



**TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DRESDEN**

Fakultät Maschinenwesen Institut für Energietechnik

Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung

Kristian Prewitz

Optimierungsbasierte Analyse von Anreizsystemen für Photovoltaik- Eigenstromversorgung in Mehrfamilienhäusern

Dresden, 15.08.2022

„Insgesamt muss der Fokus verstärkt auf den Beitrag zur Dekarbonisierung des gesamten Stromsystems gelegt werden und weniger auf das eigene Haus als abgeschlossenen Stromkosmos.“

*(aus: „Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen“
von David Ritter und Dierk Bauknecht)*

Vorbemerkungen

Diese Diplomarbeit wurde im Rahmen einer Beschäftigung als wissenschaftliche Hilfskraft beim Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) im vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsprojekt „OwnPV-Outlook – PV-Eigenstrom als effizientes, nachhaltiges und robustes Element des zukünftigen Energiesystems“ erstellt.

An dieser Stelle gilt der Dank allen Beteiligten, ohne die diese Arbeit nicht in der vorliegenden Form hätte entstehen können. Primär danke ich dem Team beim Fraunhofer IEE und ganz besonders Elias, der zu (fast) jeder Tages- und Nachtzeit für Fragen zur Verfügung stand. Danke an Patrick, Pedro, Lele, Sarah und Juan für die gute Zusammenarbeit, das konstante Feedback und die wertvollen Hinweise, vor allem in den frühen Phasen meiner Untersuchungen. Danke an Hadi für die vielen Tutorials zum Optimierungsprogramm und zur Erstellung von Grafiken.

Ein besonderer Dank gilt Caro, Adrian, Rike, Jan und vor allem Nuni für das Korrekturlesen, die gefundenen Rechtschreibfehler und hilfreichen Anmerkungen.

Danke an Johanna, Pasti und Lena für die vielen gemeinsamen Stunden in der Bibliothek, das gegenseitige Motivieren und für die zahlreichen Mensa-, Kaffee- und Waffelpausen.

Zu guter Letzt vielen, vielen Dank an Lea, Hannah und Sophie für die mentale Unterstützung in den letzten Monaten und das Zurückstecken in stressigen Zeiten.

Leipzig im August 2022

Kristian Prewitz

Kurzfassung

Für die Energiewende in Deutschland bildet der Ausbau von Photovoltaik eine wichtige Säule. Um die Pariser Klimaziele zu erreichen und der Flächenkonkurrenz von Landwirtschaft und Solaranlagen möglichst zu entgehen, müssen alle technischen Dachflächenpotenziale genutzt werden. Ein großes Potenzial bieten Dächer von Mehrfamilienhäusern in Verbindung mit einer Eigenstromversorgung, dem so genannten Mieterstrom. Im Gegensatz zur Volleinspeisung erlauben Eigenstromsysteme die Erzeugung von dezentralem und lastnahem Strom. Die staatlichen Anreize für Mieterstrom in Form von reduzierten Strompreisbestandteilen sowie dem seit 2017 im Erneuerbare-Energien-Gesetz enthaltenen Mieterstromzuschlag stehen einem großen administrativen Aufwand gegenüber und reichen bisher nicht aus, um einen nennenswerten Ausbau anzureizen.

In dieser Arbeit werden die Rahmenbedingungen für Mieterstrom in Deutschland zusammengefasst und ausgehend von Hemmnissen im bestehenden System Anreize entwickelt, die den Ausbau von Eigenstromprojekten auf Mehrfamilienhäusern beschleunigen sollen. Die entwickelten Anreizsysteme umfassen staatliche Einzelmaßnahmen, variable Stromtarife sowie die Integration von Elektromobilität und Wärmeversorgung in das Energiesystem des Mehrfamilienhauses. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf bisher unrentablen, kleineren Gebäuden. Analysiert werden die Anreize in einem gegenwärtigen sowie drei mittelfristigen Preisszenarien und mithilfe eines gemischt ganzzahligen linearen Optimierungsmodells mit viertelstündiger Auflösung. Es kann gezeigt werden, dass alle entwickelten Anreizsysteme zu einem wirtschaftlicheren Betrieb von Mieterstromprojekten führen. Besonders deutlich ist der Mehrwert bei der Integration variabler Lasten. Kurzfristig sind die Abschaffung administrativer Hürden und gezielte Förderungsprogramme vielversprechende Maßnahmen.

Abstract

The expansion of photovoltaics is an important pillar of the energy transition in Germany. In order to achieve the Paris climate goals and to avoid competition for land between agriculture and solar systems, all technical roof area potentials should be used. Roofs of multi-family houses offer great potential in connection with a self-supply of electricity, the so-called tenant electricity (Mieterstrom). In contrast to feed-in only, self-supplying photovoltaic systems allow the generation of decentralized and load-related power. The government's incentives in the form of reduced electricity price components and the tenant electricity surcharge included in the German Renewable Energy Sources Act (EEG) since 2017 are facing a large amount of administrative effort and have not yet been sufficient to incentivize any significant expansion.

In this thesis, the framework conditions for tenant electricity in Germany are summarized and, based on barriers in the existing system, incentives are developed to accelerate the expansion of self-supplying photovoltaic power on multi-family buildings. The incentive systems developed include individual government measures, variable electricity tariffs, and the integration of electric cars and heat supply into the energy system of the building. The focus is on so far unprofitable, smaller buildings. The incentives are analyzed in one current and three medium-term price scenarios and with the help of a mixed integer linear optimization model with 15 minutes resolution. It can be shown that all developed incentive schemes lead to a more economical operation of tenant electricity projects. The advantages are particularly significant for the integration of variable loads. In the short term, the abolition of administrative hurdles and targeted subsidy programs are promising measures.

Inhalt

1	Einleitung.....	1
2	Theoretischer Hintergrund	4
2.1	Der Begriff Mieterstrom.....	4
2.2	Rechtliche Rahmenbedingungen.....	5
2.3	Mieterstrommodelle.....	7
2.4	Messkonzepte für Mieterstromanlagen	11
2.5	Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen.....	13
2.6	Hemmnisse und Hürden für Mieterstrom	16
2.7	Mieterstrompotenzial in Deutschland	19
2.8	Aktuelle Literatur.....	20
3	Methodik	28
3.1	Optimierungsmodell	28
3.1.1	Einsatzoptimierung.....	29
3.1.2	Investitionsoptimierung.....	31
3.2	Modellierung von Anlagenbestandteilen	32
3.2.1	PV-Anlage	32
3.2.2	Stromspeicher	35
3.2.3	Elektromobilität.....	36
3.2.4	Wärmeversorgung.....	38
3.3	Strom- und Wärmelastprofile	41
3.4	Netzstrompreise und Einspeisevergütung.....	44
3.5	Rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	48
3.5.1	Modellierung von Mieterstromprojekten.....	48
3.5.2	Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung	51

4	Anreizsysteme	52
4.1	Aktuelles staatliches Anreizsystem	52
4.2	Entwicklung weiterer Anreizsysteme	52
4.2.1	Verbesserte rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen	53
4.2.2	Variable Stromtarife	55
4.2.3	Zusätzliche variable Lasten	57
4.3	Optimierungsbasierte Analyse.....	57
5	Ergebnisse und Diskussion.....	61
5.1	Referenzfall	61
5.2	Jüngste Gesetzesänderungen	67
5.3	Verbesserte rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen	70
5.4	Variable Stromtarife	71
5.5	Zusätzliche variable Lasten	77
5.5.1	Elektromobilität.....	77
5.5.2	Wärmeversorgung.....	78
5.6	Grenzen der Arbeit	80
6	Zusammenfassung und Ausblick.....	82
	Literaturverzeichnis.....	86
	Symbolverzeichnis.....	91
	Abbildungsverzeichnis	94
	Tabellenverzeichnis	96
	Anhang	97

1 Einleitung

Während Menschen außerhalb Europas schon lange mit den Folgen des Klimawandels zu kämpfen haben und Expert:innen davon ausgehen, dass er sich in den nächsten Jahren zur Hauptfluchtursache entwickeln könnte [1], waren auch in Deutschland die letzten Sommer geprägt von Dürre, überdurchschnittlich vielen Waldbränden und Überschwemmungen [2,3]. Erst kürzlich riet das Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe dazu, dass einige Flächen des Landes aufgrund von akuten Bedrohungen durch Unwetterkatastrophen nicht mehr besiedelt werden sollten [4]. Russlands Krieg gegen die Ukraine macht zugleich klar, dass die Versorgungssicherheit des deutschen Energiesektors durch eine Abhängigkeit von Importen fossiler Brennstoffe bedroht ist und diese nicht zukunftsfähig sind.

Ein massiver Umbau des Energiesystems hin zu Wind- und Photovoltaik (PV)-Energie ist unabwendbar, wenn die Folgen für das Klima abgefedert und gleichzeitig Energieautarkie hergestellt werden soll. Trotz Effizienzmaßnahmen wird der Stromverbrauch¹ aufgrund der nötigen Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme zunächst weiter steigen und zusätzliche Erzeugungskapazitäten werden benötigt [5]. Beim Vorantreiben der Energiewende in Deutschland bildet der PV-Ausbau eine zentrale Säule, da er schneller realisiert werden kann als die Errichtung von Windkraftanlagen [5]. Damit die Pariser Klimaschutzziele² erreicht werden können, muss der jährliche Zubau an PV-Leistung von 5,2 Gigawatt (GW) in 2021 auf 20 GW pro Jahr steigen [7,8]. Um gleichzeitig der Flächenkonkurrenz von Landwirtschaft und Photovoltaik zu entgehen, ist es unerlässlich, alle technisch nutzbaren Dachflächen mit PV-Anlagen (PVA) auszustatten [5]. Die Tatsache, dass sich etwa 70 Prozent (40 GW) der bereits existierenden PV-Leistung in

¹ In dieser Arbeit werden zum Teil die umgangssprachlichen Begriffe *Strom- bzw. Wärmeverbrauch* und *-erzeugung* genutzt, obwohl dem Autor bewusst ist, dass Energie im Sinne des Energieerhaltungssatzes lediglich umgewandelt, jedoch nicht erzeugt und verbraucht werden kann.

² Am 12. Dezember 2015 im „Abkommen von Paris“ von 195 Staaten festgehaltene Ziele zur Begrenzung der menschengemachten globalen Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau [6].

Deutschland auf Dächern befinden [9], zeigt deren große Bedeutung. Eine dezentrale Stromerzeugung durch viele kleine statt weniger großer Erzeugungsanlagen, sorgt für ein widerstandsfähigeres (resilienteres) Energiesystem, da der Ausfall einzelner Anlagen vom Gesamtsystem abgefedert werden kann [10]. In PV-Dachanlagen erzeugter Strom kann entweder ohne Umweg vollständig in das Netz eingespeist werden (Volleinspeisung) oder zumindest teilweise im selben Gebäude bzw. in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht werden (Eigenstrom). Im zweiten Fall muss der nicht durch die PV-Anlage zur Verfügung gestellte Strom zur Lastdeckung aus dem Netz bezogen werden (Reststrom). Die lastnahe Erzeugung bei PV-Eigenstromsystemen kann zur Entlastung der Netze und zu Kosteneinsparungen beim Netzausbau beitragen [11].

Während PV-Anlagen mit Voll- oder Teileinspeisung auf Einfamilienhäusern (EFH) weit verbreitet sind, bieten Dächer von Mehrfamilienhäusern (MFH) ein bisher weitgehend ungenutztes Potenzial für den PV-Ausbau [10]. Demgegenüber steht die Tatsache, dass die meisten Menschen in Deutschland in Mehrfamilienhäusern wohnen, etwa 42 % in Häusern mit bis zu 10 Wohneinheiten (WE) und 25 % in größeren Wohnblocks. Außerdem wohnt mehr als die Hälfte aller Deutschen zur Miete [12]. Um Bewohnende von Mehrfamilienhäusern – die unter einem Dach leben, das sie sich zum einen mit anderen teilen und das zum anderen nicht ihr Eigentum ist – an der Energiewende zu beteiligen und gleichzeitig einen finanziellen Anreiz für die Eigentümer:innen zu schaffen, wurde Mitte 2017 das Mieterstromgesetz³ vom Bundestag verabschiedet. Das Gesetz setzt einen staatlichen Anreiz für PV-Eigenstrom auf Mehrfamilienhäusern, der neben einigen wegfallenden Strompreisbestandteilen eine aktive finanzielle Förderung mit dem so genannten Mieterstromzuschlag (MSZ) enthält. Der von der Bundesregierung veröffentlichte Mieterstrombericht von Ende 2019 [14] kommt allerdings zu dem Schluss, dass die Anzahl der Mieterstromprojekte weit hinter den eigenen Erwartungen zurückgeblieben ist und kein nennenswerter Ausbau angereizt werden konnte.

Ziel dieser Arbeit ist daher der Entwurf von rechtlichen und finanziellen Anreizsystemen für Mieterstromprojekte, die in einem mittelfristigen Zeithorizont und mit einer

³ Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom 17. Juli 2017 [13].

optimierten Betriebsführung zu einem wirtschaftlicheren Betrieb und somit zu einem beschleunigten PV-Ausbau auf Mehrfamilienhäusern führen sollen.

Aufbau der Arbeit

In Kapitel 2 werden neben Begriffsdefinitionen zunächst die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen von Mieterstrom erläutert und aufgezeigt, mit welchen technischen Voraussetzungen und Geschäftsmodellen Mieterstromprojekte derzeit realisiert werden. Da es sich bei der optimierungsbasierten Untersuchung in dieser Arbeit vor allem um eine Wirtschaftlichkeitsanalyse handelt, werden wichtige Kennwerte zur wirtschaftlichen Bewertung von PV-Anlagen eingeführt. Anschließend werden Gründe für den langsamen Ausbau im aktuellen Anreizsystem sowie theoretisch mögliche Ausbaupotenziale von Mieterstrom gesammelt. Eine Zusammenstellung aktueller Publikationen zum Thema Mieterstrom schließt den theoretischen Hintergrund ab.

Kapitel 3 beschreibt das Optimierungsmodell, welches die computerbasierte Umsetzung der Untersuchungen umfasst. Außerdem werden die Anlagenbestandteile für die Energieversorgung des MFH modelliert, Strompreise und Investitionskosten für ein mittelfristiges Zukunftsszenario im Jahr 2030 prognostiziert sowie die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen implementiert.

Neben der Festlegung des aktuellen staatlichen Förderrahmens als Referenzfall werden in Kapitel 4 die darüberhinausgehenden Anreizsysteme für den Ausbau von Mieterstromprojekten definiert und das Studiendesign mit Ablauf der Untersuchungen und Vergleichsparameter vorgestellt. In Kapitel 5 werden die Ergebnisse der optimierungsbasierten Analyse der Anreizsysteme aufbereitet und diskutiert.

Die Arbeit schließt mit einer Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse in Kapitel 6, deren Interpretation auf die Klimaziele und einem Ausblick auf weitere Forschungsfragen im Bereich Mieterstrom.

2 Theoretischer Hintergrund

2.1 Der Begriff Mieterstrom

Als Mieterstrom wird in vielen Veröffentlichungen ganz allgemein die Eigenstromversorgung in Mehrfamilienhäusern beschrieben: „Elektrische Energie, die in dezentralen Stromerzeugungsanlagen erzeugt und direkt vor Ort durch die Mieter bzw. Wohnungseigentümer in größeren Wohngebäuden [...] verbraucht wird.“ [10] Eine technischere Definition bietet [15]: „Als Mieterstrom wird Strom bezeichnet, der auf einem Wohngebäude erzeugt wird und mit dem Letztverbraucher in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang ohne Durchleitung durch das öffentliche Netz versorgt werden.“ Bereits in den 90er Jahren gab es so genannte Mieterstromprojekte, lange vor der Einführung des Mieterstromgesetzes 2017 [16]. Der Strom für diese Pionierprojekte wurde allerdings nicht in PV-Anlagen, sondern in Blockheizkraftwerken (BHKW) erzeugt [10]. Die beiden oben genannten Mieterstrom-Definitionen schließen den in BHKW erzeugten und im MFH verbrauchten Strom mit ein. Da dieser Strom allerdings nach geltender Rechtslage deutlich weniger Privilegien genießt (vgl. Kapitel 2.2), wird als Mieterstrom oft nur jene in PV-Anlagen erzeugte Energie bezeichnet, die nach dem Mieterstromgesetz förderfähig ist. PV-Mieterstromprojekte gibt es (ohne gesetzliche Grundlage) etwa seit 2012 [10].

Selbst wenn der Begriff Mieterstrom suggeriert, dass Mietverhältnisse vorliegen müssen und dies in den meisten Fällen zutrifft, geht es in dieser Arbeit und bei den staatlichen Förderungen grundsätzlich um die Bewohner:innen in Mehrfamilienhäusern. Mit Mieterstrom-Letzterverbraucher:innen sind dementsprechend ebenfalls Eigentümer:innen von selbst genutzten Wohnungen gemeint.

Mieterstromprojekte sind vom Zusammenspiel vieler Akteur:innen geprägt, vor allem aus den Branchen Energie- und Immobilienwirtschaft [10]. Neben den Mieter:innen sind zwingend Hauseigentümer:in und der örtliche Verteilnetzbetreiber⁴ beteiligt. Je nach Mieterstrommodell (vgl. Kapitel 2.3) kann bzw. können ein oder mehrere

⁴ Bei juristischen Personen wie z. B. Vereinen, Unternehmen und Körperschaften des öffentlichen Rechts wird in dieser Arbeit das generische Maskulinum verwendet.

Energiedienstleister die Aufgaben Stromlieferung, Anlagen- und Messstellenbetrieb übernehmen. Dazu kommen bei der Abrechnung bzw. dem Einholen von Genehmigungen Hauptzoll- und Finanzamt und die Bundesnetzagentur (BNetzA).

2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Wie bereits erläutert, erfüllt nicht jede Form von Eigenstromversorgung in Mehrfamilienhäusern die Voraussetzungen für eine staatliche Förderung. Durch die Einführung des Mieterstromzuschlags mit dem Mieterstromgesetz [13] im Jahr 2017 wurde erstmalig eine eindeutige gesetzliche Definition von (gefördertem) Mieterstrom geschaffen [17]. Die damals zuständige Bundeswirtschaftsministerin Zypries nannte als Hauptgrund für die Mieterstromförderung eine Beteiligung von Mieter:innen an der Energiewende und dass der Betrieb von Mieterstromprojekten bisher nicht wirtschaftlich sei [18].

Dass PV-Anlagen auf MFH errichtet werden und der darin erzeugte Strom in das öffentliche Netz eingespeist werden kann, ist in § 8 EEG⁵ geregelt und wird in dieser Arbeit vorausgesetzt. Die nachfolgend erläuterte Regulatorik bezieht sich auf zusätzliche staatliche Förderungsmaßnahmen, die den Betrieb von PV-Anlagen auf MFH anreizen sollen. Unabhängig von der Förderung mit dem Mieterstromzuschlag werden PV-Anlagen auf MFH durch zahlreiche Regelungen indirekt oder direkt gefördert. So besteht ein Anspruch auf die „gewöhnliche“ EEG-Vergütung für Einspeisung nach § 19 EEG in das Stromnetz. Außerdem ist der Direktstromanteil – selbst erzeugter Strom, der innerhalb des MFH verbraucht wird – gem. § 9 Abs. 1 Nr. 3a Stromsteuergesetz von der Stromsteuer befreit, da der Verbrauch in „räumlicher Nähe“ (vgl. § 12b Abs. 5 StromStV) stattfindet. Eine Ausnahme hierzu bildet das so genannte Lieferkettenmodell (siehe Kapitel 2.3), da in diesem Fall der Direktstrom zwar im Gebäude verbraucht aber nicht direkt vom Anlagenbetreiber an die Letztverbraucher:innen, sondern über ein zwischengeschaltetes Energiedienstleistungsunternehmen geliefert wird. In allen Fällen werden hingegen beim Direktstromanteil keine Netzentgelte und Konzessionsabgaben fällig, da hierfür das öffentliche Netz nicht genutzt wird [10]. Durch Wegfall der genannten Steuern und

⁵ Wenn nicht anders vermerkt, wird sich in dieser Arbeit auf das EEG 2021 bezogen.

Abgaben ist für den Direktstromanteil eine durchschnittliche Reduktion von 41 % im Vergleich zum Haushaltsstrompreis mit starken regionalen Schwankungen möglich [19]. Da es sich im Gegensatz zur Eigenversorgung in EFH bei Mieterstrom nicht um Eigenverbrauch mit Personenidentität (Anlagenbetreiber:in ist nicht gleichzeitig Letztverbraucher:in) handelt, war der in Mieterstromprojekten erzeugte Strom nicht von der EEG-Umlage befreit, bis diese im Juli 2022 abgeschafft wurde.

Förderung mit dem Mieterstromzuschlag

Mieterstromprojekte bringen im Vergleich zu Eigenstromversorgung in EFH eine Reihe von Mehrkosten (u. a. für Messung, Abrechnung und Vertrieb) und administrativen Hürden mit sich (siehe Kapitel 2.6). Der Gesetzgeber wollte diesen Hürden mit der Schaffung des Mieterstromzuschlags im Jahr 2017 begegnen [15].

Der Anspruch auf eine Förderung mit dem Mieterstromzuschlag ergibt sich aus § 19 Abs. 1 Nr. 3 EEG in Verbindung mit § 21 Abs. 3 EEG. Es wird ausschließlich selbstverbraucher Strom aus PV-Anlagen – insbesondere nicht aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) – gefördert. Weiterhin muss die Verteilung des Stroms in einer so genannten Kundenanlage stattfinden, vgl. § 3 Nr. 24a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Es darf demnach keine Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz geben. Die Anlage darf nicht größer als 100 Kilowatt Peak (kWp) sein und muss sich auf einem Gebäude befinden, dessen Fläche zu mindestens 40 % zum Wohnen genutzt wird. Die Förderung von Eigenstrom, der innerhalb von Quartieren⁶ ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes verbraucht wird, ist seit dem EEG 2021 möglich [15]. Mit dem EEG 2021 wurden ebenfalls die zuvor sehr niedrigen Fördersätze angehoben. Die Fördersätze ab dem 01.01.2021 sind in § 48a EEG festgelegt und in Tabelle 2.1 dargestellt. Ähnlich wie die EEG-Einspeisevergütung unterliegt der MSZ gemäß § 49 Abs. 1 EEG einer Degression von 0,4 % pro Monat. Die Degression kann bei starkem PV-Zubau erhöht werden. Von der Bundesnetzagentur werden die aktuell geltenden Fördersätze regelmäßig veröffentlicht [21]. Der Stichtag für die Modellannahmen in dieser Arbeit ist der 01.01.2022, deswegen sind diese MSZ-Werte ebenfalls in Tabelle 2.1 dargestellt.

⁶ Quartier: „zusammenhängender Gebäudekomplex, der den Eindruck eines einheitlichen Ensembles erweckt“ [20].

Die Nutzung von Stromspeichern ist möglich, hierbei wird der MSZ nur für die ausgespeicherte Energiemenge gezahlt [22]. Der MSZ wird je nach Geschäftsmodell an Anlagenbetreibende bzw. Energiedienstleistende (und nicht an die Letztverbraucher:innen) ausgezahlt. Die Begünstigten haben die Nachweispflicht für die Höhe der bezuschussten Strommengen [22], woraus sich die Notwendigkeit von geeigneter Messtechnik (Kapitel 2.4) ergibt.

Tabelle 2.1: Fördersätze für Mieterstrom nach dem EEG 2021

Anlagengröße	ab 01.01.2021	ab 01.01.2022
bis 10 kWp	3,79 ct/kWh	3,20 ct/kWh
bis 40 kWp	3,52 ct/kWh	2,97 ct/kWh
bis 750 kWp	2,37 ct/kWh	2,00 ct/kWh

Soll der MSZ in Anspruch genommen werden, darf die Höhe des Mieterstromtarifs, den die Letztverbrauchenden zahlen, maximal 90 % des Grundversorgertarifs entsprechen (§ 42a Abs. 4 EnWG). Damit soll verhindert werden, dass „Mieter, die sich bei der Anmietung von Wohnräumen einem strukturellen Verhandlungsungleichgewicht gegenüber dem Vermieter ausgesetzt sehen, wirtschaftlich schlechter gestellt werden, als im jeweils gültigen Grundversorgungstarif.“ [14] Außerdem haben Mieter:innen gem. § 20a EnWG stets die freie Stromlieferantenwahl und müssen keinen Mieterstrom beziehen.

§ 24 Abs. 1 EEG regelt, unter welchen Voraussetzungen Anlagen zusammengefasst werden und gegebenenfalls nicht mehr förderfähig sind. Dies tritt ein, wenn bspw. die 100 kWp-Grenze überschritten wird. Betreiber:innen von Mieterstrom sind verpflichtet ebenfalls die Reststromversorgung des Gebäudes zu übernehmen, wenn sie den Mieterstromzuschlag erhalten möchten. Eine ausführliche Übersicht über weitere rechtliche Rahmenbedingungen in Deutschland aus EEG, EnWG und anderen Gesetzen und Verordnungen sowie Förderprogramme der Bundesländer und EU-Rahmenbedingungen mit Stand 2017 findet sich in [10].

2.3 Mieterstrommodelle

Mieterstrom-Geschäftsmodelle bestehen aus der Vermarktung des vom Staat geförderten PV-Eigenstroms „vom eigenen Dach“ [14]. Die Wertschöpfungskette bei

Mieterstromprojekten reicht von der Gebäudehülle (meistens Bereitstellung von Dachflächen) über den Anlagenbetrieb und Stromerzeugung, die Lieferung und letztendlich den Verbrauch [10]. Die aus den Wertschöpfungsstufen resultierenden Aufgaben können von derselben Person übernommen oder auf verschiedene Akteur:innen aufgeteilt werden. Das gewählte Mieterstrommodell entscheidet unter anderem darüber, ob ein Projekt mit dem Mieterstromzuschlag gefördert wird (vgl. Kapitel 2.2).

Wenn ein Mieterstromprojekt in Eigenregie durchgeführt werden soll, gibt es die Möglichkeit der direkten Vermarktung. In diesem Modell besitzt und betreibt der:die Hauseigentümer:in eine PV-Anlage und liefert ausschließlich den selbsterzeugten Strom an die Mieter:innen. Für den Reststrom schließen die Letztverbraucher:innen einen separaten Liefervertrag ab. Hierbei ist zum einen ein zusätzlicher Stromzähler notwendig und zum anderen erhält der:die Anlagenbetreibende keinen Mieterstromzuschlag, da dafür zwingend die Reststromversorgung übernommen werden müsste [23]. Aus genannten Gründen ist das Modell zwar theoretisch möglich, wird aber in der Praxis selten genutzt.

Ebenfalls in Eigenregie, aber häufiger genutzt ist der so genannte Mieterstrom-Self Service [24]. Hierbei ist der:die Hauseigentümer:in für Anlagenbetrieb und Stromlieferung zuständig und übernimmt alle Aufgaben vom Bau der Anlage bis zur Reststromversorgung. Die Abrechnung kann an spezialisierte Dienstleister ausgelagert werden. Dieses Modell ist ein klassisches Beispiel für Projekte, die mit dem Mieterstromzuschlag gefördert werden. In Abbildung 2.1 sind für dieses Modell die Strom- und Geldflüsse sowie die Vertragsbeziehungen dargestellt. Üblicherweise haben nur größere Wohnungsunternehmen die nötigen Strukturen, um alle Aufgaben in diesem Modell umzusetzen [25]. In einer Sonderform dieses Modells betreibt eine Energiegenossenschaft die Anlage und wird zum Energieversorger. Dabei tragen die Mieter:innen als Genossenschaftsmitglieder die gemeinsame Verantwortung und werden selbst von der Genossenschaft mit Strom beliefert.

Ein weiteres klassisches Beispiel für den EEG-geförderten Mieterstrom und gleichzeitig das Gegenteil von Eigenregie ist das Contracting-Modell. Wird dieses Modell gewählt, stellt der:die Hauseigentümer:in die Dachflächen des MFH zur Verfügung und erhält dafür eine

Pachtzahlung. Ein Energiedienstleistungsunternehmen kümmert sich um Finanzierung, Planung und Bau der PV-Anlage, betreibt diese und vermarktet anschließend den erzeugten Strom [23]. Die Vertragsbeziehungen sind analog zu denen in Abbildung 2.1, indem das Dienstleistungsunternehmen als Anlagenbetreiber und gegenüber den Mieter:innen als Lieferant für Direkt- und Reststrom auftritt.

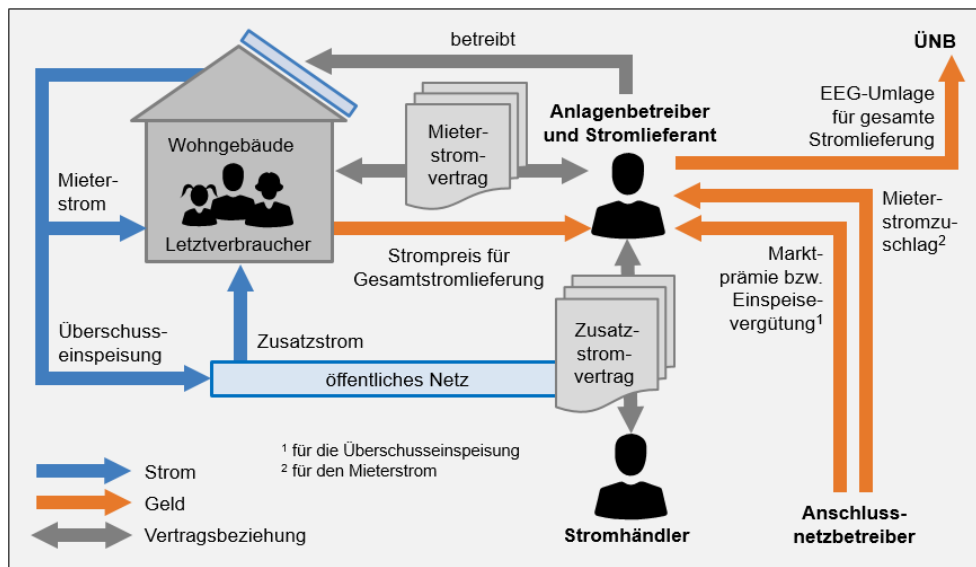


Abbildung 2.1: Schaubild zum EEG-geförderten Mieterstrom [26]

Beim Pachtmodell finanziert und baut der:die Hauseigentümer:in die PV-Anlage und verpachtet diese anschließend an ein Dienstleistungsunternehmen, welches Betrieb und Stromvermarktung übernimmt. Die nötige Personenidentität bei Anlagenbetrieb und Stromlieferung für den Mieterstromzuschlag kann so hergestellt werden, jedoch ist das Modell in der Praxis aufgrund von erhöhtem administrativen und rechtlichen Aufwand und Mehrkosten wenig rentabel [14].

Im so genannten Lieferkettenmodell kauft ein Energiedienstleister („Dritter“) wie in Abbildung 2.2 dargestellt den erzeugten PV-Strom und kümmert sich um die Vermarktung. Dieses Modell bietet die Möglichkeit, dass die PV-Anlage und somit eine weitere Wertschöpfungsstufe im Besitz des Anlagenbetreibers bleibt und lediglich die Rolle des Energieversorgers – die mit zahlreichen rechtlichen Pflichten einhergeht – ausgelagert wird [20]. Mit dem EEG 2021 wurden vorherige Rechtsunsicherheiten ausgeräumt, sodass der Anlagenbetreiber in diesem Modell trotz mangelnder Personenidentität mit dem Stromlieferanten den Mieterstromzuschlag für den an die Mieter:innen gelieferten Strom erhält [27].

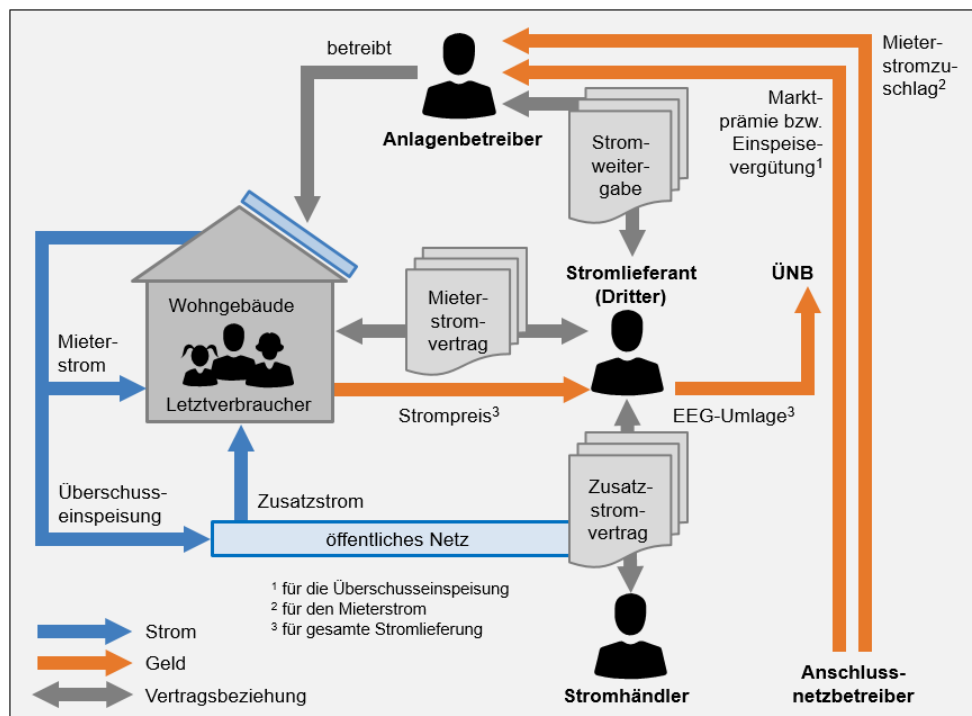


Abbildung 2.2: Mieterstromlieferung im Lieferkettenmodell [26]

In Tabelle 2.2 ist die Aufgabenteilung der Akteur:innen in den verschiedenen Mieterstrommodellen zusammengefasst. Hauseigentümer:in kann in allen genannten Modellen z. B. eine private Vermieterin bzw. eine Wohnungseigentümergeinschaft oder ein privates oder kommunales Immobilienunternehmen sein.

Tabelle 2.2: Zusammenspiel der Akteur:innen bei den vorgestellten Mieterstrommodellen

	Eigentum PVA	Betrieb PVA	Stromlieferung
Direkte Vermarktung	Hauseigentümer:in	Hauseigentümer:in	Hauseigentümer:in + Reststromlieferant
Mieterstrom-Self Service	Hauseigentümer:in	Hauseigentümer:in	Hauseigentümer:in
Mieterstrom-Contracting	Energiedienstleister	Energiedienstleister	Energiedienstleister
Pachtmodell	Hauseigentümer:in	Energiedienstleister	Energiedienstleister
Lieferkettenmodell	Hauseigentümer:in	Hauseigentümer:in	Energiedienstleister

2.4 Messkonzepte für Mieterstromanlagen

Zur Inanspruchnahme der Mieterstromförderung muss durch ein geeignetes Messkonzept im MFH nachvollzogen werden können, wie viel Strom durch die PV-Anlage erzeugt, aus dem Netz entnommen bzw. ins Netz eingespeist wurde und wie hoch der Verbrauch der Bewohner:innen in einem definierten Zeitraum war.

