



Technische Universität München  
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

## Analyse des technoökonomischen Mehrwerts eines optimierten Einsatzes von Flexibilitäten in Smart Micro Grids

**Dipl.-Ing. (Univ.) Patrick Michael Wimmer**

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

**Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)**

genehmigten Dissertation.

**Vorsitzender:** Prof. Dr.-Ing. Dr. h.c. Ralph Kennel  
**Prüfer der Dissertation:** 1. Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner  
2. Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann

Die Dissertation wurde am 20.11.2019 bei der Technischen Universität München  
eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
am 04.05.2020 angenommen.



## Kurzfassung

In der vorliegenden Arbeit wird eine Methode entwickelt, mit der Energiemanagementkonzepte in Einfamilienhaus-Wohnsiedlungen im Niederspannungsnetz hinsichtlich ihres technoökonomischen Mehrwerts in Abhängigkeit struktureller, technischer und regulatorischer Rahmenbedingungen systematisch analysiert und verglichen werden können. Diesen Netzgebieten stehen im Zuge zunehmender Elektrifizierung von Mobilität und Wärmezeugung zahlreiche Flexibilitätsoptionen zur Verfügung, wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen sowie elektrische und thermische Speicher. Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit sind die beiden Energiemanagementkonzepte „Eigenoptimierer“ (EO) und „Smart Micro Grid“ (SMG). Während im EO-Fall alle Häuser der Siedlung jeweils mit einem eigenen Hausenergiemanagementsystem ausgestattet sind, werden diese beim SMG-Fall mittels District Energy Management System um eine zentrale Intelligenz auf Siedlungsebene erweitert, welche die gezielte lokale Koordination des elektrischen Energieflusses innerhalb der Siedlung ermöglicht.

Zur Untersuchung dieser beiden Energiemanagementkonzepte wird ein Modellierungsframework entwickelt. Darin werden zunächst synthetische Lastprofile für Einfamilienhäuser erstellt und zu repräsentativen Siedlungskompositionen zusammensetzt. Darauf aufbauend werden diese Inputs in das Modell URBS-SMG eingebunden, das eine lineare Optimierung zur Einsatz- und Ausbauplanung elektrischer und thermischer Anlagen des Siedlungsenergiesystems ermöglicht. Das Ergebnis der Optimierung ist der technoökonomische Mehrwert beider Energiemanagementkonzepte. Beide Konzepte machen dabei die genannten Flexibilitätsoptionen per Lastmanagement nutzbar und erstreben ein hausinternes (EO) bzw. siedlungsinternes (SMG) Kostenminimum.

Zur Bewertung des technoökonomischen Mehrwerts der Energiemanagementkonzepte wird ein systematischer Vergleich anhand der vier Bewertungskriterien – Kosten, Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung am Ortsnetztransformator und CO<sub>2</sub>-Emissionen – durchgeführt. Im Vergleich zu den Eigenoptimierern ermöglicht es das Smart Micro Grid durch die intelligente Vernetzung von Prosumern deutlich mehr, Erzeugung und Verbrauch lokal im Netzgebiet auszugleichen und erneuerbare Energien lastnah zu integrieren. Das Smart Micro Grid kann somit ökonomische, technische sowie ökologische Mehrwerte aus Akteurs- (Haushalte) sowie Systemsicht (Klimaziele, Stromnetz) generieren.

## Abstract

In this thesis, a method for the systematic analysis and comparison of energy management concepts in settlements comprising single-family dwellings in the low-voltage grid is developed. Energy management concepts are evaluated in terms of their techno-economic added value subject to structural, technical, and regulatory conditions. In the course of the increasing electrification of mobility and heat generation, numerous flexibility options - electric vehicles, heat pumps, as well as electric and thermal storage systems - are available to these grid areas. Subject of this thesis are two energy management concepts, the "Self-Optimizer" (EO) and the "Smart Micro Grid" (SMG). In the case of EO, each dwelling in the settlement is equipped with a home energy management system, while in the case of SMG these are expanded by a central intelligence at settlement level by means of a district energy management system, allowing for targeted local coordination of the electricity flow within the settlement.

A modelling framework is developed to investigate these two energy management concepts. Synthetic load profiles for single-family houses are generated and assembled into representative settlement compositions. These results are input into the model URBS-SMG, which performs a linear optimization for the unit commitment and expansion planning of electrical and thermal plants of the settlement energy system. The result of this optimization is the techno-economic added value of each energy management concept. Both concepts allow for the flexibility options to be taken advantage of by load management and strive for an in-house (EO) or settlement internal (SMG) cost minimum.

In order to evaluate the added value of the energy management concepts, a systematic comparison is carried out on the basis of four evaluation criteria - costs, degree of self-consumption, annual maximum load at the local transformer and CO<sub>2</sub> emissions. In comparison to the "Self-Optimizers", the "Smart Micro Grid" (through the intelligent networking of prosumers) allows for significantly higher balancing of generation and consumption in the local grid, integration of renewable energy resources close to the load and thus to generate economic, technical and ecological added value for the actors (households) and the system (climate targets, electricity grid).

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>I</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation: Energiemanagement als Lösungsbeitrag in einem elektrifizierten Energiesystem.....	2
1.2 Zielsetzung der Arbeit.....	6
1.3 Stand der Wissenschaft.....	8
1.4 Methodischer Ansatz .....	12
<b>2 Auswahl geeigneter Wohnsiedlungen.....</b>	<b>15</b>
2.1 Netzgebiete .....	15
2.2 Gebäude.....	19
2.3 Haushalte .....	22
2.4 Anlagentechnik.....	25
2.4.1 Photovoltaik.....	27
2.4.2 Wärmeerzeugung und -speicherung .....	28
2.4.3 Mobilität .....	33
2.4.4 Elektrische Speicher.....	36
2.5 Fallstudie: Elektrifizierung privater Haushalte.....	38
2.5.1 Analyse eines beispielhaften Haushalts .....	38
2.5.2 Chancen und Herausforderungen für Wohnsiedlungen.....	39
<b>3 Energiemanagementkonzepte.....</b>	<b>45</b>
3.1 Eigenoptimierer (EO).....	45
3.1.1 Definition und Grundlagen .....	45
3.1.2 Entscheidungsgrundlagen für HEMS.....	47
3.1.3 Fallstudie: Chancen und Herausforderungen durch HEMS.....	51
3.2 Smart Micro Grid (SMG).....	55
3.2.1 Definition und Grundlagen.....	55
3.2.2 Entscheidungsgrundlagen für DEMS.....	58
3.2.3 Architektur und technische Umsetzung .....	59
3.3 Regulatorischer Rahmen für den Einsatz von Flexibilitäten .....	61
3.3.1 Vermarktung von PV-Strom.....	62
3.3.2 Energiemanagementkonzept EO .....	63
3.3.3 Energiemanagementkonzept SMG.....	65
3.4 Multi-Use-Konzept.....	67
<b>4 Modellierungsframework zur Abbildung der Energiemanagementkonzepte.....</b>	<b>71</b>
4.1 Anforderungen.....	71

4.2	Struktur .....	73
4.2.1	Eingangsdaten .....	75
4.2.2	Simulationsmodell MOHEMA .....	76
4.2.3	Simulationsmodell zur Abbildung thermischer Heizlastprofile für EFHs .....	79
4.2.4	Simulationsmodell zur Erstellung repräsentativer Siedlungskompositionen ...	83
4.2.5	Optimierungsmodell URBS-SMG .....	86
4.2.6	Programmablauf .....	114
4.2.7	Ablauf der Auswertung .....	115
4.2.8	Bewertungskriterien .....	116
4.3	Grenzen des Modellierungsframeworks .....	119
4.4	Plausibilisierung des Optimierungsmodells .....	121
<b>5</b>	<b>Mehrwert der Energiemanagementkonzepte EO und SMG .....</b>	<b>125</b>
5.1	Grundlegende Annahmen und Festlegungen .....	125
5.2	Analyse sensitiver Simulationsparameter .....	126
5.2.1	Sampleanzahl .....	127
5.2.2	Siedlungsgröße .....	130
5.2.3	SMG-Strompreis .....	131
5.3	Mehrwert hinsichtlich struktureller, technischer und regulatorischer Rahmenbedingungen .....	133
5.3.1	Typgebäude und Haushaltstypen .....	133
5.3.2	Elektrifizierung von Mobilität und Wärmeerzeugung .....	141
5.3.3	Ausstattungsgrad und Anlagenkapazität .....	148
5.3.4	Steueroptionen der Energiemanagementsysteme .....	158
5.3.5	Regulatorischer Ordnungsrahmen .....	160
5.4	Einordnung der Ergebnisse .....	168
<b>6</b>	<b>Fazit .....</b>	<b>173</b>
<b>7</b>	<b>Weiterer Forschungsbedarf .....</b>	<b>177</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>178</b>
	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>182</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>183</b>
	<b>Literatur .....</b>	<b>186</b>
	<b>Anhang .....</b>	<b>203</b>
<b>A.</b>	<b>Allgemeines .....</b>	<b>204</b>
A.1.	THG-Emissionen .....	204
<b>B.</b>	<b>Simulationsparameter und regulatorischer Rahmen .....</b>	<b>205</b>
B.1.	Haushaltsgrößen .....	205

---

B.2.	Überblick über Simulationsparameter.....	205
B.3.	Regulatorischer Rahmen der Energiemanagementkonzepte EO und SMG ..	208
B.4.	Strompreise .....	209
<b>C.</b>	<b>Auswertung.....</b>	<b>210</b>
C.1.	Mehrwert des SMG in Abhängigkeit des Ausstattungsgrads.....	210
C.2.	Einsparungen von Einzelhaushalten durch SMG und EO .....	213
C.3.	Mehrwert des SMG in Abhängigkeit von den Steueroptionen des Energiemanagementsystems .....	214





# 1 Einleitung

Der Klimawandel gilt als die größte globale Herausforderung des 21. Jahrhunderts, der auf politischer, gesellschaftlicher, technischer und wissenschaftlicher Ebene begegnet werden muss. Dazu wurde 2015 auf der internationalen UN-Klimakonferenz in Paris das „2°C-Ziel“ vereinbart, das die globale Erwärmung bis zum Jahr 2100 begrenzen soll. Auf nationaler Ebene hat sich Deutschland mit dem Energiekonzept aus dem Jahr 2011 und dem Klimaschutzplan 2015 hohe Ziele gesetzt, die bis 2050 eine 80-95 prozentige Minderung der THG-Emissionen gegenüber 1990 anvisieren. Von diesen Klimazielen leiten sich mehrere Ziele ab, die vor allem eine Reduktion des Energieverbrauchs und den Ausbau der erneuerbaren Energien adressieren. Eine nationale Besonderheit ist darüber hinaus der Atomenergieausstieg, der aufgrund des Verzichts auf CO<sub>2</sub>-neutrale Kernenergieerzeugung zusätzliche Anstrengungen vom deutschen Energiesystem und insbesondere der Energiewirtschaft verlangt.

Zusammen mit den Klimazielen begründet der Atomausstieg die deutsche Energiewende, die unter Einhaltung des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks eine tiefgreifende Transformation des deutschen Energiesystems verlangt. Dies betrifft nicht nur die Energiewirtschaft, sondern mit Industrie, Verkehr, privaten Haushalten sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) alle Energiesektoren. Allerdings weisen die Klimaziele des Energiekonzepts nur einen für das Gesamtsystem gültigen Zielwert aus und geben keine Aufschlüsselung nach Sektoren an. Um die Bandbreite der zur Zielerreichung nötigen sektorspezifischen Emissionsreduktion abschätzen zu können, ist es zweckmäßig, mit Hilfe aktueller Energieszenarien sinnvolle Entwicklungspfade bis ins Jahr 2050 unter den für jeden Sektor eigenen Rahmenbedingungen abzubilden. Abbildung 1-1 zeigt die sektorweise einzusparenden THG-Emissionen für je zwei Energieszenarien hinsichtlich einer Referenzrechnung, die ein „Weiter-wie-bisher“ ohne verstärkte Maßnahmen in Richtung Klimaneutralität abbildet, und des 80 % bzw. 95 % Emissionsreduktionsziels. Nähere Informationen zu den betrachteten Szenarien finden sich in Tabelle A-1 im Anhang. Die Referenzszenarien verfehlen dabei mit einer THG-Reduktion von etwa 54 % die Ziele deutlich; es sind also größere Anstrengungen zur Zielerreichung erforderlich als die lineare Fortsetzung der heute eingeleiteten Maßnahmen. Außerdem zeigt sich, dass die Beiträge der Sektoren bisweilen sehr unterschiedlich ausfallen, da jeder Sektor eine individuelle Ausgangslage mit unterschiedlichen technologischen Möglichkeiten hat. Von den privaten Haushalten und GHD werden dabei tendenziell höhere Einsparungen gefordert als in Industrie und Verkehr. Mit zunehmendem Ambitionsniveau der Reduktionsziele nehmen diese Unterschiede zwischen den Sektoren immer weiter ab. Die Szenarioergebnisse sind zudem davon abhängig, ob auch die nicht-energiebedingten Emissionen berücksichtigt werden, die im Gegensatz zu den energiebedingten deutlich weniger Einsparpotentiale aufweisen.

Dies erhöht die Anforderung der THG-Einsparung auf das Energiesystem zusätzlich. Besonders im 95 %-Ziel müssen energiebedingte Emissionen dadurch fast vollständig vermieden werden.

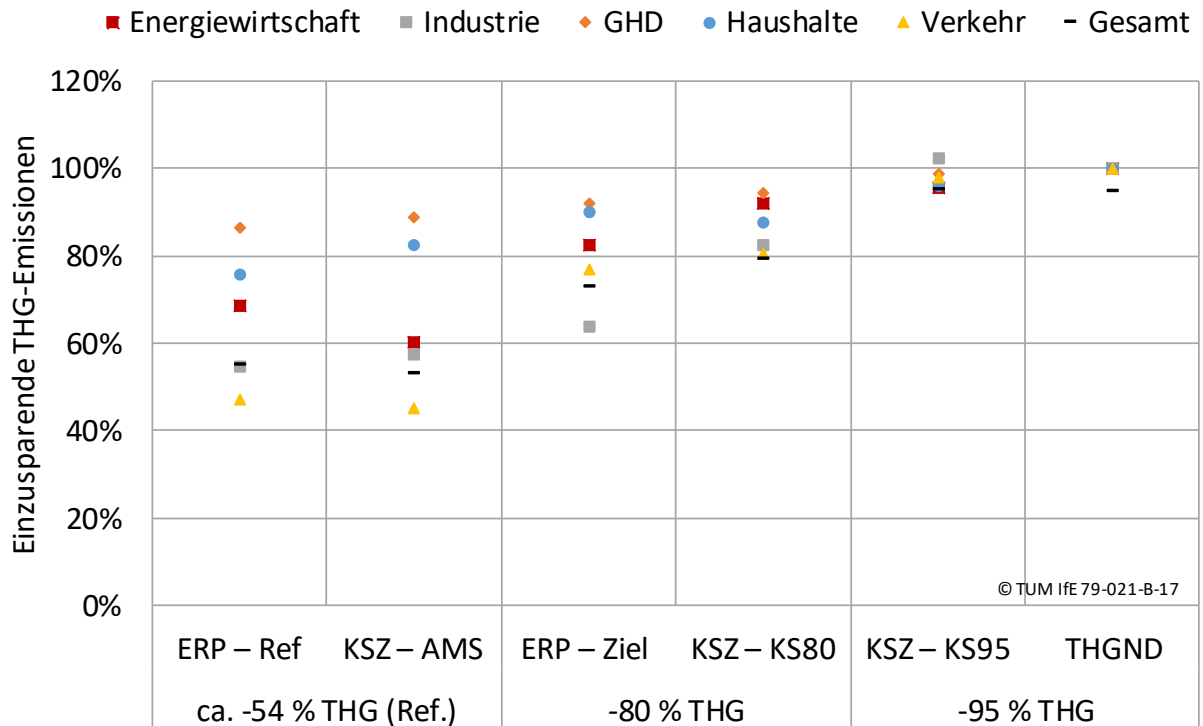


Abbildung 1-1: Sektorale Aufteilung der einzusparenden THG-Emissionen in 2050, [1], Daten aus [2–5]

Die technologische Erreichbarkeit der Ziele wird dabei vor allem in der Elektrifizierung der Wärmeerzeugung und Mobilität aber auch durch strombasierte Energieträger gesehen. Die darüber umsetzbare Sektorkopplung ermöglicht es, die überwiegend strombasierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien mit einem großen Teil der Anwendungsarten zu verknüpfen und somit die Energiewende ganzheitlich als Strom-, Wärme- und Mobilitätswende zu vollziehen.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass die fast vollständige THG-Emissionsreduktion einen tiefgreifenden Strukturwandel auf allen Ebenen und eine immense Herausforderung für Deutschland darstellt. Darüber hinaus wird aber auch deutlich, dass die klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung erreichbar sind.

### 1.1 Motivation: Energiemanagement als Lösungsbeitrag in einem elektrifizierten Energiesystem

Auf dem Weg in eine emissionsarme Zukunft wird auf vielen Ebenen an einer Umsetzung der Klimaziele gearbeitet. Im Zuge der Energiewende verändert sich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien besonders die Erzeugungsstruktur. Das schwankende Energieangebot von Photovoltaik und Windkraft führt dazu, dass im Gegensatz

zur klassischen Energiewirtschaft der Stromverbrauch immer mehr der -erzeugung folgen muss. Dabei entstehen einerseits zeitliche – tagesinterne und auch saisonale – Dissonanzen zwischen Erzeugung und Bedarf. Andererseits existieren auch örtliche Diskrepanzen aufgrund von gebietsweise unterschiedlichen Potentialen für den Ausbau erneuerbarer Energien, die sich nicht unbedingt mit Regionen hohen Energieverbrauchs decken. Symbolhaft hierfür steht die norddeutsche Windenergieerzeugung gegenüber den Bedarfszentren in Süddeutschland. Diese Entwicklungen bedingen eine steigende Erfordernis zeitlichen und örtlichen Energieausgleichs und resultieren somit in erhöhtem Energietransportbedarf. Eine Möglichkeit dieser Herausforderung zu begegnen, ist dabei der Netzausbau, der jedoch mit hohen Kosten und insbesondere überregional mit schwer überwindbaren Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung verbunden ist. Daneben schafft dieser Prozess einen Bedarf an konventionellen Kraftwerken mit hohen Teillastwirkungsgraden und schnellen Lastzyklen (im Übertragungsnetz) aber auch an Flexibilitätsoptionen in Form von Speichern und Lastmanagement von steuerbaren Verbrauchern für das System.

Einen anderen bedeutenden Trend stellt die Elektrifizierung von Wärmeerzeugung und Mobilität durch elektrische Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge dar. Diese wird auch in den in Kapitel 1 vorgestellten Energieszenarien als sehr wahrscheinlicher Pfad für die künftige Entwicklung zu einem emissionsneutralen Energiesystem gesehen. Damit verbunden ist ein erhöhter Gesamtstrombedarf und eventuell ein deutlicher Anstieg von Lastspitzen infolge erhöhter Gleichzeitigkeit, wenn diese Lasten zeitlich – z.B. nach zeitvariablen Stromtarifen – gesteuert eingesetzt werden. Elektrifizierung bedeutet aber auch, dass zusätzliche und zukünftig dringend benötigte Flexibilitäten für das elektrische System bereitstehen, wenn Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge via Demand Side Management (DSM) eingebunden sind. Im Zuge der Sektorkopplung lassen sich so außerdem weitere Speicherpotentiale in Form von Warmwasserspeichern und Elektrofahrzeugbatterien erschließen.

### **Fokus dieser Arbeit: Einfamilienhaussiedlungen auf Verteilnetzebene**

In dieser Arbeit wird der Fokus dabei auf den Sektor der privaten Haushalte gelegt, da sich durch die zunehmende Elektrifizierung von Wärmeerzeugung und Mobilität mittels Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen eine Transformation der Energieverwendung in Haushalten abzeichnet. Analysiert man den Energieverbrauch nach Anwendungsarten, ergibt sich, dass in 2017 66 % des Raumwärmebedarfs aller Sektoren in privaten Haushalten anfällt. [6] Zusätzlich sind knapp 90 % der Pkw auf private Halter zugelassen, d.h. eine Elektrifizierung des Fahrzeugbestands wird unter der Annahme, dass vorwiegend zu Hause geladen wird, einen deutlichen Effekt auf die Stromnachfrage in diesem Sektor haben. [7] Ferner liegt das Augenmerk auf Einfamilienhäusern (EFH), da zwei Drittel der Wohngebäude in Deutschland Einfamilienhäuser sind. [8]

Im Hinblick auf dezentrale Erzeugung spielen EFHs ebenfalls eine wichtige Rolle: Über 60 % der PV-Anlagen (PVA) sind mit Leistungen bis 10 kWp installiert, die vor allem auf Dachflächen von u.a. EFHs verortet werden können. [9] Da 2017 knapp 50 % der PV-Neuinstallationen zusammen mit Batteriespeichern verbaut wurden und mittlerweile ca. 600 MWh an PV-Speichern vorhanden sind, stellen EFHs zusätzlich in dieser Form Flexibilitäten zur Verfügung. [10] Insgesamt lassen sich die genannten Trends sehr gut am Haushaltssektor abbilden, eine weitergehende Betrachtung erscheint im Folgenden sinnvoll.

Im Zuge dieser beiden beschriebenen Entwicklungen sind vor allem die Verteilnetze gefordert. Nahezu alle Verbraucher sind dort angeschlossen und auch 95 % der Leistung erneuerbarer Energien (EE) werden hier eingebunden. [11] Sektorkopplung passiert somit zu einem Großteil auf Verteilnetzebene. Durch die zunehmende Dezentralität der Erzeuger ändert sich auch der Leistungsfluss: Historisch zeigte dessen Richtung vom Übertragungsnetz mit zentralisierter Stromerzeugung ins Verteilnetz zu den Verbrauchern. Im Verlauf der Energiewende gehen die Energieflüsse zunehmend von den vielen kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen im Verteilnetz aus, verbunden mit veränderten Belastungssituationen (z.B. hohe Erzeugungsspitzen), für die die Verteilnetze ursprünglich nicht ausgelegt wurden. Verteilnetzbetreiber, die in ihrem Netzgebiet Netzstabilität zu gewährleisten haben, werden in Zukunft eine veränderte Rolle einnehmen müssen. Bisher werden Systemdienstleistungen nur im Übertragungsnetz koordiniert und dabei vorwiegend von Großkraftwerken zur Verfügung gestellt. Zukünftig werden diese aber wohl auch auf Verteilnetzebene benötigt, um das Netz weiterhin stabil halten zu können. Hierfür ist es für den Verteilnetzbetreiber besonders interessant, Flexibilität sowohl von Erzeugungs- als auch Verbrauchsanlagen zur Vermeidung kritischer Situationen netzdienlich einzusetzen. [12, 13]

### **Energiemanagement im Verteilnetz**

Es wird deutlich, dass auf verschiedenen (Netz-)Ebenen Lösungen für das Gelingen der Energiewende gefunden werden müssen. Ein Ansatz, um lokalen und überregionalen Netzausbaubedarf bzw. Netzbelastung vermindern zu können, ist der lokale Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch (siehe Abbildung 1-2). Dafür ist es notwendig, EE-Anlagen lastnah zu integrieren und Flexibilitätsoptionen – in dieser Arbeit sind dies Speicher, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge – zum Lastmanagement einzusetzen. Dieses Lastmanagement kann durch Energiemanagementsysteme im Verteilnetz realisiert werden. Dazu werden Netze zu intelligenten Netzen, sogenannten „Smart Grids“, ausgebaut. Da in dieser Untersuchung kleinere Netzgebiete, d.h. Wohnsiedlungen bestehend aus Einfamilienhäusern bis hin zum Transformator, analysiert werden, wird hierfür der Begriff „Smart Micro Grids“ eingeführt. Diese fungieren als Energiemanagement auf Niederspannungsebene und koordinieren den Einsatz der

verschiedenen Flexibilitätsoptionen lokal innerhalb des betrachteten Netzgebiets mittels District Energy Management System (DEMS). Dabei können zum einen durch nutzerbezogenen und marktorientierten Einsatz der vorhandenen Flexibilitäten wirtschaftliche Potentiale für die Bereitsteller von Flexibilität, in diesem Fall die einzelnen Haushalte, gehoben werden. Zum anderen wird durch netzdienliches Agieren in kritischen Netzsituationen die lokale Netzbelastung verringert und etwaiger Netzausbau im Verteilnetz im besten Fall vermieden. Durch Reduktion des Energietransports vom bzw. ins übergeordnete Netz kann auch dieses entlastet werden. Darüber hinaus trägt die Steigerung des Nutzungsgrades lokaler erneuerbarer Energien zu einer Verbesserung der CO<sub>2</sub>-Bilanz bei. Das Nutzen dieser Synergien hilft somit, sowohl Gewinne für die Teilnehmer am Smart Micro Grid zu erzielen, Verteilnetzbetreiber bei der Gewährleistung der Netzstabilität zu unterstützen als auch die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende zu reduzieren. [13–15]

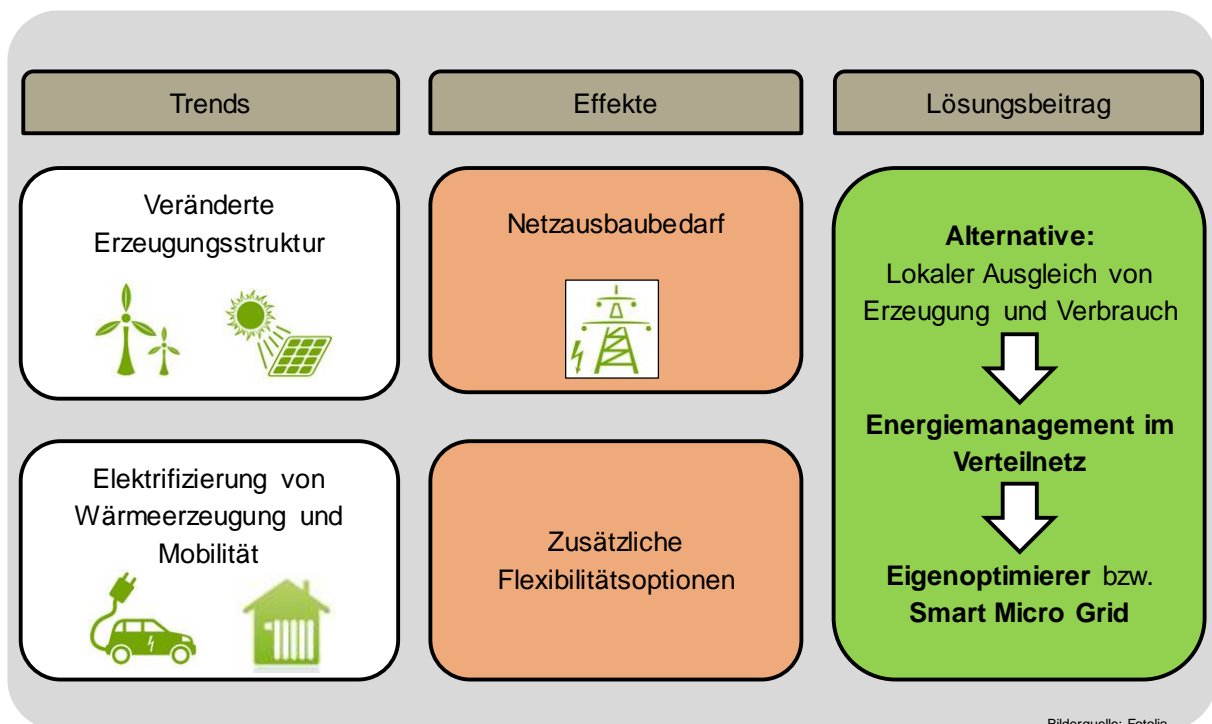


Abbildung 1-2: Überblick über Trends, deren Effekte und möglicher Lösungsbeiträge

Eine weitere Möglichkeit, Energiemanagementsysteme im Niederspannungsnetz einzusetzen, ist die Nutzung der genannten Flexibilitätspotentiale durch Hausenergiemanagementsysteme (HEMS), um innerhalb einzelner Häuser eine optimierte Eigenversorgung mit PV-Strom zu erzielen. [16, 17] Auf diese Weise können Hausbewohner Stromkosten und bilanziell Emissionen einsparen. Die absolute Stromtransportmenge pro Haus fällt in diesem Fall zwar geringer aus als ohne HEMS, allerdings birgt dieses Setup auch gewisse Probleme: Gleichzeitiges Reagieren mehrerer solcher Systeme auf äußere Signale, wie z.B. variable Strombezugspreise, Spotmarktpreise, Wetter (Temperatur und Sonneneinstrahlung), kann zu einer Erhöhung der Spitzenleistung in

Strombezug oder auch -einspeisung führen. Wohnsiedlungen mit einem 100 prozentigen Durchdringungsgrad von derartigen HEMS werden im Folgenden als Energiemanagementkonzept „Eigenoptimierer“ bezeichnet (s. Abbildung 1-2).

Um absehen zu können, unter welchen Rahmenbedingungen für „Smart Micro Grid“ und „Eigenoptimierer“ besonders vorteilhafte bzw. etwaige problematische Entwicklungen auftreten, wird daher für diese Arbeit die Notwendigkeit einer vergleichenden Untersuchung dieser beiden Energiemanagementkonzepte abgeleitet.

## 1.2 Zielsetzung der Arbeit

Wie im vorigen Kapitel motiviert, sind Wohnsiedlungen aus Einfamilienhäusern auf Niederspannungsebene Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit. Im Zuge zunehmender Elektrifizierung der Mobilität und Wärmeerzeugung stehen den Häusern die Flexibilitätsoptionen Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen (inklusive thermischem Speicher) sowie auch elektrische Speicher zum Lastmanagement zur Verfügung. Um die Flexibilität der verschiedenen Anlagen nutzbar zu machen, werden verschiedene Ansätze von Energiemanagementsystemen angewendet. Im Mittelpunkt stehen dazu zwei unterschiedliche Energiemanagementkonzepte „Eigenoptimierer“ (EO) und „Smart Micro Grid“ (SMG), die mit einem Referenzfall (REF) verglichen werden (s. Abbildung 1-3):

- **REF:** Die Häuser der Siedlung verfügen über Anlagentechnik mit festgelegten, nicht flexiblen Lastprofilen ohne Spielraum zur Optimierung. Damit ist auch kein koordinierter Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb des Netzgebietes möglich.
- **EO:** Alle Häuser der Siedlung sind jeweils mit einem eigenen HEMS ausgestattet und werden als „Smart Homes“ bezeichnet. Diese werden genutzt, um die Flexibilitätsoptionen der einzelnen Häuser zur Realisierung eines jeweils hausinternen Optimums einzuplanen. Dabei ist eine zentrale Koordination des elektrischen Energieflusses innerhalb der Siedlung nicht möglich, da die HEMS untereinander informationstechnisch nicht verknüpft sind bzw. nicht kommunizieren.
- **SMG:** Mittels sogenanntem District Energy Management System (DEMS) wird hier der Einsatz aller Flexibilitätsoptionen und damit die gezielte lokale Koordination der Strombilanz innerhalb der Siedlung ermöglicht, d.h. die hausinternen Energiemanagementsysteme werden um eine innerhalb der Siedlung zentrale Intelligenz erweitert, die die einzelnen HEMS informationstechnisch verbindet und die Smart Homes so koordiniert, dass durch die optimierte Einsatzplanung der Flexibilitäten unter den gegebenen Rahmenbedingungen ein Mehrwert für die Gesamtsiedlung generiert werden kann.

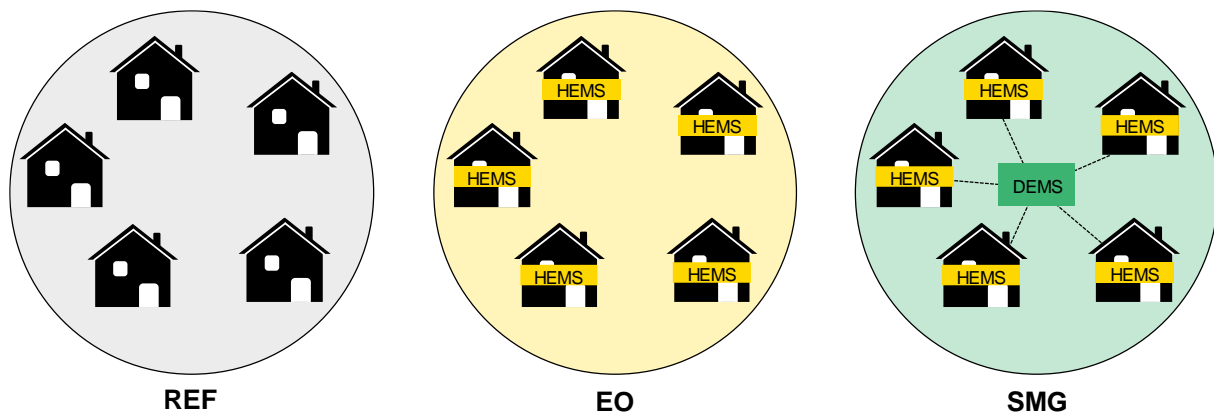


Abbildung 1-3: Referenzfall (REF) und Energiemanagementkonzepte „Eigenoptimierer“ (EO) und „Smart Micro Grid“ (SMG) innerhalb der Arbeit

Methodisch sollen mit Hilfe einer linearen Optimierung die Einfamilienhäuser, deren elektrische und thermische Anlagentechnik sowie das Siedlungsnetz modelliert werden. Die implementierten Energiemanagementsysteme koordinieren dabei durch den Einsatz dezentraler Stromerzeuger, -verbraucher und Speicher den Energiefluss in oder auch zwischen den einzelnen Häusern der Siedlung im Hinblick auf das Optimierungsziel. Dabei können die verfügbaren Flexibilitäten für mehrere unterschiedliche Anwendungen (Multi-Use-Ansatz) kombiniert eingesetzt werden, sodass ein technischer, ökonomischer und ökologischer Mehrwert generiert werden kann. Insbesondere im Smart Micro Grid kann neben dem nutzerbezogenen, der marktorientierte und netzdienliche Multi-Use-Einsatz der Flexibilitätsoptionen Synergien heben. Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, mit diesem Ansatz den technoökonomischen Mehrwert des betriebswirtschaftlich optimierten Einsatzes von Flexibilitätsoptionen im Rahmen struktureller, technischer und regulatorischer Randbedingungen zu analysieren und die Vor- und Nachteile der untersuchten Energiemanagementkonzepte herauszuarbeiten.

### Forschungsfrage

Zur systematischen Untersuchung des formulierten Ziels, wird folgende Forschungsfrage adressiert:

*Welchen ökologischen und technoökonomischen Mehrwert in Abhängigkeit struktureller, technischer und regulatorischer Rahmenbedingungen können die Energiemanagementkonzepte Smart Micro Grid und Eigenoptimierer in Wohnsiedlungen zur optimalen Nutzung vorhandener Flexibilitäten generieren?*

### Grundlegende Annahmen

Für die Arbeit und die methodische Umsetzung werden folgende grundsätzliche Annahmen getroffen:

- Der Bilanzraum der Siedlung reicht von einzelnen Häusern bis zum Ortsnetztransformator. Die Energieversorgung der Siedlung aus den übergeordneten Netzebenen wird nicht beeinflusst d.h. es gibt weder Engpässe bei der externen Energieversorgung noch beeinflusst die Stromeinspeisung das Gesamtenergiesystem. In diesem Sinne werden auch keine Inselnetze betrachtet.
- Es findet keine Lastflussrechnung statt, d.h. die durchgeführten Berechnungen beschränken sich auf die übertragene Wirkleistung. Die Netzrestriktionen beziehen ausschließlich die maximale Transformatorleistung mit ein. Spannungsbandverletzungen und Leitungsüberlastungen werden nicht berücksichtigt.

### 1.3 Stand der Wissenschaft

In den letzten Jahren wurde das Thema der Integration dezentraler Stromerzeugung in privaten Haushalten und Niederspannungsnetzen mit Hilfe von Energiemanagementsystemen vermehrt und aus unterschiedlichen Blickwinkeln wissenschaftlich betrachtet. Um einen geordneten Überblick über den Stand der Wissenschaft geben und die in dieser Arbeit betrachtete Thematik darin einordnen zu können, werden in Abbildung 1-4 drei grundlegende Betrachtungsebenen definiert, anhand derer die Unterscheidungsmerkmale der analysierten Studien im Folgenden erkennbar werden. Die für dieses Kapitel durchgeführte Literaturrecherche wurde dabei mit Unterstützung von [18] erstellt.

#### Managementstrategie und Energiesystemgröße

Ein wichtiges Einteilungskriterium stellen der Bilanzraum des betrachteten Energiesystems und der Geltungsbereich des implementierten Energiemanagementsystems dar. Dabei ist zwischen drei Kategorien zu unterscheiden: Einzelne Gebäude, deren unterschiedliche elektrische und thermische Anlagentechnik oder auch Elektrofahrzeuge mit Hilfe eines HEMS optimiert eingesetzt werden, um für den jeweiligen Hausbewohner einen meist monetären Mehrwert zu generieren. [16, 17, 19–25] Man erkennt, dass HEMS fast ausschließlich nur in Studien untersucht werden, deren Bilanzraum aus einem einzelnen Haus besteht. Der Übergang zwischen diesem und dem nächsten Ansatz, d.h. eine Siedlung aus mehreren Häusern, die individuell für sich mit HEMS ausgestattet sind, wird nur von [26] betrachtet. Erweitert man den Bilanzraum auf mehrere Häuser und lässt die vorhandenen Anlagen von einem DEMS koordinieren, lassen sich weitere Zielgrößen und Randbedingungen, wie z.B. Spotmarkttrading, in der Planung des Einsatzes dieser Anlagen durch das DEMS berücksichtigen. Dabei greift das Energiemanagement oft nur auf einzelne Anlagentypen, z.B. nur Wärmepumpen oder nur Elektrofahrzeuge, und nur zum Teil auf eine Kombinationen aus diesen zu. [27–37] bezeichnen dies als virtuelles Kraftwerk bzw. Smart Micro Grid.



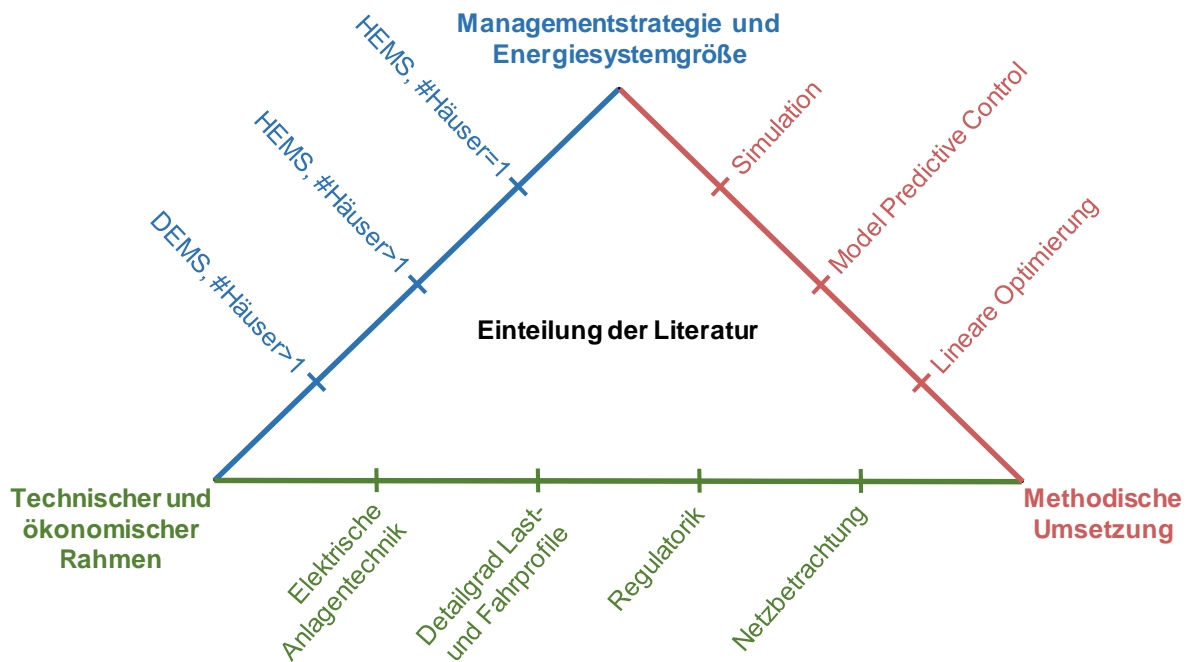


Abbildung 1-4: Stand der Wissenschaft: Betrachtungsebenen zur Einordnung

### Technischer und ökonomischer Rahmen

Diese Betrachtungsebene bildet vier verschiedene Unterscheidungsmerkmale im Blick auf die Thematik ab, siehe Abbildung 1-4.

Das Augenmerk hinsichtlich der in den untersuchten Studien integrierten Anlagentechnik liegt auf PVA (in allen Studien enthalten), Wärmepumpe (WP) mit thermischem Speicher, elektrischer Speicher, Elektrofahrzeug (EV), d.h. also Anlagen, die dem Fokus dieser Arbeit, der Elektrifizierung, Rechnung tragen. Am häufigsten wird die Kombination von PVA und elektrischem Speicher, der in allen Studien als Batteriespeicher implementiert wird, analysiert. [26, 33, 35, 37–43] Speicherlose Varianten entweder nur mit WP [30, 44] oder nur EV [45–47] sind seltener zu finden als Batterie mit WP [28, 47–51] oder mit EV [20, 23, 24, 34, 52–55]. Nur [16, 22, 56] betrachten jede der genannten Anlagen in einem Modell, [57] tut dies zwar auch, allerdings ohne Wärmespeicher.

Bei den verwendeten Lastverläufen als Modelleingangsdaten lassen sich deutliche Unterschiede im Detaillierungsgrad feststellen. [23, 27, 32, 39, 42, 43, 51, 54, 58] arbeiten mit real gemessenen elektrischen Leistungsdaten, während [20, 24, 34, 52, 59, 60] auf elektrische Standardlastprofile, wie z.B. die VDEW-Lastprofile, zurückgreifen, die im Gegensatz dazu einen sehr geglätteten Verlauf ohne kurzzeitige Leistungsspitzen aufweisen. Um ein reales Verhalten nachzubilden und damit auch genauere Untersuchungen fahren zu können, wird oftmals in Ermangelung von Messdaten auf Lastgeneratoren zurückgegriffen [16, 22, 30, 38, 46, 47, 49, 50, 55–57]. Bei Heizlastprofilen wird deutlich seltener mit Messdaten gearbeitet, nur [51] greift darauf zurück. Überwiegend

werden hier Standardlastprofile, beispielsweise die Standardlastprofile des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, verwendet. [30, 41, 47, 48, 57, 59] Als Alternative bieten sich auch hier synthetische Lastgänge an. Um diese zu erzeugen, werden in der betrachteten Literatur grundsätzlich zwei Wege beschrrieben: White- und Grey-Box-Modelle<sup>1</sup>. Unter erstere fallen Gebäudesimulationsprogramme, wie SimulationX oder TRNSYS, die physikalische Zusammenhänge konkret abbilden können, aber auch aufwendig zu parametrisieren sind. Diese werden in [24, 26, 28] angewendet. [22, 49] setzen Grey-Box-Modelle (typisch hierfür sind z.B. RC-Modelle) ein, eine Mischform zwischen White- und Black-Box-Modellen, die rein datenbasiert ohne Systemwissen auskommen, aber nur für existierende Systeme anwendbar sind. Werden in den Vergleichsstudien auch Fahrzeuge untersucht, teilt sich die Verwendung von Fahrprofilen recht gleichmäßig auf: empirisch, z.B. mit Hilfe von GPS-Loggern, ermittelte Profile [23, 52, 55, 58], Fahrprofile in Form einzelner Typtage mit einheitlichen Abfahrts- und Ankunftszeiten [24, 34, 53, 62] und auf Basis statistischer Mobilitätsdaten synthetisch erzeugter Profile [22, 46, 47, 57]. Es wird also ersichtlich, dass für die Last- und Fahrprofile unterschiedliche Ansätze, meist synthetische Profile, verwendet werden. Allerdings sind die Profile meist nicht untereinander abgestimmt. Nur [22] nutzt elektrische und thermische Lastprofile in Kombination mit Fahrprofilen einheitlich. Darüber hinaus stützen sich die Analysen in der Regel auf eine einmalig gegebene oder gewählte Auswahl an Gebäude- und Haushaltstypen. Nur [22, 24] untersuchen den Einfluss verschiedener Baualtersklassen bzw. nur [22] die Auswirkungen verschiedener Haushaltstypen. [56] versucht dem erheblichen Effekt dieser Parameter über eine Vielzahl an zufällig erstellten Gebäude-Bewohner-Kombinationen stichprobenartig gerecht zu werden.

Unter dem Sammelbegriff Regulatorik wird an dieser Stelle auf die in den Studien untersuchten Stromtarife und Strommärkte eingegangen. Die meisten Studien konzentrieren sich auf konstante Stromtarife, d.h. einen unveränderlichen Haushaltsstrompreis. [19, 21, 23, 42, 58] beziehen variable Stromtarife in ihre Modelle mit ein, von einfachen Hoch- und Niedrigtarifsystemen bis hin zu komplexeren Tarifsystemen, wie z.B. Time-of-Use. Im Gegensatz dazu analysieren [31, 32, 36, 38, 47] die Auswirkungen auf die Betriebsweisen der Anlagentechnik und insbesondere der Speicher, wenn Handel über den Spotmarkt zugelassen wird. Die Verbindung mit dem Regelleistungsmarkt wird in [37, 38, 47] erforscht.

Zuletzt umfasst diese Betrachtungsebene das Unterscheidungsmerkmal hinsichtlich der Netzbetrachtung, d.h. inwieweit werden Netzberechnungen durchgeführt und

---

<sup>1</sup> Eine ausführliche Erläuterung und Abgrenzung zu White-, Grey- und Black-Box-Modellen findet sich in [61].

Grenzwertverletzungen in Stromnetz und Betriebsmitteln, wie z.B. Ortsnetztransformator, erfasst. [56] vergleicht dabei netzoptimierende Maßnahmen in Wohnsiedlungen mit hohem Elektrifizierungsgrad. In [57] steht die potentielle Reduktion des Netzausbaubedarfs durch sogenannte Flexibilitätsmärkte im Mittelpunkt. Diesen in erster Linie rein netzorientierten Untersuchungen steht mit [47] eine Analyse gegenüber, die Netzverletzungen im Spannungsfeld marktorientierten Speicherbetriebs betrachtet. In [38, 53, 55] wird untersucht, inwieweit das Einbringen einzelner Anlagen, z.B. Speicher oder Elektrofahrzeuge, in Niederspannungsnetze zu Grenzwertverletzungen führt.

### **Methodische Umsetzung**

In diesem Einteilungskriterium wird hinsichtlich der methodischen Umsetzung, also der Art des in den Studien verwendeten Modells, unterschieden. Die bevorzugte Methodik stellen lineare Optimierungsmodelle dar, die in der Energiesystemanalyse weit verbreitet sind. Diese werden in einer Vielzahl der Studien eingesetzt, u.a. [22, 23, 26, 29, 41, 44, 52], um technische und wirtschaftliche Potentiale zu identifizieren. Eine andere Herangehensweise stellen Model Predictive Control (MPC) Modelle dar, die aus der Regelungstechnik kommen und aufgrund ihrer Regelstruktur als deutlich anwendungsnäher eingestuft werden können. [28, 39, 42, 43] Daneben werden in diesem Themenfeld auch Simulationsmodelle, implementiert z.B. in MATLAB, eingesetzt, die sich einer optimalen Lösung durch viele Iterationsläufe annähern und ebenfalls als anwendungsnäher gelten können. [24, 50, 55–57]

### **Abgrenzung bzw. Einordnung dieser Arbeit**

In Bezug auf die in 1.2 definierte Zielsetzung können einige Anknüpfungspunkte identifiziert aber auch eine thematische Abgrenzung abgeleitet werden. Die Vielzahl der Arbeiten in diesem Bereich zeigt die große Relevanz und Aktualität der Thematik. Dabei ist der methodische Ansatz der linearen Optimierung für technoökonomische Potentialanalysen Mittel der Wahl. Unabhängig von der eingesetzten Methodik, wurde die Kombination elektrifizierter Anlagentechnik zur Sektorenkopplung Strom, Wärme und Mobilität inklusive elektrischer und thermischer Speicher nur in [22] ansatzweise untersucht. Am häufigsten werden synthetisch erzeugte Last- und Fahrprofile eingesetzt, um eine realitätsnahe Abbildung v.a. der Lastverläufe zu erhalten. Meist sind die verschiedenen Profile allerdings nicht aufeinander abgestimmt und die Wahl der Last- und Fahrprofile basiert vorwiegend nur auf einer einmalig festgelegten Gebäude-Haushalts-Kombination für die Siedlung. Um den Ergebnissen dieser Arbeit eine höhere Aussagekraft zu geben, wird daher auf die auf Basis einer einheitlichen Datengrundlage synthetisch erzeugten Profile aus [22] zurückgegriffen und hinsichtlich Baualtersklassen und Bewohnerstrukturen verschiedene zufallsverteilte Siedlungen zugrunde gelegt. Für eine physikalische Abbildung der thermischen Heizprofile mit hoher Auflö-

sung und Genauigkeit wird eine Gebäudesimulation angewendet. Die Energiemanagementstrategien HEMS und DEMS, sind zwar je für sich alleine der Untersuchungsgegenstand in vielen Studien, aber ein systematischer Vergleich dieser beiden Strategien wurde bislang kaum durchgeführt. Da darüber hinaus der Fokus dieser Arbeit vor allem auf dem nutzerbezogenen und marktorientierten Einsatz von Flexibilitäten liegt, stellt die vorwiegend netzdienliche Betrachtungsweise mit Fokus auf dem Stromnetz und dessen Netzzustand in [55–57] eine klare Abgrenzung dar. Oftmals stehen in der analysierten Literatur nur einzelne technische, ökonomische oder regulatorische Aspekte, wie beispielsweise Stromtarife und Spotmarkttrading oder Integration steuerbarer Lasten, im Fokus. Eine kombinierte Untersuchung all dieser Eigenschaften an einem einzigen Modell, um diese vergleichbar zu machen, wurde bisher noch nicht durchgeführt.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass es bisher keine Forschungsarbeiten gibt, die den technoökonomischen Mehrwert der beiden Energiemanagementsysteme HEMS und DEMS auf Niederspannungsebene für Wohnsiedlungen mit dieser Bandbreite an elektrischer Anlagentechnik, der Komplexität durch Einbindung des Strommarkts und verschiedener Stromtarife sowie auf homogener Datenbasis im Vergleich anhand einem einheitlichen Modell untersucht haben. Genau an dieser Stelle setzt diese Arbeit an.

## 1.4 Methodischer Ansatz

Das grundsätzliche methodische Vorgehen zur Beantwortung der Forschungsfrage (s. Kapitel 1.2) ist in Abbildung 1-5 dargestellt. Dabei wird gekennzeichnet, in welchen Kapiteln die Inhalte der vorliegenden Arbeit behandelt werden. Kapitel werden in der Grafik mit „K“ abgekürzt.

Die Datengrundlage, die dem Modell und den Auswertungen zugrunde liegt, wird in Kapitel 2 gelegt. Dabei werden die untersuchten Netzgebiete, Haushalte und Gebäude ausgewählt und deren wichtigste Eigenschaften und Unterscheidungskriterien erläutert. Darüber hinaus wird die aus energietechnischer Sicht relevante Anlagentechnik in privaten Haushalten thematisiert. Der Fokus liegt dabei auf technischen Systemen, die unmittelbar vom Trend der Elektrifizierung betroffen sind. Abschließend werden anhand einer Fallstudie einer exemplarischen Siedlung tendenzielle Chancen und Herausforderungen der Elektrifizierung im Niederspannungsnetz abgeleitet.

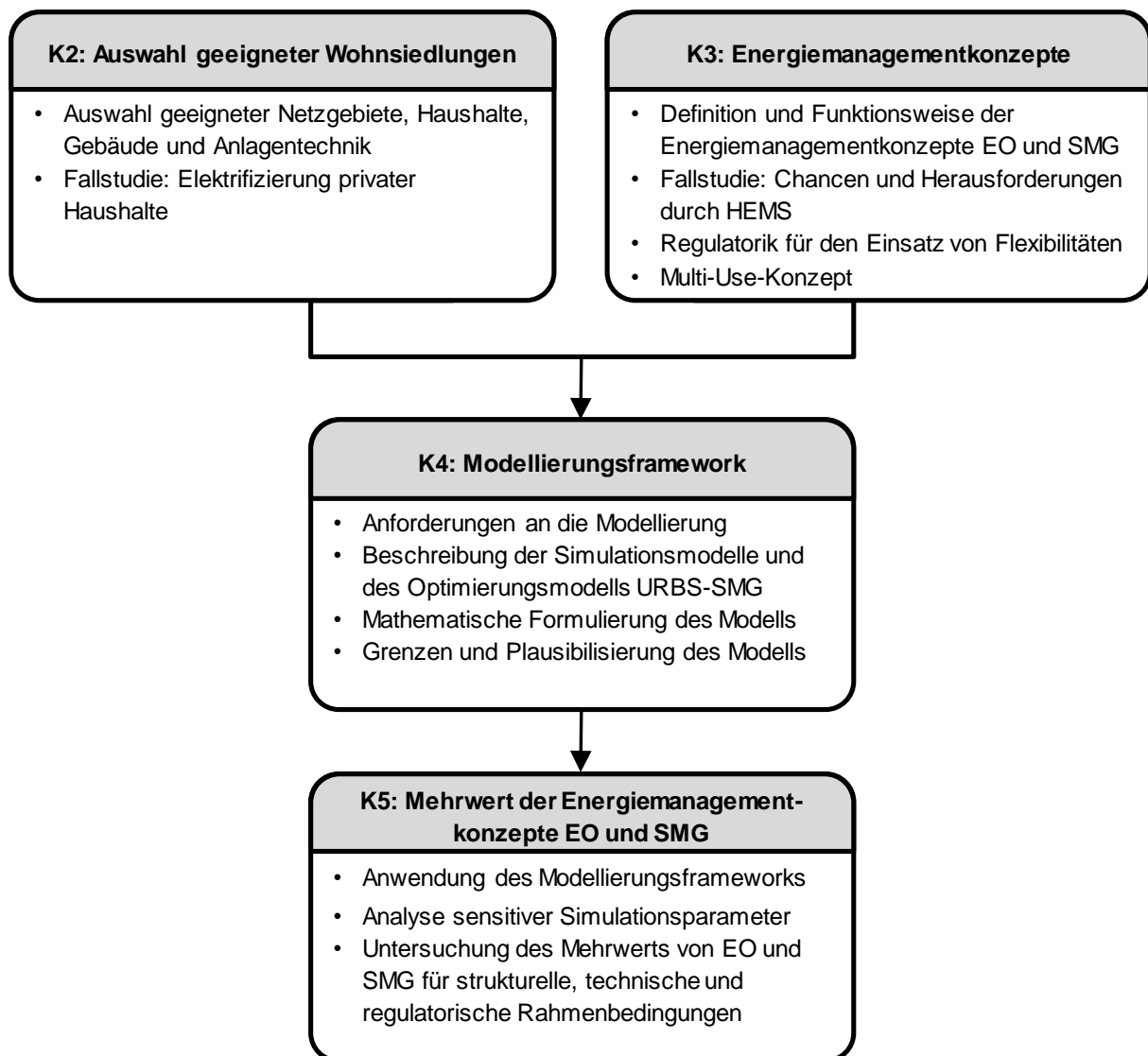


Abbildung 1-5: Methodisches Vorgehen zur Bestimmung des Mehrwerts der Energiemanagementkonzepte „Smart Micro Grid“ und „Eigenoptimierer“ in Wohnsiedlungen

In Kapitel 3 erfolgt die detaillierte Definition der Energiemanagementkonzepte „Eigenoptimierer“ (EO) und „Smart Micro Grid“ (SMG). Dies schließt die grundsätzliche Funktionsweise, mögliche Architekturen sowie technische Umsetzungen mit ein. Die Fallstudie aus Kapitel 2 wird aufgegriffen, um abzuschätzen, welche Vor- bzw. Nachteile Hausenergiemanagementsysteme mit sich bringen können. Darüber hinaus wird auf den aktuell und eventuell zukünftig geltenden, regulatorischen Rahmen eingegangen, der die Vermarktung von lokal erzeugtem PV-Strom in Zusammenhang mit dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen umfasst. Daraus werden die in dieser Arbeit zu berücksichtigenden Einzelheiten der Regulatorik abgeleitet. Zuletzt wird im Rahmen der Verwendung von Energiemanagementsystemen in privaten Haushalten der Multi-Use-Einsatz von flexiblen Erzeugern, Speichern und Verbrauchen beleuchtet, um möglichst viele, für Haushalte sinnvolle Einsatzoptionen für flexible Komponenten zu identifizieren und somit eine Maximierung des Nutzens zu ermöglichen.

Zusammen mit Kapitel 2 liefert das dritte Kapitel somit einerseits die Eingangsdaten sowie andererseits die Rahmenbedingungen und Funktionsweisen der Energiemanagementkonzepte für das Modellierungsframework. Auf dieser Basis werden in Kapitel 4 die Anforderungen und die notwendige Detailtiefe der Modellierung abgeleitet. Die im Modellierungsframework enthaltenen Simulationsmodelle (MOHEMA, Gebäudesimulation, Erstellung synthetischer und repräsentativer Siedlungskompositionen) sowie das Optimierungsmodell URBS-SMG werden hier beschrieben. Bei letzterem wird dabei neben der modellhaften Umsetzung des Untersuchungsgegenstands auch auf die mathematische Formulierung des Modells eingegangen. Abschließend werden die Grenzen des Modells diskutiert und die Korrektheit der Modellfunktionsweise plausibilisiert.

Im Anschluss daran werden in Kapitel 5 die Energiemanagementkonzepte mit Hilfe des erstellten Modellierungsframeworks verglichen. Dabei werden zentrale Parameter, wie z.B. die Siedlungsgröße, mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen analysiert und darauf aufbauend für die weiteren Auswertungen festgelegt, um den Variationsraum der Eingangsparameter beherrschbar zu machen. Darauf aufbauend erfolgt die Untersuchung des Mehrwerts von Smart Micro Grids (SMG) und unkoordiniert optimierten Einfamilienhäusern (EO) gegenüber dem Referenzfall (REF) hinsichtlich struktureller, technischer und regulatorischer Rahmenbedingungen von Wohnsiedlungen. Abschließend werden diese Ergebnisse zusammengefasst.

## 2 Auswahl geeigneter Wohnsiedlungen

Wohnsiedlungen setzen sich aus verschiedenen Komponenten zusammen. Die aus energietechnischer Sicht relevanten Bausteine sind dabei das Netzgebiet selbst, die Gebäude innerhalb des Netzgebiets, die Haushalte bzw. ihre Bewohner. Zusätzlich spielt die von der Elektrifizierung betroffene Anlagentechnik eine wichtige Rolle. Im folgenden Kapitel werden hinsichtlich dieser Kategorien allgemeine Rahmenbedingungen beleuchtet und jeweils eine Auswahl der in dieser Arbeit betrachteten Netzgebiete, Gebäude, Haushalte und Anlagentechnik getroffen, die für den Einsatz der in dieser Arbeit untersuchten Energiemanagementkonzepte geeignet sind. Somit wird hier auf die Datengrundlage eingegangen, die dem Modell und den Auswertungen der Arbeit zugrunde liegen. Darüber hinaus werden im Rahmen einer Fallstudie die Auswirkungen einer zunehmenden Elektrifizierung der Anlagentechnik auf Lastverläufe innerhalb der Siedlung analysiert.

### 2.1 Netzgebiete

Um Struktur und Parameter der betrachteten Netze sinnvoll identifizieren zu können, ist eine Einordnung der in dieser Arbeit behandelten EFH-Siedlungen in mögliche Niederspannungsnetz-kategorien wichtig. In [63] werden folgende Kategorien unterschieden:

- **Landnetze** sind durch wenige Verbraucher pro Transformatorstation und eine hohe Anzahl von Landwirtschafts- und/oder Gewerbebetrieben charakterisiert.
- **Dorfnetze** weisen vorwiegend Einfamilienhäuser auf. Verglichen mit dem Landnetz erhöht sich hier die Anzahl der Verbraucher je Trafostation.
- **Vorstadtnetze** sind durch eine noch größere Anzahl an Verbrauchern gekennzeichnet. Gegenüber dem Dorfnetz gibt es hier kaum Gewerbe, sondern hauptsächlich Ein- und Zweifamilienhäuser bei einer höheren Bebauungsdichte.
- **Stadtnetze** sind geprägt durch eine hohe Bebauungsdichte und Stockwerksanzahl. Die Wohngebäude stellen vorwiegend Mehrfamilienhäuser mit verhältnismäßig geringer Grundfläche dar.

Während in Landnetzen insbesondere große dezentrale Erzeuger (v.a. PV-Anlagen mit großer Fläche) bei gleichzeitig wenigen flexiblen Verbrauchern angeschlossen sind, zeichnen sich Stadtnetze dadurch aus, dass die lokale Erzeugung im Verhältnis zur vorhandenen Verbraucherlast deutlich geringer ist und somit meist problemlos aufgenommen werden kann. Da in dieser Arbeit der Mehrwert von Energiemanagementsystemen zum Ausgleich von Erzeugung und Last untersucht werden soll, werden diese beiden Netzstrukturen daher von der weiteren Betrachtung ausgeschlossen.

Stattdessen wird der Fokus auf Dorf- bzw. Vorstadtnetze gelegt. Diese verfügen vorwiegend über Einfamilienhäuser als Gebäudegrößenklasse. Sie weisen einerseits hohe Ausstattungsgrade von PV-Dachanlagen auf, andererseits sind auch Optionen zur Lastflexibilisierung im Zuge der Elektrifizierung von Wärmeerzeugung und Mobilität vorhanden. Zusätzlich stellt bei einem hohen Grad an Elektrifizierung in diesen Netzgebieten auch die Maximallast eine kritische Größe für die maximale Belastbarkeit der Trafostation dar, da der aus Sicht der Netzplaner berücksichtigte Sicherheitsaufschlag bei der Auslegung der Leistungsklasse des Transformators in manchen Fällen durch die Laststeigerung überschritten werden könnte. Aus diesen Gründen sind in Dorf- und Vorstadtnetzen mit hohem EFH-Anteil besonders interessante Effekte im Hinblick auf die Wirkung von Energiemanagementsystemen zu erwarten.

### **Synthetisieren von Netzgebieten**

Auch in [57] und [56], die den Fokus v.a. auf kritische Netzsituationen, wie Spannungsbandprobleme und Leitungsüberlastungen, legen, werden Dorf- und Vorstadtnetze als besonders interessant im Zuge der Elektrifizierung bzw. Lastflexibilisierung angesehen. Dabei verwenden beide zufallsbasiert synthetisierte Muster- bzw. Typnetze, die aus realen Netzgebieten abgeleitet wurden. [64, 65] In dieser Arbeit wird ebenfalls auf die synthetische Erzeugung von Wohnsiedlungen<sup>2</sup> zurückgegriffen, weil so der Mehrwert der Energiemanagementsysteme an verschiedenen statistisch belastbaren Beispielsiedlungen berechnet werden kann, um eine allgemeinere Aussagekraft zu erreichen. [66] Die betrachteten Siedlungen können somit konkret nach den gewünschten Kennzahlen modelliert werden (siehe dazu Kapitel 4.2.4). In der vorliegenden Arbeit betrifft dies die Verknüpfung von Haushalts- und Gebäudedaten sowie Last- und Erzeugungsdaten mittels Anlagentechnik. Parameter, die sich auf die Netzverbindungen (z.B. maximale Belastbarkeit der Kabel hinsichtlich Stromstärke) und auch die Netzform (z.B. Strahlen- oder Ringnetz) beziehen, werden dabei nicht mit einbezogen.

### **Netzrestriktionen**

Es gibt zwei grundlegende Restriktionen, die hinsichtlich der Netzstabilität zu beachten sind. Zum einen muss die Spannung in den Netzknoten innerhalb eines Spannungsbands von  $\pm 10\%$  um die Nennspannung liegen. [67] Zum anderen stellt die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel, d.h. Leitungen und Transformator, eine Grenze dar. Werden diese Restriktionen überschritten, spricht man von Grenzwertverletzungen des Netzzustands. Die Gefahr, diese kritischen Netzzustände auszulösen, steigt, wenn neue Erzeuger und Verbraucher im Netz installiert werden und damit die maximale Netzlast ansteigt, während die Dimensionierung der Betriebsmittel unverändert bleibt.

---

<sup>2</sup> Die Begriffe Siedlung und Netzgebiet werden in dieser Arbeit synonym verwendet.



Netzlängen und andere strukturelle Parameter, wie beispielsweise die Netzform, sind überdies weitere Einflussfaktoren. [57]

Um zu verhindern, dass es zu Spannungsbandverletzungen kommt, können verschiedene technische Einflussmöglichkeiten angewendet werden. Neben konventionellem Netzausbau kann die Spannung beispielsweise mit Hilfe von Blindleistung beeinflusst werden. Dabei wird das induktive bzw. kapazitive Verhalten von Blindleistung und die damit verbundene Spannungssenkung bzw. -steigerung ausgenutzt. Darüber hinaus können sogenannte regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) über eine Änderung im Übersetzungsverhältnis die Spannung regeln. Dasselbe Ziel kann mit Längsreglern verfolgt werden, die innerhalb des Netzgebiets in einzelnen Netzsträngen eingesetzt werden können. Zuletzt besteht die Möglichkeit über Einspeisemanagement Spitzenkappung bei EEG-Anlagen durchzuführen und in kritischen Situationen die ins Netz eingebrachte Strommenge zu drosseln. [56, 57]

Hinsichtlich der Verhinderung thermischer Überlastungen bestehen folgende technische Lösungsmöglichkeiten. Wie bei den Spannungsbandverletzungen kann auch hier der Netzausbau in Form zusätzlicher Leitungen, die parallel zu den überlasteten verlaufen, oder auch der Austausch alter Betriebsmittel durch neuere und robustere Abhilfe schaffen bzw. die Belastbarkeit erhöhen. Eine andere theoretische Maßnahme betrifft die Reduktion des verursachenden Stroms durch Einspeise- und Lastmanagement. [57, 68]

Nach der in Kapitel 1.2 dargelegten Zielsetzung wird in dieser Arbeit keine Lastflussrechnung durchgeführt. Daher beschränken sich hier die berücksichtigten Grenzwertverletzungen des Netzzustands auf Überschreitung der maximalen Transformatorleistung. In Niederspannungsnetzen mit einem (speisenden) Transformator stellt dieser ein Nadelöhr dar, da sich hier eine Änderung des Lastflusses im Netz direkt auf den Lastfluss über den Trafo auswirkt. In Netzen, die über mehrere Transformatoren versorgt werden, ist diese vereinfachte Sichtweise nicht gültig. [57] Daher wird in dieser Arbeit von einem einzigen speisenden Transformator pro Wohnsiedlung ausgegangen.

### **Dimensionierung des Ortsnetztransformators**

Die Dimensionierung des Ortsnetztransformators (ONT) erfolgt in der Realität unter anderem anhand der maximalen Summenlast. Eine wichtige Größe zur Bestimmung dieser stellt der Gleichzeitigkeitsgrad dar. Dieser weist in Abhängigkeit der Häuseranzahl der Siedlung aus, inwiefern Lastspitzen einzelner Anlagen zeitgleich auftreten und sich somit aufaddieren oder das individuell unterschiedliche Verhalten zu einer zeitlichen Zerstreuung mit geringerer Summenlastspitze führt. [57, 63]

Die maßgebliche Größe bei Verteilnetztransformatoren ist die Bemessungsscheinleistung. [63] Dabei sind 100, 160, 250, 400 und 630 kVA die vorwiegend eingesetzten

Standardgrößen. Bei der relativen Häufigkeit der installierten Trafogrößen ist eine Abhängigkeit vom Typ des Netzgebiets erkennbar. Während in Landnetzen vorwiegend kleinere Standardgrößen (160 und 250 kVA) vorherrschend sind, werden in Dorf- und Vorstadtnetzen vermehrt auch 400 kVA und 630 kVA Transformatoren verwendet. Dabei ist in den letzten Jahren besonders in Landnetzen ein Trend hin zu höheren Trafobemessungsscheinleistungen erkennbar. [64, 66]

Um sinnvolle Verhältnisse zwischen der Trafoleistung und der Anzahl an Hausanschlüssen pro Netzgebiet zu wahren und eine sinnvolle Parametrierung des Modells zu gewährleisten, wird die Auslegung der Transformatorgröße nicht anhand der Trafostandardgrößen, sondern auf Basis der spezifischen Transformatorleistung pro Hausanschluss vorgenommen. In [66] werden dazu die mittleren spezifischen Trafoleistungen je Hausanschluss ausgewiesen. Auch hier besteht eine ähnliche Abhängigkeit von der Netzklasse. Nach [66] verhält es sich folgendermaßen: Je mehr angeschlossene Wohneinheiten, desto geringer ist der Spitzenlastanteil für die Dimensionierung des Trafos aufgrund geringerer Gleichzeitigkeit (diese wird kleiner, je mehr Wohneinheiten). Im Mittel ergibt sich somit für den Stand von 2008 im Vorstadt-, Dorf- und Landnetz eine spezifische Bemessungsscheinleistung von ca. 4,5 kVA, 7,5 kVA und 12 kVA. [69] hingegen identifiziert insgesamt höhere Werte und auch eine umgekehrte Reihung, in der städtische Netzgebiete größere Trafoleistungen aufweisen als ländliche (Vorstadt 16 kVA, Dorf 13 kVA, Land 9 kVA<sup>3</sup>; Stand 2014). Begründet wird dies damit, dass es tendenziell mehr Wohneinheiten pro Hausanschluss in Stadt und Dorf gibt, was zu einer höheren spezifischen Scheinleistung pro Hausanschluss führt. Leitet man diese Größe aus den in [56, 65] untersuchten Typnetzen ab, können mit dem Dorfnetz vergleichbare Netztopologien mit einem Wertebereich von 5-14 kVA auf dem Stand von 2018 identifiziert werden. Als Resultat dieses Wertevergleichs kann festgehalten werden:

- Die Werte streuen je nach Quelle recht deutlich. Zum Teil kann auch das Alter der Erhebung einen Einfluss haben; je aktueller die Daten desto tendenziell größer ist die spezifische Bemessungsscheinleistung.
- Für die Simulationsrechnungen erscheint es daher sinnvoll, die Simulationen nicht mit fest vorgegebener Transformatorrestriktion zu rechnen, sondern in der Auswertung die Ergebnisse hinsichtlich der maximalen Summenlasten anhand der in diesem Kapitel gelisteten Daten einzuordnen.

---

<sup>3</sup> Für einen angenommenen Leistungsfaktor  $\cos \varphi = 1$

## 2.2 Gebäude

Wohngebäude können laut [70] nach Gebäudetyp (EFH, ZFH, MFH, ...), Baualtersklasse und Sanierungsgrad unterschieden werden. Die Baualtersklasse gibt Auskunft darüber, wann das Gebäude gebaut wurde, wobei immer mehrere Jahre zu einer Klasse zusammengefasst werden, und damit auch welchem Energiestandard (Wärmeschutzverordnung (WSVO), Energieeinsparungsverordnung (EnEV)) es in etwa zugewiesen werden kann. Der Sanierungsgrad betrifft v.a. die Reduktion der Transmissionswärmeverluste durch die Gebäudehüllfläche (z.B. Dämmung von Wänden und Austausch von Fenstern) und weist drei Kategorien auf: unsaniert, saniert nach heutigen Mindeststandards der Energieeinsparverordnung 2014 und saniert nach zukunftsweisenden Anforderungen (Dämmstandards für Passivhäuser). Damit werden in [70] hinsichtlich der Baualtersklasse und Sanierungsgrad 36 verschiedene EFHs definiert, wodurch die Kombination aus Gebäuden und Haushalten (s. Kapitel 2.3) über 36.000 verschiedene Kombinationen nur für die Berechnung der Inputdaten ergeben würden. Um dies zu umgehen, wird aus den in Tabula ausgewiesenen EFHs eine Auswahl getroffen, die die Bandbreite der EFHs repräsentativ abdeckt und gleichzeitig den Rechenaufwand in Grenzen hält.

### Auswahl repräsentativer Einfamilienhäuser

Bei der Auswahl wird folgendermaßen vorgegangen: Interessant für die Analyse des Mehrwerts der Energiemanagementsysteme in dieser Arbeit ist vor allem die Unterscheidung der Gebäude nach spezifischem Jahresheizwärmebedarf (HWB). Dazu werden EFHs bestimmt, die ein Spektrum von etwa  $30^4$  bis  $200^5$  kWh/m<sup>2</sup>a und damit Baualtersklassen und Sanierungsgrade auch mit Blick auf die Zukunft bis 2030 möglichst gleichmäßig verteilt abdecken. Dafür und hinsichtlich eines vertretbaren Rechenaufwands wird die Anzahl an Typgebäuden auf sieben festgelegt. Daraus folgt, dass Typgebäude mit einer HWB-Schrittweite von ca. 25 kWh/m<sup>2</sup>a gesucht werden.

Die Auswahl basiert dabei auf den Ergebnissen von Simulationsrechnungen durch ein Gebäudemodell (s. Kapitel 4.2.2). Dieses wird zunächst für jedes der 36 EFH-Varianten nach den Angaben in [70] und [73] parametrisiert. Unter anderem werden Transmissionswärmekoeffizient, Dicke, Dichte, Fläche und Wärmekapazität für verschiedene Materialien, Wände, Fenster und Türen berücksichtigt. Flächen und Abmessungen der Beispielgebäude in [70] werden proportional auf die mittlere Wohnfläche deutscher

---

<sup>4</sup> Niedrigster Wert eines EFH in [70] beträgt 25,9 kWh/m<sup>2</sup>a

<sup>5</sup> Laut [71] entfallen auf flächenspezifische Endenergieverbräuche über 200 kWh/m<sup>2</sup>a nur ca. 10 % der EFHs und ZFHs. Nach folgender Überlegung gilt für den Heizwärmebedarf dasselbe: Der für alle Wohnflächen durchschnittliche Endenergiebedarf ist mit 190 kWh/m<sup>2</sup>a zwar größer als der Endenergieverbrauch von 141 kWh/m<sup>2</sup>a. [71] Wenn man allerdings das nach Wärmeerzeuger gewichtete durchschnittliche Verhältnis von Heizwärme- zu Endenergiebedarf von etwa 0,74 [71, 72] miteinbezieht, ergibt sich, dass Heizwärmebedarf und Endenergieverbrauch in etwa gleich hoch ausfallen.

EFHs von 116,6 m<sup>2</sup> [71] angepasst. Die verwendeten Wetterdaten sind Messwerte des Deutschen Wetterdienstes für den Standort Stuttgart für das Jahr 2016. [74–76] Die Gebäude, deren resultierender flächenspezifischer Heizwärmebedarf am gesuchten HWB-Raster (30, 55, 80,... kWh/m<sup>2</sup>a) liegt, werden als Typgebäude selektiert und in Tabelle 2-1 zusammengefasst. Diese zeigt den spezifischen HWB, Baualtersklasse, Energiestandard und Sanierungsgrad für jedes Typgebäude. Die angegebenen Energiestandards dienen zur ungefähren Orientierung bzgl. der verwendeten bauphysikalischen Parameter. Neben den Baualtersklassen werden auch die verschiedenen Energiestandards von WSVO82 bis EnEV2009 inkl. der KfW-Effizienzhäuser ausreichend repräsentiert. [22]

*Tabelle 2-1: Übersicht über die ausgewählten Typgebäude basierend auf [70]*

<b>Gebäude-codierung</b>	<b>Spez. HWB in [kWh/m<sup>2</sup>a]</b>	<b>Baualters-klasse</b>	<b>Energie-standard</b>	<b>Sanierungsgrad</b>
G1	188,0	1984...1994	2. WSVO 1982	Altbau nicht saniert
G2	159,5	1979...1983	1. WSVO 1977	Altbau nicht saniert
G3	139,8	1995...2001	3. WSVO 1995	Altbau nicht saniert
G4	108,9	1969...1978	-	Altbau gedämmt, saniert nach EnEV2014
G5	82,5	1958...1968	-	Altbau stark gedämmt, saniert nach Passivhausstandard
G6	59,4	2010...2015	EnEV 2009/2014	Neubau gedämmt
G7	27,1	> 2015	EnEV 2016	Neubau stark gedämmt

Diese sieben Typgebäude werden für die Siedlungskomposition in Kapitel 4.2.4 mit den Haushalten verknüpft, d.h. für jede Haushalt-Gebäude-Kombination wird der Heizlastgang berechnet. Der Ablauf dieser Berechnung wird in Kapitel 4.2.2 im Detail erläutert. Damit wird sichergestellt, dass auch die Heizlast mit dem Verhalten der Bewohner abgestimmt ist.

## Jahresdauerlinie der Heizlast der Typgebäude

Um die Heizlast in Abhängigkeit der Nutzungszeit einschätzen zu können, ist in Abbildung 2-1 die Jahresdauerlinie der Heizlast für jedes der gewählten Typgebäude dargestellt. Gut erkennbar ist die Abstufung der Typgebäude hinsichtlich dem Jahresheizwärmebedarf, der der Fläche unter einer Kurve entspricht. G1 als Altbau liegt dabei z.B. weit über G7, das einem stark gedämmten Gebäude entspricht. Außerdem zeigt sich, dass die Kurve von G7 ab ca. 3.500 h eine Heizlast von 0 kW aufweist, d.h. es muss hier deutlich seltener geheizt werden als bei Gebäuden mit höherem spezifischen HWB. Auch die maximale Heizlast fällt bei Gebäuden mit schlechterem Energiestandard höher aus. Des Weiteren ist bei etwa 6.000 h eine Überschneidung der Kurven von G1 und G2 zu beobachten. Dies liegt an verhältnismäßig höheren solaren Gewinnen in den Sommer- und Übergangsmonaten durch größere Fensterflächen, die in [70] für Typgebäude G1 angelegt werden. In kühleren Monaten kehrt sich dies dann um, da die Fenster und sonstigen Flächen von G1 mehr Transmissionsverluste aufweisen und dadurch ein höherer Heizwärmebedarf in der Heizperiode anfällt.

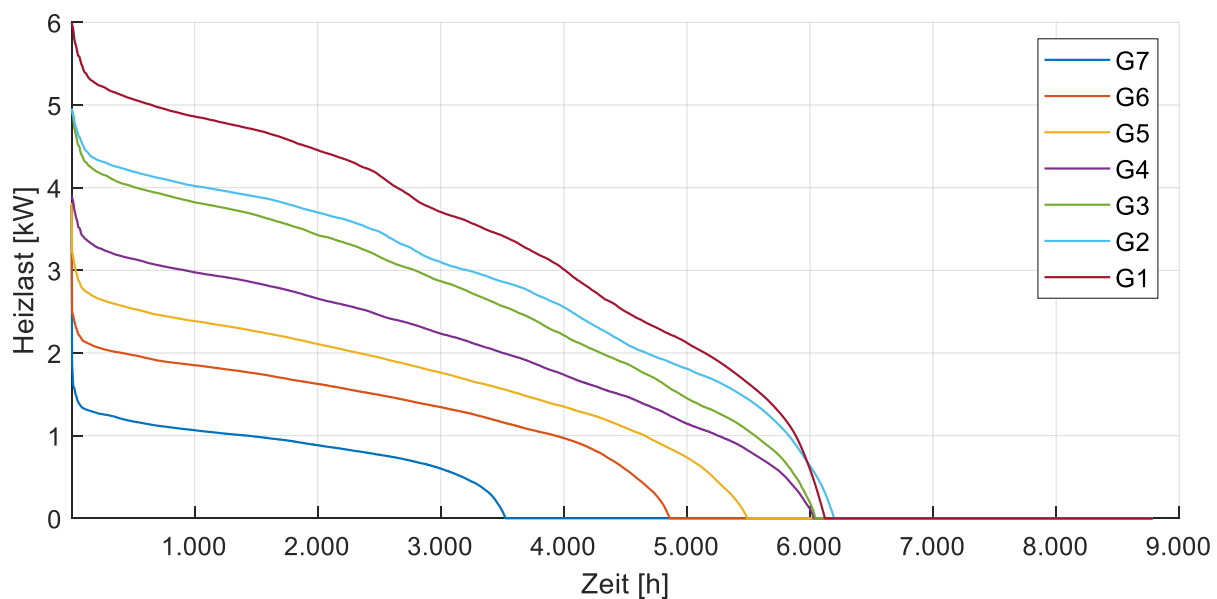


Abbildung 2-1: Jahresdauerlinie der Heizlast der ausgewählten Typgebäude

## Häufigkeitsverteilung der Typgebäude

Die Häufigkeitsverteilung der Typgebäude im deutschen Durchschnitt (Stand 2015) wird nach der Verteilung der Endenergiebedarf-Effizienzklasse<sup>6</sup> von Einfamilienhäusern [71] vorgenommen. Dazu wird der Heizwärmebedarf der sieben Typgebäude mit Hilfe des in Fußnote 5 bereits beschriebenen Faktors (0,74) zunächst in Endenergie-

<sup>6</sup> A+ (<30 kWh/m<sup>2</sup>a), A (30-50 kWh/m<sup>2</sup>a), B (50-75 kWh/m<sup>2</sup>a), C (75-100 kWh/m<sup>2</sup>a), D (100-130 kWh/m<sup>2</sup>a), E (130-160 kWh/m<sup>2</sup>a), F (160-200 kWh/m<sup>2</sup>a), G (200-250 kWh/m<sup>2</sup>a), H (>250 kWh/m<sup>2</sup>a)

bedarf umgerechnet und dann die Typgebäude den entsprechenden Energieeffizienzklassen zugeordnet. Häufigkeiten von Klassen, die nicht durch ein Typgebäude abgedeckt sind, werden der nächst schlechteren Energieklasse zugewiesen. Die Prognose der Verteilung für das Jahr 2030 erfolgt anhand einer Sanierungszyklusdauer von 30 Jahren [77]. Dabei wird angenommen, dass bis 2030 ca. 15 % der Gebäude wegen Denkmalschutz [77], Neubau (G6, G7) und bereits sanierte Gebäude (G4, G5) nicht saniert werden. Das Ergebnis (siehe Tabelle 2-2) der Verteilung für 2030 deckt sich dabei mit der 30 prozentigen Reduktion der Endenergie im Wohnsektor aus dem Energieszenarienvergleich in [78].

*Tabelle 2-2: Häufigkeiten der ausgewählten Typgebäude, aus [71, 77, 78]*

Häufigkeit in %	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7
2015	25	16	15	12	13	14	5
2030	7	4	4	23	25	27	10

## 2.3 Haushalte

Nachdem die netz- und gebäudeseitigen Eigenschaften der betrachteten Wohnsiedlung in den vorausgegangenen Kapiteln definiert wurden, wird in diesem Kapitel die Haushaltsstruktur innerhalb der Siedlung beleuchtet.

Der Endenergieverbrauch bei Haushalten kann nach [79] in folgende Anwendungsbereiche eingeteilt werden: Raumwärme, Warmwasserbereitung, Haushaltsgeräte, Kochen-Trocknen-Bügeln und Beleuchtung. Alle diese Anwendungen, Raumwärme ausgenommen, werden durch das konkrete Verhalten der Hausbewohner beeinflusst und erzeugen in Summe die Lastprofile und Verbrauchsdaten eines Haushalts. Damit sind die einzelnen Haushalte aus energietechnischer Sicht durch ihren Strombedarf, Warmwasserbedarf sowie den Fahrenergiebedarf definiert.

### Verwendeter Datensatz für Haushaltsprofile

Grundlage der hier verwendeten Haushaltsprofile ist der Datensatz aus der Dissertation von Christian Kandler [22]. Dort werden mit Hilfe des Modells MOHEMA synthetische hochaufgelöste elektrische, thermische und mobilitätstechnische Energieprofile auf Basis von Aktivitätsprofilen der Hausbewohner erstellt (s. Kapitel 4.2.2). Diese Profile sind durch den Ansatz, die Lastgänge ausgehend von Aktivitäten (z.B. Frühstück) zusammenzufügen, für jeden Haushalt in sich konsistent und aufeinander abgestimmt. Insgesamt stehen der vorliegenden Arbeit 1.020 solcher Haushaltsdatensätze, die u.a. elektrische Lastprofile, thermische Warmwasserprofile und Fahrprofile beinhalten, aus [22] für den Standort Stuttgart zur Verfügung. Diese Datensätze umfassen 34 grund-

legende Basishaushalte, sogenannte „Personen-Haushalts-Kombinationen“, mit unterschiedlichen Personenzahlen (1 bis 4 Personen<sup>7</sup>) und Personentypen (Berufstätige in Voll- und Teilzeit, Nichterwerbstätige, Rentner und Kinder) und bilden somit die Gesamtheit der deutschen Haushalte ab. Die Häufigkeit einzelner Haushaltsgrößen heute und 2030 in Deutschland sind in Tabelle B-2 zusammengefasst. Darüber hinaus sind alle diese Basishaushalte jeweils mit drei verschiedenen Mobilitätsausprägungen (niedrige, mittlere und hohe Individualmobilität) ausgeführt. Abschließend wurden für jeden der daraus entstehenden 102 Haushaltstypen je zehn konkrete Haushalte mit zugehörigen Lastprofilen zufällig erzeugt. Eine Plausibilisierung anhand statistischer Kennwerte wird ebenfalls in [22] durchgeführt. Neben dem Abgleich bilanzieller Werte, wie z.B. Jahresverbräuche, werden auch die zeitlichen Verläufe anhand der VDEW-Standardlastprofile und die Leistungsgradienten bzw. Extremwerte mit Messwerten der HTW Berlin überprüft.

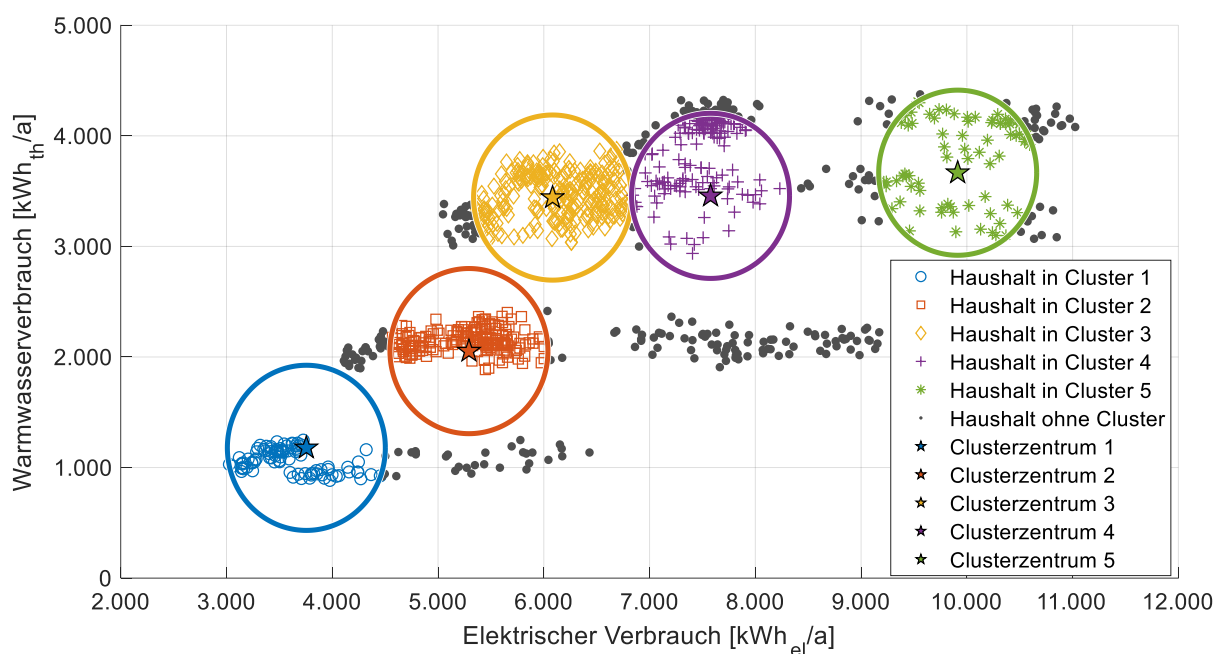


Abbildung 2-2: Einteilung der Haushalte in fünf Cluster

### Kategorisierung der Haushaltsdatensätze

Um eine systematische und kategorisierte Auswertung mit dem in Kapitel 4 vorgestellten Modell durchführen zu können und die Vielzahl der Datensätze handhabbar zu machen, ist eine sinnvolle und verbrauchsorientierte Kategorisierung der vorhandenen Datensätze nötig. Dazu wird „k-Means“ als Algorithmus verwendet<sup>8</sup>. Dieses Verfahren zur Clusteranalyse teilt einen gegebenen Datensatz in eine vorab gewählte Anzahl an Ansammlungen (Cluster) ein und sucht eine Repräsentation jedes dieser Cluster in

<sup>7</sup> Größere Haushalte bilden nur einen sehr geringen (ca. 3 %) Anteil an allen deutschen Haushalten ab, siehe dazu Kapitel B.1 im Anhang.

<sup>8</sup> Die Umsetzung erfolgt mit der in MATLAB implementierten Funktion „kmeans“

Form von Clusterzentren. Ziel des iterativ arbeitenden Algorithmus ist es, die Summe der quadrierten euklidischen Abstände zwischen den einzelnen Clusterdatenpunkten (= Inputdatensätze) und den zugehörigen Zentren zu minimieren. Letztere stellen den Mittelwert aller Datenpunkte eines Clusters dar, repräsentieren aber keinen konkreten Datenpunkt. Dabei zeichnet sich das k-Means-Verfahren vor allem durch seine Einfachheit und Geschwindigkeit aus. [80]

In der vorliegenden Problemstellung werden die 1.020 Haushaltsdatensätze anhand ihrer Jahresbilanzwerte kategorisiert. Dazu wird für jeden Haushalt die Summe des jährlichen Bedarfs zur Warmwasserbereitung und des elektrischen Bedarfs herangezogen. Dabei setzt sich der hier betrachtete elektrische Bedarf aus dem Stromverbrauch im Haus und dem Ladebedarf des Elektrofahrzeugs zusammen. Da alle Energiebedarfe des Haushalts und der zugehörigen Mobilität berücksichtigt werden sollen, wird an dieser Stelle zur vereinfachten Implementierung und Darstellung die Annahme getroffen, dass die Individualmobilität der Haushalte ausschließlich mit EVs durchgeführt wird. Damit werden die Haushalte automatisch auch inklusive der Fahrbedarfe ihrer Hausbewohner einsortiert. Abbildung 2-2 zeigt das Ergebnis der Einteilung der Haushalte in fünf Cluster. Dargestellt sind alle 1.020 Haushalte als Datenpunkte und die jeweiligen identifizierten Clusterzentren. Um jeden Haushalt anhand seiner Summe aus elektrischem und thermischem Bedarf für alle Cluster eindeutig zuordnen zu können, wird mit Hilfe konzentrischer Kreise<sup>9</sup> um die Clusterzentren die Clusterzugehörigkeit jedes Datenpunkts nochmal neu bewertet. Der Radius der Kreise ist aus der Hälfte des minimalen Abstands zweier Clusterzentren abgeleitet und für alle Cluster gleich. Punkte, die weiter als zugehöriger Radius entfernt von ihrem Clusterzentrum liegen, werden keinem Cluster zugeordnet und auch in den späteren Simulationen nicht berücksichtigt. Als Ergebnis wird die Nomenklatur in Tabelle 2-3 eingeführt.

