

# Modellgestützte Optimierung des energetischen Eigenverbrauchs von Wohngebäuden bei sektorgekoppelter Wärmeversorgung – Vorstellung des POPART-Modells

Daniel Fehrenbach

No. 32 | Oktober 2018

WORKING PAPER SERIES IN PRODUCTION AND ENERGY



# **Modellgestützte Optimierung des energetischen Eigenverbrauchs von Wohngebäuden bei sektorgekoppelter Wärmeversorgung – Vorstellung des POPART-Modells**

Daniel Fehrenbach

ElFER, Europäisches Institut für Energieforschung EDF-KIT EWIV  
Emmy-Noether-Straße 11, 76131 Karlsruhe  
fehrenbach@eifer.org, Tel. +49 721 6105 1350, Fax. +49 721 6105 1332

## **Zusammenfassung**

Auf die Versorgung von Wohngebäuden mit Raumwärme und Warmwasser entfällt in Deutschland ein erheblicher Teil des Endenergiebedarfs. Ihrer Transformation kommt folglich eine gewichtige Rolle bei der Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung zu. Sogenannte sektorgekoppelte Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ermöglichen es, nicht nur einen Beitrag zur Zielerreichung im Gebäudesektor zu leisten, sondern auch im Elektrizitätssektor durch die Bereitstellung elektrischer Flexibilität durch Wärmespeicherung. Das einschlägige wissenschaftliche Schrifttum weist gesamtwirtschaftliche Potenziale für diesen Ansatz nach. Das Interesse der vorliegenden Arbeit ist hingegen auf die Untersuchung der entsprechenden Potenziale aus einzelwirtschaftlicher Perspektive gerichtet. Ziel der vorliegenden Arbeit ist daher die Entwicklung eines geeigneten Analyseinstruments zur Untersuchung der Entscheidungssituation bzw. zur Entscheidungsunterstützung bei der Investition in und dem Betrieb von Anlagen zur Energieversorgung einzelner Wohngebäude. Dabei sollen neben erneuerbaren Energietechniken zur Wärme- und Stromversorgung insbesondere Wärmepumpen und objektbasierte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen betrachtet werden. Wesentlicher Inhalt der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung und Beschreibung des resultierenden POPART-Modells und seine Anwendung auf o.g. Fragestellungen. Der Fokus liegt dabei auf der Betrachtung älterer Bestandsgebäude mit Gasnetzanschluss. Die Auswertung der Modellergebnisse zeigt ein hohes einzelwirtschaftliches Potenzial für objektbasierte Energiekonzepte. Dabei spielen vor allem die Photovoltaik und objektbasierte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen eine wichtige Rolle, bei steigenden Gaspreisen auch die Solarthermie. Wärmepumpen spielen allerdings unter den untersuchten Rahmenbedingungen nur in Einzelfällen eine Rolle. Thermische und elektrische Speicher kommen bestenfalls in vernachlässigbaren Größenordnungen zum Einsatz. Die Ergebnisse erlauben die Schlussfolgerung, dass ein entscheidender Hebel zur Ausgabenminderung in der Verringerung des Strombezugs aus dem Netz durch Eigenverbrauch liegt. Anstelle der derzeit verbreiteten Praxis, die elektrische Eigenerzeugungsquote durch Investition in Speicherkapazitäten zu erhöhen, ist den Modellergebnissen zufolge vielmehr eine größere Dimensionierung der Umwandlungskapazitäten vorteilhaft. Insgesamt belegt die Ergebnisauswertung ein Spannungsverhältnis zwischen Sektorenkopplung und Eigenversorgung unter gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen, welches die Realisierung gesamtwirtschaftlicher Flexibilitätpotenziale in Frage stellt.

## **Abstract**

Supplying residential buildings with space heating and hot water accounts for a considerable proportion of Germany's final energy demand. Their transformation therefore plays an important role in achieving the energy and climate policy goals of the Federal Government. So-called sector-coupled heat generators such as heat pumps and combined heat and power plants will make it possible, not only to contribute to the achievement of objectives in the building sector, but also in the electricity sector by providing electrical flexibility through heat storage. The relevant scientific literature demonstrates the macroeconomic potential for this approach. The interest of the present work, on the other hand, is directed towards the investigation of the corresponding potentials from a microeconomic perspective. The aim of the present work is therefore to develop a suitable analytical instrument to investigate the decision situation and to support the decision to invest in and operate facilities for the energy supply of individual residential buildings. In addition to renewable energy technologies for heat and power supply, heat pumps and object-based combined heat and power plants in particular are to be considered. The main content of the present work is the development and description of the resulting POPART model and its application to the above questions. The focus is on older existing buildings with gas network connections. The evaluation of the model results shows a high microeconomic potential for object-based energy concepts. Photovoltaics and object-based combined heat and power systems play an important role in this, as do solar thermal systems in the face of rising gas prices. Heat pumps, however, only play a role in individual cases under the framework conditions examined. At best, thermal and electric storage systems are used in negligible quantities. The results yield the conclusion that a decisive lever for reducing expenditure lies in reducing the amount of electricity drawn from the grid through private consumption. Rather than using the widespread approach of increasing the own generation rate by investing in storage capacities, the model results show that a larger dimensioning of the conversion capacities is advantageous. Overall, the evaluation of the results shows a tension between sector coupling and self-supply under given regulatory conditions, which calls into question the realisation of macroeconomic flexibility potentials.



# Modellgestützte Optimierung des energetischen Eigenverbrauchs von Wohngebäuden bei sektorgekoppelter Wärmeversorgung

## Vorstellung des POPART<sup>1</sup>-Modells

Daniel Fehrenbach

ElFER, Europäisches Institut für Energieforschung EDF-KIT EWIV,  
Emmy-Noether-Straße 11, 76131 Karlsruhe, Deutschland

[fehrenbach@eifer.org](mailto:fehrenbach@eifer.org),

Tel. +49 721 6105 1350, Fax. +49 721 6105 1332

Oktober 2018

---

<sup>1</sup> Optimierprogramm zur Wohngebäude-Energieversorgung, frz. *Programme d'Optimisation de l'Approvisionnement en Energie des Bâtiments Résidentiels*

# Inhalt

1	Einleitung.....	3
2	Modellbildung.....	6
2.1	Zielsetzung.....	7
2.2	Entscheidungskalkül und Betrachtungszeitraum .....	7
2.3	Technikoptionen und Bilanzgrenzen .....	8
2.4	Technisch-wirtschaftliche Beschreibung.....	10
2.5	Regulatorische Instrumente .....	15
2.6	Zeitliche Differenzierung.....	20
2.7	Diskontierungssatz.....	23
3	Formale Beschreibung .....	25
3.1	Symbolik.....	25
3.2	Zielfunktion .....	30
3.3	Reduktion der Modellkomplexität.....	36
3.4	Nebenbedingungen.....	41
4	Modellimplementierung.....	49
5	Entwicklung des Analyserahmens.....	52
5.1	Festlegung und Parametrierung von Typgebäuden .....	52
5.2	Gas- und Strom-Preise und Preisszenarien .....	54
5.3	Definition von Referenzvarianten .....	55
6	Ergebnisse.....	58
6.1	Investitionsentscheidung.....	58
6.2	Betriebsführung.....	61
6.3	Wirtschaftlichkeit.....	65
6.4	Emissionen.....	71
7	Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Ausblick.....	75
	Schrifttum.....	78
	Rechtsquellen.....	88
	Anhang.....	90

# 1 Einleitung

Der Ausstoß von Kohlendioxid in die Atmosphäre ist der der mit Abstand bedeutendste Treiber der globalen Erderwärmung<sup>2</sup>. In Deutschland ist wie in den meisten Ländern der überragende Teil des Kohlendioxidausstoßes energiebedingt, d.h. v.a. auf die Verbrennung fossiler Brennstoffe zurückzuführen<sup>3</sup>.

Ein Großteil des Energiebedarfs fällt in Deutschland im Haushaltssektor an. Auf den Haushaltssektor entfallen im Jahr 2015 mit 2302 PJ rund 26 % der insgesamt 8898 PJ Endenergiebedarf aller Bedarfssektoren zusammen<sup>4</sup>. Von diesen 1899 PJ entfallen 44 % auf den Endenergieträger Gas, 26 % auf Öl, 5 % auf Strom, 9 % auf Fernwärme und 15 % auf (andere) erneuerbarer Energieträger. Damit entfallen 71 % des Endenergiebedarfs für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser auf die direkte Verbrennung fossiler Brennstoffe. Auf die Raumwärme- und Warmwasser-Versorgung von Wohngebäuden entfallen also etwas mehr als ein Fünftel des gesamten Endenergiebedarfs in Deutschland<sup>5</sup>.

Die deutsche Bundesregierung hat sich daher u.a. zum Ziel gesetzt, den Primärenergiebedarf in Gebäuden bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2008 um 80 % zu mindern<sup>6</sup>. Zur Zielerreichung sind entschiedene Maßnahmen zur Veränderung der Energieversorgung von Gebäuden notwendig. Die Zielerreichung erfordert eine geeignete Kombination von Energieeffizienzmaßnahmen mit einer Umstellung des Energieträgermixes zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger. Neben der direkten Nutzung erneuerbarer Energieträger bspw. in Biomassekesseln oder Solarthermieanlagen kommen hier die sektorengekoppelten Wärmeerzeuger *Wärmepumpen* und objektbasierte *Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen* in Betracht. Durch diese lässt sich prinzipiell die Minderung des Treibhausgasausstoßes in der Wohngebäude-Wärmeversorgung mit der Integration erneuerbarer Stromtechniken in das Elektrizitätssystem verbinden und somit ein Beitrag zur Zielerreichung in beiden Sektoren leisten. Dabei lässt sich die Einlastung dieser Wärmeerzeuger in das Elektrizitätssystem durch dezentrale Wärmespeicherung zeitlich von der Wärmenutzung entkoppeln.

Fehrenbach et al. (2014) belegen ein Potenzial für solche sektorengekoppelte Wärmeerzeuger in Wohngebäuden aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive. Ergänzend

---

<sup>2</sup> IPCC (2014 S. 58)

<sup>3</sup> BMWi (2018 S. 9)

<sup>4</sup> BMWi (2018 S. 5, S. 7a), AGEB (2017) und eigene Berechnungen

<sup>5</sup> nämlich 1899 PJ von 8898 PJ, 21,3 %

<sup>6</sup> BMWi (2018a S. 10)

soll im Rahmen der vorliegenden Arbeit aus einzelwirtschaftlicher Perspektive untersucht werden, inwiefern der regulatorische und energiepolitische Rahmen geeignete Investitionsanreize für Akteure im Wohngebäudesektor zur Realisierung der von Fehrenbach et al. (2014) ermittelten gesamtwirtschaftlichen Potenziale für Flexibilität durch Wärmepumpen und Mikro-KWK-Anlagen setzt, bzw. an welche Voraussetzungen die Realisierung dieser Potenziale geknüpft ist<sup>7</sup>.

Die Untersuchung dieser energiewirtschaftlichen Forschungsfragen erfordert ein Analyseinstrument mit folgenden Eigenschaften. Aus den energie- und klimapolitischen sowie energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ergibt sich die Notwendigkeit zusätzlich den bereits genannten auch weitere Techniken in die Analyse einzubeziehen, insbesondere photovoltaische und solarthermische Anlagen. Die Menge abzubildender objektbasierter technischer Komponenten, aus denen durch das Entscheidungskalkül eine optimale Konfiguration auszuwählen ist, soll daher zur Stromversorgung die Optionen Photovoltaik und Mikro-KWK-Anlage umfassen, zur Wärmeversorgung die Optionen Gaskessel, Wärmepumpe, Solarthermie und wiederum Mikro-KWK-Anlage. Außerdem ist die Möglichkeit der Investition in batterieelektrische oder thermische Speicherkapazitäten abzubilden. Zudem ist die Abbildung zentraler regulatorischer Rahmenbedingungen unabdingbar, insbesondere die Regelungen des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu Förderinstrumenten aber auch zur Eigenverbrauchsregulierung. Hier soll insbesondere die Kleinanlagenregelung nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014 abgebildet werden<sup>8</sup>. Für die Modellierung realistischer Kapazitäts- und Betriebsführungsentscheidungen in der Energieversorgung von Wohngebäuden ist außerdem die Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte bei den investitionsabhängigen Ausgaben essenziell. Aus einer ausführlichen Analyse des Stands der Forschung bei Merkel (2016 S. 30) folgt, dass bislang kein Ansatz die genannten Eigenschaften auf sich vereint. Folglich liegt der methodische Beitrag dieser Arbeit in der Vorstellung des entsprechenden dynamischen Analyseinstruments *POPART*<sup>9</sup> zur Entscheidungsunterstützung und zur Analyse dieser Entscheidungssituation aus einzelwirtschaftlicher Perspektive. Der Ansatz fußt auf der Grundlage

---

<sup>7</sup> Diese Perspektivenkontrastierung entspricht in der grundsätzlichen Logik der (ansonsten anderweitig gelagerten) Analyse bei Wunsch et al. (2014 S. 27ff). Dort wird eine „volkswirtschaftliche“ und eine „betriebswirtschaftliche Betrachtung“ kontrastiert, wobei „volkswirtschaftlich positive Ergebnisse [darauf hinweisen] dass sich eine Umsetzung der ermittelten Potenziale gesamtwirtschaftlich lohnen würde. Der Vergleich zwischen [den beiden Sichtweisen] liefert Informationen über Notwendigkeiten und Wirkungen möglicher politischer Eingriffe, [durch welche] die Diskrepanz vermindert oder sogar aufgehoben wird“. Entsprechende oder recht ähnlich gelagerte oder jedenfalls in ähnlichem Zusammenhang verwendete begriffliche Gegensatzpaare sind bspw. „Systemsicht“ vs „Akteursicht“ (Pellinger et al. 2016), „nationaler Betrachtungsfokus“ vs „Gebäudeebene“ (Merkel 2016), „volkswirtschaftliche“ vs „betriebswirtschaftliche Sichtweise“ (Wunsch et al. 2014) oder „consumer“ vs „system perspective“ (Boßmann 2015). In dieser Arbeit wird im Folgenden die Bezeichnungen der *gesamtwirtschaftlichen* und *einzelwirtschaftlichen* Perspektive verwendet.

<sup>8</sup> analog § 61a EEG 2017

<sup>9</sup> Optimierprogramm zur Wohngebäude-Energieversorgung, frz. *Programme d'Optimisation de l'Approvisionnement en Energie des Bâtiments Résidentiels*



der linearen Programmierung, da sie für diese Klasse von Fragestellung eine bewährte Methode darstellt<sup>10</sup>.

Der Beitrag ist wie folgt aufgebaut. Die Modellbildung und wesentliche Modelleigenschaften werden zunächst in Abschnitt 2 grundlegend erläutert. Abschnitt 3 enthält die formale Modellbeschreibung. Abschnitt 4 geht dann knapp auf Aspekte der praktischen Umsetzung des POPART-Modells ein. In Abschnitt 5 wird anschließend der Analyserahmen für die Modellanwendung aufgespannt. Die entsprechenden Ergebnisse werden in Abschnitt 6 vorgestellt und diskutiert. Der Beitrag schließt mit einer Zusammenfassung, Schlussfolgerungen einem Ausblick in Abschnitt 7.

---

<sup>10</sup> vgl. bspw. Kaschub (2017), Brunner (2017), Merkel (2016), Kunze (2016), Bardt et al. (2014), Schönfelder (2013), Wille-Hausmann et al. (2010)

## 2 Modellbildung

Im diesem Abschnitt wird zunächst der POPART-Modellansatz entwickelt bzw. überblicksartig charakterisiert. Abschnitt 2.1 spezifiziert zunächst genauer die Zielsetzung. Anschließend motiviert Abschnitt 2.2 die Wahl von Entscheidungskalkül und Betrachtungszeitraum. Abschnitt 2.3 beschreibt die Auswahl von Technikoptionen und die Granularität ihrer Abbildung im Modell. Das Vorgehen bei der technisch-wirtschaftlichen Beschreibung mit besonderem Augenmerk auf die vereinfachte Berücksichtigung von Größendegressionseffekten bei der Abbildung investitionsabhängiger Ausgaben beschreibt Abschnitt 2.4. Diese beziehen sich auf den Erhebungszeitraum im Jahr 2015. Die Angabe numerischer Annahmen geschieht teilweise unter Vorgriff auf die bei der Modellanwendung getroffenen Definition von Typgebäuden in Abschnitt 5.1.

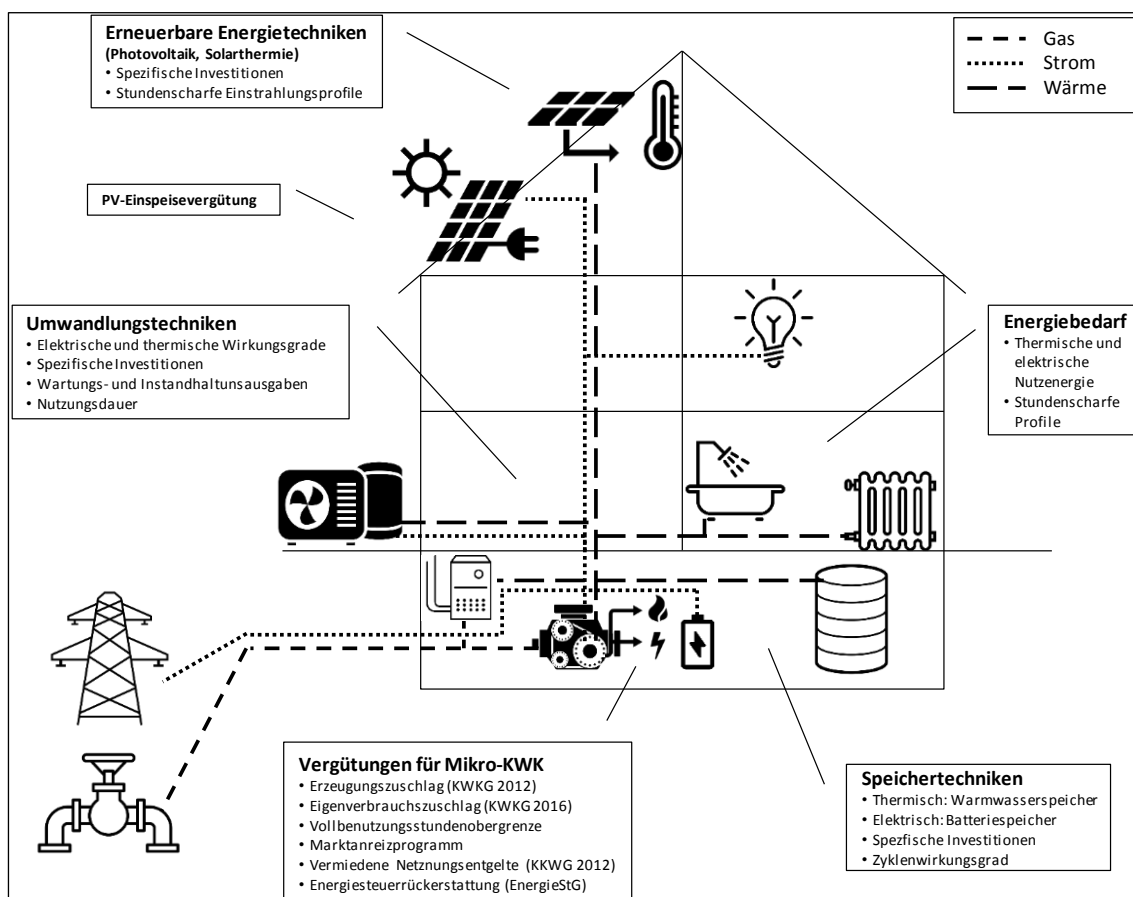


Abbildung 2-1: Überblick über den POPART-Modellansatz<sup>11</sup>

<sup>11</sup> eigene Darstellung unter Nutzung von Piktogrammen verschiedener Autoren des Noun Projects (2018)

Es folgt die Beschreibung von Auswahl und Abbildung regulatorischer Rahmenbedingungen in Abschnitt 2.5. Auch sie beziehen sich auf den Stand Ende des Jahres 2015 bzw. Anfang des Jahres 2016. Abschließend wird in Abschnitt 2.6 die zeitliche Differenzierung erläutert und in Abschnitt 2.7 die Festlegung des Diskontierungssatzes motiviert. Einen Überblick über die wesentlichen, nachfolgend näher erläuterten Modellkomponenten, den Bilanzraum bzw. die Bilanzgrenzen, Parameter, Technikoptionen und regulatorische Rahmenbedingungen gibt zunächst Abbildung 2-1.

## 2.1 Zielsetzung

Zielsetzung bei der Entwicklung von POPART ist es

- ein ökonomisch orientiertes Instrument zur Entscheidungsunterstützung bzw. Analyse der Entscheidungssituation bei der Strom- und Wärme-Versorgung einzelner Wohngebäude in Deutschland aus einzelwirtschaftlicher Perspektive mit mittelfristigem Zeithorizont und hoher zeitlicher Auflösung unter Einbezug erneuerbarer Energien zu entwickeln,
- es zu ermöglichen, energiepolitische Instrumente auf ihre Wirkung hinsichtlich des einzelwirtschaftlichen Potenzials des Einsatzes von Wärmepumpen, Mikro-KWK-Anlagen sowie thermischen und elektrischen Speichern in objektbasierten Wohngebäuden zu untersuchen sowie
- Handlungsempfehlungen für rationale private und institutionelle Akteure zur Energieversorgung von Wohngebäuden aus einzelwirtschaftlicher Perspektive ableiten zu können.

Gemäß dieser Zielsetzung ist das Modell wie folgt aufgebaut.

## 2.2 Entscheidungskalkül und Betrachtungszeitraum

Entsprechend der einzelwirtschaftlichen Perspektive wird ein Entscheidungskalkül zugrunde gelegt, das die Gesamtausgaben zur Versorgung eines Wohngebäudes mit gegebenen elektrischen und thermischen Bedarfscharakteristika minimiert durch eine entsprechend zu ermittelnde Kombination der Investition in technische Anlagen sowie ihrer Bewirtschaftung. Dabei wird neben der optimalen Kapazitätsentscheidung und Betriebsplanung maßgeblich die Möglichkeit zur Verringerung der Gesamtausgaben durch Einnahmen aus Förderinstrumenten und der geeigneten Berücksichtigung regulatorischer Rahmenbedingungen in die Betrachtung miteinbezogen.

Als Betrachtungszeitraum wird ein Zeitraum von zwanzig Jahren angesetzt, was für die einzelwirtschaftliche Perspektive einem mittel- bis langfristigen Entscheidungshorizont entspricht und in der Immobilienwirtschaft einen üblichen Planungszeitraum darstellt<sup>12</sup>. Diese Zeitdauer entspricht auch den technischen Nutzungsdauern der meisten der eingesetzten Techniken<sup>13</sup>. Über diesen Zeitraum werden sämtliche Ausgaben für den Bezug der Endenergieträger Strom und Gas, die Investition in technische Anlagen wie Wärme- oder Stromerzeuger, Kombipufferspeicher, Batteriespeicher sowie deren Installation, Wartung und Instandhaltung sowie ggf. Reinvestitionen bilanziert. Dabei wird nur eine Investitionsentscheidung für den Beginn des Betrachtungszeitraums getroffen und kohärent mit dessen Länge keine Zubauplanung vorgenommen.

Das Entscheidungssubjekt wird dabei gezielt abstrakt bzw. allgemein gehalten. Eine Mieter-, Vermieter- oder Eigennutzer-Perspektive wird nicht eingenommen bzw. unterschieden. Entsprechend wird ebenfalls die Verteilung von Ausgaben und Einnahmen zwischen verschiedenen solcher Parteien nicht betrachtet<sup>14</sup>. Weiterhin wird die Finanzierung durch Anwendung des Kapitalwertansatzes aus der dynamischen Investitionsrechnung abgebildet. Eine Unterscheidung konkreter Finanzierungsoptionen wird so vermieden. Entsprechend werden ebenfalls keine umsatz-, gewerbe- oder einkommensteuerlichen Aspekte berücksichtigt<sup>15</sup>. Dies geschieht in dieser Arbeit gezielt zur Reduktion der Variantenvielfalt bzw. Komplexität bzw. zur Erhöhung der Übertragbarkeit der Ergebnisse. Das Entscheidungskalkül nimmt also die Situation eines abstrakten Entscheiders ein, der durch Ermittlung der geeigneten Konfiguration aus Investition in objektbasierte Energieversorgungstechniken sowie deren Betrieb, durch Eigennutzung und Einspeisung elektrischer Strommengen sowie Bezug von Strom und Gas, unter Ausnutzung der regulatorischen Rahmenbedingungen die um die Einnahmen verringerten und zeitwertbereinigten Ausgaben zur Versorgung eines Wohngebäudes mit Wärme und Strom minimiert.

## 2.3 Technikoptionen und Bilanzgrenzen

Aus den Anforderungen an das zu entwickelnde Modell ergibt sich zunächst die Abbildung von Wärmepumpen, Mikro-KWK-Anlagen sowie thermischen und elektrischen Speichern als mögliche technische Komponenten. Aus den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen ergibt sich darüber hinaus die Notwendigkeit der Abbildung photovoltaischer und solarthermischer Anlagen. In der Praxis sind

---

<sup>12</sup> vgl. Kunze (2016 S. 107)

<sup>13</sup> vgl. VDI-Richtlinie 2067, Blatt 1 (VDI 2012 S. 21ff)

<sup>14</sup> bspw. Mietpreisanpassung nach § 558 BGB, Modernisierungsumlage nach § 559 BGB, Heizkostenverordnung usf.

<sup>15</sup> Für eine Berücksichtigung sämtlicher dieser Aspekte vgl. Kunze (2016, insb. S. 50ff).

allerdings die technischen Konfigurationen zur Bereitstellung von Heizwärme und Trinkwarmwasser so variantenreich wie die gebäudeseitigen Anforderungen, die sich neben baulichen Verhältnissen und bestehender Infrastruktur zur Wärmeversorgung auch in Abhängigkeit der Gebäudenutzung und Besitzverhältnissen ergeben. Für die vorliegende Arbeit ist es daher notwendig von diesem Variantenreichtum zu abstrahieren und eine Auswahl abzubildender gebäudeseitiger Voraussetzungen und technischer Komponenten als Optionen der Entscheidungsunterstützung zuzuführen.

Die Menge abgebildeter objektbasierter technischer Komponenten, aus denen durch das Entscheidungskalkül eine optimale Konfiguration auszuwählen ist, umfasst daher zur Stromversorgung die Optionen Photovoltaik und Mikro-KWK-Anlage, zur Wärmeversorgung die Optionen Gaskessel, Wärmepumpe, Solarthermie und wiederum Mikro-KWK-Anlage. Weiter steht die Möglichkeit Endenergie in Form von Strom zum Betrieb einer Wärmepumpe oder zur Deckung des allgemeinen elektrischen Bedarfs und Gas zur Verwendung in Gaskessel oder Mikro-KWK-Anlage aus dem öffentlichen Netz zu beziehen. Zur zeitlichen Entkopplung von der elektrischem oder thermischem Bedarf und entsprechender Erzeugung durch Photovoltaik-, Solarthermie-, Mikro-KWK- oder Wärmepumpen-Anlage oder Gaskessel besteht die Möglichkeit der Investition in batterieelektrische oder thermische Speicherkapazitäten<sup>16</sup>. Eine Zergliederung der Technikoptionen in technische Subkomponenten wird nicht vorgenommen. So sind bspw. Ausgaben für die zur Nutzung von Photovoltaikmodulen oder Batteriespeichern zur Eigenversorgung notwendige Leistungselektronik in den Annahmen zu investitionsabhängigen Ausgaben für diese Technikoptionen enthalten.

Somit wird stets vom Fall der *Sammelheizung* ausgegangen, d.h. einer zentralen Versorgung des ganzen Gebäudes, da dies die dominierende und zukunftsorientiertere Konfiguration darstellt, und auf die Betrachtung wohnheiten- oder raumbasierter Versorgungsstrukturen verzichtet (*Einzelheizung, Etagenheizung*)<sup>17</sup>. Weiterhin wird die Bereitstellung von Heizwärme und Trinkwarmwasser im gewählten Ansatz stets integriert betrachtet, entsprechend einer Beschränkung auf Kombi-Pufferspeicher und Anlagen zur kombinierten Heiz- und Warmwasserbereitung.

Zudem wird die Vielfalt in der technischen Umsetzung von Techniken wie Mikro-KWK und Wärmepumpen auf generische bzw. repräsentative Techniken verdichtet. Die generischen Techniken werden nach ihren spezifischen Investitionen und Umwandlungsgraden charakterisiert. Diese Charakterisierung orientiert sich an den

---

<sup>16</sup> vgl. Abbildung 2-1 sowie Tabelle 2-1

<sup>17</sup> vgl. Destatis (2016 S. 44f)

verbreitetsten Bauformen, bei Mikro-KWK-Anlagen bspw. verbrennungsmotorische Mikro-BHKW bzw. bei Wärmepumpen Luft/Wasser-Elektro-Heizungswärmepumpen.

Als in den untersuchten Wohnobjekten vorhanden oder ohnehin zu installieren vorausgesetzt und daher nicht bilanziert werden ferner Vorrichtungen zur gebäudeinternen Wärme-Verteilung und Übertragung, Anschlüsse an ein elektrisches und Gas-Verteilnetz, sowie eine Vorrichtung zur Abführung von Verbrennungsgasen. Darüber hinaus werden keine Bestandskapazitäten berücksichtigt bzw. von deren vollständigem restwertlosen Ersatz ausgegangen. Des Weiteren wird von Gebäuden außerhalb eines Fernwärmegebiets ausgegangen, zum einen weil dies nur 9 % des Endenergiebedarfs in Wohngebäuden betrifft<sup>18</sup> und andererseits in diesen Gebäuden weniger Gestaltungs-Spielraum bzw. Bedarf besteht. Zudem ergeben sich somit keine aus den Fernwärmeverdrängungsverboten in KWKG und Mini-KWK-Richtlinie resultierenden Einschränkungen. Von der Betrachtung energetischer Sanierungsmaßnahmen wird abgesehen. Zuletzt werden ausreichende Flächen zur Installation freistehender oder wandhängender Anlagen, von Speichersystemen oder Dachanlagen unterstellt bzw. in der Praxis durchaus mögliche, sich aus begrenzten Installationsflächen ergebende Beschränkungen zunächst vernachlässigt.

## 2.4 Technisch-wirtschaftliche Beschreibung

Diese Technikoptionen werden charakterisiert anhand ihrer investitionsabhängigen Ausgaben, elektrischer und thermischer Umwandlungsgrade spezifischer Wartungs- und Instandhaltungsausgaben sowie Speicherwirkungsgrade gemäß Tabelle 2-1. Zusätzlich können zur exakteren Modellierung investitionsabhängiger Ausgaben investitionsabhängige Mindestkapazitäten hinterlegt werden. Es wird wie folgt vorgegangen.

Bei der Abbildung investitionsabhängiger Ausgaben wird zwischen einem investitionsfixen Anteil und einem kapazitätsproportionalen Anteil unterschieden. Ersterer Anteil fällt bei positiver Investitionsentscheidung in eine Technik fix und vollumfänglich an und repräsentiert einen von der Anlagengröße unabhängigen Anteil der Gesamtausgaben. Der kapazitätsproportionale Anteil fällt zusätzlich in linearer Abhängigkeit von der Anlagengröße an<sup>19</sup>. Dieses Vorgehen erlaubt bei vergleichsweise

---

<sup>18</sup> vgl. BMWi (2018 S. 5, S. 7a)

<sup>19</sup> vgl. die analoge Argumentation in ähnlichem Kontext bei Kunze (2016 S. 146)

geringer Erhöhung des Lösungsaufwands die Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte bei den investitionsabhängigen Ausgaben für Anlagentechnik zur Energieversorgung von Wohngebäuden<sup>20</sup>.

Tabelle 2-1: Technisch-wirtschaftliche Charakterisierung der abgebildeten Technikoptionen<sup>21</sup>

Technik	Investitionsabh. Ausgaben		Elektrischer Wirkungsgrad	Thermischer Nutzungsgrad	Endenergie- preis	Wartungs- und Instand- haltungsausg.	Mindest- kapazität	Zykluswir- kungsgrad
	Investitions- fixer Anteil <sup>22</sup>	Kapazitäts- proportionaler Anteil <sup>23</sup>						
Gaskessel	✓	✓	x	✓	✓	✓	x	x
Mikro-KWK <sup>24</sup>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
Wärmepumpe	✓	✓	x	✓	✓	✓	✓	x
Photovoltaik	✓	✓	x	x	x	✓	x	x
Solarthermie	✓	✓	x	✓	x	✓	x	x
Strombezug	x	x	x	x	✓	x	x	x
Th. Speicher	✓	✓	x	x	x	x	x	✓
El. Speicher	✓	✓	x	x	x	x	x	✓

Die Bedeutung der Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte liegt insbesondere in ihrer entscheidenden Rolle bei der optimalen Investitionsentscheidung für ein Portfolio von Anlagen zur Wohngebäude-Energieversorgung sowie deren Dimensionierung. Eine Vernachlässigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte begünstigt unter ansonsten gleichen Voraussetzungen unzutreffender Weise eine Entscheidung für eine große Anzahl von Techniken relativ kleinerer Kapazität, also eine Zersplitterung des Technikportfolios<sup>25</sup>, während eine Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte eine mit realen Investitionsentscheidung besser übereinstimmende geringere Anzahl von Techniken relativ größerer Kapazität ergibt. Die Berücksichtigung ist damit für die Erreichung o.g. Zielsetzung entscheidend.

<sup>20</sup> Dies entspricht effektiv der Umsetzung des einfachsten Falls von *Funktion B* bei Schwaderer (2012 S. 49f) zur Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte.

<sup>21</sup> Ein Haken zeigt die Verwendung eines Parameters zur Charakterisierung einer Technik an.

<sup>22</sup> d.h. in der Einheit [€]

<sup>23</sup> d.h. in der Einheit [€/kW] bei den aufgeführten Umwandlungstechniken, die Einheit [€/kWh] bei den Speichertechniken

<sup>24</sup> Analog zum Vorgehen bei Fehrenbach et al. (2014) wird bei der Ermittlung technisch-wirtschaftlicher Charakteristika von Mikro-BHKW von einer Auslegung auf ca. 30 % der äquivalenten thermischen Leistung für den monovalenten Betrieb dimensionierter Wärmeerzeuger ausgegangen.

<sup>25</sup> vgl. hierzu auch Merkel (2016 S. 111ff)

Der entsprechend gewählte Ansatz wird schematisch in Abbildung 2-2 veranschaulicht. Es wird die Abbildung investitionsabhängiger Ausgaben mit und ohne vereinfachte Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte mit einer beispielhaften degressiven Richtpreis-Kapazitäts-Funktion<sup>26</sup> verglichen, hier in Form einer Potenzfunktion. Die Verläufe werden jeweils absolut und bezogen auf die Kapazität angegeben. Es wird ersichtlich, dass durch diese vereinfachte Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte – insbesondere in Kombination mit einer ebenfalls im Modell umgesetzten, optional bzw. technikabhängig anwendbaren, investitionsabhängigen Mindestkapazität – der Verlauf der beispielhaften Richtpreis-Kapazitäts-Funktion deutlich besser nachgebildet werden kann als im Fall ohne Berücksichtigung von Größendegressionseffekten. Das Vorgehen zur Umsetzung der Abbildung dieser vereinfachten Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte und einer optional anwendbaren Mindestkapazität wird in Abschnitt 3 näher erläutert<sup>27</sup>.

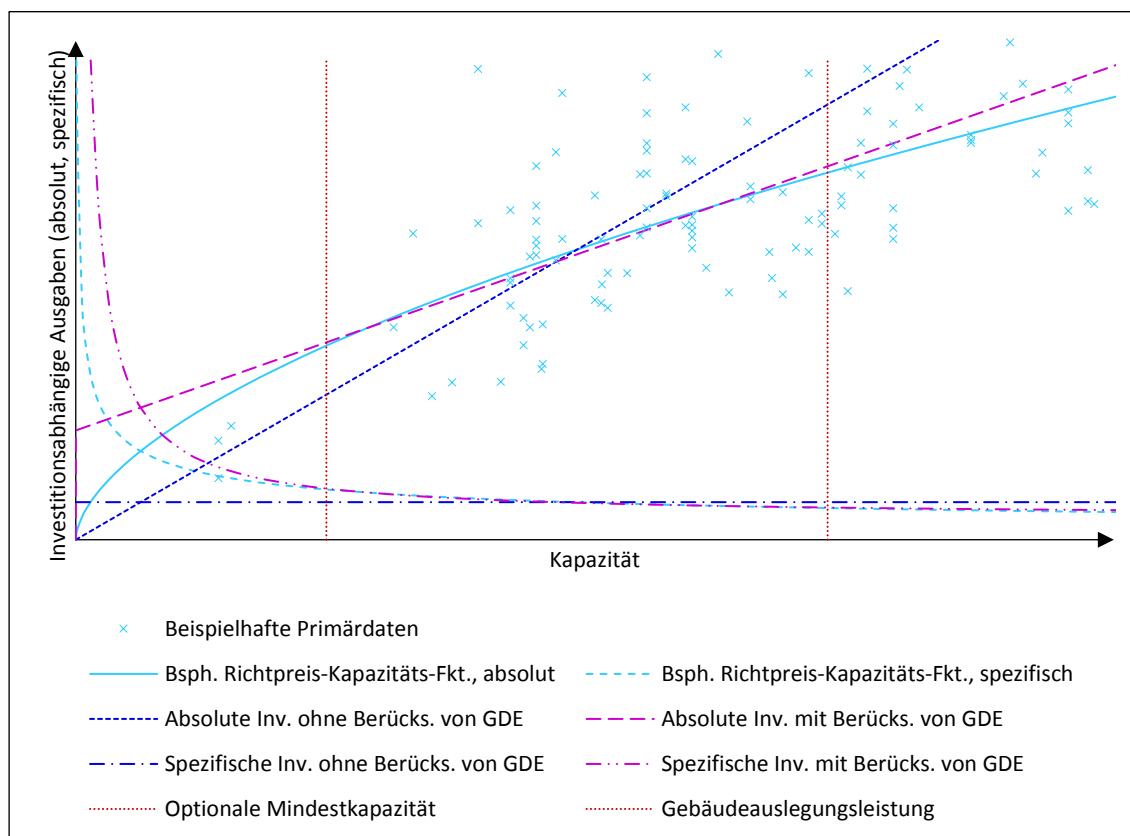


Abbildung 2-2: Schematischer Vergleich des Falls der im POPART-Modell realisierten Abbildung investitionsabhängiger Ausgaben unter vereinfachter Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte (GDE) mit dem Fall ohne deren Berücksichtigung sowie Vergleich mit einer beispielhaften, degressiven Richtpreis-Kapazitäts-Funktion

<sup>26</sup> wie bspw. angegeben in ASUE (2014 S. 11); vgl. Remmers (1991 S. 39f) oder Suttor (2014 S. 89)

<sup>27</sup> insb. Gleichungen 3-25, 3-26 sowie 3-32



Am Beispiel der Modellabbildung von Wärmepumpen wird im Folgenden das Vorgehen bei der Festlegung geeigneter numerischer Annahmen erläutert. Zunächst orientiert sich die Modellabbildung von Wärmepumpen an elektrischen Luft-Wasser-Wärmepumpen, die von Beschränkungen hinsichtlich Wärmequellen frei und mit den geringsten Investitionen verbunden sind, dafür zwar häufig Nachteile hinsichtlich erzielter Arbeitszahlen haben, im Ergebnis aber seit Jahren im Vergleich zu Absatzzahlen erdgekoppelter Anlage den Markt zunehmend dominieren<sup>28</sup>. Für den Bereich der Wärmepumpen steht keine Quelle zur Verfügung, die Richtpreis-Kapazitäts-Funktionen angibt<sup>29</sup>. Daher werden eigene Annahmen durch eine eigene Marktstudie kombiniert mit Angaben in Oschatz und Mailach (2013), Bettgenhäuser und Boermans (2011), Frei et al. (2011), Zech und Eltrop (2013), Internetquellen und Expertengesprächen abgeleitet. Die sich ergebenden numerischen Annahmen für spezifische Investitionen sind in Abbildung 2-3 wiederum unter Vorgriff auf die in Abschnitt 5.1 beschriebene Modellanwendung mit Bezug auf die dort definierten Typgebäude dargestellt.