In der Praxis ist das sogenannte Summenzählermodell das am häufigsten genutzte Messkonzept für Mieterstrom [17]. Hierbei wird wie in Abbildung 2.3 dargestellt am Netzanschlusspunkt (NAP) des MFH ein Zweirichtungssummenzähler installiert, der den Netzbezug und die Einspeisung ins Netz misst. Die Wohneinheiten sind in diesem Modell mit analogen Verbrauchszählern (M), die einmal pro Jahr ausgelesen werden und die PV-Anlage mit einem intelligenten Erzeugungszähler ausgestattet (SM steht hier für Smart Meter). Vor einem etwaigen Stromspeicher wäre ein intelligenter Zweirichtungszähler installiert.

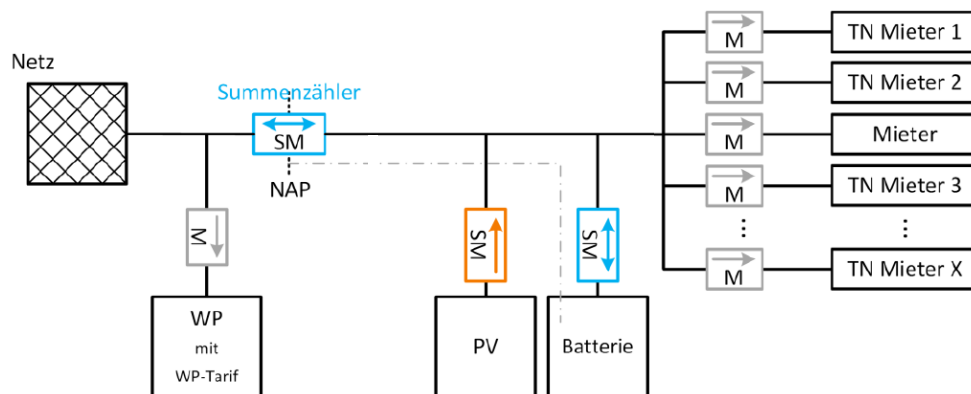


Abbildung 2.3: Summenzählermodell (vereinfachte Darstellung aus [28])

Wie in Kapitel 2.2 erläutert, müssen nicht alle Wohneinheiten Mieterstrom beziehen. Das Summenzählermodell kann deswegen nicht abbilden, wie der tatsächliche Direktstromverbrauch der teilnehmenden Mieter:innen ist. Der erzeugte PV-Strom wird bilanziell vollständig den Mieterstrom beziehenden Wohneinheiten zugeordnet und der Stromverbrauch der nicht teilnehmenden Wohneinheiten wird von der gesamten Strombezugsmenge abgezogen. Die entstehende Differenz ist in diesem Messkonzept die Reststrommenge der teilnehmenden Wohneinheiten. Gründe für die Nutzung des Summenzählermodells sind unter anderem verhältnismäßig geringe Investitions- und Betriebskosten, Anforderungen des Netzbetreibers oder bilanziell höhere

Direktverbräuche, die einen positiven finanziellen Effekt haben [15]. Dieser Effekt ist in Abbildung 2.4 zu sehen. Hierbei führt die pauschale Zuordnung des erzeugten Stroms zu den teilnehmenden Mieter:innen bei einer tatsächlichen Beteiligungsquote unter 100 % zu höheren Direktverbrauchsanteilen im Vergleich zur verbrauchsgenauen Messung mit intelligenten Messsystemen.

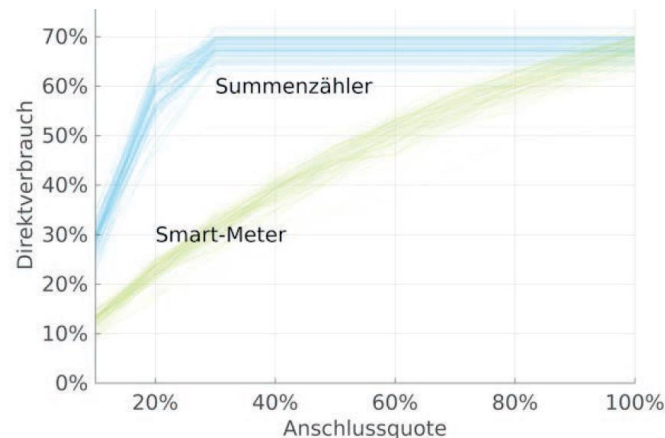


Abbildung 2.4: Abweichender Direktverbrauchsanteil je nach Messkonzept [10]

Nach dem Messstellenbetriebsgesetz ist vorgeschrieben, dass nur noch intelligente Messsysteme (iMsys) eingesetzt werden dürfen. Hierbei gilt die Einschränkung, dass die Ausstattung mit iMsys „wirtschaftlich vertretbar“ sein muss (vgl. § 29 Abs. 2). Dies trifft momentan bei den meisten Mieterstromfällen nicht zu [10]. iMsys mit so genannten Smart Metern messen viertelstündlich und können sehr genau den tatsächlichen Verbrauch mit der aktuellen Erzeugung abgleichen und somit den Direktverbrauchsanteil realistisch wiedergeben (siehe Abbildung 2.4). Für den Fall, dass alle (an der Mieterstromversorgung teilnehmenden) Wohneinheiten eines MFH mit Smart Metern ausgestattet sind, ist kein zusätzlicher Summenzähler notwendig [28].

Das Modell der doppelten Sammelschiene, bei dem die teilnehmenden von den nicht-teilnehmenden Wohneinheiten physikalisch getrennt werden, kommt aufgrund des hohen Umrüstungsaufwands bei Vertragswechsel selten zum Einsatz [17].

Weiterführende Informationen zur technischen Ausgestaltung bieten die Messkonzepte für Selbstversorgergemeinschaften (MK D1-3) des Verbands der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft [29].

2.5 Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen

Diese Arbeit nimmt eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern vor. In diesem Kapitel wird die zum ökonomischen Vergleich der untersuchten Szenarien genutzte Kapitalwertmethode erläutert und weitere Kennwerte vorgestellt. Außerdem fasst das Kapitel die Besonderheiten bei der wirtschaftlichen Bewertung von Mieterstromprojekten zusammen.

Grundsätzlich kann bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von mehrjährigen Projekten mit nominalen oder realen Zahlungsströmen gerechnet werden. Eine nominale Berechnung bezieht die Inflationsrate mit ein und die Zahlungsströme in der Zukunft fallen entsprechend höher aus. Bei der Berechnung mit realen Werten wird die Inflation nicht beachtet und der Wert der zukünftigen Zahlungsströme entspricht dem eines bestimmten Bezugszeitpunkts [30].

Kapitalwertmethode

Bei der Kapitalwertmethode werden anfängliche Investitionen und alle zukünftigen jährlichen Zahlungen – sowohl Einnahmen (z.B. Einspeisevergütung) als auch Ausgaben (z.B. Betriebskosten) – auf den so genannten Kapitalwert abgezinst [30]. Der Kapitalwert (auch Barwert oder engl. *Net Present Value*) bezeichnet den Wert der Investition über den gesamten Kalkulationszeitraum zum gegenwärtigen Zeitpunkt. Auf diese Weise können Projekte mit verschiedenen Zahlungsströmen zu verschiedenen Zeitpunkten in der Zukunft anhand ihrer Wirtschaftlichkeit miteinander verglichen werden.

Der Kalkulationszinssatz i ist eine Vorgabe bei der Investitionsrechnung mit der Kapitalwertmethode und stellt die subjektive Mindestverzinsungsanforderung an eine Investition dar [30]. Dieser Zinssatz ist unter anderem abhängig von den Kosten für Fremdkapital und der erwarteten Eigenkapitalrendite bei vergleichbaren Investitionsmöglichkeiten. Zusammengefasst sind dies die marktüblichen Kapitalkosten (engl. *Weighted Average Costs of Capital* – WACC), die sich je nach Technologie unterscheiden und in nominal und real angegeben werden [31]. Je höher der Kalkulationszinssatz gewählt wird, desto unrentabler erscheint eine Investition. Der interne Zinsfuß (engl. *Internal Rate of Return* – IRR) ist genau jener Kalkulationszinssatz, bei dem sich ein

Kapitalwert von 0 ergibt [30]. Damit eine Investition rentabel wird, muss der interne Zinsfuß über dem Kalkulationszinssatz liegen.

Um den Kapitalwert in einem Jahr t zu berechnen, werden die jährlichen Zahlungsströme saldiert (Einzahlungen e_t abzgl. Kosten k_t) und mithilfe des Kalkulationszinssatzes abgezinst. Wie in Formel 2.1 dargestellt, ergibt die Summe der jährlichen Kapitalwerte über den Kalkulationszeitraum n den Kapitalwert der Gesamtinvestition [32].

$$KW = -I_0 + \sum_{t=1}^n (e_t - k_t) \cdot (1 + i)^{-t} \quad 2.1$$

Ein positiver Kapitalwert bedeutet eine wirtschaftliche Investition unter den Bedingungen des Kalkulationszinssatzes i . Je größer der Kapitalwert einer Investition ist, desto rentabler ist sie. Um den internen Zinsfuß zu berechnen, kann die Formel 2.1 nach i umgestellt und der Kapitalwert gleich 0 gesetzt werden [32].

Weitere wirtschaftliche Kennwerte

Die Stromgestehungskosten (engl. *Levelized Cost of Energy* - LCOE) beschreiben die Kosten für die Energieumwandlung von einer anderen Energieform in elektrischen Strom und werden in €/kWh angegeben [32]. Mit den Stromgestehungskosten ist ein ökonomischer Vergleich von Stromerzeugungsanlagen verschiedener Erzeugungs- und Kostenstrukturen möglich.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{k_t}{(1 + i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{el,PV,t}}{(1 + i)^t}} \quad 2.2$$

Zur Berechnung wird wie in Formel 2.2 angegeben die über die Nutzungsdauer produzierte Strommenge $E_{el,PV}$ in Relation zu den Investitionskosten I_0 und allen anfallenden Kosten für den Betrieb der Anlage k gesetzt. Die jährlichen Strommengen und Ausgaben werden analog zu den Zahlungsströmen in Formel 2.1 abgezinst.

Die Amortisationszeit (AZ) gibt den Zeitpunkt an, ab dem die kumulierten Einnahmen die Anfangsinvestitionen und sonstigen Ausgaben überschreiten [30]. Ab diesem Moment erzielt das Projekt Gewinne. Bei der Kapitalwertmethode ist dies der Moment, in dem der kumulierte Kapitalwert gleich 0 ist. Berechnen lässt sich der Zeitpunkt wie in Formel 2.3 gezeigt.

$$AZ = I_0 \cdot \left(\frac{KW + I_0}{n} \right)^{-1} \quad 2.3$$

Das Verhältnis des direkt genutzten Stroms (Erzeugung abzgl. Einspeisung) zur erzeugten Strommenge einer PV-Anlage wird als Eigenverbrauchsquote (engl. *Self-consumption Rate* – SCR) oder Selbstversorgungsgrad bezeichnet und gemäß Formel 2.4 berechnet [33].

$$SCR = \frac{E_{el,PV} - E_{el,einsp}}{E_{el,PV}} \quad 2.4$$

Der Autarkiegrad (engl. *Self-sufficiency Rate* – SSR) gibt Auskunft darüber, welcher Teil der Stromlast mit dem selbsterzeugten PV-Strom abgedeckt wird. Dafür wird, wie in Formel 2.5 gezeigt, der im Gebäude direkt genutzte PV-Strom ins Verhältnis zum gesamten Stromverbrauch gesetzt [33].

$$SSR = \frac{E_{el,PV} - E_{el,einsp}}{E_{el,PV} - E_{el,einsp} + E_{el,netz}} \quad 2.5$$

Wirtschaftlichkeit von Eigen- und Mieterstromprojekten

Während sich die Investitionskosten für PV-Anlagen in den letzten Jahren auf einem relativ konstanten Niveau eingependelt haben, ist die Höhe der Einspeisevergütung immer weiter zurückgegangen. Kleinere PV-Anlagen bis 100 kWp mit vergleichsweise hohen Investitionskosten rechnen sich daher nur noch, wenn zumindest ein Teil des erzeugten Stroms selbst verbraucht und somit Bezugskosten von Netzstrom eingespart werden können. Das Umweltbundesamt hat in einer Studie von 2021 einen Eigenverbrauchsanteil von 37 % ermittelt, ab dem eine PV-Anlage mit 30 kWp bei einem konstanten Strompreisniveau und mittleren Stromgestehungskosten wirtschaftlich betrieben werden kann [5]. In der gleichen Studie wird ebenfalls ein Szenario mit steigenden Strompreisen betrachtet, durch die der benötigte Eigenverbrauchsanteil deutlich sinkt. Ausschließlich eigenverbrauchsoptimierte Anlagen (v. a. auf großen Dächern mit verhältnismäßig wenig Eigenverbrauch) können die wirtschaftlichste Option sein, sorgen jedoch teilweise dafür, dass für den Klimaschutz nötige Dachpotenziale nicht komplett ausgenutzt werden [7]. Batteriespeicher tragen ohne die weitergehende Nutzung der Flexibilität, z. B. für Lastverschiebung in Zeiten günstiger Stromtarife oder zur Sektorenkopplung, bisher in den meisten Fällen nicht zu einer Steigerung der Wirtschaftlichkeit bei, sondern verschlechtern diese [34].

Neben der Eigenverbrauchsquote, die je nach Messkonzept von der Beteiligungsquote der Wohneinheiten abhängt (vgl. Abbildung 2.4), haben die Installationskosten für die PV-Anlage und die Kosten des Messstellenbetriebs Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen [10]. Bei der Reststromversorgung kann in vielen Fällen eine geringe Marge erzielt werden, da durch große Bezugsmengen der Mieterstrombetreiber geringere Preise pro kWh möglich sind. Der Spielraum bei der Höhe des Mieterstromtarifs ist durch die 90 %-Regel (vgl. Kapitel 2.2) von den lokalen Grundversorgertarifen und diese wiederum von den regional sehr unterschiedlichen Netzentgelten abhängig. Mieterstromprojekte an Orten mit hohen Netzkosten, wie z. B. in Nordostdeutschland, haben dadurch bessere wirtschaftlichere Voraussetzungen [17].

Insgesamt hängt die Rentabilität von Mieterstromprojekten aufgrund der vielen Einflussfaktoren sehr stark vom Einzelfall ab [19]. Berechnungen von Mieterstrom-Fallbeispielen ergaben Projektrenditen (interner Zinsfuß) von fünf (MFH mit 12 WE) bis acht (MFH mit 48 WE) Prozent [10]. Die gleichzeitige Lieferung von Wärme und Strom kann die Rentabilität aus Betreibersicht erhöhen [35].

2.6 Hemmnisse und Hürden für Mieterstrom

Die Zahl der realisierten Mieterstromprojekte ist aus Sicht der Bundesregierung trotz Mieterstromzuschlag weit hinter den eigenen Erwartungen zurückgeblieben [14]. Die hemmenden Faktoren sind vor allem komplexe rechtliche Rahmenbedingungen, Standardisierungsprobleme und unklare Wirtschaftlichkeit, administrativer Aufwand bei Messkonzept und Abrechnung sowie Schwierigkeiten bei der Akquise von Gebäudeeigentümer:innen und Kund:innen [36].

Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, müssen rechtlich eng gesteckte Voraussetzungen erfüllt sein, damit ein Projekt mit dem Mieterstromzuschlag gefördert wird. Außerdem müssen Gebäudeeigentümer:innen, die Stromerzeugungsanlagen betreiben und den Strom an Mieter:innen verkaufen, die Pflichten für Energieversorgungsunternehmen aus dem EnWG und die Melde- und Transparenzpflichten aus dem EEG beachten [17]. Handelt es sich bei dem Gebäudeeigentümer um ein Wohnungsbauunternehmen, kann es bei der Betreibertätigkeit zum Verlust von Steuerprivilegien (z. B. der sogenannten erweiterten Gewerbesteuerkürzung nach § 9 GewStG) kommen. Bei der für Mieterstrom- und

Quartierskonzepte notwendigen Einstufung des Haus- bzw. Quartiersnetzes als Kundenanlage gem. §3 Abs. 24a EnWG kam es in der Vergangenheit zu Unsicherheiten [37]. Sich oft ändernde rechtliche Rahmenbedingungen stellen ein zusätzliches Hemmnis dar [35]. Zuletzt stellte die relativ kurzfristig beschlossene Abschaffung der EEG-Umlage zu Juli 2022 viele Energielieferanten vor Herausforderungen, da Abrechnungsprozesse angepasst und Preisänderungen mit den Kund:innen kommuniziert werden mussten.

Aufgrund der hohen Heterogenität von Mehrfamilienhäusern (u. a. bestehende Zählerstruktur, Dachbeschaffenheit, Anzahl WE) und der großen Zahl von zuständigen Verteilnetzbetreibern mit jeweils eigenen Vorgaben, ist eine standardisierte Umsetzung von Mieterstromprojekten selten möglich und Skaleneffekte werden verhindert. Die spezifischen Investitionskosten bei Mieterstrom sind wegen der verhältnismäßig kleinen Dachflächen im Vergleich zum Verbrauch relativ hoch [10]. Die Förderung durch den Mieterstromzuschlag reicht bislang nicht aus, um den Mehraufwand auszugleichen [38]. Die möglichen Messkonzepte wurden in Kapitel 2.4 beschrieben. Diese überschreiben regelmäßig die elektrotechnische und energiewirtschaftliche Kompetenz von Gebäudeeigentümer:innen [17] und erzeugen erhebliche Zusatzkosten im Vergleich zur Volleinspeisung [10]. Ein weiterer administrativer Aufwand ist die rechtssichere Abrechnung von Mieterstromlieferungen. Hier gibt es regelmäßig Unsicherheiten z. B. bezüglich der Stromkennzeichnung [36] oder bei der Anmeldung zur Stromsteuer [17].

Damit es überhaupt zu Mieterstromprojekten kommen kann, müssen Vermieter:innen die notwendigen Investitionen tätigen und eine ausreichende Anzahl an Wohnungen muss an der Eigenstromversorgung teilnehmen. Langwierige Entscheidungsprozesse, Zeitmangel, fehlende gesetzliche Vorgaben und mangelnde Beratungskompetenz verlangsamen den Prozess in der Immobilienwirtschaft und bei Wohnungseigentümergeinschaften [39]. Außerdem wird die Akquise von Mieterstromkund:innen durch Trägheit bzw. mangelnde Wechselbereitschaft, vor allem in Bestandsgebäuden, als eine Hürde für Mieterstromprojekte genannt [15]. Weitere Hemmnisse und Hürden für PV-Anlagen im Allgemeinen hat die HTW Berlin zusammengefasst [37]. Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) hat 2019 im Auftrag des BMWi eine nicht repräsentative Befragung von 79 Mieterstrom-Anlagenbetreibern zur Bewertung möglicher

Hemmnissen durchgeführt [15]. Die Ergebnisse der Befragung sind in Abbildung 2.5 dargestellt und bestätigen, dass der technische und wirtschaftliche Gesamtaufwand, v. a. durch Messkonzept und Abrechnung das größte Hemmnis ist. Als weniger problematisch werden die Akquise von Kund:innen sowie die 90 %- und 100 kW-Regeln eingeschätzt.

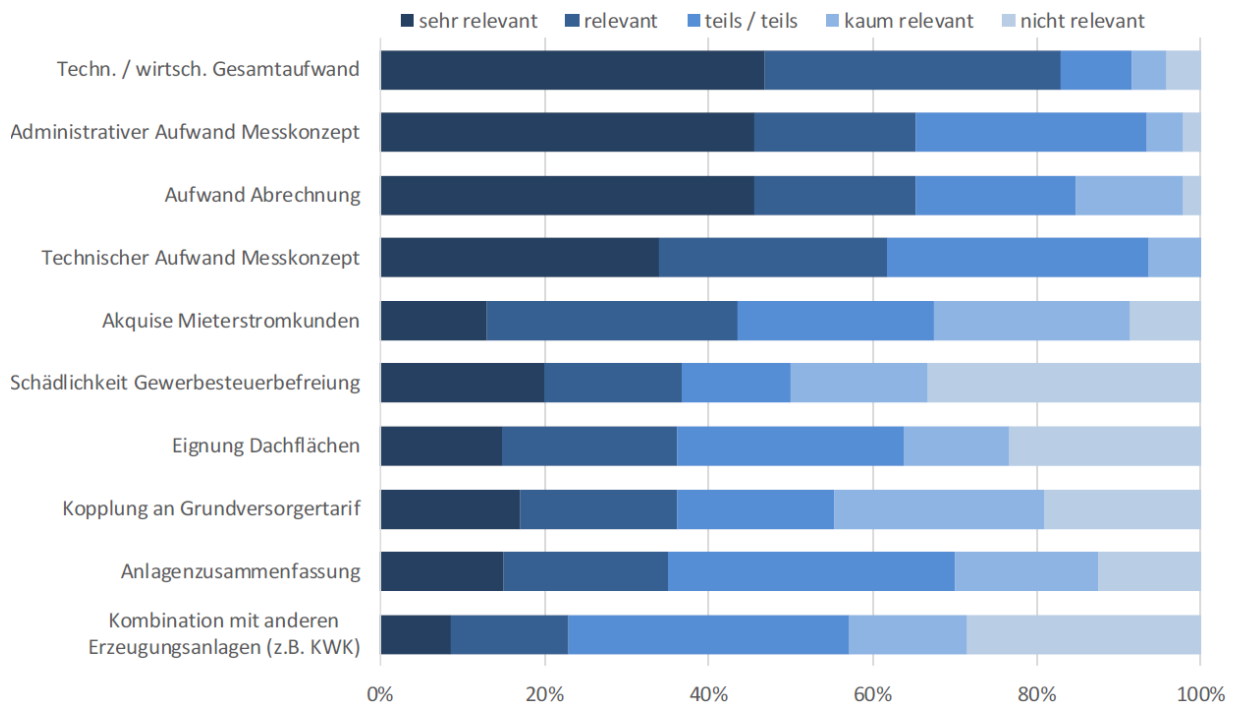


Abbildung 2.5: Bewertung möglicher Hemmnisse für Mieterstrom durch die ZSW-Befragten [15]

Im Rahmen der Recherche für diese Arbeit wurden zwei Gespräche mit Vertreter:innen von Mieterstrombetreibern geführt. Dabei handelte es sich um einen überregional agierenden Ökostromanbieter, der in Zusammenarbeit mit der Immobilienwirtschaft Mieterstrom über Contracting- und Pachtmodelle realisiert und einen auf das Lieferkettenmodell spezialisierten Energiedienstleister. Von Seiten des Ökostromanbieters wurden als Hürden die hohen Investitionskosten für das Messkonzept, die niedrige Beteiligung von Mieter:innen in Bestandsgebäuden und die Grenze bei der Anlagenzusammenfassung hervorgehoben. Die Hauptkritikpunkte des Energiedienstleisters am bestehenden System waren die fehlende gesetzliche Standardisierung für die Zusammenarbeit mit Netzbetreibern, die unklare Gesetzeslage bei der Stromsteuerbefreiung im Lieferkettenmodell und die mangelnde Planbarkeit aufgrund von Gesetzesänderungen.

2.7 Mieterstrompotenzial in Deutschland

Bei der Betrachtung des Ausbaupotentials von PV-Anlagen wird zwischen theoretischem, technischem und wirtschaftlich-praktischem Potential unterschieden [8]. Während im Fall von Mieterstrom beim theoretischen Potenzial alle Dachflächen von MFH betrachtet werden, berücksichtigt das technische Potenzial Einschränkungen wie beispielsweise Dachaufbauten und Modulabmessungen und ist daher geringer. Das wirtschaftlich-praktische Potential bezieht rechtliche (z. B. Denkmalschutz), ökonomische (z. B. spezifische Anlagenkosten und Dachausrichtung) und soziologische (z. B. Akzeptanz) Faktoren mit ein.

Hinsichtlich der Akzeptanz ist bei PV-Anlagen mit keinen größeren Einschränkungen zu rechnen. Nach einer repräsentativen Umfrage ist die Photovoltaik eine der beliebtesten Kraftwerksarten [8]. Beim Mieterstrom sind das technische Potenzial einschränkende Randbedingungen vor allem die Anzahl der Wohneinheiten pro MFH, die Eigentumsverhältnisse, die Sanierungszyklen des Daches und standortbezogene Faktoren wie Dachausrichtung, -neigung und -ausrichtung, Verschattung und Denkmalschutz [17]. Eine vom BMWi in Auftrag gegebene Studie⁷ von 2017 zieht für das wirtschaftlich-praktische Potenzial bei 7-12 WE aufgrund eines hohen organisatorischen Aufwands und hohen Fixkosten 25 % vom technischen Potenzial ab und bei 3-6 WE 90 %. Hinsichtlich der Eigentumsverhältnisse sei bei Wohnungseigentümergeinschaften wegen des hohen Abstimmungsbedarfs und einer nötigen Dreiviertelmehrheit bei Investitionsentscheidungen mit besonders hohen Potenzialeinbußen von 90 % zu rechnen. Nicht zur Verfügung stünden Dächer, die in den nächsten 10 bis 20 Jahren saniert werden müssten, da hier De- und Reinstallation der PV-Module hohe Kosten verursachen würden. Daher werden in der Studie alle Gebäude mit Baujahr 1979-1986 nicht beachtet und bei allen vor 1979 gebauten MFH werden pauschal 10 % abgezogen. Durch standortbezogene Faktoren wird ein Drittel des Gebäudebestands nicht berücksichtigt.

⁷ „Mieterstrom – Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM)“ [17], durchgeführt von BH&W und Prognos, im Folgenden als „BMW-Studie“ bezeichnet. Potenzialanalyse ab S. 80

In Deutschland gab es 2016 von den insgesamt rund 18,7 Millionen Wohngebäude etwa 3,2 Millionen Gebäude mit mindestens drei Wohneinheiten [40]. Die angenommenen Einschränkungen führen in der BMWi-Studie zu einem wirtschaftlich-praktischen Maximalpotenzial von 370.000 Wohngebäuden mit 3,8 Millionen Wohnungen. Eine Potenzialanalyse des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) aus dem selben Jahr (vgl. Kapitel 2.8) trifft vor allem für den Bereich 3-6 WE optimistischere Annahmen und kommt auf insgesamt 6,4 Millionen Wohnungen, die von Mieterstrom profitieren könnten. Während die BMWi-Studie zu dem Schluss kommt, dass das identifizierte Gebäudepotenzial einer möglichen installierten Leistung von 10,6 GW entspricht, rechnet die IÖW-Studie mit 16,3 GW. Eine weitergefasste Potenzialanalyse, bei der Gebäude eingeschlossen werden, die nicht zu mindestens 40 % zum Wohnen genutzt werden und somit nicht unter die Definition des Mieterstromgesetzes fallen, wird vom ZSW angestellt [15] und identifiziert zusätzliche mögliche 37,5 GW (vgl. Kapitel 2.8).

Unabhängig davon wie groß das tatsächliche Potenzial ist, sorgen die im vorherigen Kapitel genannten Gründe dafür, dass die Dachflächen von Mehrfamilienhäusern bisher weitgehend ungenutzt bleiben, vor allem im urbanen Raum [10].

2.8 Aktuelle Literatur

In diesem Kapitel werden einige aktuelle Veröffentlichungen mit Bezug zu Mieterstrom vorgestellt. Die Bandbreite reicht von Artikeln in wissenschaftlichen Fachzeitschriften über Grundlagenwerke bis hin zu von politischen Akteuren in Auftrag gegebenen Studien mit Schwerpunkten auf technischen, wirtschaftlichen, rechtlichen, politischen oder soziologischen Aspekten von Mieterstrom.

Braeuer et al. [41] stellen eine fundamentale techno-ökonomische Analyse des Mieterstrommodells an. Die Analyse umfasst Strom- und Wärmeversorgung, E-Mobilität, und den komplexen Rechts- und Förderrahmen von Energiegemeinschaften in Mehrfamilienhäusern. Neben PV-Anlagen werden BHKW zur Produktion von Wärme und Strom in die Analyse miteinbezogen. Für die Untersuchungen wird ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell auf stündlicher Basis genutzt, das den Kapitalwert maximiert und in MATLAB implementiert wurde. Als Vergleichsparameter werden neben dem Kapitalwert der Selbstversorgungs- und Autarkiegrad und ein eigens

definierter Grid Interaction Index (GII), der die Netzbelastung widerspiegeln soll, genutzt. Außerdem wird eine Berechnung der eingesparten CO₂-Emissionen vorgenommen. Die Untersuchung ist dreigeteilt: Zum einen werden verschiedene Systeme mit Kombinationen von Anlagenkomponenten (Gaskessel, Wärmespeicher, PV-Anlage, Batterie, Wärmepumpe (WP), BHKW, E-Autos) mit zunehmender Flexibilität definiert und miteinander anhand der Vergleichsparameter verglichen. Als zweites wird der Einfluss des Gebäudetyps anhand von vier Gebäuden mit unterschiedlich vielen Bewohner:innen, variierendem Gebäudealter und daraus resultierend verschiedenen Strom- und Wärmebedarfen untersucht. Zuletzt werden die Auswirkungen der Änderungen des Mieterstromgesetzes von 2020 auf 2021 untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass die Systeme mit einer PV-Anlage zwar wirtschaftlich betrieben werden können, jedoch im Vergleich den geringsten Kapitalwert haben. Die Investition in ein BHKW kann den Kapitalwert verdoppeln. Ebenfalls positiv auf die Wirtschaftlichkeit wirkt sich die Installation einer Wärmepumpe aus. Batteriesysteme erhöhen in allen betrachteten Fällen den Kapitalwert nicht. Grundsätzlich korrelieren CO₂-Einsparungen positiv mit dem Kapitalwert und steigern so die Wirtschaftlichkeit. Die Gesetzesänderungen von 2020 auf 2021 führen zu steigenden Anlagengrößen, sinkenden Eigenverbrauchsquoten, besserer Gesamtwirtschaftlichkeit und höheren CO₂-Einsparungen. In der Diskussion der Ergebnisse halten die Autoren fest, dass höhere Flexibilitätsgewinne durch E-Autos im Vergleich zu Wärmepumpen zu erreichen sind, weil erstere das ganze Jahr über im Einsatz sind. Beim untersuchten Passivhaus lohne sich gar keine Wärmepumpe, hier könne die Investition in eine entsprechende Ladeinfrastruktur in Betracht gezogen werden. Es wird festgestellt, dass das Mieterstromgesetz in der aktuellen Version vor allem die Nutzung von BHKW anreizt, was aber gleichzeitig den CO₂-Einsparzielen der Bundesregierung widerspricht. Weiterhin könnten BHKW, die eigentlich nur eine Brückentechnologie sein sollen, im Laufe ihrer Lebenszeit zunehmend zur Belastung werden, da ihre hohe Wirtschaftlichkeit bei großen Heizlasten als Argument gegen eine Gebäudesanierung genutzt werden könnte. Die Autoren warnen davor, dass genannte Fehlanreize in Verbindung mit der reinen Fokussierung auf Profitabilität dafür sorgen können, dass Investitionen in erneuerbare Energiesysteme und Wärmeverbrauchsreduktion in Deutschland verlangsamt werden.

In [42] identifizieren Moser et al. sowohl Barrieren als auch Treiber von Mieterstrom in Deutschland. Für ihre Analyse nutzen die Autor:innen als Methode den so genannten Mehrebenenansatz (*Multi-Level Perspective*), der ökonomische, politische, technische und soziale Faktoren auf verschiedenen Ebenen berücksichtigt. Als höchste Ebene wird die sozio-technische Landschaft mit langfristigen Trends betrachtet, das vorherrschende Regime bildet mit seinen Institutionen, sozioökonomischen und rechtlichen Strukturen die zweite Ebene und als drittes wird die Nischenebene untersucht, auf der abseits von öffentlicher Aufmerksamkeit Innovationen entstehen könnten. Die Studienergebnisse basieren zum einen auf einer Literaturrecherche, die u. a. Praxisleitfäden, empirische Umfragen, Auswertungsberichte, Branchen-Statements und Artikel aus Fachzeitschriften und Zeitungen umfasst. Zum anderen wurden Experteninterviews geführt.

Für die Nischenebene stellen die Autor:innen fest, dass die technische und administrative Lernphase des Mieterstrommodells abgeschlossen ist, dass ein großes Unterstützungsnetzwerk und Marktpotenzial besteht aber die Marktdurchdringung gering ist. Auf der Systemebene würde der Rechtsrahmen sowie staatliche Institutionen wie z. B. die Bundesnetzagentur große Barrieren schaffen. In ihrem Interesse sei es vorrangig eine klare Trennung zwischen Energieproduzenten und -konsumenten beizubehalten und eine große Menge an Individuen sicherzustellen, auf die die Netzkosten umgelegt werden können. Die meisten der vorhersehbaren Entwicklungen auf der langfristigen Ebene, beispielsweise der steigende Stromverbrauch in Städten und die Sektorkopplung, hätten einen positiven Effekt auf Mieterstrom. Zu ökonomischen Treibern werden Wettbewerbsvorteile für Hausbesitzer:innen und Vertragspartner:innen genannt. Im Hinblick auf soziale Aspekte sei zum einen eine hohe Popularität von „grünem Strom“ vorhanden, auf der anderen Seite sei die Mehrheit der Stromkund:innen von einer großen Trägheit bei Anbieterwechseln geprägt beziehungsweise von einem großen Desinteresse, was die Stromversorgung insgesamt angeht. Im stark regulierten deutschen Strommarkt seien jegliche Innovation sehr stark von rechtlichen Rahmenbedingungen abhängig. Eine umfassende Umstrukturierung des Energiesystems sei nötig, um es an dezentrale Energieversorgungsmodelle wie Mieterstrom anzupassen. Das Institut für Solarenergieforschung Hameln hat 2018 eine frei verfügbare Berechnungstabelle in Microsoft Excel implementiert, die die Energieflüsse in

Mehrfamilienhäusern mit einem Mieterstromkonzept bilanziert und das Projekt ökonomisch und ökologisch bewertet. In der dazugehörigen Veröffentlichung [28] wird das Modell beschrieben. Neben PV-Anlagen werden kleine Windkraftanlagen zur Stromproduktion einbezogen und eine Betrachtung der Wärmeproduktion über Kombinationen von BHKW, Wärmepumpen und Gaskesseln ermöglicht. Die Implementierung eines Stromspeichers ist ebenfalls möglich und die Bilanzierung der Energieflüsse findet stündlich statt. Als Eingangsdaten können Standort, spezifische Investitionskosten, Abrechnungskonzept, Wärmeverluste, Finanzierungsform und Angaben zur Besteuerung an das individuelle Projekt angepasst werden. Strom- und Wärmebedarfe können für jede Wohneinheit separat gewählt werden. Eine Betrachtung der CO₂-Emissionen findet über eine Gewichtung des Bezugs von Strom und Gas aus den Verteilnetzen mit Emissionsfaktoren statt. Es wird eine Teilnahmequote von 70 % der Wohneinheiten angenommen. Bei der Abrechnung wird zwischen dem analogen Summenzählermodell und verbrauchsgetreuen Smart Metern (vgl. Kapitel 2.4) unterschieden. Anschließende Parameterstudien vergleichen ein Referenzgebäude – welches lediglich mit einer PVA und einem Gaskessel ausgestattet ist – zunächst mit einem Gebäude mit mehr WE und zugleich proportional steigender PV-Leistung, sowie mit identischen Gebäuden an anderen Standorten. Außerdem werden Versorgungskonzepte mit Stromspeicher und Varianten mit BHKW und Wärmepumpe verglichen. Zuletzt werden Netzstrompreis, Abrechnungskonzept und die Mieterstrom-Vergütung variiert. Die Ergebnisse zeigen, dass Mieterstromprojekte mit PVA nach den geltenden Rahmenbedingungen wirtschaftlich betrieben werden können. Die Amortisationszeit werde maßgeblich vom Direktverbrauchsanteil beeinflusst. Je mehr WE das Gebäude hat, desto kürzer sei die Amortisationszeit. Eine größere PVA bei gleichbleibender WE-Anzahl erhöht sie. Ein Stromspeicher sei wirtschaftlich nicht empfehlenswert, dahingegen verbessere ein BHKW alle Vergleichsparameter. Im Hinblick auf die CO₂-Emissionen stelle sich die Strom-Wärme-gekoppelte Variante mit der Wärmepumpe ökologisch als am sinnvollsten heraus, wenn auch geringere Gewinne als bei der BHKW-Variante erzielt würden. Grundsätzlich sei der Aufwand bei Mieterstromprojekten sehr hoch und lohne sich daher nur bei Gebäuden ab 6 WE.