*Tabelle 2-3: Haushaltscodierung und Zuordnung*

Haushalts- codierung	Clusterzentrum, Verbrauch...		Farbe in Abbildung 2-2
	...elektrisch [kWh <sub>el</sub> ]	...thermisch [kWh <sub>th</sub> ]	
HH1	3.755	1.178	blau
HH2	5.292	2.053	rot
HH3	6.083	3.442	gelb
HH4	7.577	3.457	violett
HH5	9.913	3.667	grün

<sup>9</sup> In der Abbildung sind die Kreise aufgrund der Abmessung der Achsen leicht verzerrt.



## Festlegung der Anzahl an Haushaltsclustern

Die Auswahl der Clusteranzahl wird dabei anhand der folgenden Überlegungen getroffen: Die Clusterbildung mit Hilfe von K-Means wird für eine Clusteranzahl von zwei bis zehn Cluster wiederholt ausgeführt. Für jede Clusteranzahl wird die durchschnittliche Distanz aller Datenpunkte zum Clusterzentrum berechnet und in Abbildung 2-3 dargestellt. Eine häufig eingesetzte Methode in der Clusteranalyse zur Bestimmung der geeigneten Clusteranzahl stellt die sog. Ellenbogenmethode (engl.: „elbow-method“) dar. Diese zielt darauf ab, dass die Clusteranzahl so gewählt werden sollte, dass das Hinzufügen eines weiteren Clusters zu keiner signifikanten Verbesserung der mittleren Distanz zum Clustermittelpunkt führt. An der Stelle, ab der diese schrittweise Verbesserung deutlich geringer ausfällt, ist ein Knick (daher Ellenbogen) erkennbar. Dort wird dann die Clusteranzahl festgelegt. [81] Da der „Elbow“ in Abbildung 2-3 zwar erkennbar ist, aber nicht besonders stark ausgeprägt ist, wird darüber hinaus der sog. Silhouettenkoeffizient ausgewertet. Dieser gibt im Wertebereich von -1 bis 1 an, wie gut die Zuordnung der Datenpunkte zu den Clustern ist. [82] Bei einem Silhouettenwert über 0,75 spricht man von einer starken Strukturierung durch das Clustering. [83] Im vorliegenden Fall erhält man für fünf Cluster einen Wert von 0,82, womit die gewählte Clusteranzahl als ausreichend erscheint.

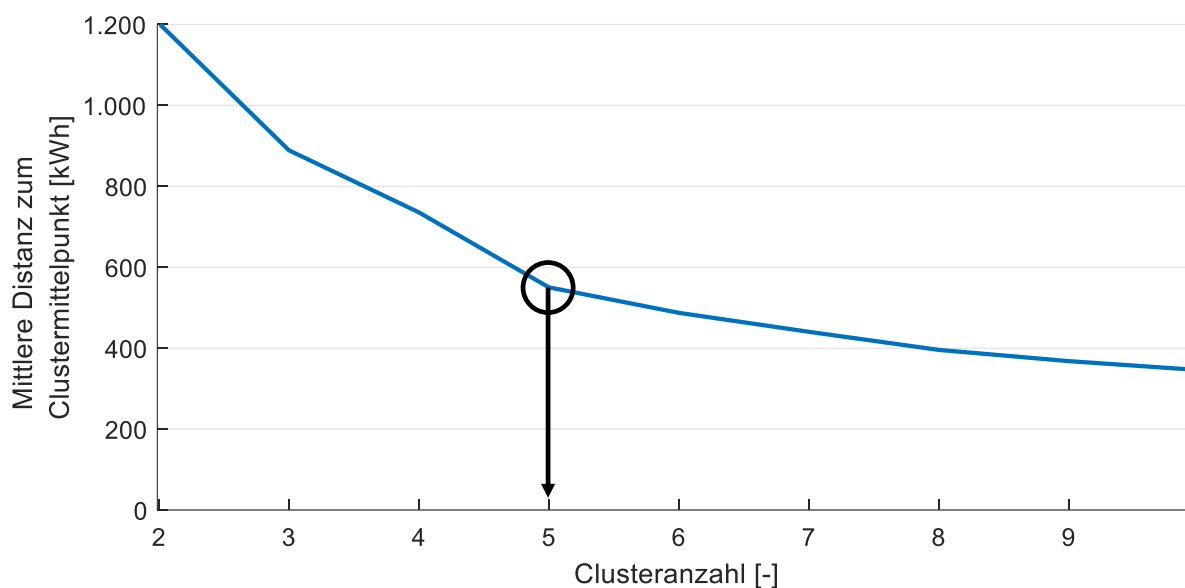


Abbildung 2-3: Auswahl der geeigneten Clusteranzahl mittels „Elbow-Method“

## 2.4 Anlagentechnik

Im Folgenden wird die im Hinblick auf Elektrifizierung relevante Anlagentechnik im Detail vorgestellt. Dabei wird auch auf die jeweils konventionelle, nicht elektrische Vari-

ante eingegangen. Dies umfasst PV-Anlagen, Anlagen zur Wärmebereitstellung, Fahrzeuge und auch Speicher. Alle in der späteren Berechnung verwendeten Datenwerte, die nicht im Text genannt werden, finden sich in Tabelle B-2 im Anhang.

## **Elektrifizierung**

Elektrifizierung als Begriff ist nicht einheitlich definiert. Historisch gesehen bedeutete der Begriff den Aufbau der Stromerzeugungs- und Stromverteilungssysteme. Auch heute noch besteht diese Bedeutung v.a. im Zusammenhang mit dem Ausbau der Infrastruktur in ländlichen Regionen in Entwicklungsländern. [84] Im Hinblick auf die Energiewende wird der Begriff vorwiegend auf die Substitution von fossilen Energieträgern durch elektrischen Strom auf Energieanwendungsseite bezogen. [56, 85, 86] Diese Interpretation von Elektrifizierung wird auch hier verwendet, im Speziellen zielt der Begriff in dieser Arbeit auf das Ersetzen von Öl und Gas in der Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen sowie Diesel und Benzin in der Mobilität durch Elektrofahrzeuge ab.

In diesem Sinne weist die Elektrifizierung viele vorteilhafte Eigenschaften für das (perspektivische) Energiesystem auf. Insbesondere im Hinblick auf die Emissionsreduktion liefert die Elektrifizierung die Möglichkeit, erneuerbare Energien, wie z.B. PV und Wind, direkt über die Sektorkopplung Strom – Wärme – Mobilität einzusetzen. Der Anteil der EE an Wärme und Kälte sowie Verkehr beträgt in 2018 13,9 % bzw. 5,6 % und stagniert damit seit 2014. Nur im Sektor Strom ist in dieser Hinsicht ein Anstieg von 27,4 auf 37,8 % im selben Zeitraum zu verzeichnen. [87] Eine Elektrifizierung der Anwendungen im Wärme- und Verkehrsbereich würde die EE indirekt auch in diesen beiden Sektoren besser integrierbar machen und damit zu einer Emissionsreduktion im Gesamtsystem führen, sollte der EE-Ausbau weiter vorangetrieben werden und dadurch die Emissionsfaktoren des deutschen Strommix weiter sinken. Eine vollständige Dekarbonisierung scheint u.a. neben erneuerbaren Brennstoffen und Effizienzmaßnahmen nur über Elektrifizierung möglich, wodurch diese einen zentralen Baustein der Energiewende darstellt. [85] Darüber hinaus lassen sich durch den Einsatz von Elektro- statt Verbrennungsfahrzeugen und durch die elektrische Substitution konventioneller Heiztechnologien in Orten ohne Fernwärmenetz auch auf lokaler Ebene Emissionen reduzieren. [56, 88, 89]

Eine Elektrifizierung der Anwendungsarten bringt zusätzliche Flexibilität durch steuerbare Verbraucher in das Energiesystem ein. Je größer der Anteil fluktuierender Stromerzeugung im Stromsystem ist, desto mehr unterstützt dies somit das Prinzip „Verbrauch folgt Erzeugung“ mittels Lastflexibilisierung durch funktionale Speicher. [86] Beispielsweise können auch bei der Bereitstellung von Regelenergie durch Power-to-Heat-Anlagen Erzeugungsüberschüsse aus EE im europäischen Verbundnetz bei gleichzeitig verhältnismäßig geringen Kosten ausgeglichen werden. [85, 90]

Einen weiteren Vorteil bietet die Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern. Aus Sicht der Akteure – in diesem Fall die Haushalte – kann durch eine intelligente Kombination von PV-Anlage und steuerbarem Verbraucher (Elektrofahrzeug, Wärmepumpe) der Eigenverbrauch und der solare Deckungsgrad deutlich gesteigert werden. Dies ist seit Erreichen der Netzparität in Deutschland um das Jahr 2013 für Betreiber von PV-Anlagen auch aus finanzieller Sicht interessant. [17] Aus System-sicht ist darüber hinaus eine erhöhte Rohstoffunabhängigkeit von Öl und Gas durchaus ein politisches Ziel. [56]

Außerdem trägt die Elektrifizierung zur Effizienzsteigerung bei. Einerseits sind elektrische Antriebe deutlich effizienter als Verbrennungsmotoren, andererseits bedeutet ein zunehmender Verzicht auf fossile Brennstoffe, dass auch der Energiebedarf, der aus deren Förderung, Produktion und Transport entsteht, verringert werden kann. [91]

#### 2.4.1 Photovoltaik

PV-Anlagen dominieren im Bereich der privaten Haushalte die Technologien zur dezentralen Stromerzeugung. [9] Bei Einfamilienhäusern werden vorwiegend Aufdach-Installationen eingesetzt. In Bezug auf deren Anlagengröße kann aufgrund der begrenzten, nutzbaren Dachfläche und dem Wirkungsgrad von ca. 13-20 % [10] der heute fast ausschließlich (>99 %) [92] verwendeten mono- und polykristallinen Siliziumzellen von einer maximal installierbaren Anlagenleistung von 10 kWp ausgegangen werden. [22] 2015 waren deutschlandweit über 5,7 GW in diesem Leistungsbereich installiert, in dem über 60 % aller deutschen PV-Anlagen liegen. [9] Dabei stellt sich eine durchschnittliche Leistung von 6,23 kWp ein. [9] Rund 8 % der EFHs sind nach diesen Zahlen im Durchschnitt mit einer PV-Anlage ausgestattet. [8, 9] Allerdings ist der Ausstattungsgrad sehr ungleichmäßig über die Regionen in Deutschland verteilt. Da in dieser Arbeit der Fokus auf Siedlungen mit hohem PV-Anteil liegt, um den Effekt von Energiemanagementsystemen sinnvoll untersuchen zu können, wird auf die PV-pro-Haus-Häufigkeit einer real existierenden Region in Süddeutschland von 58,1 % aus [56] zurückgegriffen. Da davon ausgegangen werden kann, dass HEMS und auch DEMS vor allem dann installiert werden, wenn ein relevanter Anteil dezentral erzeugten Stroms zur Verfügung steht, wird diese Annahme als valide erachtet.

Die Stromerzeugung aus PV-Anlagen ist dabei von einer Vielzahl von Parametern abhängig. Dabei spielen hinsichtlich des Einfallswinkels der solaren Strahlung, die auf die Module trifft, Standort und Ausrichtung eine wichtige Rolle. Bei südorientierten, fest installierten Anlagen ohne Nachführung gilt ein Neigungswinkel von rund 30° in Süddeutschland als optimal. Diese Konfiguration führt zur bekannten PV-Glocke im Tagesverlauf des erzeugten PV-Stroms, die mittags ihr Maximum erreicht. Darüber hinaus bestimmen die Wetterbedingungen den Ertrag der PV-Anlage, der umso größer ausfällt, je größer die solare Einstrahlung und je kleiner die Außentemperaturen sind.

Bei Bewölkung sinkt der Ertrag, da sich dann besonders der Direktanteil der Solarstrahlung reduziert. [93]

Die Investitionskosten für Photovoltaikanlagen fallen seit mehreren Jahren. Dies betrifft vor allem die Modulkosten, die etwa die Hälfte der gesamten Systemkosten ausmachen. Die restlichen Kosten entfallen auf den Wechselrichter (16 %), sonstige Anlagenkomponenten (16 %) und die Installation (20 %). 2016 haben sich im Mittel Systemkosten von 1354 €/kWp eingestellt. [92, 94, 95] Fallen die Modulkosten, wie in [94] ausgewiesen, weiterhin und legt man eine Reduktion der anderen Kostenkomponenten aus [95] zugrunde, wird 2030 ein Wert von 878 €/kWp erreicht.

## 2.4.2 Wärmeerzeugung und -speicherung

Wärme wird in deutschen Einfamilienhäusern über verschiedene Technologien bereitgestellt (s. Abbildung 2-4). Im Bestand vorherrschend mit zusammen über 85 % aller Wärmeerzeuger sind Gas- und Ölniedertemperaturkessel (Gas-/Öl-NT) sowie Gasbrennwertkessel (Gas-BW). Elektrische Wärmepumpen (EWP), Nah- und Fernwärme und sonstige (v.a. Pelletheizungen und BHKWs) Heiztechnologien nehmen aktuell nur eine untergeordnete Rolle ein.

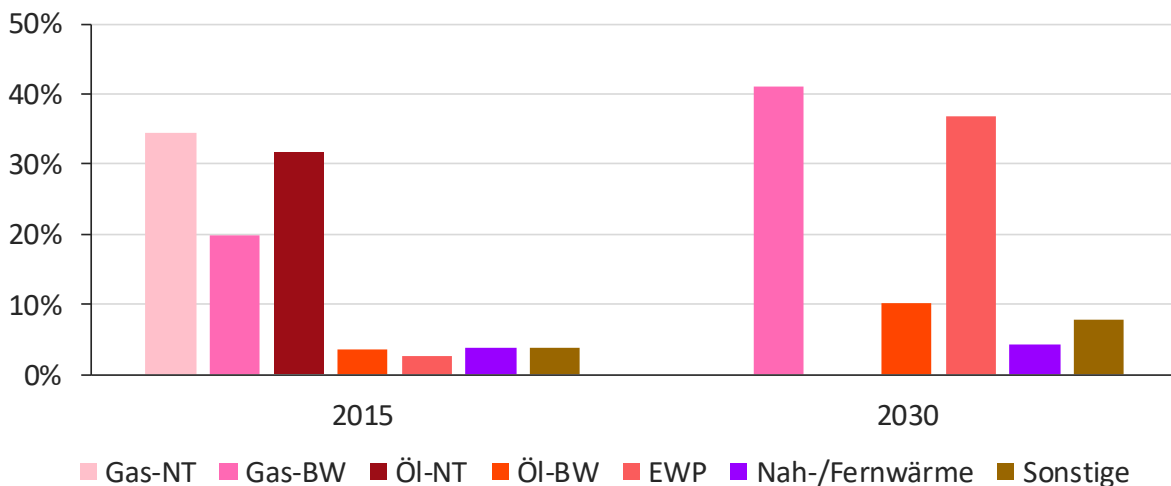


Abbildung 2-4: Beheizungsstruktur für Einfamilienhäuser<sup>10</sup> [96]

Im Neubau zeigt sich ein anderes Bild: Hier wird jedes dritte EFH mit einer Wärmepumpe und jedes zweite mit einem Gasbrennwertkessel ausgestattet. Niedertemperaturkessel finden kaum noch Berücksichtigung. Somit ergibt sich die in Abbildung 2-4 für 2030 dargestellte Beheizungsstruktur. In die Berechnung der angegebenen Werte fließen dabei u.a. Sanierungs-, Neubau- und Abrissraten von EFHs aus dem Szenario „Elektrifizierung“ in [96], das die Klimaziele bis 2050 erreicht, ein. Die dominierenden

<sup>10</sup> Da in dieser Arbeit weder die sonstigen Wärmeerzeuger noch Fernwärme untersucht werden, werden für die Häufigkeitsverteilung der Beheizungsstruktur diese beiden Posten nicht berücksichtigt und die anderen Technologien anteilmäßig nach oben skaliert.

Wärmeerzeuger stellen mit jeweils mehr als einem Drittel Gas-BW und Wärmepumpen. [96]

### **Gas- und Ölheizung**

Gas- und Ölheizungen können in zwei grundsätzliche Kategorien eingeteilt werden: Niedertemperatur- und Brennwertkessel. Der Unterschied dabei ist, dass bei der Brennwerttechnologie nicht nur die Energie, die bei der Verbrennung des Energieträgers frei wird, sondern zusätzlich Energie aus der Kondensation des Wasserdampfs genutzt wird. Daher erreichen Brennwertkessel einen deutlich höheren Nutzungsgrad, verbrauchen weniger Brennstoff und emittieren weniger CO<sub>2</sub> in Bezug auf die gleiche Wärmemenge. [97] Diese Aussagen treffen in gleicher Relation auf den Vergleich Gas- gegenüber Öl-basierte Heizung zu. Somit amortisieren sich die höheren Investitionskosten von Brennwertheizungen innerhalb weniger Jahre, was seit einiger Zeit zu einem starken Rückgang der Niedertemperaturkessel bei Neuinstallationen führt. [98]

Bei der Auslegung der installierten Heizleistung des Wärmeerzeugers ist bei kombinierter Heizungs- und Trinkwarmwasserbereitung darauf zu achten, welche der beiden Komponenten hinsichtlich der Heizlast dominiert. Dabei überragt bei Einfamilienhäusern meist die benötigte Heizleistung für die Trinkwassererwärmung. Dies entspricht auch den Inputdaten dieser Arbeit. Das Profil der Trinkwarmwasserlast ist v.a. durch kurzzeitige Spitzen charakterisiert, die bis zu 26 kW<sub>th</sub> betragen können. Dieser Wert wird dagegen von der Heizlast für Raumwärme in keinem der gewählten Typgebäude (vgl. Abbildung 2-1) auch nur annähernd erreicht. Die konventionellen Wärmeerzeuger werden hier auf eine Kesselleistung von 17 kW<sub>th</sub> dimensioniert, was zusammen mit einem entsprechend großen Kombispeicher (s. unten) im Hinblick auf den Bedarf ausreichend Wärmeleistung zur Verfügung stellt und gleichzeitig nicht überdimensioniert ist. [99, 100]

### **Wärmepumpe**

Elektrische Wärmepumpen erzeugen Wärme aus Strom und Umweltwärme. Die Quelle der Umweltwärme liegt entweder in Außenluft, Grundwasser oder Erdwärme. Wichtige Kennwerte hinsichtlich der Effizienz einer Wärmepumpe sind der Coefficient of Performance (COP), also das Verhältnis der abgegebenen Wärmeleistung zur eingesetzten, elektrischen Leistung. Eine weitere Größe beschreibt die Jahresarbeitszahl (JAZ), die dasselbe Verhältnis hinsichtlich der Arbeit bezogen auf die Dauer eines Jahres angibt und damit auch Schwankungen im Betrieb durch beispielsweise Wettereinflüsse berücksichtigt. Beide Größen sind dabei stark vom Temperaturniveau der Wärmequelle und der Vorlauftemperatur des Heizungssystems abhängig. Je nach Art der Wärmequelle variieren der COP für Luft- und Grundwasserwärmepumpen zwischen 3 und 5 [22, 101] und die Jahresarbeitszahl zwischen 1,9 und 5,1 [102]. Im Vergleich zu

konventionellen Wärmeerzeugern, die maximale Werte von 1 erreichen, zeichnen sich Wärmepumpen durch eine hohe Systemeffizienz aus. [103]

Die von Wärmepumpen eröffnete Flexibilität wird von verschiedenen Einflussfaktoren generiert. Zuerst ermöglicht die Wärmepumpe als elektrischer Wärmeerzeuger die Interaktion des Strom- mit dem Wärmesektor und ist damit auch angesichts begrenzter heimischer Biomasseverfügbarkeit im zukünftigen deutschen Energiesystem von großer Bedeutung. [78] Darüber hinaus spielt die Gebäudesystemintegration eine bedeutende Rolle. Wärmepumpen werden in privaten Haushalten zusammen mit Pufferspeichern installiert. Mit Hilfe dieses Wärmespeichers kann die Wärmeerzeugung zeitlich vom Wärmeverbrauch entkoppelt werden. Die Größe der Flexibilität ist somit direkt mit der Größe des Pufferspeichers verbunden. Zuletzt ist die Art der Wärmepumpe – drehzahl geregelt (oder auch modulierend genannt) oder statisch – zu beachten. Drehzahl geregelte Wärmepumpen können die thermische Leistungsabgabe und elektrische Leistungsaufnahme regeln, statische sind dagegen nur dazu in der Lage, bei zu- bzw. abgeschalteter Nennleistung betrieben zu werden. [56, 103]

Um möglichst hohe Werte für COP und JAZ zu erreichen und damit die Effizienz von Wärmepumpensystemen (Wärmeerzeuger inkl. Wärmespeicher) zu erhöhen, wird eine elektrische Zusatzheizung in das System integriert. Die im Trinkwarmwasserbedarf geforderten hohen Temperaturen können über einen Heizstab oder Durchlauferhitzer bereitgestellt werden, sodass die Vorlauftemperatur der Wärmepumpe niedrig und ihr Betrieb damit möglichst effizient und wirtschaftlich gehalten werden kann. Dies erlaubt der Wärmepumpe eine möglichst hohe Auslastung bei kostenoptimaler Dimensionierung. Elektrische Heizstäbe und Durchlauferhitzer erreichen eine JAZ bzw. einen Nutzungsgrad von fast 100 %, sind im Verhältnis sehr kostengünstig und können dabei z.B. im Kombispeicher (Trinkwarmwasserspeicher integriert in Pufferspeicher für Heizung und Trinkwarmwasser) bzw. direkt im Trinkwarmwasserkreis eingebracht sein und dann Wärme zuführen, wenn der Wärmebedarf durch Wärmepumpe oder -speicher nicht gedeckt werden kann. [56, 104, 105]

Da die überwiegende Mehrheit (> 60 % der seit 2012 abgesetzten Heizungswärmepumpen [106]) der in Deutschland installierten Wärmepumpen Außenluft als Wärmequelle nutzen, wird in dieser Arbeit eine drehzahl geregelte Luftwärmepumpe in Kombination mit einem Heizstab vorgesehen. Der COP wird entsprechend [107] bei einer Vorlauftemperatur von 45 °C und entsprechender Außentemperatur gewählt. Für das Jahr 2030 wird davon ausgegangen, dass der COP sich entsprechend der Steigerung der mittleren JAZ von 4 auf 4,5 verbessert. [101] Die gewählten Investitionskosten für Wärmepumpe und Heizstab entstammen [22, 101] und für das Jahr 2018 zusätzlich einer eigenständig durchgeführten Marktrecherche. Diese können Tabelle B-2 im Anhang entnommen werden.

Unter Verwendung dieser Daten erfolgt die Dimensionierung von Wärmepumpe, Heizstab und Wärmespeicher in dieser Arbeit mittels der Optimierung in Kapitel 4.2.5. Unter Berücksichtigung der Investitions- und Betriebskosten sowie Anlagenparameter und Lastverläufe werden für jedes in Kapitel 2.2 definierte Typgebäude und 15 verschiedene zufällig gewählte Haushalte (s. Kapitel 2.3 und 5.2.1) die kostenoptimale Systemkonfiguration bestimmt. Die Ergebnisse orientieren sich sehr stark am jeweiligen Typgebäude. Die elektrische Leistung aller installierten Wärmepumpen liegt unter  $2,5 \text{ kW}_{\text{el}}$ . Für die späteren Auswertungen wird jedem Typgebäude eine eigene Wärmepumpengröße zugewiesen, um sinnvolle und nicht überdimensionierte Anlagen hierfür einzusetzen. Dabei wird jeweils das Maximum der Wärmepumpenleistung des Typgebäudes gewählt und auf die nächst höheren  $0,25 \text{ kW}_{\text{el}}$  aufgerundet. Die Leistung des Heizstabs, der v.a. für den Trinkwarmwasserbedarf und damit besonders für die Lastspitzen eingesetzt wird, ist vorwiegend abhängig vom Haushalt und bewegt sich in einem Bereich von 15 bis  $21 \text{ kW}_{\text{el}}$ . Um die Deckung der Wärmelast für alle möglichen Gebäude-Haushalt-Kombinationen decken zu können, wird der Heizstab etwas höher auf  $25 \text{ kW}_{\text{el}}$  dimensioniert. Der zugehörige Warmwasserspeicher liegt im Bereich um  $15 \text{ kWh}_{\text{th}}$ . Dieser Wert wird für alle in dieser Arbeit untersuchten Heizsysteme als Standardwert festgelegt und wie alle anderen Werte zur Anlagendimensionierung in Tabelle B-2 zusammengefasst.

### **Wärmespeicher**

Nach [22] gibt es drei verschiedene physikalische Arten der Wärmespeicherung: Speicherung durch Temperaturänderung (sensible Speicher), Zustandsänderung (Latentwärmespeicher) und endo- bzw. exotherme Reaktion (thermochemische Wärmespeicher). Als Wärmespeicher in privaten Haushalten sind derzeit hauptsächlich sensible Speicher in Form von Warmwasserspeichern installiert. Diese können wiederum in u.a. Pufferspeicher (nur für Heizwärme), Kombispeicher (für Heizwärme sowie Trinkwarmwasser) oder auch Frischwasserspeicher (nur für Trinkwarmwasser) unterteilt werden. Der in dieser Arbeit untersuchte Kombispeicher stellt einen Pufferspeicher mit integriertem kleinem Trinkwarmwasserspeicher dar und hat neben einer kompakten und platzsparenden Bauweise den Vorteil, beide Wasserkreise speisen zu können. [22]

Heutzutage werden Wärmespeicher vor allem dazu verwendet, die Auslastung der eingesetzten Heiztechnologie zu maximieren und damit gleichzeitig eine kostenminimale Dimensionierung des Wärmeerzeugers zu erlangen. In Bezug auf die Gedanken zur Flexibilisierung aus Kapitel 1.1 können Wärmespeicher zukünftig Wärmeerzeugung und -verbrauch entkoppeln, um Wärme gezielt auch unter weiteren, meist monetär getriebenen Randbedingungen, wie z.B. Erhöhung des Eigenverbrauchs oder Orientierung an variablen Strompreisen, zu produzieren. [78, 103]

Warmwasserspeicher gibt es in verschiedenen Größen. Die Dimensionierung hängt von verschiedenen Gesichtspunkten, wie Art und installierte Leistung des Wärmeerzeugers, Größe des Haushalts oder auch größenspezifische Wärmeverluste, ab. [108] Nach [109] wird für eine sinnvolle Dimensionierung ein Größenbereich von 35 l/kW<sub>th</sub> bis 75 l/kW<sub>th</sub> in Bezug auf die installierte Heizungsleistung angeraten. Daraus würde sich für einen Wärmeerzeuger mit einer typischen Heizleistung von 10 kW<sub>th</sub> eine Speichergröße von 350 l bis 750 l ergeben. Dies entspricht auch den Ergebnissen aus [17], die eine optimale Speichergröße für Wärmepumpenanlagen hinsichtlich Anschaffungs- und Betriebskosten in der Größenordnung von 450 l bis 600 l sehen. Auch die in [56] verwendeten 700 l und der für diese Arbeit errechnete Wert von 15 kWh, nach Formel 2.1 umgerechnet etwa 500 l, decken sich mit dieser Abschätzung. Dabei gibt Formel 2.1 die Umrechnung des Speicherinhalts von Volumen in Litern nach Energieinhalt in kWh abhängig von der im Heizungssystem verwendeten Temperaturspreizung zwischen Vorlauf und Rücklauf und der bei 45°C geltenden Wärmekapazität und Dichte von Wasser an.

$$Q_{\text{Speicher,kWh}} = Q_{\text{Speicher,l}} \cdot 1000 \frac{\text{m}^3}{\text{l}} \cdot 990,21 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 4,183 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}\cdot\text{K}} \cdot (T_{\text{Vorlauf}} - T_{\text{Rücklauf}}) \quad (2.1)$$

Die Speicherkosten werden auf Basis einer in [110] breit angelegten Kostenanalyse und Marktrecherche gewählt. Darin wird Formel 2.2 zur Berechnung der volumenspezifischen Speicherkosten für Kombispeicher in Abhängigkeit des Speichervolumens  $V$  in l ausgewiesen. Für ein Speichervolumen von beispielsweise 750 l resultieren 2,06 €/l bzw. mit einer Temperaturspreizung von 27 °C ein Wert von ca. 66 €/kWh. Für 2030 wird dieselbe Kostenfunktion verwendet, da die Technologie als ausgereift angenommen wird. Vergleicht man diese spezifischen Kosten mit durchschnittlichen Batteriekosten für Hausspeichersysteme von ca. 1.500 €/kWh (s. 2.4.4) wird deutlich, welche kostengünstige Speicheralternative Warmwasserspeicher über Sektorkopplung mittels elektrischer Heiztechnologie auch für das Stromsystem darstellen.

$$K_{\text{Kombispeicher}}/l = 3,126 \cdot e^{-0,001144 \cdot V} + 0,7402 \cdot e^{-2,22 \cdot 10^{-6} \cdot V} \quad (2.2)$$

Die Warmhalteverluste, die angeben, wieviel Wärme innerhalb eines Zeitraums verloren geht, stellen neben dem Speichervolumen einen wichtigen Parameter bei Warmwasserspeichern dar. Sie setzen sich aus einem konstanten Anteil – die durch Rohranschlüsse verursachten Verluste – und einem Anteil, der mit zunehmender Speichergröße wächst, den Oberflächenverlusten, zusammen. Mit der Einführung von Ökodesign-Anforderungen und Energieeffizienzklassen für Komponenten in der Heiztechnik im Jahr 2015 werden an die Speicherisolierung hinsichtlich Warmhalteverlusten konkrete Anforderungen gestellt. [111] Seit September 2017 dürfen nur noch Speicher verkauft werden, die mindestens über Energieeffizienzklasse C verfügen. [112] Da in



dieser Arbeit mit Fokus auf 2030 zukunftsgerichtete Technologieentwicklungen betrachtet werden sollen, wird für die Parametrisierung der Speicherverluste die Angabe zur Effizienzklasse A aus [111] herangezogen. Darin wird mit Formel 2.3 ein zulässiger Bereich für die Warmhalteverluste in kWh/d als Funktion des Speichervolumens in l angegeben. Die Mittelwerte der sich daraus ergebenden Grenzwerte sind für verschiedene Speichergrößen in Abbildung 2-5 eingetragen. Um das Verhalten der Wärmeverluste für das lineare Optimierungsmodell in Kapitel 4.2.5 abbilden zu können, wird der Verlauf der Kurve linearisiert. Die Trendlinie zeigt ein Bestimmtheitsmaß von über 96 %. Formel 2.4 gibt den zahlenmäßigen Zusammenhang für die Wärmeverluste in kWh/d abhängig von der Speichergröße in kWh wieder. Für einen 500 l (hier in etwa 15,5 kWh) Speicher ergibt sich damit eine Wärmeverlustrate von 0,33 %/h. Dieser Wert liegt in der Größenordnung der Werte, die mit 0,125 %/h und 0,41 %/h in [101] und [56] angegeben sind, dort allerdings ohne Abhängigkeit von der Speichergröße.

$$5,5 + 3,16 \cdot V^{0,4} \cdot \frac{24 h}{1000 d} \leq Q_{\text{Verlust}} < 8,5 + 4,25 \cdot V^{0,4} \cdot \frac{24 h}{1000 d} \quad (2.3)$$

$$Q_{\text{Verlust}} = 0,7548 + 0,0273 \cdot Q_{\text{Speicher}} \quad (2.4)$$

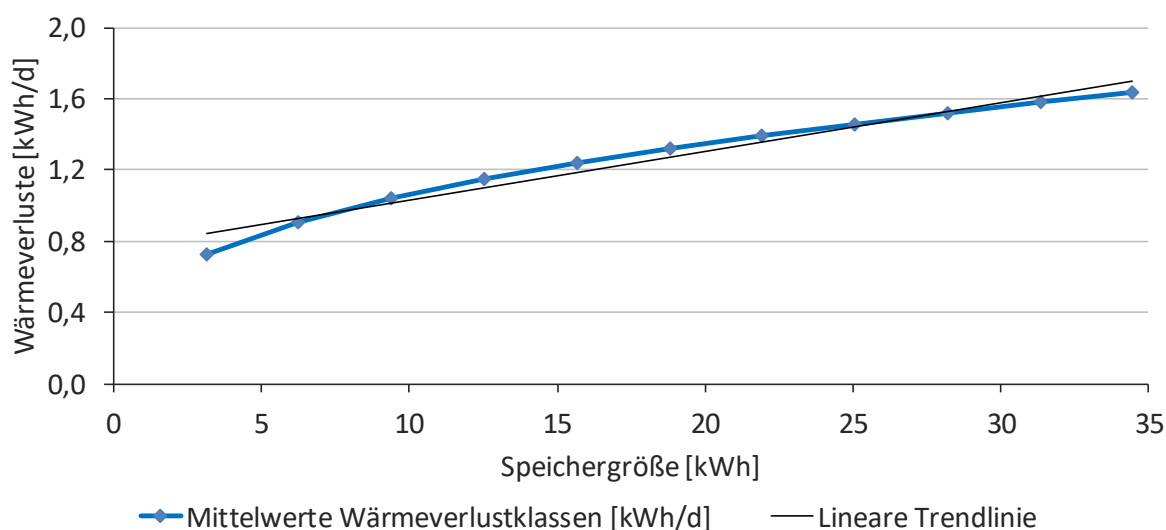


Abbildung 2-5: Wärmeverluste Warmwasserspeicher nach Speichergröße

### 2.4.3 Mobilität

Die Elektrifizierung der Mobilität stellt im Sektor der privaten Haushalte neben einer elektrischen Wärmeerzeugung die zweite große Möglichkeit dar, in einem energetischen Anwendungsbereich fossile Brenn- bzw. Kraftstoffe durch Strom als Energieträger zu ersetzen. Die Grundlagen der Elektromobilität im privaten Gebäudebereich werden im Folgenden erläutert.

In Deutschland werden pro Tag und Person 39 km und dabei 11,47 km pro einzelner Wegstrecke zu Fuß, mit Fahrrad, mit Pkw oder öffentlichen Verkehrsmitteln zurückgelegt. [113, 114] Die Wahl des Verkehrsmittels ist von vielen Einflussgrößen abhängig. Dazu zählen u.a. der Standort des Wohngebäudes – also urbaner, suburbaner oder ländlicher Bereich – und die vorhandene Infrastruktur (z.B. Vorhandensein öffentlicher Verkehrsmittel). Aus energietechnischer Sicht ist für private Haushalte vor allem Individualmobilität mittels Pkw relevant. Statistisch gesehen, werden 78,8 % der Personenkilometer pro Tag per Pkw zurückgelegt, die Pkw-Fahrleistung pro Haushalt beträgt 10.124 km pro Jahr. [114, 115] Die Verbrauchsdaten aus [22], die in 2.3 vorgestellt werden, beruhen auf Haushalten mit unterschiedlichen Fahrleistungen in einem Bereich von 2.000 bis 18.000 km/a pro Haushalt. In [22] wird dazu eine ausführliche Validierung der Daten vorgenommen.

Aufbauend auf den Fahrprofilen, d.h. den Zeiten, wann Fahrten stattfinden, und den einzelnen Fahrtstrecken, setzt sich der Energiebedarf eines Fahrzeugs dabei aus Fahrverbrauch und Klimatisierungsbedarf für Heizung und Kühlung im Fahrzeug zusammen. Beim Fahrverbrauch wird dabei als Geschwindigkeitsmuster der weltweit harmonisierte Fahrzyklus WLTC (Worldwide Harmonized Light Duty Test Cycle) herangezogen. In Abhängigkeit der Geschwindigkeit werden unterschiedliche Antriebsleistungen berücksichtigt. Die Heiz- und Kühlbedarfe werden mit Hilfe des Wärmeflussmodells für Fahrzeuge aus [116] berechnet. Hier fließt neben den Geschwindigkeiten, die sich auf die Wärmeübergangskoeffizienten auswirken, besonders auch die Außentemperatur mit ein. Letztere bezieht sich auf denselben Wetterdatensatz, der auch für die Berechnung aller anderen energierelevanten Komponenten herangezogen wird. Somit ergibt sich eine Zeitreihe aus Energiebedarfen in kWh, die für das EV den elektrischen Ladebedarf darstellt. Der fossile Kraftstoffbedarf wird auf Basis derselben Überlegungen berechnet, das Ergebnis ist dann jedoch eine Zeitreihe des Benzinverbrauchs in Litern. [22]

Traditionell werden diese Strecken mit Benzin- oder Dieselfahrzeugen zurückgelegt. Werden anstatt konventionellen Fahrzeugen (ICE) Elektrofahrzeuge (EVs) dazu verwendet, entsteht dem Haushalt ein neuer zusätzlicher Verbraucher, vorausgesetzt die Ladung der Batterie findet zu Hause statt. Gleichzeitig bringt das EV als Verbraucher aber auch Flexibilität ins System ein, da der Ladevorgang und der Fahrverbrauch über die Fahrzeugbatterie bis zu einem gewissen Grad zeitlich entkoppelt werden kann. Wird darüber hinaus eine bidirektionale Ladeverbindung, das sogenannte Vehicle-to-Grid (V2G) bzw. Vehicle-to-Home (V2H), zugelassen, kann das EV als elektrischer Speicher mit Verbrauch und zeitlicher Teil-Nicht-Verfügbarkeit interpretiert werden. Daneben leistet die Elektromobilität, einen erneuerbaren Strommix vorausgesetzt, zum Einen einen Beitrag zur Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems, zum anderen trägt sie auch zur lokalen Emissionsreduktion in Städten bei.

Elektrofahrzeuge können in zwei grundlegende Gruppen eingeteilt werden: Reine batterieelektrische (BEV) und Plug-in-Hybrid Fahrzeuge (PHEV). BEV gibt es dabei auch als Variante mit einem sogenannten Range-Extender, einem verhältnismäßig kleinen benzinbetriebenen Stromgenerator, zur Reichweitenverlängerung. PHEV verfügen hingegen über zwei komplette Antriebsstränge, einen batterieelektrischen und einen verbrennungsmotorischen. Die Idee dabei ist, längere Wegstrecken mit dem Verbrennungsmotor, kürzere mit dem Elektromotor zurückzulegen. [117]

Während die Absatzzahlen für Elektrofahrzeuge in Deutschland lange sehr schleppend verliefen und auch das Ziel der Bundesregierung für 2020 mit einer Millionen in Deutschland zugelassenen Elektrofahrzeugen wohl deutlich verfehlt werden wird, kann dennoch davon ausgegangen werden, dass in naher Zukunft die Elektromobilität einen größeren Anteil am deutschen Fahrzeugbestand haben wird. Dies liegt u.a. an der Marktentwicklung der Elektromobilität in anderen Ländern und den eingeführten Kaufprämien für EVs, aber auch an technologischen Fortschritten in der Batterieentwicklung und den damit verbundenen steigenden Reichweiten und sinkenden Batteriekosten. [56, 117] Elektrofahrzeuge (BEV und PHEV) hatten bis Ende 2018 nur einen 0,22 % Anteil am Fahrzeugbestand von insgesamt etwa 46,5 Mio. Pkw in Deutschland. [118] Für die erwartete Bestandsdurchdringung in 2030 werden in [117] verschiedene Energie- und Verkehrsszenarien verglichen. Durchschnittlich leitet sich daraus ein Anteil von 19,5 % ab.

Die Ladeinfrastruktur spielt eine entscheidende Rolle für die Entwicklung der Elektromobilität. Örtlich gesehen kann im öffentlichen Raum, am Arbeitsplatz oder im privaten Bereich am eigenen Haus geladen werden. Öffentliche Lademöglichkeiten stehen in Form von Ladesäulen zur Verfügung, im Juni 2015 waren 5.600 Ladepunkte in Deutschland installiert, was zu diesem Zeitpunkt einem Verhältnis von EV zu Ladepunkt von 6,7 entsprach. [119] Neben dem Laden am Arbeitsplatz, das v.a. für Pendler interessant sein dürfte, stellt der Ladeanschluss am eigenen Haus die wichtigste Möglichkeit im suburbanen und ländlichen Raum dar. Für die Ladeleistung gibt es folgende Optionen: 3,68 kW bei einphasiger Ladung über eine haushaltsübliche Schuko-Steckdose, 11 kW dreiphasig über eine installierte Wallbox oder in seltenen Fällen eine Schnellladung mit 22 kW. [17, 56, 120] In der vorliegenden Arbeit wird die Annahme getroffen, dass Elektrofahrzeuge ausschließlich zu Hause geladen werden und dabei je die Hälfte der EVs einer Siedlung mit 3,68 kW und die andere Hälfte mit 11 kW geladen wird.

Hinsichtlich der Ladestrategie kann zwischen ungesteuertem Laden, d.h. Ladezeitraum beginnt sofort nach dem Anstecken am Ladepunkt und endet wenn die Batterie vollgeladen ist, und gesteuertem Laden unterschieden werden. Bei letzterem kann der Ladevorgang zeitlich und auch in der Höhe der Leistung nach monetären, ökonomischen oder auch technischen Gesichtspunkten variiert werden.

Aktuelle EVs [121] wie z.B. der Nissan Leaf oder Tesla Model S weisen mit 40 bzw. sogar 100 kWh bereits große Batteriekapazitäten auf. [122, 123] Unter der Annahme das die Speicherkapazitäten aufgrund von Fortschritten in der Batterieentwicklung in Zukunft noch weiter steigen werden, sind in dieser Arbeit alle EVs mit einer Speichergröße von 50 kWh ausgestattet. [89] Damit können nahezu alle Fahrten rein elektrisch bewältigt werden, in den wenigen anderen Fällen hilft ein Range-Extender die Reichweitenlücke zu überbrücken. Zusätzlich werden bei der Fahrzeugbatterie eine Selbstentladerate von 0,0245 %/d [124] und ein Lade-/Entladefenster (SOC-Swing) von 80 % der Batteriekapazität berücksichtigt, was laut [125] einer Batteriebensdauer von 6.000 bis 10.000 Ladezyklen entspricht.

#### 2.4.4 Elektrische Speicher

Elektrische Speicher fallen zwar nicht unter die Definition der Elektrifizierung dieser Arbeit, da sie nicht direkt einen Prozess ersetzen, der zuvor auf fossilen Energieträgern beruhte. Allerdings stellen sie eine zunehmend bedeutungsvolle Flexibilitätsoption im Rahmen der dezentralen PV-Erzeugung in Haushalten dar, können damit Addition oder Substitut zu den Flexibilitäten der elektrischen Wärmeerzeugung und Mobilität sein und fügen sich damit in das hier beschriebene elektrische System nahtlos ein.

Der dezentrale Einsatz von elektrischen Energiespeichern bietet Vorteile für Speicherbetreiber und Verteilnetze. Mit Hilfe sogenannter Solarstromspeicher kann in Haushalten mit PV-Anlage einerseits der Eigenverbrauch erhöht werden und andererseits die eigenen Strombezugskosten langfristig auf niedrigem Niveau gehalten werden. Indem der Speicher dabei hilft, den eigenen PV-Strom möglichst komplett zur Deckung der eigenen Last zu verwenden und so den Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu minimieren, kann zukünftigen Mehrkosten aus eventuell steigenden Stromkosten entgegengewirkt werden. Außerdem nimmt die Differenz zwischen sinkender EEG-Einspeisevergütung bei PV-Anlagen und steigendem Haushaltsstrompreis stetig zu, so dass sich die Nutzung von selbsterzeugtem PV-Strom immer lohnender für den Speicher- und PV-Betreiber auswirkt und die individuellen Strombezugskosten verringert werden. Abgesehen davon, bieten elektrische Speicher den Vorteil, das Stromnetz durch eine intelligente, netzdienliche Speicherfahrweise deutlich zu entlasten, indem überschüssiger PV-Strom eingespeichert wird und so das Maximum der Einspeiseleistung signifikant vermindert werden kann. Dies wirkt sich hinsichtlich der Erhaltung der lokalen Netzstabilität, d.h. Verhindern von Spannungsbandverletzungen und thermischer Überlastung der Betriebsmittel, positiv aus, was in [47] auch bestätigt wird. Danach stellt ein netzdienlicher Speichereinsatz eine bedeutende Kostenreduktion für den Netzausbau dar, wobei es ausreichend ist, den Speicher in weniger als 3 % der Zeit netz- und nicht marktorientiert zu betreiben. [10, 22, 47]

Die Anzahl an installierten PV-Speichern wächst stetig. Dazu haben anfänglich (seit 2013) v.a. die KfW-Fördersätze für Solarspeicher beigetragen, die einen zeitabhängigen und degressiven Fördersatz von 25 % in 2016 und mittlerweile noch 13 % Ende 2017 vorsehen. Während bis 2015 so noch Speicherinstallationen mit KfW-Förderung dominierten, hat sich seit 2016 ein stabiler Markt für Speicher ohne Förderung herausgebildet. [10] Daher werden in dieser Arbeit keine Förderzuschüsse berücksichtigt.

Mit den im Jahr 2017 knapp 32.000 abgesetzten Solarspeichern waren Ende des Jahres etwa 85.000 bzw. ca. 600 MWh an PV-Speichern in Deutschland installiert. Im Vergleich dazu stellt die installierte Speicherkapazität von Großspeichern für Primärregelleistung von ca. 240 MWh weniger als die Hälfte dar. Dies verdeutlicht das Potential, das PV-Speicher mittlerweile hinsichtlich des Energiesystems haben. [10]

Ca. 90 % der PV-Speicher werden in Kombination mit einer PV-Anlage installiert. Dabei wird vorwiegend (in 2017 fast ausschließlich) auf Lithium-Ionen-Technologie zurückgegriffen. Grund hierfür sind die Kostenreduktion bei Lithium-Ionen-Batterien sowie ihre kompaktere Bauweise, höhere Effizienz und längere Lebensdauer verglichen mit Bleisäurebatterien. Die nutzbare Batteriekapazität von Heimspeichern nimmt zu. Im Schnitt betrug die nutzbare Speicherkapazität 2017 7,8 kWh, in den vier Vorgängerjahren waren es noch 6,1 kWh. Den größten Anteil (~ 20 %) nehmen Batteriegrößen zwischen 6 und 7 kWh ein. Das Verhältnis von Batteriekapazität zu PV-Leistung steigt ebenfalls an. Lag dieser Wert bis 2016 noch auf durchschnittlich 0,82 kWh/kWp, stieg er in 2017 auf 1 kWh/kWp an. Für die Speicherdimensionierung in dieser Arbeit wird daher ebenfalls von 1 kWh/kWp ausgegangen, so dass die PV-Speicher-Systeme ein einheitliches, realistisches und sinnvolles Größenverhältnis aufweisen. [10]

Während in [10] ausgewiesen wird, dass neu installierte PVA zu 50 % mit Speichern ausgestattet werden, werden nach [126] im Bestand mittelfristig 39 % der PV-Anlagen über einen Solarspeicher verfügen. Dabei werden die Werte des moderaten Ausbauszenarios herangezogen, das drei verschiedene Arten berücksichtigt, eine PV-Anlage mit einem Speicher auszurüsten: bei Neuinstallation der PVA (50 % der neuen PVA), Nachrüsten alter PVA mit Speichern (0,7 % vom PVA-Bestand jährlich) und Nachrüsten von alten PVA, die ab 2021 aus der EEG-Förderung herausfallen (25 % des PV-Bestands nach 21 Jahren). [126]

Nachdem sich die Anschaffungskosten für Endkunden seit 2013 halbiert haben, liegen die im Jahr 2017 für Kapazitäten unter 6 kWh im Median bei 1.500 €/kWh mit einem Bereich von etwa 1.000 bis 2.600 €/kWh, für größere Batteriekapazitäten bis 12 kWh im Median bei etwa 1.300 €/kWh. Die Preise schließen die Mehrwertsteuer mit ein, beziehen sich auf die nutzbare Batteriekapazität und setzen sich aus Kosten für Batteriezellen, Leistungselektronik, Batteriemangement, Sensoren, etc. zusammen. [10]

Den größten Teil davon nehmen die Kosten für die Batteriezellen mit 75 % des Gesamtpreises ein. [127] Nimmt man wie [101] an, dass Batteriezellen bis 2030 im Durchschnitt um 60 % günstiger werden und die Kosten für die anderen Komponenten etwa gleich bleiben, ergibt sich ein mittlerer Preis von 853 €/kWh für Batteriekapazitäten bis 6 kWh in 2030.

## **2.5 Fallstudie: Elektrifizierung privater Haushalte**

Dieses Kapitel thematisiert die Auswirkungen der Elektrifizierung auf private Haushalte anhand einer Fallstudie, die einerseits einen exemplarischen Haushalt für einen Beispieltag, andererseits eine Beispielsiedlung mit mehreren Häusern für ein gesamtes Jahr untersucht. Damit sollen auf einfache Art und Weise die Chancen und Herausforderungen der Elektrifizierung im Niederspannungsnetz deutlich werden.

### **2.5.1 Analyse eines beispielhaften Haushalts**

In Kapitel 2.2 und 2.3 wird die in dieser Arbeit verwendete Datenbasis bzgl. Gebäuden und Haushalten vorgestellt. Dabei handelt es sich um synthetisch generierte, realitätsgetreue Daten. Darauf basierend wird im Folgenden der Leistungsverlauf eines exemplarischen Tages für einen beispielhaften, vollelektrifizierten Vierpersonenhaushalt in 15 Minuten Auflösung analysiert, um eine besser Einschätzung für die untersuchte Thematik und Datenlage zu bekommen. Dazu werden in Abbildung 2-6 die Leistungsverläufe über der Zeit abgebildet. Alle auf der positiven y-Achse angetragenen Leistungen sind Stromflüsse, die in das Energiesystem „Haus“ eingebracht werden (hier z.B. PV-Erzeugung bzw. Strombezug aus dem Netz), alle negativen repräsentieren die Last, d.h. Leistungen, die aus diesem System abfließen. Dabei werden neben der Grundlast auch die Wärmeerzeugung aus Wärmepumpe inklusive Heizstab, die Ladung des Elektrofahrzeugs und die Leistungsaufnahme der sogenannten DSM-Geräte, d.h. zeitlich verschiebbare Weiße Ware in Form von Wasch- und Spülmaschine sowie Trockner, dargestellt.

Die Grundlast ist mit Werten unter 0,2 kW meist sehr gering (automatische Lasten wie z.B. Kühlschrank, Beleuchtung), weist aber morgens und abends in diesem Fall ein paar Spitzen mit bis zu 2,2 kW auf. Diese gehen auf leistungintensive Haushaltsgeräte, wie z.B. einen elektrischen Herd, zurück. DSM-Geräte fügen zwischenzeitlich bis zu 1,7 kW zur Haushaltslast hinzu.

Ausgelöst vom Nutzerverhalten kann die maximale Last in einem vollelektrifizierten Haushalt deutlich gesteigert werden. Die ungesteuerte Ladeleistung des Elektrofahrzeugs beträgt in diesem Fall (im Unterschied zu den Standardladeleistungen aus Kapitel 2.4.3) in der Spitze 8,5 kW und fällt hier zusätzlich genau mit dem Tagesmaximum der Grundlast zusammen. Daneben kann die elektrische Trinkwarmwasserbereitung

ebenfalls mit hohen Lastspitzen (Heizstab hier am Vormittag mit maximal 8 kW) aufwarten und den beschriebenen Effekt bei Gleichzeitigkeit mit der EV-Ladung weiter verstärken. Nur indirekt von der Verbrauchergewohnheit, sondern vielmehr von der Außentemperatur abhängig, zeigt sich die Bereitstellung der Heizwärme. An diesem dargestellten kalten Apriltag wird die Wärmepumpe durchgehend mit 1 bis 1,5 kW betrieben, um die Komfortanforderungen an die Innenraumtemperatur zu erfüllen.

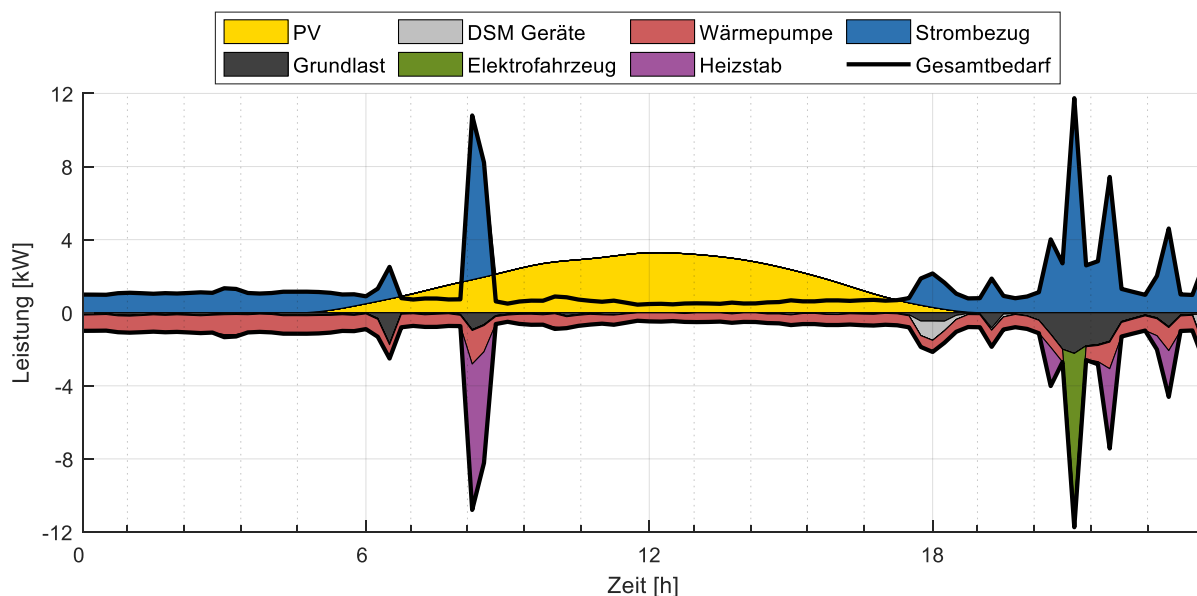


Abbildung 2-6: Elektrische Last und Erzeugung eines beispielhaften Haushalts mit elektrischer Wärmeerzeugung und Elektrofahrzeug

Der aggregierte Lastverlauf ist in Abbildung 2-6 als dicke schwarze Linie jeweils positiv sowie negativ angezeigt. Die Lastdeckung erfolgt zunächst durch Strom aus der installierten 6,23 kWp PV-Anlage, die dadurch nicht bediente Residuallast, also die Differenz aus Last und PV-Erzeugung, wird durch Strom aus dem öffentlichen Netz abgedeckt. Die Produktion der PVA hängt neben den in Kapitel 2.4.1 beschriebenen Einflussgrößen v.a. auch von der Jahreszeit ab. Überschüssige PV-Energie wird in das öffentliche Netz eingespeist.

Diese exemplarische Fallanalyse lässt erkennen, dass die Elektrifizierung der Wärmeerzeugung und Mobilität in privaten Haushalten die maximalen Lastspitzen aber auch den elektrischen Energiebedarf signifikant erhöhen kann. Besonders das Nutzerverhalten und die Wetterbedingungen haben darauf einen deutlichen Einfluss. Für aussagekräftige Analysen müssen daher mehrere verschiedene Nutzercharakteristika herangezogen werden. [56] kommt hier auf ähnliche Ergebnisse und Schlussfolgerungen.

## 2.5.2 Chancen und Herausforderungen für Wohnsiedlungen

Um die Charakteristika der Leistungsverläufe erkennen zu können, ist die Analyse eines einzelnen Beispieltages für einen einzigen Haushalt nicht ausreichend. Dafür wird

im Folgenden im Zuge der Fallstudie eine exemplarische Wohnsiedlung aus 24 EFHs mit zufällig ausgewählten Haushaltstypen und Typgebäuden für den Zeitraum eines ganzen Jahres untersucht. Der Fokus liegt dabei darauf, einerseits eine Einschätzung für den durchschnittlichen Tagesverlauf der verschiedenen, elektrischen Lastkomponenten eines Haushalts zu bekommen. Andererseits soll diese Analyse ein besseres Verständnis für die Chancen und Herausforderungen durch die Elektrifizierung auf Basis von maximaler Netzlast, elektrischem Energiebedarf, CO<sub>2</sub>-Emissionen und PV-Eigenverbrauch für die gesamte Siedlung aufbauen. Die Analyse wird für den in 1.2 definierten Referenzfall REF mit Hilfe des Modellierungsframeworks aus Kapitel 4 durchgeführt.

### **Charakteristika der elektrischen Lastkomponenten**

Für die Betrachtung des Lastgangs eines Haushalts wird zunächst der durchschnittliche Tag für jeden Haushalt der Siedlung bestimmt. Danach wird das Jahresmittel aller Haushalte der Siedlung berechnet, sodass der in Abbildung 2-7 links angezeigte, durchschnittliche Tagesleistungsverlauf resultiert. Es zeigt sich, dass die Grundlast inklusive DSM-Geräte die höchste mittlere Leistung von 765 W abends um etwa 18 Uhr erreichen, die in den VDEW Standardlastprofilen für Werkstage erkennbare Morgen- (ca. 6 Uhr) und Mittagsspitze sind hier aufgrund der zufällig gewählten Verbraucher nur leicht angedeutet; zusätzlich fließen alle Tage und nicht nur Werktage in die Berechnung mit ein. [128] Die DSM-Geräte werden vorzugsweise im Zeitraum zwischen Mittag und Mitternacht aktiviert. Das viertelstündliche Maximum des mittleren Tages aller Haushalte wird in Abbildung 2-7 rechts dargestellt. Hier zeigt sich, dass die maximale Last aus Grundlast und DSM-Geräten der Siedlung mit 1,2 kW deutlich höher als die maximale mittlere Last von 0,77 kW ausfällt. Dies verdeutlicht, dass es nicht ausreichend wäre, die Analysen in dieser Arbeit lediglich auf Standardlastprofilen basierend durchzuführen. Die Verwendung der realitätsnahen Profile aus [22] wird somit als sinnvoll erachtet.

Die elektrischen Ladelastgänge der EVs der Siedlung, in der jeder der 24 Haushalte über ein eigenes EV verfügt, decken den ganzen mittleren Tag ab, vorwiegend wird jedoch in den Abendstunden um 18 Uhr geladen, was sich mit der Lastspitze der Grundlast deckt. Außerdem beträgt die maximale Ladelast je Haushalt 0,65 kW, was die Maximallast aus Grundlast und DSM-Geräten nochmal um etwa die Hälfte erhöht. Die Trinkwassererwärmung, die vor allem über den Heizstab bereitgestellt wird, lässt einen typischen Bedarf vormittags und abends erkennen. Die Heizwärmeerzeugung über die Wärmepumpe ist dagegen deutlich gleichmäßiger über den Tag verteilt, verringert sich allerdings tagsüber etwas, wenn die solaren Einstrahlungsgewinne größer sind. Die maximale elektrische Wärmelast pro Haus – zusammengesetzt aus Wärmepumpe und Heizstab – erreicht einen Wert von 1,94 kW, während die größte mittlere



Last der elektrischen Wärmeerzeugung nur knapp über 1 kW kommt. Dieser große Unterschied geht auf die saisonalen Schwankungen des Wärmebedarfs und für diese Analyse durchgeführte Berechnung der Maxima für jeden Zeitschritt zurück.

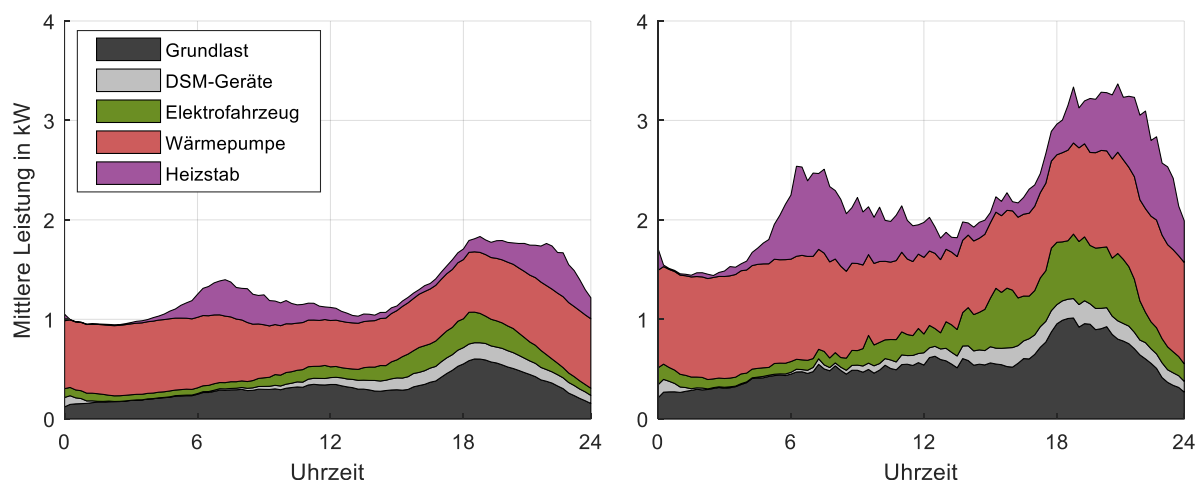


Abbildung 2-7: Jahresmittel (links) und Maximum (rechts) der zu jedem Zeitpunkt gemittelten Leistung nach Lastkomponenten für die Haushalte der exemplarischen Siedlung

Insgesamt ist in Abbildung 2-7 (rechts) für die vollelektrifizierte Siedlung eine deutliche Erhöhung der maximalen Lastspitze je Haushalt von 1,83 kW auf 3,37 kW erkennbar. Dies liegt besonders an der Gleichzeitigkeit aller Lastkomponenten in den Abendstunden. Außerdem ist neben den frühen Nacht-/Morgenstunden zwischen 0 und 5 Uhr die Gesamtlast tagsüber genau in dem Zeitraum, in dem PV-Strom vorhanden wäre, am geringsten. Dies motiviert den Einsatz von Energiemanagementsystemen, wie sie in Kapitel 3 eingeführt werden.

### Kumulierte Last im gesamten Netzgebiet

Zum besseren Verständnis des charakteristischen Lastverlaufs der gesamten Siedlung werden in Abbildung 2-8 die kumulierten Lastgänge abgebildet, in denen die Leistung aller Häuser aufaddiert wird. Dabei wird das Minimum, der Durchschnitt und das Maximum der Last aller Häuser des Netzgebiets zu jeder Viertelstunde dargestellt. Für den mittleren Tagesverlauf zeigt sich dasselbe Verhalten wie in Abbildung 2-7 (links). Einziger Unterschied sind die höheren Leistungswerte aufgrund der Addition der Leistungen aller Haushalte. Bei der maximalen kumulierten Last zeigt sich die sehr starke Abhängigkeit von der Anzahl der Verbraucher und dem Grad der Elektrifizierung. Für dieses exemplarische Netzgebiet ergibt sich dabei eine Jahreshöchstlast von 115 kW, die aufgrund ihres Auftretens außerhalb von PV-Zeiten zugleich der Jahreshöchst-Residuallast entspricht. Teilt man diesen Wert durch die Anzahl der Häuser (24) des Netzgebiets, erhält man eine hausspezifische Maximallast von 4,79 kW. Vergleicht man diese Zahl mit den in Kapitel 2.1 gezeigten spezifischen Trafogrößen für Dorfnetze, zeigt sich, dass der Ortsnetztransformator als Betriebsmittel bei voller Elektrifizierung der Haushalte nur für den unteren Wertebereich seiner Auslegungsscheinleistung

(5 kVA bei  $\cos \varphi=1$ ) an seine Grenzen stößt. Allerdings handelt es sich hier nur um eine zufällig ausgewählte Siedlung, d.h. diese technische Netzrestriktion ist im Verlauf der Arbeit weiterhin zu beachten.

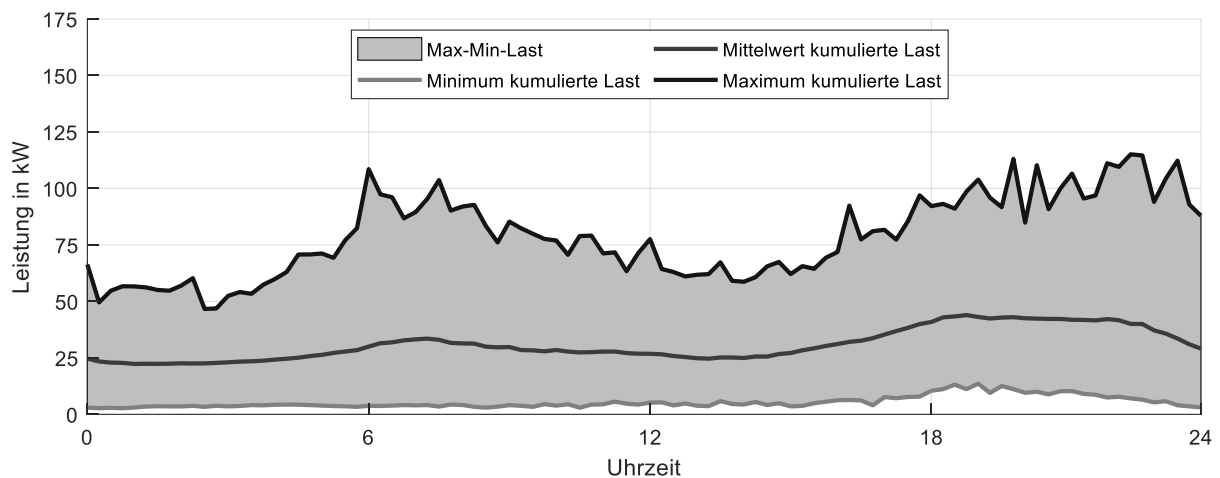


Abbildung 2-8: Mittelwert, Minimum und Maximum der aus allen Haushalten der Siedlung kumulierten Last

### Vergleich ausgewählter Bewertungskriterien für die Beispielsiedlung

Zusammenfassend ist in Abbildung 2-9 eine signifikante Zunahme der Jahresspitzenleistung am ONT um 75 kW durch die Elektrifizierung von Wärmeerzeugung und Mobilität zu verzeichnen. Hinsichtlich des elektrischen Energiebedarfs zeigt sich die aufgrund der Elektrifizierung zu erwartende Entwicklung auch in dieser Fallstudie: Der Jahresstromverbrauch nimmt von 82 MWh auf 272 MWh für die gesamte Siedlung zu. Andererseits wird durch die zusätzlichen elektrischen Verbraucher auch mehr vom innerhalb der Siedlung erzeugten PV-Strom zur Lastdeckung eingesetzt, sodass sich die Eigenverbrauchsquote fast verdoppelt. Gleichzeitig werden durch den Energieträgerwechsel CO<sub>2</sub>-Emissionen im Umfang von 54 t CO<sub>2</sub> in der Beispielsiedlung eingespart. Dieser Wert berücksichtigt den CO<sub>2</sub>-Ausstoß von konventionellen Pkws, Wärmeerzeugung aus Öl und Gas und den durchschnittlichen Emissionsfaktor des deutschen Strommix im Jahre 2018.

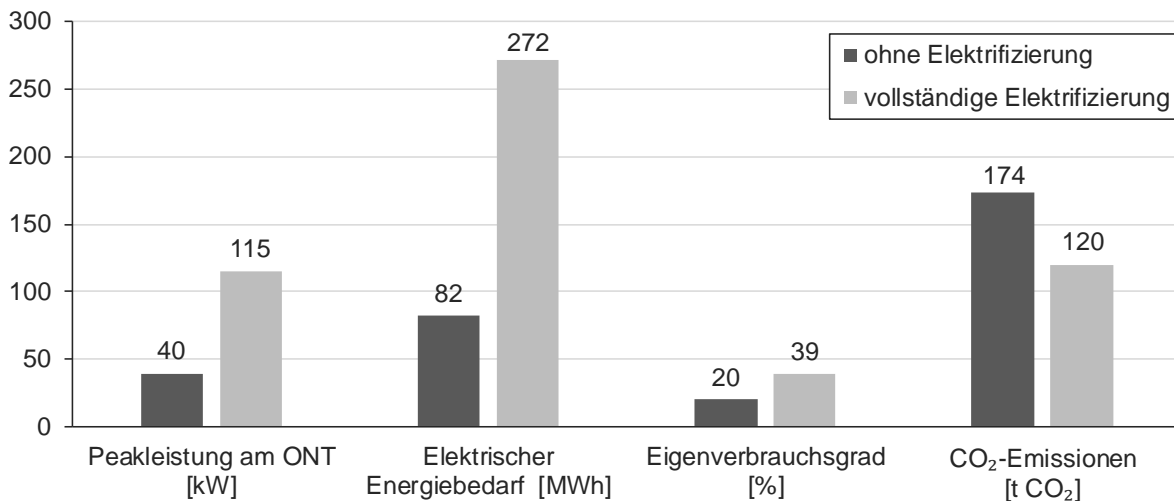


Abbildung 2-9: Vergleich ausgewählter Bewertungskriterien für die Beispielsiedlung hinsichtlich der Elektrifizierung in der untersuchten Fallstudie für den Referenzfall REF

### Fazit der Fallstudie

Die Elektrifizierung der Wärmezeugung und der Mobilität bringt für die Aussage dieser Fallstudie also unterschiedliche Herausforderungen und Chancen für das Netzgebiet und Energiesystem hervor: Während die Peakleistung am ONT und der elektrische Strombedarf deutlich ansteigen, können die lokalen Emissionen reduziert werden. Die interessante Frage an dieser Stelle lautet, inwiefern man durch gezielten und intelligenten Einsatz der in dieser Fallstudie noch ungenutzten Flexibilität mit Hilfe von Energiemanagementsystemen die Vorteile der Elektrifizierung nutzbar macht und deren positive Auswirkungen vergrößert. Dieser Frage soll in dieser Arbeit nachgegangen werden.



## 3 Energiemanagementkonzepte

Nachdem im vorherigen Kapitel mögliche Auswirkungen der Elektrifizierung von Wärmeerzeugung und Mobilität rund um private Einfamilienhäuser untersucht wurden, steht nun die Nutzung der Flexibilität dieser elektrischen Anlagen im Mittelpunkt. Von zentraler Bedeutung sind hierfür Energiemanagementsysteme, die in einzelnen Haushalten (Energiemanagementkonzept EO) oder auch in Siedlungen aus mehreren Häusern (SMG) für diesen Zweck eingesetzt werden können. Neben der Definition und Funktionsweise dieser Konzepte wird zusätzlich der jeweilige regulatorische Rahmen beleuchtet, der die lokale Vermarktung von PV-Strom und den Einsatz von Flexibilitätsoptionen betrifft. Multi-Use-Konzepte können im Zuge dessen dafür sorgen, dass Flexibilitätsoptionen nicht nur für einen einzigen, primären Zweck, sondern gleichzeitig für weitere Einsatzzwecke nutzensteigernd verwendet werden.

### 3.1 Eigenoptimierer (EO)

Immer mehr Haushalte streben nach Energieautonomie und wirtschaftlichen Vorteilen, indem sie ein Hausenergiemanagementsysteme (HEMS) installieren. [26] Dieser Trend lässt sich auch anhand der prognostizierten Entwicklung der Marktdurchdringung von HEMS erkennen. In 2018 waren 6,3 % der deutschen Haushalte mit einem HEMS ausgestattet, bis 2023 sollen es laut Prognose bereits 19,9 % sein. [129]

Folgend wird daher erörtert, wie ein Energiemanagementsystem mit Bilanzraum eines EFH – dies entspricht dem Energiemanagementkonzept EO – konkret definiert ist, wie ein HEMS in dieser Arbeit in Bezug auf seine Entscheidungsfindung funktioniert und welche Ziele damit verfolgt werden. Zudem wird das Fallbeispiel zur Elektrifizierung aus Kapitel 2.5.2 aufgegriffen, um Chancen und Herausforderungen, die mit dem Einsatz von HEMS einhergehen, exemplarisch zu demonstrieren.

#### 3.1.1 Definition und Grundlagen

In der VDI-Norm 4602 wird Energiemanagement wie folgt definiert: „*Energiemanagement ist die vorausschauende, organisierte und systematisierte Koordination von Beschaffung, Wandlung, Speicherung, Verteilung und Anwendung von Energie zur Deckung von Nutzungsanforderungen unter Berücksichtigung ökologischer und ökonomischer Zielsetzungen.*“ [130] Obwohl sich diese Definition dabei in erster Linie auf Energiemanagement in Unternehmen und Bürogebäuden bezieht und daher eher allgemein formuliert ist, lässt sie sich auch auf die in dieser Arbeit betrachteten Hausenergiemanagementsysteme anwenden. Für den Einsatz in Einfamilienhäusern bedeutet dies die intelligente und vorausschauende Koordination vorhandener Flexibilitätsoptionen, um die vorgegebenen Optimierungsziele zu erreichen. Konkret werden dazu die

elektrischen bzw. thermischen Erzeuger, Speicher und Verbraucher im Haushalt je nach deren Möglichkeit, Flexibilität bereitzustellen, eingesetzt. Diese Möglichkeiten stellen die zwei grundsätzlichen Optionen – zeitliche Verschiebung und Variation der Höhe der Leistungsaufnahme bzw. -abgabe – dar. Während der Strombedarf drehzahl geregelter Wärmepumpen sowie Heizstäbe in Verbindung mit einem Wärmespeicher und die Ladung bzw. Entladung von Elektrofahrzeugen und elektrischen Speichern über beide Optionen verfügen, können die DSM-Geräte nur zeitlich aber nicht in ihrem Lastprofil variiert werden. Die PV-Anlage als volatiler Erzeuger, der abhängig von der solaren Einstrahlung ist, bietet hier keine Flexibilität. Zeitpunkt und Höhe des Strombezugs aus bzw. der Stromeinspeisung ins öffentliche Netz sind dann das Ergebnis der Anlageneinplanung durch ein Energiemanagementsystem. Das HEMS kann dabei eine dieser zur Verfügung stehenden Maßnahmen oder Kombinationen daraus innerhalb des Bilanzraums des Gebäudes verwenden.

### **Optimierungsziele**

Mögliche Optimierungsziele sind dabei aus ökonomischer Sicht die Minimierung der betriebswirtschaftlichen Kosten, aus ökologischer Sicht die Einsparung von Emissionen – lokal durch verringerten Einsatz fossiler Energieträger im Bilanzraum „Haus“ oder auch global durch Reduktion von Strombezug aus dem Netz, sofern der Strom nicht komplett erneuerbar erzeugt wurde, – oder aus technischer Sicht die Senkung von Lastspitzen. Daneben sind auch sonstige Ziele, wie z.B. Steigerung des PV-Eigenverbrauchs oder des Autarkiegrades, denkbar, die jedoch meist wiederum auf die zuvor genannten Ziele zurückgeführt werden können. In dieser Arbeit steht ein HEMS-Betrieb zur Erzielung des betriebswirtschaftlichen Kostenoptimums im Mittelpunkt.

### **Entscheidungsgrundlagen**

Genauso vielfältig wie die möglichen Optimierungsziele fallen die Entscheidungsgrundlagen für die Einsatzplanung der vorhandenen Anlagen aus. Dabei spielen in erster Linie monetäre Gesichtspunkte wie Brennstoff- und Strompreise und Vergütungen (z.B. für EEG-Einspeisung) eine Rolle. Darüber hinaus sind Wetterparameter von Bedeutung, da beispielsweise die Außentemperatur den COP der Wärmepumpe beeinflusst, wodurch eine intelligente zeitliche Einplanung der Wärmepumpe zur Erhöhung der Energieeffizienz führen kann. Aus ökologischer Sicht sind die Emissionskoeffizienten des Stroms aus dem öffentlichen Netz wichtig. Diese Parameter zur Entscheidungsfindung werden im folgenden Kapitel (s. 3.1.2) näher beleuchtet. Zusätzlich zu den Entscheidungsgrundlagen müssen Restriktionen hinsichtlich Einhaltung von Komfortbedingungen (Innenraumtemperatur), Deckung elektrischer und thermischer Bedarfe sowie des Mobilitätsbedarfs und auch technische Rahmenbedingungen, wie z.B. maximale Ladeleistungen, beachtet werden. [16, 131]

## **Einsatzbereich von HEMS**

Der Einsatzbereich eines HEMS liegt also rein auf energietechnischen Gesichtspunkten. Damit grenzt sich der Begriff des HEMS in der vorliegenden Arbeit klar von Anwendungen wie Vernetzung und Steuerung von Komfort und Licht, Gebäudesicherheit oder Home Entertainment ab.

## **Mögliche Strukturen von Energiemanagementsystemen**

Strukturell gesehen können zwei Typen von Energiemanagementsystemen identifiziert werden: Einerseits ein zentrales, hierarchisch strukturiertes Energiemanagementsystem, bei dem die Informationen aller energietechnisch relevanter Anlagen und Geräte des Bilanzraums zusammenlaufen, das somit jederzeit über größtmögliches Wissen bzgl. des Status der Technik sowie den zuvor genannten Entscheidungsgrundlagen verfügt und das daher eine perfekte Einplanung der Anlagen im Hinblick auf die Optimierungsziele vornehmen kann. Andererseits ein verteiltes Energiemanagement, bei dem die Intelligenz nicht an einer zentralen Stelle lokalisiert ist, sondern auf gleichberechtigt agierende Energiemanager aufgeteilt ist, die über die Einschaltzeiten ihrer dedizierten elektrischen Geräte verhandeln müssen. Diese Systemarchitektur liefert für das Gesamtsystem zwar meist nur eine Lösung in der Nähe des Optimums, kann aber in der realen Anwendung mit offenen Schnittstellen und Standards sicherstellen, dass zukünftig eine Vielzahl an unterschiedlichen Akteuren, herstellerunabhängig in diese Struktur eingebunden werden kann. [17, 132] Da in dieser Arbeit die Analyse des maximal möglichen technoökonomischen Mehrwerts im Fokus steht, wird das zentrale Energiemanagement angewendet.

### **3.1.2 Entscheidungsgrundlagen für HEMS**

Wie bereits im vorigen Kapitel angesprochen, spielen bei der optimierten Einplanung flexibler Verbraucher und Speicher durch HEMS verschiedene Entscheidungsgrundlagen eine Rolle. Um welche es sich dabei handelt und welche davon in dieser Arbeit von Bedeutung sind, wird im Folgenden vorgestellt.

#### **Wetterprognosen**

Wetterprognosen haben dabei auf vielfältige Parameter einen Einfluss. Die hier betrachteten Wettergrößen umfassen direkte sowie diffuse Solarstrahlung, Außentemperatur und Windgeschwindigkeit. Luftfeuchtigkeit und Bewölkungsgrad werden in Ermangelung an vorhandenen Daten in dieser Arbeit vernachlässigt. Wie bereits in 2.2 beschrieben, sind die verwendeten Wetterdaten Messwerte des Deutschen Wetterdienstes für den Standort Stuttgart für das Jahr 2016. [74–76] Der COP der Wärmepumpe und damit die erzeugte Wärme hängt besonders von der Außentemperatur ab (s. 2.4.2), die Stromerzeugung aus PV zusätzlich noch von der solaren Einstrahlung

(s. 2.4.1). Solarstrahlung und Außentemperatur beeinflussen außerdem die Innenraumtemperatur (s. 2.2) sowie den Heiz- bzw. Klimatisierungsbedarf des Elektrofahrzeugs (s. 2.4.3). Somit hat das Wetter eine hohe Bedeutung für sowohl elektrische und thermische Energieerzeugung als auch Energiebedarf. Deswegen basieren die Entscheidungen des Energiemanagements, wann welche Verbraucher, Erzeuger und Speicher eingesetzt werden, zu einem großen Teil auf den aktuellen und prognostizierten äußeren Bedingungen.

### **Kosten – Konstante Haushaltsstromtarife und Preiskomponenten**

Arbeitet das Energiemanagement, wie in dieser Arbeit, auf ein (betriebswirtschaftliches) Kostenminimum hin, nehmen monetäre Kosten die zentrale Rolle der Entscheidungsgrundlagen ein. Für die reine Einsatzplanung der elektrischen und thermischen Leistung von Verbrauchern und Speichern im kostenoptimalen Zeitplan sind die Betriebskosten entscheidend. Die für das Energiemanagement relevanten Betriebskosten sind hier der Strombezugspreis aus dem öffentlichen Netz, also der Haushaltsstrompreis, und die Vergütung für ins Netz eingespeisten Strom, d.h. die EEG-Vergütung für PV-Strom. Diese Preisparameter sind auch in Tabelle B-2 im Anhang zusammengefasst.

Der Haushaltsstrompreis ist heute ein konstanter Preis, der pro Kilowattstunde berechnet wird, und setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen (s. Tabelle 3-1): Er basiert auf den Stromerzeugungskosten des deutschen Kraftwerksparks inklusive der Gewinnmarge beim Vertrieb. Dieser Wert wird um Abgaben, Umlagen und Steuern zum Haushaltsstrompreis erweitert. Die größten Bestandteile davon stellen die Netzentgelte, Mehrwertsteuer und die EEG-Umlage dar. Die Netzentgelte können als Gebühr für den Stromtransport und Instandhaltung der Netze interpretiert werden. Sie fallen regional unterschiedlich aus, sollen aber bis 2023 angeglichen werden. Hier wird der deutsche Durchschnittswert verwendet, genauso wird auch die Konzessionsabgabe gehandhabt, die in größeren Gemeinden höher ausfällt. [133] Der Haushaltsstrompreis 2030 wird auf Basis der prognostizierten Entwicklung des Großhandelsstrompreises, der Netzentgelte und der EEG-Umlage unter der Annahme, dass die anderen Preiskomponenten unverändert bleiben, zusammengesetzt. Dabei wird der Strompreis im Großhandel als Mittelwert aus den Ergebnissen der Energieszenarien, die in Kapitel 1 vorgestellt werden, extrahiert. [134, 135] Die Netzentgelte nehmen bis 2030 leicht zu [136], die EEG-Umlage dagegen deutlich ab [137]. Der resultierende Haushaltsstrompreis liegt somit knapp 0,5 ct/kWh unter dem heutigen Wert, was im Vergleich mit dem in [135] prognostizierten leichten Rückgang als plausible Entwicklung eingestuft wird.



Tabelle 3-1: Zusammensetzung Haushaltsstrompreis in den Jahren 2017 und 2030 [133–137]

Strompreiskomponenten	2017 [ct/kWh]	2030 [ct/kWh]
Beschaffung, Vertrieb	5,71	7,95
Netzentgelt inkl. Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	7,51	7,80
Mehrwertsteuer	4,68	4,61
Konzessionsabgabe	1,66	1,66
EEG-Umlage	6,88	4,00
KWK-Aufschlag	0,438	0,438
§19 StromNEV-Umlage	0,388	0,388
Offshore-Haftungsumlage	-0,028	-0,028
Umlage für abschaltbare Lasten	0,006	0,006
Stromsteuer	2,05	2,05
<b>Haushaltsstrompreis</b>	<b>29,29</b>	<b>28,87</b>

### Kosten – Variable Haushaltsstromtarife und Spotmarktpreise

Alternativ zu konstanten Stromtarifen stehen variable Stromtarife. Diese sind ein wichtiges Instrument zur Umsetzung von Demand Side Management, da sie zeitliche Schwankungen im Strompreis an die Endkunden weitergeben können, wodurch der Endkunde wiederum seinen Energieverbrauch flexibel an aktuelle Preise anpassen kann bzw. soll. Verschiedene dynamische Tarifmodelle sind Time-Of-Use (TOU), Critical-Peak-Pricing (CPP) sowie das Real-Time-Pricing (RTP). TOU legt zeitabhängig im Tages- oder Wochenverlauf Strompreise auf unterschiedlichem Niveau im Voraus fest, ein Beispiel dafür sind Hoch-/Niedertarife. CPP baut auf diesem Konzept auf und setzt sich aus einem Festpreis für Strom, der geringer als der durchschnittliche Haushaltsstrompreis ist, und einem Critical-Peak-Price, der deutlich höher ist und zu Zeiten hoher Netzbelastung gilt, zusammen. Im RTP Tarifmodell orientieren sich die Preise am Börsenstrompreis. In dieser Arbeit wird als variables Tarifmodell das RTP anhand Börsenstrompreisen des Intraday-Markts verwendet, da dieses Modell flexibler gegenüber den anderen Tarifmodellen ist und der Intraday-Markt durch seine ¼ h-Produkte die aktuelle Situation von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt gut wiedergibt. [138]

Damit der Preisverlauf am Intraday-Markt mit dem verwendeten Wetterjahr übereinstimmt (Merit-Order-Effekt: das Wetter hat über die Erzeugung der EE Einfluss auf die

Börsenstrompreise [139]), werden auch hier die Daten aus dem Jahr 2016 herangezogen. [140] Dabei werden die gewichteten Durchschnittspreise pro Viertelstunde aus dem kontinuierlichen Intraday-Handel verwendet. [141] Der Mittelwert dieser Strompreiszeitreihe wird dann auf den durchschnittlichen Wert für Beschaffung und Vertrieb für 2017 bzw. 2030 aus Tabelle 3-1 skaliert, sodass auch hier eine sinnvolle Übereinstimmung mit den konstanten Haushaltsstrompreisen herrscht. In einem weiteren Schritt werden noch die Abgaben, Umlagen und Steuern auf diese Preiszeitreihe aufgerechnet, wobei Intraday-Preisspitzen aufgrund prozentualer Strompreiskomponenten, wie der Mehrwertsteuer, höher ausfallen als niedrigere Börsenpreise. Daraus resultieren die in Abbildung 3-1 dargestellten variablen Haushaltsstrompreise für das Jahr 2030; die Werte für 2017 sind zusammen mit dem Intraday-Preis auf dem mittlerem Preisniveau von 7,95 ct/kWh in Abbildung B-1 im Anhang dargestellt. Der variable Haushaltsstrompreis pendelt mit einer Standardabweichung von 1,84 ct/kWh um den konstanten Tarif. Dabei sind teilweise sehr hohe Ausschläge nach oben (maximal 45,92 ct/kWh) und unten (minimal -3,36 ct/kWh) erkennbar. Die negativen Werte im Mai sind z.B. auf einen Tag zurückzuführen, an dem der verhältnismäßig kleine Strombedarf fast ausschließlich aus Wind und PV-Energie gedeckt wurde, während die konventionelle Erzeugung offenbar nicht schnell genug gedrosselt werden konnte, sodass ein großer Exportsaldo entstand und quasi Geld für die Abnahme von Strom gezahlt wurde. [140] Als Entscheidungsgrundlage für das Energiemanagementsystem eröffnen diese variablen Strompreise einen zusätzlichen Freiheitsgrad zur Kostenoptimierung, indem Verbraucher und Speicherladung v.a. in Preistäler verschoben werden und somit gegenüber konstantem Haushaltsstrompreis ein günstigerer Anlagenbetrieb möglich ist.

### **EEG-Vergütung**

Entscheidend für die Höhe der Vergütung für Stromeinspeisung aus Photovoltaikanlagen ins öffentliche Stromnetz ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme sowie die Größe der installierten PV-Anlage. Aufdachanlagen mit kleinem Leistungsbereich bis 10 kWp werden höher vergütet als Freiflächenanlagen. [142] Außerdem ist der Vergütungssatz einer Degression von 0,5 % pro Monat unterworfen, solange die Zubauzahlen von PVA innerhalb eines gesetzlich festgelegten Zielkorridors von 2,4 bis 2,6 GW für Deutschland liegen. [143] Bei größerem PV-Zubau steigt der Degressionssatz auf bis zu 2,8 %, bei geringerem Zubau verringert sich die Degression gegenüber dem Vormonat bzw. der Fördersatz erhöht sich sogar. Dieses Vorgehen wird als sogenannter „atmender Deckel“ bezeichnet und ist ein Instrument des EEG 2017. [144, 145] In [142] werden für das Jahr 2017 dabei 12,30 ct/kWh ausgewiesen. Hinsichtlich der Vergütungssätze für 2030 wird eine konstante, monatliche Degression von 0,5 % angesetzt, woraus 6,01 ct/kWh resultieren (s. Abbildung 3-1).

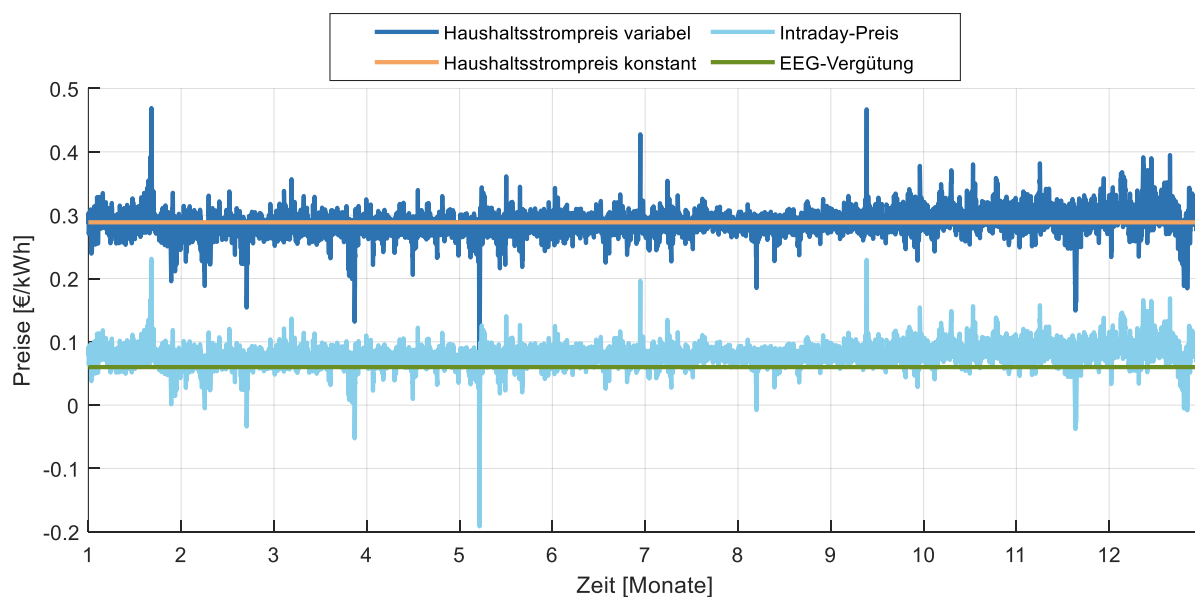


Abbildung 3-1: Strompreise und EEG-Vergütung in 2030 [140, 142]

### Ökologische Aspekte

Lässt man zusätzlich ökologische Aspekte bei der Entscheidungsfindung des Energiemanagements einfließen, spielen u.a. die spezifischen Emissionen des Netzstroms eine Rolle. Die Emissionskoeffizienten beim Strombezug richten sich nach den an der Stromerzeugung beteiligten Kraftwerken und schwanken daher im Jahresverlauf. In dieser Arbeit werden vereinfachend konstante Emissionskoeffizienten angenommen. Die konkreten Werte finden sich in Tabelle B-2 im Anhang.

#### 3.1.3 Fallstudie: Chancen und Herausforderungen durch HEMS

Die Wirkung von HEMS auf einzelne Einfamilienhäuser wurde bereits mehrfach untersucht. In [17], [22] und [16] wurde dabei eine Vorgängerversion des Modells aus Kapitel 4 zur Untersuchung eines zu dieser Arbeit sehr ähnlichen Settings aus betriebswirtschaftlicher Optimierung mittels Energiemanagementsystem und elektrischer Anlagentechnik verwendet. Die daraus hervorgehenden Ergebnisse zeigen, dass der monetäre Nutzen eines HEMS einerseits mit zunehmendem Elektrifizierungsgrad der Anlagentechnik und andererseits mit der Anzahl der vom HEMS gesteuerten Einheiten wächst. Insgesamt resultiert, dass HEMS sowohl für Bestandsgebäude als auch für Neubauten wirtschaftlich eingesetzt werden können, die Höhe der Rentabilität von DSM-Maßnahmen allerdings stark von der vorhandenen Gebäude- und Anlageninfrastruktur abhängig ist. Hinsichtlich des DSM-Potentials einzelner Komponenten zeigt sich folgendes Bild: besonders die Sektorkopplung von Strom nach Wärme über das Wärmepumpensystem, gefolgt von intelligent koordinierter EV-Ladung und elektrischen Speichersystemen stellt große Freiheitsgrade für den Einsatz eines HEMS dar. Im Gegensatz dazu hat sich die zeitliche Verschiebung Weißer Ware, die in dieser

Arbeit als DSM-Geräte bezeichnet werden, als unrentabel und kaum nutzbares DSM-Potential herausgestellt. Auf Basis dieser Erkenntnisse wird in der vorliegenden Arbeit auf die Steuerung der DSM-Geräte durch das HEMS verzichtet und deren elektrische Last wie die fixe und nicht beeinflussbare Grundlast behandelt.