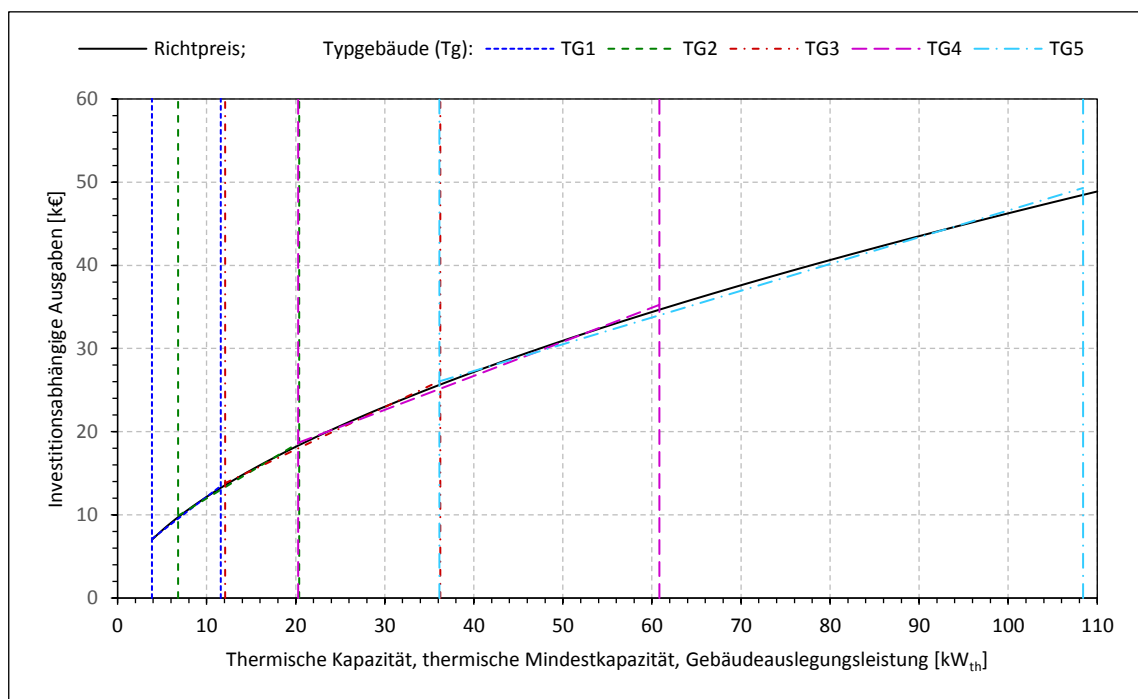


Abbildung 2-3: Investitionsabhängige Ausgaben für Wärmepumpenanlagen in Abhängigkeit der Kapazität für verschiedene Größenordnungen<sup>30</sup>

<sup>28</sup> vgl. BWP (2018)

<sup>29</sup> wie bspw. ASUE (2014) für Mikro-KWK-Anlagen

<sup>30</sup> zur Definition der fünf Typgebäude Tg1 bis Tg5 siehe Abschnitt 4.1

Als Grundlage für technische Annahmen werden zwei in Miara et al. (2011) sowie Auer und Schote (2008) beschriebene Feldtests herangezogen. Tabelle 2-2 stellt einen Vergleich der Ergebnisse der beiden Feldstudien an<sup>31</sup>.

In der Zusammenschau der vorliegenden Angaben wird für die Modellparametrierung in Orientierung an der Angabe in Miara et al (2013 S. 127) für Luft-Wasser-Wärmepumpen in Bestandsgebäuden auf Basis von zwanzig vermessenen Systemen für die Arbeitszahl im Modell als Zahlenwert 2,6 gewählt.

Tabelle 2-2: Vergleich der in Feldtests in Miara et al. (2011) sowie Auer und Schote (2008) ermittelten kleinsten, mittleren und größten Jahresarbeitszahlen im Testfeld sowie Stichprobenumfang

Wärmequelle	Miara et al (2011 S. 46ff)				Auer und Schote (2008)			
	Min	Ø	Max	n	Min	Ø	Max	n
Grundwasser	3,3	3,7	4,4	3	2,0	3,1	4,3	13
Erdreich	3,1	3,9	5,1	56	2,0	3,1	4,5	7
Umgebungsluft	2,3	2,9	3,4	18	1,7	2,4	3,3	12

Analog wird bei der Charakterisierung der verbleibenden Techniken vorgegangen. Tabelle 2-3 gibt eine Übersicht über die resultierenden Annahmen zu investitionsabhängigen Ausgaben nach Technik, gemäß Abbildung 2-2 aufgeteilt in einen installationsabhängigen Teil und einen kapazitätsabhängigen Teil. Dabei werden im Vorgriff auf die Modellanwendung die Angaben auf fünf Typgebäude unterschiedlicher Größe bezogen<sup>32</sup>. Bei den Techniken Gaskessel, Wärmepumpe und Mikro-KWK sind die Angaben konsistent auf die Eingangsleistung bezogen, kohärent mit Abschnitt 3, d.h. bspw. bei Wärmepumpen die elektrische Anschlussleistung bzw. bei Gaskessel und Mikro-KWK die Brennstoffleistung. Bei Photovoltaik und Solarthermie ist der Bezug auf die elektrische bzw. thermische Spitzenleistung, bei Batterie- bzw. Wärmespeichern auf die Speicherkapazität, bei Batteriespeichern genauer die Netto-

---

<sup>31</sup> Der Vergleich lässt Unterschiede in Auswahl von Systemen und Objekten sowie den Methoden unberücksichtigt und trennt aufgrund inhomogener Angaben in den Quellen nicht eindeutig zwischen Erzeuger- und System-Jahresarbeitszahlen, u.a. deshalb, weil die vermessenen Systeme unterschiedlich ausgestaltet sind (mit oder ohne Warmwassererzeugung bzw. mit oder ohne Heizungs- oder Kombipufferspeicher). Daher sind die Systemjahresarbeitszahlen untereinander nicht vollständig vergleichbar. Der Vergleich nach Tabelle 2-2 dient daher nur zur Orientierung und Plausibilisierung und nicht zur direkten Verwendung der Werte zur Modellparametrierung, was die geringen Fallzahlen und die nicht notwendigerweise repräsentativen Auswahl der untersuchten Systeme ohnehin nicht zulassen. Beide Feldtests differenzieren ihre Angaben teilweise sowohl nach Bauart der Heizflächen (Heizkörper/Flächenheizung) und damit nach der Vorlauftemperatur sowie nach Gebäudeenergiestandard. Vergleichbare Annahmen bei Nabe et al. (2011 S. 16f) basierend auf Daten des Bundesverbands Wärmepumpe fallen etwas höher aus. Deutlich ältere Ergebnisse finden sich auch bei Kruse et al. (1995 zit. n. Stadler 2006 S. 192), mit ähnlichen, wenn auch tendenziell geringeren Arbeitszahlen. Auch Feldtests im Vereinigte Königreich kommen zu vergleichbaren Ergebnissen (Dunbabin und Wickins 2012, Dunbabin et al. 2013).

<sup>32</sup> abgekürzt  $T_g$ , vgl. Abschnitt 5.1

Speicherkapazität. Bei Mikro-KWK und Batteriespeichern ist der Reinvestitionskorrekturkoeffizient bereits angewendet<sup>33</sup>. Es werden bei den Techniken Gaskessel, Wärmepumpe und Mikro-KWK die Annahmen zu investitionsabhängigen Ausgaben nach Objektgröße angepasst. Wie Abbildung 2-3, zu entnehmen ist, lassen sich auf diese Weise die investitionsabhängigen Ausgaben mit nur sehr geringen Abweichungen von einer, degressiven Richtpreis-Kapazitäts-Funktion modellieren, insbesondere in Kombination mit einer vorgegebenen Mindestkapazität<sup>34</sup>. Bei den anderen Techniken werden für sämtliche Typgebäude einheitliche Annahmen unterstellt.

Tabelle 2-3: Übersicht über Annahmen zu investitionsabhängigen Ausgaben nach generischer Technik und Einsatzkontext in Typgebäuden<sup>35</sup>; die jeweils obere Zahl gibt den installationsfixen, die jeweils untere den kapazitätsabhängigen Anteil an

Technik- option ▶	Gas- kessel	Wärme- pumpe	Mikro- KWK	Photo- voltaik	Solar- thermie	Batterie- speicher	Wärme- speicher
Einheit ▶	€	€	€	€	€	€	€
Typgeb. ▼	€/kW <sub>fin</sub>	€/kW <sub>fin</sub>	€/kW <sub>fin</sub>	€/kW <sub>p</sub>	€/kW <sub>p</sub>	€/kWh <sub>el</sub>	€/kWh <sub>th</sub>
Tg1	1286	10270	3316	1500	1200	900	1005
	147	2138	2062	1450	383	872	23
Tg2	1644	14256	4470	1500	1200	900	1005
	106	1686	1591	1450	383	872	23
Tg3	2111	19899	6349	1500	1200	900	1005
	77	1324	1177	1450	383	872	23
Tg4	2643	26874	10037	1500	1200	900	1005
	57	1066	724	1450	383	872	23
Tg5	3397	37574	10585	1500	1200	900	1005
	41	836	853	1450	383	872	23

## 2.5 Regulatorische Instrumente

Für eine umfassendere Zusammenfassungen großteils auch für diese Arbeit relevanter regulatorischer Rahmenbedingungen sei zunächst auf Stengel (2014 S. 25ff), Merkel (2016 S. 60ff) oder Schönfelder (2013 S. 19ff) verwiesen. Eine kurze Übersicht der abgebildeten Instrumente nach Technikoptionen, auf die sie sich beziehen, sowie die entsprechenden Rechtsgrundlagen gibt Tabelle 2-5. Die formale Beschreibung ihrer Umsetzung im Modell gibt Abschnitt 3 an.

Ein zentrales Instrument zur Implementierung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung<sup>36</sup>, vor allem hinsichtlich der Elektrizitätsversorgung,

<sup>33</sup> vgl. Abschnitt 3

<sup>34</sup> vgl. Abschnitt 2.4

<sup>35</sup> Tg1 bis Tg5, vgl. Abschnitt 5.1

<sup>36</sup> vgl. BMWi (2018a S. 10)

stellt seit seiner Einführung im Jahr 2000 das *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien* (Erneuerbare-Energie-Gesetz, EEG) dar. Der Schwerpunkt der verwendeten Fördermechanismen hat sich im Zeitverlauf von Einspeisetarifen, d.h. festgelegter Vergütungssätze für eingespeiste Strommengen, auf Direktvermarktung hin zu Ausschreibungsverfahren verschoben<sup>37</sup>. Im Bereich der für diese Arbeit relevanten Kleinanlagen bis 100 kW<sub>el</sub> existiert allerdings weiterhin die fixe Einspeisevergütung<sup>38</sup>. Besonders relevant für die vorliegende Arbeit sind auch die Regelungen zur Pflicht zur Zahlung der Umlage auch auf bestimmte eigenverbrauchte Strommengen. Diese betrifft nicht nur erneuerbare Stromtechniken sondern insbesondere auch die Mikro-KWK. Aufgrund der Komplexität der Regelungen und der Bedeutung für das Thema wird auf diese Aspekte im weiteren Verlauf dieses Abschnitts vermehrt eingegangen.

Durch seinen direkten Bezug auf eine der beiden in dieser Arbeit im Fokus stehenden Wärmeerzeuger-Techniken ist für diese Arbeit zudem das *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung* (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWKG) von besonderer Bedeutung. Zu beachten ist, dass die Förderung für mit erneuerbaren Energieträgern gefeuerte KWK-Anlagen hauptsächlich im EEG geregelt ist. Der Schwerpunkt des KWKG liegt damit auf der Förderung fossil gefeuerter KWK. Vergleichbar zum EEG stellt die Förderung durch das KWKG auf erzeugte Strommengen ab. Abweichend vom EEG ist beim KWKG der wesentliche Fördermechanismus als ein Erzeugungszuschlag ausgestaltet. Seit dem KWKG 2016 ist die Höhe dieses Zuschlags für eingespeiste und für selbstverbrauchte Strommengen verschieden. Einen Überblick über die Fördersätze gibt ASUE (2017), eine detaillierte Darstellung und eine Diskussion der Veränderungen gegenüber der vorherigen Fassung des KWKG geben Merkel et al. (2016). Auf das Vorgehen bei der Abbildung im Modell geht Abschnitt 3 näher ein.

Zudem stellt die *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden*<sup>39</sup> (Energieeinsparverordnung, EnEV) Anforderungen an energetische Eigenschaften und Anlagentechnik neu zu errichtender sowie bestehender Wohn- und Nichtwohngebäude. Sie werden allerdings in der vorliegenden Arbeit nicht näher betrachtet<sup>40</sup>.

Prinzipiell stellen weiterhin das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) sowie das Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG) Anforderungen an die Wärme-

---

<sup>37</sup> Nach Mechanismus, Technik und Jahr differenzierte Fördervolumina weist BMWi (2017 S. 4) aus.

<sup>38</sup> § 21 EEG 2017

<sup>39</sup> auf Grundlage des Gesetzes zur Einsparung von Energie in Gebäuden (Energieeinsparungsgesetz – EnEG) und als Ersatz für die vorangehende Wärmeschutzverordnung und Heizanlagenverordnung

<sup>40</sup> vgl. Abschnitt 2.3

versorgung von Wohngebäuden. Das EEWärmeG als Bundesgesetz bezieht sich allerdings nur auf Neubauten. Das EWärmeG als Landesgesetz in Baden-Württemberg hingegen bezieht sich zwar auch auf Bestandsbauten, gilt aber nur in Baden-Württemberg. Daher werden beide hier nicht betrachtet.

Wie bereits angesprochen nimmt eine entscheidende Rolle bei der Wirtschaftlichkeitsbewertung von Gebäudeenergiekonzepten die Regulierung hinsichtlich der Umlagenbelastung eigenverbraucher Strommengen ein. Die Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungs-konzepten ist stark abhängig von einer Vielzahl von Parametern und entsprechender rechtlicher Vorgaben. Eine entscheidende Fragestellung ist dabei, welche Steuern und Umlagen auf selbstverbrauchte Strommengen zu entrichten sind. Dabei steht neben Netzentgelten insbesondere die EEG-Umlage häufig im Fokus der Betrachtung, und zwar sowohl aufgrund ihrer Höhe als auch aufgrund häufig mangelnder Rechtssicherheit<sup>41</sup>. Da die Vorgaben mit Bezug auf diese Thematik in der vergangenen Dekade von einem fortlaufenden und tiefgreifenden Wandel geprägt waren, ist die Bewertung zusätzlich vom genauen Betrachtungs- oder Inbetriebnahmezeitpunkt abhängig, oder von beidem<sup>42</sup>. Wurden bspw. selbst verbrauchte Strommengen aus Aufdach-Photovoltaik-Anlagen nach § 33 Abs. 2 EEG 2009 noch mit 25,01 €/ct/kWh vergütet, entfällt diese Regelung im EEG 2012. Das EEG 2014 führt dann sogar die grundsätzliche Pflicht zur Entrichtung der EEG-Umlage bei Eigenversorgung ein<sup>43</sup>, wobei bei erneuerbaren Stromtechniken und KWK-Anlagen nur ein prozentualer Anteil der Umlage entrichtet werden muss. Von der grundsätzlichen Umlagepflicht werden in § 61 Abs. 2 lediglich Eigenversorgungen in Inselanlagen ausgenommen, vollständige Eigenversorgungen aus erneuerbaren Energien ohne Inanspruchnahme von Förderung für nicht selbst verbrauchte Strommengen, Kraftwerkseigenverbrauch oder Eigenversorgungen aus kleineren Anlagen.

Eine entscheidende Voraussetzung für die Verminderung oder Vermeidung der EEG-Umlagepflicht ist, dass Eigenversorgung im Sinne des EEG vorliegt<sup>44</sup>. Ist dies nicht gegeben, handelt es sich um eine Stromdirektlieferung an Dritte, die in jedem Fall umlagepflichtig ist. Während bei Direktlieferung von Solarstrom sich die EEG-Umlage nach § 39 Abs. 3 EEG 2012 um 2 €/ct/kWh verringert<sup>45</sup>, entfällt diese Regelung im EEG 2014.

---

<sup>41</sup> vgl. bspw. Großklos et al. (2015 S. 15), Stahl (2015)

<sup>42</sup> vgl. Bardt et al. (2014 S. 22f)

<sup>43</sup> § 61 Abs. 1 EEG 2014

<sup>44</sup> § 37 Abs. 3 EEG 2012, § 5 Nr. 12 EEG 2014, § 3 Nr. 19 EEG 2017

<sup>45</sup> informell häufig als *solares Grünstromprivileg* bezeichnet

Hinsichtlich Eigenversorgung wird die kritischste Anforderung im Schrifttum häufig als (*strikte*) *Personenidentität* bezeichnet, womit gemeint ist, dass die gleiche juristische oder natürliche Person gleichzeitig Anlagenbetreiber und Letztverbraucher zu sein hat<sup>46</sup>. Im Falle von eigengenutzten Einfamilienhäusern ist dies in der Regel möglich. Komplexer ist die Situation bei Eigentümergemeinschaften in Mehrfamiliengebäuden und Mietgebäuden. Hier wird durch Organisatoren lokaler Energiekonzepte mit Konstrukten wie sog. (Scheiben-)Pacht-, Nutzenergieliefer- Genossenschafts- oder GbR-Modellen agiert, um diese Personenidentität darzustellen. Während solche Modelle unter EEG 2009 und bzw. EEG 2012 an Verbreitung zunahmen, war nach erstmaliger Legaldefinition von Eigenversorgung in § 5 Nr. 12 EEG 2014<sup>47</sup> der rechtliche Status vieler solcher Modelle mit Stand Ende des Jahres 2015 strittig<sup>48</sup>. In einem sog. *Leitfaden zur Eigenversorgung* nimmt die Bundesnetzagentur (2015, 2016 S. 30)<sup>49</sup> eine kritische Haltung gegenüber diese Modellen ein<sup>50</sup>. Gleichzeitig hat die Anwendung solcher Modelle eine Fülle steuer- und unternehmensrechtlicher und anderer Implikationen wie Meldepflichten oder Anforderungen an Mess- und Abrechnungskonzepte, die hier nicht weiter dargestellt werden können<sup>51</sup>.

Ein weiteres Kriterium für Eigenversorgung ist der *räumliche Zusammenhang*, seit dem EEG 2014 sogar der *unmittelbare* räumliche Zusammenhang. Bei objektbasierten Konzepten ist diese Anforderung jedoch stets erfüllt.

Können die Anforderungen an Eigenversorgung erfüllt werden, kann die Pflicht zur Entrichtung der EEG-Umlage auf selbst verbrauchte Strommengen bei erneuerbaren Stromtechniken und KWK-Anlagen nach § 61 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2014<sup>52</sup> auf einen Anteil von 40 % vermindert werden<sup>53</sup> bzw. nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014<sup>54</sup> bei Anlagen mit höchstens zehn Kilowatt elektrischer Leistung für höchstens 10 Megawattstunden selbst verbrauchten Stroms pro Jahr ganz vermieden werden. Dabei gelten nach dem Anlagenbegriff aus § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 insbesondere eine Photovoltaik-Anlage und eine Mikro-KWK-Anlage im gleichen Objekt als zwei gesonderte Anlagen.

Nachdem die Anforderungen an das Vorliegen von Eigenversorgung im EEG 2014 ggü. dem EEG 2012 deutlich enger gefasst sind, enthält § 95 Nr. 6 lit. a des Mitte des

---

<sup>46</sup> vgl. bspw. Bundesnetzagentur (2016 S. 29)

<sup>47</sup> unverändert übernommen in § 3 Nr. 19 EEG 2017

<sup>48</sup> vgl. bspw. Großklos et al. (2015 S. 21-27), Stahl (2015 S. 11-15)

<sup>49</sup> Konsultationsfassung vom Oktober 2015, Endfassung vom Juli 2016

<sup>50</sup> allerdings ohne „normenkonkretisierende Wirkung“ oder überhaupt einer „das Ermessen der Bundesnetzagentur“ bindenden „Festlegung“ (dies. S. 3)

<sup>51</sup> vgl. Koepf et al. (2017 S. 21)

<sup>52</sup> analog § 61b EEG 2017

<sup>53</sup> bzw. im zweiten Halbjahr des Jahres 2014 und in 2015 sogar auf 30 % und im Jahr 2016 auf 35 %

<sup>54</sup> analog § 61a EEG 2017

Jahres 2016 beschlossenen und mit Beginn des Jahres 2017 in Kraft getretene EEG 2017 wiederum eine Verordnungsermächtigung zur Gleichstellung Photovoltaik-basierter Mieterstrommodelle mit Eigenversorgungsmodellen<sup>55</sup>, die allerdings letztendlich nicht umgesetzt wurde<sup>56</sup>. Anstatt dessen werden durch Änderung des EEG ab Sommer 2017 durch das Gesetz zur Förderung von Mieterstrom Direktlieferungen von Strom aus Photovoltaikanlagen bis 100 kW<sub>p</sub> an Letztverbraucher im gleichen Wohngebäude gefördert<sup>57</sup>. Die Förderhöhe entspricht dem anzulegenden Wert nach § 48 Abs. 2 abzüglich 8,5 €/kWh nach § 23b Abs. 1 und fortlaufender Absenkung nach § 49 EEG 2017, d.h. bei im Februar 2017 in Betrieb genommenen Anlagen 4,2 €/kWh bei einer Leistung bis 10 kW<sub>p</sub>, 3,86 €/kWh bei einer Leistung bis 40 kW<sub>p</sub> und 2,59 €/kWh einer Leistung bis 100 kW<sub>p</sub>. Der Förderzeitraum beträgt zwanzig Jahre. Tabelle 2-4 fasst die vorangehenden Darstellungen zur EEG-Umlagebelastung im Zeitverlauf überblicksartig zusammen.

Tabelle 2-4: Zusammenfassung der EEG-Umlagebelastung für verschiedene Versorgungsfälle nach EEG 2012, EEG 2014 und EEG 2017 mit Fokus auf die Photovoltaik

EEG	Fall	EEG-Umlage-Pflicht
2012	lokale Stromdirektlieferung mit solarem Grünstromprivileg	Vermindert um 2 €/kWh durch sog. solares Grünstromprivileg (§ 39 Abs. 3 EEG 2012)
	Eigenerzeugung	entf. (§ 37 Abs. 3 EEG 2012)
2014	lokale Stromdirektlieferung	voll, Entfall des sog. solaren Grünstromprivilegs
	Eigenversorgung	voll
	Eigenversorgung (erneuerbar, KWK)	anteilig <sup>58</sup>
	Eigenversorgung bei Kleinanlagen	entf.
2017	Mieterstromförderung (Photovoltaik)	voll (aber im Saldo mit Förderung etwa in der Größenordnung der anteiligen EEG-Umlage nach EEG 2014)
	sonst	analog zu EEG 2014

<sup>55</sup> vgl. Will und Zuber (2016 S. 26f)

<sup>56</sup> Eine analoge Verordnungsermächtigung wurde auch für KWK in § 33c KWKG 2016 beschlossen.

<sup>57</sup> vgl. insb. §§ 19, 21 Abs. 3, 23b EEG 2017

<sup>58</sup> im zweiten Halbjahr des Jahres 2014 und im Jahr 2015: 30 %; im Jahr 2016: 35 %; ab dem Jahr 2017: 40 %

Die Analysen in dieser Arbeit beziehen sich auf die regulatorischen Rahmenbedingungen zu Beginn des Jahres 2016. Sie sind in Tabelle 2-5 zusammengefasst. Das Anfang 2016 in Kraft getretene KWKG 2016 ist mit Stand des Gesetzesentwurfs aus dem Oktober 2015 berücksichtigt.

Tabelle 2-5: Übersicht abgebildeter energiepolitischer Instrumente und regulatorischer Rahmenbedingungen nach abgebildeten Technikoptionen und ihrer wesentlichen Rechtsgrundlagen

Abgebildetes Instrument	Technik	Rechtsgrundlage
Erzeugungszuschlag	Mikro-KWK	§ 7 KWKG 2014
Einspeisezuschlag	Mikro-KWK	§ 7 Abs. 1 KWKG 2016
Selbstverbrauchszuschlag	Mikro-KWK	§ 7 Abs. 3 KWKG 2016
Rückerstattung vermiedener Netznutzungsentgelte	Mikro-KWK	§ 4 Abs. 3 KWKG 2014
Vergütung nach KWK-Index	Mikro-KWK	§ 4 Abs. 1 KWKG 2014, § 4 Abs. 3 KWKG 2016
Energiesteuerrückerstattung	Mikro-KWK	§ 2 Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnergieStG
Investitionszuschuss	Mikro-KWK	Mini-KWK-Richtlinie
Investitionszuschuss	Solarthermie	Marktanreizprogr.
Einspeisevergütung	Photovoltaik	§§ 37, 51 EEG 2014
Pflicht zur Entrichtung der anteiligen EEG-Umlage auf eigenverbrauchte Strommengen	Mikro-KWK, Photovoltaik	§ 61 Abs. 1 S. 2 EEG 2014
Kleinanlagenregelung / Bagatellgrenze bei der EEG-Umlage-Pflicht auf eigenverbrauchte Strommengen	Mikro-KWK, Photovoltaik	§ 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014

## 2.6 Zeitliche Differenzierung

Zur angemessenen Berücksichtigung der Variabilität thermischer und elektrischer Bedarfsprofile und Verfügbarkeitsprofile solarthermischer und solarelektrischer



Techniken wird für POPART eine vollchronologische, stündliche Differenzierung gewählt. Hinsichtlich der zeitlichen Struktur elektrischer und thermischer Bedarfe in Wohngebäuden stehen zunächst mit der VDI-Richtlinie 4655<sup>59</sup> sowie mit den BDEW-Standardlastprofil-Verfahren<sup>60</sup> zwei in Deutschland verbreitete Quellen zur Verfügung.

Beim BDEW-Verfahren zur Erstellung von Stromlastgängen, den sog. Standardlastprofilen, werden nämlich neun viertelstündig aufgelöste Tagesprofile, d.h. für Winter, Sommer und Übergangszeit und diese jeweils für Samstag, Sonntag und Wochenarbeitsstag zur Verfügung gestellt, die dann bei Bedarf entsprechend zu einem Jahresprofil zusammengesetzt werden können. Dabei werden zur Berücksichtigung der Tageslichtabhängigkeit des Strombedarfs die Tagesprofile mit einer gleitenden sog. Dynamisierungsfunktion des Tages im Jahr derart gewichtet, dass auf Wintertage ein höheres und Sommertage ein niedrigeres Gewicht entfällt. In ähnlicher Weise werden thermische Lastprofile nach dem BDEW-Verfahren als eine (sigmoide) Funktion des Jahresverlaufs der Tagesmittel der Außentemperaturen sowie gegebenen Tagesprofilen berechnet.

Die Vielfalt der Tagesprofile ist also gering. Insbesondere sind die Profile nicht zuvörderst mit dem Ziel entworfen und daher auch nur bedingt dazu geeignet, die Vielfalt in der Verbrauchsdynamik einzelner Haushalte bzw. Wohngebäude zu erfassen. Vielmehr geht es darum, für eine größere Gruppe von Haushalten bzw. Wohngebäuden eine möglichst gute Aussage zu treffen. Ein Rückgriff auf dieses Verfahren zur Erstellung Stromlastprofilen für die vorliegende Arbeit wird aus diesen beiden Gründen verworfen.

Beim Verfahren nach der VDI-Richtlinie 4655 kommen ebenfalls Tagesprofile zum Einsatz. Es liegen für zwei Gebäudegrößenkategorien (Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser) jeweils für Strom-, Raumwärme und Trinkwarmwasserbedarf, je zehn Tagesprofile vor nach Außentemperatur, Wochentag und Bewölkung, insgesamt also sechzig Profile. Zur Generierung eines Jahresprofils werden also zur Zuordnung der Tagesprofile Wetterdaten in Form von Verläufen von Außentemperatur und Bewölkung benötigt. Die auf diese Weise erzeugten Profile zeigen im Gegensatz zu den Profilen nach dem BDEW-Verfahren einen realistischen Verlauf auch für einzelne Haushalte bzw. Gebäude.

Darüber hinaus steht dem Autor eine am EIFER im Kontext der Arbeit von Koch (2016 S. 122, 160f) entstandene Datenbasis zur Verfügung, die ebenfalls gleichzeitig

---

<sup>59</sup> VDI (2008)

<sup>60</sup> BGW (2006), VDEW (2000). Bei BGW und VDEW handelt es sich um Vorgängerorganisationen des BDEW.

ganzjährige Lastprofile für den elektrischen als auch thermischen Bedarf bereitstellt. Da die verwendeten Teile unveröffentlicht sind, sollen sie nachfolgend zusammenfassend dargestellt werden.

Bei den elektrischen Lastprofilen handelt es sich um Ergebnisse einer stochastischen Bottom-Up-Simulation der 19 wichtigsten elektrischen Anwendung in einem typischen Haushalt nach Friedrich (2003). Diese Anwendungen werden charakterisiert nach ihren potenziellen Betriebstageszeitfenstern, täglicher Mindest- und Höchstbetriebsdauer sowie Minimal- und Maximallast. Diese Größen stehen wiederum in Abhängigkeit von Wochentag und Jahreszeit. Bei mehrmaliger Anwendung wird eine Korrelation mit durch die VDEW-Methode erzeugten Lastgängen mit einem Korrelationskoeffizienten von bis zu 0.84 erreicht.

Für Wärme werden für Raumwärme und Trinkwarmwasser getrennt Lastprofile erstellt. Für Raumwärme liegen Messdaten aus einem am Europäischen Institut für Energieforschung (EIFER) über einen Zeitraum von zwei Jahren an acht Einfamilienhäusern mit zwei bis vier Bewohnern durchgeführten Feldversuch vor. Mit einem an Pielke (2010 S. 35ff) orientierten statistischen Verfahren werden basierend auf diesen Messdaten eine Vielzahl von Lastprofilen abgeleitet. Den Lastprofilen für Trinkwarmwasser liegt analog zu den elektrischen Profilen eine technisch-physikalische Bottom-up-Simulation nach Jordan und Vajen (2001) in der TRNSYS-Umgebung der wichtigsten Klassen von Anwendungen zugrunde<sup>61</sup>.

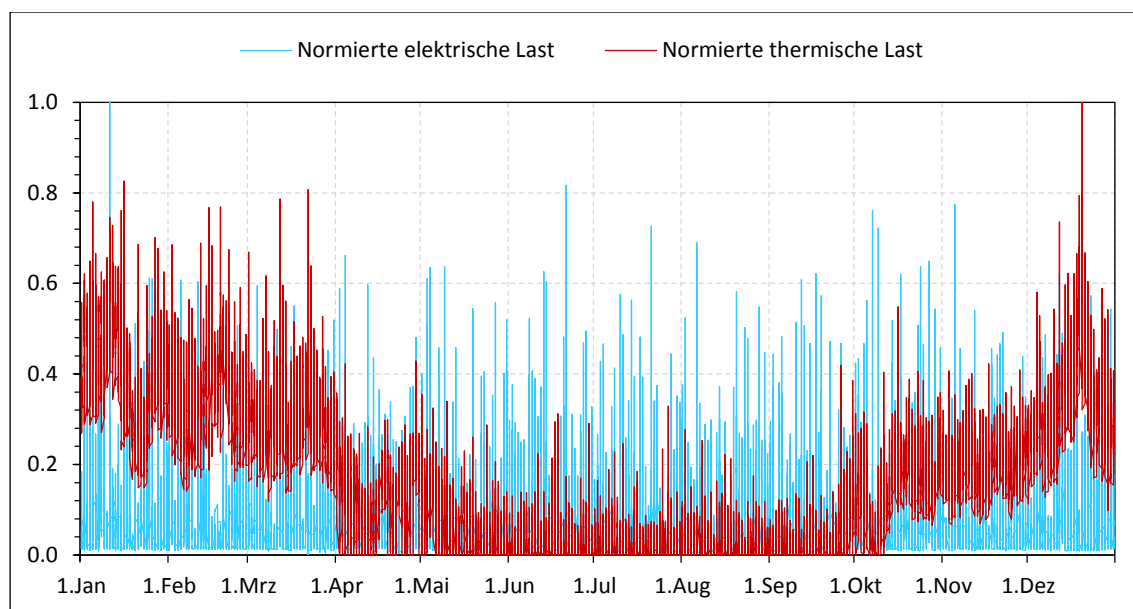


Abbildung 2-4: Für POPART verwendete normierte elektrische und thermische Lastprofile

<sup>61</sup> In diesem Fall sind es derer vier: Baden, Duschen, kurze Anwendungen wie Händewaschen sowie mittlere Lasten wie der Betrieb eines Geschirrspülers.

Damit steht eine Quelle für konsistente thermische und elektrische Bedarfsprofile mit ganzjähriger Variabilität anstatt einer Aneinanderreihung einer begrenzten Anzahl von Tagesprofilen zur Verfügung. Daher werden diese für die Charakterisierung der zeitlichen Struktur thermischer und elektrischer Bedarfe im POPART-Modell herangezogen. Die verwendeten Profile sind in Abbildung 2-4 dargestellt.

## 2.7 Diskontierungssatz

Bei der Anwendung des Kapitalwertansatzes aus der dynamischen Investitionsrechnung kommt zur Berücksichtigung der Zeitwertigkeit von Ausgaben und Einnahmen der Wahl des Zinssatzes eine große Bedeutung zu. Sie muss konsistent mit dem Analysekontext, dem Untersuchungsobjekt und dem Erkenntnisziel sein. Für die vorliegende Studie soll der angenommene Zinssatz damit den Marktpreis für Kapital für private Investoren wie Privathaushalte auf mittlere Frist reflektieren<sup>62</sup>. Da im Modell alle Zahlungsströme zu konstanten, realen Preisen abgebildet werden, handelt es sich um einen Realzins. Bei der Wahl eines geeigneten Zahlenwertes ist auf die gegenwärtige im Zeitraum der Niederschrift anhaltende Niedrigzinsphase zu verweisen. Kaschub (2017 S. 107) argumentiert<sup>63</sup> mit „dem Bankzins für Darlehen“ und verweist auf „in den letzten Jahren [...] kontinuierlich gefallen[en] Zinsen“. Gleichzeitig verweist er allerdings auf unter 1 % gefallene „langfristige Rendite öffentlicher Anleihen“. Diese Argumentation entspricht eher einer Ausrichtung des Zinssatzes an den Opportunitätskosten des Verzichts auf Erträge aus alternativer Kapitalanlage. Letztlich stellt der Diskontierungssatz einen Maßstab zum Vergleich beim Investitionsalternativen dar. Entscheidend ist, dass dieser Maßstab zum Entscheidungszeitpunkt konsistent mit der Entscheidungssituation des jeweiligen Investors bzw. mit den Erkenntniszielen der Modellbildung ist.

Bei ähnlichem Kontext und mit vergleichbarer Argumentation geht Merkel (2016 S. 192) von 5% aus, Kaschub (2017 S. 107) von 4%, Schulz und Brandstädt (2013 S. 17) von 3,5%, während Bardt et al. (2014 S. 41) 3% ansetzen. Alle angeführten Zinssätze reflektieren letztlich ein normatives Erkenntnisziel. Sie sind also nicht an der Deskription (mitunter nicht-rationalen) Investitionsverhaltens realer Akteure ausgerichtet<sup>64</sup>, sondern daran, rationale Investitionsentscheidungen bzw. Handlungsempfehlungen abzuleiten. Sie gehen mit anderen Worten implizit von einem idealisierten rationalen, risikoneutralen Investor mit unbeschränktem Kapitalmarktzugang aus bzw. entwickeln Handlungsempfehlungen für solche Investoren. Für alle den Ergebnissen in Abschnitt 6 zugrundeliegenden Modellläufe mit dem

---

<sup>62</sup> vgl. Steinbach und Staniaszek (2015)

<sup>63</sup> mit Verweis auf Konstantin (2009 S. 184)

<sup>64</sup> vgl. die Diskussion zur alternativen Verwendung höherer Zinssätze zur Abbildung nicht-rationalen Entscheidungsverhaltens bzw. Hemmnissen in Steinbach und Staniaszek (2015)

POPART-Modell wird daher insgesamt ein Zinssatz von 3 % verwendet. Bei einer zukünftigen Modellanwendung müsste für den Fall des Anstiegs des Leitzinses, von Darlehenszinssätzen sowie der Verzinsung risikoloser Anlageoptionen für Haushalte und andere private Investoren entsprechend ein höherer Satz gewählt werden.

## 3 Formale Beschreibung

Der folgende Abschnitt gibt eine formale Beschreibung des Systems algebraischer Gleichungen und Ungleichungen, die die Zielfunktion und Nebenbedingungen des POPART-Modells konstituieren. Zunächst erfolgt in Abschnitt 3.1 Angabe und Erläuterung der verwendeten Nomenklatur bzw. Symbolik. Abschnitt 3.2 erläutert dann die Zusammensetzung der Zielfunktion. Abschnitt 3.3 stellt dann Maßnahmen zur Reduktion der Modellkomplexität und die entsprechend modifizierte Zielfunktion vor. Diese Modifikationen werden für den Rest des Abschnitts sowie im Folgeabschnitt zugrunde gelegt. Abschnitt 3.4 beschreibt abschließend die Nebenbedingungen, die zur technisch-wirtschaftlichen Beschreibung des modellierten Systems sowie seiner Eigenschaften, Anforderungen und Grenzen dienen und so den Rahmen für die Ausgabenminimierung definieren.

### 3.1 Symbolik

Zur formalen Beschreibung des POPART-Modells werden folgende Symbole verwendet<sup>65</sup>.

#### *Indizes und Indexmengen*

Tabelle 3-1: Verzeichnis der im POPART-Modell verwendeten Indizes und Indexmengen

Index bzw. Indexmenge	Bedeutung
$t \in T = \{\text{gasb, elpur, mchp, hp, pv, solth}\}$	Umwandlungs- bzw. Versorgungstechnologien: Gaskessel, Netzbezug, Mikro-KWK-Anlage, Wärmepumpe, Photovoltaik und Solarthermie
$y \in Y = \{1, \dots, 20\}$	Jahre des Betrachtungszeitraums
$h \in H = \{1, \dots, 8760\}$	Stunden eines Jahres
$u \in U = \{\text{el, th}\}$	Energie-Anwendungen bzw. Nutzenergieformen: Strom und Wärme

<sup>65</sup> Für Parameter und Variablen werden zumeist griechische, für Indizes sowie Indexmengen lateinische Buchstaben verwendet. Für Parameter, Variable, Indizes und Indexmengen sind dabei auf jeweils genau ein Buchstabe verwendet (und ggf. hochgestellt genauer spezifiziert). Die Wahl der Symbole ist nach Intuition an deren Bedeutung orientiert (nach Begriffen aus der deutschen oder englischen Sprache). So steht bspw.  $\delta$  für *Diskontierungssatz*,  $\alpha$  für *Aktivität*,  $\kappa$  für *Kapazität*,  $\chi$  für *charge* (also Ladezustand),  $\Lambda$  für *Last* usf. Zur klareren Abhebung sind Variable **fett** gesetzt. Die Symbole  $\xi$  bzw.  $\Xi$  stehen für *expenditures*, also Ausgaben, wobei hier auch negative Ausgaben, also Einnahmen erfasst werden. Für bezogene Größen (in €/kWh) wie Preise, Umlagen oder ähnliches wird das Symbol  $\xi$  verwendet, für absolute Größen (in €) hingegen  $\Xi$ . Zusätzlich zum nachfolgenden Symbolverzeichnis werden die Symbole zugunsten der Lesbarkeit auch bei der Erläuterung der einzelnen Gleichungen erneut einzeln und kontextbezogen eingeführt.

