



# **Methode zur Bewertung von Smart Home Flexibilitäten im Energieversorgungssystem**

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen  
zur Erlangung des akademischen Grades  
eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften

genehmigte Dissertation vorgelegt von

Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A.  
aus Aachen

Berichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler  
Univ.-Prof. Dr.-Ing Markus Zdrallek  
Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer

Tag der mündlichen Prüfung: 14. Juni 2021

Diese Dissertation ist auf den Internetseiten der Universitätsbibliothek online verfügbar.

Aachener Beiträge zur HOCHSPANNUNGSTECHNIK  
Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Schnettler

Ann-Kathrin Meinerzhagen

Methode zur Bewertung von Smart Home Flexibilitäten im Energieversorgungssystem

ISBN: 978-3-95886-419-1

### **Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek**

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

Das Werk einschließlich seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwendung ist ohne die Zustimmung des Herausgebers außerhalb der engen Grenzen des Urhebergesetzes unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

### **Herstellung & Vertrieb:**

1. Auflage 2021

© Verlagshaus Mainz GmbH Aachen

Süsterfeldstr. 83, 52072 Aachen

Tel. 0241/87 34 34 00

[www.Verlag-Mainz.de](http://www.Verlag-Mainz.de)

[www.DruckereiMainz.de](http://www.DruckereiMainz.de)

Satz: nach Druckvorlage des Autors

Umschlaggestaltung: Verlagshaus Mainz

printed in Germany

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2021)

# Vorwort

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen.

Mein herzlicher Dank gilt Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler, der diese Arbeit ermöglichte. Sein Vertrauen, die stete Förderung und wertvollen Ratschläge trugen wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit bei. Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek danke ich für die Übernahme des Korreferats und sein Interesse an dieser Arbeit. Herrn Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer danke ich für die Übernahme des zweiten Korreferats und seine wertvollen inhaltlichen Kommentare.

Allen Kolleginnen und Kollegen des Instituts für Hochspannungstechnik danke ich für die regen fachlichen Diskussionen und die legendäre, sehr angenehme Arbeitsatmosphäre. Ebenso bedanke ich mich bei allen Studierenden, die durch ihre Diplom-, Master- oder Bachelorarbeiten oder auch als studentische Hilfskräfte zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Mein ganz besonderer Dank gilt meiner Familie, die mich während meiner gesamten Ausbildung immer unterstützt und motiviert hat. Meinen Freunden, die stets an das Gelingen dieser Arbeit geglaubt haben, möchte ich ebenfalls gesondert danken. Meinem Partner Christoph danke ich für seine liebevolle Unterstützung und die dieser Arbeit gewidmete Zeit, auch und vor allem in der Schlussphase dieser Dissertation.

Aachen, im Juli 2021

Ann-Kathrin Meinerzhagen



# Kurzfassung

Politische Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele wirken auf Quellen- und Senkenseite des Energieversorgungssystems. Neben der Förderung der Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien sollen auch Effizienzsteigerungen der Nachfrageseite zu einem klimafreundlicheren Energieversorgungssystem führen. In der Energieversorgung von Gebäuden werden Effizienzsteigerungen insbesondere durch bauliche Maßnahmen erreicht: Gebäudetechnologien sollen durch die Ausnutzung von Flexibilitäten im Betrieb eine höhere Integration erneuerbarer Energien erreichen. Die Flexibilität kann für Zielsetzungen verschiedener Akteure im Energiesystem genutzt werden. Bezüglich der akteur- und technologieübergreifenden Bewertung des Einsatzes der Flexibilitäten von sog. Smart Home-Technologien besteht zusätzlicher Forschungsbedarf.

Das Ziel dieser Arbeit ist es, den Einsatz eines Portfolios von Technologien zur Wärme- und Stromversorgung von Gebäuden hinsichtlich des akteurspezifischen Nutzens, energetischer Kenngrößen und dem Einfluss auf das elektrische Verteilungsnetz zu bewerten. Ausgehend von einer Analyse typischer Versorgungstechnologien für Gebäude werden die Anforderungen an die Abbildung und Parametrierung der Technologien abgeleitet und technologie-spezifische Modelle vorgestellt. Zielsetzungen der verschiedenen Akteure für den Einsatz der Gebäudetechnologien werden mittels der Parametrierung verschiedener entwickelter Simulations- und Optimierungsverfahren zur Einsatzplanung von Flexibilitäten in Smart Homes dargestellt. Die Ergebnisse der verschiedenen Methoden zur Einsatzermittlung werden anschließend hinsichtlich der benannten Bewertungskriterien ausgewertet und verglichen.

In einer exemplarischen Anwendung auf ein Modellquartier werden die Bewertung der Flexibilitätsnutzung und die Auswirkungen der akteurspezifischen Zielsetzungen dargestellt. Strategien zur Flexibilitätsnutzung, die durch die Gebäudenutzer selbst umgesetzt werden können, zeigen nur sehr geringe Auswirkungen hinsichtlich der wirtschaftlichen und energetischen Bewertungsgrößen. Das Verteilungsnetz wird durch diese Betriebsstrategien weit weniger beeinflusst als durch eine veränderte technologische Ausstattung der Gebäude. Die Einsatzplanung im Smart Home kann in Gebäuden mit hoher Flexibilität Einsparungen von bis zu 20% der Energieversorgungskosten erzielen. Strategien zur Flexibilitätsnutzung, die durch Energiegemeinschaften oder Verteilungsnetzbetreiber als gebäudeexterne Akteure eingesetzt werden, haben teils positive und teils negative Auswirkungen auf die einzelnen Gebäude. Eine faire Verteilung der durch Energiegemeinschaften erwirtschafteten Erlöse muss somit dieser durch die Einsatzplanung entstehenden Ungleichheit entgegenwirken.

# Abstract

Policies for abating climate change affect both the production and the demand side of the energy supply system. To achieve a more climate neutral energy supply system, the production of electricity and heat from renewable energy sources is supported but also efficiency gains on the demand side are targeted. Efficiency gains in the energy supply of buildings are not only achieved by constructional activities: building technologies can also achieve higher integration of renewable energy by exploiting operational flexibility. This flexibility can be used for objectives of various stakeholders within the energy system. This thesis thus addresses the research demand for an assessment of the use of operational flexibility of smart home technologies that considers both stakeholder perspectives and the full range of building technologies.

The aim of this thesis is assessing the use of a portfolio of technologies for supplying heat and electricity to buildings regarding the stakeholder-specific benefits, energy key indicators, and the influence on the electrical distribution grid. Starting with an analysis of typical building supply technologies, the requirements for modelling and parametrising said technologies are derived and the resulting technology models are presented. The objectives of various stakeholders are represented by parametrising a range of developed simulation models and optimisation problems for the operational planning of flexibilities located in smart homes. The results from these different approaches are subsequently assessed and compared regarding the identified criteria.

The assessment uses an exemplary application of the developed approach to a model city quarter for presenting the results of the stakeholders' objectives. Strategies using the operational flexibility of building technologies that are applied by the building users themselves show very little change in economic and energy-related indicators. These strategies affect the electrical distribution grid less than a change in the buildings' technological configuration. Operational planning within smart homes can save up to 20% of the energy supply costs in buildings with high flexibility. Strategies using the operational flexibility of building technologies that are applied by building-external stakeholders like energy communities or distribution grid operators affect individual buildings both positively and negatively. The revenue from a community-oriented operational planning needs to be fairly distributed in order to counteract the resulting disparity.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>i</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation .....	1
1.2 Stand des Wissens .....	5
1.3 Zielsetzung und Struktur .....	19
<b>2 Analyse.....</b>	<b>23</b>
2.1 Energiebedarfe von Gebäuden .....	23
2.2 Freiheitsgrade und Restriktionen der Smart Home Flexibilitäten .....	31
2.3 Einsatzmöglichkeiten/-bedingungen von Smart Homes .....	38
2.4 Verfahrensanforderungen .....	44
<b>3 Methodische Vorgehensweise .....</b>	<b>47</b>
3.1 Simulation des Einsatzes von Smart Home Technologien .....	48
3.2 Modellierung der Einsatzplanung von Smart Home Technologien .....	49
<b>4 Verfahren .....</b>	<b>55</b>
4.1 Vorverarbeitung und Gebäudemodellierung .....	57
4.2 Einsatzsimulation des Smart Home .....	65
4.3 Einsatzplanung des Smart Home .....	68
4.4 Einsatzplanung im Verbund .....	74
4.5 Einsatzplanung im Verteilungsnetz .....	75
<b>5 Exemplarische Anwendung und Verfahrensverifikation .....</b>	<b>77</b>



---

5.1	Ergebnisse des Referenzszenarios.....	84
5.2	Sensitivitäten.....	106
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>115</b>
6.1	Zusammenfassung.....	115
6.2	Ausblick .....	118
	<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>121</b>
	<b>Literatur.....</b>	<b>125</b>
<b>A.</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>149</b>

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Die globalen und europäischen klima- und energiepolitischen Ziele, die die Rahmenbedingungen der Energieversorgungssysteme heute beeinflussen, sind im ratifizierten Klimaschutzabkommen von Paris zusammengefasst [Ver15]. In der Energiestrategie der EU werden die Vereinbarungen zur Senkung der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) und zur Steigerung der Nutzung erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz festgehalten [Eur18]. Zur Senkung der THG-Emissionen werden die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien sowie die Steigerung der Primärenergieeffizienz in allen Sektoren als zentrale Instrumente identifiziert. Diese zwei Maßnahmen lassen sich global in verschiedenen Ländern wiederfinden [REN20]. Die Zielsetzungen richten sich auf alle Verbrauchskategorien (Strom, Wärme, Kälte, Transport etc.).

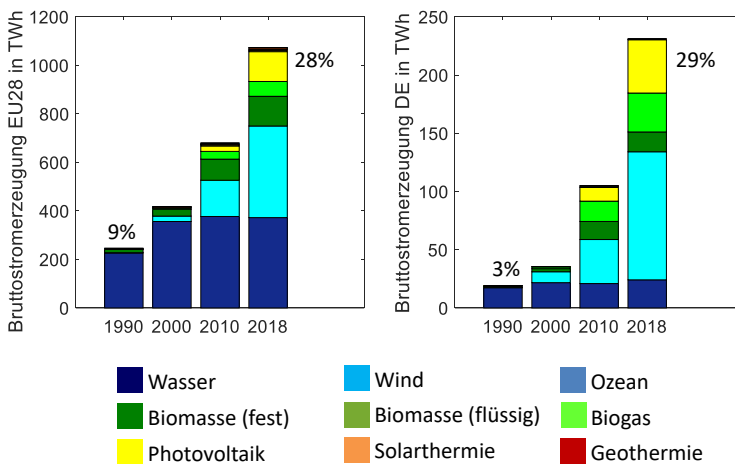
Die strategische Zielsetzung der Steigerung der Nutzung erneuerbarer Energien führt zu einem starken Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung in der EU (vgl. Abbildung 1-1). 2019 entstammen 42,1% des deutschen Bruttostromverbrauchs erneuerbaren Energieanlagen. Im selben Jahr stellen die Erneuerbaren 17,5% des Bruttoendenergieverbrauchs [BMW20a]. Insgesamt produzieren erneuerbare Quellen heute mehr als 25% des globalen Stroms [REN20]. Die gleichzeitig angestrebte Senkung des Primärenergiebedarfs mittels Energieeffizienz-Maßnahmen zielt innerhalb der EU neben der verstärkten Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen insbesondere auf die Effizienz elektrischer Verbraucher und der Gebäudeenergieversorgung [Eur09]. Der Rückgang des Haushaltsstromverbrauchs seit 2010<sup>1</sup> wird in Zusammenhang mit der Zunahme effizienter Haushaltsgeräte und somit als Erfolg der europäischen Effizienzanstrengungen gesehen [Ber12].

Diese Steigerung der Primärenergieeffizienz im Gebäudesektor wird von der Europäischen Kommission sowie der Bundesregierung schon lange als Schlüsselmaßnahme zur Erreichung der Klimaschutzziele gesehen [BMU11], [BMW11], [Eur11b], [Eur11a]. Mit 43% bzw. 44% des Wärme-Endenergieverbrauchs wird in der EU28 bzw. in Deutschland der größte Teil des Wärmebedarfs im Wohngebäudesektor benötigt [Eur]. Dieser Energiebedarf soll dadurch gesenkt werden, dass europäische Neubauten ab 2021 als

---

<sup>1</sup> Dieser Verbrauchsrückgang ist stärker ausgeprägt als im EU-Durchschnitt [Eur].

Niedrigstenergiegebäude<sup>2</sup> realisiert werden und die Sanierungsquote der Bestandgebäude auf 3% steigt [Eur10], [EUR12]. Die deutschen Ziele sehen vor, dass Wohngebäude bis 2050 primärenergetisch „klimaneutral“<sup>3</sup> sein sollen [BMU16], [Bun21]. Im Wohngebäudesektor ist der Anteil der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt mit 16,7% der Bruttowärmeproduktion in Deutschland (27% in der EU28) noch gering [Eur], [BMW20b]. In der Umsetzung der „Nearly Zero Energy Buildings“ [Eur16] wird erkennbar, dass die Effizienzsteigerung der Gebäudeenergieversorgung neben erneuerbarer Wärme und Sanierungsmaßnahmen auch durch erneuerbare Stromerzeugung umgesetzt werden kann.



**Abbildung 1-1: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien (inkl. Anteil an der gesamten Bruttostromerzeugung) in Deutschland und der EU28 [Eur]**

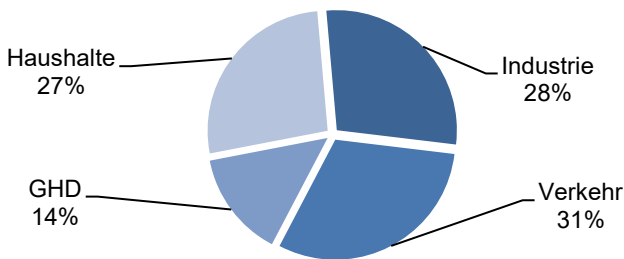
Der Ausbau verteilter erneuerbarer Erzeuger sowie neuer Wärmetechnologien für die Gebäudeenergieversorgung manifestiert sich zu großen Teilen in den elektrischen Verteilungsnetzen [Hil13b]. Dort könnte eine Verbrauchsflexibilisierung der lokal angeschlossenen elektrischen Lasten die Nutzung lokal erzeugten regenerativen Stroms erhöhen und/ oder

<sup>2</sup> Der Energiebedarf eines Niedrigstenergiegebäudes sollte fast bei Null liegen, wobei der verbleibende Energiebedarf zum überwiegenden Teil durch erneuerbare Energien gedeckt werden soll [BMW11] [Deu07].

<sup>3</sup> Senkung des Primärenergiebedarfs um 80% gegenüber dem Jahr 2008 und Deckung des restlichen Bedarfs vorwiegend mit erneuerbaren Energien.

Ausbaumaßnahmen verzögern oder vermeiden [den12] [eur13]. Einfach zu erschließende große Flexibilitäts-Potentiale in der Industrie werden schon länger mittels individueller Vereinbarungen, zumeist zu Gunsten des Übertragungsnetzes, genutzt [Sta06]. Flexibilitätspotentiale in Verteilungsnetzen werden bisher nur durch Wärme-Strom-Anlagen in signifikantem Maß erschlossen [Sta06], [EW112]. Wärme-Strom-Anlagen stellen, ebenso wie Elektrofahrzeuge, eine Hybridtechnologie dar, die unterschiedliche Verbrauchssektoren koppeln („Power-to-X“ [BMW15]).

Die Zunahme anderer sektorkoppelnder Technologien und die zunehmende flächendeckende Erschließung durch IKT bringen neue Flexibilitätspotentiale mit sich [BMV]. Zugleich ergibt sich, neben der Gebäudeautomation im Gewerbebereich, ein Markt für Smart Home-Technologien, die teilweise für die Energiemanagementdomäne eingesetzt werden können [VDE13]. Dadurch ergibt sich die Hoffnung, Flexibilitäten im Haushaltssektor – dessen Endenergiebedarf in Deutschland mit 2400 PJ ca. 27% der 9005 PJ Endenergieverbrauch ausmacht und somit fast ebenso hoch ist wie der von Industrie und Verkehr (vgl. Abbildung 1-2) – leichter zu erschließen. Die Lastflexibilitäten in Verteilungsnetzen, die insbesondere dazu dienen sollen, mehr volatil verfügbare erneuerbare Energie zu nutzen, stellen somit durch die Vermeidung der Nutzung fossiler Energieträger Maßnahmen zur Erhöhung der primärenergetischen Effizienz dar [Kup06].



**Abbildung 1-2: Anteile der Sektoren am Endenergieverbrauch 2019 in Deutschland [BMW20b]**

Aus den vorangehenden Überlegungen zeigt sich, dass für den Einsatz von Smart Home-Flexibilitäten ihre Zielsetzung betrachtet werden muss. Denn die technisch mögliche Anpassung der elektrischen Last an externe Zielvorgaben kann durch Zielsetzungen verschiedener Akteure angereizt werden. Die Zielsetzungen der verschiedenen Akteure sind mit unterschiedlichen Anforderungen an die Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Akteur und Flexibilität verknüpft. Es ergeben sich drei Akteure, die gegebenenfalls abweichende Zielvorgaben für den Einsatz der Smart Home Flexibilitäten haben:

1. Die Bewohner der Gebäude können selbst die vorhandene Flexibilität ihrer Technologien nutzen, um für sich finanzielle oder Komfortvorteile<sup>4</sup> zu erreichen. Insbesondere der Selbstverbrauch von eigenerzeugtem regenerativem Strom stellt heute einen wichtigen Bestandteil der Wirtschaftlichkeit privater Energieanlagen dar [Fra18]. Gegenüber dieser Nutzung der im Gebäude verorteten Flexibilität durch die Bewohner, für die keine Kommunikation notwendig ist, müssen sich alle anderen Zielsetzungen behaupten.
2. Aggregatoren können die Flexibilitäten in lokalen Verbünden oder an Energiemärkten anbieten oder z.B. in die Einsatzplanung von virtuellen Kraftwerken einbinden. Für einen derartigen Verbundeinsatz muss die Flexibilität kommunikationstechnisch angebunden werden.
3. Für den Verteilungsnetzbetreiber ist das netzdienliche Verhalten der Flexibilitäten in den Niederspannungsnetzen, in denen sie angeschlossen sind, von Interesse. Die Netzdienlichkeit der Flexibilitäten kann durch geschickte Parametrierung der Regelungstechnik ohne Kommunikationsanforderungen umgesetzt werden. Alternativ kann der Netzbetreiber mittels steuernder Eingriffe oder über Kommunikation mit einem Aggregator oder dem Smart Home selbst im Fall von Netzengpässen oder Spannungsbandverletzungen Einfluss auf die Flexibilitäten nehmen, um so den sicheren Netzbetrieb zu unterstützen.

Somit ergibt sich die Frage nach einer umfassenden Bewertung von Flexibilitäten in Verteilungsnetzen. Die Inhomogenität gewerblicher oder öffentlicher Immobilien erschwert deren Modellbildung, weswegen eine Konzentration auf den Wohngebäudesektor zweckdienlich erscheint. Die so abgegrenzten, im Folgenden Smart Home-Flexibilitäten genannten Effizienzmaßnahmen, umfassen den flexiblen Einsatz von Haushaltgeräten, Wärme-Strom-Anlagen und/ oder anderen sektorenkoppelnden Technologien (z.B. Elektrofahrzeuge). Die Möglichkeit, diese Technologien miteinander zu vernetzen und sie mittels Kommunikations- und Automatisierungstechnik interagieren lassen zu können, umfasst der Begriff „Smart Home“ in der Energiedomäne. Dabei sollen die Bedürfnisse der Privatperson in ihrem Wohnraum nach Komfort, Sicherheit und Energieeffizienz befriedigt werden [VDE13]. Bezogen auf die Energiedomäne soll der angestrebte Effizienzgewinn durch einen geringeren Primärenergiebedarf bei gleichzeitiger höherer Ausnutzung vorhandener erneuerbarer Energien erreicht werden. Durch die Eigenschaft der Smart Home-Flexibilitäten,

---

<sup>4</sup> Z.B. durch die Installation von Wärmespeichern bzw. die dann mögliche Vorhaltung von Trinkwarmwasser.

verschiedene Verbrauchssektoren miteinander zu koppeln, muss eine systemische Untersuchungsperspektive die verschiedenen Sektoren gemeinsam betrachten [Ago14], [Gil15].

Zum Stand des Wissens der Energiesystemmodellierung mit Smart Home-Flexibilitäten gehört ebenso die Betrachtung der grundlegenden Modellbildung der Wohngebäudeverbräuche (thermisch und elektrisch) sowie die Definition der Flexibilitätspotentiale, welche ebenfalls im folgenden Kapitel untersucht werden soll.

## **1.2 Stand des Wissens**

Die Bewertung von Smart Home Flexibilitäten erfordert die Kenntnis der zeit- und ortsauflösten Energiebedarfe sowie der lokalen Energiebereitstellung. Unter Beachtung des möglichen Technologieportfolios zur Deckung der Energiebedarfe muss dieses modelliert werden. Das Technologieportfolio umfasst gegebenenfalls Speichertechnologien, die Bedarf und Bereitstellung von Energie zeitlich entkoppeln sowie externe Energiebezüge. Hinzu kommen Methoden der Einsatzplanung dieser Flexibilitäten, wie auch die Unterteilung der Einsatzplanung nach den unterschiedlichen Zielsetzungen der beteiligten Akteure zu berücksichtigen.

### **1.2.1 Energiebedarfe von Gebäuden**

Die Modellierung von Gebäude-Energiebedarfen und den entsprechenden Versorgungstechnologien wird nach den Anwendungszwecken der Energienutzung unterteilt. Modelle zum elektrischen Energiebedarf, insbesondere für verschiedene Haushaltsgeräte oder Beleuchtung, unterscheiden sich teils grundlegend von Modellen zum Wärme- oder Warmwasserbedarf von Wohngebäuden. Top-Down-Modelle, die z.B. der Regionalisierung aggregierter Bedarfe dienen, nutzen die Zuweisung durchschnittlicher Energiebedarfe und Standardlastprofile zur Darstellung der zeitlichen Charakteristika des jeweiligen Energiebedarfs, z.B. zu Zwecken der Abrechnung [Fün00], [Hel03]. Sie eignen sich nicht zur Betrachtung einzelner oder weniger Gebäude, da charakteristische Verbrauchssprünge oder individuelle Einflüsse der Gebäudeausstattung nicht berücksichtigt werden können [Ess12], [Wid12], [Wil13a]. Für derart höher aufgelöste Betrachtungen werden Bottom-Up-Modelle verwendet, die aus demographischen und statistischen Daten Bedarfsprofile erstellen. Bottom-Up-Modelle haben den Vorteil, auch Veränderungen in den soziotechnischen Systemen, in denen der Energiebedarf auftritt, abbilden zu können [Gal13], [Mur13]. Somit sind sie nicht nur zur Simulation unter heutigen Rahmenbedingungen geeignet, sondern auch für Fragestellungen in zukünftigen Szenarien nutzbar. Relevante Veränderungen des soziotechnischen Systems der

Wohngebäude umfassen Veränderungen in der Demographie, der technischen Ausstattung der Haushalte und Veränderungen des energierelevanten Verhaltens [Gra11], [Pfl11], [Bar12].

### **Elektrischer Energiebedarf**

Die Modellierung des elektrischen Energiebedarfs von Wohngebäuden wird zum einen durch die Rahmenparameter des soziotechnischen Systems bestimmt. Diese sind demographische Faktoren wie typische Haushaltsgrößen in Kombination mit der technischen Ausstattung der Haushalte, die für die verbrauchsrelevantesten Geräte heute gut bekannt ist. Aufbauend auf dieser Datengrundlage kann das Nutzungsverhalten der Haushalte modelliert werden.

Für Aussagen zu zeitlich und örtlich hochaufgelösten Betrachtungen, wie sie die Einsatzplanung dezentraler Energieanlagen (DEA) erfordert, werden detaillierte Strom- und Wärmebedarfsprofile benötigt [Ric08]. Da gemessene Profile im Allgemeinen nicht vorliegen und für Bewertungen des Verteilungsnetzes u.U. nicht ausreichend sind<sup>5</sup>, sollten synthetische Lastprofile genutzt werden. Standardlastprofile, die für die Abrechnung und Bilanzierung von Kleinverbrauchern eingesetzt werden, sind dafür nicht geeignet, da sie die typischen Lastsprünge individueller Profile nicht abbilden [Eng00]. Die Forderung nach detaillierten synthetischen elektrischen Haushaltslastprofilen bedeutet, dass in Modellen stets die "aktivitätsbedingte Stochastizität" ([Lün12], S. 21) des privaten Stromverbrauchs beachtet werden muss. Denn die Gerätenutzung einzelner Haushalte im Tagesverlauf ist grundsätzlich von den Routinen und „impliziten Kosten“ des Haushaltes abhängig [Gre00], [Car14]. Allgemein sollten synthetische Lastprofile eine Untergliederung nach verschiedenen Haushaltsgrößen sowie die Berücksichtigung wochentäglicher und saisonaler Unterschiede des Strombedarfs abbilden können [Mur13]. Modelle, die diese Forderung erfüllen, stützen sich entweder auf statistische Abbildungen des gerätescharfen Stromverbrauchsverhaltens privater Haushalte [Dic15], [Str14], [Zei14], [Cap94], [Yao05], [Jar08], [Sto05] oder basieren auf Zeitverwendungsdaten, denen eine Gerätenutzung zugeordnet wird [Ric10b], [Wid10], [Mur13], [Wil13b].

Die Nutzung der Zeitverwendungsdaten soll sicherstellen, dass der mit verschiedenen Tätigkeiten einhergehende Energiebedarf entsprechend des tatsächlichen Verbraucherverhaltens aufeinanderfolgt und die parallele Nutzung von Geräten repräsentativ abgebildet wird. Die Nutzungsroutinen individueller

---

<sup>5</sup> Eine reine Verwendung von Messdaten trifft für den gemessenen Zeitraum für die Bewertung zu, sollte aber nicht Grundlage von z.B. Zukunftsszenarien sein.

Haushaltsmitglieder sind die Grundlage dieser Daten. Für die Modellbildung werden Übergangswahrscheinlichkeiten von einer Tätigkeit zur nächsten definiert, und mittels Markov-Ketten zufällige Tätigkeitsprofile erzeugt [Ric08], [Wid10], [Mur13], [Wag16]. Den Tätigkeiten sind Gerätenutzungen fest oder zufällig zugeordnet, aus denen sich dann das elektrische Lastprofil ergibt. Das feste und – aufgrund der aufwändigen Datenerhebung von Zeitverwendungsdaten – begrenzte Set an Grundlagendaten ist jedoch ein Kritikpunkt solcher Modelle [Wil13a]. Die Veränderung von Nutzungsroutinen durch veränderte Rahmenbedingungen können durch Modelle auf Basis von Zeitverwendungsdaten nicht abgebildet werden.

Statistische Modelle ermitteln die Gerätenutzung entsprechend typischer Nutzungszeiten, -dauern und -häufigkeiten. Dabei können, je nach Implementierung, auch Abhängigkeiten der Gerätenutzung von vorhergehenden anderen Nutzungen berücksichtigt werden und Parallelnutzungen verschiedener Geräte ergeben sich zufällig [Str14], [Cap94]. Je nach Implementierung werden die sich ergebenden Lastprofile auf Basis fester Nutzungsroutinen oder auf vollständig stochastischer Nutzungszuweisung der Haushaltsgeräte erstellt. Bei vollständig stochastischer Implementierung ist die Ähnlichkeit der Tagesprofile geringer ausgeprägt.

### **Thermischer Energiebedarf**

Der thermische Energiebedarf von Gebäuden hängt neben gebäudespezifischen Einflussfaktoren wesentlich vom Verhalten der Bewohner ab. Er kann mit etablierten Methoden abgeschätzt [DIN11] und mittels Standardlastprofilen [Hel03] oder Referenzlastprofilen [VDI08] in Wärmebedarfsprofile umgerechnet werden.

Sowohl Standard- als auch Referenzlastprofile stellen eine Näherung des zeitlichen Verlaufs des tatsächlichen Bedarfs bereit, da zeitliche Abhängigkeiten individueller Eigenschaften der Gebäude (solare/ innere Warmegewinne; thermische Trägheit) vernachlässigt werden. Sie bilden typische Verhaltensmuster des Wärmebedarfs, die deutlich homogener und stabiler sind als elektrische Bedarfsprofile, ab [Gal13]. Im Gegenzug ermöglicht die Gebäudesimulation die Berücksichtigung individueller Gebäudeeigenschaften und stellt somit realitätsnähere Wärmebedarfsprofile zur Verfügung, die trotz allem synthetisch bleiben müssen, wenn nicht eine detaillierte Analyse des betrachteten Gebäudes inklusive seiner Nutzungszonen und baulichen



Eigenschaften erfolgt<sup>6</sup>. Solche Simulationsmodelle verwenden die Analogie thermischer und elektrischer Netzwerke, um die Gebäude einfach abbilden zu können [Cra87], [Käm07], [Par13], [Lau14]. Da Fehler in der Berechnung synthetischer Wärmelastprofile zumeist der Datenerhebung zugerechnet werden können, sind einfache Modelle mit wenigen Eingangsparametern zulässig [Erh07]. Die relevanten Parameter, die hohen Einfluss auf den Wärmebedarf und seinen zeitlichen Verlauf haben, sind Luftwechselverluste durch manuelle Lüftung und Infiltration, die Innenraum- sowie Außentemperatur sowie die Wohnfläche und die thermische Qualität des Gebäudes [Haa98], [Gal13], [Fuc12]. Die nutzerabhängigen Parameter (Innenraumtemperatur und Lüftungsverhalten) sind mögliche Gründe dafür, dass die berechneten Wärmebedarfe insbesondere bei Altbauten nicht mit gemessenen Verbrauchsdaten der Heizungen übereinstimmen [BMV12b], [Ost15]. Die festgestellten Abweichungen schwanken in der Literatur zwischen 50% bis zu 600% in Einzelfällen [Log03], [Sun12].

### **Energiebedarf für Trinkwarmwasser**

Modelle des Trinkwarmwasserbedarfes sind vergleichbar mit denen zur Abbildung elektrischer Bedarfsprofile, eine einfache Abbildung ist aber ebenso über Referenzlastprofile wie bei der Raumwärme möglich [VDI08]. Somit kann der Trinkwarmwasserbedarf neben aus Zeitnutzungsdaten erstellten zufälligen Profilen [Wid09] ebenso zufällig aus statistischen Daten abgeleitet werden [Str14]. Während die im Jahresverlauf schwankende Kaltwassertemperatur anschaulich eine saisonale Schwankung des Endenergiebedarfs für die Warmwasserbereitstellung verursacht, zeigt sich in Messungen, dass der Trinkwarmwasserverbrauch unabhängig von der Außentemperatur ist [Ost15]. Anteilig wächst hingegen der Endenergiebedarf für die Warmwasserbereitstellung mit zunehmendem energetischen Standard des zu versorgenden Gebäudes [Kau02]. Tatsächlich zeigen Untersuchungen des Warmwasserbedarfs, dass die individuellen Unterschiede zwischen ähnlichen Gebäuden unter Eliminierung des Witterungseinflusses beim Trinkwarmwasserbedarf stärker sind als für Raumwärme- und Strombedarf [Dub07]. Demographische Einflüsse und die technische Ausstattung der Haushalte beeinflussen den Warmwasserbedarf nachweislich [Fra13]. Durch den eher geringen Witterungseinfluss und die mögliche Nutzung dezentraler elektrischer Systeme zur Warmwasserbereitung [Sta06] ist eine Modellierung in

---

<sup>6</sup> Selbst bei detaillierter Kenntnis der Baumaterialien und Abmessungen bleiben Toleranzen bestehen, die einen hohen Einfluss auf die zur Modellierung verwendeten Kennwerte haben [BMV12a].

Annäherung an Modelle des elektrischen Bedarfs zweckmäßiger als eine Anlehnung an Modelle des Raumwärmebedarfs.

### **Gebäudegebundene Erzeugung von Wärme und Strom**

Die Versorgung der elektrischen und thermischen Energiebedarfe von Gebäuden kann mit einem breiten Technologieportfolio an Heizungs-, Eigenerzeugungs- und Speichertechnologien sowie unter Ausnutzung öffentlicher Netzinfrastruktur geschehen. Ein umfassendes Portfolio von verschiedenen, sich u.U. ergänzenden dezentralen Energieanlagen muss neben Heizungen (fossil, elektrisch, regenerativ, Mischformen) und u.U. dezentralen Trinkwarmwasserbereitern auch dezentrale regenerative Erzeuger, insbesondere Photovoltaik, und Energiespeicher für thermische sowie elektrische Energie umfassen. Ergänzend können Elektrofahrzeuge als zusätzliche elektrische Lasten bzw. Energiespeicher in das Portfolio mit aufgenommen werden. Die Vielzahl von Technologien und Kombinationen innerhalb des Technologieportfolios erklärt die in der Literatur übliche Beschränkung des Portfolios oder der untersuchten Akteurs-Perspektiven [Fal17], [Sal17].

### **1.2.2 Potentiale von Smart Home Flexibilitäten**

Anschließend an die Modellierung der Gebäude-Energiebedarfe stellt sich die Frage nach deren Flexibilität. Technische Potentiale der Lastflexibilisierung (Demand Response, Demand Side Management, Lastverschiebung, Spitzenlastsenkung etc.) werden für verschiedene Sektoren, für verschiedene regionale Bezugsräume und nach unterschiedlichen Methoden definiert. Für die Begriffsdiskussion und die in dieser Arbeit verwendete Definition der Flexibilität sei auf Abschnitt 2.2 verwiesen.

### **Flexible Technologien und ihr Potential zur Veränderung ihres Einsatzes**

Flexibel einsetzbare Gebäudetechnologien weisen zumeist eine Speichermöglichkeit irgendeiner Art auf. Zumeist werden elektrische Speicher (Batterien, Elektrofahrzeuge), thermische Speicher (Kühlgeräte, Heizung, thermische Gebäudemasse) und nicht-energetische Speicher (Weiße Ware) unterschieden. Nur wenige Arbeiten beschäftigen sich mit der Flexibilisierung von Haushaltstechnologien, die nicht über eine Speichermöglichkeit verfügen, da deren Flexibilisierung einen Eingriff in die Nutzungsroutinen der Gebäudebewohner bedeutet [Car14]. Gemeinsam ist allen gebäudebezogenen flexiblen Technologien die Verortung in Wohn- oder Nichtwohngebäuden und somit im Verteilungs-, insbesondere im Mittel- und Niederspannungsnetz.

### *Elektrische Speicher*

Haushaltstechnologien mit elektrischer Speicherfähigkeit sind Batteriespeicher oder Elektrofahrzeuge (BEV, PHEV, Pedelecs). Batteriespeichersysteme werden aus verschiedenen Nutzungsperspektiven im Energiesystem untersucht [den17], [Mos15a], [Was15]. Gebäudebezogene Batteriespeicher, die zur Selbstverbrauchsmaximierung betrieben werden, bieten negative und positive Flexibilität, indem sie eigenerzeugten Strom aufnehmen, wenn er nicht im Gebäude verbraucht werden kann, und den Haushaltslasten zu späteren Zeiten wieder zur Verfügung stellen. Die Dauer und Leistung der Flexibilitätsbereitstellung von Batteriespeichersystemen ist abhängig von ihrem Ladezustand und steht instantan zur Verfügung [ISE16].

Speicher der Elektrofahrzeuge müssen in Vorbereitung auf ihre eigentliche Nutzung geladen werden. Die Ladung ist bei ausreichend langen Standzeiten zeitlich flexibel [Gil15], [Sch18]. Theoretisch besteht auch die Möglichkeit, dass aus den Fahrzeugbatterien Energie zurückgespeist werden kann („Vehicle-to-Grid“ [Rat13]). Ohne Einschränkung der zur Rückspeisung zur Verfügung gestellten Batteriekapazität erhöhen sich die Lade-/ Entladezyklen der Batterie und die Alterung wird beschleunigt. Die Ladeleistung steht flexibel für das Minimum aus Lade- und Standzeit zur Verfügung und ist innerhalb dieser Zeitspanne mit sehr kurzer Reaktionszeit verschiebbar, sofern ein vorher definierter Mindestspeicherstand erfüllt wird. Die Verschiebung stellt positive Flexibilität bereit, die Erhöhung des Speicherstandes auf mehr als den Mindestspeicherstand bietet negative Flexibilität.

### *Thermische Speicher*

Haushaltstechnologien mit thermischem Speicher umfassen elektrische Heizungs- oder Warmwassersysteme sowie Klimaanlage, die einen thermischen Speicher haben oder Temperaturschwankungen der konditionierten Gebäudezone als Speicher nutzen können, und Kühlgeräte. Bei den Kühlgeräten werden die Kompressoren getaktet, von Temperaturfühlern gesteuert betrieben. Die Last von Kühlgeräten kann erhöht werden, indem Kompressoren bis zur niedrigsten zulässigen Kühlguttemperatur eingeschaltet werden. Eine Senkung der Last ist durch die Abschaltung von laufenden Kompressoren bis zur höchsten zulässigen Kühlguttemperatur möglich. Die Zeiträume, in denen diese Flexibilität zur Verfügung steht, ist abhängig vom Kühlgut des Kühlgerätes sowie seiner Wärmeisolation, wobei die negative Flexibilität bei höherer Leistung für kürzere Zeiten verfügbar ist als die positive [den10], [Koc09], [Sta07], [Sta06].

Die Flexibilität von Wärme/Kälte-Strom-Systemen hängt von der Betriebsweise des Systems sowie dem nutzbaren Wärmespeicher ab. Im bivalenten Betrieb kann

ein Wärme-Strom-System u.U. auf einen anderen Brennstoff wechseln und so Flexibilität bereitstellen. Im monovalenten Betrieb ist Flexibilität nur innerhalb der Modulationsgrenzen des Wärmeerzeugers vorhanden und muss durch einen Wärmespeicher unterstützt werden. Die Flexibilität des Wärmespeichers ist vom Füllgrad (Temperatur) sowie von den Witterungsbedingungen bestimmt und somit auch zeit- und saisonal abhängig [Boß15b], [Spi13]. Soll die Bausubstanz des Gebäudes als thermische Speichermöglichkeit genutzt werden, hängt die Flexibilität des Heizungseinsatzes von der Bauart des Gebäudes ab [Buk07]. Die Flexibilität kann nur innerhalb der Grenzen des Wärmespeicherfüllstands und der Gebäudesubstanz angeboten werden. Die Richtung der Flexibilität hängt jeweils von der Art des Wärme-/ Kälte-Strom-Systems ab. Wärme-Strom-Systemen wird durch ihre relativ hohe Leistung das höchste Flexibilisierungspotential im Wohngebäudesektor zugeschrieben [den10].

Die Trinkwarmwasserbereitung kann in ein zentrales Heizungssystem integriert sein und so innerhalb der Grenzen des Trinkwarmwasserspeichers flexibel betrieben werden. Als dezentrale Trinkwarmwasserbereitung existieren Durchlauferhitzer sowie Kleinspeichergeräte. Durchlauferhitzer bieten keine Flexibilität, da sie typischerweise keine Möglichkeit zur Speicherung des von ihnen bereitgestellten Warmwassers haben. Kleinspeichergeräte können im Rahmen der frei verfügbaren Speicherkapazität flexibel eingesetzt werden. Ihre Charakteristik ist mit der der Kühlgeräte vergleichbar. Ihnen wird aufgrund des geringen Speichervolumens, im Gegensatz zur zentralen elektrischen Warmwasserbereitung, keine nutzbare Flexibilität unterstellt [Sta06].

### *Nicht-Energetische Speicher*

Haushaltstechnologien, deren Einsatz verschoben werden kann, weil sie über nicht-energetische Speichermöglichkeiten verfügen, sind Geräte der Weißen Ware: Spül- und Waschmaschinen sowie Trockner. Ihre Lastgänge und betrieblichen Lastspitzen sind von den durch die Nutzer eingestellten Programmen vorgegeben. Ihre flexible Leistung kann also weniger als die Anschlussleistung betragen und verändert sich über die Laufzeit der Geräte. Angaben zu Verschiebezeiten schwanken zwischen 2,5 h für Spülmaschinen und 3-9 h oder gar symmetrisch für 24 h für Waschmaschinen und Trockner, wobei der Einsatz letzterer von dem der Waschmaschinen abhängt [Pau09], [Stö11], [Gro13], [RWE13]. Das Potential zur Verschiebung ist aber wiederum abhängig von der Bereitstellung durch den Nutzer. Diese ist abhängig von der Tageszeit sowie von saisonalen oder witterungsbedingten Einflüssen [Hin17a], [Boß15a], [Dic15], [den10], [Sta08b]. Als zusätzliche Einschränkung kommt die Verknüpfung der Geräte mit Nutzungsroutinen hinzu, wodurch auch die Anwesenheit einzelner Personen die Bereitstellung der Flexibilität beeinflusst

[Car14]. Die Notwendigkeit, den von einem Zeitpunkt verschobenen Einsatz eines Gerätes zu einem anderen Zeitpunkt nachzuholen, stellt eine intertemporale Abhängigkeit dar, die für Einsatzplanungen die Komplexität des Problems erhöht [Su07]. Neben der Verschiebung des Einsatzes kann die weiße Ware auch über die Unterbrechung laufender Einsätze positive Flexibilität für kurze Zeitspannen bereitstellen [Kir03]. Dieses Flexibilitätspotential ist denselben zeitlichen Einschränkungen unterworfen wie der ununterbrochene Einsatz. Die maximale Unterbrechungsdauer ohne Rebound-Effekt beträgt wenige Minuten.

Neben den theoretisch flexiblen Haushaltstechnologien werden in Feldtests auch Haushaltsgeräte für flexible Einsätze genutzt, die fest mit einer Nutzertätigkeit verknüpft sind und keine typischen Geräte für Demand Response darstellen (Kochgeräte, Bügeleisen) [Car14]. Die Dimmung von Licht wird nur äußerst selten für eine Lastsenkung in Betracht gezogen [Nes07a].

### **Modellierung von Lastflexibilitäten**

Die Modellbildung der flexibel einsetzbaren Lasten wird in verschiedener Weise umgesetzt. Eine einfache Umsetzung zur Abbildung globaler Flexibilitäten, die für den gesamten Untersuchungsbereich gelten, stellt die Bestimmung eines negativen und positiven Flexibilitätspotentials dar, welches von der Einsatzplanung abgerufen werden kann [Ada11], [Bab14], [Boß15a]. Eine alternative Umsetzung, welche verschiebbare Lasten realitätsnäher abbildet, ist die Abbildung über synthetische „Lastblöcke“, die innerhalb festgelegter Grenzen verschoben werden können [Stö12], [Pfe15]. Lokale Einschränkungen der Flexibilität können durch die Modellierung als „virtueller Speicher“ abgebildet werden, dessen Speichergröße und -verfügbarkeit abhängig von der Art der Lastflexibilität ist [Gil15], [Pel16]. Letzteren beiden Ansätzen ist gemein, dass sie sich für die Abbildung von Geräten der Weißen Ware eignen und deren Profile abbilden können.

### **1.2.3 Einsatz von Smart Home Flexibilitäten**

Flexibel einsetzbare Technologien werden in der Literatur für die unterschiedlichsten Einsatzfelder diskutiert. Aus Perspektive des überlagerten Systems werden Last- und Residuallastglättung angestrebt, auch eine Bereitstellung von Regelleistung oder anderen Systemdienstleistungen wird postuliert. Aus Marktperspektive sollen Strompreise gesenkt oder Erneuerbare Energien in den Markt integriert werden [Boa13b]. Weitere Perspektiven werden durch die Möglichkeit des Bilanzkreisausgleichs mittels flexibler Technologien sowie durch die Selbstverbrauchsmaximierung von Prosumer-Haushalten eröffnet. Diese Vielzahl an möglichen Einsatzzwecken und damit verbundenen Stakeholdern und ihren Interessen erschwert mitunter die Diskussion des

Flexibilitätseinsatzes, da die Allokation des Nutzens durch den Flexibilitätseinsatz nicht immer trivial ist [Str08].

Aufgrund der Verortung der Smart Home-Flexibilitäten in der Niederspannungsebene des Verteilungsnetzes werden die Einsatzzielsetzungen der Flexibilitätsplanung für drei mögliche Stakeholder der Flexibilitäten untersucht. Zunächst muss die Perspektive der Wohngebäude selbst in Betracht gezogen werden. Alternativ werden die Einsatzziele für Aggregatoren, die die Smart Home-Flexibilitäten in lokalen Verbünden planen, betrachtet. Die dritte relevante Perspektive untersucht die Nutzung der Flexibilitäten durch den Verteilungsnetzbetreiber. Für alle drei Stakeholder werden Verfahren zur Einsatzplanung nach ihrer Methodik sowie ihren Zielsetzungen und Beschränkungen betrachtet.

### **In Wohngebäuden**

Der Einsatz von Smart Home-Flexibilitäten in Wohngebäuden selbst ist aus finanzieller wie „ökologischer“ Motivation der Bewohner heraus insbesondere zur Maximierung des Selbstverbrauchs von regenerativer Eigenerzeugung interessant. Mit dem Erreichen der Netzparität von Photovoltaikanlagen sowie aufgrund des geringen Zuschlags für KWK-Anlagen ist der Selbstverbrauch des erzeugten Stromes wirtschaftlich attraktiver als die Nutzung einer Einspeisevergütung [Fra18]. Je nach Anlagenkonfiguration, Tarifgestaltung und möglicher Förderung kann ein Batteriespeicher zur Selbstverbrauchsmaximierung heute schon wirtschaftlich sein [Str13a]. Auch Power-to-Heat stellt eine Flexibilitätsoption zur Selbstverbrauchsmaximierung dar [Kre16a], [Bec17].

Modelle zur Einsatzplanung von flexiblen Technologien in Gebäuden entstammen z.B. der Gebäudeenergiesimulation und untersuchen vorrangig unterschiedliche Betriebsweisen von Heizungen [Buk07], [LeD16]. Weniger an der Wärmeversorgung orientierte Simulationsansätze fokussieren auf den Einsatz von elektrischen Speichern oder flexiblen Lasten zur Erhöhung des Selbstverbrauchs regenerativer Erzeugung [Ago16], [Hin17b], [Lut15]. Optimierungsmodelle streben für einzelne oder mehrere Gebäude eine Minimierung der Energieversorgungskosten an [Kre16a]. Die Zielsetzung minimaler Energieversorgungskosten wird häufig mit einer Untersuchung zeitlich variabler Tarife kombiniert [Pae13], [Hon15]. Die zeitliche Auflösung, die berücksichtigten Technologien und der Planungshorizont sind weitere Unterscheidungsmerkmale unterschiedlicher Einsatzplanungswerkzeuge, wodurch bei der Zielsetzung der Maximierung des Selbstverbrauchs lokal erzeugten Stromes teils gravierende Abweichungen entstehen können [Wri07].

Die Simulation des Einsatzes von Smart Home-Flexibilitäten wird insbesondere für die Selbstverbrauchsrechnung von gebäudeeigener Erzeugung durchgeführt. Die verfügbaren Modelle ermöglichen unterschiedliche Konfigurationen der technologischen Haushaltsausstattung. Neben flexibel einsetzbaren Haushaltslasten der Weißen Ware [Wid14], [Hin17b] liegt ein Hauptaugenmerk auf der Nutzung von Batteriespeichern zur Erhöhung des lokalen Verbrauchs von gebäudeeigener Stromerzeugung für Wohngebäude und gewerbliche Verbraucher [Mos15b], [Mer16]. Als weitere Flexibilitäten werden Elektrofahrzeuge mit verschiebbaren Ladevorgängen betrachtet [Nob16]. Alternativ zu diesen werden Power-to-Heat-Ansätze mittels Wärmepumpen oder Heizstäben analysiert [Ago16], [Sal16a], [Ang19].