Um die Chancen und Herausforderungen von HEMS in Siedlungen von Einfamilienhäusern zu untersuchen, wird die Fallstudie aus Kapitel 2.5.2 aufgegriffen. Im ersten Teil der Fallstudie wird der reine Einfluss der Elektrifizierung auf die Leistungsverläufe der Verbraucher für eine beispielhafte Siedlung für den Referenzfall REF ohne EMS herausgearbeitet. Im zweiten Teil wird dieselbe vollektrifizierte Siedlung verwendet und die Auswirkungen des HEMS-Einsatzes – dies entspricht dem Energiemanagementkonzept EO – und damit die Nutzung vorhandener Flexibilitäten analysiert. Für die Berechnung der Ergebnisse wird das Modell aus Kapitel 4 verwendet.

### **Charakteristika der elektrischen Lastkomponenten mit HEMS**

Abbildung 3-2 zeigt wieder den durchschnittlichen und den maximalen Lastverlauf der gemittelten Leistungen. Im Vergleich zu Abbildung 2-7 ist der Effekt des HEMS eindeutig erkennbar: Während sich die unflexiblen Lastkomponenten Grundlast und DSM-Geräte nicht verändert haben, ist eine signifikante Verschiebung der höchsten mittleren Leistung (Abbildung 3-2 links) von den Abend- in die Mittagsstunden erkennbar, d.h. die Wärmepumpe und auch die Ladung des Elektrofahrzeugs werden in Zeitabschnitte vorhandener PV-Erzeugung verschoben, sofern es die Randbedingungen, wie z.B. Fahrzeugverfügbarkeit und Komfortbedingungen, zulassen. Der Grund hierfür liegt in der Suche des HEMS nach dem Kostenminimum, zu dem die Nutzung des kostenlosen PV-Stroms gegenüber dem aus dem Netz bezogenen Strom beiträgt. Auch die Wärmeproduktion aus dem Heizstab wird durch das HEMS so weit wie möglich auf die Wärmepumpe verschoben, um deren höhere Energieeffizienz auszunutzen.

In Abbildung 3-2 (rechts) zeigt sich derselbe Lastverschiebungseffekt in die Mittagsstunden. Während die maximale elektrische Wärmelast von Wärmepumpe inkl. Heizstab pro Haus von 1,94 kW auf 1,55 kW sinkt, erhöht sich die maximale EV-Ladelast je Haushalt leicht auf 0,7 kW. In Summe reduziert sich die maximale Lastspitze je Haushalt von 3,37 kW (21 Uhr) auf 3,03 kW (14 Uhr), d.h. das HEMS führt in diesem Fall zu einer verringerten Gleichzeitigkeit der Lastkomponenten.

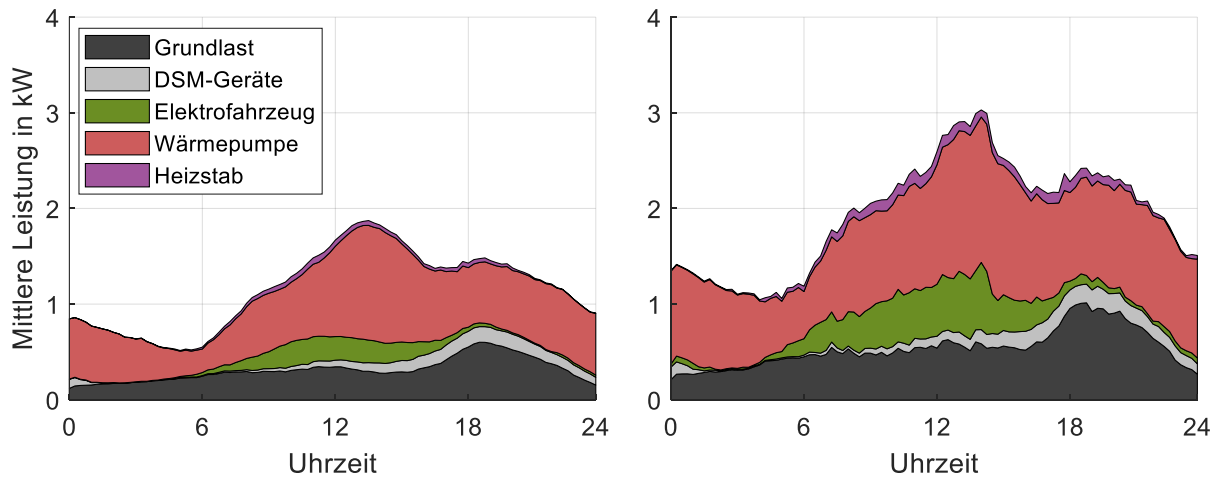


Abbildung 3-2: Jahresmittel (links) und Maximum (rechts) der zu jedem Zeitpunkt gemittelten Leistung nach Lastkomponenten unter Einsatz von HEMS für die Haushalte der exemplarischen Siedlung

### Kumulierte Last im gesamten Netzgebiet mit HEMS

Im Hinblick auf die kumulierte Last aller Gebäude der Siedlung stellt Abbildung 3-3, wie zuvor Abbildung 2-8, das Minimum, den Durchschnitt und das Maximum der kumulierten Last der Häuser des Netzgebiets zu jeder Viertelstunde dar. Auch hier sind die Lastspitzen morgens und abends in den Zeitbereich zwischen 12 und 17 Uhr verschoben worden. Die durchschnittliche kumulierte Last erhöht sich gegenüber dem Fall ohne HEMS leicht auf 45 kW (ca. 14 Uhr), während das Maximum der kumulierten Last des exemplarischen Netzgebiets – entspricht in diesem Fall auch der Peakleistung am ONT – um 15 kW auf knapp 100 kW sinkt.

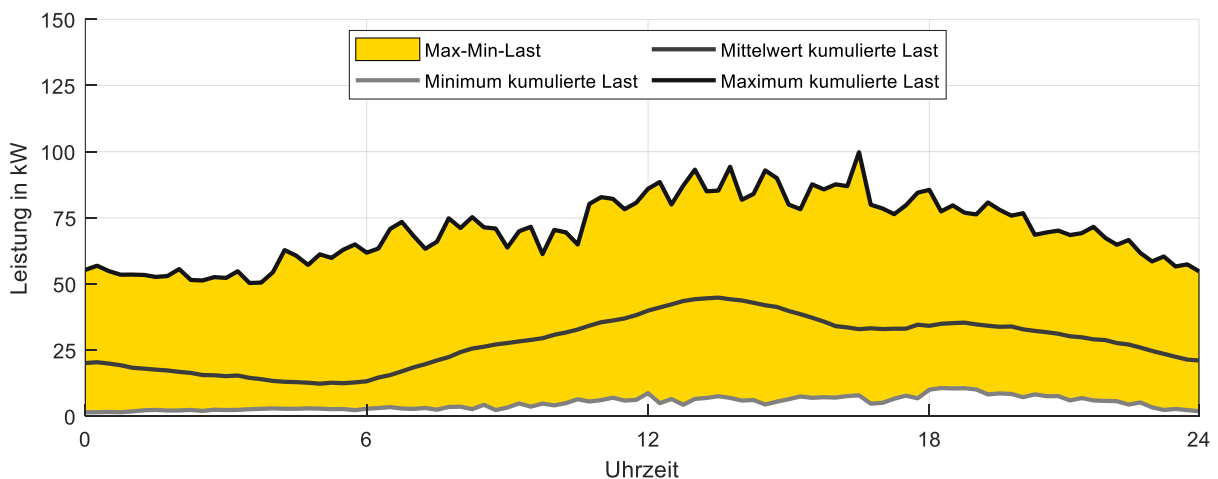


Abbildung 3-3: Mittelwert, Minimum und Maximum der aus allen Haushalten der Siedlung kumulierten Last unter Einsatz von HEMS

### Vergleich ausgewählter Bewertungskriterien für die Beispielsiedlung mit HEMS

In Abbildung 3-4 sind ausgewählte Bewertungskriterien für die Beispielsiedlung im Vergleich für die Fälle REF und EO, d.h. ohne bzw. mit Einsatz von Hausenergiemanagementsystemen in den einzelnen EFHs, dargestellt. Die Werte für REF entsprechen dabei denen aus Abbildung 2-9. Neben der bereits angesprochenen Reduktion der Peakleistung am ONT verringert sich auch der elektrische Energiebedarf um 27 MWh. Grund hierfür ist einerseits der hinsichtlich Energieeffizienz optimierte Einsatz der Wärmepumpe, die in Zeiten mit höherem COP läuft. Andererseits werden auch die thermischen (Warmwasserspeicher) und elektrischen (EV) Speicherverluste minimiert, indem die Zeitpunkte der Wärmeerzeugung bzw. der Ladung des EVs möglichst an den Verbrauchs- bzw. Einsatzzeiten orientiert werden. Die in Abbildung 3-2 beobachtbare Lastverschiebung in die Zeiten der PV-Erzeugung schlägt sich auch in einer deutlichen Steigerung des Eigenverbrauchs nieder, 58 % des auf den Dächern der Siedlung erzeugten Stroms kann innerhalb der jeweiligen EFHs verbraucht werden. Dieser Effekt des HEMS führt dabei zu einer verstärkten Integration erneuerbarer Energien in den Wärme- und Verkehrssektor. Zugleich führt die Erhöhung des Eigenverbrauchs zu einer Reduktion des Fremdbezugs. Daher reduzieren sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die vorwiegend auf die Emissionsfaktoren des Netzstroms zurückgehen, um fast 22 %.

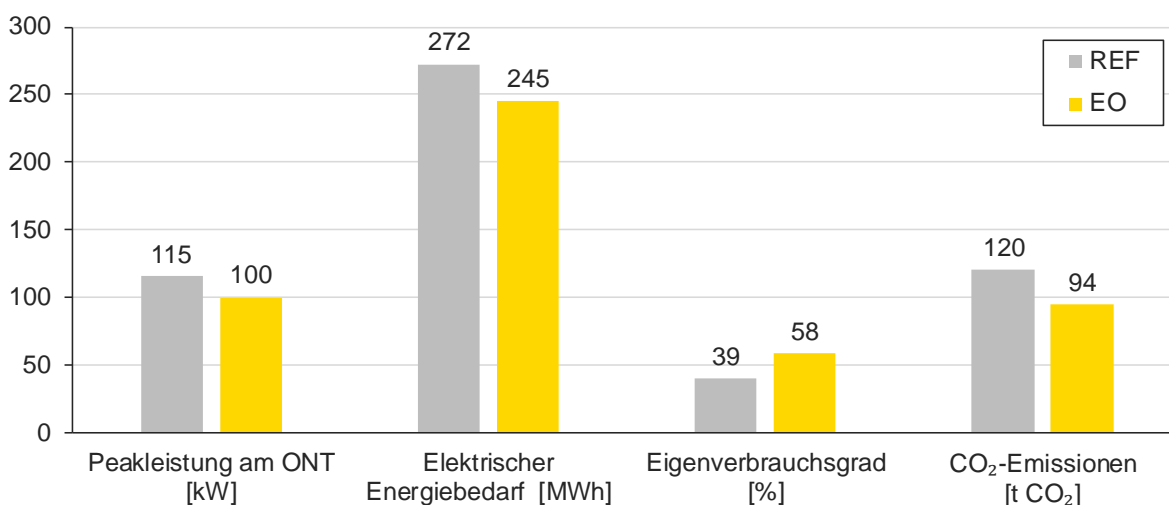


Abbildung 3-4: Vergleich ausgewählter Bewertungskriterien für die vollelektrifizierte Beispielsiedlung hinsichtlich Einsatz von HEMS in der untersuchten Fallstudie

### Fazit der Fallstudie

Generell lässt sich also ein deutlicher Einfluss der HEMS auf die resultierenden Lastprofile feststellen. Die Erhöhung des Eigenverbrauchs bzw. Reduktion des Fremdbezugs führt dazu, dass Erzeugung und Verbrauch hausintern soweit wie möglich ausgeglichen und Betriebskosten sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden. Hinsichtlich der Spitzenleistung der gesamten Siedlung scheinen HEMS laut dieser Fallstudie zwar eine reduzierende Wirkung zu haben, allerdings handelt es sich dabei lediglich um

eine Fallstudie. Die Auswirkungen eines flächendeckenden HEMS-Einsatzes auf die Peakleistung am ONT lassen sich abschließend nur durch Simulation einer Vielzahl an Siedlungszusammensetzungen klären. Gerade auch in der Betrachtung verschiedener Rahmenbedingungen, insbesondere variable Strompreise, könnte die Spitzenlast einer Siedlung, in der alle HEMS auf dasselbe äußere Signal reagieren, gegenüber dem ungesteuerten Fall durchaus deutlich ansteigen.

Unter welchen Bedingungen Smart Micro Grids als Energiemanagement mit größerem Bilanzraum und somit mehr Freiheitsgraden als hausintern agierende HEMS die zuvor genannten Vorteile weiter steigern und gleichzeitig mögliche Nachteile von HEMS abschwächen können, soll in Kapitel 5 geklärt werden.

## 3.2 Smart Micro Grid (SMG)

Nachdem im vorherigen Kapitel Energiemanagementsysteme für einzelne Haushalte vorgestellt wurden, wird der Fokus im Folgenden auf DEMS gelegt. Damit können Siedlungen als Smart Micro Grid (SMG) betrieben werden. Dazu wird dieser Begriff zunächst aus Perspektive dieser Arbeit definiert und die Funktionsweise eines SMG dargelegt. Darüber hinaus werden mögliche Architekturen und der regulatorische Rahmen von Smart Micro Grids behandelt. Diese Themen werden jeweils aus allgemeiner Sicht und aus der Perspektive des Untersuchungsgegenstandes dieser Arbeit betrachtet.

### 3.2.1 Definition und Grundlagen

Die oben dargelegten Herausforderungen für das künftige Energiesystem erfordern eine Energieinfrastruktur, die den Anforderungen eines erzeugungsorientierten Verbrauchs gerecht wird. Ein „Smart Grid“, d.h. ein intelligentes Stromnetz, gilt dabei als einer der wichtigsten Lösungsansätze, den Netzausbau und -neubau möglichst in Grenzen zu halten. Die Literatur wartet mit unterschiedlichen Definitionen dieses Begriffs auf. Einerseits liegt der Fokus eines „Smart Grid“ nur auf dem Stromnetz selbst, andererseits wird der Terminus weiter gefasst und bezeichnet dann ein Energiesystem, in dem das Netz neben Erzeugern, Verbrauchern und Speichern als eine von vielen Komponenten integriert ist. [146] Folgend ist je eine Definition für diese beiden Vorstellungen eines Smart Grid vorgestellt:

- **Smart Grid mit Fokus Netz:** *„Das konventionelle Elektrizitätsnetz wird zu einem Smart Grid, wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird. Im Ergebnis bedeutet ‚smart‘, dass Netzzustände in ‚Echtzeit‘ erfasst werden können und Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze bestehen, so dass die bestehende Netzkapazität tatsächlich voll ausgenutzt werden kann. Ein Smart Grid führt zu*

*einer besseren Ausnutzung der konventionellen Netzinfrastruktur, was deren Ausbaubedarf dämpft oder die Netzstabilität bei gleicher Auslastung verbessert.“ [147]*

- **Smart Grid mit Fokus Energiesystem:** *„Der Begriff „Smart Grid“ (Intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Ziel ist auf Basis eines transparenten energie- und kosteneffizienten sowie sicheren und zuverlässigen Systembetriebs die nachhaltige und umweltverträgliche Sicherstellung der Energieversorgung.“ [148]*

Einen weiteren Versuch hinsichtlich der begrifflichen Abgrenzung von „Smart Grid“ unternimmt [147]. Hier wird zwischen netz- und marktbezogenen Themen bzw. Netzkapazitäten und Energiemengen unterschieden. Dies führt dazu, dass zum Einen der Begriff „Smart Grid“ wie zuvor mit reinem Netzfokus interpretiert und zum Anderen der Ausdruck „Smart Market“ eingeführt wird:

*„Smart Market ist der Bereich außerhalb des Netzes, in welchem Energiemengen oder daraus abgeleitete Dienstleistungen auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Netzkapazität unter verschiedenen Marktpartnern gehandelt werden. Neben Produzenten und Verbrauchern sowie Prosumern<sup>11</sup> könnten künftig sehr viele unterschiedliche Dienstleister in diesen Märkten aktiv sein (z.B. Energieeffizienzdienstleister, Aggregatoren etc.)“ [147]*

In dieser Arbeit wird das „Smart Grid“ als Gesamtsystem aus Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Verbrauch von Energie interpretiert. Die dafür notwendige Informations- und Kommunikationstechnik ertüchtigt dabei das vorhandene Verteilnetz, die beschriebenen Anforderungen zum Lastmanagement ausführen zu können. Damit können die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr intelligent so gekoppelt werden, dass Energiemanagementsysteme mittels Konzepten wie Power-to-Heat und mittels Kombination erneuerbarer Energien mit Elektromobilität technische, ökonomische und ökologische Potentiale heben können. Damit kann der hier gültige Smart Grid Begriff bei den Definitionen mit Fokus auf das Energiesystem verortet werden.

### **Definition von Smart Micro Grids**

Im Einklang mit dem Begriff „Smart Grid“ werden auch im „Smart Micro Grid“ – verkürzt oftmals auch als „Microgrid“ bezeichnet – diese verschiedenen Aspekte vereint. Der Unterschied besteht darin, dass sich dieser Ausdruck auf einen spezifischen abgeschlossenen Bilanzraum bezieht. Dieser Bilanzraum kann dabei ein einzelner Haushalt [17], ein Mehrfamilienhaus [149] oder auch eine Siedlung aus mehreren Häusern [26, 150] sein. [151] liefert hierfür eine Definition:

---

<sup>11</sup> Haushalte, die Strom erzeugen und verbrauchen



*„Im Microgridansatz werden viele Aspekte vereint: Auf lokaler bzw. regionaler Ebene (bspw. Wohnviertel oder Gemeinden) werden dezentrale Erzeugungseinheiten und Speicher in Portfolios gebündelt, die im Zusammenspiel mit intelligent gesteuertem Verbrauch optimiert werden. Microgrids bauen dazu auf Smart Grid-Infrastrukturen auf, die die notwendigen Kommunikations- und Steuerungsinformationen transportieren. Es ist zu beachten, dass gemäß dieser Definition Microgrids keine Insellösungen darstellen; eine Anbindung an das Stromnetz besteht weiterhin, um Versorgungssicherheit im Microgrid sicherzustellen und um durch eine optionale Beschaffung und Vermarktung von Strom am Großhandelsmarkt die Wirtschaftlichkeit des Microgrids zu erhöhen.“ [151]*

### **Smart Micro Grids in der vorliegenden Arbeit**

Diese Definition deckt sich auch mit der Idee von Smart Micro Grids in der vorliegenden Arbeit (s. hierzu auch Seite 4). Die zentralen Punkte aus der Definition sind hier mit den folgenden Inhalten belegt:

- **Bilanzraum:** Siedlung aus EFHs als abgeschlossenes Netzgebiet auf Niederspannungsebene
- **Dezentrale Anlagentechnik:** PV-Anlagen und Flexibilitätsoptionen aus elektrischer Wärmepumpe, elektrischem und thermischem Speicher und Elektrofahrzeuge
- **Keine Insellösung:** Anschluss des Netzgebiets an das übergeordnete Netz via Ortsnetztransformator
- **Ziel des Smart Micro Grids:** Versorgungssicherheit im Netzgebiet, Erhöhung ökonomischer Potentiale
- **Zielerreichung durch:** Optimierte, nutzerbezogene sowie marktorientierte Einsatzplanung und Koordination der Erzeuger, Speicher und Verbraucher mittels DEMS sowie Vermarktung von Strom über den Spotmarkt (s. Kapitel 3.4)

Der Begriff Smart Micro Grid dient hier als Bezeichnung für das Netzgebiet, das durch Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und ein District Energy Management System (DEMS) intelligent vernetzt ist. Das DEMS fungiert als Energiemanagementsystem mit allen Haushalten der Siedlung als Bilanzraum. Die einzelnen Haushalte innerhalb der Siedlung sind dabei mit einem HEMS ausgestattet (vgl. Abbildung 1-3) und werden als Smart Homes bezeichnet. Im SMG sind somit die hausinternen Energiemanagementsysteme um eine in der Siedlung zentrale Intelligenz erweitert, die die einzelnen HEMS informationstechnisch verbindet und die Smart Homes so koordiniert, dass durch die optimierte Einsatzplanung der Flexibilitäten unter den gegebenen Rahmenbedingungen ein Mehrwert für die Gesamtsiedlung generiert werden kann. Die zentrale Steuerung stimmt die einzelnen Smart Homes optimal aufeinander ab und kann so einen Ausgleich von Erzeugung und Last auf Siedlungsebene anstreben.

### 3.2.2 Entscheidungsgrundlagen für DEMS

Hinsichtlich Funktionsweise, Entscheidungsgrundlagen und Zielsetzung verhält sich das DEMS gegenüber dem HEMS sehr ähnlich (s. hierzu Kapitel 3.1.2). Unterschiede ergeben sich in den folgenden Punkten:

- Bilanzraum und Handlungsspielraum sind auf die ganze Siedlung ausgeweitet, sodass die Flexibilitäten nicht nur hausintern, sondern siedlungsintern zur Generierung von Vorteilen verwendet werden können. Daher ist auch davon auszugehen, dass das DSM-Potential zum Ausgleich von siedlungsinterner Erzeugung und Verbrauch durch Lastmanagement gegenüber unkoordinierten einzelnen Smart Homes gesteigert werden kann. An dieser Stelle besteht beispielsweise die Möglichkeit, einzelne, lokal verteilte Speicher durch das DEMS als Schwarm Speicher einzusetzen, sodass diese ähnlich zu Quartierspeichern agieren.
- Zusätzliche Randbedingungen wie z.B. Netzrestriktionen können durch die Erweiterung des Bilanzraums in die Planung integriert werden, sodass weitere Optimierungsziele (z.B. Netzstabilität) ermöglicht werden.
- Im SMG ist der Stromverkauf bzw. -einkauf an bzw. von den benachbarten Haushalten möglich. Bei der Entscheidungsfindung für die Energieflüsse in der Siedlung muss daher zusätzlich der sogenannte SMG-Strompreis, also der Preis den der Verkäufer vom Käufer für lokalen, innerhalb der Siedlung transferierten Strom erhält, beachtet werden. Die Höhe bzw. die Festlegung dieses Preises kann z.B. laufend über eine siedlungsinterne Marktplattform bestimmt werden, die über Angebot und Nachfrage zur Preisbildung führt. [152] Für die in dieser Arbeit durchgeführten Potentialanalysen wird ein konstanter SMG-Strompreis angenommen. Dieser wird in Kapitel 5.2.3 berechnet.
- Smart Micro Grids verfügen über zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten in der Nutzung der siedlungsinternen Flexibilitätsoptionen, um deren Wirtschaftlichkeit zu steigern. Ein Beispiel hierfür ist die Beschaffung und Vermarktung von Strom über den Spotmarkt. Welche Optionen für eine Siedlung aus EFHs in Frage kommen und in dieser Arbeit betrachtet werden, wird in Kapitel 3.4 dargelegt.
- Die Ausweitung des Bilanzraums auf mehr als ein Haus eröffnet in der Realität verschiedene mögliche Verhaltensweisen. Die Prosumer können spieltheoretisch ein kooperatives oder auch nicht kooperatives Verhalten gegenüber den restlichen Smart Micro Grid Teilnehmern an den Tag legen. Nicht kooperativ bezeichnet dabei ein Handeln, das zum eigenen Vorteil und damit zum Nachteil anderer ausfällt. [153] zeigt, dass ein kooperatives Verhalten deutlich zur Robustheit und Effizienz des Netzes sowie effizienterer Lastverteilung und geringeren Kosten für den Energieversorger beitragen kann.

### 3.2.3 Architektur und technische Umsetzung

Die Architektur eines Smart Micro Grids entscheidet darüber, wie die Koordinierung zwischen einer Vielzahl von verteilten Flexibilitätsoptionen mit unterschiedlichen Eigentümern und Eigenschaften organisiert werden kann. [154] nennt hierfür zwei unterschiedliche Strukturen: Virtuelle Kraftwerke (VK) und Peer-to-Peer (P2P)-Energiehandel. Dabei bieten beide den Prosumern und dem Stromnetz unterschiedliche Vor- und Nachteile.

#### Smart Micro Grid als virtuelles Kraftwerk

Ein virtuelles Kraftwerk besteht aus einer Vielzahl von Flexibilitätsoptionen innerhalb des Microgrids, die gebündelt und so koordiniert werden, dass der VK-Betreiber damit Dienste für Großhandelsmärkte und Netzbetreiber bereitstellen kann. Als VK-Betreiber bzw. als Betreiber eines DEMS kommen dabei u.a. Aggregatoren in Frage, die die Flexibilitäten z.B. am Spotmarkt vermarkten oder auch Verteilnetzbetreibern zur Netzstabilisierung anbieten möchten. [155] VK-Koordinierungsstrategien lassen sich grob in zwei Gruppen, eine direkte und eine indirekte, einteilen. [154]

Bei direkten Koordinationsstrategien kontrolliert der VK-Betreiber die Flexibilitätsoptionen unmittelbar z.B. mittels eines zentralen DEMS, das die einzelnen Anlagen anhand ihrer jeweiligen Verfügbarkeit und Restriktionen optimal einplant. Dieses Vorgehen gibt dem VK-Betreiber konkrete Kenntnis aller Anlagenzustände zu jedem Zeitpunkt und ermöglicht es, auch sehr kurzfristige Dienstleistungen, wie z.B. Regelleistung, bereitzustellen. Allerdings ist hierfür eine aufwendige Verarbeitungs- und Kommunikationsinfrastruktur nötig, die besonders bei großen VKs unpraktisch ist. Zudem ist die Datenzentralisierung mit Datenschutz- und Sicherheitsbedenken verbunden. [154]

Im Gegensatz dazu werden bei der indirekten Variante Anreizsignale an die Prosumer gesendet, um deren Verbrauch und Erzeugung zu beeinflussen. Diese berücksichtigen die Signale dann bei ihrer Entscheidung zur Einplanung ihrer Flexibilitäten. Die Einsatzplanung findet hierbei also nicht mehr durch eine zentrale Instanz statt, sondern durch die HEMS der Prosumer, die auf die Anreizsignale reagieren. Somit reicht es in diesem Fall aus, unidirektionale Signale (z.B. variable Stromtarife) an die Prosumer zu senden, was den Kommunikationsaufwand und die Datenschutzbedenken deutlich verringert. Außerdem bietet diese Variante den Vorteil, dass die Haushalte im Netzgebiet dem VK-Betreiber keine direkte Kontrolle über ihre Anlagentechnik geben müssen. Allerdings sind mit dieser Umsetzung auch mögliche Risiken in Form erhöhter Nachfragevolatilität und verringerter Systemstabilität verbunden, da eine einheitliche Preisgestaltung für mehrere Prosumer Lasten in die gleichen niedrigen Preisperioden verlagern und neue, möglicherweise problematischere Nachfragespitzen verursachen. [154]

### **Smart Micro Grid als P2P-Energiehandel**

Alternativ zur Architektur mit virtuellem Kraftwerk sind P2P Energiehandelsplattformen, über die Energie direkt zwischen den Bewohnern der Siedlung, den Prosumern, gehandelt werden kann, sodass die verteilten Energieressourcen effektiver genutzt werden können. Der größte Nutzen kann erzielt werden, wenn die Prosumer über komplementäre Energieüberschüsse und -bedarfe verfügen. Werden mit Hilfe der P2P-Plattform Erzeugung und Nachfrage innerhalb der Siedlung abgeglichen, ergibt sich die Möglichkeit, die gesamte Siedlung und nicht jeden einzelnen Privatkunden mit einem Vertrag an den Energieversorger anzuschließen. Somit können die vorhandenen Flexibilität vollständig und möglichst effizient genutzt werden. Notwendig hierfür sind niedrige Transaktionskosten, sodass kleine Anbieter mit großen traditionellen Anbietern konkurrieren können. Auch der Energieversorger kann dabei profitieren, da dadurch Erzeugung und Verbrauch aggregiert werden, während einzelne dezentrale Lasten und Erzeugungseinheiten oft sehr variabel und schwer vorhersagbar sind. Darüber hinaus können Energietransaktionen innerhalb der Siedlung in Bezug auf Menge und Zeitrahmen variieren und auch unterschiedliche „Stromarten“ umfassen, d.h. beispielsweise rein erneuerbaren Strom vom Nachbarn oder für Geringverdiener subventionierten Strom. P2P-Energiehandel ist aktuell ein aufstrebendes Forschungsgebiet und wird bereits in verschiedenen Pilotprojekten, wie z.B. dem Brooklyn Microgrid in den USA oder im Rahmen des Projekts RegHEE in Deutschland, untersucht. [154, 156]

### **Technische Umsetzung von Smart Grids**

Neben der Ausstattung der Netzgebiete mit entsprechender Sensorik und Aktorik, z.B. über Smart Meter, ist die kommunikationstechnische Vernetzung aller in das Smart Micro Grid integrierten Erzeuger, Speicher und Verbraucher erforderlich. Hierfür sind entsprechende Kommunikationsarchitekturen zu entwickeln, die Verhandlungen über eine zentralisierte Kommunikation zwischen allen Prosumern und einem zentralen Koordinator oder auch verteilte Peer-to-Peer Kommunikation unterstützen und eine Kontrolle der erbrachten Leistung per Rückkopplung ermöglichen. Als Enabler für P2P-Energiehandel zwischen Prosumern kann die Blockchain-Technologie gesehen werden. Blockchain in Form von sogenannten Smart Contracts bieten ein sicheres dezentrales Protokoll für die Verwaltung und Ausführung von Transaktionen, ohne dass ein vertrauenswürdiger Dritter erforderlich ist, und ermöglichen insbesondere niedrigere Transaktions- und Handelskosten. [154, 157]

## **Fazit zur Architektur und technischen Umsetzung von Smart Micro Grids**

Da in dieser Arbeit der technoökonomische Mehrwert von Smart Micro Grids in Abhängigkeit einer großen Anzahl verschiedener technischer, struktureller und regulatorischer Rahmenbedingungen analysiert werden soll, muss hinsichtlich der detaillierten Umsetzung des SMG in Realität abstrahiert werden.

Die notwendige Informations- und Kommunikationstechnik wird als gegeben vorausgesetzt. Niederspannungsnetze sind mit Sensorik und Aktorik ausgestattet. Smart Meter sind vorhanden und verfügen über die Möglichkeit, das notwendige Level an Kommunikation zwischen den Energiemanagementsystemen der Siedlung bereitzustellen. Außerdem stehen die entsprechende Kommunikationsarchitektur und Abrechnungssysteme zur Verfügung.

Hinsichtlich der Architektur lassen sich beide in dieser Arbeit untersuchten Energiemanagementkonzepte in der Variante mit virtuellem Kraftwerk verorten. Dabei entspricht der in Kapitel 1.2 vorgestellte Fall der Eigenoptimierer (EO) bei Anwendung variabler Strompreise eher der indirekten Koordinationsstrategie. SMG in der vorliegenden Arbeit stellt sich eher als Zwischenansatz zwischen direkter und indirekter Strategie dar, indem das DEMS die Prosumer bzw. Smart Homes der Siedlung direkt kontrolliert, aber auch das Verhalten einzelner Haushalte in Bezug auf äußere Signale (Strompreis) sinnvoll abgebildet wird.

### **3.3 Regulatorischer Rahmen für den Einsatz von Flexibilitäten**

Die aktuell gültigen regulatorischen Bedingungen für einen Flexibilitätseinsatz sind sehr komplex und uneinheitlich. Besonders die Vielzahl der Gesetze und Verordnungen (z.B. EnWG, EEG, KWKG, StromNEV), in denen die verschiedenen, relevanten Aspekte der Regulatorik für lokal genutzte Flexibilitäten festgelegt sind, führt zu einer Unübersichtlichkeit, die die Aktivierung der vorhandenen Potentiale hemmt. Hinzu kommt, dass diese Regelungen nicht immer miteinander harmonisieren bzw. in Einklang sind. Die wesentlichen regulatorischen Aspekte beinhalten dabei „Regelungen zum Design von Märkten, zur Definition von Markttrollen, zur Entnahme von Strom, zur Einspeisung von Strom, zur Messung und Bilanzierung von Flexibilitäten und zur Nutzung und Abrechenbarkeit von Flexibilitäten durch Netzbetreiber“ [47] und lassen sich in energie- und netzrelevante Themen unterteilen. Erstere beziehen Vorgaben hinsichtlich Marktregeln, Steuern, Abgaben und Umlagen mit ein. Die netzbezogenen Regelungen berücksichtigen den Ordnungsrahmen bzgl. Netzzugang und -nutzung. [47]

Problematisch hinsichtlich eines fehlenden Anreizes zum Flexibilitätseinsatz werden vor allem zwei Punkte gesehen: Die sogenannten staatlich induzierten Preiskomponenten (SIP) in Form von Steuern, Abgaben und Umlagen führen bisweilen zu einer

Verzerrung hinsichtlich des Flexibilitätseinsatzes in den verschiedenen Sektoren Strom, Wärme, Mobilität, sodass z.T. Power-to-Heat keine wirtschaftliche Option darstellt. Diese SIP sind meist Kilowatt-spezifisch und enthalten keine variablen Preiskomponenten. Darüber hinaus bietet auch der netzbezogene Ordnungsrahmen weder für Erzeuger noch Verbraucher dynamisierte Anregungen zum netzdienlichen Einsatz der Flexibilitätsoptionen. [47]

Im Gegensatz dazu bestehen Lösungsansätze, einen Flexibilitätseinsatz im Smart Grid anzureizen, u.a. aus folgenden Aspekten: Abschwächen der unbeabsichtigten Kontrollwirkung durch Abgaben, Umlagen sowie Steuern durch sektorübergreifendes Angleichen der SIPs, Einführung zeitlich variabler Netzentgelte und Aufbau eines Markts für Flexibilitätsprodukte. [47]

Weiterführende Informationen zur Komplexität der Regularien und zu Geschäftsmodellen auf dem Gebiet der lokalen Flexibilitätsvermarktung und auch Smart Micro Grids finden sich in [47, 158–160]. Im Folgenden wird nur auf die Aspekte eingegangen, die für die konkrete Thematik hinsichtlich der Modellierung und Auswertung in der vorliegenden Arbeit von Bedeutung sind.

### **3.3.1 Vermarktung von PV-Strom**

Es gibt verschiedene Möglichkeiten selbst erzeugten PV-Strom zu vermarkten. Tabelle 3-2 zeigt, welche Bedingungen für die jeweilige Form der Vermarktung erfüllt sein müssen. Mit der Personenidentität wird gefordert, dass der Erzeuger des PV-Stroms auch zugleich der Verbraucher sein muss. Die Bezeichnung „unmittelbarer räumlicher Zusammenhang“ ist gesetzlich nicht klar definiert und bietet reichlich Interpretationsspielraum von wenigen Metern bis hin zu Kilometern. Nach [159] erfüllen benachbarte Gebäude dieses Kriterium. „Nutzung des öffentlichen Netzes“ bedeutet, dass der PV-Strom vom Erzeuger bis zum Verbraucher durch öffentliches und nicht privates Netz transportiert wird. [158]

Somit liegt Eigenversorgung vor, wenn sowohl Personenidentität als auch ein unmittelbarer räumlicher Zusammenhang besteht, aber der Strom nur durch privates Netz fließt. Dieser PV-Strom ist dann für Kleinanlagen kleiner 10 kWp von allen Abgaben, Umlagen und Steuern befreit. Wird der erzeugte PV-Strom ins öffentliche Netz mit Vergütung durch das EEG eingespeist, gelten die Fördersätze aus Kapitel 3.1.2. Ähnlich zu diesem Fall ist die Direktvermarktung des PV-Stroms über das sogenannte Marktprämienmodell, das den Verkauf des Stroms am Spotmarkt inklusive Bezuschussung durch eine Prämie vorsieht und somit einen Gegenentwurf zur fixen EEG-Vergütung darstellt. Im Gegensatz dazu wird im Zuge der Direktlieferung ein Abnehmer vor Ort beliefert. Dabei ist grundsätzlich eine private Direktleitung sinnvoll, da auf diesen Strom nur die EEG-Umlage fällig ist, während eine Lieferung über das öffentliche Netz

aufgrund der dann geltenden, weiteren SIPs nicht wirtschaftlich ist. [159] Sogenannte Mieterstrommodelle können in Wohngebäuden (meist Mehrfamilienhäuser) mit privaten oder gewerblichen Mietern oder auch Eigentümern zum Einsatz kommen, wobei die PV-Anlage am Gebäude installiert ist. Anlagenbetreiber muss nicht der Vermieter, sondern kann z.B. auch eine Wohnungseigentümergeinschaft sein. Für die Abnehmer wird der Strom in diesem Fall nur mit der EEG-Umlage beaufschlagt, der Anlagenbetreiber erhält den sogenannten Mieterstromzuschlag als Förderung. [158]

*Tabelle 3-2: Bedingungen für Vermarktungsmöglichkeiten von PV-Strom nach [158]*

	<b>Personenidentität Erzeuger, Verbraucher</b>	<b>Unmittelbarer räumlicher Zusam- menhang</b>	<b>Nutzung des öffent- lichen Netzes</b>
Eigenversorgung <sup>12</sup>	X	X	
Einspeisung mit EEG-Vergütung			X
Direktvermarktung			X
Direktlieferung		X	möglich aber unwirt- schaftlich
Mieterstrom		X	

Obwohl für die Modellierung ein gewisses Abstraktionslevel nötig ist, wird versucht, die relevanten Regularien möglichst nahe an der Realität bzw. einer möglichen zukünftigen Entwicklung auszulegen und in die Berechnungen zu integrieren. Daher wird folgend für die beiden Energiemanagementkonzepte EO und SMG je eine Vorstellung hinsichtlich des regulatorischen Rahmens entwickelt, die dann jeweils in Kapitel 5 angewendet wird. Die Überlegungen und Untersuchungen wurden vor allem mit Unterstützung von [161] und [47, 160] durchgeführt.

### 3.3.2 Energiemanagementkonzept EO

Im Rahmen dieses Energiemanagementkonzepts sind EFHs jeweils mit einem HEMS ausgestattet und an das öffentliche Niederspannungsnetz angeschlossen. Jeder Haushalt agiert selbstständig. Daher kann die regulatorische Betrachtung dieses Falls auf ein Haus vereinfacht werden, sodass alle relevanten Aspekte anhand Abbildung 3-5 analysiert werden können. Die folgend in Klammern angegebenen Zahlen entsprechen dem jeweiligen Stromfluss in der Grafik.

<sup>12</sup> Auch unter dem Begriff Eigenverbrauch bekannt

Der Netzbezug<sup>13</sup> (1) wird mit dem zeitunabhängigen Haushaltsstromtarif aus Kapitel 3.1.2 beaufschlagt, der alle SIP beinhaltet. Strom aus der PV-Anlage kann entweder per Eigenversorgung (4) verbraucht oder ins öffentliche Netz mit EEG-Vergütung eingespeist (3) oder in einem Hausspeicher zwischengespeichert werden (5). Dabei wird der Batteriespeicher vor allem zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt. Darüber hinaus kann auch Netzstrom<sup>14</sup> zur Ladung des Speichers verwendet werden (2). Strom aus dem Speicher kann dann zur Lastdeckung im Haushalt (6) genutzt oder im Verbund mit mehreren weiteren Flexibilitätsoptionen am Spotmarkt verkauft werden (7). Letztere Option kann allerdings nicht nach EEG vergütet werden, da die Herkunft des Stroms im Speicher aufgrund der Möglichkeit (2) nicht mehr klar nachgewiesen werden kann. Diese Vorstellung der „Vermischung“ von erneuerbarem und nicht erneuerbarem Strom wird auch als Graustrom bezeichnet. Eine Übersicht der für jeden Stromfluss gültigen Preisbestandteile findet sich im Anhang in Tabelle B-3. [47, 160]

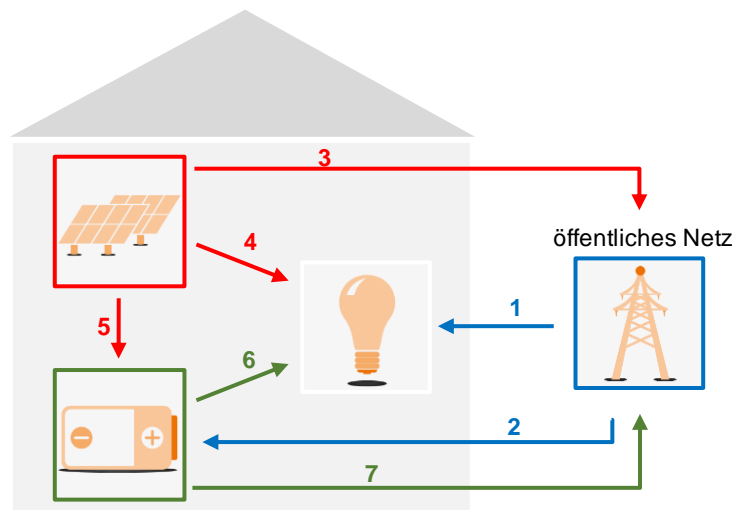


Abbildung 3-5: Eigenversorgung und Einspeisung ins öffentliche Netz im Energiemanagementkonzept Eigenoptimierer, Einzelgrafiken aus [160, 161]

### Mögliche zukünftige regulatorische Rahmenbedingungen

In einem denkbaren künftigen Ordnungsrahmen könnten sich gegenüber der oben entwickelten regulatorischen Vorstellung folgende Änderungen ergeben:

- Der Netzbezug (1) erfolgt mit variablen Stromtarifen.
- Für die Einspeisung von PV-Strom ins Netz (3) erhält der Haushalt (= Anlagenbetreiber) keine fixe EEG-Vergütung mehr. Anstatt dessen wird die Vergütung am Spotmarktpreis orientiert. [47]

<sup>13</sup> Bezug von Strom aus dem öffentlichen Versorgungsnetz

<sup>14</sup> Entspricht dem Netzbezug



## Peakshaving

Darüber hinaus wird das sogenannte Peakshaving (Spitzenkappung) in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Dieses deckelt die Einspeiseleistung aus PV auf 70 % bzw. bei vorhandenem, KfW-gefördertem Hausspeicher auf 50 % ihrer Anlagenleistung, um lokale Netzüberlastungen zu verhindern. Hintergrund dieser Annahme ist, dass hier die Frage im Mittelpunkt steht, in welchem Maße die betrachteten Energiemanagementsysteme vorhandene Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch nutzen bzw. welche (netzseitigen) Probleme daraus entstehen können.

### 3.3.3 Energiemanagementkonzept SMG

In diesem Energiemanagementkonzept sind die Smart Homes der Siedlung über ein DEMS koordiniert und fungieren als Smart Micro Grid, d.h. nun kann Energie auch gezielt zwischen den Haushalten gehandelt werden. Zur Wahrung der Übersichtlichkeit werden die denkbaren Stromflüsse in Abbildung 3-6 nur für zwei Häuser der Siedlung demonstriert, wobei beide mit PV-Anlage und Hausspeicher ausgestattet sind.

Wie schon in Kapitel 3.2.1 festgelegt, stellt das SMG keine Insellösung dar, sondern jeder Haushalt ist mit dem Versorgungsnetz verbunden. Dabei wird der Teil des Stroms, der nicht von innerhalb der Siedlung bezogen wird, als Fremdbezug bezeichnet.

Der innerhalb der Siedlung, also zwischen den Nachbarn, gehandelte Strom wird rein physikalisch ebenfalls über dieselben öffentlichen Leitungen übertragen. Da dieser siedlungsinterne Strombezug aufgrund der derzeit gültigen, staatlich induzierten Strompreisbestandteile somit keinen Unterschied zum Fremdbezug darstellt, wird ein SMG-Betrieb nicht angereizt und ist daher auch nicht wirtschaftlich abbildbar. Stellt man sich alternativ dazu vor, dass das Stromnetz innerhalb der Siedlung dem SMG gehört und damit privat wäre, würde dies zwar einen SMG-Betrieb ermöglichen, allerdings treten in diesem Fall rechtlich sehr komplizierte Fragestellungen hinsichtlich den Netzbesitzverhältnissen und der Rolle des SMG als Netzbetreiber auf. Aus regulatorischer Sicht wird daher in dieser Arbeit in Anlehnung an [47] folgende modellhafte Abstraktion vorgenommen: Rein regulatorisch handelt es sich beim betrachteten SMG nicht um eine Gemeinschaft einzelner EFHs, sondern um einen zusammenhängenden Wohnblock, der alle Haushalte der Siedlung beinhaltet. Darüber hinaus sind die Siedlungsbewohner in einer GbR assoziiert, die als Besitzer der PV-Anlagen für die Versorgung der Haushalte zuständig ist. Diese Vorstellung des SMG-Ordnungsrahmens kann als ähnlich zu Mieterstrommodellen interpretiert werden. Auf dieser Basis wird das siedlungsinterne Stromnetz als privates Netz, das nicht der staatlichen Regulierung unterliegt, aufgefasst. Für die siedlungsinterne Stromlieferung wird von der GbR

ein gesonderter Tarif (SMG-Strompreis) erstellt. Rückwirkungen des SMG auf das Stromnetz außerhalb der Siedlung werden von dieser Abstraktion nicht beeinflusst.

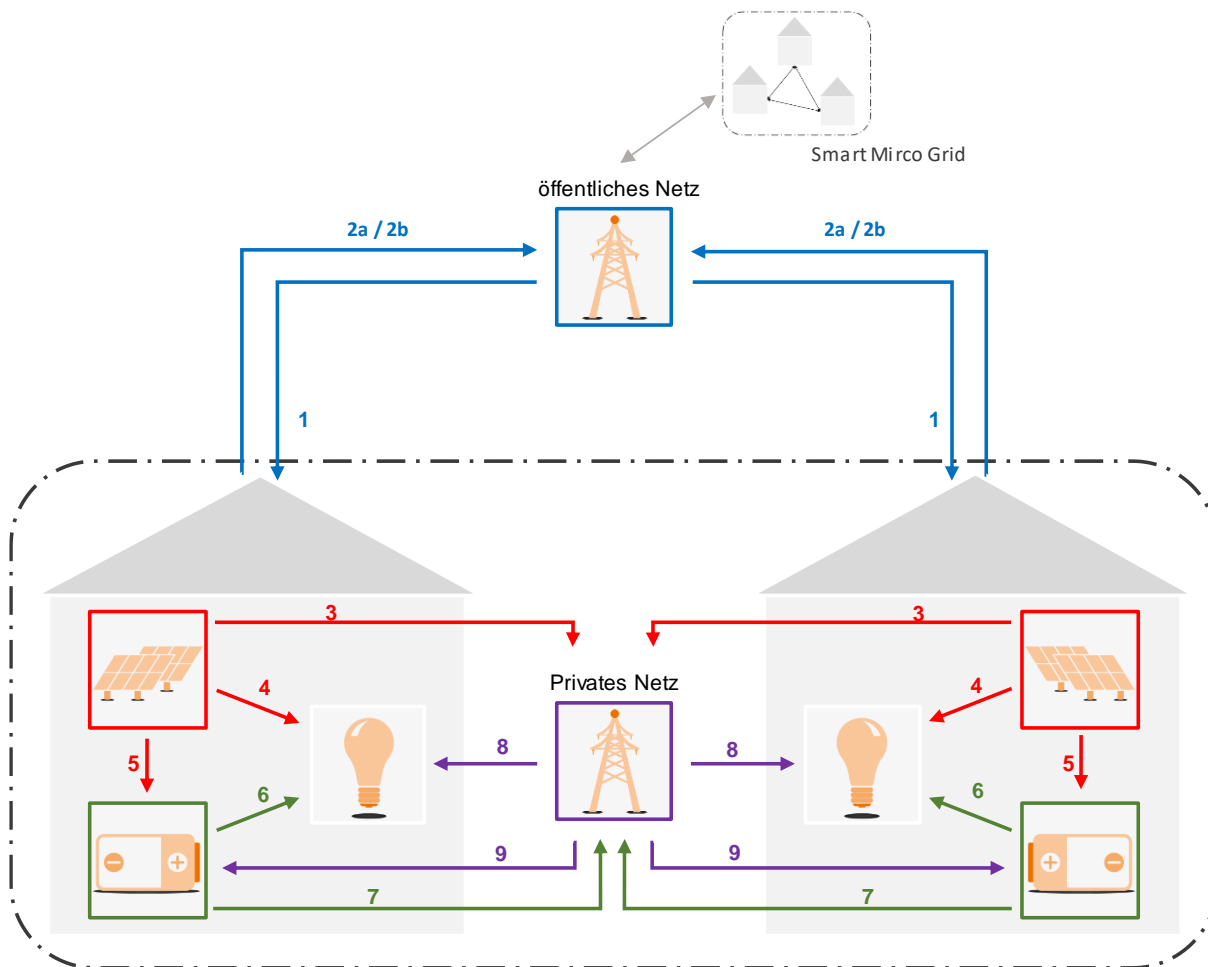


Abbildung 3-6: Vor-Ort-Versorgung im Energiemanagementkonzept Smart Micro Grid, Einzelgrafiken aus [160, 161]

Die Bepreisung der hausinternen Stromflüsse im Energiemanagementkonzept SMG (s. Abbildung 3-6) stimmt mit denen aus EO in Kapitel 3.3.2 überein. Außerdem wird der Fremdbezug (1) mit dem nicht zeitvariablen Haushaltsstromtarif aus Kapitel 3.1.2 beaufschlagt, der alle SIP beinhaltet. Wird Strom ins öffentliche Netz eingespeist, ist hinsichtlich der Herkunft des Stroms zu unterscheiden: PV-Strom (2a) wird nach EEG vergütet, Strom aus installierten Hausspeichern (2b) wird an der Strombörse vermarktet. Strom wird per Direktleitung aus der PV-Anlage (3) oder dem Speicher (7) an einen anderen Haushalt der Siedlung für einen fixen SMG-Strompreis geliefert, der für alle Bewohner der Siedlung derselbe ist. Ob für (7) zusätzlich Stromsteuer anfällt, lässt sich aus der aktuellen Gesetzeslage nicht restlos klären (Annahme hier: ohne Stromsteuer). Beim Strombezug aus dem siedlungsinternen Netz zur Deckung der eigenen Last (8) bzw. zur Speicherladung (9) ist der SMG-Strompreis zu zahlen. Die Preisbestandteile aller Stromflüsse sind in Tabelle B-4 zusammengefasst. [47, 160]

### **Mögliche zukünftige regulatorische Rahmenbedingungen**

Im Hinblick auf mögliche zukünftige regulatorische Rahmenbedingungen sind dieselben Änderungen wie bei EO (Kapitel 3.3.2) denkbar:

- Der Netzbezug (1) erfolgt mit variablen Stromtarifen.
- Für die Einspeisung von PV-Strom ins Netz (2a) erhält der Haushalt keine fixe EEG-Vergütung mehr. Anstatt dessen wird die Vergütung am Spotmarktpreis (z.B. Direktvermarktung) orientiert.

### **Annahmen bzgl. des SMG-Strompreises**

Hinsichtlich des SMG-Strompreises wird folgende Annahme getroffen. Die Belastung des SMG-Strompreises mit Steuern, Abgaben und Umlagen bzw. die Vergütung mit Zuschüssen wird nicht im Detail betrachtet. Für diese Arbeit ist nur der Spread (Differenz) zwischen Verkaufs- und Einkaufspreis für im SMG gehandelten Strom ausschlaggebend. Mit Hilfe welcher Preiskomponenten dieser Spread hervorgerufen wird ist nicht entscheidend. Beispielsweise kann sich der Verkaufspreis aus dem fixierten SMG-Strompreis und einem etwaigen Zuschuss ähnlich des Mieterstromzuschusses zusammensetzen. Der Kaufpreis kann neben dem SMG-Strompreis noch die EEG-Umlage, die immer vom Letztverbraucher übernommen werden muss, und optional weitere SIP (z.B. Netzentgelte) aufweisen. Der SMG-Strompreises wird im Zuge einer Sensitivitätsanalyse gewählt, siehe Kapitel 5.2.3.

## **3.4 Multi-Use-Konzept**

Die Vorteile von Energiemanagementsystemen beruhen darauf, dass diese über eine optimierte Einsatzplanung der Anlagentechnik deren vorhandene Flexibilität zur Erreichung vorgegebener Ziele nutzbar machen. Flexibilitätsoptionen können dabei oftmals nicht nur für einen Einsatzzweck verwendet werden, sondern stellen vielfältige Anwendungsoptionen für u.a. verschiedene Akteure zur Verfügung. Kombiniert man mehrere dieser Anwendungen – dies wird als Multi-Use-Ansatz bezeichnet – können betriebswirtschaftliche Potentiale bei einer gleichzeitig netzdienlichen Fahrweise erhöht werden.

Tabelle 3-3 listet denkbare Anwendungen auf und teilt diese in die drei unterschiedlichen Kategorien ein. Die Einteilung und die Anwendungsarten sind dabei [47] nachempfunden. Im Folgenden werden die Anwendungsarten aus Energiemärkten und Systemdienstleistungen nur kurz adressiert. Weitergehende und tiefgreifende Informationen finden sich in [47, 162–166].

Tabelle 3-3: Multi-Use-Anwendungsarten in Anlehnung an [47]

<b>Anwendungsart</b>		
<b>Nutzerbezogen</b>	<b>Marktorientiert</b>	<b>Netzdienlich</b>
Eigennutzung	Spotmarkttrading	Spannungshaltung
Eigenverbrauchs- optimierung	Regelleistungserbringung	Engpassmanagement / Redispatch
Notstromversorgung	Bilanzkreismanagement	Schwarzstartfähigkeit

### **Nutzerbezogenen Anwendungen**

Zu nutzerbezogenen Anwendungen zählt die direkte Eigennutzung von Flexibilitätsoptionen, unter der man z.B. für Elektrofahrzeuge bzw. Wärmepumpen das Bereitstellen von Mobilität bzw. Wärme sowie Komfort für den Nutzer versteht. Dies entspricht somit der primären Anwendung dieser Technologien. Darüber hinaus können die Flexibilitäten im Zuge intelligenter Einplanung zur Eigenverbrauchsmaximierung bzw. Fremdbezugsminimierung eingesetzt werden. Auf diese Weise können Prosumer ihren PV-Strom durch Speicher und DSM-Maßnahmen möglichst vollständig zur Deckung der eigenen Last verwenden und gleichzeitig die Menge des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz und damit Betriebskosten reduzieren. Eine Notstromversorgung könnte künftig beispielsweise durch Batterien gewährleistet werden. [47]

### **Marktorientierte Anwendungen**

Flexibilitäten können zusätzlich auf verschiedenen Strommärkten vermarktet und somit marktorientiert angewendet werden. Flexibilitäten am Spotmarkt zu handeln, verlangt im Vergleich zu anderen Vermarktungsmöglichkeiten nur relativ geringe Anforderungen. [167] In der realen Umsetzung muss wohl dennoch ein Dienstleistungsunternehmen beauftragt werden, da die Vermarktung aus regulatorischer Sicht gerade im SMG-Fall recht komplex ist. [159] Der Spotmarkt teilt sich dabei in Day-Ahead-Markt (1 h-Produkte) und Intraday-Markt ( $\frac{1}{4}$  h bis 1 h-Produkte). Sein Handelsvolumen insgesamt steigt seit 2002 kontinuierlich an und entsprach 2017 mit 543 TWh etwa 20 % des Terminmarkts. [168] Die Preise des Intraday-Marktes (2017: etwa 36 €/MWh) liegen im Durchschnitt leicht über denen des Day-Ahead-Marktes. [140] In dieser Arbeit wird Spotmarkttrading exemplarisch auf Grundlage der Intraday-Preise [141] untersucht. Diese weisen aufgrund der  $\frac{1}{4}$  h-Produkte kurzfristige Preisspreads auf und bieten damit gute Möglichkeiten zur Flexibilitätsvermarktung. Auch die verwendeten variablen Strompreise basieren darauf (siehe Kapitel 3.1.2). Dabei werden die durch-

schnittlichen  $\frac{1}{4}$  h-Werte verwendet. Die Preise einzelner Auktionen können im Gegensatz dazu durchaus stark variieren. Eine andere Form der Vermarktung der Flexibilitäten bietet der Regelleistungsmarkt. Regelleistung wird zur Frequenzhaltung eingesetzt. Daher könnte diese auch als system- bzw. netzdienlich eingeteilt werden, allerdings werden Regelleistungsprodukte an einem Markt gehandelt, weswegen sie hier zu marktorientierten Anwendungen zählen. Auch zur Regelleistungserbringung können die dezentralen Flexibilitätsoptionen im Haushaltsumfeld eingesetzt werden. Dazu sind jedoch einige Präqualifikationsbedingungen erforderlich. Für Sekundärregelleistung oder Minutenreserve wird eine schaltbare Mindestleistung von 1 MW [169] verlangt, d.h. dass einzelne Anlagen im Haushaltssektor im Normalfall alleine nicht ausreichen, um an diesem Markt zu partizipieren. Daher besteht die Möglichkeit mehrere Flexibilitätsoptionen in einem Pool zusammenzuschließen, um auf diese Weise diesen Anspruch zu erfüllen. Daneben gibt es noch weitere Anforderungen, wie u.a. z.B. die Aktivierungszeit, die für die einzelnen Flexibilitätsoptionen beachtet werden muss. Der Bedarf an Regelleistung wird in Zukunft laut [170] weiter ansteigen, wobei dieser immer stärker von den Prognoseabweichungen hinsichtlich erneuerbarer Energien abhängen wird. [162] Daneben gibt es noch die marktorientierte Anwendungsmöglichkeit des Bilanzkreismanagements, bei dem die Flexibilitätsoptionen für den Bilanzkreisausgleich genutzt werden. Da es hierbei keine Präqualifikation gibt, sind hier die Anforderungen geringer als beim Regelleistungsmarkt. [167]

### **Netzdienliche Anwendungen**

Netzdienliche<sup>15</sup> Anwendungen umfassen Spannungshaltung, Engpassmanagement bzw. Redispatch und Schwarzstartfähigkeit. Diese Aufgaben werden grundsätzlich von konventionellen Kraftwerken und Speichern übernommen, prinzipiell können aber auch alle dezentralen Flexibilitätsoptionen (Speicher, Lastmanagement) dafür verwendet werden. Für die Spannungshaltung werden davon bisher nur Lastmanagement und Reduzierung der Einspeiseleistung eingesetzt. [47]

### **Kombination verschiedener Anwendungen**

Derzeit werden Flexibilitätsoptionen oftmals nur für eine Anwendung eingesetzt. Grundsätzlich können diese Anwendungen aber im Zuge des Multi-Use-Gedankens auf viele verschiedene Arten kombiniert werden. Dabei ist zu beachten, dass die Anwendungen nicht unbedingt zeitgleich zum Einsatz kommen müssen, sondern auch abwechselnd erbracht werden können. Ein Beispiel für bereits heute umgesetzte Multi-Use-Konzepte stellen Pumpspeicherkraftwerke dar, die neben Schwarzstartfähigkeit

---

<sup>15</sup> Netzdienliche Anwendungen umfassen in dieser Kategorisierung auch systemdienliche Anwendungen.

auch Spannungs- und Frequenzhaltung (Regelleistung) anbieten. Auch im Bereich dezentraler, kleiner Flexibilitätsoptionen werden z.B. Solarspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung und Regelleistungsvermarktung teilweise heute schon genutzt. [47]

Die Ergebnisse aus [47] zeigen, dass Anlagenbetreiber bzw. Prosumer durch Multi-Use-Anwendungen Strombezugskosten senken und Erlöse aus zusätzlicher Vermarktung steigern können. Zugleich wird mit Hilfe von Flexibilitätsoptionen in Multi-Use-Konzepten der Netzausbaubedarf reduziert. Dabei müssen die Flexibilitäten nur in etwa 3 % der Zeit die marktorientierte gegen eine netzdienliche Fahrweise tauschen, da kritische Netzsituationen, die einen veränderten, betriebswirtschaftlichen Flexibilitätsbetrieb verlangen, nur gelegentlich vorkommen. Damit verringern sich Netzausbaukosten im Niederspannungsnetz, während die Strombezugskosten bei einer angepassten Fahrweise der Flexibilitätsoptionen gegenüber einer rein nutzerbezogenen und marktorientierten Fahrweise nur um 2 % höher ausfallen.

### **Multi-Use-Konzept in der vorliegenden Arbeit**

In der vorliegenden Arbeit wird basierend auf diesen Vorüberlegungen das Multi-Use-Konzept aus Tabelle 3-4 verwendet. Danach werden vorhandene Technologien neben ihrem primären Nutzungszweck mittels Energiemanagementsystem zusätzlich zur Eigenverbrauchsoptimierung (Fremdbezugsminimierung) und Spotmarkttrading eingesetzt. Dabei wird das Ziel verfolgt, das betriebswirtschaftliche Optimum der Multi-Use-Fahrweise der vorhandenen Flexibilitäten zu erreichen. Da eine rein nutzerbezogene und marktorientierte Fahrweise der Flexibilitätsoptionen laut [47] nahezu ähnliche Ergebnisse zu einem zusätzlich netzdienlichen Betrieb liefert, wird, wie in Kapitel 2.1 bereits dargelegt, folgende Annahme getroffen: Dem Energiemanagementsystem wird in den meisten Simulationsrechnungen keine Begrenzung der Transformatorleistung initial als Restriktion vorgegeben, was in der Einplanung der Flexibilitäten einen netzdienlichen Betrieb bezwecken würde. Dieser Gesichtspunkt wird hingegen in der Auswertung der Simulationsergebnisse diskutiert.

*Tabelle 3-4: Multi-Use-Konzept der Haushalte in der vorliegenden Arbeit: Mögliche Einsatzzwecke der Flexibilitätsoptionen*

<b>Multi-Use-Konzept</b>
Eigennutzung
Eigenverbrauchsoptimierung
Spotmarkttrading
(Netzverträglichkeit)

## 4 Modellierungsframework zur Abbildung der Energiemanagementkonzepte

Zur Beantwortung der in Kapitel 1.2 gestellten Forschungsfrage ist ein Modellierungsansatz zu wählen, der eine nachvollziehbare Berechnung und aussagekräftige Ergebnisse sicherstellt. Daher werden in diesem Kapitel zunächst Anforderungen an ein solches Modellierungsframework formuliert (4.1), die sich einerseits auf die Eingangsdaten, andererseits auf die verwendeten Modelle beziehen. Darauf aufbauend wird dieses Framework in 4.2 schrittweise erläutert und in 4.4 dessen Funktionsweise anhand der Auswertung der Einsatzplanung für REF, EO und SMG plausibilisiert. Außerdem werden in 4.3 die Grenzen der Modellierung adressiert.

### 4.1 Anforderungen

Aus der Forschungsfrage in Kapitel 1.2, dem Literaturvergleich in 1.3 und den Analysen der Fallstudie aus den Kapiteln 2.5 und 3.1.3 leiten sich mehrere Anforderungen an das Modellierungsframework ab. Besonders folgende Aspekte sind zu berücksichtigen:

#### **Räumliche und zeitliche Auflösung**

Für die Wahl der Auflösung gilt es generell einen Kompromiss aus nötiger Genauigkeit und vertretbarer Rechenzeit zu finden. Da in dieser Arbeit der technoökonomische Mehrwert der Energiemanagementkonzepte analysiert wird, was für eine umfassende Aussage viele verschiedene Rechenläufe erfordert, steigt der Rechenaufwand erheblich, wodurch eine sehr hohe zeitliche Auflösung von 1 min nicht umsetzbar ist. Um andererseits Leistungsspitzen und wechselnde Wetterbedingungen (v.a. solare Einstrahlung) noch ausreichend (s. Kapitel 2.5.2) abbilden zu können, sollte die Auflösung genauer als eine Stunde sein. Als Kompromiss wird daher eine zeitliche Auflösung von 15 min gewählt.

Für die räumliche Auflösung gelten grundsätzlich ähnliche Überlegungen. Da hier die Anlagentechnik hausspezifisch dargestellt werden soll und der Energieaustausch zwischen Häusern einer Siedlung im Mittelpunkt steht, wird als kleinste räumliche Auflösung der untersuchten Siedlungen ein einzelnes Einfamilienhaus festgelegt.

#### **Realitätsnahe und aufeinander abgestimmte Daten**

Um den Anforderungen an die Auflösung gerecht zu werden und um die Auswirkungen der Elektrifizierung sowie die Vor- und Nachteile von Energiemanagementsystemen korrekt und verlässlich evaluieren zu können, bedarf es zuverlässiger und realitätsnaher Eingangsdaten. Dabei sind insbesondere die Qualität und die Gültigkeit der Ergeb-

nisse und Aussagen eines modellbasierten Ansatzes stark von den zur Verfügung stehenden Eingangsdaten abhängig. [171] Realitätsnah bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Daten mindestens die oben gewählte zeitliche Auflösung aufweisen müssen und eine Verwendung von Standardlastprofilen, wie in Kapitel 2.5.2 beschrieben, nicht zulässig ist. Denn diese sind erst ab einer Anzahl von mindestens 150 Haushalten gültig [124], während die in dieser Arbeit betrachteten Siedlungen deutlich kleiner sind. Ein weiteres wichtiges Kriterium ist dabei, dass die Daten und insbesondere die Eingangszeitreihen aufeinander abgestimmt sind. Dies bedeutet, dass recherchierte oder gemessene Werte aus demselben Jahr stammen, z.B. Wetter und Spotmarktpreise, und dass Zeitreihen, die aus einem Simulationsmodell hervorgehen, wie beispielsweise elektrische und thermische Last, darauf aufbauend erzeugt werden.

### **Abbildung und Reproduzierbarkeit unterschiedlicher und zufallsverteilter Siedlungs-, Haushalts-, Gebäude- und Anlagenzusammensetzungen**

Ein weiterer Aspekt, der die Qualität und Allgemeingültigkeit der Ergebnisse entscheidend beeinflusst, ist die Simulation nicht nur einer, sondern mehrerer verschiedener Siedlungskompositionen. In der Realität gibt es vielfältige Siedlungen, die sich in der Zusammensetzung und Verteilung von Haushalten, Gebäuden und Anlagen unterscheiden und damit siedlungsspezifische Charakteristika aufweisen. Um diesem Gesichtspunkt gerecht zu werden, sollten mit der verwendeten Methodik viele verschiedene Siedlungssamples abgebildet und berechnet werden können. In dieser Arbeit werden an statistischen Werten orientierte, zufallsbasierte, synthetischer Siedlungen modelliert, um so den deutschen Durchschnitt abbilden zu können. Um die Entstehung der Ergebnisse nachvollziehen zu können und auch ein wirksames Debugging des Modellierungsframeworks zu ermöglichen, ist zusätzlich auf Reproduzierbarkeit der zufallsbasierten Samples zu achten.

### **Vergleichbare Abbildung der Energiemanagementoptionen**

Der Vergleich von HEMS und DEMS steht im Zentrum dieser Arbeit. Daher ist es notwendig, einen Optimierungsansatz zu wählen, der diese beiden Energiemanagementkonzepte möglichst einheitlich abbildet und somit valide, vergleichende Aussagen über Unterschiede und Gemeinsamkeiten in den Ergebnissen zulässt. Dazu ist es wichtig, dass beide Energiemanagementsysteme auf Basis derselben Eingangsdaten, Siedlungskompositionen, Entscheidungsgrundlagen und Optimierungsziele agieren. Darüber hinaus gilt es auch einen vergleichbaren Referenzfall zu implementieren.

### **Technoökonomischer und regulatorischer Detailgrad der Optimierung**

Das Optimierungsmodell muss die betrachtete Anlagentechnik zur Strom- und Wärmeerzeugung, die elektrischen und thermischen Speicher sowie konventionelle bzw. elektrische Fahrzeuge auf Basis von Energien und Leistungen abbilden können. Eine



Lastflussrechnung, d.h. die Berechnung der Ströme und Spannungen im Netzgebiet, wird nicht durchgeführt (s. auch Kapitel 1.2).

Für den Detailgrad der Modellierung der technischen Restriktionen ist auch hier ein Kompromiss zwischen Genauigkeit und Rechenzeit anzustreben. Mit Hilfe einer gemischt ganzzahligen linearen Optimierung (MILP) kann die Realität zwar detaillierter als mit LP abgebildet werden, allerdings steigt der Rechenaufwand angesichts der geforderten Auflösung deutlich an. [172] Da insgesamt der Fokus nicht auf der konkreten, realen Umsetzung, sondern auf der Analyse und dem Vergleich des Mehrwerts eines Smart Micro Grids für viele verschiedene Variationen von Siedlungen liegt, wird als Kompromiss ein lineares Optimierungsmodell verwendet.

Darüber hinaus ist für HEMS und DEMS der jeweilige regulatorische Rahmen nach Kapitel 3.3.2 und 3.3.3 im Modell umzusetzen und die Möglichkeit variabler Strompreise vorzusehen.

### **Möglichkeit zur Bilanzierung energiewirtschaftlich relevanter Bewertungskriterien auf Jahresbasis und zur Analyse verschiedener Energiemanagementkonzepte sowie Sensitivitäten**

Sollen die Auswirkungen der Energiemanagementkonzepte auf die einzelnen Haushalte bzw. auf die Siedlung untersucht werden, ist es notwendig, die energiewirtschaftlich relevanten Bewertungskriterien für ein ganzes Jahr zu bilanzieren. Vor allem die Tatsache, dass ein EMS die Residuallast beeinflusst, kann zu regelmäßigen aber auch saisonalen Unterschieden in den Ergebnissen (z.B. Eigendeckungsgrad, Emissionen) führen, weswegen eine Bewertung und ein Vergleich der EMS-Konzepte immer für ein ganzes Jahr durchgeführt werden sollte. [56] Auch die Verwendung kompletter Jahreszeitreihen, wie bei Wetter und Spotmarktpreisen, macht dies erforderlich.

Des Weiteren soll die Möglichkeit bestehen, auf einfache Art und Weise verschiedene Energiemanagementkonzepte bzw. Sensitivitätsanalysen zu untersuchen. Dazu ist eine flexible Auswahlmöglichkeit für den Zugriff auf verschiedenste Eingangsdaten und für die Einstellung unterschiedlicher Simulationsparameter wichtig.

## **4.2 Struktur**

Um die im vorangegangenen Kapitel formulierten Anforderungen an die methodische Umsetzung zu erfüllen, wird das Modellierungsframework zur Bestimmung des Mehrwerts der Energiemanagementkonzepte SMG und EO aus Abbildung 4-1 verwendet.

Die zugrundeliegenden Eingangsdaten bestehen aus gebäuderelevanten Daten zu Baualtersklasse, Modernisierungsgrad und Bauphysik der untersuchten Typgebäude und Wetterdaten für das Jahr 2016 am Standort Stuttgart. [74–76] Außerdem umfasst

der Dateninput Häufigkeitsverteilungen für Haushaltsgrößen, Typgebäude, Anlagentechnik sowie Fahrzeugtypen und technoökonomische Daten, die Parameter zu Anlagentechnik aber z.B. auch Zeitreihen zu Spotmarktpreisen beinhalten.

Diese Daten werden über die drei folgenden Wege weiterverarbeitet: Das Modell MOHEMA ([22]) erzeugt basierend auf stochastisch verteilten Prozessen synthetische, hoch aufgelöste und aufeinander abgestimmter Energie- (elektrische Last und Trinkwarmwasserbedarf), Mobilitäts- und Aktivitätsprofile von Haushalten. Eine physikalische Gebäudesimulation in SimulationX, die ein transientes Gebäudemodell zur Abbildung des dynamischen, nichtlinearen Temperaturverhaltens und der Wärmeübertragungsprozesse beinhaltet, stellt thermische Heizlastprofile für EFHs ausgehend von den zugeführten Wetterdaten und einer Gebäudedatenbank mit Baualtersklassen, Modernisierungsgraden und Bauphysik bereit. Zusätzlich werden aus Häufigkeitsverteilungen der Haushaltsgrößen, Typgebäude, Anlagentechnik und Fahrzeugtypen im deutschen Durchschnitt mittels gleichverteilter Zufallszahlen repräsentative, synthetische Siedlungskompositionen aus Einfamilienhäusern erstellt.

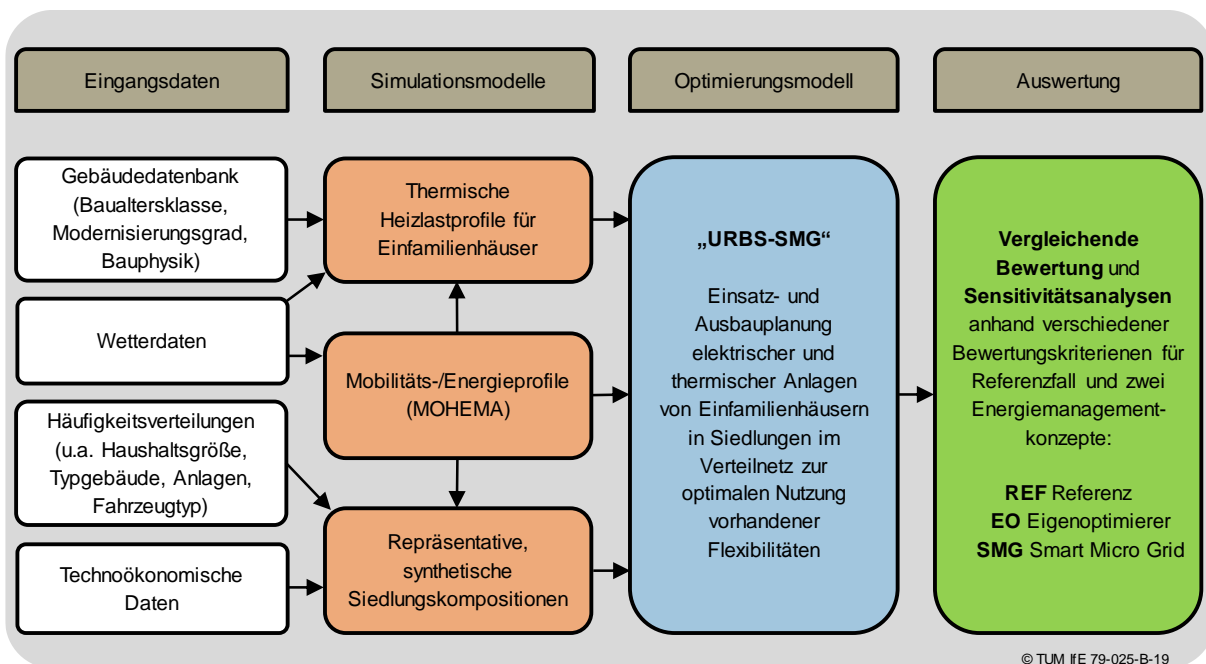


Abbildung 4-1: Modellierungsframework zur Bestimmung des Mehrwerts der Energiemanagementkonzepte SMG und EO

Die Ergebnisse dieser Simulationsmodelle inklusive Wetter- und technoökonomischer Daten werden dann dem Optimierungsmodell „URBS-SMG“ zugeführt, das eine lineare Optimierung zur Einsatz- und Ausbauplanung elektrischer und thermischer Anlagen von Einfamilienhaussiedlungen im Niederspannungsnetz darstellt und eine optimale Nutzung vorhandener Flexibilitätsoptionen zum Ziel hat. Abschließend werden die Ergebnisse der Optimierung anhand vergleichenden Bewertungen und Sensitivi-

tätsanalysen hinsichtlich verschiedener Bewertungskriterien für den Referenzfall (REF) und die Energiemanagementkonzepte *Eigenoptimierer* (EO) sowie *Smart Micro Grid* (SMG) aus Kapitel 1.2 ausgewertet.

In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Bestandteile des Modellierungsframeworks aus Abbildung 4-1 näher beleuchtet und die jeweiligen Übergaben zwischen den Modellen erklärt.

#### 4.2.1 Eingangsdaten

Wie in Abbildung 4-1 dargestellt, ist der erste Schritt im Modellierungsframework die Zuführung der Eingangsdaten an die Simulations- und Optimierungsmodelle. Die Eingangsdaten setzen sich aus einzelnen Parametern und auch Zeitreihen zusammen.

Die Wetterzeitreihen umfassen Messwerte zu Solarstrahlung, Windgeschwindigkeit und Außentemperatur des Deutschen Wetterdienstes für den Standort Stuttgart für das Jahr 2016 und liegen in einem 10-min-Raster vor. [74–76] Für das Jahr 2030 werden dieselben Wetterzeitreihen verwendet. Die Zeitreihen zu Spotmarktpreisen weisen den 15-min-Produkten des Intraday-Handels entsprechend eine zeitliche Auflösung von 15 min auf und stammen ebenfalls aus dem Jahr 2016. [141] Die Strompreisverläufe werden in Kapitel 3.1.2 vorgestellt. Damit erfüllen alle Eingangszeitreihen die Anforderung einer zeitlichen Auflösung von 15 min und sind durch die Verwendung desselben Basisjahrs auch aufeinander abgestimmt.

Neben Zeitreihen bestehen die Eingangsparameter aus Gebäudedaten in Bezug auf Baualtersklassen, Modernisierungsgraden sowie bauphysikalischen Parametern aus [70] (siehe hierzu auch Kapitel 2.2). Außerdem sind Häufigkeitsverteilungen bzgl. Haushaltsgröße, Baualtersklasse, installierter Anlagentechnik sowie vorhandenen Fahrzeugtypen und technoökonomische Daten und Restriktionen beispielsweise zu Anlagenwirkungsgraden und Investitionskosten darin enthalten. Die wichtigsten Daten werden in Kapitel 2.4 eingehend erläutert. Für alle diese Parameter ist ein aktueller Wert und ein prognostizierter Wert für das Jahr 2030 in Tabelle B-2 im Anhang hinterlegt.

Diese Daten werden einerseits, wie in den folgenden Kapiteln beschrieben, den Simulationsmodellen (s. 4.2.2 bis 4.2.4) zugeführt, um dann z.B. zu Lastgängen weiterverarbeitet zu werden, andererseits aber auch unverändert an das Optimierungsmodell *URBS-SMG* (s. 4.2.5) gegeben (z.B. Wetterdaten). Welche Eingangsdaten an welcher Stelle bearbeitet werden und welche unverändert *URBS-SMG* zugeführt werden, wird in den folgenden Kapiteln und Abbildungen klar herausgearbeitet.

### 4.2.2 Simulationsmodell MOHEMA

Das Simulationsmodell MOHEMA nimmt innerhalb des Modellierungsframeworks (s. Abbildung 4-1) eine zentrale Stellung ein, da es viele grundlegende Zeitreihen bereitstellt, die in den anderen Modulen als Input benötigt werden. MOHEMA ist ein stochastisches Bottom-Up-Modell zur Erstellung hochaufgelöster Energie-, Mobilitäts- und Aktivitätsprofile. Das Modell wurde in MATLAB entwickelt und entstammt [22].

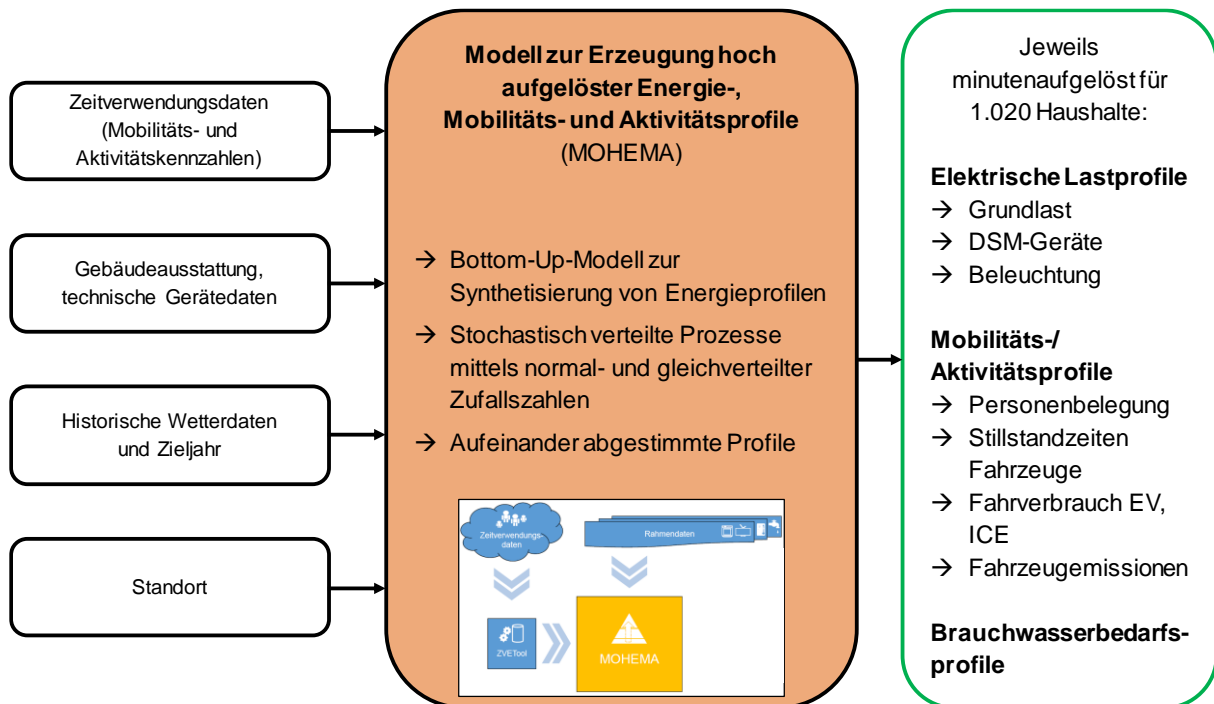


Abbildung 4-2: Simulationsmodell MOHEMA – Eingangsdaten, Modell und Ergebnisse

### Datenbasis

Als Datenbasis werden aktuelle deutsche Zeitverwendungsanalysen verwendet, die im Zuge der Zeitverwendungserhebung aus dem Jahr 2013 (aktuellste Datenlage) erhoben wurden und Einblicke geben, für welche Aktivitäten verschiedene Bevölkerungsgruppen ihre Zeit in privaten Haushalten, Beruf und Freizeit verwenden. [173] Anhand festgelegter Aktivitäten werden daraus Mobilitäts- und Aktivitätskennzahlen (v.a. statistische Mittelwerte und Standardabweichungen) abgeleitet. Zusammen mit Statistiken zur Gebäudeausstattung, den damit verbundenen technischen Gerätedaten sowie standortspezifischen Wetterdaten bilden diese Kennzahlen die Eingangsdaten für MOHEMA.

### Funktionsweise von MOHEMA

MOHEMA synthetisiert aus diesen Daten mittels Zufallsexperimenten sowohl zeitlich als auch räumlich hochaufgelöste, aufeinander abgestimmte, elektrische, thermische und mobilitätstechnische Energieprofile. Der methodische Ansatz basiert auf stochastisch verteilten Prozessen mit Hilfe normal- und gleichverteilter Zufallszahlen. Dabei

werden Typtage verwendet, die in verschiedene Tageskategorien (Montag-Donnerstag, Freitag, Samstag, Sonn- und Feiertage) sowie saisonal unterschieden werden. Auch Urlaubstage werden berücksichtigt.

Zentral im Modell ist die Erstellung von Aktivitätsprofilen. Diese werden zunächst für jede Person des Haushalts basierend auf den oben genannten statistischen Kennwerten gebildet. Eine Aktivität stellt dabei z.B. das Kochen dar, was als Aktivität mit einer zeitlichen Anwesenheit von Personen und dem Einsatz von elektrischen Geräten verbunden ist. Zur Erstellung der Aktivitätsprofile wird für jede Aktivität einerseits eine gleichverteilte Zufallszahl für Auftrittswahrscheinlichkeit der Aktivität erzeugt und andererseits der zeitliche Beginn und die Dauer der Aktivität zufallsbasiert festgelegt. Darüber hinaus wird bestimmt, ob die Aktivität hausintern oder -extern stattfindet und welche Dauer für die etwaige Mobilität jeweils vorzusehen ist. Daraus entsteht für jede Person ein rohes Aktivitätsprofil für jeden Tag des Jahres. Diese Profile werden dann sowohl im Hinblick auf einen zusammenhängenden Tagesverlauf sortiert und angepasst als auch bei gemeinsamen Aktivitäten zwischen den Hausbewohnern abgestimmt. Aufbauend auf den Aktivitätsprofilen folgt die Erstellung von elektrischen Last-, Mobilitäts- und Warmwasserbedarfsprofilen.

### **Elektrischen Lastprofile**

Für die elektrischen Lastprofile werden verschiedene Geräte bzw. Lasten berücksichtigt. Neben automatischer Last (z.B. Kühlgeräte) tragen auch manuelle Geräte (aktivitätsabhängige Lasten wie z.B. ein Elektroherd), deren Startzeit- und Leistungswertbestimmung mittels Zufallsprozessen erfolgt, sowie halbautomatische Geräte (DSM-Geräte wie z.B. Waschmaschine) zum elektrischen Bedarfsprofil bei. Bei letzteren werden im Gegensatz zu den manuellen Lasten ein frühester Start- und spätester Endzeitpunkt für die Benutzung der DSM-Geräte inklusive des Lastprofils z.B. der Waschmaschine definiert. Innerhalb dieses Zeitraums wird dann das Gerät betrieben. Außerdem wirkt sich die Beleuchtung auf den elektrischen Lastgang aus. Unter Einbeziehung des Vorhandenseins natürlichen Lichts wird der Lichtbedarf berechnet, während aus den Aktivitätsprofilen die Anwesenheit der Personen und deren Aktivitäten hervorgeht. Daraus wird dann das Lastprofil für die Beleuchtung in Abhängigkeit der vorhandenen elektrischen Leuchtmittel ermittelt. Gegenüber [22] wird hier die Datenbasis für Beleuchtung dahingehend angepasst, dass der Anteil von LEDs an den installierten Leuchtmitteln deutlich größer ausfällt, um die aktuelle Entwicklung abzubilden. [174]

### **Mobilitätsprofile**

Bei der Generierung der Mobilitätsprofile wird zunächst über eine Zufallszahl das verwendete Verkehrsmittel (Auto, ÖPNV, Fahrrad, zu Fuß/andere) bestimmt. Für Wege, die mit dem Auto zurückgelegt werden, wird dann der Fahrenergieverbrauch und die

Fahrstrecke berechnet. Zur Zuordnung der Geschwindigkeit wird der weltweit harmonisierte Fahrzyklus (Worldwide Harmonized Light Duty Test Cycle) (WLTC) angewendet. Der Klimatisierungsbedarf (Kühlen und Heizen) fließt als Funktion der Außentemperatur, Fahrgeschwindigkeit und des Wärmeflussmodells eines Pkw nach [116] mit ein. Aus dem Fahrenergiebedarf wird dann für ICE der Kraftstoffbedarf und für EV der Ladeenergiebedarf abgeleitet. Während in der ursprünglichen Version von MOHEMA nach [22] Fahrten über einer Länge von 100 km immer mit dem Verbrennerfahrzeug zurückgelegt werden, wird für die vorliegende Arbeit folgende Anpassung vorgenommen: Fahrten für EVs werden nicht durch Reichweite gefiltert, sondern das EV kann alle Fahrten selbst zurücklegen, sodass gegenüber den ursprünglichen Ergebnissen aus MOHEMA der elektrische Jahresladebedarf leicht ansteigt. Damit wird der aktuellen und zukünftigen Entwicklung im Bereich der Elektromobilität Rechnung getragen, dass sich die Batterietechnologie weiterentwickeln und die verbauten Batteriekapazitäten sowie die damit verbundenen Reichweiten steigern.

### **Warmwasserbedarfsprofile**

Die Warmwasserbedarfsprofile stellen Warmwasserzapfprofile dar, die zwischen aktivitätsabhängigen und -unabhängigen Zapfungen unterscheiden. Dies ist einerseits mit einem Waschbedarf, der an verschiedene Aktivitäten (wie z.B. Kochen etc.) gekoppelt ist, und andererseits mit einem vollkommen zufällig verteilten Auftreten von Zapfungen über den Tag hinweg (z.B. Toilettengang, da keine eigene Aktivität) zu begründen. Dabei werden verschiedene Parameter berücksichtigt, u.a. Wasserbedarf pro Zapfung, Zapftemperatur, Durchfluss an der Zapfstelle. An dieser Stelle wird wiederum ein zufallsbasierter Ansatz zur Bestimmung von Startzeitpunkt, Dauer und Menge angewendet. Eine Besonderheit an dieser Stelle ist, dass zwischen zwei Temperaturbereichen unterschieden wird. Alle Zapfungen werden so in je einer Bedarfszeitreihe mit einer Temperatur höher bzw. niedriger als die Vorlauftemperatur zusammengefasst. Somit kann für Energiesystemmodelle, die ausschließlich mit Energien und Leistungen und ohne Temperaturen rechnen, eine genauere Abbildung der Realität erreicht werden. Grund hierfür ist, dass z.B. die Berechnung des thermischen Energieinhalts eines Warmwasserspeichers von der Temperaturspreizung von Vor- und Rücklauf und nicht von der absoluten Speichertemperatur alleine abhängig ist. Dieser Vorteil wird auch in URBS-SMG genutzt, beispielsweise indem in Haushalten mit Wärmepumpe der Wärmebedarf mit hoher Temperatur durch elektrische Zusatzheizer, der Niedertemperaturbedarf hingegen von der Wärmepumpe gedeckt wird.

### **Ergebnisse aus MOHEMA**

Als Ergebnis aus MOHEMA stehen der vorliegenden Arbeit minutenaufgelöste Datensätze zu 1.020 Haushalten zur Verfügung (siehe Kapitel 2.3). Diese Datensätze bestehen aus elektrischen Lastprofilen zu Grundlast, DSM-Geräten und Beleuchtung,

Warmwasserprofilen und Mobilitäts- bzw. Aktivitätsprofilen, die die Personenbelegung im Haus, Stillstandzeiten der Fahrzeuge am Haus, Fahrverbräuche von EV und ICE sowie die Fahrzeugemissionen von ICE abdecken.

### **Validierung und Plausibilisierung von MOHEMA**

In [22] wurde außerdem eine grundlegende und umfangreiche Validierung und Plausibilisierung des Modells MOHEMA vorgenommen. Die elektrischen Lastgänge wurden anhand von Messwerten konkreter Haushalte und auch Standardlastprofilen, die Ergebnisse zu Mobilität und Warmwasser anhand statistischer Bilanzwerte untersucht und abgeglichen. Alle für die vorliegende Arbeit vorgenommenen Anpassungen zum Originalmodell erzeugen lediglich sehr geringe Abweichungen, sodass keine zusätzliche bzw. neue Validierung der Modellergebnisse nötig ist.

### **Fazit zu MOHEMA hinsichtlich der Anforderungen an die Modellierung**

Insgesamt erfüllt MOHEMA durch die kombinierte Erzeugung von Energie- und Mobilitätsprofilen und deren hohe Auflösung die zuvor definierten Anforderungen des Modellierungsframeworks an die Qualität der Eingangsdaten. Detailliertere Informationen zu MOHEMA selbst sind [22] zu entnehmen.

