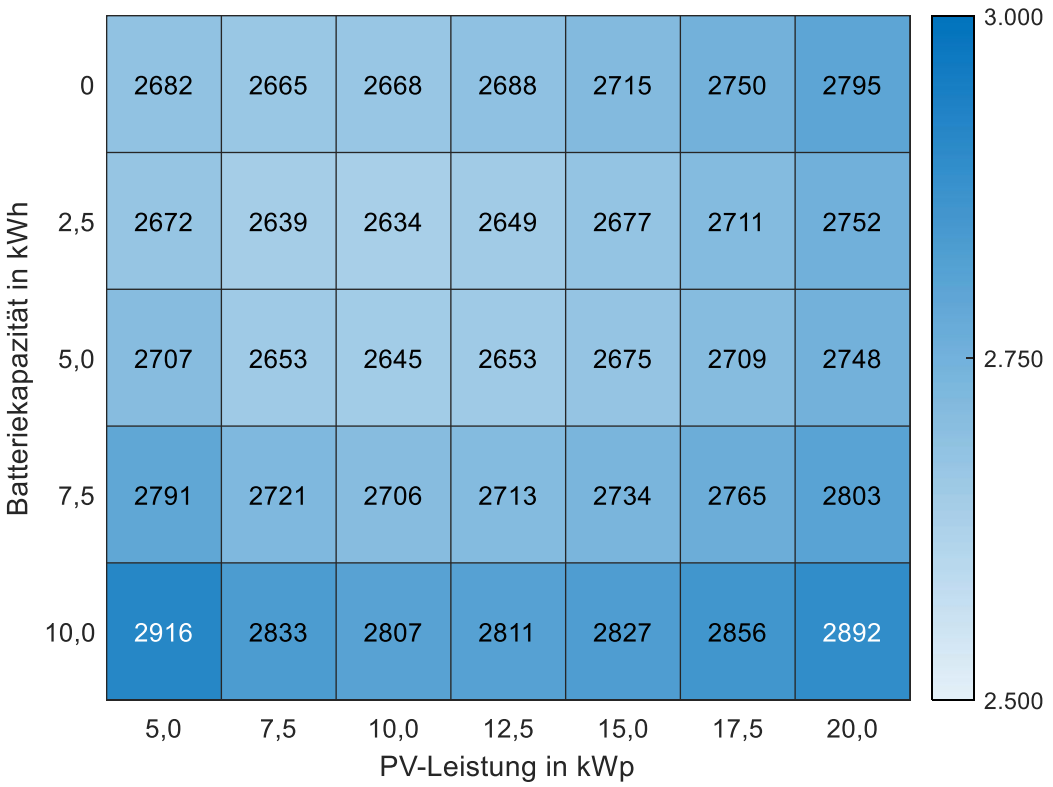

Abbildung D-0-1: Darstellung der Jährliche Energieversorgungskosten in Abhängigkeit der Dimensionierung von PV-Leistung sowie Batteriespeicherkapazität

Anhang E: Heuristischer Betrieb des WP- Systems im realitätsnahen Umfeld

Nachfolgend wird in Abbildung E-0-1 die heuristische Einsatzplanung des WP-Systems für den Verlauf eines Jahres dargestellt. In diesem temperaturgeführten Modus (TP) werden die Komponenten so eingesetzt, dass eine Unterschreitung der zeitspezifischen Raumtemperatur unter die untere Grenze verhindert wird. Der Steuerungsansatz als ruled-based control aktiviert das Wärmepumpensystem dann, sobald in einem Zeitschritt die Raumtemperatur die untere Grenze von 19 °C zu unterschreiten droht. Weitere Zielgrößen, bspw. die Berücksichtigung von lokal erzeugtem PV-Strom, wird in diesem Ansatz nicht verfolgt.

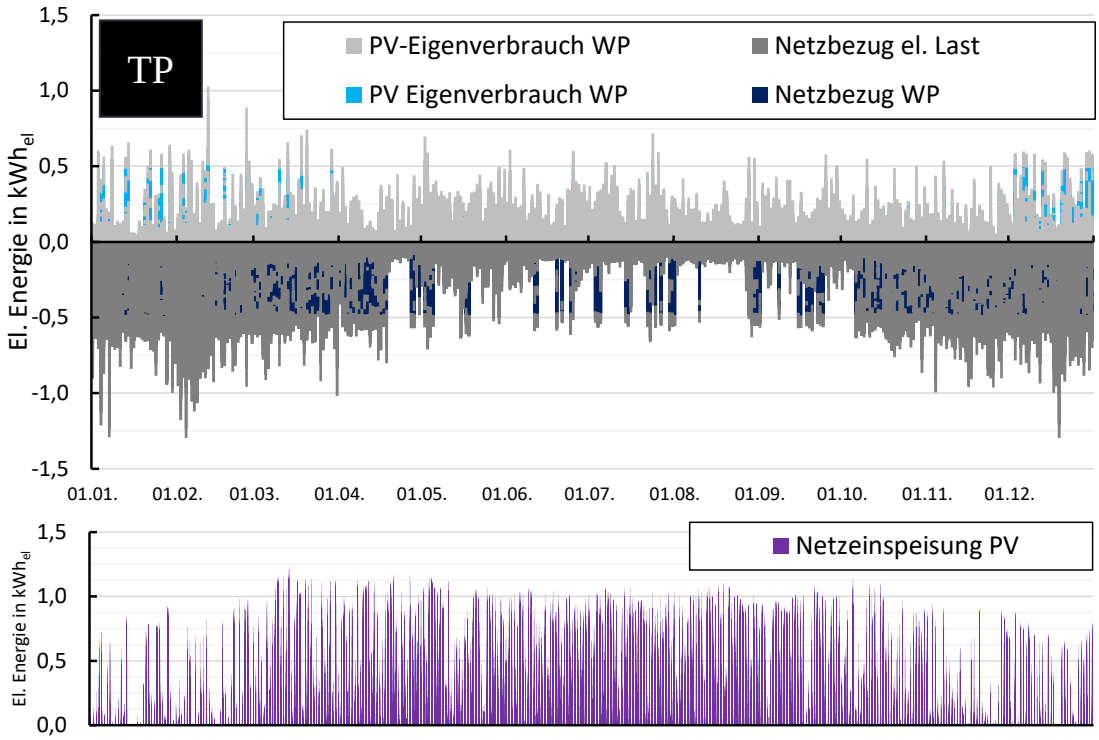

Abbildung E-0-1: Darstellung des jährlichen Eigenverbrauchs sowie des Netzbezugs sowie der Netzeinspeisung im temperaturgeführten Steuerungsansatz

Die Abbildung verdeutlicht insbesondere in den Wintermonaten einen zufälligen Verbrauch von lokal erzeugtem PV-Strom durch das WP-System. In diesen Monaten wird die Wärmepumpe häufig über den Großteil des Tages zur Wärmeversorgung eingesetzt, weshalb zufällig auch Zeitfenster mit lokal erzeugtem PV-Strom getroffen werden.

In den Übergangsmonaten fällt diese Energiemenge deutlich geringer aus, der überwiegende Anteil der benötigten Energie muss vom Netz bezogen werden. Im Jahr ergibt sich so ein Autarkiegrad von 29 % des lokal erzeugten PV-Stroms.

Literaturverzeichnis

[1] United Nations (2015). Paris Agreement. In Report of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (21st Session). Retrieved December (Vol. 4, p. 2017).

[2] Umweltbundesamt (2013). Treibhausgasminderungsziele Deutschlands. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands#internationale-vereinbarungen-weisen-den-weg, zuletzt geprüft am 13.05.2022.