Das „Praxishandbuch Mieterstrom“ [16] wurde von Expert:innen aus Wohnungs- und Energiewirtschaft verfasst. Zunächst wird die Bedeutung von Mieterstrom als dezentrales Stromerzeugungskonzept im zukünftigen Energiesystem hervorgehoben. Anschließend werden die energiepolitischen, unternehmenssteuer- und mietrechtlichen Rahmenbedingungen für Mieterstrom vor der Einführung des Mieterstromgesetzes erläutert. Es wird gezeigt, wie durch verschiedene Kooperationen von Wohnungs- und Energiedienstleistungsunternehmen Synergien geschaffen werden können und welche Chancen und Risiken grundsätzlich für die Wohnungswirtschaft bestehen. Wie die Stromerzeugung mit PV-Anlagen bei der Gebäudebilanzierung, beispielsweise für die KfW-Förderung, berücksichtigt werden kann, wird nach der Vorstellung der gängigen Messkonzepte für Mieterstrom beschrieben. Nach einer Wirtschaftlichkeitsanalyse beschäftigt sich ein großer Teil des Buches mit Mieterstromprojekten aus der Praxis, die in den vergangenen 20 Jahren von Energieversorgern, Stadtwerken und Mieterstromdienstleistern realisiert wurden.

Eine umfassende und aktuelle Beschreibung des Mieterstrommodells nach deutschem Recht liefert Linnemann in [20]. Zunächst werden Hintergrund und Motivation des Mieterstromgesetzes vermittelt sowie eine energiewirtschaftliche Einordnung vorgenommen. Das Funktionsprinzip von Mieterstrom wird auf Basis der Lieferbeziehungen und Stromflüsse verdeutlicht. Außerdem erläutert der Autor, aus welchen Bestandteilen sich der Mieterstrompreis zusammensetzt, welche Anspruchsgrundlagen für die Förderung mit dem Mieterstromzuschlag gelten und welche Anforderungen für Mieterstromverträge erfüllt werden müssen. Es wird auf verschiedene Abrechnungsmodelle (vor allem Summenzählermodell und iMsys) und die Wertschöpfungsstufen vom Mieterstrom mit ihren einhergehenden Aufgaben eingegangen. Abschließend werden die regulatorischen Pflichten, denen Mieterstromprojekte im deutschen Energierecht unterliegen, zusammengefasst.

Schäfer untersucht in [43] sieben Mieterstromprojekte in Nordrhein-Westfalen und führt Befragungen von Bewohner:innen sowie zusätzlich sechs Expert:inneninterviews durch. Die Studienergebnisse zeigen, dass der günstigere Strompreis bei Mieterstrom zwar ein starkes Argument für eine Beteiligung sei, das Nachhaltigkeitsmotiv dies aber noch übertreffe. Gut informierte und am Thema Energieversorgung interessierte Kund:innen

würden zu einer Beteiligung neigen. Es konnte gezeigt werden, dass ein Desinteresse am Thema Energie besteht und Mieterstrom recht unbekannt ist. Ein Grund hierfür seien unter anderem Informationsdefizite durch die Anbieter:innen. Weitere Ergebnisse waren, dass sich mangelnde Standardisierung vor allem bei kleinen Projekten als Hürde herausstelle und dass Preisunterschiede von wenigen Cent die Beteiligungsquote nicht beeinflussen würden. Grundsätzlich könne Mieterstrom durch eingesparte Netzausbaukosten und eine Reduzierung von Übertragungsverlusten aufgrund von verbrauchsnahe Erzeugung für die Volkswirtschaft vorteilhaft sein.

Flieger et al. legen in [36] besonderen Wert auf qualitative Potentiale von Mieterstrom und beschreiben dies als Ergänzung der in anderen Studien hauptsächlich betrachteten quantitativen Potentiale. Es wird eine Bestandsaufnahme von 344 bestehenden Mieterstromprojekten durchgeführt und diese werden anhand von Technologien, Gebäudetyp, sowie zeitlicher und geographischer Verteilung eingeordnet. Anschließend werden Potentiale, hemmende und fördernde Faktoren sowie Dilemmata von Mieterstromprojekten beschrieben und Handlungsempfehlungen formuliert. Herausgehoben werden hierbei die Potentiale von Mieterstrom für die Akzeptanz und Sensibilisierung von breiteren Bevölkerungsschichten für die dezentrale Stromerzeugung sowie den Einbezug der Wohnungswirtschaft in die Energiewende. Hemmend sei vor allem der komplexe Rechtsrahmen, Standardisierungsprobleme und Schwierigkeiten bei der Akquise. Als fördernd wird die Signalwirkung und öffentliche Aufmerksamkeit durch das Mieterstromgesetz und durch die Politik in Form von Förderprogrammen und einzelnen Persönlichkeiten identifiziert. Mieterstrommodelle würden sich zwar energetisch fast immer lohnen, wirtschaftlich seien sie aber erst ab 10 WE. Deswegen schlagen die Autor:innen eine Förderpolitik für Erstinvestitionen vor und fordern die Beseitigung von rechtlichen Unsicherheiten und die Vereinfachung von Energieversorgerpflichten. Anschließend werden die Potentiale von Mieterstrom bei Energiegenossenschaften genauer beleuchtet. Hierzu werden insgesamt sechs realisierte und ein geplantes Projekt untersucht und es werden vier Geschäftskonzepte definiert. Zuletzt wird der mögliche Einsatz der Blockchain-Technologie im Rahmen von Mieterstromprojekten diskutiert.

Die bereits erwähnte BMWi-Studie [17] war Grundlage für den Gesetzesentwurf der Bundesregierung für das Mieterstromgesetz. Nach einer Begriffsdefinition von Mieterstrom wird zusammengefasst, welche indirekten Fördermechanismen für Mieterstromprojekte ohne explizite staatliche Förderung existieren. Anschließend zeigt die Studie rechtliche und administrative Hemmnisse auf und kommt zum Schluss, dass allen voran der drohende Verlust von Gewerbesteuerprivilegien bei Wohnungsunternehmen, die Zahlung der EEG-Umlage und der Messaufwand der Umsetzung weiterer Projekte im Weg ständen. Es werden einige in der Praxis umgesetzte Mieterstrommodelle aus Perspektive von Eigentümer:innen, Mieter:innen und aus Sicht des Energieversorgers vorgestellt und eine ausführliche ökonomische Analyse angestellt. Diese kommt zu dem Schluss, dass die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen aktuell ungünstig und wegen der Netzentgelte regional sehr verschieden seien. Als Folge dessen wird einerseits die Abschaffung der Stromsteuer bei Mieterstromprojekten vorgeschlagen und andererseits eine direkte Förderung für die Belieferung von Mieter:innen mit Direktstrom. Dieser Vorschlag wurde letztendlich als Mieterstromzuschlag realisiert. Die BMWi-Studie schließt mit der Potenzialanalyse, die im vorherigen Kapitel vorgestellt wurde.

Eine Kurzstudie des IÖW von Aretz et al. [44] beleuchtet die vom BMWi in Auftrag gegebene Studie [17] kritisch. Basierend auf der gleichen Methodik werden die Potentiale in Gebäuden von 3-12 WE unter den damals absehbaren sowie unter verbesserten Rahmenbedingungen miteinander verglichen. Als verbesserte Rahmenbedingungen beziehen die Autor:innen unter anderem spezifische Förderprogramme für Gebäude mit wenigen Wohnungen mit ein, in denen Mieterstromprojekte aufgrund hoher Fixkosten bisher nicht wirtschaftlich seien. Diese Förderprogramme gebe es schon in einigen Bundesländern und sollten bundesweit Mieterstrom ermöglichen. Außerdem wird die Einführung einer Bagatellgrenze für Lieferantenpflichten bei kleinen PV-Anlagen vorgeschlagen, da durch den großen verwaltungstechnischen Aufwand viele Projekte verhindert würden. Weitere Änderungen sind eine geringere Potentialeinbuße bei Eigentümergemeinschaften und differenzierte Abschläge für technische Beschränkungen aufgrund der Gebäudegröße statt eines einheitlichen Werts. Die angepassten Rahmenbedingungen führen laut IÖW-Studie zu einem Mieterstrom-Potential in 2,6 Mio.

Wohnungen zusätzlich zu den 2,3 Mio. Wohnungen aus der BMWi-Studie. Ein großes Potential böten vor allem Gebäude mit 3-6 WE, die in der BMWi-Studie fast vollständig ausgeklammert worden seien. Insgesamt wird von einer möglichen installierten Leistung von 5,7 GW bei einem Eigenverbrauch von 1,2 Terawattstunden (TWh) zusätzlich zu den 10,6 GW (2,2 TWh) aus der BMWi-Studie ausgegangen. Über die betrachteten Rahmenbedingungen hinaus weisen die Autor:innen auf weitere Potentiale hin, wenn beispielsweise Häuserblocks mit einem Netzanschlusspunkt gemeinsam versorgt oder der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor mit einbezogen werden könnte.

Mitte 2019 erschien der „Teilbericht Mieterstrom“ [15] im Rahmen des Erfahrungsberichts, den die Bundesregierung gemäß § 97 EEG vorlegen musste. Der Bericht bildet außerdem die Grundlage für den Mieterstrombericht [14] und letztendlich für die Überarbeitung des EEG im Jahr 2020. Es wird zunächst die Entwicklung des Mieterstrommarkts seit der Einführung des Mieterstromgesetzes 2017 zusammengefasst und festgestellt, dass erst sehr wenige Anlagen umgesetzt wurden. Die Ergebnisse einer Befragung von Anlagenbetreibern zeigen, welche Hemmnisse es gibt und welche Eigenschaften bereits realisierte Projekte haben. Aufbauend auf der BMWi-Studie [17] werden Abschätzungen für das Mieterstrom-Potenzial auf Nichtwohngebäuden getroffen und zusätzlich mögliche 37,5 GW Anlagenkapazität identifiziert. Der Bericht enthält ausführliche Annahmen für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, die verschiedene Konstellationen von Gebäudegröße, Beteiligungsquote sowie mieterstromspezifische Kosten miteinschließt. Nur für den Fall von niedrigen mieterstromspezifischen Mehrkosten lohne sich ein Projekt mit einer realen Projektverzinsung vor Steuern von ca. 5 % und der Mieterstromzuschlag reiche bei weitem nicht zum Ausgleich der Mehrkosten aus. Weiterhin werden Regelungen wie die 90 %-Preisobergrenze (vgl. Kapitel 2.2) oder das begrenzte räumliche Verhältnis von Erzeugung und Verbrauch diskutiert und auf die mögliche Ausweitung auf Quartierkonzepte eingegangen. Verbesserungsvorschläge aus dem Bericht, die zum Teil im EEG 2021 übernommen wurden, sind eine Anhebung des Mieterstromzuschlags und eine Abkopplung von der Einspeisevergütung, die rechtliche Klarstellung von Lieferkettenmodellen und breiter gefasste Regelungen zur Anlagenzusammenfassung.

3 Methodik

3.1 Optimierungsmodell

Der Schwerpunkt dieser Arbeit ist die optimierungsbasierte Untersuchung von Anreizsysteme für PV-Eigenversorgung auf Mehrfamilienhäusern. Im Folgenden wird das für diese Aufgabe genutzte Optimierungsmodell beschrieben.

Wie in Kapitel 2.3 aufgezeigt, können die Aufgaben Anlagenbetrieb, Vermietung (bzw. Dacheigentum) und Stromlieferung an die Mieter:innen von verschiedenen Personen bzw. Unternehmen ausgeübt werden. Vereinfachend wird für die Optimierung in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass die alle Aufgaben von einem Mieterstrombetreiber übernommen werden. In der Realität werden erzielte Gewinne des Gesamtsystems im Nachgang unter den beteiligten Personen bzw. Unternehmen aufgeteilt.

In Abbildung 3.1 sind die Bilanzgrenzen, die in das Modell eingehenden Energiequellen (links), -senken (rechts) sowie die technischen Einheiten des Energiesystems (Mitte) dargestellt. Die Energieflüsse werden durch verschiedenfarbige Pfeilen visualisiert.

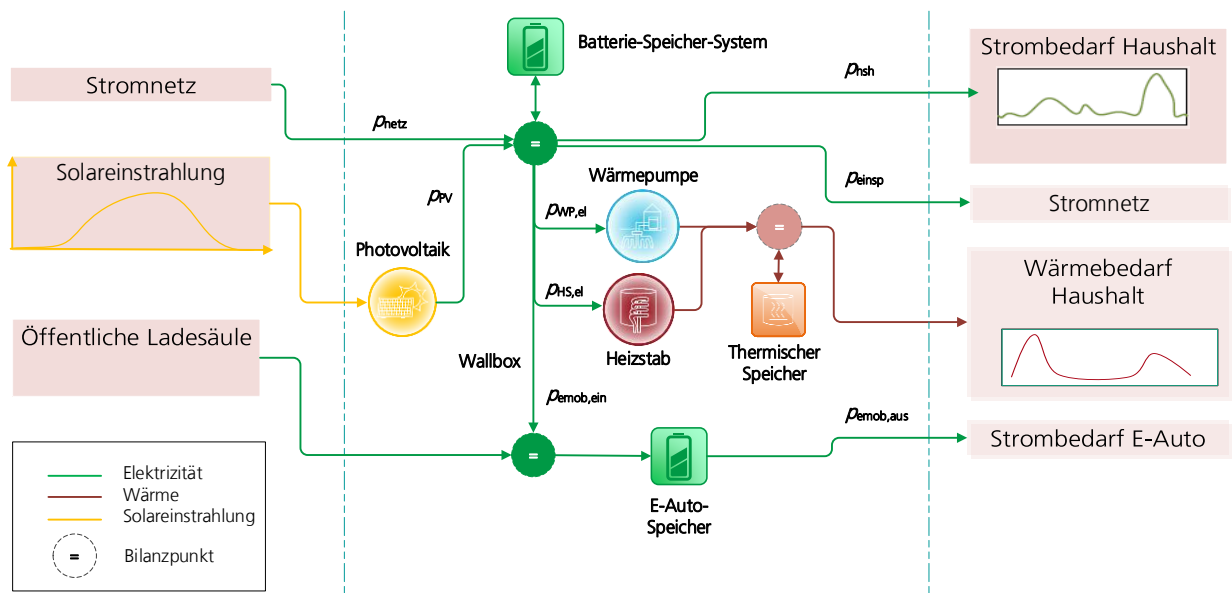


Abbildung 3.1: Visualisierung der Energieflüsse im Optimierungsmodell mit Energiequellen, -senken und technischen Einheiten des MFH (Quelle: Fraunhofer IEE)

Im Optimierungsmodell wird davon ausgegangen, dass die betrachteten MFH mit einem Heimenergiemanagementsystem ausgestattet sind, welches die Energieströme der Quellen und Senken viertelstündlich registriert und die flexiblen Verbraucher bzw.

Speicher steuert. Die MFH werden als Ganzes betrachtet und optimiert (und nicht alle Wohneinheiten einzeln).

3.1.1 Einsatzoptimierung

Zur Einsatzoptimierung der Anlagenbestandteile wird das vom Fraunhofer IEE entwickelte Tool microSCOPE genutzt. Es handelt sich um ein Programm für gemischt ganzzahlige lineare Optimierung, welches in der Programmiersprache Python implementiert ist und das Open Source Modellierungs-Framework Pyomo⁸ nutzt. Die Modellbestandteile (vgl. Abbildung 3.1) gehen als monofunktionale Module unabhängig voneinander in das Gesamtprodukt ein. Als Solver wird CPLEX von IBM⁹ genutzt.



Abbildung 3.2: Ein- und Ausgangsgrößen der Einsatzoptimierung mit microSCOPE (gelb) und Investitionsoptimierung mit investSCOPE (blau) (Quelle: Fraunhofer IEE)

Die gelben Felder auf der linken Seite in Abbildung 3.2 zeigen beispielhaft die Daten, die in die Einsatzoptimierung (Mitte) eingehen. Ausgegeben werden Einsatzzeitreihen und die Betriebskosten (gelbe Felder rechts). Optimierungen können tageweise durchgeführt werden, üblicherweise wird jedoch ein ganzes Jahr betrachtet. Im Weiteren werden Inputparameter durch großgeschriebene bzw. griechische Buchstaben gekennzeichnet und die vom Optimierungsmodell zu optimierenden Variablen werden kleingeschrieben.

⁸ <https://www.pyomo.org>

⁹ IBM ILOG CPLEX Optimization Studio (<https://www.ibm.com/de-de/products/ilog-cplex-optimization-studio>)

Die Zielfunktion von microSCOPE maximiert den Gewinn g des jeweils betrachteten Mehrfamilienhauses, der sich aus den Einnahmen e_t und den Kosten k_t wie in Formel 3.1 beschrieben zusammensetzt. Bei einer viertelstündlichen Optimierung über ein Jahr werden 35.040 Zeitschritte (m) durchlaufen.

$$\max g := \sum_{t=1}^m (e_t - k_t) \quad 3.1$$

Da wie oben beschrieben aus der Perspektive eines Mieterstromanbieters optimiert wird, werden Einnahmen sowohl aus der Netzeinspeisung als auch aus der Stromlieferung an die Mieter:innen, ggf. zzgl. des Mieterstromzuschlags generiert. In Formel 3.2 ist $p_{\text{einsp},t}$ ¹⁰ die Einspeiseleistung ins Netz und $p_{\text{hsh},t}$ ist die aktuelle Stromlast der Haushalte im MFH. ρ_{einsp} und ρ_{MSZ} stellen die Höhe der Einspeisevergütung bzw. des Mieterstromzuschlags und ρ_{hsh} den von den Haushalten bezahlten Strompreis (Mieterstromtarif) dar. Durch die Multiplikation der Dauer eines Zeitschritts (Δt) werden die Leistungs- (kW) zu Energiewerten (kWh).

$$e_t = (p_{\text{einsp},t} \cdot \rho_{\text{einsp}} + p_{\text{hsh},t} \cdot (\rho_{\text{hsh}} + \rho_{\text{MSZ}})) \cdot \Delta t \quad 3.2$$

Falls E-Autos oder eine Wärmepumpe in das Modell integriert werden, wird Formel 3.2 entsprechend um die Einnahmen des Stromverbrauchs an den Ladestationen bzw. durch die Wärmelieferung erweitert. Die Kosten k_t setzen sich aus Netzbezug (Bezugsleistung $p_{\text{netz},t}$ multipliziert mit dem Bezugspreis $\rho_{\text{netz},t}$) und Betriebskosten der Anlage $k_{\text{betr},t}$ zusammen:

$$k_t = p_{\text{netz},t} \cdot \rho_{\text{netz},t} \cdot \Delta t + k_{\text{betr},t} \quad 3.3$$

Bei der Optimierung werden technische und ökonomische Randbedingungen bzw. Einschränkungen der Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten beachtet. Nähere Informationen zu den Randbedingungen finden sich im jeweiligen Unterkapitel der Anlagenbestandteile.

Eine ausgeglichene Leistungsbilanz im Mehrfamilienhaus wird gemäß des oberen Bilanzpunkts in Abbildung 3.1 in jedem Zeitschritt t über Formel 3.4 sichergestellt.

¹⁰ Wenn nicht anders vermerkt, handelt es sich im Folgenden um elektrische Leistungen.

$$\begin{aligned}
 & p_{\text{netz},t} + p_{\text{PV},t} + p_{\text{Bat,entlade},t} \\
 & = p_{\text{hsh},t} + p_{\text{einsp},t} + p_{\text{Bat,lade},t} + p_{\text{WP,el},t} + p_{\text{HS,el},t} + p_{\text{emob,ein},t}
 \end{aligned}
 \tag{3.4}$$

Werden alle Beschränkungen beachtet, kann das Optimierungssystem frei entscheiden, ob der in der PV-Anlage erzeugte Strom zur Deckung der Haushaltslast oder in anderen Anlagenbestandteilen genutzt, eingespeichert oder eingespeist wird. Außerdem kann es entscheiden, wann und wieviel Strom aus dem Netz bezogen werden soll.

3.1.2 Investitionsoptimierung

investSCOPE ist ein auf microSCOPE aufbauendes Erweiterungsmodul zur Investitionsoptimierung. Wie in den blauen Feldern von Abbildung 3.2 dargestellt, wird das zu optimierende System über seine gesamte Lebensdauer und unter Einbezug der spezifischen Investitionskosten und der Renditeerwartung in Form des Kalkulationszinssatzes i betrachtet. Als Ergebnisse liefert investSCOPE den Kapitalwert der Investitionen und Betriebskosten (vgl. Kapitel 2.5) sowie ggf. die optimierte Auslegung der Anlagenbestandteile, z. B. die Größe der PV-Anlage oder des Stromspeichers.

Bei den Eingabeparametern des Optimierungstools kann angegeben werden, ob es sich beim zu untersuchenden Szenario um ein Investitionsobjekt handelt. Andernfalls geht man von einer bereits existierenden Anlage aus und es wird lediglich eine Einsatzoptimierung durchgeführt. Wird die Investitionsrechnung aktiviert, kann pro Anlagenbestandteil (z. B. PV-Anlage oder Stromspeicher) ausgewählt werden, ob die Größe einen festen Wert hat oder ob die optimale Dimensionierung des Bestandteils bis zu einem Maximalwert bestimmt werden soll.

Im ersten Fall werden für die Anlagenbestandteile die anfänglichen Investitionskosten sowie mithilfe der Einsatzoptimierung über microSCOPE die zukünftigen Zahlungsströme berechnet und der Kapitalwert bestimmt, wie in Formel 2.1 beschrieben.

Soll die Dimensionierung von Anlagenbestandteilen optimiert werden, variiert der Solver die Größe der Bestandteile, bestimmt je einen optimierten Anlageneinsatz über ein Jahr mit microSCOPE und vergleicht anschließend die errechneten Kapitalwerte der Konfigurationen miteinander. Die Konfiguration mit dem höchsten Kapitalwert wird als optimale Dimensionierung ausgegeben.

Neben dem Kapitalwert und der optimierten Dimensionierung von Anlagenbestandteilen, berechnet investSCOPE einige andere Leistungskennzahlen (engl. *Key Performance Indicator - KPI*). Dazu gehören z. B. Amortisationszeit, Eigenverbrauchs- und Autarkiegrad.

3.2 Modellierung von Anlagenbestandteilen

In diesem Kapitel werden für die Anlagenbestandteile (vgl. Abbildung 3.1) der technische Aufbau und die Annahmen für die Inputparameter beschrieben, die letztendlich als Kosten oder Einnahmen in das Optimierungsmodell eingehen. Zusätzlich zu gegenwärtigen Preisen werden Prognosen für das mittelfristige Szenario angestellt.

3.2.1 PV-Anlage

Als Standort für die untersuchten Mehrfamilienhäuser wurde Dresden gewählt, da die Stadt laut [28] die für Deutschland durchschnittliche solare Einstrahlung und Außentemperatur gut repräsentiert. Die Erzeugungsdaten stammen aus einem Forschungsprojekt des Fraunhofer IEE [45].

Im hinterlegten Zeitreihenmodell werden wie in Abbildung 3.3 gezeigt Temperatur- und Strahlungsdaten eines Standorts in einem Kollektormodell verarbeitet und eine Gleichstromzeitreihe wird ausgegeben. Diese wird in einem weiteren Schritt in ein Wechselstrom-Erzeugungsprofil umgewandelt, welche in dieser Arbeit genutzt wird. Für die Globalstrahlung werden Daten aus Reanalyse- und Satellitendaten kombiniert.

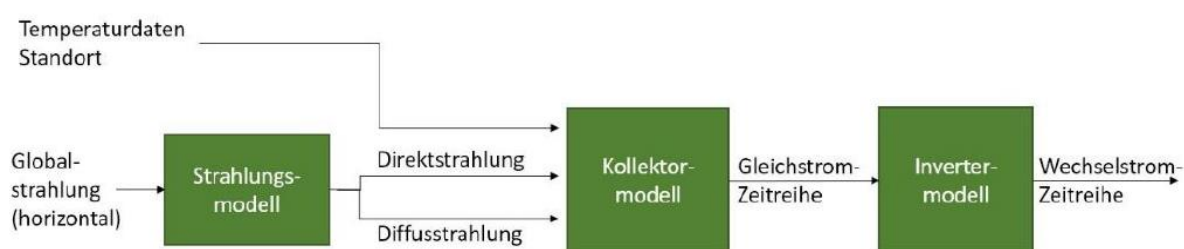


Abbildung 3.3: Aufbau des PV-Modells für Erzeugungsprofile [45]

Das Erzeugungsprofil einer nach Süden (0°) ausgerichteten und auf 1 kWp normierten PV-Anlage in Dresden mit Modulen im Neigungswinkel von 30° ist in Abbildung 3.4 dargestellt. Gemittelt wurde die Stromerzeugung über die Jahresabschnitte Winter (Dezember-Februar), Sommer (Juni-August) und die so genannte Übergangszeit (März-Mai und September-November).

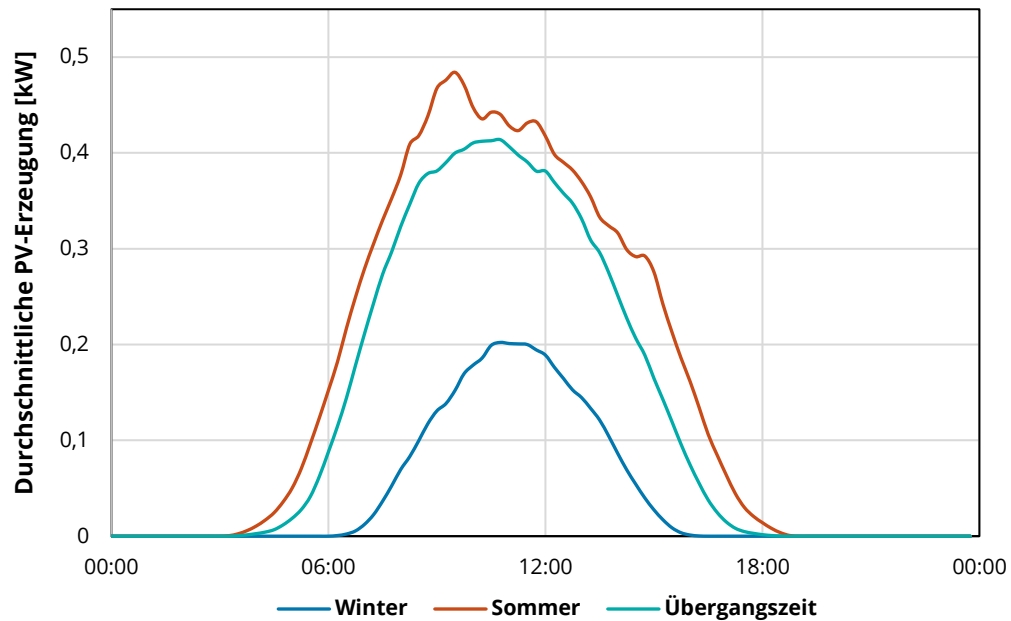


Abbildung 3.4: PV-Erzeugungsleistung in Dresden (eigene Darstellung mit Daten aus [45])

Im Optimierungsmodell ist die PV-Erzeugung in jedem Zeitschritt t einerseits durch eine minimale Erzeugungsleistung von 0 kW und andererseits durch die oben genannte prognostizierten Erzeugungsleistung $P_{PV,pr,t}$ beschränkt:

$$0 \leq p_{PV,t} \leq P_{PV,pr,t} \quad 3.5$$

In dieser Arbeit werden MFH mit einer unterschiedlichen Anzahl von Wohneinheiten betrachtet. Vereinfachend wird angenommen, dass das Dachflächenpotential nicht von der Anzahl der Wohneinheiten abhängt und für alle betrachteten MFH bei 25 kWp liegt. Die Wahl dieser Grenze deckt sich mit den Modellannahmen in [35] und vermeidet außerdem die Pflichten nach § 9 Abs. 2 S. 3 EEG. In dieser Vorschrift wird festgelegt, dass größere Anlagen als 25 kWp vom Netzbetreiber steuerbar sein müssen. Kleinere Anlagen unterliegen einer pauschalen Grenze von 70 % der maximalen Erzeugungsleistung, ab der abgeregelt werden muss. Die Degradation der Anlagenleistung über ihre Lebenszeit beträgt deutlich unter 1 % pro Jahr [46] und wird im Modell vernachlässigt.

Die Systemkosten für PV-Anlagen sind in den letzten Jahren kontinuierlich gesunken (siehe Abbildung 3.5). Gemeint ist mit Systemkosten die Summe der Kosten von Modulen und Wechselrichter sowie Integrationskosten für z. B. Elektroinstallation und Gerüst. Alle Kosten werden ohne Umsatzsteuer (USt) angegeben.

Aktuell liegen die Systemkosten für kleinere PV-Dachanlagen (unter 30 kWp) laut [31] bei 1.000 bis 1.600 €/kWp. In [15] werden für eine 25 kWp-Anlage Investitionskosten von

1.153 €/kWp angegeben. In der vorliegenden Arbeit setzen sich die PV-Systemkosten für 2022 aus einem Fixkostenpreis von 1.300 € und spezifischen Investitionskosten von 1.050 €/kWp zusammen. Der Fixkostenpreis soll verhindern, dass sehr kleine Anlagen für das Optimierungsmodell wirtschaftlich erscheinen. Für die betrachtete 25 kWp-Anlage ergibt das 1.102 €/kWp (netto, inkl. Installation).

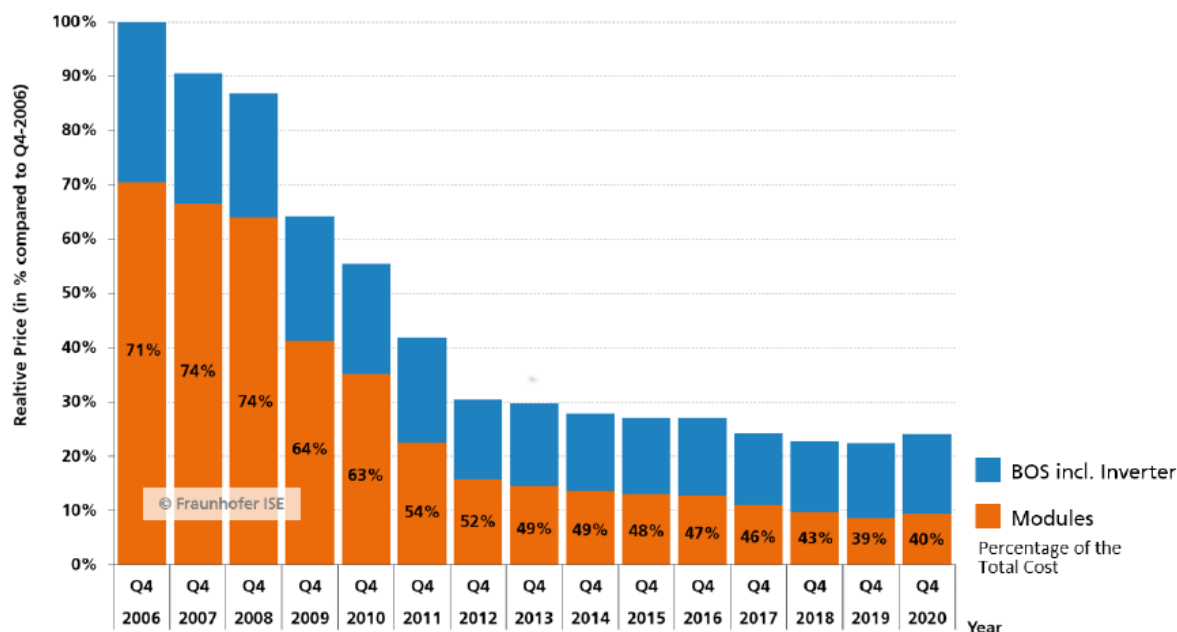


Abbildung 3.5: Entwicklung des durchschnittlichen Endkundenpreises inkl. Installation und ohne Umsatzsteuer für PV-Dachanlagen von 10 bis 100 kWp [8]

In einer Studie des Umweltbundesamts aus 2021 wird angenommen, dass die PV-Systempreise in den nächsten Jahren weiter um ca. 2% pro Jahr sinken [5]. Eine weitere Studie aus dem gleichen Jahr [47] geht davon aus, dass sich die Systemkosten aufgrund von steigenden Installationskosten, die die nur noch leicht sinkenden Modulkosten überträfen, kurz- bis mittelfristig auf einem relativ hohen Niveau stabilisieren. Aufgrund der zuletzt stark steigenden Inflation werden in dieser Arbeit bis zum mittelfristigen Szenario in 2030 real gleichbleibende (vgl. Kapitel 3.5.2) Investitionskosten für die PV-Anlage festgelegt.

Zu den jährlichen Betriebskosten der PV-Anlage, die in die Einsatzoptimierung mit eingehen (vgl. Formel 3.3), zählen unter anderem Wartung, Versicherungen und Reparaturen. Diese werden im Modell abhängig von der Leistung der Anlage betrachtet und orientieren sich mit 12,30 €/kWp an Zahlen der HTW Berlin [34]. Es wird mit real konstanten Betriebskosten über den Kalkulationszeitraum gerechnet.