#### **4.2.3 Simulationsmodell zur Abbildung thermischer Heizlastprofile für EFHs**

Ein weiterer wichtiger Bestandteil des Modellierungsframeworks ist das Simulationsmodell zur Abbildung thermischer Heizlastprofile für EFHs. Nachdem über das Modell MOHEMA bereits der elektrische Lastgang und der Lastgang für das Trinkwarmwasser erzeugt wurde, fehlt aus energietechnischer Sicht noch der thermische Heizlastgang. Diesen liefert die hier vorgestellte Gebäudesimulation aufbauend u.a. auf den Ergebnissen aus MOHEMA.

#### **Funktionsweise der Gebäudesimulation**

Kern dieses Simulationsmodells ist eine Gebäudesimulation (s. Abbildung 4-4), die im kommerziellen Simulationsprogramm SimulationX umgesetzt ist, welches auf Modica-Basis läuft und das als White Box Modell die physikalischen Zusammenhänge genau abbilden kann. Somit können die verschiedenen Typgebäude entsprechend detailliert parametrisiert werden. Das Modell bildet dabei neben dem Gebäude selbst auch die Heizungsanlage mit Heizungsregelung ab.

Das transiente Gebäudemodell simuliert verschiedene Einflüsse auf die Innentemperatur in einem Gebäude und bildet damit das dynamische, nichtlineare Temperaturverhalten und die Wärmeübertragungsprozesse ab. Dabei ist es als 1-Zonen-Modell implementiert, d.h. der Wohnbereich des Gebäudes wird vereinfacht als ein einziger

Raum abstrahiert. Die Berechnung der Heizlast ( $Q_{HWB}$ ) setzt sich dabei aus verschiedenen wärmerlevanten Komponenten zusammen (siehe Formel 4.1). Liegt die Außentemperatur unter der Raumtemperatur wird ein Bedarf an Heizwärme erzeugt. Dieser wird durch die Transmissionswärmeübertragung durch Wände, Fenster und andere Begrenzungsflächen ( $Q_{Trans}$ ), Wärmebrückenverluste ( $Q_{HB}$ ) und Lüftungsverluste ( $Q_{Vent}$ ) hervorgerufen. Letztere bilden den Luftaustritt zwischen Zone und Umgebung über die Gebäudegrenzen durch Belüftung (z.B. Fensteröffnung) in Form einer Luftwechselrate ab, um angemessene Werte für  $CO_2$ -Gehalt und Luftfeuchtigkeit in der Zone zu gewährleisten. Den Verlusten gegenüber stehen die Wärmegewinne. Diese setzen sich zusammen aus Wärmeeinträgen durch die Heizung ( $Q_{HT}$ ), Absorption der solaren Einstrahlung durch v.a. Fenster ( $Q_{sol}$ ) und interne Wärmequellen. Letztere umfassen Wärmeerträge durch Körperwärme von anwesenden Personen ( $Q_{pers}$ ), Stromverbrauch ( $Q_{el}$ ) sowie interne Wärmespeicher ( $Q_{int}$ ) in Form von Luft und thermischen Massen, wie z.B. Wänden. Somit ist eine sehr genaue Berechnung des Heizenergiebedarfs und der damit verbundenen thermischen Trägheit des Gebäudes möglich. Weiterführende Informationen zur modellhaften Abbildung des Gebäudes in SimulationX sind [175] zu entnehmen.

$$Q_{HWB} = Q_{Trans} + Q_{HB} + Q_{Vent} + Q_{HT} + Q_{sol} + Q_{el} + Q_{pers} + Q_{int} \quad (4.1)$$

### Heizungsregelung

Das Heizungssystem ist als Fußbodenheizung implementiert und dient dem Zweck der Einhaltung der Komfortbedingungen hinsichtlich der Mindestinnenraumtemperatur. Da es an dieser Stelle nur um die Berechnung der Heizlast geht, wird kein konkreter Wärmeerzeuger abgebildet, sondern eine unerschöpfliche Wärmequelle. Zur Heizungsregelung wird ein PID-Regler mit Hysterese eingesetzt, dessen Regelgröße die Zonentemperatur ( $T_{Zone}$ ) ist. Die Führungsgröße stellt die Innenraumsolltemperatur ( $T_{soll}$ ) dar, die mit  $20^\circ C$  innerhalb des von [176] empfohlenen Wohlfühlbereichs von  $18-21^\circ C$  liegt. Die Hysterese dient dazu, ein häufiges Takten der Regelung zu vermeiden. Die Entscheidungsgrundlage dazu liefert die Regelabweichung  $\Delta T = T_{soll} - T_{Zone}$  und der aktuelle bzw. bisherige Status der Heizung (Heizung an oder aus). Formel 4.2 gibt die Logik der Hysterese an. Dabei geben  $\Delta T_{low}$  und  $\Delta T_{high}$  die untere bzw. obere Grenze der Regelabweichung an. Auf diese Weise wird erreicht, dass die Heizung erst einsetzt, sobald die Zonentemperatur unter die Mindestinnenraumtemperatur ( $T_{min}$ ) gefallen ist, bzw. erst aussetzt, wenn die Zonentemperatur den Wert  $T_{Zone} + \Delta T_{high}$  überschritten hat. Dieses Verhalten wird auch in Abbildung 4-3 nochmals dargestellt.

$$\begin{aligned} \text{Wenn Status} == \text{Heizung an} \ \& \ \Delta T \leq \Delta T_{low}, \text{ dann Status} = \text{Heizung aus} \\ \text{Wenn Status} == \text{Heizung aus} \ \& \ \Delta T \geq \Delta T_{high}, \text{ dann Status} = \text{Heizung an} \end{aligned} \quad (4.2)$$



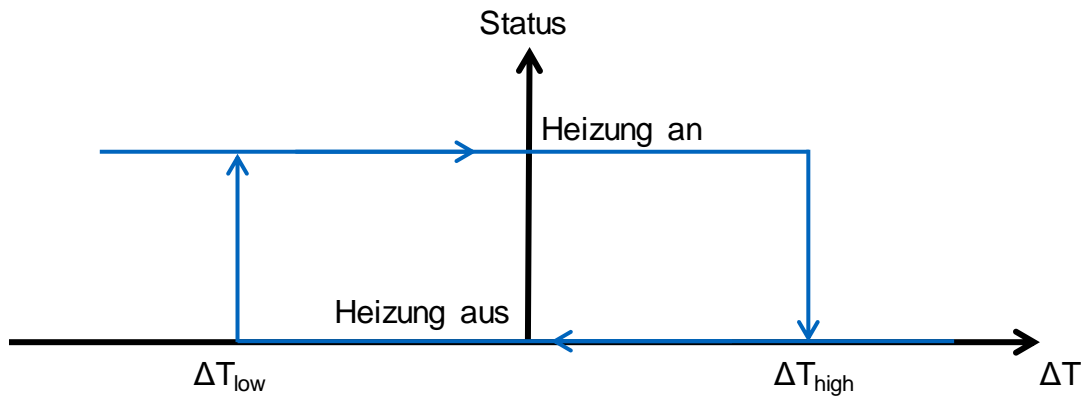


Abbildung 4-3: Hysterese zur Heizungsregelung

Die Stellgröße der Regelung ist der Volumenstrom im Heizkreis. Dazu wird der Ausgang des PID-Reglers ( $T_{PID,out}$ ) mit Hilfe der spezifischen Wärmekapazität sowie Dichte von Wasser ( $c_p$  und  $\rho$ ), der maximalen Heizleistung ( $Q_{HeatMax}$ ) des Heizungssystems, der Regelabweichung und der Spannbreite der Hysterese ( $\Delta T_{high} - \Delta T_{low}$ ) von einer Temperatur in einen Volumenstrom ( $\dot{V}$ ) umgerechnet (siehe Formel 4.3).

$$\dot{V} = \frac{Q_{HeatMax}}{c_p \cdot \rho \cdot \Delta T \cdot (\Delta T_{high} - \Delta T_{low})} \cdot T_{PID,out} \quad (4.3)$$

Die Zahlenwerte aller eingesetzten Regelparameter finden sich in Tabelle B-2 im Anhang.

### Eingangsdaten und Ergebnisse der Gebäudesimulation

Die für dieses Simulationsmodell nötigen Eingangsdaten setzen sich aus Zeitreihen und einer großen Anzahl einzelner Parameter zusammen (s. Abbildung 4-4). Die einzelnen EFH-Typgebäude werden in Kapitel 2.2 vorgestellt, erläutert und eingeteilt, sodass sieben ausgewählte Typgebäude resultieren, die in dieser Arbeit untersucht und als Input bei der Gebäudesimulation berücksichtigt werden. Für jedes Typgebäude werden in der TABULA-Gebäudedatenbank [70] die konkreten bauphysikalischen Parameter in einem jeweils eigenen Datensatz angegeben. Diese werden im vorliegenden Simulationsmodell zur Parametrierung der Gebäude verwendet. Dazu zählen geometrische Daten, Wärmeübertragungsfaktoren (U-Wert) und Materialkonstanten (Wärmekapazität und Dichte) für alle Grenzflächen wie Wände, Fenster, Türen und Dächer. Als Wetterzeitreihen werden wiederum dieselben Messdaten wie im gesamten Framework verwendet. Diese haben zusammen mit dem Standort der simulierten Häuser Einfluss auf die solaren Wärmegewinne und die Transmissionswärmeverluste über die Gebäudeoberfläche. Der Wärmeeintrag durch elektrische Geräte ergibt sich aus dem elektrischen Lastgang aus dem Modell MOHEMA, der sich hier aus der Grundlast und den Leistungswerten der DSM-Geräte sowie der Beleuchtung zusammensetzt. Allerdings geht die elektrische Leistung nur mit einem mittleren thermischen

Wirkungsgrad von 10 % in den Wärmeeintrag ein, der sich zu gleichen Teilen aus strahlender und konvektiver Wärmeabgabe ergibt. [22] Die Wärmeabgabe durch Personen wird mit 62,5 W pro anwesender Person berechnet. Dieser Wert bildet einen Mittelwert zwischen aktiver (stehend/leichte Tätigkeit) und passiver Anwesenheit ab. [22] Die Personenbelegung wird für jeden Haushalt als Zeitreihe aus MOHEMA übernommen. Für alle Zeitreihen, die aus MOHEMA bezogen werden, wird hier auf Kapitel 4.2.2 verwiesen.

Der Programmablauf der Gebäudesimulation wird über ein Skript in MATLAB gesteuert. Dieses nutzt die COM-Schnittstelle zu SimulationX 3.8, um die für jedes Typgebäude spezifischen Parameter und die benötigten Zeitreihen aus MOHEMA automatisiert im Gebäudemodell einzustellen bzw. einzufügen und Ergebnisse (Temperatur- und Heizlastverlauf) der Gebäudesimulation auszulesen und entsprechend abzuspeichern. Aufgrund der sieben definierten Typgebäude und der 1.020 Haushaltsprofile ergeben sich für das verwendete Wetterjahr und den Standort Stuttgart 7.140 Gebäude-Haushalt-Kombinationen. Für jede dieser Zusammensetzungen wird die Jahreszeitreihe der Heizlast basierend auf den stochastisch erzeugten Eingangszeitreihen berechnet.

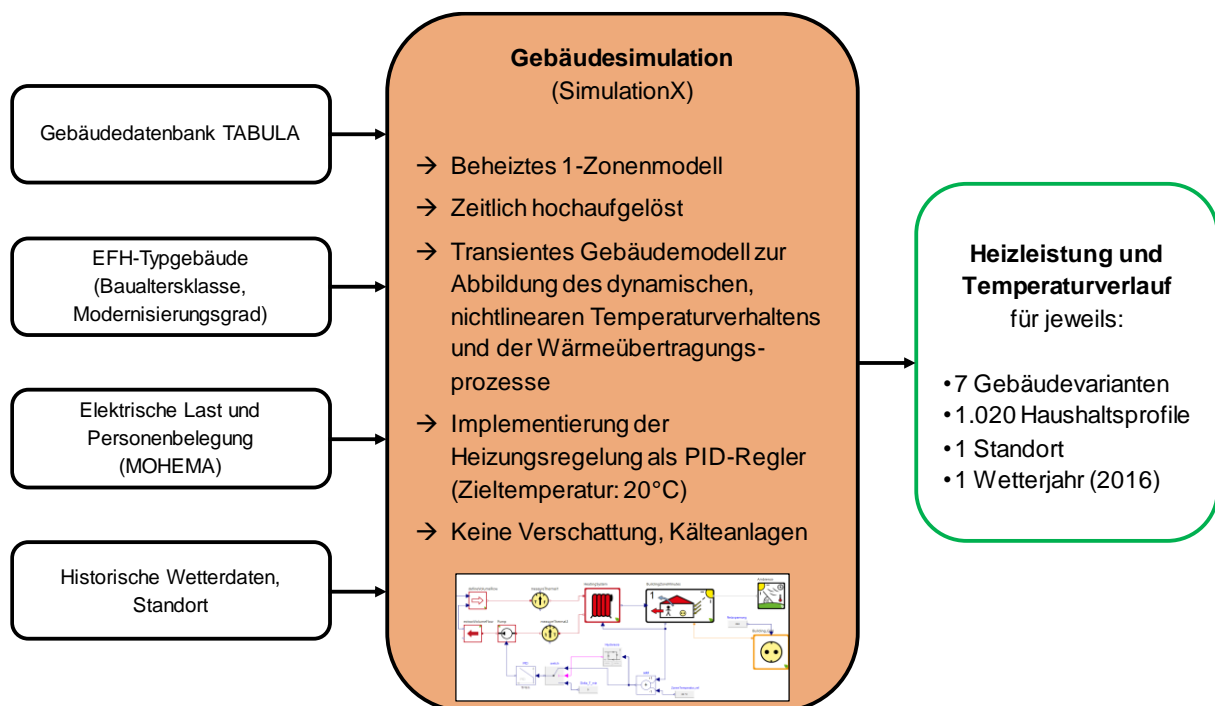


Abbildung 4-4: Simulationsmodell zur Abbildung thermischer Heizlastprofile für EFHs – Eingangsdaten, Modell und Ergebnisse

### Fazit zur Gebäudesimulation bzgl. der Anforderungen an die Modellierung

Die Einteilung der Typgebäude nach Kapitel 2.2 erfolgt ebenfalls mit Hilfe des hier beschriebenen Vorgehens. Allerdings besteht folgender Unterschied: Die Zeitreihen

für Personenbelegung und elektrische Last werden zu Null gesetzt, d.h. der dort ausgewiesene Heizwärmebedarf wird ohne Bewohner und elektrische Geräte berechnet.

#### **4.2.4 Simulationsmodell zur Erstellung repräsentativer Siedlungskompositionen**

Da im Zuge dieser Arbeit der Mehrwert der Energiemanagementkonzepte SMG und EO analysiert werden soll, ist es notwendig, eine möglichst große Anzahl statistisch belastbarer Siedlungen zu simulieren bzw. optimieren. [66] Dazu werden synthetische Siedlungen erstellt, die konkret nach den gewünschten Kennzahlen modelliert werden können. In der vorliegenden Arbeit betrifft dies die Zuordnung von Haushaltstypen (s. 2.3) und Typgebäudedaten (s. 2.2) sowie Anlagentechnik und Fahrzeugtypen (s. 2.4) auf jedes Haus der jeweiligen Siedlung. Basierend darauf können die in den Kapiteln 4.2.1 bis 4.2.3 definierten bzw. durch Simulationsmodelle erstellten Eingangszeitreihen in der Optimierung entsprechend zugeordnet werden.

Im Folgenden wird die methodische Umsetzung der Siedlungskomposition erläutert (s. Abbildung 4-5). Die verwendeten Häufigkeitsverteilungen finden sich in Tabelle B-2 im Anhang. Die Siedlungskomposition kann dabei entweder nach den heute gültigen Häufigkeitsverteilungen aber auch nach den für 2030 prognostizierten Verteilungen vorgenommen werden.

##### **Zuordnung der Haushaltscluster**

Für die Einteilung der Haushaltscluster werden zunächst gleichverteilte Zufallszahlen für jeden Haushalt eines Clusters erzeugt. Danach werden die Haushalte ihrer Zufallszahl entsprechend als Tabelle sortiert. Diese Tabelle wird dann nach der gewünschten Siedlungsgröße (entspricht der Anzahl der Häuser) abgeschnitten. Somit resultieren die Haushalte für ein Siedlungssample. Darüber hinaus können nicht nur Siedlungen mit Haushalten eines konkreten Haushaltsclusters (z.B. HH1) erstellt werden, sondern auch mit Haushalten nach einer statistisch repräsentativen Verteilung an Haushaltsgrößen („HHmix“). Die Methode ist dabei dieselbe. Der Unterschied ist an dieser Stelle, dass allen Haushalten aus den Haushaltsclustern HH1 bis HH5 eine Zufallszahl zugewiesen wird. Auf Basis der Siedlungsgröße und der Verteilung (nach deutschem Durchschnitt) der Haushaltsgrößen nach Personenanzahl, wird der jeweiligen Siedlung die entsprechende Anzahl an 1-, 2-, 3- und 4-Personen-Haushalten zugewiesen. Beispielsweise sind alle 2-Personen-Haushalte der Siedlung dabei zufällig aus der Menge aller zur Verfügung stehender 2-Personen-Haushalte ausgewählt.

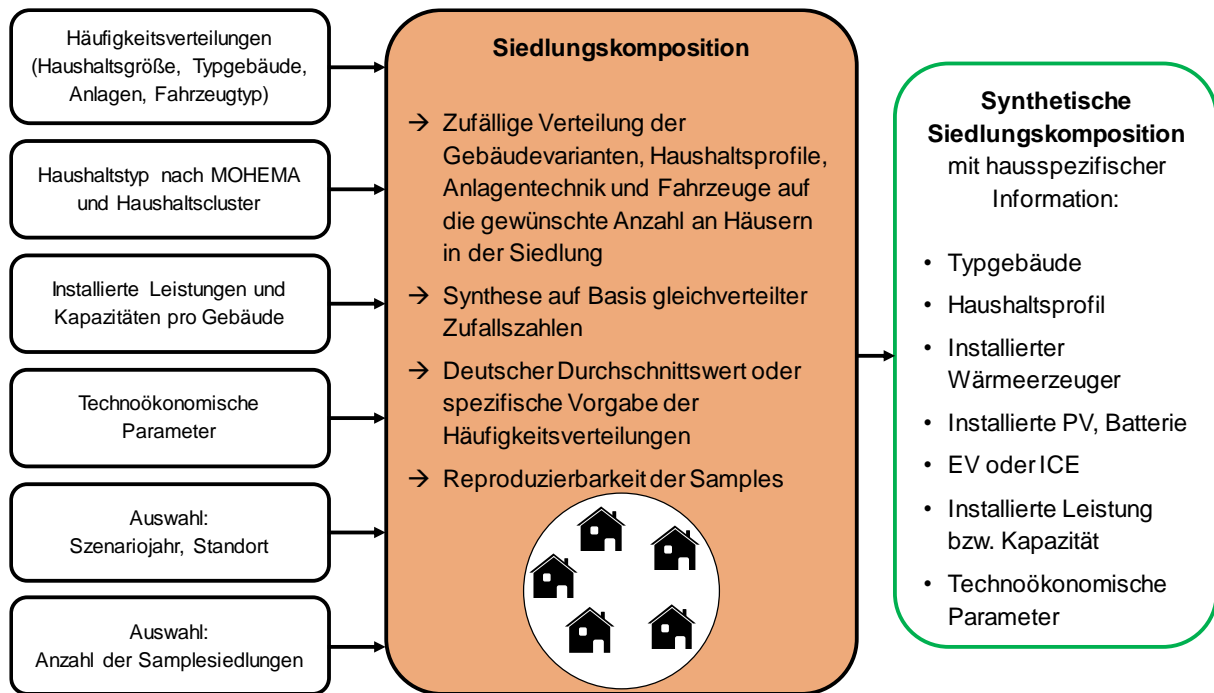


Abbildung 4-5: Simulationsmodell zur Erstellung repräsentativer und synthetischer Siedlungskompositionen: Eingangsdaten, Modell und Ergebnisse

### Zuordnung der Typgebäude

Die Typgebäude werden nach demselben Zufallsalgorithmus, aber unabhängig von der Haushaltszuweisung, auf Häuser verteilt. Die Entscheidungsgrundlage dazu basiert auf der für Deutschland durchschnittlichen Verteilung der Typgebäude und der Anzahl der Häuser pro Siedlung. Daraus ergibt sich die jeweilige Anzahl der Typgebäude  $G_1, G_2, \dots$  pro Siedlung. Die Positionen der Typgebäude hinsichtlich der Siedlungshäuser ist für jede Siedlungsgröße zufällig verteilt.

### Zuordnung der Wärmeerzeuger

Das Vorgehen bei der Zuordnung von Wärmeerzeugern entspricht der Zuordnung der Typgebäude. Einziger Unterschied ist, dass hier die Häufigkeitsverteilung (s. Abbildung 2-4) der Wärmeerzeuger als Datengrundlage dient. Außerdem ergeben sich hier mehrere Möglichkeiten von Häufigkeitsverteilungen: Neben der durchschnittlichen Verteilung der Wärmepumpe („WPmix“), was der durchschnittlichen Häufigkeitsverteilung aller Heiztechnologien entspricht, werden auch andere, vorgegebene Häufigkeitsverteilungen angewendet, die den Ausstattungsgrad der Siedlung mit Wärmepumpen betreffen. Dementsprechend sind neben WPmix auch WP0, WP25, ..., WP100 möglich, wobei die Zahl hinter „WP“ angibt, wieviel Prozent der Beheizungsstruktur der EFHs eine Wärmepumpe als Wärmeerzeuger darstellen. WP50 heißt also, dass die Hälfte der Wärmeerzeuger Wärmepumpen sind, die restlichen 50 % teilen sich nach der durchschnittlichen Häufigkeitsverteilung auf die anderen Heiztechnologien auf.

## Zuordnung elektrischer Anlagentechnik

Das Vorgehen hinsichtlich der elektrischen Anlagentechnik sowie der Fahrzeuge orientiert sich stark an dem der Wärmeerzeuger. Verteilungen nach deutschem Durchschnitt („Mix“) aber auch in vorgegebenen 25 %-Stufen sind möglich. Diese sind jeweils für PV, Batterie und EV auswählbar. Bei PV wird dabei unterschieden, ob eine PV-Anlage vorhanden ist oder nicht. Batterien werden ebenso gehandhabt, außer dass Häusern nur dann eine Batterie zugewiesen wird, wenn auch eine PV-Anlage vorhanden ist. Damit richtet sich die Anzahl der Batterien nach der Anzahl der PV-Anlagen. Bei den Fahrzeugen lautet die Unterscheidung EV oder ICE. Dabei orientiert sich die Zuordnung von EVs ebenfalls an den PV-Anlagen. Hier wird angenommen, dass 70 % der EVs in Haushalten mit PV-Anlage verortet sind. Die Einstellung *PVmix*, *Batt0*, *EV50* bedeutet beispielsweise, dass die Siedlung eine für Deutschland durchschnittliche Anzahl an PV-Anlagen aber keine Batterien aufweist, wobei jeder zweite Haushalt ein EV, die andere Hälfte ein ICE besitzt, wobei 70 % der EVs Haushalten mit PV-Anlagen zugeordnet sind.

## Synthese mehrerer zufallsbasierter Samplesiedlungen

Die dargelegte Methodik zur Siedlungskomposition beschreibt die Erstellung einer Samplesiedlung. Eine Samplesiedlung stellt dabei die zufallsbasierte Zuordnung von Haushalten, Typgebäuden, Anlagen und Fahrzeugen zu den in der Siedlung existierenden Häusern dar. Nach Vorgabe einer konkreten Anzahl an Samplesiedlungen können mehrere zufallsbasierte Samplesiedlungen erzeugt werden, die auf Basis der gewählten Häufigkeitsverteilung alle dieselbe Anzahl an Häusern, vorhandenen Haushaltstypen, Typgebäuden, installierten Anlagen und Fahrzeugtypen aufweisen. Diese Samplesiedlungen unterscheiden sich allerdings folgendermaßen: Die Auswahl der Haushalte zur Zuordnung auf die Häuser der Siedlung erfolgt innerhalb der vorgegebenen Haushaltscluster zufallsbasiert aus den insgesamt verfügbaren 1.020 Haushalten. Das bedeutet, dass z.B. für eine 8-Häuser-Siedlung Samplesiedlung Nummer 5 komplett andere Haushalte haben kann als Sample Nr. 6. Außerdem unterscheidet sich in jeder Samplesiedlung die Position (pro Haus) der konkreten Haushalte, Typgebäude und Anlagen. Das heißt, dass in einer Siedlung mit z.B. 6 Häusern in Sample Nr. 5 die Häuser 1, 2 und 6 über eine PV-Anlage verfügen, während dies in Sample Nr. 6 die Häuser 1, 3 und 5 sein können.

Insgesamt resultiert folgende Anzahl an möglichen, verschiedenen Siedlungskompositionen:  $\text{Samplezahl} \times \text{Anzahl an Siedlungsgrößen} \times 6 \text{ Wärmeerzeugerkombinationen (WPmix, WP0, \dots, WP100)} \times 216 \text{ Kombinationen elektrischer Anlagentechnik inkl. Fahrzeuge (PVMix, \dots, PV100} \times \text{Battmix, \dots, Batt100} \times \text{EVMix, \dots, EV100)}$ . Für beispielsweise 60 Samples und Siedlungsgrößen bis 45 Häusern ergibt dies knapp 3,5 Mio.

Haushalts-Gebäude-Anlagen-Kombinationen verschiedener synthetischer Siedlungskompositionen. Die Anzahl der Samples kann frei gewählt werden. In Kapitel 5.2.1 wird eine für diese Arbeit sinnvolle Samplezahl definiert.

### **Reproduzierbarkeit der Samplesiedlungen**

Um die Reproduzierbarkeit der verschiedenen Siedlungskompositionen zu gewährleisten, wird dieses Modul des Modellierungsframeworks einmalig für alle Kombinationen ausgeführt und die Ergebnisse (Siedlungskompositionen) abgespeichert. Somit kann sichergestellt werden, dass die Ergebnisse der Modellierung auch bei mehrfacher Wiederholung gleich bleiben.

### **Zuweisung technoökonomischer Parameter und Zeitreihen**

Zur Vervollständigung der Siedlungskomposition werden über die Frage der Verteilung und Zuordnung hinaus die technoökonomischen Parameter und Zeitreihen zugewiesen. Die Leistung bzw. Kapazität der Anlagen ist frei wählbar. Diese ist für alle PV-Anlagen der Siedlung dieselbe, um die Zusammenhänge zwischen Siedlungssetup und den Ergebnissen nicht zu sehr zu verkomplizieren und klare Rückschlüsse auf Fragestellungen zuzulassen. Somit weisen z.B. alle PV-Anlagen dieselbe Peakleistung von 6 kWp oder einem anderen Leistungswert auf. Die sonstigen technoökonomischen Parameter können pro Technologie frei gewählt werden. Die Standardeinstellungen in dieser Arbeit stellen die Simulationsparameter in Tabelle B-2 dar. Für Sensitivitätsanalysen in Kapitel 5 werden einzelne, angegebene Parameter variiert, die restlichen Parameter orientieren sich an den Standardwerten. Alle haushalts- bzw. gebäudespezifischen Zeitreihen können im Optimierungsmodell anhand der Siedlungskomposition den Häusern entsprechend zugeordnet werden.

### **4.2.5 Optimierungsmodell URBS-SMG**

Im Gegensatz zu simulierenden Modellen, die das Verhalten eines Systems unter gewissen Bedingungen extrapolieren bzw. voraussagen, werden in einem optimierenden Modell innerhalb eines gegebenen Entscheidungsraums mehrere Entscheidungsvariablen berechnet, die eine Zielfunktion, die Restriktionen unterliegt, minimieren oder maximieren. Ein wichtiger Unterschied ist, dass die Simulation die Entscheidungsfindung durch die Bewertung vordefinierter Optionen unterstützt, während Optimierungsmodelle nach der optimalen Strategie für den Systembetrieb suchen. [177]

Dabei gibt es verschiedene Optimierungsmethoden, wie z.B. lineare Optimierung (LP), gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung (MILP), nichtlineare Optimierung (MINLP), dynamische Programmierung (DP) oder auch evolutionäre Berechnungsalgorithmen. In dieser Arbeit liegt der Fokus auf der linearen Optimierung.

Optimierungsprobleme der linearen Optimierung stellen eine Unterklasse von konvexen Optimierungsproblemen dar, deren Zielfunktion und alle Restriktionen linear formuliert sind. Wie bei allen konvexen Optimierungsproblemen ist ein lokales Minimum der Zielfunktionen gleichbedeutend mit einem globalen Minimum. Die kanonische Form zur mathematischen Beschreibung eines linearen Optimierungsproblems liefert Formel 4.4:

$$\begin{aligned} \max_{x \in \mathbb{R}^N} z &= c^T x \\ \text{s. t. } Ax &\leq b \\ x &\geq 0 \end{aligned} \tag{4.4}$$

Darin soll die Zielgröße  $z$  maximiert (bzw. minimiert) werden, wobei der Vektor  $x$  die Optimierungsvariable, die Matrix  $A$  und die Vektoren  $b$  sowie  $c$  Problemparameter sind, die die Ziel- und Randfunktionen festlegen. Die beiden Ungleichungen definieren die Restriktionen. Diese bilden aus geometrischer Sicht Eckpunkte innerhalb des Lösungsraums  $\mathbb{R}^N$ , auf denen die optimale Lösung des linearen Problems liegt. Der Simplex-Algorithmus stellt dabei die am häufigsten verwendete Methode zur Lösung von LPs dar, der bei seiner Lösungsfindung die Knoten an den Grenzen des Lösungsraums durchläuft. Mit Hilfe linearer Optimierung können sehr große Optimierungsprobleme leicht und optimal gelöst werden. Der größte Nachteil von LP ist, dass das Verhalten vieler realer Systeme nur annähernd dargestellt werden kann, da alle Variablen aus dem Zahlenbereich der reellen Zahlen stammen und alle Einschränkungen und die Zielfunktion linear sein müssen. [172, 178]

Ein detaillierter Einblick in die Theorie und Praxis der linearen Optimierung ist in [179–181] gegeben.

Nachdem die Vorgehensweisen, die für das Optimierungsmodell nötigen Eingangsparameter und -zeitreihen zur Verfügung zu stellen, in den Kapiteln 4.2.1 bis 4.2.4 dargelegt wurden, wird in den folgenden Kapiteln das Modell URBS-SMG vorgestellt. Dabei wird auf Modellumgebung, Gleichungssystem und Systemkonfiguration eingegangen.

#### 4.2.5.1 Modellumgebung von URBS-SMG

In den letzten Jahren wurden viele verschiedene Energiesystemmodelle entwickelt, um die zahlreichen Problemstellungen im Zusammenhang mit Energie- und Stromsystemen zu analysieren. In [182] wird dahingehend eine Übersicht erstellt, anhand derer die unterschiedlichen Modelle miteinander verglichen werden können. Dabei gibt es Optimierungsmodelle (z.B. MESSAGE), die mit zeitlichen Auflösungen von Jahren, langen Modellhorizonten von mehreren Jahrzehnten und einer geografischen Abdeckung mehrerer Länder bzw. Weltregionen arbeiten und somit große Zusammenhänge

abbilden können. Am anderen Ende dieser Skalen befinden sich z.B. Simulationsmodelle wie DigSILENT, das mit Auflösungen im Bereich von Sekunden und Einzelanlagen elektrische Netze berechnen kann. Um den Untersuchungsgegenstand adäquat analysieren und die in Kapitel 4.1 formulierten Anforderungen erfüllen zu können, wird in dieser Arbeit auf das Optimierungsmodell URBS<sup>16</sup> („Urban Research Toolbox: Energy Systems“) zurückgegriffen. URBS ist ein mathematisches, lineares Optimierungsmodell für die Einsatz- und Ausbauplanung verteilter Energiesysteme. Dieses Energiesystemmodell lässt eine Optimierung auf jährlicher Basis zu und erlaubt es aufgrund seines Bottom-Up-Ansatzes, einzelne Technologien (konventionelle und erneuerbare Energieerzeuger und Energieträger sowie Speicher) konkret darzustellen. Die räumliche und zeitliche Auflösung kann direkt bzw. nach kleineren Anpassungen (s. Kapitel 4.2.5.2) dem Untersuchungsgegenstand entsprechend eingestellt werden. Auch das Stromnetz ist für die hier erforderlichen Analysen als Netto-Transferkapazität ausreichend genau repräsentiert. Außerdem bietet URBS als etabliertes und häufig verwendetes Modell den weiteren wichtigen Vorteil eines validierten und regelmäßig gewarteten Modells. Da das Modell öffentlich frei zugänglich ist, werden zudem Transparenz und Glaubwürdigkeit gewahrt. [182]

### **Historie des Optimierungsmodells URBS**

Das Optimierungsmodell URBS wurde 2004 zur Analyse des städtischen Energiesystems von Augsburg entwickelt. [183] Ein Teil der Toolbox ist ein energietechnisches Werkzeug, bei dem auf Basis der linearen Optimierung der Gesamtsystemkosten der kostenoptimale Technologiemix für ein urbanes Energiesystem ermittelt wird. Daraus ging der URBS-Energiesystemmodellgenerator hervor, mit dem die Auswirkungen eines hohen Anteils erneuerbarer Energien in Energiesystemen analysiert werden können. 2005 untersuchte [184] damit das deutsche Stromnetz hinsichtlich Netzausbaubedarf für die Windenergieintegration, 2006 zeigte [185], dass die in URBS durchgeführte vereinfachte Simulation des Leistungsflusses nicht im Widerspruch zu den Ergebnissen aus detaillierteren Netzsimulationen steht. Im Zuge von [186] hat Johannes Dorfner die Pflege und Instandhaltung des Modells übernommen und die Modellumgebung von URBS auf eine Softwarebasis um die Programme Excel, MATLAB und GAMS gehoben, die auch in dieser Arbeit verwendet werden. In [187] wurde 2013 die Integration variabler, erneuerbarer Energien in das europäische Energiesystem mit Hilfe des Ausbaus von Übertragungsnetzen und der Kopplung der Energiesektoren Strom, Wärme und Wasserstoff untersucht. Eine URBS-Version, bei der die Kraftwerkseinsatzplanung detailliert simuliert wird, wurde 2013 von [188] entwickelt. In [189] wurde die Elektromobilität Fahrzeug-scharf implementiert. Auf Ebene einer Siedlung

---

<sup>16</sup> Der Name, lateinisch für Stadt, leitet sich von seinem Ursprung als Modell zur Optimierung urbaner Energiesysteme ab.



mit zehn Gebäuden wurde URBS in [26] auch bereits zur kooperativen Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. [178, 187]

Eine aktuelle Version von URBS ist unter [190] zu finden und in der Programmiersprache Python abgebildet, die die Verwendung einer kostenlosen Programmsoftware ermöglicht. In der hier vorliegenden Arbeit wird allerdings die Implementierung in MATLAB und GAMS genutzt, die zwar eine kommerzielle Softwarelösung darstellt, aber hinsichtlich der Rechenzeit insbesondere bei der Modellbildung sehr performant ist. Die Eingabe der einzelnen Modellparameter läuft in dieser Version über Excel, MATLAB fungiert als Programmmaster, der das Datenhandling und die Steuerung des Programmablaufs übernimmt. Die Software GAMS (General Algebraic Modeling System), die Solver und integrierte Entwicklungsumgebung in sich vereint, bildet mit der Formulierung der linearen Optimierung als Gleichungssystem den Kern des Modells.

### **Modellstruktur und -eigenschaften des Energiesystemmodells URBS**

Als Energiesystemmodell minimiert URBS die Gesamtkosten für die Bereitstellung von Energie in Form verschiedener *commodities* (z.B. Strom, Wärme, CO<sub>2</sub>) zur Bedarfsdeckung. Der Bedarf ist dabei ein Modellinput, der in Form mehrerer, fest vorgegebener Zeitreihen zur Verfügung gestellt wird. Alle Umwandlungseinheiten (z.B. Kohlekraftwerke) werden als sogenannte *processes*, alle Speicherformen (z.B. Batterien, H<sub>2</sub>-Speicher) als *storages* bezeichnet. EVs werden in *electromobility* kategorisiert. Außerdem werden mehrere Standorte, „Sites“, (z.B. Deutschland, Frankreich) sowie der Transport (*transmission*) von *commodities* zwischen den Standorten abgebildet. Die Lösung des Optimierungsproblems besteht aus der kostenoptimalen Nutzung der Ressourcen sowie Investitionen in den Anlagenausbau (installierte Kapazitäten) und der Einsatzplanung von Umwandlungseinheiten (Leistungsverläufe der Anlagen), Speichern (Speicherzustände) sowie Energieübertragung (Energieflüsse) für die verfügbaren Technologien zur Deckung eines bestimmten Energiebedarfs. Hinsichtlich der Kosten können Investitions-, Betriebs- und Brennstoffkosten dargestellt werden. Der Ressourceneinsatz wird hinsichtlich der entsprechenden *commodities* an den jeweiligen Standorten mit eingangs festgelegten Kosten beaufschlagt. Die Ressourcmenge kann auf eine maximale Stunden- oder Jahresmenge beschränkt werden. Die Kapazitäten der Prozesse und Speicher befinden sich an den vorgegebenen Standorten, Übertragungskapazitäten zwischen den Standorten. Zustandsvariablen der Prozesse und Speicher (z.B. Speicherfüllstände) werden für jeden Zeitschritt und Standort sowie jede Übertragungsleitung optimiert. Dies geschieht global und mit perfekter Voraussicht, d.h. der Solver kennt alle internen und externen Einflussgrößen über den gesamten Optimierungszeitraum zum Startzeitpunkt der Optimierung. Damit kann sichergestellt werden, dass für jede betrachtete Technologie die bestmögliche Betriebs-

strategie (Einsatzplanung) und Anlagenkapazität (Ausbauplanung) resultiert. Eine weiterführende und detaillierte Erläuterung des Modells und der Gleichungen findet sich in [178].

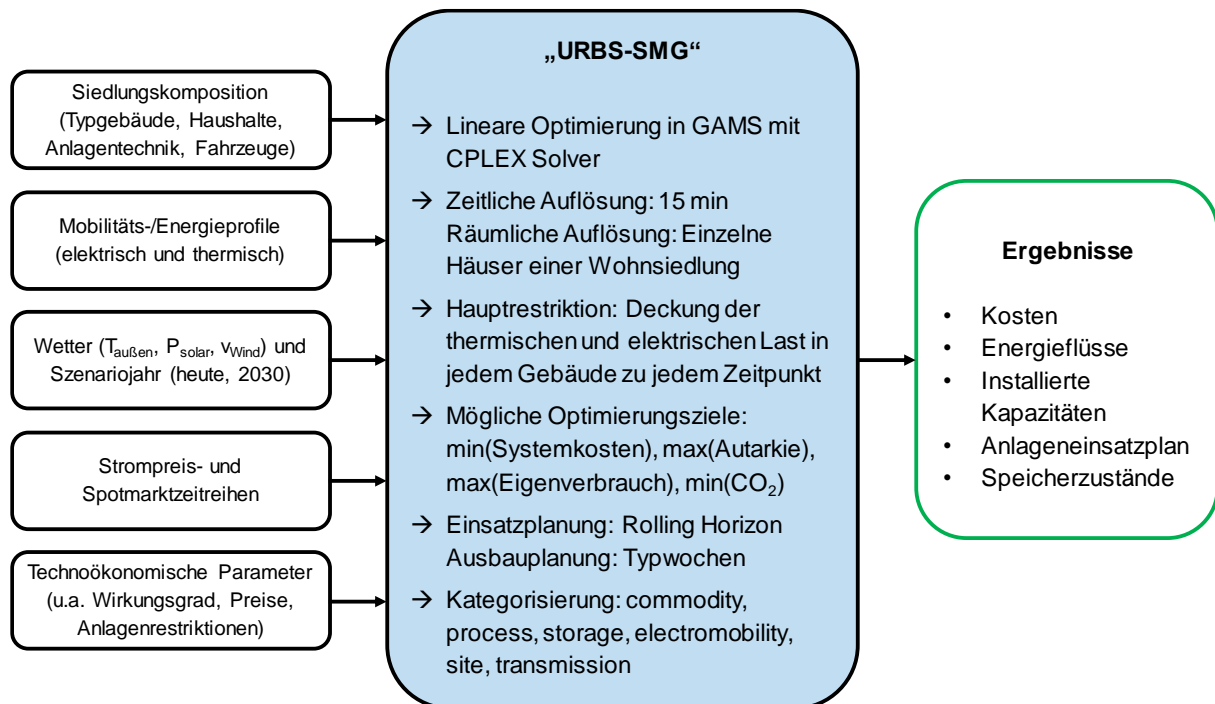


Abbildung 4-6: Optimierungsmodell URBS-SMG – Eingangsdaten, Modell und Ergebnisse

### Anpassung von URBS auf URBS-SMG

Um die in dieser Arbeit untersuchten Energiemanagementkonzepte entsprechend abbilden zu können, wird eine Anpassung von URBS auf URBS-SMG (URBS-Smart-Micro-Grid) vorgenommen (s. Abbildung 4-6). Dabei bleiben die oben dargelegten Modellgrundsätze gleich, d.h. URBS-SMG ist wie URBS eine lineare Optimierung zur Ausbau- und Einsatzplanung von Anlagen in GAMS mit einer Modellumgebung in MATLAB und Excel. Als Solver wird hier CPLEX verwendet, der auf dem Simplex Algorithmus basiert. Während URBS oft zur Modellierung großer Energiesysteme eingesetzt wird, bei dem beispielsweise Kraftwerke als Prozesse, Länder als Sites und das europäische Verbundnetz zur Energieübertragung modelliert werden, werden in URBS-SMG diese Modellkategorien für Wohnsiedlungen aus Einfamilienhäusern mit der in Kapitel 2.4 vorgestellten Anlagentechnik definiert. Die räumliche Auflösung stellt einzelne EFHs innerhalb des Bilanzraums einer Wohnsiedlung in einem Niederspannungsnetzgebiet dar, das an das übergeordnete Netz via Ortsnetztransformator angeschlossen ist. Die Deckung der thermischen und elektrischen Last in jedem Gebäude zu jedem Zeitpunkt beschreibt die Hauptrestriktion, die Einhaltung der technischen Limits der Anlagen und Übertragungsleitungen die weiteren Restriktionen. Die Kategorisierung in commodity, process, storage, electromobility, site und transmission der System- und Anlagenkonfiguration wird auf Wohnsiedlungsebene entsprechend

durchgeführt. Die zeitliche Auflösung wird gegenüber URBS dahingehend erweitert, dass auch höhere Auflösungen bis hin zu 1 min eingestellt werden können (s. Tabelle 4-3 in Kapitel 4.2.5.3). Für alle Optimierungsläufe dieser Arbeit wird eine zeitliche Auflösung von 15 min gewählt. Als mögliche Optimierungsziele können entweder die Minimierung der Systemkosten, die Maximierung des Autarkiegrades bzw. des Eigenverbrauchs oder auch die Minimierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewählt werden, wobei bei den Auswertungen in Kapitel 5 vorwiegend das Kostenoptimum im Mittelpunkt steht. In diesem Zusammenhang werden dem Modell zur Abbildung variabler Strompreise Kostenzeitreihen hinzugefügt (s. Tabelle 4-2 in Kapitel 4.2.5.3). Im Fall einer reinen Einsatzplanung wird der Optimierungsvorgang im Rolling-Horizon-Prinzip, bei einer Ausbauplanung mit Typwochen durchgeführt (s. Kapitel 4.2.5.4).

URBS-SMG ist in das in Abbildung 4-1 gezeigte Modellierungsframework eingebettet. Die Eingangsdaten sind in Abbildung 4-6 aufgelistet und setzen sich aus den Ergebnissen der Simulationsmodelle (Abbildung 4-2, Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5) und den Inputs des gesamten Modellierungsframeworks (Abbildung 4-1) zusammen. Die technoökonomischen Parameter umfassen dabei anlagenspezifische Werte, z.B. bzgl. Wirkungsgraden und Investitionskosten, aber auch Restriktionen, wie maximale Anlagengrößen pro Haus. Alle diese Werte sind in Tabelle B-2 dargelegt. Die Modelloutputs von URBS-SMG können ebenfalls Abbildung 4-6 entnommen werden.

#### 4.2.5.2 Modellstruktur von URBS-SMG

Die Kernaussage dieses Kapitels besteht darin, darzustellen, wie URBS zur Abbildung einer EFH-Siedlung auf das Energiesystemmodell URBS-SMG angepasst und konfiguriert wird. Dazu wird die Modellstruktur vorgestellt, die die darstellbaren Prozesse und Energieflüsse innerhalb der Häuser und der Siedlung umfasst. Die mathematische Formulierung des Gleichungssystems, das dieser Systemkonfiguration zugrunde liegt, wird im nächsten Kapitel (s. 4.2.5.3) vorgestellt.

Die grundsätzliche Modellstruktur von URBS-SMG stellt einzelne Einfamilienhäuser (*sites*) mit energietechnisch relevanten Prozessen innerhalb einer Siedlung dar. Abbildung 4-7 zeigt die Modellstruktur innerhalb einer *site*. Dabei sind alle abbildbaren Prozessoptionen und Energieversorgungsketten untereinander dargestellt. Die bestehende Infrastruktur in einem konkreten Beispielhaus entspricht nur einer Auswahl der in der Abbildung dargestellten Umwandlungsprozesse und Speichertechnologien. Das bedeutet, dass in keinem Haus beispielsweise gleichzeitig eine Wärmepumpe, Öl- und Gaskessel verbaut sind. Die Verfügbarkeit und die installierte Größe der Technologien an den jeweiligen Häusern wird durch den Algorithmus zur Siedlungskomposition in Kapitel 4.2.4 festgelegt.

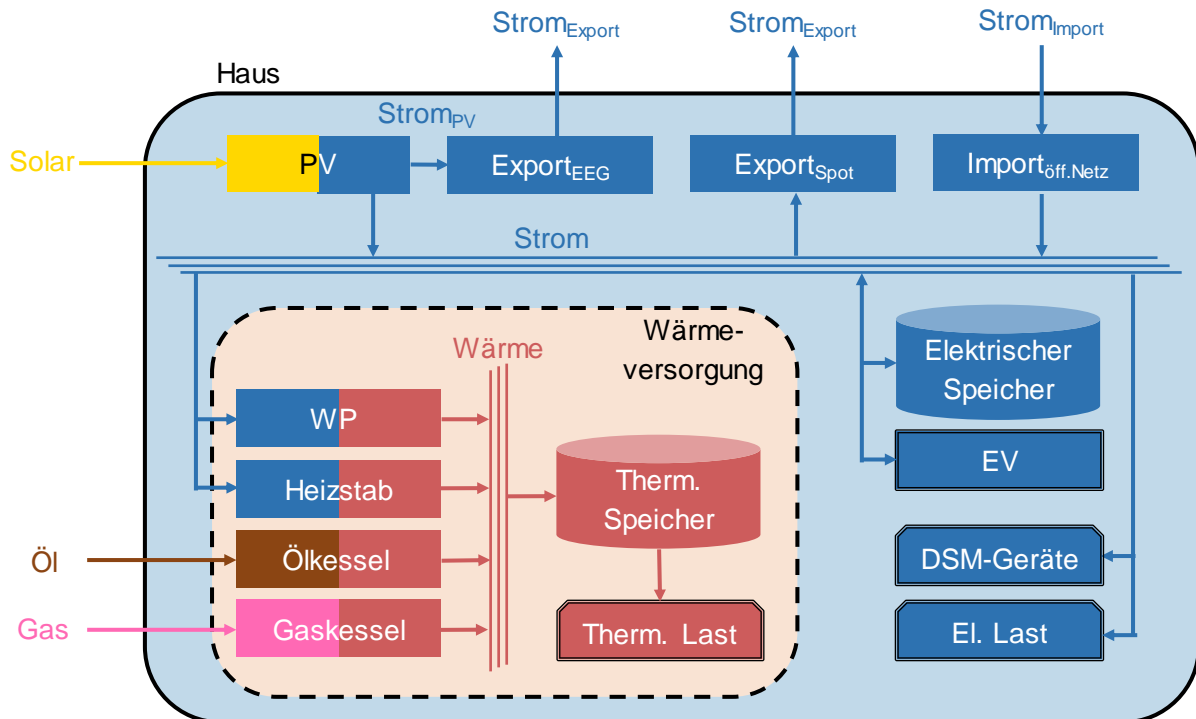


Abbildung 4-7: Optionale Prozesse, Speicher und Energieflüsse innerhalb eines Gebäudes

### Allgemeine Modellstruktur eines Haushalts in URBS-SMG

Abbildung 4-7 ist in einen blauen Bereich, der Strom-basierte Prozesse umfasst, und einen rosa Bereich unterteilt, der die Wärmeversorgung repräsentiert. Zylinderformen stellen Speicher, Kästen ohne Umrandung (z.B. PV, WP, Import<sub>öff.Netz</sub>) *processes* dar. Dabei bedeutet ein zweifarbiger Kasten, dass ein Prozess einen Energieträger (*commodity*) in einen anderen Energieträger umwandelt. Beispielsweise wird durch die Wärmepumpe Strom in Wärme gewandelt, was damit gleichzeitig die Schnittstelle bzw. Sektorkopplung zwischen diesen beiden *commodities* abbildet. Für Umwandlungen zwischen den verschiedenen Strom-*commodities* (z.B. „Strom“, „Strom<sub>Export</sub>“) gilt dies nicht, da diese aufgrund der Tatsache, dass es sich physikalisch um ein und denselben Energieträger handelt, jeweils in derselben Farbe gehalten sind. Rechtecke mit Umrandung und abgeschrägten Ecken stehen für die unveränderliche, elektrische bzw. thermische Last. Eine Sonderform stellt das EV dar, das einerseits als zeitlich verschiebbare elektrische Last hinsichtlich Fahrzeugladung und Fahrverbrauch, andererseits im Falle von bidirektionalem Laden (V2G) als zeitlich begrenzt verfügbarer, elektrischer Speicher interpretiert werden kann. Auch die DSM-Geräte sind gewissermaßen ein Sonderfall. Sie stellen ebenfalls theoretisch eine zeitlich verschiebbare elektrische Last dar, was sie von der festen, elektrischen Last unterscheidet. Allerdings werden in dieser Arbeit, wie in Kapitel 3.1.3 erläutert, die DSM-Geräte aufgrund ihres geringen DSM-Potentials als fix vorgegebene Last behandelt. Jeder Prozess bzw. Speicher stellt eine Technologie anhand ihrer wichtigsten technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften dar. Die Pfeile geben an, in welche Richtung die entsprechende

*commodity* fließt. Aus Darstellungsgründen werden Punkte, an denen Energieflüsse derselben *commodity* zusammentreffen schematisch als Sammelschiene (bei Strom, Wärme) eingezeichnet.

Das abgebildete Haus wird nicht autark betrieben, sondern mit der *commodity* „Strom<sub>Import</sub>“ (über „Import<sub>öff.Netz</sub>“), Öl oder Gas von außen versorgt. Dabei kann Strom, der als „Strom<sub>Export</sub>“ (*commodity*) bezeichnet wird, aus Gründen dezentraler Übererzeugung oder zur Vergütung bzw. Vermarktung auch an das übergeordnete System abgegeben werden („Export<sub>EEG/Spot</sub>“). Hierbei ist anzumerken, dass der Prozess „Export<sub>EEG</sub>“ nur Strom („Strom<sub>PV</sub>“) verwenden darf, der direkt aus der PV-Anlage kommt, und diesen Strom als „Strom<sub>Export</sub>“ wieder abgibt. Damit wird die Tatsache abgebildet, dass die EEG-Vergütung nur auf PV-Strom und nicht auf eventuell im elektrischen Speicher zwischengespeicherten Strom aus dem öffentlichen Netz gezahlt wird (s. Kapitel 3.3).

Mit Hilfe der PV-Eigenerzeugung und der externen Energieversorgung müssen alle vorhandenen Lasten zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden. Ist ein Energiemanagementsystem vorhanden, kann dieses unter Einhaltung der technischen Anlagenrestriktionen und der genannten Prämisse der Lastdeckung den Einsatz der flexiblen Prozesse und Speicher so planen, dass ein vorgegebenes Optimierungsziel (z.B. Kostenminimierung) verfolgt wird. Ein EMS erhöht somit den Nutzen der installierten Technologien gegenüber einem nicht-optimierten energietechnischen Betriebsablauf (Referenzfall REF). Flexibilität ist dabei im elektrischen Speicher, der Ladung des Elektrofahrzeugs und dem Betrieb der elektrischen Wärmeerzeuger zu finden, die über einen thermischen Speicher entkoppelt von der Deckung der Wärmelast betrieben werden können. Öl- oder Gaskessel fügen dem System z.B. keine Flexibilität hinzu, da diese nicht an das Stromsystem angebunden sind.

### **Modellstruktur der Wärmeversorgung**

Abbildung 4-8 schlüsselt die Wärmeversorgung in einem Gebäude noch genauer auf. Die thermische Last besteht aus drei Teilen: Heizlast und Trinkwarmwasser auf niedrigem sowie hohem Temperaturniveau (DHW<sub>Tlow</sub>, DHW<sub>Thigh</sub>). Da die Optimierung nur auf Basis von Leistungs- und Energiewerten arbeitet und damit bei thermischen Energien nicht zwischen den von der Last geforderten Temperaturen unterscheiden kann, wird der Trinkwarmwasserbedarf in zwei Teile unterschiedlicher Temperaturlevel aufgeteilt (siehe zu diesem modelhaften Vorgehen Kapitel 4.2.2). Die Deckung der Heizlast und DHW<sub>Tlow</sub> kann von allen Wärmeerzeugern und nur über den thermischen Speicher bewerkstelligt werden. DHW<sub>Thigh</sub> hingegen kann von allen Wärmeerzeugern außer der Wärmepumpe adressiert werden, da hier das Temperaturniveau über der Vorlauftemperatur der Wärmepumpe ( $T_{WP, Vorlauf}$ ) liegt. Grund hierfür ist, dass die Wärmepumpe, wie in Kapitel 2.4.2 erläutert, im Bereich hoher Temperaturniveaus hinsichtlich

ihrer Vorlauftemperatur nur mit sehr niedrigem COP und damit verhältnismäßig schlechter Effizienz arbeitet. In Häusern mit elektrischer Wärmeversorgung wird daher zusätzlich zur WP auch immer ein Heizstab eingesetzt, wobei der Heizstab in der Optimierung eine Sonderrolle einnimmt. Zur Umsetzung des in Abbildung 4-8 geforderten Wärmeflusses werden zwei identische Heizstäbe abgebildet. Heizstab 1 übernimmt (zusammen mit der Wärmepumpe) rein die Befüllung des Wärmespeichers, d.h. die Deckung von Heizlast und  $DHW_{Tlow}$ , Heizstab 2 die Deckung von  $DHW_{Thigh}$ . Diese Maßnahme dient allein der modellhaften Umsetzung der Trennung beider Temperaturniveaus für die Wärmeerzeuger in möglichst wenigen Gleichungen im Gleichungssystem (s. Kapitel 4.2.5.3) und kann als Vorhandensein eines einzigen Heizstabes aufgefasst werden. Mit Blick auf eine reale Umsetzung kann dies einerseits als Heizstab im Wärmespeicher, andererseits als Durchlauferhitzer für hohe Temperaturen beim Trinkwarmwasserbedarf interpretiert werden. In der Optimierung wird zur Deckung der thermischen Last ( $< T_{WP, Vorlauf}$ ) vorwiegend die Wärmepumpe aufgrund ihres höheren Wirkungsgrads ( $\rightarrow$  COP) gegenüber Heizstab 1 eingesetzt, der eher Lastspitzen bedient. Die Gedanken und Annahmen zur Abstrahierung der Realität zur Modellabbildung knüpfen an Kapitel 2.4 an.

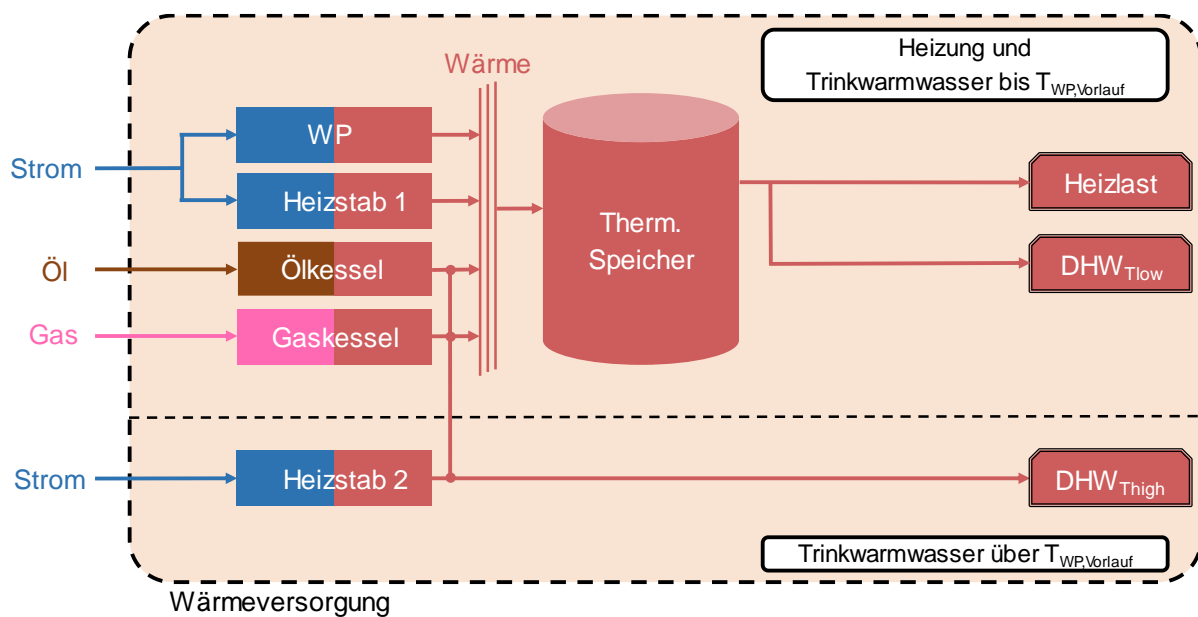


Abbildung 4-8: Optionale thermische Prozesse, Speicher und Energieflüsse innerhalb eines Gebäudes

### Modellstruktur der Siedlung in URBS-SMG

Erweitert man den Blick auf die Modellstruktur von einem Haus auf die gesamte Siedlung mit mehreren Häusern, gelangt man zur Darstellung in Abbildung 4-9. Diese greift Abbildung 4-7 auf und zeigt darüber hinaus den abgeschlossenen Bilanzraum, der die Siedlung mit Häusern bis zum Ortsnetztransformator umfasst. Export und Import aller

Häuser (auch Haus X und Y) werden gebündelt über den Trafo geleitet, sodass Restriktionen nicht nur hinsichtlich der maximalen Leistungsübertragung an den einzelnen Hausgrenzen, sondern auch am Trafo eingestellt werden können. Die Summation hilft außerdem, auf einfache Weise die Strommenge an EEG-Einspeisung, Spotmarktrading und Strombezug aus dem übergeordneten Netzgebiet für die Gesamtsiedlung zu bilanzieren. Der ONT und die Summationen des Ex-/Imports sind keine weiteren Prozesse, sondern sind hier nur zur Verdeutlichung der Modellstruktur dargestellt. Diese dienen, wie erläutert, v.a. der Anwendbarkeit von Restriktionen auf den maximalen Stromfluss.

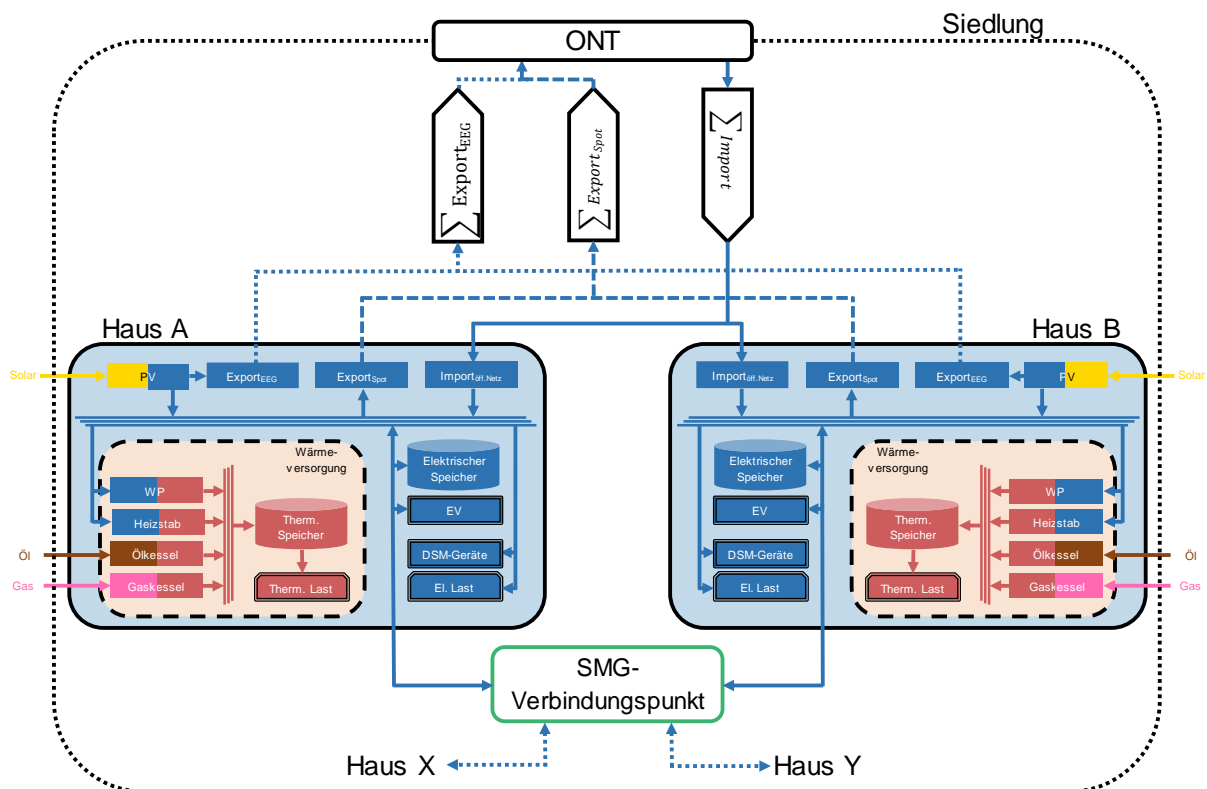


Abbildung 4-9: Systemkonfiguration von URBS-SMG: Prozesse und Energieflüsse innerhalb der Siedlung

Zusätzlich veranschaulicht Abbildung 4-9 die Struktur, wie die Häuser der Siedlung im Optimierungsmodell im SMG-Fall verbunden werden können. Dabei ist der Stromtransport zwischen den Häusern der Siedlung im Modell nur über die *site* „SMG-Verbindungspunkt“ möglich, zwischen den Häusern selbst gibt es im Modell keine direkten Verbindungen (Stromleitungen). Eine Verbindung zwischen zwei *sites* ist in URBS-SMG nur einseitig realisiert, d.h. es müssen jeweils zwei Verbindungen vorgesehen werden, um beide Richtungen für den Energiefluss zuzulassen. Mit Hilfe des „SMG-Verbindungspunkts“ verringert man so die Anzahl an Verbindungslinien im Modell auf  $2 \cdot N_{\text{Häuser}}$  mit  $N_{\text{Häuser}}$  als Anzahl der Häuser der Siedlung. Wäre jedes Haus mit jedem anderen Haus verbunden, gäbe es  $2 \cdot \sum_{i=1}^{N_{\text{Häuser}}} (i - 1)$  Möglichkeiten für Verbindungen. Bei einer Siedlung mit 24 Häusern ergeben sich somit 48 statt 552 Verbindungen,

also 504 Verbindungslinien weniger. Außerdem erleichtert dieser Modellierungskniff die Bilanzierung der zwischen den Häusern ausgetauschten Energiemenge. Insgesamt bedeutet dies nicht, dass in Realität ein zweites Verteilungsnetz zwischen den Prosumern installiert wird, sondern bildet den expliziten Energieaustausch innerhalb der Siedlung ab. Dieser unterliegt entsprechend den Betrachtungen aus Kapitel 3.3 besonderen regulatorischen Bedingungen hinsichtlich der Bepreisung des Stromflusses (z.B. bzgl. Besteuerung und Beaufschlagung des Strompreises). Um eine ökonomische Unterscheidung zwischen Strom aus dem öffentlichen Netz und Strom aus dem Smart Micro Grid zu ermöglichen, wird daher im Modell diese Abstraktion vorgenommen.

### Umsetzung der Energiemanagementkonzepte und des Referenzfalls

Hinsichtlich der Umsetzung der Energiemanagementkonzepte EO und SMG und des Referenzfalls REF gilt es folgendes zu beachten. Die Optimierung selbst repräsentiert das Energiemanagement, da diese auf Basis von Wetter, Preisen (z.B. Strom, Brennstoffe) und technischen Restriktionen die optimierte, nutzerbezogene sowie marktorientierte Einsatzplanung und Koordination der Erzeuger, Speicher und Verbraucher sowie Vermarktung von Strom über den Spotmarkt übernimmt. Dabei wird das Optimum für den gesamten Bilanzraum gesucht. Das Energiemanagementkonzept bestimmt dann darauf aufbauend, ob die Optimierung ein HEMS oder DEMS abbildet, indem die Modellstruktur jeweils entsprechend angepasst wird:

- Der SMG-Verbindungspunkt ist alleine im **SMG** vorhanden, in dem der Stromhandel zwischen den Nachbarn einer Siedlung erlaubt ist. Da die Optimierung ein Optimum für den gesamten Bilanzraum sucht und in diesem Fall alle in Abbildung 4-9 gezeigten Freiheiten hinsichtlich des Energietransports innerhalb der Siedlung hat, entspricht hier das Energiemanagement einem DEMS. Der Stromhandel zwischen den Häusern wird über die Strompreise gesteuert, die für die einzelnen Stromflüsse aufgerufen werden (v.a. Haushaltsstrompreis, SMG-Strompreis).
- Bei **EO** ist diese verbindende *site* nicht vorhanden, sodass hier entsprechend auch kein explizit koordinierter Stromtransport von Haus A nach Haus B innerhalb der Siedlung (inklusive der regulatorischen Besonderheiten) möglich ist. Damit beschränkt sich in diesem Fall die Optimierung auf das Finden optimaler Lösungen innerhalb der einzelnen Häuser. Dies entspricht der Ausstattung jedes Hauses mit einem HEMS.
- **REF** stellt sich bzgl. der Modellstruktur zu EO identisch dar. Dieser Fall wird zwar auch mit Hilfe des Optimierungsmodells berechnet, allerdings ist der Einsatzplan aller Anlagen bereits zu Optimierungsbeginn fest vorgegeben, sodass keine Flexibilität mehr vorhanden ist. Daher kann in diesem Fall nicht von einem Energiemanagement gesprochen werden.



Auf diese Weise wird automatisch im EO-Fall ein HEMS in jedem einzelnen Haus und im SMG-Fall ein DEMS für die gesamte Siedlung umgesetzt. Die Repräsentation von SMG und EO im Optimierungsmodell deckt sich dabei genau mit den in Kapitel 3.3.2 und 3.3.3 beschriebenen, regulatorischen Vorgaben für diese Energiemanagementkonzepte.

### Fazit zur Modellstruktur von URBS-SMG

Diese Modellstruktur erfüllt somit auch die Anforderung an die Modellierung hinsichtlich einer vergleichbaren Abbildung der Energiemanagementoptionen, da sich die Modellstruktur in EO und SMG lediglich in der Verfügbarkeit des SMG-Verbindungspunkts zur siedlungsinternen Verbindung der Häuser unterscheidet. Bei REF wird darüber hinaus dieselbe Modellstruktur verwendet, allerdings werden alle Anlagen mit Flexibilitäten starr ausgeführt. Wie dies für jede Flexibilitätsoption jeweils umgesetzt wird, wird in Kapitel 4.2.5.3 erläutert.

#### 4.2.5.3 Mathematische Formulierung des Gleichungssystems

Da mit URBS-SMG auf ein bestehendes und gut dokumentiertes Modell (URBS) aufgesetzt wird, werden hier nicht alle Gleichungen des Optimierungsmodells vorgestellt, sondern nur die Gleichungen, die entweder von zentraler Bedeutung und damit wichtig für das Verständnis sind oder für URBS-SMG gegenüber URBS angepasst wurden bzw. neu hinzugekommen sind. In Bezug auf die hier nicht genannten Gleichungen wird an den entsprechenden Stellen auf [178] verwiesen. Dazu werden im Folgenden die relevanten Modellsets, -parameter, -variablen und -gleichungen (Zielfunktion, Restriktionen) vorgestellt. Eine detaillierte Modellbeschreibung zur SISO-Version von URBS ist in [178] auf Seite 65ff zu finden.<sup>17</sup> Darüber hinaus wird in diesem Kapitel an der jeweiligen Stelle die entsprechende starre, unflexible Alternative für die Flexibilitätsoptionen beschrieben.

#### Sets

Tabelle 4-1 gibt einen Überblick über alle Sets des Modells. Set T enthält die äquidistanten Zeitschritte in geordneter bzw. aufsteigender Reihenfolge  $t_0, t_1, \dots, t_N$ .  $T_m$  bezeichnet alle modellierten Zeitschritte außer  $t_0$ .  $T_1^w$  bzw.  $T_N^w$  ist die Folge aller erster bzw. letzter Zeitschritte einer Woche. Diese kommen bei der Verwendung von Typwochen in der Ausbauplanung zum Einsatz.

Die *sites* stellen Knotenpunkte (z.B. Häuser) dar und sind in Set L zusammengefasst. Bei der Übertragung einer *commodity* zwischen zwei sites wird eine importierende und

---

<sup>17</sup> Da hier nicht die Gesamtheit der Gleichungen genannt wird, orientiert sich die Modellbeschreibung im vorliegenden Kapitel möglichst stark an der Beschreibung in [178], um einen einfachen Vergleich zu ermöglichen.

eine exportierende *site* ( $L_{in}$ ,  $L_{out}$ ) definiert, was zugleich die Richtung der Übertragung definiert.

$C$  ist eine Liste von *commodities* (Strom, Wärme,...), die jeweils zusätzlich zu einem Subset gruppiert sind. So ist „Strom“ hinsichtlich der elektrischen Nachfrage  $C_{dem}$ , „Wärme“  $C_{demHeat}$ , „Strom<sub>Import</sub>“ sowie „Strom<sub>Export</sub>“  $C_{Stock}$ , „Solar“ als volatile Energiequelle  $C_{supim}$ , „Strom<sub>PV</sub>“ den erneuerbaren Energieträgern  $C_{EE}$ , „Gas“ sowie „Öl“ fossilen Energieträgern  $C_{foss}$  und „CO<sub>2</sub>“ einem Subset  $C_{env}$  zugeordnet. Jede *commodity* hat dabei Parameter, die nur für sie gelten.

Die Prozesse in  $P$  beinhalten als Set alle in Abbildung 4-7 dargestellten Prozesse. Mit den zu  $P$  identischen Subsets  $P_{lc}^{in}$  und  $P_{lc}^{out}$  kann für jeden Prozess die Energieumwandlung bzgl. einer Eingangs- oder Ausgangscommodity  $c$  in Kombination mit der *site*  $l$  des Prozesses definiert werden. Außerdem sind für die vorhandenen Prozesse, wie bei den *commodities* auch, Subsets hinterlegt, die einzelne Prozesse gruppieren. Dazu zählen  $P_{fossHeat}$  (Gas- und Ölkessel) und  $P_{elHeat1}$  (Wärmepumpe und Heizstab1) bzw.  $P_{elHeat2}$  (Heizstab2).  $P_{WP}$  beinhaltet den Prozess Wärmepumpe.

$S_{lc}$  umfasst für jede Kombination aus *site*  $l$  und *commodity*  $c$  die verfügbare Speichertechnologie. In  $V$  sind alle Fahrzeugtypen gesammelt.

Tabelle 4-1: URBS-SMG: Sets

Set	Subset	Beschreibung
$t \in T$	$T_m; t_0, t_1, t_N, T_1^w, T_N^w$	Zeitschritte, modellierte Zeitschritte; initialer, erster, finaler Zeitschritt; Zeitschritt zu Wochenstart/Wochenendpunkt
$l \in L$	$L_{in}, L_{out}$	Sites, importierende-/exportierende Site
$c \in C$	$C_{dem}, C_{foss}, \dots$	Commodities, Commodity-Subsets
$p \in P$	$P_{lc}^{in}, P_{lc}^{out}, P_{fossHeat}, P_{elHeat1/2}$	Prozesse, Verbrauchs-/Produktionscommodity $c$ , Prozess-Subsets
$s \in S$	$S_{lc}$	Speicher, Speicher-Commodity $c$
$v \in V$	$V_{lc}$	Elektrofahrzeugtyp, EV-Commodity $c$

## Parameter

Parameter werden der Optimierung als fest vorgegebene Werte (Skalar oder Zeitreihe) übergeben und dienen der Definition von Restriktionen. Hier werden technische und ökonomische Parameter unterschieden.

Die ökonomischen Parameter sind in Tabelle 4-2 gesammelt und nach Systemkomponenten (Brennstoffe, Prozesse, Speicher und Stromhandel) gegliedert. Prozesse können mit Investitions- (annuitätisch), Fix- und variablen Kosten verbunden sein. Speicher werden genauso gehandhabt. Bei diesen wird zusätzlich zwischen Kosten für die

Speicherleistung (in kW) und -größe (in kWh) unterschieden. Hinsichtlich der Parameter zum Handel von Strom zeigen sich die Parameter für EEG-Vergütung und die Preise für SMG-Strom konstant, während der Haushaltsstrom- und der Spotmarktpreis über der Zeit variieren können.

Tabelle 4-2: URBS-SMG: Ökonomische Parameter

Name	Einheit	Beschreibung
$k_c^{fuel}, k^{fuel,RE}$	€/kWh	Brennstoffkosten, Kraftstoffkosten
$k_{lp}^{inv}$	€/kW	Investitionskosten für Prozesskapazität (annualisiert)
$k_{lp}^{fix}$	€/(kW a)	Fixkosten für Prozesskapazität
$k_{lp}^{var}$	€/kWh	Variable Prozesskosten
$k_{ls}^{p,inv}$	€/kW	Investitionskosten für Speicherleistung
$k_{ls}^{p,fix}$	€/(kW a)	Fixkosten für Speicherleistung
$k_{ls}^{p,var}$	€/kWh	Variable Kosten für Speicherleistung
$k_{ls}^{c,inv}$	€/kWh	Investitionskosten für Speichergöße
$k_{ls}^{c,fix}$	€/(kWh a)	Fixkosten für Speichergöße
$k_{ls}^{c,var}$	€/kWh	Variable Kosten für Speichergöße
$k^{EEG}$	€/kWh	Erlös Stromeinspeisung EEG
$k_t^{imp}$	€/kWh	Kosten Strombezug aus öffentlichem Netz
$k_t^{spot}$	€/kWh	Erlös Stromverkauf am Spotmarkt
$k^{SMG_{imp}}$	€/kWh	Kosten Strombezug aus SMG
$k^{SMG_{exp}}$	€/kWh	Erlös Stromeinspeisung ins SMG

Tabelle 4-3 listet alle technischen Parameter von URBS-SMG inklusive Beschreibung auf. Ist dem Parameter ein Index angefügt, bedeutet dies, dass der Parameter hinsichtlich der Einträge des entsprechenden Sets unterschiedliche Werte aufweist. Beispielsweise bildet  $\pi_{it}^{El}$  die elektrische Lastzeitreihe für alle sites  $I$  ab. Die Zeitschrittgewichtung  $w$  dient der Skalierung der variablen Kosten vom Optimierungszeitraum auf ein ganzes Jahr. Wird ein komplettes Jahr berechnet nimmt  $w$  den Wert 1 an. Für weitere Informationen zu den einzelnen Parametern sei auf Kapitel 2.4 verwiesen. Die zahlenmäßigen Werte der Parameter sind in Tabelle B-2 zu finden.

Tabelle 4-3: URBS-SMG: Technische Parameter

Name	Einheit	Beschreibung
$w$	1	Gewichtung Zeitschritt
$\Delta t$	h	Zeitschrittdauer (hier: 15 min)
$\pi_{lt}^{El}, \pi_{lt}^{DSM}$	kW	Elektrische Last, Last DSM-Geräte
$\pi_{lt}^{HS}, \pi_{lt}^{DHW_{Tlow}}, \pi_{lt}^{DHW_{Thigh}}$	kW	Thermische Last für Heizen und Trinkwarmwasser ( $T_{low}$ und $T_{high}$ )
$\pi_{lt}^{PV}$	1	Kapazitätsfaktor PV (normiert auf die maximale PV-Leistung)
$\eta_{lp}$	1	Wirkungsgrad Prozess p
$\eta_{lt}^{COP}$	1	COP Wärmepumpe
$\underline{\kappa}_{lp}, \kappa_{lp}, \bar{\kappa}_{lp}$	kW	Prozess Kapazität (untere Grenze, installiert, obere Grenze)
$lo_{ls}^{el}$	1/h	Ruheverluste elektr. Speicher
$lo_{ls}^{th,a}, lo_{ls}^{th,b}$	1/h, kWh/h	Warmhalteverluste therm. Speicher (Oberfläche, konstanter Anteil)
$\eta_{ls}^{in}, \eta_{ls}^{out}$	1	(Ent-)Ladewirkungsgrad Speicher
$\underline{\kappa}_{ls}^c, \kappa_{ls}^c, \bar{\kappa}_{ls}^c$	kWh	Speicherinhalt (untere Grenze, installiert, obere Grenze)
$\underline{\kappa}_{ls}^p, \kappa_{ls}^p, \bar{\kappa}_{ls}^p$	kW	Speicherleistung (untere Grenze, installiert, obere Grenze)
$\underline{\gamma}_{ls}, \gamma_{lst_1}, \bar{\gamma}_{ls}$	1	SOC Speicher (min, initial, max)
$\eta_{l_1, l_2}$	1	Übertragungswirkungsgrad
$\kappa_{l_1, l_2}$	kW	Installierte Übertragungsleistung
$\bar{\kappa}_l^{imp}, \bar{\kappa}_l^{exp}$	kW	Maximale Import/Export Leistung pro Haus
$\bar{\kappa}^{Trafo, imp}, \bar{\kappa}^{Trafo, exp}$	kW	Maximale Import/Export Leistung am Trafo
$lo_{lv}^{EV}$	1	Ruheverluste EV-Batterie
$\eta_{lv}$	1	(Ent-)Ladewirkungsgrad EV
$\pi_{lvt}^{EV}$	kW	Fahrverbrauch EV
$\alpha_{lvt}$	1	Präsenz des EV zu Hause (0/1=ab-/anwesend)
$\underline{\gamma}_{lv}^{EV}, \gamma_{lvt_1}^{EV}, \bar{\gamma}_{lv}^{EV}$	1	SOC EV (min, initial, max)
$\kappa_{lv}^{EV, c}$	kWh	Batteriekapazität EV
$\bar{\kappa}_{lv}^{EV, p}, \bar{\kappa}_{lv}^{RE}$	kW	Max. Lade- bzw. Entladeleistung, RE-Leistung
$g_{lp}, g_{ls}, g_{lv}$	Kg/kWh	CO <sub>2</sub> -Emissionen (Prozess, Speicher, EV)

## Variablen

Alle Modellvariablen (s. Tabelle 4-4) sind nicht-negativ und werden im Zuge der Lösung des Optimierungsproblems mit Werten belegt. Die Systemkosten addieren alle in der Siedlung entstandenen Kosten. Dazu zählen die Installation neuer Anlagenkapazitäten (Prozess, Speicher), die vom Betrieb der Anlagen unabhängigen Fixkosten, betriebsabhängige variable Kosten (v.a. für Brennstoffe) und der Kauf bzw. Verkauf von Strom.

Die Variablen bzgl. den Prozessen umfassen einerseits für jeden Prozess einen eingangs- und einen ausgangsseitigen Leistungsfluss ( $\Pi_{\text{Ipt}}^{\text{Pro,in}}$ ,  $\Pi_{\text{Ipt}}^{\text{Pro,out}}$ ). Der Leistungsfluss am Prozessausgang wird durch die Prozesskapazität  $K_{\text{Ip}}$  begrenzt, wobei die neu installierte Kapazität zur Berechnung der Investitionskosten zusätzlich in einer eigenen Variable abgespeichert wird.

Die Speichervariablen können entsprechend der Prozessvariablen interpretiert werden. Unterschied ist wiederum die Unterscheidung von Speichergröße und -leistung sowie der Variable für den Speicherinhalt  $E_{\text{Ist}}^{\text{Sto,con}}$ .

Da das Elektrofahrzeug wie eine zeitlich begrenzt verfügbare Batterie behandelt wird, ähneln die Variablen denen der Speicher. Hinzu kommt an dieser Stelle noch die Leistung des Range Extenders  $\Pi_{\text{Ivt}}^{\text{RE}}$ , der während der Fahrt die Fahrzeugbatterie laden kann, falls es Probleme hinsichtlich der Reichweite gibt.

Bei der Stromübertragung im SMG-Fall wird der Leistungsfluss von *site*  $l_1$  nach *site*  $l_2$  aus Sicht der exportierenden *site*  $l_1$  mit  $\Pi_{l_1 l_2 t}^{\text{Tr,in}}$  und aus Sicht der importierenden *site*  $l_2$  mit  $\Pi_{l_1 l_2 t}^{\text{Tr,out}}$  bezeichnet. Die Werte dieser beiden Variablen unterscheiden sich nur durch den Wirkungsgrad der Übertragungsleitung. Darüber hinaus wird der Leistungsfluss ( $\Pi_{\text{It}}^{\text{imp}}$ ,  $\Pi_{\text{It}}^{\text{exp}}$ ) an der Grenze einer *site* berechnet, der sich aus der Stromübertragung von/zu einer anderen *site* und den Prozessen zusammensetzt, die den Stromimport-/export vom/zum Trafo abbilden. Auf diese Weise kann eine Restriktion hinsichtlich der maximalen, abgesicherten Anschlussleistung eines Hauses dargestellt werden. Aus demselben Grund werden die Variablen  $\Pi_t^{\text{Trafo,imp}}$  und  $\Pi_t^{\text{Trafo,exp}}$  eingeführt, die die Richtung von Import bzw. Export aus Sicht der Siedlung verstehen und den Leistungsfluss über den Trafo berechnen. Diese entsprechen den in Abbildung 4-9 Summendarstellungen im oberen Bilddrittel.

Die Treibhausgasemissionen aller Prozesse, Speicher und Fahrzeuge werden in  $G_{\text{It}}$  zusammengefasst.

Tabelle 4-4: URBS-SMG: Variablen

Name	Einheit	Beschreibung
$\zeta$	€	Totale Systemkosten (Invest, Fix, Var, Stromhandel)
$\zeta_{CO_2}, \zeta_{aut}, \zeta_{selfc}$	kg, kWh, kWh	Kostenfunktion zu CO <sub>2</sub> -Menge, Autarkie und Eigenverbrauch
$\Pi_{lpt}^{Pro,in}, \Pi_{lpt}^{Pro,out}$	kW	Ein- und Ausgangsleistungsfluss Prozess
$K_{lp}, \hat{K}_{lp}$	kW	Prozesskapazität (total, neu)
$\Pi_{lst}^{Sto,in}, \Pi_{lst}^{Sto,out}$	kW	Ein- und Ausspeicherleistungsfluss
$E_{lst}^{Sto,con}$	kWh	Speicherinhalt
$K_{ls}^c, \hat{K}_{ls}^c$	kWh	Speichergröße (total, neu)
$K_{ls}^p, \hat{K}_{ls}^p$	kW	Speicherleistung (total, neu)
$\Pi_{l_1 l_2 t}^{Tr,in}, \Pi_{l_1 l_2 t}^{Tr,out}$	kW	Leistungsfluss zwischen zwei sites (Input bzw. Output von site $l_1$ nach site $l_2$ )
$\Pi_{lt}^{imp}, \Pi_{lt}^{exp}$	kW	Leistungsfluss Strombezug bzw. Stromeinspeisung
$\Pi_t^{Trafo,imp}, \Pi_t^{Trafo,exp}$	kW	Leistungsfluss Trafo (importierend in bzw. exportierend aus der Siedlung)
$\Pi_{lvt}^{EV,in}, \Pi_{lvt}^{EV,out}, \Pi_{lvt}^{RE}$	kW	Lade- und Entladeleistungsfluss EV, Leistung Range Extender
$E_{lvt}^{EV,con}$	kWh	Speicherinhalt EV
$G_{lt}$	kg/h	CO <sub>2</sub> -Emissionen (aus Prozess, Speicher, Fahrzeug)

## Gleichungen

Das Optimierungsziel wird in der **Kostenfunktion** festgelegt. Dazu kann in URBS-SMG zwischen Kostenfunktionen zu finanziellen Kosten  $\zeta$  (Gleichungen (4.5) bis (4.9)) und Kostenfunktionen hinsichtlich der Größen CO<sub>2</sub>-Menge, Autarkiegrad und Eigenverbrauchsgrad ((4.10) bis (4.12)) ausgewählt werden. Alle Kostenfunktionen haben dabei das Ziel, ihre jeweiligen Kostenvariablen zu minimieren.

Die finanziellen Kosten setzen sich aus Investitions-, Fix- und variablen Kosten sowie Kosten für den Handel mit Strom zusammen. Die Investitionskosten resultieren aus neu installierten Kapazitäten  $\hat{K}$  hinsichtlich Prozessen und Speichern (Speicherleistung und Speichergröße). Die Fixkosten beziehen sich auf Gesamtkapazitäten pro Prozess und Speicher. Variable Kosten können für alle Prozessleistungsflüsse und Leistungsflüsse zwischen *sites* sowie Speicherinhalt bei Speichern anfallen. Außerdem fließen hier Kosten für verbrauchte Brennstoffmengen sowie Kosten für den Kraftstoff zum Range Extender-Betrieb mit ein. Alle diese Bestandteile werden mit der Zeit-

schrittdauer, der gewählten Auflösung sowie einem Zeitschrittgewichtungsparameter  $w$  multipliziert, der die variablen Kosten unabhängig vom Simulationszeitraum auf ein Jahr skaliert. Kosten für den Stromhandel (etr: elec trade) umfassen den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz zum Haushaltsstrompreis, Bezugskosten für SMG-Strom, Erlöse für verkauften SMG-Strom, EEG-Vergütung für eingespeisten PV-Strom und Erlöse für Strom, der am Spotmarkt verkauft wird.

$$\min \zeta = \zeta_{inv} + \zeta_{fix} + \zeta_{var} + \zeta_{etr} \quad (4.5)$$

$$\zeta_{inv} = \sum_{\substack{l \in L \\ p \in P}} \hat{K}_{lp} k_{lp}^{inv} + \sum_{\substack{l \in L \\ s \in S}} (\hat{K}_{ls}^c k_{ls}^{c,inv} + \hat{K}_{ls}^p k_{ls}^{p,inv}) \quad (4.6)$$

$$\zeta_{fix} = \sum_{\substack{l \in L \\ p \in P}} K_{lp} k_{lp}^{fix} + \sum_{\substack{l \in L \\ s \in S}} (K_{ls}^c k_{ls}^{c,fix} + K_{ls}^p k_{ls}^{p,fix}) \quad (4.7)$$

$$\zeta_{var} = w \Delta t \sum_{t \in T_m} \left( \sum_{\substack{l \in L \\ p \in P}} \Pi_{lpt}^{Pro,out} k_{lp}^{var} + \sum_{\substack{l \in L \\ s \in S}} [E_{lst}^{Sto,con} k_{ls}^{c,var} / \Delta t + \right. \quad (4.8)$$

$$\left. + (\Pi_{lst}^{Sto,in} + \Pi_{lst}^{Sto,out}) k_{ls}^{p,var} \right] + \sum_{\substack{l \in L \\ p \in P_{lc}^{in} \\ c \in C_{foss}}} \Pi_{lpt}^{Pro,in} k_c^{fuel} + \sum_{\substack{l \in L \\ v \in V}} \Pi_{lvt}^{RE} k^{fuel,RE}$$

$$\zeta_{etr} = w \Delta t \sum_{t \in T_m} \left( \sum_{\substack{l \in L \\ p \in P_{lc}^{in} \\ c \in C_{Stock}}} \Pi_{lpt}^{Pro,in} k_t^{imp} + \sum_{\substack{l_1 \in L_{in} \\ l_2 \in L_{out}}} \Pi_{l_1 l_2 t}^{Tr,out} k^{SMG_{imp}} + \right. \quad (4.9)$$

$$\left. + \sum_{\substack{l_1 \in L_{in} \\ l_2 \in L_{out}}} \Pi_{l_1 l_2 t}^{Tr,in} k^{SMG_{exp}} + \sum_{\substack{l \in L \\ p \in P_{lc}^{in} \cap c \in C_{EE} \\ p \in P_{lc}^{out} \cap c \in C_{Stock}}} \Pi_{lpt}^{Pro,out} k^{EEG} \right.$$

$$\left. + \sum_{\substack{l \in L \\ p \in P_{lc}^{in} \cap c \in C_{dem} \\ p \in P_{lc}^{out} \cap c \in C_{Stock}}} \Pi_{lpt}^{Pro,out} k_t^{Spot} \right)$$

Wählt man statt einer Kostenfunktion mit finanziellen Gesichtspunkten die Minimierung der CO<sub>2</sub>-Menge als Zielgröße, wird Gleichung (4.10) aktiviert und (4.5) deaktiviert. Auf gleiche Art kann die Zielgröße hinsichtlich einer Maximierung des Eigenverbrauchs (4.11) über die aus der Siedlung exportierte Strommenge  $\Pi_t^{Trafo,exp} \Delta t$  bzw. einer Minimierung des Autarkiegrades der Siedlung (4.12) über die in die Siedlung importierte Strommenge  $\Pi_t^{Trafo,exp} \Delta t$  eingestellt werden.

$$\min \zeta_{CO_2} = w \Delta t \sum_{\substack{t \in T_m \\ l \in L}} G_{lt} \quad (4.10)$$

$$\min \zeta_{selfc} = w \Delta t \sum_{t \in T_m} \Pi_t^{Trafo,exp} \quad (4.11)$$

$$\min \zeta_{aut} = w \Delta t \sum_{t \in T_m} \Pi_t^{Trafo,imp} \quad (4.12)$$

Alle folgenden Gleichungen des Optimierungsgleichungssystems schränken den Lösungsraum ein und können somit als Restriktionen aufgefasst werden. Die zentrale Restriktion stellt die **elektrische Bilanzgleichung** (4.13) dar (siehe hierzu auch Abbildung 4-7 bzw. Abbildung 4-9). Diese legt fest, dass für jede *site* und jeden Zeitschritt die elektrische Last inklusive der Last für die DSM-Geräte gedeckt sein muss. Diese Lastdeckung setzt sich aus allen Prozessen, deren Eingangs- oder Ausgangs-*commodity* Strom ist, Ein- und Ausspeicherleistung von Stromspeichern, Stromabgabe (Export) bzw. -bezug (Import) sowie Rückspeisung aus dem EV (V2G) bzw. Ladung des EV zusammen.

$$\begin{aligned} \pi_{lt}^{El} + \pi_{lt}^{DSM} = & \sum_{p \in P_{lc}^{out}} \Pi_{lpt}^{Pro,out} - \sum_{p \in P_{lc}^{in}} \Pi_{lpt}^{Pro,in} + \sum_{s \in S_{lc}} \Pi_{lst}^{Sto,out} \\ \forall l \in L, c \in C_{dem}, t \in T: & - \sum_{s \in S_{lc}} \Pi_{lst}^{Sto,in} + \sum_{l_1 \in L_{in}} \Pi_{l_1 lt}^{Tr,out} - \sum_{l_2 \in L_{out}} \Pi_{l_2 t}^{Tr,in} \\ & + \sum_{v \in V_{lc}} \Pi_{lvt}^{EV,out} - \sum_{v \in V_{lc}} \Pi_{lvt}^{EV,in} \end{aligned} \quad (4.13)$$

Für die *commodity* StromPV gilt mit Gleichung (4.14) eine ähnliche Bilanzgleichung, die einen Ausgleich zwischen erzeugtem und per EEG eingespeistem PV-Strom fordert.

$$\forall l \in L, c \in C_{EE}, t \in T: \quad \sum_{p \in P_{lc}^{out}} \Pi_{lpt}^{Pro,out} - \sum_{p \in P_{lc}^{in}} \Pi_{lpt}^{Pro,in} = 0 \quad (4.14)$$

Neben der elektrischen Seite muss auch der **thermische Bereich** bilanziert werden. Abbildung 4-8 gibt das den Gleichungen (4.15) bis (4.18) zugrunde liegende Schema



vor: Die Heizlast und der Trinkwarmwasserbedarf  $DHW_{Tlow}$  können nur über den Speicher bedient werden (4.18). In Abhängigkeit davon, welcher Wärmeerzeuger im Haus installiert ist, wird der Warmwasserspeicher entweder über WP und Heizstab 1 (4.15) oder über Öl- bzw. Gaskessel (4.16) geladen. Letztere bedienen zusätzlich  $DHW_{Thigh}$  auch direkt. Dieser Bedarf wird in dem Fall, dass eine Wärmepumpe und damit auch Heizstab 2 installiert ist, über den Heizstab 2 gedeckt (4.17).

$$\forall l \in L, c \in C_{demHeat}, t \in T: \sum_{p \in P_{lc}^{out} \cap P_{elHeat1}} \Pi_{lpt}^{Pro,out} = \sum_{s \in S_{lc}} \Pi_{lst}^{Sto,in} \quad (4.15)$$

$$\forall l \in L, c \in C_{demHeat}, t \in T: \sum_{p \in P_{lc}^{out} \cap P_{fossHeat}} \Pi_{lpt}^{Pro,out} = \sum_{s \in S_{lc}} \Pi_{lst}^{Sto,in} + \pi_{lt}^{DHWThigh} \quad (4.16)$$

$$\forall l \in L, c \in C_{demHeat}, t \in T: \sum_{p \in P_{lc}^{out} \cap P_{elHeat2}} \Pi_{lpt}^{Pro,out} = \pi_{lt}^{DHWThigh} \quad (4.17)$$

$$\forall l \in L, c \in C_{demHeat}, t \in T: \sum_{s \in S_{lc}} \Pi_{lst}^{Sto,out} = \pi_{lt}^{HS} + \pi_{lt}^{DHW_{Tlow}} \quad (4.18)$$

Der Leistungsfluss am Ausgang jedes **Prozesses** hängt direkt von der Eingangsleistung und dem Wirkungsgrad des jeweiligen Prozesses ab (4.19). Dabei bilden die Wärmepumpe und PV-Anlage je eine Ausnahme.