[3] Sachverständigenrat für Umweltfragen (2020). Umweltgutachten 2020: Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa. Online verfügbar unter https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2016_2020/2020_Umweltgutachten_Entschlossene_Umweltpolitik.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 01.06.2022.

[4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019). Die Energie der Zukunft: Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende - Berichtsjahr 2017. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschrittsbericht-monitoring-energiewende.html, zuletzt geprüft am 16.01.2025.

[5] Lux, B., Sensuß, F., Deac, G., Kiefer, C., Bernath, C., Fragoso-Garcia, J., & Pfluger, B. (2021). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Energieangebot. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter: https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets /docs/LFS3-Langbericht-Energieangebotfinal, zuletzt geprüft am 24.10.2022.

[6] Matthes, F., Flachsbarth, F., Vogel, M., & Cook, V. (2018). Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze. Meta-Studie über Annahmen, Erkenntnisse und Narrative für die Renewables Grid Initiative. Öko-Institut e.V.. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/publikationen/p-details/dezentralitaet-regionalisierung-und-stromnetzem, zuletzt geprüft am 10.11.2021.

[7] acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (2020). Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem: Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung. Online verfügbar unter https://www.acatech.de/publikation/zentrale-und-dezentrale-elemente-im-energiesystem-der-richtige-mix-fuer-eine-stabile-und-nachhaltige-versorgung/, zuletzt geprüft am 16.01.2025.

[8] Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. Electric Power Systems Research, 57(3), 195-204.

[9] Moskovitz, D., Harrington, C., & Rowe, J. W. (2000). Profits and progress through distributed resources. Regulatory Assistance Project.

[10] Schick, C. (2023). Interdependencies of prosumer households with the overall energy system with regard to system efficiency and distributional effects. Online verfügbar unter https://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/15477, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[11] Brauner, G. (2016). Energiesysteme: regenerativ und dezentral: Strategien für die Energiewende. Deutschland: Springer Fachmedien Wiesbaden.

[12] Gährs, S., Wieckowski, E., von Braunmühl, J., Wolfmaier, A., & Hirschl, B. (2015). Private Haushalte als neue Schlüsselakteure einer Transformation des Energiesystems. Arbeitspapier zur Simulation des Haushaltssektors im Energiesystem unter Berücksichtigung hoher dezentraler Energieeinspeisung. Online verfügbar unter https://www.ioew.de/publikation/private_haushalte_als_neue_schluesselakteure_einer_transformation_des_energiesystems, zuletzt geprüft am 16.01.2025.

[13] Zander, W. (2018). Digitalisierung der Energiewende-Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.html, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[14] Bothor, S., Steurer, M., Eberl, T., Brand, H., & Voß, A. (2015). Bedarf und Bedeutung von Integrations- und Flexibilisierungsoptionen in Elektrizitätssystemen mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien. IEWT-Konferenz Wien 2015.

[15] Sterner, M. (2016). Bedeutung und Notwendigkeit von sektorenkoppelnden Speichern für die Energiewende. In BMWi Workshop „Sektorkopplung–Chance für die Industrie“.

[16] Wietschel, M., Plötz, P., Pfluger, B., Klobasa, M., Eßer, A., Haendel, M. & Albert, D. (2018). Sektorkopplung: Definition, Chancen und Herausforderungen (No. S01/2018). Working Paper Sustainability and Innovation. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2018/WP01-2018_Sektorkopplung_Wietschel.pdf, zuletzt geprüft am 16.01.2025.

[17] Schick, C., Klempp, N. & Hufendiek, K. (2020). Role and impact of prosumers in a sector-integrated energy system with high renewable shares. IEEE Transactions on Power Systems, 37(4), 3286-3298.

[18] Stratmann, P. (2023). Marktstammdatenregister. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR, zuletzt geprüft am 17.08.2021.

[19] Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (2019). Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarspeicher. Online verfügbar unter https://www.isea.rwth-aachen.de/cms/ISEA/Forschung/~ojos/Publikationen/, zuletzt geprüft am 17.08.2021.

[20] Bundesverband Energiespeicher (2021). BVES-Branchenzahlen 2021: 300.000 Hausspeicher in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.bves.de/publikation/bves-branchenanalyse-2021/, zuletzt geprüft am 16.01.2025.

[21] Handelsblatt (2021). Zahl privater Solarspeicher legt 2019 deutlich zu. Online verfügbar unter https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energie-zahl-privater-solarspeicher-legt-2019-deutlich-zu/25718994.html, zuletzt geprüft am 16.01.2025.

[22] Bundesverband Wärmepumpe (2019). Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/absatzzahlen, zuletzt geprüft am 16.01.2025.

[23] Kraftfahrt-Bundesamt (2021). Bestand nach Umwelt-Merkmalen. Online verfügbar https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz13_b_uebersicht.html, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[24] Schulz, M., Boughattas, B., & Wendel, F. (2021). DetEEktor: Mask R-CNN based neural network for energy plant identification on aerial photographs. Energy and AI, 5, 100069.

[25] The Mobility House, Ladedauer und Reichweite von Elektroautos. Online verfügbar unter https://www.mobilityhouse.com/de_de/ratgeber/ladezeitenuebersicht-fuer-elektroautos, zuletzt geprüft am 02. 11. 2021.

[26] Bundesministerium für Digitales und Verkehr (2022). Erstmals rollen eine Million Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2021/080-scheuer-altmaier-schulze-1-mio-elektrofahrzeuge.html, zuletzt geprüft am 22.05.2022.

[27] Buttermann, H. G., Maaßen, U., Baten, T. und Nieder, T. (2021). Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken, 2021. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/01/AGEB_21p2_V3_20221222.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[28] Gniffke, P. (2021). Vorjahresschätzung der deutschen Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2020. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/220310_vjs_2021_-_begleitender_bericht_-_sauber_vbs_korr_kurzfassung.pdf, zuletzt geprüft am 16.01.2025.

[29] Luderer, G., et al. (2021). Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045-Szenarien und Pfade im Modellvergleich (Zusammenfassung). Online verfügbar unter https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222_corr0524.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[30] Ausfelder, F. et al. (2017). Sektorkopplung. Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina; acatech–Deutsche Akademie der Technikwissenschaften; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften. Online verfügbar unter https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Sektorkopplung.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[31] Ahanchian, M., Bailey, I., Dobbins, A., Tash, A. & Fahl, U. (2020). Optimale Struktur von dezentralen und zentralen Technologien im Systemverbund – Intelligente dezentrale Energiesysteme. Online verfügbar unter https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projekte/abgeschlossen/dezentral/downloads/BMWi-03ET4026_Schlussbericht_Dezentral.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[32] Hirth, L. und Eicke, A. (2023). Zeitvariable Verteilnetzentgelte: Eine ökonomische Perspektive auf die deutsche Netzentgeltsystematik. Online verfügbar unter https://neon.energy/variable-netzentgelte.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[33] Gillich, A., Brand, H., Schmidt, T. & Hufendiek, K. (2024). Die Schlüsselrolle von Flexibilität im Stromsystem 2030. Nutzenanalyse und kritische Flex-Technologien. Online verfügbar unter https://ariadneprojekt.de/media/2024/02/Ariadne-Analyse_FlexibilitatStromsystem_Februar2024.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[34] Neon Neue Energieökonomik GmbH (2021). Strommarkttreffen – Ein Netzwerk für Energieexperten. Online verfügbar unter https://www.strommarkttreffen.org, zuletzt abgerufen am 11. November 2021.