Optimierungsmodelle zur Einsatzplanung der Flexibilitäten in Gebäuden mit dezentraler Entscheidungsinstanz sind zumeist kombinierte Einsatz- und Ausbauplanungsmodelle, bei denen über die Abbildung des optimalen Einsatzes der Technologien über deren Wirtschaftlichkeit im Gebäude entschieden wird [Bec17], [Kas16]. Die Einsatzplanung wird sowohl mit linearen wie auch mit gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblemen abgebildet [Sch13]. Die betrachteten Technologien sind neben Photovoltaik, unflexibler Last und Batteriespeichersystemen auch Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge. Optimierungsmodelle zur Einsatzplanung der Flexibilitäten in Gebäuden, die nicht auf eine Bewertung von Ausstattungsvarianten abzielen, dienen der Abschätzung der Wirkung dynamischer Tarife [Sio12]. Der Optimierungshorizont muss stets größer sein als die größte Mindestlaufzeit der betrachteten Technologien und orientiert sich zumeist an den Fragestellungen der Einsatzplanung, z.B. aufgrund von marktlichen Bedingungen. Für diesen Zeitraum wird typischerweise perfekte Voraussicht angenommen, sodass das resultierende Optimierungsproblem deterministisch ist. Stochastische Optimierungsansätze existieren; die stochastische Optimierung wird jedoch nur eingeschränkt empfohlen [Ott15]. Die betrachteten zeitlichen Auflösungen reichen von 10 s bis zu 1 h [Bec16].

Die beiden Verfahrensansätze – Simulation und Optimierung – unterscheiden sich in der Informationsfülle, die für die Einsatzentscheidung der Technologien unterstellt wird. Die Simulation bildet z.B. dezentrale Lösungen ohne Informationsfluss ab, sodass regelbasierte Einsatzbeschränkungen abgebildet werden können, die auf lokalen Informationen basieren (Uhrzeit, Leistung), während die Optimierungsansätze einen Informationsaustausch oder lokale Technik voraussetzen, die eine Prognose von Einspeisung und Last ermöglichen.

Weiterhin ist bekannt, dass die Vergütungs-, Förderungs- und Tarifstruktur, in der Wohngebäude ihre energieverbrauchsrelevanten Entscheidungen treffen, die

Wirtschaftlichkeit von technologischen Lösungen – unabhängig von deren Einsatz oder damit korreliert – zunichtemachen kann. Veränderungen in der Leistungs- und Arbeitsbepreisung des Haushaltsstromtarifs oder der PV-Vergütung stellen somit kritische Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Heimspeichersystemen dar [Ago14], [Kas16], [Jäg13].

### **Einsatz von Smart Home Flexibilitäten in Märkten**

Der Markteinsatz von Smart Home Flexibilitäten wird zum einen in Systemstudien für geographisch große Gebiete untersucht [Pel16], [Fall16]: Die notwendige Aggregation von Potentialen für diese Betrachtungen reduziert die Anzahl betrachteter Flexibilitäten [Bab14] oder deren räumliche Zuordnung [Boß15a], die insbesondere bei Power-to-Heat-Anwendungen das Potential beeinflusst [Rat15], [Mül16]. Auch werden Flexibilitäten nicht technologiespezifisch [Gör14] oder nur als aggregierte Bedarfskurve modelliert [Gil15], [Öko16]. Eine derart aggregierte Modellierung erlaubt zwar, rudimentäre Aussagen aus Systemsicht zu treffen, eine Bewertung der Flexibilität kann dadurch aber nicht abgeleitet werden.

Zum anderen betrachten Analysen Virtueller Kraftwerke<sup>7</sup> Smart Home Flexibilitäten differenziert in regional feinerer Auflösung [Sow14], [Pol15]. In einem Virtuellen Kraftwerk, dessen Ziel die Deckungsbeitragsmaximierung des Verbundes ist, können Flexibilitäten von Verbrauchern und Speichern zur Einhaltung der Marktfahrpläne ausgenutzt werden. Neben der Vermarktung eines Fahrplans können VPP auch Regelleistung bereitstellen – eine Vermarktungsoption, die aufgrund der eher kurzen Leistungsabrufe für Flexibilitäten empfohlen wird [Kup06], [Rat13], [Mei14]. Da das Optimierungsziel eines virtuellen Kraftwerks meist nicht mit der „lokal optimalen“ Fahrweise einer Einzelanlage übereinstimmt [Büh08], sind bei der Einsatzplanung von Smart Home Flexibilitäten in virtuellen Kraftwerken Abweichungen zwischen dem für das Smart Home und dem für das virtuelle Kraftwerk optimalen Einsatz zu erwarten.

Virtuelle Kraftwerke brauchen Regelungstechnik und Kommunikation mit jeder angeschlossenen Technologie, wodurch der Datenschutz bedacht werden muss [Mol11]. Der zentralen Planungsinstanz eines virtuellen Kraftwerks werden zur Minderung der IKT-Anforderungen auch dezentrale Einsatzplanungen

---

<sup>7</sup> Virtuelle Kraftwerke (VPP) verbinden verteilte Erzeuger, Verbraucher und Speicher mittels Leitechnik, um ihren Einsatz im Sinne eines zentralen Zieles zu optimieren [Büh08].



entgegengestellt, die z.B. über agentenbasierte Modellierung Marktfahrpläne aushandeln oder lokal auf variable Preissignale eines Aggregators reagieren [Kok12], [Nes07b].

Der Markteinsatz von Flexibilitäten kann zu hohen Gleichzeitigkeiten führen, die aus Netzperspektive die Gefahr von Betriebsmittelüberlastungen bergen [Str08], [Ago14], [Sch15a]. Um dem entgegenzuwirken, kann die lokale Netzsituation in der Einsatzplanung berücksichtigt werden [Pol17].

### **Einsatz von Smart Home Flexibilitäten in Verteilungsnetzen**

Der Einsatz von Smart Home Flexibilitäten in Verteilungsnetzen wird vorrangig für zwei Zielsetzungen untersucht: Neben der Berücksichtigung von Flexibilitäten im Netzbetrieb, wodurch ein sicherer Netzbetrieb sichergestellt werden soll, werden Flexibilitäten in der Netzausbauplanung berücksichtigt, um wirtschaftlichere Ausbaupläne zu ermitteln [Koo16]. Die Zielsetzungen des sicheren Netzbetriebs fokussieren insbesondere auf die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes neben der Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung oder der Minderung von Netzverlusten. Hierzu soll der Lastverlauf des Verteilungsnetzes vergleichmäßigt werden, sodass Netzbetriebsmittel kostenoptimal genutzt werden [Bel12]. Dezentrale Methoden zum verteilungsnetzkonformen Einsatz von Smart Home Flexibilitäten können rein auf die Veränderung der Regelungstechnik der Anlagen fokussiert sein. So kann durch spannungsabhängige Wirkleistungs- oder Blindleistungsvorgaben die Netzintegration dezentraler Erzeuger mit Wärme-Strom-Anlagen unterstützt werden [Dal16]. Auf ähnliche Weise werden Algorithmen zur dezentralen Primärregelleistungsbereitstellung mit thermostatgeregelten Lasten implementiert, wobei eine Abstimmung der flexiblen Lasten untereinander für einen hierarchischen Einsatz sorgt [Kup08].

Insbesondere in Hinblick auf die Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen soll mit Hilfe der Flexibilitäten die Residuallast<sup>8</sup> eines Gebäudes oder Versorgungsgebietes geglättet werden [Yin11], [Boa13a]. Ohne spezifischen Fokus auf Smart Home Flexibilitäten werden insbesondere

---

<sup>8</sup> Als (positive) Residuallast ist der Anteil der elektrischen Last definiert, der nicht mehr durch erneuerbare Erzeuger gedeckt wird und somit von konventionellen Kraftwerken oder Speichertechnologien bzw. Flexibilitäten versorgt wird [Pla12]. Auf lokaler Ebene – z.B. an einer Ortsnetzstation bzw. einem Umspannwerk – bezeichnet die Residuallast eines unterlagerten Netzes den Verlauf der Scheinleistungsnachfrage dieses Netzes. In erzeugungsdominierten Netzen kann die Residuallast auch negativ werden.

Batteriespeichersysteme simulativ zur Spannungsstützung oder zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen in Verteilungsnetzen untersucht [Hil13b]. Die Berücksichtigung von Smart Home Flexibilitäten in der Netzbetriebsführung unterstützt die Einhaltung sämtlicher Grenzen des sicheren Netzbetriebs [Goe17]. Um die Flexibilität von Wärme-Strom-Anlagen zu erschließen, werden aus Leistungsflussanalysen örtlich und zeitlich definierte Freigabequoten identifiziert, die den Energielieferanten mehr Freiheiten in der Beschaffung erschließen [Koo15].

Die Berücksichtigung von Flexibilitäten in der Netzausbauplanung soll einen Netzausbau „bis zur letzten kWh“ (vgl. [Was15]) vermeiden, um eine wirtschaftliche Abwägung zwischen Netzausbau und Netzintegration dezentraler Anlagen zu erreichen. Die Reduzierung von Netzausbaukosten steht im Fokus, wenn ein Flexibilitätseinsatz in Netzplanungsverfahren integriert wird [Koo16], [Ges17].

Die Berücksichtigung der Interessen verschiedener Akteure am Einsatz von Smart Home Flexibilitäten wird gelegentlich in Einsatzplanungen oder -simulationen einbezogen. Zumeist erfolgt eine Bewertung des primären Einsatzes des Flexibilitäten insbesondere aus der Perspektive des Verteilungsnetzbetreibers [Bru15]. Modifizierungen der Einsatzplanung von Smart Home Flexibilitäten, die primär von Gebäuden oder Aggregatoren eingesetzt werden, sollen negativen Folgen des primären Flexibilitätseinsatzes entgegenwirken. Um eine hohe Gleichzeitigkeit<sup>9</sup> des DEA-Betriebs durch eine marktorientierte Einsatzplanung zu vermeiden, werden individuelle Mikropreisänderungen für die Einsatzplanung genutzt [Rin10]. Neben der Erstellung marktoptimaler Fahrpläne für DEA in Verteilungsnetzen, werden synthetische Lastblöcke im Anschluss an die Fahrplanerstellung für die Spannungshaltung und das Engpassmanagement im Verteilnetz genutzt [Stö12]. Weiterhin werden Batteriespeichersysteme in Verteilungsnetzen für eine „multifunktionale Einsatzplanung“ untersucht, die Batteriespeicher über einen unabhängigen Speicherbetreiber sowohl an Spot- und Regelergiemärkten wie für Verteilungsnetzdienstleistungen (Spannungsstützung, Residuallastglättung) einsetzt [Was15]. Der Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Glättung der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen schränkt den Selbstverbrauch der Gebäude je nach Betriebskonzept nur wenig ein [Mos15a]. Der Einsatz von Wärme-Strom-Anlagen zur Behebung von Spannungsbandproblemen wird aufgrund möglicher Komforteinschränkungen

---

<sup>9</sup> Gleichzeitigkeit bezeichnet, welchen Anteil individuelle Peaklasten der einzelnen Anschlussnehmer an der Summenpeaklast eines Netzgebietes haben [Sch09], [Str08]

der Gebäude negativ bewertet [Arn16]. Die Abwägung zwischen den Beschaffungskosten des Energielieferanten und den Netzausbaukosten des Verteilungsnetzbetreibers durch den Ausbau von Smart Home Technologien zeigt, dass die Ziele beider Akteure einander nicht widersprechen müssen [Thi17].

Neben der Forderung nach einer zentralen Steuerungseinheit, die die Netzdienlichkeit des Flexibilitätseinsatzes sicherstellen soll [Wit13], werden auch dezentrale Lösungen [Ago14], [Mos15b] oder kombinierte Lösungen [Rin10], [Kok12], [Vas20] vorgeschlagen, die Zielsetzungen mehrerer Akteure berücksichtigen können sollen.

### **1.2.4 Ableitung des Forschungsbedarfs**

Die Analyse des Stands des Wissens zeigt, dass die Flexibilität der Smart Home Technologien für individuelle Einsätze bereits intensiv untersucht wird. Lücken bestehen im ausführlichen Vergleich der Flexibilität verschiedener Technologien und ihrer Interdependenzen. Dies beginnt bei der Modellierung der Flexibilitäten der gebäudebezogenen Energietechnologien. Aggregierte Flexibilitätspotentiale sind für eine Integration in lineare Optimierungsprobleme gut geeignet, erlauben aber nur eine begrenzte Abbildung individueller Einschränkungen der Flexibilität, die die besondere Herausforderung bei der Nutzung gebäudebezogener Flexibilitäten darstellen. Die Individualität der Flexibilitäten wird zudem bei der Modellierung wärmebezogener Flexibilitäten häufig außer Acht gelassen.

Die Analyse und Bewertung des Flexibilitätseinsatzes wird bisher nicht oder nur eingeschränkt vergleichend aus den Perspektiven der verschiedenen Akteure, die an dem Flexibilitätseinsatz Interesse haben, untersucht. Während Einsatzplanungen oder -simulationen existieren, die unter Fokussierung eines Hauptakteurs (zumeist ein Betreiber eines virtuellen Kraftwerks oder ein Verteilungsnetzbetreiber) Grenzwertvorgaben oder alternative Einsatzziele eines zweiten Akteurs integrieren, werden die Auswirkungen, die diese Zusammenführung von Akteuren ergibt, seltener untersucht.

Weiterhin werden in der Literatur verschiedene Verfahren zur Einsatzsimulation und Einsatzplanung von Smart Home Technologien vorgestellt. Ein Verfahrensvergleich geschieht in den meisten Quellen nicht. In Arbeiten, in denen ein Vergleich zwischen verschiedenen Simulations- oder Planungsverfahren erfolgt, konzentriert sich die Modellierung auf einzelne Technologien und erlaubt so keine Aussage zum Vergleich verschiedener Smart Home Technologien. Ein Verfahrensvergleich in der Einsatzsimulation bzw. -planung wird zudem selten

mit der Dimension der Akteure kombiniert, sodass die Verfahren auf die Einsatzziele der jeweiligen Akteure zugeschnitten bleiben.

In der Analyse und Bewertung des Einsatzes der Flexibilitäten von Smart Home Technologien aus Perspektive verschiedener Akteure und in einer diese Perspektiven berücksichtigenden Abwägung des Nutzens der Flexibilität liegt der Forschungsbedarf, den diese Arbeit adressiert.

### 1.3 Zielsetzung und Struktur

Die Analyse des Stands des Wissens der Energiesystemmodellierung zum Einsatz von Smart Home Flexibilitäten zeigt Lücken in der technologie- und akteursübergreifenden Untersuchung dieser Flexibilitäten. Insbesondere die Untersuchung kollidierender Nutzungsinteressen wird nicht betrachtet und die Abbildung wärmebezogener Flexibilitäten ist nur rudimentär umgesetzt.

Daraus ergibt sich als Ziel dieser Dissertation, ein Verfahren zu entwickeln, dass die umfassende Bewertung des wirtschaftlichen wie technischen Nutzens von Smart Home Flexibilitäten ermöglicht. Insbesondere sollen neben einer detaillierten Abbildung der Flexibilitätstechnologien die verschiedenen Einsatzpotentiale modelliert und untersucht werden. Die konkurrierende Nutzung der Flexibilität durch verschiedene Akteure soll ebenfalls abgebildet werden.

Als zentrale Forschungsaspekte der Dissertation ergeben sich die folgenden Fragen:

1. Welche gebäudebezogenen Energietechnologien bieten durch die Flexibilität ihres Einsatzes einen monetären Mehrwert für die Bewohner bzw. Nutzer der Gebäude?
2. Welchen Zusatznutzen können die Bewohner bzw. Nutzer aus der „Smart Home“-Nutzung der flexiblen Technologien gewinnen?
3. Welche Effekte auf die Residuallasten der Gebäude und Quartiere ergeben sich aus der Ausnutzung der Flexibilität der Technologien?
4. Wie stark beeinträchtigt die Nutzung der Flexibilität durch Dritte die individuellen Gebäude?

Zur Beantwortung dieser Fragen werden – nach einer umfassenden Aufbereitung der zur Modellierung von Gebäudetechnologien notwendigen Eingangsdaten für ein Modellquartier – Verfahren zur Einsatzbestimmung der Gebäudetechnologien entwickelt. Mit den entwickelten Simulations- und Optimierungsverfahren werden Berechnungen zur Bestimmung des Technologieeinsatzes unter verschiedenen Zielsetzungen durchgeführt. Die Zielsetzungen können dabei sowohl aus der Nutzerperspektive des Gebäudes sowie von gebäudeexternen Akteuren (Aggregatoren, Energiegemeinschaften, Verteilungsnetzbetreiber)

motiviert sein. Sowohl die Simulationen als auch die Optimierungsprobleme fokussieren die Erfüllung der Versorgungsaufgabe der Gebäude des Modellquartiers und somit die Einsatzentscheidung eines gegebenen Technologieportfolios. Mittels Simulationen der gebäudespezifischen Versorgungsaufgabe können der herkömmliche Technologieeinsatz sowie der Einsatz unter bestimmten Steuerungs-Parametrierungen aus der Nutzerperspektive des individuellen Gebäudes abgebildet werden. Für einen wirtschaftlich optimierten Einsatz der gebäudebezogenen flexiblen Technologien in Reaktion auf Informationen von außen im Sinne eines Smart Homes bzw. für den Einsatz in Gebäudeverbünden (Energiegemeinschaften) werden Optimierungsrechnungen genutzt.

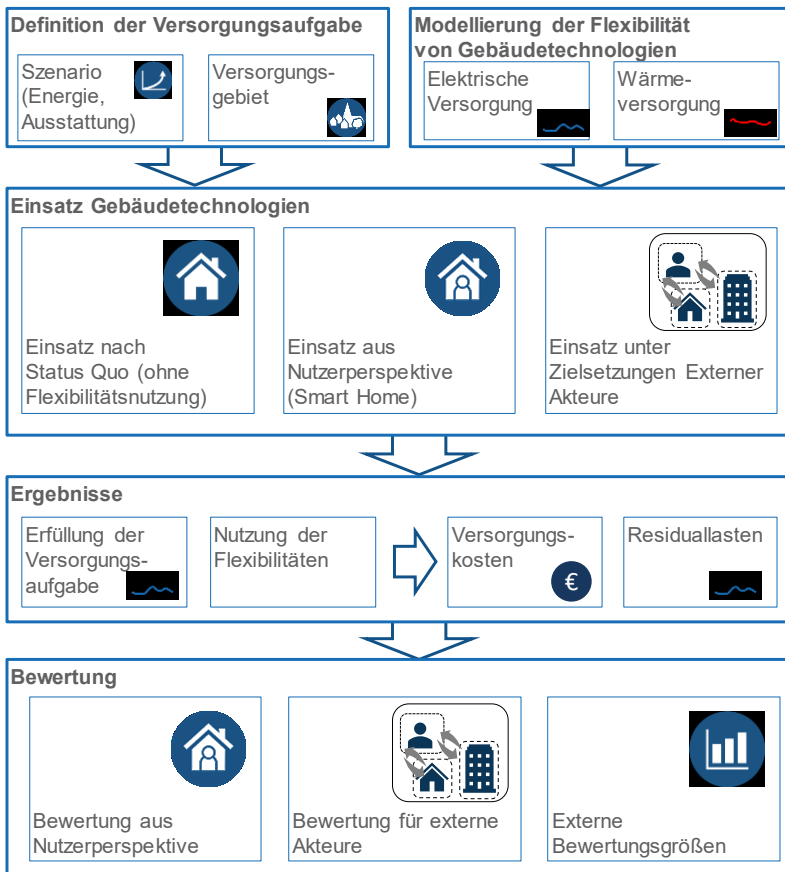


Abbildung 1-3: Struktur der Bewertungsmethodik für Smart Home Flexibilitäten

Wesentliche Unsicherheiten ergeben sich aus dem Technologieportfolio der einzelnen Gebäude, welches für die verschiedenen Einsatzplanungen (Simulationen und Optimierungen) konstant gehalten wird, sowie aus der unterstellten Kostenstruktur insb. für die Stromkosten der Gebäude. Diese Unsicherheiten werden als Sensitivitäten betrachtet, um ihren Einfluss erkennbar zu machen.



## 2 Analyse

Die Analyse der technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen des Einsatzes von gebäudebezogenen Energietechnologien dient als Grundlage der Parametrierung der Versorgungsaufgabe. Für diese Parametrierung ist die Betrachtung der Gebäudeenergiebedarfe in den verschiedenen zu versorgenden Endenergiekategorien notwendig. Zusätzlich erfordert die simulative Betrachtung auch die Parametrierung der gebäudebezogenen Energietechnologien inklusive der technologiespezifischen Freiheitsgrade und Restriktionen.

### 2.1 Energiebedarfe von Gebäuden

Wohngebäude sind in Deutschland für ca. 26% des Endenergieverbrauchs (29% in Europa) sowie ca. 25% des Stromverbrauchs verantwortlich [BMW20b], [Eur]. Mit zwei Dritteln des Endenergieverbrauchs ist die Raumwärmebereitstellung der wichtigste Energieverbraucher (vgl. Abbildung 2-1). Der Vorrang der Raumwärmebereitstellung ist im gewerblichen Sektor ähnlich, wenn auch mit knapp 50% geringer ausgeprägt. 20% des Endenergieverbrauchs der Haushalte können elektrischen Verwendungen – auch in der Wärmebereitstellung – zugeordnet werden. Klimakälte und nichtelektrische Prozesswärmebereitstellung sind mit 0,2% bzw. 0,1% die Anwendungsbereiche mit dem geringsten Endenergieverbrauch.

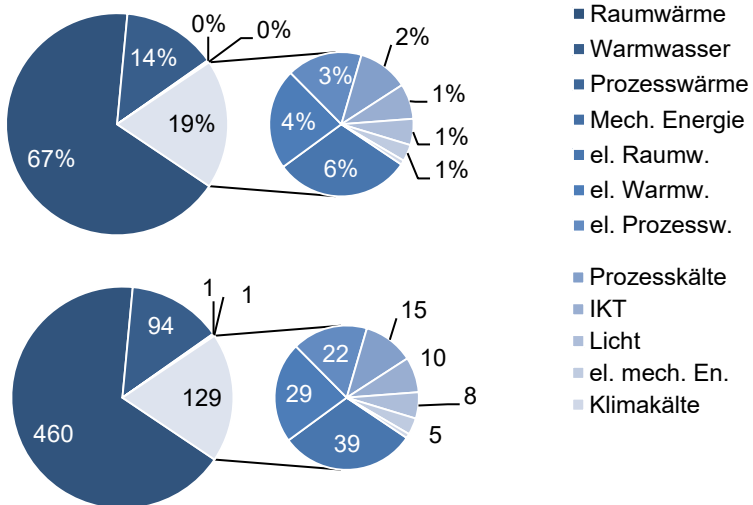
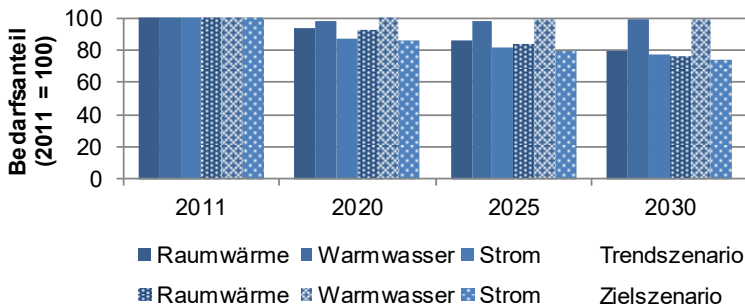


Abbildung 2-1: Endenergieverbrauch deutscher privater Haushalte nach Verbrauchskategorien in Prozent (oben) und TWh (unten) für 2019 [BMW20b]



Verschiedene Szenarien der zukünftigen Entwicklung des Energiebedarfs in Deutschland und Europa prognostizieren einen starken Rückgang des Energieverbrauchs für Raumwärme und elektrische Energie trotz einer steigenden Elektrifizierung des Wärmesektors (vgl. Abbildung 2-2). Warmwasserbedarfe bleiben vor allem dadurch konstant, dass elektrische Haushaltsgroßgeräte, die einen hohen elektrischen Bedarf für die interne Warmwasserbereitung haben (Geschirrspüler, Waschmaschine) durch den Anschluss an die Gebäude-Warmwasserversorgung Energie einsparen können.

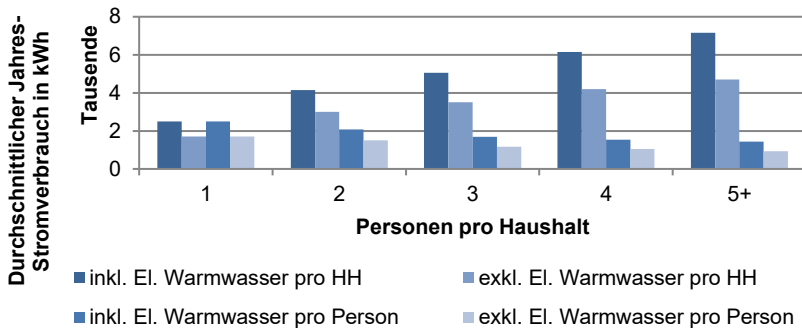


**Abbildung 2-2: Entwicklung der Wohngebäude-Energiebedarfe in Trend- und Zielszenario (gepunktet) der Referenzprognose für Deutschland in Prozent des Bedarfs 2011 [Pro14]**

Für die Modellbildung müssen die aggregierten Zahlen in relative, abbildbare Größen umgerechnet werden. So ergibt sich heute ein mittlerer elektrischer Bedarf pro Einwohner von 1300 kWh. Bei einer durchschnittlichen Haushaltsgröße von 2,05 Personen pro Haushalt entspricht dies 2660 kWh<sup>10</sup> (vgl. Abbildung 2-3). Aufgrund von sinkenden Einwohner- und eher steigenden Haushaltszahlen<sup>11</sup> sowie der in den Prognosen unterstellten technischen Effizienzsteigerung sinken diese Kennzahlen auf 1070 kWh/Person bzw. 2080 kWh pro Haushalt<sup>9</sup> im Jahr 2030 (im Trendszenario). Zur Ermittlung synthetischer probabilistischer Haushaltslastprofile sind diese Einsparungen wiederum auf gerätespezifische Ausstattungsveränderungen und Effizienzverbesserungen umzulegen.

<sup>10</sup> Jeweils ohne elektrische Raumwärme oder elektrische Warmwasserbereitung.

<sup>11</sup> Die Prognosen des statistischen Bundesamtes [Sta11] werden genutzt, um die Entwicklungen der Referenzprognose [Pro14] zu aktualisieren. Es ergibt sich eine durchschnittliche Haushaltsgröße von 1,95 Personen für 2030.



**Abbildung 2-3: Stromverbrauch je Haushalt und Haushaltsmitglied nach Haushaltsgröße mit und ohne elektrische Warmwasserbereitung [BDE16]**

Die Ausstattung der Haushalte mit Geräten der Weißen Ware ist gut dokumentiert, die Ausstattung mit Geräten der Informations- und Unterhaltungselektronik wird ebenfalls durch Statistiken erfasst [Sta16]. Aus diesen Statistiken geht eine Sättigung des Ausstattungsbestandes an Geräten der Weißen Ware sowie ein Anstieg der Ausstattung mit Geräten der Informations- und Kommunikationstechnik hervor. Entsprechend steigt auch der Anteil am Stromverbrauch durch Technologien der Informations- und Kommunikationstechnik sowie der Unterhaltungselektronik (27%), wohingegen der Verbrauch der Weißen Ware (37%) stagniert [BDE19].

Der elektrische Bedarf der Kleinverbraucher wird heute zum größten Teil über das öffentliche Stromnetz gedeckt. Für die Stromversorgung aus dem öffentlichen Netz werden Haushaltskunden nach einem Tarif abgerechnet, der sich aus einem pauschalen Grundpreis und einem Arbeitspreis in Abhängigkeit der bezogenen Energie berechnet (vgl. Tabelle 2-1). Der Grundpreis umfasst typischerweise die Kosten des Messstellenbetriebs sowie des Vertriebs und der Verwaltung. Auch Steuern und Abgaben, die nicht in Abhängigkeit der bezogenen Energie berechnet werden, sind im Grundpreis enthalten. Eine leistungsabhängige Staffelung des Grundpreises ist in Deutschland bei Kleinverbrauchern nicht üblich<sup>12</sup>. Wenn aufgrund der technologischen Ausstattung eines Gebäudes mehrere Stromzähler notwendig werden, erhöht die jeweilige Zählermiete den Grundpreis.

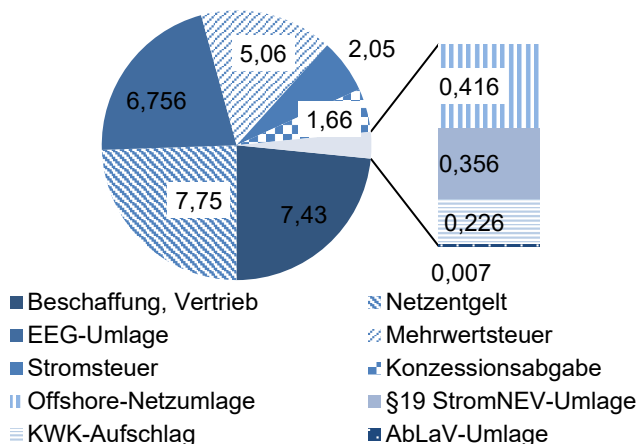
<sup>12</sup> Im europäischen Umland existieren leistungsabhängige Tarifkomponenten für Haushaltsverbraucher. An der Anschlussleistung der Verbraucher orientieren sich insb. niederländische oder skandinavische Kleinverbrauchertarife [eur16].

Insbesondere bei Eigenerzeugung oder Betrieb einer Wärme-Strom-Anlage kann mehr als ein Stromzähler benötigt werden.

	Grundpreis in €/a			Arbeitspreis in €/kWh			
	HH	GHD	WSA	HH	GHD	WSA HT	WSA NT
<b>2015</b>	100	104	70	0,2384	0,2362	0,1825	0,1640
<b>2020</b>	104	108	71,5	0,2685	0,2660	0,2022	0,1838
<b>2030</b>	110	117	76	0,2622	0,2669	0,2005	0,1800

**Tabelle 2-1: Exemplarische Netto-Tarifstrukturen für zwei Beispieljahre und ein 2030er Szenario (HH: Haushalt, GHD: Gewerbe, Handel, Dienstleistung; WSA: Wärme-Strom-Anlage, HT: Hochtarif, NT: Niedrigtarif)**

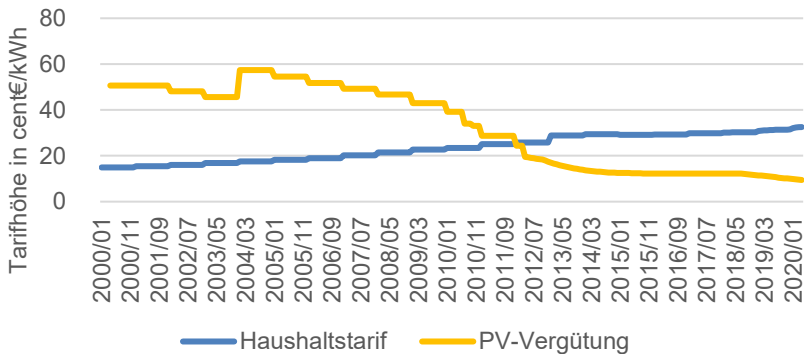
Durch die unterstellte Entwicklung der Großhandelspreise und der EEG-Umlage ergibt sich für 2030 ein um 10% höherer realer Strompreis im Vergleich zu 2011, dem Basisjahr der Szenarien [Pro14]. Im Vergleich zu der in Abbildung 2-4 dargestellten Höhe der EEG-Umlage von 46,7 €/MWh soll bis 2030 die Höhe der Umlage wieder sinken auf nur noch 36 €/MWh – und somit auf ein vergleichbares Niveau wie 2011.



**Abbildung 2-4: Zusammensetzung des durchschnittlichen Nettostrompreises für Haushalte von 31,7 cent€/kWh nach [BDE20]**

Die Eigenerzeugung elektrischer Energie mit Photovoltaikanlagen oder Blockheizkraftwerken – in Einzelfällen mit Heimspeichersystemen – wird

zunehmend in Anspruch genommen [ISE17], [Fra18]. Die Eigennutzung mittels Photovoltaik (PV) ist aufgrund der gesunkenen Einspeisetarife für in das Netz eingespeisten Photovoltaikstrom attraktiv. Die Entwicklung der Einspeise- und Haushaltsstromtarife ist in Abbildung 2-5 dargestellt. Es ist erkennbar, dass seit ca. 2012 die PV-Vergütung unter den Haushaltsstromtarif gefallen ist. Somit erwirtschaftet der Selbstverbrauch von Photovoltaikstrom höhere Erlöse für den Anlagenbetreiber als die Netzeinspeisung. Der Photovoltaik-Zubau ist seit 2014 unter den Zielkorridor des EEG gesunken. Dies hielt die Einspeisevergütung über einige Jahre nahezu konstant. Im aktuellen regulatorischen Rahmen wird die Wirtschaftlichkeit des Selbstverbrauchs durch die Belastung mit der EEG-Umlage<sup>13</sup> reduziert [Deu14].



**Abbildung 2-5: Entwicklung des durchschnittlichen Haushaltsstromtarifs sowie der Vergütungssätze für Photovoltaik-Dachanlagen <10 kW<sub>p</sub> (Stand: Oktober 2020 [Bun20], [BMW20b])**

Für eine Modellbildung der Stromerzeugung aus Photovoltaik (PV) sind die solare Einstrahlung auf die Module der Anlage sowie die Neigung der PV-Anlage neben den Moduleigenschaften die zentralen Modellparameter [Kre16b]. Für die Einsatzplanung relevant sind die sich aus einem solchen Modell ergebenden Zeitreihen der PV-Einspeisung. Für diese muss beachtet werden, dass die

<sup>13</sup> Der Selbstverbrauch von selbst erzeugtem Strom aus erneuerbarer Erzeugung wird mit 40% der EEG-Umlage belastet, für Anlagen <10 kW entfällt die Belastung für die ersten 10 MWh pro Jahr [Deu14]. Für Eigenversorgung mittels KWK-Anlagen muss die EEG-Umlage (40% für hocheffiziente KWK) ebenfalls gezahlt werden, sofern eine etwaige Förderung oder Zuschlagszahlung ausgelaufen ist (nach 30.000-60.000 Betriebsstunden) [Deu15].

Spitzenleistung der Einspeisung gegenüber der installierten Leistung regelungstechnisch um 30% reduziert werden muss, wenn die Anlage nicht mit Kommunikationstechnik zur ferngesteuerten Reduzierung ihrer Einspeiseleistung ausgestattet ist [Deu14].

Die dezentrale Versorgung elektrischer Energie kann außerdem durch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlage) geleistet werden. Diese liefern neben elektrischer auch thermische Energie zur Deckung des Raumwärme- und/oder Warmwasserbedarfes. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, den Betrieb der KWK-Anlage entweder primär auf die Deckung der Wärmebedarfe oder primär auf die Strombereitstellung auszulegen. Heute werden KWK-Anlagen zumeist wärmegeführt ausgelegt und betrieben, sodass der erzeugte Strom nicht notwendigerweise zu Zeiten elektrischer Haushaltsbedarfe bereitsteht [Sta08a]. Die Netzeinspeisung wird mit 0,05-0,08 €/kWh bezuschlagt [Deu15].

Die zusätzliche Installation eines Speichersystems kann dazu beitragen, mehr dezentral erzeugte Elektrizität selbst zu verbrauchen. Die Installation von Batteriespeichern (bzw. PV-Speichern) wurde in Deutschland bis zum 31.12.2018 gefördert<sup>14</sup>. Dadurch werden 2016 ca. 50% der installierten Photovoltaikanlagen gemeinsam mit einem Speichersystem installiert. PV-Speichersysteme werden typischerweise auf einen einstelligen kWh-Bereich ausgelegt und von Anschlussnehmern mit überdurchschnittlichem Stromverbrauch installiert [ISE17]. Auch nach Auslaufen des Förderprogramms werden Batteriespeichersysteme weiterhin, insb. in Kombination mit Photovoltaikanlagen installiert [BSW20], [Fig21].

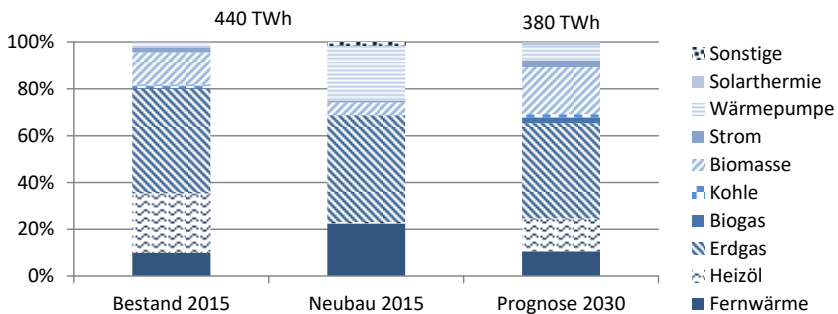
Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) sowie Plug-In Hybridfahrzeuge (PHEV) stellen aus Sicht des elektrischen Versorgungssystems eine temporär angeschlossene elektrische Last dar, die u.U. bezüglich ihrer Leistung variabel ist. Elektrofahrzeuge können den Bedarf eines Gebäudes nach elektrischer Energie bis zu 100% erhöhen und stellen mit den teils hohen Leistungen der Ladeinfrastruktur hohe flexible Leistung bereit [Kok12].

Raumwärmeeinsparungen sollen durch intensive energetische Sanierung des Bestands sowie die Verpflichtung zum Niedrigstenergie-Neubau erreicht werden. Der durchschnittliche spezifische Heizwärmebedarf des Wohnbaubestandes von 127,8 kWh/m<sup>2</sup>a (2011) soll somit sukzessive auf 94,6 kWh/m<sup>2</sup>a gesenkt werden. Zudem wird zur Senkung der Emissionen eine gesteigerte Versorgung des Raumwärmebedarfs durch erneuerbare Energien angestrebt. Erneuerbare Energien können mittels Wärmepumpen, Biomasse-Heizungen oder Solarthermie

---

<sup>14</sup> Darlehen und Tilgungszuschüsse der Kreditanstalt für Wiederaufbau [KfW18].

direkt zur Wärmeerzeugung genutzt werden. Demgegenüber stellen herkömmliche Gas- oder Ölbrennwertheizungen sowie Blockheizkraftwerke, die gas- oder ölgefeuert sind, Wärme aus fossilen Energieträgern bereit. Eine Nutzung von biogenen Brennstoffen (Biogas/ flüssige Biomasse) in diesen Heizungstechnologien ist grundsätzlich möglich. Die heutige sowie prognostizierte Deckung des Raumwärmebedarfs ist in Abbildung 2-6 dargestellt. Bis 2030 ist eine deutliche Abnahme der mit fossilen Energieträgern bereitgestellten Raumwärme erkennbar. Diese Absenkung wird zum einen über Effizienzgewinne (Sanierung/ Neubau), zum anderen über erneuerbare Wärmebereitstellung (Biogas/ Solarthermie/ Wärmepumpe) erreicht. Gasbrennwertheizungen stellen heute die Standardheizungstechnologie für Heizungssanierungen aber auch im Neubau dar. Neben Gasheizungen werden elektrische Wärmepumpen und eine Fern- oder Nahwärmeversorgung in der Neubauwärmeversorgung eingesetzt. Dadurch steigt ihr Anteil an der zukünftigen Bestandsversorgung. Der Zuwachs an Biomasseheizungen kann Heizungserneuerungen im Bestand zugeschrieben werden.



**Abbildung 2-6: Anteile der Heizungstechnologien an der Deckung des Raumwärmebedarfes [Pro14], [Kie16]**

Fossil betriebene Heizungen müssen in einer durch die Perspektive der elektrischen Energieversorgung dominierten Einsatzplanung nicht explizit abgebildet werden. Als Referenztechnologien sind für den Vergleich der Energieversorgungstechnologien ihre Investitions- und Betriebskosten abzubilden. Auch regenerative Heizungen (z.B. Pelletheizungen) müssen nur abgebildet werden, wenn Aussagen zu ihrem Brennstoffbedarf getroffen werden sollen. Heizungstechnologien, die die elektrische Energieversorgung betreffen und daher in der Einsatzplanung berücksichtigt werden müssen, sind z.B. elektrische Speicherheizungen, Wärmepumpen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie elektrische Widerstandsheizungen, die als Ergänzungsheizung verbaut werden können, alles somit Wärme-Strom-Anlagen

(WSA). Einen Überblick über die Investitions- und Betriebskosten verschiedener Gebäudetechnologien samt einer Prognose der Kostenveränderung wird in Tabelle A-1 aufgeführt.

Wärmespeicher werden aus Komfort- und betrieblichen Gründen der Heizung installiert. Sie flexibilisieren den Einsatz der Heizung, indem sie den Warm- und/oder Heizwasserbedarf des Gebäudes von der Wärmebereitstellung der Heizung entkoppeln [Mül12]. Latente Warmwasserspeicher sind die am weitesten verbreitete Wärmespeichertechnologie im Raumwärme- und Warmwasserbereich [Oer08], [Art12]. Die Dimensionierung der Speicher wird je nach Heizungstyp auf unterschiedliche Wärmebedarfs- oder Energiekennzahlen ausgelegt (vgl. Tabelle 2-2). Eine Speicherung auf ausreichend hohem Temperaturniveau kann neben dem Raumwärme- auch den Warmwasserbedarf decken, die Wasserkreisläufe müssen aus hygienischen Gründen jedoch getrennt sein.

<b>Heizungs- technologie</b>	<b>Auslegung des Wärmespeichers</b>
<b>Gasbrennwert- kessel</b>	Deckung des höchsten Wärmebedarfs für eine gewisse Zeit [Sch17]
<b>Elektrospeicher- heizung</b>	Tagesversorgung mit Raumwärme sicherstellen bzw. Überbrückung von Sperrzeiten [Ape12]
<b>KWK-Anlage</b>	Aufnahme der thermischen Nennleistung für eine gewisse Zeit [Tho07], [Har15]
<b>Wärmepumpe</b>	Aufnahme der thermischen Nennleistung für eine gewisse Zeit [Har15], Überbrückung von Sperrzeiten [Art13], Volumen pro kW [Bru15]

**Tabelle 2-2: Auslegungsregeln für Wärmespeicher in Abhängigkeit der Heizungstechnologie**

Für die Einsatzplanung entscheidend ist die Abbildung der Wärmespeicher über die Speichergröße (energetisch), Ein- und Ausspeiseleistung sowie die Berücksichtigung der Speicherverluste. Die Wärmeverluste des Wärmespeichers sind Technologie- und Temperaturabhängig [Oer08].

Der Warmwasserbedarf verändert sich gemäß Prognose nur marginal von 1121 kWh/Ew. heute auf 981 kWh/Ew. in 2030. Die Versorgung dieses Bedarfs wird mittels zentraler wie dezentraler Bereitstellung erfüllt. Während zum einen für Deutschland angegeben wird, dass mehr als 40% der Haushalte eine dezentrale elektrische Warmwasserbereitung nutzen und in der EU insgesamt die zentrale Bereitstellung verbreiteter sei [Sta06], stellen andere Untersuchungen fest, dass in

77% der Wohngebäude Warmwasser zentral bereit wird [IWU10]. Diese zunächst widersprüchlich scheinenden Anteile erklären sich unter der Annahme, dass in Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH, 82% der Wohngebäude) die zentrale Warmwasserbereitung vorherrscht, während in Mehrfamilienhäusern<sup>15</sup> (MFH) dezentrale Lösungen bevorzugt werden. Zudem können bestehende dezentrale Systeme zusätzlich zu zentralen Lösungen installiert bleiben, wenn die Raumwärme- und Warmwasserversorgung modernisiert wird.

## 2.2 Freiheitsgrade und Restriktionen der Smart Home Flexibilitäten

Flexibilitäten in Smart Homes ergeben sich aus der Nutzung von Speichersystemen (thermisch, elektrisch, nicht-energetisch). Diese bieten die Möglichkeit, den Einsatz von Haushaltstechnologien zeitlich zu verschieben. Die gemeinsame Betrachtung unterschiedlicher Anwendungsgebiete und der sie koppelnden Technologien („Power-to-X“) ermöglicht es, den Einsatz der koppelnden Technologien nach verschiedenen Zielen auszurichten. Die Freiheiten und Einschränkungen des flexiblen Betriebs von Haushaltsgeräten, Wärme-Strom-Anlagen, Heimspeichern und Elektrofahrzeugen stellen somit wesentliche Rahmenbedingungen für die Modellierung von Smart Homes dar. Insbesondere empirische Erfahrungen zu den Einsatzmöglichkeiten der Technologien sind für die Modellbildung von hohem Wert.

### **Definition Demand Side Management, Demand Response und Lastflexibilität**

Demand Side Management (DSM) stellt einen aktiven Eingriff in das Verhalten der Lastseite dar<sup>16</sup> [Su07], [Buc12], [Ape12], [Sty15]. Dieser Eingriff erfolgt durch den Netzbetreiber [Bun11]. Neben dem Eingriff des Netzbetreibers werden für DSM auch andere Einsatzzwecke diskutiert, z.B. zur Vermarktung von Flexibilität oder verschiebbarer Last [Pau09], [Ago14]. Als Überbegriff für die Lastseite betreffende Flexibilisierungsversuche wird „Demand Side Integration“ verwendet [Ape12], [Stö12].

---

<sup>15</sup> Wohngebäude mit Zentralheizung (79% der Wohngebäude) enthalten im Schnitt 1,9 Wohneinheiten. Wohngebäude mit Etagenheizungen (6,4% der Wohngebäude) enthalten im Schnitt 3,2 Wohneinheiten.

<sup>16</sup> Selten findet man DSM als Bezeichnung einer nur in Grenzen vorhersehbaren Reaktion einer Anzahl von Lasten auf Signale (z.B. Preise) [Ffe10].



Dem DSM verwandt, jedoch zumeist im Gegensatz oder ergänzend zu diesem verwendet, ist Demand Response (DR), welche ursprünglich als durch die Endverbraucher vorgenommene Veränderungen ihres Verbrauchsverhaltens in Reaktion auf externe Signale definiert wird [DOE06], [Ape12], [Boß15a], [Gil15], [Sty15], [Sti16a]. Bei DR geben Marktpreise die Anreize vor [Su07], [Bun11], [Boß15a]. Insbesondere der Selbstverbrauch von lokal erzeugtem regenerativen Strom und Lastverschiebung werden unter DR subsumiert [Boß15a].

Den beiden Begriffen DSM und DR, die auf die Ansprechbarkeit der elektrischen Lasten fokussieren, steht der Begriff der Flexibilität gegenüber, der die technischen Rahmenbedingungen von Flexibilitätstechnologien fokussiert. Flexibilität wird im Energiesystem definiert als Fähigkeit, einen Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage im Energiesystem zu leisten [Ago14]. Flexibilität können somit nicht nur Erzeuger und Lasten, sondern auch Speicher oder Netze (räumlicher Ausgleich) bereitstellen. Zusammenfassend wird die Flexibilität der Lastseite dadurch definiert, dass der Einsatz elektrischer Lasten zeitlich verschoben oder verändert werden kann, ohne den angestrebten Nutzen des Einsatzes zu mindern. Die Flexibilität einer Technologie wird über Leistung, Dauer, Veränderlichkeit, Reaktionszeit, Verortung und evtl. noch weitere Parameter beschrieben [Sti16c]. Zur weiteren Definition der Flexibilität wird zudem ihre Richtung (positiv: Lastsenkung oder Erhöhung der Einspeisung, negativ: Lasterhöhung oder Senkung der Einspeisung) angewendet. Ausdrücklich nicht festgeschrieben ist der Einsatzzweck der Flexibilität [Sti16b]. Die Flexibilität von Gebäudetechnologien ist von ihrem Einsatz im Gebäude bestimmt, sodass ihre Flexibilität nicht von ihrem Wert für das Energieversorgungssystem abhängt [Kir03].