Für den Wärmepumpenprozess gilt nicht der Wirkungsgrad, sondern der COP, der als Funktion der Außentemperaturzeitreihe und der Vorlauftemperatur vor dem Start der Optimierung berechnet wird und dann als Inputzeitreihe einfließt (s. 4.21). Wird die Wärmepumpe starr und nicht als Flexibilitätsoption betrieben (Referenzfall), wird der elektrische Lastgang der Wärmepumpe inkl. Heizstab vorab in MATLAB berechnet, der Optimierung dann als Eingangszeitreihe zugeführt und  $\Pi_{l,HP,t}^{Pro,in}$  auf diese Werte festgelegt. Die Referenzberechnung sieht eine reine Wärmelastdeckung zu jeweils der Zeit, zu der eine thermische Last anfällt, ohne vorausschauenden Betrieb vor, d.h. ohne beabsichtigte Speicherung von Wärme für eine spätere Nutzung.

Der Ausgangsleistungsfluss der PV-Anlage (4.20) hängt neben der installierten PV-Kapazität von einer Zeitreihe mit Kapazitätsfaktoren für die PV ab. Diese wird ebenfalls vorab modellextern mit Hilfe von Außentemperatur, Gesamtstrahlung, Wechselrichterwirkungsgrad, Anlagenstandort, Ausrichtung und Neigung der Anlage berechnet und ist auf die maximale PV-Leistung normiert.

$$\forall l \in L, p \in (P \cap \neg P_{HP}), t \in T: \quad \Pi_{lpt}^{Pro,out} = \Pi_{lpt}^{in} \eta_{lp} \quad (4.19)$$

$$\forall l \in L, p \in P_{HP}, t \in T: \quad \Pi_{lpt}^{Pro,out} = \Pi_{lpt}^{in} \eta_{lt}^{COP} \quad (4.20)$$

$$\forall l \in L, c \in C_{supim}, p \in P_{lc}^{in}, t \in T: \quad \Pi_{lpt}^{Pro,out} = \kappa_{lp} \pi_{lt}^{PV} \quad (4.21)$$

Die Gleichungen zur Begrenzung des Ausgangsleistungsflusses auf  $\kappa_{lp}$  und der installierten ( $K_{lp}$ ) und neu-installierten ( $\widehat{K}_{lp}$ ) Kapazität der Prozesse hinsichtlich  $\underline{\kappa}_{lp}$  und  $\overline{\kappa}_{lp}$  im Zuge der Ausbauplanung sind [178] zu entnehmen.

Die Restriktionen rund um die Speichernutzung werden hinsichtlich der *commodities* Strom und Wärme unterschieden. Die **elektrische Speichergleichung** (4.22) definiert für jeden Standort und Zeitpunkt den Speicherfüllstand  $E_{lst}^{Sto,con}$ . Dieser ist abhängig vom Speicherfüllstand des vorherigen Zeitschritts, der Leistungsflüsse durch Ein- bzw. Ausspeicherung inklusive der zugehörigen Wirkungsgrade und der Selbstentladerate, die mit der Speichergröße multipliziert wird. Wird der Speicher nicht mit Hilfe eines EMS vorausschauend, sondern unflexibel betrieben, wird wie beim Referenzfall der Wärmepumpe ein optimierungsexterner Algorithmus vollzogen. Dabei werden  $E_{lst}^{Sto,con}$ ,  $\Pi_{lst}^{Sto,in}$  und  $\Pi_{lst}^{Sto,out}$  nach derselben Speichergleichung im Sinne einer Nullpunktregelung berechnet. Das heißt, ist in einer *site* nach Abzug aller Lasten überschüssiger Strom aus der PV-Anlage (negative Residuallast) vorhanden, wird dieser in den Speicher geladen. Ist die Residuallast positiv, wird der Speicher solange entladen, bis die Last gedeckt oder der Speicher leer ist. Die sich daraus ergebenden Zeitreihen werden wiederum an die Optimierung als Input gegeben und die entsprechenden Variablen mit diesen Werten belegt. Wird der elektrische Speicher also beispielsweise als Referenzfall betrieben, ist Formel (4.22) in der Optimierung deaktiviert und über  $\Pi_{lst}^{Sto,in}$  sowie  $\Pi_{lst}^{Sto,out}$  gehen die ermittelten Leistungszeitreihen direkt in die Optimierungsgleichungen (insbesondere in (4.8) und (4.13)) ein.

$$\forall l \in L, c \in C_{dem}, s \in S_{lc}, t \in T_m: \quad \begin{aligned} E_{lst}^{Sto,con} &= E_{ls(t-1)}^{Sto,con} + \Delta t (\Pi_{lst}^{Sto,in} \eta_{ls}^{in} \\ &- \Pi_{lst}^{Sto,out} / \eta_{ls}^{out} - K_{ls}^c lo_{ls}^{el}) \end{aligned} \quad (4.22)$$

Die **thermische Speichergleichung** unterscheidet sich von der elektrischen nur im Hinblick auf die Warmhalteverluste. Wie in Kapitel 2.4.2 abgebildet, setzen sich diese aus einem konstanten und einem Speichergrößen-abhängigen Anteil zusammen. Dies wird in (4.23) durch die beiden Verlustterme  $lo_{ls}^{th,b}$  und  $lo_{ls}^{th,a}$  repräsentiert. Eine Referenzbetrachtung wie beim elektrischen Speicher ist beim thermischen Speicher nicht nötig, da der Betrieb der Wärmeerzeuger sehr eng mit dem thermischen Speicherbetrieb gekoppelt ist. Im Fall eines flexiblen bzw. optimierten Wärmepumpenbetriebs ist daher ein nicht vorausschauender Speicher sinnlos, da dies keinen intelligenten vorausschauenden Wärmepumpenbetrieb zulassen würde. Wird in einem Haushalt

Wärme über Gas- oder Ölkessel bereitgestellt, stellt dies bereits im optimierten Betrieb eine Referenz dar, da Strom als Energieträger kein Teil dieser Energiekette ist und es sich bei der Wärmeversorgung somit um ein vom Wirkungsradius eines EMS komplett entkoppeltes System handelt. Im Fall der Referenzfahrweise der Wärmepumpe wird, wie oben dargelegt, exakt bedarfsgerecht produziert, d.h. hier ist der Speicher bereits innerhalb eines Referenzbetriebs abgebildet.

Für die Restriktionen des SOC hinsichtlich Minimal- und Maximal-SOC ( $\underline{\gamma}_{ls}, \bar{\gamma}_{ls}$ ) sowie Speicherfüllstand ( $\gamma_{lst_1}$ ) zu Beginn ( $t_1$ ) und Ende ( $t_N$ ) der Optimierung und, im Falle der Ausbauplanung, für die Gleichungen in Bezug auf die Begrenzung von Speicher(ent-)ladeleistung sowie -inhalt bzgl.  $\underline{\kappa}_{ls}^p, \kappa_{ls}^p, \bar{\kappa}_{ls}^p$  sowie  $\underline{\kappa}_{ls}^c, \kappa_{ls}^c, \bar{\kappa}_{ls}^c$  siehe [178].

$$\forall l \in L, c \in C_{demH}, s \in S_{lc}, t \in T_m: \quad E_{lst}^{Sto,con} = E_{ls(t-1)}^{Sto,con} + \Delta t (\Pi_{lst}^{Sto,in} \eta_{ls}^{in} - \Pi_{lst}^{Sto,out} / \eta_{ls}^{out} - K_{ls}^c l o_{ls}^{th,a} - l o_{ls}^{th,b}) \quad (4.23)$$

Die **Energieübertragung** über Verbindungsleitungen ist in Formel (4.24) dargestellt. Diese legt für alle Zeitschritte und *site*-Kombinationen (von wo ( $l_1$ ) und wohin ( $l_2$ ) Energie übertragen wird) fest, dass der Leistungsfluss  $\Pi_{l_1 l_2 t}^{Tr,out}$ , der aus dem Ende dieser Leitung kommt, linear vom eingehenden Leistungsfluss  $\Pi_{l_1 l_2 t}^{Tr,in}$  und dem Übertragungswirkungsgrad der Leitung abhängt. Die Gleichungen hinsichtlich der Begrenzung der Übertragungskapazität auf  $\kappa_{l_1 l_2}$  können [178] entnommen werden. Eine Ausbauplanung hinsichtlich der Leitungskapazitäten ist in URBS-SMG nicht vorgesehen, könnte aber nach dem Vorbild von URBS einfach integriert werden.

$$\forall l_1 \in L, l_2 \in L, t \in T: \quad \Pi_{l_1 l_2 t}^{Tr,out} = \Pi_{l_1 l_2 t}^{Tr,in} \eta_{l_1 l_2} \quad (4.24)$$

Um Restriktionen im Hinblick auf die **maximale Anschlussleistung** der Häuser und die **Trafokapazität** realisieren zu können, werden in den folgenden Gleichungen die entsprechenden Leistungen bilanziert. Der Stromimport in eine *site* setzt sich einerseits aus dem Prozess „Import<sub>öff.Netz</sub>“  $\Pi_{lpt}^{Pro,out}$  und, im Falle von SMG, der Stromübertragung  $\Pi_{l_1 lt}^{Tr,out}$  vom SMG-Verbindungspunkt zu der *site* zusammen (4.25). Dieser Leistungsfluss darf in keiner *site* und zu keinem Zeitpunkt größer als die Hausanschlussleistung  $\bar{\kappa}_l^{imp}$  sein (4.26). Analog dazu verhält es sich beim Stromexport in (4.27) und (4.28). Hier muss die Stromübertragung  $\Pi_{ll_2 t}^{Tr,in}$  im SMG-Fall und der Leistungsfluss  $\Pi_{lpt}^{Pro,in}$  über alle exportierenden Prozesse ebenfalls kleiner  $\bar{\kappa}_l^{exp}$  sein. Dieser Wert wird in der Parametrierung dieser Arbeit gleich  $\bar{\kappa}_l^{imp}$  gewählt.

$$\forall l \in L, t \in T: \quad \Pi_{lt}^{imp} = \sum_{l_1 \in L_{in}} \Pi_{l_1 lt}^{Tr,out} + \sum_{\substack{p \in P_{lc}^{out} \\ c \in C_{Stock}}} \Pi_{lpt}^{Pro,out} \quad (4.25)$$

$$\forall l \in L, t \in T: \quad \Pi_{lt}^{imp} \leq \bar{\kappa}_l^{imp} \quad (4.26)$$

$$\forall l \in L, t \in T: \quad \Pi_{lt}^{exp} = \sum_{l_2 \in L_{out}} \Pi_{ll_2 t}^{Tr,in} + \sum_{\substack{p \in P_{lc}^{in} \\ c \in C_{Stock}}} \Pi_{lpt}^{Pro,in} \quad (4.27)$$

$$\forall l \in L, t \in T: \quad \Pi_{lt}^{exp} \leq \bar{\kappa}_l^{exp} \quad (4.28)$$

Der Energietransport (s. hierzu auch Abbildung 4-9) in die Siedlung importierend (4.29) bzw. aus der Siedlung exportierend (4.31) wird in (4.30) und (4.32) auf die maximale Übertragungsleistung des Trafos begrenzt. Dabei entspricht hier der Wert für  $\bar{\kappa}^{Trafo,imp}$  dem für  $\bar{\kappa}^{Trafo,exp}$ .

$$\forall t \in T: \quad \Pi_t^{Trafo,imp} = \sum_{\substack{l \in L \\ p \in P_{lc}^{in} \\ c \in C_{Stock}}} \Pi_{lpt}^{Pro,in} \quad (4.29)$$

$$\forall t \in T: \quad \Pi_t^{Trafo,imp} \leq \bar{\kappa}^{Trafo,imp} \quad (4.30)$$

$$\forall t \in T: \quad \Pi_t^{Trafo,exp} = \sum_{\substack{l \in L \\ p \in P_{lc}^{out} \\ c \in C_{Stock}}} \Pi_{lpt}^{Pro,out} \quad (4.31)$$

$$\forall t \in T: \quad \Pi_t^{Trafo,exp} \leq \bar{\kappa}^{Trafo,exp} \quad (4.32)$$

Das **EV** wird als Batterie mit zeitlich eingeschränkter Verfügbarkeit und eigenem Verbrauchsprofil modelliert. Gleichung (4.33) ist daher der oben genannten Speichergleichungen nachempfunden. Der Ladeinhalt der Fahrzeugbatterie  $E_{lvt}^{EV,con}$  resultiert aus dem SOC des vorherigen Zeitschritts, abzüglich der Selbstentladerate multipliziert mit der Speicherladung und des Fahrverbrauchs des EVs  $\pi_{lvt}^{EV}$ . Außerdem kann das Fahrzeug über  $\Pi_{lvt}^{EV,in}$  geladen bzw. über  $\Pi_{lvt}^{EV,out}$  entladen (V2G) werden, wenn es zu Hause an die Steckdose bzw. Wallbox angeschlossen ist. Diese Bedingung wird über die Zeitreihe  $\alpha_{lvt}$  abgebildet, die eine 1 bzw. 0 zu Zeitpunkten eines zu Hause anwesenden bzw. abwesenden EVs aufweist. Sollte ein Fahrt aufgrund des Ladezustands bzw. des Fahrverbrauchs nicht rein elektrisch zurückgelegt werden können, kann die Fahrzeugbatterie per Range Extender  $\Pi_{lvt}^{RE}$  geladen werden. Der Referenzfall im Hinblick auf das EV sieht vor, dass keine intelligente, nach Kostenziel gesteuerte Ladung wie im optimierten Fall (mit EMS), sondern eine Sofortladung durchgeführt wird. Das bedeutet, dass das EV immer dann mit maximal möglicher Ladeleistung geladen wird,

wenn das Fahrzeug zu Hause an eine Steckdose bzw. Wallbox angeschlossen ist und die Batterie nicht voll ist.

$$\begin{aligned} \forall l \in L, c \in C_{dem}, v \in V_{lc}, t \in T_m: E_{lvt}^{EV,con} = E_{lv(t-1)}^{EV,con} (1 - lo_{lv}^{EV} \Delta t) - \pi_{lvt}^{EV} \\ + \Delta t \left( \Pi_{lvt}^{EV,in} \eta_{lv}^{in} - \Pi_{lvt}^{EV,out} / \eta_{lv}^{out} \right) \alpha_{lvt} + \Delta t \Pi_{lvt}^{RE} \end{aligned} \quad (4.33)$$

Der **Speicherinhalt** zu Optimierungsbeginn ist für jedes EV auf das Produkt aus initialem SOC und Speicherkapazität der Fahrzeugbatterie festgelegt (s. 4.34). Um korrekt zu bilanzieren muss zum Ende der Optimierung die Batterie des EV wieder mindestens denselben SOC erreichen (s. 4.35). Die Ungleichung hat gegenüber einer Gleichung an dieser Stelle den Vorteil, dass dem Solver der Freiraum gelassen wird, die Batterie bei Bedarf auch mehr zu laden. Dies hat im Hinblick auf das Rolling Horizon-Verfahren zum Optimierungsablauf in Kapitel 4.2.5.4 den Vorteil, dass unerwünschte bzw. verzerrende Randeffekte am Ende des Optimierungslaufs vermieden werden können.

$$\forall l \in L, c \in C_{dem}, v \in V_{lc}: E_{lvt_1}^{EV,con} = \kappa_{lv}^{EV,c} \gamma_{lvt_1}^{EV} \quad (4.34)$$

$$\forall l \in L, c \in C_{dem}, v \in V_{lc}: E_{lvt_N}^{EV,con} \geq \kappa_{lv}^{EV,c} \gamma_{lvt_1}^{EV} \quad (4.35)$$

Zu jedem Zeitpunkt wird für den Speicherinhalt  $E_{lvt}^{EV,con}$  der Fahrzeugbatterie gefordert, dass sich dieser im Rahmen eines minimalen (4.37) und maximalen (4.36) SOC befindet.

$$\forall l \in L, c \in C_{dem}, v \in V_{lc}, t \in T: E_{lvt}^{EV,con} \leq \kappa_{lv}^{EV,c} \overline{\gamma}_{lv}^{EV} \quad (4.36)$$

$$\forall l \in L, c \in C_{dem}, v \in V_{lc}, t \in T: E_{lvt}^{EV,con} \geq \kappa_{lv}^{EV,c} \underline{\gamma}_{lv}^{EV} \quad (4.37)$$

Für die (Ent-)Ladeleistung  $\Pi_{lvt}^{EV,in}$  bzw.  $\Pi_{lvt}^{EV,out}$  der EV-Batterie gilt, dass der Leistungsfluss die maximal installierte Ladeleistung  $\overline{\kappa}_{lv}^{EV,p}$  nicht überschreitet (s. (4.38) und (4.39)). Ebenso ist der Range Extender in seiner Ladeleistung begrenzt (4.40).

$$\forall l \in L, c \in C_{dem}, v \in V_{lc}, t \in T: \Pi_{lvt}^{EV,in} \leq \overline{\kappa}_{lv}^{EV,p} \quad (4.38)$$

$$\forall l \in L, c \in C_{dem}, v \in V_{lc}, t \in T: \Pi_{lvt}^{EV,out} \leq \overline{\kappa}_{lv}^{EV,p} \quad (4.39)$$

$$\forall l \in L, c \in C_{dem}, v \in V_{lc}, t \in T: \Pi_{lvt}^{RE} \leq \overline{\kappa}_{lv}^{RE} \quad (4.40)$$

Die Emissionen und Kraftstoffkosten des ICE werden im Anschluss an die Optimierung berechnet, da diese keine Verbindung zur Einsatzplanung durch ein EMS haben und somit davon entkoppelt betrachtet werden können. Dazu werden die aus MOHEMA erhaltenen Zeitreihen zum Fahrverbrauch und Fahrzeugemissionen verwendet. Das Resultat wird dann zu den Ergebnissen hinsichtlich der totalen Systemkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen der Optimierung addiert.

Zur **Bilanzierung der emittierten CO<sub>2</sub>-Menge** werden in Gleichung (4.41) die Emissionen  $G_{lt}$  für jede *site* und jeden Zeitschritt berechnet. Diese umfassen in dieser Arbeit rein Emissionen aus Prozessen (z.B. Stromimport, Gaskessel) und Fahrzeugen (z.B. Range Extender). Für andere Untersuchungen können aber auch auf die Speichernutzung umgelegte Emissionen bzgl. der Speicherherstellung berücksichtigt werden. In Kapitel 4.2.8 wird detaillierter darauf eingegangen, woraus sich die einzelnen Emissionsbestandteile zusammensetzen.

$$\forall l \in L, t \in T: \quad G_{lt} = \Delta t \left( \sum_{p \in P_{lc}^{in}} \Pi_{lpt}^{Pro,in} g_{lp} + \sum_{s \in S_{lc}} \Pi_{lst}^{Sto,in} g_{ls} + \sum_{v \in V} \Pi_{lvt}^{EV,in} g_{lv} \right) \quad (4.41)$$

Für alle Prozesse, Speicher, Fahrzeuge und Übertragungsleitungen gelten die in Tabelle B-2 angegebenen Wirkungsgrade, CO<sub>2</sub>-Emissionen, Investitions- bzw. Betriebskosten und sonstigen hinsichtlich Tabelle 4-2 und Tabelle 4-3 relevanten Parameter. Prozesse, für die in dieser Tabelle kein Wirkungsgrad angegeben ist, verfügen über einen Wirkungsgrad von 100 %. Parameter, die nicht mit einem Zahlenwert hinterlegt sind, fließen mit dem Wert null ein.

### MILP-Elemente von URBS-SMG

Das entwickelte Modell verfügt auch über ganzzahlige (MILP-)Elemente, die sich auf die Einplanung fixer Lastprofile der DSM-Geräte, Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten der Wärmepumpe sowie einen nicht-modulierenden Wärmepumpenbetrieb und eine Mindestladeleistung für Batterien und Elektrofahrzeuge beziehen. Diese werden in [16, 22, 131] angewendet, aus Rechenzeitgründen im Rahmen dieser Arbeit aber nicht genutzt. Daher wird auf diese in der Modellbeschreibung nicht weiter eingegangen. Das Modell wird hier als rein lineare Optimierung verwendet.

#### 4.2.5.4 Struktur des Optimierungsablaufs

Der Ablauf des Optimierungsmodells wird in dieser Arbeit auf zwei unterschiedliche Arten durchgeführt, im Rolling Horizon Verfahren oder im Typwochenverfahren. In diesem Kapitel werden die Vor- und Nachteile sowie die Anwendungsfälle dieser Verfahren vorgestellt.

#### Rolling Horizon Verfahren

Die Systematik des Rolling Horizon bezieht die Daten des gesamten Beobachtungszeitraums (z.B. ein Jahr) mit ein, sieht allerdings einen iterativen Zyklus vor, der den Beobachtungszeitraum in einzelne Zeitbereiche einteilt. Somit wird der betrachtete Zeithorizont nicht innerhalb eines Optimierungslaufs bearbeitet, sondern in Teilschnitten, die sich rollierend und auch überlappend zeitlich nach vorne schieben. Abbildung 4-10 veranschaulicht die Idee dieses Vorgangs. Die Optimierung (d.h. das

EMS) ermittelt per Einsatzplanung den Anlagenfahrplan jeweils für den Vorhersagehorizont jeder Iteration. Aus diesem Anlagenfahrplan wird dann der Teil entnommen, der den Zeitbereich des Steuerhorizonts abdeckt. Daraus resultiert der konkrete Anlagenfahrplan, der in den Lösungsvektor übernommen wird, welcher sich aus den Anlagenfahrplänen aller Steuerhorizonte zusammensetzt. Die nächste Iteration beginnt dann einen Zeitschritt nach dem Ende des Steuerhorizonts der vorhergehenden Iteration.

In der Umsetzung des Verfahrens bedeutet dies konkret, dass die Optimierung in GAMS iterierend für die entsprechenden Zeiträume durch MATLAB angestoßen wird. Dafür ist es nötig, die Speicherfüllstände von einem Modellauf an den nächsten korrekt zu übergeben. Andere Variablen, wie z.B. die abgegebene Wärmeleistung der Wärmepumpe sind davon nicht betroffen. Dazu werden die Speicherfüllstände zum Ende des Steuerhorizonts ausgelesen, in MATLAB zwischengespeichert und in GAMS als Initialwert zu Beginn des Vorhersagehorizonts des nächsten Modelllaufs verwendet. Von den Inputzeitreihen werden diejenigen Werte, die den Vorhersagezeitraum der nächsten Iteration betreffen, entsprechend an die Optimierung weitergegeben. Insgesamt werden nach jedem Optimierungslauf die Ergebnisse für alle Variablen jeweils an die Ergebnisse des vorhergehenden Optimierungslaufs angehängt, sodass sich zuletzt für alle Variablen ein Ergebnisvektor für den gesamten Beobachtungszeitraum ergibt.

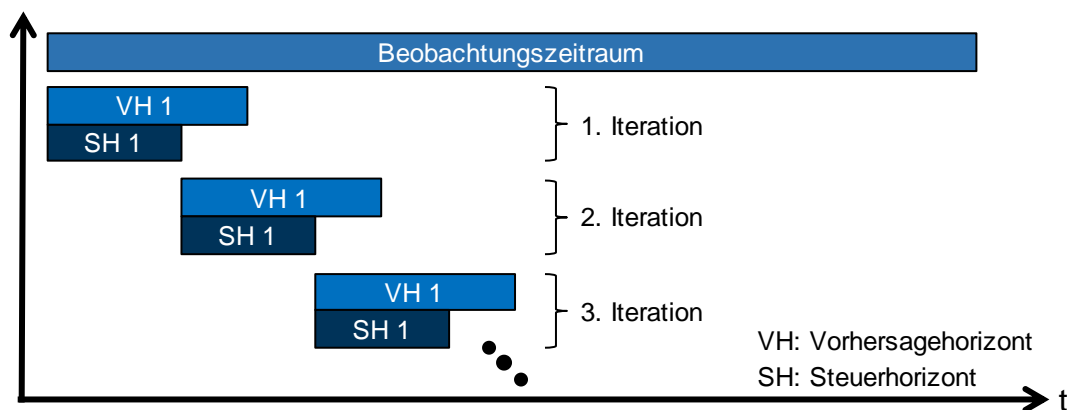


Abbildung 4-10: Funktionsmechanismus "Rolling Horizon" nach [22]

Um sicherzustellen, dass in der Optimierung die Speicherzustände am Ende des Steuerhorizonts nicht verfälscht werden, ist es wichtig, den Vorhersagehorizont länger als den Steuerhorizont zu wählen (hier: Vorhersagehorizont = Steuerhorizont + 2 Tage). Sind beide Zeiträume gleich lang, führt dies zu unerwünschten bzw. verzerrenden Randeffekten am Ende des jeweiligen Zeitbereichs. Da der Solver die Restriktionen hinsichtlich der Speichervariablen am Ende eines Optimierungslaufs beachten muss, würde dem Solver in diesem Fall kein Freiraum gelassen, einen optimalen Anlagenfahrplan zu finden, der über das Ende des Steuerhorizonts hinausgeht.

Der Vorteil des Rolling Horizon Verfahrens liegt einerseits darin, die Rechenzeit durch die Verkleinerung der Problemgröße signifikant zu verringern. Außerdem wird damit gleichzeitig eine genauere zeitliche Auflösung ermöglicht. Zusätzlich wird die Lösung realitätsnäher, da die perfekte Vorausschau vom gesamten Beobachtungszeitraum auf einen kleineren Vorhersagehorizont reduziert wird. Als Kompromiss zwischen dem Gedanken der Realitätsnähe und der absoluten Rechenzeit wird ein Steuerhorizont von 30 Tagen gewählt. Ein Nachteil des Rolling Horizon Algorithmus ist, dass die Optimierung rein als Einsatzplanung und nicht als Ausbauplanung durchgeführt werden kann, da dafür ein einzelner zusammenhängender Optimierungslauf nötig ist.

### Typwochenverfahren

Alternativ zum Vorgehen nach Rolling Horizon steht das Typwochenverfahren, das ebenfalls eine Reduktion des Optimierungszeitraums vorsieht. Darin werden allerdings aus dem gesamten Beobachtungszeitraum eines Jahres bestimmte Wochen ausgewählt, die dieses Jahr möglichst gut repräsentieren. Auf diese Weise wird die Optimierung nicht für alle Zeitpunkte dieses Jahres durchgeführt, sondern für einen aus den ausgewählten Typwochen zusammengesetzten Zeitraum, wie in Abbildung 4-11 dargestellt.

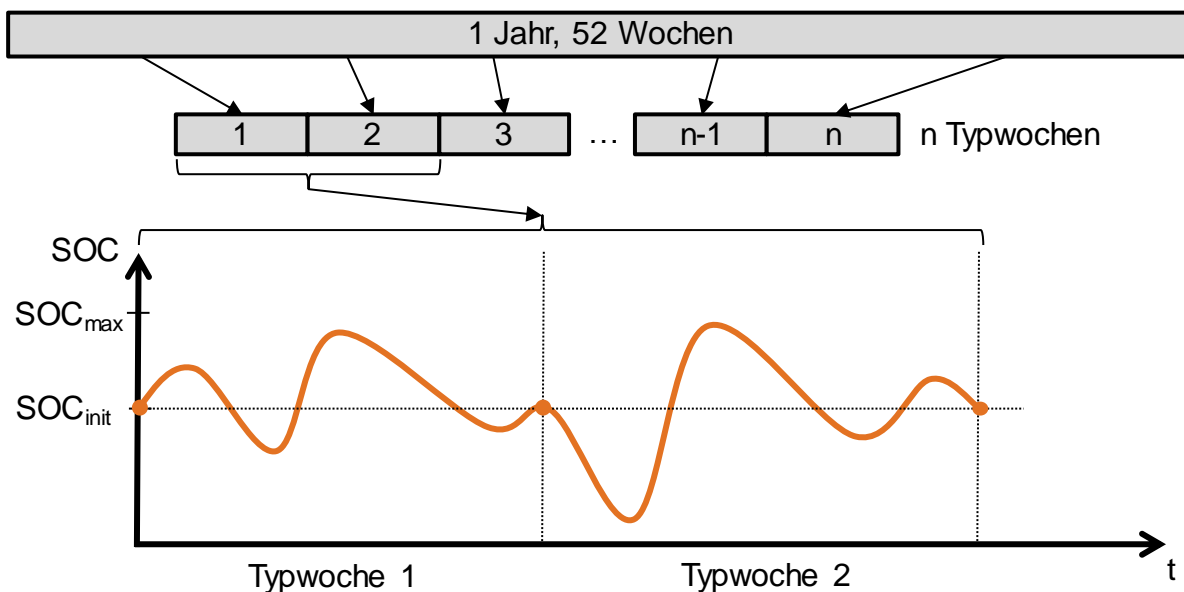


Abbildung 4-11: URBS-SMG Ausbauplanung – Speicherzustände im Typwochenverfahren

Da diese Typwochen zwar zusammengefügt werden, allerdings in Wirklichkeit nicht aufeinanderfolgen müssen, müssen für die Speichervariablen an den Schnittstellen dieser Typwochen zusätzliche Nebenbedingungen eingeführt werden. Dabei wird gefordert, dass die Speicherfüllstände zum Anfang ( $T_1^w$ ) bzw. Ende ( $T_N^w$ ) jeder Typwoche auf dem vorgegebenen Wert ( $SOC_{init}$ ) stehen. Hinsichtlich der mathematischen Modellformulierung werden die Speichergleichungen (elektrischer und thermischer Speicher, EV Speicher) um die Gleichungen (4.42) bis (4.45) erweitert.



$$\forall l \in L, c \in (C_{dem} \cup C_{demH}), s \in S_{lc}, t \in T_1^W: \quad E_{lst}^{Sto,con} = K_{ls}^c \gamma_{lst_1} \quad (4.42)$$

$$\forall l \in L, c \in (C_{dem} \cup C_{demH}), s \in S_{lc}, t \in T_N^W: \quad E_{lst}^{Sto,con} = K_{ls}^c \gamma_{lst_1} \quad (4.43)$$

$$\forall l \in L, c \in C_{dem}, v \in V_{lc}, t \in T_1^W: \quad E_{lst}^{EV,con} = \kappa_{lv}^{EV,c} \gamma_{lv t_1}^{EV} \quad (4.44)$$

$$\forall l \in L, c \in C_{dem}, v \in V_{lc}, t \in T_N^W: \quad E_{lst}^{EV,con} = \kappa_{lv}^{EV,c} \gamma_{lv t_1}^{EV} \quad (4.45)$$

Die Auswahl der Typwochen wird anhand der Eingangszeitreihen zur elektrischen und thermischen Last sowie der PV-Erzeugung in Anlehnung an [191] durchgeführt. Dabei wird der betrachtete Zeitraum zunächst in äquidistante Zeitbereiche (sog. Domains) eingeteilt, die zeitlich z.B. ein Quartal oder einen Monat umfassen. Innerhalb dieser Domains wird für jede der drei Zeitreihen die durchschnittliche Woche  $x_{mean}$  berechnet, sodass pro Domain drei gemittelte Wochen resultieren. Darauf aufbauend wird mit Hilfe von Formel (4.46) der NMSE für jede Woche innerhalb einer Domain zur Durchschnittswoche derselben Domain berechnet. Der NMSE birgt an dieser Stelle gegenüber z.B. dem MSE den Vorteil, dass die Normierung auf den Mittelwert  $\bar{x}_{mean}$  eine bessere Vergleichbarkeit der drei untersuchten, physikalischen Leistungsgrößen garantiert.

$$NMSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{(x_i - x_{mean,i})^2}{\bar{x}_{mean}^2} \quad (4.46)$$

Die Werte für den NMSE für alle drei Leistungsgrößen werden anschließend multipliziert (4.47), um mit dem  $NMSE_{total}$  einen absoluten Wert für den Fehler und damit die Bewertung einer Woche gegenüber den Durchschnittswochen aller drei Leistungszeitreihen zu erhalten. Für jede Domain wird die Woche mit dem niedrigsten  $NMSE_{total}$  als Typwoche ausgewählt, die somit die geringste Abweichung gegenüber der Durchschnittswoche aufweist.

$$NMSE_{total} = NMSE_{Pel} \cdot NMSE_{Pth} \cdot NMSE_{PPV} \quad (4.47)$$

Das Typwochenverfahren bietet den Vorteil, dass die Optimierung nicht nur eine Einsatz-, sondern auch eine Ausbauplanung durchführen kann, da im Gegensatz zum Rolling Horizon Verfahren ein einzelner Zeitraum optimiert wird. Da somit statt einem gesamten Jahr nur wenige Wochen berechnet werden, wird in den Simulationsläufen erheblich Rechenzeit eingespart. Auf diese Weise kann auch die Vergrößerung des Optimierungsproblems durch die zusätzlichen Gleichungen für die Ausbauplanung kompensiert werden. Zur optimalen Nutzung ist ein Kompromiss hinsichtlich Rechenzeit und der Anzahl an Typwochen zu finden. Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Anzahl von 12 Typwochen verwendet. Nachteilig ist, dass nicht der gesamte Beobachtungszeitraum abgebildet wird und somit nur eine näherungsweise optimale Lösung

möglich ist. Außerdem können durch dieses Verfahren eventuell wichtige Einzelereignisse unbeachtet bleiben.

Eine denkbare dritte Version, die jeweils einen Extremfall (z.B. Rolling Horizon mit Beobachtungszeitraum = Vorhersagehorizont = Steuerhorizont) der beiden Verfahren darstellt, ist die Optimierung als Ganzjahresplanung, bei der ein ganzes Jahr mit allen Zeitschritten der gewählten Auflösung auf einmal als Optimierungsproblem gelöst werden muss. Diese Möglichkeit wird hier allerdings hinsichtlich der Rechenzeit, die in diesem Fall aufgrund der Problemgröße deutlich ansteigt, nicht angewendet.

### **Anwendung der möglichen Optimierungsabläufe in der vorliegenden Arbeit**

In der vorliegenden Arbeit wird für alle Modellläufe, die keine Ausbauplanung vorsehen, das Rolling Horizon Verfahren verwendet. Berechnungen, die eine Ausbauplanung benötigen, wie z.B. die Auslegung der Wärmepumpe auf die Typgebäude in Kapitel 2.4.2, werden mit dem Typwochenverfahren durchgeführt.

#### **4.2.6 Programmablauf**

In Kapitel 4.2 wird ein Überblick über die einzelnen Module des Modellierungsframeworks und die Datenübergaben gegeben. Im Vergleich dazu soll hier der Programmablauf veranschaulicht werden. Abbildung 4-12 zeigt, welche Programmteile konsekutiv ausgeführt werden und welche Software jeweils benutzt wird. Die Verbindungslinien können dabei einerseits als Datenübergabe verstanden werden, sollen aber andererseits vielmehr die Abfolge der Module veranschaulichen.

Zu Beginn werden alle nötigen Simulations- und Optimierungsparameter in einem Tabellenblatt in Excel eingestellt, das ein möglichst flexibles und übersichtliches Handling der Parameter erlaubt. Diese Parameter reichen beispielsweise von der Wahl des Energiemanagementkonzepts (EO, SMG) bzw. Referenzfalls (REF) über die Festlegung auf die Struktur des Optimierungsablaufs (Rolling Horizon bzw. Typwochen) bis hin zur Definition installierter Anlagenleistungen. Basierend auf dieser Parametereinstellung werden in MATLAB nach der Methodik in Kapitel 4.2.4 die konkreten Siedlungskompositionen erzeugt und automatisiert in einer Exceldatei abgelegt. Diese Exceldatei ist konform mit derjenigen, die in der MATLAB-GAMS-Version von URBS gefordert wird. Der Programmmaster ist ebenfalls in MATLAB implementiert. Dieser übernimmt das Datenhandling der Inputdaten und der Ergebnisse aus dem Optimierungsmodell (s. 4.2.5) in GAMS sowie die Programmsteuerung und -taktung. Wird Rolling Horizon als Optimierungsvariante gewählt, wird die in Abbildung 4-12 dargestellte Schleife über Programmmaster, Optimierung und Solver mehrfach ausgeführt (s. dazu 4.2.5.4). Sind alle Optimierungsläufe abgeschlossen, werden die Rohergebnisse an den Programmmaster übergeben, aufbereitet und anschließend mit Hilfe von MATLAB und Excel geplottet.

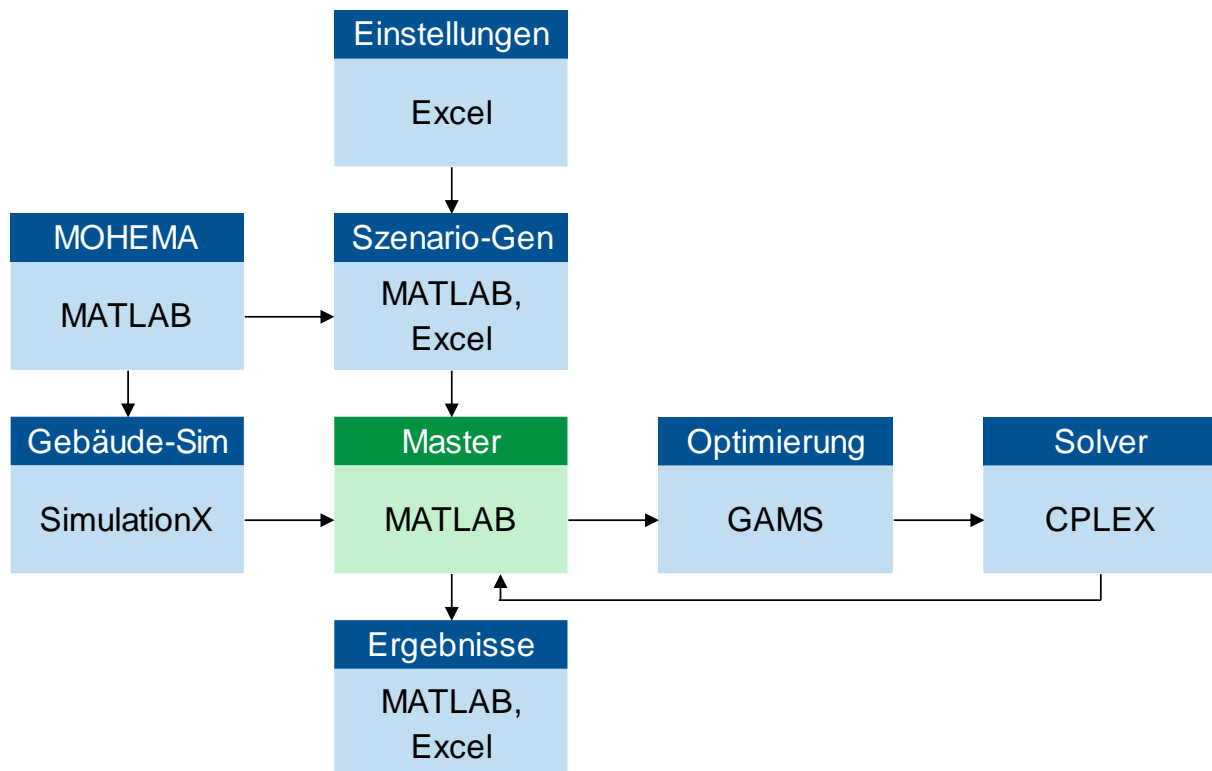


Abbildung 4-12: Übersicht über den Programmablauf des Modellierungsframeworks

MOHEMA (s. 4.2.2) und die Gebäudesimulation (s. 4.2.3) sind in dieses Schema so eingebunden, dass sie einerseits Teil des Programmablaufs, andererseits aber auch unabhängig davon sein können. Im letzten Fall würden dann die Daten zu allen möglichen Haushalts- und Typgebäudekombinationen vorab berechnet und so abgespeichert, dass der beschriebene Programmablauf diese abgespeicherten Daten entsprechend aufruft. Dies hat den Vorteil, dass doppelte Berechnungen für Haushalts- und Gebäudezeitreihen vermieden werden und die Rechenzeit für die Programmläufe selbst reduziert werden kann.

#### 4.2.7 Ablauf der Auswertung

Im Zentrum der Auswertung der Ergebnisse aus URBS-SMG steht der Vergleich der des Referenzfalls REF mit den Energiemanagementkonzepten EO und SMG (s. Abbildung 4-1). Dieser Vergleich findet anhand der in diesem Kapitel vorgestellten Bewertungskriterien statt. Zusätzlich werden auch Sensitivitätsanalysen hinsichtlich einzelner, ausgewählter Parameter durchgeführt.

Für jede vergleichende Bewertung werden, wie in Kapitel 4.1 gefordert, unterschiedliche Siedlungs-, Haushalts-, Gebäude- und Anlagenzusammensetzungen simuliert, um die Aussagekraft der Ergebnisse zu erhöhen. Diese Samples werden nach der Beschreibung in Kapitel 4.2.4 generiert. Wie bereits beschrieben, wird dabei nicht in der absoluten Anzahl von Anlagen oder Siedlungsgrößen, sondern in der Verteilung

der Anlagen und Gebäude in Bezug auf die Häuser der Siedlung unterschieden. Außerdem bilden die Samples, deren Anzahl für jede jeweils durchgeführte Jahressimulation in Kapitel 5.2.1 festgelegt wird, verschiedene Haushalte und Lastverläufe ab.

Um die Ergebnisse besser vergleichen zu können, wird für die untersuchten Bewertungskriterien (s. Kapitel 4.2.8) jeweils der Mittelwert aus allen Samples mit der gleichen Parametereinstellung verwendet, um einen einzigen Wert für den Vergleich zu erhalten. Ausnahme bilden die Analysen der Peakleistung, bei denen das Maximum der Samples verwendet wird. Soll hingegen die Bandbreite der Werte aller Samples dargestellt werden, wird dies mit Hilfe von Boxplots umgesetzt.

### 4.2.8 Bewertungskriterien

Für die Bewertung des Mehrwerts der Energiemanagementkonzepte stehen verschiedene technische, ökonomische und ökologische Bewertungskriterien zur Verfügung. Diese können sich entweder auf die gesamte Siedlung oder einzelne Häuser beziehen und werden im Folgenden vorgestellt.

#### Energiemengen

Aus energietechnischer Sicht stehen neben den elektrischen und thermischen Verbräuchen aller Haushalte der Siedlung folgende elektrische Energiemengen (in MWh) als Bewertungskriterien im Fokus:

- Fremdbezug (importierte elektrische Energie). Dies entspricht  $\sum Import$  in Abbildung 4-9.
- Aus der Siedlung exportierte elektrische Energie (PV-Energie, die nicht in der Siedlung verbraucht werden kann). Diese setzt sich aus  $\sum Export_{EEG}$  und  $\sum Export_{spot}$  in Abbildung 4-9 zusammen.
- Innerhalb der Siedlung ausgetauschte bzw. gehandelte Energie zwischen den Prosumern (nur im SMG-Fall). Diese wird in URBS-SMG als die Energie bilanziert, die über den SMG-Verbindungspunkt übertragen wird (siehe Abbildung 4-9).

Aus diesen Energiemengen kann im Vergleich von REF, EO und SMG abgeleitet werden, inwiefern die Energiemanagementkonzepte den Anlageneinsatz und damit die Energienutzung beeinflussen.

#### Peakleistung am ONT

Die Peakleistung am ONT betrachtet die maximalen Wirkleistungswerte über den Transformator an der Grenze der betrachteten Siedlung im Zeitraum eines gesamten Jahres. Dabei werden beide Richtungen, Stromfluss in bzw. aus der Siedlung (Import bzw. Export), berücksichtigt. Diese Werte geben Aufschluss über die thermische Belastung des ONT als Betriebsmittel und können so auf eventuell auftretende Engpässe

hinsichtlich der Auslegung der Trafobemessungsscheinleistung des ONT hinweisen. Die Peakleistung wird aus dem Maximalwert von  $\Pi_t^{Trafo,imp}$  bzw.  $\Pi_t^{Trafo,exp}$  aus Tabelle 4-4 abgeleitet.

Dabei gilt es eine Besonderheit hinsichtlich der Berechnung der Ergebnisse in Kapitel 5.3 zu beachten. Wie in Kapitel 3.4 beschrieben, wird dem Energiemanagementsystem in den Simulationsrechnungen keine Begrenzung der Transformatorleistung initial als Restriktion vorgegeben (außer dies ist explizit anders erwähnt, was in der Einplanung der Flexibilitäten neben einem nutzerbezogenen sowie marktorientierten auch einen netzdienlichen Betrieb bezwecken würde). Dies ermöglicht, die Größenordnung einer eventuellen Leistungsüberschreitung einschätzen zu können. Dabei werden die Parameter  $\bar{\kappa}^{Trafo,imp}$  und  $\bar{\kappa}^{Trafo,exp}$  (s. Tabelle 4-3) auf unendlich gesetzt und die Ergebnisse für  $\Pi_t^{Trafo,imp}$  und  $\Pi_t^{Trafo,exp}$  im Anschluss an die Optimierungsberechnungen mit den Werten für maximale Transformatorenleistungen aus Tabelle B-2 verglichen und bei Bedarf diskutiert.

### **Gleichzeitigkeitsfaktor**

Der Gleichzeitigkeitsfaktor, auch Gleichzeitigkeitsgrad genannt, ist ein konventionelles Maß zur Quantifizierung der Nachfragevariabilität einzelner Netzgebiete. Sie ist definiert als das Verhältnis des Spitzenstrombedarfs einer aggregierten Gemeinde im Vergleich zur kumulierten Summe der Spitzenstrombedarfe der einzelnen Haushalte. Zur Auswertung der Simulationsergebnisse dieser Arbeit wird die Berechnung des konventionellen Gleichzeitigkeitsfaktors etwas modifiziert. Um auch der verteilten, dezentralen Erzeugung und Speicherung von Energie innerhalb der Siedlung Rechnung zu tragen, wird der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g$  hinsichtlich der Residuallast berechnet, die aus allen Verbräuchen abzüglich den dem System aus PV oder Batterien zufließenden Leistungen berechnet wird. Dabei wird der Gleichzeitigkeitsfaktor zunächst für jeden Tag des Jahres berechnet (s. Formel 4.48) und dann über alle Tage des berechneten Jahres gemittelt (4.49), um einen einzelnen Wert für das gesamte Jahr zu erhalten. Der Gleichzeitigkeitsfaktor bewegt sich zwischen 0 und 1, wobei 1 bedeutet, dass alle Verbraucher der Häuser der Siedlung zeitgleich ihre maximale Lastspitze erreichen. [192] Für eine zunehmende Anzahl an Häusern wird dies bis zu einem gewissen Grad immer unwahrscheinlicher, weswegen der Gleichzeitigkeitsgrad zunächst abnimmt und dann in Sättigung geht. [193]

$$\forall \text{ Tage: } g_{\text{Tage}} = \frac{\max(P_{\text{Siedlungssumme}}^{\text{Residual}}(t))}{\sum_{i=1}^n \max(P_{\text{Haus},i}^{\text{Residual}}(t))} \quad (4.48)$$

$$g = \sum_{i=1}^{N_{\text{Tage}}} g_{\text{Tage}} \quad (4.49)$$

## Kosten

Hinsichtlich der Kosten werden die Systemkosten pro Jahr für die gesamte Siedlung betrachtet und verglichen. Diese umfassen alle Kostenbestandteile aus Gleichung 4.5. Damit beinhalten diese alle Betriebskosten, d.h. Brennstoffkosten, Fixkosten sowie variable Kosten für alle Prozesse (Anlagentechnik) und Speicher, Kosten für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz und auch Bezugskosten für SMG-Strom abzüglich der Erlöse für verkauften SMG-Strom, EEG-Vergütung für eingespeisten PV-Strom und Erlöse für Strom der am Spotmarkt verkauft wird. Wird darüber hinaus auch Ausbauplanung untersucht, werden annuitätisch Investitionskosten addiert. Die Systemkosten können entweder absolut in € oder spezifisch pro Haus in €/Haus angegeben werden. Werden Kosteneinsparungen angegeben, werden diese auf den Referenzfall bezogen.

## Eigenverbrauchsgrad und Eigendeckungsgrad

Darüber hinaus werden der Eigenverbrauchsgrad und der Eigendeckungsgrad (auch: Autarkiegrad) als Bewertungskriterium ausgegeben. Laut Formel 4.50 entspricht der Eigenverbrauchsgrad (sc) der Siedlung dem Anteil der elektrischen Energie aus allen lokalen PV-Anlagen ( $E_{PV}$ ), die entweder direkt ( $E_{DV}$ ) in den Wohnhäusern verbraucht, in eine Batterie geladen ( $E_{BL,PV}$ ) oder zur gemeinschaftlichen Versorgung der Nachbarhäuser ( $E_{GV}$ ) eingesetzt wird. Dies bedeutet, der Eigenverbrauch gibt an, wieviel Prozent des in der Siedlung produzierten Stroms auch dort genutzt werden kann. [16, 50]

$$sc = \frac{\sum_i^{N_{\text{Häuser}}} (E_{DV,i} + E_{BL,PV,i}) + E_{GV}}{\sum_i^{N_{\text{Häuser}}} E_{PV,i}} \quad (4.50)$$

Der Eigendeckungsgrad (a) ist eine weitere Größe zur Bewertung von PV- und Batteriesystemen im Wohnbereich. Die Autarkie beschreibt den Anteil des verbrauchten Stroms, der dezentral in den Häusern der Siedlung erzeugt wird. Formel 4.51 zeigt die Berechnung dieses prozentualen Werts aus der in die Siedlung importierten Strommenge ( $E_{\text{Import},\text{Siedlung}}$ ) und des Stromverbrauchs der Gesamtsiedlung ( $E_{VB,\text{Siedlung}}$ ). Dabei wird immer ein komplettes Jahr bilanziert. [16, 26, 50]

$$a = 1 - \frac{E_{Import,Siedlung}}{E_{VB,Siedlung}} \quad (4.51)$$

## CO<sub>2</sub>-Emissionen

Als ökologisches Bewertungskriterium werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen für ein Jahr für das Netzgebiet der Siedlung in t CO<sub>2</sub> bilanziert. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen setzen sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen. Der Strombezug aus dem öffentlichen Versorgungsnetz wird vereinfacht über einen konstanten Emissionsfaktor in kgCO<sub>2</sub>(äq.)/kWh<sub>el</sub> abgebildet, der sich am durchschnittlichen deutschen Strommix orientiert. Darüber hinaus werden bei der Anlagentechnik Emissionen bei der Wärmeherzeugung über Gas- und Ölheizung freigesetzt. Range Extender in den EVs sind als serieller Hybrid mit einem Ottomotor modelliert, der die Batterie lädt. Insgesamt folgt die Berechnung somit Formel 4.41, wobei außerhalb des Optimierungsmodells noch die Emissionen der konventionellen Fahrzeuge hinzugefügt werden. Die konkreten spezifischen Emissionsparameter sind in Tabelle B-2 im Anhang aufgeführt.

## Fazit

Um den Mehrwert der Energiemanagementkonzepte EO und SMG für Siedlungen aus technischer, ökonomischer und auch ökologischer Perspektive bewerten zu können, werden grundsätzlich alle diese Bewertungskriterien im Modellierungsframework berechnet und ausgewertet. In Kapitel 5.3 wird der Fokus vor allem auf die vier Bewertungskriterien relative Kosteneinsparung zum Referenzfall, Peakleistung, Eigenverbrauchsgrad und CO<sub>2</sub>-Emissionen gelegt.

## 4.3 Grenzen des Modellierungsframeworks

Nachdem in den vorausgegangenen Kapiteln die Struktur des Modellierungsframeworks vorgestellt wurde, wird in diesem Kapitel kurz auf dessen Grenzen eingegangen, um die Möglichkeiten der Modellumgebung nochmals aus einer anderen Perspektive zu betrachten. Diese Grenzen beziehen sich dabei allein auf die Umsetzung der Modelle. Um diese Grenzen zu überwinden müssen jeweils Änderungen im Modell vorgenommen werden. Folgende Modellgrenzen sind zu beachten:

### Netzabbildung

Es findet keine Lastflussrechnung bzw. Netzsimulation statt, d.h. die durchgeführten Berechnungen beschränken sich auf die übertragene Wirkleistung. Die Netzrestriktionen beziehen ausschließlich die maximale Transformatorleistung mit ein. Spannungsbandverletzungen und Leitungsüberlastungen werden nicht berücksichtigt.

### **Unelastische Last**

Die abgebildeten elektrischen und thermischen Lasten sind unelastisch, d.h. sie sind innerhalb der Optimierung nicht veränderbar, sondern werden als fixe Lastzeitreihe an die Optimierung übergeben. Für die Heizlast bedeutet dies, dass die Trägheit der thermischen Gebäudemasse nicht berücksichtigt wird und damit Heizen zu einem früheren Zeitpunkt die Heizlast zu einem späteren Zeitpunkt nicht verändert.

### **Temperatur**

Im Optimierungsmodell werden nur Energien und Leistungen berücksichtigt, das Temperaturniveau z.B. bei der thermischen Speicherschichtung nicht. Nur hinsichtlich dem Trinkwarmwasserbedarf findet auf Seiten der Eingangsdaten für das Optimierungsmodell eine Unterscheidung von zwei Temperaturniveaus in Form von zwei unterschiedlichen Lastzeitreihen statt.

### **Durchdringung der Energiemanagementsysteme in der Siedlung**

Dies betrifft die Fälle EO und SMG. Da in dieser Arbeit der maximale Mehrwert untersucht werden soll, wird hier nur eine 100 prozentige Durchdringung mit Energiemanagementsystemen betrachtet. Das bedeutet, dass alle Häuser der Siedlung über ein EMS verfügen und nicht nur ein Teil der Häuser.

### **Abbildung Smart Micro Grid**

Die einzelnen Prosumer reagieren als Teilnehmer am Smart Micro Grid rein auf Preissignale, d.h. es wird kein Markt innerhalb des SMG abgebildet und kein agentenbasierter Ansatz verfolgt. Der SMG-Strompreis ist dabei konstant.

### **Bilanzraum und Einbettung in das überlagerte Energiesystem**

Der Bilanzraum der Siedlung reicht von einzelnen Häusern bis zum Ortsnetztransformator. Die Energieversorgung der Siedlung aus den übergeordneten Netzebenen wird nicht beeinflusst d.h. es gibt weder Engpässe bei der externen Energieversorgung noch beeinflusst die Stromeinspeisung das Gesamtenergiesystem. In diesem Sinne werden auch keine Inselnetze betrachtet.

### **Betrachtete Märkte**

Wie in Kapitel 3.4 festgelegt, wird im Rahmen dieser Arbeit nur der Spotmarkt betrachtet, d.h. andere Märkte bzw. Anwendungsarten, die in Tabelle 3-3 zusammengefasst sind, werden nicht berücksichtigt. Darüber hinaus sind die Spotmarktpreise als Eingangszeitreihe fix vorgegeben. Somit wird auch keine Marktsimulation durchgeführt, die beispielsweise Gebote in Auktionsverfahren abbilden. Da das Optimierungsmodell mit perfekter Voraussicht arbeitet, wäre dies auch nicht sinnvoll, weil Preise in Marktprozessen vor allem aus Prognosen und Unsicherheiten resultieren. [47]



#### 4.4 Plausibilisierung des Optimierungsmodells

Da eine Validierung von Systemen und Modellen nur mit Messdaten möglich ist, die dieser Arbeit nicht zur Verfügung stehen, wird daher an dieser Stelle anstatt dessen eine Plausibilisierung des Optimierungsmodells durchgeführt. Die Eingangsdaten des Optimierungsmodells sind Ergebnisse der Simulationsmodelle in Abbildung 4-1. Diese Daten sind valide bzw. plausibel. Die Ergebnisse aus MOHEMA wurden in [22] überprüft und die Heizlastgänge bilanziell mit den Werten aus [70] abgeglichen sowie der Jahresverlauf mithilfe Abbildung 2-1 in Kapitel 2.2 plausibilisiert. Alle weiteren Eingangszeitreihen (v.a. Wetter und Preiszeitreihen) sind gemessene Werte, die sich auf dasselbe Jahr beziehen (s. Kapitel 4.2.1). Daher liegt hier nun der Fokus auf der Funktionsweise des Optimierungsmodells. Diese soll für REF, EO und SMG auf Plausibilität überprüft werden.

Abbildung 4-13 bis Abbildung 4-15 zeigen jeweils das Ergebnis eines Optimierungslaufs. Dabei wird der zeitliche Leistungsverlauf aller elektrischen Erzeuger, Verbraucher und Speicher für drei Beispieltage im Juni einerseits für die gesamte Siedlung (Summe aus allen 24 Haushalten der Siedlung) und andererseits für zwei Beispielhaushalte (Haus 15 und 20) der Siedlung exemplarisch dargestellt. Bilanzpunkt der elektrischen Leistungen ist die in Abbildung 4-7 abgebildete schematische Sammelschiene. Alle Leistungsflüsse zur Sammelschiene hin bzw. von dieser weg werden in Abbildung 4-13 positiv bzw. negativ angetragen. Dementsprechend sind die elektrischen Leistungen aus PV, Strombezug (Import) und Ausspeichern aus der Batterie über der x-Achse eingezeichnet. Außerdem ist der elektrische Gesamtbedarf als schwarze Linie nicht nur negativ, sondern auch positiv dargestellt, um besser veranschaulichen zu können, welcher Teil der PV-Erzeugung eventuell nicht direkt verbraucht werden kann.

Nicht alle Häuser der Siedlung besitzen dieselbe Anlagentechnik, z.B. verfügt Haus 20 (B20) im Gegensatz zu Haus 15 (B15) nicht über eine PV-Anlage. Die Leistungsverläufe der einzelnen Haushalte (z.B. von Haus 20) sind auch im oberen Diagramm erkennbar, das die Siedlung aggregiert darstellt. So kann man beispielsweise die Ladung des EVs in Haus 20 am Ende des zweiten Tages auch im Leistungsverlauf der Siedlung sehen.

Abbildung 4-13 zeigt die Leistungsverläufe im Referenzfall REF. Die ausgewählten Tage haben tagsüber im Vergleich zum Stromverbrauch einen deutlichen Überschuss an PV-Strom, der zumeist per EEG-Vergütung ins öffentliche Netz eingespeist wird. Außerhalb der Zeiten mit PV-Strom muss der Strombedarf entweder über Strombezug aus dem öffentlichen Netz oder Entladen bei vorhandener Batterie gedeckt werden.

Bis auf Stromimport und -export sind alle Leistungsverläufe bereits vor Optimierungsbeginn fix vorgegeben, sodass aus Ermangelung von Energiemanagementsystemen keine Anpassung der Leistungen möglich ist.

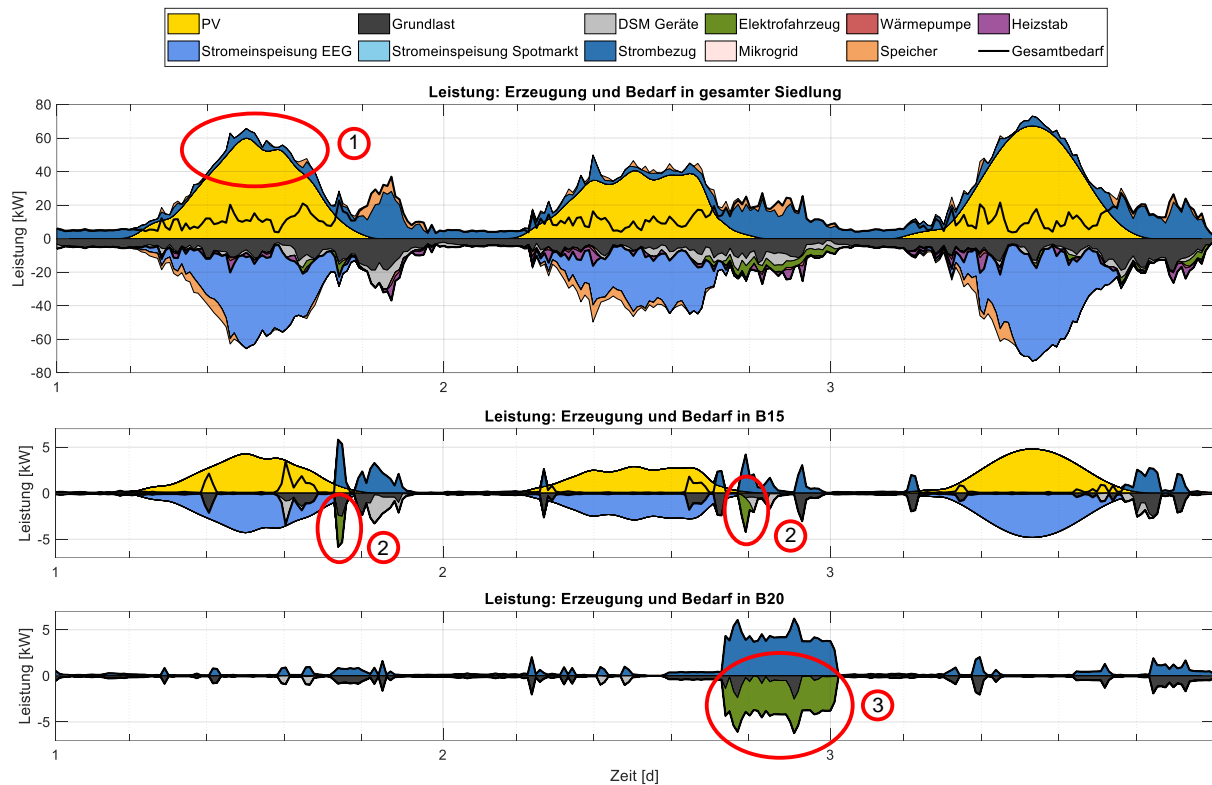


Abbildung 4-13: Zeitlicher Leistungsverlauf als Summe in der Siedlung und für zwei Beispielhaushalte innerhalb der Siedlung, REF

Im Folgenden wird der Fokus besonders auf die roten Kreise in den drei Abbildungen gelegt. Obwohl in dieser Siedlung ein Überschuss an PV-Strom besteht, wird z.T. dennoch Strom aus dem übergelagerten Netz bezogen (siehe 1 in Abbildung 4-13). Dies liegt daran, dass in REF die Häuser elektrische Energie nicht gezielt innerhalb der Siedlung koordinieren können und daher alle Haushalte ohne eigene PV-Anlage auf Stromimport von außen angewiesen sind. Beide ausgewählten Häuser besitzen ein EV. Die innerhalb des dargestellten Zeitraums durchzuführenden Fahrten finden jeweils direkt vor den EV-Ladungen in Haus 15 (2) bzw. 20 (3) statt, wobei die Fahrt des Bewohners von Haus 20 deutlich länger ist, was in einem erhöhten Ladebedarf resultiert. Die EV-Ladung findet in REF jeweils immer direkt nach der Fahrt statt, da hier als Ladestrategie immer sofort geladen wird, sobald das EV zu Hause steht und die Fahrzeugbatterie weniger als 100 % geladen ist. Beide EVs werden hauptsächlich mit Strom aus dem öffentlichen Netz und nicht mit eventuell vorhandenem PV-Strom geladen (2 und 3).

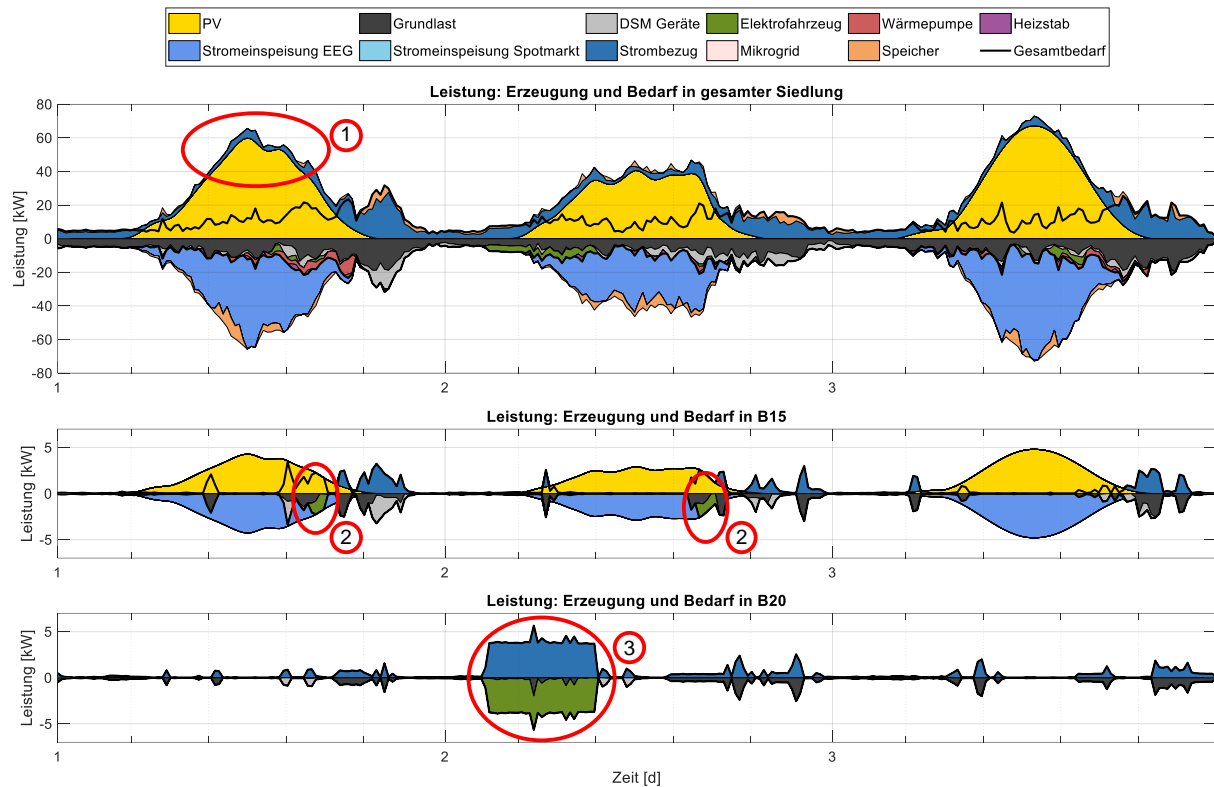


Abbildung 4-14: Zeitlicher Leistungsverlauf als Summe in der Siedlung und für zwei Beispielhaushalte innerhalb der Siedlung, EO

In Abbildung 4-14 wird dieselbe Siedlung für dasselbe Sample (identische Siedlungskomposition) im Fall der Eigenoptimierer EO dargestellt. Hier können außer der Grundlast und der Last der DSM-Geräte alle Verbraucher und Speicher flexibel vom HEMS hausintern optimal eingeplant werden. Ein Stromhandel zwischen den Haushalten der Siedlung ist nicht möglich, sodass Haushalte bei positiver Residuallast Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen müssen. Dies betrifft v.a. Haushalte ohne PV-Anlage. Daher wird auch weiterhin Strom zu Zeiten eines PV-Überschusses importiert (1). Ein grundlegender Unterschied gegenüber REF kann in der Ladung des EVs beobachtet werden. Haus 15 verschiebt die EV-Ladung in die PV-Glocke, sodass das EV rein mit eigenem PV-Strom geladen wird (2). Damit wird Strombezug aus dem Netz vermieden und eine Kosteneinsparung erzielt. In Haus 20 hingegen muss aus Ermangelung einer PV-Anlage weiterhin mit Strom aus dem Netz geladen werden. Allerdings hat sich der Ladezeitpunkt (3) vor die Fahrt verschoben, um Stillstandsverluste zu minimieren und damit den Verbrauch und in weiterer Konsequenz Kosten zu minimieren.

Die wiederum selbe Siedlung ist in Abbildung 4-15 für das Energiemanagementkonzept SMG abgebildet. In diesem Fall sieht man, dass innerhalb der Siedlung in Zeiten mit überschüssigem PV-Strom kein zusätzlicher Strombezug aus dem übergelagerten Netz erfolgt (1). Dies liegt daran, dass nun auch Stromaustausch zwischen den Nachbarhaushalten erlaubt ist und gezielt so koordiniert wird, dass sich für die gesamte Siedlung ein Kostenminimum ergibt. Im Zuge dessen wird überschüssige PV-Energie

z.B. von Haus 15 an andere Häuser im SMG abgegeben (2), die diesen Strom dann zur Lastdeckung nutzen. So kann es auch in Haus 20 beobachtet werden. Dort wird die Ladung des EVs nun über Strom aus dem Smart Micro Grid geladen, ohne dass zusätzlicher Strombezug aus dem übergelagerten Netz nötig ist (3). Um diesen Effekt maximal ausnutzen zu können, wird außerdem die Ladung des EVs auf zwei Ladezeitpunkte aufgeteilt. Diese befinden sich sogar an zwei verschiedenen Tagen, was möglich ist, da keine weitere Fahrt zwischen Tag 1 und 2 stattfindet.

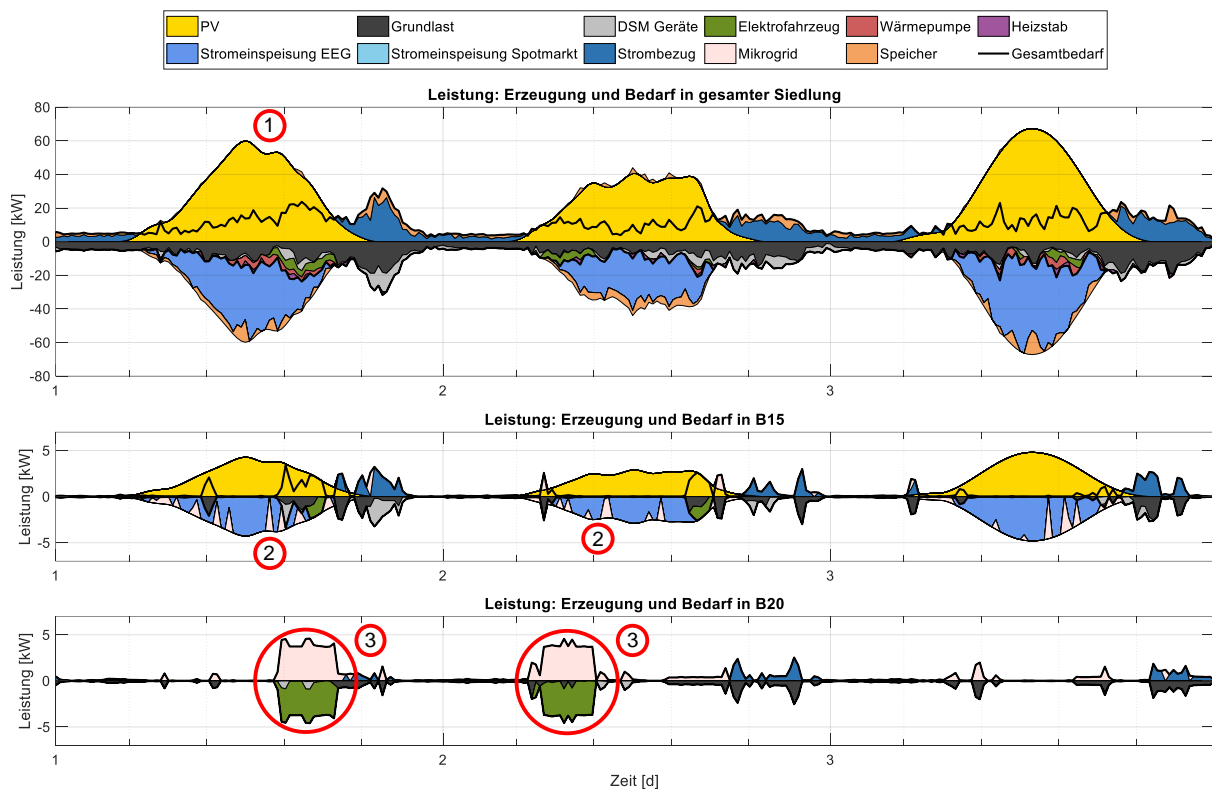


Abbildung 4-15: Zeitlicher Leistungsverlauf als Summe in der Siedlung und für zwei Beispielhaushalte innerhalb der Siedlung, SMG

## Fazit

Aus dieser exemplarischen Analyse des zeitlichen Leistungsverlaufs kann man erkennen, dass das Optimierungsmodell URBS-SMG die jeweils gewünschte Funktion des Energiemanagements in EO und SMG umsetzt. Im folgenden Kapitel werden die Simulationsläufe für verschiedene Parametervariationen und Betrachtungsgegenstände vergleichend ausgewertet. Diese basieren auf der in diesem Kapitel vorgestellten Funktionsweise der verschiedenen Energiemanagementsysteme.

## 5 Mehrwert der Energiemanagementkonzepte EO und SMG

In diesem Kapitel werden die in Kapitel 1.2 definierten und im Laufe der Arbeit ausführlich beschriebenen Energiemanagementkonzepte „Eigenoptimierer“ und „Smart Micro Grid“ (s. Abbildung 1-3) im Hinblick auf die gestellte Forschungsfrage verglichen. Damit steht die folgende Fragestellung im Fokus:

*Welchen ökologischen und technoökonomischen Mehrwert in Abhängigkeit struktureller, technischer und regulatorischer Rahmenbedingungen können die Energiemanagementkonzepte Smart Micro Grid und Eigenoptimierer in Wohnsiedlungen zur optimalen Nutzung vorhandener Flexibilitäten generieren?*

Dazu werden in einem ersten Schritt die grundlegenden Annahmen und Festlegungen, die in den vorausgegangenen Kapiteln getroffen und definiert wurden, nochmal kompakt dargestellt. Außerdem werden für die Simulationsläufe besonders sensitive und zentrale Parameter – Sampleanzahl, Siedlungsgröße und SMG-Strompreis – analysiert und festgelegt.

Darauf folgend wird der Mehrwert, den ein DEMS im Smart Micro Grid bzw. HEMS im EO-Fall gegenüber dem nicht-optimierten Referenzfall generiert, hinsichtlich struktureller, technischer und regulatorischer Rahmenbedingungen untersucht.

### 5.1 Grundlegende Annahmen und Festlegungen

Im Laufe der Arbeit werden an vielen Stellen Annahmen und Vereinfachungen getroffen, um Wohnsiedlungen und Energiemanagementsysteme als Untersuchungsgegenstand für die modellhafte Abstraktion sinnvoll und überschaubar abbilden zu können. Um diese einerseits kompakt zusammenzufassen, aber andererseits nicht nochmals zu wiederholen, werden hier die wichtigsten Bereiche genannt, bzgl. denen Annahmen getroffen werden, und auf die entsprechenden Stellen in der vorliegenden Arbeit verwiesen, die diese Annahmen ausführlich beschreiben.

#### **Siedlungsstruktur**

Die in der Optimierung implementierte Siedlungsstruktur und deren Anschluss an das übergeordnete Netz (kein Inselnetz) wird in Abbildung 4-9 dargestellt.

#### **Energiemanagementsysteme**

Für die Energiemanagementkonzepte EO bzw. SMG werden die Energiemanagementsysteme HEMS und DEMS und deren Entscheidungsgrundlagen sowie Funktionsweisen in Kapitel 3.1 bzw. 3.2 vorgestellt. Die konkrete Umsetzung von REF, EO und SMG in der Modellstruktur des Optimierungsmodells ist in Kapitel 4.2.5.2 erläutert.

### **Regulatorischer Rahmen, Strompreise und Spotmarkt**

Der regulatorische Rahmen, der für EO und SMG und die jeweiligen hausinternen und -externen Stromflüsse hinsichtlich Steuern, Umlagen, Abgaben und Vergütungen gelten, sowie die Vereinfachungen, die in dieser Arbeit für dessen modellhafte Abbildung gewählt werden, werden ausführlich in Kapitel 3.3 beschrieben. Die verwendeten Strompreise sind in Kapitel 3.1.2, die Abbildung des Spotmarkts in 3.4 zu finden.

### **Typgebäude, Haushalte, Anlagentechnik und Siedlungskomposition**

Die gewählten Typgebäude und Haushaltstypen werden in Kapitel 2.2 und 2.3 eingeführt. Dabei werden die verschiedenen Cluster der Haushaltstypen mit HH1 bis HH5, die Typgebäude mit G1 bis G7 (hoher bis geringer spezifischer HWB) codiert. Kapitel 2.4 thematisiert den Detailgrad der einzelnen technischen Anlagen, Kapitel 4.2.5 zeigt deren Abbildung im Optimierungsmodell. Die Zusammensetzung der Gebäude, Haushalte und technischen Anlagen zu einer Wohnsiedlung wird hier als Siedlungskomposition bezeichnet und in 4.2.4 vorgestellt. Für Deutschland repräsentative, durchschnittliche Siedlungszusammensetzungen erhalten die Codierung HHmix bzw. Gmix hinsichtlich der Haushalte bzw. der Gebäude. Die Auswahl der betrachteten technischen Anlagen orientiert sich vor allem an der Elektrifizierung. Abbildung 4-7 und Abbildung 4-8 geben einen kompakten Überblick über die hier berücksichtigte Anlagentechnik. Im Gegensatz dazu werden BHKWs unter der Annahme, dass mittel- bis langfristig die Elektrifizierung zusammen mit einem erneuerbaren Strommix den primären Pfad zur Klimazielerreichung darstellt, nicht betrachtet. Außerdem spielen in dieser Untersuchung weder Fernwärme – der Fokus liegt auf Siedlungen, die vorwiegend in ländlicheren und damit nicht in innerstädtischen Regionen verortet sind – noch Solarthermie, die keine direkte Flexibilität für das System und auch keine unmittelbare Technologie zur Sektorkopplung darstellt, eine Rolle.

### **Berechnetes Jahr**

Seitens des zur Verfügung stehenden Parametersatzes kann grundsätzlich zwischen 2017 und 2030 gewählt werden. Alle Auswertungen in Kapitel 5.3 werden für das Jahr 2030 durchgeführt, da diese Arbeit die Untersuchung der Auswirkungen einer in Zukunft zunehmenden Elektrifizierung und Durchdringung mit Energiemanagementsystemen zum Ziel hat.

## **5.2 Analyse sensitiver Simulationsparameter**

Um einen systematischen und objektiven Vergleich von REF, EO und SMG zu gewährleisten, sind einheitliche Simulationsparameter wichtig. Das in den Simulationsläufen verwendete, generelle Parameterset ist Tabelle B-2 im Anhang zu entnehmen.

Dort sind einerseits allgemeine Parameter bzgl. der Einstellung des Optimierungsmodells (z.B. Zeitschrittweite), andererseits strukturelle, technische und ökonomische Parameter bzgl. Anlagen und Siedlungen übersichtlich zusammengefasst. Die in den Auswertungen der folgenden Kapitel genutzten Parameter entsprechen dabei immer den Angaben in Tabelle B-2, außer ein Parameter wird im Zuge einer Sensitivitätsanalyse variiert oder für einzelne Auswertungen mit anderen Werten belegt, was dann explizit genannt wird.

Neben diesen Parametern wird folgend darauf eingegangen, wie sensitiv die drei Größen, Sampleanzahl, Siedlungsgröße und SMG-Strompreis, für die Auswertungsergebnisse sind. Diese werden basierend auf den Untersuchungen in diesem Kapitel für alle weiteren Berechnungen festgelegt.

### **5.2.1 Sampleanzahl**

Wie in Kapitel 4.1 gefordert und in 4.2.7 beschrieben, werden unterschiedliche Siedlungs-, Haushalts-, Gebäude- und Anlagenzusammensetzungen simuliert, um die Aussagekraft der Ergebnisse zu erhöhen. Diese Siedlungskompositionen unterscheiden sich nicht in der absoluten Anzahl von Anlagen oder Siedlungsgrößen, sondern in der Verteilung der Anlagen und Gebäude in Bezug auf die Häuser der Siedlung. Außerdem bilden verschiedene Samples unterschiedliche Haushalte – diese werden zufällig aus dem Cluster des gewünschten Haushaltstyps ausgewählt (s. 4.2.4) – und damit unterschiedliche elektrische und thermische Lastprofile ab. Wie viele Samples für aussagekräftige Simulationsergebnisse ausreichend sind und dabei gleichzeitig den Rechenaufwand in sinnvollen Grenzen halten, wird in diesem Kapitel mit Hilfe von Überlegungen aus der Stochastik und Monte Carlo Simulation (MCS) festgelegt.

Der Grundgedanke der folgenden Vorgehensweise ist, die Optimierungsergebnisse hinsichtlich der zufallsbasierten Siedlungskomposition als normalverteilte Zufallsfunktion mit unbekannter Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion zu interpretieren. Auf dieser Basis wird der Erwartungswert mit Hilfe von Konfidenzintervallen geschätzt, deren Konvergenz als Maß dafür verwendet werden, ab wann die Samplezahl ausreichend signifikant hinsichtlich des Erwartungswerts ist. Daraus wird dann die Sampleanzahl festgelegt. Dabei wird ähnlich wie bei Monte Carlo Simulationen vorgegangen, die häufig Konfidenzintervalle verwenden, um die Konvergenz und damit ein sinnvolles Abbruchkriterium abzuschätzen.

Grundlage zur Abschätzung der Samplesize ist, dass die Siedlungskomposition auf Zufallsexperimenten basiert, da die in Kapitel 4.2.4 beschriebene Synthese der Siedlungen aus Haushalten, Gebäuden und verschiedener Anlagentechnik jeweils mit Hilfe gleichverteilter Zufallszahlen erfolgt. Somit kann das Resultat der Siedlungskomposi-

tion, d.h. die erstellte Siedlung, als Linearkombination dieser verschiedenen Zufallsexperimente interpretiert werden, deren Anzahl an möglichen Kombinationen aus der Anzahl von Häusern, Gebäudetypen, Haushaltsgrößen, Haushalten und Wärmeerzeugertechnologien sowie dem (Nicht-)Vorhandensein von PV-Anlage, EV und Batterie pro Haus resultiert. Dies ergibt hier für eine beispielhafte Siedlung mit 24 Häusern über 33 Mio. mögliche Kombinationen. [194]

Die Funktion einer normalverteilten Zufallsvariablen stellt selbst wiederum eine normalverteilte Zufallsvariable dar. [195] Als eine solche Funktion von Zufallsvariablen kann das Optimierungsmodell aus 4.2.5 interpretiert werden. Diese erzeugt somit aus der zusammengestellten Siedlung, die eingangsseitig aufgrund der Nutzung von gleichverteilten Zufallszahlen eine normalverteilte Zufallsvariable darstellt, Ergebnisse (z.B. Systemkosten), die wiederum eine normalverteilte Zufallsverteilung darstellen.<sup>18</sup>

Von dieser Zufallsverteilung sind weder Erwartungswert noch Standardabweichung der Grundgesamtheit und damit auch keine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion, sondern nur der Mittelwert und die Standardabweichung der Stichproben (Ergebnisse des Optimierungsmodells) bekannt. Mit Hilfe von empirischen Konfidenzintervallen (CFI) kann der echte Erwartungswert geschätzt werden. CFIs arbeiten auf Basis der Annahmen des Gesetzes der großen Zahlen, das aussagt, dass für unabhängige Zufallsvariablen mit Erwartungswert  $\mu$  die Mittelwerte der Zufallsvariablen für unendlich viele Zufallsvariablen gegen  $\mu$  konvergieren. [196] Damit das Gesetz der großen Zahlen anwendbar ist, muss eine ausreichend große Anzahl an statistisch unabhängig verteilten Zufallsvariablen zur Verfügung stehen, was, wie oben gezeigt, im hier vorliegenden Fall erfüllt ist. [195]

Diese Konfidenzintervalle geben durch ihre Intervallbreite eine Aussage über die Genauigkeit der Ergebnisse für ein Signifikanzniveau  $\alpha$  im Hinblick auf den unbekanntem echten Erwartungswert, indem sie aussagen, dass bei unendlich vielen Stichproben bzw. Samples  $(1 - \alpha)100\%$  der Konfidenzintervalle aller Stichproben bzw. Samples den wahren Erwartungswert  $\mu$  einschließen. Die Intervallbreite gibt also Auskunft über den Stichprobenfehler und somit über die Vertrauenswürdigkeit der Schätzung – je enger das Konfidenzintervall, desto vertrauenswürdiger. [195]

Das empirische Konfidenzintervall für den Erwartungswert ist bei Normalverteilung der Grundgesamtheit und unbekannter Standardabweichung  $\sigma$  wie in Formel 5.1 definiert. Dabei stellen  $\bar{x}$  bzw.  $s$  den Mittelwert bzw. die Standardabweichung der Stichprobe,  $\alpha$  das Signifikanzniveau und  $n$  die Stichprobengröße dar. Außerdem wird aufgrund der Unbekanntheit der Standardabweichung der Grundgesamtheit statt der Normalvertei-

---

<sup>18</sup> Eine explizite Untersuchung der Daten aus dem Optimierungsmodell ergibt außerdem, dass diese normalverteilt sind.



lung auf die t-Verteilung zurückgegriffen. Deren Wert ergibt sich aus dem Signifikanzniveau bei  $n-1$  Freiheitsgraden. Die t-Verteilung ist eine symmetrische Verteilung, weswegen auch das Konfidenzintervall symmetrisch um den Stichprobenmittelwert liegt. [195]

$$CFI = \left[ \bar{x} - t_{1-\alpha/2, n-1} \frac{s}{\sqrt{n}}, \bar{x} + t_{1-\alpha/2, n-1} \frac{s}{\sqrt{n}} \right] \quad (5.1)$$

Die Breite des Konfidenzintervalls hängt dabei von der Stichprobengröße, dem Signifikanzniveau und der Standardabweichung ab. Das CFI ist enger, je größer die Stichprobe (dies verkleinert auch den Wert für  $t$ ) oder je kleiner die Standardabweichung der Stichprobe oder das Signifikanzniveau ist.

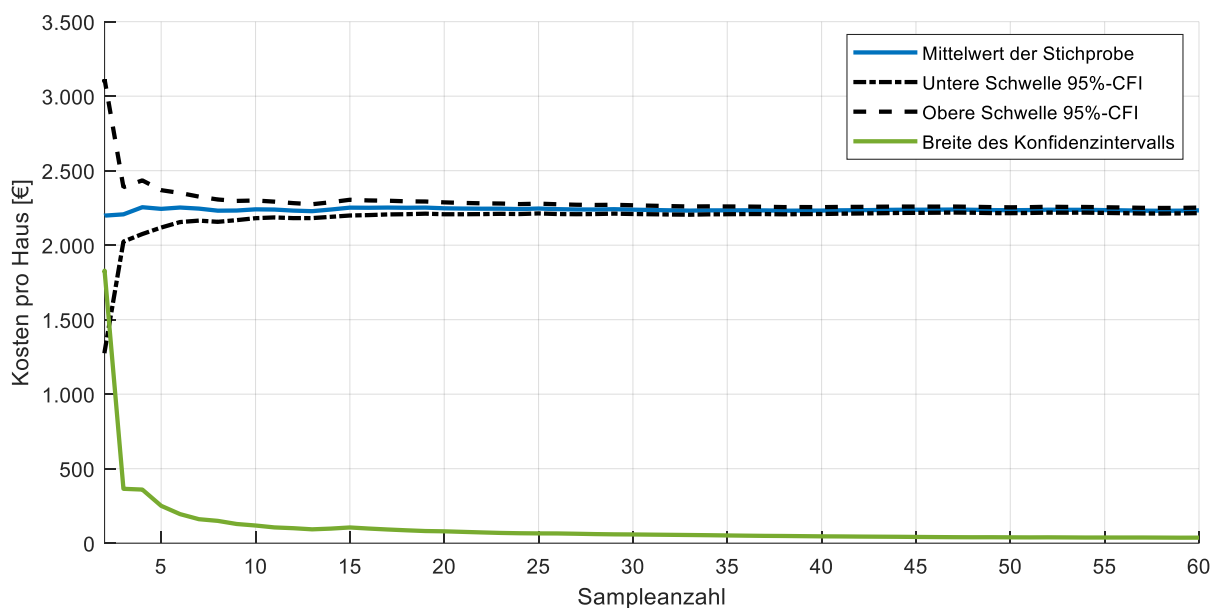


Abbildung 5-1: Mittelwert der Simulationsergebnisse für hausspezifische Kosten sowie CFI-Grenzen und CFI-Breite in Abhängigkeit der Sampleanzahl

Um die Sampleanzahl in der vorliegenden Arbeit zu bestimmen, wird ein 95 % Konfidenzintervall gewählt, das laut [197] ausreichend genau ist bei Modellen, die durch Annahmen und Vereinfachungen selbst in ihrer Genauigkeit begrenzt sind. Dazu werden hier exemplarisch als Ergebnisgröße die Kosten pro Haus bestimmt. Andere Größen, wie z.B. Peakleistung oder Eigenverbrauch, führen zu ähnlichen Ergebnissen. Abbildung 5-1 zeigt den Mittelwert mit Konfidenzintervall für Kosten pro Haus abhängig von der Sampleanzahl<sup>19</sup>. Dabei ist die schnelle Konvergenz des Mittelwerts und des Konfidenzintervalls deutlich erkennbar, sodass eine begrenzte Anzahl an gerechneten Samples für die Ergebnisgenauigkeit ausreichend ist. Als Abbruchkriterium wird der maximal mögliche relative Fehler hinsichtlich der Breite des Konfidenzintervalls in Bezug auf den Mittelwert herangezogen. Dieser liegt bereits ab 11 Samples unter 5 %.