Parameter

Tabelle 3-2: Verzeichnis der im POPART-Modell verwendeten Parameter

Symbol	Bedeutung	Einheit
$\xi_t^{inv,m}$	Kapazitätsspezifischer Anteil der investitionsabhängigen Ausgaben der Technik $t$	€/kW
$\xi_t^{inv,b}$	Fixer Anteil der investitionsabhängigen Ausgaben der Technik $t$	€
$\xi_u^{st,m}$	Kapazitätsspezifischer Anteil der investitionsabhängigen Ausgaben für Speicher für die Energieform $u$	€/kWh
$\xi_u^{st,b}$	Fixer Anteil der investitionsabhängigen Ausgaben für Speicher für die Energieform $u$	€
$\xi_{t,y}^{fin}$	Spezifische Ausgaben für Endenergie (Strom oder Gas) für die Technik $t$ im Jahr $y$ <sup>66</sup>	€/kWh
$\xi_{t,y}^{fit}$	Vergütungen für in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeiste Strommengen durch die Technik $t$ im Jahr $y$	€/kWh
$\xi_{pv}^{fit}$	Photovoltaik-Einspeisetarif nach §51 EEG 2014	€/kWh
$\xi_{h,y}^{pp}$	Einheitlicher KWK-Erzeugungszuschlag-Zuschlag <sup>67</sup> nach § 7 Abs. 1 KWKG 2014	€/kWh
$\xi_{h,y}^{fi}$	Einnahmen aus Stromeinspeisung aus von aus KWK erzeugten Strommengen nach §4 Abs. 3 KWKG 2016 bzw. § 4 Abs. 3 KWG 2014	€/kWh
$\xi_{mchp}^{fip}$	Einspeisezuschlag <sup>68</sup> nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 KWKG 2016	€/kWh
$\xi_{mchp}^{scp}$	Selbstverbrauchszuschlag <sup>69</sup> nach § 7 Abs. 3 Nr. 1a KWKG 2016	€/kWh

<sup>66</sup> vgl. Abschnitt 5.2

<sup>67</sup> *pp* für *production premium*

<sup>68</sup> *fip* für *feed-in premium*

<sup>69</sup> *scp* für *self-consumption premium*

$\xi_{t,y}^{O\&M}$	Wartungs- und Instandhaltungs-Ausgaben der Technik $t$ im Jahr $y$	€/kWh
$\xi^{eequ}$	Anteilige EEG-Umlage nach § 61 Abs. 1 EEG 2014	€/kWh
$\kappa_t^{min}$	Mindestkapazitäten für die Zubauentscheidung für Technik $t$	kW
$\eta_{t,u}$	Verhältnis aus Nennleistung und Leistungsaufnahme der Technik $t$ für die Abgabe der (Nutz-) Energieform $u$	/
$\eta_u^{st}$	Speicherzyklenwirkungsgrad für die Energieform $u$	/
$\lambda_{h,u}$	Lastgang: Normierter Bedarf nach (Nutz-) Energieform $u$ in der Stunde $h$	/
$\Lambda_u$	Gebäudeauslegungslast	kW
$A_h$	Verfügbarkeit solarer Strahlung in der Stunde $h$	/
$\chi_{0,u}$	Anfangsladezustand der Speicher	kWh
$\delta$	Kalkulationszinssatz	%
$\omega_t$	Technische Nutzungsdauer der Technik $t$	a
$\hat{Y} =  Y $	Umfang des Betrachtungszeitraums, Modellhorizont	a
$M$	Große Zahl	/

Darüber hinaus werden folgende einheitenlosen Korrekturkoeffizienten verwendet<sup>70</sup>.

$\Pi_t$	Preissteigerungskorrekturkoeffizient
$\Psi_t$	Laufzeitkorrekturkoeffizient
$\Phi_t$	Reinvestitionskorrekturkoeffizient
$\Delta_\delta$	Rentenbarwertfaktor

<sup>70</sup> vgl. insb. Abschnitt 3.3

Variable

Tabelle 3-3: Verzeichnis der im POPART-Modell verwendeten Variablen

Symbol	Bedeutung	Einheit
<i>Kontinuierliche Variable<sup>71</sup></i>		
$\mathcal{E}^{\text{tot}}$	Diskontierte Gesamtausgaben (zugl. Zielwert)	€
$\mathcal{E}^{\text{inv}}$	Gesamtinvestitionen	€
$\mathcal{E}^{\text{inv,tot}}$	Gesamtinvestition in Umwandlungskapazitäten	€
$\mathcal{E}_y^{\text{var}}$	Gesamte variable Netto-Ausgaben im Jahr $y$	€/a
$\mathcal{E}_{h,t,y}^{\text{var}}$	Variable Ausgaben für Technik $t$ in der Stunde $h$ im Jahr $y$	€/a
$\mathcal{E}_{t,y}^{\text{eeгу}}$	EEG-Umlagezahlungen der Technik $t$ im Jahr $y$	€/a
$\mathcal{E}^{\text{inv,st,tot}}$	Gesamtinvestition in Speicherkapazitäten	€
$\mathcal{E}_y^{\text{O\&M,tot}}$	Gesamte Ausgaben für Wartung und Instandhaltung im Jahr $y$	€/a
$\mathcal{E}_y^{\text{fin,tot}}$	Gesamte Ausgaben für Bezug von Endenergieträgern im Jahr $y$	€/a
$\mathcal{E}_y^{\text{eeгу,tot}}$	Gesamte Ausgaben für EEG-Umlage-Zahlungen auf selbstverbrauchte Strommengen	€
$\mathcal{E}_y^{\text{neg,tot}}$	Gesamte Einnahmen für eingespeiste Strommengen und Vergütungen nach KWKG und EEG im Jahr $y$	€/a
$\mathcal{E}_y^{\text{exem,tot}}$	Gesamte Nachlässe (Rückerstattung der Energiesteuer nach § 53a Abs. 6 EnergieStG bzw. vermiedener Netznutzungsentgelte nach § 4 Abs. 3 KWKG 2014)	€
$\kappa_t$	Kapazität der Technik $t$ bezogen auf die Endenergieaufnahme <sup>72</sup>	kW
$\kappa_u^{\text{st}}$	Elektrische bzw. thermische Speicherkapazität	kWh

<sup>71</sup> Bei  $\mathcal{E}^{\text{tot}}$ ,  $\mathcal{E}_y^{\text{var}}$  und  $\mathcal{E}_{h,t,y}^{\text{var}}$  handelt es sich um eine freie, bei allen anderen um positive Variable

<sup>72</sup> bspw. die Brennstoffleistung



$\alpha_{h,t,y}$	Aktivität der Technik $t$ in der Stunde $h$ im Jahr $y$ bezogen auf die Endenergieaufnahme	kW, kWh <sup>73</sup>
$\alpha_{h,t,y}^{fit}$	Elektrische Einspeisung der Technik $t$ in der Stunde $h$ im Jahr $y$	kW, kWh
$\alpha_{h,u,t,y}^{dir}$	Direkte Verwendung der Abgabe der Technik $t$ von Energieform $u$ in der Stunde $h$ im Jahr $y$	kW, kWh
$\alpha_{h,u,t,y}^{hp}$	Verwendung der Abgabe der Technik $t$ von Energieform $u$ in der Stunde $h$ im Jahr $y$ zum Betrieb einer Wärmepumpe	kW, kWh
$\alpha_{h,u,t,y}^{exc}$	Überschüsse der Energieform $u$ in Stunde $h$ produziert durch Technik $t$ im Jahr $y$ <sup>74</sup>	kW, kWh
$\alpha_{h,t,y}^{self}$	Selbstverbrauch elektrischen Stroms in Stunde $h$ aus Technik $t$ im Jahr $y$	kWh
$\alpha_{t,y}^{self,ee gu,tot}$	Gesamter EEG-Umlage-pflichtiger Selbstverbrauch aus Technik $t$ im Jahr $y$	kWh
$\alpha_{h,u,t,y}^{st,i}$	Einspeicherung der Energieform $u$ aus der Technik $t$ in der Stunde $h$ im Jahr $y$	kW, kWh
$\alpha_{h,u,y}^{st,o}$	Ausspeicherung der Energieform $u$ in der Stunde $h$ im Jahr $y$	kW, kWh
$\alpha_{h,u,y}^{st,loss}$	Speicherverluste der Energieform $u$ in der Stunde $h$ im Jahr $y$	kW, kWh
$\chi_{h,u}$	Speicherladezustand der Energieform $u$ in der Stunde $h$	kWh
$\alpha_{h,el,mchp,y}^{exc,fp,45000}$	Vollbenutzungsstunden mit Einspeisezuschlag <sup>75</sup> $\xi_{mchp}^{fp}$ nach § 7 Abs. 1 KWKG 2016 im Jahr $y$	kWh
$\alpha_{h,mchp,y}^{self,scp,45000}$	Vollbenutzungsstunden mit Selbstverbrauchszuschlag $\xi_{mchp}^{scp}$ nach § 7 Abs. 3 KWKG 2016 im Jahr $y$	kWh

*Binäre Variable*

$\kappa_t^{ind}$  Indikatorvariable für Investition in Technik  $t$

<sup>73</sup> Durch den Bezug auf Stunden sind beide Einheiten zutreffend.

<sup>74</sup> im Fall von  $u=\{el\}$  Stromeinspeisung in ein Netz der öffentlichen Versorgung; im Fall von  $u=\{th\}$  vgl. Gleichung 3-34

<sup>75</sup> *fp* für *feed-in premium*

$\kappa_u^{st,ind}$	Indikatorvariable für Investition in Speichertechnik zur Speicherung der Energieform $u$
$\kappa_t^{baga,ind}$	Indikatorvariable für die Überschreitung der sog. Bagatellgrenze von 10 kW <sub>el</sub> durch Technik $t$
$\alpha_{h,u}^{st,ind,i}$	Indikatorvariable für Einspeicherung der Energieform $u$ in Stunde $h$
$\alpha_{h,u}^{st,ind,o}$	Indikatorvariable für Ausspeicherung der Energieform $u$ in Stunde $h$

## 3.2 Zielfunktion

### Überblick

Es soll der Zielwert der diskontierten Gesamtausgaben  $\Xi^{tot}$  minimiert werden, die sich ergeben als die gesamten Anfangsinvestitionen  $\Xi^{inv}$  in Versorgungs- bzw. Umwandlungstechniken  $\Xi^{inv,tot}$  sowie Speichertechniken  $\Xi^{inv,st,tot}$  zuzüglich der auf das Anfangsjahr abgezinsten Zahlungsreihe der jährlichen Netto-Ausgaben  $\Xi_y^{var}$  über den Betrachtungszeitraum  $Y$ , d.h. Ausgaben abzüglich Einnahmen. Die jährlichen Ausgaben ergeben sich als Summe der Ausgaben für Endenergie, d.h. Gas- und Strombezug  $\Xi_y^{fin,tot}$ , Wartungs- und Instandhaltungs-Ausgaben  $\Xi_y^{O\&M,tot}$  sowie EEG-Umlage-Zahlungen  $\Xi_y^{eequ,tot}$ <sup>76</sup>. Diese jährlichen Ausgaben werden bereinigt um die negativen Ausgaben, also der Einnahmen  $\Xi_y^{neg,tot}$  aus Einspeisetarifen und Erzeugungszuschlägen<sup>77</sup> bzw. Einspeisezuschüssen und Selbstverbrauchszuschüssen<sup>78</sup> sowie Rückerstattungen  $\Xi_y^{exem,tot}$ <sup>79</sup>. Die Zielfunktion lässt sich also zunächst wie in Gleichung 3-1 überblicksartig angeben als

$$\begin{aligned}
 \min \Xi^{tot} &= \Xi^{inv} + \sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y} \Xi_y^{var} \\
 &= \underbrace{\Xi^{inv,tot} + \Xi^{inv,st,tot}}_{\Xi^{inv}} \\
 &+ \sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y} \underbrace{\left( \Xi_y^{fin,tot} + \Xi_y^{O\&M,tot} + \Xi_y^{eequ,tot} - \Xi_y^{neg,tot} - \Xi_y^{exem,tot} \right)}_{\Xi_y^{var}}
 \end{aligned}
 \tag{3-1}$$

---

<sup>76</sup> nach § 61 EEG 2014

<sup>77</sup> nach § 7 KWKG 2014

<sup>78</sup> nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 bzw. § 3 Abs. 3 Nr. 1a KWKG 2016

<sup>79</sup> nach § 53a Abs. 6 EnergieStG bzw. nach § 4 Abs. 3 KWKG 2014

### Investitionen in Umwandlungskapazitäten

Die Anfangsinvestitionen in Versorgungs- bzw. Umwandlungstechniken  $\Xi^{inv,tot}$  ergeben sich als Summe der Investitionen in die technischen Systemkomponenten  $t \in T$ . Diese Investitionen werden, wie in Abschnitt 2.4 beschrieben, jeweils unterschieden in einen proportional kapazitätsabhängigen Teil  $\kappa_t \cdot \xi_t^{inv,m}$ , der sich als Produkt der Entscheidungsvariablen der Kapazität  $\kappa_t$  und der spezifischen Investition  $\xi_t^{inv,m}$  ergibt, sowie einen installationsfixen Teil, der sich als Produkt der installationsfixen Investitionen  $\xi_t^{inv,b}$  und der binären Indikatorvariablen  $\kappa_t^{ind} \in \{0,1\}$  ergibt (Gleichung 3-2). Gleichung 3-26 (vgl. Abschnitt 3.4) bedingt diese zu 1 genau dann wenn  $\kappa_t > 0$ . Die Summe beider Produkte wird dann um den in Abschnitt 3.3 beschriebenen Reinvestitionskorrekturkoeffizienten  $\Phi_t$  bereinigt.

$$\Xi^{inv,tot} = \sum_{t \in T} \Phi_t (\kappa_t \cdot \xi_t^{inv,m} + \kappa_t^{ind} \cdot \xi_t^{inv,b}) \quad (3-2)$$

### Investitionen in Speicherkapazitäten

Die Berechnung der Investitionen in Speicher erfolgt auf ähnliche Weise nach Gleichung 3-3. Zunächst ergeben diese sich als die Summe der Investitionen in Speicher für beide Energieformen  $u \in U = \{el, th\}$  Strom und Wärme. Für jede dieser beiden wird nun wieder ein speicherkapazitätsproportionaler Teil als Produkt aus der Entscheidungsvariablen der Speicherkapazität  $\kappa_u^{st}$  und der speicherkapazitätsspezifischen Investitionen  $\xi_u^{inv,st,m}$  sowie ein installationsfixer Teil als Produkt aus der binären Indikatorvariablen  $\kappa_u^{st,ind} \in \{0,1\}$  und der installationsfixen Investitionen  $\xi_u^{inv,st,b}$  angesetzt. Ersterer Teil wird um den Reinvestitionskorrekturkoeffizienten  $\Phi_u^{st}$  bereinigt, um die Ersatzinvestition in Batteriespeicher zu berücksichtigen.

$$\Xi^{inv,st,tot} = \sum_{u \in U} (\kappa_u^{st} \cdot \xi_u^{inv,st,m} \cdot \Phi_u^{st} + \kappa_u^{st,ind} \cdot \xi_u^{inv,st,b}) \quad (3-3)$$

### Berücksichtigung von Reinvestitionen in Umwandlungskapazitäten

Wie in Abschnitt 2.3 beschrieben werden keine Bestandskapazitäten berücksichtigt. Weiterhin konzentriert die dargestellte Definition der Zielfunktion die Investitionsentscheidung auf einen Zeitpunkt in  $y = 1$  und betrachtet einen Betrieb der gewählten gleichbleibenden Konfiguration über den Betrachtungszeitraum bzw. Modellhorizont. Um vom Modellhorizont  $\hat{Y}$  abweichende technische Lebensdauern  $\omega_t \neq \hat{Y}$ , d.h. insbesondere die Notwendigkeit der Reinvestition bei technischen Lebensdauern, die den Modellhorizont unterschreiten, berücksichtigen zu können, wird ein Korrekturkoeffizient  $\Phi_t$  eingeführt, der gemäß Gleichung 3-4 die entsprechend ab-

gezinsten(n) Reinvestition(en) der in der Zielfunktion angesetzten (Anfangs-)Investition  $\Xi_t^{inv}$  zuschlägt und die ebenfalls entsprechend abgezinsten, den Modellhorizont überschreitenden Zeitanteile herausrechnet:

$$\Xi_t^{inv,\Phi} = \Xi_t^{inv} \cdot \Phi_t \quad (3-4)$$

Für einen Modellhorizont von  $\hat{Y} = 20$ , einer Nutzungsdauer  $\omega_t$  einer Technik  $t$  von 10 Jahren und einem Diskontsatz von  $\delta = 5\%$  ergibt sich so bspw.  $\Phi = 1 + (1 + 0,05)^{-10} \approx 1,6$ . Allgemein, d.h. insbesondere wenn die Länge des Betrachtungszeitraums in Jahren nicht ein Vielfaches der Nutzungsdauer ist, kann die Berechnung wie in Gleichung 3-5 angegeben werden, wobei der Minuend die Anfangsinvestition sowie die abgezinsten Ersatzinvestitionen und der Subtrahend die Anrechnung des Restwerts nach dem Modellhorizont abbildet.

$$\Phi_t(\hat{Y}, \delta) = \sum_{n=0}^{\lfloor \frac{\hat{Y}}{\omega_t} \rfloor} (1 + \delta)^{-n \cdot \omega_t} - \sum_{n=\hat{Y}+1}^{\omega_t \cdot \lfloor \frac{\hat{Y}}{\omega_t} \rfloor} \left( \frac{1}{\omega_t} \right) (1 + \delta)^{-n} \quad (3-5)$$

Für ein Beispiel mit einer Nutzungsdauer  $\omega_t$  von 8 Jahren bei einem Diskontierungssatz von 5 % und einer Länge des Betrachtungszeitraums  $\hat{Y}$  von 20 Jahren ergäbe sich als bspw.

$$\Phi_t(20, 5\%) = \sum_{n=0}^2 (1,05)^{-n \cdot 8} - \sum_{n=21}^{24} \left( \frac{1}{8} \right) (1,05)^{-n} = 2,13 - 0,17 = 1,97.$$

Weitere beispielhafte Zahlenwerte sind zur Veranschaulichung in Tabelle 3-4 angegeben.

Es bleibt kritisch anzumerken, dass dieses Vorgehen sich der Annuitätenmethode annähert, sich Sachverhalt und Darstellung durch konsequente Anwendung der Annuitätenmethode anstelle des Kapitalwertansatzes aber stark vereinfachen bzw. erübrigen würden.

#### *Ausgaben für Endenergiebezug*

In die Berechnung der jährlichen Ausgaben für Endenergie für das Jahr  $y \in Y$ , d.h. Gas- und Strom-Bezug, gehen gemäß Gleichung 3-6 die Aktivität  $\alpha_{h,t,y}$  der technischen Systemkomponenten  $t \in T$  in der Stunde  $h \in H$  sowie der Gas- bzw. Strompreis  $\xi_{t,y}^{fin}$  ein. Dabei ist zu beachten, dass die Aktivität  $\alpha_{h,t,y}$  wie in Abschnitt 3.1 beschrieben sich auf die Eingangsleistung der Technik  $t$  bezieht, wodurch sie sich in Kombination mit der zeitlichen Differenzierung in ganzen Stunden<sup>80</sup> bspw. für die

---

<sup>80</sup> ebd.

Technik Mikro-KWK zur Berechnung der Ausgaben für den Bezug von Gas direkt mit dem Gaspreis  $\xi_{mchp,y}^{fin}$  multiplizieren lässt. Für die Technik Wärmepumpe ist  $\xi_{hp,y}^{fin} = 0$ . Der Strombedarf der Wärmepumpe wird wie in Abschnitt 3.4 beschrieben gesondert erfasst<sup>81</sup> und die Ausgaben für Strombezug als solche erfasst.

$$\mathbb{E}_y^{fin,tot} = \sum_{t \in T} \sum_{h \in H} \alpha_{h,t,y} \cdot \xi_{t,y}^{fin}, \quad \forall y \in Y \quad (3-6)$$

Numerische Annahmen zu Strom- und Gstarifen werden in Abschnitt 5.2 zur Modellwendung getroffen.

#### *Wartungs- und Instandhaltungsausgaben*

Die Berechnung der Wartungs- und Instandhaltungsausgaben  $\mathbb{E}_y^{O\&M,tot}$  erfolgt analog nach Gleichung 3-7. Dabei ist bei der Berechnung des Modelleingangs-Parameters  $\xi_t^{O\&M}$  analog zur Berechnung der Ausgaben für Endenergie der Bezug auf die Eingangsleistung zu beachten.

$$\mathbb{E}_y^{O\&M,tot} = \sum_{t \in T} \sum_{h \in H} \alpha_{h,t,y} \cdot \xi_t^{O\&M} \quad (3-7)$$

#### *EEG-Umlage*

Die Berechnung der EEG-Umlage-Zahlungen auf selbstverbrauchte Strommengen  $\mathbb{E}_y^{eegu,tot}$  nach § 61 EEG 2014<sup>82</sup> erfolgt als Produkt des umlagepflichten Selbstverbrauchs-Strommengen  $\alpha_{t,y}^{self,eegu,tot}$  und des Umlagesatzes  $\xi^{eegu}$  nach Gleichung 3-8. Die hierfür entscheidende gleichzeitige Berücksichtigung der kapazitäts- als auch der produktionsbezogenen sog. Bagatellgrenze für Kleinanlagen nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014 ist in Abschnitt 3.4 beschrieben. Die umlagepflichtigen Selbstverbrauchs-Strommengen  $\alpha_{t,y}^{self,eegu,tot}$  berechnen sich nach Gleichungen 3-45 bis 3-49.

$$\mathbb{E}_y^{eegu,tot} = \sum_{t \in \{pv,mchp\}} \alpha_{t,y}^{self,eegu,tot} \cdot \xi^{eegu} \quad (3-8)$$

Die EEG-Umlagezahlungen für vom Netz bezogene Strommengen ist in der Strompreisannahme  $\xi_{t,y}^{fin}$  enthalten und wird im Modell nicht gesondert betrachtet.

<sup>81</sup> vgl. Gleichung 3-29

<sup>82</sup> vgl. Abschnitt 2.5

### Einnahmen

Die gesamten jährlichen Einnahmen (ausgedrückt als negative Ausgaben)  $\mathcal{E}_y^{neg,tot}$  ergeben sich als Summe aus Einnahmen gemäß Einspeisetarifen<sup>83</sup>, und Erzeugungszuschlägen<sup>84</sup> bzw. Einspeisezuschüssen und Selbstverbrauchszuschüssen<sup>85</sup> und Stromverkäufen aus Mikro-KWK, nach KWK-Index oder zu Strombörsenpreisen. Zur Berechnung der Einnahmen aus Einspeisung photovoltaisch erzeugter Strommengen nach §51 EEG 2014 wird für jede Stunde  $h \in H$  die eingespeiste Strommenge  $\alpha_{h,el,pv,y}^{exc}$  mit dem Einspeisetarif  $\xi_{pv}^{fit}$  multipliziert. Die Berechnung von  $\alpha_{h,el,pv,y}^{exc}$  ist in Abschnitt 3.4 beschrieben. Zur Berechnung des Einspeisezuschlags gemäß § 7 KWKG 2016 wird analog vorgegangen.

Die gesamten jährlichen Einnahmen setzen sich aus folgenden vier Posten zusammen:

- Eingespeiste, d.h. weder direkt selbstverbrauchte oder eingespeicherte Photovoltaik-Stromproduktion  $\alpha_{h,el,pv,y}^{exc}$  wird nach Einspeisetarif gemäß § 51 EEG 2014 in das öffentliche Netz eingespeist und mit dem Satz  $\xi_{pv}^{fit}$  vergütet. Die Berechnung von  $\alpha_{h,el,pv,y}^{exc}$  wird in Abschnitt 3.4 bzw. Gleichung 3-45 beschrieben.
- Etwas komplexer ist die Situation bei der Mikro-KWK. Nach KWKG gibt es wie in Abschnitt 2.5 ausführlicher dargestellt zunächst für eingespeiste Strommengen eine Durchleitungs- bzw. Abnahmeverpflichtung für den Verteilnetzbetreiber und die Vorschrift, mindestens nach dem gemittelten Börsenpreis für Grundlaststrom des Vorquartals zu vergüten<sup>86</sup>.
- Im KWKG 2014 gibt es zusätzlich nach § 7 einen Zuschlag auf jede erzeugte Kilowattstunde unabhängig von ihrer Verwendung in Höhe von 5,41 ct/kWh für höchstens zehn Jahre oder höchstens 30 000 Vollbenutzungsstunden.
- Im KWKG 2016 wird diese einheitliche Vergütung zugunsten einer nach Verwendung unterscheidenden Vergütungssätzen aufgegeben, wonach eingespeiste Strommengen (für Anlagen bis 50 kW<sub>el</sub>) mit 8 ct/kWh<sup>87</sup> und selbstverbrauchte Strommengen mit 4 ct/kWh<sup>88</sup> vergütet werden. Diese Sätze werden<sup>89</sup> für zusammen höchstens 45 000 Vollbenutzungsstunden<sup>90</sup> gezahlt.

---

<sup>83</sup> nach § 51 EEG 2014

<sup>84</sup> nach § 7 KWKG 2014

<sup>85</sup> nach § 7 KWKG 2016

<sup>86</sup> vgl. § 4 Abs. 3 KWKG 2016

<sup>87</sup> § 7 Abs. 1

<sup>88</sup> § 7 Abs. 3

<sup>89</sup> § 8 Abs. 1

<sup>90</sup> Diese Zahl entspricht dem Gesetzentwurf zum KWKG 2016 vom Oktober 2015 (vgl. die Einleitung zu Abschnitt 4 sowie das Rechtstquellenverzeichnis); nach § 8 Abs. 1 der endgültigen Fassung des KWKG 2016 gilt hingegen 60 000 Vollbenutzungsstunden.

Zur Abbildung dieser Vorschriften im Modell werden die Variablen  $\alpha_{h,mchp,y}^{exc,fip,45000}$  für die Vollbenutzungsstunden mit Einspeisezuschlag<sup>91</sup>  $\xi_{mchp}^{fip}$  und  $\alpha_{h,mchp,y}^{self,scp,45000}$  für die Vollbenutzungsstunden mit Selbstverbrauchszuschlag<sup>92</sup>  $\xi_{mchp}^{scp}$  verwendet. Für diese wird durch geeignete Nebenbedingungen<sup>93</sup> einerseits sichergestellt, dass insgesamt die Vollbenutzungsstundenobergrenze eingehalten wird und andererseits darüber hinaus eine Einspeisung bzw. ein Selbstverbrauch ohne Zuschlag möglich ist. Der Erzeugungszuschlag nach § 7 KWKG 2014 kann auf diese Weise ebenfalls abgebildet werden, indem  $\xi_{mchp}^{fip}$  und  $\xi_{mchp}^{scp}$  auf den gleichen einheitlichen Wert gesetzt werden und die Volllaststundengrenze entsprechend angepasst wird<sup>94</sup>.

- Zusätzlich erhält die in der Stunde  $h \in H$  eingespeiste Strommenge  $\alpha_{h,el,mchp,y}^{exc}$  ohne Obergrenze ihren Gegenwert  $\xi_{h,y}^{fi}$  in Form des KWK-Index oder des Börsenstrompreises.

Insgesamt ergeben sich die Einnahmen also gemäß Gleichung 3-9 zu

$$\begin{aligned} \bar{\varepsilon}_y^{neg,tot} = \sum_{h \in H} & (\alpha_{h,el,pv,y}^{exc} \cdot \xi_{pv}^{fit} + \alpha_{h,mchp,y}^{exc,fip,45000} \cdot \xi_{mchp}^{fip} \\ & + \alpha_{h,mchp,y}^{self,scp,45000} \cdot \xi_{mchp}^{scp} + \alpha_{h,el,mchp,y}^{exc} \cdot \xi_{h,y}^{fi}), \quad \forall y \in Y. \end{aligned} \quad (3-9)$$

Gleichungen 3-42 bis 3-44 gewährleisten zudem die Einhaltung der Vollbenutzungsstundenobergrenze gemäß § 8 Abs. 1 KWKG 2016.

### Nachlässe

Weiterhin gehen mit negativem Vorzeichen im wesentlichen zwei Posten ein, die unter dem Begriff Nachlässe in Gleichung 3-10 zusammengefasst werden sollen, nämlich für alle Stunden  $h \in H$  die vermiedenen Netznutzungsentgelte  $\xi^{vNNE}$  auf eingespeiste Strommengen aus Mikro-KWK  $\alpha_{h,el,mchp}^{exc}$  nach § 4 Abs. 3 KWKG 2014<sup>95</sup> sowie die Energiesteuerrückerstattung nach § 53a Abs. 6 EnergieStG, d.h. im vorliegenden Fall auf das in der Mikro-KWK-Anlage eingesetzte Gas, das durch den Bezug der die Aktivität abbildenden Entscheidungsvariablen  $\alpha_{h,t}$  auf die aufgenommene Leistung im Fall von Mikro-KWK-Anlagen der eingesetzten Gasmenge  $\alpha_{h,mchp}$  entspricht.

<sup>91</sup> *fip* für *feed-in premium*

<sup>92</sup> *scp* für *self-consumption premium*

<sup>93</sup> vgl. Abschnitt 3.4

<sup>94</sup> Auf diese Anwendung wird aber in diesem Aufsatz verzichtet (vgl. Abschnitt 4).

<sup>95</sup> bzw. nach § 18 StromNEV

$$\Xi_y^{exem,tot} = \sum_{h \in H} (\alpha_{h,el,mchp,y}^{exc} \cdot \xi^{vNNE} + \alpha_{h,mchp,y} \cdot \xi^{EnStRe}), \quad \forall y \in Y \quad (3-10)$$

### Zielfunktion

Damit lässt sich die Zielfunktion in ausführlicher Darstellung wie in Gleichung 3-11 angeben.

$$\begin{aligned} & \min \Xi^{tot} \\ & = \underbrace{\sum_{t \in T} \Phi_t (\kappa_t \cdot \xi_t^{inv,m} + \kappa_t^{ind} \cdot \xi_t^{inv,b})}_{\Xi^{inv,tot}} + \underbrace{\sum_{u \in U} (\kappa_u^{st} \cdot \xi_u^{inv,st,m} \cdot \Phi_u^{st} + \kappa_u^{st,ind} \cdot \xi_u^{inv,st,b})}_{\Xi^{inv,st,tot}} \\ & + \sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y} \left\{ \underbrace{\sum_{t \in T} \sum_{h \in H} (\alpha_{h,t,y} \cdot \xi_{t,y}^{fin})}_{\Xi_y^{fin,tot}} + \underbrace{\sum_{t \in T} \sum_{h \in H} (\alpha_{h,t,y} \cdot \xi_t^{O\&M})}_{\Xi_y^{O\&M,tot}} + \underbrace{\sum_{t \in \{pv,mchp\}} \alpha_{t,y}^{self,eequ,tot} \cdot \xi_{eequ}}_{\Xi_y^{eequ,tot}} \right. \\ & - \underbrace{\sum_{h \in H} (\alpha_{h,el,pv,y}^{exc} \cdot \xi_{pv,y}^{fit} + \alpha_{h,mchp,y} \cdot \xi_{h,y}^{pp} + \alpha_{h,mchp,y}^{exc} \cdot \xi_{h,y}^{fi} + \alpha_{h,el,mchp,y}^{exc,45000} \cdot \xi_{mchp}^{fip} + \alpha_{h,mchp,y}^{self,scp,45000} \cdot \xi_{mchp}^{scp})}_{\Xi_y^{neg,tot}} \\ & \left. - \underbrace{\sum_{h \in H} (\alpha_{h,el,mchp,y}^{exc} \cdot \xi^{vNNE} + \alpha_{h,mchp,y} \cdot \xi^{EnStRe})}_{\Xi_y^{exem,tot}} \right\} \end{aligned} \quad (3-11)$$

## 3.3 Reduktion der Modellkomplexität

### Zielsetzung und Voraussetzungen

Die Modellkomplexität lässt sich unter bestimmten Voraussetzungen reduzieren durch Berechnung lediglich eines Jahres  $\xi$  und Hochrechnung auf den Betrachtungszeitraum, d.h. Wegnahme des Index  $y$  von sämtlichen nach Jahren indizierten Entscheidungsvariablen (und Parametern). Dies verspricht zwar eine deutliche Reduktion der Modellkomplexität, allerdings entfällt in diesem Fall u.a. zunächst die Möglichkeit, Energiepreisveränderungen  $\xi_{t,y}^{fin}$  abzubilden. Weiterhin ist eine triviale Abbildung von Förderinstrumenten mit begrenzter Laufzeit in Jahren wie bspw. nach dem §7 KWKG 2014 bspw. durch  $\xi_{h,y}^{pp}$  nicht mehr möglich. Im Folgenden wird der in diesem Aufsatz verwendete Ansatz aufgezeigt, die Reduktion der Modellkomplexität zu erreichen und trotzdem Energiepreissteigerungen und begrenzte Förderinstrumentenlaufzeiten abbilden zu können.



Die Anzahl der Entscheidungsvariablen kann also unter bestimmten Voraussetzungen bzw. durch Treffen bestimmter Vereinfachungen durch Einsatz des Rentenbarwertfaktors  $\Delta_\delta$  gemäß Gleichung 3-12 deutlich reduziert werden<sup>96</sup>:

$$\min \Xi^{tot} = \Xi^{inv} + \sum_{y \in \hat{Y}} (1 + \delta)^{-y} \Xi_y^{var} = \Xi^{inv} + \Delta_\delta \Xi_y^{var} \quad (3-12)$$

mit dem Rentenbarwertfaktor  $\Delta_\delta$  bei Diskontierungssatz  $\delta$  nach Gleichung 3-13 für eine gleichförmige Zahlungsreihe  $\Xi_y^{var}$  über den Betrachtungszeitraum  $\hat{Y}$

$$\Delta_\delta = \frac{(1 + \delta)^{\hat{Y}} - 1}{(1 + \delta)^{\hat{Y}} \cdot \delta}. \quad (3-13)$$

Voraussetzung dafür ist insbesondere die Gleichförmigkeit der Zahlungsreihe  $\Xi_y^{var}$  (Gleichungen 3-14 und 3-15), d.h. dass für

$$\Xi_y^{var} = \Xi_y^{fin,tot} + \Xi_y^{O\&M,tot} + \Xi_y^{eequ,tot} - \Xi_y^{neg,tot} - \Xi_y^{exem,tot} \quad (3-14)$$

gilt, dass

$$\Xi_y^{var} = \Xi_1^{var} = \Xi_2^{var} = \dots = \Xi_{\hat{Y}}^{var} = \Xi^{var} \quad (3-15)$$

Dies impliziert allerdings insbesondere, dass

$$\sum_{h \in H} \alpha_{h,t,y} = \sum_{h \in H} \alpha_{h,t,1} = \sum_{h \in H} \alpha_{h,t,2} = \dots = \sum_{h \in H} \alpha_{h,t,\hat{Y}}, \quad \forall t \in T \quad (3-16)$$

und damit auch

$$\xi_{t,y}^{fin} = \xi_{t,1}^{fin} = \xi_{t,2}^{fin} = \dots = \xi_{t,\hat{Y}}^{fin} = \xi_t^{fin}, \quad \forall t \in T. \quad (3-17)$$

Gleichung 3-17 bedeutet insbesondere, dass ohne weitere Maßnahmen keine Preisveränderungen von Endenergieträgern berücksichtigt werden könnten. Nachfolgend ist der verwendete Ansatz zur Lösung der Problematik dargestellt.

### *Berücksichtigung von Preissteigerungen*

Um trotzdem Steigerungen des Preises  $\xi_{t,y}^{fin}$  für die für die Technik  $t$  eingesetzte Endenergie über die Jahre  $y$  abbilden zu können, wird vorgegangen wie folgt<sup>97</sup>. Voraussetzung für die Anwendung des im Folgenden beschriebenen Vorgehens ist dabei, wie in Gleichungen 3-18 und 3-19 dargestellt, ein gleichförmiges prozentuales, d.h.

<sup>96</sup> für eine überblicksartige Darstellung der Zielfunktion vgl. Gleichung 6-1

<sup>97</sup> Ähnliche Vorgehensweisen finden sich bei Theiß (2013 S. 70ff) oder Merkel (2016 S. 137).

exponentielles Wachstum um die Rate  $\pi_{t,y}$  der Endenergiepreise  $\xi_{t,y}^{fin}$  im Vergleich zu  $\xi_{t,1}^{fin}$  des für die Technik  $t$  eingesetzten Endenergieträgers, d.h. für ein Jahr  $y^* \in Y$

$$\xi_{t,y^*}^{fin} = \xi_{t,1}^{fin} \cdot \prod_{y=1}^{y^*} (1 + \pi_{t,y^*}) = \xi_{t,1}^{fin} \cdot (1 + \pi_t)^{y^*}, \quad \forall t \in T \quad (3-18)$$

mit

$$\pi_{t,y} = \pi_{t,1} = \pi_{t,2} = \dots = \pi_{t,\hat{Y}} = \pi_t. \quad (3-19)$$

Damit lässt sich ein preissteigerungsbereinigter Parameter  $\xi_t^{fin,\pi}$  ableiten, der sich gemäß Gleichung 3-20, verglichen mit einer Rechnung ohne Berücksichtigung von Preissteigerungen in  $\xi_{t,1}^{fin}$  bzw.  $\xi_t^{fin}$  und einen Preissteigerungskorrekturkoeffizienten  $\Pi_t$  aufteilen lässt:

$$\xi_t^{fin,\pi} = \xi_{t,1}^{fin} \cdot \Pi_t \quad (3-20)$$

Der Koeffizient  $\Pi_t$  gibt dabei nach Gleichung 3-21 das Verhältnis aus den Barwerten je einer normierten Zahlungsreihe mit konstanter Zunahme bzw. ohne an, d.h.

$$\Pi_t = \frac{\sum_{y \in Y} \left( \frac{1 + \pi_{t,y}}{1 + \delta} \right)^y}{\sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y}}. \quad (3-21)$$

Im Beispiel eines Modellhorizonts von zwanzig Jahren, eines Kalkulationszinses von  $\delta = 5\%$  und einer jährlichen Preissteigerung von  $\pi_t = 2\%$  beträgt  $\Pi_t \approx 1,2$ .

### *Begrenzte Laufzeit von Förderinstrumenten*

Mit einem ähnlichen Ansatz kann auch die begrenzte Laufzeit bestimmter Förderinstrumente berücksichtigt werden, bspw. die Begrenzung der KWK-Zuschlags nach § 7 KWKG 2014 auf 10 Jahre<sup>98</sup>. Ebenso wird Energiesteuerrückerstattung nur für den Abschreibungszeitraum der Anlage gewährt. Diese liegt typischerweise ebenfalls bei zehn Jahren. Zur Berücksichtigung einer solchen vom Modellhorizont  $\hat{Y}$  abweichenden Laufzeit  $\hat{Y}'$  von Förderinstrumenten für die Technik  $t$  über die Menge von Jahren  $Y' \subset Y$  wird gemäß Gleichung 3-22 der Parameter  $\xi_t^{pp}$  entsprechend korrigiert durch

$$\xi_t^{pp,\psi} = \xi_t^{pp} \cdot \Psi_t, \quad (3-22)$$

---

<sup>98</sup> Eigentlich sieht hier das KWKG 2014 zehn Jahre oder dreißigtausend Betriebsstunden vor. Letzteres ist nur vorzuziehen falls die Zahl der jährlichen durchschnittlichen Betriebsstunden unter dreitausend liegt. In der Praxis ist zumeist die Begrenzung auf zehn Jahre entscheidend.

wobei sich gemäß Gleichung 3-23 der Korrekturfaktor ergibt zu

$$\Psi_t = \frac{\sum_{y' \in Y'_t} (1 + \delta)^{-y'}}{\sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y}} \quad (3-23)$$

Im Beispiel eines Modellhorizonts  $\hat{Y}$  von zwanzig Jahren, einer Laufzeit  $\hat{Y}'_t$  von zehn Jahren und eines Kalkulationszinses von  $\delta = 5\%$  beträgt  $\Psi_t = 0,62$ .