[35] Hufendiek, K. (2022). Energiewirtschaft und Energieversorgung: Skript zur Vorlesung, Wintersemester 2021/2022. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

[36] Jahn, A., Lenck, T., & Graichen, P. (2019). Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen. Hg. v. Agora Energiewende. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/publikationen/netzentgelte-2019-zeit-fuer-reformen, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[37] Metz, J. & H. Doderer, H. (2020). Systematische Ansätze zur Reform der Netzentgelte für die Energiewende 2.0. Online verfügbar unter https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM-Netzentgelte-Broschu%CC%88re.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[38] Agora Energiewende (2017). Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[39] Gerhards, E., Schrogl, F., Thöne, M. und Aigner, S. M. (2020). Verbraucherfreundliche Reform der staatlich veranlassten Strompreiskomponenten. Online verfügbar unter https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2021/03/19/fifo_staatlichestrompreiskomponenten_final.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[40] aWATTar Deutschland (2022). Tarif Hourly: Deutschlands erster Stromtarif mit stündlicher Preisanpassung. Online verfügbar unter https://www.awattar.de/tariffs/hourly, zuletzt geprüft am 22.05.2022.

[41] Tibber Deutschland (2022). Dein Stromvertrag für das digitale Zeitalter ⚡ Tibber. Online verfügbar unter https://tibber.com/de, zuletzt geprüft am 22.05.2022.

[42] Lehmann, N., Kraft, E., Duepmeier, C., Mauser, I., Förderer, K., & Sauer, D. (2019). Definition von Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem. Online verfügbar unter https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000090455/23314636, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[43] Schulz, M., Kumm, J., Hufendiek, K., Korkmaz, P., Blesl, M., Kemmler, T., & Thomas, B. (2020). Intelligente dezentrale erneuerbare Wärme für Smart Grids in Baden-Württemberg-Lastflexibilisierung zur Verteilnetzentlastung mit Wärmepumpen. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/profile/Maximilian-Schulz-2/publication/349279900_Heat4SmartGrid_-_Intelligente_dezentrale_erneuerbare_Warme_fur_Smart_Grids_in_Baden-Wurttemberg_-_Lastflexibilisierung_zur_Verteilnetzentlastung_mit_Warmepumpen_Endbericht/links/6027c18a45851589399f7654/Heat4SmartGrid-Intelligente-dezentrale-erneuerbare-Waerme-fuer-Smart-Grids-in-Baden-Wuerttemberg-Lastflexibilisierung-zur-Verteilnetzentlastung-mit-Waermepumpen-Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[44] Guthoff, F., Klempp, N., & Hufendiek, K. (2021). Quantification of the flexibility potential through smart charging of battery electric vehicles and the effects on the future electricity supply system in Germany. Energies, 14(9), 2383.

[45] Myers, D. G. & DeWall, C. N. (2023). Psychologie. Deutschland: Springer.

[46] Kiwigrid GmbH (2022). Kiwigrid führt neues Gateway “VoyagerX” zur intelligenten Vernetzung von PV-Systemen, Wallboxen und Wärmepumpen ein. Online verfügbar unter https://kiwigrid.com/de/artikel/kiwigrid-fuehrt-neues-gateway-voyagerx-zur-intelligenten-vernetzung-von-pv-systemen-wallboxen-und-waermepumpen-ein, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[47] Steurer, M. (2017). Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Online verfügbar unter https://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/9198, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[48] Backe, S., Korpås, M., & Tomasgard, A. (2021). Heat and electric vehicle flexibility in the European power system: A case study of Norwegian energy communities. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 125, 106479.

[49] Papadaskalopoulos, D., Strbac, G., Mancarella, P., Aunedi, M., & Stanojevic, V. (2013). Decentralized participation of flexible demand in electricity markets—Part II: Application with electric vehicles and heat pump systems. IEEE Transactions on Power Systems, 28(4), 3667-3674.

[50] Meesenburg, W., Thingvad, A., Elmegaard, B., & Marinelli, M. (2020). Combined provision of primary frequency regulation from Vehicle-to-Grid (V2G) capable electric vehicles and community-scale heat pump. Sustainable Energy, Grids and Networks, 23, 100382.

[51] Klempp, N., Häbig, P., Schulz, M., Heilmann, E., Guthoff, F. & Hufendiek, K. (2021). Bewertung des systemischen Nutzens des Benchmark-Modells zur Integration von Kleinstflexibilität in den Redispatch: Abschlussbericht.

[52] Weigand, A., Kern, B., Scheibel, M., Greif, S., Wohlschläger, D. & Bauer, D. (2021). Ergebnisbericht Intelligente Wärme München. Online verfügbar unter https://www.swm.de/dam/doc/magazin/c-sells-ergebnisbericht.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[53] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) (2022). Gesamtkonzept zur Steuerung mit intelligenten Messsystemen. Online verfügbar unter https://www.vde.com/resource/blob/2199366/c0105f2fb4cdc5e8a6f9a97467db64d6/gesamtkonzept-steuerung-pdf-data.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[54] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020). Referentenentwurf Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz – SteuVerG.

[55] Deutsche Energieagentur (2018). dena-Leistudie Integrierte Energiewende. Impulse für eine Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[56] gridX GmbH (2022). Viessmann und gridX - Vom Monitoring zum intelligenten Energiemanagement. Online verfügbar unter https://www.gridx.ai/de/press-releases/viessmann-und-gridx---vom-monitoring-zum-intelligenten-energiemanagement, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[57] Schlichting, F. (2022). Vier Hebel, um die Sektorenkopplung endlich umzusetzen. pv magazine. Online verfügbar unter https://www.pv-magazine.de/2021/04/29/vier-hebel-um-die-sektorenkopplung-endlich-umzusetzen/, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[58] Häbig, P., Schulz, M., Günkel, M., & Hufendiek, K. (2021) Blockchain, quo vadis? Eine quantitative Analyse des Entwicklungsstandes der Blockchain in der Energiewirtschaft anhand von Literatur-und Patentdaten. IEWT-Konferenz Wien 2021. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/359993084_Blockchain_quo_vadis_Eine_quantitative_Analyse_des_Entwicklungsstandes_der_Blockchain_in_der_Energiewirtschaft_anhand_von_Literatur-_und_Patentdaten, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[59] Schulz, M., Kemmler, T., Kumm, J., Hufendiek, K., & Thomas, B. (2020). A more realistic heat pump control approach by application of an integrated two-part control. Energies, 13(11), 2752.

[60] Dominković, D. F., Weinand, J. M., Scheller, F., D'Andrea, M., & McKenna, R. (2022). Reviewing two decades of energy system analysis with bibliometrics. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 153, 111749.

[61] Fischer, D. (2017). Integrating heat pumps into smart grids. Online verfügbar unter http://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1141142&dswid=-577, zuletzt geprüft am 01.06.2022.

[62] Oldewurtel, F. (2011). Stochastic model predictive control for energy efficient building climate control. Online verfügbar unter https://www.research-collection.ethz.ch/bitstream/handle/20.500.11850/153334/eth-5436-01.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[63] Seddig, K. (2021). Elektromobile Flotten im lokalen Energiesystem mit Photovoltaikeinspeisung unter Berücksichtigung von Unsicherheiten. Online verfügbar unter https://www.ksp.kit.edu/site/books/m/10.5445/KSP/1000118692/, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[64] Imran, A., et al. (2020). Heuristic-based programmable controller for efficient energy management under renewable energy sources and energy storage system in smart grid. IEEE Access, 8, 139587-139608.

[65] Yan, Q., Zhang, B., & Kezunovic, M. (2018). Optimized operational cost reduction for an EV charging station integrated with battery energy storage and PV generation. IEEE Transactions on Smart Grid, 10(2), 2096-2106.