3.2.2 Stromspeicher

Stromspeicher bringen erhöhte Investitionskosten mit sich, sorgen aber für die nötige Flexibilität für Lastverschiebungen, wenn beispielsweise der Eigenverbrauch erhöht werden soll. Beim Stromspeicher im Optimierungsmodell handelt es sich um einen Lithium-Ionen-Akkumulator. Wird die Speicherkapazität nicht vom Programm optimiert, wird sie mit einem üblichen Verhältnis von 1:1 (kWh zu kWp) zur PV-Anlagengröße [31], folglich mit 25 kWh, angenommen.

Alle Speicher im Modell sind in jedem Zeitschritt t durch ihre Lade- ($p_{\text{lade},t}$) bzw. Entladeleistung ($p_{\text{entlade},t}$) und den aktuellen Ladezustand (engl. *State of Charge* - SOC) definiert. Der aktuelle Ladezustand (soc_t) setzt sich wie folgt zusammen:

$$soc_t = soc_{t-1} \cdot (1 - \mu_{\text{selbst}}) \cdot \Delta_t + \left((1 - \mu_{\text{lade}}) \cdot p_{\text{lade},t} - (1 - \mu_{\text{entlade}}) \cdot p_{\text{entlade},t} \right) \cdot \Delta_t \quad 3.6$$

Hierbei ist soc_{t-1} der Ladezustand im vorhergehenden Zeitschritt und über μ_{selbst} geht die Selbstentladung mit ein. Da die Selbstentladungsverluste für eine Stunde normiert sind, wird mithilfe des einheitenlosen Parameters Δ_t der entsprechend anteilige Wert berücksichtigt. μ_{lade} und μ_{entlade} bezeichnen die Lade- und Entladeverluste des Speichers. Darüber hinaus ist der Ladezustand der Speicher stets durch einen Minimal- und Maximalwert beschränkt:

$$SOC_{\min} \leq soc_t \leq SOC_{\max} \quad 3.7$$

Die Optimierung erfolgt viertelstündlich und Δ_t beträgt 0,25. Da die Selbstentladung $\mu_{\text{Bat,selbst}}$ bei Stromspeichern sehr gering ist, wird diese im Modell vernachlässigt. Die Lade- und Entladeverluste $\mu_{\text{Bat,lade}}$ bzw. $\mu_{\text{Bat,entlade}}$ werden nach [48] mit jeweils 2 % angenommen.

Die Investitionskosten für Stromspeicher werden nach [31] mit 850 €/kWh für 2022 und mit 630 €/kWh für 2030 (netto, inkl. Installation) festgesetzt. Da Lithium-Ionen-Batteriespeicher verglichen mit PV-Anlagen und sonstigen erneuerbaren Energieanlagen relativ neue Technologien sind, wird hier mit einer relativ starken Kostensenkung in den nächsten Jahren gerechnet. Im Modell erhalten diese Kosten wie bei der PV-Anlage einen kapazitätsunabhängigen Fixkostenanteil (1.000 €), um die Unwirtschaftlichkeit sehr kleiner Speicher abzubilden.

Für die kalendarische Lebensdauer von Stromspeichern gibt es verschiedene Annahmen. Das Fraunhofer ISE rechnet beispielsweise mit 15 Jahren [31], das ZSW gar mit 20 Jahren [46]. Bei den Inputparametern im Modell wird vereinfachend eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen, die sich mit dem Kalkulationszeitraum deckt. Bei der Ergebnisauswertung wird der Kapitelwert überdies für den Fall dargestellt, dass der Speicher während des Zeitraums ersetzt werden muss (engl. *Reinvest*). Dabei wird ein zusätzlicher Speicher zu 60 % der Investitionskosten berücksichtigt. Dieser Wert resultiert aus der Annahme sinkender Investitionskosten, außerdem müssen nur die Zellen ersetzt werden, wohingegen die Leistungselektronik oft weitergenutzt werden kann. Die zyklische Lebensdauer kann mit etwa 10.000 Zyklen angenommen werden, üblicherweise ist die Speicherlebensdauer aber durch die zeitliche Degradation begrenzt [49].

3.2.3 Elektromobilität

Es kann eine beliebige Anzahl von vollelektrischen E-Autos in das Modell integriert werden. Jedes E-Auto ist über seinen Fahrstrombedarf und einen Stromspeicher definiert. Aus einer Zeitreihe mit Informationen über den Aufenthaltsort geht hervor, wann das Auto mit der Ladeinfrastruktur des MFH verbunden ist und theoretisch geladen werden kann. Das System optimiert die Ladung so, dass innerhalb der Standzeit das Auto dann geladen wird, wenn der Strom günstig bezogen werden kann (im Gegensatz zu einer Ladestrategie, bei der geladen wird, sobald das Auto an die Wallbox¹¹ angeschlossen wird). Der Ladezustand der E-Autos in jedem Zeitschritt berechnet sich analog zu Formel 3.6 und hängt von der optimierten Ladeleistung ($p_{\text{emob,lade},t}$) und der vorgegebenen Entladeleistung ($p_{\text{emob,entlade},t}$) ab. Weiterhin sind Standby-Verluste ($\mu_{\text{emob,selbst}}$) sowie Lade- und Entladeverluste ($\mu_{\text{ev,lade}}$ bzw. $\mu_{\text{ev,entlade}}$) als Inputparameter integriert. Der Ladezustand ist wie in Formel 3.7 durch einen Minimal- ($SOC_{\text{emob,min}}$) und Maximalwert ($SOC_{\text{emob,max}}$) beschränkt. Um den Fahrstrombedarf $P_{\text{emob},t}$ zu decken, muss für die Entladeleistung in jedem Zeitschritt gelten:

$$p_{\text{emob,entlade},t} = P_{\text{emob},t} \quad 3.8$$

¹¹ Wallbox: gebräuchliche Bezeichnung für eine Wandladestation für Elektroautos

Wie in Abbildung 3.1 zu sehen ist, können die E-Autos neben den Wallboxen am MFH an öffentlichen Ladesäulen laden, wenn die Fahrprofile dies verlangen. Die Ladeleistung und Stromzahlungen an diesen Ladesäulen gehen nicht mit ins Optimierungsmodell ein.

Die genutzten Fahrprofile stammen aus dem IEE-Forschungsprojekt „Ladeinfrastruktur 2.0“¹². Dabei handelt es sich um synthetisch erzeugte Profile aus den Daten der Umfrage "Mobilität in Deutschland". Alle Profile sind für MFH-Haushalte in einer städtischen Umgebung erzeugt. Eine weitergehende Charakterisierung der Profile bietet Tabelle 3.1.

Tabelle 3.1: Charakterisierung der genutzten Fahrprofile für die E-Auto-Modellierung

Profil	Einkommensklasse	Haushaltsart	Jähl. Fahrdistanz	Autogröße
1	>4.000 €	Mehrpersonen	7.001-14.000 km	Groß
2	>4.000 €	Familie m. Kindern	>14.000 km	Mittel (Zweitwagen)
3	2.000-4.000 €	Single	<7.001 km	Mittel
4	<2.000 €	Single	>14.000 km	Groß
5	<2.000 €	Single	7.001-14.000 km	Mittel
6	<2.000 €	Single	>14.000 km	Mittel
7	2.000-4.000 €	Mehrpersonen	<7.001 km	Groß

Zum Laden wird pro E-Auto eine Wallbox mit einer typischen Ladeleistung von 11 kW ins System integriert und jeweils mit Investitionskosten für Anschaffung und Installation von 2.500 € gerechnet [50]. Eine etwaige staatliche Förderung ist bei den Investitionskosten nicht berücksichtigt. Für den Ladeverlust $\mu_{\text{emob,lade}}$ kann laut eines ADAC¹³-Vergleichs 10 % angenommen werden [51]. Der Entladeverlust $\mu_{\text{emob,entlade}}$ beträgt im Modell 1,5 %. Die Selbstentladung wird vernachlässigt. Der Ladestromtarif, den die Besitzer:innen der Autos zahlen, entspricht dem normalen Haushaltsstromtarif (s. Kapitel 3.4). Der Mieterstromzuschlag wird ebenfalls für Strom aus der PV-Anlage gezahlt, der zum Laden von E-Autos genutzt wird [52].

¹² Vom BMWi gefördertes Forschungsprojekt zur Optimierung des koordinierten Ausbaus und Betriebs der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und der Verteilungsnetze

¹³ ADAC: Allgemeiner Deutscher Automobil-Club

3.2.4 Wärmeversorgung

Das System zur Wärmeversorgung (WVS) des Mehrfamilienhauses besteht wie in Abbildung 3.1 gezeigt aus verschiedenen Komponenten. Eine Luft-Wasser-Wärmepumpe und ein Heizstab (HS) werden zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Zwischen den Erzeugern und Verbrauchern ist ein thermischer Speicher zwischengeschaltet, der sich wiederum aus einem Trinkwarmwasserspeicher und einem Pufferspeicher für Heizwasser (HW) zusammensetzt. Es wird eine konstante Vorlauftemperatur von 35 °C für das Heizwasser und 50 °C für das Trinkwarmwasser (TWW) angenommen. Bei der Luft-Wasser-Wärmepumpe entspricht die Temperatur der Wärmequelle der Außentemperatur [53]. Es wird mit 1.800 Volllaststunden gerechnet und die Leistungszahlen (engl. *Coefficient of Performance* - COP) der genutzten, typischen Wärmepumpe bei verschiedenen Außentemperaturen können Tabelle 3.2 entnommen werden.

Tabelle 3.2: Leistungszahlen der im Modell eingesetzten Luft-Wasser-Wärmepumpe

Außentemperatur [°C]	Vorlauftemperatur [°C]	Leistungszahl (COP)
-15	35	2,67
-7	35	2,93
2	35	4,30
7	35	5,42
34,9	35	5,10

Aus einer angenommen durchschnittlichen Wohnfläche von 80 m² pro Wohneinheit ergeben sich die zu beheizenden Wohnflächen der drei in dieser Arbeit untersuchten Mehrfamilienhäuser, die in Tabelle 3.3 zu sehen sind.

Die Auslegung der thermischen Nennleistung der Wärmepumpe findet anhand einer vereinfachten Auslegungsmethodik des Wärmepumpen-Herstellers Viessmann [54] entsprechend des Wärmebedarfs (vgl. Kapitel 3.3) statt. Der Heizstab wird bei den betrachteten Mehrfamilienhäusern mit 10 kW pro Wohneinheit ausgelegt. Das Volumen des Pufferspeichers wird vereinfachend je nach Größe des MFH von 1.000 bis 3.000 Liter variiert. Für den TWW-Speicher werden 50 Liter pro Person (vgl. Kapitel 3.3) veranschlagt. Die Auslegung aller Komponenten ist in Tabelle 3.3 zusammengefasst.

Tabelle 3.3: Auslegung der Wärmeversorgungs-komponenten für die drei betrachteten MFH

Anzahl WE [-]	Wohnfläche [m ²]	Therm. Leistung WP [kW]	Therm. Leistung Heizstab [kW]	Puffer-speicher [l]	TWW-Speicher [l]
6	480	38,6	10	1.000	750
10	800	64,3	100	2.000	1.300
14	1.120	90	140	3.000	1.750

Im Modell funktioniert die Umrechnung der elektrischen in die thermischen Leistungen über die Leistungszahl. Idealisiert lassen sich Wärmepumpen über einen Carnot-Prozess beschreiben und die Leistungszahl hängt von den (absoluten) Temperaturen der Wärmequelle und Wärmesenke ab [53]. Durch die Multiplikation mit dem Gütegrad der Wärmepumpe η_{WP} werden Energieverluste wie bspw. durch den Wirkungsgrad der Wärmetauscher oder den Ventilator berücksichtigt [53]. Für das Heizwasser ist die Berechnung der Leistungszahl in Formel 3.9 dargestellt. Hierbei ist T_{HW} die Vorlauftemperatur des Heizwassers (Wärmesenke) und $T_{A,t}$ ist die zeitabhängige Außentemperatur (Wärmequelle).

$$COP_{WP,HW,t} = \eta_{WP} \cdot \frac{T_{HW}}{T_{HW} - T_{A,t}} \quad 3.9$$

Für die in Tabelle 3.2 nicht vorhandenen Außentemperaturen ergeben sich die Leistungszahlen durch Interpolation. Aufgrund des unterschiedlichen Temperaturniveaus von Heiz- und Trinkwarmwasser gelten entsprechend andere Leistungszahlen für die TWW-Erwärmung. Diese können über die durch Formel 3.9 in Verbindung mit Tabelle 3.2 erhaltenen Gütegrade gemäß Formel 3.10 berechnet werden.

$$COP_{WP,TWW,t} = \eta_{WP} \cdot \frac{T_{TWW}}{T_{TWW} - T_{A,t}} \quad 3.10$$

Die thermischen Heizleistungen für Heiz- und Trinkwarmwasser ($p_{WP,th,HW,t}$ und $p_{WP,th,TWW,t}$) werden wie in den Formeln 3.11 und 3.12 angegeben mit den elektrischen Heizleistungen ($p_{WP,el,HW,t}$ und $p_{WP,el,TWW,t}$) verknüpft [53].

$$p_{WP,th,HW,t} = COP_{WP,HW,t} \cdot p_{WP,el,HW,t} \quad 3.11$$

$$p_{WP,th,TWW,t} = COP_{WP,TWW,t} \cdot p_{WP,el,TWW,t} \quad 3.12$$

Zur Deckung von Spitzenlasten ist ein Heizstab im Modell integriert, der zum Einsatz kommt, sobald die Nennleistung der Wärmepumpe $P_{WP,el,max}$ überschritten ist. Für diesen

Fall berechnet sich die thermischen Leistung für das Heizwasser nach Formel 3.13 durch eine Erweiterung von Formel 3.11 mit der Residualleistung des Heizstabs. Analog muss für die Trinkwassererwärmung im Spitzenlastfall Formel 3.12 erweitert werden.

$$p_{WP,th,HW,t} = COP_{WP,HW,t} \cdot P_{WP,el,max} + \eta_{HS} \cdot (p_{WP,el,HW,t} - P_{WP,el,max}) \quad 3.13$$

Für den Wirkungsgrad des Heizstabs η_{HS} wird im Modell von 100 % ausgegangen. Die jeweiligen Ladezustände des Puffer- und TWW-Speichers werden analog zu Formel 3.6 mit den entsprechenden Wärmelasten und Verlustkoeffizienten berechnet. Ebenso findet Formel 3.7 Anwendung, indem die entsprechenden Maxima der Speicherkapazität eingesetzt werden. Diese ergeben sich wiederum aus einer vorgegebenen Minimal- und Maximaltemperatur für die zwei Speicher. Die Entladeleistung des jeweiligen Speichers entspricht analog zu Formel 3.8 der durch die Wärmeprofile vorgegebenen Wärmelast. Wärmeverluste beim Be- und Entladen sowie im Standby werden vernachlässigt.

Strom-, Wärme- und Investitionskosten

Aufgrund der hohen Stromabnahmemengen und durch Privilegien bei den Netzentgelten gibt es für Wärmepumpen oft günstigere Stromtarife. Nach §14a EnWG müssen Netzbetreiber vergünstigte Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen anbieten, u. a. für Wärmepumpen. Im Gegenzug dürfen sie den Stromverbrauch in Zeiten stark beanspruchter Netze herunterregeln. Um den vergünstigten Strom vom Rest zu trennen, ist ein separater Stromzähler für die Wärmeversorgung notwendig. Im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts [55] wird für 2021 eine durchschnittlicher Netto-Vergünstigung für Wärmestromtarife gegenüber dem normalen Bezugspreis von 7,4 ct/kWh (brutto 8,8 ct/kWh; 23,8 statt 32,6 ct/kWh) angegeben, mit dem in dieser Arbeit gerechnet wird. Die PV-Strommenge, die in der Wärmepumpe verbraucht wird, erhält den Mieterstromzuschlag.

Die Mieter:innen bezahlen über ihre Nebenkostenabrechnung die gelieferte Wärmemenge und generieren so ein Einkommen aus Sicht des Optimierungsmodells in dieser Arbeit. Für 2022 wird ein Netto-Wärmepreis von 6,7 ct/kWh_{th} (brutto 8 ct/kWh_{th}) angesetzt.

Die Investitionskosten der Wärmeversorgung setzen sich aus den Komponenten Wärmepumpe, Heizstab, Pufferspeicher und TWW-Speicher zusammen. Basierend auf realen Netto-Listenpreisen wurden Investitionskosten für die in Tabelle 3.3 gesammelten

Komponentengrößen extrapoliert und sind in Tabelle 3.4 dargestellt. Die Berechnungsgrundlage findet sich in Anhang B. Der zusätzlich nötige Stromzähler wird mit 261 € veranschlagt [56].

Tabelle 3.4: Investitionskosten [€] der Wärmeversorgungs-komponenten für die drei MFH

Komponente	6 WE	10 WE	14 WE
Wärmepumpe	29.653	45.350	61.048
Heizstab	1.401	2.334	3.268
Pufferspeicher	2.318	4.193	6.068
TWW-Speicher	3.389	5.928	8.005

3.3 Strom- und Wärmelastprofile

Für das Optimierungsmodell sind neben der PV-Erzeugung als Energiequelle die Energiesenken in Form von Lastprofilen für die Strom- und Wärmeversorgung des MFH wichtige Eingangsgrößen. Wichtig ist zu beachten, dass in einem Mehrfamilienhaus nicht einfach ein Lastprofil eines Einfamilienhauses in der entsprechenden Zahl aufsummiert werden kann, da durch das unterschiedliche Verbrauchsverhalten der Wohneinheiten Gleichzeitigkeitseffekte abgefedert werden und MFH-Profile vergleichsweise eine geringere Fluktuation aufweisen.

Stromlastprofile

In [57] werden verschiedene gemessene und synthetische elektrische Lastprofile von EFH und MFH analysiert. Dabei wird zum einen festgestellt, dass wie oben beschrieben EFH- im Vergleich zu MFH-Profilen eine stärkere Fluktuation aufweisen, was an Ausgleichseffekten des Verbrauchs zwischen den WE liegt. Zum anderen werden gemessene Profile mit Referenzlastprofilen aus der VDI 4655 [58] verglichen und es zeigt sich, dass die Schwankungen im wöchentlichen Stromverbrauch bei den gemessenen Profilen deutlich ausgeprägter sind. Dies gelte ebenfalls für die täglichen Unterschiede und sei wenig verwunderlich, da ein Jahreslastprofil bei der VDI 4655 auf der Basis von nur zehn Typtagen erstellt werden. Da keine frei verfügbaren MFH-Stromlastprofile aus real gemessenen Daten in der erforderlichen 15-minütigen Auflösung zur Verfügung standen und trotzdem eine realitätsnähere Optimierung ermöglicht werden sollte,

wurden für die Untersuchungen in dieser Arbeit eigene Stromlastprofile für MFH erzeugt, die in Abbildung 3.6 dargestellt sind.

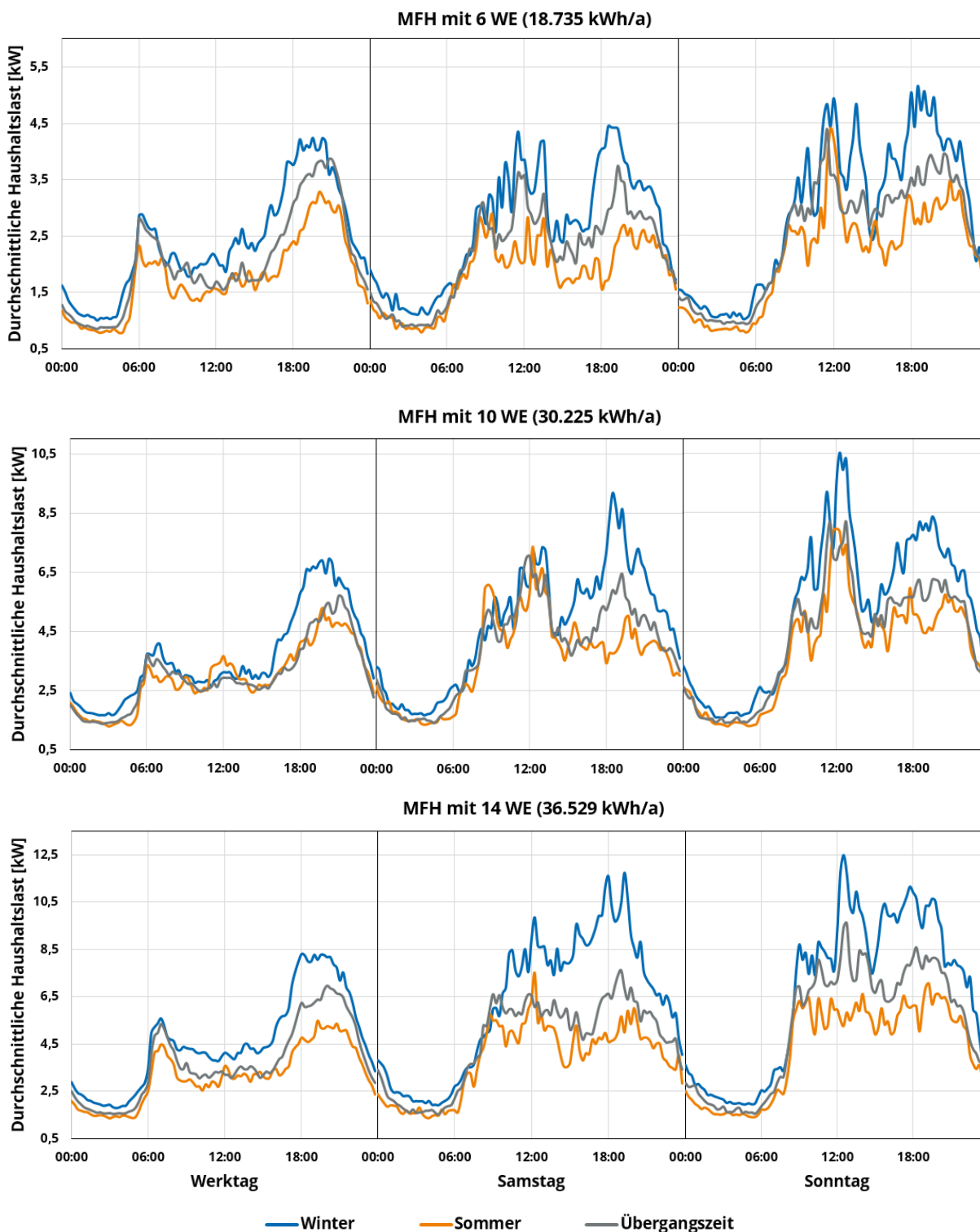


Abbildung 3.6: Durchschnittliche Haushaltslast pro Jahresabschnitt und Wochentag der erzeugten Stromlastprofile für MFH mit 6, 10 und 14 WE

Grundlage für die erzeugten Profile sind 74 von der HTW Berlin veröffentlichte repräsentative elektrische Lastprofile für Privathaushalte in Deutschland [59], die einem großen Satz von Messdaten aus den Jahren 2008 bis 2011 entnommen wurden.

In einem ersten Schritt wurden aus den 74 HTW-Profilen zunächst die besonders hohen Profile mit einem Jahresstromverbrauch über 3.700 kWh herausgefiltert. Im nächsten Schritt wurden die verbliebenen 19 Profile zufällig miteinander kombiniert, (als Summe der Lasten zum selben Zeitpunkt) und so aggregierte Profile von Mehrfamilienhäusern mit 6, 10 und 14 Wohneinheiten erstellt. Der Durchschnitt des jährlichen Stromverbrauchs pro Wohneinheit aller aggregierten Profile entspricht mit 2.962 kWh in etwa dem Pauschalwert von 3.000 kWh/a aus der VDI 4655.

Wärmelastprofile

Die zur Bestimmung des Wärmebedarfs notwendige Heizlast wird entsprechend der Wärmeschutzverordnung für Gebäude ab Baujahr 1995¹⁴ mit 67 W/m² angenommen. Die genutzten Außentemperaturen stammen aus Leipzig (da Dresden nicht verfügbar war) aus dem Jahr 2021. Die Wärmelastprofile wurden mit einem frei verfügbaren Lastprofilgenerator¹⁵ erzeugt. Für das kleinste MFH ergibt sich ein Jahreswärmebedarf von 69.187 kWh, für das MFH mit 10 WE 115.312 kWh und für das größte 161.437 kWh.

Tabelle 3.5: Charakterisierung der genutzten TWW-Zapfprofile

WE Nr.	Profil Nr.	Haushalts-zusammensetzung	WE Nr.	Profil Nr.	Haushalts-zusammensetzung
1	13	Familie (3 Personen)	8	5	Singe (1 Person)
2	11	Familie (3 Personen)	9	18	Paar (2 Personen)
3	4	Singe (1 Person)	10	14	Familie (3 Personen)
4	13	Familie (3 Personen)	11	4	Singe (1 Person)
5	9	Paar (2 Personen)	12	11	Familie (3 Personen)
6	14	Familie (3 Personen)	13	14	Familie (3 Personen)
7	22	Großfamilie (5 Personen)	14	9	Paar (2 Personen)

Die TWW-Zapfprofile sind aus einer Veröffentlichung des Fraunhofer IEE [60] übernommen. Es handelt sich um stochastisch verteilte Profile mit einem durchschnittlichen Warmwasserverbrauch von 35 Liter bei 50 °C pro Person und Tag. Die

¹⁴ Verordnung über einen energiesparenden Wärmeschutz bei Gebäuden vom 16. August 1994

¹⁵ <https://loadprofilegenerator.de/>

Kaltwassertemperatur beträgt konstant 10 °C. Die Haushaltszusammensetzungen der genutzten Profile für die Wohneinheiten der betrachteten MFH ist in Tabelle 3.5 dargestellt. Für das MFH mit 6 WE werden die ersten sechs Profile verwendet und es ergibt sich eine Personenzahl von 15. Analog erhält man für das 10 WE-MFH 26 Personen und 35 Personen für alle 14 Profile.

3.4 Netzstrompreise und Einspeisevergütung

Da bei der Untersuchung der Anreizsysteme eine mittelfristige Perspektive miteinbezogen wird, müssen neben der Auswahl von gegenwärtigen Werten Annahmen für die Entwicklung der Einnahmen und Ausgaben bis 2030 getroffen werden. Hierzu zählen insbesondere die Preise des aus dem öffentlichen Netz bezogenen Stroms und die Vergütungssätze, die für den ins Netz eingespeisten Strom gezahlt werden.

Netzstrompreise

Zunächst stellt sich die Frage welcher Strompreis dem gegenwärtigen Szenario zugrunde liegen soll. Seit 2020 sind zunächst aufgrund der COVID19-Pandemie und seit 2022 wegen des Ukraine-Kriegs außergewöhnlichen Preisentwicklungen auf dem Strommarkt zu beobachten und der aktuelle Strompreis ist auf einem Rekordniveau (Abbildung 3.7).

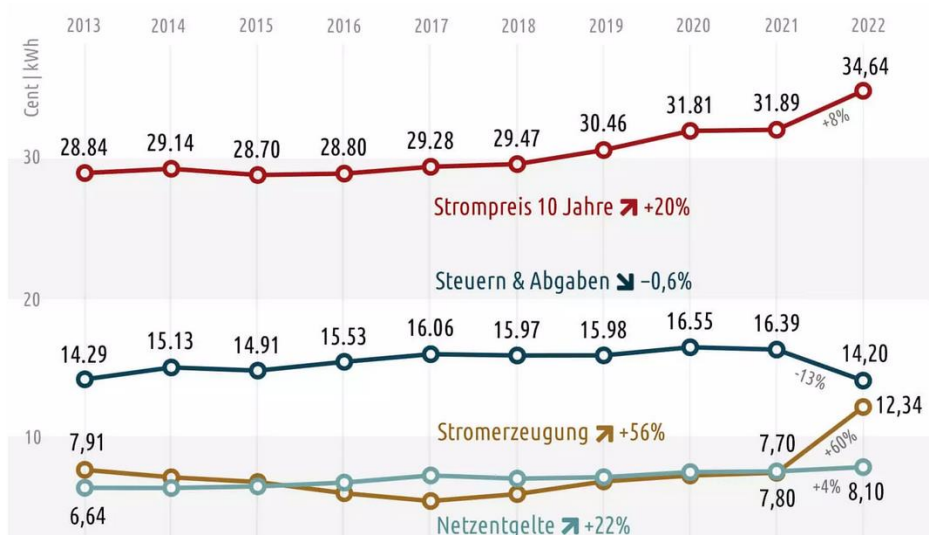


Abbildung 3.7: Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises für Haushaltskunden in Deutschland von 2013 bis 2022 (Quelle: Strom-Report mit Daten von BNetzA, BDEW, Verivox)

Einige wissenschaftliche Studien rechnen daher mit einem Vergleichswert von 2019, z. B. [61]. Da die Rentabilität der hier betrachteten Eigenstromanlagen neben dem Strompreis stark von den aktuell geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen (z. B. Höhe des

Mieterstromzuschlags und der EEG-Umlage) abhängt und sich diese immer wieder ändern, wurde sich dennoch für einen Wert aus dem Januar 2022 entschieden [62].

Der Strompreis setzt sich aus zahlreichen Komponenten zusammen und unterscheidet sich für private Haushalte, Gewerbe und Industrie [20]. Für diese Arbeit wird nur der Haushaltsstrompreis betrachtet und die Komponenten werden wie in Tabelle 3.6 dargestellt zu vier Strompreisbestandteilen zusammengefasst. Der Bestandteil „Beschaffung und Vertrieb“ umfasst die Kosten des Energielieferanten für den Stromeinkauf (üblicherweise am Großhandelsmarkt) und eine eingepreiste Marge für Vertrieb und Verwaltung. Mit der EEG-Umlage wurden erneuerbare Energieanlagen nach dem EEG finanziert. Die Abschaffung dieser Umlage wurde in Folge des Ukraine-Kriegs früher als ursprünglich geplant für Juli 2022 beschlossen. Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse finden alle Rechnungen in dieser Arbeit ohne die EEG-Umlage statt.

Tabelle 3.6: Annahmen für die Strompreiszusammensetzung für die gegenwärtige und mittelfristige Betrachtung (Angaben mit USt in [ct/kWh])

	2022 (m. EEG-U.)	2022 (o. EEG-U.)	2030 niedrig	2030 mittel	2030 hoch
Haushaltsstrompreis	34,6	30,2	25,8	30,2	35,8
• Beschaffung und Vertrieb	12,3	12,3	8,4	12,3	16,8
• EEG-Umlage	3,7	0	0	0	0
• Netzentgelte	8,1	8,1	8,4	8,1	8,4
• Weitere Umlagen und Steuern	10,5	9,8	9,0	9,8	10,6

Ein weiterer Bestandteil sind die Netzentgelte, die für die Instandhaltung und den Ausbau der Stromnetze dienen. Außerdem sind die Kosten für den Messstellenbetrieb enthalten. Im Kostenbestandteil „Weitere Umlagen und Steuern“ sind die Stromsteuer (aktuell 2,05 ct/kWh), die Konzessionsabgabe und die Umlagen für Offshore-Windparks, KWK-Anlagen, abschaltbare Lasten und nach § 19 Netzentgeltverordnung (NEV) zusammengefasst. Abschließend wird noch die Umsatzsteuer von derzeit 19 % addiert.

Weit schwieriger als die Annahme der zukünftigen Systemkosten ist die Abschätzung der Strompreisentwicklung. Da eine genaue Vorhersage nicht möglich ist, wird in dieser Arbeit mit drei Pfaden für die Preisentwicklung gerechnet. Die Kosten für das Szenario „2030

niedrig“ orientiert an den Prognosen der Veröffentlichung „Entwicklungsrahmen der Haushaltsstrompreise in Deutschland“ der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) [61]. Die Autoren treffen darin für alle genannten Strompreisbestandteile separate Annahmen für Minimal- und Maximalwerte der zukünftigen Entwicklungen und generieren daraus einen Entwicklungsrahmen (siehe Abbildung 3.8). Im letzten Schritt wird argumentiert, welcher konkrete Entwicklungspfad für plausibel gehalten wird. Für diesen Pfad gehen die FfE-Autoren nach einer kurzfristigen Reduktion Mitte der 20er Jahre wegen der zu erwartenden Klimaschutzmaßnahmen von langfristig steigenden Großhandelspreisen und Netzentgelten aus, allerdings würden der Wegfall der EEG-Umlage sowie gleichbleibende weitere Steuern und Umlagen den Strompreis insoweit stabilisieren, dass er unter dem Niveau von 2019 liegt.

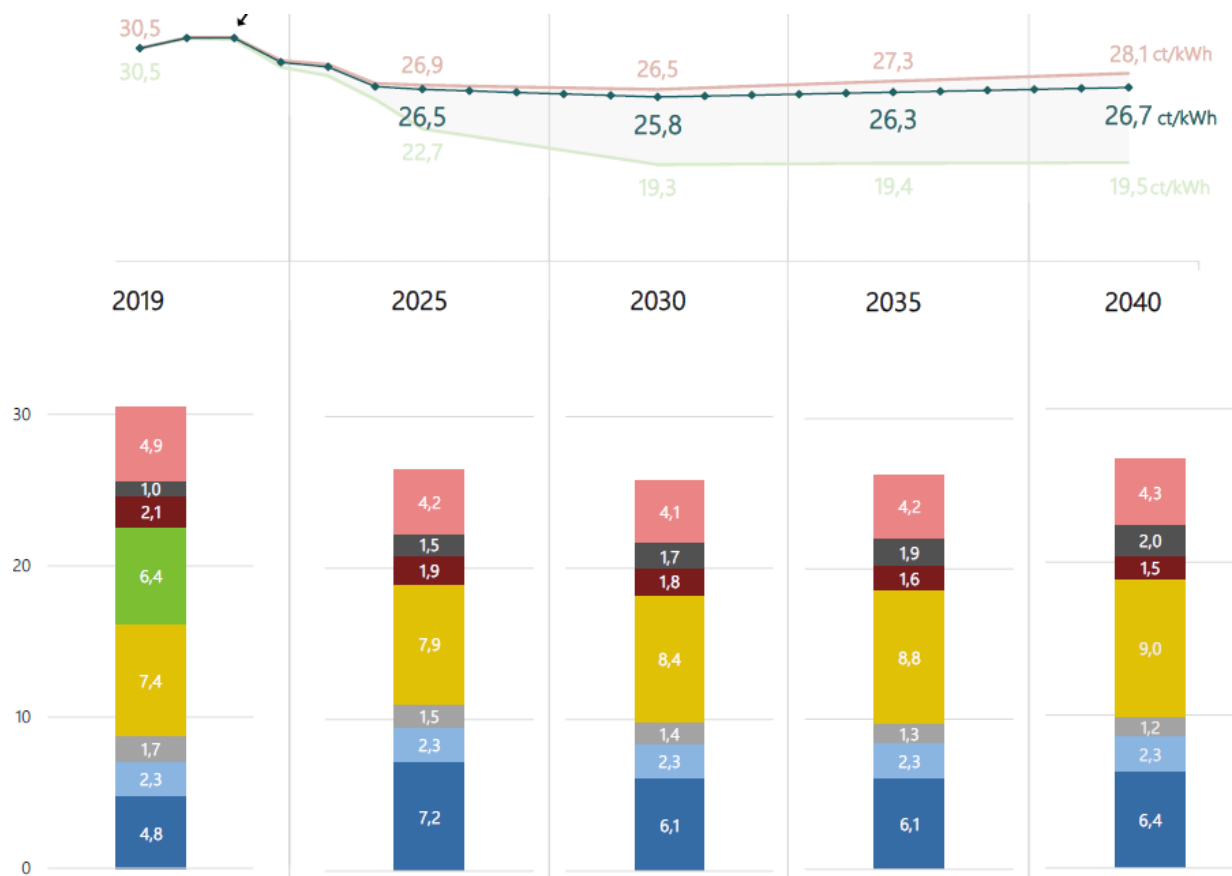


Abbildung 3.8: Entwicklungspfad der Haushaltsstrompreise in ct/kWh der FfE-Studie [61]

Weitere Abschätzungen für die Entwicklung der Strompreise finden sich unter anderem in [5], [41], [63] und [17], jedoch liegen die Veröffentlichungen entweder schon einige Jahre in der Vergangenheit oder es wird lediglich mit einem pauschalen Anstieg der Stromkosten von einigen Prozentpunkten gerechnet. Da aufgrund der aktuellen Situation bezweifelt werden kann, dass die Preise entsprechend den FfE-Annahmen bis 2030 sinken

werden, werden im Modell außerdem die Preisszenarien „2030 mittel“ und „2030 hoch“ aus Tabelle 3.6 untersucht. Das Szenario „2030 mittel“ entspricht real gleichbleibenden Preisen im Vergleich zu 2022. Im Szenario „2030 hoch“ wurden die Annahmen für die Steigerungen der Kostenbestandteile aus der FfE-Studie übernommen und lediglich die Beschaffungskosten so angepasst, dass ein breites Entwicklungsspektrum abgedeckt wird.