#### *Zusammenfassung Korrekturfaktoren*

Es werden insgesamt also folgende Korrekturfaktoren verwendet:

- $\Pi_t$  zur Berücksichtigung von Gas- und Strom-Preissteigerungen,
- $\Psi_t$  zur Abbildung von vom Modellhorizont abweichenden Förderinstrumentlaufzeiten, sowie zusätzlich der bereits in Abschnitt 3.3 eingeführte Koeffizient
- $\Phi_t$  zur Erfassung von Reinvestitionen.

Die beiden nachfolgenden Tabellen fassen die verwendeten Korrekturfaktoren zusammen, wobei Tabelle 3-4 Berechnung und Anwendung und Tabelle 3-4 beispielhafte Werte in Abhängigkeit vom Diskontsatz  $\delta$  angibt. Alle Angaben gelten für einen Modellhorizont von zwanzig Jahren. Dabei beziehen sich die Werte für  $\Psi_t$  und  $\Phi_t$  für eine Förderinstrumentlaufzeit von zehn Jahren bzw. eine Reinvestition nach zehn Jahren. Die Werte für  $\Pi_t$  sind berechnet für eine jährlich zweiprozentige Preissteigerung. Ebenfalls angegeben ist der entsprechende Rentenbarwertfaktor  $\Delta_{\delta,20}$ .

Tabelle 3-4: Übersicht über Berechnung und Anwendung in der Zielfunktion verwendete Korrekturkoeffizienten

Bezeichnung	Symbol	Anwendung	Berechnung
Preissteigerungskorrekturkoeffizient	$\Pi_t$	$\xi_t^{fin,\pi}$ $= \xi_t^{fin} \cdot \Pi_t$	$\Pi_t(\pi, \delta) = \frac{\sum_{y \in Y} \left( \frac{1 + \pi_{t,y}}{1 + \delta} \right)^y}{\sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y}}$
Laufzeitkorrekturkoeffizient	$\Psi_t$	$\xi_t^{fip,\psi}$ $= \xi_t^{fip} \cdot \Psi_t$	$\Psi_t = \frac{\sum_{y' \in Y_t'} (1 + \delta)^{-y'}}{\sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y}}$
Reinvestitionskorrekturkoeffizient	$\Phi_t$	$\Xi_t^{inv,\phi}$ $= \Xi_t^{inv} \cdot \Phi_t$	$\Phi_t(\hat{Y}, \delta) = \sum_{n=0}^{\left\lfloor \frac{\hat{Y}}{\omega_t} \right\rfloor} (1 + \delta)^{-n \cdot \omega_t} - \sum_{n=\hat{Y}+1}^{\omega_t \cdot \left\lfloor \frac{\hat{Y}}{\omega_t} \right\rfloor} \left( \frac{1}{\omega_t} \right) (1 + \delta)^{-n}$
Rentenbarwertfaktor	$\Delta_\delta$	siehe Zielfunktion	$\Delta_\delta = \frac{(1 + \delta)^{\hat{Y}} - 1}{(1 + \delta)^{\hat{Y}} \cdot \delta}$

Tabelle 3-5: Beispielwerte zur Veranschaulichung in der Zielfunktion verwendeter Korrekturkoeffizienten am Beispiel von 2 % Preissteigerung, 10 Jahren Lebensdauer, 10 Jahren Laufzeit und 20 Jahren Betrachtungshorizont

$\delta$	$\Pi_{t,2\%}$	$\Psi_{t,10,20}$	$\Phi_{t,10,20}$	$\Delta_{\delta,20}$
1,5%	1,23	0,54	1,86	17,17
3,0%	1,22	0,57	1,74	14,88
5,0%	1,20	0,62	1,60	12,46
8,0%	1,18	0,68	1,43	9,82

### Vereinfachte Zielfunktion

Bei reduzierter Komplexität lässt sich die Zielfunktion unter Einsatz der vorgestellten Korrekturkoeffizienten und durch Entfernung der Jahresindizes  $y \in Y$  durch Gleichung 3-24 angeben.

$$\begin{aligned}
 & \min \Xi^{tot} \\
 & = \underbrace{\sum_{t \in T} \Phi_t (\kappa_t \cdot \xi_t^{inv,m} + \kappa_t^{ind} \cdot \xi_t^{inv,b})}_{\Xi^{inv,tot}} + \underbrace{\sum_{u \in U} (\kappa_u^{st} \cdot \xi_u^{inv,st,m} \cdot \Phi_u^{st} + \kappa_u^{st,ind} \cdot \xi_u^{inv,st,b})}_{\Xi^{inv,st,tot}} \\
 & + \Delta_\delta \left\{ \underbrace{\sum_{t \in T} \sum_{h \in H} (\alpha_{h,t} \cdot \xi_t^{fin} \cdot \Pi_t)}_{\Xi^{fin,tot}} + \underbrace{\sum_{t \in T} \sum_{h \in H} (\alpha_{h,t,y} \cdot \xi_t^{O\&M})}_{\Xi^{O\&M,tot}} + \underbrace{\sum_{t \in \{pv,mchp\}} \alpha_t^{self,eegu,tot} \cdot \xi_{eegu}}_{\Xi^{eegu,tot}} \right. \\
 & - \underbrace{\sum_{h \in H} (\alpha_{h,el,pv}^{exc} \cdot \xi_{pv}^{fit} + \alpha_{h,mchp,y} \cdot \xi_{h,y}^{pp} \cdot \Psi_{mchp} + \alpha_{h,mchp}^{exc} \cdot \xi_h^{fi} + \alpha_{h,el,mchp}^{exc,fip,45000} \cdot \xi_{mchp}^{fip} + \alpha_{h,mchp}^{self,scp,45000} \cdot \xi_{mchp}^{scp})}_{\Xi^{neg,tot}} \\
 & \left. - \underbrace{\sum_{h \in H} (\alpha_{h,el,mchp}^{exc} \cdot \xi^{vNNE} + \alpha_{h,mchp} \cdot \xi^{EnStRe} \cdot \Psi_{mchp})}_{\Xi^{exem,tot}} \right\}
 \end{aligned} \tag{3-24}$$

### 3.4 Nebenbedingungen

Die im Folgenden erläuterten Nebenbedingungen dienen zur technisch-wirtschaftlichen Beschreibung des modellierten Systems sowie seiner Eigenschaften, Anforderungen und Grenzen und definieren so den Rahmen für die Ausgabenminimierung.

Für die nachfolgenden Betrachtungen wird der Übersichtlichkeit zugunsten die gemäß Abschnitt 3.3 bzw. Gleichung 3-24 vereinfachte Zielfunktion zugrunde gelegt und auf Angabe des Jahresindex  $y \in Y$  verzichtet.

#### Berechnung investitionsabhängiger Ausgaben

Gemäß der in Abschnitt 2.4 vorgestellten Gedanken berechnen sich die investitionsabhängigen Ausgaben  $\Xi_t^{inv}$  wie bereits in Abschnitt 3.2 gezeigt als Summe des fixen, von der Anlagengröße unabhängigen Anteils  $\kappa_t^{ind} \cdot \xi_t^{inv,b}$  und des variablen, zur Anlagengröße proportionalen Anteils  $\kappa_t \cdot \xi_t^{inv,m}$  der Investition gemäß Gleichung 3-25 zu

$$\Xi_t^{inv} = \kappa_t \cdot \xi_t^{inv,m} + \kappa_t^{ind} \cdot \xi_t^{inv,b}, \quad \forall t \in T. \tag{3-25}$$

Gleichung 3-26 bedingt bei Investition in eine (echt positive) Umwandlungskapazität  $\kappa_t$  der Technik  $t$  die binäre Indikatorvariable  $\kappa_t^{ind}$  zu 1, was das Ansetzen der investitionsfixen Ausgaben  $\xi_t^{inv,b}$  sicherstellt<sup>99</sup>.

<sup>99</sup> vgl. bspw. Bisschop (2014 S. 78f)

$$\kappa_t \leq \kappa_t^{ind} \cdot M, \quad \forall t \in T \quad (3-26)$$

### Bilanzierung von Erzeugung und Verwendung

Gleichung 3-27 bilanziert sowohl für Wärme als auch für Strom in jeder Stunde  $h$  und für jede Technik  $t$  Erzeugung bzw. Fremdbezug  $\alpha_{h,t}$  einerseits und Verwendung andererseits. Für die thermische Seite der Bilanz bedeutet dies, dass die Erzeugung von Wärme je Technik  $t$  in jeder Stunde  $h$  der Summe aus Einspeicherung  $\alpha_{h,u,t}^{st,i}$  und direkter Verwendung  $\alpha_{h,u,t}^{dir}$  entsprechen muss. Für die elektrische Seite fordert die Gleichung analog, dass je Technik  $t$  die Erzeugung bzw. Beschaffung von Strom  $\alpha_{h,t}$  in jeder Stunde  $h$  der Summe der Einspeisung  $\alpha_{h,u,t}^{fit}$ , Einspeicherung  $\alpha_{h,u,t}^{st,i}$ , direkter Verwendung  $\alpha_{h,u,t}^{dir}$  und Verwendung zum Betrieb einer Wärmepumpe  $\alpha_{h,u,t}^{hp}$  entsprechen muss.

$$\alpha_{h,t} \cdot \eta_{t,u} = \alpha_{h,u,t}^{fit} + \alpha_{h,u,t}^{st,i} + \alpha_{h,u,t}^{dir} + \alpha_{h,u,t}^{hp}, \quad \forall h \in H, \forall u \in U, \forall t \in T \quad (3-27)$$

### Bedarfsbefriedigung

Gleichung 3-28 bedingt, dass in jeder Stunde  $h$  die spezifische Nachfrage nach Wärme bzw. Strom  $\lambda_{h,u} \cdot \Lambda_u$  durch Ausspeicherung  $\alpha_{h,u}^{st,o}$  oder direkte Verwendung von Erzeugung oder aus Fremdbezug  $\alpha_{h,u,t}^{dir}$  bedient wird. Der Strombedarf zum Betrieb einer Wärmepumpe wird hier nicht erfasst (sondern in Gleichungen 3-27 bzw. 3-29).

$$\sum_{t \in T} \alpha_{h,u,t}^{dir} + \alpha_{h,u}^{st,o} = \lambda_{h,u} \cdot \Lambda_u, \quad \forall h \in H, \forall u \in U \quad (3-28)$$

### Wärmepumpenstrom

Gleichung 3-29 verknüpft  $\alpha_{h,u,t}^{hp}$  mit dem Betrieb einer Wärmepumpe bzw. legt fest, dass zu jeder Stunde  $h$  der zum Betrieb einer Wärmepumpe benötigte Strom erzeugt oder bezogen werden muss.

$$\alpha_{h, hp} = \sum_{t \in T} \alpha_{h, el, t}^{hp}, \quad \forall h \in H \quad (3-29)$$

### Kapazitätsbilanzgleichungen

Gleichung 3-30 fordert, dass zum Betrieb  $\alpha_{h,t}$  einer Technik  $t$  in jeder Stunde  $h$  stets ausreichend Kapazität  $\kappa_t$  bereitstehen muss.

$$\alpha_{h,t} \leq \kappa_t, \quad \forall h \in H, \forall t \in T \quad (3-30)$$

*Deckung der Heizlast durch primären Wärmeerzeuger*

Gleichung 3-31 fordert, dass zur Deckung der Heizlast  $\Lambda_u$  ausreichende thermische Kapazität  $\kappa_t$  primärer Wärmeerzeuger zur Verfügung stehen; d.h., dass die Heizlast durch einen Gaskessel oder eine Wärmepumpe oder beide zusammen bewältigt werden kann. Im Fall der Installation eines BHKW entspricht die Auslegung des Spitzenlastkessels auf die Heizlast gängiger Auslegungspraxis aus Redundanzabwägungen. Im Fall von Wärmepumpen entspricht dies der gerade im Altbau anzutreffenden bivalent-parallel- oder der bivalent-teilparallelen Auslegung bzw. Betriebsweise<sup>100</sup>.

$$\sum_{t \in \{gasb, hp\}} \kappa_t \cdot \eta_{t,u} \geq \Lambda_u, \quad \forall t \in \{gasb, hp\} \subset T, \forall u = \{th\} \subset U \quad (3-31)$$

Von einer Berücksichtigung thermischer Speicher in diesem Zusammenhang wird hier abgesehen<sup>101</sup>.

*Mindestinvestition*

Gleichung 3-32 legt zur Umsetzung des in Abschnitt 2.4 beschriebenen Vorgehens<sup>102</sup> minimale Kapazitäten nach Parameter  $\kappa_t^{min}$  im Falle der Zubauentscheidung für ausgewählte Techniken fest, sodass entweder die Kapazitätsvariable entweder  $\kappa_t = 0$  oder  $\kappa_t \geq \kappa_t^{min}$  annimmt<sup>103</sup>.

$$\kappa_t \geq \kappa_t^{min} \cdot \kappa_t^{ind}, \quad \forall t \in \{mchp, hp\} \subset T \quad (3-32)$$

*Verfügbarkeit von Solarstrahlung*

Gleichung 3-33 unterwirft den Betrieb  $\alpha_{h,t}$  von Solarenergie-Techniken ausreichender Sonneneinstrahlung  $A_h$ .

$$\alpha_{h,t} \leq \kappa_t \cdot A_h, \quad \forall h \in H, \forall t = \{pv, solth\} \subset T \quad (3-33)$$

*Verbot thermischer Überschüsse*

Gleichung 3-34 gibt ein Verbot thermischer Überschüsse in allen Stunden  $h$  für alle Techniken  $t$  vor, da technische Einrichtungen zur Rückkühlung überschüssiger Wär-

<sup>100</sup> vgl. bspw. Miara et al. (2013)

<sup>101</sup> vgl. Recknagel et al. (2009 S. 840)

<sup>102</sup> vgl. insb. Abbildung 2-2

<sup>103</sup> Gleichung 3-26 bedingt bereits  $\kappa_t^{ind}$  zu 1 bei Investition, d.h. für den Fall echt positiver Kapazitätsvariablen  $\kappa_t$ . Es sei zudem darauf hingewiesen, dass diese Zusammenhänge sich in GAMS alternativ knapper mithilfe sog. *semikontinuierlicher Variablen* fassen ließen (vgl. Rosenthal 2017 S. 179), worauf hier zugunsten einer allgemeingültigeren Formulierung verzichtet wird.

memengen nicht abgebildet werden, während elektrische Überschüsse gemäß Gleichung 3-27 in Form von Einspeisung in ein Netz der öffentlichen Versorgung möglich sind.

$$\alpha_{h,th,t}^{exc} = 0, \quad \forall h \in H, th = \{th\} \subset U, \forall t \in T \quad (3-34)$$

#### Speicherausgangsladezustand

Gleichung 3-35 legt den anfänglichen Ladezustand fest.

$$\chi_{1,u} = 0, \quad \forall u \in U \quad (3-35)$$

#### Speicherbilanzgleichung

Gleichung 3-36 stellt für elektrische und thermische Speicher die Bilanz zwischen Ein- und Ausspeicherung  $\alpha_{h,u,t}^{st,i}$  bzw.  $\alpha_{h,u}^{st,o}$  sowie Speicherverlusten  $\alpha_{h,u}^{st,loss}$  zwischen einer Stunde  $h$  und der darauffolgenden  $h+1$  auf.

$$\chi_{h+1,u} = \chi_{h,u} - \alpha_{h,u}^{st,o} + \sum_{t \in T} \alpha_{h,u,t}^{st,i} - \alpha_{h,u}^{st,loss}, \quad \forall h \in H, u \in U \quad (3-36)$$

#### Speicherverluste

Gleichung 3-37 definiert die Speicherverluste  $\alpha_{h,u}^{st,loss}$ . Prinzipiell können bei Energiespeicherung Verluste bei Ein- und Ausspeichervorgängen sowie zeitabhängige Speicherverluste in Form von Selbstentladung bzw. Wärmeverlusten auftreten. Im Modell werden diese Verlustmechanismen pauschal und damit vereinfachend in Form eines mit der Ladeenergie  $\sum_{t \in T} \alpha_{h,u,t}^{st,i}$  multiplizierten Ladewirkungsgrades  $\eta_u^{st}$  abgebildet<sup>104</sup>.

$$\alpha_{h,u}^{st,loss} = (1 - \eta_u^{st}) \cdot \sum_{t \in T} \alpha_{h,u,t}^{st,i}, \quad \forall h \in H, \forall u \in U \quad (3-37)$$

#### Speicherkapazitätsanforderung

Gleichung 3-38 stellt ausreichend Speicherkapazität  $\kappa_u^{st}$  für den Speicherbetrieb sicher, indem sie den Speicherladezustand  $\chi_{h,u}$  entsprechend deckelt.

$$\chi_{h,u} \leq \kappa_u^{st}, \quad \forall h \in H, \forall u \in U \quad (3-38)$$

#### Verbot simultan-bidirektionaler Speicherflüsse

Gleichungen 3-39 bis 3-41 verhindern in allen Stunden  $h$ , dass Speicherzuflüsse, d.h. Speicherladung  $\sum_{t \in T} \alpha_{h,u,t}^{st,i}$  und Speicherabflüsse, d.h. Speicherentladung  $\alpha_{h,u}^{st,o}$ ,

---

<sup>104</sup> In McKenna et al. (2018) wird hingegen zusätzlich die Selbstentladung abgebildet.



gleichzeitig echt positive Werte annehmen. Damit wird verhindert, dass durch semantisch unsinnige simultane Speicher-Ladung und Entladung die in Gleichungen 3-27, 3-34, 3-36 und 3-37 aufgestellten Bilanzen „umgangen“ bzw. ausgehebelt werden<sup>105</sup>. Dabei kommen die Indikatorvariablen  $\alpha^{st,ind,i}$  und  $\alpha^{st,ind,o}$  zum Einsatz, die in Gleichungen 3-39 bzw. 3-40 für den Fall von Einspeicherung bzw. Ausspeicherung zu 1 bedingt werden. Gleichung 3-41 kann dann mittels dieser Indikatorvariablen simultane bidirektionale Speicherflüsse, d.h. gleichzeitiges Laden und Entladen, ausschließen.

$$\sum_{t \in T} \alpha_{h,u,t}^{st,i} - \alpha_{h,u}^{st,ind,i} \cdot M \leq 0, \quad \forall h \in H, \forall u \in U \quad (3-39)$$

$$\alpha_{h,u}^{st,o} - \alpha_{h,u}^{st,ind,o} \cdot M \leq 0, \quad \forall h \in H, \forall u \in U \quad (3-40)$$

$$\alpha_{h,u}^{st,ind,i} + \alpha_{h,u}^{st,ind,o} \leq 1, \quad \forall h \in H, \forall u \in U \quad (3-41)$$

#### KWK-Zuschlag und Vollbenutzungsstundenobergrenze

Zur korrekten Berechnung der Einnahmen aus KWK-Zuschlagszahlungen gemäß § 7 Abs. 1 und 3 KWKG 2016 gewährleisten Gleichungen 3-42 und 3-43 die gesetzeskonforme Unterscheidung und Vergütung der erzeugten Strommengen nach Verwendung (Einspeisung vs. Selbstverbrauch) sowie Gleichung 3-44 die Einhaltung der Vollbenutzungsstunden-Obergrenze gemäß § 8 Abs. 1 KWKG 2016. Zu diesem Zweck begrenzt zunächst Gleichung 3-42 für jede Stunde  $h$  die Vollbenutzungsstunden  $\alpha_{h,mchp}^{exc,fip,45000}$  mit Anspruch auf Zuschlag gemäß § 7 Abs. 1 KWKG 2016, also für eingespeiste Strommengen, auf die durch die Mikro-KWK-Anlage eingespeiste Strommenge  $\alpha_{h,mchp}^{exc}$ . Gleichung 3-43 begrenzt weiterhin für jede Stunde  $h$  die Vollbenutzungsstunden  $\alpha_{h,mchp}^{self,scp,45000}$  mit Anspruch auf Zuschlag gemäß § 7 Abs. 3 KWKG 2016, also für selbstverbrauchte Strommengen, auf den Eigenverbrauch durch die Mikro-KWK-Anlage produzierter Strommengen  $\alpha_{h,mchp}^{self}$ <sup>106</sup>. Zuletzt deckelt Gleichung 3-44 die Vollbenutzungsstunden auf die gesetzliche Anspruchsobergrenze<sup>107</sup>. Diese wird durch den Bezug auf die Nutzungsdauer  $\omega_{mchp}$  auf eine durchschnittliche jährliche Nutzung beschränkt.

$$\alpha_{h,mchp}^{exc,fip,45000} \leq \alpha_{h,mchp}^{exc}, \quad \forall h \in H, \forall mchp = \{mchp\} \in T \quad (3-42)$$

<sup>105</sup> vgl. bspw. Babrowski (2015 S. 100)

<sup>106</sup> vgl. Gleichung 3-45

<sup>107</sup> Diese Zahl entspricht dem Gesetzentwurf zum KWKG 2016 vom Oktober 2015 (vgl. die Einleitung zu Abschnitt 4 sowie das Rechtstquellenverzeichnis); nach § 8 Abs. 1 der endgültigen Fassung des KWKG 2016 gilt hingegen 60 000 Vollbenutzungsstunden.

$$\alpha_{h,mchp}^{self,scp,45000} \leq \alpha_{h,mchp}^{self}, \quad \forall h \in H, \forall mchp = \{mchp\} \in T \quad (3-43)$$

$$\sum_{h \in H} \left( \alpha_{h,mchp}^{exc,fip,45000} + \alpha_{h,mchp}^{self,scp,45000} \right) \leq \frac{45000}{\omega_{mchp}} \cdot \kappa_{mchp} \cdot \eta_{mchp,el} \quad (3-44)$$

### Erfassung der EEG-Umlagepflicht auf Eigenverbrauch

Mit den folgenden Gleichungen 3-45 bis 3-49 wird die mit der EEG-Reform 2014 eingeführte anteilige EEG-Umlagepflicht auf Eigenverbrauch wie in den Abschnitt 2.5 beschrieben abgebildet.

Gleichungen 3-45 und 3-46 dienen zunächst zur Berechnung des Eigenverbrauchs  $\alpha_{h,t}^{self}$  als dem Saldo von Erzeugung  $\alpha_{h,t} \cdot \eta_{t,u}$  und Einspeisung  $\alpha_{h,u,t}^{exc}$ . Dabei wird ausgenutzt, dass (in der Gleichung nicht berücksichtigte) eingespeicherte Strommengen (später) auch eigenverbraucht werden. Dies ist durch das ausgabenminimierende Kalkül zutreffend.

$$\alpha_{h,t}^{self} = \alpha_{h,t} \cdot \eta_{t,u} - \alpha_{h,u,t}^{exc}, \quad \forall h \in H, u = \{el\} \subset U, \forall t \in \{pv, mchp\} \subset T \quad (3-45)$$

$$\alpha_t^{self,tot} = \sum_{h \in H} \alpha_{h,t}^{self}, \quad \forall t \in \{pv, mchp\} \subset T \quad (3-46)$$

### EEG-umlagepflichtige Strommengen (Bagatellgrenze)

Wie in Abschnitt 2.5 bereits erläutert, werden Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 10 kW<sub>el</sub> für die ersten 10 MWh<sub>el</sub> selbstverbraucher Strommengen von der Pflicht zur Entrichtung der anteiligen EEG-Umlage gemäß § 5 Abs. 1 EEG 2014 ausgenommen<sup>108</sup>, während für Anlagen über 10 kW<sub>el</sub> elektrischer Leistung die Umlagepflicht auf die gesamt selbstverbrauchte Strommenge gilt. Sind mehrere Anlagen vorhanden, bspw. eine Photovoltaik- und eine Mikro-KWK-Anlage, gilt die Umlagebefreiung nach § 32 Abs. 1 EEG 2014 für jede Anlage einzeln. Gleichungen 3-47 bis 3-49 bilden diese Zusammenhänge wie folgt ab.

Das Ziel ist die Bestimmung der in EEG-Umlage-pflichtigen Strommengen  $\alpha_t^{self,eegu,tot}$ . Dazu teilt zunächst Gleichung 3-47 die selbstverbrauchten Strommengen  $\alpha_t^{self,tot}$  (vgl. Gleichung 3-46) in EEG-Umlage-pflichtige Strommengen  $\alpha_t^{self,eegu,tot}$  und EEG-Umlage-befreite Strommengen  $\alpha_t^{self,baga}$  auf.

$$\alpha_t^{self,baga} + \alpha_t^{self,eegu,tot} = \alpha_t^{self,tot}, \quad \forall t \in T \setminus \{pv, mchp\} \subset T \quad (3-47)$$

---

<sup>108</sup> die sog. Kleinanlagenregelung oder Bagatellgrenze

Gleichung 3-48 grenzt dann die EEG-Umlage-befreiten Strommengen  $\alpha_t^{self,baga}$  mithilfe der binären Indikatorvariablen  $\kappa_t^{baga,ind} \in \{0,1\}$  näher ein.

$$\alpha_t^{self,baga} \leq 10\,000 \text{ kWh}_{el} \cdot (1 - \kappa_t^{baga,ind}), \quad \forall t \in T \setminus \{pv, mchp\} \subset T \quad (3-48)$$

Gleichung 3-49 bedingt diese binären Indikatorvariablen  $\kappa_t^{baga,ind} \in \{0,1\}$  zu 1 genau dann wenn die elektrische Kapazitäten  $\kappa_t > 10 \text{ kW}_{el}$ .

$$\kappa_t \cdot \eta_{t,u} - \kappa_t^{baga,ind} \cdot M \leq 10 \text{ kW}_{el}, \quad \forall t \in \{pv, mchp\} \subset T, u = \{el\} \subset U \quad (3-49)$$

Damit ist  $\alpha_t^{self,baga} = 0$  für Anlagen mit einer elektrischen Leistung größer als  $10 \text{ kW}_{el}$  und damit nach Gleichung 3-47 der gesamte Selbstverbrauch umlagepflichtig.

Die Zusammenhänge verdeutlicht Tabelle 3-6 anhand einer Fallunterscheidung für die beiden möglichen Zustände der Binärvariable  $\kappa_t^{baga,ind}$  und die Implikationen für die Variablen  $\kappa_t \cdot \eta_{t,u}$ ,  $\alpha_t^{self,baga}$  und  $\alpha_t^{self,eegu,tot}$ . Basierend auf dieser Bestimmung der EEG-Umlage-pflichtigen selbstverbrauchten Strommengen  $\alpha_t^{self,eegu,tot}$  berechnet Gleichung 3-8<sup>109</sup> daraus die Ausgaben  $\Xi^{eegu,tot}$  für die EEG-Umlage auf selbstverbrauchte Strommengen.

Tabelle 3-6: Zusammenhänge bei der Bestimmung der in EEG-Umlage-pflichtigen Strommengen<sup>110</sup>

Gleichung	Variable	$\kappa_t^{baga,ind} = 0$	$\kappa_t^{baga,ind} = 1$
3-49	$\kappa_t \cdot \eta_{t,u}$	$\leq 10 \text{ kW}_{el}$	praktisch unbeschränkt
3-48	$\alpha_t^{self,baga}$	$\leq 10000 \text{ kWh}_{el}$	$= 0$
3-47	$\alpha_t^{self,eegu,tot}$	$= \alpha_t^{self,tot} - \alpha_t^{self,baga}$	$= \alpha_t^{self,tot}$

### Referenzvarianten

Zur Berechnung der in Abschnitt 4 beschriebenen Referenzvarianten werden zusätzlich die Gleichungen 3-50 und 3-51 eingeführt und optional, d.h. bei den entsprechenden Modellläufen aktiviert.

<sup>109</sup> vgl. Abschnitt 3.2

<sup>110</sup> vgl. Abschnitt 2.5

$$\kappa_u^{st} = 0, \quad \forall u \in U \quad (3-50)$$

$$\kappa_t = 0, \quad \forall t \in \{pv, mchp, hp, solth\} \subset T \quad (3-51)$$

## 4 Modellimplementierung

Dieser Abschnitt geht knapp auf Aspekte der praktischen Umsetzung des POPART-Modells wie die eingesetzte Beschreibungssprache und Löseverfahren, die verwendete Hard- und Software-Umgebung und die resultierende Modellkomplexität und Laufzeit ein.

### *Löseverfahren*

Zur Bearbeitung gemischt-ganzzahliger linearer Optimierprobleme, wie bspw. durch das POPART-Modell gegeben<sup>111</sup>, existieren grundsätzlich heuristische Verfahren wie bspw. *Simulated Annealing* oder *Tabusuche*. Da sie nicht in der Lage sind zuverlässig globale optimale Lösungen zu generieren, wird ihr Einsatz für die Zwecke dieser Arbeit verworfen. Im Bereich der exakten Löseverfahren kommt am häufigsten der *Branch-and-Bound*-Ansatz zum Einsatz<sup>112</sup>. Der Name des Verfahrens verweist auf seine zwei wesentlichen Elemente. Als erstes wesentliches Element wird das Optimierproblem durch nähere Eingrenzung ganzzahliger Variablen iterativ in Teilprobleme zerlegt bzw. verzweigt (*branch*). Am hier relevanten Beispiel binärer Variablen wird das Problem iterativ durch zwei entsprechende Teilprobleme ersetzt bei welchen je eine der beiden Ausprägungen der Binärvariablen vorgegeben ist. Für die schließlich verbleibenden kontinuierlichen Variablen wird dann jeweils ein LP gelöst. Dabei kommt der Simplex-Algorithmus oder die Innere-Punkt-Methode zum Einsatz. Als zweites wesentliches Element können dabei, um den Löseaufwand entscheidend zu verringern, durch einen Schrankenwertvergleich (*bound*) suboptimale Bereiche des Entscheidungsbaums festgestellt und von der Betrachtung ausgeschlossen werden. Der Algorithmus kann als exaktes Verfahren zur Ermittlung der optimalen Lösung eingesetzt werden. In der Praxis kann der Löseaufwand durch Verwenden einer prozentualen Fehlerschranke als Abbruchkriterium deutlich abgesenkt werden. In den nachfolgenden Modellrechnungen wird ein entsprechender Wert von 3 % vorgegeben.

### *Beschreibungssprache und Solver*

Das POPART-Modell wie in Abschnitt 3 formal beschrieben wird in der kommerziellen Modellierungsumgebung und algebraischen Modellierungssprache *GAMS* formuliert<sup>113</sup>. Zur Lösung wird der kommerzielle *CPLEX*-Solver eingesetzt<sup>114</sup>. Dieses Programmpaket geht zur Lösung eines GGLP nach dem *Branch-and-Cut*-Verfahren

---

<sup>111</sup> bzw. genauer ein gemischt-binäres lineares Problem

<sup>112</sup> vgl. Kallrath (2013 S. 84ff)

<sup>113</sup> vgl. Rosenthal (2017), Kallrath (2013 S. 53ff)

<sup>114</sup> IBM (2015)

vor, das die Vorteile des Branch-and-Bound-Verfahrens mit denen des Schnittebenenverfahrens kombiniert<sup>115</sup>.

### *Eingesetzte Hard- und Software-Umgebung*

Für die Modellrechnungen wird ein Rechencluster des EIFER genutzt. Das Rechencluster umfasst drei Rechenserver mit je zwei Multikernprozessoren des Herstellers *Intel* vom Typ *Xeon E5-2643 v4*. Jeder Prozessor verfügt über sechs Prozessorkerne<sup>116</sup> bei einem Prozessortakt von 3,4 GHz. Jeder Rechenserver verfügt über 768 GB Arbeitsspeicher (RAM). Das Rechencluster wird mit dem Hypervisor *VMware ESXi* in der Version 6.5.0 betrieben. Diese Virtualisierungsumgebung läuft auf den Rechenservern ohne dazwischenliegende Betriebssystemschicht<sup>117</sup> und erlaubt es, virtuelle Maschinen und Ressourcen lastabhängig flexibel zwischen den Rechenservern zu verlagern. In dieser Umgebung sind für die Rechenläufe verwendeten virtuellen Maschine 16 Prozessorkerne und 128 GB Arbeitsspeicher zugewiesen. Als Gastbetriebssystem kommt *Microsoft Windows Server R2 (64 Bit)* zum Einsatz. Auf dieser virtuellen Maschine ist *GAMS* in der Version 23.9.5 in Kombination mit *CPLEX* in der Version 12.4.0.1 installiert.

### *Modellkomplexität und Laufzeit*

Das durch das POPART-Modell formulierte GGLP umfasst ca. 800 000 kontinuierliche und ca. 35 000 binäre Variablen sowie ca. 600 000 Nebenbedingungen bei ca. 2,9 Millionen Einträge ungleich null in der Koeffizientenmatrix.

Beispielhafte Laufzeiten auf zuvor beschriebenem System bei simultanem Start aller 45 Modellläufe<sup>118</sup> zeigt Abbildung 4-1. Erwartungsgemäß ist der Löseaufwand in der Variante *Vr1* unter Einbezug sämtlicher abgebildeter Techniken mit Abstand am größten, während die Berechnung der Referenzvariante *Vr2* deutlich schneller konvergiert und der Aufwand zur Berechnung von Referenzvariante *Vr3* unerheblich ist bzw. nach wenigen Minuten terminiert. Die Laufzeit in Variante *Vr1* beträgt im Durchschnitt ca. fünfeinhalb Stunden, in Variante *Vr2* ca. eine dreiviertel Stunde und in Variante *Vr3* ca. drei Minuten. Da mit der Auswertung erst sinnvoll begonnen werden kann, wenn die Ergebnisse aller Modellläufe vorliegen, ist allerdings der mit zehneinhalb Stunden längste Modelllauf ausschlaggebend.

---

<sup>115</sup> vgl. Kallrath (2013 S. 96ff)

<sup>116</sup> bzw. mit *Hyperthreading* 12 logische Prozessoren, d.h. insgesamt 24 pro Rechenserver

<sup>117</sup> „bare metal“

<sup>118</sup> zur Definition von Referenzvarianten und zur Anzahl von Modellläufen vgl. Abschnitt 5

Vorgehen bei der Ergebnisauswertung

Zur Reduktion der manuellen Interaktion beim Ausführen der i.d.R. 45 Modellläufe<sup>119</sup> kommt ein in *Bash*<sup>120</sup> geschriebenes und in der *Cygwin*-Umgebung<sup>121</sup> ausgeführtes Shell-Skript zum Einsatz, das unter Zuhilfenahme von *sed*<sup>122</sup> als Präprozessor zur Parametrierung der Modellläufe fungiert, die Dateinamen der Ausgabedateien im *GAMS*-eigenen *GDX*-Format<sup>123</sup> geeignet konfiguriert, die bis zu 45 Modellläufe parallel ausführt und nach Terminierung des Modelllaufs mit der längsten Laufzeit die Ergebnisse sämtlicher Modellläufe mithilfe des *GAMS*-Befehls *gdxmerge*<sup>124</sup> zu einer Ergebnisdatei im *GDX*-Format konsolidiert. Diese kann zur Analyse der Ergebnisse direkt im *GDX*-Betrachter der *GAMS*-Oberfläche oder mit dem *GAMS*-Befehl *gdxrw*<sup>125</sup> zum Export in Tabellenkalkulationsformat genutzt werden. Die Dateinamen der *GDX*-Ergebnisdateien beinhalten systematisch die Angabe des Typgebäudes, des Preisszenarios, der Referenzvariante und anderer Parameter getrennt durch Trennzeichen. Dass die Dateinamen der 45 *GDX*-Dateien der Einzelläufe und damit die im Vorsatz genannten Metadaten in der konsolidierten *GDX*-Datei als Dimension zur Verfügung stehen, erleichtert die Ergebnisanalyse in der Tabellenkalkulation erheblich.

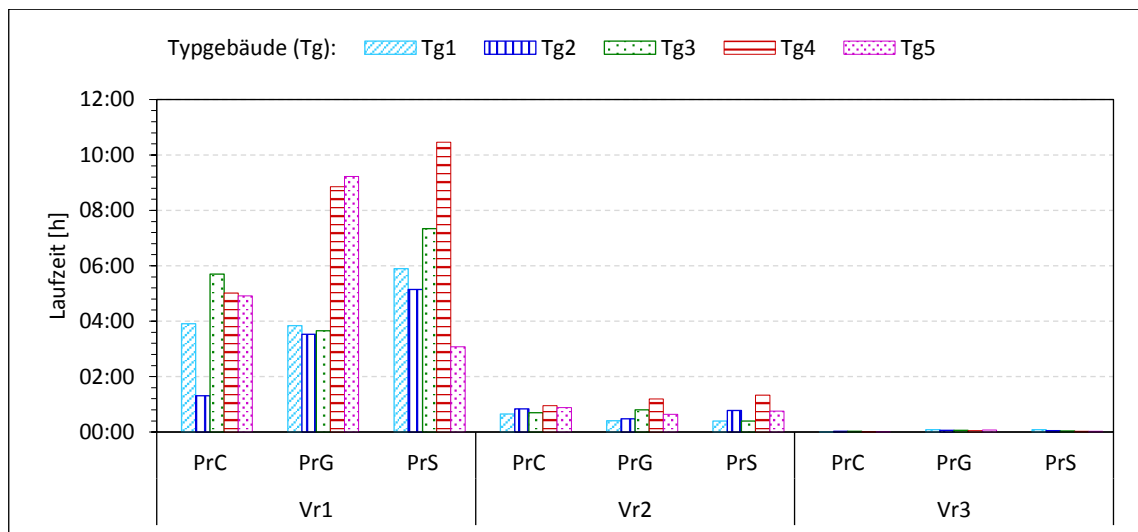


Abbildung 4-1: Beispielhafte Laufzeit des POPART-Modells nach Typgebäuden (*Tg1* bis *Tg5*), Preisszenarien (*PrC*, *PrG*, *PrS*) und Varianten (*Vr1*, *Vr2*, *Vr3*)

<sup>119</sup> vgl. Abschnitt 5.3  
<sup>120</sup> vgl. bspw. Johnson und Varma (2015)  
<sup>121</sup> vgl. bspw. Red Hat (2005)  
<sup>122</sup> vgl. Pizzini und Bonzini (2018)  
<sup>123</sup> vgl. McCarl (2002)  
<sup>124</sup> vgl. GAMS (2018)  
<sup>125</sup> ebd.

## 5 Entwicklung des Analyserahmens

Im folgenden Abschnitt wird der Analyserahmen zur Anwendung des POPART-Modells entwickelt. Dazu wird das Modell auf verschiedene Typgebäude angewendet, die in Abschnitt 5.1 motiviert, definiert und parametrisiert werden. Dies geschieht in verschiedenen Szenarien der zukünftigen Entwicklung von Endenergieträgertarifen, die in Abschnitt 5.2 abgeleitet werden. Zusätzlich werden in Abschnitt 5.3 zwei Referenzvarianten zur Einordnung der Vorteilhaftigkeit der entwickelten Handlungsoptionen eingeführt.

Die nachfolgende Modellanwendung bezieht sich auf die regulatorischen Rahmenbedingungen zu Beginn des Jahres 2016. Das Anfang 2016 in Kraft getretene KWKG 2016 ist mit Stand des Gesetzesentwurfs aus dem Oktober 2015 berücksichtigt.

### 5.1 Festlegung und Parametrierung von Typgebäuden

Mit dem Ziel Handlungsempfehlungen von breiter Relevanz ableiten zu können, soll das POPART-Modell einerseits auf eine Bandbreite von Wohngebäuden angewendet werden. Um andererseits gleichzeitig die Übersichtlichkeit zu wahren, werden im folgenden fünf Typgebäude (abgekürzt *Tg1* bis *Tg5*) definiert, die repräsentativ für eine große Bandbreite konkreter Ausprägungen von Wohngebäuden sind. Für diese werden anschließend durch Anwendung des POPART-Modells optimale Lösungen ermittelt<sup>126</sup> und daraus für verschiedene Akteure Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Dabei wird auf die Untersuchung effizienter Neubauten verzichtet, da diese einen relativ kleinen Anteil am gesamten Gebäudebestand und erst recht an dessen gesamtem Wärmebedarf und somit am gesamten Verbesserungspotenzial einnehmen<sup>127</sup>. Weiterhin wird, wie in Abschnitt 2.3 bereits motiviert, von Gebäuden außerhalb eines Fernwärmegebiets ausgegangen und das Vorhandensein eines Anschlusses ans Gasnetz unterstellt.