[66] Yousefi, M., Hajizadeh, A., Soltani, M., & Hredzak, B. (2020). Predictive home energy management system with photovoltaic array, heat pump, and plug-in electric vehicle. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 17(1), 430-440.

[67] Uhrig, M. (2018). Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze. Online verfügbar unter https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000072324, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[68] Dallapiccola, M., Barchi, G., Adami, J., & Moser, D. (2021). The role of flexibility in photovoltaic and battery optimal sizing towards a decarbonized residential sector. Energies, 14(8), 2326.

[69] Probst, A. (2015). Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung. Online verfügbar unter https://www.ieh.uni-stuttgart.de/dokumente/dissertationen/Diss_Probst.pdf, zuletzt geprüft am 16.01.2025.

[70] Götz, A. (2016). Zukünftige Belastungen von Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Elektromobilität. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/302564603_Zukunftige_Belastungen_von_Niederspannungsnetzen_unter_besonderer_Berucksichtigung_der_Elektromobilitat, zuletzt geprüft am 16.01.2025.

[71] Kaschub, T. (2017). Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung. Online verfügbar unter https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000071259, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[72] Schreiber, M. (2017). Design variabler Energie- und Leistungspreiskomponenten von Stromtarifen als Anreiz für ein systemdienliches Energiemanagement flexibler Verbraucher in Haushalten. Online verfügbar unter https://www.bookshop.fraunhofer.de/buch/design-variabler-energie-und-leistungspreiskomponenten-von-stromtarifen-als-anreiz-fuer-ein-systemdienliches/247675, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[73] Becker, M. (2020). Nutzen des Sperrzeitenmodells für Wärmepumpen zur Minimierung der Belastung zukünftiger Stromnetze am Beispiel eines realen Ortsnetzes. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/340790296_Nutzen_des_Sperrzeitenmodells_fur_Warmepumpen_zur_Minimierung_der_Belastung_zukunftiger_Stromnetze_am_Beispiel_eines_realen_Ortsnetzes, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[74] Ried, S. (2021). Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Verteilnetzen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien: Ein Beitrag zur Kopplung von Elektrizitäts- und Verkehrssektor. Online verfügbar unter https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000130549, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[75] Van Der Kam, M., & van Sark, W. (2015). Smart charging of electric vehicles with photovoltaic power and vehicle-to-grid technology in a microgrid; a case study. Applied energy, 152, 20-30.

[76] Tashviri, M. H., & Ghaffarzadeh, N. (2020). Method for EV charging in stochastic smart microgrid operation with fuel cell and renewable energy source (RES) units. IET Electrical Systems in Transportation, 10(3), 249-258.

[77] Eydner, M. (2022). Flexibilisierung des Betriebs von Raumlufttechnischen Anlagen durch die Nutzung dezentraler Systeme.

[78] Huber, J. (2020). Engineering User-Centric Smart Charging Systems. Online verfügbar unter https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000122898, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[79] Braeuer, F., Finck, R., & McKenna, R. (2020). Comparing empirical and model-based approaches for calculating dynamic grid emission factors: An application to CO2-minimizing storage dispatch in Germany. Journal of cleaner production, 266, 121588.

[80] Unbehauen, H. & Ley, F. (2014). Das Ingenieurwissen: Regelungs- und Steuerungstechnik. Deutschland: Springer Berlin Heidelberg.

[81] Lunze, J. (2020). Regelungstechnik 2. Deutschland: Springer Berlin Heidelberg.

[82] Deutsches Institut für Normung (2009). Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch-Teil 351: Leittechnik (IEC 60050-351: 2006).

[83] Schildt, G.-H. & Kastner, W. (1998). Grundlagen der Regelungstechnik: Prozessautomatisierung.

[84] Oldewurtel, F.et al. (2010). Increasing energy efficiency in building climate control using weather forecasts and model predictive control. In Clima-RHEVA World Congress (No. CONF).

[85] Dittmar, R. & Pfeiffer, B. (2009). Modellbasierte prädiktive Regelung: Eine Einführung für Ingenieure. Österreich: De Gruyter.

[86] Fleischer, B. (2018). Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft: Eine modellgestützte Analyse langfristiger Energiewendeszenarien in Deutschland. Online verfügbar unter https://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/10818, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[87] Verein deutscher Ingenieure e.V. (2014). Simulation von Logistik-, Materialfluss- und Produktionssystemen – Grundlagen.

[88] Herbst, A., Toro, F., Reitze, F., & Jochem, E. (2012). Introduction to energy systems modelling. Swiss journal of economics and statistics, 148, 111-135.

[89] Exel, L., & Frey, G. (2018). Modeling and simulation of local flexibilities and their effect to the entire power system. Computer Science-Research and Development, 33(1-2), 49-60.

[90] Montenegro, R. C., & Fahl, U. (2017). Carbon leakage and competitiveness: Socio-economic impacts of greenhouse gas emissions decrease on the European area until 2050. In 2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM) (pp. 1-5). IEEE.

[91] Montenegro, R. C., Lekavičius, V., Brajković, J., Fahl, U., & Hufendiek, K. (2019). Long-term distributional impacts of European cap-and-trade climate policies: a CGE multi-regional analysis. Sustainability, 11(23), 6868.

[92] Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (2022). E2M2: Fundamentalanalytisches bottom-up LP Strommarktmodell für Deutschland und Europa mit hoch-aufgelöster Abbildung der Flexibilitätsoptionen. Online verfügbar unter https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/modelle/E2M2/, zuletzt geprüft am 05. September 2022.

[93] International Energy Agency (1998). Mapping the energy future: Energy modelling and climate change policy.

[94] DeCarolis, J., Daly, H., Dodds, P., Keppo, I., Li, F., McDowall, W., Pye, S., Strachan, N., Trutnevyte, E., Usher, W.,Winning, M., Yeh, S., & Zeyringer, M. (2017). Formalizing best practice for energy system optimization modelling. Applied Energy, 194, 184–198.

[95] Birge, J. R., Louveaux, F. (2011). Introduction to Stochastic Programming. Deutschland: Springer New York.

[96] Domschke, W., Drexl, A., Klein, R., Scholl, A. (2015). Einführung in Operations Research. Deutschland: Springer Berlin Heidelberg.

[97] Sioshansi, R., Conejo, A. J. (2017). Optimization in Engineering: Models and Algorithms. Deutschland: Springer International Publishing..

[98] Gollmer, R., Möller, A., Römisch, W., Schultz, R., Schwarzbach, G., & Thomas, J. (2005). Optimale Blockauswahl bei der Kraftwerkseinsatzplanung der VEAG. Online verfügbar unter https://edoc.hu-berlin.de/items/7835bc87-ef51-40f5-86f0-b46ebed53520, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[99] Röthig, A., & Voß, J. (1994). Entscheidungsunterstützendes Verfahren zur Kraftwerkseinsatzplanung unter Berücksichtigung unscharfer Randwerte. In Fuzzy Logik: Theorie und Praxis 4. Dortmunder Fuzzy-Tage Dortmund, 6.–8. Juni 1994 (pp. 315-322). Springer Berlin Heidelberg.

[100] Föllinger, O. (2017). Methoden der Regelungs- und Automatisierungstechnik.

[101] Savvidis, G. et al., (2019). The gap between energy policy challenges and model capabilities. Energy Policy, 125, 503-520.

[102] Suganthi, L., & Samuel, A. A. (2012). Energy models for demand forecasting - A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16(2), 1223-1240.