Einspeisevergütung

Betreiber von „Erneuerbaren Energieanlagen“ nach dem EEG erhalten für den ins Netz eingespeisten Strom und für eine Laufzeit von 20 Jahren eine feste Einspeisevergütung. Die Höhe der Vergütung richtet sich nach dem Zeitpunkt der Neuinstallation der Anlage, ist nach Erzeugungsleistung in drei Stufen unterteilt (siehe Tabelle 3.7) und wird regelmäßig vom Gesetzgeber angepasst [20]. Die Einspeisevergütung unterliegt einem Degressionsmechanismus, der „atmender Deckel“ genannt wird und sich nach dem PV-Zubau richtet. Seit der EEG-Novelle im Jahr 2012 sind die Vergütungssätze stark gesunken [5]. Im Frühjahr 2022 hat die neue Bundesregierung das so genannte „Osterpaket“¹⁶ angekündigt – ein Gesetzespaket, mit dem unter anderem die Einspeisevergütung angehoben werden soll [65]. Danach soll bei der Höhe der Einspeisevergütung zwischen Voll- und Teileinspeisung unterschieden werden. Während die Sätze für die Volleinspeisung stark angehoben werden, bleiben jene für die Teileinspeisung, u. a. Mieterstromprojekte mit Überschusseinspeisung, in etwa gleich (siehe Tabelle 3.7).

Tabelle 3.7: Vergütungssätze für die Netzeinspeisung aus EEG-Anlagen

Anlagengröße	ab 01.01.2022	„Osterpaket“ Teileinspeisung	„Osterpaket“ Volleinspeisung	ab 01.01.2030 (Basisdegression)
bis 10 kWp	6,83 ct/kWh	6,93 ct/kWh	13,8 ct/kWh	4,7 ct/kWh
bis 40 kWp	6,63 ct/kWh	6,85 ct/kWh	11,3 ct/kWh	4,5 ct/kWh
bis 100 kWp	5,19 ct/kWh	5,36 ct/kWh	11,3 ct/kWh	3,5 ct/kWh

¹⁶ Das „Osterpaket“ wurde am 07.07.2022 vom Bundestag verabschiedet [64]. Die dieser Arbeit zugrundeliegenden Werte für die Einspeisevergütung unterscheiden sich von den Werten im verabschiedeten Gesetzestext.

Der genaue Vergütungssatz für Anlagenkapazitäten berechnet sich (analog zum Mieterstromzuschlag) stufenweise. So werden wie in Formel 3.14 gezeigt für eine beispielhafte 25 kWp-Anlage die ersten 10 kW höher vergütet als die verbleibenden 15 kW und es ergibt sich ein gewichteter Durchschnittswert für die Einspeisevergütung.

$$\rho_{\text{einsp},25\text{kW}} = \frac{10 \cdot 6,83 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} + 15 \cdot 6,63 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}}{25} = 6,71 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \quad 3.14$$

Wie sich die Einspeisevergütung in Zukunft entwickeln wird, ist ähnlich schwer vorauszusagen wie die Entwicklung der Strompreise. Die Autor:innen einer Studie des Umweltbundesamts [5] rechnen mit weiter sinkenden Vergütungssätzen und haben für ihre Untersuchungen verschiedene Degressionssätze modelliert und verglichen. In dieser Studie wird allerdings nur der Zeitraum bis 2025 betrachtet und die neuesten Entwicklungen des „Osterpakets“ lagen noch nicht vor. In Tabelle 3.7 sind die Einspeisevergütungssätze für 2030 dargestellt, die sich theoretisch bei einem Bestehen der Basisdegression von 0,4% pro Monat ergeben würden. Für diese Arbeit gilt allerdings die Annahme, dass sich entweder die Regelungen für die Degression bis 2030 ändern werden oder dass beim Unterschreiten eines gewissen Werts die Direktvermarktung des eingespeisten Stroms als Alternative gewählt wird. Daher wird für 2030 mit einem Pauschalwert von 6 ct für Anlagen bis 40 kWp gerechnet, den Anlagenbetreiber für die Einspeisung von Strom ins Netz erhalten.

3.5 Rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Im Vergleich zur Modellierung von „herkömmlichen“ Eigenstrom-Anlagen auf Einfamilienhäusern, gibt es bei Mehrfamilienhäusern einige Besonderheiten zu beachten. In diesem Kapitel ist beschrieben, wie das Optimierungsmodell an die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen angepasst und welche Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen getroffen wurden.

3.5.1 Modellierung von Mieterstromprojekten

Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, muss für die Verteilung des Mieterstroms im Gebäude eine so genannten Kundenanlage vorhanden sein. Praktisch bedeutet dies, dass hinter dem Netzanschlusspunkt ein gebäudeinternes Verteilnetz beginnt, dessen Bezug und Einspeisung aus dem öffentlichen Stromnetz messbar sein muss. Im Optimierungsmodell

wird dies mit dem in Kapitel 2.4 erläuterten Summenzählermodell als Messkonzept realisiert, da es das am häufigsten genutzte ist. Hierfür muss zwischen NAP und Zählerschrank ein Zweirichtungssummenzähler eingebaut werden, dessen Beschaffung und Installation die einmaligen Integrationskosten (vgl. Kapitel 3.2.1) der gesamten Anlage erhöht. Nach [15] können die zusätzlichen Kosten mit durchschnittlich 3.936 € angenommen werden. Vereinfachend wird von einer einhundertprozentigen Teilnahmequote ausgegangen, d. h. alle Wohneinheiten des MFH haben einen Stromvertrag mit dem Mieterstrombetreiber abgeschlossen und beziehen Strom vom eigenen Dach.

Neben erhöhten Investitionskosten werden mieterstromspezifische jährliche Betriebskosten im Modell berücksichtigt, die durch den administrativen Aufwand zustande kommen. Für Vertrieb, Zählerablesung und Abrechnung werden in [17] 90 € jährlich pro Wohneinheit angesetzt. Da bei kleineren MFH mit höheren spezifischen Kosten zu rechnen ist, sind die Mieterstrom-Betriebskosten in einen fixen Anteil von 400 €/a pro Gebäude und einen variablen Anteil von 50 € pro Wohneinheit aufgeteilt. Dies entspricht bei einem MFH mit 10 WE genau 90 € pro Wohneinheit. Dieser Kostenanteil wird als real konstant für 2022 und 2030 angenommen.

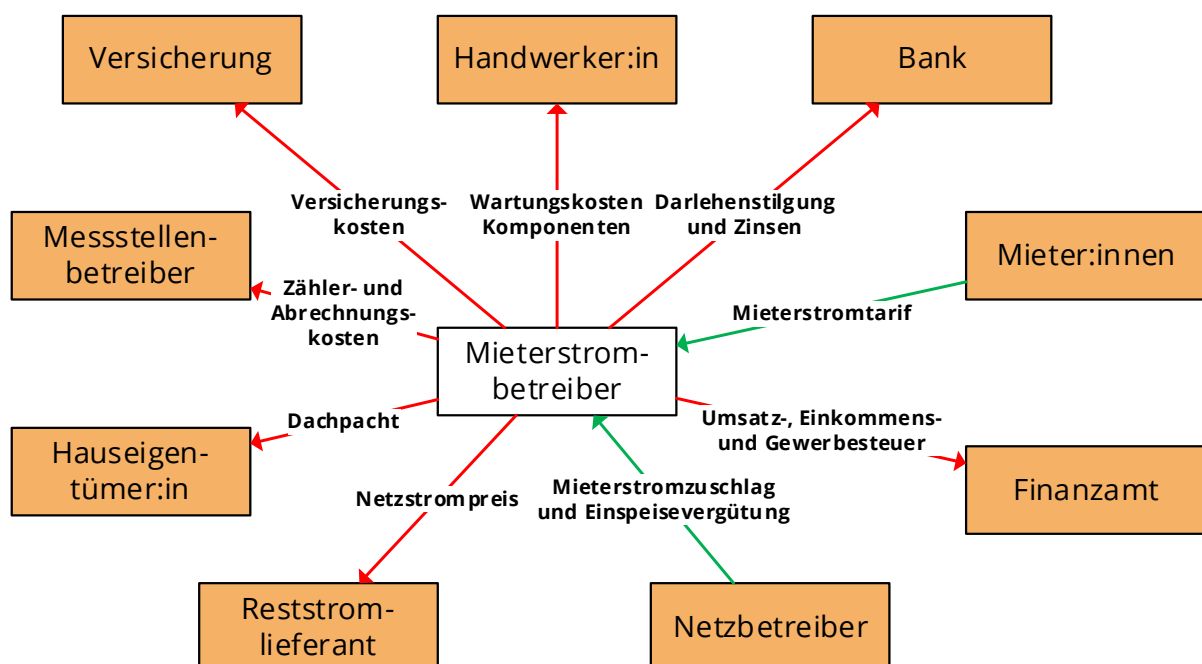


Abbildung 3.9: Mögliche Einnahmen (grün) und Ausgaben (rot) eines Mieterstrombetreibers (eigene Darstellung nach [28])

Je nach Geschäftsmodell können noch andere mieterstromspezifische, regelmäßige Kosten anfallen. Einen Überblick über die möglichen Zahlungsströme eines Mieterstrombetreibers gibt Abbildung 3.9. Die Zahlungen an Versicherung, Bank, Finanzamt und Messstellenbetreiber gehen in dieser Arbeit nicht als Kosten in die Zielfunktion ein, sondern müssen gegebenenfalls noch von den erzielten Gewinnen abgezogen werden. Der Mieterstromzuschlag, den der Mieterstrombetreiber für den im MFH verbrauchten Strom aus der PV-Anlage erhält, geht als Einnahme in die Zielfunktion ein (ρ_{MSZ} , s. Formel 3.2) und berechnet sich stufenweise (analog zur Einspeisevergütung, s. Formel 3.14) mit den Werten aus Tabelle 2.1. Für das mittelfristige Szenario (2030) wird davon ausgegangen, dass der Wert für den Mieterstromzuschlag nicht wie bisher weiter sinkt, sondern (real) konstant bleibt.

Mieterstromtarif und Reststrommarge

Der Mieterstromtarif, den die Kund:innen zahlen, darf nach gültiger Rechtslage, wie in Kapitel 2.2 erläutert, maximal 90 % des Grundversorgertarifs entsprechen. In der Realität unterscheiden sich die Grundversorgertarife in verschiedenen Regionen Deutschlands zum Teil sehr deutlich, hauptsächlich durch die unterschiedlich hohen Netzentgelte. Vereinfachend wird für jedes zeitliche Szenario von nur einem Grundversorgertarif ausgegangen, der den Strombezugskosten aus Tabelle 3.6 entspricht. Jeweils 90 % dieses Preises ist der in die Zielfunktion als Einnahme eingehende Mieterstromtarif (ρ_{hsh}).

Da aus der Sicht eines betrieblichen Mieterstrombetreibers optimiert wird, werden alle Rechnungen ohne Umsatzsteuer durchgeführt. Für den Strombezugskosten des Mieterstrombetreibers werden die normalerweise in den Stromtarif eingepreisten Kosten für Vertrieb mit angenommenen 2 ct/kWh herausgerechnet. Außerdem wird angenommen, dass ein Mieterstrombetreiber aufgrund der größeren Bezugsmenge von Strom einen Mengenrabatt von 1 ct/kWh erhält. Somit ist der Bezugspreis 3 ct/kWh günstiger als der für Privathaushalte und der Betreiber kann eine kleine Marge beim Reststromverkauf und eine größere Marge beim Direktstromverkauf erwirtschaften. Eine ähnliche Annahme zur Reststrommarge wird in [17] getroffen. Eine Beispielrechnung für die Situation im Januar 2022 zur Verdeutlichung der Annahmen findet sich in Anhang A. Aus dem entstehenden Umsatz gehen dann je nach Geschäftsmodell (vgl. Kapitel 2.3)

noch Kosten für Energiedienstleister bei ausgelagerten Aufgaben oder für Dach- oder Anlagenmiete bzw. die Abzahlung der Anlage ab.

3.5.2 Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung

Obwohl sich gezeigt hat, dass die Lebensdauer von PV-Anlagen 20 Jahre z. T. deutlich übersteigt, wird bei der Investitionsoptimierung vor allem wegen der auf 20 Jahre limitierten Garantie von Einspeisevergütung und Mieterstromzuschlag und wie z. B. in [46] weiterhin mit diesem Kalkulationszeitraum gerechnet. Wie aus den Formeln 2.1 und 2.2 zu erkennen ist, können bei längeren Kalkulationszeiträumen höhere Kapitalwerte und niedrigere Stromgestehungskosten erzielt werden.

Eine Vermischung von realen und nominal eingehenden Zahlungsströmen (vgl. Kapitel 2.5) muss bei der Investitionsoptimierung unbedingt vermieden werden. In dieser Arbeit wird wie bei Prognosen über längere Zeiträume üblich [31] mit realen Werten gerechnet und der Wert der zukünftigen Zahlungen entspricht dem Wert von 2022. Beim Kapitalzinssatz i ist nach [31] für PV-Dachanlagen bis 30 kWp (mit oder ohne Stromspeicher bis maximal 30 kWh Kapazität) ein Wert von 2,2 % (real) anzunehmen.

4 Anreizsysteme

4.1 Aktuelles staatliches Anreizsystem

Die EEG-Förderungsmechanismen für PV-Eigenstromanlagen auf Mehrfamilienhäusern in Form des Mieterstromzuschlags in Verbindung mit der Einspeisevergütung aus dem EEG sind der staatliche Versuch den PV-Ausbau zusätzlich zu den sowieso bestehenden Anreizen für Eigenstrom (Einsparung von Netzbezug und Unabhängigkeit vom Strompreis) auf diesen Gebäuden anzureizen. Die im Juli 2022 weggefallene EEG-Umlage setzt Eigenstromsysteme ohne Personenidentität bei Anlagenbetrieb und Letztverbrauch – wie sie üblicherweise bei MFH vorliegen – finanziell weitgehend mit dem Eigenverbrauch mit Personenidentität gleich und sorgt so für den Wegfall eines Nachteils für Mieterstrom. Wie in Kapitel 2.6 gezeigt wurde, bestehen im aktuellen System zahlreiche Hürden und es ist fraglich, ob die staatlichen Maßnahmen auch nach der Abschaffung der EEG-Umlage ausreichen, um einen nennenswerten PV-Ausbau auf MFH anzureizen. Außerdem werden wie in Kapitel 3.4 beschrieben mit dem „Osterpaket“ die Einspeisevergütungssätze für Volleinspeisung angehoben, was Eigenstromsysteme im Vergleich schlechterstellt.

4.2 Entwicklung weiterer Anreizsysteme

Um die Pariser Klimaziele noch erreichen zu können, wird in kürzester Zeit sehr viel mehr Strom aus erneuerbaren Energiequellen benötigt. Um das in Kapitel 2.7 beschriebene Dachflächenpotenzial auf Mehrfamilienhäusern abrufen zu können, braucht es wirksamere Anreizsysteme als die bisher vorhandenen. Zu diesem Zweck werden in diesem Kapitel Vorschläge für solche Anreizsysteme entwickelt und anschließend in Kapitel 5 untersucht.

Die Anreizsysteme haben das Ziel, dass sich Wohnungsbauunternehmen bzw. private Vermieter:innen von MFH schneller und in größerer Zahl für PV-Anlagen auf ihren Dächern entscheiden, weil diese entweder wirtschaftlicher sind als bisher und/oder weil administrative Hürden abgebaut werden. Die finanziellen Aussichten müssen so gut sein, dass bei der Wohnungswirtschaft die Hemmnisse (langwierige Entscheidungsprozesse, administrative Hürden, mangelnde betriebliche Beratungskompetenz [39]) eine untergeordnete Rolle spielen. Bei der Entwicklung der Anreize soll vor allem erreicht

werden, dass sich Mieterstrom für kleinere Mehrfamilienhäuser (weniger als 10 WE) und für Bestandsgebäude lohnt, da Projekte auf dieser Gebäudeklasse bisher oft nicht ausreichend rentabel sind oder andere Hürden bestehen. Auf der anderen Seite soll die Grundidee des Mieterstrom-Konzepts (vgl. Kapitel 2.2), Mieter:innen in hohem Maße an der Energiewende zu beteiligen, gestärkt werden, sodass diese durch geringe und stabile Stromkosten profitieren. Dafür müssen günstige Strompreise realisierbar sein, da so am ehesten ein Wechsel in Bestandsgebäuden angereizt werden kann [17].

Die in dieser Arbeit berücksichtigten Anreizsysteme sind dreigeteilt: Zunächst werden Vorschläge aus der Literatur für gezielte staatliche Förderungszahlungen bzw. für einen geänderten Rechtsrahmen mit geringeren administrativen Hürden gesammelt und einige für die weiteren Untersuchungen ausgewählt. Als Zweites soll untersucht werden, ob durch variable Stromtarife in Verbindung mit einem Stromspeicher wirtschaftliche Anreize entstehen. Abschließend wird die Flexibilität des Systems durch den Einbezug variabler Lasten (E-Autos und Wärmeversorgung) weiter erhöht und analysiert, ob dies weitere Mieterstromprojekte anreizen könnte.

4.2.1 Verbesserte rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen

In der Literatur finden sich zahlreiche Vorschläge dafür, wie Mieterstromprojekte durch eine Änderung der staatlichen Fördermechanismen und/oder des Rechtsrahmens wirksam angereizt werden könnten. Eine Idee ist die Abschaffung der 100 kW-Obergrenze für geförderte Anlagen [37], um mehrere kleinteilige und bisher unrentable Dachanlagen [10] zusammenlegen zu können. Dies wurde ebenfalls im Rahmen beider Interviews genannt, die im Rahmen dieser Arbeit geführt wurden (vgl. Kapitel 2.6). Damit zusammenhängend sollten nach Meinung eines Interviewten die Regelungen zur Anlagenzusammenfassung nach §§ 9 Abs. 3 und 24 Abs. 1 EEG überarbeitet werden, nach der aktuell verschiedene Anlagen als eine betrachtet werden, wenn sie auf einem Grundstück stehen und somit u. U. leichter die 100 kW-Grenze überschreiten. Außerdem wird eine breitere Auslegung des Begriffs „Kundenanlage“ gefordert, sodass die Nutzung des öffentlichen Netzes für eine Eigenstromversorgung im Quartier [37] möglich ist. Denkbar ist zu diesem Zweck die Schaffung des rechtlichen Konstrukts der Eigenversorgungsgemeinschaft, z. B. nach österreichischem Vorbild [66]. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) fordert in einem PV-

Strategiepapier die Erhöhung des Mieterstromzuschlags auf bis zu 5 ct/kWh (von derzeit etwa 3 ct/kWh) und dass eine zusätzliche Förderung für Anlagen auf Gewerbedächern und anderen Nicht-Wohngebäuden [38]. Eine häufig genannte Maßnahme sind Bagatellgrenzen für die Lieferantenpflichten nach §§ 36 bis 42 EnWG. Dies würde dazu führen, dass für kleinere MFH bis zu einer gewissen Obergrenze der Anlagenleistung oder Wohneinheitenanzahl einige administrative Anforderungen (u. a. Registrierung, Nachweis- und Mitteilungspflichten) wegfallen würden. In [15] wird eine Grenze von 30 kWp bzw. 6 WE vorgeschlagen und in [44] eine Grenze von 10 kWp. Eine gezielte Förderung der mieterstromspezifischen Integrationskosten wurde im Gespräch mit dem Ökostromanbieter als wichtiger Anreiz genannt und wird außerdem in [36] vorgeschlagen. Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, bestehen bzgl. der Stromsteuerbefreiung beim Lieferkettenmodell aktuell rechtliche Unsicherheiten, die relativ leicht zu lösen wären. Dies würde aktuell 2,05 ct/kWh Mehreinnahmen bei der Belieferung von Mieterstromkund:innen in diesem Modell bedeuten. Eine Verbesserung für Mieterstrombetreiber:innen würde es nach [67] bedeuten, wenn es gesetzlich erlaubt wäre, dass die Versorgung mit Mieterstrom Teil des Mietvertrags in Form von Betriebskosten (ähnlich wie bei den Heizkosten) ist. Bei diesem Vorschlag hätten die Mieter:innen für den Reststromanteil weiterhin die freie Anbieterwahl. Ein beschleunigter Smart-Meter-Rollout würde dazu führen, dass kein aufwändiger Umbau an der Hausanlage (Ausstattung mit Summenzähler) mehr nötig ist [28]. Zuletzt könnten Verteilnetzbetreiber bundesweit zu einheitlichen, technischen Anschlussbedingungen verpflichtet werden, was die Abwicklung stark vereinfachen würde [37].

Im Rahmen dieser Arbeit können nicht alle der genannten Anreizmöglichkeiten untersucht werden. Zudem sind einige der Maßnahmen vorrangig qualitativer Natur und können nur schwer in einem quantitativen Optimierungsmodell abgebildet werden. Der Fokus liegt deshalb auf drei Maßnahmen zur Förderung kleinerer Mehrfamilienhäuser:

1. Höherer Mieterstromzuschlag
2. Förderprogramm für die Integrationskosten
3. Bagatellgrenze für die Lieferantenpflichten bis 30 kWp Anlagenleistung

Ein höherer (und nicht mehr degressionsbehafteter) Mieterstromzuschlag für kleinere Mehrfamilienhäuser (<10 WE) wäre sinnvoll, da viele der Mehrkosten bei

Mieterstromprojekten unabhängig von der Anlagenleistung sind. Somit könnte ein Teil der höheren Integrations- und Verwaltungskosten pro Wohneinheit abgedeckt werden. Um die Auswirkung dieses Anreizes zu untersuchen, wird der Referenzfall des 6 WE-Gebäudes mit dem vom BDEW geforderten Wert von 5 ct/kWh verglichen. Einen ähnlichen Ansatz würden gezielte Förderprogramme verfolgen, die potenzielle Projekte in kleineren MFH bei den Integrationskosten unterstützen, sodass z. B. die Umrüstung der Hauselektrik und der Einbau des Summenzählers übernommen wird. Für die Analyse im Modell entfallen in diesem Fall aus Sicht des Mieterstrombetreibers die mieterstromspezifischen Integrationskosten (3.936 €) komplett. Eine Bagatellgrenze würde wie oben beschrieben den administrativen Aufwand verringern und (neben der Abschaffung einer psychologischen Barriere) die mieterstromspezifischen Betriebskosten der Anlage senken. Im Optimierungsmodell wird daher eine Halbierung dieser Betriebskosten als Anreiz untersucht. Dies entspricht beim MFH mit 6 WE statt 700 € nur noch 350 € pro Jahr.

4.2.2 Variable Stromtarife

Variable Stromtarife, die sich zu bestimmten Zeiten des Tages in ihrer Höhe unterscheiden, könnten in Verbindung mit einer PV-Anlage mit Stromspeicher in einem Mehrfamilienhaus mit Mieterstrom für einen wirtschaftlichen Anreiz sorgen. Die gesteigerte Rentabilität würde aus einer Verschiebung des Netzstrombezugs in Zeiträume mit günstigen Tarifen mithilfe des Stromspeichers resultieren.

Im Rahmen dieser Arbeit wird als einfachste Form von variablen Stromtarifen so genannte Time of Use (ToU)-Tarife untersucht. Das bekannteste Beispiel für diese Art sind HT/NT-Tarife, bei denen es einen Hochtarif (HT) und einen Niedertarif (NT) gibt. Klassischerweise werden diese Tarife in Tag- und Nachtbezug unterschieden, weswegen die Abkürzung NT oft in „Nachtarif“ übersetzt wird. Eine Erweiterung stellen die im Rahmen dieses Anreizsystems ebenfalls betrachteten HT/MT/NT-Tarife dar. Dabei wird eine zusätzliche Tarifebene eingeführt, der Mitteltarif (MT). Neben der unterschiedlichen Anzahl von Tarifebenen werden je zwei verschiedene Preisspreizungen untersucht. Diese unterscheiden sich darin, wieviel ct/kWh auf den mittleren Strompreis addiert bzw. von ihm abgezogen werden. Durch die vier ToU-Tarifarten mit jeweils vier Basis-Strompreisen

und drei MFH-Größen ergeben sich insgesamt 48 untersuchte Szenarien, die im Weiteren entsprechend der Systematik in Tabelle 4.1 abgekürzt werden.

Tabelle 4.1: Abkürzungssystematik und Charakterisierung der untersuchten ToU-Szenarien

Szenario	Anzahl WE	Tarifebenen	Preisspreizung	Basis-Strompreise
HN1_2022_6WE	6	HT/NT	± 1 ct/kWh	2022
HN3_2022_6WE	6	HT/NT	± 3 ct/kWh	2022
HMN1_2022_6WE	6	HT/MT/NT	± 1 ct/kWh	2022
HMN3_2022_6WE	6	HT/MT/NT	± 3 ct/kWh	2022
...	...	...	...	...
HN1_2030n_6WE	6	HT/NT	± 1 ct/kWh	2030 niedrig
...	...	...	...	...
HN3_2030m_10WE	10	HT/NT	± 3 ct/kWh	2030 mittel
...	...	...	...	...
HMN3_2030h_14WE	14	HT/MT/NT	± 3 ct/kWh	2030 hoch

Der Preisunterschied bei den variablen Tarifen kann aus der Erhöhung bzw. Senkung verschiedener Strompreisbestandteile (vgl. Kapitel 3.4) resultieren. Bei den hier betrachteten Tarifen wird beispielhaft davon ausgegangen, dass ein Netzbetreiber die Netzentgelte in den Zeiträumen erhöht, in denen klassischerweise ein hoher Netzbezug zu verzeichnen ist (v. a. morgens und abends, siehe Abbildung 3.6) und umgekehrt. Dies soll zu einer Entlastung der Netze in den stark beanspruchten Zeiträumen führen. Daher werden die Hochtarif-Zeiten beim HT/NT-Tarif von 6:00-10:00 und von 14:00-22:00 Uhr und beim HT/MT/NT-Tarif von 6:00-10:00 und von 18:00-22:00 Uhr gewählt. Der Niedertarif gilt bei beiden Tarifen nachts (22:00-06:00 Uhr) und beim HT/NT-Tarif zu Zeiten der größten PV-Erzeugung (10:00-14:00 Uhr), in denen die Netze ebenfalls stärker belastet sind und ein Strombezug angereizt werden soll. Beim Tarif mit drei Ebenen kommt zusätzlich die Mitteltarif-Zeit von 10:00-18:00 Uhr dazu, da hier der Stromverbrauch üblicherweise auf einem mittleren Niveau liegt (vgl. Abbildung 3.6). Der Tagesverlauf der Tarife ist in Abbildung 5.7 dargestellt.

4.2.3 Zusätzliche variable Lasten

Variable Lasten wie E-Autos und Wärmepumpen sorgen für zusätzliche Flexibilität beim Energiemanagementsystem, da ihr Strombedarf nicht zu einem bestimmten Zeitpunkt, sondern innerhalb eines definierten Zeitraums gedeckt werden muss. Bei den E-Autos liegt dies an der optimierten Ladestrategie (vgl. Kapitel 3.2.3). Die Wärmelast des Gebäudes wird durch Pufferspeicher und TWW-Speicher von den Einsatzzeiten der Wärmepumpe entkoppelt. Die zusätzliche Flexibilität führt im besten Fall dazu, dass ein größerer Teil des selbst erzeugten Stroms direkt verbraucht und somit eine höhere Marge erzielt werden kann.

Bei Elektromobilität als Anreiz werden zunächst alle drei untersuchten MFH mit drei E-Autos ausgestattet. Hierzu werden die ersten drei Profile aus Tabelle 3.1 genutzt. Eine weitere Untersuchung soll zeigen, was die Hinzunahme von E-Autos bewirkt. Daher wird für das 10 WE-Haus zusätzlich ein Szenario mit fünf Autos und für das 14 WE-Haus ein Szenario mit sieben Autos betrachtet und die entsprechenden Profile aus Tabelle 3.1 verwendet. Pro E-Auto wird mit einer installierten Wallbox gerechnet.

Das letzte Anreizsystem besteht aus der Hinzunahme der kompletten Wärmeversorgung der Mehrfamilienhäuser entsprechend des in Kapitel 3.2.4 beschriebenen Systems. Es wird davon ausgegangen, dass sich die betrachteten MFH grundsätzlich für eine Wärmeversorgung mit Wärmepumpe ohne größere Renovierungsarbeiten eignen. Insbesondere müssen hierfür durch die im Vergleich zu konventionellen Heizungsanlagen geringere Vorlauftemperatur des Heizwassers von 50 °C ausreichend Heizflächen (im besten Fall Flächenheizungen) vorhanden sein.

4.3 Optimierungsbasierte Analyse

Zu den Auswirkungen einzelner Systemparameter wie beispielsweise PV-Anlagengröße, Standort, Messkonzept und Strompreis auf die Rentabilität von Mieterstromprojekten wird auf die Parameterstudien in [28] verwiesen. Diese werden in dieser Arbeit nicht separat untersucht. In [10] findet sich darüber hinaus eine Sensitivitätsanalyse der Gesamtkapitalrendite durch Anpassung zentraler Faktoren wie die Reduktion von Investitionskosten und Änderung der Reststrom-Marge bzw. des Strompreises. Einige Auswirkungen lassen sich darin gut erkennen, allerdings ist diese Analyse noch vor

Inkrafttreten des Mieterstromgesetzes erschienen und bildet einige Aspekte des heutigen Rechtsrahmens nur ungenügend ab.

Die optimierungsbasierten Untersuchungen in dieser Arbeit finden anhand der in den Kapiteln 4.1 und 4.2 entwickelten Anreizsysteme und in dem in Kapitel 3.1 erläuterten Optimierungsmodell statt. Dabei werden für die Anreizsysteme zum einen drei Mehrfamilienhäuser betrachtet, indem die Anzahl der Wohneinheiten (6, 10 und 14 WE) und das entsprechende Lastprofil und der Jahresstromverbrauch variiert. Die maximale PV-Anlagengröße beträgt für die Dächer der betrachteten Gebäude wie in Kapitel 3.2.1 erläutert 25 kWp. Zum anderen werden einige Optimierungen in verschiedenen zeitlichen Szenarien durchgeführt, welche Auswirkung auf die Investitionskosten, die Strompreise und die Einspeisevergütung haben. Das gegenwärtige Szenario rechnet mit aktuellen Werten von 2022, die mittelfristigen Szenarien unterscheiden sich untereinander durch die Höhe der Strompreise. So geht „2030 niedrig“ von sinkenden, „2030 mittel“ von (real) gleichbleibenden und „2030 hoch“ von steigenden Strompreisen aus. Die betrachteten Gebäudegrößen und Preisszenarien sind in Abbildung 4.1 zusammengefasst.

In dieser Arbeit dienen die aktuellen staatlichen Förderbedingungen (EEG 2021, nach Wegfall der EEG-Umlage, vgl. Kapitel 2.2) als Referenzfall, um Vergleiche zu anderen Anreizsystemen anstellen zu können. Im Referenzfall wird zunächst die Größe der PV-Anlage (ohne Zunahme eines Stromspeichers) optimiert und die Dachflächenausnutzung analysiert. Anschließend werden zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse aller Gebäude unter der Annahme einer maximalen Dachausnutzung untersucht. Schließlich wird der Referenzfall mit einem Stromspeicher (mit optimierter Kapazität) dargestellt.

Als erste Variation des Referenzfalls werden die Auswirkungen der jüngsten Gesetzesänderungen auf das Mieterstromkonzept betrachtet. Dazu zählen der Wegfall der EEG-Umlage und die Änderungen der Vergütung für Voll- und Teileinspeisung aus dem „Osterpaket“ (s. Tabelle 3.7). Von besonderem Interesse ist hierbei, wie sich die Aufwertung der Volleinspeisung auf die Entscheidung von Gebäudeeigentümer:innen für oder gegen ein Mieterstromprojekt mit Überschusseinspeisung auswirken könnte.

Gegenstand der darauf folgenden Betrachtungen sind die in Kapitel 4.2.1 herausgearbeiteten Ansätze, die den finanziellen und administrativen Aufwand bei der Realisierung von Mieterstromprojekten verringern sollen. Besonderer Augenmerk beim

in Kapitel 4.2.2 beschriebenen Anreizsystem (variable Stromtarife) liegt neben den wirtschaftlichen Vergleichsparametern vor allem auf der Speicherdimensionierung und dem Netzbezug. Mit der Hinzunahme variabler Lasten wie E-Autos und Wärmepumpen (Kapitel 4.2.3) soll untersucht werden, inwieweit die jeweils nötigen zusätzlichen Investitionskosten gedeckt und darüber hinaus ein höherer Kapitalwert erzielt werden kann. Außerdem soll ermittelt werden, ob der Eigenverbrauch bei diesem Anreizsystem tatsächlich gesteigert werden kann. Der Einbezug der variablen Lasten wird getrennt voneinander und nur für das aktuelle Szenario untersucht. Eine Abschätzung von zukünftigen Investitionskosten der Wärmeversorgungs-komponenten und Lieferpreisen hätte den Rahmen dieser Arbeit überschritten.