Die im Rahmen der Anwendung des THP-Modells verwendete Gebäudeklassifikation<sup>128</sup> bildet den Wärmebedarf des Gebäudebestands anhand repräsentativer Gebäudetypen ab. Diese spezifizieren keine konkrete Morphologie sondern werden als

---

<sup>126</sup> vgl. Abschnitt 6

<sup>127</sup> vgl. McKenna et al. (2013)

<sup>128</sup> vgl. Fehrenbach et al. (2014 S. 266f)



repräsentativ für eine jeweilige Bandbreite von Gebäuden angenommen. Es ist dabei zu beachten, dass die konkreten Modelleingangsgrößen lediglich die Jahresbedarfe sowie ein normiertes Bedarfsprofil sind<sup>129</sup>.

Tabelle 5-1: Thermische und elektrische Jahresbedarfe sowie Spitzenlasten in den fünf Typgebäuden Tg1 bis Tg5<sup>130</sup>.

Modellparameter	Einheit	Typgebäude				
		Tg1	Tg2	Tg3	Tg4	Tg5
Jahresheizenergiebedarf	MWh <sub>th</sub> /a	16,5	29,0	52,0	87,0	156,0
Jahresstrombedarf	MWh <sub>el</sub> /a	3,9	7,8	12,8	19,2	32,0
El. Spitzenbedarf	kW <sub>el</sub>	6,7	13,3	21,8	32,7	54,6
Th. Spitzenbedarf	kW <sub>th</sub>	11,3	19,8	35,6	59,5	106,7
<i>Plausibilitätsgrößen zur bsph. Veranschaulichung ohne direkten Modelleingang</i>						
Anzahl Wohneinheiten	#	1	2	5	8	16
Strombedarf pro WE	MWh <sub>el</sub> /a	3,9	3,9	2,6	2,4	2,0
Wohnfläche pro WE	m <sup>2</sup>	115	100	85	85	80
Wohnfläche pro Gebäude	m <sup>2</sup>	115	200	425	680	1280
Heizenergieverbrauchskennz.	kWh <sub>th</sub> /(m <sup>2</sup> a)	145	145	125	125	120
Bewohneranz. pro Geb., ca.	#	2-3	5	11	16	27

Zudem werden, kohärent mit der eingenommenen einzelwirtschaftlichen Perspektive, die elektrischen Bedarfe der Typgebäude charakterisiert. Entsprechende Angaben zu elektrischen Bedarfen von Haushalten nach Gebäudegröße und Haushaltsgröße finden sich im vom BMU herausgg. sog. Stromspiegel<sup>131</sup>. Dort wird zudem unterschieden nach An- oder Abwesenheit elektrischer Warmwasserbereitung und untergliedert in Verbrauchssegmente. Zur Bestimmung typischer Haushaltsgrößen wird Destatis (2012 S. 48) herangezogen, wo durchschnittliche Haushaltsgröße in Personen pro Haushalt nach Gebäudegröße angegeben werden. Die durchschnittliche Bewohnerzahl pro Wohneinheit in bewohnten EFH beträgt demnach 2,5, in ZFH 2,0, in KMH 1,9 und in GMH ca. 1,8 Personen pro Wohneinheit, mit einem Gesamtdurchschnitt von 2,0 Bewohnern pro Wohneinheit. Entsprechende Strombedarfe nach BMU (2014) betragen für EFH und ZFH ca. 1,6 MWh<sub>el</sub>/a und für KMH und GMH ca. 1,2 MWh<sub>el</sub>/a. Weiterhin werden für eine Abschätzung des gebäudebezogenen

<sup>129</sup> Für die Modellanwendung ist es daher im Prinzip gleichgültig, ob sich bspw. der thermische Jahresbedarf durch einen höheren flächenspezifischen Bedarf bei niedrigerer Nutzfläche oder umgekehrt ergibt.

<sup>130</sup> in Kursivsatz rein zur Veranschaulichung zusätzlich Angaben entsprechender Plausibilitätsgrößen ohne unmittelbaren Eingang in die Modellrechnungen

<sup>131</sup> BMU (2014 S. 4, 2017 S. 4). Während BMU (2014) Durchschnittswerte angibt, entfallen diese in BMU (2017). Andererseits ist dort die Segmentierung in sieben statt vier Segmente feiner.

Jahresstrombedarfs die Gebäudegröße als Anzahl Wohneinheiten pro Gebäude benötigt.

In Tabelle 5-1 sind die resultierenden numerischen Annahmen zu Strom- und Wärmebedarfen der Typgebäude dargestellt. Weiterhin sind zur Veranschaulichung eine Reihe von Plausibilitätsgrößen aufgeführt. Diese stellen jedoch keine Modellparameter dar und dienen rein der beispielhaften Verdeutlichung.

## 5.2 Gas- und Strom-Preise und Preisszenarien

### Annahmen für das Basisjahr

Als Grundlage für Annahmen zu Endenergieträgerpreisen bietet Eurostat (2018) Angaben zu Haushaltspreisen für die Endenergieträger Strom und Erdgas nach Verbrauchssegmenten inklusive Steuern und Abgaben. Die Angaben sind in Abbildung 5-1 für den Zeitraum 2008 bis 2017 graphisch dargestellt. Für beide Energieträger liegen erwartungsgemäß mit zunehmenden Verbräuchen abnehmende Preise vor. Im dargestellten Zeitraum nehmen die Strompreise nominell um ca. 4 % p.a. zu, im Gegensatz zu weitgehender Stabilität der Erdgaspreise. Durch entsprechende Zuordnung der Angaben zu den Bedarfsangaben in Tabelle 5-1 ergeben sich die in Tabelle 5-2 dargestellten numerischen Annahmen für das Basisjahr.

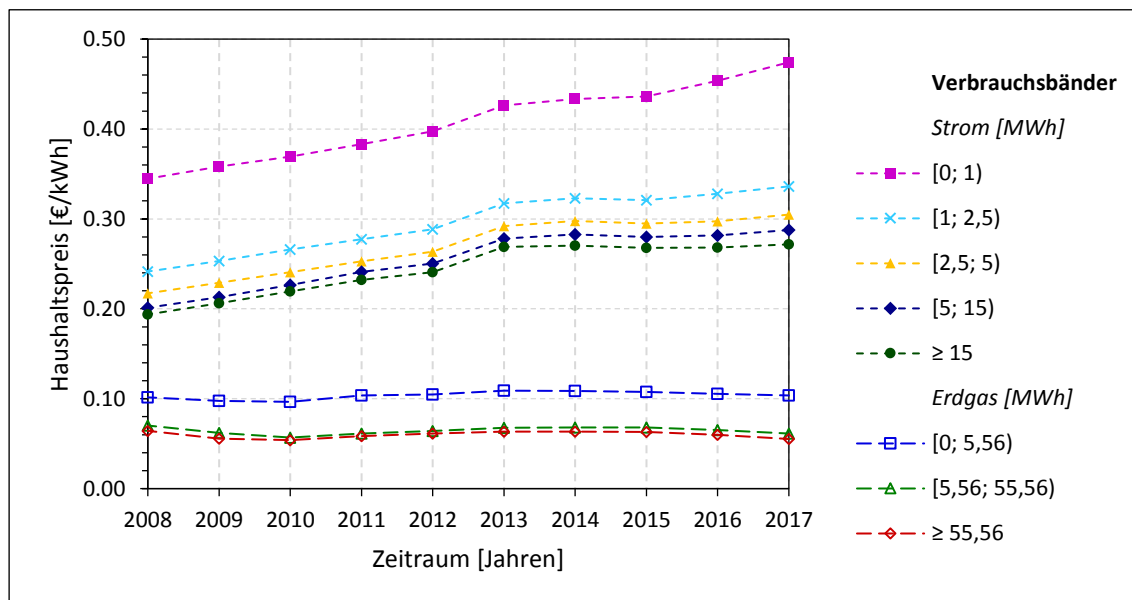


Abbildung 5-1: Entwicklung der Haushaltspreise für Endenergieträger Strom und Erdgas über zehn Jahre nach Verbrauchsbändern in MWh<sup>132</sup>

<sup>132</sup> eigene Darstellung nach Daten von Eurostat (2018); unrunde Verbrauchsbandgrenzen bei Erdgas aufgrund der Segmentierung bei Eurostat in Gigajoule; Werte für 2017 für das erste Halbjahr. Die Quelle spezifiziert nicht explizit die Zugehörigkeit der Verbrauchsbandgrenzwerte zum jeweils niedrigeren oder höheren Band.

Tabelle 5-2: Annahmen zu Strom- und Erdgas-Haushaltspreisen im Basisjahr in allen Szenarien und Varianten

Typgebäude	Erdgaspreis [€/MWh]	Strompreis [€/MWh]
Tg1	0,07	0,29
Tg2	0,07	0,28
Tg3	0,07	0,28
Tg4	0,06	0,27
Tg5	0,06	0,27

### *Szenarien der zukünftigen Haushaltspreisentwicklung*

Strom- und Erdgas-Preise stellen für die Fragestellung wichtige Modellparameter dar. Zugleich ist ihre zukünftige Entwicklung mit hohen Unsicherheiten behaftet. Daher werden zur Berücksichtigung dieser Unsicherheiten drei mögliche Entwicklungen in Form von Preisszenarien unterschieden, und zwar

- über den Betrachtungszeitraum *konstante Haushaltspreise* für Strom- und Erdgas (im weiteren abgekürzt als *PrC*),
- ein Anstieg des Strompreises um 2 % p.a. über diesen Zeitraum, bei konstantem Erdgaspreis (*PrS*), sowie umgekehrt
- ein Anstieg des Erdgaspreises um 2 % p.a. über diesen Zeitraum bei konstantem Strompreis (*PrG*).

Konsistent mit den in Abschnitt 2.7 getroffenen Festlegungen handelt es sich hierbei um reale Preiszunahmen.

## 5.3 Definition von Referenzvarianten

Weiterhin werden als Vergleichsmaßstab zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit der ermittelten Handlungsoptionen zusätzlich zur optimalen Lösung (*Variante 1*, im Folgenden abgekürzt als *Vr1*) zwei Referenzvarianten (*Varianten 2 und 3*, Abk. *Vr2* und *Vr3*) berechnet. Sie ermöglichen es, die Ausgabenminderung durch Einsatz objektbasierter erneuerbarer Energietechniken, Wärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplung oder Speichertechniken unter ansonsten gleichen Voraussetzungen zu quantifizieren. Zu diesem Zweck werden Gleichungen 3-50 und 3-51 gemäß Tabelle 5-3 in den Modellläufen entsprechend aktiviert bzw. deaktiviert. Die Varianten lassen sich wie folgt charakterisieren:

- In Variante 3 besteht zur Versorgung mit Wärme nur der Betrieb eines Gaskessels als einzige Option. Ebenso ist die einzige Option zur Versorgung mit Strom dessen Bezug aus dem Netz. Die Kapazitätsvariablen aller anderen

Techniken werden durch Gleichungen 3-50 und 3-51 zu null bedingt. Die Lösung des Optimierproblems ist in Variante 3 folglich trivial. Gleichzeitig stellt Variante 3 in der Praxis eine sehr gängige Konfiguration dar<sup>133</sup> und dient somit als Basisreferenz.

- In Variante 2 werden hingegen lediglich durch Gleichung 3-50 nur die Kapazitätsvariablen der beiden Speichertechnikooptionen zu null bedingt. Hier sind also erneuerbare und gekoppelte erneuerbare und gekoppelte Strom- und Wärme-Techniken zulässig, ihre Flexibilisierung über thermische oder elektrische Speicher allerdings ausgeschlossen. Für Mikro-KWK entspricht dies einer wärmegeführten Betriebsweise.
- Bei Variante 1 sind entsprechend alle in Tabelle 2-1 beschriebenen Technikoptionen zulässig.

Durch Vergleich der Zielfunktionswerte von Variante 1 und Variante 3 lässt sich damit das Potenzial zur Ausgabenminimierung durch Investition in und Einsatz der in Variante 1 zusätzlich zulässigen Techniken bemessen. Entsprechend lässt sich durch Vergleich von Variante 1 und Variante 2 das Potenzial zur Ausgabenminimierung durch den ggü. Variante 2 ggf. zusätzlichen Einsatz von Speichertechniken in Variante 1 quantifizieren.

Tabelle 5-3: Definition von Referenzvarianten Vr2 und Vr3<sup>134</sup>

Technikoption	Variante		
	Vr1	Vr2	Vr3
Gaskessel	✓	✓	✓
Strombezug	✓	✓	✓
Mikro-KWK	✓	✓	x
Wärmepumpe	✓	✓	x
Solarthermie	✓	✓	x
Photovoltaik	✓	✓	x
Thermischer Speicher	✓	x	x
Elektrischer Speicher	✓	x	x
<i>Gültige Nebenbedingungen</i>	3-25 bis 3-49	3-25 bis 3-50	3-25 bis 3-51

Der in diesem Abschnitt 4 vorgestellte Analyserahmen entspricht folglich einer systematisch mehrfachen Anwendung des POPART-Modells mit unterschiedlichen Parametern und unterschiedlichem Gleichungsumfang. Durch Anwendung auf fünf

<sup>133</sup> vgl. bspw. Oschatz und Mailach (2012, 2013)

<sup>134</sup> Ein Kreuz gibt eine Bedingung der Kapazitätsvariable der entsprechenden Technikoption zu null an, während ein Haken die Abwesenheit einer solchen Bedingung anzeigt.

Typgebäude ( $Tg1$  bis  $Tg5$ ) in drei Preisentwicklungsszenarien ( $PrC$ ,  $PrG$ ,  $PrS$ ) in drei Varianten ( $Vr1$  bis  $Vr3$ ) ergeben sich  $5 \cdot 3 \cdot 3 = 45$  einzelne Modellläufe. Diese systematische mehrmalige Modellanwendung in Typgebäuden, Preisszenarien und (Referenz-)Varianten zeigt eine Bandbreite von Modellergebnissen unter verschiedenen Voraussetzungen auf. Die Definition der Typgebäude unterscheidet sich in neben Bedarfscharakterisierung und Endenergieträgerpreisen vor allem in der technisch-wirtschaftlichen Charakterisierung der Technikoptionen. Die drei Preisszenarien können als eine Parametervariation des *Spark Spread*<sup>135</sup> aufgefasst werden. Die zusätzliche Berechnung der Referenzvarianten erlaubt weiterhin eine Einordnung der Bedeutung objektbasierter Umwandlungs- und Speichertechniken für den Zielwert. Der Analyserahmen erfasst auf diese Weise zugleich die Sensitivitäten der Modellergebnisse auf wesentliche Einflussgrößen.

---

<sup>135</sup> vgl. Glensk und Madlener (2015 S. 639 ) oder bspw. Frauendofer und Güssow (2009 S. 471f)

## 6 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Anwendung des POPART-Modells gemäß des in Abschnitt 4 entwickelten Analyserahmens beschrieben. Dabei wird zunächst in Abschnitt 6.1 auf die Investitionsentscheidungen nach Modellläufen sowie in Abschnitt 6.2 auf die entsprechende Betriebsführung eingegangen. In Abschnitt 6.3 wird die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Fälle diskutiert. Abschnitt 6.4 präsentiert anschließend die Konsequenzen hinsichtlich der anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen. Einen Überblick über die quantitativen Ergebnisse gibt schließlich Tabelle 6-5.

### 6.1 Investitionsentscheidung

Tabelle 6-1 stellt die optimale Investitionsentscheidung in objektbasierte erneuerbare oder gekoppelte Wärme- und Strom-Erzeugungs- und Speicher-Kapazitäten nach Preisszenarien und Typgebäuden in Variante *Vr1* dar. Dabei ergibt sich folgendes Bild.

Photovoltaikanlagen finden breiten Einsatz. Mit Ausnahme von Typgebäude *Tg1* im Szenario *PrC*, d.h. im EFH bei konstanten Endenergieträgerpreisen, ergeben alle Modellläufe die Installation einer Photovoltaikanlage. Im Überblick zeigt sich, dass die Dimensionierung der Anlage deutlich von der Kleinanlagenregelung nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014 beeinflusst wird. Nach dieser Regelung sind Anlagen mit einer Leistung von höchstens 10 kW<sub>el</sub> für einen Eigenverbrauch von höchstens 10 MWh<sub>el</sub> vollständig von der Pflicht zur Entrichtung der EEG-Umlage auf eigenverbrauchte Strommengen ausgenommen. Entsprechend wird in sieben von fünfzehn Modellläufen die Photovoltaik-Anlage auf exakt 10 kW<sub>el</sub> dimensioniert. Wird dieser Schwellwert überschritten, ist die Überschreitung deutlich. Dies geschieht jedoch lediglich in den Typgebäuden *Tg4* und *Tg5* im Preisszenario *PrS*, d.h. in größeren MFH unter steigenden Strompreisen. In allen Preisszenarien wird in den Typgebäuden *Tg3* bis *Tg5* mindestens der Schwellwert erreicht.

Tabelle 6-1: Investitionsentscheidung in objektbasierte erneuerbare oder gekoppelte Wärme- und Strom-Erzeugungs- und Speicher-Kapazitäten<sup>136</sup>

Preis- szenario	Typ- gebäude	PV	Solar- thermie	Wärme- pumpe	Mikro-KWK		Wärme- speicher <sup>137</sup>	Batterie- speicher
		[kW <sub>el,p</sub> ]	[kW <sub>th,p</sub> ]	[kW <sub>el</sub> / kW <sub>th</sub> ]	[kW <sub>el</sub> /	kW <sub>th</sub> ]	[kWh <sub>th</sub> /	m <sup>3</sup> ]
PrC	Tg1	-	-	-	1,0 /	3,2	-	0,1
	Tg2	7,9	-	-	1,6 /	4,6	-	-
	Tg3	10,0	-	-	3,3 /	9,2	-	-
	Tg4	10,0	3,4	-	7,8 /	19,7	26,8 /	0,6
	Tg5	10,0	-	-	15,7 /	33,9	-	-
PrG	Tg1	6,3	-	-	-	-	-	-
	Tg2	9,2	9,4	-	1,2 /	3,3	-	-
	Tg3	10,0	14,4	-	2,6 /	7,1	-	1,4
	Tg4	10,0	15,4	-	7,2 /	18,1	25,4 /	0,5
	Tg5	10,0	-	24,2 / 9,3	10,7 /	23,2	61,7 /	1,3
PrS	Tg1	5,1	-	-	1,0 /	3,2	-	-
	Tg2	9,6	-	-	1,8 /	5,2	12,7 /	0,3
	Tg3	10,0	-	-	3,7 /	10,1	18,9 /	0,4
	Tg4	18,1	-	-	7,7 /	19,4	-	-
	Tg5	26,8	-	-	16,4 /	35,5	62,8 /	1,3

Im Vergleich zu diesen Ergebnissen zu Photovoltaik fällt die Entscheidung zur Investition in solarthermische Anlagen mit vier von fünfzehn in weit weniger Fällen. Drei davon treten in Szenario *PrG* auf, d.h. bei steigenden Gaspreisen. Da es sich annahmegemäß um heizungsunterstützende Anlagen handelt, ist der insbesondere in diesem Preisszenario erfolgende Zubau plausibel. Die Anlagen werden zusätzlich zur in allen Fällen ebenfalls gegebenen Photovoltaikanlage installiert. Bei der Interpretation dieses Sachverhalts ist zu beachten, dass keine Dachflächenbegrenzung und somit keine Nutzungskonkurrenz zwischen solar-thermischer und solar-elektrischer Technik abgebildet ist<sup>138</sup>.

In fast allen Modellläufen ist eine Mikro-KWK-Anlage in den Ergebnissen vertreten. Einzig bei steigenden Gaspreisen wird im EFH keine solche Anlage installiert (in *Tg1* bei *PrG*). In diesem Szenario wird die Anlage auch in allen anderen Typgebäuden kleiner dimensioniert als in den beiden anderen Fällen.

<sup>136</sup> nach Preisszenarien *PrC*, *PrG*, *PrS* und Typgebäuden *Tg1* bis *Tg5* in Variante *Vr1*

<sup>137</sup> Bei der Angabe in Kilowattstunden wird gemäß  $E = Q = c_p \cdot m \cdot \Delta T$  von  $\Delta T = 30 \text{ K}$  ausgegangen.

<sup>138</sup> Anhand nachgelagerter Überschlagsrechnungen wird untersucht, ob sich bei Abbildung begrenzter Dachflächen geringere solarelektrische oder solarthermische Leistungen ergäben. Dazu werden die Plausibilitätsgrößen aus Tabelle 5.1 herangezogen, mit Annahmen zur Gebäudemorphologie und zum leistungsbezogenem Flächenbedarf ergänzt. In den meisten Konfigurationen ergeben sich gemessen an den Modellergebnissen keine oder keine maßgeblichen Beschränkungen der Solarleistung. Zu einer modellendogenen Berücksichtigung begrenzter Dachflächen in POPART vgl. McKenna et al. (2018).

Im Preisszenario *PrG* kommt es für Typgebäude *Tg5*, d.h. im GMH bei steigenden Gaspreisen, fällt die Entscheidung zur Investition in eine Wärmepumpe. Dies ist jedoch allein in diesem Modelllauf der Fall.

Mit Bezug auf Strom- und Wärmespeicher ergibt sich einerseits einheitlich über alle Modellläufe die Installation entweder kleiner Speicherkapazitäten von bis zu 1,3 m<sup>3</sup> bzw. 1,4 kWh<sub>el,net</sub> oder gar keiner Speicheranlagen. Wärmespeicher treten nur bei sechs aus fünfzehn Modellläufen auf, Batteriespeichern nur bei zweien. Die letzteren zwei Modellläufe sind allerdings von den ersteren sechs verschieden. Die Investitionsentscheidung in die Speichertypen ist also als Alternativentscheidung aufzufassen. Am höchsten fallen die Wärmespeicherkapazitäten in den größten Typgebäuden *Tg5* in den Szenarien *PrG* und *PrS* mit steigenden Endenergieträgerpreisen aus. Auch diese Kapazitäten sind jedoch als nahezu vernachlässigbar einzuordnen<sup>139</sup>.

In allen Modellläufen kommt es erwartungsgemäß zusätzlich zur Installation eines Gaskessels<sup>140</sup>.

Es ergeben sich somit Systeme zur dezentralen Strom- und Wärmeversorgung durch Kombination von zwischen drei und fünf verschiedenen Wärme- oder Strom-Erzeugungs- und Speicher-Techniken. Am häufigsten treten komplexere Systeme, d.h. eine Kombination von fünf Techniken, im Szenario *PrG* auf. Hier wird trotz steigender Gaspreise in den Typgebäuden *Tg2* bis *Tg5* eine Mikro-KWK-Anlage installiert. Diese wird allerdings kleiner dimensioniert als in den anderen Preisszenarien und dafür in den Typgebäuden *Tg2* bis *Tg4* um eine Solarthermieanlage, in *Tg5* um eine Wärmepumpenanlage sowie in den *Tg3* bis *Tg5* um eine Strom- oder Wärmespeicheranlage ergänzt. Zusätzlich wird in diesem Preisszenario in allen Typgebäuden eine Photovoltaikanlage installiert.

Insgesamt sind diese Ergebnisse soweit wie folgt zu beurteilen. Zunächst ist es bemerkenswert, dass trotz der Abbildung installationsfixer Ausgaben für alle abgebildeten Techniken Konfigurationen von bis zu fünf Techniken zu komplexen Systemen optimal sind. Die Investitionsentscheidung in eine Photovoltaik-Anlage in fast allen Modellläufen entspricht den Erwartungen, da die Kombination aus Eigenverbrauch erzeugter Strommengen, Einspeisung von Überschüssen gegen Einspeisetarif und Bezug der Fehlmengen vom Netz unter den getroffenen Voraussetzungen a priori als wirtschaftlich einzustufen ist. Erwartungsgemäß sind die hohe Sensitivität der Ergebnisse zu Solarthermieanlagen auf den Gaspreis und die Unwirtschaftlichkeit bei konstanten Gaspreisen. Während in fast allen Modellläufen in Variante 1

---

<sup>139</sup> vgl. Abschnitt 6.3, insb. Tabelle 6-3. In der Realität würden Wärmespeicher dieser Größenordnung alleine schon aus praktischen (bzw. nicht in die Modellbildung einbezogenen) Aspekten installiert.

<sup>140</sup> vgl. Gleichung 3-31



eine Investitionsentscheidung in Mikro-KWK-Anlagen getroffen wird, fallen die Investitionen in Speichertechniken gering aus. Diese Umstände werden in den folgenden Abschnitten 6.2 und 6.3 einer genaueren Analyse unterzogen. Die Ergebnisse zu Investitionsentscheidungen zeigen im Wesentlichen erwartungsgemäß einen monotonen Anstieg der Kapazitäten mit der Gebäudegröße, bspw. bei Photovoltaik oder Mikro-KWK-Anlagen. Insbesondere bei Speichertechniken fallen die Ergebnisse allerdings etwas weniger systematisch aus. Dies ist jedoch durch die Verwendung einer prozentualen Fehlerschranke als Abbruchkriterium für das verwendete Lösungsverfahren erklärlich. Als Zwischenfazit favorisieren die Ergebnisse in den meisten Modellläufen Photovoltaik und Mikro-KWK. Bei steigenden Gaspreisen werden diese durch solarthermische oder Wärmepumpen-Anlagen ergänzt. Die Verwendung von Speichern ist marginal.

## 6.2 Betriebsführung

Entsprechend des verwendeten Ansatzes der integrierten Optimierung von Investitionsentscheidung und Betriebsführung für Strom- und Wärme-Versorgung sind die vorausgehend dargestellten Ergebnisse im Zusammenhang mit den Ergebnissen zur Einsatzplanung zu erfassen, die im Folgenden vorgestellt werden.

Abbildung 6-1 zeigt die Einsatzplanung im Zeitverlauf für elektrische und thermische Kapazitäten beispielhaft für Typgebäude *Tg2* über einen Zeitraum von zwei Wochen mit dem Ziel der Veranschaulichung und Plausibilisierung der Betriebsführung. Im oben angeordneten Teil des Schaubilds ist der Einsatz elektrischer und im unteren Schaubild thermischer Kapazitäten dargestellt. Unmittelbar erkennbar sind tägliche Erzeugungsspitzen der Photovoltaikanlage in roter Farbe. Einspeisung ins Stromnetz und Eigenverbrauch sind farblich durch verschiedene Schattierungen des verwendeten Farbtons abgegrenzt, analog bei der Mikro-KWK-Anlage. Diese wird im Zeitraum bis 5. April zumeist bei Volllast betrieben und trägt so einen Großteil zur Deckung der Heizlast bei. Im Zeitraum bis 2. April kommt allerdings zusätzlich der Gaskessel zum Einsatz. Danach kann der Betrieb des Gaskessels durch Verwendung des Wärmespeichers vermieden werden. Ein- und Ausspeicherung sowie Ladezustände des Wärmespeichers sind entsprechend angegeben. Im Zeitraum nach dem 2. April wird die KWK-Anlage in modulierender Fahrweise betrieben. Auf diese Weise kann Strombezug weitgehend vermieden werden. Lediglich bei einigen Bedarfsspitzen – insbesondere die abendlichen Bedarfsspitzen außerhalb der Photovoltaik-Spitzenenerzeugung um die Mittagszeit – wird zusätzlich Strom aus dem Netz bezogen. Analog ließen sich zwar die Ergebnisse für alle berechneten 8760 Stunden in allen 45 Modellläufen auftragen. Für die weitere Analyse wird jedoch auf aggregierte Größen bzw. Kennzahlen höherer Informationsdichte zurückgegriffen.

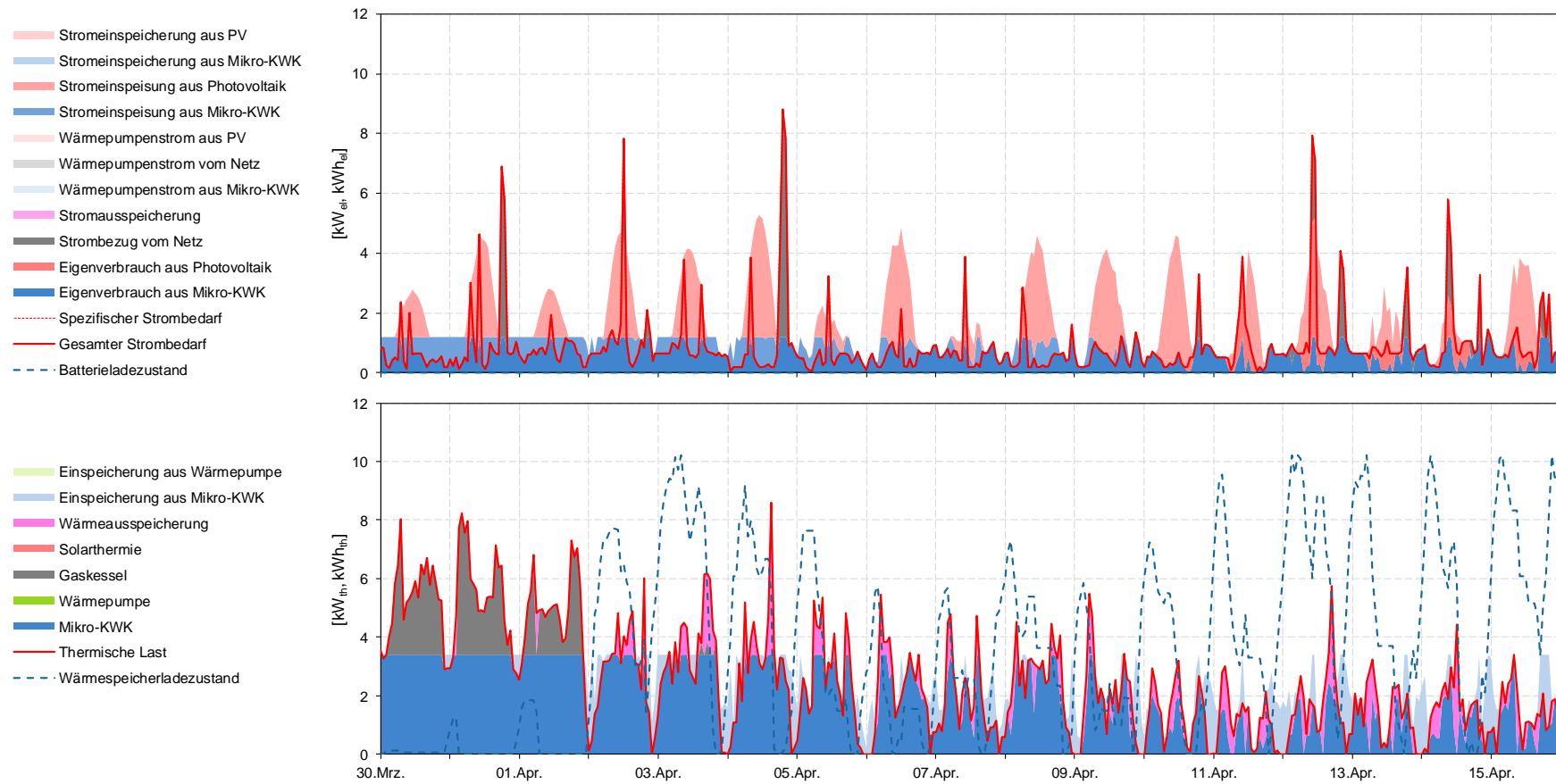


Abbildung 6-1: Einsatzplanung elektrischer (oben) und thermischer (unten) Kapazitäten beispielhaft in einer Periode von zwei Wochen

Mit Fokus auf die Stromversorgung zeigt Abbildung 6-2 die Gesteung und Verwendung von Strommengen am Beispiel von Typgebäude *Tg4*. Die entsprechenden Ergebnisse zu den anderen Typgebäuden sind im Anhang angegeben. Dabei werden die Ergebnisse mit objektbasierten Erzeugungsoptionen in Variante *Vr1* den Ergebnissen in Variante *Vr3* gegenübergestellt, d.h. der Referenzversorgung in Form vollständiger Deckung des Strombedarfs durch Bezug aus dem Netz.

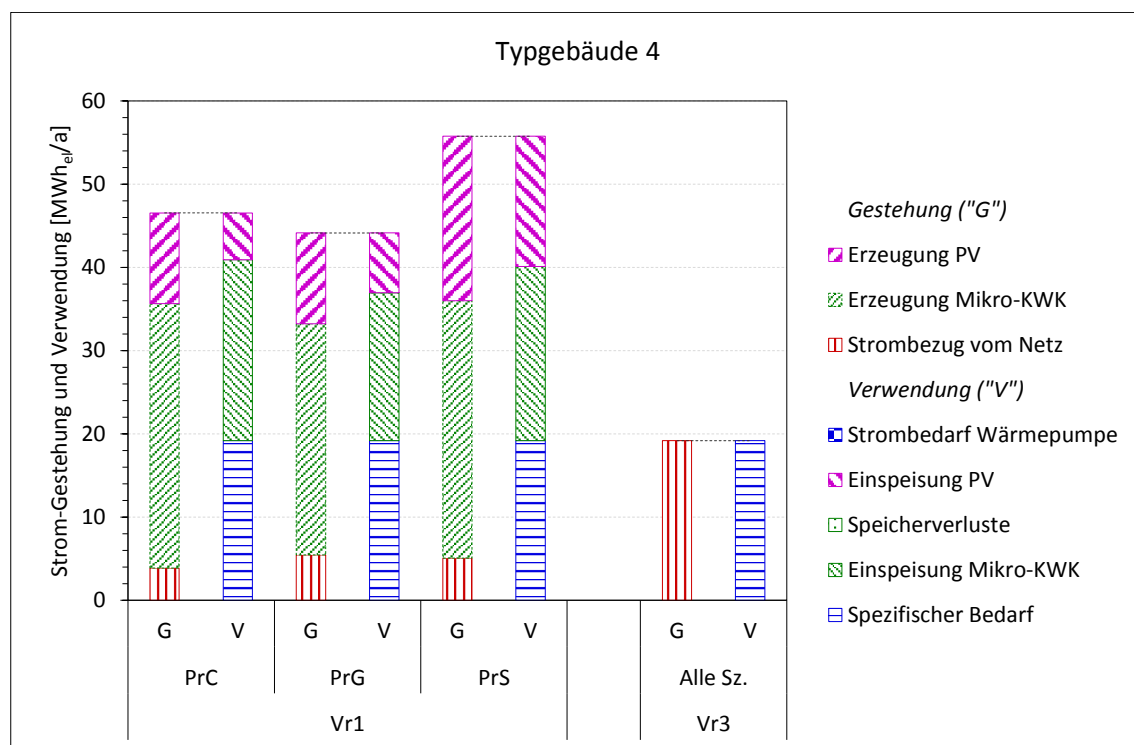


Abbildung 6-2: Gegenüberstellung von Strom-Gestehung (*G*) und Verwendung (*V*) in den Varianten *Vr1* (mit Optionen lokaler Erzeugung) in drei Preisszenarien mit Variante *Vr3* (Ausschluss lokaler Erzeugung, Referenzversorgung) beispielhaft für Typgebäude *Tg4*<sup>141</sup>

Durch diese Gegenüberstellung von Strom-Gestehung und Verwendung wird deutlich, dass in allen Preisszenarien der Bezug von Strom aus dem Netz deutlich vermindert wird, während die objektbasierte Erzeugung den Bedarf bei weitem übertrifft<sup>142</sup>. Tabelle 6-2 gibt die Ergebnisse für alle Preisszenarien und Typgebäude überblicksartig an, zusätzlich unter Verwendung der Kennzahlen *Eigenverbrauchsquote* und *Eigenerzeugungsquote*<sup>143</sup>.

<sup>141</sup> die entsprechenden Ergebnisse zu den anderen Typgebäuden siehe Anhang

<sup>142</sup> In Abbildung 6-2 nicht zu erkennen ist die entsprechende Zunahme des Bezugs von Erdgas aus dem Gasnetz (vgl. Tabelle 6-5).

<sup>143</sup> Die *Eigenverbrauchsquote* setzt die eigenverbrauchte Strommenge mit der gesamten eigenerzeugten Strommenge eines Jahres ins Verhältnis, d.h. umgekehrt formuliert den Anteil an der Eigenerzeugung, der nicht ins Netz eingespeist wird. Sie entspricht dem *elektrischen Produktionsdeckungsgrad* bei Arndt (2008 S. 8). Die *Eigenerzeugungsquote* hingegen ist das Verhältnis aus eigenverbrauchter Strommenge und Strombedarf, d.h. um-

Tabelle 6-2: Elektrische Eigenerzeugung und Eigenverbrauch nach Typgebäude und Preisszenario in Variante *Vr1*

Preis-Szenario	Typgebäude	Spezifischer Bedarf	Erzeugung Mikro-KWK	Erzeugung PV	Strombezug vom Netz	Strombedarf Wärmepumpe	Gesamterzeugung	Erzeugungs-Bedarfs-Verhältnis	Eigenerzeugungsquote	Eigenverbrauchsquote
		[MWh <sub>el</sub> /a]						[%]		
PrC	Tg1	3,9	4,3		1,9	-	4,3	110,4	50,6	45,8
	Tg2	7,8	7,5	8,5	2,5	-	16,0	205,3	68,5	33,4
	Tg3	12,8	14,9	10,9	4,0	-	25,9	202,4	69,0	34,1
	Tg4	19,2	31,8	10,9	3,9	-	42,7	222,6	79,8	35,8
	Tg5	32,0	63,5	10,9	9,7	-	74,4	232,4	69,7	30,0
PrG	Tg1	3,9		6,9	2,3	-	6,9	176,3	41,2	23,4
	Tg2	7,8	5,2	10,0	2,6	-	15,2	195,3	66,8	34,2
	Tg3	12,8	11,2	10,9	3,7	-	22,1	173,1	70,9	40,9
	Tg4	19,2	27,8	10,9	5,4	-	38,7	201,8	71,6	35,5
	Tg5	32,0	42,3	10,9	7,9	25,7	53,2	92,1	86,4	93,8
PrS	Tg1	3,9	4,3	5,5	1,1	-	9,9	251,6	71,4	28,4
	Tg2	7,8	8,4	10,5	1,8	-	18,9	242,9	77,3	31,8
	Tg3	12,8	16,5	10,9	2,9	-	27,4	214,7	77,5	36,1
	Tg4	19,2	30,9	19,8	5,1	-	50,7	264,4	73,6	27,8
	Tg5	32,0	67,8	29,3	3,8	-	97,1	303,2	88,2	29,1

Die Eigenverbrauchsquoten liegen zwischen 28 % und 46 %, von einer Ausnahme abgesehen. Da ein Großteil der Eigenerzeugung auf die Technik Mikro-KWK entfällt, deren Erzeugung sich gemäß des Bedarfsprofils steuern lässt, liegen diese vergleichsweise niedrigen Eigenverbrauchsquoten zunächst nicht in der Erwartung. Durch Betrachtung der Eigenerzeugungsquote und des zusätzlich angegebenen Verhältnisses aus Eigenerzeugung und Gesamtstrombedarf wird hingegen deutlich, dass Dimensionierung und Betriebsplanung nicht hauptsächlich auf eine hohe Eigenverbrauchsquote sondern auf eine weitgehende Verdrängung von Strombezug durch Eigenerzeugung ausgerichtet sind<sup>144</sup>. Besonders hoch fallen Eigenerzeugungsquote und Erzeugungs-Bedarfs-Verhältnis erwartungsgemäß im Preisszenario *PrS* mit steigenden Strompreisen aus. Entsprechend ist dort die Eigenverbrauchsquote am geringsten. Im Szenario *PrG* mit steigenden Gaspreisen verhält es

gekehrt formuliert der Anteil am Strombedarf, der nicht durch Bezug aus dem Stromnetz gedeckt wird. Sie entspricht dem *elektrischen Bedarfsdeckungsgrad* bei Arndt (2008 S. 7). Speicherverluste werden hierbei vereinfachend dem Bedarf zugeschlagen.