[103] Sobri, S., Koohi-Kamali, S., & Rahim, N. A. (2018). Solar photovoltaic generation forecasting methods: A review. Energy Conversion and Management, 156, 459-497.

[104] Nowotarski, J., & Weron, R. (2018). Recent advances in electricity price forecasting: A review of probabilistic forecasting. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 81, 1548-1568.

[105] Kuhn, T. (2022). Digitaler Zwilling. Online verfügbar unter https://gi.de/informatiklexikon/digitaler-zwilling, zuletzt geprüft am 04.01.2022.

[106] Allegrini, J., Orehounig, K., Mavromatidis, G., Ruesch, F., Dorer, V., & Evins, R. (2015). A review of modelling approaches and tools for the simulation of district-scale energy systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 52, 1391-1404.

[107] Harish, V. S. K. V., & Kumar, A. (2016). A review on modeling and simulation of building energy systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 56, 1272-1292.

[108] Sun, N. (2012). Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarkts: Kraftwerkseinsatzplanung und -investition. Online verfügbar unter https://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/2176, zuletzt geprüft am 16.01.2025.

[109] Fahl, U, Gaschnig, H., Hofer, C., Hufendiek, K., Maier, B., Pahle, M., Petzcker, R., Quitzow, R., Rauner, S., Sehn, V., Thier, P. & Wiesmeth, M. (2019). Das Kopernikus-Projekt ENavi : Die Transformation des Stromsystems mit Fokus Kohleausstieg. Online verfügbar unter https://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/10536, zuletzt geprüft am 15.01.2025.

[110] Bender, M. (2017). Modellierung eines dezentralen Energiesystems für die Evaluation von Wirtschaftlichkeit und Flexibilitätspotenzial.

[111] GAMS Development Corporation (2025). General Algebraic Modeling System (GAMS). Online verfügbar unter https://www.gams.com/download/, zuletzt geprüft am 22. April 2025.

[112] Toradmal, A., Kemmler, T., & Thomas, B. (2018). Boosting the share of onsite PV-electricity utilization by optimized scheduling of a heat pump using buildings thermal inertia. Applied Thermal Engineering, 137, 248-258.

[113] Schulz, M., & Hufendiek, K. (2021). Discussing the actual impact of optimizing cost and GHG emission minimal charging of electric vehicles in distributed energy systems. Energies, 14(3), 786.

[114] Moody, J. (2019). What does RMSE really mean? Online verfügbar unter https://towardsdatascience.com/what-does-rmse-really-mean-806b65f2e48e, zuletzt geprüft am 11. Februar 2022.

[115] Schulz, M. und Hufendiek, K. (2021). Analyse und Bewertung von Flexibilitätsanreizen für dezentrale, sektorenintegrierte Energiesysteme. IEWT-Konferenz Wien 2021. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/354600617_Analyse_und_Bewertung_von_Flexibilitatsanreizen_fur_dezentrale_sektorenintegrierte_Energiesysteme, zuletzt geprüft am 17.01.2025.

[116] Statistisches Bundesamt (2023). Familien nach Lebensform und Kinderzahl in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Tabellen/2-1-familien.html, zuletzt geprüft am 17.01.2025.

[117] Deutscher Wetterdienst (2021). Klimadaten Deutschland – Stundenwerte. Online verfügbar unter https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klarchivstunden.html, zuletzt geprüft am 17.05.2025.

[118] Tang, Y., Cheng, J. W., Duan, Q., Lee, C. W., & Zhong, J. (2019). Evaluating the variability of photovoltaics: A new stochastic method to generate site-specific synthetic solar data and applications to system studies. Renewable Energy, 133, 1099-1107.

[119] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2017). Mobilität in Tabellen (MiT 2017). Online verfügbar unter https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/archive/MiT2017.html, zuletzt geprüft am 17.01.2025.

[120] Volkswagen (2021). Der e-Golf: Technik und Preise - Gültig für das Modelljahr 2020. Online verfügbar unter https://www.volkswagen.de/idhub/content/dam/onehub_pkw/importers/de/besitzer-und-nutzer/hilfe-und-dialog-center/downloads/produktbroschueren/golf-(bq)/e-golf_preisliste.pdf, zuletzt geprüft am 17.01.2025.

[121] Müller, T. (2022). SMARD | Marktdaten. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Online verfügbar unter https://www.smard.de/home, zuletzt geprüft am 17.01.2025.

[122] Bantle, C. (2021). BDEW-Strompreisanalyse Juni 2021. Bundesverband der Energiewirtschaft. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/, zuletzt geprüft am 17.01.2025.

[123] Bemmann, U. (2022). EEG Einspeisevergütung - Förderung erneuerbarer Energien. Online verfügbar unter https://www.solarenergie.de/hintergrundwissen/rechtliches/erneuerbare-energien-gesetz/eeg-einspeiseverguetung, zuletzt geprüft am 17.01.2025.

[124] Seckinger, N., & Radgen, P. (2021). Dynamic Prospective Average and Marginal GHG Emission Factors-Scenario-Based Method for the German Power System until 2050. Energies, 14(9), 2527.

[125] Eichmann, E. (2017). Klimabilanz Photovoltaik: Wie groß ist der CO2-Fußabdruck von Solarstrom.

[126] Kreutmeyer, S., Finkel, M., Niederle, S., Witzmann, R., Steinhart, C. & Roth, H. (2022). Belastung von Niederspannungsnetzen durch marktgetriebenes Laden.

[127] Madel, A. (2022). Stromverbrauch elektrischer Geräte berechnen. Online verfügbar unter https://www.sanier.de/elektroinstallation/stromverbrauch-elektrischer-geraete-berechnen, zuletzt geprüft am 17.01.2025.

[128] Deutsches Institut für Normung (2020). DIN 18015-1:2020-05: Elektrische Anlagen in Wohngebäuden- Teil_1: Planungsgrundlagen.

[129] Bonn, M., & Götz, R. (2018). „Klimaschutz durch das EU-ETS: Stand und Perspektiven nach der Reform . Online verfügbar unter https://www.cep.eu/de/eu-themen/details/klimaschutz-durch-das-eu-ets.html, zuletzt geprüft am 17.01.2025.

[130] Umweltbundesamt (2022). EU-Kommission schlägt umfassende Reform des Emissionshandels vor. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/themen/eu-kommission-schlaegt-umfassende-reform-des-emissionshandels-vor, zuletzt geprüft am 06. April 2022.

[131] Windt, A., & Arnhold, O. (2020). Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf: Studie im Auftrag des BMVI. Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur. Online verfügbar unter https://nationale-leitstelle.de/wp-content/pdf/broschuere-lis-2025-2030-final.pdf, zuletzt geprüft am 17.01.2025.

[132] Verbraucherzentrale NRW e.V. (2022). Lohnen sich Batteriespeicher für Photovoltaikanlagen? Online verfügbar unter https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/lohnen-sich-batteriespeicher-fuer-photovoltaikanlagen-24589, zuletzt geprüft am 23. Mai 2022.

[133] Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H. T., & Schlegl, T. (2018). Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf, zuletzt geprüft am 17.01.2025.

[134] Doormann, G. (2022). Leistung von Photovoltaikanlagen. Online verfügbar unter https://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/leistung, zuletzt geprüft am 23.05.2022.

[135] Energieheld (2022). Kosten rund ums Dach - Sanierung, Eindeckung und Dämmung. Online verfügbar unter https://www.energieheld.de/dach/kosten, zuletzt geprüft am 23.05.2022 .

[136] Burkhardt, J. (2023). kWp pro m² der Photovoltaik Anlage. Online verfügbar unter https://echtsolar.de/kwp-pro-m, zuletzt geprüft am 22. Januar 2023.