Gebäudegrößen (PVA mit 25 kWp)	Zeitliche Preis- szenarien	Vergleichsparameter
• 6 WE • 10 WE • 14 WE	• 2022 • 2030 niedrig • 2030 mittel • 2030 hoch	• Kapitalwert • Amortisationszeit • Eigenverbrauchs- quote • Autarkiegrad • (Optimierte Speicherkapazität)

Abbildung 4.1: Randbedingungen der optimierungsbasierten Analyse

Vergleichsparameter

Zum Vergleich der beschriebenen Anreizsysteme werden zunächst die wirtschaftlichen Leistungskennzahlen genutzt, die im Kapitel 2.5 eingeführt wurden und in Abbildung 4.1 zusammengefasst sind. Dazu zählt der Kapitalwert, die Amortisationsdauer, die Eigenverbrauchsquote und der Autarkiegrad. Letzterer entspricht dem Direktversorgungsgrad und ist ein wichtiger wirtschaftlicher Faktor, da wie in Kapitel 3.5.1 gezeigt wurde fast ausschließlich mit dem Verkauf von selbst erzeugtem Strom ein Gewinn erwirtschaftet werden kann.

Da der resultierende Kapitalwert weiterhin zu einem Großteil von den Investitionskosten abhängig ist und diese z. B. durch die Hinzunahme eines Stromspeichers stark steigen, werden sie stellenweise separat angegeben. Wird ein so genannter *Reinvest* betrachtet (vgl. Kapitel 3.2.2), werden Investitionskosten, Kapitalwert und Amortisationszeit entsprechend mit dem Zusatz „mit *Reinvest*“ ausgewiesen.

Außerdem wird in einigen Fällen die Auslegung des Stromspeichers durch das Programm optimiert, hier ist die resultierende Speicherkapazität in Kilowattstunden der entscheidende Vergleichsparameter. Die vom untersuchten Anreizsystem abhängige Speicherbeanspruchung wird durch den Verlauf des Ladezustands (SOC) verdeutlicht. Unterschiede bezüglich der Netznutzung werden durch Visualisierung von Bezugs- bzw. Einspeiseleistung dargestellt. Wichtige Vergleichsparameter sind außerdem auftretende Lastspitzen sowie die Einspeise- und Bezugsmenge als Ganzes.

Kommt es zur Realisierung eines Mieterstromprojekts, ist die Ausnutzung der maximalen Dachfläche nach Angabe des interviewten Energiedienstleisters der Regelfall. Im Sinne der Energiewende zählt es demnach vor allem, dass möglichst viele Projekte realisiert werden, denn jede von einer PV-Anlage erzeugte Kilowattstunde verdrängt eine Kilowattstunde des deutschen Strommix mit durchschnittlichen Treibhausgasemissionen von derzeit 420 g/kWh [68].

5 Ergebnisse und Diskussion

5.1 Referenzfall

In Tabelle 5.1 sind die optimierten PV-Anlagengrößen der drei betrachteten MFH in den vier Strompreisszenarien im Referenzfall ohne Stromspeicher dargestellt. Es ist zu sehen, dass bei den Gebäuden mit 10 und 14 Wohneinheiten die Dachfläche in allen Szenarien komplett ausgenutzt wird. Dies ist beim kleinsten MFH für 2022 auch der Fall, jedoch wird in allen 2030er-Szenarien die maximale Anlagengröße nicht erreicht. Am deutlichsten ist das beim Szenario mit sinkenden Strompreisen mit 16,6 kWp. Mit steigenden Strompreisen steigt die optimierte Anlagengröße wieder auf bis zu 22,7 kWp.

Tabelle 5.1: Optimierte PV-Anlagengröße in kWp im Referenzfall (max. 25, kein Speicher)

Strompreisszenario	MFH mit 6 WE	MFH mit 10 WE	MFH mit 14 WE
2022	25	25	25
2030 niedrig	16,6	25	25
2030 mittel	19,4	25	25
2030 hoch	22,7	25	25

Grundsätzlich führen mehr Wohneinheiten zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs und somit bei einer limitierten Anlagengröße zu einem höheren Eigenverbrauch. Da die höchste Marge bei Mieterstromprojekten vorrangig bei der Lieferung von Direktstrom erzielt wird, steigt mit mehr Eigenverbrauch die optimierte Anlagengröße. Der Grund für die kleineren Anlagengrößen bei den 2030er-Szenarien im kleinsten MFH liegt an der angenommenen sinkenden Einspeisevergütung bis 2030. Ein zunehmender Strombezugspreis führt stets dazu, dass Eigenverbrauchsanlagen rentabler werden. Daher steigt die optimale Anlagengröße, je höher der Strompreis ist. Diese Tatsache würde bei unbegrenzter Dachfläche dazu führen, dass die Anlagen beim 10 und 14 WE-MFH größer ausgelegt würden.

Tabelle 5.2 zeigt eine Gegenüberstellung der Kapitalwerte der ermittelten optimalen Anlagengrößen für das kleinste MFH im Jahr 2030 aus Tabelle 5.1 mit den Kapitalwerten einer fixen Anlagengröße von 25 kWp. Es wird ersichtlich, dass die Kapitalwerte der optimierten Anlagengröße wie erwartet höher sind als bei der nicht-optimierten Größe.

Dennoch liegen sie jeweils auf einem ähnlichen hohen Niveau. Die Ergebnisse geben ein Eindruck für die Auswirkungen der Annahme einer maximalen Dachausnutzung mit einer fixen Anlagengröße von 25 kWp für die weiteren Untersuchungen, die zum Zweck der besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse in den verschiedenen zeitlichen Szenarien getroffen wurde.

Tabelle 5.2: Kapitalwerte in € des MFH mit 6 WE im Jahr 2030 bei variierenden Anlagengrößen

Strompreisszenario	Opt. Größe (nach Tabelle 5.1)	Fixe Größe (25 kWp)	Differenz
2030 niedrig	-2.754	-3.272	518
2030 mittel	-519	-755	236
2030 hoch	2.666	2.624	42

Die wesentlichen Ergebnisse der Mehrfamilienhäuser mit einer 25 kWp-Anlage im aktuell geltenden Rechts- und Fördersystem und zum gegenwärtigen Preisszenario sind in Tabelle 5.3 zusammengefasst. Der Kapitalwert für das kleinste MFH ist mit 1.401 € deutlich niedriger als bei den zwei größeren Gebäuden, zwischen denen er mit der Zahl der Wohneinheiten nur noch leicht steigt. Analog dazu sinkt die Amortisationszeit erst stark und dann nur noch schwach. Der Anteil des direkt verbrauchten PV-Stroms erhöht sich mit Zunahme von Wohneinheiten (und Stromverbrauch) von 26 auf 43 %. Gleichzeitig sinkt der Autarkiegrad leicht von 35 auf 30 %.

Tabelle 5.3: Ergebnisse des Referenzfall für 2022 (PV-Anlage mit 25 kWp, kein Speicher)

	MFH mit 6 WE	MFH mit 10 WE	MFH mit 14 WE
Stromverbrauch [kWh/a]	18.720	30.275	36.510
Investitionskosten [€]	31.486	31.486	31.486
Diskontierte Betriebskosten in 20a [€]	16.516	19.750	23.073
Diskontierte Einnahmen in 20a [€]	49.403	59.902	63.819
Kapitalwert nach 20a [€]	1.401	8.622	9.259
Amortisationszeit [a]	19,1	15,7	15,5
Eigenverbrauchsquote [%]	26	39	43
Autarkiegrad [%]	35	32	30

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass Mieterstrom im aktuellen Förderrahmen auf kleineren Mehrfamilienhäusern wenig rentabel ist. Zwar ist der Kapitalwert bei 6 WE positiv und stellt somit eine Investition dar, die sich grundsätzlich innerhalb des Kalkulationszeitraums amortisiert, jedoch ist er auf einem sehr geringen Niveau, was vor allem im Vergleich mit den größeren Gebäuden deutlich wird. Die Eigenverbrauchsquote von 26 % liegt deutlich unter den 37 %, die das Umweltbundesamt als Mindestmaß für einen wirtschaftlichen Betrieb im aktuellen System ermittelt hat (vgl. Kapitel 2.5). Dazu kommt, dass nicht alle einmaligen und laufenden Kosten aufgrund der Vielzahl der Geschäftsmodelle und Einzelfallabhängigkeit einbezogen werden konnten und der reale Kapitalwert geringer ist. Beispielsweise müsste ein Betreibungsunternehmen in der Realität noch Gewerbesteuer an das Finanzamt abführen. Trotzdem erlauben die Ergebnisse einen Vergleich der Rentabilität verschiedener Szenarien. Durch den gut sechsfach höheren Kapitalwert zeigt sich klar, für welches Projekt sich ein potenzielles Betreibungsunternehmen bei begrenzten zeitlichen und finanziellen Ressourcen entscheiden würde.

Grund für den starken KW-Anstieg zwischen dem kleinen und mittleren Gebäude ist vor allem, dass die Investitionskosten bei stark steigenden Einnahmen konstant bleiben. Die Einnahmen setzen sich zusammen aus Direkt- und Reststromlieferung, welche mit mehr Stromverbrauch deutlich zunimmt, und der Einspeisevergütung, die leicht sinkt, wenn mehr Strom selbst verbraucht wird. Die ausbleibenden Einnahmen können beim kleinen MFH durch die geringeren Betriebskosten nicht abgedeckt werden. Dass der KW beim größten MFH nicht noch deutlich weiter steigt, liegt vor allem daran, dass die Dachfläche (und somit die Direktstromlieferung) limitiert ist und die Zunahme der Betriebskosten bei mehr Wohneinheiten die Mehreinnahmen fast ausgleichen.

In Abbildung 5.1 finden sich die Kapitalwerte und Amortisationszeiten für die drei Gebäudegrößen und alle vier zeitlichen Szenarien (farblich unterschieden). Das bereits diskutierte Szenario aus 2022 wird durch die blauen Balken und Kreuze repräsentiert. Der grundsätzliche Trend des starken Kapitalwert-Anstiegs vom kleinen auf das mittlere Haus, der bereits analysiert wurde, ist ebenfalls bei den mittelfristigen Szenarien zu erkennen. Die Kapitalwerte für die Szenarien „2030 niedrig“ (lila) und „2030 mittel“ (grün) sind jeweils niedriger als von 2022, für das kleine MFH mit 6 WE sind sie sogar negativ und die Projekte

würden sich theoretisch erst nach dem Kalkulationszeitraum amortisieren. Lediglich bei steigenden Strompreisen (orange) liegt der Wert über dem von 2022 und somit insgesamt am höchsten. Die Eigenverbrauchsquote und der Autarkiegrad sind bei gleicher PV-Anlagengröße nicht von den Strompreisszenarien abhängig und sind deshalb nicht gesondert dargestellt.

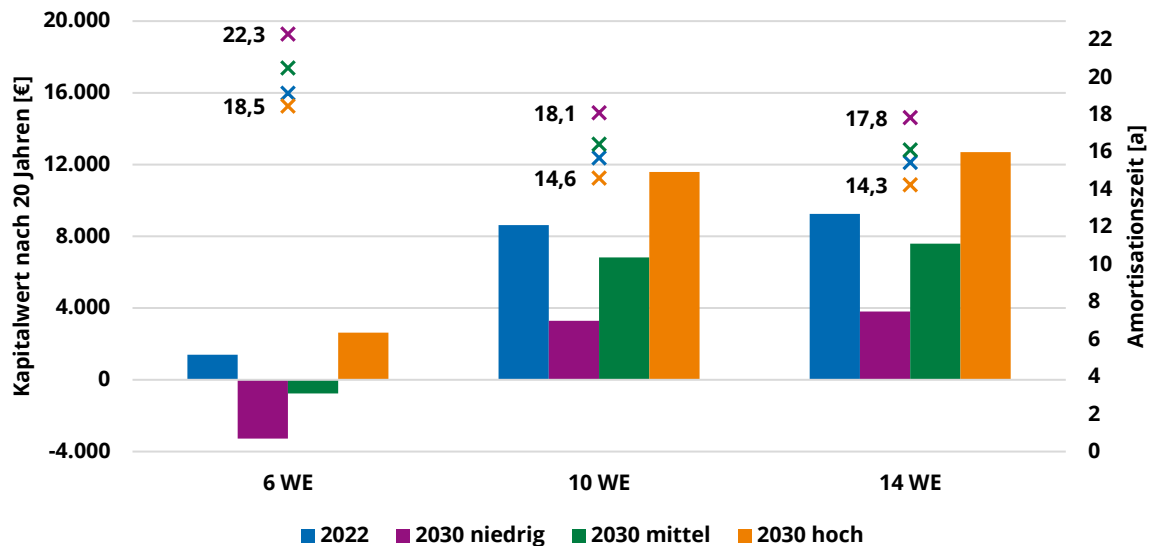


Abbildung 5.1: Kapitalwerte (Balken) und Amortisationszeiten (Kreuze) für Mieterstromprojekte mit PV-Anlage (25 kWp, kein Speicher) im aktuellen und den mittelfristen Szenarien

Wie bereits erwähnt, profitieren Eigenstromprojekte grundsätzlich von steigenden Strompreisen, was die Abbildung nochmals verdeutlicht. Die Amortisationszeit sinkt grundsätzlich bei steigendem Kapitalwert. Dass die grünen Balken trotz gleichbleibender Strompreise niedriger sind als die blauen liegt an der sinkenden Einspeisevergütung.

Referenzfall mit Stromspeicher

Die Ergebnisse für das 2022er-Szenario mit Stromspeicher sind in Tabelle 5.4 dargestellt. Da für den Speicher im Modell keine gesonderten Betriebskosten anfallen, sind diese genau wie der Stromverbrauch nicht nochmal aufgeführt. Der Kapitalwert ist bei allen drei Gebäuden leicht geringer als beim Referenzfall ohne Speicher (Tabelle 5.3). Die optimale Speichergröße sinkt mit steigender WE-Anzahl von 7,2 auf 3,5 kWh. Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad werden durch den Speicher erhöht, besonders deutlich sind die Unterschiede beim kleinsten MFH. Hier steigt der Eigenverbrauch um 9 % auf 35 % und der Autarkiegrad um 12 % auf 47 %. Wird die Erneuerung der Akkuzellen des Speichers während der betrachteten 20 Jahre in der Berechnung berücksichtigt (*Reinvest*), erhöhen sich die Investitionskosten. Entsprechend sinken die Kapitalwerte und die

Amortisationszeiten steigen. Beim kleinen MFH mit 6 WE führt dies sogar dazu, dass der Kapitalwert negativ wird.

Tabelle 5.4: Ergebnisse des Referenzfall für 2022 (PV-Anlage mit 25 kWp und opt. Speicher)

	MFH mit 6 WE	MFH mit 10 WE	MFH mit 14 WE
Optimierte Speicherkapazität [kWh]	7,2	4,1	3,5
Investitionskosten [€]	38.351	35.805	35.303
Investitionskosten mit <i>Reinvest</i> [€]	42.471	38.396	37.593
Diskontierte Einnahmen in 20a [€]	56.073	63.938	67.316
Kapitalwert nach 20a [€]	1.206	8.339	8.940
Kapitalwert nach 20a mit <i>Reinvest</i> [€]	-2.913	5.747	6.649
Amortisationszeit [a]	19,4	16,2	16,0
Amortisationszeit mit <i>Reinvest</i> [a]	24,0	18,5	17,9
Eigenverbrauchsquote [%]	35	44	48
Autarkiegrad [%]	47	36	33

Die Ergebnisse zeigen, dass die Integration eines Stromspeichers Auswirkungen auf alle Vergleichsparameter hat. Der geringere Kapitalwert im Vergleich zum Szenario ohne Speicher ergibt sich daraus, dass die zusätzlichen Investitionskosten (ohne sonstige Flexibilitätsausnutzung) nicht durch die zusätzlichen Einnahmen durch Lieferung von Direktstrom ausgeglichen werden und deckt sich mit Literatur, z. B. [34]. Die Erhöhung von Eigenverbrauch und Autarkie sind ein Hauptgrund für die Investition in einen Speicher, somit ist die Steigerung dieser Werte zu erwarten gewesen. Die niedrige optimierte Speicherkapazität bei größeren MFH kann durch den ohnehin steigenden Eigenverbrauch aufgrund des höheren Stromverbrauchs bei gleichbleibender PV-Anlagenkapazität erklärt werden. Somit besteht für einen Stromspeicher bei großen MFH ein geringeres Potenzial zur weiteren Steigerung des Eigenverbrauchs. Die kleiner werdenden Speicherkapazitäten sind der Grund dafür, dass Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad im Vergleich vom 10 WE- zum 14 WE-Gebäude nur noch geringfügig steigen bzw. sinken.

Analog zum Referenzfall ohne Speicher ist in Abbildung 5.2 für die PV-Anlage mit Speicher der Vergleich der Kapitalwerte und Amortisationszeiten in den verschiedenen zeitlichen Szenarien dargestellt. Die blauen Balken entsprechen den Ergebnissen aus Tabelle 5.4 (ohne *Reinvest*). Im Gegensatz zum 2022er-Szenario, bei dem die Kapitalwerte leicht unter denen des Referenzfalls ohne Speicher liegen, sind die 2030er-Kapitalwerte höher als ohne Speicher. Im Szenario „2030 hoch“ erreichen sie bei den beiden großen Gebäuden sogar einen Wert von knapp 20.000 € (im Vergleich zu etwa 12.000 € ohne Speicher).

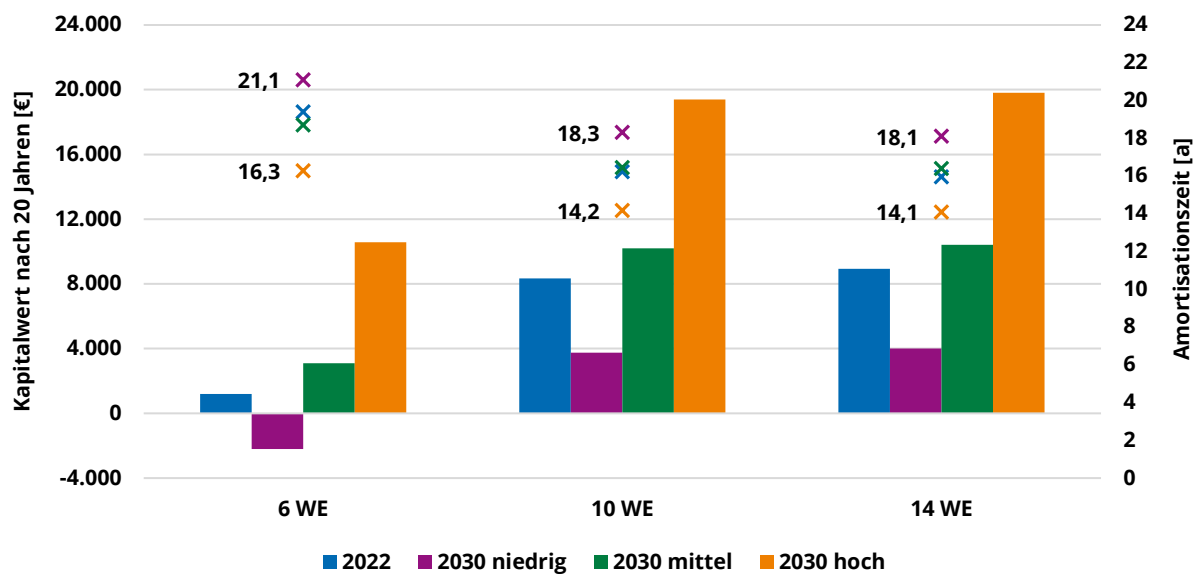


Abbildung 5.2: Kapitalwerte (Balken) und Amortisationszeiten (Kreuze) für Mieterstromprojekte mit PV-Anlage und opt. Stromspeicher im aktuellen und den mittelfristen Szenarien

Abbildung 5.3 zeigt die jeweils zugehörigen optimierten Speicherkapazitäten, Eigenverbrauchsquoten (SCR, lila) und Autarkiegrade (SSR, grün). Im Folgenden werden die 2030er-Szenarien gelegentlich mit n für „niedrig“, m für „mittel“ und h für „hoch“ abgekürzt.

Es ist ein sprunghafter Anstieg bei den Speicherkapazitäten beim Übergang von 2022 zu 2030 zu erkennen. Mit Zunahme von Wohneinheiten sinkt die Speicherkapazität bei den Szenarien 2022 und 2030n und steigt bei 2030m und 2030h bis zur maximalen Speicherkapazität von 25 kWh, die bei 10 und 14 WE erreicht wird. Auffällig ist, dass die Eigenversorgungsquoten bei den beiden größeren Gebäuden über den Autarkiegraden liegen, während es beim kleinen MFH andersherum ist. Grundsätzlich steigen die Eigenversorgungsquoten und Autarkiegrade proportional zur Speicherkapazität.

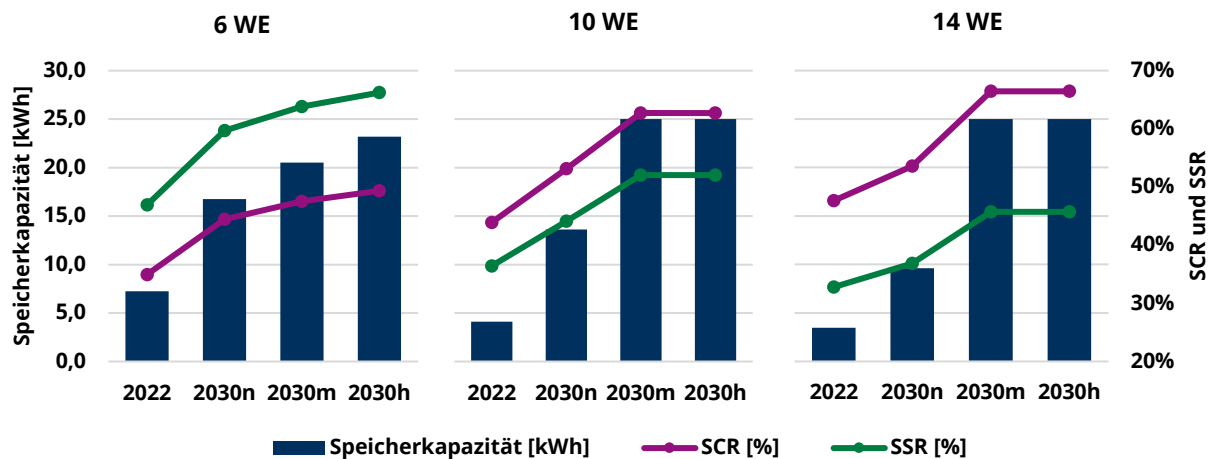


Abbildung 5.3: Speicherkapazitäten, Eigenversorgungs- (SCR) und Autarkiegrade (SSR) für Mieterstromprojekte mit PV-Anlage und Stromspeicher im aktuellen und den mittelfristigen Szenarien

Die hohen optimierten Speicherkapazitäten in 2030 lassen sich mit den angenommenen sinkenden Investitionskosten für Stromspeicher erklären. Größere Speicherkapazitäten sorgen wiederum für einen Anstieg des Eigenverbrauchs und somit zu höheren Einnahmen durch die Direktstromlieferung. Zusammen mit steigenden Strompreisen sorgt dies für die verhältnismäßig hohen Kapitalwerte im Szenario „2030 hoch“.

Aufgrund des höheren Gesamtstromverbrauchs bei den beiden größeren Gebäuden in Verbindung mit großen Speichern kann hier ein großer Teil des erzeugten PV-Stroms direkt verbraucht werden. Dadurch werden verhältnismäßig hohe Eigenversorgungsquoten von bis zu 66 % erreicht. Der höhere Gesamtstromverbrauch führt gleichzeitig dazu, dass er in geringerem Maße durch die konstante erzeugte PV-Strommenge abgedeckt wird. Daher ist der Autarkiegrad geringer als beim kleinen MFH mit geringerem Stromverbrauch.

5.2 Jüngste Gesetzesänderungen

Abschaffung der EEG-Umlage

Um die Folgen der im Juli 2022 abgeschafften EEG-Umlage für das Mieterstromkonzept bewerten zu können, sind in Tabelle 5.5 die wichtigsten wirtschaftlichen Kennwerte für den Referenzfall ohne Speicher und mit Berücksichtigung der EEG-Umlage dargestellt. Im Vergleich zum Referenzfall mit abgeschaffter EEG-Umlage (Tabelle 5.3) fällt der Kapitalwert hier um 1.610 € (6 WE) bis zu 3.153 € (14 WE) geringer aus. Die Amortisationszeit erhöht sich entsprechend.

Tabelle 5.5: Referenzfall für 2022 mit EEG-Umlage (PV-Anlage mit 25 kWp, kein Speicher)

	MFH mit 6 WE	MFH mit 10 WE	MFH mit 14 WE
Diskontierte Einnahmen in 20a [€]	47.793	57.293	60.666
Kapitalwert nach 20a [€]	-209	6.012	6.107
Amortisationszeit [a]	20,1	16,8	16,8

Die Ergebnisse zeigen, dass der Wegfall der EEG-Umlage ein zusätzlicher Anreiz für Mieterstromprojekte ist und im Fall den kleinsten MFH sogar dazu führt, dass der Kapitalwert positiv wird. Die verhältnismäßig geringen Auswirkungen sind damit zu erklären, dass seit der Abschaffung zwar auf der Kostenseite auf den selbst verbrauchten Strom keine Umlage mehr zu zahlen ist, der Strompreis und somit der Mieterstromtarif auf der Einnahmenseite allerdings auf einem niedrigeren Niveau ist als mit der EEG-Umlage.

Geänderte Fördersätze für die Einspeisevergütung durch das „Osterpaket“

In Abbildung 5.4 sind die jährlichen Einnahmen für zwei Anlagengrößen mit Volleinspeisung zu den aktuellen und im ersten Entwurf des „Osterpakets“ geplanten Vergütungssätzen über den Strompreis dargestellt (gestrichelt). Im Vergleich dazu zeigt die Abbildung die Einnahmen derselben Anlagen als Mieterstromprojekte mit Überschusseinspeisung (durchgezogene Geraden). Da die Einspeisevergütung für Überschusseinspeisung nahezu konstant bleiben soll, ist jeweils nur ein Szenario berechnet. Der dargestellte „Mehrwert pro Jahr“ ergibt sich im Fall der Volleinspeisung aus der Einspeisevergütung und bei den Mieterstromprojekten zusätzlich aus den Einnahmen durch Mieterstromtarif (abzgl. der Netzbezugskosten) und Mieterstromzuschlag. Die steigenden Mieterstrom-Geraden zeugen davon, dass Eigenstrom mit Überschusseinspeisung bei steigenden Strompreisen grundsätzlich rentabler wird. Die Einnahmen bei Volleinspeisung sind unabhängig vom Strompreis. Bei den bisherigen Vergütungssätzen liegen die Mieterstrom-Geraden im betrachteten Arbeitspreisbereich und bei beiden Anlagengrößen über der grünen Volleinspeisungs-Geraden. Die reinen Einnahmen von Mieterstrom liegen dementsprechend über denen der Volleinspeisung und bilden in diesem Fall einen Anreiz für die Realisierung von Mieterstromprojekten. Für die Vergütungssätze aus dem „Osterpaket“ schneidet die 6

WE-Gerade (lila) die blau gestrichelte Volleinspeisungs-Gerade bei einer Anlagengröße von 25 kWp und einem Strompreis von etwa 32 ct/kWh. Wird dieser Strompreis unterschritten ist die Volleinspeise-Option die lukrativere. Bei der 40 kWp-Anlage liegen die jährlichen Mehrwerte für Mieterstrom im 6 WE-Gebäude für alle betrachteten Arbeitspreise unter denen der geplanten Volleinspeisung. Beim 10 WE- (türkis) und dem 14 WE-MFH (orange) unterschreiten die Einnahmen von Mieterstrom unterhalb eines Strompreises von 31 bzw. 29 ct/kWh die der Volleinspeisung.

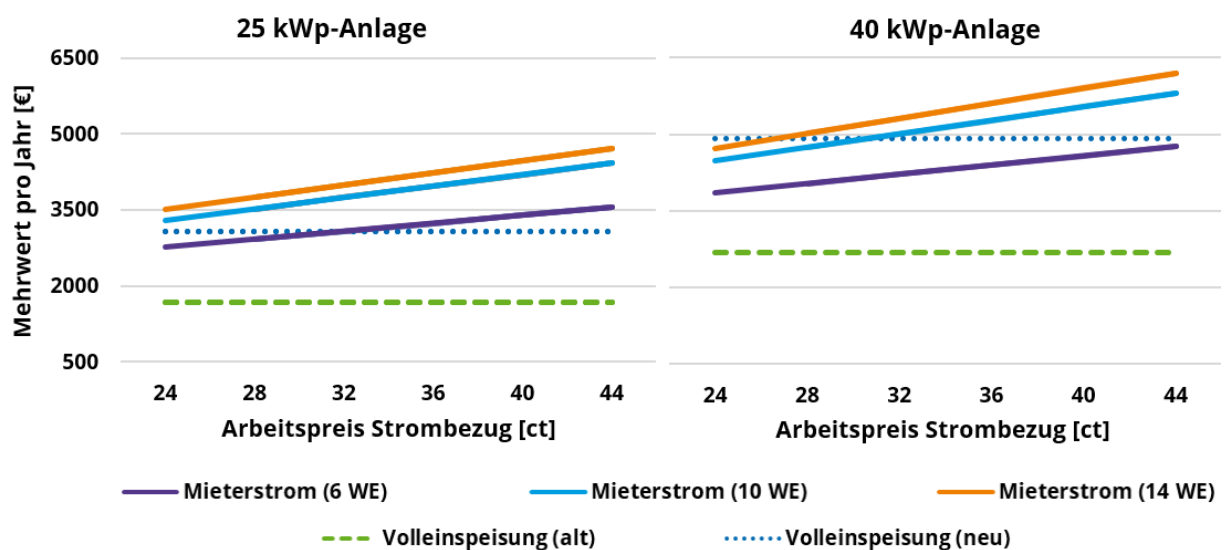


Abbildung 5.4: Auswirkungen der Änderungen des „Osterpaket“-Entwurfs auf die Rentabilität von Mieterstromprojekten im Vergleich zur Volleinspeisung

Die Untersuchung hat gezeigt, dass sich die geplanten Einspeisevergütungssätze negativ auf die Rentabilität von Mieterstromprojekten im Vergleich zur Volleinspeisung auswirken. Je größer die Anlage und je geringer der Strompreis ist, desto deutlicher wird der Effekt. Allerdings handelt es sich hier um eine reine Einnahmegenüberstellung. Bei Entscheidungen für oder gegen ein Mieterstrom- bzw. Volleinspeisungsprojekt müssen in der Realität eine Reihe zusätzlicher Faktoren berücksichtigt werden.

Wenn das Ziel der neuen Bundesregierung ist, Dachflächen möglichst schnell und unbürokratisch mit PV-Anlagen zu befüllen, könnten die geplanten Maßnahmen zielführend sein. Aus Sicht des Mieterstroms und der damit verbundenen Beteiligung von Bürger:innen an der Energiewende findet aber eine deutliche Abwertung statt. Es bleibt abzuwarten, ob Entscheidungsfaktoren wie die ökologische Motivation „grüner Strom vom eigenen Dach“ für die Realisierung von Mieterstromprojekten ausreichen werden oder ob auf größeren Dächern nur noch Volleinspeisung eine Zukunft hat.

5.3 Verbesserte rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen

Die Auswirkungen der in Kapitel 4.2.1 herausgearbeiteten Maßnahmen auf den Kapitalwert sind in Tabelle 5.6 zusammengestellt. Die Förderung der Integrationskosten wirkt sich unmittelbar auf die Investitionskosten und somit auf den Kapitalwert aus. Somit entspricht die Differenz zum Referenzfall genau dem geförderten Betrag von 3.936 €. Eine Anhebung des Mieterstromzuschlags um etwa 2 ct/kWh sorgt beim MFH mit 6 WE und einem Direktstromverbrauch von 6.594 kWh pro Jahr für diskontierte Mehreinnahmen von 2.054 € über 20 Jahre. Den größten Zugewinn beim Kapitalwert kann die Einführung der Bagatellgrenze für die Lieferantenpflichten aus dem EnWG verzeichnen. Hier wurde eine Halbierung der mieterstromspezifischen Betriebskosten angenommen, was im Falle des kleinsten betrachteten MFH eine Einsparung von 350 € pro Jahr und entsprechend 5.738 € über den gesamten Kalkulationszeitraum bedeutet. Der Kapitalwert kommt mit dieser Maßnahme nah an das Niveau der größeren Gebäude aus Tabelle 5.3 heran.

Tabelle 5.6: Kapitalwerte der rechtlichen Einzelmaßnahmen und Differenzen zum Referenzfall für das MFH mit 6 WE in 2022 (PV-Anlage mit 25 kWp, kein Speicher)

Anreizsystem	Kapitalwert nach 20a [€]	Differenz zum Referenzfall [€]
Referenzfall	1.401	-
Förderung Integrationskosten	5.337	3.936
Mieterstromzuschlag 5 ct/kWh	3.455	2.054
Bagatellgrenze	7.139	5.738

Die Förderung der Integrationskosten hat über die Steigerung des Kapitalwerts hinaus eine positive Wirkung, da die Einsparungen unmittelbar durch die Senkung der Investitionskosten zu spüren sind. Bei der Bagatellgrenze sind neben dem eingesparten administrativen Aufwand, der sich im Modell als Kosten berücksichtigen lässt, wegfallende psychische Hemmnisse nicht zu unterschätzen. Eine Anhebung des Mieterstromzuschlags kann durch die vergleichsweise geringe Erhöhung des Kapitalwerts nach 20 Jahren nicht überzeugen. Außerdem drohen die zusätzlichen 130 € pro Jahr bei Gesamteinnahmen von etwa 3.000 € unterzugehen und keinen wirklichen Anreiz zu bewirken.

5.4 Variable Stromtarife

In Tabelle 5.7 sind die Ergebnisse für das 6 WE-MFH mit PV-Anlage und optimiertem Speicher im gegenwärtigen Szenario (2022) mit den vier untersuchten ToU-Tarifen dargestellt. Im Vergleich zu den Ergebnissen des Referenzfalls mit Speicher zeigt sich, dass bei allem ToU-Tarifen die Stromspeicher größer dimensioniert werden und der Kapitalwert höher ist. Beim zwei- und dreistufigen Tarifmodell sorgt die größere Preisspanne von ± 3 ct/kWh dafür, dass der Speicher jeweils um etwa 3 kWh größer ausgelegt wird und der Kapitalwert um 1.249 bzw. 1.462 € steigt. Beim Übergang von zwei auf drei Tarifstufen sinkt die Speicherauslegung und steigt der Kapitalwert jeweils leicht. Bis auf den ersten Fall übersteigen alle ToU-Kapitalwerte den des Referenzfalls ohne Speicher (1.401 €). Analog dazu sinken die Amortisationszeiten in diesen Szenarien leicht. Durch die größeren Speicherkapazitäten liegen alle Eigenverbrauchs- und Autarkiegrade auf einem höheren Niveau als beim Referenzfall mit Speicher (35 bzw. 47 %).