### **Haushaltsgeräte**

Haushaltsgeräte, die flexibel in ihrem Einsatz sind, müssen zwei Bedingungen erfüllen: Zum einen sollte ein Speicher irgendeiner Form existieren, der ihnen den flexiblen Einsatz ermöglicht. Zum anderen sollte der Nutzer des jeweiligen Gerätes nicht auf die unmittelbare Erfüllung des mit der Nutzung verbundenen Zweckes angewiesen sein. Geräte der sogenannten weißen Ware erfüllen diese beiden Bedingungen (vgl. Tabelle 2-3). Die Flexibilität ergibt sich aus der Änderung des Einsatzes von einem durch den Nutzer vorgegebenen Muster hin zu einem durch andere Zielvorgaben vorgegebenen Einsatz. Diese Veränderung kann durch eine zeitliche Verschiebung des aktiven Einsatzes des Gerätes geschehen, aber auch eine Unterbrechung eines laufenden Einsatzes kann Flexibilität bereitstellen (insb. bei Kühlgeräten).

Kühlgeräte werden kontinuierlich eingesetzt. Die Taktung des Kompressors wird geräteintern durch die Messung der Temperatur geregelt. Eine Ausnutzung des Kältespeichers dieser Geräte muss die Temperaturgrenzen zum Schutz der Lebensmittel einhalten, sodass eine Flexibilisierung des Kühlgeräteeinsatzes ohne individuelle Temperaturmessung nicht umgesetzt werden kann, da die Speicherkapazität der Kühlgeräte insb. von ihrem Füllgrad, der Art der eingekühlten Lebensmittel, der Nutzung durch den Nutzer (Türöffnung) sowie der Raumtemperatur abhängt [Sta06], [Gil15]. Bezüglich der Flexibilität durch Kühlgeräte wird einerseits postuliert, dass eine Bereitstellung von Leistung aufgrund der hohen Durchdringung dieser Geräte stets und auch für längere Zeiträume (3-15 h, [Sta06]) möglich ist. Andererseits wird durch einen Abruf der Flexibilität eine erhöhte Gleichzeitigkeit der Geräte provoziert [Str08].

Gerät	Speicher- möglichkeit	Zweck	Typische Leistung in kW	Energie in kWh/a
<b>Kühlschrank</b>	Kälte/ Kühlgut	Kühlung	0,05-0,3	403
<b>Gefrierer</b>	Kälte/ Gefriergut	Kühlung	0,05-0,2	414
<b>Geschirrspüler</b>	Geschirr	Sauberkeit	1,8-2,5	250
<b>Waschmaschine</b>	Wäsche	Sauberkeit	1,8-2,5	115-220
<b>Trockner</b>	Wäsche	Trocknung	2	251

**Tabelle 2-3: Überblick über die notwendigen Bedingungen der Flexibilität von Haushaltsgeräten der weißen Ware [Sta08b]**

Wasch- und Spülgeräte werden durch den Nutzer bewusst eingeschaltet. Ihre Nutzung hängt vom (möglichen) Füllgrad ab, kann aber auch dadurch bestimmt werden, dass das Ergebnis ihrer Nutzung zu einem fixen Zeitpunkt bereitstehen muss. Somit sind sowohl der Einsatz selbst als auch seine zeitlichen Einschränkungen nutzerabhängig. Die in Wasch- und Spülgeräten eingebauten Zeitschaltuhren zur Verschiebung des Einsatzes werden in Europa selten genutzt [Car14]. In Ländern, in denen die Verschiebung des Einsatzes genutzt wird, liegen typische Verschiebezeiten zwischen 0-3 h [Sta08b]. Eine häufige Annahme zur Eingrenzung der Flexibilität von Wasch- und Spülgeräten ist zudem die Einschränkung auf eine innertägliche verschiebbare Nutzung [den10], [Pau09]. Zusätzlich schränkt die Kopplung der Haushaltsgerätenutzung an Nutzungsroutinen der Haushaltsmitglieder die Flexibilität ein [Car14]. Insgesamt steht die Bereitstellung von Flexibilität mit Geräten der Weißen Ware im

Spannungsfeld zwischen der geringen Leistungsdichte der Haushaltsgeräte und ihrer weiten Verbreitung.

### **Wärme-Strom-Anlagen**

Wärme-Strom-Anlagen stellen Raumwärme – und/oder Warmwasser – bereit. Sie können dazu entweder Strom nutzen (Durchlauferhitzer, Kleinwasserspeicher, Wärmepumpen, Elektrospeicherheizungen) oder diesen zeitgleich mit der Wärme bereitstellen (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK). Ihr Einsatz kann mit einem Wärmespeicher, mit bivalenter Auslegung sowie dadurch flexibilisiert werden, dass Gebäude eine inhärente Wärmespeicherfähigkeit besitzen. Die Flexibilität wird durch die typischerweise bei der Auslegung der Heizung vorgenommene Überdimensionierung erhöht [Pau09]. Für Elektrospeicherheizungen und Wärmepumpen müssen in der Einsatzplanung und -simulation im Vergleich zu KWK-Anlagen keine Leistungsgradienten oder Mindestleistungen berücksichtigt werden [Sal16b], [Sal17].

Prognosen erwarten einen Rückgang der elektrischen Speicherheizungen bis 2030 [Pro14]. Monovalent ausgelegte Wärme-Strom-Anlagen oder Heizungen werden auf den maximalen Heizbedarf von Gebäuden ausgelegt. KWK in Wohngebäuden sollen nur in Kombination mit einem Wärmespeicher auf mehr als 50% des maximalen Wärmebedarfs dimensioniert werden, um häufige Starts der Anlage zu vermeiden [Tho07]. Die Dimensionierung der bivalent ausgelegten Wärme-Strom-Anlagen erfolgt auf den Maximalwert zweier Leistungswerte, die über die Jahresdauerkurve des Wärmebedarfs ermittelt werden: Der erste Leistungswert wird auf den Leistungswert festgelegt, zu dem in der Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs 70% des Jahreswärmebedarfs erreicht werden. Der zweite Leistungswert wird aus dem Leistungswert ermittelt, der sich aus dem Rechteck mit maximaler Fläche unter der Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs ergibt. Für beide Leistungswerte ist somit die Kenntnis des zeitlich aufgelösten Wärmebedarfes notwendig [Fal17].

Heute sind in 60-70% der mit Wärmepumpen beheizten Gebäude Wärmespeicher installiert [Fra14], [Jan13]. Mit KWK-Anlagen oder elektrischen Speicherheizungen beheizte Gebäude haben stets einen Wärmespeicher [Mül12]. Die Speicherung von Wärme für die Raumwärme- und Trinkwarmwasserversorgung geschieht auf verschiedenen Temperaturniveaus und typischerweise in separaten Speichervolumina. Hybridsysteme erlauben es, in demselben Speichervolumen die hygienisch notwendige Trennung der beiden Wasserkreisläufe umzusetzen [Fis05]. Heute wird Trinkwarmwasser bereits in 77% der Wohngebäude zentral bereitgestellt. Dieser Anteil steigt durch die höhere Quote in Neubauten und Modernisierungen weiter an [IWU10].

Die Speicherkapazität der Gebäude selbst ist von ihrer Bauweise abhängig. Massivbauten haben durch die in Innenwänden und Decken verwendeten Materialien eine höhere Wärmespeicherfähigkeit als Leicht- und Fertigbauten. Neubauten haben durch ihre bessere Dämmung im Vergleich zu Altbauten längere Zeitkonstanten der Auskühlung. Die interne spezifische Wärmekapazität wird in der Gebäudemodellierung zumeist fix abgeschätzt, sodass die Wärmekapazität eines Wohngebäudes sich aus diesem Fixwert und der Gebäudegröße berechnen lässt [Tab15].

Wärmespeicher zur Pufferung der Heizleistung oder zur Speicherung von Trinkwarmwasser stehen in verschiedenen Technologien zur Verfügung [Fis05]. Zur Vergrößerung der speicherbaren Energie kann entweder das Volumen des Wärmespeichers oder die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf erhöht werden. Typische Heizungspufferspeicher für Wärmepumpen haben mit 40-80 l Volumen und einer Temperaturspreizung von 10-20 K eine Speicherkapazität von ca. 0,7-1,4 kWh. Typische Trinkwarmwasserspeicher umfassen 150-200 l (35 K, 6-9 kWh) [Hed12]. Bei der Dimensionierung des Wärmespeichers muss beachtet werden, dass die Flexibilität mit zunehmendem Volumen tendenziell steigt, für Wärmepumpensysteme aber die Jahresarbeitszahl mit zunehmenden Speicherverlusten und höheren Speichertemperaturen sinkt [Kne12]. Die Wärmeverluste effizienter Trinkwarmwasser- oder Heizungspufferspeicher berechnen sich nach Formel (2-1) [Wes13].

$$\dot{Q}_{\text{Verlust}}(t) = 0,135 \frac{W}{K\sqrt{l}} * \sqrt{V_{\text{Stor}}} * (\vartheta_{\text{Speicher}}(t) - \vartheta_{\text{Umgebung}}(t)) \quad (2-1)$$

$\dot{Q}_{\text{Verlust}}$  Wärme-Verlustleistung eines Wärmespeichers in W

$V_{\text{Stor}}$  Speichervolumen in l

$\vartheta_{\text{Speicher}}$  Speichertemperatur in °C

$\vartheta_{\text{Umgebung}}$  Raumtemperatur des Aufstellungsortes in °C

Für hocheffiziente KWK-Anlagen, die Jahresnutzungsgrade von mehr als 70% erreichen, gilt eine Ermäßigung der Energiesteuer [Deu06].

## Heimspeicher

Elektrische Batteriespeichersysteme bieten die Flexibilität, innerhalb ihrer maximalen bzw. minimalen Speicherkapazitätsgrenzen elektrische Energie einzuspeichern und zeitversetzt wieder abzugeben. Die Ein- und Ausspeicherung unterliegt dabei der Leistungseinschränkung durch den Batteriewechselrichter oder durch eine DC-Anbindung des Speichers und ist zudem mit Wirkungsgradverlusten der chemischen Umwandlungsvorgänge innerhalb der

Batterie behaftet. Die Kapazität von PV-Speichern für EZFH ist zumeist kleiner als 10 kWh; besonders häufig treten nutzbare Speicherkapazitäten von bis zu 8 kWh auf. Dies ist durch die Wirtschaftlichkeit der Speicherinvestition sowie historisch durch die Einschränkung der Förderung auf Speicher für PV-Anlagen mit installierten Leistungen <30 kW begründet [KfW18]. PV-Speicher sind typischerweise Blei-Säure- oder Lithium-Ionen-Batteriespeicher. Lithium-Ionen-Speicher sind kompakter als Blei-Säure-Batterien und haben eine höhere Lebensdauer sowie Effizienz; seit 2017 dominiert diese Speichertechnologie den Einsatz als PV-Speicher [ISE18]. Die Kenngrößen typischer Lithium-Ionen-Batteriespeicher sind in Tabelle 2-4 aufgeführt. Die Systemkosten ohne Installationskosten sollen bis 2030 um bis zu 61% bzw. auf bis zu 200-600 €/kWh sinken [Nob16], [Mos15b].

Kenngröße	Typischer Wert	Einheit
<b>Leistung</b>	3,3	kW
<b>Speichergröße</b>	7,5	kWh
<b>Wirkungsgrad inkl. Umrichter</b>	0,85	
<b>Systemkosten</b>	1100	€/kWh
<b>Kalendarische Lebensdauer</b>	5-20	a
<b>Zykluslebensdauer</b>	1000-5000	Vollzyklenäquivalente

**Tabelle 2-4: Kenngrößen typischer Lithium-Ionen-Batteriespeicher nach [ISE14], [Fig21]**

Zur wirtschaftlichen Auslegung von Heimspeichersystemen sollten der elektrische Energiebedarf sowie die Einspeiseleistung des dezentralen Erzeugers beachtet werden Formel (2-2) [Mos15]. Real installierte Speichersysteme stimmen gut mit der über Formel (2-2) dimensionierten Auslegung überein [ISE17]. Insgesamt wird die Dimensionierung des Speichers tendenziell eher durch die Nennleistung des dezentralen Erzeugers getrieben als durch den elektrischen Verbrauch [ISE16]. Eine kostenminimierende Auslegung der Speichersysteme wird von heutigen Investoren nicht immer vorgenommen [ISE17], [Jäg13].

$$W_{Bat} = \frac{1}{365 * 2} * \min(W_{el,HH}, FLH * P_{p,PV}) \quad (2-2)$$

mit FLH = Volllaststunden der PV-Anlage

Während Heimspeicher für Photovoltaikanlagen prinzipiell sowohl Gleich- wie Wechsellspannungsgekoppelt angeschlossen werden können [Nob16], hat sich in der Praxis die Wechsellspannungskopplung durchgesetzt. Diese ermöglicht die Nachrüstung von Speichern sowie bidirektionale Netzdienstleistungen. Im Gegenzug werden Verluste für die PV-Stromspeicherung durch die mehrfache Umrichtung des Stromes hingenommen. Neben den Umrichtungsverlusten, die den Systemwirkungsgrad einschränken, treten bei realen Speichersystemen Verlustleistungen durch die Regelungstechnik auf, die je nach Betriebszustand zwischen 5-50 W liegen können [ISE17], [ISE16]. Neben der kalendarischen Alterung unterliegen Batteriespeichersysteme auch einer Zyklentalterung durch ihre Nutzung, sodass in ungünstigen Betriebsfällen die Lebensdauer des Batteriespeichersystems kleiner ist als bei Investition angenommen. Lithium-Ionen-Speicher altern bei hohen Speicherfüllständen schneller, eine Fokussierung der Ladung der Speicher auf Zeiten hoher Erzeugung kann also die Lebensdauer verbessern [ISE17]. Es ist nachgewiesen, dass die Regelung von üblichen Batteriespeichersystemen für die häusliche Eigenstromversorgung mit Totzeiten behaftet ist, die im realen Einsatz zu einer Verminderung der gespeicherten Erzeugung sowie der damit versorgten Last führen [ISE16].

Die durch Heimspeicher gebotene Flexibilität könnte, neben der primären Nutzung durch den Speicherbesitzer, sekundär durch ein virtuelles Kraftwerk oder den Verteilungsnetzbetreiber genutzt werden. Die reine Selbstverbrauchsmaximierung schöpft die mögliche Zyklenzahl eines Speichers innerhalb seiner kalendarischen Lebensdauer nicht immer aus [ISE17]. Der multifunktionale Speicherbetrieb ist im derzeitigen regulatorischen Rahmen mittels eines unabhängigen Speicherbetreibers realisierbar, der die Flexibilität des Speichers an verschiedene Akteure vermarktet [Koo16].

Bei der Vermarktung der Speicherflexibilität muss beachtet werden, dass gemäß den regulatorischen Anforderungen der ausgespeicherte Strom EEG-umlagepflichtig ist und auch die weiteren Umlagen zu zahlen sind, wenn nicht zwischengespeicherter Strom einer dezentralen Erzeugungsanlage zeitverzögert ins Netz gespeist wird [Deu14], [den17]. Die steuerliche Belastung der finanziellen Umsätze des Speicherbetreibers ergibt sich entsprechend des für den PV-Strom gewählten Umsatzsteuermodells (Kleinunternehmerregelung mit Umsatzsteuerbefreiung für Umsätze von 50.000 €/a und weniger oder Regelbesteuerung) [ISE17]. Eine Präqualifizierung von gepoolten Heimspeichern zur Regelleistungserbringung ist heute bereits möglich [den17].

### **Elektrofahrzeuge**

Die Flexibilität von Elektrofahrzeugen ist abhängig vom jeweiligen Fahrzeugtyp – bzw. dessen Batteriegröße – sowie vom Nutzer. Elektrofahrzeuge sind bzgl.

ihres Flexibilitätspotentials vergleichbar zu Heimspeichern, die temporär nicht am Gebäude angeschlossen sind, oder verschiebbaren Lasten. Für den ersten Fall müssten ihre Batterien bidirektionale Leistungsflüsse über das Ladekabel zulassen, wodurch die Fahrzeugbatterie zusätzlicher Alterung ausgesetzt wäre. Regulatorisch ist eine bidirektionale Nutzung von Elektrofahrzeugen als Speicher aktuell nicht zulässig, da Ladestrom der Elektrofahrzeuge als Letztverbrauch elektrischer Energie gilt [Deu05a]. Für eine zeitliche Verschiebung des Ladevorgangs müssen die zeitlichen Grenzen des Ladevorgangs sowie die aufzunehmende Energie bekannt sein. Zum Beispiel kann eine Mindest-Energie übergeben werden, die bis zur Trennzeit geladen werden muss.

Eine weitere Bedingung der Flexibilität der EV-Ladung ist die Möglichkeit, lokal erzeugten regenerativen Strom zu laden. Die möglichen Lastflüsse zwischen den verschiedenen Energietechnologien eines Gebäudes müssen zur Bestimmung der insgesamt vorhandenen Flexibilität bekannt sein [Nob16].

## **2.3 Einsatzmöglichkeiten/-bedingungen von Smart Homes**

Die Flexibilitätspotenziale von Smart Home Technologien können für unterschiedliche Zielsetzungen genutzt werden. Zum einen werden die Technologien heute zumeist für ihren primären Einsatzzweck (Wärmebereitstellung, sauberes Geschirr etc.) eingesetzt. Zum anderen können sie in Smart Homes eingesetzt werden, um mehr Selbstverbrauch von eigenerzeugtem Strom zu ermöglichen. Ihr Einsatz zur Marktintegration erneuerbarer Energie durch Virtuelle Kraftwerke ist neben dem Einsatz zur Systemintegration von Strom aus erneuerbaren Energien in Verteilungsnetzen ebenfalls Gegenstand wissenschaftlicher Diskussion.

### **Einsatz von Flexibilitäten in Smart Homes**

Flexible Technologien werden durch ihre Nutzer individuell nutzenmaximal eingesetzt. Dies bedeutet, dass ohne monetäre oder ideelle Anreize, die durch variable Tarife oder Eigenerzeugung von Strom vorliegen können, eine Nutzung immer dann stattfinden wird, wenn es für den Nutzer am bequemsten ist. Elektrofahrzeuge werden somit typischerweise zur Ladung angeschlossen, sobald die Fahrzeuge für einen längeren Zeitpunkt am Zuhause abgestellt werden, und laden dann so lange sie geparkt und angeschlossen sind. Weiße Ware wird genutzt, wenn genug Material angehäuft ist, das gereinigt werden muss, bzw. entsprechend der internen Regelung der Kühlgeräte. Wärme-Strom-Anlagen werden wärmegeführt betrieben.

Flexibilitäten des Einsatzes der Technologien werden heute in Wohngebäuden nur selten im Rahmen der zeitlichen Verschiebung der Weißen Ware genutzt [Sta08b]. Die sich aus der Verschiebung ergebenden Einsatzzeitpunkte sind wiederum hochgradig individuell. Die durch Wärmespeicher gebotene Flexibilität dient heute dazu, die Zyklisierung der Heizung zu minimieren.

Nach Installation dezentraler Stromerzeuger, die Netzparität erreicht haben, oder bei Vorliegen eines variablen Stromtarifs kann der nutzenmaximale Einsatz flexibler Technologien dahingehend verändert werden, dass Zeiten geringer Stromkosten genutzt werden, um die Kosten der Nutzung gering zu halten. Somit überlagert sich die individuelle Entscheidung des Einsatzes mit externen Signalen (Menge des erzeugten Stromes, Tarifstufen und -zeiten). Somit müssen die Nutzer der Technologien ab dem individuellen Moment, zu dem ihnen die externen Informationen vorliegen und die Entscheidung zum Einsatz einer Technologie getroffen wird, über die Rahmenbedingungen des Einsatzes entscheiden. Die Entscheidung über den Einsatz der Flexibilität basiert in Haushalten auf Routinen, wodurch u.U. wöchentliche oder tägliche Nutzungsschwerpunkte vorliegen [Car14]. In wie weit diese Routinen die Rahmenbedingungen des Flexibilitätseinsatzes beeinflussen, ist nicht quantifiziert. Es kann davon ausgegangen werden, dass die bislang nur anekdotisch belegte Verschiebung von Nutzungszeiten hin zu Zeiten hoher Eigenstromproduktion genutzt wird.

Die Nutzung von selbst erzeugtem Strom durch Haushaltslasten und auch durch Heimspeicher wird heute praktiziert und die Möglichkeiten und auch die Priorisierung der Energieflüsse ist bekannt. Wenn weitere flexible Verbraucher, wie Wärme-Strom-Anlagen oder Elektrofahrzeuge, hinzukommen, müssen die Energieflüsse zwischen diesen Lasten und dem Stromerzeuger wie auch dem Speicher in die bestehende Priorisierung eingeordnet werden. Kaskadierte Verschaltungen der Heimspeicher und Wärme-Strom-Anlagen werden heute bereits umgesetzt [BWP16]. Zur Erhöhung des Anteils selbst verbrauchten Stromes aus Eigenerzeugung kann sowohl die Leistung des Erzeugers wie auch die Speichergröße von Heim- und Wärmespeicher verändert werden.

Regulatorisch sind Energieversorgungsunternehmen in Deutschland dazu verpflichtet, ihren Kunden variable Tarife anzubieten [Deu05a]. Die Tarifstufen können sowohl last- als auch zeitabhängig (Time-of-Use) sein. Eine Form zeitabhängiger Tarife sind z.B. Tarife für Wärme-Strom-Anlagen, die Sperrzeiten beinhalten. Im europäischen Umland existieren zudem Tarife, deren Grundpreis mit der Netzanschlussleistung steigt [eur16]. Die finanzielle Spanne der Haushaltsstromtarife wird jedoch durch die Abgaben und Umlagen begrenzt, die 54% der Haushaltsstromkosten ausmachen [BDE20]. Aus der Perspektive der



Nutzer werden Fixtarife den variablen Tarifen vorgezogen; insgesamt gilt, dass Tarife mit dem geringsten Maß an Verhaltensanpassung und Planungsnotwendigkeit vorgezogen werden [Düt12]. Bei der Tarifgestaltung ist zu beachten, dass Verbraucher sensibler auf Preiserhöhungen reagieren als auf Niedrigtarifphasen [Hil13a]. Critical Peak Pricing (Tarifsteigerung oder -senkung in kritischen Netzsituationen) führt zu stärkeren Reaktionen der Endverbraucher als Time-of-Use-Tarife [Sch14].

Für die Besteuerung des selbst verbrauchten Stromes gilt bzgl. der Stromsteuer und der zusätzlich anfallenden Umsatzsteuer eine Bagatellgrenze von 2 MW. Diese Stromsteuerbefreiung gilt auch für selbst verbrauchten Strom, der in sog. Mieterstromkonzepten verbraucht wird [Deu99], [Deu17]. Wenn die Zeit des Strombezugs aufgrund eines hohen Autarkiegrades durch Eigenerzeugung unter 2500 h/a sinkt, darf der Energieversorger einen erhöhten Leistungspreis fordern [Mei17].

Zur Bewertung des Einsatzes der Flexibilitäten bietet sich die Bilanzierung des selbst erzeugten Stromes an, die über die Einspeisevergütung in die wirtschaftliche Bilanzierung der Energieversorgung des Gebäudes einfließt. Somit können die Energieversorgungskosten ebenso wie Selbstverbrauchs- und Autarkiegrad des Gebäudes bewertet werden. Aus Verteilungsnetzperspektive können die notwendige Anschlussleistung des Gebäudes sowie die Zeiten von Leistungsbezug bzw. -rückspeisung ausgewertet werden. Nach einer Leistungsflussrechnung kann auch das Einspeisemanagement ausgewertet werden, welches notwendig wäre, um die sicheren Betriebsgrenzen des Verteilungsnetzes einzuhalten.

### **Smart Home Flexibilitäten in Virtuellen Kraftwerken**

Smart Homes können in sog. Energiegemeinschaften (Energy Communities) [Sma] ihre Flexibilitäten bündeln und gemeinschaftlich von Erzeugungsanlagen profitieren. Der Einsatz der jeweils gebäudebezogenen Flexibilitäten orientiert sich dann nicht mehr an gebäudeindividuellen Zielen, sondern am gemeinsamen Ziel des Gebäudeverbundes. Die Einsätze der Flexibilitäten der Energiegemeinschaft werden somit als Verbund geplant und ihre gemeinsame Optimierung ist methodisch der Einsatzplanung von Flexibilitäten in Virtuellen Kraftwerken ähnlich.

Die Nutzung von Smart Home Flexibilitäten in Virtuellen Kraftwerken oder Energiegemeinschaften zur Marktintegration erneuerbarer Energie erfolgt unter der Prämisse, dass ein Pooling vieler kleinerer Einheiten zu einem Summenangebot an Energie zulässig ist. Das Summenangebot aus volatil einspeisenden, direktvermarkteten erneuerbaren Erzeugern und verschiebbaren

oder unterbrechbaren Lasten sowie Speichern wird gemeinsam vermarktet. Der Betreiber des Virtuellen Kraftwerks (bzw. der Energiegemeinschaft) fungiert als Aggregator der Energiewandlungseinheiten und somit als Anlagenbetreiber. Als solcher ist er verpflichtet, einen Fahrplan der Anlagen in seiner Verantwortung day-ahead zu melden [von15].

Strom aus erneuerbaren Energien wird mit fixen Einspeisevergütungen oder – bei Direktvermarktung des Stromes – mit einer Marktprämie vergütet. Beide Vergütungen bleiben auch für zwischengespeicherten Strom bestehen. Für den Anspruch auf eine Marktprämie müssen die direktvermarkteten Anlagen fernsteuerbar sein. Anlagen, die mittels Einspeisevergütung gefördert werden, sind von dieser Pflicht ausgenommen (je nach Art und Leistung der Anlage) [Deu14]. Für die Direktvermarktung regenerativen Stroms steht in Europa der Spotmarkt der European Power Exchange (EPEX) zur Verfügung, an dem in verschiedenen Produktformen Strom gehandelt werden kann (vgl. Tabelle 2-5).

	<b>Day-Ahead- (DA-) Auktion</b>	<b>Intraday- Auktion</b>	<b>Intraday (kontinuierlich)</b>
<b>Produktzeitscheiben</b>	1h oder Stunden-Blöcke verschiedener Länge	15 Minuten	1h, 30 Minuten, 15 Minuten oder Stunden-Blöcke verschiedener Länge
<b>Handelsschluss</b>	DA, 12 Uhr, evtl. mit zweiter Auktion	DA, 15 Uhr	30 Minuten vor Lieferung; innerhalb einer Regelzone 5 Minuten vor Lieferung
<b>Mindestgebot</b>	0,1 MW		
<b>Vergütung</b>	Pay-as-bid		

**Tabelle 2-5: Übersicht über deutsche Spotmärkte für erneuerbare Energie [EPE21]**

Als Flexibilitätsmarkt kommt neben dem Intradaymarkt der Regelleistungsmarkt in Frage. An diesem darf regenerativer Strom nur aus Anlagen gehandelt werden, die keine Einspeisevergütung erhalten. Direktvermarktete Anlagen dürfen zusätzlich am Regelleistungsmarkt partizipieren [Deu14]. Flexibilitäten aus Heimspeichern werden heute bereits gepoolt am Regelleistungsmarkt vermarktet [den17]. Die Mindestgebotsgrößen und –inkremente sind deutlich größer als an

den Spotmärkten (vgl. [con14]). Die Bedeutung des Regelleistungsmarktes sinkt, da Abweichungen durch Prognosen und Gradienten heute bereits verstärkt am Intradaymarkt gehandelt werden [Pel16]. Eine Regelleistungsvorhaltung scheint dem Intradayhandel gegenüber zunehmend unattraktiv, zumal durch die kürzeren Handelsintervalle höhere Erlöse durch Flexibilitäten erzielt werden können [den14].

Auf sämtliche an Spot- und Regelenenergiemärkten gehandelten Energiemengen ist die Umsatzsteuer (19%) zu entrichten [Deu79]. Auf dem Spotmarkt werden Zugangs-, jährliche und energiespezifische Gebühren erhoben [EPE18]. Für die Einspeisung von Strom durch dezentrale Anlagen können vermiedene Netzentgelte angerechnet werden [Deu05b]. Zusätzlich wird für den zum Letztverbrauch von einem Versorger gelieferten Strom die Stromsteuer berechnet [Deu99].

Wenn das Virtuelle Kraftwerk freie Batteriespeicherkapazitäten von Smart Homes nutzt, muss sichergestellt sein, dass die notwendige Zählerinfrastruktur installiert ist, um die vom Smart Home verursachten Ein- und Ausspeicherungen von denen des Virtuellen Kraftwerks zu trennen, da diese u.U. verschieden zu bilanzieren sind. So sind Netzspeicher im Vergleich zu Heimspeichern von Netzentgelten für den Strombezug befreit [Deu05a]. Die Notwendigkeit der getrennten Bilanzierung muss auch in Simulations- und Optimierungsmodellen, die einen solchen Betrieb abbilden, berücksichtigt werden.

Zur Bewertung der Flexibilitäten muss der Deckungsbeitrag des Verbundes für verschiedene Grade der Einbindung der gebäudebezogenen Flexibilitäten berechnet werden. In die wirtschaftliche Bewertung fließt zudem die Veränderung der individuellen Energieversorgungskosten der Gebäude durch die Partizipation im Verbund ein. Die Bewertung aus Perspektive des Verteilungsnetzes geschieht analog zur Bewertung bei der gebäudeindividuellen Betrachtung (Anschlussleistungen, Leistungsbilanz, Einspeisemanagement, Verletzung der Grenzen eines sicheren Netzbetriebs).

### **Smart Home Flexibilitäten für Verteilungsnetze**

Der Einsatz flexibler Technologien in Verteilungsnetzen dient der Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebes. Hierzu müssen die Grenzen der Netzspannung sowie der Leistungsfähigkeit der Betriebsmittel eingehalten werden (vgl. Tabelle 2-6). Neben der bereits heute genutzten Flexibilität von Stromwärmesystemen, deren Tarife häufig mit Sperrzeiten verbunden sind, sowie dem Einspeisemanagement erneuerbarer Stromerzeuger, eignen sich Smart Home Flexibilitäten prinzipiell dazu, die Systemintegration erneuerbarer Energie zu unterstützen. Durch die Reduzierung von Überlastungen oder

Spannungsbandverletzungen könnten sie so dazu beitragen, das Einspeisemanagement erneuerbarer Energien zu verringern oder Netzausbaumaßnahmen zu verzögern [Mül12], [Wit13], [Koo16]. Ein solcher Einsatz von Flexibilitäten ist für den Verteilungsnetzbetreiber interessant, wenn die Kosten des Flexibilitätseinsatzes unter denen der Alternativmaßnahmen liegen. Insgesamt nutzen Flexibilitäten dem Verteilungsnetz zumeist, wenn sie zur Residuallastglättung eingesetzt werden, da so eine verstetigte Netzbelastung erreicht werden kann [Ago14], [Pel16]. Verteilungsnetzbetreiber können zu einem solch netzdienlichen Verhalten mit reduzierten Netzentgelten anreizen [Bel12], [Deu05a].

	<b>Maximal zulässige Spannungsabweichung</b>	<b>Maximale Auslastung der Leitungen und Transformatoren</b>
<b>Niederspannung</b>	+/- 4%	100%
<b>Mittelspannung</b>	+/-4%	60%

**Tabelle 2-6: Grenzwerte der Betriebsspannung sowie der Betriebsmittelleistung [den12]**

Wenn die Flexibilitäten – wie bei Smart Homes der Fall – nicht Eigentum des Verteilungsnetzbetreibers sind, muss ein netzdienlicher Betrieb mit dem Eigentümer bzw. dem Betreiber der Flexibilitäten abgestimmt werden. Partizipieren die Flexibilitäten zugleich an Märkten, übernimmt ein Aggregator die Ansteuerung bzw. Vermarktung in Kommunikation mit dem Verteilungsnetzbetreiber [Was15]. In jedem Fall steht der netzdienliche Betrieb u.U. in Konkurrenz zu anderen Einsatzzwecken. Unter Berücksichtigung regulatorischer Vorgaben, die netzdienlich wirken, wie etwa die Begrenzung der einspeisenden Photovoltaikleistung auf 70% der installierten Leistung, kann netzdienliches Verhalten kostenneutral für den PV-Speicherbetreiber sein [Str13b], [Wit13]. Märkte zur Abstimmung des Einsatzes lokaler Flexibilitäten zwischen Markt- und Netzakteuren existieren heute noch nicht, verschiedene Vorschläge wurden aber bereits erarbeitet [Kul17], [ETG14]. Über die Netzentgelte könnte ein Verteilungsnetzbetreiber bei drohenden Netzengpässen im Sinne eines Critical Peak Pricings eingreifen, wenn die Kunden auf kurzfristige (day-ahead) Steuerungssignale reagieren können. In der Diskussion ist zudem eine leistungspreisbasierte Zuordnung der Netzentgelte [Bar14].

Für den Verteilungsnetzbetreiber wird die Wirksamkeit des Critical Peak Pricings über die Glättung der Residuallast bewertet. Für die Smart Homes ist die Veränderung der Energieversorgungskosten die relevante Bewertungsgröße.

## 2.4 Verfahrensanforderungen

Zur Untersuchung und Bewertung des Nutzens von Smart Home Flexibilitäten für verschiedene Einsatzziele unterschiedlicher Akteure ist ein Verfahren notwendig, welches den Einsatz der flexiblen Technologien abbildet und es erlaubt, aus diesem Einsatz für die Bewertung des Nutzens notwendige/hinreichende Werte zu ermitteln. Somit muss zunächst definiert sein, welche Bewertungsgrößen für die verschiedenen Akteure von Interesse sind. Ebenso ist zu bestimmen, welche dieser Bewertungsgrößen aus dem Einsatz der Technologien berechnet werden können. Daraus ergeben sich die notwendigen Anforderungen an Verfahren zur Bestimmung des Einsatzes der flexiblen Technologien. Um eine umfassende Bewertung zu ermöglichen, sollen für den Technologieeinsatz verschiedene Last-, Erzeugungs-, Markt- und Netzsituationen untersucht werden.

### 2.4.1 Regelbasierter Betrieb vs. Einsatzplanung

Da der Nutzen der Flexibilität der Technologien bewertet werden soll, muss als Basisfall der „unflexible“ Technologieeinsatz bestimmt werden. Insbesondere bedeutet dieser Basisfall, dass dem Gebäude keine externen Informationen zur Verfügung stehen, die zu Abweichungen im Technologieeinsatz führen. Da der Einsatz der flexiblen Technologien somit entweder direkt vom Nutzer oder von der Regelungstechnik innerhalb des Gebäudes bestimmt wird, kann der Einsatz in einer individuellen Simulation des Gebäudes nachgebildet werden. Die Simulation des Gebäudes berücksichtigt dabei die typische Ausnutzung der Flexibilität der Technologien, z.B. die Flexibilität der Wärmespeicher im Heizungsbetrieb.

Aufbauend auf der individuellen Simulation des Einsatzes der Smart Home Technologien ohne externe Information können der Einsatzsimulation einfache Regeln zur Veränderung des Technologieeinsatzes vorgegeben werden. Diese ergänzen die Einsatzregeln, denen die verschiedenen Gebäudetechnologien bereits im Basisfall gehorchen. Regeln wie Schaltschwellen von Technologien können somit u.U. den Selbstverbrauch erhöhen, ohne dass ein intensiver kommunikativer Austausch mit externen Informationen vorliegen muss.

Sollen externe Informationen oder Steuersignale in der Einsatzplanung berücksichtigt werden, kann dieses Problem nicht mehr simulativ betrachtet werden. Die Einsatzplanung wird als ein Optimierungsproblem erstellt. Dieses benötigt zur Findung des optimalen Einsatzes Informationen zur aktuellen wie zukünftigen Entwicklung des Steuersignals. Bei flexiblen Tarifen als Steuersignal muss so viel Voraussicht für den Tarif gegeben sein, dass flexible Lasten geplant

werden können. Der Zeithorizont der Flexibilitäten bildet somit die Mindestanforderung an den Planungshorizont.

Wenn schließlich nicht mehr nur die Einsatzplanung eines einzelnen Smart Homes, sondern der Einsatz der Technologien im lokalen Verbund mit oder ohne Berücksichtigung des Verteilungsnetzes untersucht werden soll, ist eine Abbildung der Planung des Aggregators notwendig. Hierzu muss ebenfalls ein Optimierungsproblem aufgestellt werden.

## **2.4.2 Entscheidungskriterien der Einsatzplanung**

Die Einsatzplanung der Smart Home Flexibilitäten zielt für alle Akteure üblicherweise auf ein wirtschaftliches Optimum ab, welches durch den Einsatz der Technologien erreicht werden soll. Diese wirtschaftliche Zielsetzung ist nicht nur für die Vermarktung der Flexibilitäten durch Virtuelle Kraftwerke relevant. Auch die Energieversorgung der Smart Homes soll wirtschaftlich sein. Der Einsatz der Flexibilitäten für den Verteilungsnetzbetreiber ist ebenso wirtschaftlich motiviert, solange der Flexibilitätseinsatz in Konkurrenz zu Einspeisemanagement oder Netzverstärkungsmaßnahmen steht.

Andere Motivationen der Smart Homes zur Selbstverbrauchsmaximierung, wie der Wunsch nach Autarkie oder nach eigener ökologischer Stromversorgung können über die Minimierung der CO<sub>2</sub>-Bilanz bzw. der Primärenergieäquivalente [Fal17], [Kre16b] sowie über die Maximierung der Nutzung selbst erzeugten Stromes oder die Minimierung des Netzbezuges abgebildet werden.

## **2.4.3 Zeithorizont des Verfahrens**

Zur Bewertung des Nutzens der Smart Home Flexibilitäten für die verschiedenen Nutzer muss eine Bandbreite an Situationen bewertet werden. Die Parameter, die in die Bewertung einfließen, sind neben Last- und Erzeugungs- auch die Markt- und Netzsituation. Eine Berücksichtigung verschiedener Situationen ist zum einen mittels Typtagen oder ähnlichen typisierten Zeiteinheiten möglich. Sobald Speichertechnologien mit betrachtet werden, müssen längere, zusammenhängende Zeithorizonte gewählt werden, um Fehler durch die Initiierung der Speicherfüllstände zu vermeiden. Die Simulation bzw. Optimierung eines gesamten Jahres erlaubt es, eine Vielzahl von verschiedenen Situationen in die Bewertung mit einfließen zu lassen und die zeitkoppelnden Eigenschaften der Speichertechnologien abzubilden.

## **2.4.4 Notwendige Größe des Bilanzraumes**

Die Analyse und Bewertung des Nutzens von Smart Home Flexibilitäten für verschiedene Akteure erfordert unterschiedliche Betrachtungsgebiete. Für die

Analyse der Flexibilitäten in Smart Homes ist eine Einzelgebäudebetrachtung ausreichend. Die Ausstattung der untersuchten Gebäude bestimmt die individuell zur Verfügung stehende Flexibilität und wird im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung variiert.

Für die Analyse des Verbundeinsatzes von Smart Home Flexibilitäten in Energiegemeinschaften müssen mehrere Gebäude gemeinsam betrachtet werden. Eine Variation der Zusammenstellung der Energiegemeinschaft und der ihr zur Verfügung stehenden Flexibilitäten ermöglicht die Untersuchung der Robustheit der Ergebnisse. Zur Bewertung der Auswirkung des Einsatzes der Smart Home Technologien entsprechend der durch den Verbund gesetzten Ziele auf die einzelnen Gebäude muss somit die Verbundbetrachtung mit der Gebäude-Perspektive kombiniert werden.

### 3 Methodische Vorgehensweise

Zur Bewertung der Wirkung und des Nutzens von Smart Homes im Energieversorgungssystem können verschiedene Kenngrößen verwendet werden. Die Bewertung kann z.B. neben ökonomischen Kenngrößen, wie Energieversorgungskosten, auch technische Merkmale, wie die Beeinflussung der Stromnetze, oder ökologische Kenngrößen, wie die Emissionen der Energieversorgung, umfassen. Die Bewertung des Nutzens der Flexibilität von Smart Homes muss zudem für jeden Akteur des Systems separat geschehen, da die Akteure verschiedene Interessen und somit Bewertungsgrößen haben. Um diese Bewertung zu erhalten, die zumeist vom Einsatz der Energieversorgungstechnologien abhängt, müssen die Energiebedarfe der Smart Homes sowie der Einsatz ihrer Technologien modelliert werden. Hierzu stehen verschiedene Methoden zur Verfügung.

Für die Einsatzmodellierung stellen die unterschiedlichen Stufen der Erschließung der Smart Home Flexibilitäten sowie aktorspezifische Zielgrößen ihres Einsatzes zentrale Unterscheidungsmerkmale verschiedener Verfahren dar. Zur Darstellung des Status Quo, der als Benchmark einer veränderten Technologienutzung dient, muss neben der szenariospezifischen technologischen Ausstattung der Gebäude abgebildet werden, wie in Gebäuden heute energieverbrauchsrelevante Technologien eingesetzt werden. Hierzu kommen Simulationen des Einsatzes in Frage, die das Verhalten der Regelungstechnik der Versorgungstechnologien abbilden. In Einsatzsimulationen werden Einsatzentscheidungen stets auf Basis zu einem Zeitpunkt vorliegender Steuerungsgrößen ermittelt, eine vorausschauende Einsatzentscheidung kann somit nicht getroffen werden. In eine solche Simulation können auch Strategien zur Ausnutzung der Flexibilitäten, mit denen die Nutzer auf Zusatzwissen reagieren, implementiert werden (vgl. Kapitel 3.1).

Die Bewertung der sich aus der Simulation des Einsatzes der Smart Home Technologien ergebenden Last- und Erzeugungsfahrpläne geschieht für jedes Smart Home, einen Gebäudeverbund sowie den Verteilungsnetzbetreiber ex-post. Bewertet werden die Kosten der Energieversorgung des Smart Homes sowie der resultierende Selbstverbrauch der lokalen Stromerzeugung und die Veränderung der Residuallast.

Die Einsatzplanung im Verbund mehrerer Smart Homes sowie eine Planung zum optimalen Einsatz flexibler Technologien in einzelnen Smart Homes stellt ein Optimierungsproblem dar. In der Planung wird, in Abhängigkeit der erwarteten Rahmenbedingungen, die Einsatzentscheidung insbesondere bezüglich der damit verbundenen Kosten optimiert. Die Einsatzentscheidung unterscheidet sich von



der Entscheidung in Simulationsmodellen insbesondere durch die Information über zukünftige, erwartete Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 3.2).

Zur Bewertung des Einsatzes der Smart Home Flexibilitäten werden aktorspezifische und aggregierte Ergebnisse aus der Einsatzsimulation und der Einsatzplanung verglichen. Insbesondere interessiert die Kosten-Nutzen-Bilanz der Erschließung der Flexibilität. Somit müssen beide Verfahrensansätze – die Simulation sowie die Optimierung des Einsatzes – Auskunft zu den wirtschaftlichen Auswirkungen des Flexibilitätseinsatzes liefern. Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse aus unterschiedlichen Modellen (Simulation vs. Optimierung) sicherzustellen, muss in beiden methodischen Ansätzen darauf geachtet werden, dass die zugrundeliegenden Modelle der Technologien sowie die Bedingungen des Einsatzes vergleichbar sind.

### **3.1 Simulation des Einsatzes von Smart Home Technologien**

Smart Home Technologien werden heute bereits ohne oder mit teilweise erschlossener Nutzung ihrer inhärenten Flexibilität genutzt. Für die Bewertung der Nutzung der Flexibilitäten muss somit auch ihre heutige Nutzung abgebildet werden. Dies geschieht in Simulationsmodellen, die auch dazu geeignet sind, Einsatzstrategien zur Selbstverbrauchserhöhung nachzubilden.

Zur Abbildung der Nutzung verschiedener gebäudebezogener Technologien werden Simulationsmodelle genutzt. Diese bestimmen für jeden Zeitschritt die Versorgung der thermischen und elektrischen Bedarfe aus den im unterstellten Ausbauszenario vorhandenen Versorgungstechnologien. Die Entscheidung, welche Technologie im jeweiligen Zeitschritt eingesetzt wird, wird ausschließlich auf Basis der vorliegenden Bedarfe und Dargebote getroffen. Eine optimierte Planung des Einsatzes der Technologien geschieht in diesem Schritt nicht; die Nutzungspriorität der Versorgungstechnologien ist a priori festgelegt. Im bivalenten Heizungsbetrieb wird die Nutzung des Grundlasterzeugers im Rahmen seiner Modulationsfähigkeit der Nutzung des Spitzenlasterzeugers vorgezogen. Sind Wärmespeicher eingebunden, wird der Wärmebedarf primär aus diesen gedeckt. Auf elektrischer Seite wird der direkte Verbrauch von selbst erzeugtem Strom der Einspeicherung sowie der Einspeisung vorgezogen.

Die notwendige Komplexität der Gebäudesimulation ergibt sich aus der technologischen Ausstattung des jeweiligen Gebäudes. Im einfachsten Falle, wenn keine Flexibilitäten vorliegen, genügt die Bestimmung der elektrischen Last bzw. der Residuallast. Wenn Wärme-Strom-Anlagen oder Speichertechnologien im Gebäude betrieben werden, muss deren Einsatz für jeden Zeitschritt der Simulation entsprechend der hinterlegten Regeln ermittelt werden. Da durch

Wärme- und elektrische Speicher die einzelnen Zeitschritte der Einsatzentscheidung miteinander gekoppelt werden, ist es unumgänglich, die Untersuchungsperiode zu durchlaufen und individuelle Entscheidungen zu treffen.

Simulationsmodelle erlauben eine nahezu beliebige Komplexität der Modellierung der einzelnen Technologien. So können nichtlineare Abhängigkeiten des Heizungsbetriebes oder der Wärmespeichermodellierung berücksichtigt werden (z.B. [Col96], [Par10], [Art13]). In Simulationsmodellen lassen sich Regeln einbinden, die einen durch den Nutzer beeinflussten Betrieb der Gebäudetechnologien, z.B. zur Selbstverbrauchsmaximierung von regenerativem Strom oder in Reaktion auf variable Tarife, darstellen. Regeln zur Selbstverbrauchsmaximierung basieren auf Erfahrungswissen des typischen Technologieeinsatzes. So können z.B. feste Zeitgrenzen für Batteriespeicher genutzt werden, um die Einspeicherung mittäglich hoher PV-Einspeisung zu priorisieren. Eine Selbstverbrauchssteigerung des Haushaltes durch Verlegung der Betriebszeiten elektrischer Geräte in Zeiten hoher Eigenstromerzeugung ist ebenfalls ohne detaillierte Voraussicht abbildbar. Die Einsatzzeit kann, z.B. unter Nutzung einer Persistenzprognose, entsprechend des erwarteten Erzeugungsmaximums festgelegt werden [Mos15b].

Simulationsmodelle können für beliebige zeitliche Auflösungen erstellt werden. Da die Energiebedarfe und -dargebote von Zeitreihen abhängen bzw. als solche übergeben werden, ist die erreichbare zeitliche Auflösung von der Auflösung der Eingangsdaten abhängig. Die verfügbare Datenqualität gibt somit die Untergrenze der erreichbaren zeitlichen Detailtiefe vor. Zur Verringerung des Einflusses von Einschwingvorgängen sollte die Simulation über einen längeren Zeitraum als für die Auswertung notwendig laufen, damit der für die Ergebnisse relevante Zeitraum im eingeschwungenen Zustand der Simulation beginnt.