[137] Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Unabhängigkeits-rechner | HTW Berlin. Online verfügbarbar unter https://solar.htw-berlin.de/rechner/unabhaengigkeitsrechner/, zuletzt geprüft am 18. Februar 2023).

[138] Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (2022). Das Projekt DSM-Plattform BW 2.0. Online verfügbar unter https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projekte/aktuell/dsm_2.0/, zuletzt geprüft am 25. Mai 2022.

[139] Institut für Operations Research, Analytics and Statistics & Fachgebiet Energiewirtschaft (BTU) (2022). Das Projekt "ProKoMo" – Bessere Preisprognosen in der Energiewirtschaft durch Kombination von fundamentalen und stochastischen Modellen. Online verfügbar unter https://www.pro-ko-mo.de/index.php, zuletzt geprüft am 06. Mai 2022.

[140] IEEE Xplore Digital Library. Online verfügbar unter https://ieeexplore.ieee.org/Xplore/home.jsp, zuletzt geprüft am 17. Januar 2022.

[141] Institute of Electrical and Electronics Engineers (2022). About IEEE Xplore. Online verfügbar unter https://ieeexplore.ieee.org/Xplorehelp/overview-of-ieee-xplore/about-ieee-xplore, zuletzt geprüft am 17. Januar 2022.

Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Bezugsadresse: Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Bibliothek -
Tel.: 0711 / 685 87861
Fax: 0711 / 685 87873
E-Mail: bib@ier.uni-stuttgart.de

Bestellungen sind auch über Internet möglich:
https://www.ier.uni-stuttgart.de

Band 160 H. Scheben
Analysis of Electricity Prices in Power Systems with High Shares of Renewables and Storage through Electricity Market Modelling
2025, 138 Seiten

Band 159 R. Cunha Montenegro
Implementing Household Heterogeneity in a Multi-Regional Technology Based Energy-Economic Model: System Analysis on Distributional Impacts of Pan-European Energy and Environmental Policies
2024, 162 Seiten

Band 158 C.F. Schick
Interdependencies of prosumer households with the overall energy system with regard to system efficiency and distributional effects
2024, 105 Seiten

Band 157 P.M. Wenzel
Energy efficiency and environmental assessment of cooling towers
2024, 223 Seiten

Band 156 L. Brodecki
Modellierung und Bewertung von Energieautarkie in städtischen Energiesystemen
2024, 226 Seiten

Band 155 A. Gillich
Techno-economic Analysis of an Instrument Mix to Decarbonize the Electricity Sector
2024, 97 Seiten

Band 154 G. Savvidis
Umgang mit zeitlich hoher Auflösung in Elektrizitätsmarktmodellen im Zusammenhang mit der Bewertung von Flexibilitäten
2024, 87 Seiten

Band 153 L. C. Chamorro Romero
On the Process Integration of Organic Rankine Cycles and Absorption Chillers into Heat Exchanger Networks
2023, 266 Seiten

Band 152 P. Korkmaz
Integrating Environmental, Macro-economic, and Uncertainty Aspects into Energy System Analysis
2023, 178 Seiten

Band 151 H. Godin
A model-based framework for the assessment of energy-efficiency and CO2-mitigation measures in multi-cylinder paper drying
2022, 129 Seiten

Band 150 A. Dobbins
System analysis of the significance of energy poverty on household energy use and emissions in Germany
2022, 222 Seiten

Band 149 D. Chudinzow
Modelling the energy yield of bifacial photovoltaic plants and their integration into European power supply systems
2022, 92 Seiten

Band 147 D. Turek
Die Standortwahl von Rechenzentren unter Berücksichtigung der Total Cost of Ownership: ein Framework zur multikriteriellen Entscheidungsanalyse
2022, 141 Seiten

Band 146 N. Seckinger
Methodische Weiterentwicklung dynamischer, prospektiver Treibhausgasemissionsfaktoren zur Analyse von Technologien der Sektorkopplung
2022, 242 Seiten

Band 145 M. Unger
Systematische Analyse von Druckluftleckagen
August 2021, 186 Seiten

Band 144 N. Li, G. Huang, R. Friedrich, U. Vogt, S. Schürmann, D. Straub
Messung und Bewertung der Schadstoffemissionen von Holzfeuerungen in Innenräumen
Juli 2019, 44 Seiten

Band 143 N. Li
Long-term Exposure of European Population Subgroups to PM2.5 and NO2
August 2020, 152 Seiten

Band 142 M. Miller
Wege zur Ermittlung von Energieeffizienzpotenzialen von Informations- und Kommunikationstechnologien
Februar 2020, 391 Seiten

Band 141 R. Flatau
Integrierte Bewertung interdependenter Energieeffizienzmaßnahmen – Eine modellgestützte Analyse am Beispiel von Querschnittstechnologien
Juli 2019, 216 Seiten

Band 140 B. Fleischer
Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft – Eine modellgestützte Analyse langfristiger Energiewendeszenarien für Deutschland
April 2019, 190 Seiten

Band 139 B. Mousavi
Analysis of the relative roles of supply-side and demand-side measures in tackling global climate change – Application of a hybrid energy system model
Januar 2019, 167 Seiten

Band 138 S. Bothor
Prognose von Netzverlusten
August 2019, 152 Seiten

Band 137 C. Schieberle
Development of a stochastic optimization approach to determine costefficient environmental protection strategies: Case study of policies for the future European passenger transport sector with a focus on railbound and on-road activities
Mai 2019, 218 Seiten

Band 136 J. Welsch
Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X im deutschen und europäischen Energiesystem
Dezember 2018, 158 Seiten

Band 135 M. Stenull
Stand und Entwicklungspotenziale der landwirtschaftlichen Biogasnutzung in Baden-Württemberg – ein regionalspezifischer Vergleich
Juni 2017, 171 Seiten

Band 134 J. Brunke
Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland: Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparkostenkurven
August 2017, 353 Seiten

Band 133 S. Wolf
Integration von Wärmepumpen in industrielle Produktionssysteme – Potenziale und Instrumente zur Potenzialerschließung
Juli 2017, 177 Seiten

Band 132 S. Marathe
Recognising the Change in Land Use Patterns and its Impacts on Energy Demand and Emissions in Gauteng, South Africa
April 2017, 202 Seiten

Band 131 T. Haasz
Entwicklung von Methoden zur Abbildung von Demand Side Management in einem optimierenden Energiesystemmodell – Fallbeispiele für Deutschland in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Haushalte
April 2017, 177 Seiten

Band 130 M. Steurer
Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung
April 2017, 230 Seiten

Band 129 S. Bubeck
Potenziale elektrischer Energieanwendungstechniken zur rationellen Energieanwendung
Januar 2017, 255 Seiten

Band 128 R. Beestermöller
Die Energienachfrage privater Haushalte und ihre Bedeutung für den Klimaschutz – Volkswirtschaftliche Analysen zur deutschen und europäischen Klimapolitik mit einem technologiefundierten Allgemeinen Gleichgewichtsmodell
Januar 2017, 211 Seiten

Band 127 M. Ohl
Analyse der Einsatzpotenziale von Wärmeerzeugungstechniken in industriellen Anwendungen
August 2016, 202 Seiten

Band 126 W. Genius
Grüne Bilanzierung - Internalisierung von Umwelt- und Gesundheitsschäden im Rahmen der Input-Output-Rechnung
April 2015, 243 Seiten

Band 125 E. Heyden
Kostenoptimale Abwärmerückgewinnung durch integriert-iteratives Systemdesign (KOARiiS) - Ein Verfahren zur energetisch-ökonomischen Bewertung industrieller Abwärmepotenziale
2016, 121 Seiten