<sup>144</sup> Die *Eigenerzeugungsquote* weist mit anderen Worten den Rückgang des Strombezugs gegenüber der Referenzversorgung aus.

sich umgekehrt. Diese Kombination aus Dimensionierung und Betriebsführung ist im Vergleich zur Referenzvariante *Vr3* mit einer erheblichen Zunahme des Erdgasbedarfs sowie mit erheblichen ins Stromnetz eingespeisten Strommengen verbunden<sup>145</sup>. Diese Erkenntnisse werden in Abschnitt 6.3 vertieft.

Die genannte Ausnahme tritt im GMH bei steigenden Gaspreisen auf<sup>146</sup>. Hier kann durch die Kombination von Mikro-KWK-, Photovoltaik- und Wärmepumpen-Anlage mit einem Wärmespeicher eine sehr hohe Eigenverbrauchsquote von 94 % mit einer gleichzeitig sehr hohen Eigenerzeugungsquote von 86 % verbunden werden<sup>147</sup>. Allerdings heißt dies, dass auch in diesem Fall – trotz Einsatz einer elektrischen Wärmepumpe – der Bezug von Strommengen aus den Netz im Vergleich zur Referenzvariante *Vr3* deutlich verringert werden kann.

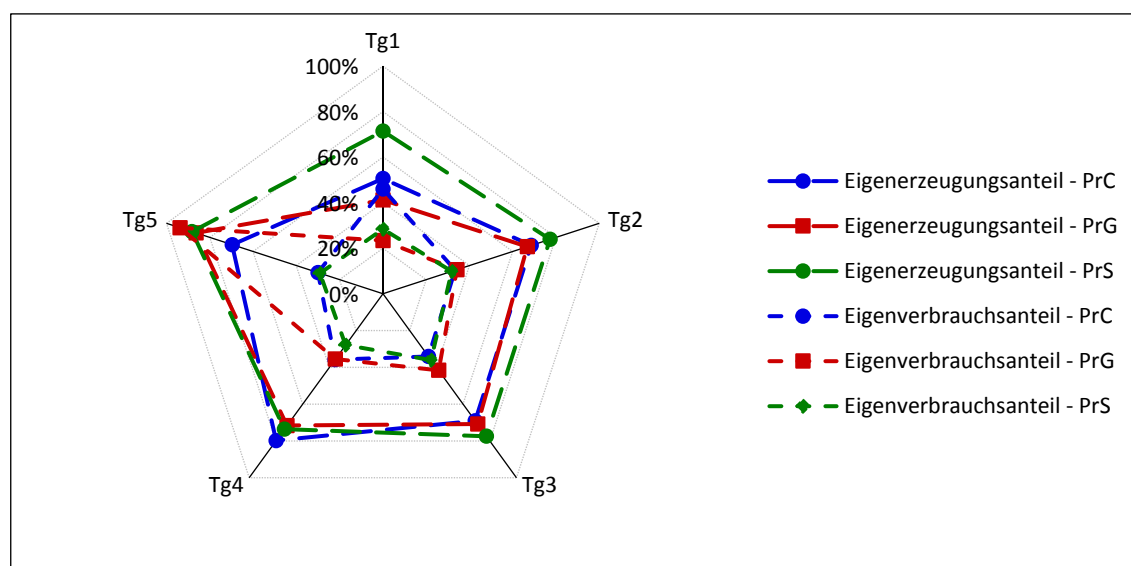


Abbildung 6-3: Eigenerzeugungsquote und Eigenverbrauchsquote in Variante *Vr1* nach Preisszenarien (*PrC*, *PrG*, *PrS*) und Typgebäuden (*Tg1* bis *Tg5*)

## 6.3 Wirtschaftlichkeit

Im Folgenden wird die Struktur der Ausgaben und Einnahmen in der diskontierten Zahlungsreihe in den verschiedenen Modellläufen untersucht und verglichen. Es werden dazu die *Gesamtausgaben* und die (mit den Gesamteinnahmen) *saldierte*

<sup>145</sup> vgl. Tabelle 6-5

<sup>146</sup> d.h. bei Typgebäude *Tg5* im Preisszenario *PrG*, s. Anhang

<sup>147</sup> Ebenfalls zu einer positiven Bewertung der Kombination von KWK-Anlage mit Wärmepumpen in MFH kommen bspw. Gerhardt et al. (2015 S. 85).

*Gesamtausgaben* unterschieden. Da die saldierten und diskontierten Gesamtausgaben die Zielfunktion der Optimierung darstellen, ist ihre Analyse in besonderer Weise nützlich bei der Interpretation der jeweiligen optimalen Lösungen.

Abbildung 6-4 stellt daher die Barwerte der Zahlungsreihen der Gesamtausgaben, Einnahmen und der entsprechend saldierten Gesamtausgaben in den Varianten *Vr1*, *Vr2* und *Vr3*, in den Preisszenarien *PrC*, *PrG* und *PrS* am Beispiel des Typgebäudes *Tg4* dar. Die entsprechenden Ergebnisse für die anderen Typgebäude sind im Anhang angegeben.

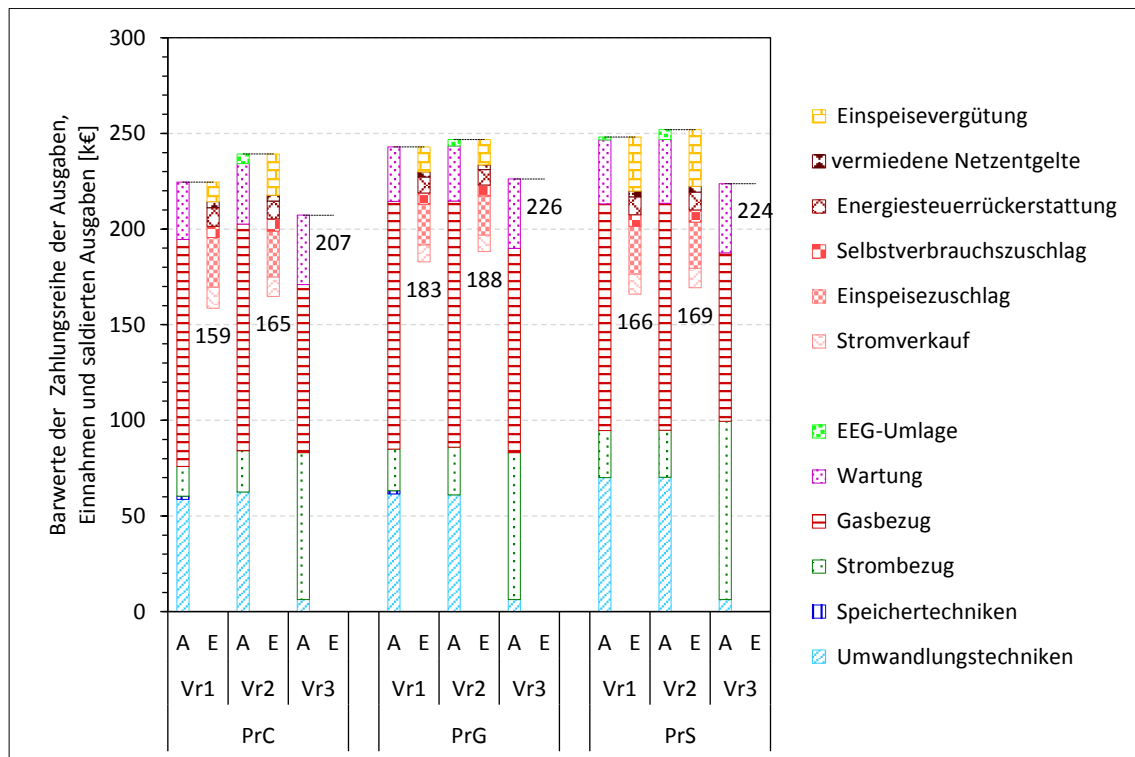


Abbildung 6-4: Barwerte der Zahlungsreihen der Ausgaben (Abk. *A*, in der Legende die unteren Posten), Einnahmen (*E*, in der Legende die oberen Posten) und der entsprechend saldierten Ausgaben in den Varianten *Vr1*, *Vr2* und *Vr3*, in den Preisszenarien *PrC*, *PrG* und *PrS* am Beispiel des Typgebäudes *Tg4*<sup>148</sup>

Im Vergleich der Varianten untereinander ist zu erkennen, dass in Referenzversorgungsvariante *Vr3* definitionsgemäß keine Einnahmen vorliegen und somit die Gesamtausgaben den Zielfunktionswert darstellen. In den beiden anderen Varianten *Vr1* und *Vr2* müssen diese jedoch mit Einnahmen aus Förderinstrumenten, Stromverkäufen und Rückerstattungen saldiert werden. Durch das Hinzufügen ggü. Variante *Vr1* zusätzlicher Nebenbedingungen in den Varianten *Vr2* und *Vr3*<sup>149</sup> liegen

<sup>148</sup> die vergleichbaren Ergebnisse für die anderen Typgebäude siehe Anhang

<sup>149</sup> vgl. Abschnitt 5.3

dort die saldierten Ausgaben erwartungsgemäß mindestens auf gleichem Niveau oder höher.

Dies trifft allerdings nicht auf die Gesamtausgaben (vor Saldierung der Einnahmen) zu, welche in 13 von 15 Modellläufen in Variante *Vr1* als auch in *Vr2* sogar *höher* als in Variante *Vr3* ausfallen, durch Saldierung mit den Einnahmen aber unter dem Niveau von *Vr3* liegen. Diese Erhöhung der unsaldierten Gesamtausgaben im Vergleich der Varianten *Vr1* und *Vr3* bewegt sich für fast alle Konstellationen zwischen 6,1 % (bei *Tg3* in *PrS*) und 18,1 % (*Tg2/PrC*). In einem Fall werden die Referenzausgaben (in *Vr3*) durch die unsaldierten Gesamtausgaben (in *Vr1*) sogar um 24,6% (bei *Tg1* in *PrS*) übertroffen. Alleine im Fall von Typgebäude *Tg5* im Preisszenario mit zunehmenden Gaspreisen (*PrG*) kommt es durch die Kombination aus Mikro-KWK-, Photovoltaik- und Wärmepumpen-Anlage mit einer Wärmespeicher, einer Eigenverbrauchsquote von 94 % und einer Eigenerzeugungsquote von 86 % zu einer unmittelbaren Minderung der (unsaldierten) Gesamtausgaben um 9,8 %. Dabei ist stets zu beobachten, dass in den Varianten *Vr1* und *Vr2* die investitionsabhängigen Ausgaben höher und die Ausgaben für den Bezug von Strom aus dem Netz gegenüber Variante *Vr3* niedriger ausfallen.

In Tabelle 6-3 werden die Barwerte der Zahlungsreihen der mit den Einnahmen saldierten Ausgaben für alle Typgebäude und Preisszenarien dargestellt und systematisch nach Varianten verglichen. Dabei werden die Minderausgaben in Variante *Vr1* sowohl ggü. *Vr2* als auch ggü. *Vr3* dargestellt. Die Spalte *Vr1 vs Vr3* weist folglich die Minderausgaben im Saldo mit etwaigen Einnahmen aufgrund der Möglichkeit des Einsatzes lokaler Erzeugungs- und Speichertechniken gegenüber der Referenzversorgung aus in *Vr3* aus. Die Spalte *Vr1 vs Vr2* gibt hingegen die Minderausgaben in *Vr1* ggü. *Vr2* durch die in *Vr1* zusätzliche Möglichkeit des Einsatzes von Speichern an.

Bei diesem Vergleich der diskontierten und saldierten Gesamtausgaben ist es wichtig darauf hinzuweisen, dass es sich dabei nicht etwa um einen Vergleich der Rentabilität von Investitionen handelt und ein solcher – entsprechend der Erläuterungen in den Abschnitten 2.1 und 2.2 – auch nicht angestrebt ist.

Insgesamt zeigt sich zunächst im Vergleich von *Vr1* mit *Vr3*, dass durch die Nutzung der in *Vr1* ggü. *Vr3* zusätzlich gegebenen Möglichkeit des Einsatzes lokaler Erzeugungs- und Speichertechniken die diskontierten und saldierten Gesamtausgaben zur Strom- und Wärmeversorgung in allen Modellläufen gemindert werden können. Das Ausgabenminderungspotenzial hängt jedoch von den Annahmen zur Entwicklung der Endenergieträgerpreise und besonders stark von der Gebäudegröße ab. Insgesamt nimmt es mit der Gebäudegröße zu, ist am höchsten bei Annahme steigender Strompreise (*PrS*) sowie am niedrigsten bei steigenden Erdgaspreisen (*PrG*)

und liegt dazwischen bei Annahme konstanter Preise (*PrC*). Unter der Annahme konstanter Energiepreise in *PrC* beträgt es in Typgebäude *Tg1* lediglich 2,5 %, während es in *Tg5* zwischen 21 % (in *PrG*) und 32 % (in *PrS*) beträgt<sup>150</sup>. Weiterhin ergibt der Vergleich von *Vr1* und *Vr2*, dass der Teil des Ausgabenminderungspotenzials, der auf die Nutzung von Speichern entfällt, sich im unteren einstelligen Prozentbereich bewegt und damit als sehr gering einzuordnen ist. Anders ausgedrückt, ist das Potenzial größtenteils auch völlig ohne den Einsatz von Speichern umsetzbar<sup>151</sup>.

Durch Vergleich von Abbildungen A-2 bis A-6 im Anhang und Analyse der Struktur der Ausgaben wird deutlich, dass diese Ausgabenminderungspotenziale mit einer deutlichen Erhöhung der investitionsabhängigen Ausgaben, im wesentlichen für Umwandlungskapazitäten, einer deutlichen Minderung der Ausgaben für Bezug von Strom aus dem Netz und einer geringen bis moderaten Zunahme der Ausgaben für den Bezug von Erdgas verbunden sind. Außerdem ist zu erkennen, dass in Variante *Vr1* in den Typgebäuden *Tg1* bis *Tg3* die Entrichtung der EEG-Umlage auf eigenverbraachte Strommengen in allen Preisszenarien durch Ausnutzung der Kleinanlagenregelung<sup>152</sup> vollständig und in *Tg4* weitgehend vermieden werden kann. Die Einnahmen erklären sich in erster Linie aus den in Abschnitt 2.5 erläuterten politischen Instrumenten. Hier sind Vergütungen ins Netz eingespeister Strommengen gemäß der Einspeisevergütung nach §§ 37 bzw. 51 EEG 2014 sowie des Einspeisezuschlags nach § 7 Abs. 1 KWKG 2016 die gewichtigsten Posten.

---

<sup>150</sup> Hingegen liegen in absoluten Größen die Ausgaben bei steigenden Endenergieträgerpreisen in *PrG* und *PrS* erwartungsgemäß höher als bei konstanten Preisen in *PrC*.

<sup>151</sup> vgl. Abschnitt 6.1

<sup>152</sup> vgl. Tabelle 6-1



Tabelle 6-3: Vergleich der Barwerte der Zahlungsreihen der mit den Einnahmen saldierten Ausgaben nach Typgebäuden, Preisszenarien und Varianten

Preisszenario	Typgebäude	Barwerte der sald. Ausgaben [k€]			Variantenvergleich <sup>153</sup> [%]	
		Vr1	Vr2	Vr3	Vr1 vs Vr3	Vr1 vs Vr2
PrC	Tg1	44	44	45	2,5	0,0
	Tg2	72	72	81	11,4	0,0
	Tg3	115	115	137	16,5	0,0
	Tg4	159	165	207	23,4	3,7
	Tg5	267	267	357	25,2	0,0
PrG	Tg1	48	48	49	3,2	1,7
	Tg2	80	80	88	9,5	0,0
	Tg3	130	129	150	13,3	0,0
	Tg4	183	188	226	19,2	2,8
	Tg5	310	313	391	20,7	0,7
PrS	Tg1	45	46	49	7,3	0,8
	Tg2	74	74	88	16,5	1,3
	Tg3	116	119	149	22,0	2,3
	Tg4	166	169	224	25,8	1,9
	Tg5	264	276	385	31,5	4,3

Während Abbildung 6-4 und Tabelle 6-3 absolute Größen (in Euro) ausweisen, folgt nun die Betrachtung der mittleren spezifischen saldierten Stromausgaben (in Euro pro Kilowattstunde). Zur Bewertung des Kuppelprodukts Wärme bei Vorliegen der Mikro-KWK-Anlage wird ein geeigneter Referenzpreis für Wärme benötigt. Ein solcher, unter kohärenten Annahmen gebildeter Referenzpreis liegt durch Auswertung von Variante *Vr3* vor. Da hier der Bedarf an Strom vollständig durch Bezug aus dem Stromnetz gedeckt wird, sind alle anderen anfallenden Ausgaben der Wärmeerzeugung zuzuschlagen. Zur Ermittlung des Wärmereferenzpreises werden also die um die Strombezugsausgaben verminderten Gesamtausgaben auf den Wärmebedarf bzw. die Wärmeerzeugung bezogen. Das Ergebnis ist nach Preisszenarien und Typgebäuden in Tabelle 6-4 angegeben. Die Werte sind konsistent mit den Angaben in Mailach und Oschatz (2013 S. 16, S. 38)<sup>154</sup>. Da die Erdgaspreisannahmen in den Preisszenarien *PrC* und *PrS* identisch sind, trifft dies auch auf die bezogenen Wärmegestehungsausgaben zu. Zur Berechnung der mittleren spezifischen saldierten Stromausgaben werden dann die um die Einnahmen und die die entsprechend bewertete Wärmeerzeugung verminderten Gesamtausgaben auf den spezifischen

<sup>153</sup> *Vr1 vs Vr3* weist dabei die Minderausgaben durch Möglichkeit des Einsatzes lokaler Erzeugungstechniken gegenüber der Referenzversorgung aus, *Vr1 vs Vr2* die Minderausgaben durch den Einsatz von Speichern.

<sup>154</sup> Verglichen wird mit dem Verhältnis aus „Jahreswärmebedarf“ und „Jahresgesamtkosten“ für das Heizsystem mit der Bezeichnung „Gas-BW-Gerät + Speicher“ abzgl. der in dieser Arbeit nicht betrachteten „Kapitalgebundenen Kosten“ für Heizflächen, Leitungssystem, Schornstein, sonst. Baukosten, Hausanschluss, Brennstofflagerung sowie Gas- bzw. Elektroinstallation (vgl. Abschnitt 2.3). Die so erhaltenen Werte liegen bei 0,11 €/kWh im EFH (dies. S. 16) und bei 0,10 €/kWh im MFH (dies. S. 38).

Strombedarf bezogen. Dieses Vorgehen allokiert die vollständige Ausgabenminderung in *Vr1* gegenüber *Vr3* auf die Stromausgaben.

Tabelle 6-4: Referenz-Wärmegestehungsausgaben als Ergebnis der Referenzvariante *Vr3* in Euro pro Kilowattstunde

Preis-Szenario	Wärmegestehungsausgaben [€/kWh <sub>th</sub> ]				
	Tg1	Tg2	Tg3	Tg4	Tg5
PrC	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10
PrG	0,13	0,12	0,12	0,11	0,11
PrS	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10

Abbildung 6-5 stellt die sich ergebenden mittleren spezifischen saldierten Stromausgaben nach Typgebäuden, Preisszenarien und Varianten dar. In Variante *Vr3* entsprechen die mittleren Stromausgaben dem Strompreis. Es ist ersichtlich, dass die Marge zwischen Referenzstrompreisen und mittleren Stromausgaben entsprechend der in Tabelle 6-3 präsentierten Ergebnisse mit der Gebäudegröße zunimmt und besonders hoch bei Annahme steigender Strompreise (in *PrS*) ausfällt.

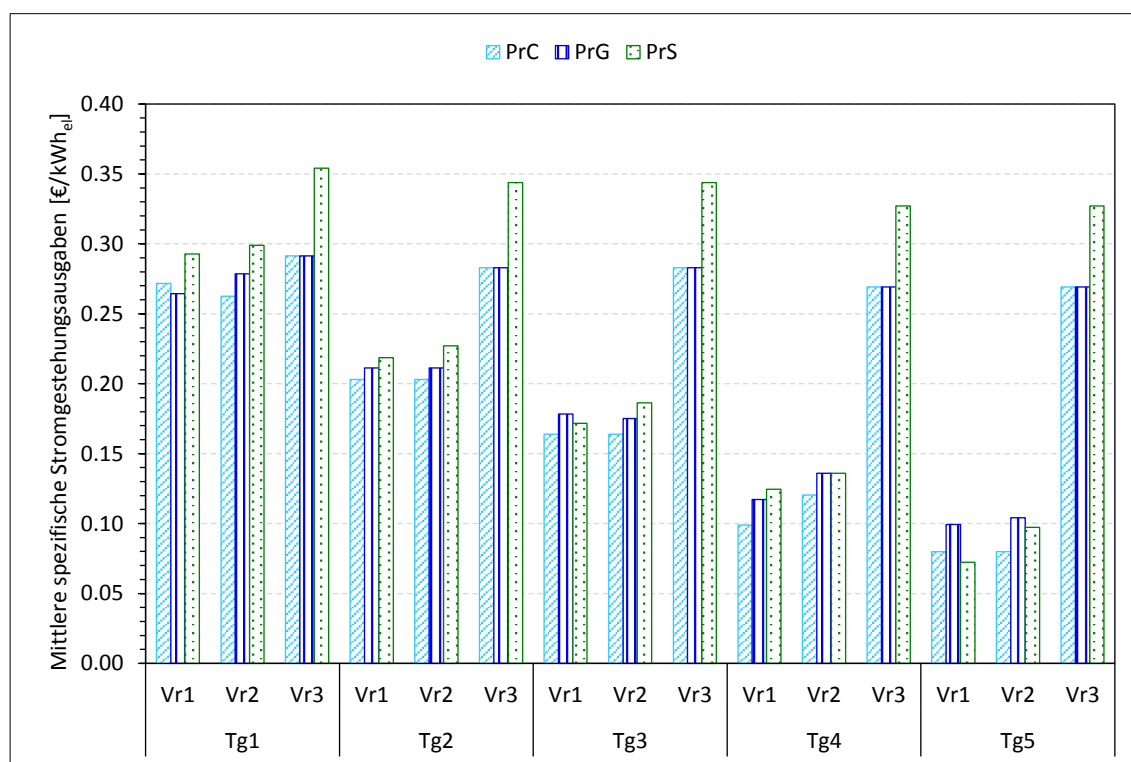


Abbildung 6-5: Mittlere spezifische saldierte Stromausgaben in den fünf Typgebäuden *Tg1* bis *Tg5* in den drei Preisszenarien *PrC*, *PrG*, *PrS* in Variante *Vr1* im Vergleich zu den Referenzvarianten *Vr2* und *Vr3*

Dies verdeutlicht das beträchtliche Potenzial für Akteure der Energie- oder Wohnungswirtschaft durch Ausnutzung dieser Marge eine Rolle in der Organisation entsprechender organisatorischer und technischer Lösungen basierend auf objektbasierten, erneuerbaren oder gekoppelten Stromerzeugungstechniken einzunehmen.

## 6.4 Emissionen

Zuletzt wird im Folgenden betrachtet, welche Konsequenzen sich aus den vorgestellten Ergebnissen hinsichtlich Emissionen von CO<sub>2</sub> ergeben. Grundsätzlich handelt es sich bei CO<sub>2</sub>-Emissionen im POPART-Modell um eine entscheidungsirrelevante Größe. Abbildung 6-6 stellt drei verschiedene Größen dar:

- Die lokalen direkten Emissionen durch Verbrennung von Erdgas: Dazu wird der gesamte Erdgasbezug zur Verwendung in Gaskessel oder Mikro-KWK-Anlage mit 200,9 kg<sub>CO2</sub>/MWh<sub>Hi</sub> unterem Heizwert gewichtet<sup>155</sup>.
- Die rechnerischen indirekten Emissionen durch Bezug von Strom aus dem Stromnetz: Hierfür wird der gesamte Strombezug mit den mittleren CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland von 534 kg<sub>CO2</sub>/MWh<sub>el</sub> gewichtet<sup>156</sup>.
- Die durch die Einspeisung dezentral erzeugten Stroms rechnerisch vermiedenen bzw. verdrängten Emissionen: Hierbei wird die gesamte ins Stromnetz eingespeiste Strommenge ebenfalls mit den mittleren CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland von 534 kg<sub>CO2</sub>/MWh<sub>el</sub> gewichtet<sup>157</sup>.

Abbildung 6-6 zeigt einen Vergleich der Ergebnisse für alle Preisszenarien in *Vr1* mit der Referenzvariante *Vr3* beispielhaft für Typgebäude *Tg4*. Im Anhang sind die entsprechenden Ergebnisse für alle anderen Typgebäude angegeben. Folgende Ergebnisse lassen sich ableiten:

- Zunächst lässt sich erkennen, dass die lokalen Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas in fast allen Modellläufen zunehmen, und zwar um zwischen 5 % (in *Tg2* in *PrG*) und 45 % (in *Tg5* in *PrS*). Lediglich in zwei Fällen verhält es sich anders. Im Preisszenario *PrG* in Typgebäude *Tg1* sind die Emissionen in *Vr1* identisch mit denen der Referenzvariante *Vr3*. Dies lässt sich leicht mit der fehlenden Mikro-KWK-Anlage in diesem Modelllauf erklären. Zudem sind im Typgebäude *Tg5* im Preisszenario *PrG* in Variante *Vr1* aufgrund der dort verwendeten Wärmepumpe die direkten Emissionen um 13 % geringer als in der Referenzvariante *Vr3*.

<sup>155</sup> vgl. bspw. Struschka et al. (2008)

<sup>156</sup> vgl. Icha und Kuhs (2017 S. 10); Wert für das Jahr 2015

<sup>157</sup> ebd.

- Die indirekten Emissionen durch Bezug von Strom aus dem Netz gehen erwartungsgemäß durch die lokale Stromerzeugung in allen Fällen um zwischen 41 % (in *Tg1* in *PrG*) und 88 % (in *Tg5* in *PrS*) zurück.
- Die Summe aus lokalen Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas und den indirekten Emissionen aus dem Bezug von Strom aus dem Stromnetz geht in 13 von 15 Modellläufen gegenüber der Referenzvariante *Vr3* um zwischen 3 % (in *Tg4* in *PrS*) und 34 % (in *Tg4* in *PrG*) zurück und entspricht in zwei Modellläufen (in *Tg1* in *PrC* und in *Tg5* in *PrS*) in etwa denen der Referenzvariante.
- Der Saldo mit den durch die Einspeisung dezentral erzeugten Stroms rechnerisch vermiedenen bzw. verdrängten Emissionen geht jedoch in allen Modellläufen um mindestens 22 % (in *PrC* in *Tg1*) und um bis zu 77 % zurück (in *PrS* in *Tg2*).

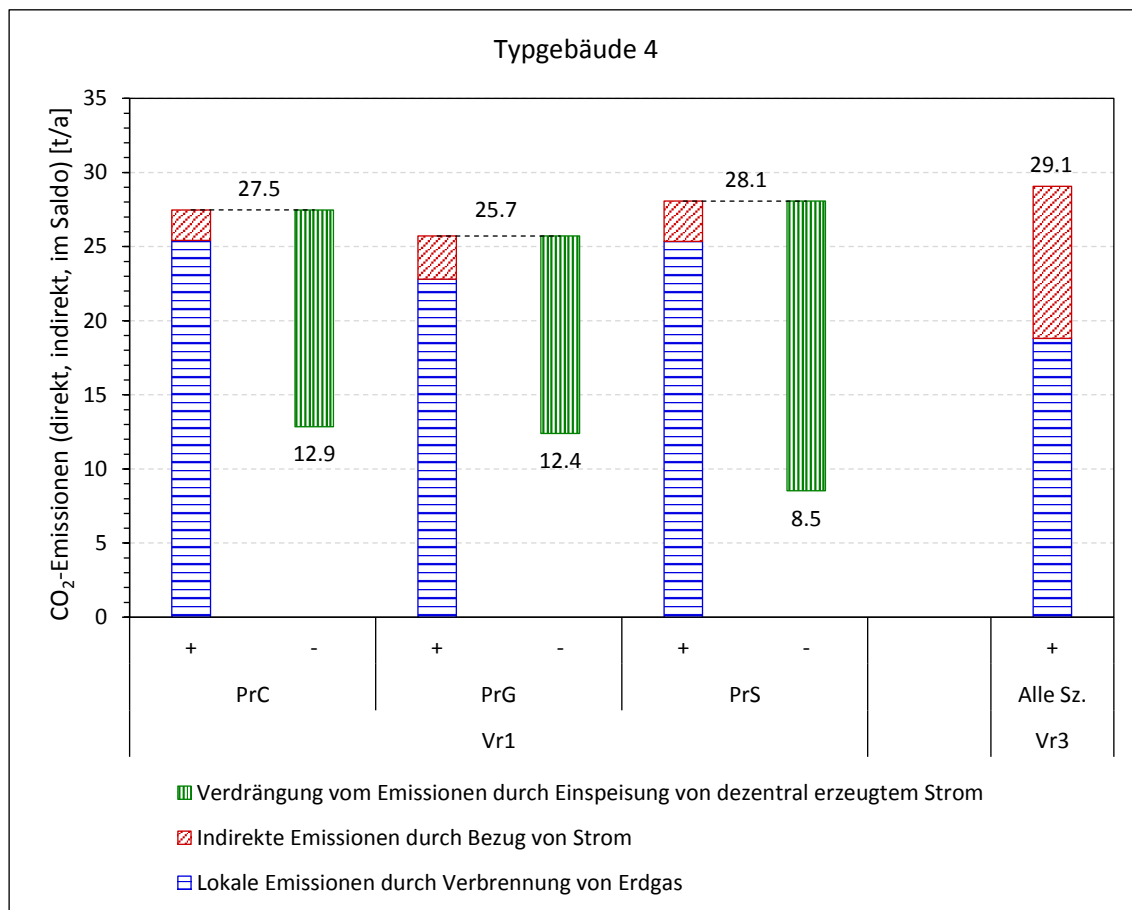


Abbildung 6-6: Direkte, indirekte und verdrängte CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der dezentralen Wärme- und Strom-Erzeugung bzw. Versorgung in Variante *Vr1* und Vergleich mit der Referenzversorgung in Variante *Vr3* am Beispiel von Typgebäude *Tg4*<sup>158</sup>

<sup>158</sup> für entsprechende Ergebnisse zu den anderen Typgebäuden vgl. Anhang

Der in der großen Mehrheit der Modellläufe auftretende Rückgang lokaler, indirekter, gesamter und saldierter CO<sub>2</sub>-Emissionen ist trotz der Entscheidungsirrelevanz dieser Größen einsichtig, v.a. da beim Einsatz von Photovoltaik sowie Solarthermie keine Emissionen auftreten. Dabei ist es allerdings wichtig zu beachten, dass es sich bei den Rechnungen um eine Grenzbetrachtung mit Gültigkeit lediglich für eine marginale lokale Erzeugungsinstallation handelt. Vor allem liegt den Rechnungen aber wie erwähnt der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor der Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2015 von 534 kg<sub>CO2</sub>/MWh<sub>el</sub> zugrunde. Mit fallendem durchschnittlichem Emissionsfaktor der inländischen Stromerzeugung verringern sich entsprechend die anrechenbaren vermiedenen Emissionen durch dezentrale Einspeisung.

Bei Erreichen eines Schwellwerts der Emissionsintensität der inländischen Stromerzeugung entfällt die Emissionsersparnis durch dezentrale KWK unter ansonsten unveränderten Voraussetzungen. Bei Unterschreiten des Schwellwerts entstehen durch die dezentrale fossile KWK zusätzliche Emissionen im Vergleich zum Bezug der Strommengen aus dem Netz. Der Schwellwert der Emissionsintensität der inländischen Stromerzeugung liegt für übliche Wirkungsgrade dezentraler Anlagen in etwa in der Größenordnung des Emissionsfaktors von Erdgas. Beispielsweise in den Szenariorechnung bei Pfluger et al. (2017, Modul 3, S. 181 bzw. S. 246) tritt diese Voraussetzung im Basisszenario zwischen den Jahren 2030 und 2040 ein (während dies allerdings im Referenzszenario nachlassender energie- und klimapolitischer Maßnahmen über den gesamten Betrachtungszeitraum der Studie bis zum Jahr 2050 nicht eintritt).

Tabelle 6-5: Überblick über ausgewählte Ergebnisse des POPART-Modells in den Preisszenarien *PrC*, *PrG*, *PrS* für die Typgebäude *Tg1* bis *Tg5* in Variante *Vr1*; CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu *Vr3*

Preisszenario ▶		PrC (konstante Preise)					PrG (steigende Gaspreise)					PrS (steigende Strompreise)				
Typgebäude ▶	Einheit ▼	Tg1	Tg2	Tg3	Tg4	Tg5	Tg1	Tg2	Tg3	Tg4	Tg5	Tg1	Tg2	Tg3	Tg4	Tg5
<b>Ausgaben und Einnahmen</b>																
Gesamtausgaben <sup>(1)</sup>	k€ <sub>0</sub>	51	96	155	224	392	57	101	161	243	421	61	102	158	248	422
Einnahmen <sup>(2)</sup>	k€ <sub>0</sub>	7	24	40	65	125	10	21	31	60	111	16	28	42	82	158
Saldierte Ausg. <sup>(1-2)</sup>	k€ <sub>0</sub>	44	72	115	159	267	48	80	130	183	310	45	74	116	166	264
Investitionen	k€ <sub>0</sub>	16	34	46	60	82	16	38	51	63	114	26	40	49	70	116
Endenergie	k€ <sub>0</sub>	32	50	91	134	258	32	52	92	152	196	29	51	91	143	245
Wartungsausg.	k€ <sub>0</sub>	3	11	18	30	44	9	11	18	28	43	5	11	18	33	50
<b>Investitionsentscheidungen</b>																
Gaskessel	kW <sub>th</sub>	12	20	36	61	108	12	20	36	61	108	12	20	36	61	108
Wärmepumpe	kW <sub>th</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	24	0	0	0	0	0	0
Solarthermie	kW <sub>th</sub>	0	0	0	3,4	0	6	9,4	0	0	0	0	0	0	0	0
Mikro-BHKW	kW <sub>th</sub>	3	5	9	20	34	0	3	7	18	23	3	5	10	19	36
	kW <sub>el</sub>	1	2	3	8	16	0	1	3	7	11	1	2	4	8	16
PV-Anlage	kW <sub>el</sub>	0	8	10	10	10	6	9	10	10	10	5	10	10	18	27
Batteriespeicher	kWh <sub>el</sub>	0,1	0	0	0	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	0	0
Wärmespeicher	m <sup>3</sup>	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0,5	1,3	0	0,3	0,4	0	1,3
<b>Technikeinsatz</b>																
Erdgasbezug	MWh <sub>Hi</sub>	23	40	72	126	234	18	33	61	114	144	23	41	75	126	241
Strombezug	MWh <sub>el</sub>	1,9	2,4	4,0	3,9	9,7	2,3	2,6	3,7	5,4	7,9	1,1	1,8	2,9	5,1	6,8
Einsp. aus KWK	MWh <sub>el</sub>	2,3	3,7	8,4	21,7	44,4	0	2,2	5,3	17,8	0	2,4	4,2	9,0	21,0	45,1
Einspeisung aus PV	MWh <sub>el</sub>	0	6,9	8,6	5,6	7,7	5,3	7,8	7,7	7,2	3,2	4,7	8,7	8,5	15,6	23,8
Eig.-Verb.-Quote	%	46	33	34	36	30	23	34	41	36	94	28	32	36	28	29
Eig.-Vers.-Quote	%	51	69	69	80	70	41	67	71	72	86	28	32	36	28	29
CO <sub>2</sub> -Emissionen	%	-22	-65	-58	-56	-52	-65	-75	-59	-57	-38	-75	-77	-60	-71	-73

## 7 Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Ausblick

Im vorliegenden Aufsatz wird ein Instrument zur Analyse der Entscheidungssituation der Energieversorgung eines Wohngebäudes aus einzelwirtschaftlicher Perspektive entwickelt und angewendet. Die Zielsetzung der Modellentwicklung ist es zu untersuchen, inwiefern der regulatorische und energiepolitische Rahmen geeignete Investitionsanreize für Akteure im Wohngebäudesektor zur Realisierung von in Fehrenbach et al. (2014) ermittelten gesamtwirtschaftlichen Potenzialen für elektrische Flexibilität durch sektorenggekoppelte Wärmerzeuger in Wohngebäuden setzt und an welche Voraussetzungen die wirtschaftliche Realisierung dieser Potenziale geknüpft ist. Das zu diesem Zweck entwickelte *POPART*-Modell bildet die Investitions- und Betriebsführungsentscheidungen bei der Energieversorgung eines Wohngebäudes auf mittelfristigen Zeithorizont anhand der Ausgaben für Umwandlungs- und Speicherkapazitäten und deren Betrieb, für Endenergieträger und Abgaben sowie Einnahmen durch eingespeiste Strommengen als gemischt-ganzzahliges lineares Programm mit dem Ziel der Minimierung der Ausgaben ab. Die Verwendung binärer Entscheidungsvariablen erlaubt die vereinfachte Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte bei den investitionsabhängigen Ausgaben für Anlagentechnik, die Definition von Mindestkapazitäten im Falle einer positiven Investitionsentscheidung, eine verbesserte Abbildung der Betriebsweise thermischer Speicher sowie die Abbildung der Kleinanlagenregelung bei der EEG-Umlage-Pflicht auf eigenverbrauchte Strommengen gemäß EEG. Praktisch umgesetzt wird das *POPART*-Modell in der *GAMS*-Umgebung.

Das *POPART*-Modell wird auf fünf verschiedene Typgebäude angewendet, die repräsentativ für eine Bandbreite konkreter Ausprägungen von Bestandswohngebäuden sind. Zur Berücksichtigung der unsicheren zukünftigen Entwicklung von Strom- und Gaspreisen werden jeweils drei Preisszenarien betrachtet. Weiterhin werden als Vergleichsmaßstab zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit der ermittelten Handlungsoptionen zusätzlich zur optimalen Lösung je zwei Referenzvarianten ohne Speichertechniken bzw. ohne die Möglichkeit elektrischer Eigenerzeugung berechnet.

Die Erkenntnisse aus der Modellanwendung lassen sich wie folgt zusammenfassen. Insgesamt belegt die Auswertung der Modellergebnisse unter gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen ein Spannungsverhältnis zwischen Sektorenkopplung und Eigenversorgung. Die Ergebnisse der deutlichen Mehrheit der Modellläufe sind stark geprägt vom Einsatz von Photovoltaik und Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung.

Diese Techniken werden fallabhängig um eine solarthermische Anlage oder eine Wärmepumpe ergänzt. In manchen Modellläufen wird zwar in Speichertechniken investiert, diese sind jedoch sowohl in ihrer Speicherkapazität als auch in ihrem Beitrag zur Ausgabenminderung als nahezu bedeutungslos einzuordnen. Die Dimensionierung der Photovoltaikanlage ist in vielen Modellläufen an der Kleinanlagenregelung orientiert, womit sich eine weitgehende Vermeidung von EEG-Umlage-Zahlungen auf eigenverbrauchte Strommengen umsetzen lässt. Bei der Betriebsführung der Anlagen zeigt sich, dass die objektbasierte Stromerzeugung den lokalen Bedarf in der Mehrheit der Modellläufe bei weitem übertrifft und entsprechend große Strommengen unter Nutzung verschiedener Förderinstrumente in das Stromnetz eingespeist werden. Dies führt zu vergleichsweise niedrigen Eigenverbrauchsquoten bei vergleichsweise hohen Eigenerzeugungsquoten.