### **3.2 Modellierung der Einsatzplanung von Smart Home Technologien**

Zur Abbildung der Potentiale der Smart Home Flexibilitäten durch einen optimierten Betrieb wird eine Einsatzplanung als mathematisches Optimierungsproblem gelöst. Die Modellierung als Optimierungsproblem ist notwendig, wenn die Einsatzentscheidung der flexiblen Gebäudetechnologien nicht a priori festgelegt werden kann, sondern anhand der für den Optimierungszeitraum vorliegenden Informationen entschieden wird. Für die Einsatzentscheidung im Gebäudebereich sind verschiedene Charakteristika der dort verorteten Technologien zu berücksichtigen, die die notwendige Ausgestaltung des Optimierungsproblems mitbestimmen:

- Die Modulation der Leistung von Wärme-Strom-Anlagen ist nur innerhalb der Grenzen der vorgegebenen Leistungsgradienten möglich, sodass diese Gradienten mittels der Kopplung von Einsatzzeitpunkten abgebildet werden müssen. Nichtlinear verlaufende Gradienten in Teillastbereichen können als stückweise linearisierte Verläufe unter Inkaufnahme von Binärvariablen zur Identifizierung des gültigen Teillastbereiches abgebildet werden.
- Die Berücksichtigung von Speichertechnologien, wie Wärme- und Batteriespeichern aber auch Elektrofahrzeugen, erfordert eine zeitgekoppelte Betrachtung des Einsatzes.
- Die Berücksichtigung des flexiblen Einsatzes von Haushaltsgeräten der Weißen Ware ist nur über binäre Entscheidungsvariablen auf Einzelgebäudeebene abbildbar, sodass das resultierende Problem ganzzahlig werden muss.
- Abhängig von der Abbildung der Perspektive des Verteilungsnetzbetreibers sind – bei expliziter Berücksichtigung der Randbedingungen des Verteilungsnetzes – nichtlineare Eigenschaften des Leistungsflussproblems zu berücksichtigen.

Optimierungsprobleme werden nach den Eigenschaften ihrer Entscheidungsvariablen und Nebenbedingungen verschiedenen Problemklassen zugeordnet (vgl. Tabelle 3-1).

Nicht-lineare Abhängigkeiten des Technologieeinsatzes von Wärme-Strom-Anlagen und Wärmespeichern können erfolgreich durch (Teil-)Linearisierung abgebildet werden, sodass eine lineare Modellbildung für diese Technologien ausreichend ist [Sch15b], [Fal17], [Pol17]. Wenn auf eine Betriebsführung der Flexibilitäten durch den Verteilungsnetzbetreiber verzichtet wird und die Perspektive des Verteilungsnetzbetreibers über die Tarifgestaltung für die Optimierung der Einzelgebäude oder Gebäudeverbünde abgebildet wird, müssen die nichtlinearen Netznebenbedingungen nicht im Optimierungsproblem für die Einsatzentscheidung berücksichtigt werden. Auch in diesem Fall genügt eine lineare bzw. stückweise linearisierte Problemformulierung den Anforderungen.

<b>Mathematische Eigenschaften des Optimierungsproblems</b>	<b>Resultierende Problemklasse</b>
<p><i>Lineare Zielfunktion und Nebenbedingungen</i>  Rein lineare Zusammenhänge der Zielfunktionskoeffizienten sowie der Nebenbedingungen der Einsatzentscheidung von elektrischen Anlagen kombiniert mit der Ausnutzung des rationalen Zahlenraumes für die Entscheidungsvariablen stellen die einfachste Kombination zur Optimierung der Einsatzentscheidung dar.</p>	Lineare Programmierung
<p><i>Ganzzahlige oder binäre Entscheidungsvariablen</i>  Die Einsatzentscheidung von Technologien, die Mindestleistungen aufweisen – wie etwa Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen – benötigt binäre Entscheidungsvariablen, um das Ein- bzw. Ausschalten der Anlage abzubilden.</p>	Gemischt-Ganzzahlige Programmierung
<p><i>Nicht-Linearitäten in Zielfunktion und Nebenbedingungen</i>  Technische Charakteristika der Anlagen können nicht-linearen Zusammenhängen unterliegen. Beispiele sind der Wirkungsgrad von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen im Teillast- oder Anfahrbetrieb sowie die energetische Speichergroße von Wärmespeichern. [Fal17]</p>	Nicht-lineare Programmierung
<p><i>Nicht-Linearitäten in Zielfunktion und Nebenbedingungen kombiniert mit ganzzahligen Entscheidungsvariablen</i>  Technische Charakteristika von Anlagen können sowohl nichtlineare als auch ganzzahlige Variablen zur Abbildung ihres Einsatzes benötigen, z.B. KWK-Anlagen.</p>	Gemischt-Ganzzahlige Nicht-lineare Programmierung
<p><i>Nicht-deterministische Zielfunktion und Nebenbedingungen</i>  Die notwendige Voraussicht für die Einsatzentscheidung wird mittels unsicherer Prognosewerte sichergestellt. Die Unsicherheiten betreffen sowohl die regenerative Erzeugung als auch die elektrische Last.</p>	Stochastische Programmierung

**Tabelle 3-1: Eigenschaften und resultierende Problemklassen von Optimierungsproblemen**

Eine stochastische Modellierung erfordert mehrere diskrete Ausprägungen (Szenarien) der stochastischen Abhängigkeiten sowie ihre Eintrittswahrscheinlichkeiten. Diese Szenarien können für die Berücksichtigung des Prognosefehlers der regenerativen Erzeuger sowie für witterungsabhängige Veränderungen des Wärmebedarfs erstellt werden [Sow16]. Für flexible

Wohngebäudetechnologien ist eine Erstellung von diskreten elektrischen Lastprofilen für einzelne Gebäude möglich, die Angabe von Eintrittswahrscheinlichkeiten für diese Szenarien ist jedoch nicht möglich [Yil17], [Sam16]. Im Vergleich zu Wärme- und Kältebedarfen, die aufgrund ihrer hohen Abhängigkeit von Außentemperaturen recht gut zu prognostizieren sind, können stochastisch geprägte Einsätze von flexiblen Geräten nicht sicher prognostiziert werden [Tas16], [Lus17]. Die zur Verfügung stehende Datengrundlage in der Abbildung der flexiblen Haushaltsgeräte erlaubt es nur, für diese Geräte Szenarien der Nutzung zu modellieren, die vollkommen zufällig erstellt werden. Derartige Unsicherheiten existieren in der realen Perspektive einzelner Gebäude bzw. der Nutzer in diesem Gebäude nicht. Diese Einschränkung des genutzten probabilistischen Haushaltslastmodells erlaubt eine Nutzung der mit dem Modell erstellten Haushaltslastszenarien nur in Verbundbetrachtungen. Auf Ebene einzelner Haushalte müssten Szenarien auf Basis von Modellen erstellt werden, deren Datengrundlage Nutzungsroutinen aus Zeitnutzungsstudien sind, um die Unschärfen der Gerätenutzung korrekt aus der Zeitverwendung in einzelnen Haushalten abzuleiten. Somit muss – wenn für die Einzelgebäudebetrachtung dieselben Rahmenbedingungen gelten sollen wie für die Verbundbetrachtung – eine stochastische Programmierung entfallen. Somit wird die Einsatzplanung der Smart Home Technologien mittels eines deterministischen gemischt-ganzzahligen linearen Problems abgebildet.

Allen Optimierungsproblemen gemein ist eine Struktur, die eine Zielfunktion zur Minimierung oder Maximierung vorgibt, deren Variablen durch Nebenbedingungen, gültige Wertebereiche und ihnen zugeordnete Zahlenräume eingeschränkt werden (vgl. Formel (3-1) für gemischt-ganzzahlige lineare Minimierungsprobleme).

$$\min z = c^T * x \quad (3-1)$$

$$s. t. A * x \leq b$$

$$\{x_1 \dots x_r\} \in \mathbb{R}_0^+, \quad \{x_{r+1} \dots x_n\} \in \mathbb{N}_0$$

Rationale Variablen ( $\{x_1 \dots x_r\} \in \mathbb{R}_0^+$ ) beschreiben in Energiesystemmodellen die elektrische oder thermische Leistung modularer Technologien sowie Speicherfüllstände. Ganzzahlige Variablen ( $\{x_{r+1} \dots x_n\} \in \mathbb{N}_0$ ) bilden den Status einer Technologie (an/aus) und Schaltentscheidungen ab oder dienen zur Identifikation von Betriebsbereichen. Die Zielfunktionskoeffizienten bilden die Kosten bzw. Zahlungen ab, die mit den Variablen verknüpft sind. Die Einsatzplanung in Smart Homes wird mit dem Ziel der Minimierung der individuellen Energieversorgungskosten durchgeführt. Im Gebäudeverbund ist

die Zielsetzung die Minimierung der gemeinschaftlichen Energieversorgungskosten. Ein marktorientierter Betrieb hätte die Maximierung der Differenz aus Markterlösen und Kosten der Energieversorgung zum Ziel.

Zur Integration der Perspektive eines Verteilungsnetzbetreibers muss die Auswirkung der Gebäude sowie ihrer flexiblen Technologien im Verteilungsnetz beschrieben werden. Dies geschieht durch die Berechnung des Leistungsflusses. Hierzu verknüpft für ein vorgegebenes Netz die Admittanzmatrix  $\underline{Y}$  in Kombination mit den Knotenbilanzgleichungen für zwei Knoten  $i$  und  $j$  die Knotenleistungen mit den Knotenspannungen (3-2) [Heu13].

$$\underline{S}_i = \sum_j \underline{S}_{ij} = U_i \sum_j U_j e^{j(\theta_i - \theta_j)} \underline{Y}_{ij}^* \quad (3-2)$$

$\underline{S}_i$  Scheinleistung am Knoten  $i$

$U_i$  Spannung am Knoten  $i$

$\theta_i$  Phasenwinkel der Spannung am Knoten  $i$

$\underline{Y}_{ij}^*$  Admittanz des Zweiges zwischen den Knoten  $i$  und  $j$

Zur Lösung des Leistungsflussproblems wird das Newton-Raphson-Verfahren verwendet, welches iterativ ausgehend von einer Startlösung die Bilanzgleichungen linearisiert und löst, bis die Abweichungen der Spannungs- und Leistungswerte ausreichend klein geworden sind.



## 4 Verfahren

Zur Bewertung des Einsatzes flexibler gebäudegebundener Technologien wird ein Verfahren entwickelt, welches verschiedene Zielsetzungen des Technologie- bzw. Flexibilitätseinsatzes in verschiedenen Einsatzsimulationen bzw. -optimierungen vergleichend für ein Modellquartier berechnet. Die vier Zielsetzungen sowie die vier Modellierungsmethoden unterscheiden sich in der Größe des Bilanzraumes, in der Verfügbarkeit von Informationen für den Technologie- bzw. Flexibilitätseinsatz sowie in der Modellierungsmethodik. Neben einem Referenzfall, über den der unflexible Status-Quo-Einsatz abgebildet wird, werden drei Einsatzsimulationen bzw. -optimierungen in das Verfahren eingebunden, die „intelligenter“ bzw. informiertere Entscheidungen treffen. Hierzu werden den Simulations- bzw. Optimierungsmodellen zunehmend mehr Informationen zur Verfügung gestellt. Zunächst wird der Status-Quo-Einsatz in einen Regelbasierten Einsatz überführt. In den Regeln ist Erfahrungswissen hinterlegt, welches es den Gebäuden ermöglichen soll, selbst erzeugten Strom besser zu nutzen. Über diesen Einsatz werden die Interessen des Gebäude-internen Akteurs abgebildet. In einem weiteren Schritt erhalten die Gebäude externe Informationen zur zukünftigen Entwicklung von Energiepreisen, -vergütungen und Witterung. Basierend auf diesen Informationen wird der Flexibilitätseinsatz optimiert. Zuletzt wird es den Gebäuden durch eine Planung im Verbund ermöglicht, Flexibilitäten und Ressourcen ihrer Nachbarn ebenso zu nutzen wie eigene, um ein für den Verbund günstiges Ergebnis zu erzielen. In dieser Verbundplanung wird deutlich, dass neben den Gebäuden zwei weitere Akteure Stakeholder der Nutzung der Flexibilität sind:

- Aggregatoren, die mit dem Gebäudeverbund als virtuellen Kraftwerk am Markt<sup>17</sup> agieren, sowie
- Verteilungsnetzbetreiber, die ihr Netz effizienter betreiben möchten, können als Gebäude-externe Akteure den Einsatz der Gebäudetechnologien beeinflussen.

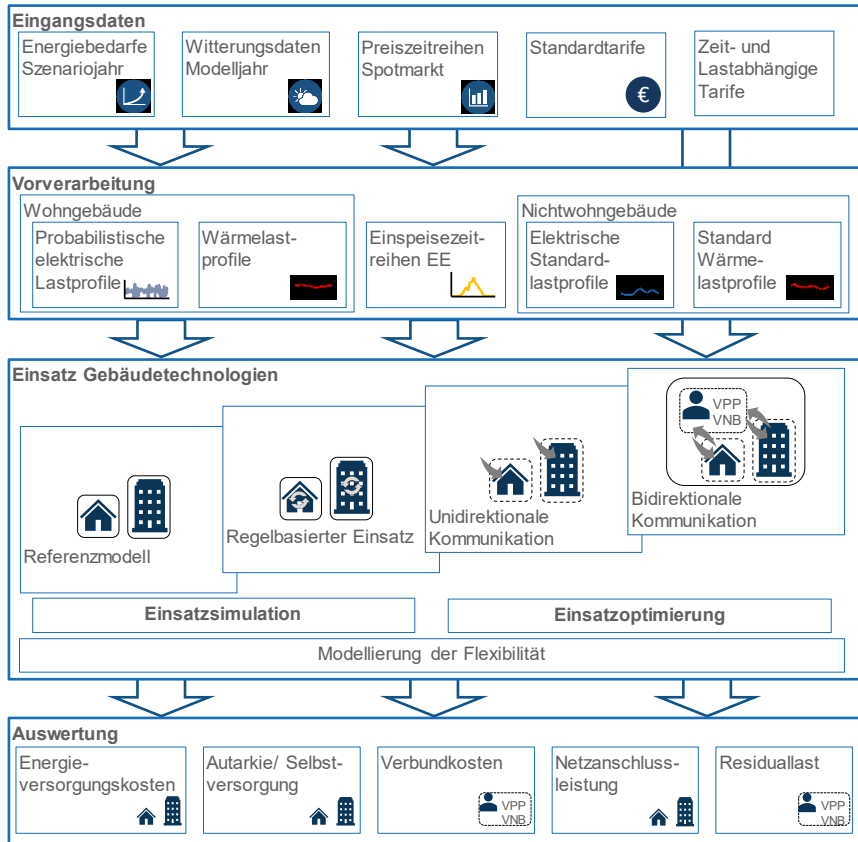
Das in dieser Arbeit entwickelte Verfahren zur Bewertung des Einsatzes von flexiblen Technologien in Gebäuden ist in Abbildung 4-1 dargestellt. Die Vorverarbeitung der Eingangsdaten erstellt alle für die Einsatzsimulation und -planung notwendigen Zeitreihen. Die Einsatzsimulation und -optimierung in den entwickelten Simulations- und Optimierungsmodellen ergibt Energieflüsse

---

<sup>17</sup> Es wird dabei davon ausgegangen, dass die Einsatzoptimierung und der Betrieb der Gebäudetechnologien keinen rückwirkenden Einfluss auf die Preise an den Energiemärkten nehmen.



zwischen Technologien und damit verknüpfte Kosten, die für die verschiedenen Akteure (Gebäudenutzer, Energiegemeinschaften, Verteilungsnetzbetreiber) ausgewertet werden. Abschließend werden z.B. die Energieversorgungskosten der Gebäude, ihre Nutzung selbst erzeugten Stromes sowie ihr Einfluss auf die elektrische Versorgungsinfrastruktur (Anschlussleistungen, Residuallasten) bewertet.



**Abbildung 4-1: Verfahrensüberblick**

Die Bewertung der Ergebnisse der Einsatzsimulation und -planung erfolgt für die Akteure jeweils individuell. Im Vergleich der verschiedenen Einsatzvarianten der Gebäudetechnologien werden die akteurspezifischen und ausstattungsabhängigen Unterschiede diskutiert.

## 4.1 Vorverarbeitung und Gebäudemodellierung

Die notwendigen Eingangsdaten des Bewertungsverfahrens verorten die betrachteten Gebäude des Modellquartiers in Raum und Zeit. Es wird ein Szenariojahr definiert, welches die Energiebedarfe und die Preisentwicklung sowie den regulatorischen Rahmen der Betrachtung beeinflusst. Neben dem Szenariojahr dient die Übergabe von Witterungs- und Preiszeitreihen eines Modelljahres dazu, eine konsistente Datengrundlage für die Modellierung zu erhalten.

Grundlage der Simulation und Optimierung der gebäudegebundenen Energietechnologien sind stets Zeitreihen der Energiebedarfe des Gebäudes bzw. seiner Bewohner sowie externer Einflüsse wie Energiepreise und Witterung. Insbesondere unter Berücksichtigung von Flexibilitäten, wie Speichersystemen oder verschiebbaren Lasten, ist die zeitliche Abhängigkeit der Bedarfe für die Planung bzw. Simulation des Einsatzes relevant. Die zu berücksichtigenden Energiebedarfe umfassen die Raumwärme-, Warmwasser- sowie elektrische Energie für verschiedene Haushaltsgeräte. Die drei Nutzenergieformen können mit unterschiedlichen Verfahren in zeitlicher Auflösung abgebildet werden (vgl. Kapitel 1.2). Zur Berücksichtigung individueller Gebäudeeigenschaften können keine Standardlastprofile eingesetzt werden.

Die Raumwärmebereitstellung ist temporal insbesondere von der Entwicklung der Witterungseinflüsse (Außentemperatur und Solare Einstrahlung) abhängig. Neben zu großen Teilen statischen Einflüssen des Gebäudes stellen variable Anforderungen an die Innenraumtemperatur und nutzerabhängige Variablen wie Lüftungswärmeverluste weitere in zeitlicher Abhängigkeit abzubildende Einflussfaktoren dar. Unter Ausnutzung der elektrisch-thermischen Modellanalogie wird für jedes Gebäude ein äquivalentes Netzwerk mit Hilfe typischer Gebäudeparameter parametrisiert ([Mei16], vgl. Abbildung 4-2). Die Parametrierung stützt sich auf die Typgebäude der Deutschen Gebäudetypologie unter Berücksichtigung von Sanierungsmaßnahmen in Abhängigkeit des Szenariojahres [Log15], [Pro14].

Der Bedarf für elektrische Energie wird durch die Nutzung von elektrischen Geräten eines Gebäudes bestimmt. Das Verbrauchsverhalten ist statistisch bekannt. Das Verhalten wirkt mit der zeitunabhängigen Ausstattung des Gebäudes mit elektrischen Haushaltstechnologien zusammen, welche ebenfalls statistisch erfasst ist. Die Modellierung des Bedarfes baut somit auf der vom Szenariojahr abhängigen Verfügbarkeit unterschiedlicher Geräte in verschiedenen Haushaltskategorien (*hh*) auf. Der Einsatz der vorhandenen Haushaltsgeräte (*i*) wird somit zyklisch (z.B. Kühlgeräte, Formel (4-1))) oder probabilistisch modelliert. Die Nutzungshäufigkeit und –wahrscheinlichkeit ist

für jedes probabilistisch eingesetzte Gerät auf Basis statistischer Daten hinterlegt und berücksichtigt saisonale und tägliche Abhängigkeiten (Formel (4-2)). Neben Geräten, die charakteristische Bedarfsprofile aufweisen (z.B. Weiße Ware, Formel (4-3)) können auch Geräte mit flexibler Nutzung abgebildet werden (z.B. TV, Formel (4-4)). Witterungsbedingte Einflüsse werden teils explizit, teils über saisonale Gewichtungsfaktoren abgebildet [Str14].

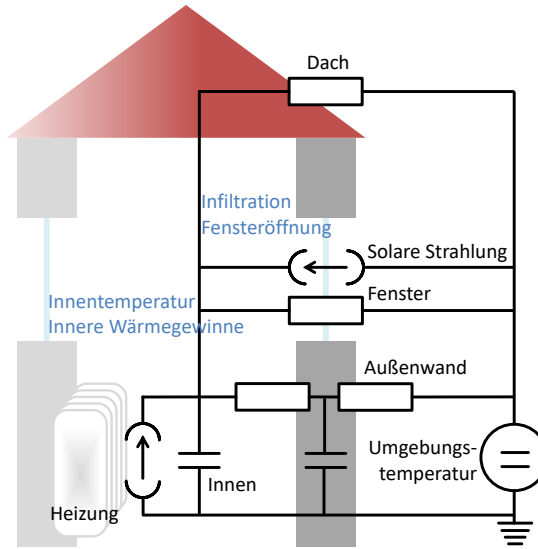


Abbildung 4-2: Modell zur Berechnung von Raumwärmebedarfszeitreihen unter Ausnutzung der thermisch-elektrischen Analogie

$$P_{\text{Kühlgerät},i,hh}(t) = \begin{cases} P_{\text{kühlend},i,hh} & , \text{modulo}(t - t_0, T_{\text{Zyklus},i}) < T_{\text{Kühlung},i} \\ P_{0,i,hh} & , \text{modulo}(t - t_0, T_{\text{Zyklus},i}) \geq T_{\text{Kühlung},i} \end{cases} \quad (4-1)$$

$t_0$  Zufällige Startzeit des ersten modellierten Kühlzyklus ( $< T_{\text{Zyklus}}$ )

$T_{\text{Zyklus},i}$  Gerätespezifische Dauer eines Zyklus

$T_{\text{Kühlung},i}$  Dauer der Kühlungsphase innerhalb eines Zyklus

$$\Omega_{\text{Einsatz}} = \begin{cases} 1 & , z_{\text{Zufall}} \geq \omega_{\text{Einsatz}} * f_{\text{saison}} * f_{\text{Tagtyp}} * f_{\text{Häufigkeit}} \\ 0 & , \text{sonst} \end{cases} \quad (4-2)$$

$\Omega_{\text{Einsatz}}$  Binärer Status der Nutzung eines Haushaltsgerätes

$z_{\text{Zufall}}$	Zufallszahl		
$\omega_{\text{Einsatz}}$	Zeitabhängige Gerätenutzung	Wahrscheinlichkeitsdichte	der
$f_{\text{Saison}}$	Faktor zur Abbildung saisonaler Einflüsse auf die Nutzungswahrscheinlichkeit		
$f_{\text{Tagtyp}}$	Faktor zur Abbildung der Tagtyp-spezifischen Einflüsse auf die Nutzungswahrscheinlichkeit (Werktage vs. Samstage/ Sonntage)		
$f_{\text{Häufigkeit}}$	Faktor zur Abbildung der Nutzungshäufigkeit		

$$P_{\text{Profilgerät},i,hh}(t) \quad (4-3)$$

$$= \Omega_{\text{Einsatz}} * \begin{cases} P_{\text{max},i,hh} * p_{\text{Phase } 1,i} & , t_{\text{Einsatz},i,hh} \leq t < t_{\text{Einsatz},i,hh} + T_{\text{Phase } 1,i} \\ P_{\text{max},i,hh} * p_{\text{Phase } n,i} & , t_{\text{Einsatz},i,hh} + \sum_{j=1}^{n-1} T_{\text{Phase } j,i} \leq t < \dots \\ & \dots t_{\text{Einsatz},i,hh} + \sum_{j=1}^n T_{\text{Phase } j,i} \end{cases}$$

$P_{\text{Profilgerät},i,hh}(t)$	Leistungsprofil eines Profilgerätes
$P_{\text{max},i,hh}$	Maximale Leistung des Gerätes $i$ im Haushalt $hh$
$p_{\text{Phase } n,i}$	Anteilige Leistung der Profilphase $n$
$t_{\text{Einsatz},i,hh}$	Startzeit des Einsatzes des Profilgerätes $i$
$T_{\text{Phase } n,i}$	Dauer der Phase $n$

$$P_{\text{Gerät},i,hh}(t) \quad (4-4)$$

$$= \Omega_{\text{Einsatz}} * \begin{cases} P_{\text{max},i,hh} & , t_{\text{Einsatz},i,hh} \leq t < t_{\text{Einsatz},i,hh} + T_{\text{Zufall}} \\ 0 & , \text{sonst} \end{cases}$$

$T_{\text{Zufall}}$  Zufällige Dauer der Gerätenutzung

Die Leistungszeitreihen der einzelnen Geräte werden zu einem Haushaltslastprofil aufsummiert. Die Leistungszeitreihen der verschiebbaren Haushaltsgeräte werden separat gespeichert und nicht in das Haushaltslastprofil übernommen, um den flexiblen Einsatz dieser Geräte abbilden zu können. Leistungsfaktoren können zwar pro Gerät zugewiesen werden und über die Summierung zu einem Wirk- und einem Blindleistungsprofil führen, die Datenlage bzgl. der Blindleistungsbedarfe von Haushaltsgeräten ist jedoch

mangelhaft. Dadurch ist eine vollständige Blindleistungsabbildung erschwert [Ric10a], [Zei12] und wird in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Der Bedarf für Warmwasser ist, ähnlich wie der Bedarf für Strom, von der Ausstattung des Gebäudes sowie der Anzahl der Bewohner eines Hauses und ihres Verhaltens abhängig [Wid09]. Ebenso besteht ein saisonaler Einfluss der Kaltwassertemperatur. Der Warmwasserbedarf kann sowohl zentral über die Heizung wie auch dezentral gedeckt werden, weswegen die Warmwasserbedarfszeitreihen separat von den Raumwärmebedarfszeitreihen vorliegen sollen. Die Warmwasserbedarfszeitreihen werden daher als separate Leistungszeitreihen auf Basis eines stochastischen Bedarfsmodells berechnet und gespeichert. Die Modellierung erfolgt analog zu Formel (4-2), indem für die betrachteten Gebäude und den betrachteten Zeitraum statistische Nutzungswahrscheinlichkeiten und -mengen des Warmwasserbedarfs genutzt werden.

Technologien, die diese Bedarfe versorgen, sind zum einen Heizungstechnologien, zum anderen – neben dem Anschluss an das elektrische Netz der öffentlichen Versorgung – dezentrale Erzeugungstechnologien (vgl. Kapitel 2.1). Eine Übersicht über die zu modellierenden Technologien gibt Tabelle 4-1.

Heizungen, die ohne Bezug oder Einspeisung elektrischer Energie Raumwärme bereitstellen, wie z.B. Gas-Brennwertkessel, werden nicht explizit modelliert. Die elektrischen Bedarfe dieser Heizungen werden in den erstellten probabilistischen Haushaltslastprofilen berücksichtigt. Die durch die Raumwärmebereitstellung verursachten Kosten sowie die benötigte Endenergie ergeben sich aus der Effizienz der Heizung, dem Raumwärmebedarf und den Kosten des genutzten Energieträgers. In Kombination mit Wärme-Strom-Anlagen im bivalenten Betrieb muss der Betrieb dieser Heizungen wiederum explizit modelliert werden. Sie stellen als Spitzenlasterzeuger Raumwärme zu bekannten Kosten im Rahmen ihrer Wärmeleistung zur Verfügung. Diese Betriebsart wird, ebenso wie die elektrische Energiebereitstellung aus Kraft-Wärme-Kopplung, in Abschnitt 4.1.1 erläutert, da KWK typischerweise bivalent in Kombination mit einem Wärmespeicher eingesetzt werden.

Die witterungs- und somit zeitabhängige Strombereitstellung durch Photovoltaikanlagen wird in Abhängigkeit gebäudespezifischer Parameter (Dachsteilheit, -ausrichtung, -fläche), Anlagenparameter sowie solarer Strahlungsdaten modelliert [Kre16b]. Aus den verfügbaren Strahlungsdaten wird zunächst die Gesamt-Bestrahlungsstärke aus direkter und diffuser Bestrahlung auf der geneigten Ebene der Anlage  $E_{G,gen}$  berechnet [Qua13]. Darauf aufbauend

wird für Photovoltaikanlagen die elektrische Leistung nach Formel (4-5) in Abhängigkeit der Modultemperatur berechnet [Wag10].

Technologie	RW	WW	Elektrisches HH-Gerät	Nutzbare Flexibilität?
Gas-Brennwert-Heizung	✓	✓		
EL. WP	✓	✓		✓*
ESH	✓			✓
KWK	✓	✓	✓	✓
Wärme-speicher	✓	✓		✓
PV			✓	
EL. Speicher-systeme			✓	✓

Tabelle 4-1: Übersicht über Versorgungstechnologien für Energiebedarfe von Wohngebäuden (RW: Raumwärme, WW: Warmwasser) und die Nutzbarkeit ihrer Flexibilität

$$P_{el,PV}(t) = P_{Peak} \frac{E_{G,gen}(t)}{E_0} \eta_{rel}(\vartheta_c(t), E_{G,gen}(t))$$

mit

$$\eta_{rel} = (1 + c_T(\vartheta_c(t) - \vartheta_{c_0})) \left( 1 + \frac{U_{T_0}}{U_{MPP_0}} \ln \frac{E_{G,gen}(t)}{E_0} - \frac{R_{PV_0} I_{MPP_0}}{U_{MPP_0}} \left( \frac{E_{G,gen}(t)}{E_0} - 1 \right) \right) \quad (4-5)$$

$$\text{und } \vartheta_c(t) = \vartheta_A(t) + (NOCT - 20^\circ C) \frac{E_{G,gen}(t)}{800 W/m^2}$$

$\vartheta_{c_0}$  Zelltemperatur unter Standard-Prüfbedingungen: 25°C

$\vartheta_c(t)$  Zelltemperatur in °C

$\vartheta_A(t)$	Umgebungstemperatur in °C
$NOCT$	Nominelle Zell-Betriebstemperatur bei $\vartheta_A = 20^\circ\text{C}$ und $E = 800 \text{ W/m}^2$
$P_{peak}$	Maximale Leistung unter Standard-Prüfbedingungen in W
$R_{PV_0}$	Photovoltaik-Widerstand [ $\Omega$ ]
$U_{T_0}$	Temperatur-Spannung unter Standard-Prüfbedingungen in V
$I_{MPP_0}$	Stromstärke im Punkt maximaler Leistung (MPP) unter Standard-Prüfbedingungen
$U_{MPP_0}$	Spannung im Punkt maximaler Leistung unter Standard-Prüfbedingungen
$E_0$	Bestrahlungsstärke unter Standard-Prüfbedingungen: $1000 \text{ W/m}^2$
$c_T$	Temperaturkoeffizient der maximalen Leistung
$\eta_{rel}$	„Relativer Wirkungsgrad“ der Photovoltaikanlage

Die Ladekennlinien der Elektrofahrzeuge werden auf Basis von Mobilitätsdaten und in Abhängigkeit verschiedener Fahrzeugparameter sowie Ladeleistungen modelliert [Str18]. Die aus den Mobilitätsdaten abgeleiteten Fahrprofile bestimmen den Energiebedarf, den ein Fahrzeug benötigt. In Kombination mit unterschiedlichen Batteriegrößen, die für aktuell am Markt verfügbare Elektrofahrzeuge gelten, und möglichen Ladeleistungen wird aus dem Energiebedarf der zeitlich aufgelöste Ladebedarf der Fahrzeuge ermittelt. Die Ladeleistungen werden über die verfügbaren Anschlussleistungen der Ladeinfrastruktur an den Gebäuden bestimmt.

#### 4.1.1 Flexibilität aus Wärmebereitstellung und Wärmespeicher

Die Flexibilität der Wärmebereitstellung ergibt sich aus der Speicherfähigkeit der bereitgestellten Wärme, die in Wärmespeichern sowie in der thermischen Speicherfähigkeit des Gebäudes erhalten bleibt. Zudem werden Wärme-Strom-Anlagen, wie Wärmepumpen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, bivalent ausgelegt, sodass ein Spitzenlasterzeuger als alternative Wärmequelle zur Verfügung steht und somit die elektrische Leistung der Anlagen teilweise von der Wärmebereitstellung entkoppelt.

Die Modellierung der Wärmebereitstellung mit Wärmepumpen berücksichtigt die Leistungszahl (COP, coefficient of performance) der Wärmepumpe, welche von

der Vorlauftemperatur des Heizungssystems  $\vartheta_{VL}$  bzw. der Warmwassertemperatur bei Warmwasserbereitung  $\vartheta_{TWW}$  abhängig ist. Da die Temperatur der Wärmequelle  $\vartheta_{Quelle}$  ebenfalls saisonalen Schwankungen unterworfen ist, beeinflussen nicht nur das Heizungs- bzw. Warmwassersystem sondern auch die Umweltbedingungen den COP der Wärmepumpe. Somit wird für den COP eine Zeitreihe hinterlegt, um die Effizienz der Wärmebereitstellung korrekt abzubilden. Diese Zeitreihe wird für jedes Gebäude individuell ermittelt, da die Wärmebedarfe für Raumwärme  $d_{RW}(t)$  und ggf. für Trinkwarmwasser  $d_{TWW}(t)$  als weitere zeitabhängige Eingangsgrößen eingehen (4-6). Die Konstanten  $c_1$  und  $c_2$  sind in Tabelle 4-2 für Sole- und Luft-Wärmepumpen aufgeführt.

$$COP(t) = c_1 e^{\left( c_2 (\vartheta_{Quelle}(t) - \frac{d_{RW}(t)\vartheta_{VL} + d_{TWW}(t)\vartheta_{TWW}}{d_{RW}(t) + d_{TWW}(t)}) \right)} \quad (4-6)$$

	$c_1$	$c_2$
<b>Sole-Wärmepumpe</b>	14,411	0,042
<b>Luft-Wärmepumpe</b>	4,9082	-0,014

**Tabelle 4-2: Faktoren zur Berechnung der Wärmepumpen-Leistungszahl nach [Mia11], [Kre16b]**

Die Modellierung der Wärmebereitstellung mit KWK-Anlagen berücksichtigt die technologischen Restriktionen der Anlagen. Die Erzeugung von Wärme und Strom in der KWK-Anlage ist innerhalb der durch die Mindest- und die installierte Leistung vorgegebenen Grenzen modulierbar. Die Stromkennzahl einer KWK-Anlage, die das Verhältnis der erzeugten Wärmemenge zur erzeugten Strommenge angibt, ist abhängig von der installierten Leistung der KWK-Anlage und liegt zwischen 3,5 und 1,2, sodass die Wärmeproduktion stets die Stromerzeugung übersteigt [ASU14]. KWK-Anlagen werden für bivalenten Betrieb ausgelegt. Somit ist jede KWK-Heizung mit einem Spitzenlasterzeuger ausgestattet. Bei geringem Wärmebedarf, der die Mindestleistung der KWK-Anlage nicht übersteigt, sowie bei Wärmebedarfen, die die installierte Wärmeleistung der KWK-Anlage überschreiten, wird der Spitzenlasterzeuger zur Bereitstellung der Wärme genutzt.

Die Modellierung der Wärmespeicher berücksichtigt neben den Grenztemperaturen des Speichers, die die speicherbare Energiemenge begrenzen, die Wärmeverluste, die die Wärmespeicher aufgrund der Temperaturdifferenz zwischen Speicherinnentemperatur und Raumtemperatur des Aufstellungsortes aufweisen. Die Raumtemperatur des Aufstellungsortes unterliegt Schwankungen,



die von der Beheizung sowie der Lage des Aufstellungsortes im Gebäude abhängig sind. Die Wärmeverluste berechnen sich entsprechend als zeitabhängige Größe gemäß Formel (2-1). Aufgrund mangelnder Kenntnisse des Aufstellungsortes oder des Verlaufs der Speichertemperatur sowie der Raumtemperatur des Aufstellungsortes, müssen für eine ex-ante Abschätzung der mittleren Verluste beide Größen geschätzt werden [Wes13].

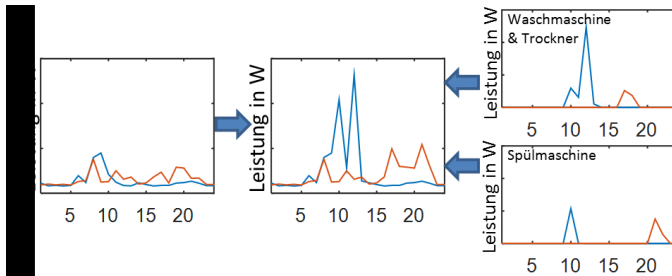
#### 4.1.2 Flexibel einsetzbare Hausgeräte

Die elektrische Leistung von Haushaltsgeräten, die Flexibilität als verschiebbare Lasten bereitstellen, ist durch Lastprofile der einzelnen Einsätze charakterisiert. Die Start- und Endzeit sind aus der Datenvorverarbeitung gegeben, können in der Einsatzsimulation oder -planung aber verschoben werden.

Für die Haushaltsgeräte wird zunächst mit einem probabilistischen Verfahren (vgl. Kapitel 4.1) ein Einsatz bestimmt, der die unbeeinflusste Nutzung der Geräte repräsentiert. Für die als flexibel einsetzbar gewählten Geräte werden die Zeitreihen ihrer Einsätze gespeichert, während die restliche elektrische Last des Gebäudes zu einem Summenprofil zusammengefasst wird und als nicht flexibel gilt. Ohne Nutzung der Flexibilität sind die flexiblen Geräte somit nur Lastzeitreihen, die der restlichen Last des Gebäudes hinzuaddiert werden. In Abbildung 4-3 ist die Erstellung des Haushaltslastprofils im unbeeinflussten Einsatz dargestellt. Die flexiblen Geräte sind im Beispiel die der Weißen Ware – Waschmaschine, Trockner (gemeinsam oben rechts) und Geschirrspüler (unten rechts).

Vom Standard-Einsatz der flexiblen Geräte kann durch den Nutzer oder durch externe Steuerung abgewichen werden. Hierzu wird das isolierte Lastprofil des Gerätes innerhalb beliebig festzulegender zeitlicher Grenzen verschoben, vgl. Formel (4-7). Eine Unterbrechung des Betriebes wäre ebenfalls möglich, gerätespezifische Anforderungen an die Unterbrechung – z.B. durch den Programmablauf oder Einhaltung der Kühlgrenzen – schränken diese Flexibilität ein.

Bei der Verschiebung der flexiblen Geräte müssen die Abhängigkeiten ihres Einsatzes berücksichtigt werden. Beispielsweise muss die Verschiebung eines Trockners berücksichtigen, dass die Waschmaschine vorher ihren Durchlauf beendet haben muss, da der Einsatz des Trockners vorher nicht sinnvoll ist. Eine einfache Behebung dieser zusätzlichen Komplexität kann dadurch umgesetzt werden, dass Waschmaschine und Trockner als gemeinsames Profil verschoben werden. Die Wartezeit zwischen Ende des Waschmaschineneinsatzes und Beginn des Trocknereinsatzes ist in diesem Fall als unflexibel anzunehmen.



**Abbildung 4-3: Zusammensetzung des Haushaltslastprofils aus dem Tagesprofil der unflexiblen Geräte (links) und den Profilen der flexiblen Geräte (rechts) für zwei Beispielhaushalte**

$$P_{flexGerät,i,hh}(t) = P_{Profilgerät,i,hh}(t + \Delta T) \quad (4-7)$$

mit  $T_{Vorziehen\ flexGerät,max} \leq \Delta T \leq T_{Nachholen\ flexGerät,max}$   
 und  $P_{Profilgerät,i,hh}(t)$  nach (4-3)

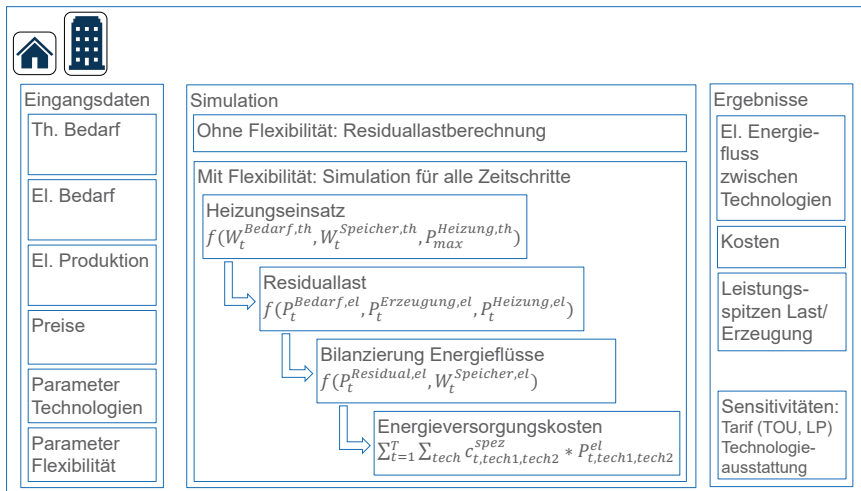
Auch die evtl. mehrfache Nutzung eines Gerätes innerhalb des Planungshorizonts stellt Anforderungen an zeitlichen Grenzen der Verschiebung. Es muss somit sichergestellt werden, dass die mehrfache Nutzung desselben Gerätes nicht zu sich überschneidenden Zeiträumen geplant wird. Ausgehend vom Standard-Einsatz der flexiblen Geräte werden Überlappungen der möglichen vorgezogenen oder nachgeholtten Einsatzzeiträume in der Vorverarbeitung der Daten bereinigt, sodass nachfolgende Einsatzbestimmungsverfahren nur solche Flexibilität der Geräte übergeben bekommen, die auch erfüllbar sind. In den seltenen Fällen, in denen eine mehrfache Nutzung desselben Gerätes zeitlich nah erfolgt, reduziert sich somit die zeitliche Flexibilität des Einsatzes.

## 4.2 Einsatzsimulation des Smart Home

Die entwickelte Simulation des Einsatzes der flexiblen Gebäudetechnologien bildet im Referenzfall den Standard-Einsatz der Technologien in gebäudeindividuellen Rechnungen ab, erlaubt aber auch eine Abbildung des regelbasierten Betriebs. Die Heizungen werden somit rein wärmegeführt betrieben, flexible Haushaltsgeräte werden zu den durch die Haushaltslastmodellierung vorgegebenen Zeiten eingesetzt und Elektrofahrzeuge ungesteuert geladen. Ein Selbstverbrauch von selbst erzeugtem Strom findet immer dann statt, wenn das Gebäude elektrische Leistung zu Produktionszeiten der Erzeugungstechnologie benötigt oder noch in ein Batteriespeichersystem eingespeichert werden kann. Die Simulation bestimmt jeweils die Residuallast einzelner Gebäude und die Leistungsflüsse zwischen den verschiedenen

Technologien eines jeden Gebäudes. Darüber können die Energieversorgungskosten für die Untersuchungsperiode ermittelt werden.

Der Ablauf der Simulation ist abhängig von der technologischen Ausstattung des Gebäudes. Wenn keine Wärme-Strom-Anlagen und keine Speichersysteme im Gebäude installiert sind, genügt eine Berechnung der Residuallast aus den elektrischen Lasten und etwaiger lokaler Erzeugung. Wenn Wärme-Strom-Anlagen installiert sind, muss für jeden Zeitschritt über den Einsatz der Heizung entschieden werden, da dieser im Referenzfall nur vom aktuellen Wärmebedarf sowie von der thermischen Leistung der Heizung und dem Speicherstand des Wärmespeichers abhängt. Sind alle momentanen elektrischen Leistungen im Gebäude bekannt, können die Leistungsflüsse zwischen den Technologien und die Residuallast unter Berücksichtigung des Batteriespeicherstands berechnet werden (vgl. Abbildung 4-4). Parameter, die den Technologieeinsatz beeinflussen können, sind z.B. Sperrzeiten für Wärme-Strom-Anlagen oder die Begrenzung der Spitzeneinspeisung für Photovoltaikanlagen. Die Mindestleistung für KWK-Anlagen stellt ebenfalls einen Technologieparameter mit Einfluss auf das Betriebsverhalten dar. Für die Elektrofahrzeuge sowie die flexiblen Haushaltsgeräte wird zunächst kein flexibler Einsatz unterstellt.



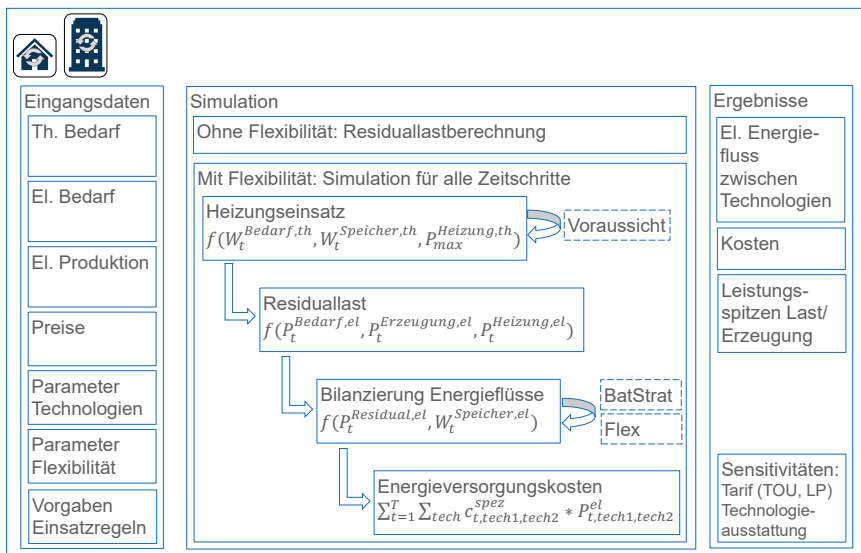
**Abbildung 4-4: Simulation des Einsatzes von flexiblen Technologien in Gebäuden im Referenzmodell**

Der Einsatzsimulation können in einem weiteren Schritt Regeln übergeben werden, die den Einsatz der Heizungs- und elektrischen Technologien verändern. Diese Regeln stellen heute mögliche aber nicht notwendigerweise umgesetzte

Einflussnahmen auf den Einsatz der Gebäudetechnologien dar. Der Einsatz dreier Technologien wird durch diese Regeln beeinflusst: flexible Haushaltslasten, Wärme-Strom-Anlagen und Batteriespeichersysteme.

Regeln zur Modifizierung des Einsatzes der flexiblen Haushaltsgeräte können in Abhängigkeit der aus der Lastmodellierung pro Gerät gegebenen Einsatzzeiten und variabel vorzugebender Verschiebezeiten den Einsatz der Geräte verschieben, um einen höheren Selbstverbrauch von lokaler Energie zu erreichen. Wenn innerhalb der vorgegebenen Einsatzperiode keine Nutzung lokal erzeugten Stromes möglich ist, wird das Gerät zum spätestmöglichen Zeitpunkt gestartet, wodurch sich innerhalb der Simulation die Bilanzierung der Energieflüsse zwischen den Gebäudetechnologien verändert (vgl. „Flex“ in Abbildung 4-5).

Eine begrenzte Voraussicht über wenige Zeitschritte bzw. Stunden ermöglicht den Wärme-Strom-Technologien bei herannahender Sperrzeit durch Erhöhung ihrer elektrischen Leistung lokal erzeugten Strom aufzunehmen und in Form von Wärme in den Wärmespeicher einzuspeichern, auch wenn diese Wärme nicht akut zur Wärmebereitstellung notwendig ist. Diese Modifikation des Einsatzes der Wärme-Strom-Anlagen wird innerhalb der Simulation im Schritt der Fahrplanermittlung der Heizungen wirksam (vgl. „Voraussicht“ in Abbildung 4-5).



**Abbildung 4-5: Simulation des Einsatzes von flexiblen Technologien in Gebäuden mit Berücksichtigung zusätzlicher Regeln**

Die Grenzen der Einspeicherung von lokal erzeugter Elektrizität in Batteriespeichersystemen können zeitlich oder leistungsabhängig beeinflusst werden. Feste Zeitvorgaben sind z.B. bei Photovoltaikanlagen denkbar, die tageszeitabhängige Leistungsprofile aufweisen. Leistungsgrenzen der lokalen Erzeuger für die Einspeicherung sind unabhängig vom Erzeugungsverhalten. Neben festen Schwellenwerten, ab denen lokal erzeugter Strom in die Batterie eingespeichert werden darf, kann eine Persistenzprognose anhand des vorherigen Tages getroffen werden, durch welche die Zeit- bzw. Leistungsgrenzen dynamisch berechnet werden (vgl. „BatStrat“ in Abbildung 4-5).

### 4.3 Einsatzplanung des Smart Home

Die Einsatzplanung der flexiblen Technologien bildet den „intelligenten“ Einsatz der Technologien in Reaktion auf gegebene Preissignale in gebäudeindividuellen Rechnungen ab. Die Gebäude erfahren somit Zusatzinformationen durch die Preissignale, auf deren Basis sie ihren Technologieeinsatz planen. Die Einsatzplanungen der Gebäude werden als gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsprobleme formuliert, in denen die gebäudespezifischen Technologien jeweils individuell abgebildet werden. Die Zielfunktionskoeffizienten ergeben sich aus dem jeweiligen Stromtarif sowie den Vergütungszahlungen oder Kosten der Gebäudetechnologien. Für die Zielfunktionskoeffizienten  $c$  ergeben sich die in Tabelle 4-3 aufgeführten Indizes.