<sup>19</sup> Die Sampleanzahl startet dabei bei 2, da erst ab  $n=2$  ein Wert für die t-Verteilung berechnet werden kann.

Bei Überprüfung der anderen Bewertungskriterien ergibt sich, dass dieser Fehler für alle Größen spätestens ab 15 Samples unter 5 % liegt. Daher wird für alle folgenden Auswertungen eine Sampleanzahl von 15 Samples gewählt, die einen guten Kompromiss aus Konvergenz und Rechenzeit darstellt.

### 5.2.2 Siedlungsgröße

Bei der Festlegung der Siedlungsgröße wird äquivalent zur Festlegung der Sampleanzahl verfahren. Das methodische Vorgehen wird im vorangegangenen Kapitel 5.2.1 ausführlich erläutert. Einziger Unterschied ist, dass hier bzgl. der Konvergenz des Konfidenzintervalls kein Abbruchkriterium hinsichtlich der Sampleanzahl, sondern der Anzahl der Häuser innerhalb der Siedlung gesucht wird. Auch hier soll ein Kompromiss zwischen Rechenzeit und Häuseranzahl gefunden werden.

Als Bewertungskriterium werden hier ebenfalls die hausspezifischen Systemkosten untersucht, da diese Größe in den Auswertungen der nachfolgenden Kapitel oftmals verwendet wird. Die anderen Auswertungsgrößen (aus 4.2.8) liefern ähnliche Ergebnisse. Abbildung 5-2 zeigt dazu den Mittelwert der Simulationsergebnisse hinsichtlich der Kosten pro Haus sowie das zugehörige Konfidenzintervall und dessen Breite in Abhängigkeit der Siedlungsgröße. Dabei werden für jede berechnete Siedlungsgröße 15 Samples berechnet.

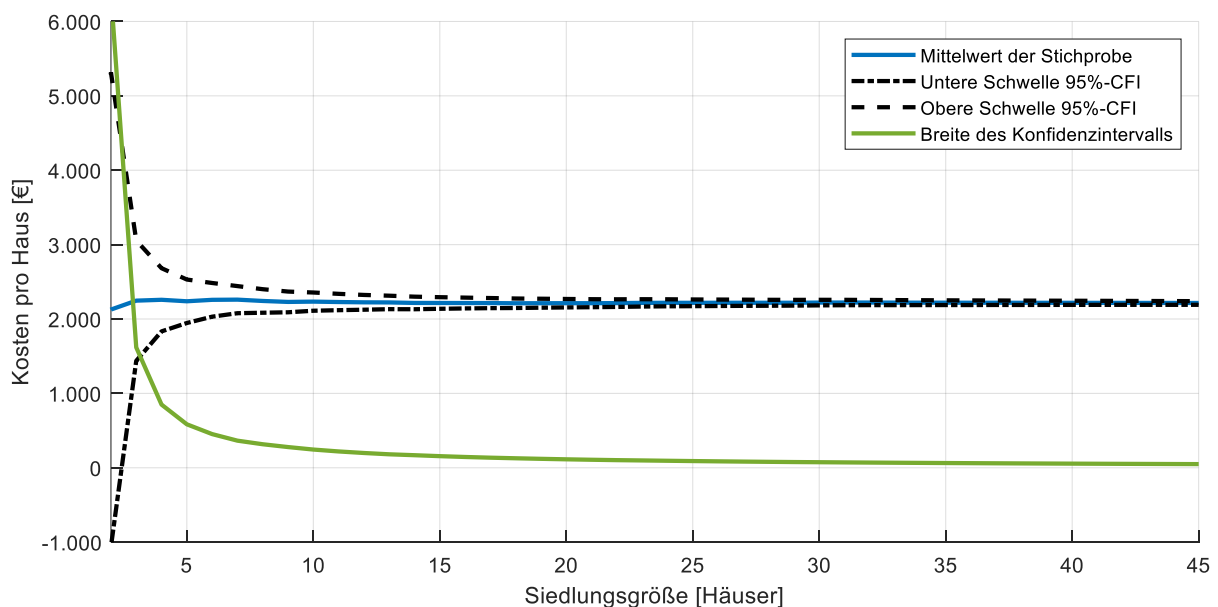


Abbildung 5-2: Mittelwert der Simulationsergebnisse für hausspezifische Kosten sowie CFI-Grenzen und CFI-Breite in Abhängigkeit der Siedlungsgröße

Aus Abbildung 5-2 lassen sich zwei Erkenntnisse ableiten. Einerseits konvergiert der Mittelwert der Kosten und das CFI mit zunehmender Siedlungsgröße sehr schnell. Andererseits ist ein deutliches Abflachen der Kurve der CFI-Breite erkennbar. So verhält sich auch der maximal mögliche relative Fehler bzgl. des Mittelwerts und der CFI-

Breite. Dieser ist ab ca. 24 Häusern kleiner 5 %. Als Kompromiss zur Rechenzeit wird für alle weiteren Berechnungen eine Siedlung mit 24 Häusern untersucht.

### 5.2.3 SMG-Strompreis

In dieser Arbeit wird, wie in Kapitel 3.2.1 festgelegt, mit einem konstanten SMG-Strompreis gearbeitet. Da der SMG-Strompreis für das SMG eine entscheidende Größe hinsichtlich dem Stromhandel innerhalb des Smart Micro Grids darstellt und eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse dieses Energiemanagementkonzepts sichergestellt werden soll, wird dieser in diesem Kapitel im Zuge einer Sensitivitätsanalyse für alle weiteren Simulationen festgelegt.

Der Fokus bei der Wahl des SMG-Strompreises liegt dabei auf dem Preisspread, d.h. der Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis für im SMG gehandelten Strom (s. Abbildung 5-3 links), wobei der Einkaufspreis höher als der Verkaufspreis ausfällt, da SIP-Komponenten wohl vorwiegend auf den Kaufpreis von SMG-Strom aufgeschlagen werden würden. Diese Differenz ist alleinig ausschlaggebend für den Handel von Strom im SMG. Mit Hilfe welcher Preiskomponenten (Steuern, Abgaben, Umlagen, Vergütung mit Zuschüssen) dieser Spread hervorgerufen wird ist an dieser Stelle nicht entscheidend (s. Kapitel 3.3.3). Damit bleibt die Untersuchung unabhängig von zukünftigen politischen Entscheidungen bzw. Änderungen im regulatorischen Rahmen und fokussiert sich auf die realen Potentiale, die über SMG gehoben werden können.

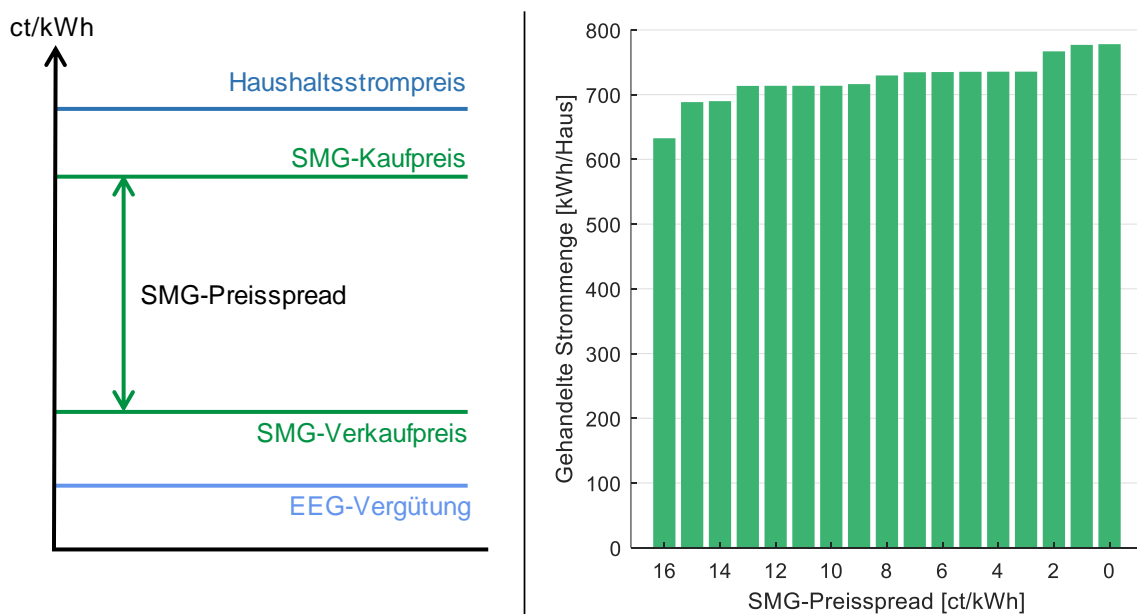


Abbildung 5-3: Links: Schematische Abbildung des SMG-Preisspreads, Rechts: Sensitivität der im SMG gehandelten Strommenge pro Haus hinsichtlich des Preisspreads des SMG-Strompreises

Bei der Festlegung des SMG-Strompreises muss beachtet werden, dass SMG-Kaufpreis und -Verkaufspreis zwischen dem Preis für Strombezug und dem etwaigen Erlös für Stromeinspeisung aus dem bzw. in das öffentliche Netz liegen müssen. Ein Handel

stellt sich daher nur ein, wenn der SMG-Kaufpreis kleiner als der Haushaltsstrompreis und zugleich der Erlös bei Stromverkauf an das SMG größer als die EEG-Vergütung gewählt wird. Wenn stattdessen beispielsweise der Kaufpreis für SMG-Strom über dem Haushaltsstrompreis liegt, ist ein Strombezug aus dem öffentlichen Netz günstiger, womit der Anreiz, den lokalen Strom zu kaufen, fehlen würde. Andere Kombinationen bzgl. der SMG-Handelspreise können im Modell zudem zu unrealistischem Verhalten führen.

Abbildung 5-3 (rechts) zeigt für den SMG-Fall die pro Haus durchschnittliche, zwischen Nachbarhaushalten der Siedlung ausgetauschte Strommenge (für ein Jahr) in Abhängigkeit des SMG-Preisspreads. Eine Preisdifferenz von 0 ct/kWh bedeutet, dass Einkaufs- und Verkaufspreis für SMG-Strom gleich groß sind. Da diese Ergebnisse für das Jahr 2017 erzeugt wurden, gelten ein Haushaltsstrompreis von 29,29 ct/kWh und eine EEG-Vergütung von 12,30 ct/kWh (s. Tabelle B-2). Daher beträgt die hier untersuchte, maximale (ganzzahlige) Differenz 16 ct/kWh. Die Ergebnisse für gleiche Preisspreads sind dabei immer gleich, d.h. unabhängig davon ob 26 zu 16 ct/kWh oder 18 zu 8 ct/kWh für den Kauf- bzw. Verkaufspreis gewählt werden. Die im SMG ausgetauschte Energiemenge zeigt einen Sigmoid-förmigen Verlauf mit größerer Sensitivität für große und kleine Preisspreads. Für mittlere Spreads flacht die Kurve deutlich ab. Insgesamt steigt der Stromhandel im Smart Micro Grid an, je geringer der Unterschied zwischen Kosten und Erlös für SMG-Strom ausfällt.

Die Festlegung des SMG-Strompreises basiert auf folgenden Überlegungen. Hinsichtlich des Kaufpreises wird sich am Strompreis für PV-Strom bei Mieterstrommodellen orientiert. Nach [198] wird dieser meist auf ca. 90 % des Haushaltstrompreises ausgelegt, da dies die obere Grenze für eine Mieterstromförderung darstellt. Dies entspricht hier in etwa 26 ct/kWh. Aufbauend darauf wird der Verkaufspreis von 16 ct/kWh gewählt, was einem Preisspread von 10 ct/kWh entspricht. Hierfür stellt sich nach Abbildung 5-3 in etwa der mittlere Wert (hinsichtlich Stromhandel bei minimalem und maximalem Preisspread) für die innerhalb der Siedlung pro Haus ausgetauschte Energiemenge ein (~710 kWh). Außerdem stellt sich an dieser Stelle der Kurvenverlauf sehr flach und damit der Stromhandel weniger sensitiv als bei großen bzw. kleinen Differenzen dar. Darüber hinaus sollte eine Differenz von 10 ct/kWh einen genügend großen Spielraum für Steuern und Abgaben bieten unter der Annahme, dass diese geringer als heute (ca. 19,89 ct/kWh, Tabelle B-2) ausfallen, um einen lokalen Stromhandel innerhalb der Siedlung anreizen zu können. Für eine Reduktion der SIP bieten sich zukünftig z.B. Bestandteile des Haushaltsstrompreises wie die Netzentgelte an (s. Kapitel 3.3). Betrachtet man daneben zusätzlich die Systemkosten der Siedlung, so hängen diese neben anderen Komponenten linear von der Wahl des SMG-Preisspreads ab. Auch hinsichtlich dieses Bewertungskriteriums stellt sich bei 10 ct/kWh in etwa der

Median ein. Somit wird die Wahl eines Spreads von 10 ct/kWh als sinnvoll erachtet und für alle folgenden Simulationen angewendet.

Auch wenn die folgenden Untersuchungen für 2030 berechnet werden, ist die Wahl des Preisspreads auf Basis des Jahrs 2017 passend und anwendbar, da nur der SMG-Preisspread entscheidend ist. Im Jahr 2030 fällt hierbei der maximale Preisunterschied – also Haushaltsstrompreis abzüglich EEG-Vergütung – unter Verwendung der Daten in Tabelle B-2 mit 22 ct/kWh noch größer als der hier gewählte Differenzpreis aus.

### **5.3 Mehrwert hinsichtlich struktureller, technischer und regulatorischer Rahmenbedingungen**

In diesem Kapitel erfolgt die Analyse des Mehrwerts, den ein DEMS im Smart Micro Grid bzw. eigenoptimierende HEMS im EO-Fall gegenüber dem nicht-optimierten Referenzfall generiert. Dieser Mehrwert wird im Folgenden hinsichtlich struktureller (Typgebäude und Haushaltstypen), technischer (Kapazitäten und Ausstattungsgrade von Anlagen, Steueroptionen) und regulatorischer (Stromtarif und Spotmarkt) Abhängigkeiten und Rahmenbedingungen untersucht.

Im Zentrum der Untersuchung stehen dabei die folgenden Bewertungskriterien: Relative Kosteneinsparung, Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung am ONT und CO<sub>2</sub>-Emissionen. Wenn nicht anders ausgewiesen, werden die für den deutschen Durchschnitt ermittelten Werte für Ausstattungsgrade und Kapazitäten angewendet. Außerdem werden als Ergebniswerte jeweils die Mittelwerte der Optimierungsergebnisse aller Samples angegeben.

#### **5.3.1 Typgebäude und Haushaltstypen**

Um auszuweisen, bei welchen Arten von Siedlungen die Energiemanagementkonzepte EO und SMG einen besonderen Mehrwert generieren, wird im Folgenden die Abhängigkeit der betrachteten Bewertungskriterien von unterschiedlichen Typgebäuden und Haushaltstypen beleuchtet. Da in den darauf folgenden Kapiteln die für Deutschland durchschnittlichen Siedlungskompositionen aus HHmix und Gmix verwendet werden, werden diese außerdem zur besseren Einordnung der Ergebnisse im Blick auf Strom- und Wärmebedarf verortet.

#### **Strom- und Wärmebedarf**

Unterschiedliche Typgebäude und Haushaltstypen nehmen vor allem über die ihnen zugeordneten Strom- und Wärmebedarfe Einfluss auf die Simulationsergebnisse. Dabei zeichnen die Typgebäude in erster Linie verantwortlich für den Heizwärmebedarf, die Haushaltstypen für den Strombedarf und den Trinkwarmwasserbedarf. Abbildung

5-4 stellt den Gesamtwärmebedarf der Siedlung für jede Kombination aus Haushaltstyp und Typgebäude dar. Alle Häuser der Siedlungen sind dabei mit der auf der x-Achse angetragenen Haushaltstyp-Typgebäude-Kombination bestückt. Wie erwartet, zeigt sich eine ausgeprägte Abhängigkeit des Wärmebedarfs von den Typgebäuden. Wie in Tabelle 2-1 definiert gelten G1 und G7 als die Gebäude mit dem höchsten bzw. geringsten spezifischen Heizwärmebedarf. Der Wärmebedarf der hier betrachteten Siedlungen folgt dieser Definition. Jegliche Abstände zwischen den Wärmebedarfen von Siedlungen mit Typgebäuden G1 bis G7 ist unabhängig von den Haushaltstypen. Der maximale Unterschied zwischen Siedlungen mit G1 bzw. G7 beträgt jeweils ca. 450 MWh<sub>th</sub>. Die Energiemanagementkonzepte EO und SMG haben keinen Einfluss auf den Wärmebedarf. Dieser ist für alle Fälle gleich, da die untersuchten Energiemanagementsysteme nur auf elektrische Anlagentechnik Einfluss haben. Der Einfluss der Haushaltstypen fällt dagegen deutlich geringer aus. Hier nimmt der Wärmebedarf durch zunehmenden Trinkwarmwasserbedarf entsprechend der Clusterung der Haushaltstypen aus Abbildung 2-2 von HH1 bis HH3 deutlich zu, während er sich für HH3 bis HH5 nur wenig unterscheidet. Bei HH5 fällt dieser sogar etwas geringer als bei HH4 aus, da aufgrund des höheren elektrischen Verbrauchs mehr Wärmeeintrag durch den thermischen Wirkungsgrad elektrischer Geräte vorhanden ist.

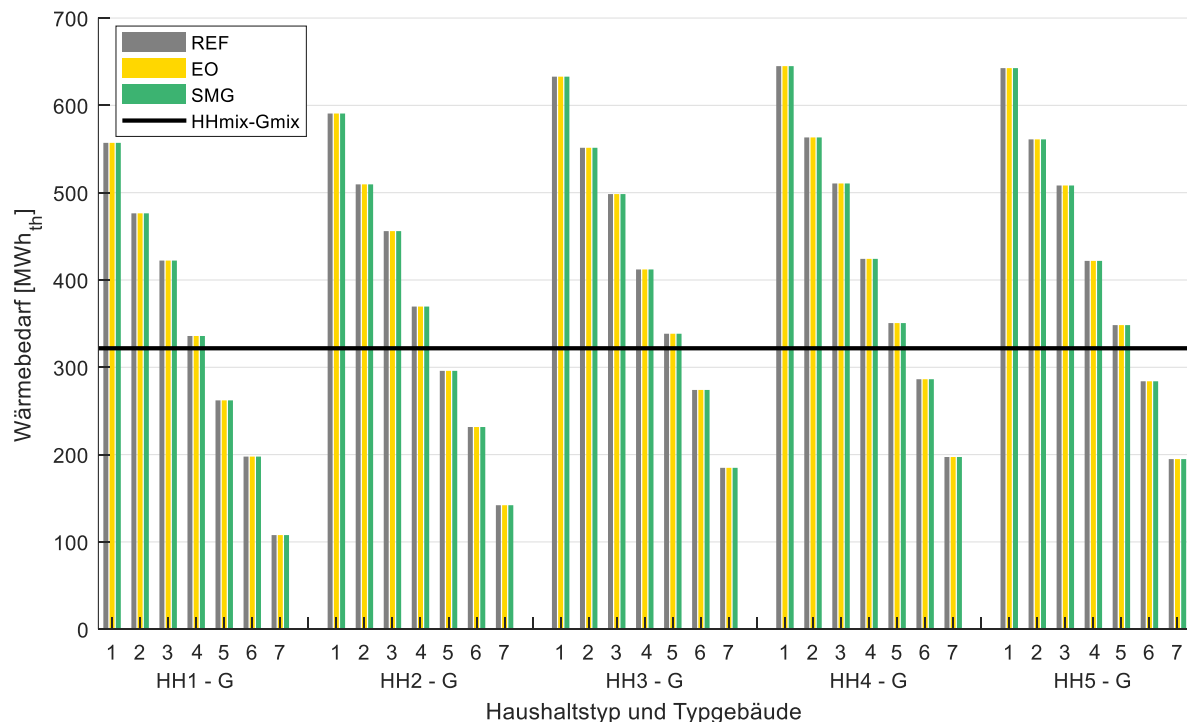


Abbildung 5-4: Wärmebedarf von Siedlungen in Abhängigkeit von Haushaltstyp (HH1-HH5) und Typgebäude (G1-G7)

Die Abhängigkeit des Strombedarfs von der Siedlungsstruktur ist in Abbildung 5-5 veranschaulicht. Der Strombedarf beinhaltet alle elektrischen Verbräuche aus Grundlast, DSM-Geräten, Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, Heizstäben sowie elektrischen Speicherverlusten. Im Referenzfall nimmt der Elektrische Energiebedarf von HH1 nach

HH5 stetig zu (s. Definition in Abbildung 2-2). In Richtung besser gedämmter Typgebäude (von G1 nach G7) verringert sich der Strombedarf, da zur Deckung des Heizwärmebedarfs unter anderem elektrische Wärmepumpen eingesetzt werden. Mit geringerem HWB sinkt damit auch der elektrische Strombedarf. Die Abstände zwischen dem Strombedarf von G1 bis G7 fallen für die verschiedenen Haushaltstypen sehr ähnlich aus; die maximalen Unterschiede zwischen G1 und G7 betragen zwischen 60 und 65  $MWh_{el}$ . Der Strombedarf der jeweiligen Siedlungskompositionen für EO und SMG liegt jeweils unter dem für REF aufgrund von Effizienzsteigerungen durch Wärmepumpeneinsatz zu Zeiten mit höherem COP und verlustminimiertem Laden von EVs. Da diese Fähigkeiten beiden Energiemanagementkonzepten innewohnen, fällt der Strombedarf für EO und SMG dabei jeweils nahezu identisch aus. Die relative Einsparung des Strombedarfs durch EMS bewegt sich im Bereich von 4 bis 9 %. Diese prozentuale Verbrauchsreduktion gegenüber REF steigert sich mit geringerem Wärmebedarf (von G1 nach G7). Hinsichtlich der Haushaltstypen zeigen die Einsparungen für HH3 ein Maximum (durchschnittlich 8 %) und fallen in Richtung HH1 (5 %) und HH5 (7 %) ab. Die Reduktion von HH3 nach HH5 ist auf den für diese Haushaltstypen etwa gleichbleibenden Trinkwarmwasserbedarf zurückzuführen.

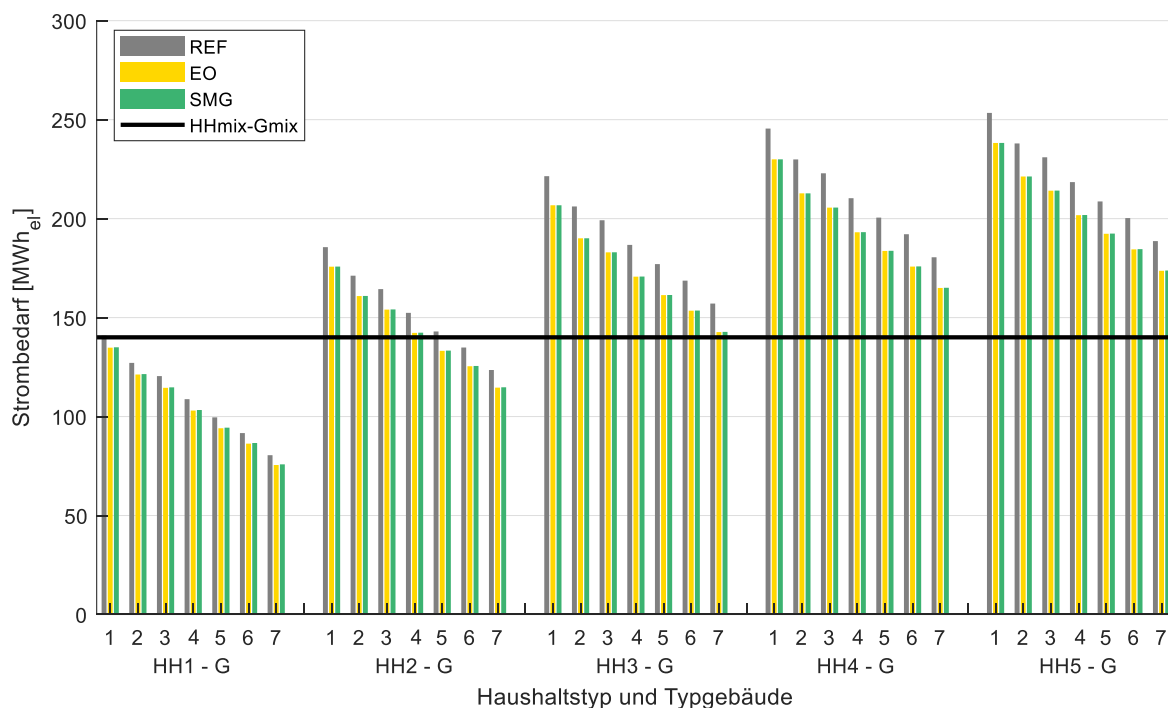


Abbildung 5-5: Strombedarf von Siedlungen in Abhängigkeit von Haushaltstyp (HH1-HH5) und Typgebäude (G1-G7)

Da im Folgenden stets HHmix und Gmix als Siedlungsstruktur verwendet werden, ist der Mittelwert für derartig konfigurierte Siedlungen für eine erleichterte Einordnung in Abbildung 5-4 und Abbildung 5-5 eingetragen. Insgesamt liegt so der Wert von HHmix-Gmix ( $322 MWh_{th}$ ) 15 % unter dem Mittelwert ( $376 MWh_{th}$ ) aus dem maximalen (HH4-G1) und minimalen (HH1-G7) Wärmebedarf. Beim Strombedarf der durchschnittlichen

Siedlungen verhält es sich ähnlich: HHmix-Gmix befindet sich mit 140 MWhel 15 % unter dem Mittelwert aus minimalem und maximalem Strombedarf möglicher Siedlungskompositionen.

### **Relative jährliche Betriebskosteneinsparung**

Die Zusammenhänge zwischen der relativen jährlichen Betriebskosteneinsparung und der Siedlungsstruktur aus Haushaltstyp sowie Typgebäude sind in Abbildung 5-6 abgebildet. Die Kosten bilden dabei die kompletten Betriebskosten für Strom, Heizen und Mobilität ab und berücksichtigen keine Investitionskosten. Die Einsparungen beziehen sich dabei jeweils auf die Kosten im Referenzfall. Wie aus der Abbildung ersichtlich, nehmen diese im SMG-Fall dabei in Richtung von Siedlungen mit hohem elektrischen Verbrauch, d.h. von HH1 nach HH5, ab und für Siedlungen mit geringem thermischem Bedarf, d.h. von G1 nach G7, zu. Vergleicht man die Einsparungen für SMG und EO, zeigt sich, dass diese bei SMG für alle Siedlungsstrukturen höher ausfallen als bei EO. Grund hierfür ist die Möglichkeit des lokalen Energiehandels im Smart Micro Grid, wodurch in der Siedlung erzeugter PV-Strom lokal verbraucht werden kann und damit weniger Strom aus dem übergeordneten Netz bezogen werden muss. Dieser im SMG gehandelte Strom kann dabei zu günstigeren Preisen im Vergleich zu den Haushaltsstrompreisen bezogen werden (s. Kapitel 5.2.3). Der Verlauf der Kosteneinsparungen für beide Energiemanagementkonzepte ist hinsichtlich der Typgebäude (je mehr HWB, desto höher die Einsparungen) ähnlich, im Hinblick auf die Haushaltstypen jedoch unterschiedlich. Während bei den Eigenoptimierern ein Einsparmaximum für HH3 (5,9-10,3 %) auszumachen ist und die Kostenersparnisse Richtung HH1 und HH5 abfallen, erreichen die Einsparungen im SMG-Fall mit 16,4 % ihr Maximum für die Siedlung mit dem niedrigsten kombinierten Verbrauch (HH1-G7). Das Minimum bei SMG ist bei HH5-G1 mit 6,8 % zu finden. Der Mehrwert von SMG gegenüber EO verhält sich ähnlich zur generellen Einsparung im SMG-Fall. Je niedriger der Verbrauch einer Siedlung, desto größer fallen die relativen Kosteneinsparungen im Vergleich zu EO aus: von 2,0 % bei HH5-G1 bis zu 7,6 % für HH1-G7. Betrachtet man die absoluten Einsparungen der Betriebskosten der Siedlungen, reduziert das SMG diese um 4.232 € (HH1-G7) bis 9.486 € (HH5-G4), bei EO verringert sich diese um 2.277 € (HH1-G7) bis 6.864 € (HH5-G3). Dabei nehmen diese Einsparungen von HH1 nach HH5 stetig zu. Hinsichtlich der Typgebäude bildet sich für jeden der Haushaltstypen jeweils ein Einsparungsmaximum bei G1 bis G4 aus, wobei sich dieses Maximum von G1 bei HH1 schrittweise nach G4 bei HH5 verschiebt. Das bedeutet, dass die EMS bei niedrigen HWBs absolut gesehen weniger Einsparpotential bieten. Mit höherem Strombedarf verringert sich dieses auch bei hohen HWBs, da der Spielraum, lokal erzeugten PV-Strom für elektrisches Heizen einzusetzen, geringer wird. Insgesamt liegen die gesamten Betriebskosten pro Siedlung im Referenzfall zwischen 27.312 € bis 132.912 €.



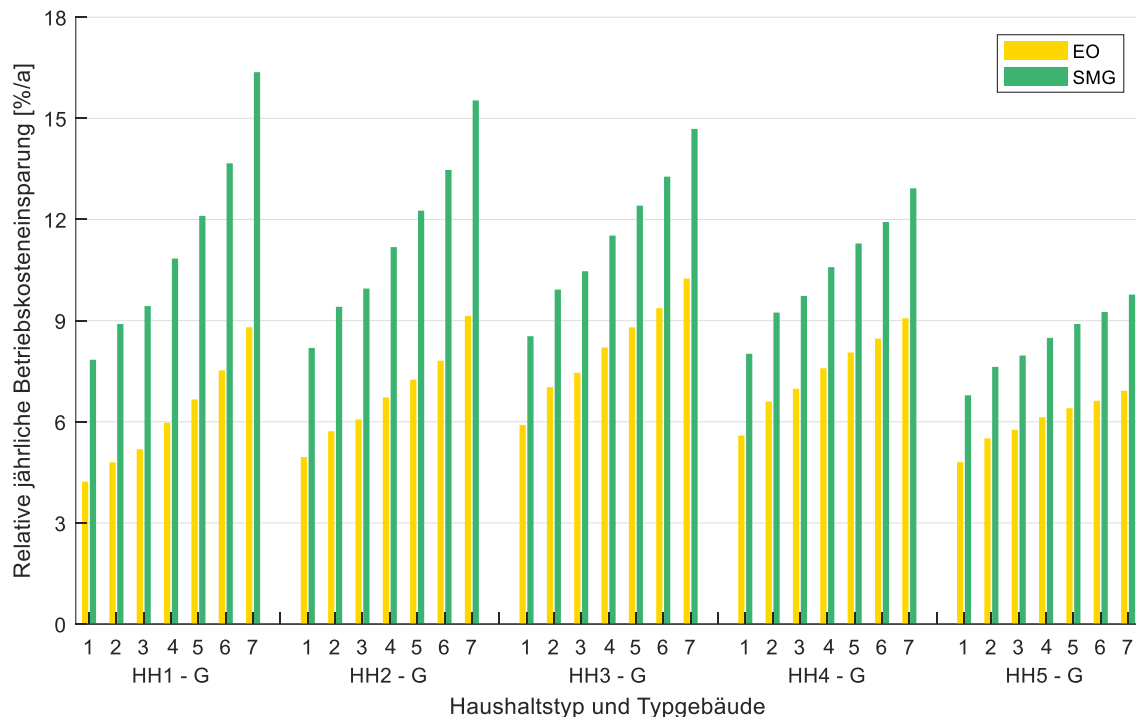


Abbildung 5-6: Relative jährliche Betriebskosteneinsparung von Siedlungen in Abhängigkeit von Haushaltstyp (HH1-HH5) und Typgebäude (G1-G7)

### Eigenverbrauchsgrad

Beim Eigenverbrauchsgrad (s. Abbildung 5-7) zeigt sich, dass umso höher der Strombedarf ist, desto mehr lokal in der Siedlung erzeugter Strom kann auch dort abgenommen werden. Dagegen stellt sich heraus, dass der Eigenverbrauchsgrad der Siedlung geringer ausfällt, je kleiner der HWB ist, da in diesen Fällen auch die elektrische Wärmeerzeugung abnimmt. Somit ergeben sich Werte für den Eigenverbrauchsgrad der Siedlungen von 26,6 % bis 49,2 % für REF, 31,4 % bis 59,3 % für EO und 52,8 % bis 87 % für SMG. Dabei führt der Einsatz von EMS stets zu einer Steigerung des Eigenverbrauchs gegenüber dem Referenzfall. Im Fall von EO führt dies zu einer Steigerung von mindestens 4,8 % gegenüber REF. Diese nimmt für größere elektrische und thermische Verbräuche bis auf 12,2 % zu. Darüber hinaus erhöht das Smart Micro Grid den Eigenverbrauchsgrad im Vergleich zu EO nochmals signifikant um mindestens 21,4 % bis zu 28,6 % bei gleicher Tendenz hinsichtlich der Verbräuche. Die Vorteile des SMG gegenüber EO gehen daraus hervor, dass die Nutzungsmöglichkeit der Flexibilitätsoptionen durch die Erweiterung des Steuerungs- und Optimierungsbilanzkreises von einzelnen Häusern auf die gesamte Siedlung erhöht wird, sodass z.B. bei HH5-G1 bis auf 13 % der gesamte lokal erzeugte Strom auch lokal verwendet werden kann. Damit kann in diesem Fall der Fremdbezug um 21 % auf 171 MWh<sub>el</sub> und die per EEG eingespeiste Energiemenge sogar um 75 % auf 10 MWh<sub>el</sub> reduziert werden.

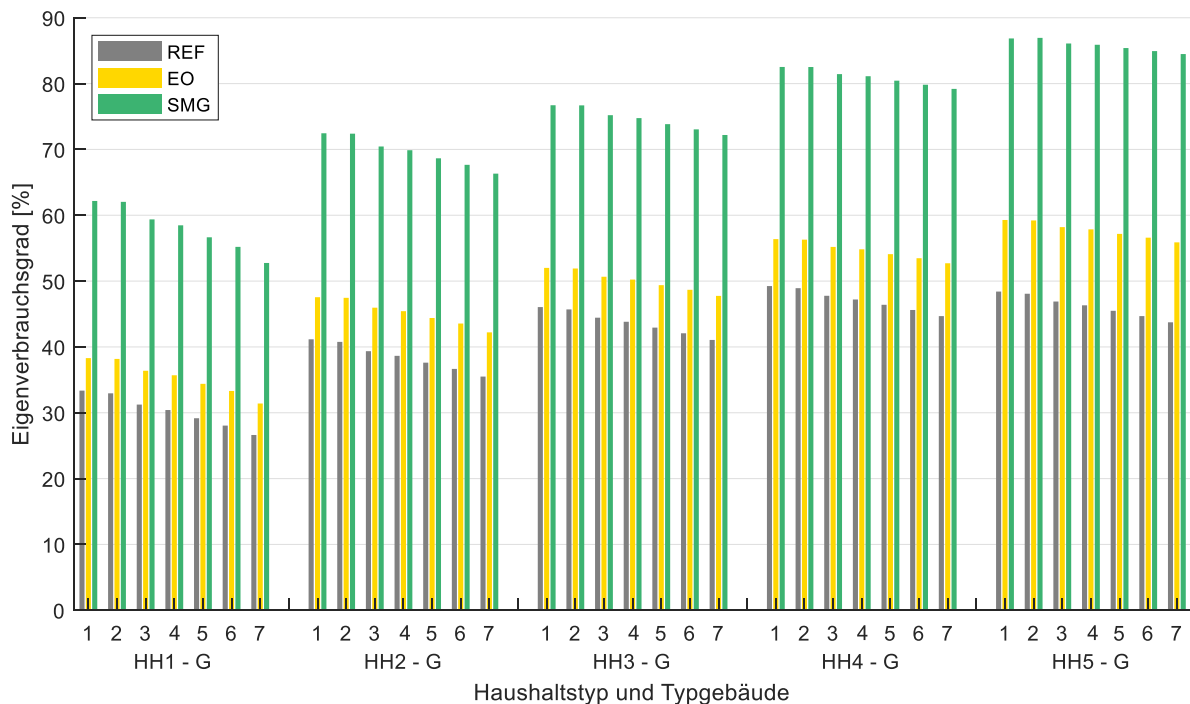


Abbildung 5-7: Eigenverbrauchsgrad von Siedlungen in Abhängigkeit von Haushaltstyp (HH1-HH5) und Typgebäude (G1-G7)

Insgesamt kann durch SMG gegenüber REF der Strombezug absolut (je höher der Verbrauch der Siedlung desto mehr) bis zu etwa 47 MWh<sub>el</sub> und relativ (je niedriger der Verbrauch der Siedlung desto mehr) bis zu 41 % reduziert werden. Im Vergleich dazu verringert EO den Strombezug nur um maximal 26 MWh<sub>el</sub> bzw. 16 %. Die eingespeiste Strommenge nimmt bei SMG gegenüber EO um 16 bis 22 MWh<sub>el</sub> bzw. 31 % bis 68 % ab. SMG führt als Energiemanagementkonzept also einerseits zu einem enormen Anstieg des Eigenverbrauchsgrads und damit andererseits zu einer signifikanten Reduktion der aus dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogenen bzw. in dieses Netz gespeisten Strommenge für alle Kombinationen aus Haushaltstyp und Typgebäude.

### Peakleistung am ONT

Abbildung 5-8 weist die Spitzenlast am Trafo beim Stromimport aus. Der angezeigte Wert stellt das Maximum aus den jeweils berechneten Samplesiedlungen dar. Dabei bezieht sich die Spitzenlast auf den maximalen Wert der über den Trafo geflossenen, elektrischen Leistung im Zeitraum des betrachteten Jahres. Die grundsätzlichen Zusammenhänge können am Referenzfall beobachtet werden. Je größer der elektrische Verbrauch einer Siedlung, desto höher fällt die Spitzenlast aus. Der Einfluss der Typgebäude bewirkt, dass je geringer der HWB ist, desto geringer ist der Bedarf an elektrischer Wärmeerzeugung und desto geringer ist auch die Spitzenlast. Im Referenzfall bewegt sich diese zwischen 59,2 und 133,2 kW. Obwohl die Energiemanagementsysteme bei EO und SMG nur rein nutzerbezogenen und marktorientiert und nicht netz-

dienlich betrieben werden, stellt sich dennoch in jeder der betrachteten Siedlungskompositionen eine Reduktion der Peaklast ein. Grund hierfür sind die Entscheidungskriterien der EMS in diesem Fall. Diese basieren bei einem konstanten Stromtarif vor allem darauf, die vorhandenen flexiblen Lasten möglichst mit der lokalen PV-Stromerzeugung zu synchronisieren, sodass aus diesem Vorgang keine zusätzlichen Lastspitzen bei der Residuallast entstehen. Nur die nach COP optimierte Einplanung der Wärmepumpe und die verlustminimierte Ladung der EVs könnte zu einer Erhöhung der Spitzenlast außerhalb von PV-Zeiten führen. Die Ergebnisse hinsichtlich der Spitzenlast zeigen allerdings, dass dies hier nur eine untergeordnete Rolle gegenüber der Einplanung nach PV-Erzeugung spielt.

Die Peakleistung bei SMG und EO bewegt sich für jede Siedlungsstruktur auf recht ähnlichem Niveau, das eine maximale Abweichung von 3 kW zeigt. Dabei nimmt die Spitzenlast für Siedlungen mit höherem elektrischen Verbrauch und höheren Peakleistungen im Referenzfall stärker (bis zu 34 bis 43 kW bei HH2 bis HH5) als bei Siedlungen mit HH1 (bis zu 15 kW) ab, da mit höherem elektrischen Bedarf flexibler Verbraucher auch mehr Lastverschiebepotential einhergeht.

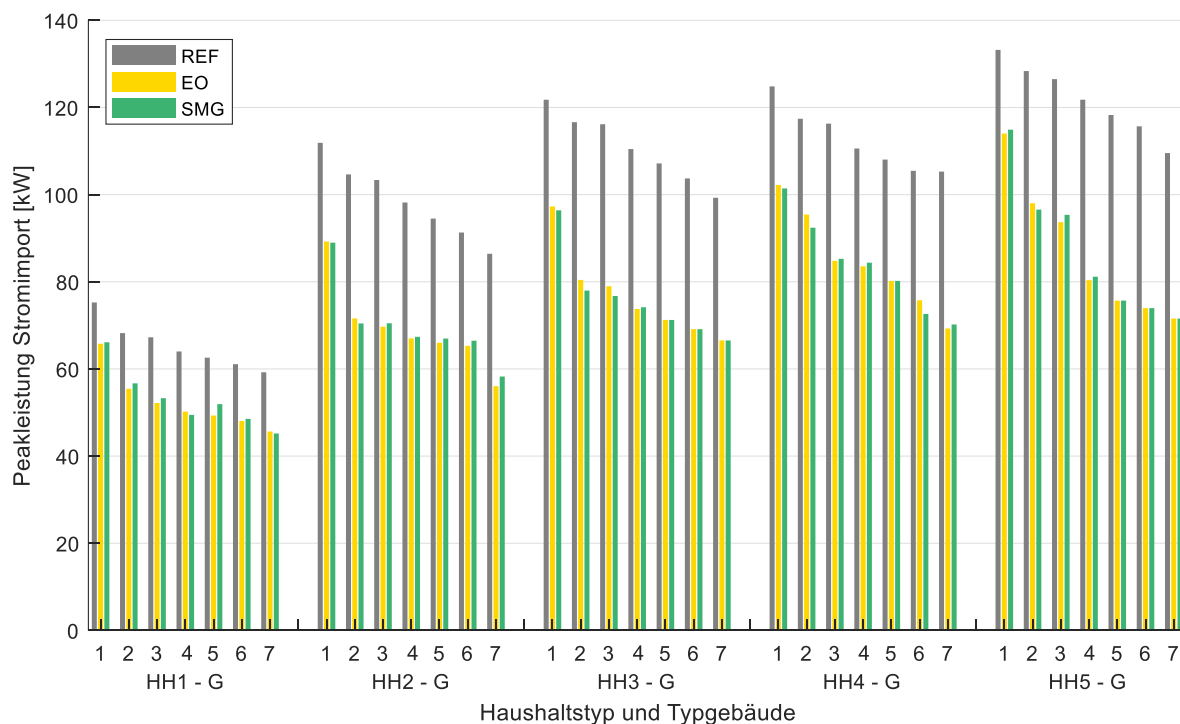


Abbildung 5-8: Peakleistung für den Stromimport von Siedlungen in Abhängigkeit von Haushaltstyp (HH1-HH5) und Typgebäude (G1-G7)

Um die Werte der Spitzenlast am ONT mit den in Kapitel 2.1 angegebenen Werten für die hausspezifischen ONT-Größen vergleichen zu können, müssen die Peakleistungen in Abbildung 5-8 mit den in Tabelle B-2 angegebenen Werten für die spezifische ONT-Leistung verglichen werden. Multipliziert man diese ONT-Größen mit der Siedlungsgröße (24) erhält man einen Richtwert für die zulässige Höchstlast am Trafo. Daraus ergibt sich für die Niederspannungsnetzkatgorie „Dorfnetz“ ein unterer Wert von

120 kW (für  $\cos \varphi=1$ ). Dieser wird bei REF in sechs Fällen überschritten. Beide EMS hingegen senken die Spitzenlast am ONT für alle hier betrachteten Siedlungsstrukturen auf einen Wert unterhalb dieser Grenzwerte. Werden die Werte für „Vorstadtnetze“ herangezogen (untere Grenze bei 4,5 kVA/Haus, d.h. hier 108 kW), sind im Referenzfall fast alle Werte der Spitzenlast für HH3 bis HH5 potentiell problematisch. Aufgrund des lastsenkenden Effekts von EO und SMG wird nur bei HH5-G1 diese Netzrestriktion verletzt. Setzt man als Vergleichswert hingegen die obere Grenze für die installierte Leistung des Transformators an, übersteigt die Summenresiduallast der betrachteten Siedlungen in keinem Fall die ONT-Leistung.

Im Hinblick auf die Peakleistung beim Exportieren überschreiten die untersuchten Siedlungsstrukturen in keinem der drei Fälle 73 kW, was angesichts der Trafogrößen kein Problem darstellt.

### **CO<sub>2</sub>-Emissionen**

Die CO<sub>2</sub>-Bilanz für Siedlungen in Abhängigkeit von Haushaltstyp und Typgebäude ist in Abbildung 5-9 dargestellt. Für REF, EO und SMG ist hier ein ähnliches Verhalten erkennbar. Je größer der elektrische Energie- bzw. der Heizwärmebedarf, desto mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen in der Siedlung über ein Jahr hinweg. Dieses Verhalten erklärt sich aus der in dieser Arbeit angewandten Methodik. Die Menge an CO<sub>2</sub>-Emissionen ergibt sich danach direkt aus den drei Punkten Strombezug sowie nicht-elektrischer Wärmezeugung und Mobilität. Die Emissionen durch Verbrennungsfahrzeuge fallen dabei in der Betrachtung unterschiedlicher Siedlungsstrukturen allerdings immer gleich aus und bringen hier somit keine Unterschiede für die CO<sub>2</sub>-Bilanz zwischen den Haushaltstypen und Typgebäuden hervor. Im Referenzfall ergeben sich somit Werte für die CO<sub>2</sub>-Emissionen zwischen 53,2 und 228,5 t CO<sub>2</sub>. Die CO<sub>2</sub>-Einsparungen im Fall der Eigenoptimierer sind in erster Linie vom Haushaltstyp und nur in sehr geringem Maße von den eingesetzten Typgebäuden abhängig. Bei HH1 werden gegenüber REF durchschnittlich 4,5 t CO<sub>2</sub> eingespart. Dieser Wert wächst in Richtung HH5 stetig bis auf 9,4 t CO<sub>2</sub> an. Im SMG ist ein ähnliches Einsparverhalten erkennbar. Gegenüber EO werden die Emissionen hier nochmals um 4,9 (HH1) bis 6,2 (HH5) t CO<sub>2</sub> verringert.

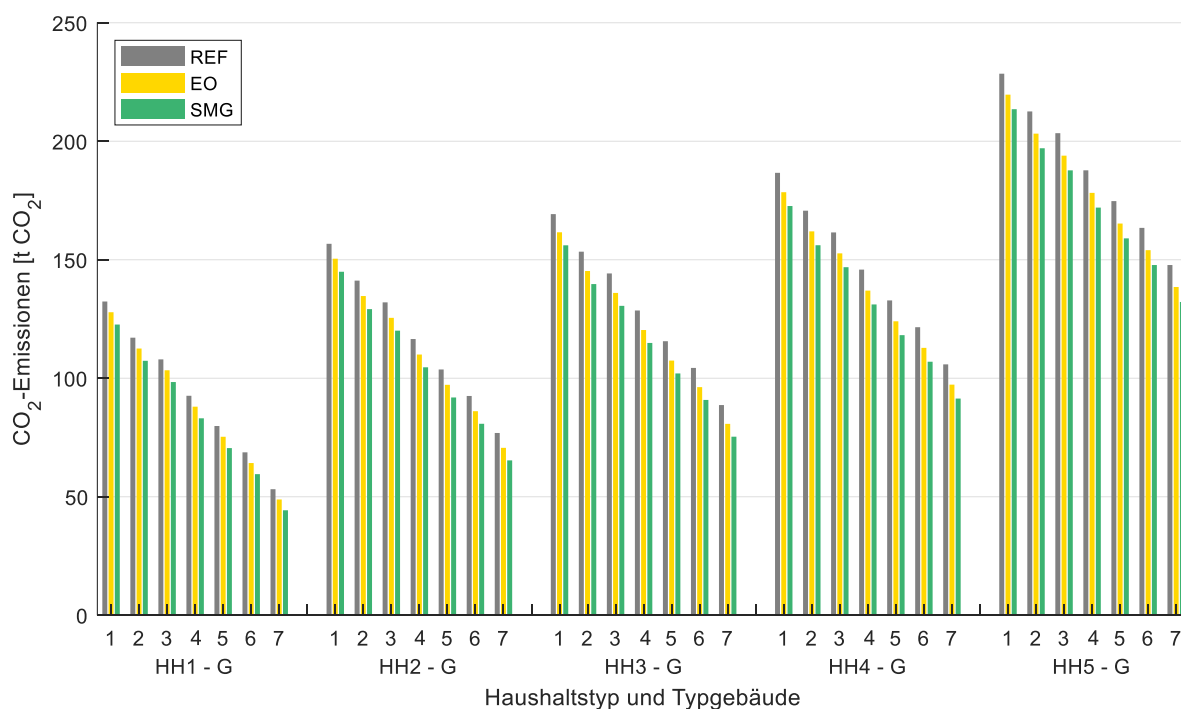


Abbildung 5-9: CO<sub>2</sub>-Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit von Haushaltstyp (HH1-HH5) und Typgebäude (G1-G7)

### 5.3.2 Elektrifizierung von Mobilität und Wärmeerzeugung

Nachdem in Kapitel 2.4 der Trend zur Elektrifizierung privater Haushalte aufgezeigt wurde, werden im vorliegenden Kapitel die Auswirkungen einer zunehmenden Elektrifizierung von Wärmeerzeugung und Mobilität im Zusammenhang mit den Energiemanagementkonzepten EO und SMG untersucht. Dabei wird hier die Durchdringung der Siedlung mit Elektrofahrzeugen bzw. Wärmepumpen Elektrifizierungsgrad genannt. Elektrische Grundlast oder Speicher, die in den Untersuchungen dieses Kapitels nicht berücksichtigt werden, sind in dieser Definition nicht eingeschlossen. Es wird von 0 bis 100 % in 25 %-Schritten vorgegangen und es werden drei Variationsoptionen untersucht: Zum einen die Variation des Durchdringungsgrads von nur einer Flexibilitätsoption, d.h. nur Wärmepumpe ohne Elektrofahrzeug (Elektrifizierungsgrad WP) und vice versa (Elektrifizierungsgrad EV), zum anderen die parallele Erhöhung der Anteile von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in der Siedlung (Elektrifizierungsgrad WP&EV). Die Verteilung von WPs und EVs ist dabei wie in Kapitel 4.2.4 erläutert unabhängig voneinander und zufallsbasiert, d.h. es ist möglich, dass es Häuser in der Siedlung gibt, die mit einer Wärmepumpe oder einem EV oder beidem oder auch keinem der beiden Optionen ausgestattet sind. Bei der Untersuchung der parallelen Erhöhung von WP und EV bedeutet 50 % beispielsweise, dass in den betrachteten Siedlungen aus 24 Häusern genau 12 Wärmepumpen und 12 Elektrofahrzeuge zufallsver-

teilt in der Siedlung vorhanden sind; komplementär gibt es in diesem Beispiel 12 Häuser mit Gas- oder Ölheizung und 12 Häuser mit einem konventionellen Fahrzeug mit Verbrennungsmotor.

### Relative jährliche Betriebskosteneinsparung

Die relative jährliche Betriebskosteneinsparung von Siedlungen gegenüber dem Referenzfall in Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad ist in Abbildung 5-10 dargestellt. Die Betriebskosten umfassen wie im vorangegangenen Kapitel die Kosten für Strom, Heizen und Mobilität ohne Investitionskosten. Dabei steigen die Kosteneinsparungen in allen drei Variationsoptionen mit zunehmendem Elektrifizierungsgrad. Hauptgrund hierfür ist, dass je mehr Flexibilitätsoptionen den EMS zur Verfügung stehen, desto mehr Fremdbezug kann durch lokal erzeugten PV-Strom bei der Lastdeckung ersetzt werden. Im Fall von EO kann dabei in den drei Variationen des Elektrifizierungsgrades bis zu maximal 12,3 % (WP), 10,0 % (EV) und 20,5 % (WP&EV) eingespart werden. In derselben Reihenfolge werden diese Werte im SMG mit 16,0 %, 14,6 % und 25,0 % übertroffen. Insgesamt ergeben sich für die relativen Einsparpotentiale höhere Werte für die Elektrifizierung durch Wärmepumpe statt Elektrofahrzeug. Dies liegt daran, dass der Jahresenergiebedarf für elektrisches Heizen größer ist als für das Elektrofahrzeug (Faktor 2 bis 3). Daher hat der Einsatz eines EMS einen größeren Hebel. Zudem können durch einen intelligenten Einsatz der Wärmepumpe nicht nur Speicher-verluste (wie bei EV) minimiert, sondern auch die Werte für den COP optimiert werden. Darüber hinaus ist die Wärmepumpe im Gegensatz zum Elektrofahrzeug stets verfügbar, sodass das EMS mehr Freiheitsgrade bei der Einsatzplanung zur Verfügung hat.

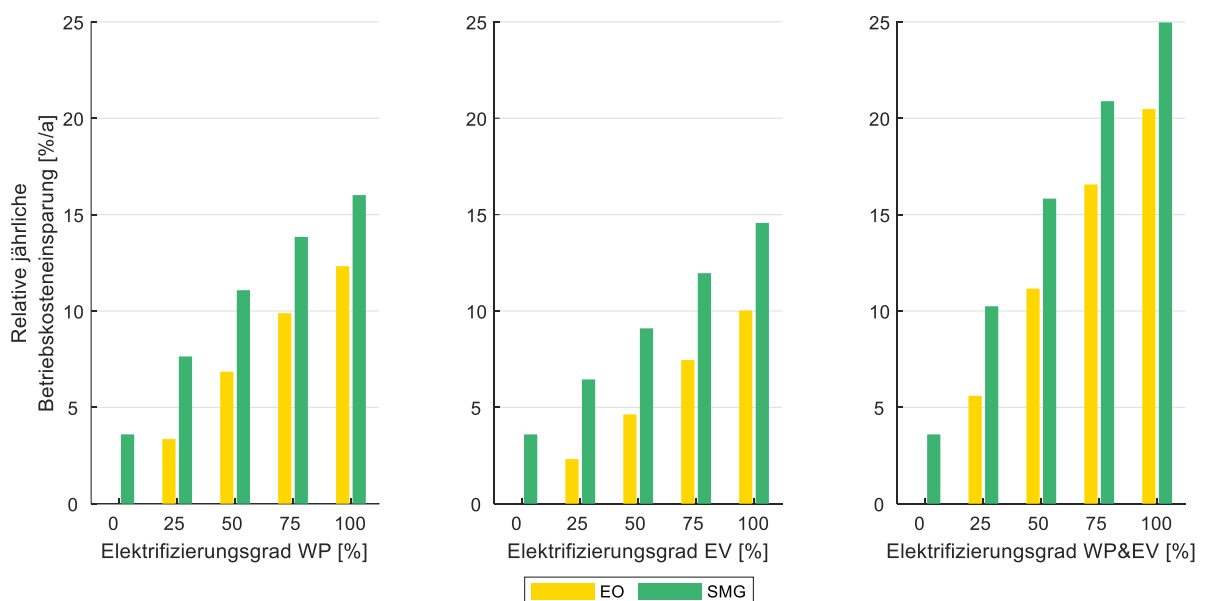


Abbildung 5-10: Relative jährliche Betriebskosteneinsparung von Siedlungen in Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad

Für den Elektrifizierungsgrad 0 % werden bei EO in keiner der drei Variationen Kosten eingespart, da keine Flexibilitätsoptionen zum optimierten Einsatz des lokal erzeugten PV-Stroms vorhanden sind. Bei SMG hingegen besteht gegenüber dem Referenzfall die Möglichkeit, lokal erzeugten PV-Strom in benachbarten Häusern ohne PV-Anlage zur Deckung der nicht verschiebbaren Last einzusetzen, sodass auch ohne Flexibilitätsoptionen Betriebskosten minimiert werden können. In diesem Fall liegt die relative Kosteneinsparung für jede Variationsoption bei 3,6 %. Insgesamt fällt die Kosteneinsparung von SMG gegenüber EO immer um mindestens diesen Wert höher aus.

Vergleicht man die Variationsoption mit paralleler Erhöhung des Elektrifizierungsgrads (rechtes Diagramm in Abbildung 5-10) gegenüber der Elektrifizierung von ausschließlich WP oder EV zeigt sich, dass die gemeinsame Elektrifizierung beider Einzelkomponenten bei EO mit zunehmendem Elektrifizierungsgrad eine stärkere Konkurrenzsituation hinsichtlich der Kosteneinsparung herbeiführt. Auch im SMG-Fall schneidet die Kosteneinsparung für die gemeinsame Elektrifizierung von WP und EV schlechter ab als eine Addition der Kosteneinsparung bei Elektrifizierung von Einzelkomponenten. Dies liegt einerseits daran, dass der Sockelwert für die Einsparung bei 0 % Elektrifizierung sich nicht verdoppeln kann. Andererseits verstärkt sich diese Differenz auch mit zunehmendem Durchdringungsgrad. Das bedeutet, dass das Lastverschiebungspotential des SMG angesichts der konstant bleibenden PV-Erzeugung für viele in der Siedlung vorhandene Flexibilitätsoptionen einen gewissen Sättigungseffekt erreicht.

Die Differenz zwischen der Einsparung durch SMG und EO zeigt bei der Variation nach Elektrifizierungsgrad WP mit 4,3 % ein Maximum bei 25 % Durchdringungsgrad. Hier kann das Smart Micro Grid durch Steigerung des Eigenverbrauchs den höchsten Mehrwert gegenüber EO generieren. Für höhere Durchdringungsgrade von Wärmepumpen nimmt dieser Zusatznutzen durch das SMG wieder leicht auf 3,7 % ab. Bei Elektrifizierungsgrad EV nimmt der Mehrwert mit wachsendem Durchdringungsgrad von EVs zu und erreicht für 50 % EVs den maximalen Wert von 4,5 %. Bei der parallelen Erhöhung der Anteile von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in der Siedlung stellt sich der maximale Zusatznutzen durch das SMG ebenfalls bei einem Elektrifizierungsgrad von 50 % ein.

Zusammengefasst bedeutet dies, dass der Mehrwert des SMG gegenüber EO immer mindestens einen Wert erreicht, der bei Elektrifizierungsgrad von 0 % auftritt. Am größten ist der Mehrwert, wenn die Durchdringung von elektrischer Wärmeerzeugung und Mobilität in etwa 50 % in der Siedlung erreicht.

### **Eigenverbrauchsgrad**

Die Auswirkungen einer Elektrifizierung auf den Eigenverbrauchsgrad werden in Abbildung 5-11 gezeigt. In allen dargestellten Variationsoptionen nimmt, wie erwartet, der Eigenverbrauchsgrad durch zusätzliche elektrische Verbraucher mit zunehmender

Elektrifizierung zu. Insgesamt sind dieselben Begründungen für das beobachtbare Verhalten wie bei der Analyse von Abbildung 5-10 gültig.

Im Fall der Eigenoptimierer befindet sich der Eigenverbrauch bei einem Elektrifizierungsgrad von 0 % auf demselben Niveau wie im Referenzfall, da keine Optionen für DSM-Eingriffe gegeben sind. Mit linearer Zunahme des Elektrifizierungsgrads ist für EO näherungsweise auch ein linearer Anstieg des Eigenverbrauchsgrads erkennbar. Die Differenz gegenüber REF wächst somit um bis zu 12,3 % (WP), 14,6 % (EV) bzw. 19,8 % (WP&EV) an.

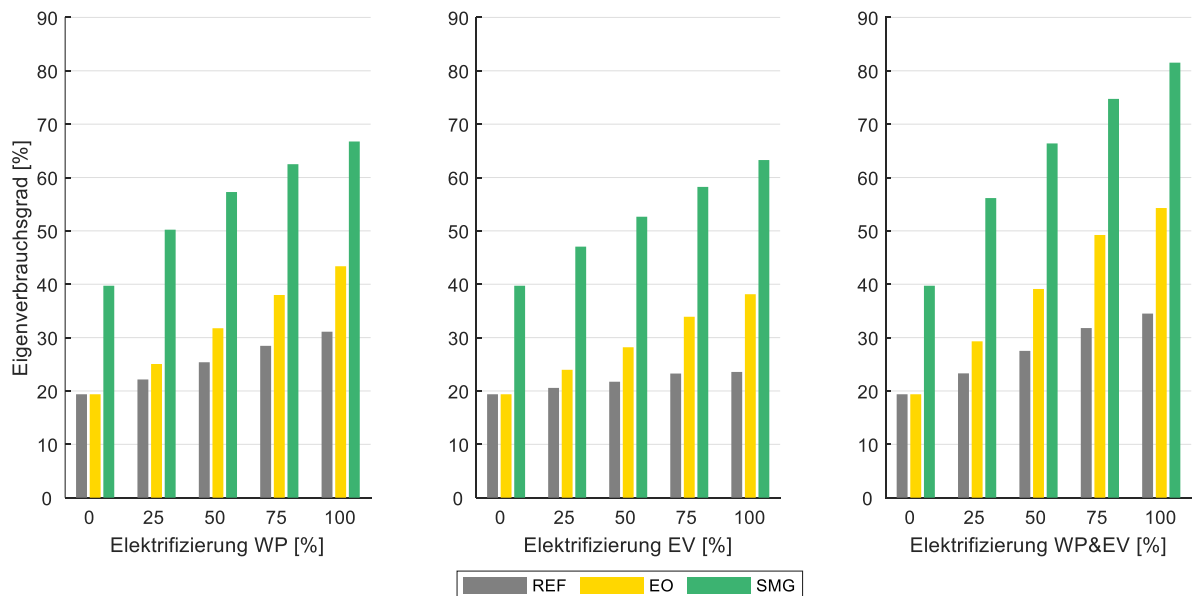


Abbildung 5-11: Eigenverbrauchsgrad von Siedlungen in Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad

Das Smart Micro Grid erzielt nochmals eine signifikante Steigerung des Eigenverbrauchsgrads im Vergleich zu EO. Ohne elektrische Wärmeerzeugung und Mobilität generiert das SMG einen Mehrwert gegenüber REF bzw. EO von 20,3 %. Diese Steigerung ist in allen Variationsoptionen und Elektrifizierungsgraden mindestens zu verzeichnen. Das Maximum dieser Zunahme ist jeweils bei einem elektrischen Durchdringungsgrad von 50 % lokalisiert und beträgt 25,5 % (WP), 25,1 % (EV) bzw. 27,3 % (WP&EV). Für höhere Durchdringungsgrade nimmt dieser Mehrwert wieder leicht ab.

Gegenüber den Werten für Elektrifizierung von nur WP bzw. nur EV kann der Eigenverbrauchsgrad für die Elektrifizierung beider Komponenten für Durchdringungsgrade größer 0 % nochmals deutlich gesteigert werden. Dabei addieren sich die Zugewinne durch den Einsatz von EMS gegenüber REF zwar weder bei EO noch bei SMG. Allerdings kann für einen Elektrifizierungsgrad (WP&EV) von 50 % bei SMG der Eigenverbrauchsgrad auf 66,4 % (gegenüber 57,3 % (WP) bzw. 52,7 % (EV)) und für rein elektrische Wärme und Mobilität sogar auf 81,5 % (gegenüber 66,8 % (WP) bzw. 63,3 % (EV)) gesteigert werden.



## Peakleistung am ONT

Abbildung 5-12 zeigt die Peakleistung am ONT für den Stromimport in Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad. Die maximale Last steigt bei REF von 41 kW ohne Elektrifizierung auf bis zu 121 kW (WP), 77 kW (EV) bzw. 128 kW (WP&EV) an. Dabei liegt die Spitzenlast bei der Elektrifizierung der Wärmesysteme deutlich höher als bei der Integration von Elektrofahrzeugen. Dies liegt daran, dass die maximal auftretende elektrische Last durch Wärmepumpen und Heizstäbe deutlich über der Spitzenlast durch Fahrzeugladung von EVs liegt (ca. 650 kW zu 176 kW bei vollständiger Elektrifizierung). Da die elektrische Wärmeerzeugung und das Laden der EVs allerdings Gleichzeitigkeitsgrade von ca. 17 % bzw. 21 % aufweisen, werden diese Extremwerte nicht erreicht. Diese Werte liegen darin begründet, dass die Haushalte über unterschiedliche Wärmebedarfs- und Fahrprofile verfügen.

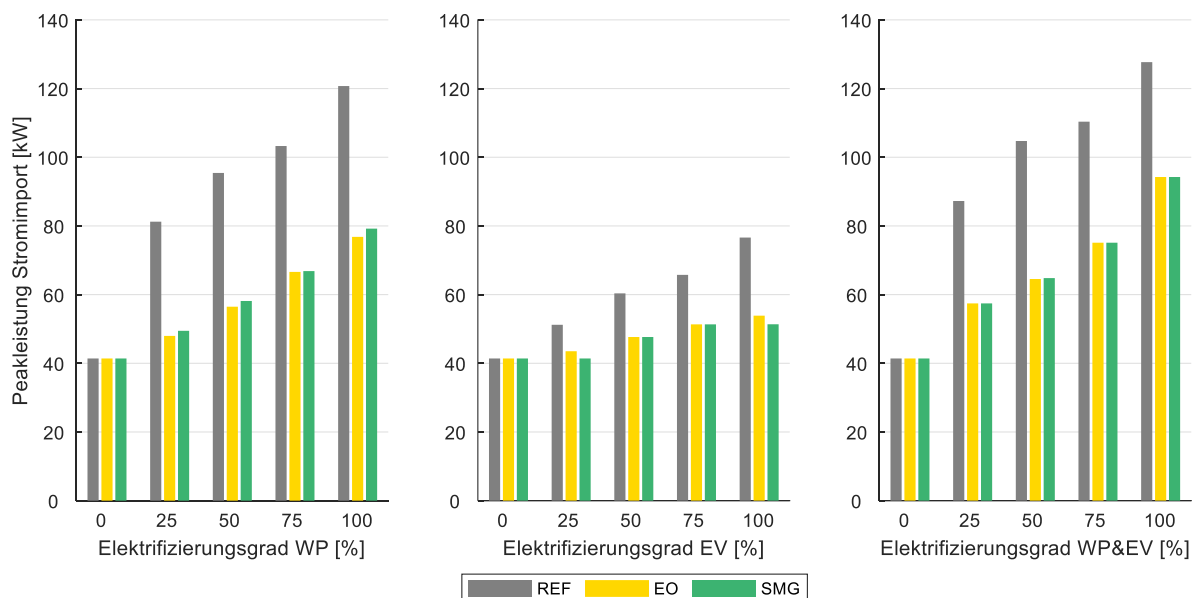


Abbildung 5-12: Peakleistung für den Stromimport von Siedlungen in Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad

Im Fall von SMG und EO befinden sich die Werte immer innerhalb von 2,5 kW, weswegen diese als gleichwertig betrachtet werden können. Trotz des rein nutzerbezogenen und marktorientierten Einsatzes von EMS erreichen diese in allen Fällen mit Elektrifizierungsgrad größer 0 % eine Reduktion der Summenlast im Vergleich zum Referenzfall. Das EMS hat zwar nicht das konkrete Ziel, die Peakleistung zu verringern, allerdings versucht die Optimierung einen möglichst großen Teil der flexiblen Last mit lokal erzeugtem PV-Strom zu decken, wodurch gleichzeitig Lastspitzen verringert werden. Diese Reduktion gegenüber REF nimmt jeweils mit zunehmendem Elektrifizierungsgrad (bis 50 %) zunächst stetig zu. Ab einem Durchdringungsgrad von WP und EV von 50 % steigt die Verringerung der Spitzenlast nur noch geringfügig (WP) bzw. nimmt im Falle von WP&EV sogar wieder etwas ab. Nur bei der Elektrifizierung mit

100 % EV können die EMS eine weitere, deutliche Steigerung der Lastreduktion herbeiführen, was dem im Vergleich zur Wärmeversorgung geringeren Strombedarf für die Fahrzeugladung bei begrenzter PV-Strommenge geschuldet ist. Insgesamt kann durch den EMS-Einsatz in SMG und EO die Spitzenlast am ONT um bis zu 44 kW (WP), 23 kW (EV) und 40 kW (WP&EV) bei vollständiger Elektrifizierung verringert werden. Die Reduktion in der Variationsoption WP&EV fällt aufgrund der zusätzlichen Last der EVs geringer aus als bei alleiniger Elektrifizierung mit Wärmepumpen.

Mit Blick auf die Lastverläufe für den Einsatz der elektrischen Wärmeerzeugung zeigt sich im Referenzfall, dass die täglichen Lastspitzen in der Früh zwischen 7 und 8 Uhr und abends zwischen 20 und 22 Uhr auftreten. Diese gehen vorwiegend auf die Bereitstellung von Trinkwarmwasser zurück. Im optimierten Fall wird der Kombispeicher genutzt, um die Wärmeerzeugung durch Verschiebung in PV-Zeiten zeitlich vom Bedarf zu entkoppeln. Bei der EV-Ladung treten im Referenzfall die Ladelastspitzen vor allem in der zweiten Tageshälfte und verstärkt zwischen 17 und 20 Uhr auf. Im Fall von EO und SMG verschieben sich diese in die PV-Zeiten (10 bis 16 Uhr).

Im Vergleich mit den in Kapitel 2.1 beschriebenen Werten für die spezifische Trafoleistung ergibt sich aus den Werten der ONT-Peakleistung im Falle einer vollständigen Elektrifizierung mit Wärmepumpen eine potentielle Grenzwertverletzung in Dorfnetzen mit der geringsten Trafogröße (5 kVA/Haus). Dies würde den Ausbau bzw. Austausch des Trafos als Netzbetriebsmittel nötig machen. In Vorstadtnetzen wird zudem ein 75 % Durchdringungsgrad mit WP und EV kritisch. Die Spitzenlastreduktion beider Energiemanagementkonzepte hingegen führt zu einer Entschärfung dieser Problematik.

Die maximalen Leistungsspitzen für den Stromexport aus der Siedlung ins übergeordnete Stromnetz liegen für REF, EO und SMG sowie für alle Elektrifizierungsgrade zwischen 65 kW und 73 kW. Dies stellt somit keine Probleme hinsichtlich der Trafoauslegung dar.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass bei konstanten Stromtarifen selbst durch den rein nutzerbezogenen und marktorientierten Einsatz von Energiemanagementsystemen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen ein großer Beitrag zur Versorgungssicherheit hinsichtlich der maximalen Last am ONT geleistet werden kann. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt auch [56].

### **CO<sub>2</sub>-Emissionen**

Abbildung 5-13 beleuchtet die Auswirkungen auf die Jahressummen für CO<sub>2</sub>-Emissionen in Siedlungen abhängig vom Elektrifizierungsgrad. Grundsätzlich zeigt sich, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen vom Referenzwert ohne WP oder EV von 120,6 t CO<sub>2</sub> mit zuneh-

mender Elektrifizierung abnehmen. Außerdem sorgen die Energiemanagementsysteme in allen Fällen für eine Emissionsreduktion gegenüber dem Referenzfall. SMG weist dabei stets größeres Einsparpotential auf als EO. So ermöglicht EO gegenüber REF eine Verringerung um 0 bis zu 8,3 t CO<sub>2</sub> (WP), 11,4 t CO<sub>2</sub> (EV) bzw. 15,7 t CO<sub>2</sub> (WP&EV) und zeigt dabei jeweils eine lineare Emissionsreduktion mit steigendem Elektrifizierungsgrad. Bei SMG zeigt sich dasselbe Verhalten, wobei die Werte hier sogar bis auf 58,9 t CO<sub>2</sub> (WP) bzw. 78,2 t CO<sub>2</sub> (EV) bzw. 27,9 t CO<sub>2</sub> (WP&EV) absinken. Für den Fall der parallelen Elektrifizierung von WP und EV bedeutet dies bei vollständiger Durchdringung einen Emissionsrückgang um etwa 44 % gegenüber REF.

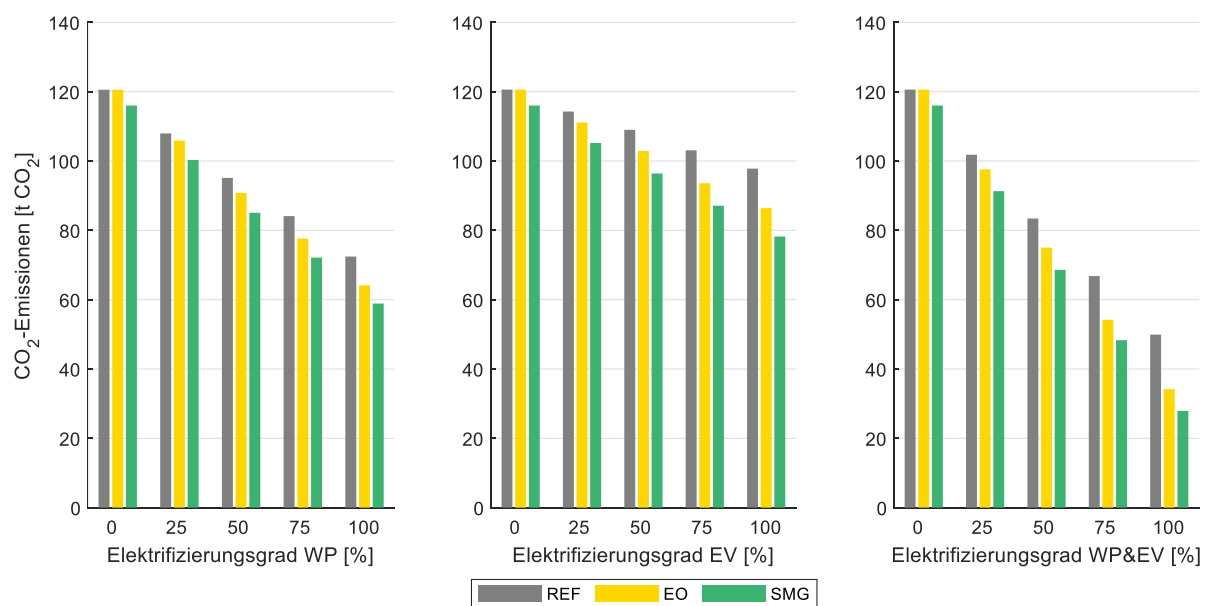


Abbildung 5-13: CO<sub>2</sub>-Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad

Die Emissionsreduktion fällt dabei bei Elektrifizierung mit Wärmepumpen deutlich größer aus als bei Elektrofahrzeugen. Der Grund hierfür wird bei der Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Minderung gegenüber der jeweils konventionellen Technologie offensichtlich: Durch Elektrofahrzeuge werden ca. zwei Drittel der mobilitätsbasierten Emissionen durch den Wechsel von ICE (0,154 kgCO<sub>2</sub>/km) zu EV (0,059 kgCO<sub>2</sub>/km bei einem Verbrauch von 0,2 kWh/km) eingespart. Die möglichen, absoluten Einsparungen durch die Jahresfahrleistungen (ca. 10.000 km/a) der verwendeten Haushalte betragen somit etwa 22,8 t CO<sub>2</sub> bei vollständiger Elektrifizierung der Mobilität der Siedlung (s. Abbildung 5-13). Dies ist deutlich geringer als die Einsparungen bei der Elektrifizierung der Wärmeerzeugung. Gegenüber Heizungen mit Gas (BW) bzw. Öl (NT), die unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade und der spezifischen Emissionen durch Verbrennung von Gas bzw. Öl Werte von 0,219 bis 0,318 kgCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> aufweisen, werden für Wärmepumpen mit durchschnittlichem COP von 3,7 auf die Wärmemenge bezogene Emissionen von nur 0,09 kgCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> emittiert. Somit werden pro kWh<sub>th</sub> 59-72 % durch den Umstieg von fossiler auf elektrische Wärmeerzeugung eingespart. Da zu-

sätzlich die Jahressumme des Energiebedarfs der durchschnittlich betrachteten Siedlungen für Wärme (ca. 309 MWh<sub>th</sub>) signifikant größer ist als für Mobilität (ca. 48 MWh<sub>el</sub>), resultiert unter Berücksichtigung der Häufigkeitsverteilung der Heiztechnologien eine Einsparung von etwa 48 t CO<sub>2</sub> durch vollständige Elektrifizierung der Wärmeerzeugung.

Die kombinierte Elektrifizierung von Wärme und Mobilität führt bei REF zur Addition der Einzeleinsparungen (durch WP oder EV), bei SMG und EO ist jeweils die Summe der Einsparungen aus einzelner Elektrifizierung etwas größer als die Einsparung aus kombinierter Elektrifizierung, da die zur Verfügung stehende PV-Erzeugung bei der Deckung der lokalen Last ab einem höheren Elektrifizierungsgrad ausgereizt ist.

### **5.3.3 Ausstattungsgrad und Anlagenkapazität**

Nachdem in den beiden vorangegangenen Kapiteln die Abhängigkeit des Mehrwerts von SMG und EO hinsichtlich der Siedlungsstruktur (Haushaltstypen, Typgebäude) und dem allgemeinen Elektrifizierungsgrad von Wärmeerzeugung und Mobilität (ohne Batterie) untersucht wurden, stehen hier die Ausstattungsgrade und installierten Kapazitäten der technischen Anlagen im Fokus. Dabei bezeichnet der Ausstattungsgrad den Anteil an Haushalten einer Siedlung, in denen eine bestimmte technische Anlage (z.B. Wärmepumpe, PV-Anlage) installiert ist. Darüber hinaus wird untersucht, inwiefern sich die Anlagenkonfiguration einzelner Häuser auf deren ökonomischen Mehrwert auswirkt.

#### **5.3.3.1 Abhängigkeit von der Anlagenkapazität von PV-Anlage und Batterie**

Abbildung 5-14 zeigt die relativen jährlichen Kosteneinsparungen, Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung für den Stromimport und CO<sub>2</sub>-Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung und Batteriekapazität für das betrachtete Jahr 2030. Für die hier betrachteten Siedlungen und Kurvenverläufe mit dem Zusatz „Batt“ ist stets das folgende Setup zu beachten. Für PV, Batterie, WP und EV werden jeweils die für Deutschland durchschnittlichen Ausstattungsgrade (s. Tabelle B-2) angewendet. Das bedeutet, dass 58 % aller Häuser eine PV-Anlage und 38 % dieser Häuser einen Hausspeicher installiert haben. Die installierten Kapazitäten der PV-Anlagen und Batterien richten sich nach den auf der x-Achse angegebenen Werten. Damit wird die in Kapitel 2.4.4 getroffene Annahme, 1 kWp PV = 1 kWh Batterie, umgesetzt. Im Fall „noBatt“ werden entsprechend keine Batterien berücksichtigt.

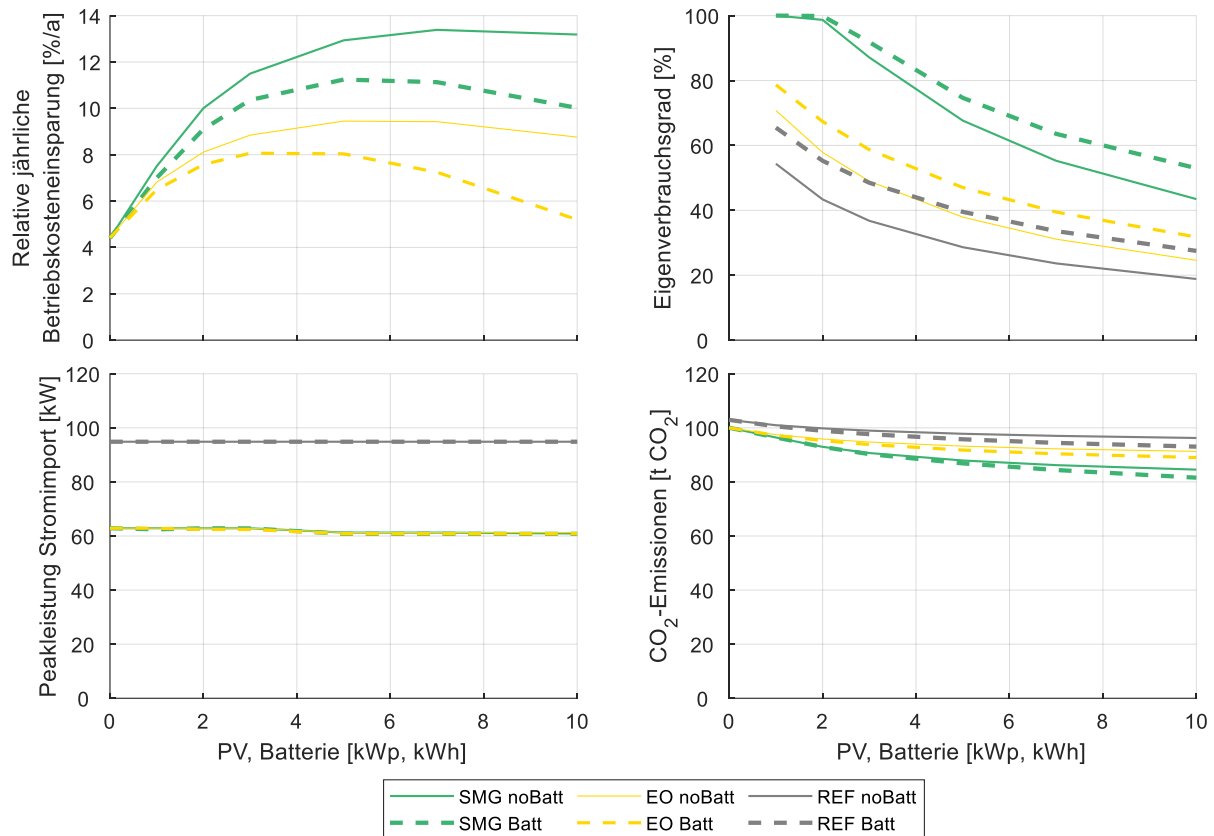


Abbildung 5-14: Relative jährliche Kosteneinsparung, Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung für den Stromimport und CO<sub>2</sub>-Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung und Batteriekapazität

### Relative, jährliche Kosteneinsparung

Die in Abbildung 5-14 links oben dargestellten relativen, jährlichen Kosteneinsparungen beinhaltet neben den Betriebskosten in diesem Fall auch die annuitätischen Investitionskosten für PV-Anlage und Batterie. Die Ergebnisse stammen dabei bzgl. der Berechnungsmethode nicht aus einer Ausbauplanung, sondern einer Einsatzplanung mit den entsprechend vorgegebenen Kapazitätswerten für PV und Solarspeicher. Ohne PV-Anlage und Batterie weisen alle Kurven einen Wert von 4,4 % Kosteneinsparung aufgrund COP-optimierter Wärmepumpenfahrweise und minimierten Ruheverlusten der EV-Batterien auf. Mit zunehmender PV-Leistung wächst die Kosteneinsparung für alle betrachteten Fälle zunächst an. Wenn der Mehrwert durch lokal erzeugten PV-Strom bzw. durch die Zwischenspeicherung von Strom durch die Investitionskosten von PV und Batterie überlagert werden, sinken die Kosteneinsparungen wieder ab. Dabei zeigen sich optimale Systemkonfigurationen für SMG bei 7 kWp (13,4 % Einsparung) bzw. mit Batterie bei 5 kWp und 5 kWh (11,2 %) und für EO bei 5 kWp (9,4 %) bzw. mit Batterie bei 3 kWp und 3 kWh (8,1 %).

Insgesamt zeigt sich, dass Batterien in keinem Energiemanagementkonzept und für keine der untersuchten Konfigurationen wirtschaftlich sind und die Kosteneinsparun-

gen durch SMG immer über denen von EO liegen. Der Mehrwert der Kosteneinsparung, der von SMG gegenüber EO generiert wird, steigt für die Untersuchung mit und ohne Batterie jeweils stetig von 0 % bis 4,8 % bzw. 4,4 % an. Vergleicht man diese beiden Differenzen, d.h. den Mehrwert durch SMG mit Batterie und den Mehrwert durch SMG ohne Batterie, lässt sich Folgendes feststellen: Bis eine PV-Leistung von knapp über 7 kWp bzw. Batteriekapazität von 7 kWh erreicht ist, fällt der Mehrwert von SMG im Vergleich zu EO ohne Batterie stets größer aus als der im Fall mit Batterie. Das Maximum dieses Vergleichs liegt mit 0,4 % bei 2 kWh. Erst für größere Batteriekapazitäten liegt der Mehrwert durch SMG mit Batterie über dem durch EO. Daraus kann abgeleitet werden, dass das Smart Micro Grid für Speichergrößen bis 7 kWh eine Konkurrenz zu Batterien darstellt. Dieser Effekt kann erst für größere Batteriekapazitäten umgekehrt werden, sodass Batterien und Speicher mehr komplementär und weniger substituierend wirken.

### **Eigenverbrauchsgrad**

Das Verhalten des Eigenverbrauchsgrads ist in Abbildung 5-14 rechts oben abgebildet. Hierbei werden für Kapazitätswerte gleich 0 kWp keine Ergebnisse angezeigt, da der Eigenverbrauchsgrad für diesen Fall nicht definiert ist. Offensichtlich ist, dass der Eigenverbrauchsgrad mit zunehmender PV-Kapazität abnimmt und dessen Werte für Siedlungen mit Batterien immer deutlich über denen ohne Speicher liegen. Außerdem steigern EMS den Eigenverbrauchsgrad signifikant. Bei EO reduzieren sich die Eigenverbrauchsgrade von anfangs 78,7 % (Batt) bzw. 70,8 % (noBatt) auf 31,8 % (Batt) bzw. 24,6 % (noBatt). Der Mehrwert durch den Speicher fällt dabei geringer aus als im Referenzfall, da durch das EMS auch ohne Batterie der Eigenverbrauch gesteigert werden kann. Die Differenz zum Referenzfall nimmt im Fall mit Batterie von 13,2 % auf 4,3 % und ohne Batterie von 16,4 % auf 5,8 % ab, d.h. je mehr lokaler PV-Strom dem System hinzugefügt wird, desto geringer ist der Vorteil durch HEMS. Ab 3 kWp fällt EO (noBatt) unter REF (Batt), d.h. bis dahin kann durch das Energiemanagement in EO trotz fehlender Batterie mehr Eigenverbrauch erzielt werden.

SMG hebt den Eigenverbrauchsgrad im Vergleich zu EO nochmals deutlich an. Bis 2 kWp kann unabhängig von der Existenz von Speichern die in der Siedlung erzeugte Strommenge auch nahezu komplett dort verbraucht werden, da die Stromflüsse innerhalb der Siedlung koordiniert werden können. Mit steigender PV- und Batteriekapazität fallen die Werte auf 43,5 % (noBatt) bzw. 53,0 % (Batt). Im Gegensatz zu EO und REF steigt der Zugewinn durch den Speicher (gegenüber einem System ohne Speicher) in Richtung höherer Kapazitätswerte an, was die Beobachtung, Batterien und SMG sind erst bei größeren Batteriekapazitäten komplementär, bei der relativen Kosteneinsparung untermauert. Bei den betrachteten Konfigurationen liegt der Mehrwert von SMG gegenüber EO stets bei über 18 %. Dabei erreicht dieser bei 3 kWp mit 33,1 % (Batt)

bzw. 40,8 % (noBatt) sein Maximum und fällt darüber auf 21,2 % (Batt) bzw. 18,9 % (noBatt) ab.

### **Peakleistung am ONT**

Die Peakleistung am ONT für den Stromimport (s. Abbildung 5-14 links unten) zeigt, dass die Variation der Anlagenkapazität kaum Einfluss auf diese hat. Im Referenzfall bleibt die Peakleistung für alle Anlagengrößen konstant auf 94,9 kW, bei EO und SMG, die nahezu gleiche Werte aufweisen, ist eine leichte Abnahme von 62,9 kW auf 60,8 kW zu verzeichnen. Grund für den geringen Einfluss bei REF ist, dass hier durch den PV- und Batterieaufbau nur Lastspitzen während oder direkt nach PV-Zeiten reduziert werden. Lastspitzen zu anderen Zeiten sind davon unbeeinflusst. Da hier das Jahresmaximum der Peaklast angegeben ist, findet keine Veränderung bzgl. dem PV- und Speicherausbau statt. Bei SMG und EO findet eine leichte Verringerung mit zunehmender PV- und Batterieerfügbarkeit statt. Das Lastverschiebungsverhalten führt grundsätzlich dazu, dass in PV-Zeiten die Lastspitzen deutlich reduziert werden. Lastspitzen, die gegen ca. 20 Uhr auftreten und damit deutlich nach der PV-Glocke und einer eventuellen zeitlichen „Batteriereichweite“ liegen, können nur in geringem Maße beeinflusst werden, weswegen eine deutliche Lastreduktion auch in diesem Fall nicht zu beobachten ist. In Bezug auf die in Kapitel 2.1 diskutierten Trafogrößen gibt es keine etwaigen Grenzwertverletzungen.

Hinsichtlich der Jahresspitzenleistung beim Stromexport aus der Siedlung gilt ein proportionaler, linearer Zusammenhang zur installierten PV-Leistung. Dabei wird die untere Grenze für ONT in Vorstadtnetzen bei PV-Anlagen mit 9,3 kWp (SMG) bzw. 9,7 kWp (EO und REF) überschritten. Die unterste Grenze für die Trafogröße von Dorfnetzen wird hingegen nicht berührt.

### **CO<sub>2</sub>-Emissionen**

In Abbildung 5-14 rechts unten sind die Auswirkungen der Variation der Kapazitäten auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen veranschaulicht. Wie erwartet, wird aufgrund der Reduktion von Fremdbezug umso weniger CO<sub>2</sub> emittiert, je mehr PV und Batteriekapazität installiert sind. Ohne Batterie reduzieren sich die Emissionen im Referenzfall von 102,9 t CO<sub>2</sub> auf 96,3 t CO<sub>2</sub>, im Fall von EO bzw. SMG von 100,0 t CO<sub>2</sub> auf 91,3 t CO<sub>2</sub> bzw. 84,5 t CO<sub>2</sub>. Dabei können in jedem Fall mit Batterie mehr Emissionen eingespart werden, da der Fremdbezug durch Steigerung des Eigenverbrauchs minimiert wird. Einsparungen durch die Batterie betragen dabei bis zu 3,2 t CO<sub>2</sub> bei REF, 3 t CO<sub>2</sub> im SMG-Fall und 2,3 t CO<sub>2</sub> bei EO. Die CO<sub>2</sub>-reduzierende Wirkung der Batterie ist damit im Fall ohne EMS am größten. Der Mehrwert durch SMG im Vergleich zu EO steigt mit zunehmender Anlagengröße auf 6,7 t CO<sub>2</sub> (noBatt) bzw. 7,5 t CO<sub>2</sub> (Batt) an.

### 5.3.3.2 Abhängigkeit vom Ausstattungsgrad

Nachdem im vorangegangenen Kapitel die Auswirkungen der Kapazitätswerte für PV-Anlagen und Batterien auf die Bewertungskriterien untersucht wurden, wird hier der Ausstattungsgrad variiert. Dieser bezeichnet den Anteil an Haushalten einer Siedlung, in denen eine bestimmte technische Anlage (z.B. Wärmepumpe, PV-Anlage) installiert ist. Dazu wird an dieser Stelle die relative, jährliche Kosteneinsparung stellvertretend für die anderen Bewertungskriterien gewählt, um den Mehrwert des SMG gegenüber EO bzw. dem Referenzfall zu untersuchen. Die Ergebnisse für Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung am ONT und CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in Kapitel C.1 im Anhang dargestellt.

Die in Abbildung 5-14 für einen durchschnittlichen Ausstattungsgrad dargestellte relative Kosteneinsparung wird in Abbildung 5-15 hinsichtlich ihrer Sensitivität bzgl. des Ausstattungsgrads analysiert. Dazu wird der Parameterraum in 25 %-Schritten aufgespannt, sodass die flexiblen Lasten (WP und EV) parallel von 0 bis 100 % und die PV-Anlagen von 25 bis 100 % abgedeckt werden. Die Untersuchung von 0 % PV-Anlagen ist aufgrund fehlender lokaler Erzeugung aus EMS-Sicht uninteressant. Die Batteriedurchdringung beträgt jeweils 39 % des PV-Ausstattungsgrads. Ziel dieser Untersuchung ist es, grundsätzliche Verhältnismäßigkeiten in Abhängigkeit des Ausstattungsgrads der verschiedenen Anlagen abzuleiten.