Diese Ergebnisse werden in der Zusammenschau wie folgt gedeutet. Ein entscheidender Hebel zur Ausgabenminderung liegt in der Verringerung des Strombezugs aus dem Netz durch Eigenerzeugung bzw. Eigenverbrauch. Hier wird in der Literatur vielerorts der Einsatz elektrischer Speicher (oder bei der Kraft-Wärme-Kopplung auch thermische Speicher) zur Erhöhung des Eigenverbrauchs diskutiert. Aufgrund der Modellergebnisse ist es jedoch empfehlenswert anstatt dessen die Umwandlungskapazitäten größer zu dimensionieren und auf diesem Weg die Eigenerzeugungsquote zu erhöhen. Dieses Vorgehen verringert nicht nur den Strombezug aus dem Netz sondern erhöht gleichzeitig die Einspeisung in das Stromnetz weiter. Mit diesem Vorgehen lassen sich die mit den Einnahmen saldierten Ausgaben in MFH und besonders in GMH deutlich mindern, während sich das Ausgabenminderungspotenzial in EFH und ZFH gering ausnimmt. Insgesamt stellen die Ergebnisse zunächst unter gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen die Realisierung gesamtwirtschaftlicher Flexibilitätpotenziale<sup>159</sup> in Frage. Trotzdem verdeutlichen die Ergebnisse das beträchtliche Potenzial für Akteure der Energie- oder Wohnungswirtschaft durch Ausnutzung der aufgezeigten Margen eine Rolle in der Umsetzung entsprechender organisatorischer und technischer Lösungen basierend auf objektbasierten, erneuerbaren oder gekoppelten Stromerzeugungstechniken einzunehmen. Obwohl entscheidungsirrelevant verringern sich die Emissionen als Konsequenz in der Mehrheit der Modellläufe unter gegenwärtigen Voraussetzungen durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger und der Mikro-KWK deutlich. Hinsichtlich der Emissionsersparnis durch fossile KWK ist jedoch zu bedenken, dass sich mit zukünftig fallendem durchschnittlichem Emissionsfaktor der inländischen Stromerzeugung entsprechend die anrechenbaren vermiedenen Emissionen durch dezentrale Einspeisung verringern.

---

<sup>159</sup> vgl. Fehrenbach et al. (2014)



Der Ausblick zur vorliegenden Arbeit ergibt sich aus ihrer Zielsetzung gemäß der Ausführungen in der Einleitung: Die Analysen dieser Arbeit aus einzelwirtschaftlicher Perspektive und die daraus resultierenden, vorausgehend zusammengefassten Erkenntnisse sollen nun mit den in Fehrenbach et al. (2014) präsentierten Untersuchungen und Erkenntnissen aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive zusammengeführt, kontrastiert und einer integrierten Analyse unterzogen werden. Auf Basis dieser Zusammenschau aus beiden Perspektiven soll eine Einordnung der Rolle sektorgekoppelter Wärmeversorgung von Wohngebäuden in der Transformation des Energiesystems vorgenommen, die Aussichten zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung im Wohngebäudesektor kritisch diskutiert und Handlungsempfehlungen für Akteure der Energiewirtschaft, Energiepolitik und Wohnungswirtschaft abgegeben werden.

Aktuell wird bereits eine gegenüber dem in dieser Arbeit vorgestellten Stand weiterentwickelte Version des *POPART*-Modells in McKenna et al. (2018) zur Analyse des Einsatzes erneuerbarer Energieträger mit saisonaler Wärmespeicherung zur Wärmeversorgung eines Wohngebietes eingesetzt. Darüber hinaus sollte das *POPART*-Modell zur Analyse von Szenarien möglicher zukünftiger politischer Instrumente bzw. regulatorischer und energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen aus einzelwirtschaftlicher Perspektive angewendet werden. Außerdem sollte die Untersuchung auf zusätzliche Typgebäude ausgedehnt werden. Zudem könnte das Modell erweitert werden, um über Wärme- und Stromerzeuger hinaus gehende Gestaltungsoptionen zu betrachten, insbesondere Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Gebäudehülle oder Modernisierung des Heizungssystems durch Einsatz von Niedertemperatur- oder Flächenheizungen. Für eine ganzheitlichere Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Eigenverbrauchsmodellen bzw. Mieterstrommodellen in Mehrfamiliengebäuden wären zudem mit Information, Vertrieb, Verwaltung, Messung und Abrechnung verbundene Ausgaben miteinzubeziehen, aber auch potenzielle Mehreinnahmen im Kontext von Nutzerpräferenzen für lokale erneuerbare Energieversorgung<sup>160</sup>. Als mit geringem Aufwand machbare Erweiterung erscheint die Abbildung dynamischer Stromtarife zur Analyse der Effekte auf den Einsatz sektorgekoppelter Wärmeerzeuger als ein interessanter nächster Entwicklungsschritt.

---

<sup>160</sup> vgl. bspw. Sagebiel et al. (2014), Stigka et al. (2014), Reichmuth (2014), Klewes und Rauh (2012, insb. S. 38), McKenna et al. (2015, insb. S. 240)

---

## Schrifttum

- AGEB (2017): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2015. Tabelle herausgg. von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Abgerufen am 11. Oktober 2018 von [https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=bilanz15d.xlsx](https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=bilanz15d.xlsx)
- Arndt, U. (2008): Optimierung von KWK-Systemen zur Hausenergieversorgung mittels prüfstandsgestützter Simulation. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München.
- ASUE (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015 – Module, Anbieter, Kosten. Erstellt in Kooperation mit dem BHKW-Infozentrum Rastatt und von der *Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE)* herausgg. Studie. Essen: Energiedruck.
- ASUE (2017): KWKG 2017 in Zahlen. Broschüre herausgg. durch die *Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE)*. Bonn: Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser. Abgerufen am 28. August 2018 von <https://www.asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2017/broschueren/2017%20KWKGZahlen.pdf>
- Auer, F.; Schote, H. (2008): Zweijähriger Feldtest Elektro – Wärmepumpen am Oberrhein - Nicht jede Wärmepumpe trägt zum Klimaschutz bei. Schlussbericht zu einem Feldtest durchgeführt durch die *Lokale Agenda 21 - Gruppe Energie in Lahr (Schwarzwald)*. Abgerufen am 24. Oktober 2018 von [http://www.agenda-energie-lahr.de/WP\\_FeldtestPhase1.html](http://www.agenda-energie-lahr.de/WP_FeldtestPhase1.html)
- Babrowski, S. (2015): Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). In: *Produktion und Energie*, Bd. 7. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-7315-0306-4
- Bardt, H.; Chrischilles, E.; Growitsch, C. et al. (2014): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom – Stand, Potenziale und Trends. Studie des Energiewirtschaftliches Instituts an der Universität zu Köln (EWI) und des Instituts der deutschen Wirtschaft Köln (IW) im Auftrag des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Abgerufen am 3. August 2017 von

[https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/3D07D0E3866043D0C1257CB30034DC29/\\$file/EWI\\_IW\\_Gutachten\\_Eigenerzeugung\\_Selbstverbrauch\\_04042014.pdf](https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/3D07D0E3866043D0C1257CB30034DC29/$file/EWI_IW_Gutachten_Eigenerzeugung_Selbstverbrauch_04042014.pdf)

- Bettgenhäuser, K.; Boermans, T. (2011): Umweltwirkung von Heizungssystemen in Deutschland. Studie beauftragt und herausgegeben vom Umweltbundesamt (UBA) und bearbeitet von Ecofys Germany. Dessau-Roßlau: UBA. ISSN 1862-4359
- BGW (2006): Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden. Bonn: wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser.
- Bisschop, J. (2012): AIMMS – Optimization Modeling. Haarlem: Paragon Decision Technology (Hrsg.). In einer zwischenzeitlich aktualisierten Auflage am 5. Januar 2018 erneut abgerufen von [http://download.aimms.com/aimms/download/manuals/AIMMS3\\_OM.pdf](http://download.aimms.com/aimms/download/manuals/AIMMS3_OM.pdf)
- BMU (2014): Stromspiegel für Deutschland 2014 – Vergleichswerte für Ihren Stromverbrauch. Vom BMU herausgg. Brochure.
- BMU (2017): Stromspiegel für Deutschland 2017 – Klimaschutz zu Hause: Prüfen Sie ob Ihr Stromverbrauch zu hoch ist. Vom BMU herausgg. Brochure. Abgerufen am 28. März 2018 von [https://www.stromspiegel.de/fileadmin/bilder/Stromspiegel/broschuere/Stromspiegel\\_2017\\_web.pdf](https://www.stromspiegel.de/fileadmin/bilder/Stromspiegel/broschuere/Stromspiegel_2017_web.pdf)
- BMWi (2017): EEG in Zahlen - Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2018. Datensammlung herausgg. vom BMWi mit Stand 16. Oktober 2017. Abgerufen am 28. August 2018 von [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-pdf.pdf%3F\\_blob%3DpublicationFile](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-pdf.pdf%3F_blob%3DpublicationFile)
- BMWi (2018): Zahlen und Fakten, Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung. Vom BMWi herausgg. Sammlung energiestatistischer Angaben verschiedener Quellen in Tabellenkalkulationsformat mit Stand 23. Januar 2018. Abgerufen am 24. Januar 2018 von <http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Themen/energiedaten.html>
- BMWi (2018a): Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende – Berichtsjahr 2016. Abgerufen am 24. Juli 2018 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.html>
- Boßmann, T. (2015): The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response –

- A model-based long-term scenario analysis in consideration of structural changes in electricity demand. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie. Stuttgart: Fraunhofer. ISBN 978-3-8396-0919-4
- Brunner, M. (2017): Auswirkungen von Power-to-Heat in elektrischen Verteilnetzen. Dissertation, Fakultät für Informatik, Elektrotechnik und Informationstechnik der Universität Stuttgart. Zugl: Schriftenreihe des Instituts für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Bd. 19. ISBN 978-0-00-057113-8
- Bundesnetzagentur (2015): Leitfaden zur Eigenversorgung. Konsultationsfassung, Entwurf vom 16. Oktober 2015. Abgerufen am 21. Oktober 2015 unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Entwurf\\_Leitfaden\\_151016.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Entwurf_Leitfaden_151016.pdf)
- Bundesnetzagentur (2016): Leitfaden zur Eigenversorgung. Abgerufen am 31. Juni 2018 von <https://www.bundesnetzagentur.de/eigenversorgung>
- BWP (2018): Marktzahlen 2017 - Wärmepumpen-Absatz wächst deutlich. Pressemitteilung des Bundesverbands Wärmepumpe e.V. Abgerufen am 9. März 2018 von [https://www.waermepumpe.de/uploads/media/2018-01-24\\_BWP\\_Absatzahlen\\_2017.pdf](https://www.waermepumpe.de/uploads/media/2018-01-24_BWP_Absatzahlen_2017.pdf)
- Destatis (2012): Bauen und Wohnung – Mikrozensus-Zusatzerhebung 2010: Bestand und Struktur der Wohneinheiten, Wohnsituation der Haushalte. Fachserie 5, Heft 1. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Hrsg.). Abgerufen am 21. November 2014 von [https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Wohnen/Wohnsituation-Haushalte2055001109004.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Wohnen/Wohnsituation-Haushalte2055001109004.pdf?__blob=publicationFile)
- Destatis (2016): Bauen und Wohnen Mikrozensus – Zusatzerhebung 2014 – Bestand und Struktur der Wohneinheiten Wohnsituation der Haushalte. Fachserie 5, Heft 1, Stand vom 23. Dezember 2016, Artikelnummer 2055001149004. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Hrsg.).
- Dunbabin, P.; Wickins, C. (2012): Detailed analysis from the first phase of the Energy Saving Trust's heat pump field trial – Evidence to support the revision of the MCS Installer Standard MIS 3005 Issue 3.1. Bericht herausgg. vom *Energy Saving Trust* des *Department of Energy and Climate Change* des Vereinigten Königreichs mit Berichtsnummer 12D/018.

- Dunbabin, P.; Charlick, H.; Wickins, C. (2013): Detailed analysis from the second phase of the Energy Saving Trust's heat pump field trial. Bericht herausgg. vom *Energy Saving Trust* des *Department of Energy and Climate Change* des Vereinigten Königreichs.
- Eurostat (2018): Energiestatistik in der Datenbank des Statistischen Amtes der Europäischen Union. Abgerufen am 2. April 2018 von <http://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database>
- Fehrenbach, D.; Merkel, E.; McKenna, R. et al. (2014): On the economic potential for electric load management in the German residential heating sector – an optimising energy system model approach. In: *Energy* Bd. 71, S. 263-276. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.energy.2014.04.061
- Frei A.; Kaumeier, H.; Kiefer, H. et al. (2011): Ratgeber Wärmeversorgung mit Kostenvergleich Heizung 2011 - Neubau/Grundsanierung. Herausgegeben von der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE). Essen: Energiedruck.
- GAMS (2018): Tools Manuals. Online-Dokumentation der Kommandozeilen-Werkzeuge der GAMS-Umgebung. Abgerufen am 7. Oktober 2018 von [https://www.gams.com/latest/docs/T\\_MAIN.html](https://www.gams.com/latest/docs/T_MAIN.html)
- Gerhardt, N.; Schumacher, P.; Bergk, F. et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht einer Studie eines Konsortiums unter Leitung des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (FhG-IWES) im Auftrag des BWWi. Abgerufen am 3. August 2017 von [https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion\\_EEStrom\\_Waerme\\_Verkehr\\_Endbericht.pdf](https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf)
- Glensk, B.; Madlener, R. (2015): Investments in Flexibility Measures for Gas-Fired Power Plants – A Real Options Approach. In: Doerner, K.; Ljubic, I.; Pflug, G. et al. (Hrsg.): *Operations Research Proceedings 2015 – Selected Paper of the International Conference of the German, Austrian and Swiss Operations Research Societies*. Konferenzband zur Veranstaltung am 1. bis 4. September 2015 an der Universität Wien. Cham: Springer. ISBN 978-3-319-42901-4
- Großklos, M.; Behr, I.; Paschka, D. (2015): Möglichkeiten der Wohnungswirtschaft zum Einstieg in die Erzeugung und Vermarktung elektrischer Energie. Endbericht einer durch die Forschungsinitiative „Zukunft Bau“ des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung geförderten Studie des Instituts Wohnen und Umwelt mit dem Aktenzeichen WD-10.08.18.7-14.19.

- IBM (2015): IBM ILOG CPLEX Optimization Studio – CPLEX User’s Manual (Version 12, Release 6). Abgerufen am 12. April 2018 von [https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/SSSA5P\\_12.6.3/ilog.odms.studio.help/pdf/us-rcplex.pdf](https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/SSSA5P_12.6.3/ilog.odms.studio.help/pdf/us-rcplex.pdf)
- Icha, P.; Kuhs, G. (2017): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2016. Studie des Umweltbundesamtes. In: *Climate Change* Bd. 15, Jg. 17. Dessau-Roßlau: UBA. ISSN 1862-4359
- IPCC (2014): Klimaänderung 2014: Synthesebericht. Beitrag der Arbeitsgruppen I, II und III zum Fünften Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC). Deutsche Übersetzung durch die deutsche IPCC-Koordinierungsstelle in Bonn. Abgerufen am 8. Mai 2018 von <http://www.de-ipcc.de/128.php>
- Johnson, C.; Varma, J. (2015): Pro Bash Programming – Scripting the GNU/Linux Shell. New York: Apress (Springer Nature). ISBN 978-1-4842-0121-3
- Jordan, U.; Vajen, K. (2001): Realistic Hot-Water Profiles in Different Time Scales. Arbeit an der Universität Marburg im Rahmen des Programms zu solarem Heizen und Kühlen der Internationalen Energie-Agentur (IEA SHC), Task 26: Solare Kombisysteme. Abgerufen am 15. Januar 2016 von <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/trnlib/iea-shc-task26/iea-shc-task26-load-profiles-description-jordan.pdf>
- Kallrath, J. (2013): Gemischt-ganzzahlige Optimierung – Modellierung in der Praxis. 2. Aufl. Wiesbaden: Springer/Spektrum. ISBN 978-3-658-00689-1
- Kaschub, T. (2017): Batteriespeicher in Haushalten – unter Berücksichtigung von Photovoltaik Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). In: *Produktion und Energie*, Bd. 23. ISBN 978-3-7315-0688-1
- Klewes, J.; Rauh, C. (2012): Umsteiger-Report Energiewende – Die Entscheidung für Ökostrom – Motive und Kontext. Meerbusch: Change Centre (Hrsg.).
- Koch, A. (2016): Continuous Simulation for Urban Energy Planning Based on a Non-Linear Data-Driven Modelling Approach. Dissertation, Fakultät für Architektur des Karlsruher Instituts für Technologie.
- Koepf, S.; Krampe, L.; Wunsch, M. et al. (2017): Mieterstrom - Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieter-

- strommodellen (MSM). Studie der Prognos AG und von Boos Hummel & Wegerich (BH&W) im Auftrag des BMWi (Projekt Nr. 17/16 – Fachlos 9; 03MAP342).
- Konstantin, P. (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft. 2. Aufl. Springer: Heidelberg. DOI 10.1007/978-3-540-78592-7
- Kunze, R. (2016): Techno-ökonomische Planung energetischer Wohngebäudesanierungen – Ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell auf Basis einer vollständigen Finanzplanung. Dissertation der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). In: *Produktion und Energie*, Bd. 15. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-7315-0531-0
- McCarl, B. (2002): Using GAMS Data Exchange or GDX Files. Abgerufen am 7. Oktober 2018 von <https://www.gams.com/mccarl/gdxusage.pdf>
- McKenna, R.; Merkel, E.; Fehrenbach, D. et al. (2013): Energy efficiency in the German residential sector – a bottom-up building-stock-model-based analysis in the context of energy-political targets. In: *Building and Environment*, Bd. 62, S. 77-88. DOI 10.1016/j.buildenv.2013.01.002
- McKenna, R.; Herbes, C.; Fichtner, W. (2015): Energieautarkie – Vorschlag einer Arbeitsdefinition als Grundlage für die Bewertung konkreter Projekte und Szenarien. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Nr. 39, S. 235-252. Wiesbaden: Springer Fachmedien. DOI 10.1007/s12398-015-0164-1
- McKenna, R.; Fehrenbach, D.; Merkel, E. (2018): Increasing the renewable share of heat supply in residential buildings with seasonal thermal storage – an application to a German residential district. Im Oktober 2018 eingereicht zur Veröffentlichung in *Energy in Buildings*. Amsterdam: Elsevier.
- Merkel, E. (2016): Analyse und Bewertung des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Zudem im Jahr 2018 erschienen in *Produktion und Energie*, Bd. 21. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-7315-0636-2
- Merkel, E.; Kunze, R.; McKenna, R. et al. (2016): Modellgestützte Bewertung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes 2016 anhand ausgewählter Anwendungsfälle in Wohngebäuden. In: Working Paper Series in Production and Energy, Nr. 15. ISSN 2196-7296

- Miara, M.; Günther, D.; Kramer, T. et al. (2011): Wärmepumpen Effizienz – Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb. Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) im Auftrag des BMWi mit dem Kennzeichen 0327401A.
- Miara, M.; Bongs, C.; Günther, D. et al. (2013): Wärmepumpen – Heizen, Kühlen, Umwelt nutzen. Fachbuch des *BINE-Informationssdiensts*. Stuttgart: Fraunhofer IRB. ISBN 978-3-8167-9046-4
- Nabe, C.; Hasche, B.; Seefeldt, F. et al. (2011): Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. Studie der Ecofys Germany GmbH und der Prognos AG im Auftrag des BMWi. Abgerufen am 27. Oktober 2013 von <http://www.bmw.de/DE/Mediathek/publikationen,did=459232.html>
- Noun Project (2018): Piktogramme von Luis Prado, Fabio Rinaldi, Antonio Herrera, Erick Vazquez, Ben Davis, Maxim Kulikov, Ralf Schmitzer, Cuby Design, Marco Livolsi, Stephan Voevodin, Adrien Coquet, Tinashe Mugayi von The Noun Project veröffentlicht unter der Creative Commons-Lizenz (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/>), teilweise leicht modifiziert. Abgerufen am 5. März 2018 von <https://thenounproject.com/>
- Oschatz, B.; Mailach, B. (2012): BDEW-Heizkostenvergleich Neubau 2012 - Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung in Neubauten. Studie bearbeitet vom *Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden, Forschung und Anwendung* und herausgegeben vom Bund Deutscher Elektrizitätswerke (BDEW).
- Oschatz, B.; Mailach, B. (2013): BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2013 - Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung in Altbauten. Studie bearbeitet vom *Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden, Forschung und Anwendung* und herausgegeben vom Bund Deutscher Elektrizitätswerke (BDEW).
- Pellinger, C.; Schmid, T.; Regett, A. et al. (2016): Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 – Teil 1. Haupt-/Endbericht einer Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) im Auftrag des BMWi und diverser Industriegesellschaften. ISBN 978-3-941802-31-5
- Pfluger, B.; Teerstegen, B.; Franke, B. et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Studie unter Leitung des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) im Auftrag



- 
- des BMWi. Abgerufen am 4. April 2018 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>
- Pielke, M. (2010): Technisch-wirtschaftliche Systembetrachtung zur netzorientierten Integration von Mini-Blockheizkraftwerken. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik, Physik der Technischen Universität Braunschweig. Göttingen: Cuvillier. ISBN 978-3869553528.
- Pizzini, K.; Bonzini, P. (2018): GNU sed - a stream editor. Abgerufen am 7. Oktober 2018 von <https://www.gnu.org/software/sed/manual/sed.pdf>
- Recknagel, H.; Ginsberg, O.; Gehrenbeck, K. et al. (2009): Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik. München: Oldenbourg Industrieverlag. ISBN 978-3-8356-3134-2
- Red Hat (2005): Cygwin User's Guide. Dokumentation der Cygwin-Umgebung. Abgerufen am 7. Oktober 2018 von [http://pipeline.lbl.gov/code/3rd\\_party/licenses.win/cygwin-doc-1.4/cygwin-ug-net.pdf](http://pipeline.lbl.gov/code/3rd_party/licenses.win/cygwin-doc-1.4/cygwin-ug-net.pdf)
- Reichmuth, M. (2014): Marktanalyse Ökostrom. Endbericht einer Studie des Leipziger *Instituts für Energie* im Auftrag des BMU unter fachlicher Betreuung und herausgg. durch das Umweltbundesamt. Zugl. erschienen in *Texte*, ISSN 1862-4804
- Remmers, J. (1991): Zur Ex-ante-Bestimmung von Investitionen bzw. Kosten für Emissionsminderungstechniken und den Auswirkungen der Datenqualität in meso-skalierten Energie-Umwelt-Modellen. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Fridericiana zu Karlsruhe (TH).
- Rosenthal, R. (2017): GAMS – A User's Guide. Abgerufen am 16. Januar 2018 von <https://www.gams.com/24.8/docs/userguides/GAMSUsersGuide.pdf>
- Sagebiel, J.; Müller, J.; Rommel, J. (2014): Are consumers willing to pay more for electricity from cooperatives? Results from an online Choice Experiment in Germany. In: *Energy Research & Social Science*, Bd. 2, S. 90-101. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.erss.2014.04.003
- Schönfelder, M. (2013): Optimierung des Einsatzes brennstoffzellenbasierter Mikro-KWK-Anlagen unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Göttingen: Cuvillier. ISBN 978-95404-496-2

- Schulz, W.; Brandstätt, C. (2013): Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt. Studie des Fraunhofer-Instituts für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM) im Auftrag des *Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE)* und des *Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK (AGFW)*. ISBN 978-3-920328-66-9. Bochum: Ponte Press.
- Schwaderer, F. (2012): Integrierte Standort-, Kapazitäts- und Technologieplanung von Wertschöpfungsnetzwerken zur stofflichen und energetischen Biomassenutzung. Fakultät für Wirtschaftswissenschaften am Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-86644-919-0
- Stadler, I. (2006): Demand Response – Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitationsschrift am Fachbereich für Elektrotechnik der Universität Kassel. ISBN 3-86624-092-9. Berlin: Verlag im Internet.
- Stahl, L. (2015): Eigenversorgungskonzepte im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung. Vortragsfolien des Vereins *BHKW-Forum* zum Vortrag auf dem 22. Fachgespräch der Clearingstelle EEG *Eigenversorgung mit Strom aus Anlagen i. S. d. EEG* am 23. September 2015 in Berlin. Abgerufen am 1. Juni 2018 von <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/fachgespraeche/22>
- Steinbach, J.; Staniaszek, D. (2015): Discount rates in energy system analysis. Diskussionspapier des Fraunhofer Instituts for System- und Innovationsforschung Karlsruhe im Auftrag des *Buildings Performance Institute Europe (BPIE)*.
- Stengel, J. (2014): Akteursbasierte Simulation der energetischen Modernisierung des Wohngebäudebestands in Deutschland. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften am Karlsruher Institut für Technologie (KIT). In: *Produktion und Energie*, Bd. 6. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-7315-0236-4
- Stigka, E.; Paravantis, J.; Mihalakakou, G. (2014): Social acceptance of renewable energy sources – A review of contingent valuation applications. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 32 S. 100-106. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.rser.2013.12.026
- Suttor, W. (2014): Blockheizkraftwerke – ein Leitfaden für den Anwender. Fachbuch des *BINE-Informationssdiensts*, 8. Aufl. Stuttgart: Fraunhofer IRB. ISBN 978-3-8167-9303-8

- 
- Theiß, E. (2012): Rationelle Energieanwendungen in der Gebäudetechnik – Energieeffiziente Systemtechnologien der Kraft- und Wärmetechnik, Anlagenkonzepte, Anwendungen und Praxistipps. Stuttgart: Fraunhofer IRB. ISBN 978-3-8167-8269-8
- VDEW (2000): Umsetzung der Analytischen Lastprofilverfahren - Step-by-step. VDEW-Materialien M-23/2000. Frankfurt am Main: Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.).
- VDI (2008): Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. Richtlinie 4655 des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI 4655). Berlin: Beuth.
- VDI (2012): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung. Richtlinie 2067 des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI 2067 Blatt 1). Berlin: Beuth.
- Will, H.; Zuber, F. (2016): Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom. Bericht des Projekts *PV Financing* gefördert durch das EU-Horizon-2020-Programm unter der Fördernummer 646554.
- Wille-Haussmann, B.; Erge, T.; Wittwer, C. (2010): Decentralised optimisation of cogeneration in virtual power plants. In: *Solar Energy*, Bd. 84, Nr. 4, S. 604-611. DOI 10.1016/j.solener.2009.10.009
- Wünsch, M.; Eikmeier, B.; Jochem, E. et al. (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht einer Studie eines Forschungskonsortiums unter Leitung der *Prognos AG* im Auftrag des BMWi. Abgerufen am 2. August 2017 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/potenzial-und-kosten-nutzen-analyse-zu-den-einsatzmoeglichkeiten-von-kraft-waerme-kopplung.html>
- Zech, D.; Eltrop, L. (2013): Heizkostenvergleich. In: *BUND* (Hrsg.): Ökologisch Bauen und Renovieren. *BUND-Jahrbuch 2014*, S. 170-173.

# Rechtsquellen

Gesetz zur Förderung von Mieterstrom: Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 17. Juli 2017. Bundesgesetzblatt, Jg. 2011 Teil I Nr. 49 S. 2532ff, ausgegeben zu Bonn am 24. Juli 2017.

EEG 2009: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I, S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 12 des Gesetzes vom 22. Dezember 2009 (BGBl. I, S. 3950).

EEG 2012: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist.

EEG 2014: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2406) geändert worden ist.

EEG 2017: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.

EnergieStG: Energiesteuergesetz (EnergieStG) vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 27. August 2017 (BGBl. I S. 3299; 2018 I 126) geändert worden ist.

EnEG: Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden (Energieeinsparungsgesetz) in der Fassung der Bekanntmachung vom 1. September 2005 (BGBl. I S. 2684), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 4. Juli 2013 (BGBl. I S. 2197) geändert worden ist.

EnEV: Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (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.

EEWärmeG: Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz) vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722) geändert worden ist.

EWärmeG: Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz) vom 17. März 2015. GBl. vom 20. März 2015, Nr. 5, S. 151-160.

KWKG 2014: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

KWKG 2016<sup>161</sup> (Gesetzesentwurf): Gesetzesentwurf der Bundesregierung Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vom 19.10.2015. Bundestags-Drucksache 18/6419.

KWKG 2016: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (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.

Marktanreizprogramm: Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Bundesanzeiger, Amtlicher Teil, 25. März 2015, Bekanntmachungen, Nr. 1.

Mini-KWK-Richtlinie 2014: Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW<sub>el</sub> (Mini-KWK-Richtlinie). Bundesanzeiger, Amtlicher Teil, 29. Dezember 2014, Bekanntmachungen, Nr. 5.

StromNEV: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

---

<sup>161</sup> Die Regelungen dieses Gesetzesentwurfs liegen den Rechnungen und Ergebnissen in dieser Arbeit zugrunde.

# Anhang

## Ergebnisse zur Ausgabenstruktur

In den folgenden fünf Abbildungen sind die Barwerte der Zahlungsreihen der Bruttoausgaben, Einnahmen und im Saldo die Nettoausgaben gemäß der Ergebnisse des POPART-Modells dargestellt, wie ausführlich beschrieben in Abschnitt 6.3. Dabei steht *A* für Ausgaben und *E* für Einnahmen.

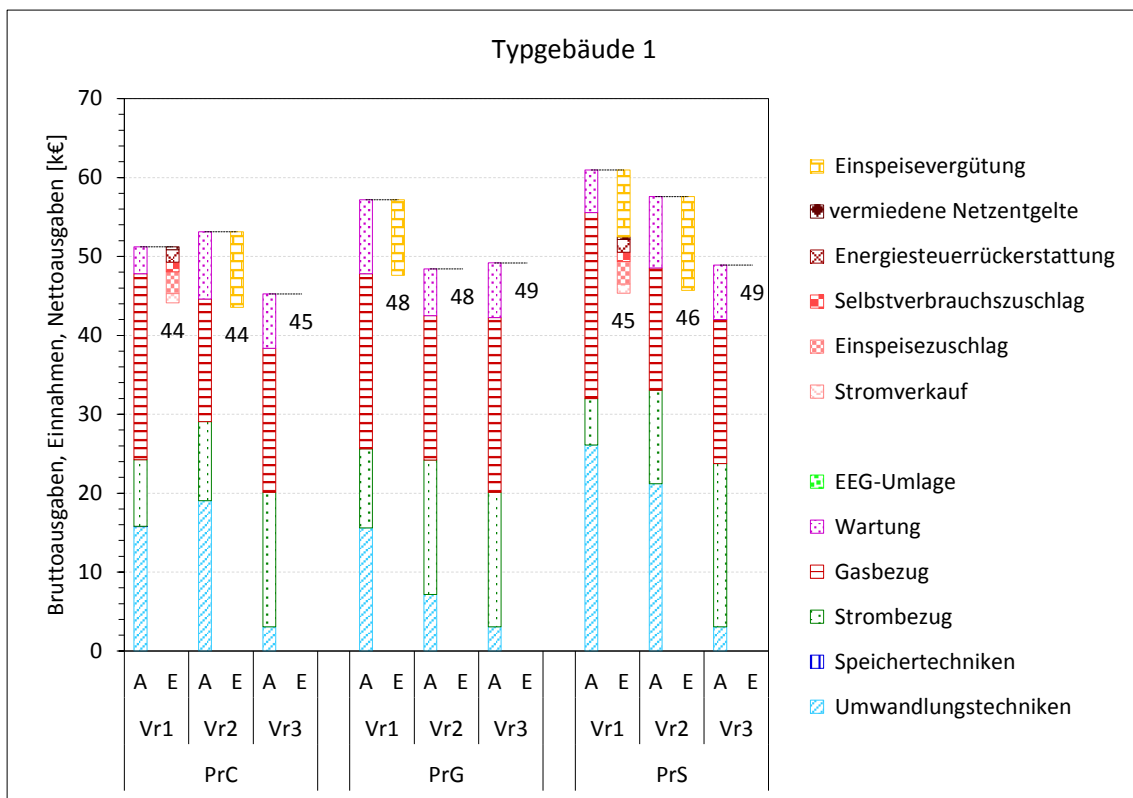


Abbildung A-2: Barwerte der Zahlungsreihen der Ausgaben (*Abk. A*), Einnahmen (*E*) und der entsprechend saldierten Ausgaben in den Varianten *Vr1*, *Vr2* und *Vr3*, in den Preisszenarien *PrC*, *PrG* und *PrS*

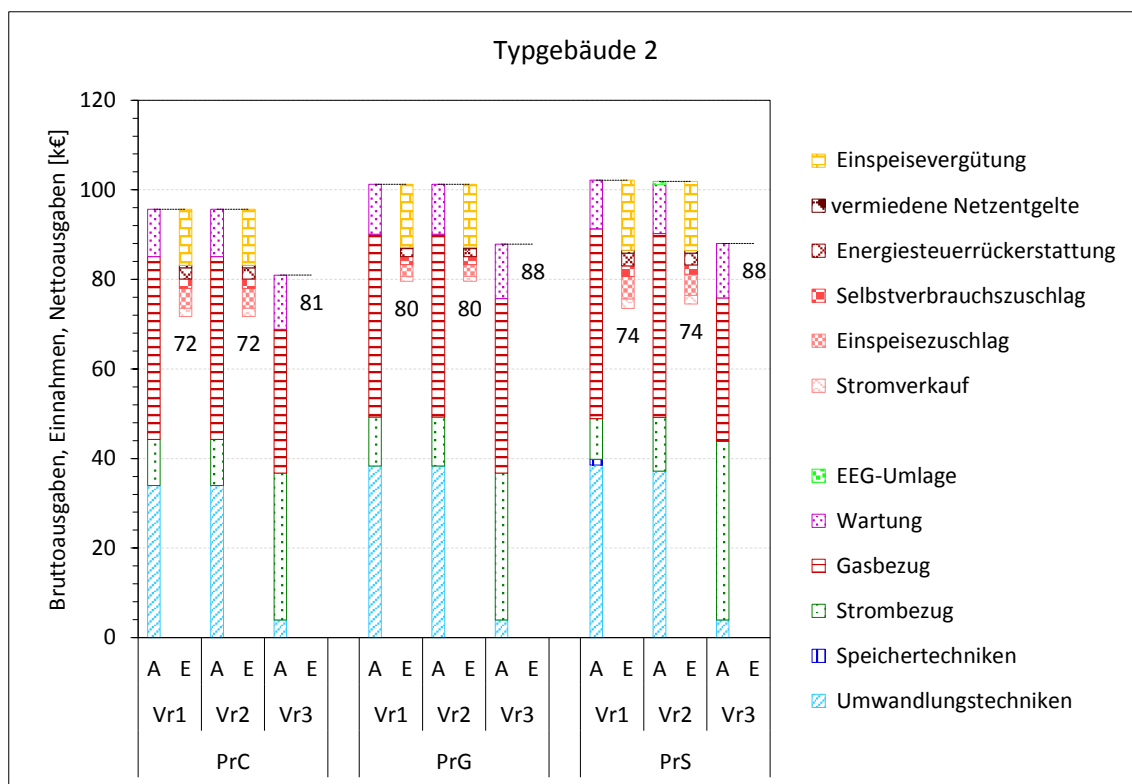


Abbildung A-3: Erläuterung s. Abbildung A-2

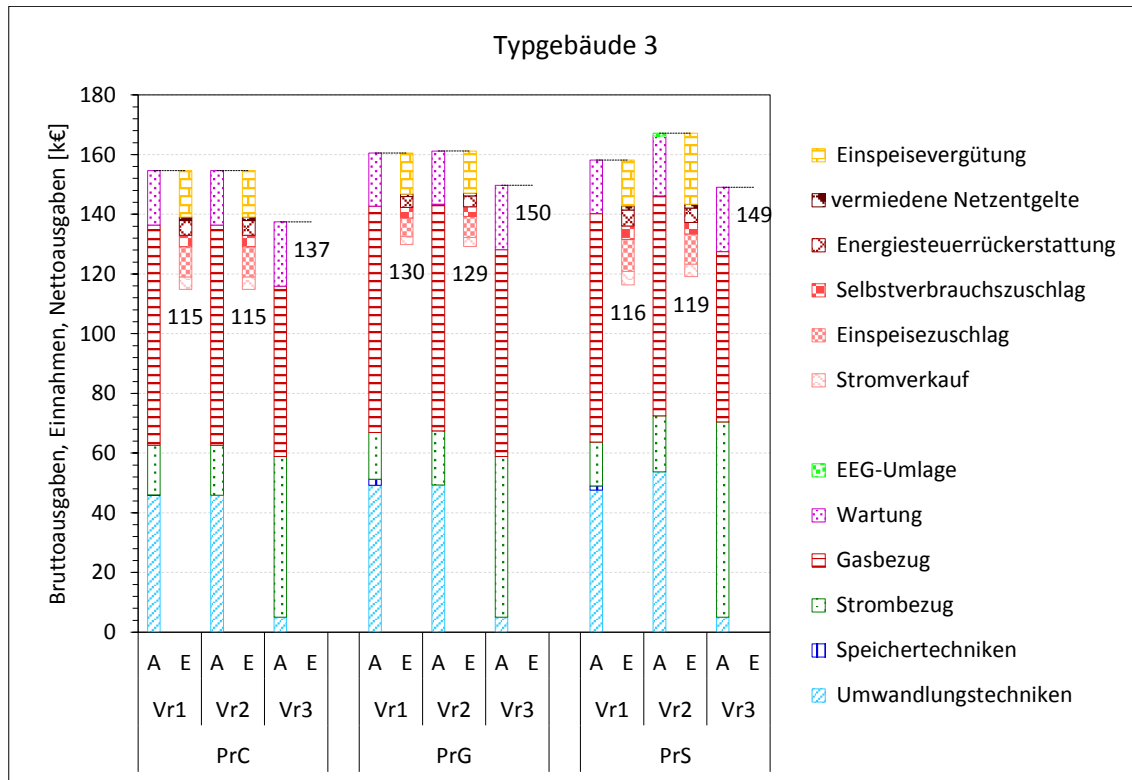


Abbildung A-4: Erläuterung s. Abbildung A-2

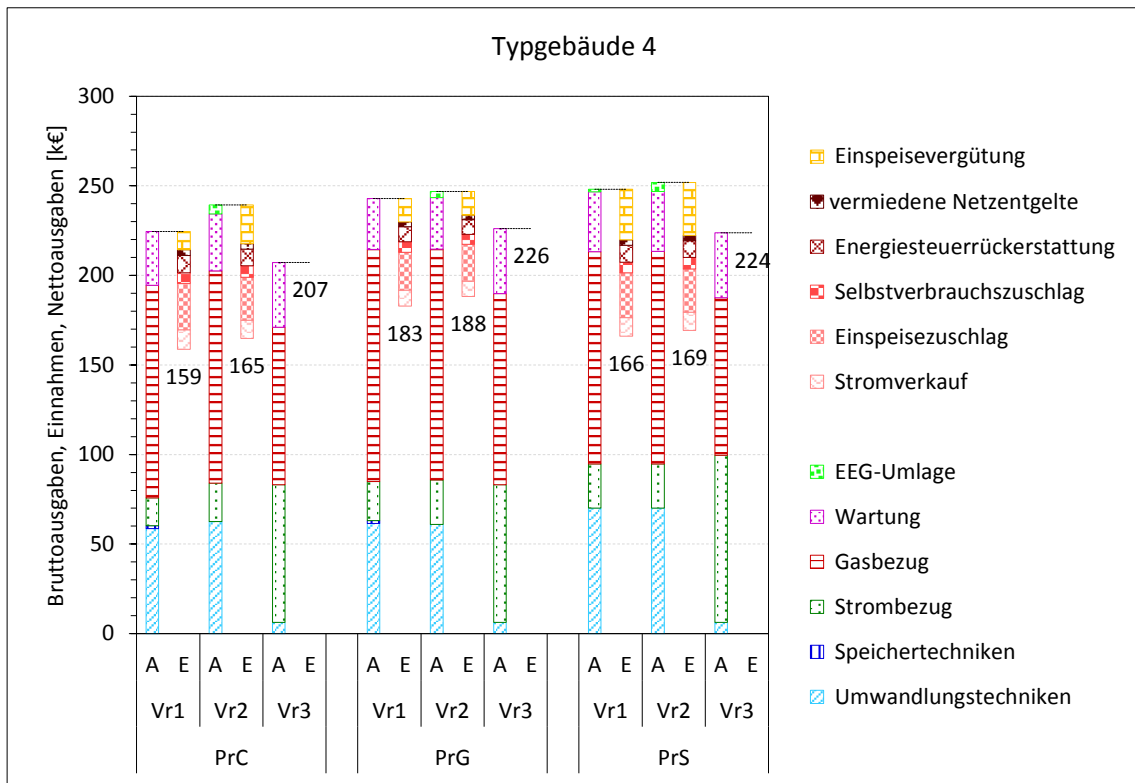


Abbildung A-5: Erläuterung s. Abbildung A-2

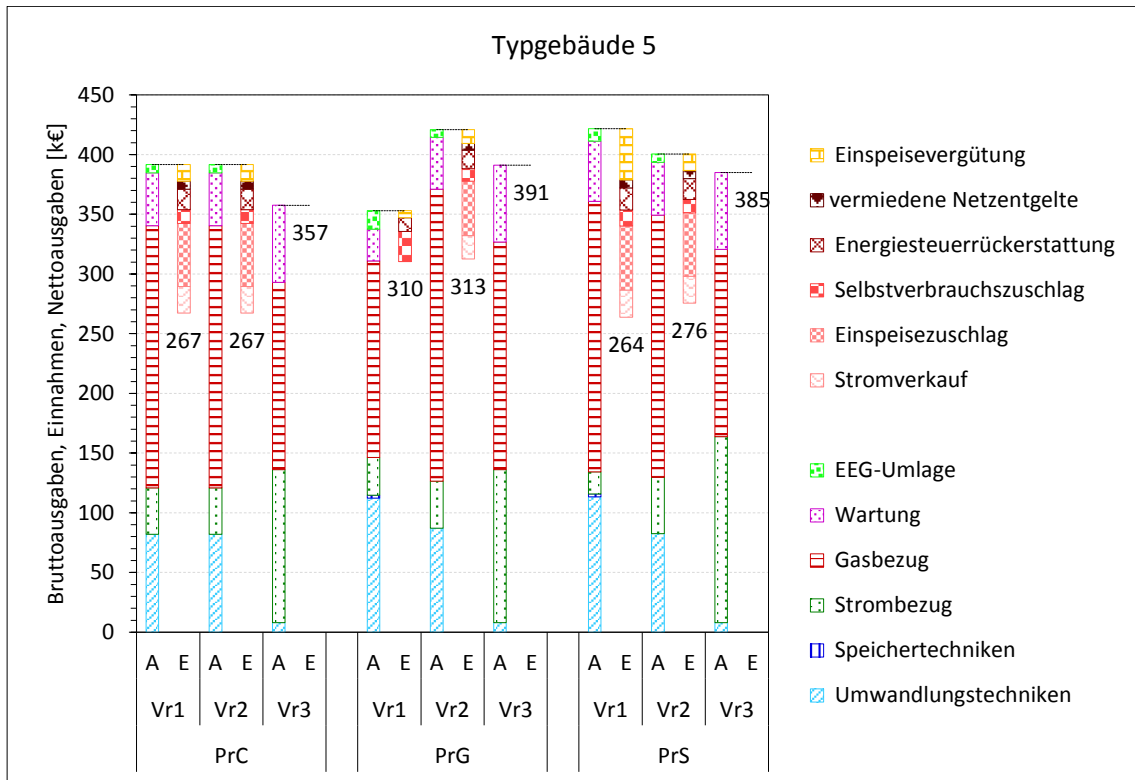


Abbildung A-6: Erläuterung s. Abbildung A-2



### Ergebnisse zu Strom-Gestehung und Verwendung

In den folgenden fünf Schaubildern sind Strom-Gestehung und Verwendung in den Varianten Vr1 (mit Optionen lokaler Erzeugung) in drei Preisszenarien sowie Vr3 (Ausschluss lokaler Erzeugung, Referenzversorgung) nach Typgebäuden gemäß der Ergebnisse des POPART-Modells gegenübergestellt, wie ausführlich beschrieben in Abschnitt 6.2. Dabei steht *G* für (Strom-)Gestehung und *E* für Verwendung.