1	Stromtarif, Standard	2	Stromtarif, Wärmestrom
3	Stromtarif, Ladestrom EV	4	Gastarif
5	Vergütung, Einspeisung PV	6	Vergütung, Einspeisung KWK
7	Vergütung, Abregelung PV	8	Vergütung, Abregelung KWK
9	Kosten, Selbstverbrauch PV	10	Kosten, Selbstverbrauch KWK
11	Lastversorgung Batteriespeicher	12	Netzeinspeisung Batteriespeicher
13	Abnutzungskosten Batteriespeichersystem (Einspeicherung)		

**Tabelle 4-3: Indizes der Zielfunktionskoeffizienten**

Neben den Indizes der Kosten sind die Variablen – und damit auch die Zielfunktionskoeffizienten – bestimmten Gebäudetechnologien zugeordnet. Die Indizes der Technologien sind in Tabelle 4-4 aufgeführt und werden im Folgenden nicht wieder erläutert. Die Zielfunktion der Smart Home Einsatzplanung ist in Formel (4-8) dargestellt mit  $sv$  als Index für den

Selbstverbrauch – welche Zielfunktionsvariablen und -koeffizienten jeweils für ein Gebäude wirksam werden, ist von der gebäudeindividuellen Ausstattung abhängig.

L	Elektrische Last	DL	Verschiebbare Last
EV	Ladestrom	B	Batteriespeichersystem
PV	Photovoltaik	KWK	KWK-Anlage
WP	Wärmepumpe	EH	Elektroheizung
Netz	Netzanschluss elektrisch	ThS	Wärmespeicher

**Tabelle 4-4: Indizes der Technologien**

$$\begin{aligned}
 z = \sum_{t=1}^{T_{Opt}} & c_1(t) * P_{Netz,(L,DL)}(t) + c_2(t) * P_{Netz,(WP,EH)}(t) + c_3(t) \quad (4-8) \\
 & * P_{Netz,EV}(t) + c_4 * P_{Gas,KWK}(t) + c_5 \\
 & * P_{PV,Netz}(t) + c_6 * P_{KWK,Netz}(t) + c_7 \\
 & * P_{PV,Abregelung}(t) + c_8 * P_{KWK,Abregelung}(t) \\
 & + c_9(t) * P_{PV,sv}(t) + c_{10}(t) * P_{KWK,sv}(t) + c_{11} \\
 & * P_{B,sv}(t) + c_{12} * P_{B,Netz}(t) + c_{13} \\
 & * P_{(PV,KWK),B}(t)
 \end{aligned}$$

Die Nebenbedingungen der gebäudeindividuellen Einsatzplanungen sind technologiespezifisch und zunächst voneinander unabhängig. Sie werden lediglich über den Selbstverbrauch des erzeugten Stroms miteinander gekoppelt. Die sich ergebende Struktur des Problems zeigt Formel (4-9). Nebenbedingungsblöcke von Technologien, die im jeweils modellierten Gebäude nicht installiert sind, werden zu Null gesetzt und vom Optimierungsalgorithmus entfernt.

Die Nebenbedingungen der unflexiblen elektrischen Last sowie der Eigenerzeugung mittels Photovoltaik stellen sicher, dass zu jedem Zeitschritt der elektrische Bedarf bzw. die elektrische Produktion unter den möglichen Alternativen aufgeteilt wird (Formel (4-10) bzw. Formel (4-11)). Die einzelnen Zeitpunkte  $t$  der Optimierungsperiode sind voneinander unabhängig.

$$\min z(x) = c^T * x \quad (4-9)$$

$$s. t. \quad \begin{pmatrix} A_L & & & & & & & \\ & A_{PV} & & & & & & \\ & & A_{EV} & & & & & \\ & & & A_B & & & & \\ & & & & A_{DL} & & & \\ & & & & & A_{KWK} & & \\ & & & & & & A_{WP} & \\ & & & & & & & A_{EH} \\ A_{sv} & A_{sv} & A_{sv} & A_{sv} & A_{sv} & A_{sv} & A_{sv} & A_{sv} \end{pmatrix} * x \leq b$$

$c$  Vektor der Zielfunktionskoeffizienten

$A_i$  Nebenbedingungsmatrix zur Technologie  $i$

$b$  Vektor der Begrenzungen der Nebenbedingungen

$$P_L(t) = \sum_i P_{i,L}(t) \text{ mit } i \in [PV, KWK, B, Netz] \quad (4-10)$$

$$P_{PV}(t) = \sum_j P_{PV,j}(t) \quad (4-11)$$

mit  $j \in [sv, B, Netz, Abregelung]$

Alle Gebäudetechnologien, die Energie speichern können, – Heizungssysteme mit Wärmespeicher oder Batteriespeichersysteme – benötigen Nebenbedingungen, die die Zeitpunkte der Optimierungsperiode miteinander koppeln, da nur so eine konsistente Modellierung der Einhaltung der Speichergrenzen abgebildet werden kann. Exemplarisch zeigt Formel (4-12) die Modellierung eines Batteriespeichersystems; die Abbildung von Wärmespeichern erfolgt analog mit Formel (4-13). Wärmespeicher werden in gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblemen typischerweise als homogene Wärmekapazitäten modelliert, die von einem Wärmeerzeuger gespeist und von einer Wärmelast geleert werden [Sch15b].

$$W_B(t) = \Delta t * \sum_{\tau=t_0}^t \left( \eta_e * \sum_i P_{i,B}(\tau) - \eta_a * \sum_j P_{B,j}(\tau) \right) \quad (4-12)$$

mit  $i \in [PV, KWK, Netz]$  und  $j \in [sv, Netz]$

$W_B(t)$  Speicherfüllstand Batteriespeicher zum Zeitpunkt  $t$

$t_0$  Startzeitpunkt der Optimierungsperiode

$\eta_e$  Wirkungsgrad der Speicherladung

$\eta_a$  Wirkungsgrad der Speicherentladung

$$W_{ThS}(t) = \Delta t * \sum_{\tau=t_0}^t \left( COP_j(\tau) * \sum_i P_{i,j}(\tau) - Q_{Bedarf}(\tau) - Q_{Verlust}(\tau) \right) \quad (4-13)$$

mit  $i \in [PV, KWK, Netz]$  und  $j \in [WP, EH]$

$W_{ThS}(t)$  Speicherfüllstand Wärmespeicher zum Zeitpunkt  $t$

$COP_j(\tau)$  Leistungszahl/ Effizienz der Wärmestromanlage

$Q_{B/V}$  Wärmeleistung des Wärmebedarfs bzw. der Wärmeverluste

Wenn die Flexibilität der Elektrofahrzeuge auf eine Verschiebung der Ladung reduziert wird, kann zwischen einer Modellierung als verschiebbarer Last, bei der Teile des Ladevorganges oder der gesamte Vorgang verschoben werden können, oder einer Modellierung als Speicher, der zeitlich flexibel eine gewisse Energiemenge aufnehmen muss, gewählt werden. Letzterer Modellierungsansatz benötigt keine ganzzahligen Variablen, wodurch die Komplexität des Optimierungsproblems nicht erhöht wird. Somit werden Elektrofahrzeuge als elektrische Speicher mit zeitabhängiger Anschlussleistung modelliert. Aus der Perspektive des Gebäudes, an das ein Elektrofahrzeug angeschlossen ist, kann auf eine Abbildung des Entladens durch Fahrten verzichtet werden. Es ergibt sich für die Modellierung gemäß Formel (4-13) eine zeitliche Abhängigkeit von  $W_{EV}(t)$  und  $P_{i,EV}(t)$  bzw.  $P_{EV,j}(t)$ <sup>18</sup>. Für diesen Ansatz ist eine Abbildung unidirektionaler Ladetechnologien ( $P_{EV,j}(t) = 0$ ) ebenso möglich wie die Abbildung bidirektionaler Ladetechnologien, bei denen die Traktionsbatterie des Fahrzeugs rückspeisefähig ist [Rat13].

Die Nebenbedingungen der Heizungstechnologien stellen sicher, dass der Wärmebedarf durch die Heizung und den Wärmespeicher gedeckt wird, vgl. Formel (4-13) und dass die Leistungsgrenzen der Heizung eingehalten werden, siehe Formel (4-14 bzw. 4-15). Für KWK-Anlagen kommen Binärvariablen

---

<sup>18</sup> Der Index „B“ in Formel (4-12) ist jeweils durch „EV“ zu ersetzen.



hinzu, die sicherstellen, dass die KWK-Anlage nicht unterhalb ihrer Mindestleistung betrieben wird, vgl. Formel (4-15 und 4-16).

$$P_{j,max} \geq \sum_i P_{i,j}(t) \geq P_{j,min} \quad (4-14)$$

mit  $i \in [PV, KWK, Netz]$  und  $j \in [WP, EH]$

$$\begin{aligned} Status_{KWK}(t) * P_{KWK,max} &\geq \sum_j P_{KWK,j}(t) \\ &\geq Status_{KWK}(t) * P_{KWK,min} \end{aligned} \quad (4-15)$$

mit  $j \in [B, sv, Netz, Abregelung]$  und  $Status_{KWK} \in [0; 1]$

$$Status_{KWK}(t) - Status_{KWK}(t-1) - Schalt_{Ein} + Schalt_{Aus} = 0 \quad (4-16)$$

und

$$Schalt_{Ein} + Schalt_{Aus} = 1$$

mit  $Schalt_{Ein/Aus} \in [0; 1]$

Verschiebbare Einsätze von Haushaltsgeräten werden über eine Nebenbedingung abgebildet, die exakt eine Nutzung des vorgegebenen Geräte-Lastprofils innerhalb einer über  $t_{Ende}$  und  $t_{Start}$  definierten Zeitspanne zulässt, vgl. Formel (4-17). Die Zeiten  $t_{Ende}$  und  $t_{Start}$  werden für jedes Gerät und jedes Gebäude für jede Optimierungsperiode individuell ermittelt. Sie ergeben sich aus der Standardnutzung des jeweiligen Gerätes und der vorgegebenen Flexibilität. Innerhalb der durch  $t_{Ende}$  und  $t_{Start}$  vorgegebenen Zeit muss das flexible Gerät betrieben werden. Eine Unterbrechung des Betriebs innerhalb der Nutzungsdauer  $T$  ist nicht vorgesehen. Durch die binären Statusvariablen, die den Startzeitpunkt des Geräteeinsatzes markieren, ergeben sich pro flexiblem Gerät  $t_{Ende} - t_{Start} - T$  Binärvariablen.

$$\sum_i P_{i,DL}(t) = \sum_{\tau=\max(t-T, t_{Start})}^{\min(t+T, t_{Ende})} Status_{DL}(t, \tau) * P_{DL}(t, \tau) \quad (4-17)$$

mit  $i \in [Netz, PV, KWK, B]$  und  $Status_{DL} \in [0; 1]$

$$\text{sowie } \sum_{\tau=t_{Start}}^{t_{Ende}} Status_{DL}(\tau) = 1$$

$P_{DL}(t, \tau)$  Elektrische Leistung des verschiebbaren Haushaltsgeräts (DL) in Abhängigkeit der Laufzeit des Gerätes  $\tau$

Die lokale Nutzung selbst erzeugten Stroms wird durch die gebäudeindividuelle Kopplung der Erzeuger, Last und elektrischen Speichertechnologien ermöglicht. Für jedes einzelne Gebäude ergibt sich eine Nebenbedingung gemäß Formel (4-18) pro Erzeuger (hier exemplarisch für Photovoltaik), die sicherstellt, dass die lokal erzeugte Elektrizität durch die Lasten aufgenommen wird.

$$P_{PV,sv}(t) = \sum_i P_{sv,i}(t) \quad (4-18)$$

mit  $i \in [L, DL, EV, WP, EH]$

Abhängig von der gewählten zeitlichen Auflösung sowie dem Planungshorizont und der technologischen Ausstattung der Gebäude wird die Zahl der Variablen – und insbesondere der ganzzahligen Variablen – groß. Eine vollständig flexibel planbare verschiebbare Last, die in einer Vortagsplanung in viertelstündlicher Auflösung geplant werden soll und eine Lastprofillänge von 1 h hat, ergibt 92 Binärvariablen. Bei jährlicher Planung eines täglichen Einsatzes steigt die Zahl der Binärvariablen auf 33.580. Mehrfamilienhäuser können bis zu 18 verschiebbare Lasten beinhalten, wodurch die Zahl an Binärvariablen weiter ansteigt. Zur Reduzierung der Komplexität der Optimierungsrechnungen wird daher stets für einen wöchentlichen Planungshorizont rollierend gerechnet, um für die den Gebäuden zugewiesenen Energiespeicher einen zulässigen Planungshorizont gewährleisten zu können. Da die Dimensionierung der Wärmespeicher als auch der Batteriespeicher in maximal untertägigen Ladungs- bzw. Entladungszeiten resultiert, ist die durch die rollierende Betrachtung mit wöchentlichem Planungshorizont resultierende Abweichung gegenüber einer geschlossenen Betrachtung vernachlässigbar.

Die rollierende Jahresberechnung für wöchentliche Planungshorizonte erfolgt, indem sich überlappende Berechnungen für jeweils 7 Tage durchgeführt werden. Im Hauptpfad der Optimierung (obere Reihe in Abbildung 4-6) wird eine Woche berechnet (Tag 1-7) und die Variablen zur Hälfte des Planungshorizontes an den Rollierungspfad übergeben (Tag 3,5). Die nun anschließende Optimierung betrachtet ab dem übergebenen Zeitpunkt die folgenden 7 Tage (also Tag 3,5-10,5) und übergibt ihrerseits die Variablenwerte der ersten Hälfte des Planungshorizontes zurück, sodass die zweite Hälfte des Planungshorizontes der Rechnung im Hauptpfad überschrieben wird. Die nächste Rechnung im Hauptpfad kann nun mit Startwerten der Variablen beginnen, die nicht durch das Ende des Planungshorizontes verzerrt wurden.

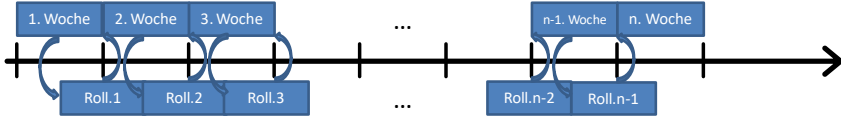


Abbildung 4-6: Funktionsweise rollierende Optimierung

#### 4.4 Einsatzplanung im Verbund

Die Einsatzplanung flexibler Technologien im Verbund unterscheidet sich von der Einsatzplanung der Smart Homes dadurch, dass mehrere Gebäude mit ihren Technologien zu einem Verbund zusammengefasst und gemeinsam optimiert werden. Dadurch verändern sich insbesondere die Zielfunktionskoeffizienten sowie die koppelnden Nebenbedingungen.

Die Einsatzplanung eines Verbundes von Gebäuden ohne Marktteilnahme verändert die Möglichkeit zur lokalen Nutzung selbst erzeugten Stromes, da dieser unter den am Verbund partizipierenden Gebäude ( $G_{VPP}$ ) geteilt werden kann. Somit ändern sich die koppelnden Nebenbedingungen, die die Eigenversorgung darstellen, gemäß Formel (4-19) und die Zielfunktion gemäß Formel (4-20).

$$\sum_{g=1}^{G_{VPP}} P_{PV,sv}(t, g) = \sum_{g=1}^{G_{VPP}} \sum_i P_{sv,i}(t, g) \quad (4-19)$$

mit  $i \in [L, DL, EV, WP, EH]$

$$z = \sum_{g=1}^{G_{VPP}} \sum_{t=1}^{T_{Opt}} c_1(t, g) * P_{Netz,(L,DL)}(t, g) + c_2(t, g) \quad (4-20)$$

$$\begin{aligned}
 & * P_{Netz,(WP,EH)}(t, g) + c_3(t, g) * P_{Netz,EV}(t, g) \\
 & + c_4 * P_{Gas,KWK}(t, g) + c_5 * P_{PV,Netz}(t, g) \\
 & + c_6(g) * P_{KWK,Netz}(t, g) + c_7 \\
 & * P_{PV,Abregelung}(t, g) + c_8(g) \\
 & * P_{KWK,Abregelung}(t, g) + c_9(t, g) * P_{PV,sv}(t, g) \\
 & + c_{10}(t, g) * P_{KWK,sv}(t, g) + c_{11}(g) * P_{B,sv}(t, g) \\
 & + c_{12}(g) * P_{B,Netz}(t, g) + c_{13}(g) \\
 & * P_{(PV,KWK),B}(t, g)
 \end{aligned}$$

$G_{VPP}$  Gesamtmenge der Gebäude  $g$ , die in einem Verbund  $VPP$  zusammengeschlossen sind

Weitere Indizes sind in Tabelle 4-3 und Tabelle 4-4 aufgeführt.

Für die Berücksichtigung variabler Tarife in der Planung werden zufällige Veränderungen am Preisprofil vorgenommen, die gegenüber den Differenzen des ursprünglichen Preisprofils sehr klein sind. Über diese Mikro-Preisschwankungen können Lawineneffekte der Verbundplanung vermieden werden [Nes07a].

## 4.5 Einsatzplanung im Verteilungsnetz

Die Berücksichtigung der Perspektive des Verteilungsnetzbetreibers in der Einsatzplanung erfordert eine Möglichkeit, Anreize zur Verbesserung kritischer Netzsituationen für die Smart Homes bzw. Energiegemeinschaften zu erstellen. Durch Einspeisemanagement haben Verteilungsnetzbetreiber in Zeiten hoher Einspeisung von lokal erzeugtem Strom die Möglichkeit, diese Einspeisung zu verringern. Zeiten hoher Last kann im aktuellen regulatorischen Rahmen nur mit Sperrzeiten für Wärme-Strom-Anlagen begegnet werden. Zur dynamischen Reaktion auf vortäglich abgeschätzte Leistungsspitzen bietet sich das Konzept des Critical Peak Pricings an, bei dem zu Zeiten hoher Last bzw. Einspeisung die Stromtarife der Gebäude mit Pönalen bzw. Zahlungen beaufschlagt werden, die die Tarife zeitlich begrenzt erhöhen bzw. senken. Diese Preisdifferenz kann der Verteilungsnetzbetreiber z.B. über die Netzentgelte steuern.

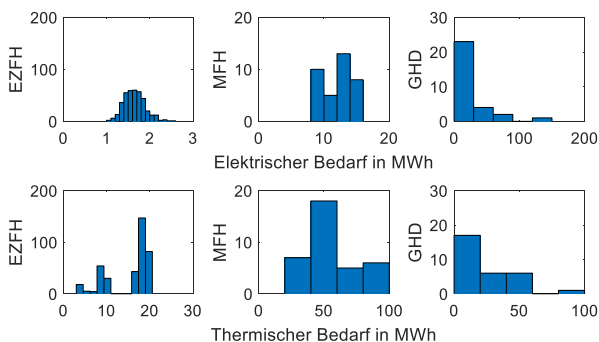
Die Berücksichtigung der Verteilungsnetzperspektive erfordert zusätzlich zu den gebäudebezogenen Daten eine Verknüpfung der Gebäude in einer Verteilungsnetzstruktur. Synthetische Verteilungsnetze der Nieder- und Mittelspannungsebene lassen sich auf Basis bekannter Netzbetriebsmittel und statistischer Grundlagen der Netzplanung für Modellquartiere erstellen [Mül19]. Ein derartiges synthetisches Netz wird somit in das Optimierungsproblem integriert, um die Auswirkungen im Verteilungsnetz beobachten zu können.

In der Einsatzplanung nach Kapitel 4.3 oder Kapitel 4.4 betrifft der Einfluss des unterstellten Verteilungsnetzbetreibers auf das Critical Peak Pricing jeweils die Gestaltung der Zielfunktionskoeffizienten  $c_{1-3,5,6,12}(t)$  in Formel (4-8) und Formel (4-20). Vereinfachend wird angenommen, dass der Verteilungsnetzbetreiber eine perfekte Prognose der Leistungsflusssituation in seinem Netzgebiet besitzt. Zur Bestimmung der Zeitpunkte und -dauern der „critical peaks“ wird zur Abbildung dieser perfekten Prognose nach jeder Optimierungsrechnung eine Leistungsflussberechnung für die betrachtete Optimierungsperiode durchgeführt. Ergibt sich aus dem Leistungsfluss eine Verletzung des Spannungsbandes oder der Leistungsgrenzen der Betriebsmittel (vgl. Tabelle 2-6) wird für die Zeitpunkte, zu denen die Verletzung der Betriebsgrenzen auftritt, der Stromtarif der Anschlussnehmer um die Netzentgelte erhöht oder vermindert, um eine Lastsenkung bzw. -erhöhung anzureizen, und anschließend die

Optimierungsperiode erneut mit dem veränderten Stromtarif berechnet. Insbesondere Verletzungen des Spannungsbandes erlauben eine Detektion der verursachenden Leistungssituation, da eine hohe Einspeisung lokal erzeugter Elektrizität die lokale Spannung erhöht, wohingegen ein hoher lokaler Bezug von Leistung aus dem Netz die lokale Spannung senkt. Für die Tarifgestaltung in Reaktion auf eine hohe Auslastung der Betriebsmittel und eine damit einhergehende drohende Verletzung von Betriebsgrenzen muss zur angemessenen Anpassung des Tarifs auch die Richtung des Leistungsflusses bestimmt werden.

## 5 Exemplarische Anwendung und Verfahrensverifikation

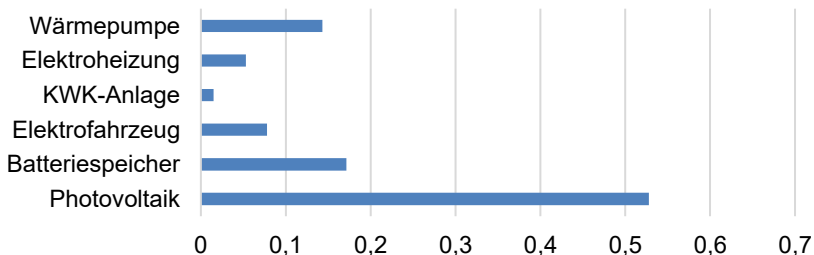
Das entwickelte Verfahren wird zur Plausibilisierung auf ein exemplarisches Untersuchungsgebiet angewendet, welches eine kleine Ortschaft mit 449 Gebäuden im Süddeutschen Raum umfasst. Das Modellquartier wird im Rahmen eines Forschungsprojektes [Rat15] aufbauend auf sozioökonomischen Geoinformationsdaten [Dig14] und Szenariorahmendaten [Pro14] für das Szenariojahr 2030 parametrisiert. In diesem Jahr ist ein – gegenüber heute – höherer Anteil von Wärme-Strom-Anlagen unterstellt, wodurch die Flexibilitätspotentiale des Quartiers erhöht werden. Die Gebäude teilen sich in 383 EZFH, 36 MFH und 30 GHD-Gebäude auf. Die Wohngebäude haben im Mittel Wärmebedarfe von  $110 \text{ kWh/m}^2$  und elektrische Bedarfe von  $1455 \text{ kWh/Wohneinheit}$ . Die Bedarfe der Nichtwohngebäude streuen stark aufgrund der unterschiedlichen Gewerbekategorien. Die Lastprofile der elektrischen und thermischen Bedarfe der Wohngebäude ergeben sich aus den in Kapitel 4.1 vorgestellten Modellen unter Nutzung des Modelljahres 2013, für welches alle für die Eingangsdatenerstellung notwendigen Witterungs- und Preiszeitreihen konsistent vorliegen. Die Bedarfe der Gewerbegebäude werden über Standardlastprofile abgebildet [BDE15], [Fün00]. Histogramme der elektrischen und thermischen Bedarfe der Gebäude sind in Abbildung 5-1 aufgeführt.



**Abbildung 5-1: Jährliche elektrische und thermische Bedarfe der Gebäude im Untersuchungsgebiet**

Die technologische Ausstattung der Gebäude wird in verschiedenen Varianten vorgenommen. Zum einen wird die Ausstattung in Übereinstimmung mit den disaggregierten Zielwerten des Referenzszenarios 2030 (vgl. [Pro14]) zufällig

vorgenommen. Diese Ausstattung entspricht der Parametrierung in [Rat15]. Photovoltaikanlagen sind weit verbreitet, der Anteil der mit Wärmepumpen beheizten Wohnfläche beträgt 13% (gegenüber 2% im Wohnungsbestand 2017) [BDE18]. Die Durchdringung mit Elektrofahrzeugen ist mit 6% des PKW-Bestandes gegenüber 2019 (0,3% [Kra19]) deutlich erhöht. Es ergibt sich eine Technologieausstattung pro Gebäude entsprechend Abbildung 5-2. Als Raumwärmetechnologien werden einzelnen Gebäuden jeweils Gasheizungen, Wärmepumpen (WP), Elektroheizungen (ESH sowie KWK-Anlagen exklusiv zugewiesen. Photovoltaikanlagen (PV) und Elektrofahrzeuge inkl. Ladeinfrastruktur (EV) können unabhängig von den anderen Technologien zugewiesen werden. Batteriespeichersysteme (B) werden nur dann einem Gebäude zugewiesen, wenn dieses Gebäude eine Erzeugungsanlage (KWK oder PV) aufweist. Die Dimensionierung der Raumwärmetechnologien und der Batteriespeichersysteme erfolgt nach den in Kapitel 2.2 aufgeführten Dimensionierungsregeln. Photovoltaikanlagen werden zufällig anhand typischer Anlagengrößen dimensioniert, sodass die nutzbaren Dachflächen der Gebäude nicht überschritten werden.

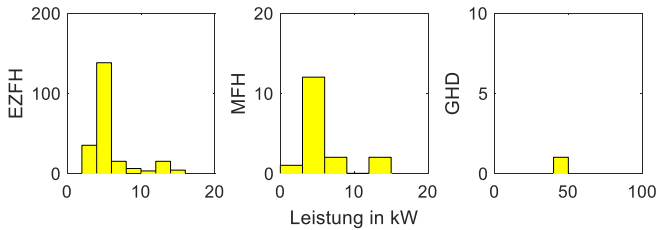


**Abbildung 5-2: Anteile der Technologien pro Gebäude im Untersuchungsgebiet im Referenzszenario**

In der Ausstattungsvariante „Basisausstattung“ wird die Zuweisung von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen aus dem Referenzszenario beibehalten. Die Wärmeversorgung wird in allen Gebäuden mittels Gas-Brennwertheizungen sichergestellt. Diese Basisausstattung dient im Folgenden als Referenzwert für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Anlageneinsatzes, da die Wärmeversorgung über Gas-Brennwertheizungen kostengünstig ist [Fal17]. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlagen wird als weitere Referenzvariante in Einzelfällen eine Basisausstattung ohne PV-Anlagen betrachtet.

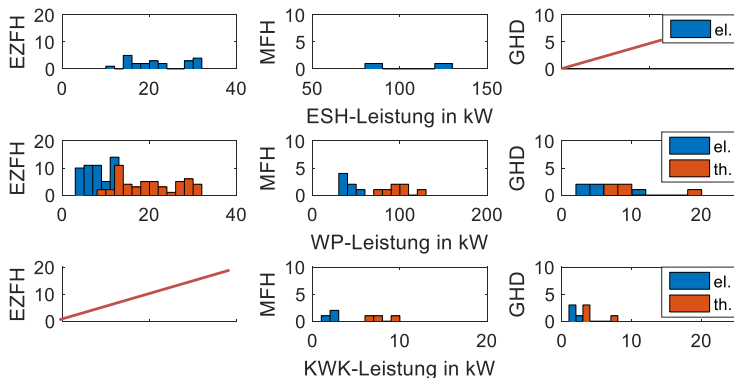
Ausgehend von der technologischen Ausstattung der Gebäude werden Photovoltaikanlagen von im Mittel 5 kW<sub>p</sub> installiert (vgl. Abbildung 5-3). Da die Zuordnung der Anlagen zu den Gebäuden zufällig geschieht und die Anlagen

entsprechend heute typischer Anlagengrößen dimensioniert werden, sind nur in MFH installierte Anlagen  $<10 \text{ kW}_p$  wirtschaftlich (Basisausstattung (s.u.), ohne Einspeisevergütung, inkl. Selbstverbrauchsumlage). Diese Anlagen erreichen eine Selbstverbrauchsrate von 60-85% des erzeugten Stromes.



**Abbildung 5-3: Installierte Leistung der Photovoltaikanlagen im Untersuchungsgebiet im Referenzszenario**

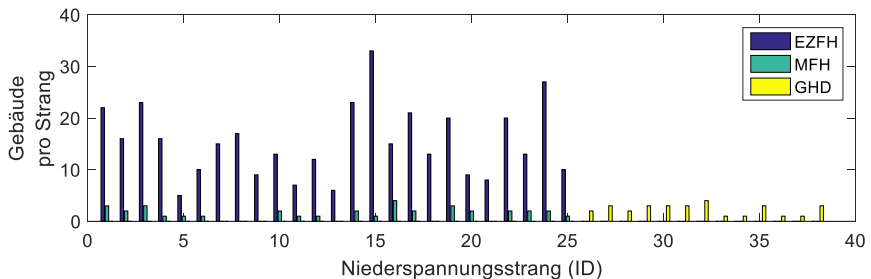
Die elektrischen Leistungen der Heizungen in der Ausstattung nach Referenzszenario sind stark unterschiedlich (vgl. Abbildung 5-4). Wärmepumpen und Elektroheizungen werden monovalent, KWK-Anlagen bivalent ausgelegt. Die technologische Ausstattung der Gebäude wird in Alternativszenarien variiert, um zu bestimmen, welche Technologien in welchen Gebäuden wirtschaftlich sind und wie sich diese Wirtschaftlichkeit bei veränderten Rahmenbedingungen ändert (vgl. Kapitel 5.2). Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wird als Basisausstattung der Gebäude zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser die Gas-Brennwertheizung als Referenztechnologie gewählt [Fal17].



**Abbildung 5-4: Histogramme der installierten elektrischen und thermischen Leistung der Heizungsanlagen im Untersuchungsgebiet im Referenzszenario**

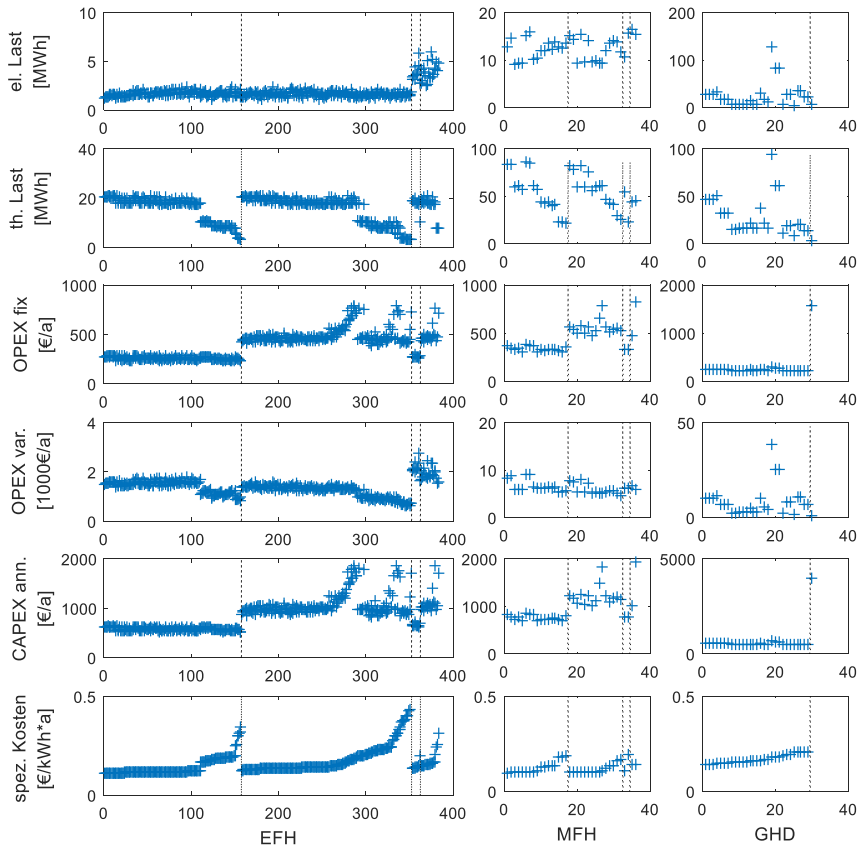


Die synthetisch erstellte Verteilungsnetzstruktur im Untersuchungsgebiet versorgt die 449 Anschlussnehmer in 38 Niederspannungssträngen, die an eine offen betriebene Mittelspannungsringleitung angeschlossen sind. Einzelne Mehrfamilienhäuser und Gewerbegebäude sind direkt an Ortsnetzstationen angeschlossen. Das Niederspannungsnetz teilt sich in 25 Stränge mit reiner Wohngebäudeversorgung und 13 Stränge mit gewerblichen Anschlussnehmern auf (Abbildung 5-5).



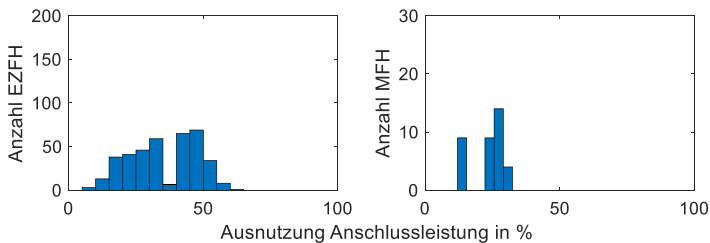
**Abbildung 5-5: Übersicht über die Versorgungsstruktur des Untersuchungsgebietes**

Für die Basisausstattung der einzelnen Gebäude werden in Abbildung 5-6 die jährlichen spezifischen Gesamtkosten der Energieversorgung (in Bezug zum Energiebedarf, inkl. Investitions- und Betriebskosten) dargestellt. In die jährlichen Gesamtkosten sind die Grundpreise der Strom- und Gasversorgung („OPEX fix“) sowie die annuitätischen Investitionskosten („CAPEX ann.“) einbezogen. Es ist erkennbar, dass die Ausstattung der Gebäude nur teilweise Einfluss auf die spezifischen Gesamtkosten der Energieversorgung der Gebäude nimmt (vgl. Abbildung 5-6, vier Gruppen mit unterschiedlicher Ausstattung sind durch vertikale Strichlierung unterteilt: nur Heizung, Heizung und PV, Heizung und EV, alle drei Technologien). Während die Photovoltaikanlagen in den Graphen der Investitionskosten und der fixen Betriebskosten einen deutlichen Hub verursachen und die zunehmende Anlagengröße auch gut am Zuwachs der Kosten erkennbar wird, schlagen sich diese Mehrkosten in der Gesamtaufstellung der spezifischen Energieversorgungskosten nicht in gleicher Deutlichkeit nieder. Hingegen ist in der Darstellung der spezifischen Energieversorgungskosten der Unterschied im Wärmebedarf der Gebäude („th. Last“) deutlicher erkennbar. Die Ausstattung mit EV und Ladeinfrastruktur wird im Wesentlichen im elektrischen Bedarf der Gebäude sichtbar („el. Last“). Durch die Dominanz des Wärmebedarfs gegenüber dem elektrischen Bedarf liegen die spezifischen Gesamtkosten der Energieversorgung für Strom und Wärme – je nach Investitionskostenanteil – zwischen den spezifischen Strom- und Gaskosten von 0,3124 €/kWh bzw. 0,0672 €/kWh (Haushalte in 2019, [BMW20b]).



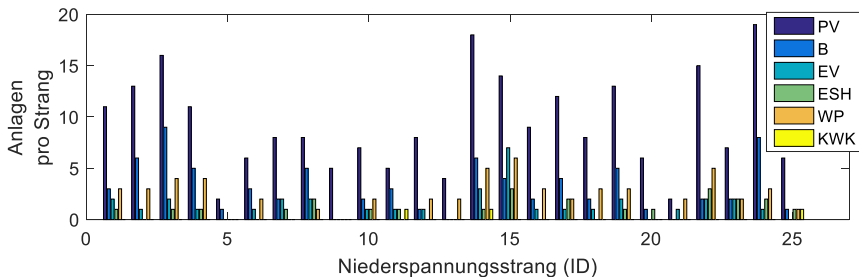
**Abbildung 5-6: Spezifische Gesamtkosten der Energieversorgung (Strom und Wärme) in €/kWh für die Basisausstattung der Gebäude (Gas-Heizung; PV und EV wie Abbildung 5-2), auf der x-Achse sind die einzelnen Gebäude aufgetragen**

Die maximal pro Gebäude genutzte Anschlussleistung der Last- und Einspeisetechnologien sind Abbildung 5-7 zu entnehmen. Es zeigt sich, dass die Maximallast der Gebäude die Norm-Anschlussleistung nur in seltenen Fällen zu mehr als 50% ausnutzen [DIN16].



**Abbildung 5-7: Maximal genutzte Anschlussleistungen der Wohngebäude im Untersuchungsgebiet in der Basisausstattung**

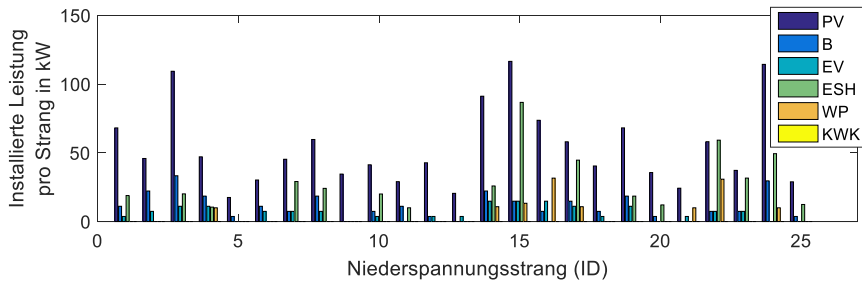
Die Anzahl der pro Niederspannungsstrang installierten Gebäudetechnologien ist optisch der Anzahl der Gebäude pro Strang ähnlich (vgl. Abbildung 5-5 und Abbildung 5-8). Hohe Gebäudezahlen in einem Strang sind mit einer hohen Anzahl Photovoltaikanlagen verbunden. Im Vergleich zur Anlagenanzahl erkennt man bei der Betrachtung der sich ergebenden installierten Leistungen im Untersuchungsgebiet insbesondere die unterschiedlichen Leistungsklassen, z.B. von Photovoltaikanlagen und Elektroheizungen in Strang 15 (vgl. Abbildung 5-9). Die drei Stränge mit der höchsten Anzahl an Photovoltaikanlagen (IDs 24, 14 und 3) weisen auch hohe installierte Leistungen auf. Im Strang mit der ID 15 ist erkennbar, wie stark die installierten Leistungen der ESH und WP voneinander abweichen: Obwohl doppelt so viele Wärmepumpen im Strang installiert sind, beträgt ihre elektrische Leistung lediglich 15% der Leistung der ESH.



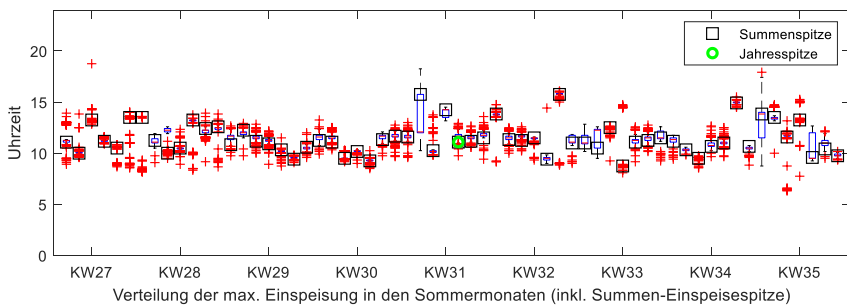
**Abbildung 5-8: Übersicht über die Anzahl installierter Gebäudetechnologien im Referenzszenario in Niederspannungssträngen mit Wohngebäuden**

Im Basisfall speisen die Photovoltaikanlagen der Wohngebäude im Jahresverlauf mit hoher Gleichzeitigkeit ein. Die Einspeisespitzen der individuellen Anlagen sowie die Spitze der Summeneinspeisung liegen innerhalb derselben Stunde. Eine detaillierte Betrachtung der täglichen Einspeisespitzen in den Sommermonaten (Juli und August) ergibt, dass die Zeiten maximaler Einspeisung deutlich weniger streuen als die Zeiten, zu denen sich die Einspeisung stark ändert. Die Anstiege

der Einspeiseleistung sind aufgrund der unterschiedlichen Lastprofile der Gebäude stets über mehrere Stunden verteilt. Trotz der hohen Durchdringung mit Photovoltaikanlagen kommt es somit nicht zu einem „schlagartigen“ Anstieg der Einspeiseleistung im Basisfall.



**Abbildung 5-9: Übersicht über die installierte Leistung der Gebäudetechnologien im Referenzszenario in Niederspannungssträngen mit Wohngebäuden**



**Abbildung 5-10: Gleichzeitigkeit der maximalen Einspeisung aus Photovoltaikanlagen im Basisfall**

In den weiteren Ergebnissen des Referenzszenarios wird für die Simulationen und Optimierungsrechnungen lediglich die unidirektionale Anschlussvariante der Elektrofahrzeuge berücksichtigt. Eine bidirektionale Ladeinfrastruktur im Wohngebäudebereich wird aufgrund der höheren Belastung der Fahrzeug-Traktionsbatterie durch die höhere Anzahl von Lade-Entlade-Zyklen und die sich dadurch mindernde Lebensdauer der Traktionsbatterie als im europäischen Kontext als auch bis 2030 nicht zu erwartend eingestuft. Die Nutzung bidirektionaler Ladeinfrastruktur zur Notstromversorgung, wie sie aus dem US-amerikanischen Kontext kolportiert wird, stellt in Europa keine verbreitet zu erwartende Notwendigkeit dar. Insbesondere ist unklar, mit welchen Kosten eine bidirektionale Ladeinfrastruktur verbunden ist, da derlei Systeme im

europäischen Marktumfeld zum Zeitpunkt der Recherche nicht angeboten werden.

Ebenso gilt für die weiteren Analysen der Ausstattung des Referenzszenarios, dass sämtliche Modellierungen auf einer Wirkleistungs-Abbildung der mit dem Gebäude verbundenen Anlagen beruhen. Eine Berücksichtigung der Blindleistungsanteile der elektrischen Lasten ist aufgrund der in Kapitel 4.1 ausgeführten unvollständigen Datenlage bezüglich des Blindleistungsverhaltens von Haushaltsgeräten nicht möglich.

## 5.1 Ergebnisse des Referenzszenarios

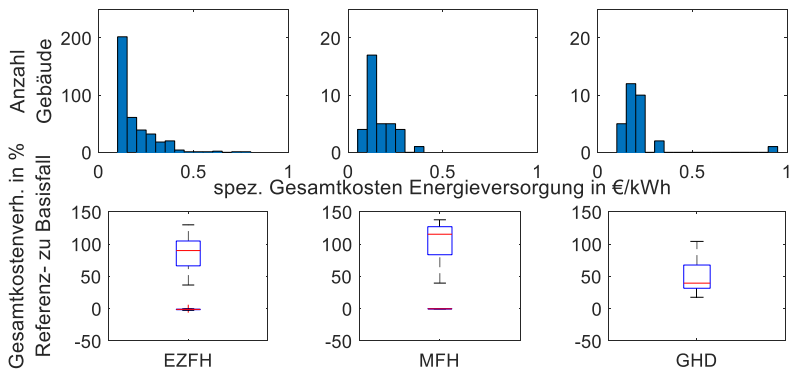
Für das in Kapitel 4 vorgestellte Verfahren werden im Folgenden die Ergebnisse des Technologieeinsatzes nach den verschiedenen Zielsetzungen (Flexibilitätsnutzung durch den Gebäudenutzer, in einer Energiegemeinschaft, für Ziele des Verteilungsnetzbetreibers) erläutert. Hierzu werden in Bezug auf das Untersuchungsgebiet jeweils die gebäudespezifischen Auswertungen hinsichtlich der in Abbildung 4-1 genannten Bewertungskriterien dargestellt:

- Gebäudeindividuelle Gesamtkosten der Energieversorgung in Bezug zum Energiebedarf (inkl. anteiligen Investitions- und Betriebskosten),
- Grad der Autarkie bzw. Selbstversorgung der Gebäude,
- Kostendifferenzen in Gebäudeverbünden durch den Betrieb in Energiegemeinschaften
- Genutzte Netzanschlussleistung für gebäudegebundene Last- und Erzeugungstechnologien und
- Quantile der Residuallast pro Niederspannungsstrang.

### 5.1.1 Einsatzsimulation

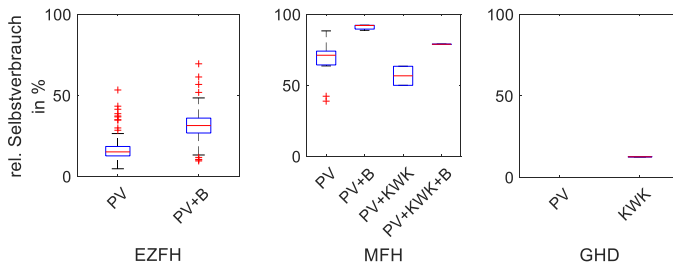
Die technologische Ausstattung der Gebäude im Referenzszenario (vgl. Abbildung 5-2) weicht in 36% der Gebäude von der Basisausstattung ab, insbesondere durch andere Wärmetechnologien, aber auch durch Batteriespeicher. Dadurch verändern sich die spezifischen Gesamtkosten der Energieversorgung (Abbildung 5-11). Bei 45% der EZFH mit geänderter Ausstattung ist die veränderte Ausstattung knapp wirtschaftlich gegenüber dem Basisfall. Insbesondere bei den durch Wärme-Strom-Anlagen versorgten Gebäuden erhöhen sich die spezifischen Energieversorgungskosten deutlich, da Gas-Brennwertheizungen bezüglich ihrer Anschaffungskosten zu den günstigsten Technologien gehören (vgl. Tabelle A-1 im Anhang). Die Gesamtkostenbetrachtung (inkl. CAPEX) zeigt, dass die Installation der Batteriespeicher in den meisten EZFH im Referenzszenario wirtschaftlich ist und nur wenige der Gebäude mit zufällig zugewiesenen Batteriespeichern die

Wirtschaftlichkeit verfehlen (insbesondere durch gleichzeitig zugewiesene Wärme-Strom-Anlagen). In MFH ist in zwei Gebäuden die Investition in PV und Batterie wirtschaftlich – auch gegenüber einer Vergleichsausstattung, die dem Gebäude nur eine Gasheizung zuweist. In EZFH sind die heute typischen Anlagengrößen der Photovoltaik ohne Einspeisevergütung nicht wirtschaftlich zu betreiben. Insgesamt bleiben die spezifischen Energieversorgungskosten ohne Berücksichtigung der Investitionskosten und der nicht-energetischen Betriebskosten in der durch die Gas- und Stromtarife gesteckten Bandbreite [BMW20b].



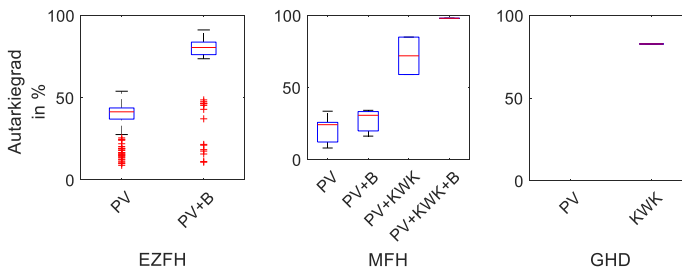
**Abbildung 5-11: Spezifische Gesamtkosten der Energieversorgung der Gebäude im Referenzszenario und prozentuale Veränderung gegenüber dem Basisfall für Gebäude mit veränderter Ausstattung**

Der relative Selbstverbrauch bezeichnet den Anteil der durch lokale Stromerzeuger im Gebäude bereitgestellten Energie, der vom Gebäude selbst genutzt und nicht ins Netz eingespeist wird. EZFH nutzen im Mittel 13-20% der durch Photovoltaik bereitgestellten elektrischen Energie selbst. In MFH wird ein PV-Selbstverbrauch von 65-75% erreicht. Die durch KWK-Anlagen bereitgestellte elektrische Energie wird zu 50-65% (in MFH, inkl. PV-Strom) bzw. zu 50-75% (in GHD-Gebäuden) selbst genutzt. Batteriespeicher steigern den Selbstverbrauch der Gebäude um 20-90% (Abbildung 5-12). Der Selbstverbrauch ist in MFH und GHD durch die glatteren Verbrauchsprofile grundsätzlich höher. Der Selbstverbrauch senkt die Energieversorgungskosten, wodurch in den zuvor angesprochenen zwei MFH die Investition in einen Batteriespeicher, der eine weitere Erhöhung des Selbstverbrauchs auf ca. 90% erlaubt, wirtschaftlicher ist als nicht in PV zu investieren.