Die folgenden Hauptaussagen können aus Abbildung 5-15 abgeleitet werden:

- Der Vergleich der Kurven ohne Batterie und mit Batterie zeigt, dass sich für erstere unabhängig vom Energiemanagementkonzept immer höhere Kosteneinsparungen als bei Systemen mit Batterie ergeben. Das bedeutet, die Installation der Batterie ist in keinem der Fälle wirtschaftlich.
- Betrachtet man die abgebildeten Kurvenverläufe, lässt sich erkennen, dass je mehr PVA und Batterien vorhanden sind, die EMS mit Batterie gegenüber denen ohne Batterie umso schlechter abschneiden. Dies liegt daran, dass der durch Anwendung von DSM-Maßnahmen erwirtschaftete Vorteil mit den Belastungen durch die zusätzlichen Batterieinvestitionskosten nicht mithalten kann. Für zunehmende Ausstattungsgrade flexibler Verbraucher (WP, EV) nehmen hingegen die Einsparungen im allgemeinen zu, da diese einerseits zur Eigenverbrauchsmaximierung verwendet werden können, andererseits deren Investitionskosten hier nicht einfließen.
- Legt man den Fokus auf die Maxima der Kosteneinsparungen, zeigt sich in allen Fällen (SMG/EO sowie Batt/noBatt), dass sich diese für steigende Anzahlen von WP und EV in Richtung größerer PV- bzw. Batteriekapazitäten verschieben, da durch die EMS dann mehr selbsterzeugter PV-Strom zur Eigenversorgung eingesetzt werden kann. Für eine zunehmende Zahl an PV-Anlagen und Speichern – bei gleichbleibendem Elektrifizierungsgrad – muss differenziert werden: während



sich im SMG-Fall die Einsparungsmaxima dann hin zu kleineren Anlagengrößen bewegen, stellt dies bei den Eigenoptimierern keinen bzw. nur einen geringen Einfluss dar. Grund hierfür ist, dass bei EO jedes Haus für sich optimiert wird und damit eine Erhöhung des PV- und Batterie-Ausstattungsgrads keine Auswirkungen auf andere Häuser der Siedlung hat.

- Vergleicht man den Mehrwert von SMG gegenüber EO anhand der Kurvenverläufe der maximal erzielbaren Einsparungen, fällt der Vorteil durch SMG größer aus, wenn der Ausstattungsgrad flexibler Verbraucher zwischen 25 % und 75 % liegt. Innerhalb dieses Bereichs bewegt sich das Maximum dieses Mehrwerts für viele PV-Anlagen und Batterien in Richtung weniger Flexibilitätsoptionen und umgekehrt. Dies liegt daran, dass dann EO besonders schlecht abschneidet, da hier kein Stromaustausch innerhalb der Siedlung koordiniert wird. Für viele PVA und wenig flexible Verbraucher gibt es in EO viele Haushalte mit PV aber ohne DSM-Potential, während bei wenigen PVA und vielen flexiblen Verbrauchern in EO diese Verbraucher dann nicht nach PV eingeplant werden können. Deshalb kann in diesen Fällen SMG seine Vorteile besonders ausspielen. Für 0 % bzw. 100 % Elektrifizierungsgrad hingegen verringert sich der Mehrwert von SMG gegenüber EO, da dann entweder keine flexiblen Verbraucher vorhanden sind oder durch einen vollständigen Durchdringungsgrad von WP und EV kaum zusätzlicher Nutzen im Vergleich zu den Eigenoptimierern erzielbar ist. Außerdem ist der Mehrwert durch SMG größer, je weniger PV-Anlagen bzw. Batterien in der Siedlung vorhanden sind, da dann die Fähigkeit des siedlungsinternen, koordinierten Stromhandels gegenüber EO am meisten Vorteile hinsichtlich des Eigenverbrauchs bringt. Diese Verhaltensweisen zeigen sich sowohl in Fällen mit als auch ohne Batterie.

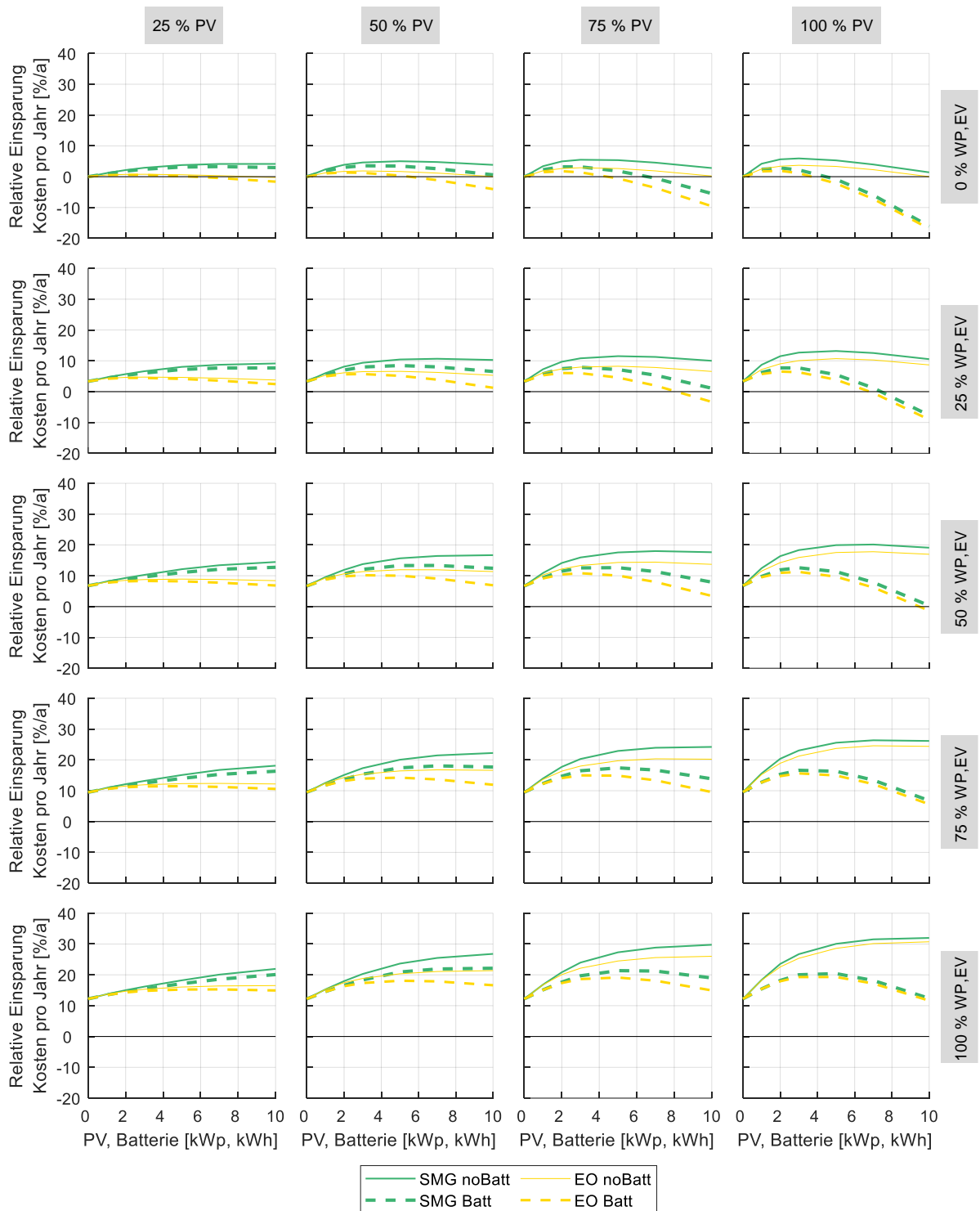


Abbildung 5-15: Relative, jährliche Kosteneinsparung von Siedlungen für die Variation des Ausstattungsgrads und der Anlagenkapazität

### 5.3.3.3 Mehrwert für einzelne Häuser der Siedlung

Alle bisherigen Auswertungen betrachten Ergebnisgrößen in Bezug auf die gesamte Siedlung. In diesem Kapitel wird der Fokus rein auf die Akteurssicht einzelner Haushalte einer Siedlung gelegt, um zu untersuchen, unter welchen Bedingungen man wie sehr von einem SMG profitiert. Darüber hinaus wird der Frage nachgegangen, ob die

angewandte SMG-Architektur kooperativ ist, d.h. ob es eventuell auch Haushalte gibt, die durch ein SMG im Gegensatz zu EO finanziell schlechter gestellt sind. Dabei werden die in Tabelle B-2 angegebenen Durchschnittswerte für Anlagenkapazität angelegt.

### Hauspezifische Betriebskosteneinsparung einer exemplarischen Siedlung

Dafür wird zunächst eine exemplarische Siedlung in Abbildung 5-16 untersucht. Dabei wird im oberen Diagramm die Betriebskosteneinsparung für jedes Gebäude je für SMG und EO, in der Mitte die Differenz daraus, d.h. der Mehrwert durch SMG gegenüber EO, und im unteren die in jedem Haus installierte Anlagentechnik dargestellt. Der Ausstattungsgrad wird zu 25 % für PV-Anlage, WP und EV gewählt. Die Anzahl der Batterien in der Siedlung repräsentiert mit 38 % der PV-Anlagen den in Tabelle B-2 angegebenen Durchschnittswert.

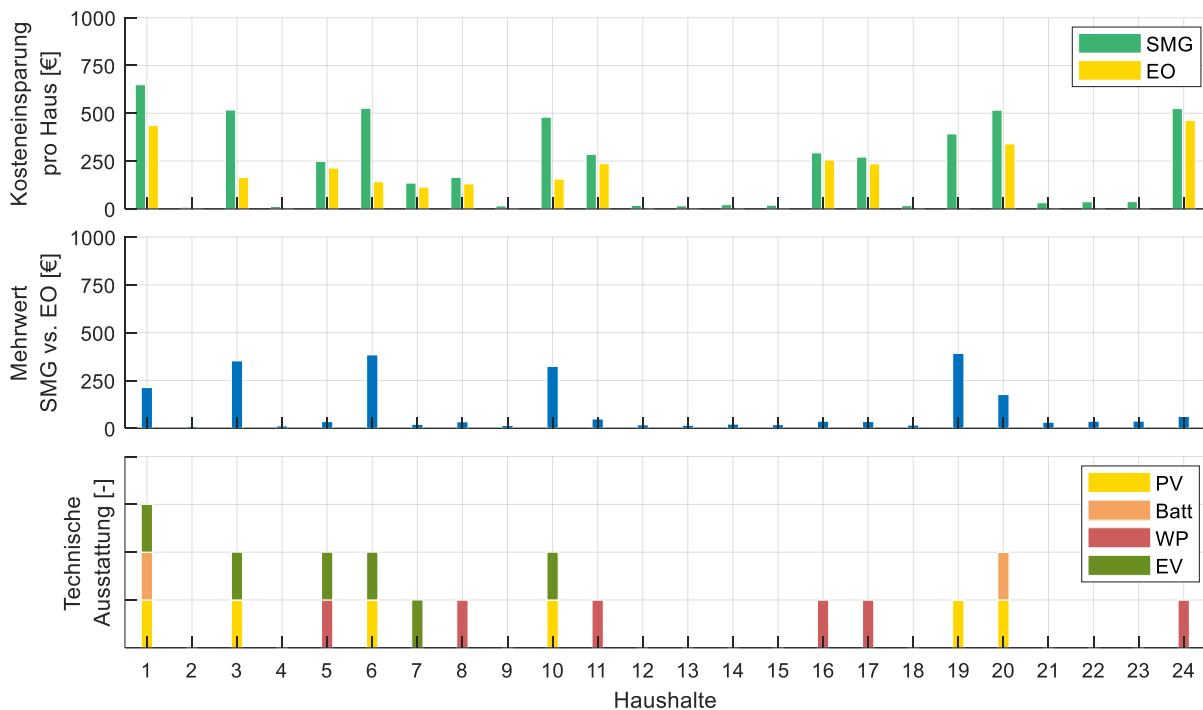


Abbildung 5-16: Betriebskosteneinsparung pro Haus gegenüber dem Referenzfall (oben), Mehrwert durch SMG gegenüber EO (Mitte) und technische Ausstattung (unten) für eine exemplarische Siedlung bei einem Ausstattungsgrad von je 25 % für PV, WP und EV

Hinsichtlich der Kosteneinsparung zeigt sich, dass Haushalte unterschiedlich von SMG und EO profitieren. Haushalt 1 kann beispielsweise 650 € durch SMG bzw. 436 € durch EO gegenüber dem Referenzfall einsparen. Dabei ist dieser Haushalt mit einer PV-Anlage, einer Batterie und einem Elektrofahrzeug ausgestattet. Das Fehlen einer Wärmepumpe indiziert gleichzeitig, dass ein Wärmeerzeuger auf Gas- oder Ölbasis installiert ist. Für alle Haushalte ergibt sich in dieser Siedlung eine Einsparung zu REF von mindestens 0 €. Dieser Grenzfall tritt z.B. in Haushalt 13 auf, dessen Anlagenkonfiguration keine Kostenersparnis durch Einsatz von EMS zulässt. Während Haushalt 1

zwar die höchsten Einsparungen gegenüber dem Referenzfall ermöglicht, stellt sich Haushalt 19 als derjenige heraus, der durch SMG gegenüber EO am meisten profitiert. Dieses Gebäude besitzt zwar keine Flexibilitätsoptionen, kann allerdings durch den Verkauf seines PV-Stroms an die Nachbarschaft im SMG-Fall im Vergleich zu EO deutlich mehr Kosten reduzieren. In EO kann durch das Fehlen von flexiblen Verbrauchern oder Speichern keine Kosteneinsparung erzielt werden. Insgesamt ist auch erkennbar, dass alle Haushalte – selbst diejenigen ohne elektrische Anlagentechnik – durch SMG zumindest leicht im Vergleich zu EO profitieren, da lokal erzeugter PV-Strom günstiger als Strombezug aus dem öffentlichen Netz ist.

### **Hausspezifischer Mehrwert bzgl. der Kosteneinsparung von SMG gegenüber EO in Abhängigkeit der installierten Anlagen pro Haus und des Ausstattungsgrads**

Aufbauend auf Abbildung 5-16 veranschaulicht Abbildung 5-17 den Mehrwert in € durch SMG gegenüber EO für einzelne Haushalte. Dabei stellen die Ergebnisse dieser Grafik das Äquivalent zu den blauen Balken im mittleren Diagramm in Abbildung 5-16 dar, wobei die Daten statt aus einer einzigen Siedlung hier aus 15 Siedlungen (entsprechend der in Kapitel 5.2.1 festgelegten Samplezahl) stammen und gemittelt werden. Der Ausstattungsgrad in den jeweiligen Überschriften bezieht sich dabei gleichermaßen auf PV-Anlagen, WP und EV. Die Batterieanzahl richtet sich, wie zu Beginn des Kapitels beschrieben, nach der PV-Anzahl. Alle möglichen Kombinationen für die Ausstattung eines Haushalts mit elektrischer Anlagentechnik sind an der y-Achse angetragen, wobei die Reihung in allen vier angezeigten Diagrammen gleich bleibt. Ausgenommen davon sind Kombinationen mit Batterie und ohne PV-Anlage, da diese in dieser Arbeit per Definition nicht zugelassen sind. Somit gehen beispielsweise die Ergebnisse für den SMG-Mehrwert aller Häuser der untersuchten Siedlungen, die über eine PV-Anlage aber keine andere elektrische Anlagentechnik verfügen, in die Mittelwertbildung für den Balken „PV“ ein. Da es aufgrund dieser Verfahrensweise vorkommen kann, dass für manche Ausstattungskombinationen nur kleine Stichprobenumfänge in das Ergebnis einfließen, wird darüber hinaus die „Bootstrapping“-Methode angewandt. Diese basiert auf dem sehr häufigen, wiederholten Ziehen aus den per Optimierung berechneten Ergebnissen, um daraus die Varianz der Ergebnisse abzuschätzen. [199] Das Ergebnis dieser statistischen Methode gibt hier das 95 %-Konfidenzintervall (s. Kapitel 5.2.1) an, in dem die Optimierungsergebnisse auch für andere Berechnungen zu vermuten sind. Dieses ist mit Hilfe der schwarzen Linien in Abbildung 5-17 dargestellt.

Insgesamt fällt der Mehrwert durch SMG pro Haushalt umso geringer aus, je mehr elektrische Anlagentechnik in der Siedlung vorhanden ist. Die ausschließlich positiven Werte bedeuten, dass die Kosteneinsparung durch SMG für jeden Haushalt die des EO-Falls übertrifft und somit jeder Haushalt vom SMG gegenüber EO profitiert und

insgesamt ein kooperatives Verhalten vorliegt. Dabei sind die Konfidenzintervalle generell recht klein, wodurch die Einzelergebnisse als valide eingestuft werden können.

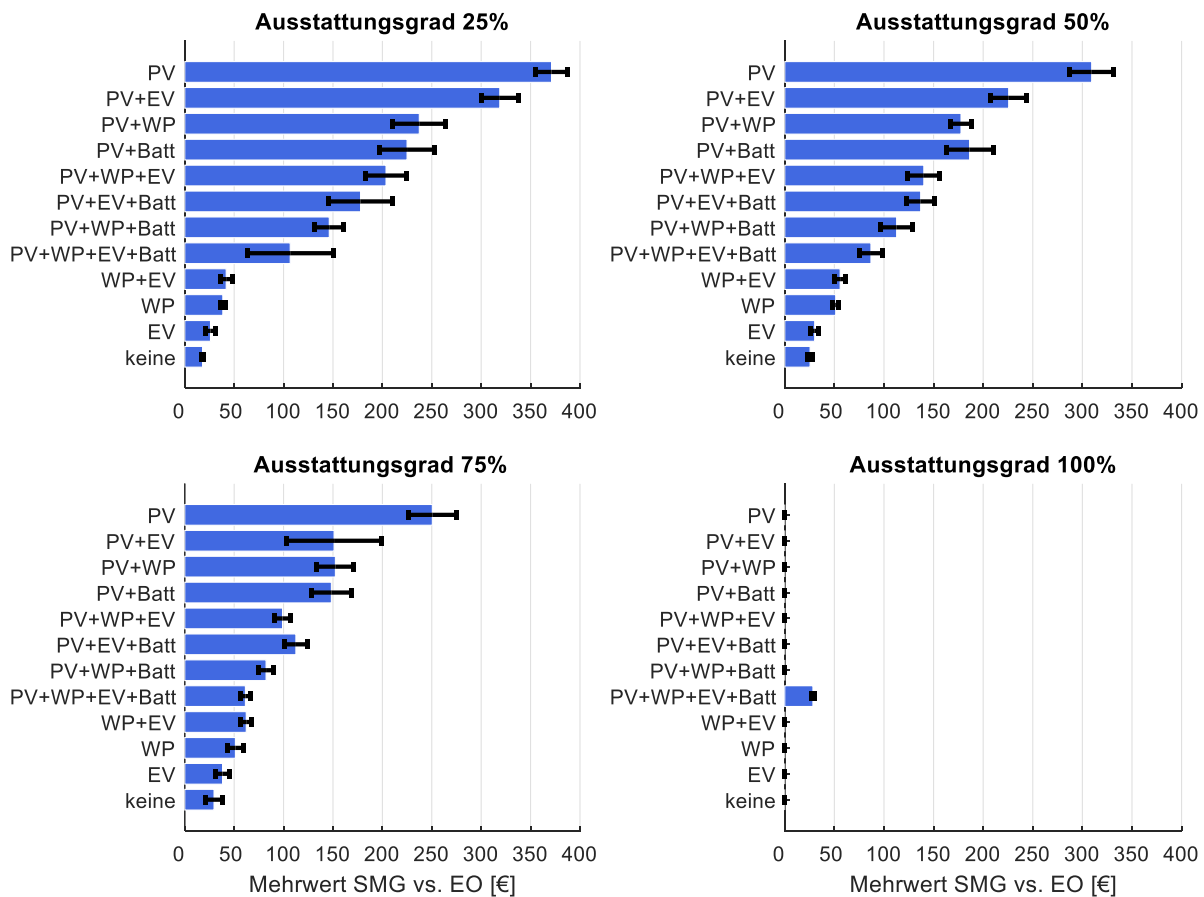


Abbildung 5-17: Mehrwert von SMG gegenüber EO hinsichtlich Kosteneinsparungen zum Referenzfall für einzelne Haushalte in Siedlungen und deren Anlagenausstattung in Abhängigkeit vom Ausstattungsgrad

Für die Ausstattungsgrade 25-75 % zeigt sich eine ähnliche Reihenfolge hinsichtlich des größten Mehrwerts durch SMG für Einzelhaushalte. Der größte Profiteur gegenüber dem EO-Fall sind Haushalte, die nur über eine PV-Anlage verfügen. Grund hierfür ist, dass diese in EO mangels flexibler Verbraucher und Speicher keine Einsparungen zum Referenzfall erwirtschaften können, während sie im SMG ihren selbst erzeugten Strom zu einem höheren Preis an die Nachbarschaft verkaufen können, als sie über EEG vergütet bekämen. Danach kommen zunächst Haushalte, die eine Kombination aus PV plus entweder Wärmepumpe, Elektrofahrzeug oder Batterie besitzen, gefolgt von Haushalten mit PV-Anlage und zwei Komponenten aus WP, EV und Speicher und Haushalten mit vollständiger Ausstattung. All diese Kombinationen können Nutzen einerseits aus dem Verkauf von eigenem PV-Strom innerhalb der Siedlung und andererseits aus dem Bezug von Strom aus der Nachbarschaft bei gleichzeitiger Vermeidung von Fremdbezug durch DSM ihrer flexiblen Verbraucher bzw. Speicher ziehen. Noch geringer fällt der Mehrwert durch ein Smart Micro Grid gegenüber Eigenoptimieren für diejenigen Haushalte aus, die nur über flexible Verbraucher und keine PV-

Anlage verfügen. Haushalte gänzlich ohne elektrische Anlagentechnik können kaum vom SMG profitieren. Allerdings zeigt sich mit zunehmendem Ausstattungsgrad, dass der Mehrwert durch SMG für die Haushalte ohne oder mit lediglich flexiblen Verbrauchern im Gegensatz zu Haushalten mit PV-Anlagen zunimmt. Dies liegt darin begründet, dass je mehr lokaler PV-Strom der Siedlung zur Verfügung steht, desto mehr können Haushalte ohne eigene PV-Anlage davon profitieren.

Bis auf kleine Ausnahmen wird diese Reihenfolge für die Ausstattungsgrade bis 75 % grundsätzlich eingehalten. Für einen Ausstattungsgrad von 100 % ergibt sich ein anderes Bild. Die Konfiguration stellt einen Spezialfall dar, in dem alle Haushalte der Siedlung vollständig mit elektrischer Anlagentechnik ausgestattet sind. Daraus resultieren bereits für EO hohe Einsparungen gegenüber dem Referenzfall ohne EMS. Diese Einsparungen können durch SMG kaum noch gesteigert werden, was einen nur sehr geringen Mehrwert durch das SMG bedeutet. Da alle Haushalte solcher Siedlungen dieselbe Anlagenkonfiguration haben, gibt es an dieser Stelle in Abbildung 5-17 keine weiteren Balken.

Die relativen Betriebskosteneinsparungen durch SMG bzw. EO gegenüber dem Referenzfall sind in Abbildung C-5 im Anhang dargestellt. Dabei ergibt die Differenz der dort gezeigten Einsparungen die Werte für den Mehrwert in Abbildung 5-17.

#### **5.3.4 Steueroptionen der Energiemanagementsysteme**

In den bisherigen Auswertungen wird bei der Anwendung der Energiemanagementsysteme immer davon ausgegangen, dass diese alle verfügbaren Flexibilitäten kostenoptimal einplanen können. In diesem Kapitel wird der Frage nachgegangen, inwiefern sich unterschiedliche Steuerzugriffe auf die Ergebnisse auswirken. Unter Steuerzugriff bzw. Steueroption wird hier verstanden, dass das EMS nur auf bestimmte, ausgewählte Anlagentechnik Einfluss nehmen kann. Daraus kann abgeleitet werden, wie groß das DSM-Potential einzelner technischer Komponenten in Zusammenhang mit einem EMS sein kann. Abbildung 5-18 zeigt die relativen, jährlichen Betriebskosteneinsparungen für SMG und EO gegenüber dem Referenzfall. Die betrachteten Steuerzugriffe umfassen entweder die Einzelkomponenten Wärmepumpe („WP“), Elektrofahrzeug („EV“) bzw. Batterie („Batt“) oder Kombinationen aus zwei dieser Komponenten oder allen Komponenten („Komplett“). „Nur SMG“ bezeichnet, dass gar kein flexibler Verbraucher oder Speicher per EMS gesteuert wird, d.h. dies stellt für EO den Referenzfall dar. Ist dies bei SMG der Fall, sind zwar ebenfalls keine Steuerzugriffe möglich, aber gegenüber dem Referenzfall kann überschüssiger PV-Strom an Nachbarn zur Grundlastdeckung verkauft werden, was zu Kosteneinsparungen führt.

Im Diagramm werden sogenannte Boxplots verwendet. Auf jeder dargestellten Box zeigt die zentrale schwarze Markierung den Median an, der untere und obere Rand

des Kästchens zeigt das 25. und 75. Perzentil an. Die Whisker reichen bis zu den extremsten Datenpunkten, die das  $\pm 2,7$ -fache der Standardabweichung noch abdecken (99,3 % Datenabdeckung). Alle Werte darüber hinaus sind Ausreißer, die als Kreis markiert werden. Dabei beträgt die Anzahl der Stichprobengröße der Sampleanzahl ( $N=15$ ).

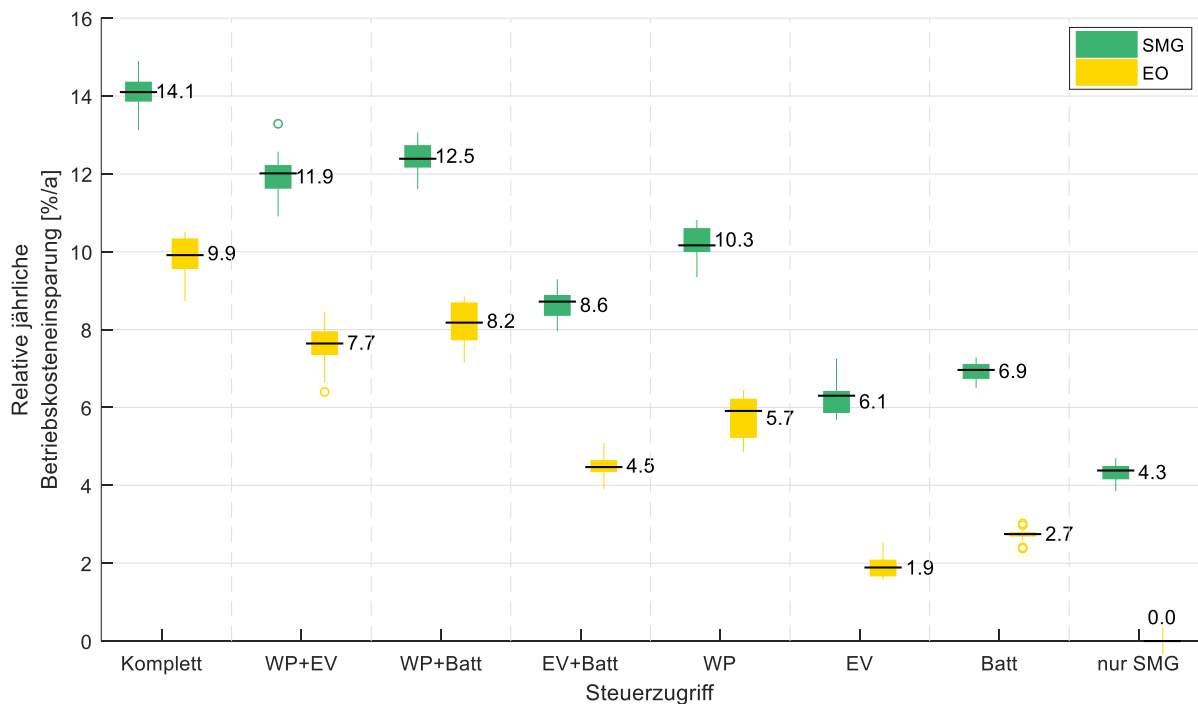


Abbildung 5-18: Relative Betriebskosteneinsparpotentiale von Siedlungen in Abhängigkeit von den Steueroptionen des Energiemanagementsystems

### Relative, jährliche Betriebskosteneinsparung

Insgesamt verdeutlicht Abbildung 5-18, dass das Energiemanagement mit Ausnahme von EO ohne Steuerzugriffe in jedem der Fälle zu Kosteneinsparungen führt. Erwartungsgemäß können die höchsten Einsparungen dabei mit einem Median von 14,1 % (SMG) bzw. 9,9 % (EO) durch einen kompletten Steuerzugriff erzielt werden. Der größte Mehrwert bzgl. Steuerzugriffen auf Einzelkomponenten zeigt sich bei der Wärmepumpe, gefolgt von der Batterie und dem Elektrofahrzeug. Die Kopplung des Strom- und Wärmesektors erzielt auch in Kombinationen mit EV oder Batterie deutlich höhere Einsparungen als ohne Einwirken auf die Wärmepumpe (siehe EV+Batt). Die Kombination von mehreren technischen Anlagen ist dabei hinsichtlich dem Einsparpotential in etwa additiv, d.h. dass die Zugewinne durch Steuerung von Einzelkomponenten in Summe den Zugewinnen aus kombinierten Steuerzugriffen entspricht. Die Zugewinne durch WP und EV entsprechen beispielsweise bei SMG 6,0 % und 1,8 %, d.h. in Summe 7,8 %, während das Einsparungsergebnis durch WP+EV 7,6 % beträgt. Dabei lässt sich erkennen, dass die Zugewinne für kombinierte Steuerzugriffe jeweils nicht ganz die Summenwerte der entsprechenden Einzelzugriffe erreichen, da in gewissem

Rahmen auch eine Konkurrenzsituation hinsichtlich Nutzung vorhandener PV-Potentiale durch flexible Lasten besteht.

Der Mehrwert durch das SMG, der ohne Steuerzugriffe im Median bei 4,3 % liegt, zeigt sich recht konstant mit nur kleinen Abweichungen auch für alle anderen Steuerzugriffsoptionen. Einzig bei der Steuerung von ausschließlich der WP, fällt dieser mit 4,6 % etwas höher aus.

### **Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung am ONT und CO<sub>2</sub>-Emissionen**

Die konkreten Ergebnisse der anderen Bewertungskriterien finden sich im Anhang in Abbildung C-6 bis Abbildung C-8. Dabei bewegen sich die Ergebnisse (jeweils Median) für den Eigenverbrauchsgrad (s. Abbildung C-6) zwischen 35,3 % und 42,3 % bei EO bzw. 57,2 % und 67,2 % bei SMG. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen (s. Abbildung C-8) verringern sich durch die verschiedenen Steuerzugriffe von 82,8 auf 77,1 t CO<sub>2</sub> für EO bzw. 77,5 auf 71,3 t CO<sub>2</sub> bei SMG. Die Wärmepumpe liefert jeweils den größten Beitrag für die Steigerung des Eigenverbrauchs bzw. Reduktion der Emissionen. Außerdem bleiben dabei im Vergleich zu Abbildung 5-18 die Verhältnismäßigkeiten der Ergebnisse durch Steuerung einzelner bzw. kombinierter Komponenten grundsätzlich erhalten. Für die ONT-Peakleistung bei Strombezug aus dem öffentlichen Netz fallen die Ergebnisse für SMG und EO recht ähnlich aus (s. Abbildung C-7). Das Maximum der berechneten Samplesiedlungen bewegt sich zwischen 95 kW („nur SMG“) und 61 kW für den kompletten Steuerzugriff. Auch hier führt der vollständige Steuerzugriff zur größten Spitzenlastreduktion. Allerdings zeigt sich, dass im Vergleich zu EV (ca. - 1 kW) und Batterie (ca. -0,05 kW) der gesteuerte Einsatz der Wärmepumpe (ca. - 30 kW) signifikant höhere Potentiale hinsichtlich der Senkung der Peakleistung beim Stromimport besitzt. Grund hierfür ist, dass in Wärmepumpensystemen der Heizstab als Zusatzheizer im Referenzbetrieb aufgrund der fehlenden Vorausplanung häufiger eingesetzt werden muss und hohe Lastspitzen erzeugt. Diese Lastreduktion zeigt sich auch bei Steuerzugriffen, die die Wärmepumpe und jeweils eine andere Komponente kombinieren. Beim Stromexport – die Jahreshöchstleistung bleibt in allen Fällen quasi konstant auf 67 kW (SMG) und 71 kW (EO) – zeigen sich hinsichtlich der Unterscheidung der Steuerzugriffe der Energiemanagementsysteme keine nennenswerten Auswirkungen.

#### **5.3.5 Regulatorischer Ordnungsrahmen**

Die Abhängigkeit des Mehrwerts der Energiemanagementkonzepte von regulatorischen Rahmenbedingungen steht im Fokus dieses Kapitels. Dabei wird der Ordnungsrahmen einerseits auf Seiten des Strombezug und andererseits bei der Einspeisung von Strom ins übergeordnete Netz alteriert.



### 5.3.5.1 Konstanter und variabler Stromtarif

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen unterschiedlicher Stromtarife auf die Ergebnisse von EO und SMG untersucht. Dazu werden der konstante und variable Haushaltsstrompreis aus Abbildung 3-1 herangezogen, wobei – zur Wahrung der Vergleichbarkeit – der konstante Strompreis den Mittelwert des variablen abbildet. Damit wird den untersuchten Energiemanagementsystemen im Vergleich zum konstanten Stromtarif eine weitere Entscheidungsgrundlage für die Einplanung flexibler Lasten und Speicher an die Hand gegeben: Neben Effizienzsteigerung durch COP-optimierte Wärmepumpen- und Speicherfahrweise oder verlustoptimiertes EV-Laden orientiert sich das Energiemanagement bei zeitvariablem Stromtarif zusätzlich an den Kosten des Strombezugs, um die Betriebskosten zu minimieren.

#### Relative jährliche Betriebskosteneinsparung, Eigenverbrauchsgrad und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Abbildung 5-19 zeigt die vier Bewertungskriterien – relative jährliche Betriebskosteneinsparung, Eigenverbrauchsgrad, ONT-Peakleistung für den Stromimport und CO<sub>2</sub>-Emissionen – jeweils für den konstanten und variablen Stromtarif. Außer bei der Peakleistung am ONT sind die Auswirkungen bei SMG und EO dabei sehr gering. Für den Referenzfall spielt die Unterscheidung des Stromtarifs mangels DSM-Fähigkeit keine Rolle. Die Betriebskosteneinsparung kann für SMG und EO jeweils leicht um 0,6 % gesteigert werden, da die Preistäler im variablen Strompreis durch die EMS ausgenutzt werden können. Der Eigenverbrauchsgrad geht bei beiden Energiemanagementkonzepten leicht um 0,05 % zurück, da Kosten nicht mehr nur durch Eigenverbrauchsmaximierung minimiert werden können, sondern zusätzlich die Zeiten des Fremdbezugs eine Rolle spielen. Dementsprechend steigen auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen in SMG und EO um 0,2 t CO<sub>2</sub> an. Für die betrachteten Bewertungskriterien kann damit kein nennenswerter Mehrwert durch das SMG gegenüber EO in Bezug auf die Wahl des Stromtarifs beobachtet werden.

#### Peakleistung am ONT

In Bezug auf die ONT-Peakleistung für den Strombezug ist in Abbildung 5-19 ein enormer Anstieg zu beobachten. Von 60,8 kW (EO) bzw. 61,3 kW (SMG) nimmt dieses Bewertungskriterium um mehr als 300 % auf 245,2 kW zu. Diese überdurchschnittliche Zunahme ist auf einen Zeitpunkt mit negativen Strompreisen (s. Abbildung 3-1) zurückzuführen. An diesem Zeitpunkt versucht das EMS, nicht nur die Last von WP, EV oder auch Batterie einzuplanen, sondern auch den Verbrauch zu maximieren, indem zur Wärmeerzeugung der Heizstab anstatt der Wärmepumpe eingesetzt wird. Dieses

Verhalten ist in seiner Extremität der mathematischen Nüchternheit des Solvers geschuldet. In Realität ist den Energiemanagementsystemen in dieser Hinsicht eine Nebenbedingung hinzuzufügen, die eine Erhöhung des Verbrauchs unterbindet.

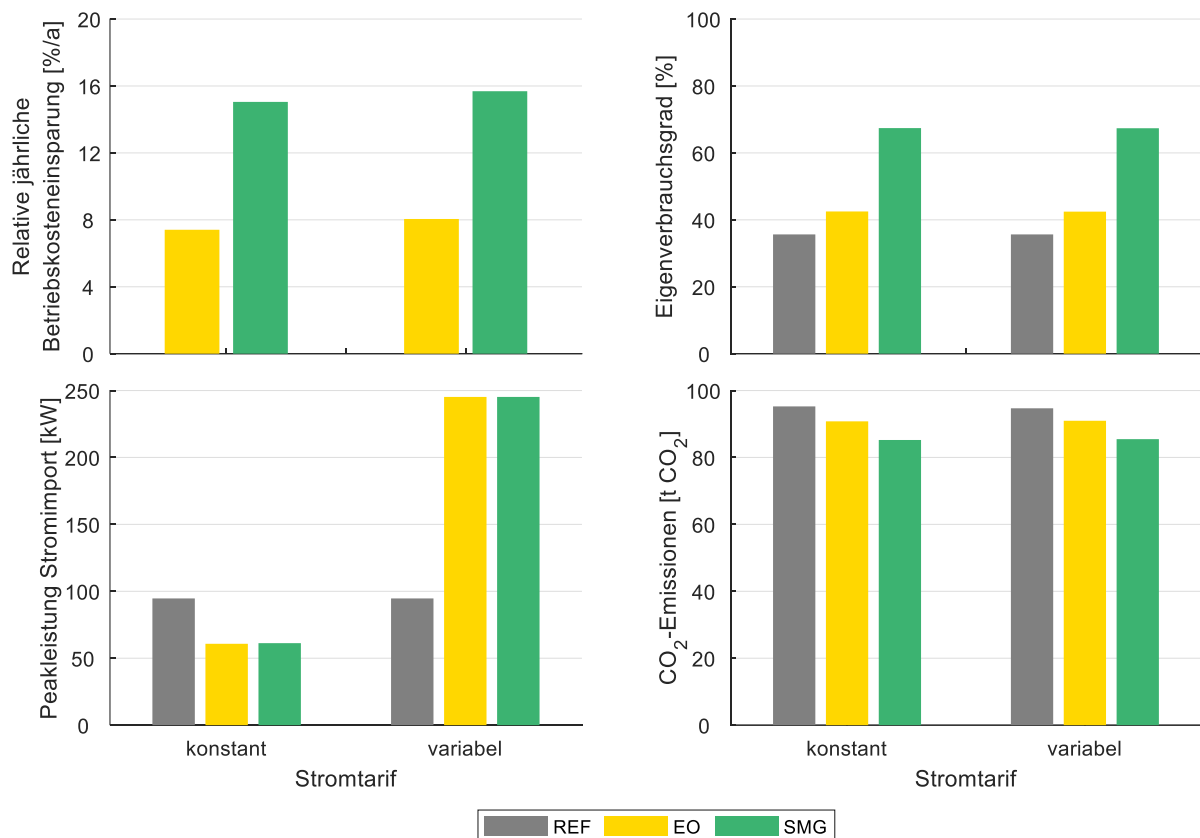


Abbildung 5-19: Relative jährliche Betriebskosteneinsparung, Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung für den Stromimport und CO<sub>2</sub>-Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit des Stromtarifs

Klammert man diesen einen Zeitpunkt mit negativen Strompreisen aus, führt die Anwendung eines variablen Stromtarifs zu einer Steigerung der ONT-Peakleistung beim Stromimport auf ca. 100 kW. Dies stellt eine Zunahme um etwa 32 % dar. Diese Steigerung entsteht durch die tageszeitlichen Schwankungen in den Strompreisen und der damit einhergehenden zeitlichen Verschiebung flexibler Lasten in Strompreistäler, was direkt mit der Zunahme des Gleichzeitigkeitsgrades um ca. 9 %-Punkte verbunden ist. Diese Erhöhung der Peakleistung am ONT überschreitet zwar in Bezug auf die spezifischen Trafogrößen für keinen der Siedlungstypen die in Tabelle B-2 angegebenen, unteren Grenzen. Für Siedlungen mit höherem Elektrifizierungsgrad, können aufgrund des beobachteten Verhaltens durchaus Probleme für die Netzbetriebsmittel entstehen. Hinsichtlich der Peakleistung beim Stromexport hat die Variation des Stromtarifs keine Auswirkungen.

## Relative jährliche Betriebskosteneinsparung bei zusätzlich netzdienlicher Funktionsweise des DEMS

Eine Möglichkeit, dieser Gefahr entgegen zu wirken, ist, eine zusätzliche Restriktion bzgl. der maximalen Leistungsspitze am ONT in die Entscheidungsfindung des DEMS zu integrieren. Damit wird der rein nutzerbezogenen und marktorientierten Optimierung eine netzdienliche Perspektive hinzugefügt. Inwiefern diese die ökonomischen Vorteile des SMG mindern, wird in Abbildung 5-20 untersucht. Hier wird die Minderung der relativen jährlichen Betriebskosteneinsparung in Abhängigkeit der maximal zugelassenen Peakleistung für Stromimport analysiert. Dabei wird diese rein für SMG und nicht für EO durchgeführt, da nach der Definition der Energiemanagementkonzepte in Kapitel 3 die Integration einer derartigen, sich auf die gesamte Siedlung beziehenden Restriktion nur für DEMS (und nicht für HEMS) implementierbar ist. Diese Anwendung stellt damit gleichzeitig einen Mehrwert von SMG gegenüber EO dar.

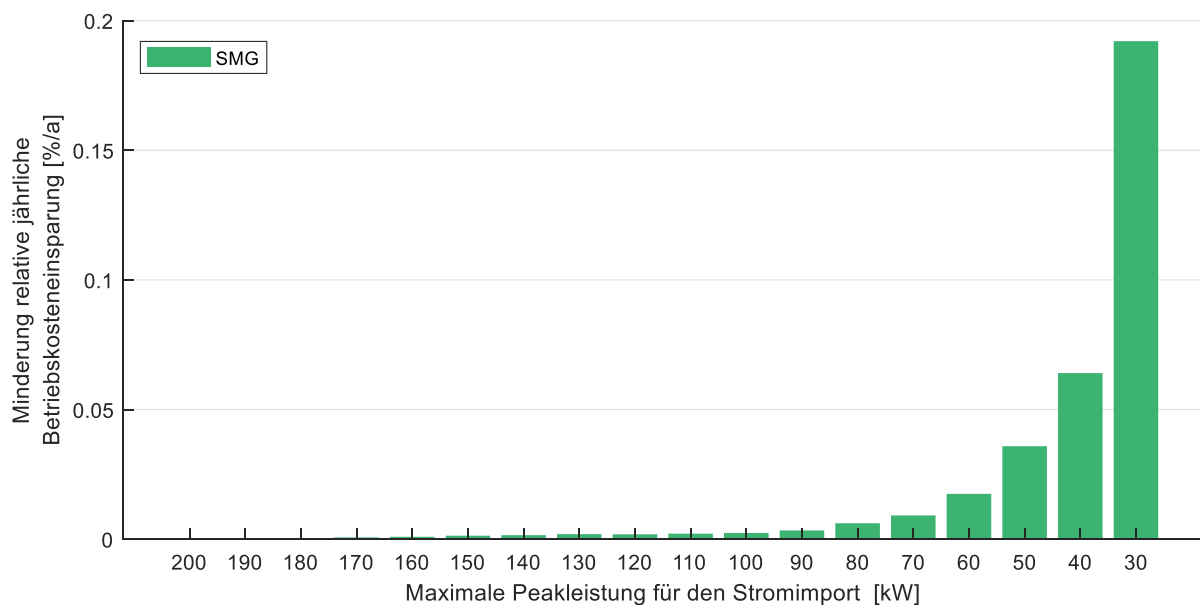


Abbildung 5-20: Minderung der relativen jährlichen Betriebskosteneinsparung in Abhängigkeit der maximal zugelassenen Peakleistung für den Stromimport im SMG

Das Ergebnis dieser Sensitivitätsanalyse zeigt, dass durch Netzbeschränkung die Spitzenlast deutlich reduziert werden kann, während die Einbußen hinsichtlich der Kosteneinsparung sehr gering ausfallen. Die relativen Betriebskosten in SMG steigen mit kleinerer, zulässiger ONT-Peakleistung an. Allerdings nehmen diese bei einer Maximallast von 50 kW, was in etwa der ONT-Peakleistung in Abbildung 5-19 für einen konstanten Stromtarif entspricht, nur um etwa 0,03 % gegenüber einer rein marktorientierten Optimierung zu. Außerdem zeigt sich, dass es möglich ist, die Spitzenlast am ONT per Nebenbedingung weiter bis auf 30 kW zu reduzieren, während die Betriebskosteneinsparung nur geringfügig zu ihrem maximalen Wert ohne netzdienliche Einschränkungen verringert wird. Angesichts eines gewissen statistischen Schwankungsbereichs ist diese Minderung quasi vernachlässigbar. Die Tendenz dieser Ergebnisse

deckt sich mit [47]. Diese Studie kommt ebenfalls zum Ergebnis, dass mit einer netzdienlichen Speicherfahrweise nur geringe ökonomischen Einschränkungen einhergehen. Eine mögliche Umsetzung dieser netzdienlichen Optimierung des SMG kann beispielsweise dadurch erreicht werden, dass der Verteilnetzbetreiber einen Steuerzugriff auf das DEMS erhält und somit seiner Aufgabe bei der Netzüberwachung gerecht werden kann. [47]

### **5.3.5.2 EEG und Spotmarkttrading**

Nachdem im vorangegangenen Kapitel die Auswirkungen von Energiemanagementsystemen auf die Bewertungskriterien in Abhängigkeit unterschiedlicher Stromtarife untersucht wurden, steht hier zusätzlich die Betrachtung der Vergütung rückgespeicher Strommengen ins übergeordnete Netz im Fokus. Dabei wird zwischen der aktuell gültigen Regelung – EEG-Vergütung von lokal produziertem, rein erneuerbarem Strom – und einer möglichen künftigen Situation unterschieden, in der jeglicher rückgespeicher Strom unabhängig davon, ob dieser aus einer erneuerbaren Quelle oder dem Speicher stammt, gemäß Spotpreisen vergütet wird. Der EEG-Satz und die verwendeten Spotmarktpreise sind in Abbildung 3-1 dargestellt. Die Möglichkeit, Strom auf dem Spotmarkt zu verkaufen bzw. zu handeln, stellt einen zusätzlichen Aspekt dar, das Verhalten von Prosumern zu beeinflussen und erweitert damit das angewandte Multi-Use-Konzept um eine weitere Dimension. Da die Ergebnisse hinsichtlich EEG bzw. Spotmarkt für den konstanten Stromtarif nahezu identisch ausfallen, wird diese Analyse nur für den variablen Stromtarif durchgeführt.

### **Relative jährliche Betriebskosteneinsparung, Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung am ONT und CO<sub>2</sub>-Emissionen**

Abbildung 5-21 stellt die relative jährliche Betriebskosteneinsparung, Eigenverbrauchsgrad, Jahresspitzenleistung für Stromexport und CO<sub>2</sub>-Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit des regulatorischen Ordnungsrahmens (EEG bzw. Spotmarkt) für den Fall des variablen Stromtarifs dar. Die deutlichsten Auswirkungen durch die Vergütung mit Spotmarktpreisen zeigen sich beim Jahreshöchstwert der Summeneinspeiseleistung. Aufgrund der Orientierung der EMS an den Schwankungen im Spotmarktpreis nimmt hier die Peakleistung um 23 kW (EO) bzw. 26 kW (SMG) zu, was einem Anstieg um ca. 31 % bzw. 41 % entspricht. Außerdem steigt der Eigenverbrauch bei EO um 4,5 % und bei SMG um 2,6 % an, da der Stromverbrauch zunimmt. Grund hierfür sind vor allem die erhöhten Speicherverluste durch vermehrte Speichernutzung (+18 % bei SMG und +39 % bei EO). Außerdem verschlechtert sich die Energieeffizienz hinsichtlich des Betriebs der Wärmepumpen und der Ladezeitpunkte der Elektrofahrzeuge. Während die Importmenge konstant bleibt, reduziert sich durch die genannten Effekte die exportierte Strommenge leicht (~1 %). Vom Wechsel in der

Regulatorik der Vergütung unverändert bleiben die ONT-Spitzenleistung beim Stromimport (s. Niveau von Abbildung 5-19) und auch die CO<sub>2</sub>-Menge (SMG 85,47 t CO<sub>2</sub> und EO 90,96 t CO<sub>2</sub>). Die Zunahme der Kosteneinsparung durch SMG und EO fällt mit jeweils ca. 0,35 % ebenfalls nur sehr gering aus.

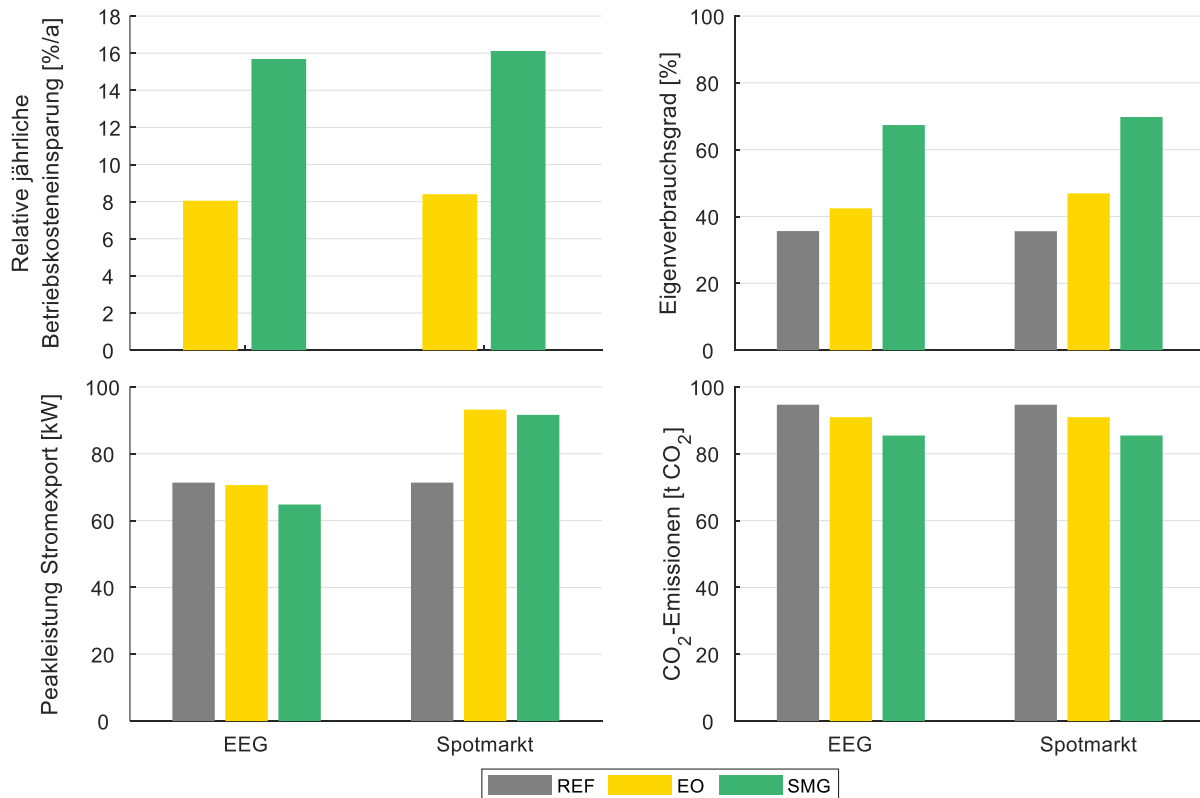


Abbildung 5-21: Relative jährliche Betriebskosteneinsparung, Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung für Stromexport und CO<sub>2</sub>-Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit des regulatorischen Ordnungsrahmens (variabler Stromtarif, EEG bzw. Spotmarkt)

Während beim Anwenden der konstanten EEG-Vergütung die Zielsetzung der EMS rein in der Minimierung des Fremdbezugs liegt, führt die Einführung der Spotmarktvergütung dazu, dass sich für die Prosumer grundsätzlich eine aktivere Vermarktungsoption eröffnet. Allerdings bedingen die derzeit gültigen regulatorischen Bedingungen einen großen Preisunterschied zwischen Haushaltsstrompreis (variabel oder auch konstant) und den erzielbaren Erlösen am Spotmarkt aufgrund der hohen staatlich induzierten Preiskomponenten (s. Kapitel 3.1.2). Somit wird bei Spotmarktvergütung nur der lokal erzeugte, überschüssige PV-Strom alternativ zur Einspeisung per EEG und losgelöst vom Verlauf der Spotmarktpreise ins Netz eingespeist. Aktives Spotmarkttrading – in Form von Einspeichern von Strom, der aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, und späterem Ausspeichern dieses Stroms zur Ausnutzung der Preisschwankungen – tritt somit nur in einigen, sehr wenigen Situationen mit extremen Preispeaks auf, da in den meisten Zeiten die Differenz zwischen Bezugspreis und Spotmarkterlös zu groß ist.

### **Exkurs – Auswirkungen eines abnehmenden Strompreis-Spreads**

Als kleiner Exkurs wird daher im Folgenden untersucht, inwiefern sich der Strompreis-Spread – die Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis von Strom aus dem bzw. in das öffentliche Netz – auf das Spotmarkttrading einer Siedlung auswirkt. Diese Analyse geht dabei einen Schritt über die in Kapitel 3.3.2 und 3.3.3 angedachten Möglichkeiten eines zukünftigen Ordnungsrahmens hinaus, da nicht nur variable Strompreise und Spotmarktpreise angelegt werden, sondern auch die heute bestehende Preisverzerrung zwischen Strombezug und ins Netz eingespeistem Strom aus PV und Batterie adressiert wird.

In Abbildung 5-22 wird die Differenz zwischen Haushaltstrom- und Spotmarktpreis von 1 bis 25 ct/kWh variiert – der Spotmarktpreis wird dabei nicht verändert – und die Ergebnisse für die relative jährliche Betriebskosteneinsparung, Eigenverbrauchsgrad, ONT-Peakleistung beim Stromimport und CO<sub>2</sub>-Emissionen von Siedlungen ausgewertet. Der Strompreis-Spread beim variablen Stromtarif ist aufgrund der prozentual aufgeschlagenen Preisbestandteile nicht konstant und liegt zum Vergleich zwischen 18,5 bis 23,8 ct/kWh (Durchschnitt 20,9 ct/kWh). Das bedeutet, in Richtung eines kleineren Strompreis-Spreads entwickelt sich das System zu einem System ohne Umlagen, Abgaben und Steuern, sodass aktives Trading am Spotmarkt Bestandteil der optimalen Betriebsstrategie der EMS wird. Im Gegensatz dazu spiegelt das System für größere Spreads eher die Bedingungen der Betrachtung aus Abbildung 5-21 wider, die auf die Maximierung des Anteils an selbst verbrauchtem PV-Strom abzielt.

Wie zu erwarten, wachsen die Kosteneinsparungen mit zunehmendem Strombezugspreis an, da dann der vom EMS vermiedene Fremdbezug durch Maximierung des Eigenverbrauchs wertvoller wird. Da durch SMG mehr PV-Strom lokal eingesetzt werden kann, liegt die Betriebskosteneinsparung von SMG deutlich über der von EO.

Grundsätzlich nimmt der Eigenverbrauchsgrad mit fallendem Strompreis-Spread ab, da es sich umso weniger lohnt, lokal erzeugten PV-Strom in der Siedlung zu nutzen, je kleiner der Haushaltsstrompreis wird. Bis zu einem Spread von etwa 5 ct/kWh verringert sich der Eigenverbrauchsgrad von knapp 70 % (SMG) bzw. 47 % (EO) nur um bis zu einem Prozentpunkt. Wird der Strompreis-Spread noch kleiner, sinkt der Eigenverbrauch signifikant auf 60,0 % (SMG) bzw. 38,9 % (EO) ab. Grund hierfür ist einerseits, dass dann immer mehr Situationen entstehen, in denen der Verkauf von PV-Strom am Spotmarkt lukrativer ist als die Einsparung von Fremdbezug. Andererseits findet ab diesem Punkt aktives Spotmarkttrading statt. Dadurch wird Strom auch zum Zwischenspeichern bezogen, sodass sich die Batterienutzung von den hier untersuchten Strompreis-Spreads (Maximum zu Minimum) bis auf 30 MWh verdreifacht. Damit geht auch eine deutliche Steigerung des Fremdbezugs (+23 % SMG und EO) und der rückgespeisten Strommenge (+48 % EO und +68 % SMG) einher.

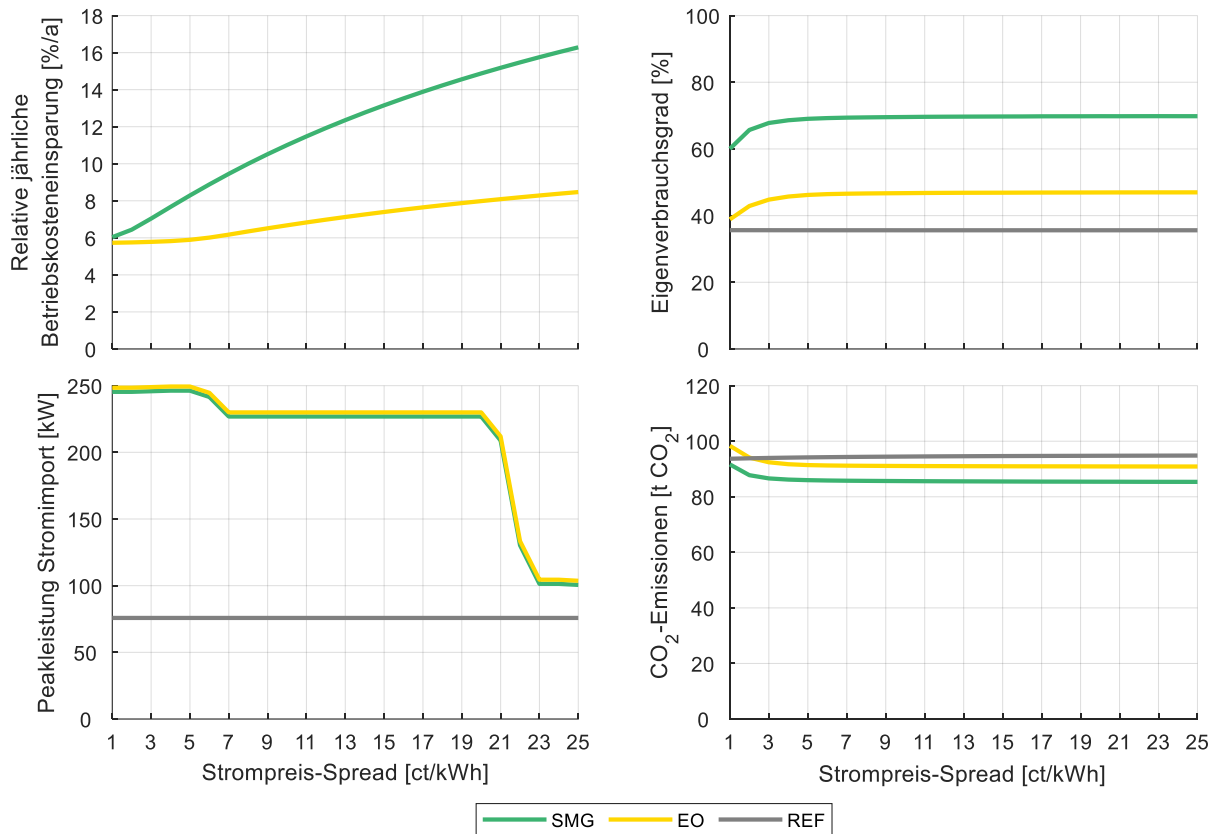


Abbildung 5-22: Relative jährliche Betriebskosteneinsparung, Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung für den Stromimport und CO<sub>2</sub>-Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit des Strompreis-Spreads für variablen Stromtarif

Der Verlauf der ONT-Peakleistung bei Strombezug hingegen gliedert sich in drei Bereiche je über und unter einem Strompreis-Spread von etwa 6 sowie 22 ct/kWh. Die Ergebnisse für SMG und EO unterscheiden sich kaum. Im Folgenden werden diese daher nur für SMG erörtert. Im mittleren Bereich (7-22 ct/kWh) tritt die Spitzenlast von 227 kW vor allem in Zeiten mit negativen Einkaufspreisen auf (s. Kapitel 5.3.5.1). In diese Zeitpunkte werden alle flexiblen Lasten und Speicher verschoben bzw. geladen. Zusätzlich wird, wie in Kapitel 5.3.5.1 erläutert, der Verbrauch maximiert, indem zur Wärmeerzeugung der Heizstab anstatt der Wärmepumpe eingesetzt wird. Im Bereich über 22 ct/kWh stellt sich eine deutlich niedrigere Peakleistung von etwa 101 kW ein, da im Stromeinkauf keine negativen Preise mehr vorhanden sind. Diese liegt dennoch deutlich über der Spitzenlast von konstanten Stromtarifen, aufgrund der erhöhten Gleichzeitigkeit im Strombezug aus dem Netz infolge variabler Preise und der mit ihnen verbundenen zeitlichen Signalwirkung für den Optimierungsalgorithmus. Für niedrige Strompreis-Spreads von unter 7 ct/kWh erhöht sich die Spitzenlast am ONT gegenüber dem mittleren Bereich noch etwas, da es dann mehr Zeiten mit negativen Preisen gibt, in denen die Restriktionen hinsichtlich Komfortbedingungen und Ladezeitpunkten noch etwas mehr Lastverschiebung zulassen als im Bereich über 7 ct/kWh. Die Peakleistung beim Einspeisen zeigt sich recht unabhängig vom Strom-

preis-Spread. Auch hier liegen SMG und EO quasi gleichauf. Die Spitzenleistung beträgt über einem Spread von 2 ct/kWh konstant 91 kW für SMG, darunter steigt dieser Wert aufgrund von erhöhtem Spotmarkttrading auf 94 kW.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen bleiben für Strompreis-Spreads über etwa 5 ct/kWh relativ konstant auf einem Wert von 85,4 t CO<sub>2</sub> (SMG) bzw. 90,9 t CO<sub>2</sub> (EO). Für kleinere Spreads steigen diese aufgrund des aktiven Spotmarkttrading auf bis zu 91,7 t CO<sub>2</sub> (SMG) bzw. 98,4 t CO<sub>2</sub> (EO) an. Da im Referenzfall der Speicher kein Spotmarkttrading betreibt, bleibt die Strommenge aus Fremdbezug immer konstant; bei einem Strompreis-Spread kleiner 2 ct/kWh übersteigen die Emissionen bei EO die bei REF.

## 5.4 Einordnung der Ergebnisse

In Kapitel 5.2 werden aussagekräftige Größen hinsichtlich der Mindestanzahl zu berechnender Samples (15) und der Häuseranzahl pro Siedlung (24) in Anbetracht endlicher Rechenzeit festgelegt. Außerdem wird die Sensitivität des Preisspreads des SMG-Strompreises in Bezug auf die im SMG gehandelte Strommenge untersucht und basierend darauf auf einen Wert von 10 ct/kWh fixiert. Diese Parameterwahl wird für alle in 5.3 berechneten Ergebnisse angewandt, um strukturelle, technische und regulatorische Abhängigkeiten des Mehrwerts von den Energiemanagementkonzepten EO und SMG zu untersuchen. Alle Ergebnisse werden dabei für das betrachtete Jahr 2030 berechnet, wobei die in den Siedlungskompositionen angenommenen Häufigkeiten und Kapazitäten in Bezug auf Haushaltstyp, Typgebäude, installierte Anlagentechnik und Fahrzeugtyp den deutschen Durchschnitt adressieren.

Im aktuellen Kapitel werden die grundlegenden und wichtigsten Erkenntnisse daraus im Hinblick auf die vier Bewertungskriterien – relative Kosteneinsparungen für die Siedlung, Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung am ONT und CO<sub>2</sub>-Emissionen – diskutiert und eingeordnet. Dabei werden die Kosteneinsparungen und der Eigenverbrauchsgrad der Akteurssicht zugeordnet, bei der die Akteure die Anbieter von Flexibilität und damit die einzelnen Haushalte bzw. die Siedlung darstellen. Im Gegensatz dazu werden die Spitzenleistung am ONT und die CO<sub>2</sub>-Emissionen als wichtige Größen für eine systemische Sichtweise (Klimaziele, Stromnetz) auf die Siedlung interpretiert.

### Relative Kosteneinsparungen

Die relativen Betriebskosteneinsparungen für Strom, Heizen und Mobilität beziehen sich jeweils auf den Referenzfall. Durch den Einsatz der Energiemanagementkonzepte steigen diese bei Siedlungen mit kleinerem bzw. mittlerem elektrischen Jahresbedarf (SMG bzw. EO), höherem Heizwärmebedarf, höherem Elektrifizierungsgrad von Wär-



meerzeugung sowie Mobilität – d.h. mehr flexiblen Lasten – und höherem Ausstattungsgrad von PV-Anlagen. Dabei fallen für alle untersuchten Abhängigkeiten die Kosteneinsparungen bei SMG größer aus als bei EO. Grund hierfür ist der lokale Energiehandel innerhalb des Smart Micro Grids, wodurch weniger Strom aus dem übergeordneten Netz bezogen werden muss. So ist der ökonomische Mehrwert von SMG gegenüber EO umso größer, je niedriger der Verbrauch der Siedlung ist. Außerdem nimmt dieser Mehrwert zu, wenn der Ausstattungsgrad flexibler Verbraucher zwischen 25 % und 75 % der Häuser liegt. Hinsichtlich des Ausstattungsgrads von PV-Anlagen bzw. Batterien in der Siedlung kann das SMG gegenüber EO seine Vorteile umso mehr ausspielen, je weniger (mindestens 25 % der Häuser) PV-Anlagen bzw. Batterien in der Siedlung vorhanden sind, da dann die Fähigkeit des siedlungsinternen, koordinierten Stromhandels gegenüber EO am meisten Vorteile hinsichtlich des Eigenverbrauchs bringt.

In Bezug auf die Größe der installierten PV-Anlagen ergibt sich für SMG eine optimale Anlagenleistung von 7 kWp (SMG) bzw. 5 kWp (EO). Dies zeigt, dass Smart Micro Grids einen verstärkten, wirtschaftlichen Ausbau erneuerbarer Energien fördern können. Die Installation von Batterien hingegen stellt sich auch in Verbindung mit Energiemanagementsystemen für keine der untersuchten Konfigurationen als wirtschaftlich sinnvoll heraus. Zudem stehen Batterien in Konkurrenz zum Smart Micro Grid, wodurch die Vorteile des SMG deutlich geringer ausfallen. Dieser Effekt kann erst für größere Batteriekapazitäten (ab 7 kWh) in der Siedlung umgekehrt werden, sodass Batterien und Speicher mehr komplementär und weniger substituierend wirken.

Betrachtet man die Steueroptionen auf Einzelkomponenten, die den Energiemanagementsystemen zur Verfügung stehen, zeigt sich das größte Einsparpotential bei der Wärmepumpe, gefolgt von der Batterie und dem Elektrofahrzeug. Diese Reihung bleibt auch bei Kombinationen aus diesen Komponenten bestehen.

Für die im bestehenden Ordnungsrahmen gültigen Umlagen, Abgaben und Steuern ergeben sich weder für variable gegenüber konstanten Stromtarifen noch für die unterschiedliche Vergütung (per EEG oder Spotmarktpreis) von rückgespeistem Strom signifikante Vorteile von SMG zu EO.

Für die einzelnen Haushalte einer Siedlung folgt aus der Installation von Energiemanagementsystemen, dass die Kosteneinsparungen für jeden Haushalt im SMG-Fall höher ausfallen als bei EO und somit jeder Haushalt – unabhängig von seiner Anlagenkonfiguration – vom SMG profitiert, was als kooperatives Verhalten interpretiert werden kann. Insgesamt fällt der Mehrwert durch SMG pro Haushalt umso geringer aus, je mehr elektrische Anlagentechnik in der Siedlung vorhanden ist.

Einschränkend muss erwähnt werden, dass diese Ergebnisse weder die Kosten für die Anschaffung und Installation der Energiemanagementsysteme und der zugehörigen

Komponenten für IKT noch die Betriebskosten durch zusätzlichen Strombedarf dieser Systeme berücksichtigen. Für HEMS werden in [17] Investitionskosten von 371 € pro Haus angesetzt. Im Vergleich dazu ist bei SMG aufgrund eines höheren Kommunikationsaufwands gegenüber EO von höheren Kosten auszugehen. Für SMG sind diese Kosten sehr vom Betreiber des DEMS und der technischen Umsetzung abhängig, so dass keine konkreten Angaben dazu gemacht werden können.

### **Eigenverbrauchsgrad**

Gegenüber dem Referenzfall steigern die Energiemanagementkonzepte SMG und EO in allen untersuchten Abhängigkeiten den Eigenverbrauchsgrad. Dieser dient in der Arbeit als Indikator dafür, in welchem Umfang in der Siedlung erzeugter Strom auch dort verbraucht werden kann. Während sich dabei die Zunahme des Eigenverbrauchsgrads bei EO für fast alle betrachteten Fälle im Bereich bis zu 10-15 %-Punkten bewegt, führt der Einsatz von SMG in den meisten Fällen sogar zu einer Verdoppelung des Referenzwerts. SMG führt als Energiemanagementkonzept also einerseits zu einem enormen Anstieg des Eigenverbrauchsgrads und damit andererseits zu einer signifikanten Reduktion der aus dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogenen bzw. in dieses Netz gespeisten Strommenge. Somit liefert SMG einen deutlichen Mehrwert, Erzeugung und Verbrauch lokal im Netzgebiet auszugleichen.

Hinsichtlich der EMS-Steuroptionen zeigt sich, wie auch bei der Kosteneinsparung, dass der Betrieb der Wärmepumpe in Kombination mit einem EMS die größten Potentiale freisetzt.

In Bezug auf die regulatorischen Untersuchungen zeigt sich folgendes Bild: Ersetzt man konstante Haushaltsstrompreise durch variable, verringert sich der Eigenverbrauch leicht, da Kosten nicht mehr nur durch Eigenverbrauchsmaximierung minimiert werden können, sondern zusätzlich die Zeiten des Fremdbezugs eine Rolle spielen. Dagegen nimmt durch die Vergütung von rückgespeistem Strom zu Spotmarktpreisen der Eigenverbrauch infolge einer vermehrten Speichernutzung und der damit verbundenen Speicherverluste zu.

### **Peakleistung am ONT**

Die ONT-Peakleistung für Stromimport bewegt sich bei SMG für jede Untersuchung auf ähnlichem Niveau wie bei EO. Dabei reduzieren die EMS die Spitzenlast am ONT umso mehr, je höherer entweder deren elektrischer Verbrauch oder Elektrifizierungsgrad ist. Den größten Beitrag zur Lastreduktion liefert dabei die durch EMS optimierte Fahrweise der elektrischen Wärmeerzeuger. Die Variation der Anlagenkapazität von PV und Batterie haben hingegen kaum Einfluss auf die Peaklast. Im Vergleich zu spe-

zifischen ONT-Leistungen für Dorf- und Vorstadtnetze können die EMS durch ihre lastreduzierende Wirkung etwaige Grenzwertüberschreitungen im Referenzfall vermeiden. Diese Ergebnisse stellen sich jeweils für konstante Stromtarife ein.

Bei variablen Strompreisen zeigt sich ein gänzlich anderes Bild. Der Einsatz von EMS führt zu einer signifikanten Steigerung der Peaklast am ONT um mindestens 32 %, bei zeitweise negativen Strompreisen sogar um 300 %. Allerdings kann durch die Deckelung der Höchstlast im Optimierungsalgorithmus des SMG zusätzlich zur reinen Kostenminimierung eine netzdienliche Perspektive berücksichtigt werden, die mit vernachlässigbaren ökonomischen Einschränkungen einhergeht.

Während die Spitzenleistung beim Stromexport durch EO in keiner der Analysen signifikant verringert wird und somit meist auf ähnlichem Niveau zum Referenzfall bleibt, bewirkt das SMG eine Reduktion um etwa 10 %. Die Ausnahme stellt die Vergütung des rückgespeisten Stroms mit Spotmarktpreisen dar. Aufgrund der Orientierung der EMS an den Schwankungen im Spotmarktpreis nimmt hier die Peakleistung um ca. 31 % (EO) bzw. 41 % (SMG) zu.

### **CO<sub>2</sub>-Emissionen**

Die bilanzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen berücksichtigen die Verbrennung fossiler Brenn- und Kraftstoffe bei Wärmeerzeugung und Mobilität sowie den CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für Strom, der den deutschen Kraftwerkspark repräsentiert.

Die CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch EMS-Einsatz sind in erster Linie vom Haushaltstyp und nur in sehr geringem Maße von den eingesetzten Typgebäuden abhängig. Die CO<sub>2</sub>-Reduktion durch EMS fällt dabei umso größer aus, je größer der elektrische Bedarf der Siedlung ist. Außerdem steigt diese auch mit höherem Elektrifizierungsgrad an. Somit lassen sich bei vollständiger Elektrifizierung von Wärmeerzeugung und Mobilität bis zu 31 % (EO) bzw. 45 % (SMG) der Emissionen durch EMS einsparen. Das größte Einsparpotential weist, wie auch bei den Kosten und dem Eigenverbrauchsgrad, die Wärmepumpe in Verbindung mit dem Energiemanagement auf. Zusätzlich nimmt die Reduktion durch EMS mit steigendem Angebot von PV-Strom und Batteriekapazität zu. Somit werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen in jedem betrachteten Fall durch EMS reduziert. SMG weist dabei stets ein größeres Einsparpotential auf als EO.

Einzigste Ausnahme dazu bildet die Untersuchung des regulatorischen Rahmens. Hier erhöht sich die CO<sub>2</sub>-Menge durch den Wechsel von einem konstanten auf einen variablen Stromtarif leicht, während die Einführung von Spotmarktvergütung für rückgespeisten Strom unter dem aktuell gültigen System mit Abgaben, Umlagen und Steuern keine Auswirkungen auf die Emissionen der Siedlung hat.

Einschränkend ist zu erwähnen, dass für eine ganzheitliche Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen die Emissionen, die bei der Herstellung der Anlagentechnik anfallen, zusätzlich in die Bilanz integriert werden müssten.

## 6 Fazit

In der vorliegenden Arbeit wird eine Methode entwickelt, mit der Energiemanagementsysteme in Wohnsiedlungen aus Einfamilienhäusern im Niederspannungsnetz systematisch verglichen werden können. Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit sind dabei die beiden Energiemanagementkonzepte „Eigenoptimierer“ (EO) und „Smart Micro Grid“ (SMG). Diese Konzepte machen die Flexibilitätsoptionen Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen sowie elektrische und thermische Speicher per Lastmanagement nutzbar und werden hinsichtlich ihres technoökonomischen Mehrwerts in Abhängigkeit struktureller, technischer und regulatorischer Rahmenbedingungen analysiert.

### Methodisches Vorgehen

Die Basis der Arbeit bildet die Betrachtung der relevanten Aspekte und Rahmenbedingungen rund um die Elektrifizierung in Wohnsiedlungen. Dazu zählen Netzgebiete, Gebäude, Haushalte und deren Anlagentechnik. Die Untersuchungen der betrachteten Wohnsiedlungen fokussieren sich auf Dorf- und Vorstadtnetze als Netzgebiete, die vorwiegend Einfamilienhäuser als Gebäudegrößenklasse mit hohen Potentialen für PV-Anlagen und für flexible Lasten aufweisen. Aus den in [70] ausgewiesenen Einfamilienhäusern werden hinsichtlich ihres spezifischen Jahresheizwärmebedarfs sieben Gebäudevarianten ausgewählt, die die Bandbreite der EFHs repräsentativ abdecken. Die 1.020 zur Verfügung stehenden synthetischen Haushaltsprofile werden entsprechend ihrem Jahresstrom- und Warmwasserbedarf in fünf Cluster eingeteilt, um den Vergleich grundlegender Haushaltstypen in der Auswertung zu ermöglichen. Mit Blick auf die untersuchte Anlagentechnik liegt der Fokus auf technischen Systemen, die unmittelbar vom Trend der Elektrifizierung betroffen sind, d.h. PV-Anlagen, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Batterien.

Neben der Auswahl geeigneter Wohnsiedlungen werden die beiden Energiemanagementkonzepte EO und SMG definiert. Im EO-Fall sind alle Häuser der Siedlung jeweils mit einem eigenen Hausenergiemanagementsystem (HEMS) ausgestattet. Diese planen die in den einzelnen Häusern vorhandenen Flexibilitätsoptionen so ein, dass die hausinternen Kosten minimiert werden. Im Gegensatz dazu werden beim SMG die hausinternen Energiemanagementsysteme mittels sogenanntem District Energy Management System (DEMS) um eine zentrale Intelligenz auf Siedlungsebene erweitert. Diese verbindet die einzelnen HEMS informationstechnisch so, dass eine gezielte lokale Koordination des elektrischen Energieflusses innerhalb der Siedlung ermöglicht wird und ein siedlungsinternes Kostenminimum gefunden werden kann. Aus der Suche dieses Kostenminimums folgt ein rein nutzerbezogener und marktorientierter Betrieb, während ein netzdienlicher Einsatz der Flexibilitätsoptionen in den Simulationen im Allgemeinen nicht vorgesehen ist.

Zur Untersuchung des Mehrwerts durch Energiemanagementsysteme wird ein Modellierungsframework implementiert, mit dem die Energiemanagementkonzepte EO und SMG für viele unterschiedliche Einflussgrößen vergleichbar untersucht werden können. Dazu werden die Eingangsdaten über drei Simulationsmodelle weiterverarbeitet: Das Modell MOHEMA aus [22] erzeugt basierend auf stochastisch verteilten Prozessen synthetische, hoch aufgelöste und aufeinander abgestimmte Energie-, Mobilitäts- und Aktivitätsprofile von Haushalten. Eine physikalische Gebäudesimulation in SimulationX, die ein transientes Gebäudemodell zur Abbildung des dynamischen, nichtlinearen Temperaturverhaltens und der Wärmeübertragungsprozesse beinhaltet, stellt thermische Heizlastprofile für EFHs bereit. Zuletzt werden aus Häufigkeitsverteilungen der Haushaltsgrößen, Typgebäude, Anlagentechnik und Fahrzeugtypen im deutschen Durchschnitt mittels gleichverteilter Zufallszahlen repräsentative, synthetische Siedlungskompositionen erstellt. Darauf aufbauend stellt das Optimierungsmodell URBS-SMG eine lineare Optimierung zur Einsatz- und Ausbauplanung elektrischer und thermischer Anlagen von Einfamilienhaussiedlungen im Niederspannungsnetz dar und hat eine optimale Nutzung vorhandener Flexibilitätsoptionen zum Ziel.

### **Einschränkungen**

Hinsichtlich der Ergebnisse ist zu beachten, dass das implementierte Modell mit perfekter Vorausschau arbeitet. Außerdem wird keine Lastflussrechnung durchgeführt, d.h. der Stromfluss wird rein als übertragene Wirkleistung betrachtet ohne Ströme, Spannungen und Blindleistung zu berücksichtigen. Für den Verkauf von Strom im Smart Micro Grid wird ein fixer Preis angenommen, es sind keine Marktmodelle hinterlegt, die Angebot und Nachfrage abbilden. Ebenso ist keine Vermarktung von Flexibilität vorgesehen. Schließlich ist keine Interaktion mit dem Energiesystem integriert. Der Bilanzraum der Siedlung reicht von einzelnen Häusern bis zum Ortsnetztransformator. Die Energieversorgung der Siedlung aus den übergeordneten Netzebenen wird nicht beeinflusst d.h. es gibt weder Engpässe bei der externen Energieversorgung noch beeinflusst die Stromeinspeisung das Gesamtenergiesystem.

Da der maximal mögliche technoökonomische Mehrwert Ziel dieser Arbeit ist, schmälern diese Einschränkungen die Ergebnisse nicht, sondern dienen ihrer kritischen Einordnung und können gleichzeitig als weiterer Forschungsbedarf (s. Kapitel 7) interpretiert werden.

### **Ergebnisse**

Beide Energiemanagementkonzepte führen bei Siedlungen mit kleinerem elektrischen Jahresbedarf bzw. jeweils höherem Heizwärmebedarf, Elektrifizierungsgrad von Wärmeerzeugung sowie Mobilität oder Ausstattungsgrad von PV-Anlagen zu gesteigerten relativen Kosteneinsparungen. Dabei fallen für alle untersuchten Abhängigkeiten die

Kosteneinsparungen beim SMG größer aus als beim EO-Fall. Grund hierfür ist die Möglichkeit des lokalen Energiehandels im Smart Micro Grid, wodurch in der Siedlung erzeugter PV-Strom lokal verbraucht werden kann und damit weniger Strom aus dem übergeordneten Netz bezogen werden muss.

Außerdem nimmt der ökonomische Mehrwert von SMG im Vergleich zu EO zu, wenn der Anteil flexibler Verbraucher zwischen 25 % und 75 % der Häuseranzahl liegt. Hinsichtlich des Ausstattungsgrads von PV-Anlagen bzw. Batterien in der Siedlung kann das SMG gegenüber den Eigenoptimierern seine Vorteile umso mehr ausspielen, je weniger (mindestens 25 % der Häuser) PV-Anlagen bzw. Batterien in der Siedlung vorhanden sind.

Smart Micro Grids fördern im Vergleich zum EO-Fall einen verstärkten, wirtschaftlichen Ausbau erneuerbarer Energien. Die Installation von Batterien hingegen stellt sich in Verbindung mit beiden Energiemanagementkonzepten für keine der untersuchten Konfigurationen als ökonomisch sinnvoll heraus. Zudem stehen Batterien in Konkurrenz zum Smart Micro Grid, wodurch die Vorteile des SMG deutlich geringer ausfallen.

Betrachtet man die Steueroptionen auf einzelne, bereits installierte Flexibilitäten, die den Energiemanagementsystemen zur Verfügung stehen, zeigt sich für beide Energiemanagementkonzepte das größte Betriebskosteneinsparpotential bei der Wärmepumpe, gefolgt von der Batterie und dem Elektrofahrzeug.

Für die einzelnen Haushalte einer Siedlung folgt aus der Installation von Energiemanagementsystemen, dass die Kosteneinsparungen für jeden Haushalt im SMG höher ausfallen als beim EO-Fall. Somit profitiert jeder Haushalt – unabhängig von seiner Anlagenkonfiguration – vom SMG, was als kooperatives Verhalten interpretiert werden kann. Insgesamt fällt der Mehrwert durch SMG pro Haushalt umso geringer aus, je mehr elektrische Anlagentechnik in der Siedlung vorhanden ist.

Gegenüber dem Referenzfall steigern die Energiemanagementkonzepte SMG und EO in allen untersuchten Abhängigkeiten den Eigenverbrauchsgrad, der in dieser Arbeit als Indikator dafür dient, in welchem Umfang in der Siedlung erzeugter Strom auch dort verbraucht werden kann. Während sich dabei die Zunahme des Eigenverbrauchsgrads (gegenüber dem Referenzfall) beim EO-Fall für fast alle betrachteten Fälle im Bereich von 10 bis 15 %-Punkten bewegt, führt der Einsatz von SMG in den meisten Fällen sogar zu einer Verdoppelung des Referenzwerts. Das Smart Micro Grid führt als Energiemanagementkonzept also zu einer signifikanten Reduktion der aus dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogenen bzw. in dieses Netz gespeisten Strommenge. Somit liefert das SMG einen deutlichen Beitrag, Erzeugung und Verbrauch lokal im Netzgebiet auszugleichen.

Die ONT-Spitzenleistung beim Stromimport kann bei konstanten Stromtarifen durch den rein nutzerbezogenen und marktorientierten Einsatz von Energiemanagementsystemen verringert werden. In Zusammenhang mit variablen Stromtarifen führen beide Energiemanagementkonzepte zu einem deutlichen Anstieg der Peakleistung, falls Netzrestriktionen nicht berücksichtigt werden. Werden diese als Nebenbedingung in den SMG-Algorithmus integriert, sind Netzdienlichkeit und Marktorientierung des Smart Micro Grids vereinbar, während dies mit vernachlässigbaren ökonomischen Einschränkungen einhergeht. In Realität könnte dies umgesetzt werden, indem entweder z.B. der Verteilnetzbetreiber einen Steuerzugriff auf das DEMS erhält oder netzdienliches bzw. netzschädliches Verhalten für die Verbraucher eingepreist werden, um so das Verhalten der Prosumer zu beeinflussen.

Die ONT-Spitzenleistung beim Stromexport wird im SMG für alle Abhängigkeiten leicht reduziert. Nur bei der Vergütung des rückgespeisten Stroms mit Spotmarktpreisen nimmt die Peakleistung um ca. 31 % (EO) bzw. 41 % (SMG) zu.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden in jedem betrachteten Fall durch die Energiemanagementsysteme reduziert. Dabei weist das SMG stets ein größeres Einsparpotential auf als EO. Die CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch EMS-Einsatz sind in erster Linie vom Haushaltstyp und nur in sehr geringem Maße von den eingesetzten Typgebäuden abhängig. Die CO<sub>2</sub>-Reduktion durch die Energiemanagementkonzepte fällt dabei umso größer aus, je größer der elektrische Bedarf der Siedlung ist. Außerdem werden mit höherem Elektrifizierungsgrad mehr Emissionen reduziert. Somit lassen sich bei vollständiger Elektrifizierung von Wärmezeugung und Mobilität bis zu 31 % (EO) bzw. 45 % (SMG) der Emissionen durch EMS einsparen.

Insgesamt ermöglicht die intelligente Vernetzung von Prosumern und Lastmanagement innerhalb einer Siedlung, erneuerbare Energien lastnah zu integrieren und ökonomische, technische sowie ökologische Mehrwerte für Akteurs- (Haushalte) sowie Systemsicht (Klimaziele, Stromnetz) zu generieren.