Tabelle 5.7: Ergebnisse für das MFH mit 6 WE bei ToU-Stromtarifen für 2022 (PVA und Speicher)

	HT/NT ± 1 ct/kWh	HT/NT ± 3 ct/kWh	HT/MT/NT ± 1 ct/kWh	HT/MT/NT ± 3 ct/kWh
Optimierte Speicherkapazität [kWh]	12,6	15,8	11,8	14,5
Investitionskosten [€]	42.677	45.324	42.050	44.220
Diskontierte Einnahmen in 20a [€]	60.546	64.442	60.094	63.727
Kapitalwert nach 20a [€]	1.353	2.602	1.529	2.991
Amortisationszeit [a]	19,4	18,9	19,3	18,7
Eigenverbrauchsquote [%]	40	44	40	42
Autarkiegrad [%]	54	59	53	57

Die Ergebnisse zeugen davon, dass durch die Möglichkeit Strom zu Zeiten günstiger Tarife aus dem Netz zu beziehen ein finanzieller Anreiz geschaffen wird, der in einem Zuwachs an Flexibilität in Form von deutlich größeren Speichern resultiert. Größere Speicher führen – wie in der Diskussion vorheriger Untersuchungen bereits erläutert – zu einem erhöhten Direktstromverbrauch und höheren Einnahmen, die in diesem Fall die erhöhten Investitionskosten übersteigen. Für die untersuchten Tarife lässt sich festhalten, dass sich eine Zunahme von Tarifstufen sowie eine größere Preisspanne wirtschaftlich positiv

auswirken. Trotz des finanziellen Anreizes durch variable Stromtarife bewegen sich die betrachteten Kapitalwertsteigerungen beim kleinen MFH in einem sehr begrenzten Umfang und kommen nicht an die Werte für die beiden größeren MFH im Referenzfall mit und ohne Speicher oder die Ergebnisse aus Kapitel 5.3 heran. Bei den MFH mit 10 und 14 WE können ähnliche Auswirkungen beobachtet werden. Im Weiteren wird daher nur das kleinste Gebäude genauer betrachtet.

Für das aktuelle und die mittelfristen Szenarien sind in Abbildung 5.5 wie beim Referenzfall Kapitalwerte und Amortisationszeit für das 6 WE-MFH aufgetragen. Innerhalb der zeitlichen Szenarien (Farben) verhalten sich die Kapitalwerte relativ zueinander identisch. Vergleicht man die zeitlichen Szenarien untereinander mit und ohne variable Stromtarife, liegen wie bei den 2022er-Ergebnissen (blaue Balken bzw. Tabelle 5.7) alle ToU-Kapitalwerte etwas höher als beim Referenzfall mit Speicher.

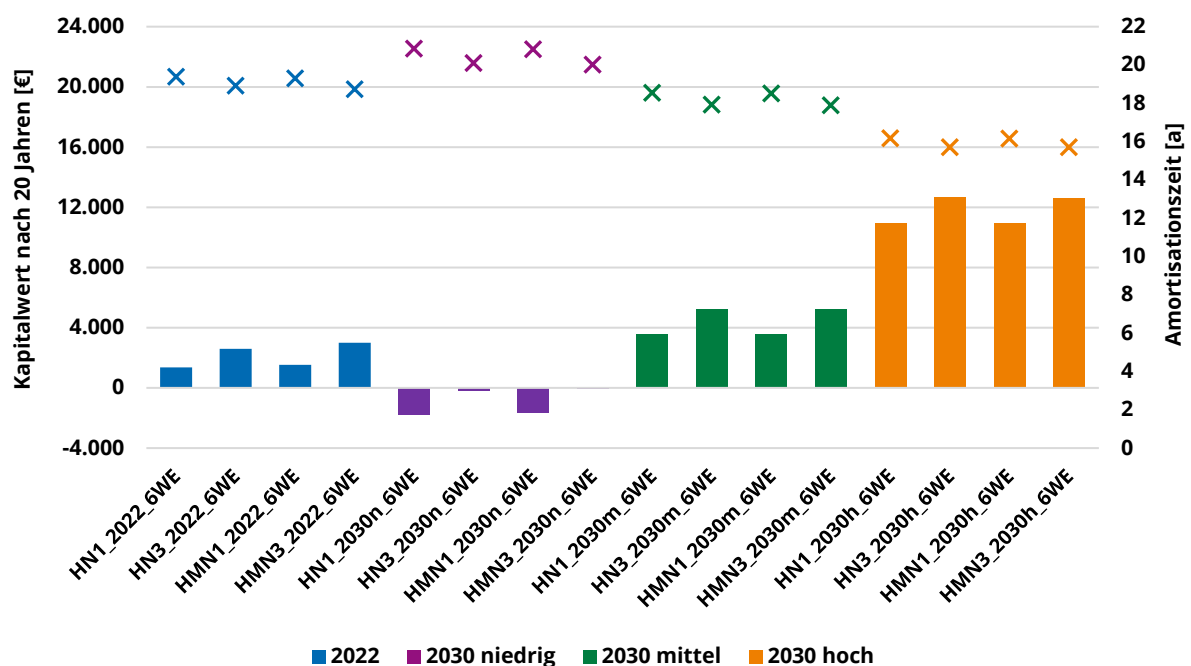


Abbildung 5.5: Kapitalwerte (Balken) und AZ (Kreuze) für das 6 WE-MFH mit PV-Anlage und opt. Speicher bei verschiedenen ToU-Stromtarifen im aktuellen und den mittelfristen Szenarien

Wie die Ergebnisse des Referenzfalls mit Speicher gezeigt haben, bestimmen vor allem die Höhe des Bezugsstrompreises und die Speicher-Investitionskosten die optimierte Speicherkapazität. Wie in Abbildung 5.6 zu sehen ist, steigt die durchschnittliche, optimierte Speichergröße von 2022 auf 2030n stark und innerhalb der 2030er-Szenarien leicht an. Innerhalb der zeitlichen Szenarien haben die HN3-Tarife die größten Kapazitäten, mit steigenden Strompreisen im mittelfristigen Szenario relativieren sich die

Unterschiede und gleichen sich zunehmend an. Auffällig ist, dass beim letzten Strompreisszenario (2030h) die Speichergröße beim HT/MT/NT-Tarif mit der großen im Vergleich zur kleinen Preisspanne sogar leicht sinkt.

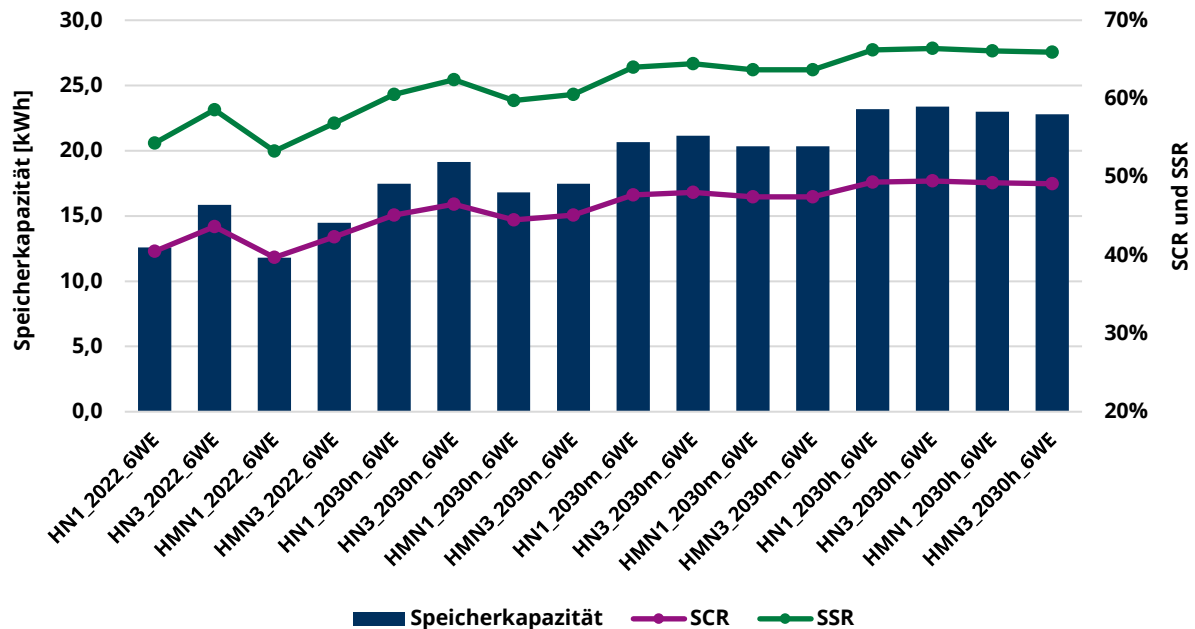


Abbildung 5.6: Optimierte Speicherkapazitäten, Selbstversorgungs- und Autarkierate für das 6 WE-MFH bei verschiedenen ToU-Stromtarifen im aktuellen und den mittelfristen Szenarien

Die Gründe für die verschiedenen Speicherkapazitäten bei den zeitlichen Szenarien wurden bereits diskutiert. Dass die ToU-Tarife mit steigendem Strompreis immer weniger Auswirkung auf die Speicherauslegung haben liegt daran, dass mit absoluten Werten bei der Erhöhung bzw. Verringerung der Netzentgelte gerechnet wurde und diese bei steigenden Preisen relativ betrachtet weniger stark ins Gewicht fallen. Die beschriebene Auffälligkeit beim 2030h-Szenario rührt aus dem gerade beschriebenen relativen Bedeutungsverlust des Direktstromanteils, der in diesem Szenario so weit geht, dass sich sogar mit einer kleinen Reduzierung der Speicherkapazität mehr Einnahmen durch Reststromverkauf und Einspeisevergütung erzielen lassen.

Stromspeicher- und Netznutzung

In Abbildung 5.7 ist ebenfalls am Beispiel des Gebäudes mit 6 Wohneinheiten der über das Jahr gemittelte Verlauf des Stromspeicher-Ladezustands (SOC) in kWh für die vier untersuchten Tarifarten (blau) im Vergleich zum Verlauf beim Referenzfall mit einem nichtvariablen Tarif (grün) dargestellt. Die roten Linien visualisieren die in Kapitel 4.2.2 festgelegten ToU-Stromtarife über den Tagesverlauf.

Ohne variablen Stromtarif wird der Speicher durchschnittlich bis etwa 6:00 Uhr entladen, anschließend bis zur maximalen Kapazität (7,2 kWh) geladen und ab ca. 16:00 Uhr wieder entladen bis zum nächsten Morgen. Bei den blauen Linien sind größere Ausschläge nach oben zu erkennen, was die größeren Speicherkapazitäten durch die variablen Stromtarife mit sich bringen und damit zusammenhängend größere Steigungen. Außerdem sind mehr oder weniger deutliche Knicke immer dann zu sehen, wenn sich der Stromtarif ändert. Sobald der Strompreis sinkt, wird tendenziell geladen. Entladen wird, wenn der Strom wieder teurer wird. Bis 22:00 Uhr wird der Speicher bei den ToU-Fällen im Jahresdurchschnitt nahezu komplett entladen, während er im Referenzfall durchschnittlich nur auf ca. 20 % seiner Kapazität entladen wird.

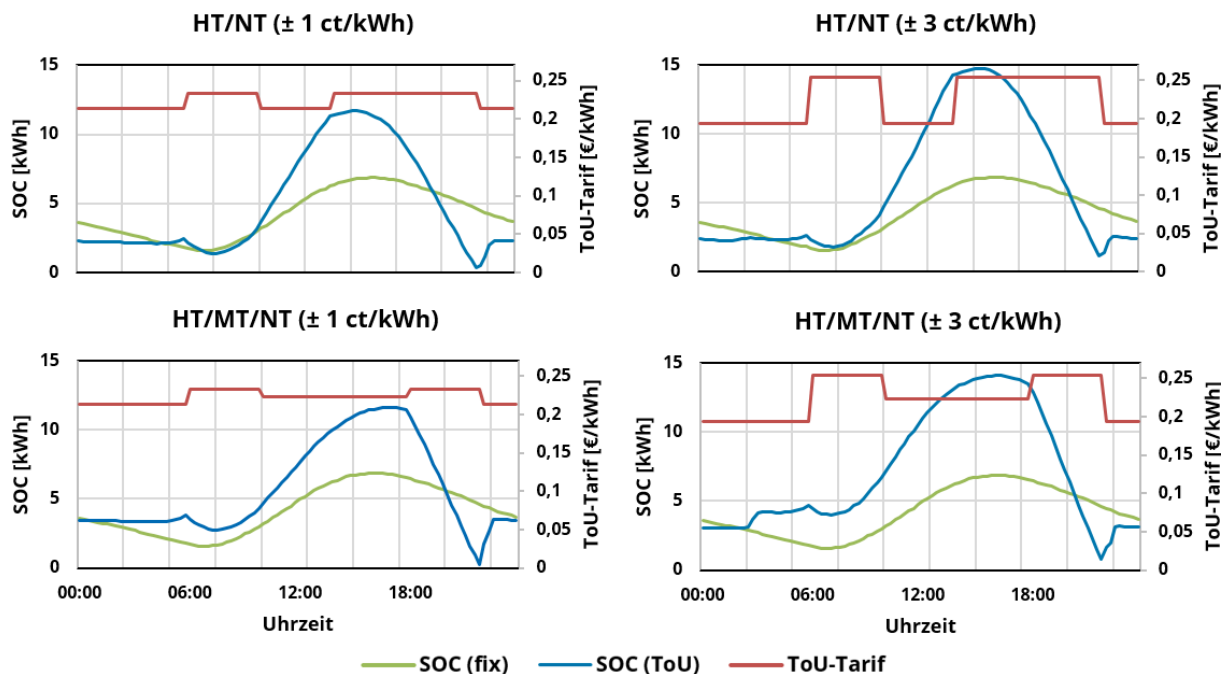


Abbildung 5.7: Jahresgemittelte SOC-Verläufe für das 6 WE-MFH mit PV-Anlage und optimiertem Speicher bei nichtvariablem (grün) und den vier betrachteten ToU-Tarifen (blau)

Der Verlauf der grünen Linien ist durch die PV-Erzeugungsleistung zu erklären. Die Grundrichtung bei den blauen Linien ist dieselbe, allerdings kommen hier noch die Preissignale als richtungsweisender Impuls hinzu. Die Beobachtungen der blauen SOC-Verläufe lassen sich verglichen mit dem Referenzfall als eine deutlich intensivere Speichernutzung zusammenfassen. Dazu kommt noch die deutlich höhere Anzahl an Ladezyklen und die größere Menge an eingespeicherter Energie pro Jahr, was aus Tabelle 5.8 ersichtlich wird. Im Referenzfall findet Energieeinspeicherung nur aus der PV-Anlage

statt, wohingegen bei den Fällen mit variablen Stromtarifen etwa ein Drittel der eingespeicherten Energie pro Jahr aus dem Netz stammt.

Die hohe Beanspruchung der Speicher ist nicht überraschend, schließlich war es Ziel dieses Anreizsystems, die Flexibilität des Speichers so zu nutzen, dass neben der Erhöhung des Eigenverbrauchs die Ausgaben durch Verschiebung des Netzbezugs in günstige Zeiten gesenkt werden können. Dies kommt, wie bereits gezeigt wurde, mit einem leichten wirtschaftlichen Mehrwert einher. Allerdings könnte die intensive Nutzung des Speichers dazu führen, dass die maximale Zyklenzahl erreicht wird und er während des Kalkulationszeitraums ersetzt werden muss. In diesem Fall würden die Mehrkosten die überschaubaren wirtschaftlichen Zugewinne um ein Vielfaches übersteigen (vgl. *Reinvest*-Werte in Tabelle 5.4).

Tabelle 5.8: Kennwerte für die Speichernutzung beim MFH mit 6 WE für 2022

	Referenz- fall	HT/NT ± 1 ct/kWh	HT/NT ± 3 ct/kWh	HT/MT/NT ± 1 ct/kWh	HT/MT/NT ± 3 ct/kWh
Ladezyklen in 20a	6.049	8.578	8.228	8.678	8.314
Eingespeicherte Energie [kWh/a]	2.279	5.616	6.786	5.333	6.268

Dass durch variable Stromtarife ein Anreiz geschaffen wird Netzstrom einzuspeichern, könnte theoretisch zur Entlastung der Netze beitragen. Abbildung 5.8 zeigt, wie ToU-Tarife das Einspeise- (negative Last) und Bezugsverhalten (positive Last) des Systems im Vergleich zum Referenzfall mit Speicher („RefmSp_22_6WE“) verändern. Während der durchschnittliche Netzbezug im Referenzfall (orange, oberhalb der x-Achse) relativ gleichmäßig und mit leichten Erhebungen bis maximal 4 kW in den Abendstunden verläuft (werktags zusätzlich ein kleiner Peak gegen 6:00 Uhr), sind bei den dargestellten ToU-Tarifen (grün und blau) mehrere kleine und große Ausschläge zu verzeichnen. Besonders stark ist der Netzbezug gegen 22:00 Uhr mit bis zu 8 kW. Im Gegensatz zum Referenzfall wird mittags Strom aus dem Netz bezogen. In den Abendstunden wird der Netzbezug durch die variablen Tarife deutlich reduziert. Die Netzeinspeisung (unterhalb der x-Achse) ist bei den variablen Tarifen grundsätzlich auf einem niedrigeren Niveau, dafür mit mehr Schwankungen behaftet.

Die bisherigen Erkenntnisse werden durch die Werte in Tabelle 5.9 bestätigt, die das Netzverhalten der untersuchten Szenarien quantifizieren. Die Gesamtmengen von

bezogenem und eingespeistem Strom liegen bei allen variablen Tarifen unter denen des Referenzfalls. Während die maximale Einspeiseleistung durch die 70 %-Regelung (vgl. Kapitel 3.2.1) gedeckelt ist und in allen Fällen bei 17,5 kW liegt, verdoppelt sich der Wert für die Peaks beim Netzbezug im Vergleich zum Referenzfall.

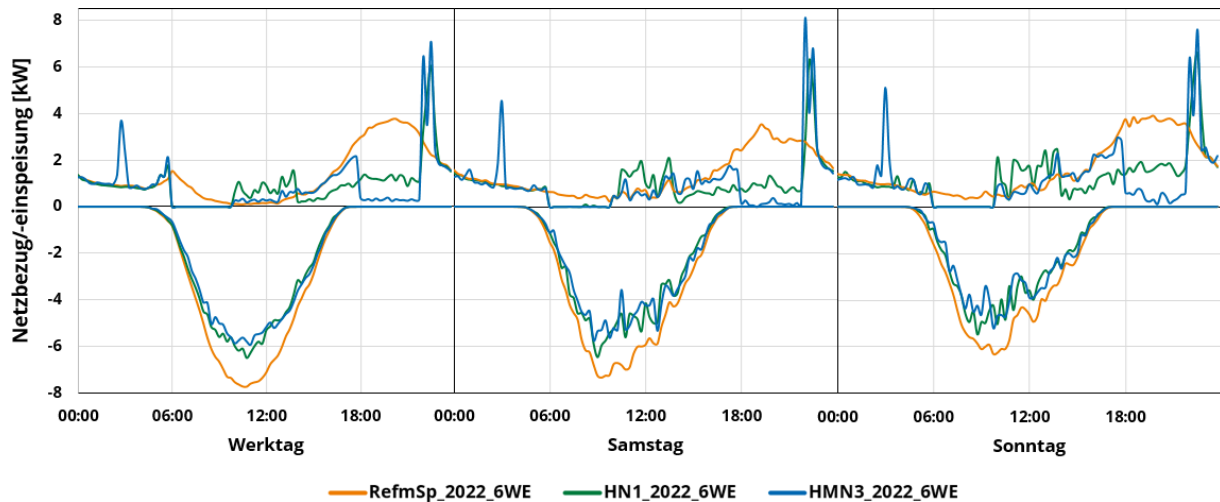


Abbildung 5.8: Netzverhalten des MFH mit 6 WE bei fixen und variablen Stromtarifen

Ohne genaueres Wissen über die Gegebenheiten des Netzgebiets, in dem sich das Mehrfamilienhaus befindet, lässt sich nicht mit Sicherheit sagen, welche Auswirkungen die beobachteten Phänomene haben. Grundsätzlich scheint es denkbar, dass die geringeren Bezugs- und Einspeisemengen und die Verschiebung des Netzbezugs aus den Abend- in die Mittagsstunden positive Auswirkungen auf das Netz haben. Letzteres wird zusammen mit der verringerten Einspeisung vor allem dann relevant, wenn durch die fortschreitende Energiewende in den Mittagsstunden von anderen Anlagen viel PV-Strom in die Netze eingespeist wird. Die hohen Peaks beim Netzbezug sind sicher nicht netzdienlich. Um diesen Effekt abzufedern, wären zeitlich versetzte Preissignale in den einzelnen Wohneinheiten bzw. bei verschiedenen Gebäuden empfehlenswert.

Tabelle 5.9: Kennwerte für das Netzverhalten beim MFH mit 6 WE für 2022

	Referenz- fall	HT/NT ± 1 ct/kWh	HT/NT ± 3 ct/kWh	HT/MT/NT ± 1 ct/kWh	HT/MT/NT ± 3 ct/kWh
Netzbezug [kWh/a]	9.937	8.624	7.846	8.817	8.161
Maximaler Netzbezug [kW]	14,8	34,9	34,9	34,6	34,2
Einspeisung [kWh/a]	16.253	14.810	13.986	15.014	14.322
Maximale Einspeisung [kW]	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5

5.5 Zusätzliche variable Lasten

5.5.1 Elektromobilität

Tabelle 5.10 fasst die wesentlichen Ergebnisse der Integration einer variierenden Zahl von E-Autos in das Energiesystem der Mehrfamilienhäuser zusammen. Vergleicht man die ersten drei Szenarien (mit jeweils drei E-Autos) mit dem Referenzfall, sind deutliche Steigerungen der Kapitalwerte um jeweils etwa 9.000 € und entsprechend geringere Amortisationszeiten zu erkennen. Die optimierten Speichergrößen haben sich mehr als halbiert. Die Elektromobilitäts-Szenarien zeichnen sich trotz kleiner Speicher durch hohe Eigenverbrauchsquoten aus. Die Autarkiegrade sind auf einem ähnlichen Niveau wie beim Referenzfall mit Speicher. Durch den Einbezug von fünf E-Autos beim 10 WE-MFH kann der Kapitalwert auf 24.313 €, mit sieben E-Autos beim 14 WE-MFH nur noch leicht auf 24.750 € erhöht werden.

Tabelle 5.10: Ergebnisse der Elektromobilitätsszenarien für 2022

	6 WE 3 Autos	10 WE 3 Autos	14 WE 3 Autos	10 WE 5 Autos	14 WE 7 Autos
Stromverbrauch inkl. Laden [kWh/a]	26.287	37.842	44.077	45.946	56.381
Optimierte Speicherkapazität [kWh]	2,5	2,2	1,7	1,0	0,5
Investitionskosten [€]	41.987	41.732	41.394	45.830	50.398
Diskontierte Lade- Einnahmen in 20a [€]	22.662	21.500	20.724	38.485	45.100
Diskontierte sonstige Einnahmen¹⁷ in 20a [€]	46.247	56.786	60.541	51.453	56.381
Kapitalwert nach 20a [€]	10.405	16.759	16.798	24.313	24.750
Amortisationszeit [a]	16,0	14,3	14,2	13,1	13,4
Eigenverbrauchsquote [%]	51	62	65	76	85
Autarkiegrad [%]	48	41	37	41	38

Da die E-Autos während ihrer Standzeiten tagsüber mit der Wallbox verbunden sind, führt das zu einem steigenden Eigenverbrauch, da Strom aus der PV-Anlage direkt zum Laden verwendet werden kann. Die hohen Eigenverbrauchsquoten sorgen zum einen dafür,

¹⁷ Einnahmen aus Direkt- und Reststromlieferung, Mieterstromzuschlag und Einspeisevergütung

dass mehr Direktstrom verkauft werden kann und die Einnahmen zunehmen. Zum anderen verursachen sie die geringen Speicherkapazitäten, da sich eine Investition in größere Stromspeicher, um noch mehr Eigenstrom verbrauchen zu können, vergleichsweise weniger lohnt. In [69] wird gezeigt, dass sich größere Speicher nur dann rentieren, wenn die Autos vorwiegend in den Abendstunden geladen werden. Dies ist im hier betrachteten Beispiel nicht der Fall, da z. T. ein Zweitwagen einer Familie vorhanden ist. Im Verhältnis zur mäßigen Investitionskostenerhöhung durch die Wallboxen überwiegen die Mehreinnahmen deutlich und der Kapitalwert kann sich folglich durch Elektromobilität steigern lassen. Dass sich die Integration weiterer Autos wirtschaftlich immer weniger lohnt liegt daran, dass die Stromerzeugung der PV-Anlage limitiert ist und wie an anderer Stelle erläutert ein signifikanter Mehrwert nur durch die Lieferung von Strom direkt vom Dach zu den Verbrauchern entsteht. In der Realität kann die Integration von Elektromobilität zu Steigerung des administrativen Aufwands beispielsweise durch die Abrechnung der Ladeenergie führen, welcher hier noch nicht eingepreist ist.

5.5.2 Wärmeversorgung

Die Ergebnisse in Tabelle 5.11 zeigen, dass der Kapitalwert durch die Wärmeversorgung im aktuellen Szenario deutlich gesteigert werden kann. Für das kleinste Mehrfamilienhaus liegt er 13.563 € über dem Referenzfall mit Speicher. Für das größte MFH liegt er etwa 10.000 € über dem Kapitalwert für das mittlere MFH, während diese Werte im Referenzfall in etwa gleich waren. Gleichzeitig steigen die Investitionskosten durch Wärmepumpe, -speicher und Heizstab stark an und liegen auf einem zwei- bis dreifach höheren Niveau als bei der Variante ohne Wärmeversorgung. Im Vergleich zum Referenzfall sind die optimierten Stromspeicherkapazitäten und die Autarkiegrade sehr niedrig, die Eigenverbrauchsquote wird bis auf 67 % beim MFW mit 14 WE gesteigert.

Die hohen Kapitalwerte trotz hoher Investitionskosten lassen sich durch die hohen Margen bei der Wärmelieferung erklären und decken sich mit Ergebnissen aus der Literatur [35]. Eine eingesetzte Kilowattstunde Strom kostet im Fall von Netzbezug etwa 15 ct, aus der PV-Anlage sogar noch weniger. Mit einer Jahresarbeitszahl von 4,6 erzeugt die im Modell eingesetzte Wärmepumpe aus jeder Strom-kWh 4,6 kWh Wärme. Da jede Wärme-kWh 6,7 ct einbringt, stehen bei jeder Strom-kWh den 15 ct Kosten Einnahmen in Höhe von 30,8 ct gegenüber.

Tabelle 5.11: Ergebnisse mit Wärmeversorgung für 2022

	MFH mit 6 WE	MFH mit 10 WE	MFH mit 14 WE
Stromverbrauch inkl. WP und HS [kWh/a]	35.540	58.440	75.725
Wärmeenergie Heizung [kWh_{th}/a]	69.187	115.312	161.437
Wärmeenergie TWW [kWh_{th}/a]	8.500	14.946	20.170
Optimierte Stromspeicher- kapazität [kWh]	1,0	0,8	0,5
Investitionskosten [€]	70.345	91.197	111.531
Diskontierte Einnahmen durch WVS in 20a [€]	53.125	86.021	117.284
Diskontierte sonstige Einnahmen¹⁸ in 20a [€]	48.505	55.611	58.309
Kapitalwert nach 20a [€]	14.769	33.093	43.840
Amortisationszeit [a]	16,5	14,7	14,4
Eigenverbrauchsquote [%]	43	60	67
Autarkiegrad [%]	30	26	22

Die hohen Einnahmen sorgen in Verbindung damit, dass im Gegensatz zur limitierten PV-Anlage die Wärmepumpe keine Maximalgröße hat, für die deutliche Steigerung der Kapitalwert zwischen 10 und 14 WE. Weil mit der Wärmeversorgung zusätzliche Speicherkapazitäten in das System integriert werden, wird der Stromspeicher fast nicht mehr benötigt und fällt sehr klein aus. Der geringere Autarkiegrad deckt sich mit Literaturangaben, wo er mit der erhöhten Stromnachfrage der Wärmepumpe im Winter bei gleichzeitig weniger PV-Stromerzeugung erklärt wird [69]. Der Anteil des Stroms aus der PV-Anlage, der für die Wärmeerzeugung genutzt wird, sinkt von 22 % beim kleinsten bis auf 14 % beim größten MFH.

Da beim Modell für die Wärmeversorgung besonders viele Annahmen getroffen werden mussten und einige Faktoren wie z. B. ein zusätzlicher Verwaltungsaufwand nicht mit eingepreist wurden, sind die berechneten Kapitalwerte nur bedingt aussagekräftig. Außerdem können die hohen Investitionskosten und die Eignung des Hauses für eine

¹⁸ s. Tabelle 5.10

Versorgung mit Wärmepumpe entscheidende Hürden darstellen. Da es sich bei den errechneten Nennleistungen der Wärmepumpen nicht um Standardgrößen handelt, ist hier mit höheren tatsächlichen Investitionskosten zu rechnen.

Grundsätzlich lässt sich aber eine positive wirtschaftliche Auswirkung bei der Einbindung von Wärmeversorgung in das System erkennen. Die zuletzt stark gestiegenen Gaspreise fungieren als weiterer Anreiz für Investitionen in eine von fossilen Energieträgern unabhängige Wärmeversorgung. Der angenommene Wärmepreis von 6,7 ct/kWh_{th} lässt einen kleinen Spielraum für eine günstigere Belieferung der Mieter:innen. Allerdings sorgen hierbei schon 0,1 ct/kWh_{th} weniger beim 6 WE-MFH für eine Senkung des Kapitalwerts um 1.274 €.

5.6 Grenzen der Arbeit

Aufgrund des sehr detailgetreuen Optimierungsmodells mussten in Kapitel 3 viele Annahmen getroffen werden, die auf zahlreichen verschiedenen Quellen von unterschiedlichen Autor:innen und aus unterschiedlichen Jahren basieren. Jede dieser Annahmen ist von einer gewissen Unsicherheit geprägt und hat mehr oder weniger starke Auswirkungen auf die Ergebnisse. Besonders deutlich wird das an der Wahl der Strom- und Wärmepreise oder der grundsätzlichen Eignung der Mehrfamilienhäuser für eine Wärmeversorgung mit Wärmepumpe.

Durch die Abschaffung der EEG-Umlage und das „Osterpaket“ haben sich die rechtlichen Rahmenbedingungen von Mieterstrom im Laufe der Bearbeitungszeit gleich mehrfach geändert. Dies zeigt eindrücklich, dass die (absoluten) Ergebnisse dieser Arbeit in Form von z. B. Kapitalwerten oder optimierten Speicherkapazitäten lediglich als Momentaufnahme interpretiert werden können und grundsätzliche Tendenzen bei der Variation von Inputparametern oder Hinzunahme von Anlagenbestandteilen zeigen. Dazu kommt, dass Mieterstromprojekte in hohem Maße einzelfallabhängig sind und eine Generalisierung deswegen besonders schwierig ist.

Die Annahme der weiter sinkenden Einspeisevergütung scheint sich durch das mittlerweile beschlossene „Osterpaket“ (vorerst) nicht zu bewahrheiten. Außerdem steigen aktuell die PV-Systemkosten aufgrund der hohen Nachfrage in Folge des Ukraine-Kriegs und der EEG-Änderungen. Zudem kommen hohe Rohstoffpreise [70].

Gleichzeitig wurden aus Zeitgründen einige Einschränkungen bei der Analyse vorgenommen. So hätten die Untersuchungen beispielsweise mit verschiedenen aggregierten (oder im besten Fall real gemessenen) Lastprofilen pro Mehrfamilienhaus, variierenden maximalen Dachflächen oder Fahrprofilen der E-Autos interessante Ergebnisse liefern können.

Im genutzten Optimierungsmodell wird mit einer perfekten Prognose gerechnet. Der Optimierer „weiß“ im Gegensatz zur Realität vorher, wann im Tages- bzw. Jahresverlauf die PV-Einspeisung wie hoch sein wird und kann beispielsweise die Einspeicherung von Strom entsprechend vornehmen.

Zuletzt sei an dieser Stelle erwähnt, dass es mit einem quantitativen Optimierungsmodell nicht möglich ist psychologische Faktoren bei Investitionsentscheidungen abzubilden, selbst wenn diese in der Realität den Ausschlag geben würde.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Im Laufe dieser Arbeit wurde das Mieterstromkonzept und dessen Potenziale als ein Beitrag zur Energiewende in Deutschland und zur Erreichung der Pariser Klimaziele betrachtet. Es wurden die theoretischen Grundlagen und Rahmenbedingungen von Mieterstrom erläutert und Hemmnisse beim derzeitigen staatlichen Förderrahmen für PV-Eigenstrom auf Mehrfamilienhäusern aufgezeigt. Auf die Entwicklung eigener Anreizsysteme folgte die Analyse mit einem Modell zur Einsatz- und Investitionsoptimierung. Alle untersuchten Anreize führen im Vergleich zum Referenzfall in unterschiedlicher Ausprägung zu einem wirtschaftlicheren Betrieb über 20 Jahre und haben das Potenzial den Ausbau von Mieterstromprojekten und somit die Nutzung der Dachflächen von Mehrfamilienhäusern für Photovoltaik zu beschleunigen.

Bei der Betrachtung der zukünftigen Entwicklungspfade konnte gezeigt werden, dass sich steigende Strompreise in Verbindung mit sinkenden Stromspeicher-Investitionskosten positiv auf die Wirtschaftlichkeit von Mieterstromprojekten auswirken und gleichzeitig Speicherkapazitäten, Eigenversorgungs- und Autarkiegrade steigen.

Während sich die Abschaffung der EEG-Umlage als ein Anreiz für Mieterstromprojekte herausgestellt hat, sorgt die Änderung der Einspeisevergütungssätze aus dem „Osterpaket“-Entwurf für eine Abwertung im Vergleich zur Volleinspeisung.

Die größten Kapitalwertsteigerungen konnten mit der Hinzunahme von variablen Lasten erreicht werden. Hierbei ist die Wärmeversorgung der Mehrfamilienhäuser mit einer Wärmepumpen-Speicher-Kombination am lukrativsten, allerdings sind hohe Investitionskosten und größere Unsicherheiten bei den Ergebnissen zu beachten. Eine vergleichsweise geringe Investition in Wallboxen zum Laden von Elektroautos steigert den Kapitalwert ebenfalls deutlich und führt bei großen MFH in Verbindung mit vielen E-Autos zu den höchsten Eigenverbrauchsquoten und niedrigsten Amortisationszeiten, die bei allen untersuchten Anreizsystemen beobachtet werden konnten.