**Abbildung 5-12: Relativer Selbstverbrauch der verschiedenen Gebäude im Quartier unter Berücksichtigung ihrer Ausstattung (PV, KWK, B)**

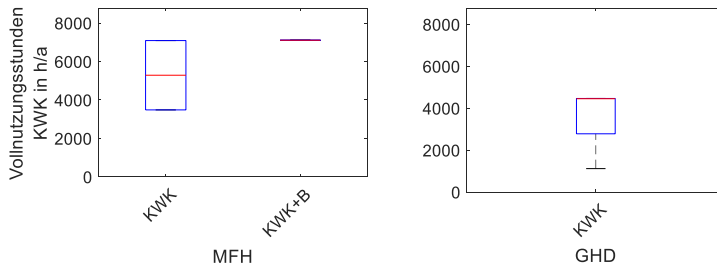
Die relative Autarkie eines Gebäudes bezeichnet den Anteil der elektrischen Last, der durch PV- oder KWK-Strom selbst gedeckt werden kann und somit nicht als Last im Netz wirksam wird. Durch Photovoltaikanlagen erreichen EZFH Autarkiegrade von im Mittel 40-45%, MFH bis zu 13-27%. Mit KWK-Anlagen werden MFH zwischen 60-85% und GHD 30-38% autark. Batteriespeicher können die Autarkie von Wohngebäuden um 15-90% steigern (Abbildung 5-13). In Kombination mit Abbildung 5-12 wird deutlich, dass das MFH, das eine Kombination von Photovoltaik, einer KWK-Anlage und einem Batteriespeicher nutzt, zwar annähernd 100% autark ist und somit den Strombedarf komplett aus eigener Erzeugung deckt, dadurch aber lediglich 63% des im Gebäude erzeugten Stromes selbst verbrauchen kann. Dieses Gebäude ist somit Netto-Einspeiser. Vergleichbar ergeht es mit KWK versorgten GHD-Gebäuden, die bei hoher Autarkie einen recht geringen Selbstverbrauch aufweisen.



**Abbildung 5-13: Relativer Autarkiegrad der Gebäude unter Berücksichtigung ihrer Ausstattung (PV, KWK, B)**

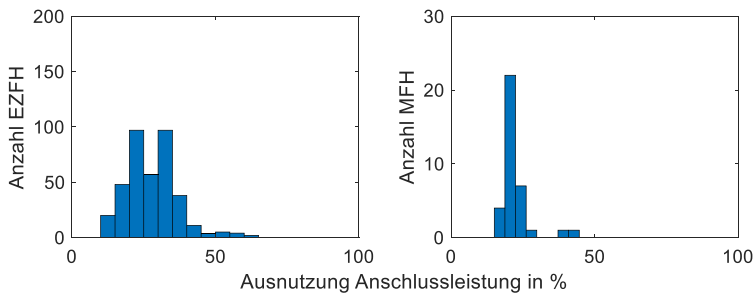
Die den MFH zugewiesenen KWK-Anlagen erreichen im Referenzszenario teils hohe Vollbenutzungsstunden >7000h/a (Abbildung 5-14). In gewerblich genutzten Gebäuden erreichen die zugewiesenen KWK-Anlagen nur Vollbenutzungsstunden von maximal 4450h/a. Trotz der für hocheffiziente KWK-Anlagen geltenden ermäßigten Energiesteuersätzen für den

Brennstoffbezug sind die im Referenzszenario zugewiesenen KWK-Anlagen nicht wirtschaftlich gegenüber der Basisausstattung.



**Abbildung 5-14: Jährliche Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlagen im Referenzszenario**

Im Referenzszenario sind die Gebäude teilweise mit Wärme-Strom-Anlagen ausgestattet (vgl. Abbildung 5-2). Die elektrische Anschlussleistung der Wohngebäude nach DIN 18015 muss somit um die elektrische Leistung der Wärme-Strom-Anlagen erhöht werden. Dadurch ergibt sich eine Ausnutzung der Gebäude-Anschlussleistung durch die Spitzenlast der Wohngebäude von zumeist unter 50% (vgl. Abbildung 5-15).



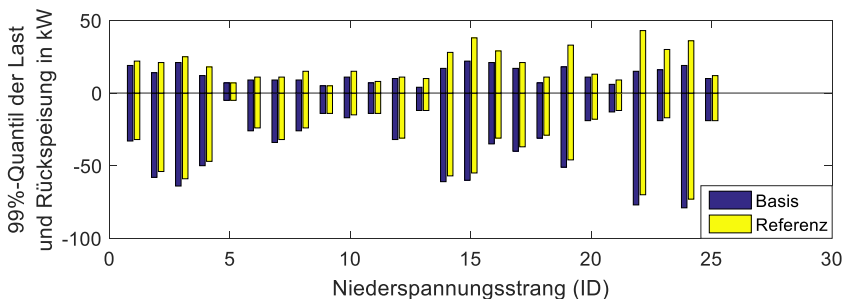
**Abbildung 5-15: Maximal genutzte Anschlussleistung der Wohngebäude im Untersuchungsgebiet im Referenzszenario**

Für die Gebäude, welche Photovoltaikanlagen in Kombination mit einem Batteriespeichersystem betreiben, wird postuliert, dass der Anstieg der Einspeisung plötzlich und steil ausfällt, wenn Batteriespeicher an sonnigen Tagen ihren maximalen Füllstand zu ähnlicher Zeit erreichen. Die höchsten Gradienten der Einspeisung treten im Untersuchungsgebiet bei Gebäuden ohne Batteriespeicher auf. Die Befürchtung lässt sich somit nicht bestätigen, da die Streuung der maximalen Einspeisung bei den Wohngebäuden mit Batteriespeicher typischerweise höher ist als bei den Wohngebäuden mit Photovoltaik ohne Batteriespeicher. Die Verschiedenheit der Anlagengrößen und



Haushaltslastprofile ist ausreichend, um eine hohe Gleichzeitigkeit der PV-Einspeisung zu vermeiden [ISE17].

Die sich aus der Einsatzsimulation der Gebäude im Referenzszenario ergebende Residuallast ist aufgrund der hohen Durchdringung von Photovoltaikanlagen im Untersuchungsgebiet von hohen Rückspeisungen elektrischer Energie in die überlagerte Netzebene gekennzeichnet. Im Vergleich mit der sich aus der Basisausstattung ergebenden Residuallast zeigt sich, dass die 99%-Quantile der Viertelstundenmittelwerte der Leistungen durch den Zubau insbesondere von Wärme-Strom-Technologien höhere Bezüge und geringere Einspeisespitzen als in der Basisausstattung aufweisen.



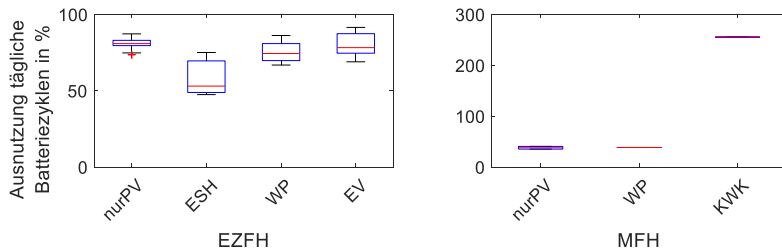
**Abbildung 5-16: Bandbreite der Residuallasten der Niederspannungsstränge mit Wohngebäuden im Referenzszenario und in der Basisausstattung**

Die im Referenzszenario angenommene Ausstattung mit Batteriespeichersystemen, die bei ca. 30% der im Szenario angenommenen installierten Photovoltaikanlagen installiert sind, ist in 83% der EZFH mit Batteriespeichern wirtschaftlich. Insbesondere in den EZFH werden die Batteriespeichersysteme mit weniger als einem Vollzyklus pro Tag belastet. In MFH werden in Kombination mit KWK-Anlagen höhere Vollzyklenäquivalente erreicht, welche einer Ausnutzung der Zyklenlebensdauer (vgl. Tabelle 2-4) bis ca. 20% entsprechen. Eine derartige Belastung der Batteriespeicher führt zu einer betriebsbedingten vorzeitigen Alterung, wodurch der Batteriespeicher vor Erreichen seiner kalendarischen Lebensdauer eine signifikante Einschränkung seiner verfügbaren Kapazität erreichen würde.

### Fazit

Das simulativ untersuchte Referenzszenario bildet den zukünftigen Status Quo des Technologieeinsatzes ab. Insgesamt ergibt sich, dass die zufällig zugewiesenen Ausstattungen nur in einzelnen Kombinationen gegenüber der Basisausstattung wirtschaftlich zu betreiben sind. Photovoltaikanlagen in

Kombination mit Batteriespeichern tragen im betrachteten Szenario durch einen hohen Selbstverbrauch lokal erzeugter Elektrizität zu einer Senkung der Gesamtkosten der Energieversorgung bei. Diese Werte stimmen gut mit der in der Literatur angegebenen Bandbreite überein [Jäg13], [ISE18]. Aufgrund der dem Zukunftsszenario entsprechenden Durchdringung von Wärme-Strom-Anlagen im Untersuchungsgebiet ergeben sich gegenüber der Basisausstattung höhere Lastspitzen der Residuallast. Die Einspeisung erneuerbarer Energie bleibt vergleichbar hoch, da in der Basisausstattung bereits ein dem Zukunftsszenario entsprechender Ausbau von Photovoltaikleistung unterstellt wurde.



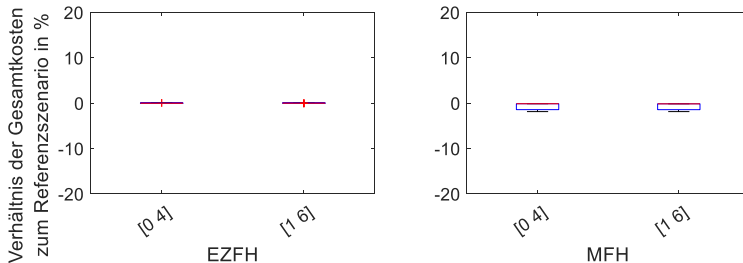
**Abbildung 5-17: Beanspruchung der Batteriespeicher (Vollzyklenäquivalente) durch den Fahrplan der Simulation für EZFH (links) und MFH (rechts) in Abhängigkeit der Gebäudetechnologien (PV, KWK, B)**

### 5.1.2 Einsatzsimulation mit Strategien zur Erhöhung des Selbstverbrauchs

Für zunächst zwei Technologien werden Strategien zur Nutzung ihrer Flexibilität in die Einsatzsimulation implementiert. Durch die Strategien soll der relative Selbstverbrauch von gebäudeeigener Stromerzeugung erhöht werden, da – bei identischer Ausstattung – ein erhöhter Selbstverbrauch die Energieversorgungskosten senkt (vgl. Abschnitt 5.1.1). Hierzu wird die Flexibilität der Weißen Ware sowie der Wärme-Strom-Anlagen genutzt. Im Folgenden ist zunächst angenommen, dass die Ausnutzung der Flexibilitäten zunächst durch eine geschickte Parametrierung der Wärme-Strom-Anlagen bzw. durch ein bewusst geändertes Nutzungsverhalten der Weißen Ware und somit ohne weitere Investitionskosten, z.B. für Informations- und Kommunikationstechnik, geschieht.

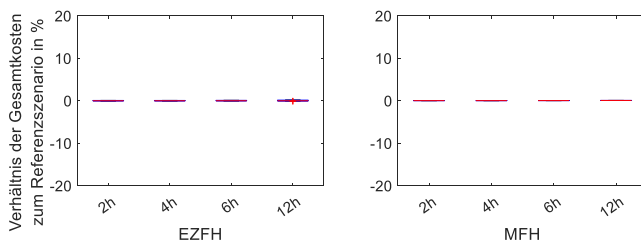
Die Flexibilität durch die Verschiebung der Einsätze der Weißen Ware wird durch die Möglichkeit zur Verzögerung des Einsatzes um 4 bzw. 6 Stunden sowie die Möglichkeit des Vorziehens des Einsatzes um 0 bzw. 1 Stunde abgebildet. Innerhalb dieser Zeitgrenzen entscheidet die Simulation in Abhängigkeit der lokal erzeugten elektrischen Energie über den Beginn des Einsatzes. Die Änderung der spezifischen Gesamtkosten der Energieversorgung durch die Flexibilisierung der

Weißen Ware ist aufgrund der Dominanz der Investitionskosten in der Gesamtkostenbetrachtung gering (Abbildung 5-18). In MFH senken insb. KWK-versorgte Gebäude ihre Kosten, wobei die höchste Kostensenkung um 1,9% für ein Gebäude mit PV, KWK und Batteriespeicher auftritt. Im Vergleich mit der Basisausstattung reduziert das Referenzszenario mit flexibler Weißer Ware die ohnehin nur sehr geringe Wirtschaftlichkeit der Batteriespeicher.



**Abbildung 5-18: Veränderung der spezifischen Gesamtkosten der Energieversorgung durch Ausnutzung der Flexibilität der Weißen Ware ([0 4] bzw. [1 6] Stunden, um die der ursprünglich geplante Einsatz vorgezogen oder verspätet werden darf)**

Die Flexibilität der Wärme-Strom-Anlagen (WP & ESH) wird durch eine nahende Sperrzeit getriggert und ermöglicht – sofern die Wärmespeicher noch Energie aufnehmen können – eine Erhöhung des lokalen Verbrauchs von selbst erzeugtem elektrischen Strom und dadurch eine Überbrückung der Sperrzeit mit höherem Speicherstand. Für diese Triggerung benötigt die Heizungsregelung eine Vorab-Information, die unterschiedlich früh (12-2h Voraussicht) bekannt werden kann. In Abbildung 5-19 ist erkennbar, dass die Flexibilisierung der Wärme-Strom-Anlagen keinen Einfluss auf die Gesamtkosten der Energieversorgung hat. Da bereits im Referenzszenario ein hoher Selbstverbrauch durch diese Anlagen gegeben ist, wirkt sich die Veränderung des Einsatzes nicht erkennbar auf die spezifischen Energieversorgungskosten aus.



**Abbildung 5-19: Veränderung der spezifischen Gesamtkosten der Energieversorgung durch Strategien zur Ausnutzung der Flexibilität der Wärme-Strom-Anlagen (Stunden der Voraussicht)**

Der Selbstverbrauch von gebäudeeigener Stromerzeugung aus Photovoltaik oder KWK wird durch die Flexibilisierung der Weißen Ware kaum erhöht. Bereits ohne die Verschiebung ihres Einsatzes wird die Weiße Ware häufig zu Zeiten betrieben, die mit lokaler Stromerzeugung überlappen. Im MFH mit PV, KWK und Batteriespeicher sinkt die Selbstverbrauchsrate um ca. 30%, da bereits in dieser geringen Aggregation von flexiblen Anlagen die erhöhte Gleichzeitigkeit der Weißen Ware zu einer die lokale Stromerzeugung übersteigende Lastspitze führt. Schon in Mehrfamiliengebäuden ist eine Nutzung desselben Triggersignals für die Geräte der Weißen Ware der verschiedenen Wohneinheiten somit nicht zielführend. Der Autarkiegrad der Gebäude wird durch die flexible Fahrweise der Weißen Ware vergleichbar gering beeinflusst.

Der Selbstverbrauch von gebäudeeigener Stromerzeugung aus Photovoltaik wird durch die veränderte Fahrweise der Wärme-Strom-Anlagen gering bis gar nicht gesteigert, lediglich bei steigender Voraussicht und keiner Alternativflexibilität. Ist ein Batteriespeicher im Gebäude installiert, ist der Selbstverbrauchs- bzw. der Autarkiegrad des Gebäudes bereits so hoch, dass beide durch die Wärme-Strom-Anlage nicht mehr verändert werden. Dass erst bei 12h Voraussicht auf abendliche Sperrzeiten Veränderungen im Selbstverbrauch von mit Wärmepumpen beheizten Gebäuden sichtbar werden, bedeutet, dass die Wärmepumpen die morgendliche PV-Einspeisung als Power-to-Heat-Quelle nutzen.

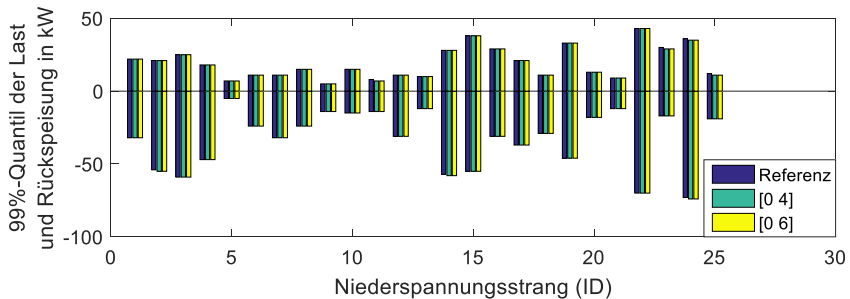
Die maximale Rückspeisung der Gebäude sowie ihre Spitzenlast wird durch die Flexibilisierung der Weißen Ware nicht verändert. Die Flexibilisierung der Weißen Ware verändert die Charakteristik der Einspeisung aus Photovoltaik ebenso wenig. Bei einzelnen Gebäuden treten geringe Unterschiede bezüglich der Einspeisezeiten oder -höhen auf, die sich über die Gesamtheit der Gebäude aber nicht in systematischen Veränderungen niederschlagen.

Die Spitzenlast der Gebäude wird durch die veränderte Betriebsweise der Wärme-Strom-Anlagen in einzelnen Gebäuden bis zu 10% reduziert. Die Änderungen der Einspeisung aus Photovoltaik bleiben vernachlässigbar. Der morgendliche Anstieg der Einspeisung wird nicht verändert, mittägliche Gradienten können – insbesondere, wenn zusätzlich auch ein Batteriespeicher im Gebäude genutzt wird – reduziert und teils auch ganz vermieden werden. Insgesamt zeigt sich darin die zeitliche Ungleichheit des Solarstroms und des Wärmebedarfs.

Durch die Flexibilisierung der Weißen Ware ergeben sich nur in MFH mit PV und KWK verringerte Vollzyklenäquivalente für Batteriespeicher. Die deutliche Reduktion von bis zu 2,5 Vollzyklenäquivalenten pro Tag auf 0,6 Vollzyklenäquivalente pro Tag wird durch die erhöhte Gleichzeitigkeit der Weißen Ware erzwungen, da für die verbleibenden, geringeren Haushaltslasten

eine Nutzung des Speichers seltener notwendig wird. In keinem anderen Gebäude sowie keiner anderen Technologiekombination beeinflusst die Flexibilisierung der Weißen Ware die Batteriezyklen. Ebenso ergeben sich keine Änderungen der Batteriezyklen für die veränderte Betriebsweise der Wärme-Strom-Anlagen.

Die Auswirkungen des flexiblen Einsatzes der Weißen Ware auf die Residuallast sind gering, in einzelnen Strängen aber in der Summe erkennbar. In den Strängen mit den IDs 2, 14 und 24 sind die 99%-Quantile der Rückspeisung leicht erhöht. In Strang 24 sinkt gleichzeitig auch das 99%-Quantil der Last. Für den veränderten Einsatz der Wärme-Strom-Anlagen können keine Auswirkungen auf die Residuallasten der einzelnen Niederspannungsstränge beobachtet werden. Durch die saisonal unterschiedlichen Schwerpunkte der solaren Stromerzeugung und des Wärmebedarfs ist dieses Fazit verständlich.



**Abbildung 5-20: Bandbreite der Residuallasten der Niederspannungsstränge mit Wohngebäuden im Referenzszenario und in der Simulation mit flexibler Weißer Ware**

### Fazit

Insgesamt ergibt sich für die Strategien zur Nutzung der Flexibilitäten von Haushaltsgeräten und Wärme-Strom-Anlagen, dass beide Flexibilitäten nur geringe Auswirkungen auf die Energieversorgungskosten haben. Trotz der pro Gebäude recht begrenzten Flexibilität der Weißen Ware treten erste Kannibalisierungseffekte bezüglich der Batteriespeichernutzung auf. Auf das Verteilungsnetz wirkt sich der veränderte Einsatz der Weißen Ware sowie der Wärme-Strom-Anlagen im Vergleich zum Referenzeinsatz kaum aus. Zyklenalterungseffekte der Batteriespeicher werden durch die Strategien zu Erhöhung des Selbstverbrauchs gemindert.

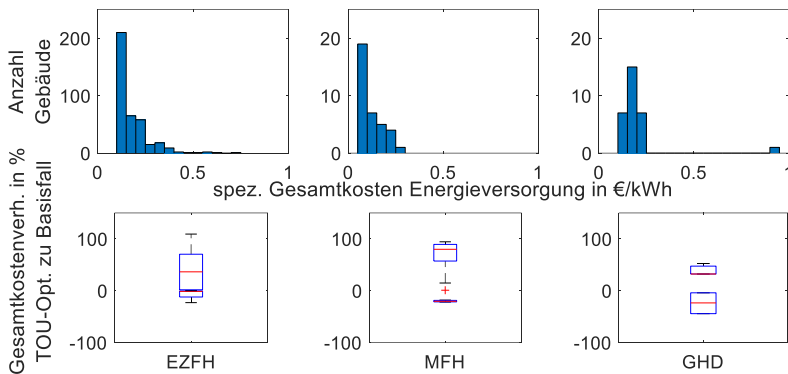
### 5.1.3 Selbstverbrauchsmaximierung im Smart Home

Als Alternative zur starren Parametrierung der Einsatzstrategien der verschiedenen Haushaltstechnologien wird im Folgenden die Selbstverbrauchsmaximierung der Gebäude mittels einer zentralen Optimierung untersucht. Die Optimierung kennt neben den Einsatzrandbedingungen der flexiblen Technologien die zeitabhängigen Anreize eines TOU-Tarifes. Dieser Tarif ist so gestaltet, dass – unter Voraussetzung eines Verhaltens nach Standardlastprofil – im Mittel für alle Gebäude dieselben Versorgungskosten entstehen wie im zeitlich unveränderlichen Standardtarif (vgl. Tabelle 5-1 sowie Abschnitt 5.2.2). Als Entscheidungsvariablen stehen dem Optimierungsproblem der Einsatz der flexiblen weißen Ware und der Wärme-Strom-Anlagen (inkl. Wärmespeicher) sowie die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher für eine kostenminimierende Einsatzplanung zur Verfügung (vgl. Kapitel 4.3). Über die Optimierung des Anlageneinsatzes wird so eine mögliche Extremausprägung von Smart Home Funktionalitäten abgebildet.

€/kWh	Standard	Time of Use	Zeit
<b>Niedrigtarif</b>	0,2622	0,2022	0:00-06:59 Uhr, 10:00-17:59 Uhr, 21:00-23:59 Uhr
<b>Hochtarif</b>	0,2622	0,3962	7:00-9:59 Uhr, 18:00-20:59 Uhr

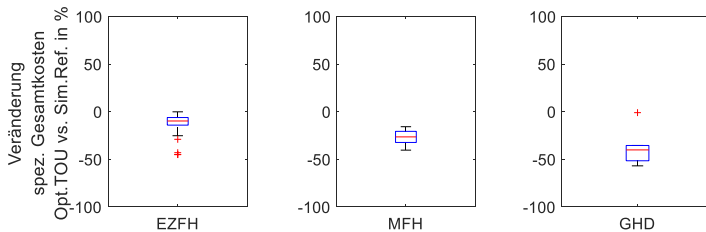
**Tabelle 5-1: TOU-Tarif der Smart Homes und Standardtarif aus den Simulationen**

Im Vergleich zum Basisfall kann die Optimierung des Einsatzes der Gebäudetechnologien die Gesamtkosten der Energieversorgung insgesamt nicht senken. Dieser Effekt ist teils auf den TOU-Tarif zurückzuführen (vgl. Abschnitt 5.2.2). Nur wenige MFH und ca. 15% der EZFH profitieren von der gegenüber dem Basisfall veränderten Technologieausstattung – insbesondere von Batteriespeichern –, da weiterhin die Strom-Wärme-Anlagen nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Nur eine KWK-Anlage sowie eine ESH, die in Kombination mit PV und Batteriespeicher betrieben wird, werden wirtschaftlich gegenüber dem Basisfall.



**Abbildung 5-21: Spezifische Gesamtkosten der Energieversorgung bei Selbstverbrauchsmaximierung im Smart Home und prozentuale Veränderung gegenüber dem Basisfall für Gebäude mit veränderter Ausstattung**

Der Vergleich der Gesamtkosten der Energieversorgung der Gebäude aus der Optimierungsrechnung mit den Kosten aus der Simulation ergibt, dass die Gebäudeoptimierung, welche eine Minimierung der Betriebskosten anstrebt, die Gesamtversorgungskosten durch einen veränderten Betrieb bei identischen Fixkosten um bis zu 50% senken kann. Der in EZFH höhere Anteil der Fixkosten an den Gesamtkosten der Energieversorgung erlaubt in dieser Gebäudekategorie nur eine geringere Kostensenkung als in MFH oder GHD-Gebäuden, in denen der Fixkostenanteil zunehmend geringer ist.



**Abbildung 5-22: Vergleich der spezifischen Gesamtkosten der Energieversorgung zwischen der Optimierungsrechnung und der Simulation im Referenzszenario**

Im Vergleich der Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung und der Ergebnisse der Einsatzsimulation unter Berücksichtigung der zwei Flexibilitätsstrategien (vgl. Abschnitt 5.1.2), ergeben sich durch die Optimierung ebenfalls Kostensenkungen gegenüber der Flexibilisierung der Weißen Ware in Höhe von 11,3%. Die Differenz der Energieversorgungskosten von ca. 170-367 €/a in EZFH und 2000-2760 €/a in MFH stellt somit eine Obergrenze der

Kosten der für den optimalen Geräteinsatz notwendigen Informations- und Kommunikationstechnik dar.

Der relative Selbstverbrauch der Gebäude wird durch die Optimierung im Vergleich zur Simulation des Referenzfalls teils deutlich (bis zu 200%) erhöht, wenn größere flexible Lasten (EV/WP/ESH) oder KWK-Anlagen mit elektrischer Zusatzheizung vorhanden sind. Für Gebäude, die nur mit PV, ggf. auch mit Batteriespeichern, ausgestattet sind, kann die Optimierung den Selbstverbrauch nicht über die Werte der Simulation im Referenzfall steigern.

Gebäude, die in der Simulation im Referenzszenario bereits eine hohe Autarkie ( $>70\%$ , mit PV und Batterie, ohne EV oder WSA) erreichen, haben im Optimierungsergebnis eine etwas geringere Autarkie ( $\emptyset -8,9\%$ ). Auch für Gebäude ohne größere flexible Lasten senkt die Optimierung die Autarkie der Einzelgebäude. Die Optimierung erreicht eine Erhöhung des Autarkiegrades der Einzelgebäude somit nur, wenn diese Gebäude größere flexible Lasten (EV/ ESH/ WP) haben und wirkt sich für EZFH deutlicher aus. Bei MFH fällt der Autarkiegrad in der Optimierung stets geringer aus als in der Simulation, da die autarke Versorgung gegen die Anreize aus dem TOU-Tarif konkurriert. Ein MFH und ein GHD-Gebäude mit PV&KWK erreichen eine Erhöhung ihrer Autarkie im optimierten Betriebsfall durch Nutzung einer elektrischen Zusatzheizung. Der Selbstverbrauch des erzeugten Stromes in dem GHD-Gebäude (zuvor ca. 12%) steigt auf 40%

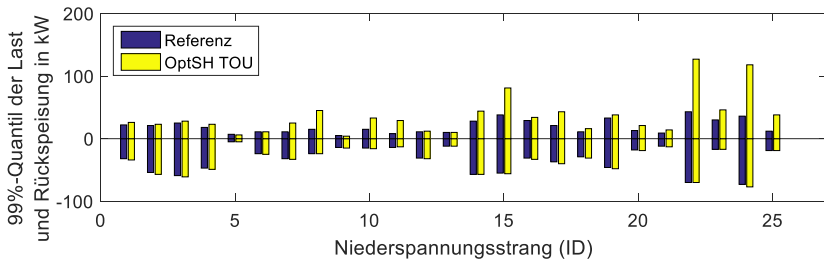
Die Last- und Erzeugungsspitzen der einzelnen Gebäude werden durch die Optimierung unterschiedlich beeinflusst. Während für WP-versorgte Gebäude tendenziell geringere Spitzenlasten auftreten, werden in KWK- oder ESH-versorgten Gebäuden die Spitzenlasten durch die Optimierung bei einzelnen Gebäuden erhöht und bei anderen gesenkt. Die maximale Rückspeisung der Gebäude steigt in der Optimierungsrechnung leicht an, liegt für alle Gebäude aber stets unter den verfügbaren Anschlussleistungen.

Die kostenminimierende Einzelgebäudeoptimierung unter Beachtung eines TOU-Tarifs führt zu einer höheren Gleichzeitigkeit der Last, wodurch insbesondere in wärmelastgeprägten Strängen (IDs 15, 22 24) das 99%-Quantil der Last steigt. Die 99%-Quantile der Rückspeisung in den Niederspannungssträngen werden aufgrund der zu Zeiten hoher PV-Einspeisung reduzierten Flexibilitätspotenziale der Wärme-Strom-Anlagen nicht reduziert.

In EZFH sinkt die Zahl der jährlichen Vollzyklenäquivalente der Batteriespeicher leicht durch die Optimierung des Technologieeinsatzes während sie in MFH auf bis zu 20% der Zykluslebensdauer steigt. Somit nutzt die Optimierung in MFH trotz der in der Zielfunktion bereits mit Abnutzungskosten von 0,07€/kWh



bepreisten Speichernutzung die Batteriespeicher so stark, dass Zyklenalterungseffekte auftreten.



**Abbildung 5-23: Bandbreite der Residuallasten der Niederspannungsstränge mit Wohngebäuden im Referenzszenario und in der Optimierung des Smart Homes**

Die Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlagen steigen insb. bei den GHD-Gebäuden durch die optimierte Einsatzplanung. Keine der KWK-Anlagen in GHD-Gebäuden erreicht jedoch die für die Einordnung als „hocheffizient“ notwendigen >7000 Vollbenutzungsstunden.

### Fazit

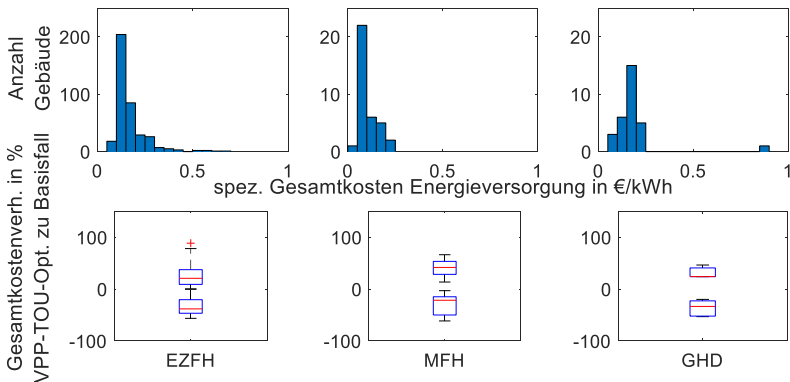
Eine selbstverbrauchserhöhende Optimierung des Einsatzes der Gebäudetechnologien zeigt – unter Berücksichtigung des für die Optimierung genutzten TOU-Tarifs – teils deutliche Auswirkungen auf die individuellen Gesamtkosten der Energieversorgung ( $\emptyset$  -15%). Während einige Gebäude wirtschaftlicher betrieben werden können als mit der Basisausstattung, bleiben Wärme-Strom-Anlagen zumeist unwirtschaftlich. Das veränderte Betriebsverhalten zur Erhöhung des Selbstverbrauchs kann nur dann wirtschaftliche Vorteile erschließen, wenn ausreichend Flexibilitäten in den Gebäuden existieren und wenn diese Flexibilitäten durch den normalen Betrieb nicht bereits zu hohen Selbstverbrauchs- und Autarkiegraden führen. Durch die höheren Vollzyklenäquivalente der Batteriespeicher in MFH wird die Alterung dieser Speicher nicht mehr ausschließlich über die kalendarische Alterung bestimmt. Dadurch wird die Lebensdauer der Speichersysteme reduziert. In den GHD-Gebäuden wird durch die Optimierung die Nutzung der KWK-Anlagen erhöht.

#### 5.1.4 Einsatz im Gebäudeverbund (Energiegemeinschaft)

Weitere Potenziale zur Veränderung des Verbrauchsverhaltens der Gebäude und zur Ausnutzung der Flexibilität der verschiedenen Gebäudetechnologien werden im Einsatz im Gebäudeverbund untersucht. Dieser Gebäudeverbund bildet eine

Energiegemeinschaft, in der eine gemeinsame Nutzung der Lasten, Speicher und Erzeuger möglich ist. Auch im Verbund wird eine Optimierung des Technologieeinsatzes unter Vorgabe eines zentralen Preissignals vorgenommen. Die Gebäude werden so zu Energiegemeinschaften zusammengefasst, dass eine Energiegemeinschaft sich über die einer Ortsnetzstation unterlagerten Niederspannungsstränge erstreckt. Dadurch sind in den Gebäudeverbünden 20-80 Wohngebäude zusammengeschlossen. Für die lokale Netznutzung zwischen den einer Gemeinschaft angehörenden Gebäuden sind keine Entgelte in der Optimierung berücksichtigt.

Im Vergleich mit dem Basisfall erreicht die Optimierung in Gebäudeverbünden durchschnittlich geringere Gesamtkosten der Energieversorgung. ESH können sowohl in EZFH als auch in MFH durch die gemeinsame Nutzung lokal bereitgestellter Energie im Verbund wirtschaftlich betrieben werden. Durch die höheren Investitionskosten bleiben Wärmepumpen in Wohngebäuden zumeist unwirtschaftlich, KWK-Anlagen werden in einzelnen Gebäuden wirtschaftlich.



**Abbildung 5-24: Spezifische Gesamtkosten der Energieversorgung bei Einsatzoptimierung in Gebäudeverbünden mit TOU-Tarif und prozentuale Veränderung gegenüber dem Basisfall für Gebäude mit veränderter Ausstattung**

Gegenüber der Simulation im Referenzszenario sind EZFH mit PV und Batteriespeicher die Gebäudekategorie, die mit bis zu 40% höheren Versorgungskosten von der Verbundoptimierung nicht profitiert. Alle anderen Gebäude erreichen im Verbund geringere Energieversorgungskosten ( $\emptyset$  -16%). Im Vergleich mit der Optimierung der Einzelgebäude gilt die Benachteiligung in der Energiegemeinschaft analog für alle Wohngebäude mit PV und Batteriespeicher sowie für wärmepumpenversorgte EZFH mit PV und Batteriespeicher. Für diese Gebäude, die insbesondere durch die bereitgestellte Energie und Flexibilität für den Verbundbetrieb wichtige Freiheitsgrade bieten,

ist eine Teilnahme an der Energiegemeinschaft somit wenig attraktiv. Eine Ausgleichs- bzw. Vergütungszahlung für die Teilnahme wäre somit notwendig, um die Gebäude mit PV und Batteriespeichern im Verbundbetrieb besser oder zumindest nicht schlechter zu stellen.

Die Verbundoptimierung vergleichmäßigt den Autarkiegrad, im Sinne der Lastdeckung mit lokalen Ressourcen, aller Gebäude einer Energiegemeinschaft, indem Gebäude mit größeren flexiblen Lasten ihren Autarkiegrad deutlich steigern ( $\emptyset$  16-30%) und für KWK-versorgte Gebäude sowie für Gebäude mit PV & Batteriespeichersystem ohne größere Lasten die individuelle Autarkie zugunsten benachbarter Gebäude sinkt ( $\emptyset$  -45%).

Der individuelle Selbstverbrauchsgrad der Gebäude wird durch die Verbundoptimierung ebenfalls für alle Gebäude einer Energiegemeinschaft angeglichen. Dadurch, dass benachbarte Gebäude ebenfalls durch den lokal erzeugten Strom versorgt werden, wird bei hohen Selbstverbrauchsraten der Nachbarschaft der erzeugte Strom nicht notwendigerweise in dem Gebäude genutzt, in dem er erzeugt wurde.

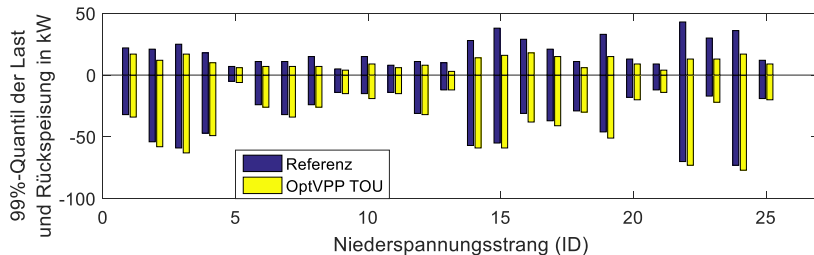
Die maximale Rückspeisung der Gebäude steigt gegenüber dem simulierten Referenzszenario leicht an ( $\emptyset$  3%), diese Steigerung ist mit der im selbstverbrauchsmaximierenden Smart Home-Einsatz identisch (vgl. Abschnitt 5.1.3). Nur für KWK-Anlagen ist der Selbstverbrauch der Nachbarn so attraktiv, dass die Einspeisung in das überlagerte Netz drastisch reduziert wird. Durch die gemeinsame Nutzung lokal erzeugten Stromes in der Energiegemeinschaft wird die Stromentnahme aus dem überlagerten Netz für die Energiegemeinschaft gegenüber der individuellen Entnahme vergleichmäßigt.

Im Verbund ist der Anreiz zur lokalen Versorgung durch die kostengünstigen erneuerbaren Einspeiser höher als der TOU-Tarif. Dadurch wird die Stranglast reduziert und mehr selbst verbraucht (in der Energiegemeinschaft). Die Einspeisespitzen bleiben aufgrund der saisonalen Unterschiede zwischen verfügbarer Stromerzeugung und der Flexibilität insbesondere der Wärme-Strom-Anlagen bestehen.

Gegenüber der individuellen Gebäudeoptimierung steigt die Ausnutzung der Batteriespeicher leicht an. Weiterhin werden Batteriespeicher in EZFH so gering genutzt, dass Zyklentalterungseffekte hier nicht relevant werden. In MFH tritt eine Steigerung der Nutzung der Batteriespeicher wie in der Smart Home Optimierung auf, sodass hier die Zyklentalterung relevant wird.

Die KWK-Anlagen werden in der Verbundoptimierung mit nochmals höheren Vollnutzungsstunden (gegenüber der gebäudeindividuellen Optimierung in Abschnitt 5.1.3) eingesetzt. Selbst durch die weitere Erhöhung der

Vollnutzungsstunden im Verbund werden nur einzelne KWK-Anlagen wirtschaftlich.



**Abbildung 5-25: Bandbreite der Residuallasten der Niederspannungsstränge mit Wohngebäuden im Referenzszenario und in der Optimierung der Energiegemeinschaften**

### Fazit

Die Verbundoptimierung resultiert in einer signifikanten Reduktion der gemeinschaftlichen Kosten der Energieversorgung gegenüber der Simulation des Referenzszenarios (Ø -16%). Kosten für die Infrastruktur zur Verteilung der lokal erzeugten Elektrizität und Wärme in der Nachbarschaft werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Im Rahmen der Verbundoptimierung müssen Ausgleichszahlung für die in den Energiegemeinschaften benachteiligten Gebäude in Höhe von 150-5.000 €/a geleistet werden. In der Folge verbleibt für einen wirtschaftlichen Betrieb pro Gebäude eine Kostendifferenz von 150-275 €/a, aus der die für den Verbundbetrieb notwendige Informations- und Kommunikationstechnik sowie die Infrastruktur für die gemeinschaftliche Nutzung der lokalen Strom- und Wärmeerzeugung finanziert werden müssten.

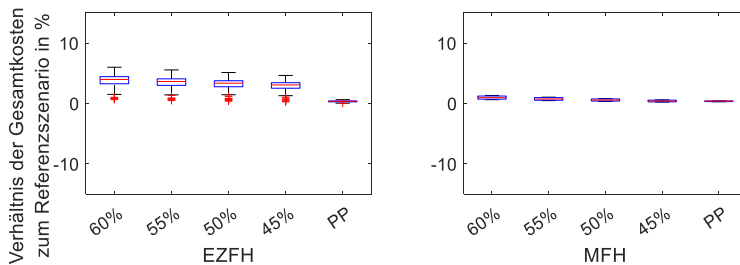
### 5.1.5 Einsatzsimulation mit netzdienlicher Parametrierung des Batteriespeichereinsatzes

Zur Erhöhung des netzdienlichen Verhaltens von Photovoltaik-Batteriespeicher-Systemen werden Strategien zur netzdienlichen Nutzung der Batteriespeicher in die Einsatzsimulation implementiert. Im Folgenden ist zunächst angenommen, dass die Ausnutzung der Flexibilitäten durch eine geschickte Parametrierung der Batteriespeicher-Management-Software und somit ohne zusätzliche Investitionskosten geschieht.

Die Flexibilität der Batteriespeichersysteme wird für eine netzdienliche Parametrierung derart eingeschränkt, dass eine Leistungsgrenze der PV-Erzeugung festgelegt wird, die überschritten werden muss, bevor die Ladung des Speichers beginnt (60-45% der installierten Leistung). Diese Leistungsgrenze

kann auch flexibel durch eine Prognose festgelegt werden. Diese wird als Persistenzprognose auf Basis der am Vortag gemessenen, erzeugten und bezogenen elektrischen Energie umgesetzt, wodurch dem System keine externen Informationen zur Verfügung gestellt werden müssen. Alle Parametrierungen der Leistungsgrenze zielen darauf ab, die Netzeinspeisung von Solarstrom zu Zeiten hoher Erzeugung zu reduzieren.

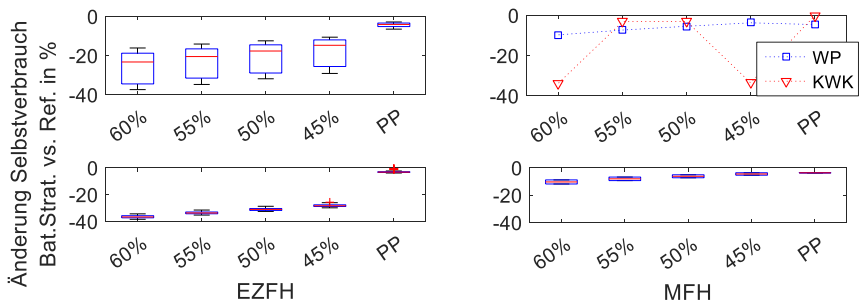
Durch die veränderte Parametrierung der Batteriespeicher erhöhen sich in EZFH die Energieversorgungskosten gegenüber dem unbeeinflussten Einsatz bis zu 6%, in MFH bis zu 1,3% (Abbildung 5-26). Es ist erkennbar, dass die Persistenzprognose zur geringsten Abweichung vom Referenzszenario führt und dass dadurch, dass bei höheren Leistungsgrenzen der Solarstrom erst verspätet eingespeichert werden kann, den Gebäuden finanzielle Einbußen durch reduzierten Selbstverbrauch entstehen.



**Abbildung 5-26: Veränderung der spezifischen Gesamtkosten der Energieversorgung durch Strategien zur Nutzung der Flexibilität der Batteriespeicher (PV-Leistungsgrenzen in %, Persistenzprognose „PP“)**

Im Vergleich mit der Basisausstattung bleiben die wirtschaftlichen MFH, die mit PV und Batteriespeicher ausgestattet sind, trotz der Einschränkungen der Batterienutzung wirtschaftlich. Von den wirtschaftlich betreibbaren Batteriespeichern in EZFH bleiben nur zwei, also 3% der in der Referenzsimulation wirtschaftlichen Speicher, auch im netzdienlichen Einsatz wirtschaftlich (vgl. Abschnitt 5.1.1).

Die Strategien zur Nutzung der Batteriespeicher-Flexibilität verändern den Selbstverbrauch der Gebäude mit lokaler Erzeugung (insb. PV) sowie die Autarkie der Stromversorgung dieser Gebäude, insbesondere der Gebäude mit Wärme-Strom-Anlagen, deutlich (vgl. Abbildung 5-27). Alle Strategien führen zu einer Senkung von Selbstverbrauch und Autarkie, teils um bis zu 35%. Die geringere Wirkung auf die Gesamtkosten wird durch den Einfluss der Wärmeversorgungskosten sowie der ggf. hohen annuitätischen Investitionskosten plausibel.

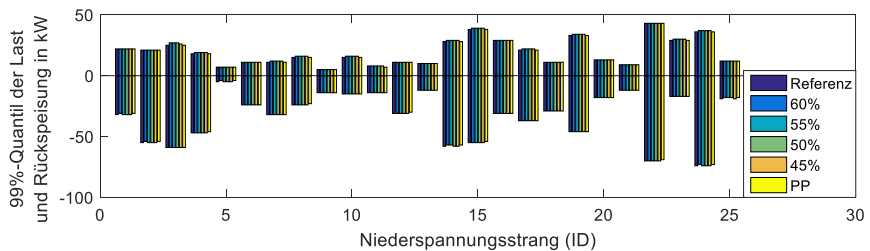


**Abbildung 5-27: Veränderung des Selbstverbrauchs durch Strategien zur Nutzung der Flexibilität der Batteriespeicher für WP-versorgte Gebäude (oben) und Gebäude ohne WSA (unten) (PV-Leistungsgrenzen in %, „PP“ = Persistenzprognose)**

Die maximale Last der Gebäude wird durch die Batteriespeicherstrategien unterschiedlich beeinflusst. Während in EZFH die Lastspitzen durch die Einschränkung der Beladung der Batteriespeicher eher zunehmen, insbesondere für EZFH ohne Wärme-Strom-Anlagen, bleiben in MFH die Lastspitzen gleich. Insgesamt ergibt sich, dass eine dynamische Festlegung der Einspeicherungsschwelle mittels Persistenzprognose zu den geringsten Veränderungen der Lastspitzen der Gebäude führt. Die maximale Rückspeisung der Gebäude wird durch den veränderten Einsatz der Batteriespeicher nicht beeinflusst.

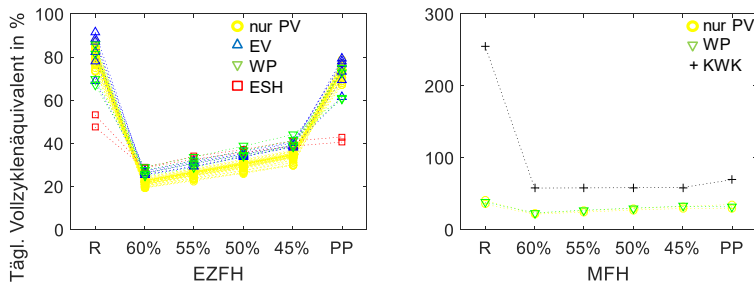
Die Ausnutzung der Flexibilität der Batteriespeichersysteme verändert insbesondere die morgendlichen Einspeisegradien der Photovoltaik, die geringer ausfallen. Die Persistenzprognose, welche die Einspeicherungsschwelleleistung tageweise dynamisch einstellt, führt in den Sommermonaten zu höheren mittäglichen Gradienten ( $\emptyset$  0,6 kW).