Band 124 K. Ohlau
Strategien zur wirksamen Minderung von Fluglärm in Deutschland - Minderungsmaßnahmen und langfristige Perspektiven
2015, 192 Seiten

Band 123 T. Telsnig
Standortabhängige Analyse und Bewertung solarthermischer Kraftwerke am Beispiel Südafrikas
September 2015, 285 Seiten

Band 122 M. Henßler
Ganzheitliche Analyse thermochemischer Verfahren bei der Nutzung fester Biomasse zur Kraftstoffproduktion in Deutschland
April 2015, 243 Seiten

Band 121 B. Fais
Modelling policy instruments in energy system models - the example of renewable electricity generation in Germany
Januar 2015, 194 Seiten

Band 120 M. Blesl
Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas – eine Energiesystem- und Technikanalyse
August 2014, 204 Seiten

Band 119 S. Kempe
Räumlich detaillierte Potenzialanalyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland mit einem hoch aufgelösten Energiesystemmodell
Juli 2014, 204 Seiten

Band 118 B. Thiruchittampalam
Entwicklung und Anwendung von Methoden und Modellen zur Berechnung von räumlich und zeitlich hochaufgelösten Emissionen in Europa
April 2014, 238 Seiten

Band 117 T. Kober
Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO2-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt
März 2014, 158 Seiten

Band 116 S. Wissel
Ganzheitlich-integrierte Betrachtung der Kernenergie im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung
Februar 2014, 230 Seiten

Band 115 R. Kuder
Energieeffizienz in der Industrie – Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor
Februar 2014, 286 Seiten

Band 114 J. Tomaschek
Long-term optimization of the transport sector to address greenhouse gas reduction targets under rapid growth – Application of an energy system model for Gauteng province, South Africa
Dezember 2013, 263 Seiten

Band 113 B. Rühle
Kosten regionaler Energie- und Klimapolitik - Szenarioanalysen mit einem Energiesystemmodell auf Bundesländerebene
November 2013, 196 Seiten

Band 112 N. Sun
Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes - Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen
August 2013, 173 Seiten

Band 111 J. Lambauer
Auswirkungen von Basisinnovationen auf die Energiewirtschaft und die Energienachfrage in Deutschland - Am Beispiel der Nano und Biotechnologie
März 2013, 303 Seiten

Band 110 R. Barth
Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen - eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes
März 2013, 234 Seiten

Band 109 D. Bruchof
Energiewirtschaftliche Verkehrsstrategie - Möglichkeiten und Grenzen alternativer Kraftstoffe und Antriebe in Deutschland und der EU-27
März 2012, 226 Seiten

Band 108 E. D. Özdemir
The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector - A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport
Januar 2012, 194 Seiten

Band 107 U. Kugler
Straßenverkehrsemissionen in Europa - Emissionsberechnung und Bewertung von Minderungsmaßnahmen
Januar 2012, 236 Seiten

Band 106 M. Blesl, D. Bruchof, U. Fahl, T. Kober, R. Kuder, B. Götz, A. Voß
Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime
Februar 2011, 200 Seiten

Band 105 O. Mayer-Spohn
Parametrised Life Cycle Assessment of Electricity Generation in Hard-Coal-Fuelled Power Plants with Carbon Capture and Storage
Dezember 2009, 210 Seiten

Band 104 A. König
Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030
Juli 2009, 194 Seiten

Band 103 C. Kruck
Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speicher-systemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken
Mai 2008, 162 Seiten

Band 102 U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl, I. Ellersdorfer, L. Eltrop, D.-C. Harlinghausen, R. Küster, T. Rehrl, U. Remme, A. Voß
Energieprognose Bayern 2030
Oktober 2007, 296 Seiten

Band 101 U. Remme, M. Blesl, U. Fahl
Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium
Juli 2007, 108 Seiten

Band 100 S. Eckardt
Energie- und Umweltmanagement in Hotels und Gaststätten: Entwicklung eines Softwaretools zur systematischen Prozessanalyse und Management-unterstützung
Mai 2007, 152 Seiten

Band 99 U. Remme
Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell
August 2006, 336 Seiten

Band 98 L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdtlein, A. König
Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg
Mai 2006, 102 Seiten

Band 97 B. Frey
Modellierung systemübergreifender Energie- und Kohlenstoffbilanzen in Entwicklungsländern
Mai 2006, 148 Seiten

Band 96 K. Sander
Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen
Juni 2004, 256 Seiten

Band 95 M. A. dos Santos Bernardes
Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken
März 2004, 228 Seiten

Band 94 J. Bagemihl
Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt
Februar 2003, 138 Seiten

Band 93 A. Stuible
Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen
November 2002, 156 Seiten

Band 92 M. Blesl
Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energiever-sorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs
August 2002, 282 Seiten

Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß
Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg
August 2002, 138 Seiten

Band 90 B. Frey, M. Neubauer
Energy Supply for Three Cities in Southern Africa
Juli 2002, 96 Seiten

Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach
Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin
Juli 2002, 212 Seiten

Band 88 M. Sawillion
Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken
Juli 2002, 136 Seiten

Band 87 T. Marheineke
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken
Juli 2002, 222 Seiten

Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß
Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage
Juni 2002, 224 Seiten

Band 85 E. Laege
Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse
Januar 2002, 254 Seiten

Band 84 S. Molt
Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystemanalytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung
Oktober 2001, 166 Seiten

Band 83 D. Hartmann
Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien
September 2001, 228 Seiten

Band 82 G. Kühner
Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben
September 2001, 210 Seiten

Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß
Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft
August 2001, 172 Seiten

Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber
Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen
Mai 2001, 166 Seiten

Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann
Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg
April 2001, 142 Seiten

Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe
Februar 2001, 248 Seiten

Band 77 W. Rüffler
Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg
Januar 2001, 284 Seiten

Band 76 S. Rivas
Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholzversorgungssystems in Entwicklungsländern
Januar 2001, 200 Seiten

Band 75 M. Härdtlein
Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (×*Triticosecale* Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzungen
September 2000, 168 Seiten

Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß
Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken
August 2000, 118 Seiten

Band 73 J. Sontow
Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung
Juli 2000, 242 Seiten

Band 72 H. Hermes
Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors
Juli 2000, 188 Seiten

Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E. Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munksgaard
Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)
Juni 2000, 146 Seiten

Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht, T. Steidle, A. Stuible, A. Voß
Energieverbrauchsprognose für Bayern
Mai 2000, 240 Seiten

Band 69 J. Baur
Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern
Mai 2000, 154 Seiten

Band 68 G. Weinrebe
Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken
April 2000, 212 Seiten

Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)
Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies
April 2000, 282 Seiten

Band 66 A. Schuler
Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg
März 2000, 236 Seiten

Band 65 A. Schäfer
Reduction of CO_2-Emissions in the Global Transportation Sector
März 2000, 290 Seiten

Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation
März 2000, 148 Seiten

Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jezierska
Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten
Dezember 1999, 308 Seiten

Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß
Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs
November 1999, 146 Seiten

Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich
Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme
September 1999, 138 Seiten

Band 60 R. Lux
Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme
September 1999, 162 Seiten

Band 59 M. Kayser
Energetische Nutzung hydrothermaler Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -
Juli 1999, 184 Seiten

Band 58 C. John
Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissionsszenarien am Beispiel Baden-Württembergs
Juni 1999, 214 Seiten

Band 57 T. Stelzer
Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweganalysen von Umweltwirkungen
Mai 1999, 212 Seiten

Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß
Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark
Mai 1999, 322 Seiten