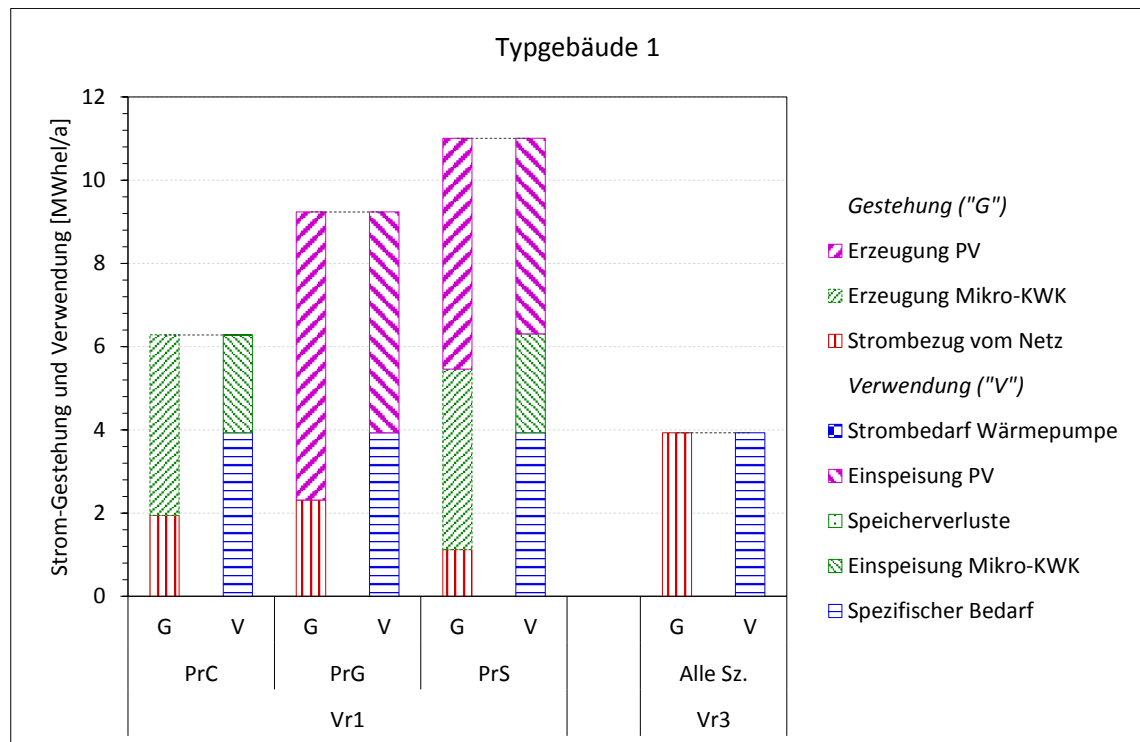


Abbildung A-7: Strom-Gestehung und Verwendung in Typgebäude *Tg1* in den Varianten *Vr1* und Vergleich mit Variante *Vr3*

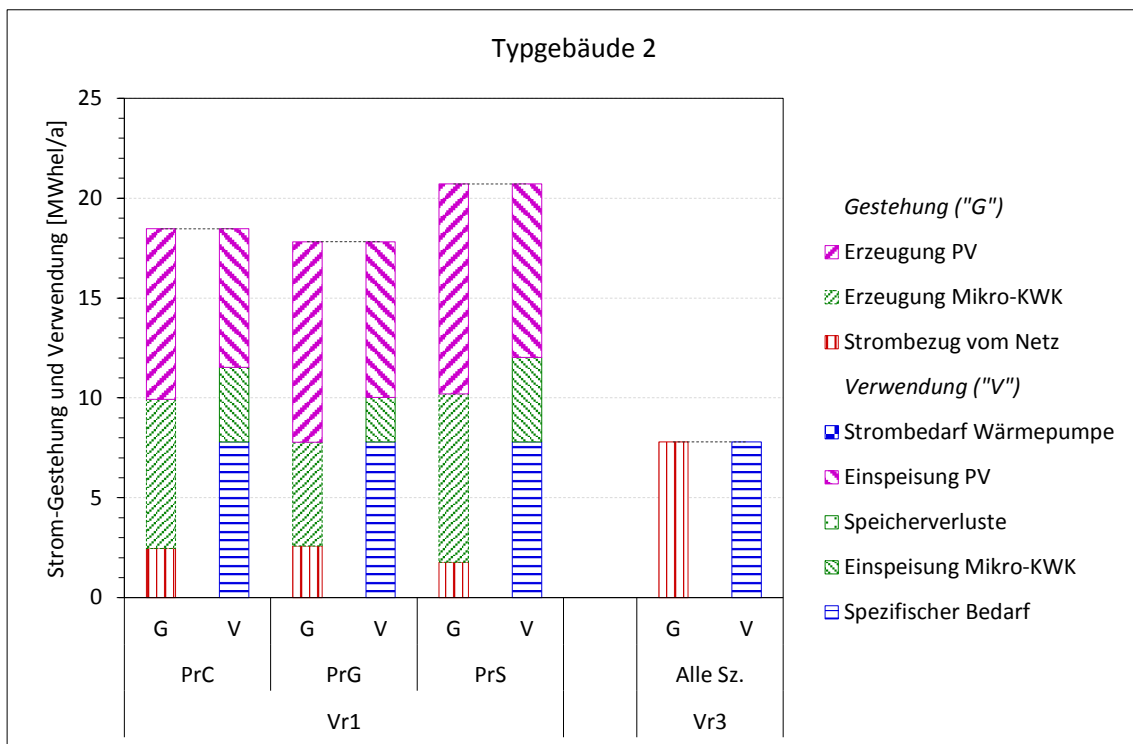


Abbildung A-8: Erläuterung s. Abbildung A-7

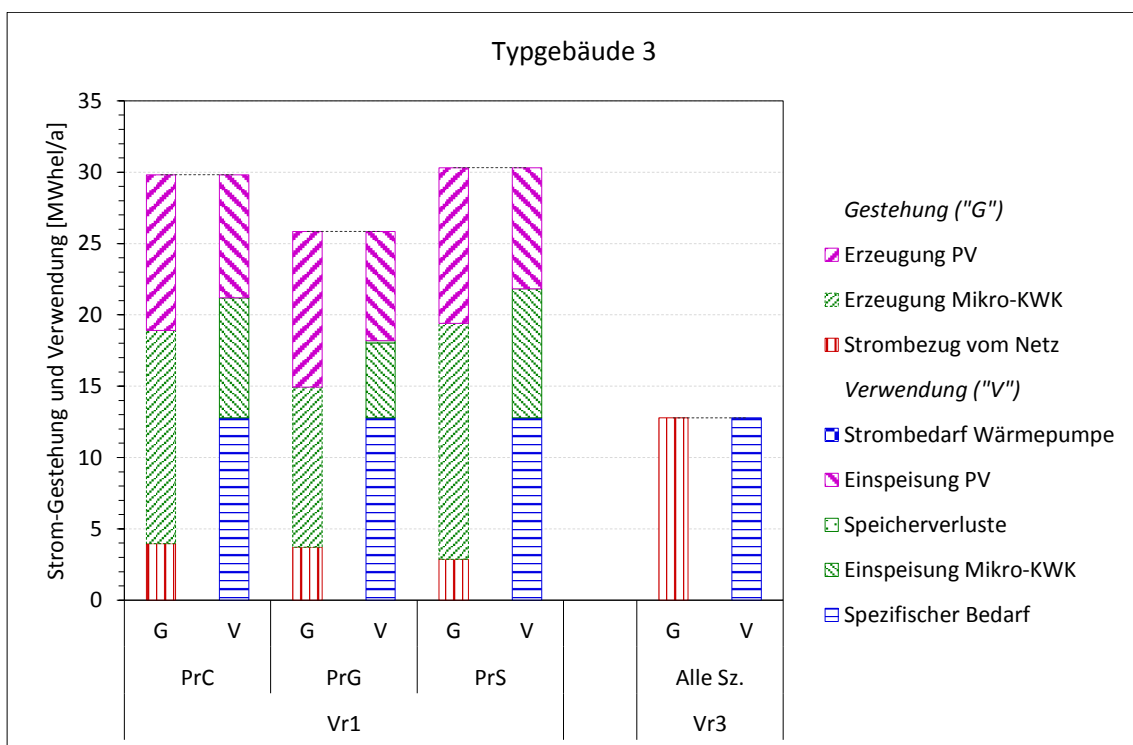


Abbildung A-9: Erläuterung s. Abbildung A-7

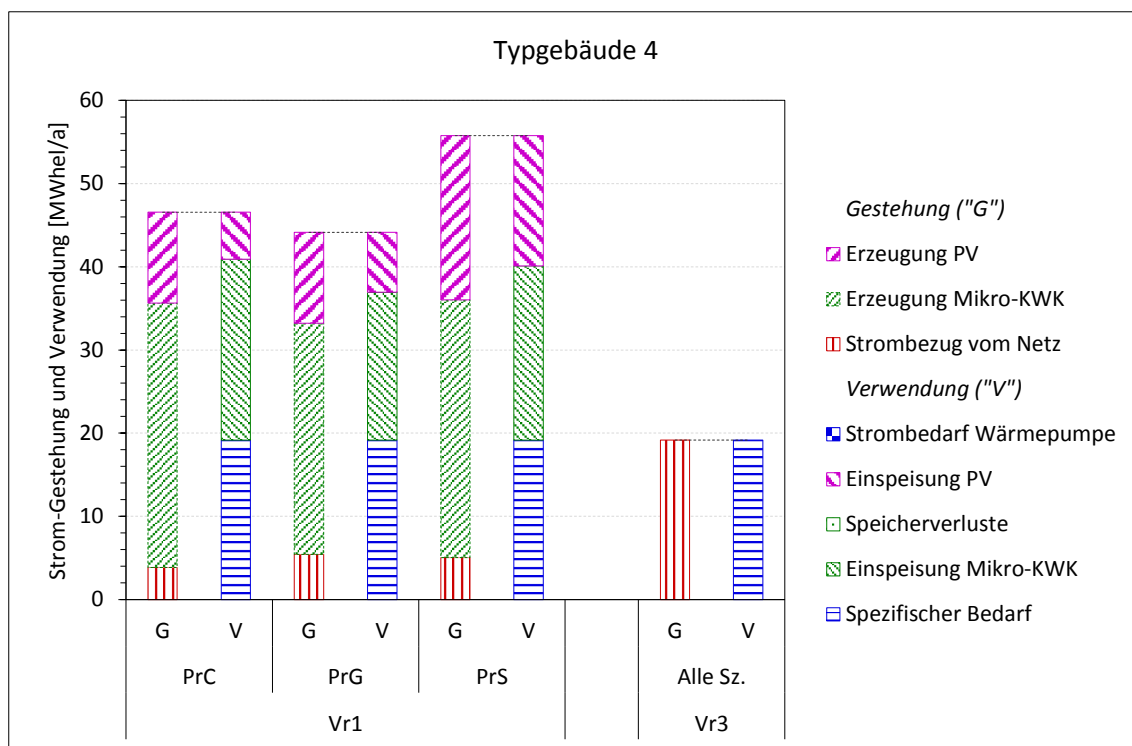


Abbildung A-10: Erläuterung s. Abbildung A-7

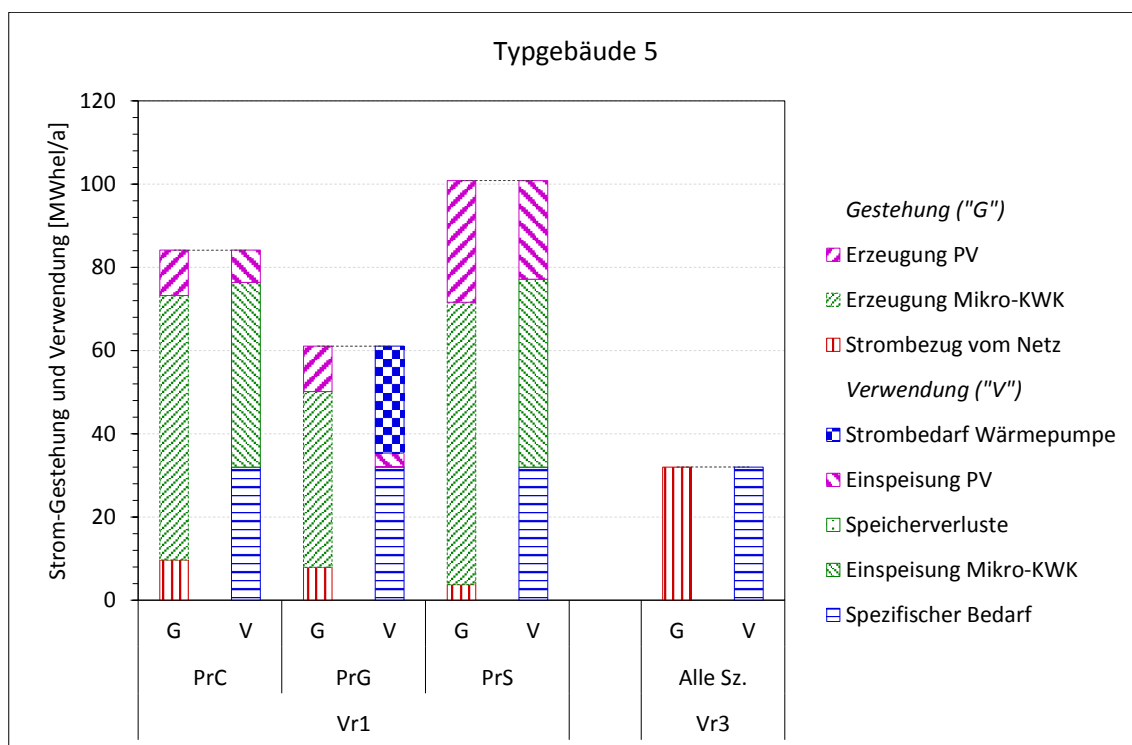


Abbildung A-11: Erläuterung s. Abbildung A-7

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

In den folgenden fünf Schaubildern sind direkte, indirekte sowie verdrängte bzw. vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Varianten Vr1 (mit Optionen lokaler Erzeugung) in drei Preisszenarien sowie Vr3 (Ausschluss lokaler Erzeugung, Referenzversorgung) nach Typgebäuden gemäß der Ergebnisse des POPART-Modells gegenübergestellt, wie ausführlich beschrieben in Abschnitt 6.4.

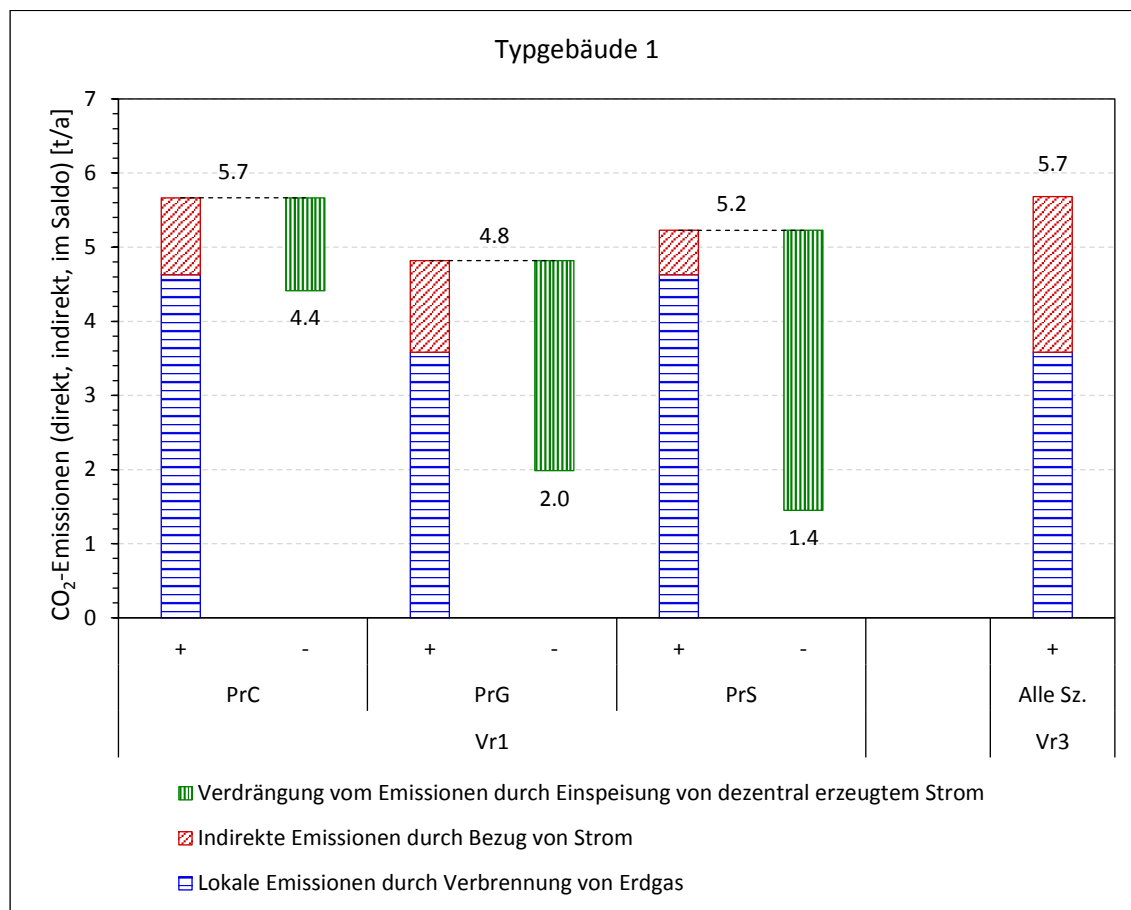


Abbildung A-12: Direkte, indirekte und verdrängte CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der dezentralen Wärme- und Strom-Erzeugung bzw. Versorgung in Variante Vr1 und Vergleich mit der Referenzversorgung in Variante Vr3

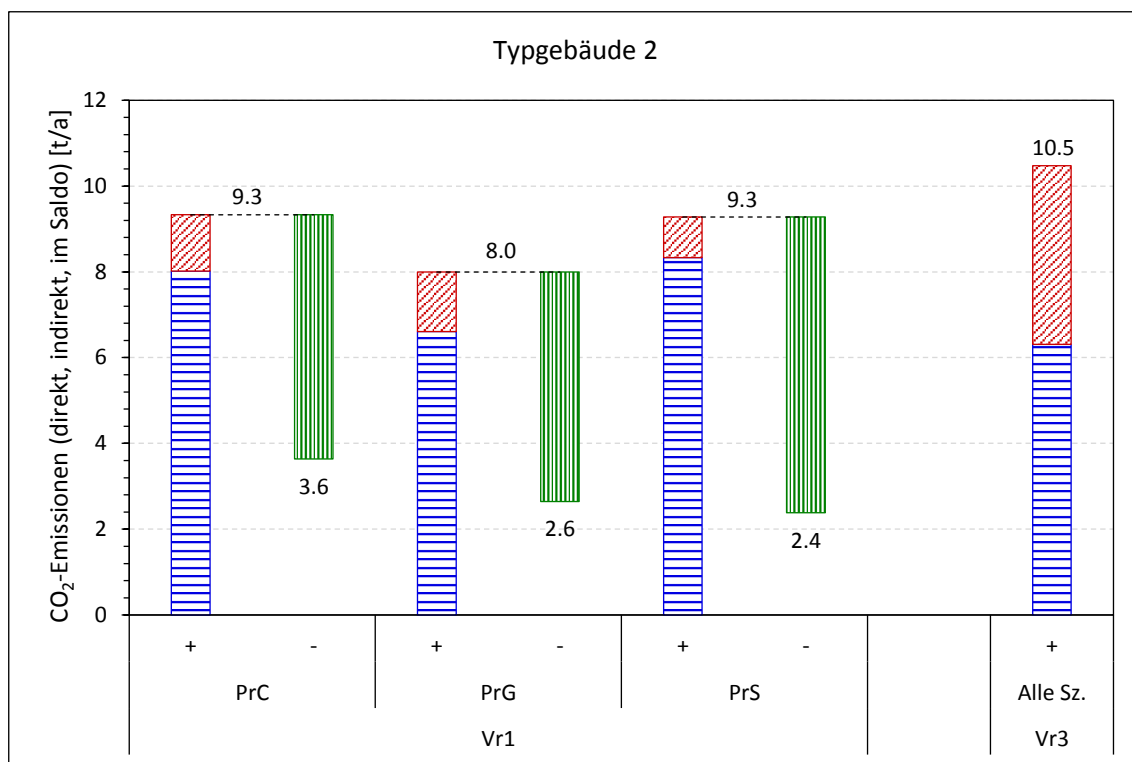


Abbildung A-13: Erläuterung und Legende s. Abbildung A-12

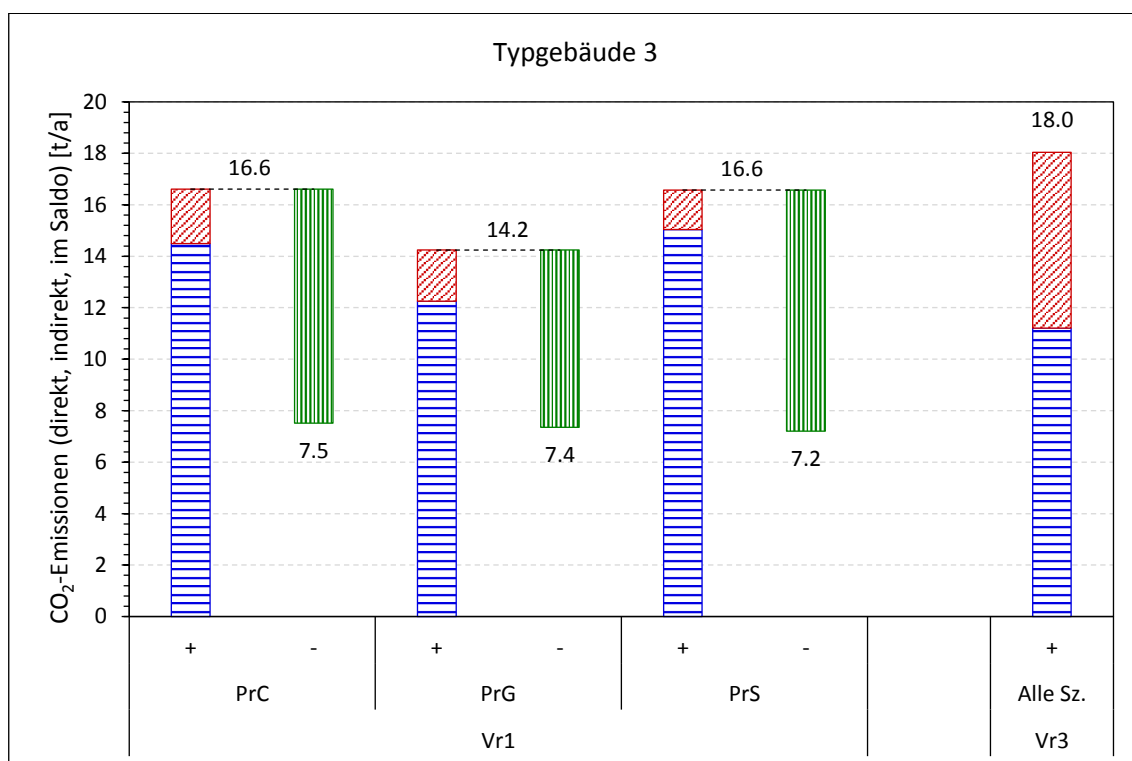


Abbildung A-14: Erläuterung und Legende s. Abbildung A-12

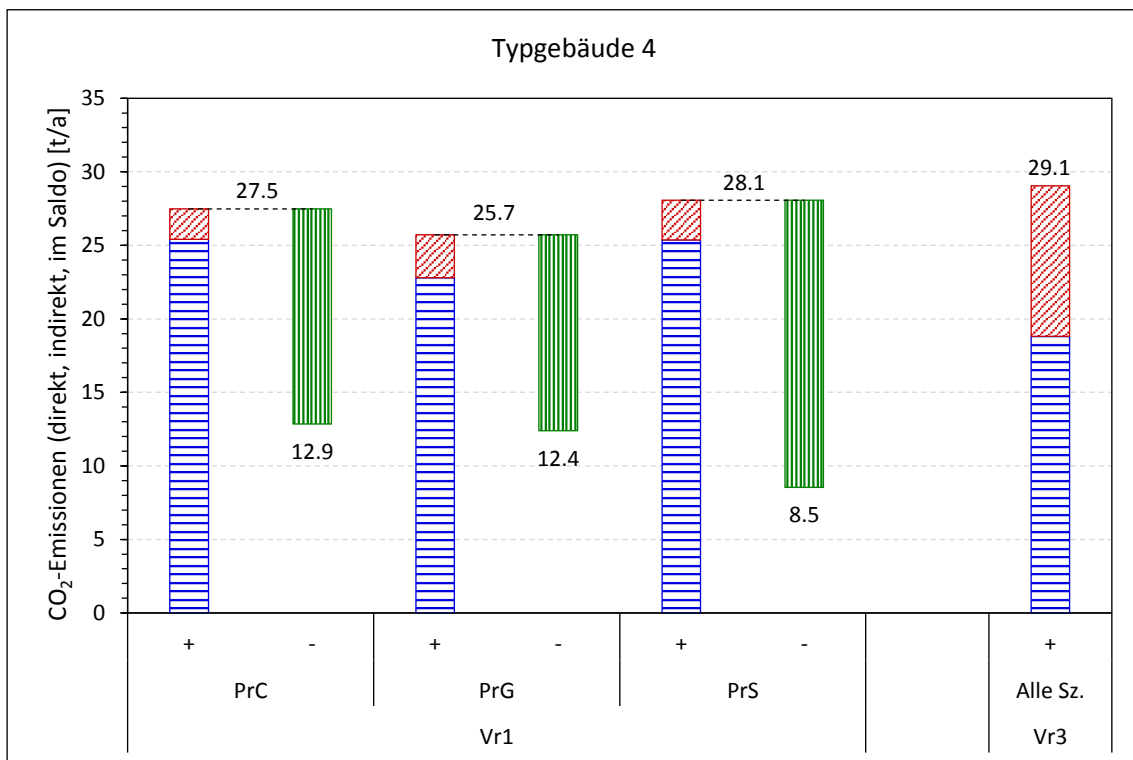


Abbildung A-15: Erläuterung und Legende s. Abbildung A-12

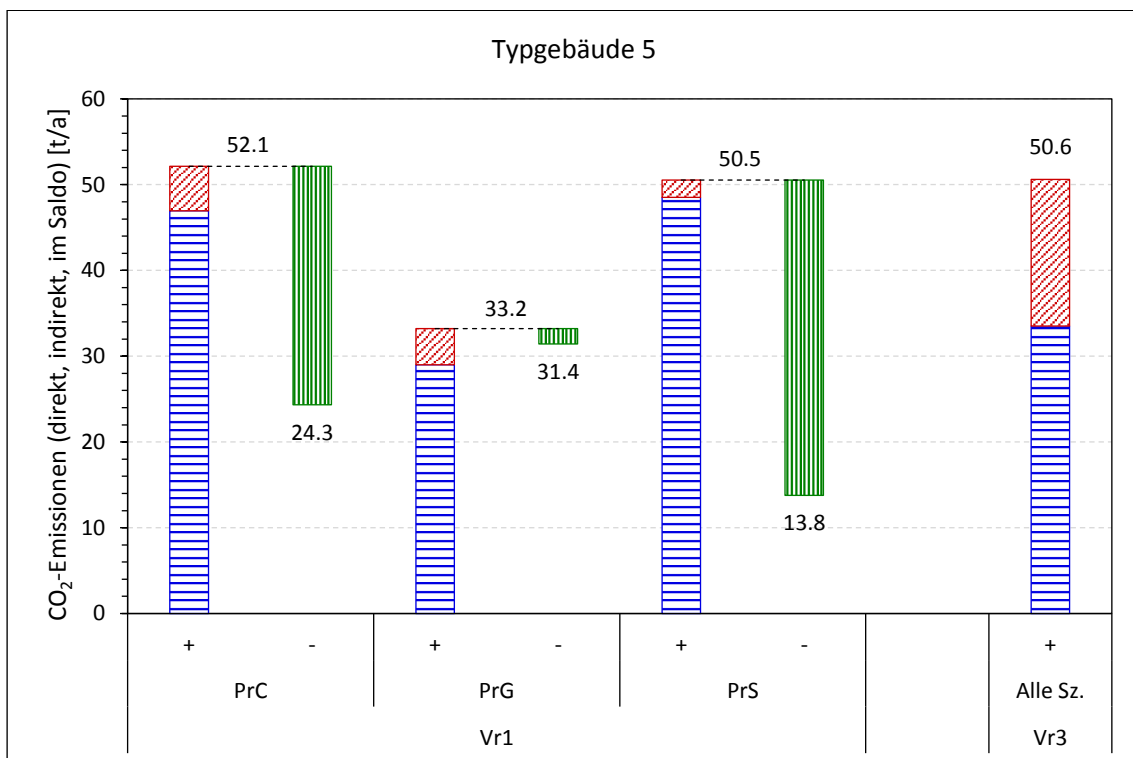


Abbildung A-16: Erläuterung und Legende s. Abbildung A-1

# Working Paper Series in Production and Energy

---

## recent issues

- No. 1** Alexandra-Gwyn Paetz, Lisa Landzettel, Patrick Jochem, Wolf Fichtner:  
Eine netnografische Analyse der Nutzererfahrungen mit E-Rollern
- No. 2** Felix Teufel, Michael Miller, Massimo Genoese, Wolf Fichtner:  
Review of System Dynamics models for electricity market simulations
- No. 3** Patrick Jochem, Thomas Kaschub, Wolf Fichtner:  
How to integrate electric vehicles in the future energy system?
- No. 4** Sven Killinger, Kai Mainzer, Russell McKenna, Niklas Kreifels, Wolf Fichtner:  
A regional simulation and optimization of renewable energy supply from wind and photovoltaics with respect to three key energy-political objectives
- No. 5** Kathrin Dudenhöffer, Rahul Arora, Alizée Diverrez, Axel Ensslen, Patrick Jochem, Jasmin Tücking:  
Potentials for Electric Vehicles in France, Germany, and India
- No. 6** Russell McKenna, Carsten Herbes, Wolf Fichtner:  
Energieautarkie: Definitionen, Für- bzw. Gegenargumente, und entstehende Forschungsbedarfe
- No. 7** Tobias Jäger, Russell McKenna, Wolf Fichtner:  
Onshore wind energy in Baden-Württemberg: a bottom-up economic assessment of the socio-technical potential
- No. 8** Axel Ensslen, Alexandra-Gwyn Paetz, Sonja Babrowski, Patrick Jochem, Wolf Fichtner:  
On the road to an electric mobility mass market - How can early adopters be characterized?
- No. 9** Kai Mainzer, Russell McKenna, Wolf Fichtner:  
Charakterisierung der verwendeten Modellansätze im Wettbewerb Energieeffiziente Stadt
- No. 10** Hannes Schwarz, Valentin Bertsch, Wolf Fichtner:  
Two-stage stochastic, large-scale optimization of a decentralized energy system – a residential quarter as case study
- No. 11** Leon Hofmann, Russell McKenna, Wolf Fichtner:  
Development of a multi-energy residential service demand model for evaluation of prosumers' effects on current and future residential load profiles for heat and electricity
- No. 12** Russell McKenna, Erik Merkel, Wolf Fichtner:  
Energy autonomy in residential buildings: a techno-economic model-based analysis of the scale effects
- No. 13** Johannes Schäuble, Silvia Balaban, Peter Krasselt, Patrick Jochem, Mahmut Özkan, Friederike Schnellhas-Mende, Wolf Fichtner, Thomas Leibfried, Oliver Raabe:  
Vergleichsstudie von Systemansätzen für das Schnellladen von Elektrofahrzeugen

---

The responsibility for the contents of the working papers rests with the author, not the institute. Since working papers are of preliminary nature, it may be useful to contact the author of a particular working paper about results or caveats before referring to, or quoting, a paper. Any comments on working papers should be sent directly to the author.

# Working Paper Series in Production and Energy

---

## recent issues

- No. 14** Marian Hayn, Valentin Bertsch, Anne Zander, Stefan Nickel, Wolf Fichtner:  
The impact of electricity tariffs on residential demand side flexibility
- No. 15** Erik Merkel, Robert Kunze, Russel McKenna, Wolf Fichtner:  
Modellgestützte Bewertung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes 2016 anhand ausgewählter Anwendungsfälle in Wohngebäuden
- No. 16** Russell McKenna, Valentin Bertsch, Kai Mainzer, Wolf Fichtner:  
Combining local preferences with multi-criteria decision analysis and linear optimisation to develop feasible energy concepts in small communities
- No. 17** Tilman Apitzsch, Christian Klöffler, Patrick Jochem, Martin Doppelbauer, Wolf Fichtner:  
Metaheuristics for online drive train efficiency optimization in electric vehicles
- No. 18** Felix Hübner, Georg von Grone, Frank Schultmann:  
Technologien zur Zerlegung und zur Dekontamination von kerntechnischen Anlagen
- No. 19** Felix Hübner, Jennifer Jana Jung, Frank Schultmann:  
Gefahren ionisierender Strahlung für Mensch und Umwelt in Bezug auf kerntechnische Anlagen
- No. 20** Juri Lüth, Tobias Jäger, Russell McKenna, Wolf Fichtner:  
Photovoltaik auf Gebäuden: eine GIS-gestützte Ermittlung des Potenzials in Baden-Württemberg
- No. 21** Felix Hübner, Jennifer Jana Jung, Frank Schultmann:  
Auswirkungen nuklearer Unfälle auf den Menschen und die Umwelt
- No. 22** Felix Hübner, Ulli Schellenbaum, Christian Stürck; Patrick Gerhards, Frank Schultmann:  
Evaluation von Schedulingproblemen für die Projektplanung von Großprojekten am Beispiel des kerntechnischen Rückbaus
- No. 23** Martin Hain, Hans Schermeyer, Marliese Uhrig-Homburg, Wolf Fichtner:  
An Electricity Price Modeling Framework for Renewable-Dominant Markets
- No. 24** Hannes Schwarz, Lars Kotthoff, Holger Hoos, Wolf Fichtner and Valentin Bertsch:  
Using automated algorithm configuration to improve the optimization of decentralized energy systems modeled as large-scale, two-stage stochastic programs
- No. 25** Felix Hübner, Tobias Hünlich, Florian Frost, Rebekka Volk, Frank Schultmann  
Analyse des internationalen Marktes für den Rückbau kerntechnischer Anlagen: Stand und Ausblick

---

The responsibility for the contents of the working papers rests with the author, not the institute. Since working papers are of preliminary nature, it may be useful to contact the author of a particular working paper about results or caveats before referring to, or quoting, a paper. Any comments on working papers should be sent directly to the author.



# Working Paper Series in Production and Energy

---

## recent issues

- No. 26** Jann Weinand, Russell McKenna, Wolf Fichtner  
Developing a municipality typology for modelling decentralised energy systems
- Nr. 27** Andreas Bublitz, Dogan Keles, Florian Zimmermann, Christoph Fraunholz, Wolf Fichtner  
A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms
- Nr. 28** Felix Hübner, Sven Möller, Frank Schultmann  
Entwicklung eines Expertensystems für die Planung kerntechnischer Rückbauprojekte
- Nr. 29** Alexander Harbrecht, Russell McKenna, David Fischer, Wolf Fichtner  
Behavior-oriented Modeling of Electric Vehicle Load Profiles: A Stochastic Simulation Model Considering Different Household Characteristics, Charging Decisions and Locations
- Nr. 30** Daniel Heinz  
Erstellung und Auswertung repräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland
- Nr. 31** Jann Weinand, Russell McKenna, Katharina Karner, Lorenz Braun, Carsten Herbes  
Assessing the potential contribution of excess heat from biogas plants towards decarbonising German residential heating
- Nr. 32** Daniel Fehrenbach  
Modellgestützte Optimierung des energetischen Eigenverbrauchs von Wohngebäuden bei sektor-gekoppelter Wärmeversorgung – Vorstellung des POPART-Modells

---

The responsibility for the contents of the working papers rests with the author, not the institute. Since working papers are of preliminary nature, it may be useful to contact the author of a particular working paper about results or caveats before referring to, or quoting, a paper. Any comments on working papers should be sent directly to the author.

**Impressum**

Karlsruher Institut für Technologie

Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP)  
Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung (DFIU)

Hertzstr. 16  
D-76187 Karlsruhe

KIT – Universität des Landes Baden-Württemberg und  
nationales Forschungszentrum in der Helmholtz-Gemeinschaft

Working Paper Series in Production and Energy  
**No. 32**, October 2018

ISSN 2196-7296