Auswirkungen auf die Residuallast in den einzelnen Niederspannungssträngen sind für viele Stränge erkennbar, bleiben aber gering (vgl. Abbildung 5-28). Mehrfach auftretende Effekte sind die Erhöhung des 99%-Quantils der Last in den Varianten mit starrer Leistungsgrenze sowie die Reduktion des 99%-Quantils der Rückspeisung in der Parametrierung mittels Persistenzprognose und in der 60%-Einspeicherungsschwelle. In saisonaler Betrachtung ist erkennbar, dass durch die Parametrierung der Batteriespeicher Rückspeisungen in den Herbst- und Wintermonaten reduziert werden können. In den Frühjahrs- und Sommermonaten ist eine Reduktion gegenüber dem Referenzszenario nicht möglich, da die Solarstromeinspeisung zu hoch ist.



**Abbildung 5-28: Bandbreite der Residuallasten der Niederspannungsstränge mit Wohngebäuden im Referenzszenario und in der Simulation mit netzdienlicher Parametrierung des Batteriespeichers**

Ferner wird die Zyklenbelastung der Batteriespeicher durch die Strategien zu ihrer Flexibilitätsnutzung gesenkt, da alle Strategien die Beladung der Batteriespeicher einschränken (vgl. Abbildung 5-29). Die Senkung führt zu einer Ausnutzung der maximalen Vollzyklenäquivalenzzahl von deutlich unter 10%. Da die Batteriespeichersysteme im Referenzfall (vgl. Abbildung 5-17) bereits nicht hoch beansprucht wurden, ergibt sich durch die geringere Belastung kein nennenswerter Vorteil.



**Abbildung 5-29: Veränderung der Zyklenbelastung der Batteriespeicher durch Strategien zur Nutzung der Flexibilität der Batteriespeicher**

### Fazit

Insgesamt ergibt sich für die verschiedenen Strategien zur Nutzung der Flexibilitäten von Batteriespeichern, dass die Strategien geringe Auswirkungen auf die spezifischen Gesamtkosten der Energieversorgung haben, da diese durch hohe Fixkostenanteile bestimmt werden. In EZFH werden die in der Referenzsimulation nur knapp wirtschaftlichen Batteriespeicher durch die mit der netzdienlichen Parametrierung verbundenen Kostendifferenzen unwirtschaftlich. Während Selbstverbrauch und Autarkiegrad der Gebäude mit Batteriespeichern teils um bis zu 35% reduziert werden, bleiben Spitzenlasten und -einspeisungen

nahezu identisch. Ein Mehrwert für das Verteilungsnetz kann aufgrund der Residuallastbewertung und der erhöhten mittäglichen Gradienten nicht festgestellt werden.

### 5.1.6 Einsatz im Verteilungsnetz

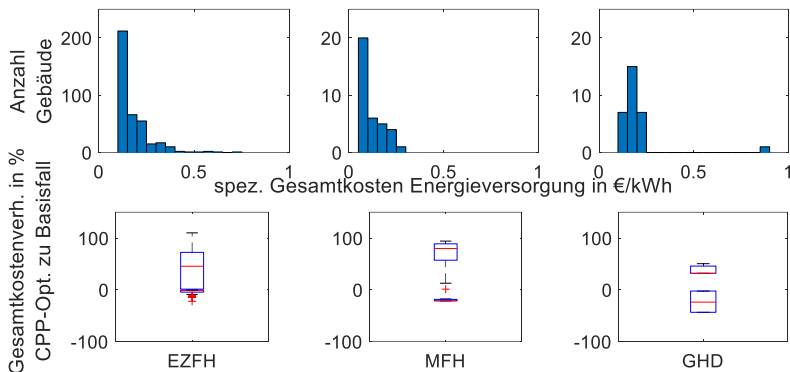
Neben dem Einsatz für die eigenen Ziele der Gebäude oder für die Ziele in Energiegemeinschaften ist ein Einsatz der Flexibilitäten der Gebäudetechnologien für externe Interessenten möglich. So können die flexiblen Technologien im Fall prognostizierter kritischer Netzzustände eingesetzt werden, um durch einen angepassten Einsatz dazu beizutragen, den sicheren Netzbetrieb aufrecht zu erhalten. Zur Abbildung eines solchen Einsatzes wird in der Zielfunktion für die Gebäude ein Critical Peak Pricing-Tarif (CPP-Tarif, vgl. Kapitel 2.3) unterstellt, auf den die Gebäude mit flexibler weißer Ware und Optimierung des Einsatzes der Wärme-Strom-Anlagen und Batteriespeicher reagieren können. Die Zeiten, zu denen die Tarifierhöhungen und -senkungen wirksam werden, werden wie in Kapitel 4.5 beschrieben berechnet. Es wird unterstellt, dass zu Zeiten, in denen hoher Leistungsbezug zur Verletzung von Leistungs- oder Spannungsgrenzwerten der Betriebsmittel führt, der Tarif pro Gebäude bzw. pro Gebäudeverbund einheitlich um die Höhe der Netzentgelte erhöht wird. Entsprechend wird der Tarif bei Grenzwertverletzungen und hoher Einspeisung in entsprechender Höhe gesenkt. Die sich ergebenden Kosten für den Netzbezug von elektrischer Energie sind in Tabelle 5-2 dargestellt.

	<b>Standard</b>	<b>Erhöht</b>	<b>Gesenkt</b>
<b>Tarif in €/kWh</b>	0,2622	0,3298	0,1946

**Tabelle 5-2: CPP-Tarifstufen in der Einsatzoptimierung für Zielsetzungen des Verteilungsnetzbetreibers**

Gegenüber dem Basisfall können insbesondere Wohngebäude mit PV und Batteriespeicher die veränderte technologische Ausstattung wirtschaftlich betreiben. Für die Hälfte der mit PV und Batterie ausgestatteten EZFH ist die Ausstattung unter dem CPP-Tarif unwirtschaftlich und Wärme-Strom-Anlagen sind auch in diesem Szenario nicht wirtschaftlich zu betreiben. Einzige Ausnahme bleibt dasselbe Gebäude wie in Abschnitt 5.1.3, welches mit PV, Batterie und ESH ausgestattet ist, und ein KWK-versorgtes MFH. Diese Gebäude können auch unter der Bedingung eines CPP-Tarifs durch die hohe verfügbare lokale Stromerzeugung in der gegebenen Ausstattung wirtschaftlich betrieben werden. Insgesamt werden im optimierten Einsatz unter Berücksichtigung des CPP-Tarifs mehr EZFH wirtschaftlich ausgestattet als bei Anwendung des TOU-Tarifs (vgl. Abschnitt 5.1.3)





**Abbildung 5-30: Spezifische Gesamtkosten der Energieversorgung bei Selbstverbrauchsmaximierung im Smart Home mit CPP-Tarif und prozentuale Veränderung gegenüber dem Basisfall für Gebäude mit veränderter Ausstattung**

Gegenüber der Simulation des Referenzszenarios ergeben sich für alle Gebäude geringere Energieversorgungskosten ( $\emptyset$  -12%). Die Größenordnung der Kostensenkung ist vergleichbar mit der Einzelgebäudeoptimierung mit TOU-Tarif (vgl. Abschnitt 5.1.3), wodurch deutlich wird, dass die Optimierung des Einsatzes zur Erschließung der Kostensenkungspotentiale mehr beiträgt als die Tarifgestaltung.

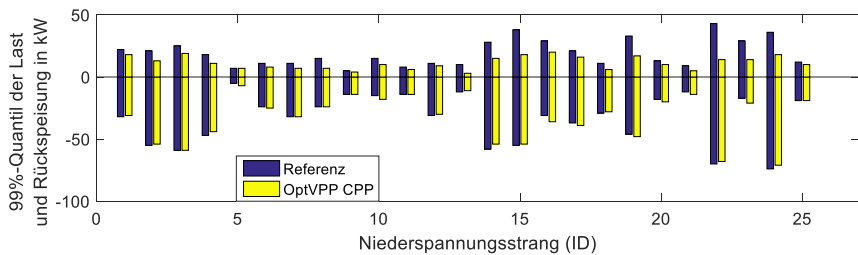
Wird eine Verbundoptimierung unter Berücksichtigung des CPP-Tarifs zum Vergleich mit hinzugenommen, zeigt sich, dass die meisten Gebäude von der Verbundoptimierung – gegenüber der Simulation des Referenzszenarios – profitieren. Die Relevanz des Tarifs (CPP vs. TOU) tritt gegenüber den Vorteilen der Energiegemeinschaft zurück, wie auch schon bei der Einzelgebäudeoptimierung. Die Ergebnisse der Verbundoptimierung mit TOU-Tarif und CPP-Tarif ähneln sich stark. Im Vergleich der Verbund- und der Einzelgebäudeoptimierung mit CPP-Tarif tragen Wohngebäude, die mit PV und Batteriespeicher ausgestattet sind, gegenüber der individuellen Optimierung höhere Kosten. Hinzu kommt ein mit PV und KWK ausgestattetes MFH, welches im Verbund ebenfalls um 1% höhere Energieversorgungskosten aufweist als in der individuellen Optimierung. Unter Voraussetzung einer Ausgleichszahlung für die in den Verbünden benachteiligten Gebäude in Höhe von 135-5.800 €/a verbleibt pro Gebäude eine Kostendifferenz von 133-226 €/a, aus der für einen wirtschaftlichen Betrieb die für den Verbundbetrieb notwendige Informations- und Kommunikationstechnik sowie die Infrastruktur für die gemeinschaftliche Nutzung der lokalen Stromerzeugung finanziert werden müssten. Gegenüber der

Verbundoptimierung mit TOU-Tarif reduziert sich somit die gebäudebezogene Marge der Gebäudeverbünde um 17-50 €/a.

Der Selbstverbrauch der Gebäude ist in der Optimierung mit dem CPP-Tarif gegenüber der Referenzsimulation um 13,8% erhöht und zeigt somit eine analoge Veränderung wie die individuelle Optimierung mit TOU-Tarif. Ebenso gering ist der Unterschied zwischen den Verbund-Optimierungen mit den unterschiedlichen Tarifen. Für den Autarkiegrad verhält sich der Vergleich zwischen den vier Optimierungsrechnungen analog. Somit sind Steigerungen des Selbstverbrauchs bzw. des Autarkiegrades nur in Gebäuden mit größeren flexiblen elektrischen Lasten möglich und innerhalb der Energiegemeinschaften wird die Nutzung der lokal erzeugten Elektrizität unter allen Teilnehmern der Energiegemeinschaft gleichmäßiger aufgeteilt als in der individuellen Betrachtung.

Die im Jahresverlauf auftretenden Spitzen-Viertelstundenmittelwerte der elektrischen Last sowie der Einspeisung elektrischer Energie der einzelnen Gebäude werden in der Optimierung mit dem durch die Leistungsflusssituation gesetzten CPP-Tarif vergleichbar verändert wie in den Optimierungsvarianten mit TOU-Tarif. Die Spitzenlasten der Gebäude steigen für KWK-versorgte MFH sowie einige ESH-versorgte Wohngebäude um 10-25 kW an, während sie für andere ESH-versorgte sowie WP-versorgte Wohngebäude um durchschnittlich 24% sinken. Die Spitzenwerte der lokalen Einspeisung werden durch die Optimierung gering gesteigert. Ein Unterschied zwischen den beiden Tarifvarianten besteht dabei nicht.

Mit dem veränderten Preissignal zeigen sich sowohl in der Einzelgebäudeoptimierung als auch in der Verbundoptimierung ähnliche Effekte wie in den Rechnungen zu den Smart Homes und Energiegemeinschaften. Aufgrund der lokal gesetzten Preissignale des CPP-Tarifs wird in der gebäudeindividuellen Optimierung eine hohe Gleichzeitigkeit der flexiblen Lasten getriggert, insbesondere in den Strängen mit Elektroheizungen und Wärmepumpen (14, 15, 22, 24). In der Verbundoptimierung überwiegt wiederum der Anreiz, lokal Erzeugungsüberschüsse zu nutzen, wodurch die Bezugsspitzen gegenüber der Referenzsimulation sinken. Die Rückspeisungsspitzen bleiben gegenüber der Referenzsimulation vergleichbar hoch, sinken gegenüber denen der Energiegemeinschaft mit TOU-Tarif leicht (vgl. Abschnitt 5.1.4). Die hohe Rückspeisung tritt in den Frühjahrs- und Sommermonaten auf. In den Herbst- und Wintermonaten, in denen die Wärmebedarfe höher sind, erreicht die Verbundoptimierung mit CPP-Tarif deutliche Reduktionen der Spitzenlasten und -rückspeisungen (um bis zu 10-20 kW pro Strang).



**Abbildung 5-31: Bandbreite der Residuallasten der Niederspannungsstränge mit Wohngebäuden im Referenzszenario und in der Verbundoptimierung unter CPP-Tarif**

### Fazit

Insgesamt ergibt sich für die Einsatzoptimierung der flexiblen Gebäudetechnologien in Reaktion auf einen durch die prognostizierte Leistungsflusssituation im Verteilungsnetz bestimmten CPP-Tarif nur ein geringer Unterschied bezüglich der wirtschaftlichen und systembezogenen Bewertungsgrößen im Vergleich zu den Optimierungsrechnungen mit dem an den Lastprofilen orientierten TOU-Tarif. Die im Untersuchungsgebiet auftretenden Bandbreiten der Residuallast werden deutlich reduziert, insbesondere lastseitig. Sommerliche Rückspeisungen können durch die vornehmlich wärmeseitigen Flexibilitäten nicht reduziert werden.

## 5.2 Sensitivitäten

Als wesentliche Sensitivitäten, welche die in Kapitel 5.1 beschriebenen exemplarischen Ergebnisse beeinflussen, werden im Folgenden die technologische Ausstattung der Gebäude im Untersuchungsgebiet sowie mögliche alternative Ausgestaltungen der Stromtarife betrachtet. Die Ausstattungsszenarien umfassen 108 verschiedene Technologiekombinationen. Neben zeitlich variablen Stromtarifen werden in der Strompreissensitivität auch Veränderungen der Gewichtung der leistungsbezogenen und energiebezogenen Anteile des Stromtarifs variiert.

### 5.2.1 Variation der Technologie-Ausstattung

Wie sich in Kapitel 5.1 gezeigt hat, ist die Ausstattung der Gebäude im Referenzszenario gegenüber dem Basisfall nicht immer wirtschaftlich, da eine Zuweisung der Technologien zu den Gebäuden zufällig vorgenommen wird. Daher werden im Folgenden verschiedene Ausstattungsszenarien untersucht, in denen alle Gebäude im Untersuchungsgebiet mit verschiedenen Technologiekombinationen von PV, EV, Batteriespeichern, Gasheizung,

Wärmepumpe, ESH und KWK ausgestattet werden. Neben den Kombinationen der einzelnen Technologien werden zudem die installierten Leistungen der PV sowie der EV-Ladeinfrastruktur sowie die Volumina der Wärmespeicher und die bivalente und monovalente Auslegung der Wärmepumpen und ESH variiert. Somit ergeben sich in Summe 108 Ausstattungsszenarien für 383 EZFH, 36 MFH und 30 GHD-Gebäude (vgl. Tabelle 5-3).

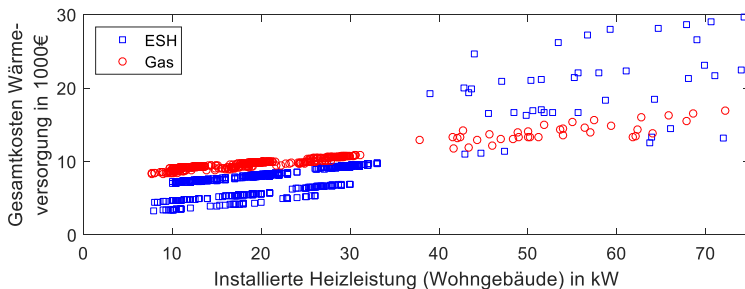
<b>PV</b>	Typische Größe	Dopplung typische Größe	Selbst-verbrauchs-optimiert	Maximale Nutzung Dachfläche
<b>Batterie</b>	Auslegung nach Formel (2-2)			
<b>EV-Ladeleistung</b>	3,7 kW	11 kW	22 kW	
<b>ESH</b>	Monovalent	Bivalent		
<b>WP</b>	Monovalent	Bivalent		
<b>KWK</b>	Bivalent			
<b>Gasheizung</b>	Monovalent			
<b>Wärmespeicher</b>	Auslegung auf Wärmebedarf	Dopplung	Auslegung auf Heizleistung	

**Tabelle 5-3: Übersicht über die betrachteten Ausstattungsvarianten in den verschiedenen Energietechnologien**

Die Anlagenleistungen der Photovoltaikanlagen werden für diese Plausibilisierungsrechnungen nach vier unterschiedlichen Auslegungsregeln bestimmt: Neben der im Referenzszenario vorgenommenen statistischen Zuweisung von typischen Anlagengrößen unter Berücksichtigung der maximal pro Gebäude zur Verfügung stehenden Dachfläche werden für die Ausstattungssensitivitäten die Anlagenleistungen zunächst nach Möglichkeit verdoppelt. In zwei weiteren Dimensionierungsszenarien werden die Anlagen für den Selbstverbrauch ausgelegt, indem die Jahreserzeugung der Jahreslast entspricht [Bol15] und zuletzt das Dach maximal bebaut wird. Für die Wärmepumpen und ESH werden jeweils Rechnungen in mono- und bivalenter Auslegung mit elektrischem Spitzenlasterzeuger verglichen. Als weitere Ausstattungsszenarien kommen verschiedene Größen thermischer Speicher

(Verdopplung des Speichervolumens, Dimensionierung zur Aufnahme der Heizungsleistung für 2h) in die Betrachtung. Zusätzlich werden auch die Ladeleistungen der Elektrofahrzeuge variiert, indem neben der Standardladeleistung von 3,7 kW auch 11 kW- und 22 kW-Schnelladesysteme unterstellt werden.

Im Vergleich der Gesamtkosten der Energieversorgung zeigen sich für die Gebäudetypen unterschiedliche Technologien, die die Gesamtkosten senken. GHD-Gebäude profitieren je nach Lastprofil von der Installation einer Photovoltaikanlage, ggf. in Kombination mit Batteriespeicher. Die jeweils kleinste Dimensionierung der untersuchten vier PV-Größen stellt dabei stets die Ausstattung mit den geringsten Versorgungskosten dar. In zwei GHD-Gebäuden werden zudem KWK-Anlagen in Kombination mit der kleinsten verfügbaren Photovoltaikanlage wirtschaftlich. Für MFH gilt vergleichbar das Primat einer kleinen Photovoltaikanlage, deren installierte Spitzenleistung in Bezug auf die jährliche elektrische Last der Gebäude 1 W/kWh nicht überschreiten sollte. In allen MFH werden zusätzliche Einsparungen durch die Installation von Batteriespeichern erzielt. In 50% der modernen EZFH werden Elektroheizungen ohne thermischen Speicher wirtschaftlich. Für den Vergleich mit einer Gasbrennwertheizung lässt sich auf Basis der untersuchten Gebäude feststellen, dass bei den unterstellten Investitions- und Betriebskosten die Grenze der Wirtschaftlichkeit bei einer installierten Leistung von 35 kW<sub>thermisch</sub> liegt.



**Abbildung 5-32: Vergleich der Gesamtkosten der Wärmeversorgung zwischen Gas- und Elektroheizung in Abhängigkeit der installierten Heizleistung**

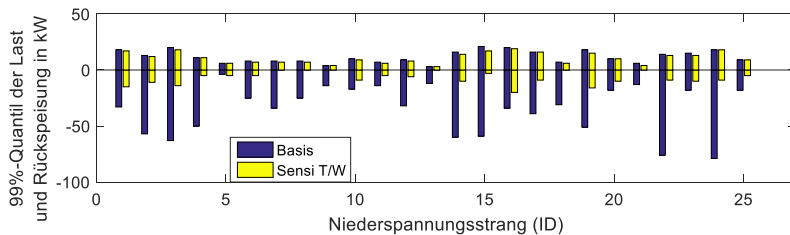
Aus den vorgenannten, wirtschaftlichen Ausstattungsszenarien wird deutlich, dass ein großer Anteil der unterstellten Ausstattungen im Referenzszenario nicht zu einer Senkung der Energieversorgungskosten der Gebäude gegenüber der Ausstattung im Basisfall beiträgt. Insbesondere sind Wärmepumpen in keinem Gebäude wirtschaftlich. Wärme-Strom-Anlagen sind zum einen in Form von Elektroheizungen gegenüber Gasheizungen wirtschaftlich attraktiv, aufgrund der in Abbildung 5-32 gezeigten Wärmeversorgungskostenbetrachtung jedoch nur in

modernen Gebäuden mit entsprechend geringem Heizleistungsbedarf. Zum anderen können KWK-Anlagen in älteren Mehrfamilienhäusern wirtschaftlich betrieben werden. Die Investitionskosten der Wärmepumpen müssten – je nach Gebäudetyp – auf 48-57% der unterstellten Investitionskosten nach Tabelle A-1 gesenkt werden, damit Wärmepumpen wirtschaftlich werden.

In den MFH und GHD-Gebäuden, in denen kleine PV-Anlagen mit Batteriespeicher die Ausstattungsvariante mit den geringsten Energieversorgungskosten sind, kann im Mittel 69-73% des lokal erzeugten Stroms im Gebäude genutzt werden. Obwohl einzelne MFH im Referenzszenario höhere Selbstverbrauchsraten aufweisen, sind diese Gebäude gegenüber der wirtschaftlichsten Ausstattungsvariante nur kostengünstiger versorgt, wenn keine weiteren Lasten (EV oder Wärmepumpen) in der Ausstattung nach Referenzszenario vorliegen. Der Autarkiegrad der gewählten wirtschaftlichen Versorgung ergibt sich zu 50-55%.

In den EZFH, die über Elektroheizungen wirtschaftlicher versorgt werden als in der Basisausstattung, steigt die jährliche Spitzenlast der Gebäude gegenüber der Basisausstattung um 0,5-1 kW an. Im Vergleich mit den fünf EZFH, die im Referenzszenario Elektroheizungen oder Wärmepumpen zugewiesen bekommen hatten, sinkt die Spitzenlast. Dadurch, dass im günstigsten Versorgungsszenario auf den Einbau eines Wärmespeichers verzichtet wird, muss die Elektroheizung dem Wärmebedarf folgen und wird somit nur in vereinzelten Zeitpunkten ihre installierte Leistung komplett beziehen, wohingegen bei den Wärme-Strom-Anlagen im Referenzszenario durch die dort angenommenen Wärmespeicher eine zyklisierende Fahrweise mit eher geringer Modulation auftritt.

Die wirtschaftlichen Ausstattungsszenarien wirken sich im Vergleich zur in Kapitel 5 erläuterten Basisausstattung, die bezüglich der im Untersuchungsgebiet installierten PV-Leistung an den prognostizierten Mantelzahlen für Deutschland in 2030 orientiert ist, mit wesentlich geringeren Rückspeisungen auf die Residuallasten der einzelnen Niederspannungsstränge aus. Aufgrund der geringeren Anzahl von Photovoltaikanlagen in den wirtschaftlichen Ausstattungsszenarien ist diese geringere Rückspeisung plausibel. Trotz der in einzelnen modernen EZFH wirtschaftlichen Elektroheizungen sind die 99%-Quantile der Last nicht gegenüber der Residuallast der Basisausstattung erhöht.



**Abbildung 5-33: Bandbreite der Residuallasten der Niederspannungsstränge mit Wohngebäuden im Vergleich der Basisausstattung mit den wirtschaftlichen Ausstattungsszenarien**

### 5.2.2 Alternative Strompreismodelle

Die Stromtarife der Haushalts- und Gewerbekunden sind im Referenzszenario sowie in den Optimierungsrechnungen durch jährliche Fixkosten (Grundpreis) und einen Arbeitspreis pro kWh definiert. Zur Untersuchung, in wie weit alternative Tarifgestaltungen die Wirtschaftlichkeit der Ausstattung und der Flexibilitätsstrategien beeinflussen, werden Tarifvariationen entsprechend den in den Optimierungsrechnungen verwendeten TOU-Tarifen sowie hinsichtlich einer anteilig höheren Bepreisung der Anschlussleistung untersucht.

Die zwei untersuchten TOU-Tarife werden so ausgestaltet, dass der Arbeitspreis in der NT-Zeit gegenüber dem Standardtarif um 0,06€ reduziert wird. Der Arbeitspreis in der HT-Zeit wird in zwei Varianten so bestimmt, dass die Kosten eines Referenzlastprofils unter dem TOU-Tarif identisch zum Standardtarif sind. Somit ergibt sich die Preisdifferenz in der einen Variante durch das Standardlastprofil (SLP) und in der anderen Variante durch die summierte Residuallast der Gebäudeanschlüsse im Untersuchungsgebiet mit einem Jahresverbrauch von <10.000 kWh/a (RLP), vgl. Tabelle 5-4.

Die spezifischen jährlichen Gesamtkosten der Energieversorgung der Wohngebäude verändern sich gegenüber der Referenzsimulation in beiden TOU-Tarifvarianten kaum ( $\pm 0,5$ -1,5%). In der Betrachtung nach technologischen Ausstattungsvarianten zeigt sich, dass Senkungen der spezifischen Gesamtkosten der Energieversorgung im Vergleich mit dem Standardtarif insbesondere Gebäuden mit Elektrospeicherheizungen gelingen ( $\emptyset$  -1,2% bzw. -2,2%), da deren Verbrauchsschwerpunkt in NT-Zeiten liegt (vgl. Abbildung 5-34). Gegenüber der Basisausstattung sind diese Anlagen trotz der Kostensenkung nicht wirtschaftlich.

€/kWh	Standard	SLP	RLP	Zeit
<b>Niedrigtarif (NT)</b>	0,2622	0,2022	0,2022	0:00-06:59 Uhr, 10:00-17:59 Uhr und 21:00-23:59 Uhr
<b>Hochtarif (HT)</b>	0,2622	0,4109	0,3962	7:00-9:59 Uhr und 18:00-20:59 Uhr

Tabelle 5-4: Preise und Geltungszeit der betrachteten TOU-Tarife

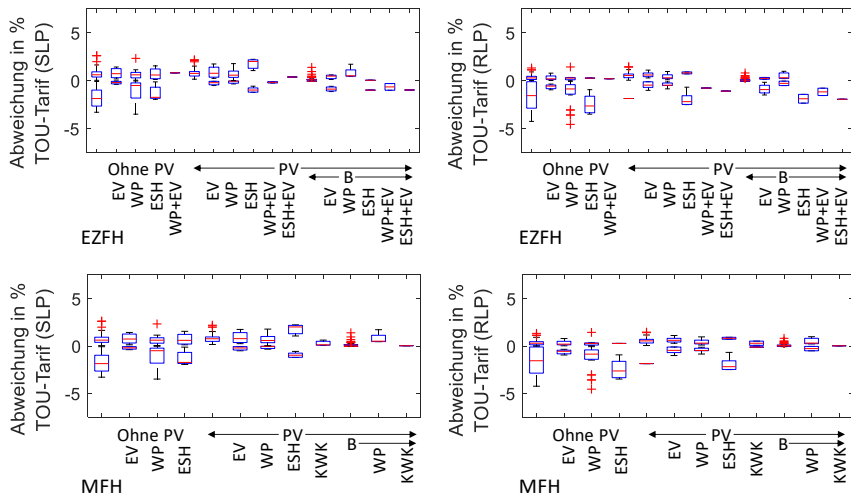


Abbildung 5-34: Veränderung der spezifischen Energieversorgungskosten der Wohngebäude (EZFH/MFH) durch TOU-Tarife in Abhängigkeit der (identischen) technologischen Ausstattung gegenüber dem Standardtarif

Insgesamt kann der mittels des Residuallastprofils gewichtete TOU-Tarif ( $\emptyset$  -1,5%) die spezifischen Energieversorgungskosten senken, der mittels SLP gewichtete Tarif erhöht sie leicht ( $\emptyset$  0,5%). Bei der Gewichtung mittels SLP profitieren die GHD-Gebäude ( $\emptyset$  -1,5%). Die Gebäude, deren Kosten über bzw. unter den durchschnittlichen spezifischen Gesamtkosten der Energieversorgung liegen, bleiben in der TOU-Tarifvariation, die mittels SLP gewichtet wurde, identisch wie für den Standardtarif. In der TOU-Variante, die mittels der Residuallast gewichtet wurde, wechseln drei Gebäude aus der Gruppe der weniger als durchschnittlich hohen Energieversorgungskosten in die Gruppe,



deren Energieversorgungskosten über dem Durchschnitt des Untersuchungsgebietes liegen.

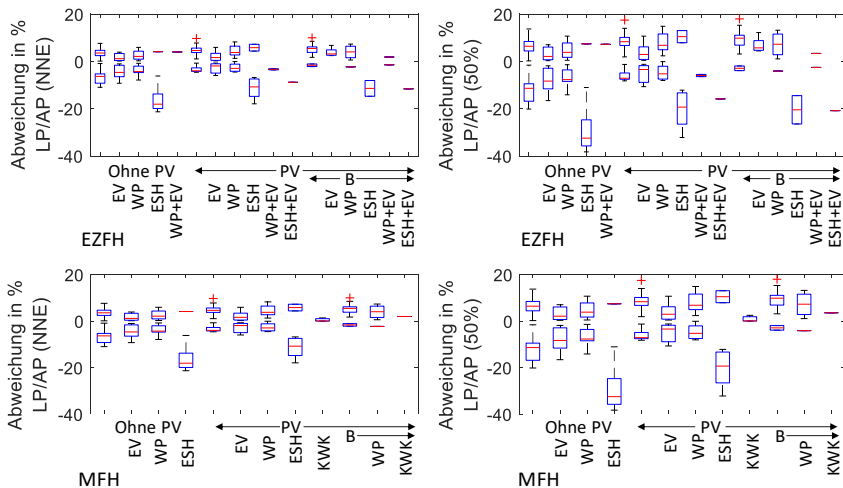
Gegenüber der Basisausstattung mit Standardtarif profitieren EZFH und MFH mit PV und Batteriespeicher von TOU-Tarifen. Diese Gebäude sind bereits im Referenzfall wirtschaftlich. Einige der Gebäude bleiben trotz höherer Kosten in TOU-Tarifen wirtschaftlich gegenüber dem Basisfall. Durch die TOU-Tarife können auch einzelne Gebäude, deren elektrische Last offensichtlich nicht gut mit der Residuallast des Untersuchungsgebietes korreliert, ihre Energieversorgungskosten senken.

Die Tarifvariation der anteiligen Erhöhung des Leistungspreises wird anhand verschiedener Gewichtungen durchgeführt. Gegenüber dem Standardtarif ohne explizite Leistungsbepreisung werden drei Variationen betrachtet: Die Senkung des Arbeitspreises (AP) um die Höhe der Netznutzungsentgelte (NNE), eine weitere Senkung um 50% sowie eine reine Leistungsbepreisung (vgl. Tabelle 5-5). Der Leistungspreis ergibt sich nach der Reduktion des Arbeitspreises durch Umlage der verbleibenden Energieversorgungskosten des Quartiers auf den maximalen viertelstündlichen Leistungswert der positiven Residuallast.

	<b>Grundpreis in €/a</b>	<b>Arbeitspreis in €/kWh</b>	<b>Leistungspreis in €/kW</b>
<b>HH</b>	110	0,2622	0
<b>HH AP-NNE</b>	110	0,1892	42,06
<b>HH AP-50%</b>	110	0,1311	75,59
<b>HH AP-100%</b>	110	0	151,17

**Tabelle 5-5: Preise der Arbeits-/Leistungspreis-Variation**

Die spezifischen jährlichen Gesamtkosten der Energieversorgung werden durch die Variation der Leistungs- und Arbeitspreisgewichtung im Mittel gar nicht, in Abhängigkeit des Gebäudetyps und der Ausstattung aber deutlicher beeinflusst als durch die TOU-Tarifvariationen (Ø -1,9% bzw. -4,2% für MFH und GHD-Gebäude, +1,9% bzw. +3,4% für EZFH, vgl. Abbildung 5-35). Während EZFH ohne Flexibilitäten um bis zu 13% höhere Kosten verbuchen, senken vergleichbar gering ausgestattete MFH ihre Kosten durch die im Verhältnis zum Verbrauch geringere Leistungsanforderung um bis zu 15%. Diese Logik stellt insgesamt mehr MFH in der Abrechnung mit erhöhtem Leistungspreis besser als in den TOU-Tarifvariationen, wo eher EZFH profitieren.

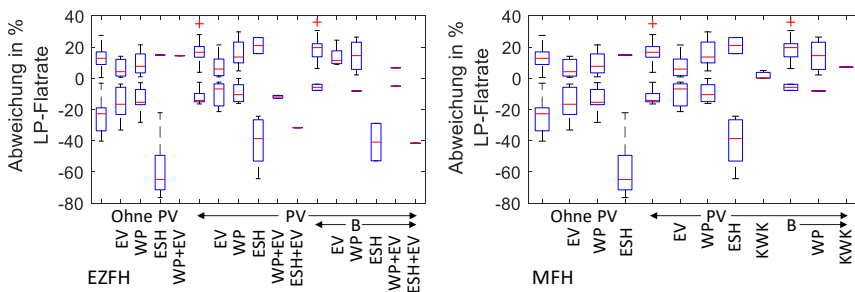


**Abbildung 5-35: Veränderung der spezifischen Energieversorgungskosten der Wohngebäude (EZFH/MFH) durch Senkung des Arbeitspreises in Abhängigkeit der technologischen Ausstattung gegenüber dem Standardtarif**

Wohngebäude mit einer Bandbreite von Ausstattungsvarianten können ihre Kosten – teils deutlich um bis zu 38% – senken. Insbesondere EZFH, die sowohl PV und EV oder aber WSA nutzen – also einen hohen Verbrauch und/oder Eigenerzeugung haben, können ihre Kosten durch die stärkere Leistungsgewichtung um bis zu 7,8% bzw. 14% senken. Hingegen steigen die Energieversorgungskosten durch die höhere Leistungsgewichtung insbesondere für EZFH mit Photovoltaikanlagen und Batteriespeichersystemen ohne WSA ( $\emptyset$  4,2% bzw. 7,6%). In Bezug auf die durchschnittlichen Energieversorgungskosten des Untersuchungsgebietes werden mehr Gebäude teurer versorgt als bei Abrechnung über den Standardtarif. ESH- und teils auch WP-versorgte Gebäude beginnen in die günstiger versorgte Gebäudeteilmenge überzutreten, während die mit PV und Batteriespeicher ausgestatteten Gebäude zunehmend teurer versorgt werden. Die Tarifänderung ist jedoch nicht ausreichend, um die Wärme-Strom-Anlagen gegenüber der Basisausstattung wirtschaftlich zu betreiben. Die Ausstattungsvariante mit PV und Batteriespeicher bleibt auch bei stärkerer Leistungsgewichtung in zwei Mehrfamilienhäusern wirtschaftlich, in EZFH kann diese Ausstattungsvariante nicht wirtschaftlich betrieben werden.

Durch eine reine Leistungsbepreisung (HH AP-100%) verändern sich gegenüber der anteiligen Leistungsbepreisung (HH AP-50%) die Energieversorgungskosten nur wenig. Es treten vergleichbare Veränderungen gegenüber dem Standardtarif auf (vgl. Abbildung 5-36). Während für den Großteil der Gebäude ihre Mehr-

bzw. Minderkosten gegenüber den durchschnittlichen Energieversorgungskosten identisch bleiben, können wenige Wohngebäude mit zunehmender Leistungsabhängigkeit des Tarifs ihre Kosten weiter senken ( $\emptyset$  -24,6%), ohne dass eine spezifische Ausstattungsvariante besonders attraktiv wirkt. EZFH ohne flexible Technologien erhöhen zumeist ihre Kosten gegenüber dem Durchschnitt um 12,6%. Die Gruppierung der Gebäude hinsichtlich der durchschnittlichen Energieversorgungskosten im Untersuchungsgebiet bleibt für die reine Leistungsbepreisung identisch wie für die Tarifvariationen mit anteilig erhöhter Leistungsbepreisung.



**Abbildung 5-36: Veränderung der spezifischen Energieversorgungskosten der Wohngebäude (EZFH/ MFH) durch Abrechnung mittels eines reinen Leistungspreises in Abhängigkeit der technologischen Ausstattung gegenüber dem Standardtarif**

### Fazit

Insgesamt wird aus den Analysen dieses Abschnitts deutlich, dass sowohl zeitliche als auch Variationen zwischen Arbeits- und Leistungsgewichtung nicht für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wärmepumpen und KWK ausreichen. Viele ESH-versorgten Gebäude profitieren von den ausgeweiteten NT-Zeiten der TOU-Tarife sowie von der höheren Leistungsbepreisung aufgrund des anteilig dominierenden Verbrauchs. Bei reiner Leistungsbepreisung werden ESH in zehn EZFH und zwei MFH wirtschaftlich, eine Ausstattung mit PV und Batteriespeichern wird durch eine zunehmende Leistungsbepreisung wirtschaftlich unattraktiver.

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

### 6.1 Zusammenfassung

Ausgehend von gesellschaftlichen Bestrebungen zum Klimaschutz steigen die politischen Anforderungen an die Effizienz der Energieversorgung insbesondere auch im Gebäudesektor. Für die Energieversorgung von Gebäuden stehen eine große Bandbreite von Technologien zur Verfügung, die teils signifikante Freiräume in ihrem Betriebsverhalten aufweisen – die Flexibilität ihres Einsatzes. Die Nutzung dieser Flexibilität zur Erhöhung der Effizienz der Gebäudeenergieversorgung betrifft ein Spannungsfeld von unterschiedlichen Akteursinteressen, die die betriebliche Flexibilität der Versorgungstechnologien für ihre Zwecke einsetzen möchten (u.a. Energielieferanten, Verteilungsnetzbetreiber, Energiegemeinschaften, Gebäudenutzer). Zur Bewertung des flexiblen Einsatzes der Gebäudetechnologien müssen diese Akteursperspektiven in Einsatzermittlungsverfahren abgebildet und gemeinsam bewertet werden. Eine Methode, die eine derartige Bewertung der Flexibilitäten von Gebäudetechnologien insbesondere in Smart Homes, also Wohngebäuden mit Flexibilitätspotential, umsetzt, wird in dieser Arbeit entwickelt und dargestellt. Diese Methode soll die Forschungsfragen adressieren, welchen Mehrwert flexibel einsetzbare Gebäudetechnologien für die Nutzer im Gebäude selbst sowie für gebäudeexterne Akteure haben, wie sich die Nutzung der Flexibilität im Verteilungsnetz auswirkt und wie die verschiedenen Nutzungsinteressen sich gegenseitig beeinflussen.

Die Recherche bestehender Verfahren für diese Aufgabenstellung zeigt, dass sowohl bei der detaillierten Abbildung der technologiespezifischen Flexibilität als auch bei der Verfahrens- und akteursübergreifenden Bewertung dieser Flexibilitäten noch Forschungsbedarf besteht. Einzelne Kombinationen von Akteursperspektiven oder gebäudebezogenen Energietechnologien oder Verfahrensvergleiche sind in der Literatur vertreten, eine sowohl detaillierte als auch die verschiedenen Verfahren zur Abbildung des Einsatzes der gebäudebezogenen Technologien unter Berücksichtigung verschiedener Akteursinteressen umfassende Betrachtung fehlt jedoch.

Zur Entwicklung der genannten Bewertungsmethode werden die Energiebedarfe des Gebäudesektors in ihrer historischen und prognostizierten Entwicklung betrachtet. Die Analyse der Versorgungstechnologien erlaubt eine Quantifizierung und Beschreibung der Flexibilität der einzelnen Technologien. Die Rahmenbedingungen ihres Einsatzes werden aus verschiedenen Akteursperspektiven – des Smart Homes selbst, einer Energiegemeinschaft

mehrerer Gebäude sowie des Verteilungsnetzbetreibers – analysiert und beschrieben. Aus diesen Vorüberlegungen leiten sich die Anforderungen an die zu entwickelnden Verfahren der Einsatzermittlung der flexiblen Gebäudetechnologien ab.

Basierend auf den ermittelten Anforderungen an Verfahren zur Einsatzermittlung von Gebäudetechnologien werden mögliche Simulations- und Optimierungsproblemklassen erläutert und für die vorliegende Bewertungsaufgabe geeignete Verfahren identifiziert und beschrieben. Die notwendigen Dimensionierungsvorschriften zur Auslegung der Gebäudetechnologien sowie die technischen Randbedingungen ihres Flexibilitätseinsatzes werden dargelegt und ihre Anwendung in den Simulations- und Optimierungsverfahren beschrieben.

Aus der Anwendung der Verfahren auf ein exemplarisches Modellquartier ergeben sich folgende Ergebnisse:

Bereits in der Simulation des Referenzszenarios (Status Quo des Einsatzes) ergeben sich deutliche Veränderungen der Residuallast, deren Volatilität gegenüber einer Ausstattung ohne Wärme-Strom-Anlagen um durchschnittlich 8,7% steigt. Gegenüber dieser Basisausstattung sind mit PV und Batteriespeicher ausgestattete Gebäude wirtschaftlich zu betreiben, Wärmepumpen und Elektroheizungen nicht. Gebäudeindividuelle Strategien zur Steigerung des Selbstverbrauchs von lokal erzeugter Elektrizität verändern die Residuallasten kaum. Im Vergleich mit der Simulation ohne Strategien wird durch die Einsatzverschiebungen von Geräten der Weißen Ware oder von Wärme-Strom-Anlagen die Nutzung von Batteriespeichern in den Gebäuden reduziert. In der Einsatzoptimierung der Gebäudetechnologien aus Perspektive der Einzelgebäude (Smart Home-Betrieb) können die Energieversorgungskosten in Wohngebäuden teils deutlich um bis zu 20% gesenkt werden, ohne dass Wärme-Strom-Anlagen dadurch wirtschaftlich zu betreiben wären. Durch das gemeinsame Preissignal für alle Gebäude im Untersuchungsgebiet resultiert eine hohe Gleichzeitigkeit der flexiblen Lasten, wodurch die Volatilität der Residuallast gegenüber der Referenzsimulation um 30% steigt.

In der Einsatzoptimierung in Gebäudeverbünden (Energiegemeinschaften) werden die Kosten der Energieversorgung der teilnehmenden Gebäude insgesamt um 8,9% gesenkt. Individuelle Gebäude werden im Gebäudeverbund teurer versorgt, wenn sie ihre lokal erzeugte Elektrizität zugunsten der Nachbargebäude nicht mehr ausschließlich selbst nutzen. Die Residuallast der Gebäudeverbünde wird durch die Möglichkeit, die durch Nachbargebäude bereitgestellte Energie zu nutzen, in Summe weniger volatil als in der Referenzsimulation (-10,5%).

Simulative Untersuchungen von verteilungsnetzdienlichen Parametrierungen der im Untersuchungsgebiet installierten Batteriespeichersysteme zeigen keine deutlichen Auswirkungen auf die Residuallasten. Durch den verringerten Selbstverbrauch steigt in einigen Gebäuden die Volatilität der Residuallast um bis zu 3% an. Die Batteriespeicher selbst werden durch die netzdienliche Parametrierung weniger belastet, sodass diese Parametrierung vor allem batteriefreundlich ist. In Optimierungsrechnungen mit einem durch die prognostizierte Leistungsflusssituation bestimmten Critical Peak Pricing-Tarif kann nicht festgestellt werden, dass eine zentrale Preissignalsetzung für das Untersuchungsgebiet zu den erwünschten Effekten – aus Perspektive des Verteilungsnetzbetreibers – führt. Vielmehr entstehen hohe Anreize, Wärme-Strom-Anlagen zeitgleich zu betreiben, die die Volatilität der Residuallast steigern.

In den Sensitivitätsbetrachtungen zur Variation der Ausstattungsszenarien der einzelnen Gebäude sowie der Stromtarife ergibt sich, dass die Tarifgestaltung nur geringe Einflüsse auf die Wirtschaftlichkeit der Gebäudetechnologien nimmt. Von einer stärker leistungsgewichteten Abrechnung profitieren Strom-Wärme-Anlagen zwar, es werden aber nur wenige Elektroheizungen wirtschaftlich. Ebenso können auch in der Variation der Ausstattungsszenarien Elektroheizungen in modernen Ein- und Zweifamilienhäusern wirtschaftlich betrieben werden sowie Photovoltaik-Batterie-Kombinationen in Mehrfamilienhäusern.

Insgesamt zeigt sich, dass insbesondere Power-to-Heat-Gebäudetechnologien, die ein hohes Flexibilitätspotential aufweisen, nicht in dem Ausmaß wirtschaftlich zu betreiben sind, in dem sie für Gebäudeausstattungen zukünftig prognostiziert werden. Da das untersuchte Referenzszenario eine an der Erreichung der Klimaziele orientierte Gebäudeausstattung postuliert, ergibt sich somit die Notwendigkeit, Technologien ggf. zu fördern, die für die Erreichung der Klimaziele hilfreich sind. Wärmepumpen bräuchten entsprechend Investitionszuschüsse von 80-110 €/kW<sub>thermisch</sub>. Weiterhin ist ebenso erkennbar, dass Einsatzplanungen, die auf Basis der Perspektive gebäudeexterner Akteure vorgenommen werden, zu einem gegenüber dem Einsatz aus der Perspektive der Gebäudenutzer veränderten Einsatz führen. Die sich dadurch unter den getroffenen Annahmen ergebenden Mehrkosten von 135-5.800 €/a für einzelne Gebäude müssen für einen erfolgreichen Betrieb von Energiegemeinschaften angemessen ausgeglichen werden.

## 6.2 Ausblick

Die in dieser Arbeit entwickelten Verfahren eignen sich zur Modellierung und Analyse verschiedener Einsatzvarianten von Gebäudetechnologien und erlauben darüber hinaus eine Bewertung des Nutzens der Flexibilität dieser Technologien aus unterschiedlichen Akteursperspektiven (Gebäudenutzer / Smart Home, Energiegemeinschaften, Verteilungsnetzbetreiber). Nichtsdestotrotz bietet diese Arbeit Anknüpfungspunkte für zukünftige Forschungsfragen, die im Folgenden erläutert werden.

Die in dieser Arbeit entwickelten Optimierungsverfahren ermöglichen eine umfassende Einsatzplanung von Gebäudetechnologien unter deterministischen Annahmen. Diese könnten in zukünftigen Arbeiten um die Berücksichtigung von Unsicherheiten aus Perspektive von Aggregatoren oder Verteilungsnetzbetreibern innerhalb des Planungshorizontes methodisch erweitert werden. Die hierfür notwendige Datengrundlage steht zum Stand der vorliegenden Arbeit nicht in ausreichender Qualität zur Verfügung und wäre insbesondere hinsichtlich der Unsicherheiten der technologiespezifischen Flexibilitäten zu erweitern.

Wie sich aus den Untersuchungen der Gebäudeverbünde gezeigt hat, sind hohe Kostensenkungen im Verbund unter Vernachlässigung der für den Verbundbetrieb notwendigen Infrastrukturkosten zu erreichen. Entsprechend ist eine an diese Arbeit anschließende Fragestellung, welche Ausprägungen Energiegemeinschaften unter Beachtung der notwendigen Verteilungsinfrastrukturen realistisch annehmen können.

Hinsichtlich der Perspektive der Verteilungsnetzbetreiber können die in dieser Arbeit entwickelten Verfahren um die Blindleistungsbilanz im Verteilungsnetz erweitert werden. Hierzu ist zunächst eine Verbesserung der Datengrundlage zu schaffen. Ebenso lässt sich an die in dieser Arbeit entwickelten Verfahren mittels einer modellgestützten Analyse lokaler Flexibilitätsmärkte innerhalb bestehender Verteilungsnetze anknüpfen. So kann die sehr freie Verbundnutzung der Flexibilitäten besser bepreist werden und es kann die Schnittmenge der Akteursinteressen der Flexibilitätsbesitzer und der Aggregatoren ermittelt werden.