## 7 Weiterer Forschungsbedarf

Mit dem im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modellierungsframework können die Energiemanagementkonzepte Eigenoptimierer und Smart Micro Grid umfassend hinsichtlich ihres technoökonomischen Mehrwerts verglichen werden. Um diesen zu konkretisieren sollte das bestehende Modell in Bezug auf folgende Punkte in Richtung einer realitätsnäheren Abbildung verfeinert bzw. für weitere Anwendungen erweitert werden:

- Die abgebildete thermische Last ist nicht veränderbar. Sie wird als fixe Lastzeitreihe an die Optimierung übergeben. Die thermische Trägheit der Gebäudemasse wird nicht berücksichtigt. Eine Möglichkeit, eine elastische thermische Heizlast zu implementieren, kann die Integration des thermischen Gebäudeverhaltens in der Optimierung darstellen.
- Der Stromhandel im Smart Micro Grid sollte durch ein Marktmodell erweitert werden, um Angebot und Nachfrage lokaler Energie oder auch Flexibilitäten innerhalb der Siedlung abzubilden.
- Durch die Verbindung mit einer Netzsimulation könnten marktorientierte und gleichzeitig netzdienliche Strategien für das Smart Micro Grid untersucht werden.
- Neben dem koordinierten Stromfluss innerhalb der Siedlung erscheint die Analyse des Mehrwerts eines thermischen Nahwärmenetzes mit dezentraler Wärmeerzeugung und -einspeisung interessant.
- Das in der Arbeit untersuchte Multi-Use-Konzept sollte um zusätzliche Systemdienstleistungen, wie z.B. Erbringung von Regelleistung, erweitert werden.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf einzelnen Siedlungen. Weitere Forschungsarbeiten könnten sich daher mit der Interaktion von Smart Micro Grids und dem übergeordneten Energiesystem beschäftigen. Dabei wäre zunächst interessant zu analysieren, welches Lastmanagementpotential sich für Deutschland bei flächendeckendem Einsatz von Smart Micro Grids ergeben würde und welche Netzausbaukosten dadurch eingespart werden könnten. Darüber hinaus könnten die Rückwirkungen der veränderten Energienutzung auf die Energiemärkte und die Fahrweise des Kraftwerksparks untersucht werden.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Sektorale Aufteilung der einzusparenden THG-Emissionen in 2050 ..2	
Abbildung 1-2: Überblick über Trends, deren Effekte und möglicher Lösungsbeiträge .....	5
Abbildung 1-3: Referenzfall (REF) und Energiemanagementkonzepte „Eigenoptimierer“ (EO) und „Smart Micro Grid“ (SMG) innerhalb der Arbeit .....	7
Abbildung 1-4: Stand der Wissenschaft: Betrachtungsebenen zur Einordnung .....	9
Abbildung 1-5: Methodisches Vorgehen zur Bestimmung des Mehrwerts der Energiemanagementkonzepte „Smart Micro Grid“ und „Eigenoptimierer“ in Wohnsiedlungen.....	13
Abbildung 2-1: Jahresdauerlinie der Heizlast der ausgewählten Typgebäude .....	21
Abbildung 2-2: Einteilung der Haushalte in fünf Cluster .....	23
Abbildung 2-3: Auswahl der geeigneten Clusteranzahl mittels „Elbow-Method“ .....	25
Abbildung 2-4: Beheizungsstruktur für Einfamilienhäuser .....	28
Abbildung 2-5: Wärmeverluste Warmwasserspeicher nach Speichergröße .....	33
Abbildung 2-6: Elektrische Last und Erzeugung eines beispielhaften Haushalts mit elektrischer Wärmeerzeugung und Elektrofahrzeug .....	39
Abbildung 2-7: Jahresmittel (links) und Maximum (rechts) der zu jedem Zeitpunkt gemittelten Leistung nach Lastkomponenten für die Haushalte der exemplarischen Siedlung .....	41
Abbildung 2-8: Mittelwert, Minimum und Maximum der aus allen Haushalten der Siedlung kumulierten Last .....	42
Abbildung 2-9: Vergleich ausgewählter Bewertungskriterien für die Beispielsiedlung hinsichtlich der Elektrifizierung in der untersuchten Fallstudie für den Referenzfall REF .....	43
Abbildung 3-1: Strompreise und EEG-Vergütung in 2030 .....	51
Abbildung 3-2: Jahresmittel (links) und Maximum (rechts) der zu jedem Zeitpunkt gemittelten Leistung nach Lastkomponenten unter Einsatz von HEMS für die Haushalte der exemplarischen Siedlung .....	53
Abbildung 3-3: Mittelwert, Minimum und Maximum der aus allen Haushalten der Siedlung kumulierten Last unter Einsatz von HEMS .....	53
Abbildung 3-4: Vergleich ausgewählter Bewertungskriterien für die vollelektrifizierte Beispielsiedlung hinsichtlich Einsatz von HEMS in der untersuchten Fallstudie .....	54
Abbildung 3-5: Eigenversorgung und Einspeisung ins öffentliche Netz im Energiemanagementkonzept Eigenoptimierer.....	64
Abbildung 3-6: Vor-Ort-Versorgung im Energiemanagementkonzept Smart Micro Grid.....	66
Abbildung 4-1: Modellierungsframework zur Bestimmung des Mehrwerts der Energiemanagementkonzepte SMG und EO .....	74
Abbildung 4-2: Simulationsmodell MOHEMA – Eingangsdaten, Modell und Ergebnisse .....	76
Abbildung 4-3: Hysterese zur Heizungsregelung.....	81

Abbildung 4-4: Simulationsmodell zur Abbildung thermischer Heizlastprofile für EFHs – Eingangsdaten, Modell und Ergebnisse .....	82
Abbildung 4-5: Simulationsmodell zur Erstellung repräsentativer und synthetischer Siedlungskompositionen: Eingangsdaten, Modell und Ergebnisse .....	84
Abbildung 4-6: Optimierungsmodell URBS-SMG – Eingangsdaten, Modell und Ergebnisse .....	90
Abbildung 4-7: Optionale Prozesse, Speicher und Energieflüsse innerhalb eines Gebäudes.....	92
Abbildung 4-8: Optionale thermische Prozesse, Speicher und Energieflüsse innerhalb eines Gebäudes.....	94
Abbildung 4-9: Systemkonfiguration von URBS-SMG: Prozesse und Energieflüsse innerhalb der Siedlung.....	95
Abbildung 4-10: Funktionsmechanismus "Rolling Horizon" .....	111
Abbildung 4-11: URBS-SMG Ausbauplanung – Speicherzustände im Typwochenverfahren .....	112
Abbildung 4-12: Übersicht über den Programmablauf des Modellierungsframeworks.....	115
Abbildung 4-13: Zeitlicher Leistungsverlauf als Summe in der Siedlung und für zwei Beispielhaushalte innerhalb der Siedlung, REF .....	122
Abbildung 4-14: Zeitlicher Leistungsverlauf als Summe in der Siedlung und für zwei Beispielhaushalte innerhalb der Siedlung, EO .....	123
Abbildung 4-15: Zeitlicher Leistungsverlauf als Summe in der Siedlung und für zwei Beispielhaushalte innerhalb der Siedlung, SMG .....	124
Abbildung 5-1: Mittelwert der Simulationsergebnisse für hausspezifische Kosten sowie CFI-Grenzen und CFI-Breite in Abhängigkeit der Sampleanzahl.....	129
Abbildung 5-2: Mittelwert der Simulationsergebnisse für hausspezifische Kosten sowie CFI-Grenzen und CFI-Breite in Abhängigkeit der Siedlungsgröße .....	130
Abbildung 5-3: Links: Schematische Abbildung des SMG-Preisspreads, Rechts: Sensitivität der im SMG gehandelten Strommenge pro Haus hinsichtlich des Preisspreads des SMG-Strompreises .....	131
Abbildung 5-4: Wärmebedarf von Siedlungen in Abhängigkeit von Haushaltstyp (HH1-HH5) und Typgebäude (G1-G7).....	134
Abbildung 5-5: Strombedarf von Siedlungen in Abhängigkeit von Haushaltstyp (HH1-HH5) und Typgebäude (G1-G7) .....	135
Abbildung 5-6: Relative jährliche Betriebskosteneinsparung von Siedlungen in Abhängigkeit von Haushaltstyp (HH1-HH5) und Typgebäude (G1-G7) .....	137
Abbildung 5-7: Eigenverbrauchsgrad von Siedlungen in Abhängigkeit von Haushaltstyp (HH1-HH5) und Typgebäude (G1-G7).....	138
Abbildung 5-8: Peakleistung für den Stromimport von Siedlungen in Abhängigkeit von Haushaltstyp (HH1-HH5) und Typgebäude (G1-G7) .....	139
Abbildung 5-9: CO <sub>2</sub> -Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit von Haushaltstyp (HH1-HH5) und Typgebäude (G1-G7).....	141
Abbildung 5-10: Relative jährliche Betriebskosteneinsparung von Siedlungen in Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad.....	142

Abbildung 5-11: Eigenverbrauchsgrad von Siedlungen in Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad .....	144
Abbildung 5-12: Peakleistung für den Stromimport von Siedlungen in Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad .....	145
Abbildung 5-13: CO <sub>2</sub> -Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad .....	147
Abbildung 5-14: Relative jährliche Kosteneinsparung, Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung für den Stromimport und CO <sub>2</sub> -Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung und Batteriekapazität..	149
Abbildung 5-15: Relative, jährliche Kosteneinsparung von Siedlungen für die Variation des Ausstattungsgrads und der Anlagenkapazität .....	154
Abbildung 5-16: Betriebskosteneinsparung pro Haus gegenüber dem Referenzfall (oben), Mehrwert durch SMG gegenüber EO (Mitte) und technische Ausstattung (unten) für eine exemplarische Siedlung bei einem Ausstattungsgrad von je 25 % für PV, WP und EV .....	155
Abbildung 5-17: Mehrwert von SMG gegenüber EO hinsichtlich Kosteneinsparungen zum Referenzfall für einzelne Haushalte in Siedlungen und deren Anlagenausstattung in Abhängigkeit vom Ausstattungsgrad .....	157
Abbildung 5-18: Relative Betriebskosteneinsparpotentiale von Siedlungen in Abhängigkeit von den Steueroptionen des Energiemanagementsystems .....	159
Abbildung 5-19: Relative jährliche Betriebskosteneinsparung, Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung für den Stromimport und CO <sub>2</sub> -Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit des Stromtarifs .....	162
Abbildung 5-20: Minderung der relativen jährlichen Betriebskosteneinsparung in Abhängigkeit der maximal zugelassenen Peakleistung für den Stromimport im SMG .....	163
Abbildung 5-21: Relative jährliche Betriebskosteneinsparung, Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung für Stromexport und CO <sub>2</sub> -Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit des regulatorischen Ordnungsrahmen (variabler Stromtarif, EEG bzw. Spotmarkt).....	165
Abbildung 5-22: Relative jährliche Betriebskosteneinsparung, Eigenverbrauchsgrad, Peakleistung für den Stromimport und CO <sub>2</sub> -Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit des Strompreis-Spreads für variablen Stromtarif .....	167
Abbildung B-1: Strompreise und EEG-Vergütung 2017 .....	209
Abbildung C-2: Eigenverbrauchsgrad von Siedlungen für die Variation des Ausstattungsgrads und der Anlagenkapazität .....	210
Abbildung C-3: Peakleistung für den Stromimport von Siedlungen für die Variation des Ausstattungsgrads und der Anlagenkapazität .....	211
Abbildung C-4: CO <sub>2</sub> -Emissionen von Siedlungen für die Variation des Ausstattungsgrads und der Anlagenkapazität .....	212
Abbildung C-5: Relative Betriebskosteneinsparung von SMG und EO gegenüber REF für einzelne Haushalte in Siedlungen und deren Anlagenausstattung in Abhängigkeit des Ausstattungsgrads .....	213
Abbildung C-6: Eigenverbrauchsgrad von Siedlungen in Abhängigkeit von den Steueroptionen des Energiemanagementsystems .....	214

---

Abbildung C-7: Peakleistung für den Stromimport von Siedlungen in Abhängigkeit von den Steueroptionen des Energiemanagementsystems .....	214
Abbildung C-8: CO <sub>2</sub> -Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit von den Steueroptionen des Energiemanagementsystems .....	215

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Übersicht über die ausgewählten Typgebäude.....	20
Tabelle 2-2: Häufigkeiten der ausgewählten Typgebäude.....	22
Tabelle 2-3: Haushaltscodierung und Zuordnung.....	24
Tabelle 3-1: Zusammensetzung Haushaltsstrompreis in den Jahren 2017 und 2030 .....	49
Tabelle 3-2: Bedingungen für Vermarktungsmöglichkeiten von PV-Strom .....	63
Tabelle 3-3: Multi-Use-Anwendungsarten .....	68
Tabelle 3-4: Multi-Use-Konzept der Haushalte in der vorliegenden Arbeit: Mögliche Einsatzzwecke der Flexibilitätsoptionen .....	70
Tabelle 4-1: URBS-SMG: Sets .....	98
Tabelle 4-2: URBS-SMG: Ökonomische Parameter.....	99
Tabelle 4-3: URBS-SMG: Technische Parameter .....	100
Tabelle 4-4: URBS-SMG: Variablen .....	102
Tabelle A-1: Energieszenarien mit THG-Minderungsziel und Abkürzung.....	204
Tabelle B-2: Simulationsparameter .....	205
Tabelle B-3: Bepreisung Stromflüsse im Energiemanagementkonzept EO.....	208
Tabelle B-4: Bepreisung Stromflüsse im Energiemanagementkonzept SMG.....	209

## Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BW	Brennwertkessel
CFI	Konfidenzintervall (engl. Confidence Interval)
COP	Coefficient of Performance
DEMS	District Energy Management System
DHW <sub>Low</sub>	Trinkwarmwasserbedarf, niedriges Temperaturniveau
DHW <sub>High</sub>	Trinkwarmwasserbedarf, hohes Temperaturniveau
DIGSILENT	Digital Simulation of Electrical Networks - Power Factory
DP	Dynamische Programmierung
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH, EFHs	Einfamilienhaus, Einfamilienhäuser
EMS	Energiemanagementsystem
EnEV	Energieeinsparungsverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EO	Eigenoptimierer
ERP	Energierferenzprognose
EV	Elektrofahrzeug (engl. Electric Vehicle)
EWP	Elektrische Wärmepumpe
GAMS	General Algebraic Modeling System
GbR	Gesellschaft bürgerlichen Rechts
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
HEMS	Hausenergiemanagementsysteme
HWB	Heizwärmebedarf pro Jahr in [kWh <sub>th</sub> /a]
HWS	Warmwasserspeicher (engl. Hot Water Storage)
ICE	Konventionelles Verbrennerfahrzeug (engl. Internal Combustion Engine)
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik

---

JAZ	Jahresarbeitszahl
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KSZ-AMS	Klimaschutzszenarien – Aktuelle Maßnahmen Szenario
KSZ-KS	Klimaschutzszenarien – Klimaschutzszenario
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LP	Linear Program (= Lineare Optimierung)
MCS	Monte Carlo Simulation
MESSAGE	Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact
MFH	Mehrfamilienhaus
MINLP	Mixed Integer Non Linear Program (= Gemischt ganzzahlige nichtlineare Optimierung)
MILP	Mixed Integer Linear Program (= Gemischt ganzzahlige lineare Optimierung)
MSE	Mean Square Error
MOHEMA	Stochastisches Bottom-Up-Modell zur Erstellung hochaufgelöster Profile für Energien, Mobilität und Aktivitäten
NMSE	Normalized Mean Square Error
NS	Niederspannung
NT	Niedertemperaturkessel
ONT	Ortsnetztransformator
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
P2P	Peer-to-Peer
PV, PVA	Photovoltaik, Photovoltaikanlage
REF	Referenzfall
RegHee	Regionaler Handel von Strom aus erneuerbaren Energien und Stromkennzeichnung auf einer Blockchain-Plattform
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SIP	Staatlich induzierte Preiskomponenten
SISO	Single Input Single Output



---

SOC	Speicherfüllstand (engl. State of Charge)
SMG	Smart Micro Grid
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
THG	Treibhausgas
THGND	Treibhausgasneutrales Deutschland
URBS	Urban Research ToolBox Energy System
V2G	Vehicle-to-Grid
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VK	Virtuelles Kraftwerk
WLTC	Worldwide Harmonized Light Duty Test Cycle
WP	Wärmepumpe
WSVO	Wärmeschutzverordnung
ZFH	Zweifamilienhaus

## Literatur

- [1] Technische Universität München, ifo Institut und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.: *EnFo2030 - Abschlussbericht: Strategisches Leitprojekt - Trends und Perspektiven der Energieforschung*, München, Berlin, Stuttgart, 2018.
- [2] Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI: *Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht*, Berlin, 2015.
- [3] Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI und IREES GmbH: *Überblick über vorliegende Szenarienarbeiten für den Klimaschutz in Deutschland bis 2050*, Berlin, 2016.
- [4] Prognos AG, EWI, GWS: *Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose*, Basel/Köln/Osnabrück, 2014.
- [5] Umweltbundesamt: *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*, Dessau-Roßlau, 2014.
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Zahlen und Fakten. Energiedaten*. Online verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>., abgerufen am 11.05.2019.
- [7] Kraftfahrtbundesamt: *Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2019*. Pressemitteilung.
- [8] Statistisches Bundesamt: *Bautätigkeit und Wohnungen: Bestand an Wohnungen*, Berlin, 2017.
- [9] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.: *EnergyMap: Verteilung nach Anlagengrößen*. Online verfügbar unter: [www.EnergyMap.info](http://www.EnergyMap.info), abgerufen am 05.01.2019.
- [10] iSEA und RWTH Aachen: *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0: Jahresbericht 2018*, Berlin, 2018.
- [11] A. Brüggemann, M. Sieberichs, K. Geschermann, D. Telöken, S. Jundel und S. Vennemann: *Das Proaktive Verteilnetz in Neue Energie für unser bewegtes Europa: 15. Symposium Energieinnovation : 14.-16. Februar 2018, TU Graz, Österreich*, U. Bachhiesl, Hg., Graz: Verlag der Technischen Universität Graz, 2018.
- [12] Stromnetze: *Grid Integration: Den Markt ins Smart Grid einbinden*. Online verfügbar unter: <https://forschung-stromnetze.info/projekte/den-markt-ins-smart-grid-einbinden/>, abgerufen am 11.05.2019.
- [13] R. Tretter: *Flexibilität in Verteilnetzen - Potentiale und Voraussetzungen*. Vortrag, München, 2019.
- [14] M.-H. Henning: *Vernetzte Gebäude: Quartier - Strom - Mobilität*. Vortrag, Berlin, 2018.

- [15] Bayernwerk und E-Bridge: *Das Zukunftsbild der Energielandschaft in Bayern: Regionale Versorgung in einem „Flower.Power-Energiekonzept“*, 2019.
- [16] P. Wimmer, C. Kandler und J. Honold: *Potential of Demand and Production Shifting in Residential Buildings by Using Home Energy Management Systems in Building Simulation 2015: Conference Proceedings*, Hyderabad, 2015.
- [17] Technische Universität München, BMW AG und SMA Solar Technology AG: *e-MOBILie: Energieautarke Elektromobilität*, München, 2016.
- [18] V. Engwerth: *Metastudie zu modellbasierter Umsetzung und Evaluation von Smart Grids*. Bachelor's Thesis - unveröffentlicht, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, München, 2018.
- [19] P. Stluka, D. Godbole und T. Samad: *Energy Management for Buildings and Microgrids*. Vortrag, Orlando, FL, USA, 2011.
- [20] P. Teimourzadeh Baboli, S. Bahramara, M. Parsa Moghaddam und M.-R. Haghifam: *A Mixed-Integer Linear Model for Optimal Operation of Hybrid AC-DC Microgrid Considering Renewable Energy Resources and PHEVs*. Vortrag, Eindhoven, Netherlands, 2015.
- [21] M. Safdar, M. Ahmad, A. Hussain und M. Lehtonen: *Optimized Residential Load Scheduling Under User Defined Constraints in a Real-time Tariff Paradigm*. Vortrag, Prague, Czech Republic, 2016.
- [22] C. Kandler: *Modellierung von Zeitnutzungs-, Mobilitäts- und Energieprofilen zur Bestimmung der Potentiale von Energiemanagementsystemen in Haushalten*. Dissertation, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik; , Technische Universität München, München, 2017.
- [23] T. Kaschub: *Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung*. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2017.
- [24] B. Brendle: *Eine Bewertung des CO<sub>2</sub>-Einsparpotentials durch Synergien zwischen Elektromobilität und Gebäudeenergiesystemen*. Dissertation, Institut für Maschinen- und Fahrzeugtechnik, Technische Universität München, München, 2016.
- [25] Deutsche Energie-Agentur GmbH: *Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung*, Berlin, 2017.
- [26] M. Huber, F. Sängler und T. Hamacher: *Coordinating Smart Homes in Microgrids: A Quantification of Benefits*, *Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Jg. 2013, Nr. 4.
- [27] M. Huber, F. Sanger und T. Hamacher: *Coordinating Smart Homes in Microgrids: A Quantification of Benefits*. Vortrag, Lyngby, Denmark, 2013.

- [28] D. Pietruschka, M. Brennenstuhl, B. Matthiss und J. Binder: *Decentralised heat pumps and small electricity storages as active components in a virtual power plant for smart grid services*. Vortrag, Rome, Italy, 2015.
- [29] J.-B. Eggers und G. Stryi-Hipp: *KomMod as a tool to support municipalities on their way to becoming Smart Energy Cities*. Vortrag, Graz, Austria, 2013.
- [30] J.-B. Eggers, G. Stryi-Hipp und S. Herkel: *A spatial resolution in four levels for a techno-economic municipal energy system model*. Vortrag, Hyderabad, India, 2015.
- [31] A. Bachmaier, S. Narmsara, J.-B. Eggers und S. Herkel: *Spatial Distribution of Thermal Energy Storage Systems in Urban Areas Connected to District Heating for Grid Balancing*, *Energy Procedia*, 2015, Jg. 73, S. 3–11.
- [32] M. P. Fanti, A. M. Mangini, M. Roccotelli und W. Ukovich: *A District Energy Management Based on Thermal Comfort Satisfaction and Real-Time Power Balancing*, *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, 2015, Jg. 12, Nr. 4, S. 1271–1284.
- [33] G. G. Moshi, C. Bovo und A. Berizzi: *Optimal Operational Planning for PV-Wind-Diesel-Battery Microgrid*. Vortrag, Eindhoven, Netherlands, 2015.
- [34] M. H. K. Tushar, C. Assi, M. Maier und M. F. Uddin: *Smart Microgrids: Optimal Joint Scheduling for Electric Vehicles and Home Appliances*, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2014, Jg. 5, Nr. 1, S. 239–250.
- [35] P. Li, S. Zhang, Y. Wang, G. Sun, L. Zhou und X. Wang: *Research on Economic Optimal Operation of Microgrid*. Vortrag, Auckland, New Zealand, 2012.
- [36] N. D. Hatziaargyriou, A. G. Anastasiadis, J. Vasiljevska und A. G. Tsikalakis: *Quantification of Economic, Environmental and Operational Benefits of Microgrids*. Vortrag, Bucharest, Romania, 2009.
- [37] A. Zeh, M. Mueller, H. C. Hesse, A. Jossen und R. Witzmann: *Operating a Multi-tasking Stationary Battery Storage System for Providing Secondary Control Reserve on Low-Voltage Level*. Vortrag, Bonn, 2015.
- [38] A. Zeh: *Integration von Batteriespeichern in das deutsche Nieder- und Mittelspannungsnetz*. Dissertation, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Technische Universität München, München, 2017.
- [39] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden und V. Quaschnig: *Verbesserte Netzintegration von PV-Speichersystemen durch Einbindung lokal erstellter PV-und Lastprognosen*. Vortrag, Bad Staffelstein, 2015.

- [40] T. Tjaden, J. Weniger, J. Bergner, F. Schnorr und V. Quaschnig: *Einfluss des Standorts und Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen*. Vortrag, Bad Staffelstein, 2014.
- [41] C. Wouters, E. S. Fraga, A. M. James und E. M. Polykarpou: *Mixed-integer optimisation based approach for design and operation of distributed energy systems*. Vortrag, Perth, Australia, 2014.
- [42] A. Kanwar, D. I. H. Rodríguez, J. von Appen und M. Braun: *A Comparative Study of Optimization- and Rule-Based Control for Microgrid Operation*, Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology, Kassel, 2015.
- [43] A. Parisio, E. Rikos und L. Glielmo: *A Model Predictive Control Approach to Microgrid Operation Optimization*, *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 2014, Jg. 22, Nr. 5, S. 1813–1827.
- [44] S. Krengel, T. Falke und A. Schnettler: *OPTIMIZATION MODEL FOR THE ENERGY SUPPLY IN CITY QUARTERS*. Vortrag, Stockholm, Sweden, 2013.
- [45] F. Samweber, P. Nobis und M. Gallet: *Simulation von Photovoltaik-Eigenverbrauch mit Elektrofahrzeugen (Teil 1): Den eigenen PV-Strom tanken*, *BWK*, 2014, Bd. 66, 1/2, S. 66–69.
- [46] G. Stöckl und R. Witzmann: *Charging Strategies for Electric Vehicles in Low Voltage Grids with a High Amount of Distributed Renewable Energies*. Vortrag, Istanbul, Turkey, 2013.
- [47] Deutsche Energie-Agentur GmbH: *Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung: dena-NETZFLEXSTUDIE*, Berlin, 2017.
- [48] S. Krengel, T. Falke, A.-K. Meinerzhagen und A. Schnettler: *The Role of Heat Pumps in Multi-Energy Systems in City Quarters*. Vortrag, Helsinki, Finland, 2016.
- [49] T. Falke, S. Krengel, A.-K. Meinerzhagen und A. Schnettler: *Multi-objective optimization and simulation model for the design of distributed energy systems*, *Applied Energy*, 2016, Jg. 184, S. 1508–1516.
- [50] T. Tjaden, J. Weniger, J. Bergner und V. Quaschnig: *Beitrag von Solarspeichersystemen zur autarken Strom- und Wärmeversorgung von Gebäuden in Niederspannungsnetzen*. Vortrag, Bad Staffelstein, 2016.
- [51] G. Comodi, A. Giantomassi, M. Severini, S. Squartini, F. Ferracuti, A. Fonti, D. Nardi Cesarini, M. Morodo und F. Polonara: *Multi-apartment residential microgrid with electrical and thermal storage devices: Experimental analysis and simulation of energy management strategies*, *Applied Energy*, 2015, Jg. 137, S. 854–866.

- [52] S. Gottwalt, J. Garttner, H. Schmeck und C. Weinhardt: *Modeling and Valuation of Residential Demand Flexibility for Renewable Energy Integration*, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2017, Jg. 8, Nr. 6, S. 2565–2574.
- [53] P. Nobis, F. Samweber und S. Fischhaber: *Netzstabilität mit Elektromobilität*. Vortrag, Wien, Österreich, 2015.
- [54] F. Samweber, P. Nobis und M. Gallet: *Ladesteuerung zur Erhöhung des Photovoltaik-Eigenverbrauchs (Teil 2): Den eigenen PV-Strom tanken*, *BWK*, 2014, Bd. 66, Nr. 3, S. 46–49.
- [55] P. Nobis: *Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen*. Dissertation, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, München, 2016.
- [56] F. Samweber: *Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze*. Dissertation, München, 2018.
- [57] M. Wagler: *Technisches Potenzial eines Flexibilitätsmarktes auf Niederspannungsebene*. Dissertation, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungsnetze, Technische Universität München, München, 2018.
- [58] F. Samweber und P. Nobis: *Sun2Car@GAP: Endbericht*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 2014.
- [59] S. Bracco, G. Dentici und S. Siri: *Economic and environmental optimization model for the design and the operation of a combined heat and power distributed generation system in an urban area*, *Energy*, 2013, Jg. 55, S. 1014–1024.
- [60] G. Y. Morris, C. Abbey, G. Joos und C. Maranay: *A Framework for the Evaluation of the Cost and Benefits of Microgrids*. Vortrag, Bologna, Italy, 2011.
- [61] J. Jungwirth: *Lastmanagement in Gebäuden: Entwicklung einer modellprädiktiven Regelung mit einem adaptiven Gebäudemodell zur Flexibilisierung der Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden*. Dissertation, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, München, 2014.
- [62] P. Nobis, F. Samweber und S. Fischhaber: *PV-Eigenverbrauch mit Elektrofahrzeugen und Hausspeichersystemen*. Vortrag, Wien, Österreich, 2015.
- [63] G. Kerber: *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsystemen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*. Dissertation, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, Technische Universität München, München, 2011.

- [64] M. Lindner, C. Aigner, I. Berber, R. Frings, M. Gödde, F. Wirtz und R. Witzmann: *Aktuelle Musternetze zur Untersuchung von Spannungsproblemen in der Niederspannung* in 14. *Symposium Energieinnovation*, Graz, 2016.
- [65] B. Kleinertz, M. Müller, M. Hinterstocker und F. Samweber: *Erstellung repräsentativer Typnetze zur Abbildung von zukünftigen Netzbelastungen* in 4. *Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien*, Berlin, 2017.
- [66] G. Kerber und R. Witzmann: *Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen*, *ew – Magazin für die Energiewirtschaft*, 2008, Jg. 2008, Nr. 6, S. 22–26.
- [67] *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, DIN EN 50160, 2011.
- [68] A. Zeh und R. Witzmann: *Operational Strategies for Battery Storage Systems in Low-voltage Distribution Grids to Limit the Feed-in Power of Roof-mounted Solar Power Systems*, *Energy Procedia*, 2014, Jg. 46, S. 114–123, DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.164.
- [69] G. Gust: *Analyse von Niederspannungsnetzen und Entwicklung von Referenznetzen*. Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2014.
- [70] Institut Wohnen und Umwelt: *Deutsche Wohngebäudetypologie: Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden; erarbeitet im Rahmen der EU-Projekte TABULA und EPISCOPE*, Darmstadt, 2015. Online verfügbar unter: [http://www.building-typology.eu/downloads/public/docs/brochure/DE\\_TABULA\\_TypologyBrochure\\_IWU.pdf](http://www.building-typology.eu/downloads/public/docs/brochure/DE_TABULA_TypologyBrochure_IWU.pdf).
- [71] Deutsche Energie-Agentur GmbH: *dena-Gebäudereport: Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand*, Energieeffiziente Gebäude, Berlin, 2016.
- [72] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland: Basisdaten und Einflussfaktoren*, Berlin, 2018.
- [73] *Berechnung des instationären thermischen Verhaltens von Räumen und Gebäuden*, VDI 6007, 2015.
- [74] DWD Climate Data Center: *Historische 10-minütige Stationsmessungen der mittleren Windgeschwindigkeit und Windrichtung in Deutschland, Version V1*. Online verfügbar unter: [ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations\\_germany/climate/10\\_minutes/wind/historical/](ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate/10_minutes/wind/historical/), abgerufen am 30.04.2018.
- [75] DWD Climate Data Center: *Historische 10-minütige Stationsmessungen der Solarstrahlung, der atmosphärischen Gegenstrahlung und der Sonnenscheindauer in Deutschland, Version V1*. Online verfügbar unter: [ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations\\_germany/climate/10\\_minutes/solar/historical/](ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate/10_minutes/solar/historical/)

cdc.dwd.de/pub/CDC/observations\_germany/climate/10\_minutes/solar/historical/, abgerufen am 02.08.2018.

- [76] DWD Climate Data Center: *Historische 10-minütige Stationsmessungen des Luftdrucks, der Lufttemperatur (in 5cm und 2m Höhe), der Luftfeuchte und des Taupunkts in Deutschland, Version V1*. Online verfügbar unter: [ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations\\_germany/climate/10\\_minutes/air\\_temperature/historical/](ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate/10_minutes/air_temperature/historical/), abgerufen am 30.04.2018.
- [77] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Sanierungsbedarf im Gebäudebestand: Ein Beitrag zur Energieeffizienzstrategie Gebäude*, Berlin, 2014.
- [78] Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI und IREES GmbH: *Sektorale Emissionspfade in Deutschland bis 2050 - Gebäudesektor und Stromverbrauch Privathaushalte*, Berlin, 2016.
- [79] Statistisches Bundesamt: *Endenergieverbrauch der privaten Haushalte für Wohnen in Deutschland nach Anwendungsbereich im Jahresvergleich 2010 und 2017*. Online verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/165364/umfrage/energieverbrauch-der-privaten-haushalte-fuer-wohnen-2000-und-2009/>.
- [80] A. Vattani: *k-means Requires Exponentially Many Iterations Even in the Plane*, *Discrete Comput Geom*, 2011, Jg. 45, Nr. 4, S. 596–616, DOI: 10.1007/s00454-011-9340-1.
- [81] D. Ketchen Jr. und C. Shook: *The Application of CLuster Analysis in Strategic Management Research: An Analysis and Critique*, *Strat. Mgmt. J.*, 1996, Jg. 17, Nr. 6, S. 441–458, DOI: 10.1002/(SICI)1097-0266(199606)17:6<441::AID-SMJ819>3.0.CO;2-G.
- [82] L. Kaufman und P. J. Rousseeuw: *Finding Groups in Data: An Introduction to Cluster Analysis*, 99. Aufl. Hoboken: John Wiley & Sons Inc, 2009.
- [83] M. Ester und J. Sander: *Knowledge Discovery in Databases: Techniken und Anwendungen*. Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer Berlin Heidelberg, 2000.
- [84] W. Devine: *From Shafts to Wires - Historical Perspective on Electrification*, *The Journal of Economic History*, 2002, Nr. 2.
- [85] S. von Roon und A. Guminski: *Elektrifizierung als ein Baustein der Energiewende*. Vortrag, München, 06.04.17.
- [86] C. Pelling und T. Schmid: *Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030: Teil 1: Hauptbericht*, München, 2016.
- [87] Agentur für Erneuerbare Energien: *Anteile der Erneuerbaren Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in Deutschland 1990-2018*, 2019.



- [88] J. Linssen, M. Danzer, S. Marker, H. Maas, K. Strunz und O. Weinmann: *Netzin-  
tegration von Elektrofahrzeugen und deren Auswirkungen auf die Energieversor-  
gung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2013, Jg. 2013.
- [89] F. Samweber, S. Koepl, A. Bogensperger, M. Müller und T. Estermann: *Projekt  
MONA 2030: Ganzheitliche Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen gemäß  
technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Krite-  
rien - MONA 2030 Abschlussbericht*, München, 2017.
- [90] F. Samweber und F. Rothmoser: *Wärme und Biogasspeicher in Kombination mit  
Power to Heat: Grafing, Ebersberg, Germany - Fallstudie*, München, Grafing,  
2015.
- [91] M. Z. Jacobson, M. A. Delucchi, Z. A.F. Bauer, S. C. Goodman und W. E. Chap-  
man *et al.*: *100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector En-  
ergy Roadmaps for 139 Countries of the World*, Joule, 2017, Jg. 1, Nr. 1, S. 108–  
121, DOI: 10.1016/j.joule.2017.07.005.
- [92] Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: *Photovoltaik-Preismonitor Deutschland*,  
Bonn, 2016.
- [93] U. Wagner und C. Heilek: *Nutzung regenerativer Energien: Vorlesungsskript*,  
München, 2009.
- [94] Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: *Technologien für die Energiewende. Teil-  
bericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Techno-  
logiebericht 1.3 Photovoltaik*, Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, 2017.
- [95] Fraunhofer ISE: *Current and Future Cost of PV: Long-term Scenarios for Market  
Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*, Freiburg,  
2015.
- [96] Deutsche Energie-Agentur GmbH: *Gebäudestudie: Szenarien für eine marktwirt-  
schaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor*, Berlin,  
2017.
- [97] H. Recknagel, E. Sprenger und K.-J. Albers: *Taschenbuch für Heizung und Klima-  
technik: Einschließlich Brauchwassererwärmung und Kältetechnik 2017/2018*, 78.  
Aufl. Augsburg.
- [98] J. Dispan: *Branchenanalyse Heizungsindustrie: Strukturwandel, Entwicklungs-  
trends, Herausforderungen*. Düsseldorf: Hans-Böckler-Stiftung, 2016.
- [99] Vereinigung der deutschen Zentralheizungswirtschaft e.V.: *Die richtige Dimensio-  
nierung von Wärmeerzeugern bei der Modernisierung*, Köln, 2003.

- [100] Shell und Bundesindustrieverband Deutschland Haus,- Energie,- und Umwelttechnik e.V.: *Klimaschutz im Wohnungssektor - wie heizen wir morgen?: Fakten, Trends und Perspektiven für Heiztechniken bis 2030*, Hamburg, 2003.
- [101] Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) - Band 1*, Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, 2018.
- [102] Fraunhofer ISE: *Wärmepumpen Effizienz: Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur ANalyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb*, Freiburg, 2011.
- [103] Bundesverband Wärmepumpe e.V.: *Wärmepumpen-ABC: Ein Einstieg in 12 Thesen*, Berlin, 2015.
- [104] Bundesverband Wärmepumpe e.V.: *Leitfaden Trinkwassererwärmung*, Berlin, 2013.
- [105] Initiative: *Elektronische Durchlauferhitzer: Energieeffizient und komfortabel*, Berlin, 2014.
- [106] Bundesverband Wärmepumpe e.V.: *Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland 2012 bis 2018*. Online verfügbar unter: <https://www.waerme-pumpe.de/presse/zahlen-daten/absatzzahlen/>, abgerufen am 30.05.2019.
- [107] ESI ITI GmbH: *SimulationX 3.8: Daten zu Stiebel Eltron WPL 10 ACS*, Dresden, 2018.
- [108] C. Münch: *Pufferspeicher*. Online verfügbar unter: <https://www.solarthermie.net/solarspeicher/pufferspeicher>, abgerufen am 30.05.2019.
- [109] D. Brumme: *Pufferspeicher-Technik, Auslegung und Kosten*. Online verfügbar unter: <https://www.energie-experten.org/heizung/heizungstechnik/pufferspeicher.html#c15965>, abgerufen am 30.05.2019.
- [110] F. Samweber und C. Schifflechner: *Kostenanalyse Wärmespeicher bis 10.000 l Speichergröße - Stand Dezember 2016*. Online verfügbar unter: <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/659-kostenanalyse-waermespeicher-bis-10-000-l-speichergroesse>, abgerufen am 29.05.2019.
- [111] Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie: *Heizungstechnik: Energielabel und Ökodesign-Anforderungen*, Köln, 2019.
- [112] T. Kanig: *Effizienzklassen für Warmwasserspeicher*. Vortrag, 31.05.17.
- [113] Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik: *Elektrofahrzeuge: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*, Frankfurt a. Main, 2010.

- [114] Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH: *Mobilität in Deutschland 2008: Ergebnisbericht: Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends*, Bonn, Berlin, 2010. Online verfügbar unter: <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/mid2008-publikationen.html>.
- [115] C. Weiß, B. Chlond, T. Hilgert und P. Vortisch: *Deutsches Mobilitätspanel (MOP) - wissenschaftliche Begleitung und Auswertungen, Bericht 2014/2015: Alltagsmobilität und Fahrleistung*, Karlsruhe, 2016, DOI: 10.5445/IR/1000087240.
- [116] U. Wagner und L. Hardi: *Elektrische Straßenfahrzeuge: Skript zur Vorlesung*. Skript zur Vorlesung, Technische Universität München, München, 2017.
- [117] Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) - Band 2*, Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, 2018.
- [118] Krafftahrt-Bundesamt: *Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2019: Pressemitteilung Nr. 5/2019*. Pressemitteilung.
- [119] Nationale Plattform Elektromobilität: *Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase*, Berlin, 2018.
- [120] A. Karle: *Elektromobilität: Grundlagen und Praxis*, 1. Aufl. München: Fachbuchverlag Leipzig im Hanser-Verl., 2015.
- [121] Statista: *Anzahl verkaufter Elektroautos in Europa in den Jahren 2018 und 2019 nach Modellen*. Online verfügbar unter: <https://de-statista-com.eaccess.ub.tum.de/statistik/daten/studie/431419/umfrage/anzahl-verkaufter-elektroautos-in-europa/>, abgerufen am 01.06.2019.
- [122] Nissan: *Nissan Leaf - Reichweite und Aufladen*. Online verfügbar unter: <https://www.nissan.de/fahrzeuge/neuwagen/leaf/reichweite-aufladen.html>, abgerufen am 01.06.2019.
- [123] Tesla: *Tesla Model S*. Online verfügbar unter: <https://www.tesla.com/models>, abgerufen am 01.06.2019.
- [124] M. Sterner und I. Stadler: *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [125] C. Kandler: *Energiewirtschaftliche Optimierung der hauseigenen erneuerbaren Stromerzeugung zur Versorgung eines Elektrofahrzeugs*. Diplomarbeit, Technische Universität München, München, 2010.
- [126] S. Hagedorn und A. Piepenbrink: *Absatzpotenzial für stationäre Batteriespeicher im privaten und gewerblichen Einsatz in Deutschland: Marktanalyse*, E3/DC GmbH, Osnabrück, 2016.

- [127] Schaufenster Elektromobilität: *Studie: Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen: Analyse von Nachnutzungsanwendungen, ökonomischen und ökologischen Potenzialen*, Reinheim, 2016.
- [128] Verband der Elektrizitätswirtschaft: *Repräsentative VDEW-Lastprofile*, Frankfurt a. Main, 1999.
- [129] Statista: *Prognose zur Smart Home Penetrationsrate nach Segmenten in Deutschland für die Jahre 2017 bis 2023*. Online verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/802316/umfrage/penetrationsrate-von-smart-home-haushalten-nach-segmenten-in-deutschland/>, abgerufen am 20.06.2019.
- [130] *Energiemanagement*, VDI 4602, 2018.
- [131] J. Honold, P. Wimmer und C. Kandler: *Potential of Energy Management Systems in Residential Buildings*, *Energy Procedia*, 2015, Jg. 78, S. 2094–2099, DOI: 10.1016/j.egypro.2015.11.245.
- [132] J. Honold, C. Kandler, P. Wimmer, B. Schropp, R. Reichle, M. Gröne, M. Büne-  
mann, J. Klein und M. Kufner: *Distributed integrated energy management systems in residential buildings*, *Applied Thermal Engineering*, 2017, Jg. 114, S. 1468–1475, DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2016.10.158.
- [133] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Strompreisanalyse Mai 2018: Haushalte und Industrie*, Berlin, 2018.
- [134] Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI: *Klimaschutzszenario 2050: 2. Endbericht*, Berlin, 2015.
- [135] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für wirtschaftliche Struktur- und Prognoseforschung und Prognos AG: *Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose*, Basel, Köln, Osnabrück, 2014.
- [136] Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*, Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, 2018.
- [137] Öko-Institut e.V.: *Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035. Studie im Auftrag von Agora Energiewende*, Berlin, Freiburg, 2015.
- [138] Fraunhofer ISI: *Variable Stromtarife aus Kundensicht: Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse*, Karlsruhe, 2012.
- [139] Agentur für Erneuerbare Energien: *Erneuerbare Energien im Strommarkt: Neue Anforderungen an das Marktdesign im Zuge der Energiewende*, Berlin, 2013.

- [140] Fraunhofer ISE: *Jährliche Börsenstrompreise in Deutschland: Energy Charts*. Online verfügbar unter: [www.energy-charts.de/price\\_avg\\_de.htm](http://www.energy-charts.de/price_avg_de.htm), abgerufen am 30.01.2019.
- [141] EPEX SPOT SE: *Marktdaten Kontinuierlicher Intraday-Handel 2016*. Online verfügbar unter: <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/intradaycontinuous>, abgerufen am 11.06.2019.
- [142] Bundesnetzagentur: *EEG-Registerdaten und Fördersätze*. Online verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG\\_Registerdaten/EEG\\_Registerdaten\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html), abgerufen am 05.02.2019.
- [143] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Fragen und Antworten zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017: FAQ – EEG-Reform*, Berlin, 2017. Online verfügbar unter: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-2017-fragen-und-antworten.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=14](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-2017-fragen-und-antworten.pdf?__blob=publicationFile&v=14).
- [144] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017*, 2018.
- [145] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Energiewende direkt: Was ist eigentlich ein "atmender Deckel"?* Online verfügbar unter: <https://www.bmwi-energie-wende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2017/03/Meldung/direkt-erklaert.html>, abgerufen am 11.06.2019.
- [146] W. Konrad und D. Scheer: *Das Smart Grid aus gesellschaftlicher Perspektive: InnoSmart-Arbeitsbericht 02*, Stuttgart, 2014.
- [147] Bundesnetzagentur: *„Smart Grid“ und „Smart Market“: Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems*, Bonn, 2011.
- [148] Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE: *Die deutsche Normungsroadmap: E-Energy/Smart Grid*, Frankfurt a. Main, 2010.
- [149] J. Honold: *Energiemanagement in Wohngebäuden - Vergleich von zentraler und verteilter Entscheidungsfindung*. Dissertation - unveröffentlicht, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, München, 2019.
- [150] Reiner Lemoine Institut GmbH: *Microgrids für Quartiere richtig auslegen: Micro Smart Grid EUREF*, Berlin, 2016.

- [151] J. Schneider, M. Raeck und F. Reichenbach: *Die Bedeutung des Energiehandels für Smart Energy-Geschäftsmodelle*, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 2012.
- [152] W. El-Baz, P. Tzscheutschler und U. Wagner: *Integration of energy markets in microgrids: A double-sided auction with device-oriented bidding strategies*, *Applied Energy*, 2019, Jg. 241, S. 625–639, DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.02.049.
- [153] W. Saad, Z. Han, H. V. Poor und T. Başar: *Game Theoretic Methods for the Smart Grid*, *IEEE Signal Processing Magazine*, Special Issue on Signal Processing Techniques for the Smart Grid. Online verfügbar unter: <http://arxiv.org/pdf/1202.0452v1>.
- [154] T. Morstyn, N. Farrell, S. J. Darby und M. D. McCulloch: *Using peer-to-peer energy-trading platforms to incentivize prosumers to form federated power plants*, *Nature Energy*, 2018, Jg. 3, Nr. 2, S. 94–101, <https://doi.org/10.1038/s41560-017-0075-y>, DOI: 10.1038/s41560-017-0075-y.
- [155] A. Sobe und W. Elmenreich: *Smart Microgrids: Overview and Outlook*, GI Informatik, Smart Grid Workshop, Braunschweig, April 2013. Online verfügbar unter: <http://arxiv.org/pdf/1304.3944v1>.
- [156] C. Weinhardt, E. Mengelkamp, W. Cramer, S. Hambridge, A. Hobert, E. Kremers, W. Otter, P. Pinson, V. Tiefenbeck und M. Zade: *How far along are Local Energy Markets in the DACH+ Region?: A Comparative Market Engineering Approach*, *ACM e-Energy*, 2019.
- [157] V. C. Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati und G. P. Hancke: *A Survey on Smart Grid Potential Applications and Communication Requirements*, *IEEE Trans. Ind. Inf.*, 2013, Jg. 9, Nr. 1, S. 28–42, DOI: 10.1109/TII.2012.2218253.
- [158] Deutscher Industrie- und Handelskammertag und BSW Solar: *Faktenpapier Eigenenerzeugung, Eigenversorgung, Mieterstrom und Stromdirektlieferung: Chancen Rechtsrahmen Risiken*, Berlin, 2018.
- [159] Leuphana Universität Lüneburg: *Effiziente Nutzung erneuerbarer Energien durch regionale ressourcenoptimierte „intelligente“ Versorgungs- und Verbrauchernetze (Smart Microgrids, SMiG): Technische und ökonomische Machbarkeit, Umwelt- und Gesellschaftsverträglichkeit: Teilprojekt 3: Finanzierung und Wirtschaftlichkeit*, Lüneburg, 2016.
- [160] EnergieAgentur.NRW: *Stromspeicher: Geschäftsmodelle im aktuellen rechtlichen Rahmen*, *EA.paper*, Jg. 2017, Nr. 9.

- [161] G. Tikiz: *Analyse von Strommarkt und Strompreis mit Fokus auf Smart Micro Grids*. Bachelor's Thesis - unveröffentlicht, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, München, 2018.
- [162] Deutsche Energie-Agentur GmbH: *dena-Innovationsreport Systemdienstleistungen: Aktueller Handlungsbedarf und Roadmap für einen stabilen Betrieb des Stromsystems bis 2030*, Berlin, 2017.
- [163] Sophia Kraft: *Smart Markets für regionale Systemdienstleistungen: Entwicklung eines Marktdesigns*. Beiträge des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Leipzig 01/2018, 2018. Online verfügbar unter: <http://hdl.handle.net/10419/177818>.
- [164] Agora Energiewende: *Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen: Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap*, Berlin, 2017.
- [165] Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH und Energieagentur Rheinland-Pfalz: *Attraktive Geschäftsmodelle mit PV-Anlagen*, Kaiserslautern, 2017.
- [166] C. M. H. Pelling: *Mehrwert Funktionaler Energiespeicher aus System- und Akteurssicht*. Dissertation, Universitätsbibliothek der TU München, München, 2016.
- [167] A.-M. Gruber: *Zeitlich und regional aufgelöstes industrielles Lastflexibilisierungspotenzial als Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien*. Dissertation, Universitätsbibliothek der TU München, München, 2017.
- [168] Statista: *Strommarkt in Deutschland* did-6724-1, 2019. Online verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/studie/id/6724/dokument/stromwirtschaft-in-deutschland-statista-dossier/>.
- [169] 50Hertz Transmission GmbH: *Gemeinsame Ausschreibung Minutenreserveleistung*. Online verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/static/mrl>, abgerufen am 21.06.2019.
- [170] Deutsche Energie-Agentur GmbH: *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030*, Berlin, 2014.
- [171] M. R. Kühne: *Drivers of energy storage demand in the German power system: an analysis of the influence of methodology and parameters on modelling results*. Dissertation, Universitätsbibliothek der TU München, München, 2016.
- [172] D. Atabay: *Comparison of optimization methods for model predictive control: An application to a compressed air energy storage system*. München: Universitätsbibliothek der TU München, 2018.

- [173] Statistisches Bundesamt: *Zeitverwendungserhebung: ZVE 2012/2013*, Wiesbaden, 2016.
- [174] Statista: *Umfrage zur Verwendung von Leuchtmitteln in deutschen Haushalten 2016: Welche der folgenden Leuchtmittelarten werden aktuell in Ihrem Haushalt verwendet?* Online verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/253727/umfrage/bevorzugte-lampen-technik-als-nachfolger-der-gluehlampe-in-deutschen-haushalten/>, abgerufen am 03.07.2019.
- [175] ESI ITI GmbH: *SimulationX 3.8: Software*, Dresden, 2018.
- [176] A. C. van der Linden, A. C. Boerstra, A. K. Raue, S. R. Kurvers und R. J. de Dear: *Adaptive temperature limits: A new guideline in The Netherlands*, *Energy and Buildings*, 2006, Jg. 38, Nr. 1, S. 8–17, DOI: 10.1016/j.enbuild.2005.02.008.
- [177] H. Lund, F. Arler, P. Østergaard, F. Hvelplund, D. Connolly, B. Mathiesen und P. Karnøe: *Simulation versus Optimisation: Theoretical Positions in Energy System Modelling*, *Energies*, 2017, Jg. 10, Nr. 7, S. 840, DOI: 10.3390/en10070840.
- [178] J. Dorfner: *Open Source Modelling and Optimisation of Energy Infrastructure at Urban Scale*. Dissertation, Universitätsbibliothek der TU München, München, 2016.
- [179] S. S. Rao: *Engineering Optimization*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc, 2009.
- [180] S. P. Boyd und L. Vandenberghe: *Convex optimization*, 18. Aufl. Cambridge: Cambridge Univ. Press, 2015.
- [181] F. S. Hillier, G. J. Lieberman und G. Bauer: *Operations Research: Einführung*, 5. Aufl. München: Oldenbourg, 2002.
- [182] H.-K. Ringkjøb, P. M. Haugan und I. M. Solbrekke: *A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, Jg. 96, S. 440–459, DOI: 10.1016/j.rser.2018.08.002.
- [183] Stephan Richter: *Entwicklung einer Methode zur integralen Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme: Erste Anwendung am Beispiel Augsburg*. Dissertation, Universität Augsburg, 2004.
- [184] N. Heitmann: *Solution of energy problems with the help of linear programming*, Naturwissenschaftliche Fakultät, Augsburg, Universität Augsburg, 2005.
- [185] T. Haase: *Anforderungen an eine durch Erneuerbare Energien geprägte Energieversorgung – Untersuchung des Regelverhaltens von Kraftwerken und Verbundnetzen*. Dissertation, Fakultät für Informatik und Elektrotechnik, Universität Rostock, Rostock, 2006.



- [186] M. Huber, J. Dorfner und T. Hamacher: *Electricity system optimization in the EUMENA region*, 2012.
- [187] K. Schaber: *Integration of Variable Renewable Energies in the European power system: a model-based analysis of transmission grid extensions and energy sector coupling*. München, Technische Universität München, Diss., 2014, Universitätsbibliothek der TU München, München, 2013.
- [188] M. Huber, T. Hamacher, C. Ziems und H. Weber: *Combining LP and MIP approaches to model the impacts of renewable energy generation on individual thermal power plant operation in 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Vancouver, BC, Juli 2013 - Juli 2013, S. 1–5.
- [189] P. Wimmer: *Elektromobilität in Bayern*, Technische Universität München, München, 2012.
- [190] Johannes Dorfner, Sebastian Müller, Yunus Özsahin, Thomas Zipperle, Simon Herzog und Magdalena Dorfner: *Urbs: V0.5*. Zenodo, 2016.
- [191] F. Sängler und J. Lipp: *Computational Selection of Dynamic Type Days for Test Bed Experiments Based on Field Measurements, Microgen III, Neapel*, 2013.
- [192] A. E. Brooks, A. Manur und G. Venkataramanan: *Energy modeling of aggregated community scale residential microgrids, First International Conference on Sustainable Green Buildings and Communities (SGBC)*, 2016, S. 1–6, DOI: 10.1109/SGBC.2016.7936073.
- [193] TU Clausthal IEE: *Elektrische Energieversorgungssysteme*, IEE, Clausthal, 2000.
- [194] M. Fröhlich: *Monte-Carlo Simulation in Theorie und Praxis*. Vortrag, 21.10.15.
- [195] H. Stocker: *Methoden der empirischen Wirtschaftsforschung*, Universität Innsbruck, 2019.
- [196] A. Eberle: *Biometrie und Methodik - Vorlesung Statistik*, Institut für angewandte Mathematik, Bonn, 2008.
- [197] A. Owen: *Monte Carlo theory, methods and examples*, 2013.
- [198] A. Horn, "Mieterstrom", Expertenmeinung VDE Arbeitskreis Energietechnik, April 2019.
- [199] A. C. Davison, D. V. Hinkley und G. A. Young: *Recent Developments in Bootstrap Methodology, Statistical Science*, 2003, Jg. 18, Nr. 2, S. 141–157.
- [200] KPMG: *Kapitalkostenstudie 2017: Divergierende Märkte - konvergierende Geschäftsmodelle*, Hamburg, 2017.

- [201]ecoinvent Association: *The ecoinvent database: Version 3.0*, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Zürich, 2014. Online verfügbar unter: <http://www.ecoinvent.org/>.
- [202] Fraunhofer ISI: *Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030*, Karlsruhe, 2015.
- [203] *Elektrische Anlagen in Wohngebäuden*, DIN 18015-1, 2018.
- [204] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Zahlen und Fakten: Energiedaten*. Online verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>, abgerufen am 05.02.2019.
- [205] Statista: *Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors für den Strommix in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2017*. Online verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-strommix-in-deutschland-seit-1990/>, abgerufen am 05.02.2019.
- [206] Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI und IREES GmbH: *Sektorale Emissionspfade in Deutschland bis 2050 – Stromerzeugung*, Berlin, 2016.
- [207] M. Beer und J. Habermann: *Basisdaten zur Bereitstellung elektrischer Energie*, München, 2011.
- [208] Statistisches Bundesamt: *Entwicklung der Privathaushalte bis 2035: Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung - 2017*, Berlin, 2017.

## **Anhang**

## A. Allgemeines

### A.1. THG-Emissionen

*Tabelle A-1: Energieszenarien mit THG-Minderungsziel und Abkürzung*

<b>Referenzszenarien</b>	<b>THG-Minderungsziel in 2050</b>	<b>Abkürzung</b>
Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose, Referenzszenario, Trendszenario [4]	-	ERP-Ref
Klimaschutzszenarien 2. Runde, Aktuelle Maßnahmen Szenario [2]	-	KSZ-AMS
<b>Zielszenarien</b>		
Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose, Zielszenario [4]	80% (1)	ERP-Ziel
Klimaschutzszenarien 2. Runde, Klimaschutzszenario 80 [2]	80%	KSZ-KS80
Klimaschutzszenarien 2. Runde, Klimaschutzszenario 95 [2]	95%	KSZ-KS95
Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 [5]	95%	THGND

(1) nur energiebedingte Emissionen

## B. Simulationsparameter und regulatorischer Rahmen

### B.1. Haushaltsgrößen

Haushalte werden nach der Anzahl ihrer Personen kategorisiert. Unter „Verteilung und Häufigkeiten“ zeigt Tabelle B-2, dass 75 % der deutschen Haushalte aus einer oder zwei Personen bestehen und es verhältnismäßig wenig Haushalte mit fünf oder mehr Personen gibt. Hinsichtlich der prognostizierten Entwicklung dieser Zahlen ist ein Trend hin zu kleineren Haushaltsgrößen erkennbar.

### B.2. Überblick über Simulationsparameter

Tabelle B-2: Simulationsparameter

Parameter	Beschreibung	Standardwert		Quelle
		heute	2030	
Simulationsauflösung	Dauer eines Zeitschritts	15 min	15 min	-
WACC	Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (wacc)	6,9 %	6,9 %	[200]
Abschreibedauer	Abschreibungsdauer für Neuinstallationen	20 a	20 a	-
<b>Photovoltaik</b>				
Installierte Leistung	Durchschnittliche Anlagenleistung kleiner 10 kWp in Deutschland	6,23 kW	6,23 kW	[9]
Maximale Leistung	Festlegung, wie viel kWp pro Haus verbaut werden darf	10 kW	10 kW	-
Wirkungsgrad Wechselrichter	-	98 %	98 %	[94]
Ausrichtung	Azimuthwinkel	Süden	Süden	[93]
	Neigungswinkel	30°	30°	[93]
<b>Wärmepumpe</b>				
Installierte Leistung	Anlagenleistung pro Typgebäude			
	G1	2,5 kW <sub>el</sub>	2,5 kW <sub>el</sub>	
	G2	2,25 kW <sub>el</sub>	2,25 kW <sub>el</sub>	
	G3	2,25 kW <sub>el</sub>	2,25 kW <sub>el</sub>	
	G4	1,75 kW <sub>el</sub>	1,75 kW <sub>el</sub>	
	G5	1,5 kW <sub>el</sub>	1,5 kW <sub>el</sub>	
	G6	1,5 kW <sub>el</sub>	1,5 kW <sub>el</sub>	
	G7	1,0 kW <sub>el</sub>	1,0 kW <sub>el</sub>	
Vorlauftemperatur	Vorlauftemperatur Wärmepumpe	45 °C	45 °C	
Art	Art der Wärmepumpe: drehzahlgeregelte Luft-/Wasserwärmepumpe			
<b>Heizstab</b>				
Installierte Leistung	Anlagenleistung pro Heizstab	25 kW	25 kW	
Wirkungsgrad	Wirkungsgrad Heizstab	99 %	99 %	[56]
<b>Gas- und Ölheizung</b>				
Installierte Leistung	Anlagenleistung pro Haus	17 kW <sub>th</sub>	17 kW <sub>th</sub>	[99, 100]
Nutzungsgrad	Gas BW	102 %	102 %	[56, 201]
	Gas NT	94 %	94 %	[56, 201][56, 201]

	Öl BW	100 %	100 %	[56, 201][56, 201]
	Öl NT	94 %	94 %	[56, 201][56, 201]
Warmwasserspeicher				
Installierte Kapazität	Speichergröße	15 kWh <sub>th</sub>	15 kWh <sub>th</sub>	[109]
Installierte Leistung	Lade- bzw. Entladeleistung	60 kW <sub>th</sub>	60 kW <sub>th</sub>	
Wirkungsgrad	Wirkungsgrad, Speicherbe- und entladung	99 %	99 %	[101]
Warmhalteverluste	Rate, mit der sich der Speicher über Zeit selbst entlädt	s. Formel 2.4	s. Formel 2.4	
Speichertyp	Kombispeicher	-	-	
Temperatur	Maximum	45 °C	45 °C	
	Minimum	18 °C	18 °C	
Hausspeicher				
Installierte Kapazität	Installierte Kapazität pro installierter kWp der PV-Anlage	1 kWh/kWp	1 kWh/kWp	[10]
Installierte Leistung	Lade- bzw. Entladeleistung abhängig von installierter Kapazität	1 kW/kWh	1 kW/kWh	
Maximale Kapazität	Installierte Kapazität pro installierter kWp der PV-Anlage	2 kWh/kWp	2 kWh/kWp	[10]
Wirkungsgrad	Wirkungsgrad Einspeichern	95 %	95 %	[202]
	Wirkungsgrad Ausspeichern	95 %	95 %	[202]
Selbstentladung	Rate, mit der sich der Speicher über Zeit selbst entlädt	0,0245 %/d	0,0245 %/d	[124]
SOC-Swing	Nutzbarer Anteil der Gesamtkapazität	100 %	100 %	
Elektrofahrzeug				
Batteriekapazität	Festlegung EV-Batteriekapazität	50 kWh	50 kWh	[122, 123]
Selbstentladung	Rate, mit der sich der Speicher über Zeit selbst entlädt	0,0245 %/d	0,0245 %/d	[124]
SOC-Swing	Nutzbarer Anteil der Gesamtkapazität	80 %	80 %	[125]
Range Extender	Leistung Range Extender	25 kW <sub>el</sub>	25 kW <sub>el</sub>	[116]
Ladeleistung	Hausanschluss, Schuko Steckdose	3,68 kW	3,68 kW	[17, 56, 120]
	Hausanschluss, Wallbox	11 kW	11 kW	[17, 56, 120]
Netzrestriktionen				
Wirkungsgrad Stromleitungen	Wirkungsgrad Stromübertragung Niederspannungsnetz	99 %	99 %	
Anschlussleistung EFHs	Leistung Hausanschluss für Wohngebäude mit elektrischer Warmwasserbereitung und/oder Elektro-Speicherheizung	43,47 kW	43,47 kW	[203]
Transformator	Ortsnetztransformator, installierte Leistung			
	Vorstadtnetz, pro Hausanschluss	4,5-16 kVA	4,5-16 kVA	[65, 66, 69]
	Dorfnetz, pro Hausanschluss	5-14 kVA	5-14 kVA	[65, 66, 69]
Leistungsfaktor	Landnetz, pro Hausanschluss	9-12 kVA	9-12 kVA	[65, 66, 69]
	Festlegung cos φ im Siedlungsnetz	1	1	[56]
Preise und Kosten				
Strompreis und Vergütung	Haushaltsstrompreis	29,29 ct/kWh	28,87 ct/kWh	[133, 136, 137]
	EEG-Umlage	6,88 ct/kWh	4,00 ct/kWh	[133, 137]
	Netzentgelte	7,51 ct/kWh	7,80 ct/kWh	[133, 136]
	Sonstige Bestandteile	4,514 ct/kWh	4,514 ct/kWh	[133]
	Großhandelsstrompreis	5,71 ct/kWh	7,95 ct/kWh	[133–135, 137]
	Spotmarktpreis (Intraday)	3,649 ct/kWh	7,95 ct/kWh	[134, 135, 140, 141]
	EEG-Vergütung	12,30 ct/kWh	6,01 ct/kWh	[142]
Brennstoffkosten	Gas	6,64 ct/kWh	7,52 ct/kWh	[3, 204]
	Öl	5,48 ct/kWh	7,66 ct/kWh	[3, 204]

	Benzin	1,37 ct/l	1,59 ct/l	[3, 204]
Investitionskosten	Festlegung der Kosten für eine Neuinstallation aus angegebener Quelle und eigener Marktrecherche			
	PV-Anlage	1354 €/kW <sub>p</sub>	878 €/kW <sub>p</sub>	[92, 94]
	Wärmepumpe	983 €/kW <sub>th</sub>	550 €/kW <sub>th</sub>	[101]
	Heizstab	52 €/kW <sub>th</sub>	52 €/kW <sub>th</sub>	
	Hausspeicher	1500 €/kW <sub>h<sub>el</sub></sub>	853 €/kW <sub>h<sub>el</sub></sub>	[10, 101, 127]
	Warmwasserspeicher	66 €/kW <sub>h<sub>th</sub></sub>	66 €/kW <sub>h<sub>th</sub></sub>	[56]
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>				
Spez. Emissionen Netzstrom	Emissionsfaktoren Strommix Deutschland	489,0 g/kWh	295,6 g/kWh	[205, 206]
Spez. Emissionen fossile Energieträger	Gas	0,223 kgCO <sub>2</sub> /kW <sub>h<sub>BS</sub></sub>	0,223 kgCO <sub>2</sub> /kW <sub>h<sub>BS</sub></sub>	[207]
	Öl	0,299 kgCO <sub>2</sub> /kW <sub>h<sub>BS</sub></sub>	0,299 kgCO <sub>2</sub> /kW <sub>h<sub>BS</sub></sub>	[207]
Spez. Emissionen ICE	Festlegung der Emissionen eines konventionellen Fahrzeugs	0,154 kgCO <sub>2</sub> (äq)/km	0,154 kgCO <sub>2</sub> (äq)/km	[56]
Spez. Emissionen Range Extender	Festlegung der Emissionen eines Range Extender bei seriellem Hybrid	0,948 kgCO <sub>2</sub> /kW <sub>h<sub>el</sub></sub>	0,948 kgCO <sub>2</sub> /kW <sub>h<sub>el</sub></sub>	[116]
<b>Verteilung und Häufigkeiten</b>				
Haushaltsgröße	Häufigkeit der Haushaltsgröße pro Haus der Siedlung			[208]
	1 Personen-Haushalt	41 %	43 %	
	2 Personen-Haushalt	34 %	36 %	
	3 Personen-Haushalt	12 %	11 %	
	4 Personen-Haushalt	9 %	8 %	
	5 oder mehr Personen-Haushalt	3 %	3 %	
Typgebäude	Häufigkeit der Typgebäude pro Haus der Siedlung			[71, 77]
	G1	25 %	7 %	
	G2	16 %	4 %	
	G3	15 %	4 %	
	G4	12 %	23 %	
	G5	13 %	25 %	
	G6	14 %	27 %	
	G7	5 %	10 %	
Photovoltaik	Durchschnittlicher Ausstattungsgrad von PV-Anlagen pro EFH in Deutschland	7 %	10 %	[9]
	Festlegung des Ausstattungsgrads von PV-Anlagen pro Haus für EFH-Siedlungen mit hohem PV-Anteil	58,1 %	58,1 %	[56]
Elektrofahrzeuge	BEV	0,12 %	7 %	[117, 118]
	PHEV	0,10 %	12,5 %	[117, 118]
	Alle EV	0,22 %	19,5 %	[117, 118]
Wärmeerzeuger	Ausstattungsgrad der Heiztechnologie pro Haus			
	Wärmepumpe	2,9 %	41,8 %	[96]
	Gas BW	21,4 %	46,7 %	[96]
	Gas NT	37,3 %	0 %	[96]
	Öl BW	4 %	11,5 %	[96]
	Öl NT	34,3 %	0 %	[96]
Warmwasserspeicher	Ausstattungsgrad von Warmwasserspeichern pro Haus	100 %	100 %	
Heizstab	Ausstattungsgrad von Heizstäben pro Haus mit Wärmepumpe	100 %	100 %	
	Ausstattungsgrad von Heizstäben pro Haus ohne Wärmepumpe	0 %	0 %	
Hausspeicher	Ausstattungsgrad von Batteriespeichern pro PV-Anlage	39 %	39 %	[126]
Sonstige Verteilungen	Anteil von EV, die Häusern mit PV-Anlage zugehörig sind	70 %	70 %	[56]
	Anteil Wärmepumpen in Neubauten	100 %	100 %	

		Anschlussleistung EV, 3,68 kW	50 %	50 %	
		Anschlussleistung EV, 11 kW	50 %	50 %	
<b>Gebäudesimulation</b>					
Gebäudeparameter	Luftwechselrate		0,4 1/h	0,4 1/h	
	Anteil der in Wärme umgesetzten elektrischen Leistung		10 %	10 %	[22]
Heizungsregelung	Wärmequelle durch Personen		62,5 W	62,5 W	[22]
	Innenraumsolltemperatur		20°C	20°C	[176]
	Temperatur-Hysterese: $\Delta T_{low}$ , $\Delta T_{high}$		-1°C, 1°C	-1°C, 1°C	
	Mindestinnenraumtemperatur		19°C	19°C	
	P-Anteil PID-Regler		0,9	0,9	
	Zeitkonstante des I-Anteils des PID-Reglers $T_i$		6 h	6 h	
	Zeitkonstante des D-Anteils des PID-Reglers $T_D$		0 h	0 h	
	Maximale Heizleistung $Q_{HeatMax}$		10 kW	10 kW	
	Spezifische Wärmekapazität Wasser $c_p$		4,177 kJ/(kg K)	4,177 kJ/(kg K)	
	Dichte Wasser $\rho$		1000 kg/m <sup>3</sup>	1000 kg/m <sup>3</sup>	
	Vorlauftemperatur		45 °C	45 °C	

### B.3. Regulatorischer Rahmen der Energiemanagementkonzepte EO und SMG

Tabelle B-3: Bepreisung Stromflüsse im Energiemanagementkonzept EO

EO	Nummer des Stromflusses in Abbildung 3-5						
	1	2	3	4	5	6	7
<b>Heute</b>	Fixer Stromtarif	Fixer Stromtarif	EEG-Vergütung	evtl. Umlage (hier: ohne)	-	evtl. Umlage (hier: ohne)	Spotmarktpreis
<b>Zukunft</b>	Variabler Stromtarif	Variabler Stromtarif	Spotmarktpreis	-	-	-	Spotmarktpreis
<b>Preisbestandteile</b>	Alle SIP	Alle SIP		EEG-Umlage 0 % (<10 kWp) 40 % (>10 kWp)		EEG-Umlage und Stromsteuer: unklar (Annahme: Befreiung von der EEG-Umlage nach §61a Nr. 4 EEG2017)	

„Alle SIP“ beinhaltet alle Preisbestandteile nach Tabelle 3-1.



Tabelle B-4: Bepreisung Stromflüsse im Energiemanagementkonzept SMG

SMG	Nummer des Stromflusses in Abbildung 3-6								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Heute</b>	Fixer Stromtarif	a) EEG-Vergütung/Direktvermarktung b) Spotmarktpreis	SMG-Strompreis (+ evtl. Zuschuss)	evtl. Umlage (hier: ohne)	-	evtl. Umlage (hier: ohne)	SMG-Strompreis (+ evtl. Zuschuss)	SMG-Strompreis (+ evtl. z.T. SIP)	SMG-Strompreis (+ evtl. z.T. SIP)
<b>Zukunft</b>	Variabler Stromtarif	a) EEG-Vergütung/Direktvermarktung b) Spotmarktpreis	SMG-Strompreis (+ evtl. Zuschuss)	-	-	-	SMG-Strompreis (+ evtl. Zuschuss)	SMG-Strompreis (+ evtl. z.T. SIP)	SMG-Strompreis (+ evtl. z.T. SIP)
<b>Preisbestandteile</b>	Alle SIP	-	-	EEG-Umlage 0 % (<10 kWp) 40 % (>10 kWp)	-	EEG-Umlage und Stromsteuer: unklar (Annahme: Befreiung von der EEG-Umlage nach §61a Nr. 4 EEG2017)	Stromsteuer: unklar (hier: ohne)	EEG-Umlage	EEG-Umlage

### B.4. Strompreise

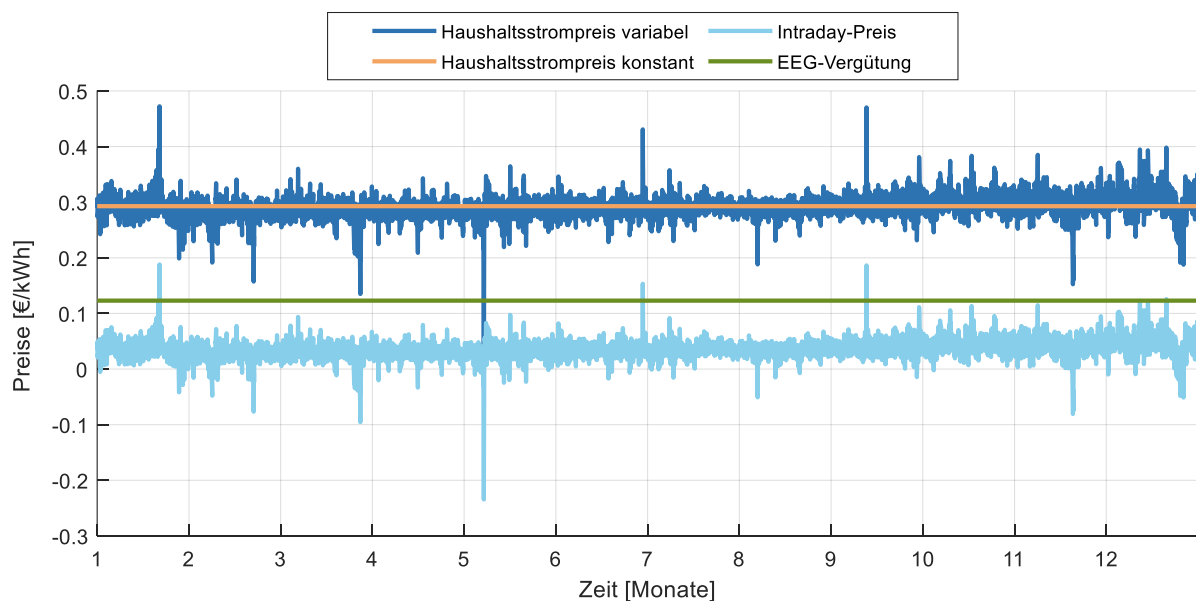


Abbildung B-1: Strompreise und EEG-Vergütung 2017

# C. Auswertung

## C.1. Mehrwert des SMG in Abhängigkeit des Ausstattungsgrads

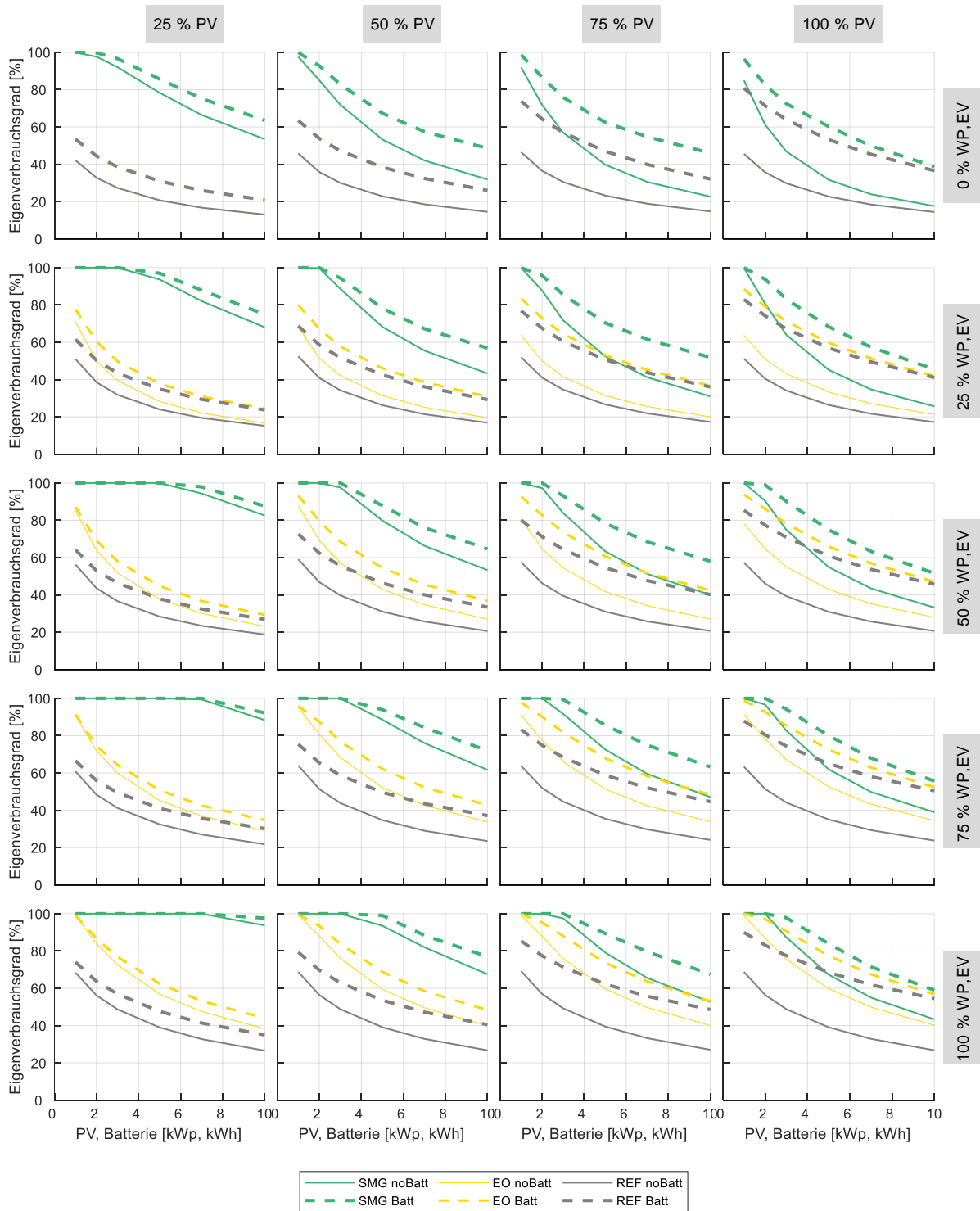


Abbildung C-2: Eigenverbrauchsgrad von Siedlungen für die Variation des Ausstattungsgrads und der Anlagenkapazität

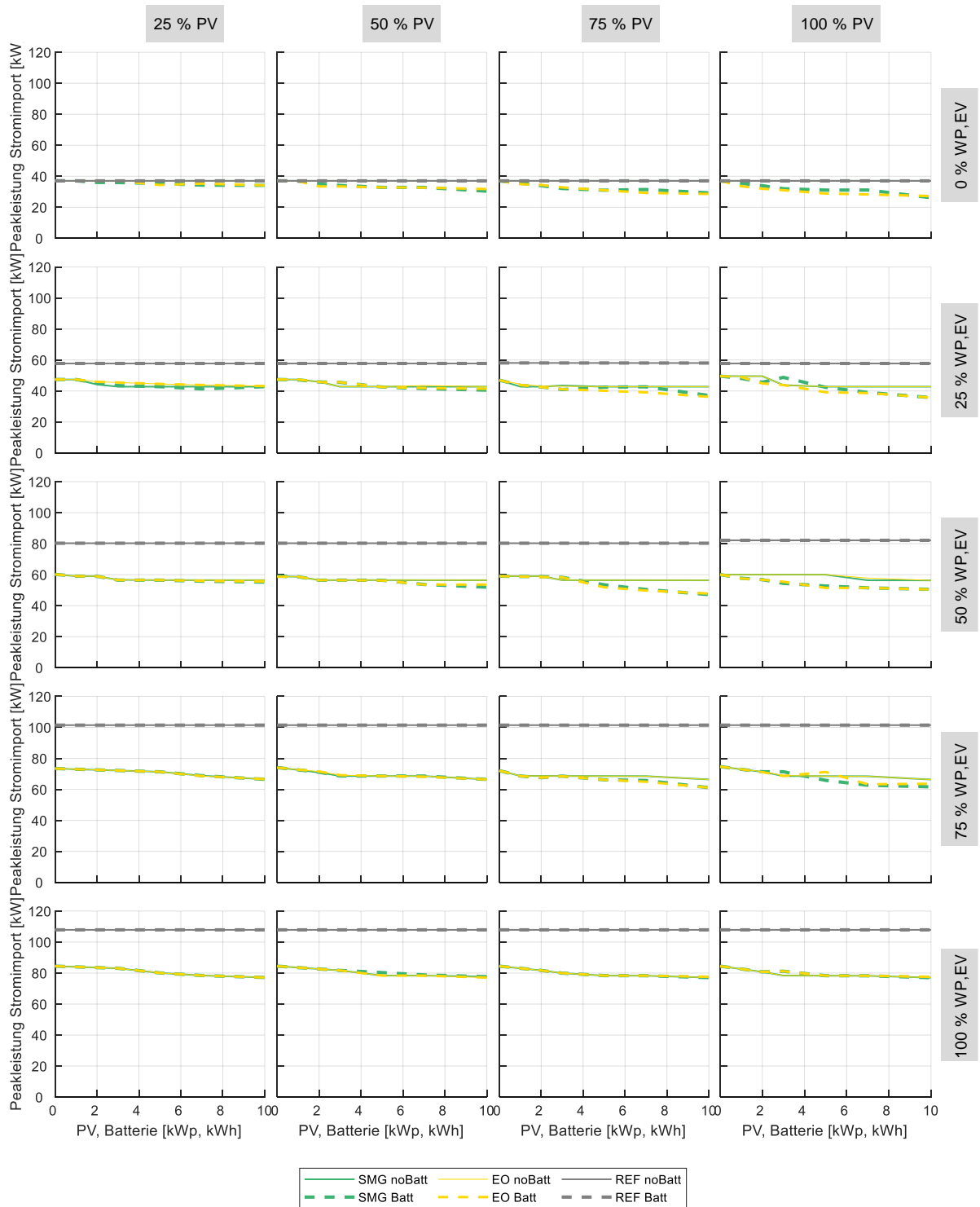


Abbildung C-3: Peakleistung für den Stromimport von Siedlungen für die Variation des Ausstattungsgrads und der Anlagenkapazität

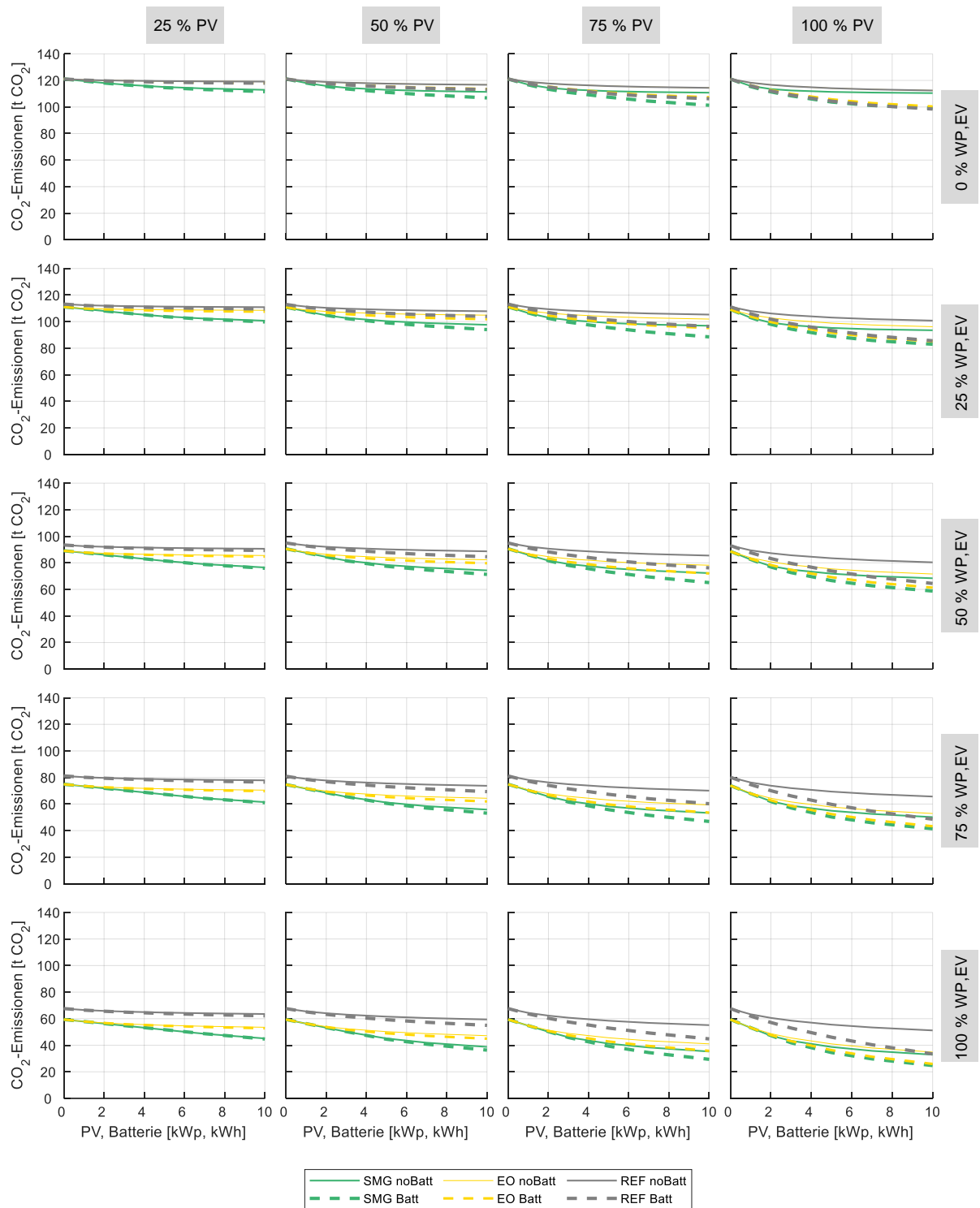


Abbildung C-4: CO<sub>2</sub>-Emissionen von Siedlungen für die Variation des Ausstattungsgrads und der Anlagenkapazität

## C.2. Einsparungen von Einzelhaushalten durch SMG und EO

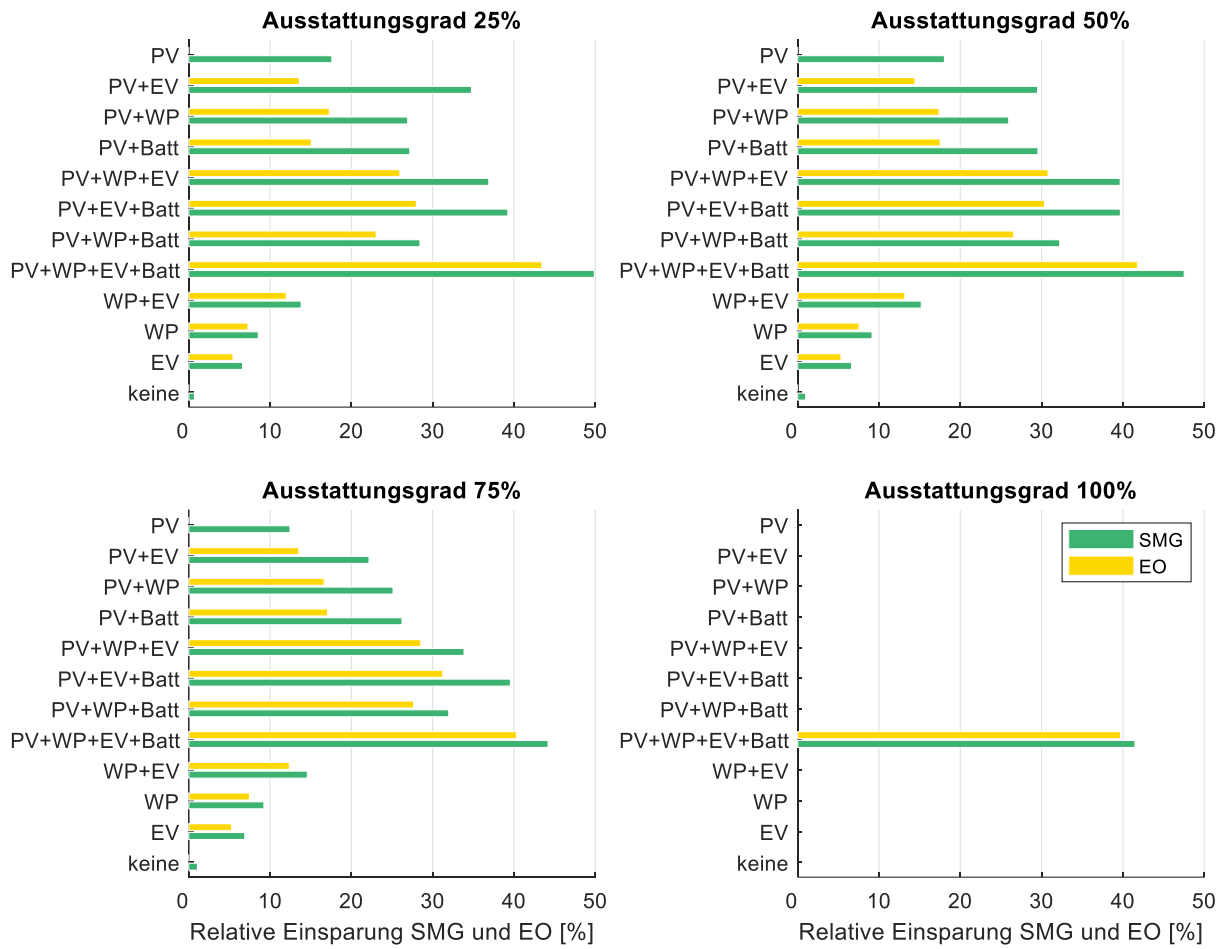


Abbildung C-5: Relative Betriebskosteneinsparung von SMG und EO gegenüber REF für einzelne Haushalte in Siedlungen und deren Anlagenausstattung in Abhängigkeit des Ausstattungsgrads

### C.3. Mehrwert des SMG in Abhängigkeit von den Steueroptionen des Energiemanagementsystems

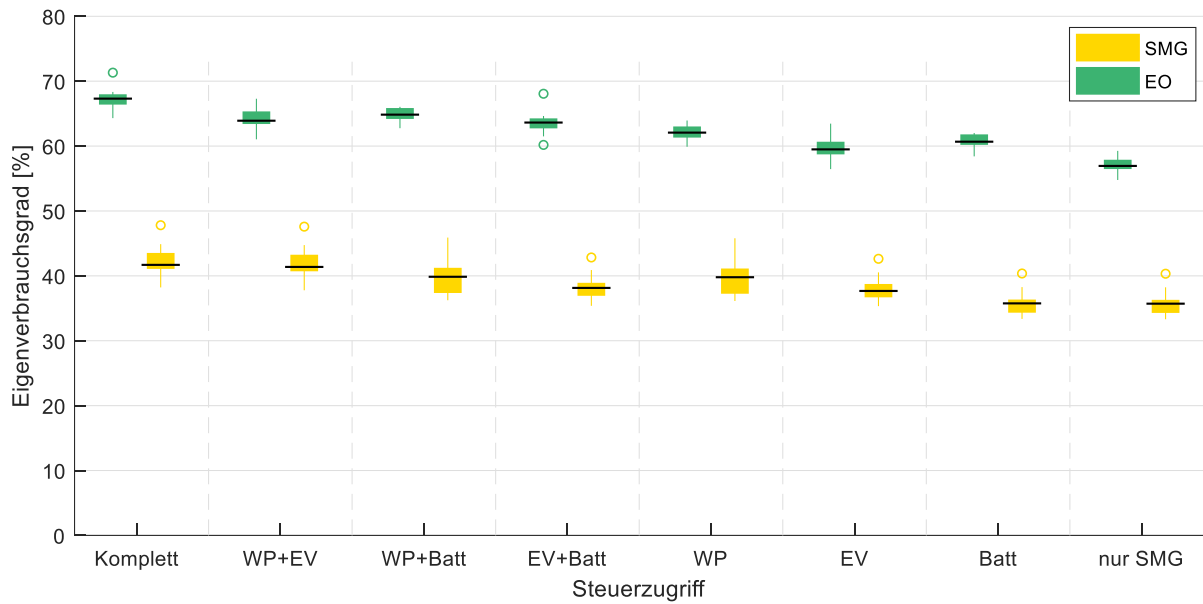


Abbildung C-6: Eigenverbrauchsgrad von Siedlungen in Abhängigkeit von den Steueroptionen des Energiemanagementsystems

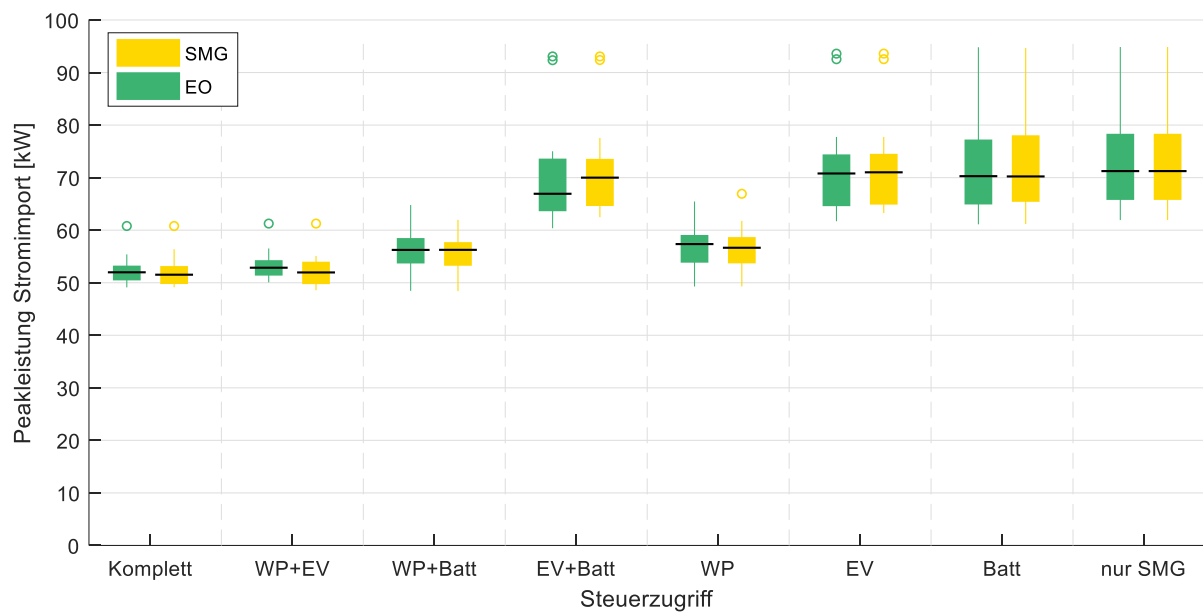


Abbildung C-7: Peakleistung für den Stromimport von Siedlungen in Abhängigkeit von den Steueroptionen des Energiemanagementsystems

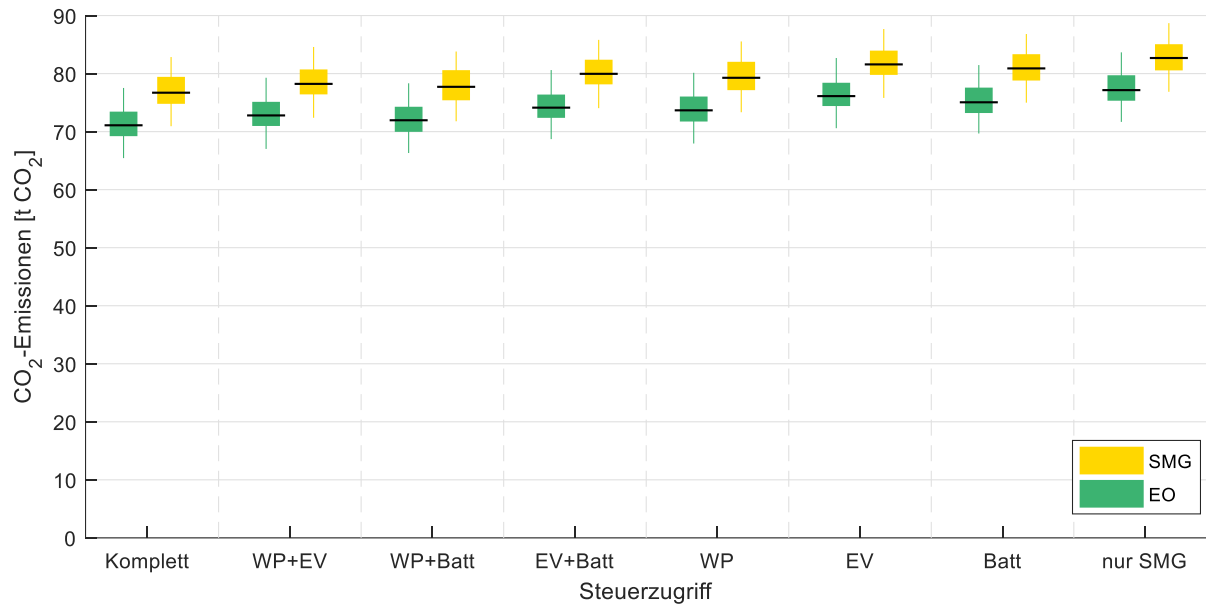


Abbildung C-8: CO<sub>2</sub>-Emissionen von Siedlungen in Abhängigkeit von den Steueroptionen des Energiemanagementsystems