Ohne Vergrößerung des Energiesystems ist die Einführung einer Bagatellgrenze bei den Stromlieferantenpflichten eine vielversprechende Möglichkeit, um die Wirtschaftlichkeit kleinerer Mieterstromprojekten zu fördern und gleichzeitig psychologische Hürden abzubauen. Die finanzielle Förderung eines Teils der vergleichsweise hohen

Investitionskosten bei kleinen Projekten erzielte ebenfalls gute Ergebnisse und könnte den entscheidenden Anstoß zu einer Investition geben. Die untersuchte Erhöhung des Mieterstromzuschlags konnte im Vergleich zu den anderen staatlichen Maßnahmen nicht überzeugen. Trotzdem hebt sie ebenfalls den Kapitalwert und wäre für das Konzept Mieterstrom eine Verbesserung im Vergleich zur aktuellen Situation.

Variable Stromtarife in der Form, wie sie in dieser Arbeit modelliert wurden, können den Kapitalwert der Investitionen in ein PV-Eigenstromsystem mit Stromspeicher nur leicht steigern. Weiterhin führen sie zu hohen Speicherkapazitäten und zu den höchsten beobachteten Autarkiegraden im gegenwärtigen Szenario. Mit Blick auf das Stromnetz verringern sich zwar in der Summe Netzbezug und -einspeisung, durch identische Preissignale für alle Wohneinheiten treten aber hohe Lastspitzen auf. Während der Stromspeicher bei den variablen Stromtarifen essenziell ist, stellt er sich bei Elektromobilität und Wärmeversorgung aufgrund von anderen Speichermöglichkeiten als verzichtbar heraus.

Weiterer Forschungsbedarf

Da im Rahmen dieser Arbeit nicht alle rechtlichen Verbesserungsvorschläge in Bezug auf Mieterstrom (quantitativ) untersucht werden konnten, besteht dort weiterer Forschungsbedarf. Die bereits betrachteten Maßnahmen könnten weiter variiert werden. Der Einbezug einer (verhaltens-)psychologischen Perspektive und eine qualitative Analyse könnte sinnvoll sein.

Eine spannende Aufgabe wäre die Weiterentwicklung des Anreizsystems mit variablen Stromtarifen, welches grundsätzlich relativ kurzfristig umgesetzt werden könnte. Das weiterentwickelte System sollte einerseits einen höheren wirtschaftlichen Mehrwert bieten und andererseits für eine tatsächliche Netzentlastung sorgen. Denkbar sind hier Tarifzonen, die sich von Tag zu Tag unterscheiden und sich beispielsweise am realen Netzverhalten oder an den Spotmarktpreisen orientieren. Ein beispielhaftes Vorgehen für die Entwicklung realitätsnäherer ToU-Tarife mit vier Ebenen findet sich in [71]. Außerdem könnte ein Preis für Spitzenlasten eingeführt werden.

Interessant wäre eine Untersuchung, welchen Effekt eine Lastverschiebung des MFH durch ein verändertes Verhalten der Verbraucher:innen (statt mithilfe eines

Stromspeichers) in Bezug auf Mieterstromsysteme haben würde und wie man die entsprechende Verhaltensänderung anreizen könnte.

Die Kombination verschiedener Anreizsysteme könnte noch bessere Ergebnisse bewirken. Sollte beispielsweise für die Wärmepumpe sowieso ein zweiter Zähler vorhanden sein, könnte §14a EnWG mit den vergünstigten Netzentgelten ebenfalls bei Wallboxen zum Einsatz kommen. Eine weitere spannende Kombination wäre ein variabler Stromtarif in Verbindung mit zusätzlicher Flexibilität durch Elektromobilität oder Wärmeversorgung. Die Ausweitung der Stromversorgung auf benachbarte Gebäude im Sinne eines Quartiers könnte sich wirtschaftlich vorteilhaft und netzdienlich erweisen. Netzdienstleistungen, wie beispielsweise die Bereitstellung von negativer Regelleistung würden für weitere finanziellen Anreize sorgen.

Klimaschutzmaßnahmen mit Mehrfamilienhäusern

Im Sinne des Klimaschutzes ist es im Hinblick auf Mehrfamilienhäuser essenziell, kurzfristig alle nutzbaren Dachflächen für Photovoltaik (oder Solarthermie) zu verwenden. Dabei ist zunächst zweitrangig, ob diese Anlagen voll- oder teileinspeisen. Wird der soziale Aspekt bei staatlichen Klimaschutzmaßnahmen mitgedacht, bleibt die ursprüngliche Motivation bei der Einführung des Mieterstromgesetzes – Mieter:innen an der Energiewende finanziell zu beteiligen (und so die Akzeptanz für PV-Anlagen zu steigern) – nicht zuletzt aufgrund der großen Anzahl an Mietwohnungen weiterhin aktuell. Sollte der politische Fokus in den kommenden Jahren auf der schnellen Realisierung von Volleinspeiseanlagen liegen, könnte dieses Ziel alternativ durch eine bspw. an die Auszahlung der Einspeisevergütung gekoppelte finanzielle Beteiligung der Hausbewohner:innen zu erreichen sein. Welcher Weg auch gegangen wird – maßgeblich für die Umsetzung von PV-Anlagen ist ein sicherer rechtlicher Rahmen, mit dem sich langfristig planen lässt.

Im Hinblick auf die Optimierungsergebnisse in dieser Arbeit sei gesagt, dass sich das wirtschaftliche Potenzial der Integration von E-Autos und Wärmepumpen erst mittel- bis langfristig entfalten wird. In den nächsten Jahren wird es noch nicht so viele E-Autos geben, dass dieses Anreizsystem bei einer ausreichend großen Anzahl von Mehrfamilienhäusern zum Einsatz kommen könnte. Außerdem ist es fraglich, ob mit einer 1:1-Substitution von Verbrenner- durch E-Autos andere drängende Probleme wie die

nötigen Energieeinsparungen oder der Platzmangel in Städten angegangen werden können. Die strombasierte Wärmeversorgung ist aktuell im Neubau von Mehrfamilienhäusern eine realistische Option. Bei Bestandsgebäuden wird es aber wahrscheinlich dauern, bis diese flächendeckend mit Wärmepumpen ausgestattet sind. Da beim Klimaschutz die Zeit drängt, braucht es Anreize aus der Politik, die ihre Wirkung sofort entfalten. Hier sei neben den gesammelten und zum Teil genauer analysierten Einzelmaßnahmen aus Kapitel 4.2.1 dieser Arbeit die PV-Pflicht genannt, wie sie beispielsweise vom Umweltbundesamt vorgeschlagen wird [72].

Literaturverzeichnis

- [1] UNO-Flüchtlingshilfe. Fluchtursache Klimawandel. <https://www.uno-fluechtlingshilfe.de/informieren/fluchtursachen/klimawandel> (Zuletzt geprüft am 15.07.2022).
- [2] Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung. Dürremonitor Deutschland. <https://www.ufz.de/index.php?de=37937> (Zuletzt geprüft am 15.07.2022).
- [3] European Commission. JRC report on forest fires: climate change is more noticeable every year (29.10.2021). https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news/jrc-report-forest-fires-climate-change-more-noticeable-every-year-2021-10-29_en (Zuletzt geprüft am 15.07.2022).
- [4] tagesschau. Klimawandel und Unwettergefahr: Manche Flächen sind nicht mehr besiedelbar (13.07.2022). <https://www.tagesschau.de/inland/gesellschaft/klimawandel-deutschland-unbewohnbar-101.html> (Zuletzt geprüft am 15.07.2022).
- [5] D. Ritter, D. Bauknecht, S. Krieger. Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen: Eine differenzierte Betrachtung von Volleinspeise- und Eigenverbrauchsanlagen. Umweltbundesamt (Hrsg.). 2021.
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Abkommen von Paris. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-abkommen-von-paris.html> (Zuletzt geprüft am 15.07.2022).
- [7] J. Bergner, J. Weniger, B. Siegel et al. Deckelstudie: Ausbaubremse Photovoltaik-Zubaudeckel: Geht der Photovoltaik aufgrund des atmenden Zubaudeckels die Puste aus? Version 1.0. HTW Berlin. 2020.
- [8] H. Wirth. Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer ISE. 2021.
- [9] Photovoltaikforum, Kanzlei von Bredow Valentin Herz. Kurzanalyse der Markthemmnisse für den beschleunigten Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen. Klima-Allianz Deutschland. 2021.
- [10] H. Will, F. Zuber. Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom. 2. aktualisierte Auflage. PV Financing Project. Bundesverband Solarwirtschaft (Hrsg.). 2017.
- [11] U. Leprich, W. Neumann. Zur Rolle des Mieterstroms in Energiesystemen der Zukunft, in: I. Behr, M. Großklos (Hrsg.), Praxishandbuch Mieterstrom, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2017, S. 15–27.
- [12] deutschland.de. Wie Deutschland wohnt (24.03.2021). <https://www.deutschland.de/de/topic/leben/lifestyle-kulinarik/wie-deutschland-wohnt> (Zuletzt geprüft am 15.07.2022).
- [13] Bundesanzeiger. Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes: Beschluss des Bundestags vom 17. Juli 2017.
- [14] BMWi. Mieterstrombericht nach § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 2019.
- [15] ZSW. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz: Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie, Teilbericht Mieterstrom. Erstellt im Auftrag des BMWi. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Stuttgart. 2019.
- [16] I. Behr, M. Großklos (Hrsg.). Praxishandbuch Mieterstrom, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2017.

- [17] BH&W, Prognos. Mieterstrom: Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM). Erstellt im Auftrag des BMWi, Berlin. 2017.
- [18] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Zypries: "Mit der Förderung von Mieterstrom bringen wir die Energiewende in die Städte und beteiligen die Mieter an der Energiewende". Pressemitteilung vom 26.04.2017. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20170426-zypries-mit-der-foerderung-von-mieterstrom-bringen-wir-die-energie-wende-in-die-staedte-und-beteiligen-die-mieter-an-der-energie-wende.html> (Zuletzt geprüft am 14.07.2022).
- [19] J. Hanusch. Direktvermarktung von dezentral erzeugtem Strom mit dem Konzept Mieterstrom. RITTERWALD Unternehmensberatung GmbH, Berlin. 2018.
- [20] M. Linnemann. Energiewirtschaft für (Quer-)Einsteiger, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden. 2021.
- [21] Bundesnetzagentur. Veröffentlichung von EEG-Registerdaten: Fördersätze für Solaranlagen und Mieterstromzuschlag (05.05.2022). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/start.html (Zuletzt geprüft am 05.05.2022).
- [22] Bundesnetzagentur. Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEG-Förderung; Version 1.1. 2020.
- [23] Nadine Kämpel. Mieterstrommodell - So funktioniert das System (14.07.2021). <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/foerderung-finanzierung/mieterstrommodell/> (Zuletzt geprüft am 20.10.2021).
- [24] A. Ziegler. Dezentrale Energiewende in der Wohnungswirtschaft? Kein Problem mit dem richtigen Mieterstrommodell! (20.10.2021). <https://partner.mvv.de/blog/dezentrale-energie-wende-in-der-wohnungswirtschaft-kein-problem-mit-dem-richtigen-mieterstrommodell> (Zuletzt geprüft am 20.10.2021).
- [25] SolarZentrum Berlin. Solarer Mieterstrom: Fragen und Antworten. Ein Ratgeber für Mieter*innen, Vermieter*innen, Wohnungsbaugesellschaften und Wohnungseigentümergeinschaften, Berlin. 2021.
- [26] Bundesnetzagentur. Mieterstromzuschlag. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/EEGAufsicht/Mieterstrom/start.html (Zuletzt geprüft am 23.02.2022).
- [27] L. Conrads, J. Klamka. EEG 2021: Die wichtigsten Änderungen (08.07.2021). <https://www.energieagentur.nrw/blogs/erneuerbare/beitraege/windenergie/fachbeitrag-eeg-2021-die-wichtigsten-aenderungen/> (Zuletzt geprüft am 22.11.2021).
- [28] M. Knoop, M. Littwin, M. Kesting et al. Modell zur ökonomischen und ökologischen Bewertung von Gebäudeversorgungsverfahren im Rahmen des Mieterstromgesetzes. Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH); Hochschule Hannover. 2018.
- [29] Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft. VBEW-Messkonzepte: Messkonzepte und Abrechnungshinweise für Erzeugungsanlagen. 2019.
- [30] H. Hirth. Grundzüge der Finanzierung und Investition. 4. Auflage, De Gruyter Oldenbourg, Berlin, Boston. 2017.
- [31] Fraunhofer ISE. Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg. 2021.

- [32] P. Konstantin. Praxisbuch Energiewirtschaft, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg. 2017.
- [33] V. Quaschnig. Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation. 9., aktualisierte und erw. Aufl., Hanser, München. 2015.
- [34] J. Bergner, V. Quaschnig. Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer. Kurzstudie, Version 1.2. HTW Berlin. 2019.
- [35] M. Großklos, I. Behr, D. Paschka. Möglichkeiten der Wohnungswirtschaft zum Einstieg in die Erzeugung und Vermarktung elektrischer Energie: Abschlussbericht, Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart. 2016.
- [36] B. Flieger, U. Schachtschneider, H. Wolter et al. Zukunftsfeld Mieterstrommodelle: Potentiale von Mieterstrom in Deutschland mit einem Fokus auf Bürgerenergie. Carl von Ossietzky Universität Oldenburg. Forschungsprojekt BuergEn (Hrsg.). 2018.
- [37] J. Bergner, B. Siegel, V. Quaschnig. Hemmnisse und Hürden für die Photovoltaik. HTW Berlin. 2020.
- [38] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Die Energiewende braucht einen PV-Boom: Die Photovoltaik-Strategie des BDEW. 2021.
- [39] S. Harder, A. Durmaz. Wohnungswirtschaft 2.0 – Transformation vom Vermieter zum integrierten dezentralen Versorger, in: O.D. Doleski (Hrsg.), Realisierung Utility 4.0 Band 2, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2020, S. 829–853.
- [40] Deutsche Energie-Agentur. dena-Gebäudereport: Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand, Deutsche Energie-Agentur, 2016.
- [41] F. Braeuer, M. Kleinebrahm, E. Naber et al., Optimal system design for energy communities in multi-family buildings: the case of the German Tenant Electricity Law, Applied Energy 305 (2022). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117884>.
- [42] R. Moser, C. Xia-Bauer, J. Thema et al., Solar Prosumers in the German Energy Transition: A Multi-Level Perspective Analysis of the German 'Mieterstrom' Model, Energies 14 (2021) 1188. <https://doi.org/10.3390/en14041188>.
- [43] M. Schäfer. Akzeptanzstudie "Mieterstrom aus Mietersicht": Eine Untersuchung verschiedener Mieterstromprojekte in NRW, Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie gGmbH. 2019.
- [44] A. Aretz, J. Knoefel. Mieterstrom – Hindernisse und Potenziale: Kurzstudie für die Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Berlin. 2017.
- [45] D. Böttger, A. Dreher, I. Ganai et al. SystemKontext: Modellbildung für nationale Energieversorgungsstrukturen im europäischen Kontext unter besonderer Berücksichtigung der Zulässigkeit von Vereinfachungen und Aggregationen. Fraunhofer IEE, Kassel. 2019.
- [46] ZSW, Bosch & Partner. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz: Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie – Abschlussbericht. Erstellt im Auftrag des BMWi. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg; Bosch & Partner GmbH, Stuttgart und Hannover. 2019.
- [47] M. Ammon, T. Bruns. Paragraph 49 EEG als Barriere der dezentralen Energiewende: Strategiepapier. EUPD Research, BSW Solar (Hrsg.). 2021.
- [48] N. Orth, J. Weniger, L. Meissner et al. Stromspeicher-Inspektion 2022. HTW Berlin. 2022.

- [49] Solar Choice. Solar Battery Comparison: Prices, Outputs, Specs | Solar Choice (16.03.2021). <https://www.solarchoice.net.au/blog/solar-choice-battery-storage-product-lifespan-comparison-tool/> (Zuletzt geprüft am 05.06.2022).
- [50] VERIVOX. Wallbox Kosten: So viel kostet die private Ladestation. <https://www.verivox.de/elektromobilitaet/ratgeber/wallbox-kosten-wie-teuer-ist-eine-wandladestation-1118300/> (Zuletzt geprüft am 11.07.2022).
- [51] J. Wieler, ADAC. Elektroautos im Test: So hoch ist die Reichweite wirklich (30.06.2022).
- [52] J. Böhm. EEG-Umlage und Meldepflichten im Kontext von Elektromobilität: 31. Fachgespräch Clearingstelle EEG/KWKG, Berlin. 2018.
- [53] M. Kaltschmitt, W. Streicher, A. Wiese. Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 6., vollständig neu überarbeitete Auflage, Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2020.
- [54] Viessmann GmbH. Planungshandbuch Wärmepumpen. 2011.
- [55] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt. Monitoringbericht 2021: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn. 2022.
- [56] Kostencheck. Luftwärmepumpe – diese Kosten fallen an (10.03.2020). <https://kostencheck.de/luftwaermepumpe-kosten> (Zuletzt geprüft am 12.07.2022).
- [57] J. Weniger, T. Tjaden, H.-O. Troeder et al. Vergleich der photovoltaischen Eigenversorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern, in: T. Luschtinetz, J. Lehmann (Hrsg.), Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik 2015, Fachhochschule Stralsund, Stralsund, 2015, S. 128–133.
- [58] Verein deutscher Ingenieure. VDI 4655: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen, Düsseldorf, 2008.
- [59] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger et al. Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis. Datensatz. Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin. 2015.
- [60] A. Kallert, R. Egelkamp, D. Schmidt, High Resolution Heating Load Profiles for Simulation and Analysis of Small Scale Energy Systems, Energy Procedia 149 (2018) 122–131. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.176>.
- [61] P. Dossow, T. Kern, S. von Roon. Entwicklungsrahmen der Haushaltsstrompreise in Deutschland: FfE Discussion Paper 2021-03. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (Hrsg.). 2021.
- [62] Strom-Report.de. Strompreise 2022 in Deutschland: Zahlen, Hintergründe, Preisvergleich (18.02.2022). <https://strom-report.de/strompreise/> (Zuletzt geprüft am 23.02.2022).
- [63] Prognos, Fraunhofer ISI, GWS et al. Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050: Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.). 2020.
- [64] M. Willhuhn. Osterpaket vom Bundesrat verabschiedet – die Branche reagiert mit viel Lob und ein bisschen Kritik (08.07.2022). <https://www.pv-magazine.de/2022/07/08/osterpaket-vom-bundesrat-verabschiedet-die-branche-reagiert-mit-viel-lob-und-ein-bisschen-kritik/> (Zuletzt geprüft am 10.07.2022).
- [65] S. Enkhardt. Erste Details des EEG-„Osterpakets“ bekannt – Viele Verbesserung für Photovoltaik geplant (28.02.2022). <https://www.pv-magazine.de/2022/02/28/erste-details-des-eeg-osterpakets-bekannt-viele-verbesserung-fuer-photovoltaik-geplant/> (Zuletzt geprüft am 31.05.2022).

- [66] B. Hennig, S. Herz. Gemeinschaftliche Eigenversorgung mit Solaranlagen: Rechtlicher Status Quo und Anpassungsoptionen. Rechtsgutachterliche Stellungnahme. Kanzlei von Bredow Valentin Herz, Berlin. 2020.
- [67] Haus & Grund. Mieterstrom – klimafreundlich und günstig für alle: Haus & Grund-Vorschlag für mehr Mieterstrom, Berlin. 2020.
- [68] P. Icha, T. Lauf. Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2021. Umweltbundesamt (Hrsg.). 2022.
- [69] J. Weniger, N. Orth, I. Lawaczek et al. Stromspeicher-Inspektion 2021. HTW Berlin. 2021.
- [70] PV magazine. Trotz Teuerung: Kostenvorteil der Erneuerbaren wächst (14.07.2022). <https://www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/trotz-teuerung-kostenvorteil-der-erneuerbaren-waechst/> (Zuletzt geprüft am 16.07.2022).
- [71] Pfalzwerke. ThermSpe4EE-Abschlussbericht. EE-Integration durch stromgeführte Wärmepumpen, Nutzung der Bestands-gebäude als Energiespeicher, Einsatz zusätzlicher thermischer Speicher und Anwendung zeitvariabler Tarife. 2018.
- [72] S. Palacios, D. Bauknecht, D. Ritter et al. Photovoltaik-Pflicht mit Verpachtungskataster: Optionen zur Gestaltung einer bundesweiten Pflicht zur Installation und zum Betrieb neuer Photovoltaikanlagen in den Jahren 1990 - 2021. Umweltbundesamt (Hrsg.). 2020.

Symbolverzeichnis

Formelzeichen

COP	-	Leistungszahl (einer Wärmepumpe)
Δ	-	Differenz
e	€	Einnahmen
E	kWh	Energiemenge
η	-	Wirkungs- bzw. Gütegrad
g	€	Gewinn des Gesamtsystems
i	%	Kalkulationszinssatz
I	€	Investition
k	€	Kosten
KW	€	Kapitalwert
m	-	Anzahl der betrachteten Zeitschritte
μ	%	Energieverlust eines Speichers
n	-	Kalkulationszeitraum (Anzahl der Jahre)
p, P	kW	Elektrische (el) oder thermische (th) Leistung
ρ	€/kWh	Preis bzw. Vergütung
soc, SOC	kWh	Ladezustand eines Speichers
t	h	Zeitschritt
T	K	Temperatur

Indizes

A	Außen
aus	Austritt, ausgehend
Bat	Batterie (Stromspeicher)
betr	Betrieb
ein	Eintritt, eingehend
insp	Einspeisung
el	elektrisch
emob	E-Mobilität
entlade	Entladung
HS	Heizstab
hsh	Haushalt (bezogen z. B. auf Stromverbrauch, -preis)

HW	Heizwasser
lade	Ladung
max	Maximal
min	Minimal
MSZ	Mieterstromzuschlag
netz	Stromnetz(bezug)
pr	Prognose
PV	Photovoltaik-Anlage
selbst	Selbstentladung
th	thermisch
TWW	Trinkwarmwasser
WP	Wärmepumpe

Abkürzungen

AZ	Amortisationszeit
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (heute BMWK)
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (früher BMWi)
BNetzA	Bundesnetzagentur
COP	Leistungszahl der Wärmepumpe (engl. <i>Coefficient of Performance</i>)
ct/kWh	Cent pro Kilowattstunde
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft (München)
GW	Gigawatt
HT/NT	Hochtarif/Niedertarif (zeitlich variable Stromtarife)
HT/MT/NT	Hochtarif/Mitteltarif/Niedertarif (zeitlich variable Stromtarife)
IEE	(Fraunhofer-) Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
iMsys	Intelligentes Messsystem
IÖW	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung
KW	Kapitalwert
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

kWh	Kilowattstunde (elektrisch)
kWh _{th}	Kilowattstunde (thermisch)
kWp	Kilowatt Peak
LCOE	Stromgestehungskosten (engl. <i>Levelized Cost of Energy</i>)
MFH	Mehrfamilienhaus
NAP	Netzanschlusspunkt
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
SCR	Eigenverbrauchsquote (engl. <i>Self-consumption rate</i>)
SOC	Speicherladezustand (engl. <i>State of Charge</i>)
SSR	Autarkiegrad (engl. <i>Self-sufficiency rate</i>)
ToU	Time of Use (bezogen auf Zeiträume mit variierenden Strompreisen)
TWh	Terawattstunde
TWW	Trinkwarmwasser
USt	Umsatzsteuer
WE	Wohneinheit (in einem Mehrfamilienhaus)
WP	Wärmepumpe
WVS	Wärmeversorgung
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Schaubild zum EEG-geförderten Mieterstrom [26]	9
Abbildung 2.2: Mieterstromlieferung im Lieferkettenmodell [26].....	10
Abbildung 2.3: Summenzählermodell (vereinfachte Darstellung aus [28]).....	11
Abbildung 2.4: Abweichender Direktverbrauchsanteil je nach Messkonzept [10].....	12
Abbildung 2.5: Bewertung möglicher Hemmnisse für Mieterstrom durch die ZSW-Befragten [15]	18
Abbildung 3.1: Visualisierung der Energieflüsse im Optimierungsmodell mit Energiequellen, - senken und technischen Einheiten des MFH (Quelle: Fraunhofer IEE).....	28
Abbildung 3.2: Ein- und Ausgangsgrößen der Einsatzoptimierung mit microSCOPE (gelb) und Investitionsoptimierung mit investSCOPE (blau) (Quelle: Fraunhofer IEE).....	29
Abbildung 3.3: Aufbau des PV-Modells für Erzeugungsprofile [45]	32
Abbildung 3.4: PV-Erzeugungsleistung in Dresden (eigene Darstellung mit Daten aus [45]).....	33
Abbildung 3.5: Entwicklung des durchschnittlichen Endkundenpreises inkl. Installation und ohne Umsatzsteuer für PV-Dachanlagen von 10 bis 100 kWp [8]	34
Abbildung 3.6: Durchschnittliche Haushaltslast pro Jahresabschnitt und Wochentag der erzeugten Stromlastprofile für MFH mit 6, 10 und 14 WE	42
Abbildung 3.7: Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises für Haushaltskunden in Deutschland von 2013 bis 2022 (Quelle: Strom-Report mit Daten von BNetzA, BDEW, Verivox) ...	44
Abbildung 3.8: Entwicklungspfad der Haushaltsstrompreise in ct/kWh der FfE-Studie [61]	46
Abbildung 3.9: Mögliche Einnahmen (grün) und Ausgaben (rot) eines Mieterstrombetreibers (eigene Darstellung nach [28]).....	49
Abbildung 4.1: Randbedingungen der optimierungsbasierten Analyse.....	59
Abbildung 5.1: Kapitalwerte (Balken) und Amortisationszeiten (Kreuze) für Mieterstromprojekte mit PV-Anlage (25 kWp, kein Speicher) im aktuellen und den mittelfristen Szenarien	64
Abbildung 5.2: Kapitalwerte (Balken) und Amortisationszeiten (Kreuze) für Mieterstromprojekte mit PV-Anlage und opt. Stromspeicher im aktuellen und den mittelfristen Szenarien.....	66
Abbildung 5.3: Speicherkapazitäten, Eigenversorgungs- (SCR) und Autarkiegrade (SSR) für Mieterstromprojekte mit PV-Anlage und Stromspeicher im aktuellen und den mittelfristigen Szenarien	67

Abbildung 5.4: Auswirkungen der Änderungen des „Osterpaket“-Entwurfs auf die Rentabilität von Mieterstromprojekten im Vergleich zur Volleinspeisung	69
Abbildung 5.5: Kapitalwerte (Balken) und AZ (Kreuze) für das 6 WE-MFH mit PV-Anlage und opt. Speicher bei verschiedenen ToU-Stromtarifen im aktuellen und den mittelfristen Szenarien.....	72
Abbildung 5.6: Optimierte Speicherkapazitäten, Selbstversorgungs- und Autarkierate für das 6 WE-MFH bei verschiedenen ToU-Stromtarifen im aktuellen und den mittelfristen Szenarien.....	73
Abbildung 5.7: Jahresgemittelte SOC-Verläufe für das 6 WE-MFH mit PV-Anlage und optimiertem Speicher bei nichtvariablem (grün) und den vier betrachteten ToU-Tarifen (blau)	74
Abbildung 5.8: Netzverhalten des MFH mit 6 WE bei fixen und variablen Stromtarifen	76

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Fördersätze für Mieterstrom nach dem EEG 2021	7
Tabelle 2.2: Zusammenspiel der Akteur:innen bei den vorgestellten Mieterstrommodellen	10
Tabelle 3.1: Charakterisierung der genutzten Fahrprofile für die E-Auto-Modellierung.....	37
Tabelle 3.2: Leistungszahlen der im Modell eingesetzten Luft-Wasser-Wärmepumpe	38
Tabelle 3.3: Auslegung der Wärmeversorgungs-komponenten für die drei betrachteten MFH	39
Tabelle 3.4: Investitionskosten [€] der Wärmeversorgungs-komponenten für die drei MFH	41
Tabelle 3.5: Charakterisierung der genutzten TWW-Zapfprofile	43
Tabelle 3.6: Annahmen für die Strompreiszusammensetzung für die gegenwärtige und mittelfristige Betrachtung (Angaben mit USt in [ct/kWh])	45
Tabelle 3.7: Vergütungssätze für die Netzeinspeisung aus EEG-Anlagen	47
Tabelle 4.1: Abkürzungssystematik und Charakterisierung der untersuchten ToU-Szenarien.....	56
Tabelle 5.1: Optimierte PV-Anlagengröße in kWp im Referenzfall (max. 25, kein Speicher)	61
Tabelle 5.2: Kapitalwerte in € des MFH mit 6 WE im Jahr 2030 bei variierenden Anlagengrößen ..	62
Tabelle 5.3: Ergebnisse des Referenzfall für 2022 (PV-Anlage mit 25 kWp, kein Speicher).....	62
Tabelle 5.4: Ergebnisse des Referenzfall für 2022 (PV-Anlage mit 25 kWp und opt. Speicher)	65
Tabelle 5.5: Referenzfall für 2022 mit EEG-Umlage (PV-Anlage mit 25 kWp, kein Speicher).....	68
Tabelle 5.6: Kapitalwerte der rechtlichen Einzelmaßnahmen und Differenzen zum Referenzfall für das MFH mit 6 WE in 2022 (PV-Anlage mit 25 kWp, kein Speicher).....	70
Tabelle 5.7: Ergebnisse für das MFH mit 6 WE bei ToU-Stromtarifen für 2022 (PVA und Speicher)	71
Tabelle 5.8: Kennwerte für die Speichernutzung beim MFH mit 6 WE für 2022	75
Tabelle 5.9: Kennwerte für das Netzverhalten beim MFH mit 6 WE für 2022.....	76
Tabelle 5.10: Ergebnisse der Elektromobilitätsszenarien für 2022	77
Tabelle 5.11: Ergebnisse mit Wärmeversorgung für 2022.....	79

Anhang

A Berechnung Mieterstromtarif

Rechenbeispiel für den Mieterstromtarif und der Marge bei der Stromlieferung

Strompreisbestandteile in ct/kWh (z.B. für Januar 2022)

Beschaffung und Vertrieb	12,3	
Netzentgelte	8,1	
EEG-Umlage	0	(keine EEG-Umlage)
Konzessionsumlage	1,8	
Stromsteuer	2,05	
Sonstige Umlagen	1,1	
Hauhaltsstrompreis/Grundversorgerpreis (netto)	25,4	(brutto: 30,2)
Angenommener Beschaffungspreis für Betreiber (Ann: -2 ct für Vertrieb & -1 ct wg. Mengenrabatt)	9,34	
Angenommener Netto-Bezugspreis für Betreiber	22,4	(statt 25,4)
Angenommene Stromgestehungskosten (PV)	8	
Mieterstromtarif (netto)	22,85	(90 % von 25,4)
Marge Betreiber bei Reststromverkauf pro kWh (Mieterstromtarif abzgl. Strombezugskosten)	0,46	
Marge Betreiber bei Direktstromverkauf pro kWh (Mieterstromtarif abzgl. Stromgestehungskosten)	14,85	
Umsatz [ct/kWh] bei 40% Direkt- und 60% Reststrom	6,22	

B Berechnungsgrundlage der Investitionskosten für die Wärmeversorgung

Wärmepumpe

Hersteller	Bezeichnung	Max. Leistung	Preis ohne Mwst.	Quelle
Stiebel	WPL-A 05 HK	5,80 kW	9.990,00 €	Toolbox Stiebel Eltron
Stiebel	WPL 15 AS	7,00 kW	10.498,00 €	Toolbox Stiebel Eltron
Stiebel	WPL-A 07 HK	8,30 kW	10.999,00 €	Toolbox Stiebel Eltron
Stiebel	WPL 20 A	10,40 kW	12.105,00 €	Toolbox Stiebel Eltron
Stiebel	WPL 19 A	10,60 kW	12.841,00 €	Toolbox Stiebel Eltron
Stiebel	WPL 25 A	13,30 kW	13.226,00 €	Toolbox Stiebel Eltron
Stiebel	WPL 24 A	14,20 kW	14.320,00 €	Toolbox Stiebel Eltron
Stiebel	WPL 33 HT	16,30 kW	17.099,00 €	Toolbox Stiebel Eltron

Kostenfunktion abhängig von Leistung: $610,79x + 6076,4$

Pufferspeicher

Hersteller	Bezeichnung	Volumen	Preis	Quelle
Viessmann	Vitocell 100-E	48,00 l	440,00 €	Preisliste 2019 DE Heizsysteme
Stiebel	SBP 100 classic	100,00 l	728,48 €	Toolbox Stiebel Eltron
Viessmann	Vitocell 100-E	200,00 l	913,00 €	Preisliste 2019 DE Heizsysteme
Stiebel	SBP 200 E	207,00 l	1.032,40 €	Toolbox Stiebel Eltron
Viessmann	Vitocell 100-E	400,00 l	1.083,00 €	Preisliste 2019 DE Heizsysteme
Stiebel	SBP 400 E	415,00 l	1.250,48 €	Toolbox Stiebel Eltron
Viessmann	Vitocell 100-E	600,00 l	1.294,00 €	Preisliste 2019 DE Heizsysteme
Stiebel	SBP 700 E	720,00 l	2.032,32 €	Toolbox Stiebel Eltron
Viessmann	Vitocell 100-E	750,00 l	1.502,00 €	Preisliste 2019 DE Heizsysteme
Viessmann	Vitocell 100-E	950,00 l	1.745,00 €	Preisliste 2019 DE Heizsysteme
Stiebel	SBP 1000 E	1006,00 l	2.912,76 €	Toolbox Stiebel Eltron
Stiebel	SBP 1500 E	1503,00 l	3.318,76 €	Toolbox Stiebel Eltron

Kostenfunktion abhängig von Volumen: $1,8748x + 443,14$

TWW-Speicher

Hersteller	Bezeichnung	Volumen	Preis	Quelle
Viessmann	Vitocell 100-V	160,00 l	920,00 €	Preisliste 2019 DE Heizsysteme
Viessmann	Vitocell 100-V	200,00 l	950,00 €	Preisliste 2019 DE Heizsysteme
Viessmann	Vitocell 100-V	300,00 l	1.218,00 €	Preisliste 2019 DE Heizsysteme
Stiebel	SBB 300-1 Plus	314,00 l	1.351,00 €	Toolbox Stiebel Eltron
Stiebel	SBB 400-1 Plus	418,00 l	1.711,00 €	Toolbox Stiebel Eltron
Stiebel	SBB 500-1 Plus	522,00 l	2.090,00 €	Toolbox Stiebel Eltron
Viessmann	Vitocell 100-V	500,00 l	2.186,00 €	Preisliste 2019 DE Heizsysteme
Viessmann	Vitocell 100-V	750,00 l	3.409,00 €	Preisliste 2019 DE Heizsysteme
Viessmann	Vitocell 100-V	950,00 l	4.494,00 €	Preisliste 2019 DE Heizsysteme

Kostenfunktion abhängig von Volumen: $4,6163x - 73,618$

Heizstab

Angebot auf [heizung-solar24.de](https://www.heizung-solar24.de): Elektroheizstab, Heizpatrone, Heizstab 9 kW 400V 1 1/2" für 255,00 € netto.

Quelle: <https://www.heizung-solar24.de/Elektroheizstaebe/Elektroheizstab-Heizpatrone-Heizstab-9-kW-400V-1-1-2::437.html> (Zuletzt geprüft am 16.07.2022)