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Verfahren ermöglichen die Analyse eines umfangreichen Portfolios an exogen definierten Ausstattungsvarianten. Vor dem Hintergrund der häufig unter den getroffenen Annahmen nicht wirtschaftlich zu rechtfertigenden Ausstattungsvarianten der Gebäude wäre eine Abbildung einer modellendogenen Investitionsentscheidung je Gebäude interessant. Auf diese Weise ließen sich unter entsprechend erweitertem Modellierungsrahmen

Technologieportfolios identifizieren, die unter Ausnutzung der technologiespezifischen Flexibilitäten wirtschaftlich betrieben werden können und zur Erreichung der Klimaziele beitragen.

Schlussendlich ist eine Einbindung der in dieser Arbeit entwickelten Methoden in Verfahren für Bewertungsfragen der überlagerten Systemebene denkbar. Durch die Kopplung der hier betrachteten Niederspannungsebene mit den überlagerten Netz- und Systemebenen (inkl. Energie- bzw. Leistungsmärkten) ließen sich die systemischen Mehrwerte der Erschließung von Smart Home Flexibilitäten bewerten.





## Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Abschaltbare Lasten Verordnung
AP	Arbeitspreis
B	Batteriespeicher
BEV	Batterie-Elektrofahrzeug
CAPEX	Investitionskosten (Capital Expenditure)
COP	Coefficient of Performance
CPP	Critical Peak Pricing
DEA	Dezentrale Energie-Anlage
DL	verschiebbare Last
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EH	Elektroheizung
el.	elektrisch/ elektrische
ESH	Elektrospeicherheizung
EU	Europäische Union
EU28	28 Mitgliedsstaaten der Europäischen Union (gültig bis zum Brexit, 31.01.2020)
EV	Elektrofahrzeug
EVU	Energieversorgungsunternehmen
Ew.	Einwohner
EZFH	Ein- und Zweifamilienhaus
GGLP	Gemischt-ganzzahliges Lineares (Optimierungs-)Problem
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
HH	Haushalt

HT	Hochtarif
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KK	Klimakälte
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L	elektrische Last
ME	Mechanische Energie
MFH	Mehrfamilienhaus
MILP	Mixed Integer Linear Programming (= GGLP)
MRL	Minutenregelleistung
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
NT	Niedrigtarif
OPEX	Betriebskosten (Operational Expenditure)
P	Leistung
PHEV	Plug-In-Hybridfahrzeug
PK	Prozesskälte
PV	Photovoltaik
PW	Prozesswärme
Q	Wärmeleistung
RLP	Residuallastprofil
RW	Raumwärme
SLP	Standardlastprofil
SM	Spülmaschine
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
T	Trockner
THG	Treibhausgas

---

ThS	Wärmespeicher
TOU	Time of Use
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
VPP	Virtual Power Plant (Virtuelles Kraftwerk)
W	Energie
WE	Wohneinheit
WM	Waschmaschine
WP	Wärmepumpe
WSA	Wärme-Strom-Anlage
WW	Warmwasser



## Literatur

- [Ada11] Adamek, F.: Demand Response and Energy Storage for a Cost Optimal Residential Energy Supply with Renewable Generation. Dissertation, Zürich, 2011.
- [Ago14] Agora: Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin, 2014.
- [Ago16] Agora; Prognos AG: Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel. Analyse. Berlin, 2016.
- [Ang19] Angenendt, G.: Operation, Optimization and Additional Market Participation of Households with PV Battery Storage Systems and Power-to-Heat Application. Dissertation, Aachen, 07.11.2019.
- [Ape12] Apel, R.; Aundrup, T.; Buchholz, B. M. et al.: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotentiale in Deutschland. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Frankfurt a.M., 06.06.2012.
- [Arn16] Arnold, M. P.: Integration of residential distributed generators and heat pumps into the low voltage grid from a voltage level perspective. Dissertation, Dortmund, 13.06.2016.
- [Art12] Arteconi, A.; Hewitt, N. J.; Polonara, F.: State of the art of thermal storage for demand-side management. In Applied Energy, 93, 2012; S. 371–389.
- [Art13] Arteconi, A.; Hewitt, N. J.; Polonara, F.: Domestic demand-side management (DSM): Role of heat pumps and thermal energy storage (TES) systems. In Applied Thermal Engineering, 51, 2013; S. 155–165.
- [ASU14] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: BHKW Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten. Berlin, 2014.
- [Bab14] Babrowski, S.: Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem. Dissertation, Karlsruhe, 01.12.2014.

- [Bar12] Bartusch, C.; Odlare, M.; Wallin, F.; Wester, L.: Exploring variance in residential electricity consumption: household features and building properties. In *Applied Energy*, 92, 2012; S. 637–643.
- [Bar14] Bardt, H.; Chrischilles, E.; Growitsch, C. et al.: Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom. Stand, Potentiale und Trends. Gutachten. Köln, 04.04.2014.
- [BDE15] BDEW; VKU; GEODE: Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden. Berlin, 30.06.2015.
- [BDE16] BDEW: Stromverbrauch im Haushalt. Berlin, 04.07.2016.
- [BDE18] BDEW: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes. Berlin, 2018.
- [BDE19] BDEW; co2online; dena et al.: Stromspiegel für Deutschland, 2019.
- [BDE20] BDEW: BDEW-Strompreisanalyse Juli 2020. Haushalte und Industrie. [www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/](http://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/), Zuletzt geprüft am 30.10.2020.
- [Bec16] Beck, T.; Kondziella, H.; Huard, G.; Bruckner, T.: Assessing the influence of the temporal resolution of electrical load and PV generation profiles on self-consumption and sizing of PV-battery systems. In *Applied Energy*, 173, 2016; S. 331–342.
- [Bec17] Beck, T.; Kondziella, H.; Huard, G.; Bruckner, T.: Optimal operation, configuration and sizing of generation and storage technologies for residential heat pump systems in the spotlight of self-consumption of photovoltaic electricity. In *Applied Energy*, 188, 2017; S. 604–619.
- [Bel12] Belitz, H.-J.; Bolczek, M.; Rehtanz, C.: Geschäftsmodelle verschiedener Marktakteure für die Laststeuerung im Haushaltssektor. In: VDE-Kongress 2012. Smart Grid. VDE-Verlag, Frankfurt a.M., 2012.
- [Ber12] Bertoldi, P.; Hirl, B.; Labanca, N.: Energy Efficiency Status Report 2012. Electricity Consumption and Efficiency Trends in the EU-27. EUR. Scientific and technical research series Nr. 25405, 2012.

- [BMU11] BMU; BMWi: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Überarbeitung vom Oktober 2011, 2011.
- [BMU16] BMU: Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin, 11.2016.
- [BMV] BMVI: Der Breitbandatlas.  
<https://www.bmvit.de/DE/Themen/Digitales/Breitbandausbau/Breitbandatlas-karte/start.html>, Zuletzt geprüft am 09.12.2020.
- [BMV12a] BMVBS: Marktuntersuchung und Evaluierung zum Energieausweis-System für Nichtwohngebäude und Entwicklung geeigneter Vereinfachungen für die Energieausweiserstellung. Berlin, 2012.
- [BMV12b] BMVBS: Vergleichswerte für Verbrauch bei Wohngebäuden. Berlin, 2012.
- [BMW11] BMWi: Eckpunkte Energieeffizienz. Berlin, 2011.
- [BMW15] BMWi: Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin, 2015.
- [BMW20a] BMWi: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Berlin, 2020.
- [BMW20b] BMWi: Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin, 22.06.2020.
- [Boa13a] Boait, P.; Pakka, V.: Balancing Electricity Supply with Distribution Network Constraints. Paper No 0289. In: CIRED, 2013.
- [Boa13b] Boait, P.; Ardestani, B.; Snape, R.: Levelling of heating and Vehicle Demand in Distribution Networks using Randomised Device Control. Paper No 0140. In: CIRED, 2013.
- [Bol15] Bolczek, M.; Kippelt, S.; Rehtanz, C.: Geschäftsmodelle für die Versorgung von Haushaltskunden mit Eigenerzeugung, Elektrofahrzeug und stationärem Speicher. In Schultz, D. (Hrsg.): NEIS. Springer, Wiesbaden, 2015; S. 111–116.



- [Boß15a] Boßmann, T.: The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response. Dissertation, Karlsruhe, 27.04.2015.
- [Boß15b] Boßmann, T.; Elsland, R.; Klingler, A.-L. et al.: Assessing the Optimal Use of Electric Heating Systems for Integrating Renewable Energy Sources. In Energy Procedia, 83, 2015b; S. 130–139.
- [Bru15] Brunner, M.; Rudion, K.; Tenbohlen, S.: Voltage support in distribution grids using heat pumps. Paper 1303. In: CIRED, 2015.
- [BSW20] BSW: Speicherkapazität von Solarbatterien. Verzehnfachung bis 2030 erforderlich. [www.solarwirtschaft.de/presse/mediathek](http://www.solarwirtschaft.de/presse/mediathek), Zuletzt geprüft am 04.07.2021.
- [Buc12] Buchholz, B. M.; Bühner, V.; Berninger, U. et al.: Intelligentes Lastmanagement - Erfahrungen aus der Praxis. In: VDE-Kongress 2012. Smart Grid. VDE-Verlag, Frankfurt a.M., 2012.
- [Büh08] Bühner, V.: Grundlagen virtueller Kraftwerke. In ETG (Hrsg.): Smart Distribution 2020 Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen. Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen, 2008; S. 29–32.
- [Buk07] Bukvic-Schäfer, A. S.: Lastmanagement - Nutzung der Thermischen Kapazität von Gebäuden als nichtelektrischer Energiespeicher in elektrischen Versorgungsnetzen. Dissertation, Kassel, 27.07.2007.
- [Bun11] Bundesnetzagentur: "Smart Grid" und "Smart Market". Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn, 12.2011.
- [Bun20] Bundesnetzagentur: Photovoltaikanlagen - Datenmeldungen und EEG-Vergütungssätze. [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), Zuletzt geprüft am 30.10.2020.
- [Bun21] Bundesregierung: Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Fassung vom 11.05.2021.

- [BWP16] BWP: BWP-Branchenstudie 2015. Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Berlin, 2016.
- [Cap94] Capasso, A.; Grattieri, W.; Lamedica, R.; Prudenzi, A.: Bottom-up approach to residential load modeling. In IEEE Transactions on Power Systems, 9, 1994; S. 957–964.
- [Car14] Carmicheal, R.; Schofield, J.; Woolf, M. et al.: Residential consumer attitudes to time-varying pricing. Report A2 for the “Low Carbon London” LCNF project. London, 2014.
- [Col96] Coley, D. A.; Penman, J. M.: Simplified thermal response modelling in building energy management. Paper III: Demonstration of a working controller. In Building and Environment, 31, 1996; S. 93–97.
- [con14] consentec: Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen, 27.02.2014.
- [Cra87] Crabb, J.A.; Murdoch, N.; Penman, J. M.: Simplified thermal response model. In Building Services Engineering Research and Technology, 8, 1987; S. 13–19.
- [Dal16] Dallmer-Zerbe, K.; Fischer, D.; Biener, W. et al.: Droop controlled operation of heat pumps on clustered distribution grids with high PV penetration. In: ENERGYCON, 2016; S. 1–6.
- [den10] dena: dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020. Berlin, 2010.
- [den12] dena: dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Endbericht. Berlin, 11.12.2012.
- [den14] dena: Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilität auf dem Strommarkt. dena-Analyse. Berlin, 2014.
- [den17] dena: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Netzflexstudie. Berlin, 2017.
- [Deu05a] Deutscher Bundestag: Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist. EnWG. Fassung vom 20.07.2017.

- [Deu05b] Deutscher Bundestag: Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503) geändert worden ist. StromNEV. Fassung vom 17.07.2017.
- [Deu06] Deutscher Bundestag: Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 1 und 2 des Gesetzes vom 27. August 2017 (BGBl. I S. 3299) geändert worden ist. EnergieStG. Fassung vom 27.08.2017.
- [Deu07] Deutscher Bundestag: Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789) geändert worden ist. EnEV. Fassung vom 24.10.2015.
- [Deu14] Deutscher Bundestag: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist. EEG. Fassung vom 17.07.2017.
- [Deu15] Deutscher Bundestag: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist. KWKG. Fassung vom 17.07.2017.
- [Deu17] Deutscher Bundestag: Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Fassung vom 17.07.2017.
- [Deu79] Deutscher Bundestag: Umsatzsteuergesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 21. Februar 2005 (BGBl. I S. 386), das zuletzt durch Artikel 11 Absatz 35 des Gesetzes vom 18. Juli 2017 (BGBl. I S. 2745) geändert worden ist. UStG. Fassung vom 18.07.2017.
- [Deu99] Deutscher Bundestag: Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 3 u. 4 des Gesetzes vom 27. August 2017 (BGBl. I S. 3299) geändert worden ist. StromStG. Fassung vom 27.08.2017.
- [Dic15] Dickert, J.: Synthese von Zeitreihen elektrischer Lasten basierend auf technischen und sozialen Kennzahlen. Grundlage für Planung, Betrieb und Simulation von aktiven Verteilungsnetzen. Dissertation, Dresden, 20.11.2015.

- [Dig14] Digital Data Services GmbH: PLZ8 Deutschland XXL, 2014.
- [DIN11] DIN Deutsches Institut für Normung e.V.: Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung Nr. DIN V 18599:2011-12. Beuth Verlag, Berlin, 2011.
- [DIN16] DIN Deutsches Institut für Normung e.V.: Elektrische Anlagen in Wohngebäuden Nr. DIN 18015. Beuth Verlag, 2016.
- [DOE06] U.S. Department of Energy: Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them. A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005. Washington, 2006.
- [Dub07] Dubielzig, G.; Frey, H.; Heikrodt, K. et al.: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. VDI-Verlag, Düsseldorf, 2007.
- [Düt12] Dütschke, E.; Unterländer, M.; Wietschel, M.: Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. Working Paper Sustainability and Innovation Nr. S1/2012, 2012.
- [Eng00] Engels, K.: Probabilistische Bewertung der Spannungsqualität in Verteilungsnetzen. Dissertation, Aachen, 05.12.2000.
- [EPE18] EPEX Spot: Price List, 2018.
- [EPE21] EPEX Spot: Marktregeln, 2021.
- [Erh07] Erhorn, H.: Bedarf - Verbrauch. Ein Reizthema ohne Ende oder die Chance für sachliche Energieberatung? In dena (Hrsg.): Energieeffizienz bauen!, 2007.
- [Ess12] Esslinger, P.; Witzmann, R.: Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte. In Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (Hrsg.): Symposium Energieinnovation, Graz, 2012.
- [ETG14] ETG: Regionale Flexibilitätsmärkte, 2014.
- [Eur] Eurostat: Datenbank.  
[http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search\\_database](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database), Zuletzt geprüft am 31.10.2020.

- [Eur09] Europäisches Parlament: Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte. Energieverbrauchsrelevante Produkte RL. Fassung vom 31.10.2009.
- [Eur10] Europäisches Parlament: Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden. Gebäude-RL. Fassung vom 19.05.2010.
- [Eur11a] Europäische Kommission: Energieeffizienzplan 2011. KOM(2011) 109. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Brüssel, 08.03.2011.
- [Eur11b] European Commission: Energy Roadmap 2050. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Brüssel, 2011.
- [eur13] eurelectric: Active Distribution System Management. A key tool for the smooth integration of distributed generation. Full Discussion Paper, 2013.
- [eur16] eurelectric: Network tariffs. A EURELECTRIC position paper, 2016.
- [Eur16] European Union: EU Reference Scenario. Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050, 15.07.2016.
- [Eur18] Europäische Kommission: A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank. Brüssel, 28.11.2018.
- [EWI12] EWI: Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, 2012.

- [Fal16] Falke, T.; Müller, C.; Meinerzhagen, A.-K. et al.: Analyse und Bewertung dezentraler Flexibilitätsoptionen in Energiesystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. In VDE e.V. (Hrsg.): VDE-Kongress 2016, 2016.
- [Fal17] Falke, T.: Multikriterielles Optimierungsverfahren zur Auslegung von Energiesystemen für Stadtquartiere. Dissertation, Aachen, 11.12.2017.
- [FfE10] FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Demand Response in der Industrie. Status und Potenziale in Deutschland. Endbericht. München, 2010.
- [Fig21] Figgenger, J.; Stenzel, P.; Kairies, K.-P. et al.: The development of stationary battery storage systems in Germany - status 2020. In Journal of Energy Storage, 33, 2021.
- [Fis05] Fisch, N.; Bodmann, M.; Kühl, L. et al.: Wärmespeicher. BINE-Informationspaket. TÜV-Verlag, Köln, 2005.
- [Fra13] Fraunhofer UMSICHT: Leitfaden Nahwärme. [http://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/documents/infomaterial/OE800/leitfaden\\_nahwaerme\\_komplett.pdf](http://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/documents/infomaterial/OE800/leitfaden_nahwaerme_komplett.pdf), Zuletzt geprüft am 06.03.2013.
- [Fra14] Fraunhofer ISE: WP Monitor. Feldmessung von Wärmepumpenanlagen. Freiburg, 2014.
- [Fra18] Fraunhofer ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg, 21.02.2018.
- [Fuc12] Fuchs, M.; Lauster, M.; Teichmann, J.; Müller, D.: Modularer Modellansatz zur Simulation von Energiesystemen auf Quartiersebene. In: BauSim, 2012; S. 348–353.
- [Fün00] Fünfgeld, C.; Tiedemann, R.: Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step-by-step. VDEW Materialien Nr. M-05/2000, Frankfurt a.M., 07.02.2000.
- [Gal13] Galvin, R. J.: Targeting 'Behavers' Rather Than Behaviours. A 'Subject-Oriented' Approach for Reducing Space Heating Rebound Effects in Low Energy Dwellings. In Energy and Buildings, 67, 2013; S. 596–607.
- [Ges17] Geschermann, K.; Sieberichs, M.; Siemonsmeier, M. et al.: Ausbauplanung von Verteilnetzen unter Berücksichtigung von

- Netzengpassmanagement mit marktbasiert bereitgestellter Flexibilität. In: IEWT, 2017.
- [Gil15] Gils, H. C.: Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage. Dissertation, Stuttgart, 24.11.2015.
- [Goe17] Goergens, P.: Verfahren zur aktiven Betriebsführung von Niederspannungsnetzen. Dissertation, Aachen, 09.02.2017.
- [Gör14] Göransson, L.; Goop, J.; Unger, T. et al.: Linkages between demand-side management and congestion in the European electricity transmission system. In *Energy*, 69, 2014; S. 860–872.
- [Gra11] Grandjean, A.; Binet, G.; Bieret, J. et al.: A functional analysis of electrical load curve modelling for some households specific electricity end-uses. In: EEDAL, 2011.
- [Gre00] Greening, L. A.; Greene, D. L.; Difiglio, C.: Energy efficiency and consumption — the rebound effect — a survey. In *Energy Policy*, 28, 2000; S. 389–401.
- [Gro13] Grote, F.; Drees, T.; Budke, J.; Moser, A.: Einfluss des Demand Side Managements auf den Kraftwerkseinsatz in Europa. In *energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63, 2013; S. 32–36.
- [Haa98] Haas, R.; Auer, H.; Biermayr, P.: The impact of consumer behavior on residential energy demand for space heating. In *Energy and Buildings*, 27, 1998; S. 195–205.
- [Har15] Harb, H.; Paprott, J.-N.; Matthes, P. et al.: Decentralized scheduling strategy of heating systems for balancing the residual load. In *Building and Environment*, 86, 2015; S. 132–140.
- [Hed12] Hedegaard, K.; Mathiesen, B. V.; Lund, H.; Heiselberg, P.: Wind power integration using individual heat pumps – Analysis of different heat storage options. In *Energy*, 47, 2012; S. 284–293.
- [Hel03] Hellwig, M.: Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Dissertation, München, 2003.
- [Heu13] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. Springer Fachmedien, Wiesbaden, 2013.
- [Hil13a] Hillemacher, L.; Nolden, C.; Bertsch, V.; Fichtner, W.: Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. In: IEWT, 2013.

- [Hil13b] Hille, C.; Gödde, M.; Potratz, F. et al.: Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung. Schlussbericht, 23.08.2013.
- [Hin17a] Hinterstocker, M.; Schott, P.; von Roon, S.: Disaggregation of household load profiles. In: IEWT, 2017.
- [Hin17b] Hinterstocker, M.; Schott, P.; von Roon, S.: Increasing residential self-consumption of PV energy by DSM. In: IEWT, 2017.
- [Hon15] Honold, J.; Kandler, C.; Wimmer, P.; Tonn, J.: Demand-Side-Management-Potentiale in Einfamilienhäusern durch den Einsatz von Energiemanagementsystemen. In: ETG Fachtagung "Smart Grids zu Smart Markets", 2015.
- [ISE14] ISEA: Speichermonitoring. [www.speichermonitoring.de](http://www.speichermonitoring.de), Zuletzt geprüft am 29.08.2016.
- [ISE16] ISEA: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarspeicher. Jahresbericht. Aachen, 2016.
- [ISE17] ISEA: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0. Jahresbericht 2017. Aachen, 2017.
- [ISE18] ISEA: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0. Jahresbericht 2018. Aachen, 2018.
- [IWU10] Institut Wohnen und Umwelt GmbH: Datenbasis Gebäudebestand. Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. Darmstadt, 09.12.2010.
- [Jäg13] Jägemann, C.; Hagspiel, S.; Lindenberger, D.: The economic inefficiency of grid parity. The case of German photovoltaics. EWI Working Paper Nr. 13/19, Köln, 2013.
- [Jan13] Janzig, B.: Auf die Zukunft noch nicht vorbereitet. In *neue energie*, 2013; S. 66–73.
- [Jar08] Jardine, C.: Synthesis of high resolution domestic electricity load profiles. In: *Int. Conf. Microgeneration*, 2008; S. 1–8.
- [Käm07] Kämpf, J. H.; Robinson, D.: A simplified thermal model to support analysis of urban resource flows. In *Energy and Buildings*, 39, 2007; S. 445–453.



- [Kas16] Kaschub, T.; Jochem, P.; Fichtner, W.: Solar energy storage in German households. Profitability, load changes and flexibility. In *Energy Policy*, 98, 2016; S. 520–532.
- [Kau02] Kaufmann, B.; Feist, W.; John, M.; Nagel, M.: Das Passivhaus. Energie-Effizientes Bauen. <http://www.ig-passivhaus.de/upload/HolzHB.pdf>, Zuletzt geprüft am 10.03.2014.
- [KfW18] KfW: KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher". Finanzierung von stationären Batteriespeichersystemen in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage. 275 Kredit, 2018.
- [Kie16] Kiesel, F.: Entwicklungen in der deutschen Erdgaswirtschaft 2016, Hannover.
- [Kir03] Kirby, B. J.: *Spinning Reserve From Responsive Loads*. Oak Ridge, TN, USA, 2003.
- [Kne12] Kneiske, T.; Barth, H.; Hidalgo, D.; Braun, M.: Photovoltaik-Wärmepumpe-Hybridsysteme. In: *VDE-Kongress 2012. Smart Grid*. VDE-Verlag, Frankfurt a.M., 2012.
- [Koc09] Koch, S.; Zima, M.; Andersson, G.: Active coordination of thermal household appliances for load management purposes. In *IFAC Proceedings Volume*, 42, 2009; S. 149–154.
- [Kok12] Kok, K.; Roossien, B.; MacDougall, P. et al.: Dynamic Pricing by Scalable Energy Management Systems - Field Experiences and Simulation Results using PowerMatcher. In: *PES*, 2012.
- [Koo15] Koopmann, S.; Sowa, T.; Schnettler, A. et al.: Netzkompatibles Lastmanagement von Wärmestromanlagen im Netzlabor Boxberg auf Basis von Freigabequoten. P2.8. In: *ETG Fachtagung "Smart Grids zu Smart Markets"*, 2015.
- [Koo16] Koopmann, S.: *Planung von Verteilungsnetzen unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen*. Dissertation, Aachen, 09.06.2016.
- [Kra19] Kraftfahrt-Bundesamt: *Fahrzeug-Statistik. Personenkraftwagen am 1. Januar 2019 nach ausgewählten Merkmalen*. [http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/fahrzeuge\\_node.html](http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/fahrzeuge_node.html), Zuletzt geprüft am 13.05.2019.

- [Kre16a] Krengel, S.; Falke, T.; Meinerzhagen, A.-K.; Schnettler, A.: The Role of Heat Pumps in Multi Energy Systems in City Quarters. Paper 425. In CIRED (Hrsg.): CIRED Workshop, 2016.
- [Kre16b] Krengel, S.: Verfahren zur Optimierung der energieträgerübergreifenden Versorgung in Stadtquartieren. Dissertation, Aachen, 04.05.2016.
- [Kul17] Kulms, T.; Meinerzhagen, A.-K.; Koopmann, S.; Schnettler, A.: Development Of An Agent-based Model For Assessing The Market And Grid Oriented Operation Of Distributed Energy Resources. In: IRES, 2017; S. 294–393.
- [Kup06] Kupzog, F.: Self-controlled Exploitation of Energy Cost saving Potentials by Implementing Distributed Demand Side Management. In IEEE (Hrsg.): International Conference of Industrial Informatics, 2006.
- [Kup08] Kupzog, F.: Frequency-responsive load management in electric power grids. Dissertation, Wien, 2008.
- [Lau14] Lauster, M.; Teichmann, J.; Fuchs, M. et al.: Low order thermal network models for dynamic simulations of buildings on city district scale. In Building and Environment, 73, 2014; S. 223–231.
- [LeD16] Le Dréau, J.; Heiselberg, P.: Energy flexibility of residential buildings using short term heat storage in the thermal mass. In Energy, 111, 2016; S. 991–1002.
- [Log03] Loga, T.; Großklos, M.; Knissel, J.: Der Einfluss des Gebäudestandards und des Nutzerverhaltens auf die Heizkosten - Konsequenzen für die verbrauchsabhängige Abrechnung. Eine Untersuchung im Auftrag der Viterra Energy Services AG. Darmstadt, 15.07.2003.
- [Log15] Loga, T.; Stein, B.; Diefenbach, N.; Born, R.: Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. Darmstadt, 10.02.2015.
- [Lün12] Lünsdorf, O.: Selbstorganisation virtueller Geräte für das Lastmanagement von Kleinverbrauchern. Dissertation, Oldenburg, 29.08.2012.

- [Lus17] Lusi, P.; Khalilpou, K. R.; Andrew, L.; Liebman, A.: Short-term residential load forecasting: Impact of calendar effects and forecast granularity. In *Applied Energy*, 205, 2017; S. 654–669.
- [Lut15] Luthander, R.; Widén, J.; Nilsson, D.; Palm, J.: Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. In *Applied Energy*, 142, 2015; S. 80–94.
- [Mei14] Meinerzhagen, A.-K.; Findeisen, T.; Rath, S. et al.: Potentialanalyse der Bereitstellung von Regelenergie durch aggregierte Energiewandlungseinheiten in Smart Homes. In: *VDE-Kongress 2014*, 2014.
- [Mei16] Meinerzhagen, A.-K.; Falke, T.; Krengel, S. et al.: Development of a thermal building model for heat and electricity supply optimization in city quarters. In *Grunewald, J. (Hrsg.): Proceedings of CESBP/BauSim 2016*, 2016; S. 787–794.
- [Mei17] Meixner, H.; Purper, G.: Energiepolitische Rahmenbedingungen für Mieterstrom aus Blockheizkraftwerken und Photovoltaik. In *Behr, I.; Grossklos, M. (Hrsg.): Praxishandbuch Mieterstrom. Fakten, Argumente und Strategien*. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2017; S. 31–52.
- [Mer16] Merei, G.; Moshövel, J.; Magnor, D.; Sauer, D. U.: Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications. In *Applied Energy*, 168, 2016; S. 171–178.
- [Mia11] Miara, M.; Günther, D.; Kramer, T. et al.: Wärmepumpen Effizienz. Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb. Freiburg, 2011.
- [Mol11] Molderink, A.: On the three-step methodology for Smart Grids. Dissertation, Enschede, 13.05.2011.
- [Mos15a] Moshövel, J.; Kairies, K.-P.; Magnor, D. et al.: Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption. In *Applied Energy*, 137, 2015a; S. 567–575.
- [Mos15b] Moshövel, J.; Magnor, D.; Sauer, D. U. et al.: Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV -

- Speichern. Gemeinsamer Ergebnisbericht für das Projekt PV - Nutzen, 2015.
- [Mül12] Müller, S.; Wille-Hausmann, B.; Wittwer, C.: Potenzial von KWK- und Wärmepumpensystemen zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien in Deutschland. In: VDE-Kongress 2012. Smart Grid. VDE-Verlag, Frankfurt a.M., 2012.
- [Mül16] Müller, C.; Falke, T.; Raths, S.; Schnettler, A.: Multimodale Marktsimulation zur ganzheitlichen Analyse des Europäischen Energiesystems. In Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (Hrsg.): Symposium Energieinnovation, 2016.
- [Mül19] Müller, C.; Hoffrichter, A.; Wyrwoll, L. et al.: Modelling Framework for Planning and Operation of Multi-modal Energy Systems in the Case of Germany. In Applied Energy, 2019; S. 1132–1146.
- [Mur13] Muratori, M.; Roberts, M. C.; Sioshansi, R. et al.: A highly resolved modeling technique to simulate residential power demand. In Applied Energy, 107, 2013; S. 465–473.
- [Nes07a] Nestle, D.; Bendel, C.; Ringelstein, J.: Bidirectional Energy Management Interface (BEMI) Integration of the Low Voltage Level into Grid Communication and Control. Paper No 0520. In: CIRED, 2007.
- [Nes07b] Nestle, D.: Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung. Konzept, Algorithmen, Kommunikation und Simulation. Dissertation, Kassel, 08.10.2007.
- [Nob16] Nobis, P.: Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation, München, 07.06.2016.
- [Oer08] Oertel, D.: Energiespeicher. Stand und Perspektiven. Arbeitsbericht Nr. 123, Berlin, 2008.
- [Öko16] Öko Institut e.V.; Energynautics GmbH: Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Freiburg, Darmstadt, 21.11.2016.

- [Ost15] Osterhage, T.; Cali, D.; Streblow, R.; Müller, D.: Ergebnisse einer energetischen Sanierung. Abweichung zwischen Energiebedarf und Verbrauch - ist nur der Nutzer Schuld? In *Bauphysik*, 37, 2015; S. 100–104.
- [Ott15] Ottesen, S. O.; Tomasgard, A.: A stochastic model for scheduling energy flexibility in buildings. In *Energy*, 88, 2015; S. 364–376.
- [Pae13] Paetz, A.-G.; Kaschub, T.; Jochem, P.; Fichtner, W.: Load-shifting potentials in households including electric mobility - A comparison of user behaviour with modelling results. In: *EEM 13*, Piscataway, NJ, 2013; S. 1–7.
- [Par10] Pardo, N.; Montero, Á.; Martos, J.; Urchueguía, J. F.: Optimization of hybrid – ground coupled and air source – heat pump systems in combination with thermal storage. In *Applied Thermal Engineering*, 30, 2010; S. 1073–1077.
- [Par13] Park, H.; Ruellan, M.; Martaj, N. et al.: Generic thermal model of electrical appliances in thermal building: Application to the case of a refrigerator. In *Energy and Buildings*, 62, 2013; S. 335–342.
- [Pau09] Paulus, M.; Borggreffe, F.: Economic Potential of Demand Side Management in an Industrialized Country - the Case of Germany. In: *IAEE European Conference*, 2009.
- [Pel16] Pellinger, C.: Mehrwert Funktionaler Energiespeicher aus System- und Akteurssicht. Dissertation, München, 04.07.2016.
- [Pfe15] Pfeifroth, P.: Modellierung der Einsatzplanung funktionaler Stromspeicher für Strom- und Regelleistungsmärkte. Dissertation, München, 16.11.2015.
- [Pfl11] Pflugradt, N.; Platzer, B.; Reichel, J.; Kliemt, J.: Veränderungen im Haushalts-Stromverbrauchsverhalten. Synthetische Lastprofile analysiert. In *ew - das magazin für die energie wirtschaft*, 110, 2011; S. 32–36.
- [Pla12] Plattform Erneuerbare Energien: Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder, 15.10.2012.
- [Pol15] Pollok, T.; Koopmann, S.; Schnettler, A.; Krüger, E.: Bewertung der lokalen Flexibilität von Virtuellen Kraftwerken im Rahmen

- von Flexibilitätsmärkten. Paper 6.1. In: ETG Fachtagung "Smart Grids zu Smart Markets", 2015.
- [Pol17] Pollok, T.: Markt- und netzorientierter Einsatz von dezentralen Technologien und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in Verteilungsnetzen. Dissertation, Aachen, 08.02.2017.
- [Pro14] Prognos AG; EWI; GWS: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Basel, Köln, Osnabrück, 2014.
- [Qua13] Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Simulation. Carl Hanser, München, 2013.
- [Rat13] Raths, S.; Pollok, T.; Sowa, T. et al.: Market Potential Analysis for the Provision of Balancing Reserve with a Fleet of Electric Vehicles. Paper 0622. In: CIRED, 2013.
- [Rat15] Raths, S.; Koopmann, S.; Müller, C. et al.: The Energy System Development Plan (ESDP). In VDE e.V. (Hrsg.): ETG-Kongress 2015, 2015.
- [REN20] REN21: Renewables 2020. Global Status Report. Paris, 2020.
- [Ric08] Richardson, I.; Thomson, M.; Infield, D.: A high-resolution domestic building occupancy model for energy demand simulations. In *Energy and Buildings*, 40, 2008; S. 1560–1566.
- [Ric10a] Richardson, I.; Thomson, M.; Infield, D.; Clifford, C.: Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model. In *Energy and Buildings*, 42, 2010a; S. 1878–1887.
- [Ric10b] Richardson, I.: Integrated high-resolution modelling of domestic electricity demand and low voltage electricity distribution networks. Doctoral Thesis, Leicestershire, 2010.
- [Rin10] Ringelstein, J.: Betrieb eines übergeordneten dezentral entscheidenden Energiemanagements im elektrischen Verteilnetz. Dissertation, Kassel, 26.02.2010.
- [RWE13] RWE Deutschland AG; TU Dortmund: Verbundprojekt E-Energy: E-DeMa. Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft. Konsortial- Abschlussbericht, 16.10.2013.
- [Sal16a] Salpakari, J.; Lund, P.: Optimal and rule-based control strategies for energy flexibility in buildings with PV. In *Applied Energy*, 161, 2016a; S. 425–436.

- [Sal16b] Salpakari, J.; Mikkola, J.; Lund, P. D.: Improved flexibility with large-scale variable renewable power in cities through optimal demand side management and power-to-heat conversion. In *Energy Conversion and Management*, 126, 2016b; S. 649–661.
- [Sal17] Salpakari, J.: Demand side flexibility for solar and wind power integration. Dissertation, Aalto, 12.05.2017.
- [Sam16] Samad, T.; Koch, E.; Stluka, P.: Automated Demand Response for Smart Buildings and Microgrids: The State of the Practice and Research Challenges. In *Proceedings of the IEEE*, 104, 2016; S. 726–744.
- [Sch09] Schwab, A. J.: *Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Springer-Verlag, Berlin, 2009.
- [Sch13] Schmiegel, A.; von Appen, J.; Braun, M.: Untersuchungen zum Einfluss von eigenverbrauchsoptimierenden Betriebsführungen für PV-Speichersysteme auf ein Verteilnetz. In: *NEIS. Tagungsband*, Hamburg, 2013; S. 68–78.
- [Sch14] Schofield, J.; Carmichael, R.; Tindemans, S. et al.: Residential consumer responsiveness to time-varying pricing. Report A3 for the “Low Carbon London” LCNF project. London, 2014.
- [Sch15a] Schofield, J.; Carmichael, R.; Tindemans, S. et al.: Experimental Validation of Residential Consumer Responsiveness to Dynamic Time-of-Use Pricing. Paper 1031. In: *CIREN*, 2015.
- [Sch15b] Schütz, T.; Streblow, R.; Müller, D.: A comparison of thermal energy storage models for building energy system optimization. In *Energy and Buildings*, 93, 2015b; S. 23–31.
- [Sch17] Schönberger, P.; Dietrich, C.; Falke, T. et al.: *EnEff:Stadt - Modellstadt25+ / Lampertheim effizient. Innovative Konzepte zur Realisierung von Energieeffizienzpotenzialen in Mittelstädten. Schlussbericht*. Lampertheim, Aachen, 2017.
- [Sch18] Schnittmann, E.; Meese, J.; Schmidt, R. et al.: Aggregated Approach to use the Flexibility of PEVs for Grid Support in local Energy Communities. In: *Emob*, 2018.
- [Sio12] Sioshansi, R.: Modeling the Impacts of Electricity Tariffs on Plug-in Hybrid Electric Vehicle Charging, Costs, and Emissions. In *Operations Research*, 60, 2012; S. 506–516.

- [Sma] Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.: c/Sells. [www.csells.net](http://www.csells.net), Zuletzt geprüft am 09.12.2020.
- [Sow14] Sowa, T.; Krengel, S.; Koopmann, S.; Nowak, J.: Multi-criteria Operation Strategies of Power-to-Heat-Systems in Virtual Power Plants with a High Penetration of Renewable Energies. In *Energy Procedia*, 46, 2014; S. 237–245.
- [Sow16] Sowa, T.: Modellierung der Einsatzplanung lokaler Virtueller Kraftwerke. Dissertation, Aachen, 18.11.2016.
- [Spi13] Spitalny, L.; Diekerhof, M.; Myrzik, J.: Potential und Effizienzbetrachtung beim Lastmanagement von Wärmepumpen im Sektor der privaten Haushalte. In: NEIS. Tagungsband, Hamburg, 2013; S. 25–32.
- [Sta06] Stadler, I.: Demand response. Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitation, eingereicht beim Fachbereich Elektrotechnik. [dissertation.de](http://dissertation.de), Berlin, 2006.
- [Sta07] Stadler, M.; Krause, W.; Sonnenschein, M.; Vogel, U.: The Adaptive Fridge. Comparing different control schemes for enhancing load shifting of electricity demand. In Hryniewicz, O.; Studzinski, J.; Romaniuk, M. (Hrsg.): *EnviroInfo*. Shaker Verlag, 2007; S. 199–206.
- [Sta08a] Stadler, I.: Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response. In *Utilities Policy*, 16, 2008a; S. 90–98.
- [Sta08b] Stamminger, R.: Synergy Potential of Smart Appliances. A report prepared as part of the EIE project „Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems (Smart-A)”. D2.3 of WP 2 from the Smart-A project. Bonn, 2008.
- [Sta11] Statistisches Bundesamt: Entwicklung der Privathaushalte bis 2030. Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung. Bevölkerung und Erwerbstätigkeit. Wiesbaden, 2011.
- [Sta16] Statistisches Bundesamt: Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgütern. Laufende Wirtschaftsrechnungen. Wiesbaden, 18.10.2016.



- [Sti16a] Stifter, M.; Kamphuis, R.: Roles and Potentials of Flexible Consumers and Prosumers. Demand Flexibility in Households and Buildings. IEA DSM Taks 17, 2016.
- [Sti16b] Stifter, M.; Kamphuis, R.: Valuation Analysis of Residential Demand Side Flexibility. Demand Flexibility in Households and Buildings. IEA DSM Task 17 Subtask 11, 2016.
- [Sti16c] Stinner, S.; Huchtemann, K.; Mueller, D.: Quantifying the operational flexibility of building energy systems with thermal energy storages. In Applied Energy, 181, 2016c; S. 140–154.
- [Sto05] Stokes, M.: Removing barriers to embedded generation: a fine-grained load model to support low voltage network performance analysis. Dissertation, Leicester, 2005.
- [Stö11] Stötzer, M.; Gronstedt, P.; Styczynski, Z. A.: Demand Side Management Potential. A Case Study For Germany. Paper 0958. In: CIRED, 2011.
- [Stö12] Stötzer, M.: Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen. Potenzialanalyse und Bewertung. Dissertation, Magdeburg, 25.06.2012.
- [Str08] Strbac, G.: Demand side management: Benefits and challenges. In Energy Policy, 36, 2008; S. 4419–4426.
- [Str13a] Struth, J.: Projektvorstellung: Prosumer Interessen. Eigenverbrauch, Betriebsstrategien, Kostenentwicklungspotentiale. <http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de/wp-content/uploads/2013/05/Workshop-ISEA.pdf>, Zuletzt geprüft am 31.03.2014.
- [Str13b] Struth, J.; Kairies, K.-P.; Leuthold, M. et al.: PV-Benefit: A Critical Review of the Effect of Grid Integrated PV-Storage-Systems. In: IRES, 2013; S. 1–10.
- [Str14] Strobant, A.; Krengel, S.; Sowa, T. et al.: Abschlussbericht zum Verbundvorhaben IRENE. Teilvorhaben Modellierung und Analyse künftiger aktiver Verteilungsnetze mit hoher Durchdringung von Photovoltaik und Elektromobilität. Aachen, 30.06.2014.
- [Str18] Strobant, A.: Verfahren zur Dimensionierung und Platzierung von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Dissertation, Aachen, 16.03.2018.

- [Styl15] Styczynski, Z. A.; Sauer, D. U.: Demand-Side-Management im Strommarkt. Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050". München, Magdeburg, Aachen, 2015.
- [Su07] Su, C. L.: Optimal Demand-Side Participation in Day-Ahead Electricity Markets. Dissertation, Manchester, 2007.
- [Sun12] Sunikka-Blank, M.; Galvin, R.: Introducing the prebound effect. The gap between performance and actual energy consumption. In Building Research & Information, 40, 2012; S. 260–273.
- [Tab15] Tabula Project Team: TABULA WebTool. <http://webtool.building-typology.eu/>, Zuletzt geprüft am 23.01.2018.
- [Tas16] Tascikaraoglu, A.; Sanandaji, B. M.: Short-term residential electric load forecasting: A compressive spatio-temporal approach. In Energy and Buildings, 111, 2016; S. 380–392.
- [Thi17] Thie, N.; Koopmann, S.; Schnettler, A. et al.: Techno Economical Evaluation of Load Activation Quotas as a Concept for Flexible Load Management. Nr. 0320. In: CIRED, 2017.
- [Tho07] Thomas, B.: Mini-Blockheizkraftwerke. Vogel, Würzburg, 2007.
- [Vas20] Vasconcelos, M.: Einsatzplanung und Betriebsführung dezentraler Energiesysteme. Dissertation, Aachen, 14.12.2020.
- [VDE13] VDE: Die deutsche Normungs-Roadmap Smart Home + Building. Status, Trends und Perspektiven der Smart Home + Building-Normung. Frankfurt a.M., 2013.
- [VDI08] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen Nr. 4655. Beuth Verlag, Berlin, 2008.
- [Ver15] Vereinte Nationen: Conference of the Parties: Pariser Klimaabkommen. [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/paris\\_abkommen\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/paris_abkommen_bf.pdf), Zuletzt geprüft am 09.12.2020.
- [von15] von Roon, S.; Eberl, B.; Hinterstocker, M.: Limitierte Gebote im Day-Ahead Handel als Maß für Liquidität und Preisaufschlag im Intraday-Markt. In: IEWT, 2015.

- [Wag10] Wagner, A.: Photovoltaik Engineering. Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung. Springer, Berlin, 2010.
- [Wag16] Wagner, C.; Waniek, C.; Häger, U.: Modeling of Household Electricity Load Profiles for Distribution Grid Planning and Operation. In: PowerCon, 2016.
- [Was15] Wasowicz, B.: Multifunktionaler Einsatz von Energiespeichern in engpassbehafteten Verteilungsnetzen. Dissertation, Aachen, 22.04.2015.
- [Wes13] Wesselak, V.; Schabbach, T.; Link, T. et al.: Regenerative Energietechnik. Springer-Verlag, Nordhausen, 2013.
- [Wid09] Widén, J.; Lundh, M.; Vassileva, I. et al.: Constructing load profiles for household electricity and hot water from time-use data - Modelling approach and validation. In Energy and Buildings, 41, 2009; S. 753–768.
- [Wid10] Widén, J.; Wäckelgard, E.: A high-resolution stochastic model of domestic activity patterns and electricity demand. In Applied Energy, 87, 2010; S. 1880–1892.
- [Wid12] Widén, J.; Molin, A.; Ellegard, K.: Models of domestic occupancy, activities and energy use based on time-use data: Deterministic and stochastic approaches with application to various building-related simulations. In Journal of Building Performance Simulation, 5, 2012; S. 27–44.
- [Wid14] Widén, J.: Improved photovoltaic self-consumption with appliance scheduling in 200 single-family buildings. In Applied Energy, 126, 2014; S. 199–212.
- [Wil13a] Wilke, U.; Haldi, F.; Scartezzini, J.-L.; Robinson, D.: A bottom-up stochastic model to predict building occupants' time-dependent activities. In Building and Environment, 60, 2013a; S. 254–264.
- [Wil13b] Wilke, U.: Probabilistic Bottom-up Modelling of Occupancy and Activities to Predict Electricity Demand in Residential Buildings. Dissertation, Lausanne, 21.02.2013.
- [Wit13] Wittwer, C.: Wie Batteriespeicher für Photovoltaikanlagen der Energiewende nützen können. In energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63, 2013; S. 104–106.

- [Wri07] Wright, A.; Firth, S.: The nature of domestic electricity-loads and effects of time averaging on statistics and on-site generation calculations. In *Applied Energy*, 84, 2007; S. 389–403.
- [Yao05] Yao, R.; Steemers, K.: A method of formulating energy load profile for domestic buildings in the UK. In *Energy and Buildings*, 37, 2005; S. 663–671.
- [Yil17] Yildiz, B.; Bilbao, J. I.; Dore, J.; Sproul, A. B.: Recent advances in the analysis of residential electricity consumption and applications of smart meter data. In *Applied Energy*, 208, 2017; S. 402–427.
- [Yin11] Ying, S.: Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen. Dissertation, Cottbus, 25.10.2011.
- [Zei12] Zeilinger, F.; Einfalt, A.: Modell für hochauflösende synthetische Haushaltslastprofile. In Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (Hrsg.): *Symposium Energieinnovation*, Graz, 2012.
- [Zei14] Zeilinger, F.; Groß, C.; Schuster, A.: Detaillierte Modellierung des Haushaltsstromverbrauchs zur Untersuchung von Demand Side Management. In Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (Hrsg.): *Symposium Energieinnovation*, Graz, 2014.



# A. Anhang

	Einheit	$P_{\min}$	Schrittweite	$P_{\max}$	Lebensdauer a	$\eta_{th}$	$\eta_{el}$	Investitionskosten inkl. Installation		Betriebskosten €/kWh	Unterhaltskosten Investk./a	Preisentwicklung bis 2030
								€ (Fix)	€/Einheit			
Blockheizkraftwerk	kW <sub>el</sub>	1	1	10	15	64%	36%	20456,3	2527,3	(Gastarif)	8%	100%
Blockheizkraftwerk	kW <sub>el</sub>	10	1	50	15	58%	42%	26839,3	1888,9	(Gastarif)	8%	100%
Blockheizkraftwerk	kW <sub>el</sub>	50	1	100	15	54%	46%	58943,7	1248,8	(Gastarif)	8%	100%
Blockheizkraftwerk	kW <sub>el</sub>	100	1	250	15	53%	47%	70713,4	1130,1	(Gastarif)	8%	100%
Gas-Brennwertkessel	kW <sub>th</sub>	10	1	10000	20	98%		7147,9	76,06	0,0017 + (Gastarif)	3%	100%
S/W-Wärmepumpe	kW <sub>th</sub>	6	1	30	20			5488	1939,9	(Stromtarif)	2,5%	87%
L/W-Wärmepumpe	kW <sub>th</sub>	5	1	25	18			7253	868	(Stromtarif)	2,5%	87%
Heizstab	kW <sub>th</sub>	1	1	1000	20	100%		1689,1	76,2	(Stromtarif)	3%	100%
Photovoltaik	kW <sub>el</sub>	1	0,25	10	20			0	1300	0	2,5%	90%
Li-Ionen-Batterie	kWh	1	0,5	20	15		90%	2750	600	0	0%	40%
Wärmespeicher	l	200	200	2400	20	100%		567,83	8,78	0	2%	100%
Wallbox	kW <sub>el</sub>	3,7		22	15		100%	900	20	0	2%	k.A.

Tabelle A-1: Übersicht verwendeter Rahmendaten für die Dimensionierung von Gebäudetechnologien und der Bestimmung der Investitionskosten