Band 55 B. Biffar
Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse
Mai 1999, 236 Seiten

Band 54 E. Fleißner
Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbraucher-sektor
Januar 1999, 306 Seiten

Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)
Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agriculture
Januar 1999, 252 Seiten

Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret, A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody
Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-Programmes for the Promotion of Condensing Boilers
Oktober 1998, 156 Seiten

Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig
Erweiterung der Analysemöglichkeiten von *NetWork* - Der Netzwerkeditor
September 1998, 112 Seiten

Band 50 S. Becher
Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und Emissionsbilanzen
Juli 1998, 200 Seiten

Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt, C. Schlenzig, A. Stuible, A. Voß
Einbindung des ECOLOG-Modells '*E³Net*' und Integration neuer methodischer Ansätze in das *IKARUS*-Instrumentarium (*ECOLOG II*)
Juli 1998, 110 Seiten

Band 48 G. Poltermann, S. Berret
ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung
März 1998, 184 Seiten

Band 47 C. Schlenzig
PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung
Januar 1998, 230 Seiten

Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)
External Costs of Transport
April 1998, 144 Seiten

Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Despretz, G. Weimann, G. Kamelander, C. Ureta
Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small and Medium Enterprises
Januar 1998, 352 Seiten

Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß
Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren
Dezember 1997, 186 Seiten

Band 43 J. Albiger
Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung
November 1997, 168 Seiten

Band 42 P. Berner
Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs
November 1997, 238 Seiten

Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölfle
Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency
August 1997, 122 Seiten

Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, A. Voß
Kostenvergleich verschiedener CO_2-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland
August 1997, 156 Seiten

Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne
MOSAIK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie
Juli 1997, 172 Seiten

Band 38 M. Kaltschmitt
Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
April 1997, 108 Seiten

Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß
Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern
März 1997, 82 Seiten

Band 36 P. Schaumann
Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell
Januar 1997, 282 Seiten

Band 35 R. Kühner
Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme
Dezember 1996, 262 Seiten

Band 34 U. Fahl, P. Schaumann
Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen
November 1996, 124 Seiten

Band 33 W. Krewitt
Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme
November 1996, 196 Seiten

Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan
Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions
September 1996, 118 Seiten

Band 31 W. Rüffler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß
Szenariorechnungen für das Projekt *Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg*
Juli 1996, 140 Seiten

Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß
Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective
September 1996, 264 Seiten

Band 29 M. Hanselmann
Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
August 1996, 138 Seiten

Band 28 G. Schmid
Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen
August 1996, 184 Seiten

Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich
TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT
August 1996, 172 Seiten

Band 26 T. Hellwig
OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben
Mai 1998, 118 Seiten

Band 25 R. Laing
CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias
Februar 1996, 221 Seiten

Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel, R. Friedrich
Externe Kosten der Energieversorgung
März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten

Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß
Entwicklung eines Energieinformationssystems
März 1996, 76 Seiten

Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund
Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten

Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg
September 1995, 454 Seiten

Band 20 M. Fischedick
Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen
Dezember 1995, 196 Seiten

Band 19 A. Obermeier
Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg
Mai 1995, 208 Seiten

Band 18 N. Kalume
Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern
Dezember 1994, 113 Seiten

Band 17 Th. Müller
Ermittlung der SO_2- und NO_x-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung
November 1994, 142 Seiten

Band 16 A. Wiese
Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
Juni 1994, 223 Seiten

Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne
Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt
Januar 1994, 154 Seiten

Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich
Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models
November 1993, 105 Seiten

Band 13 R. Friedrich
Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen
Juli 1992, 292 Seiten

Band 12 U. Fahl, M. Fischedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO_2-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
August 1992, 471 Seiten

Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg
April 1992, 320 Seiten

Band 10 A. Reuter
Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützte Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern
November 1991, 170 Seiten

Band 9 T. Kohler
Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland
Juli 1991, 162 Seiten

Band 8 M. Mattis
Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO_2- und NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg
Juni 1991, 188 Seiten

Band 7 M. Kaltschmitt
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs
Dezember 1990, 178 Seiten

Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski
Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany
Juli 1990, 92 Seiten

Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
Juli 1990, 484 Seiten

Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee
Juni 1990, 498 Seiten

Band 3 D. Kluck
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung
Mai 1990, 155 Seiten

Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter, A. Voß, H.-G. Wystrcil
Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern
Mai 1990, 316 Seiten

Band 1 U. Fahl
KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft und Energiepolitik
März 1990, 265 Seiten

Inhalt

Die Transformation des Energiesystems unter Zielsetzung der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 geht mit einer Dezentralisierung und Elektrifizierung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur einher. Durch PV-Anlagen, Batteriespeicher, Wärmepumpe und Elektrofahrzeuge wandeln sich bisherig reine Endnutzer elektrischer Energie hin zu dezentralen Energiesystemen (DES), deren zukünftige Anzahl und Bedeutung im ganzheitlichen Energiesystem zunehmen wird. Durch die elektrischen Komponenten weisen DES ein hohes Flexibilitätspotenzial auf, welches im gegenwärtigen Einsatz nur unzureichend erschlossen ist. Auch im wissenschaftlichen Kontext ist das Potenzial der Systeme nicht vollumfänglich analysiert. Diese Arbeit beschäftigt sich daher mit einem intelligenten Steuerungsansatz für dezentrale Energiesysteme und untersucht resultierende Potenziale.

Die Arbeit stellt im ersten Schritt einen intelligenten Steuerungsansatz für DES vor, um deren Potenziale zu erschließen und zu analysieren. Dieser Steuerungsansatz kann unterschiedliche Zielgrößen im DES-Betrieb unter Berücksichtigung externer Anreize berücksichtigen.

In der theoretischen Anwendung des intelligenten Steuerungsansatzes verdeutlichen die Ergebnisse Einsparpotenziale für den Endnutzer im Vergleich zu bisher überwiegend heuristischen Steuerungen, welche unter Gültigkeit dynamischer Stromtarife weiter gesteigert werden können. Um gleichzeitig einen Verteilnetzdienlichen Einsatz der Systeme zu garantieren, argumentiert die vorliegende Arbeit wird für den Einsatz der Maßnahme Spitzenglättung. Bezüglich der Reduktion von THG-Emissionen kommt die vorliegende Arbeit zu dem Fazit, dass THG-Reduktionen durch die Ausrichtung des Steuerungsansatzes ausgewiesen werden können, unter Gültigkeit der aktuellen Regulatorik, insbesondere des EU-ETS, real jedoch nicht erreicht werden.

Abschließend wird die Umsetzbarkeit der Fahrpläne in einem realitätsnahen Umfeld untersucht. Im Fallbeispiel zeigt sich, dass der rein modellbasierte Ansatz die Energieversorgungskosten unterschätzt. In der Folge wird verdeutlicht, Steuerungsansätze in diesem praxisnahen Forschungsfeld nicht nur anhand theoretisch ausgewiesener Vorteile, sondern auch anhand ihrer tatsächlichen Ergebnisse im Betrieb zu überprüfen und zu bewerten.

Zusammenfassend weisen dezentrale Energiesysteme bereits heute eine hohe Durchdringung des ganzheitlichen Energiesystems auf. Die vorliegende Arbeit empfiehlt die Erschließung dieser dezentralen Energiesysteme durch einen intelligenten Steuerungsansatz, um das bisher ungenutzte Flexibilitätspotenzial zu heben und somit einen positiven Beitrag für den Endnutzer sowie für das ganzheitliche Energiesystem zu erzielen.

IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Universität Stuttgart

Heßbrühlstr. 49a

D-70565 Stuttgart