

Betrachtung von unterschiedlichen Technologien für die Nutzung von solarer Energie zur Wärmeversorgung von Gebäuden

Bachelorarbeit
vorgelegt von
Kevin Settler

Angewandte Ingenieurwissenschaften

Nachhaltige Gebäudetechnik

7. Fachsemester

Matrikelnummer: 00154418

Erstkorrektur:	Prof. Dr. Johannes Jungwirth, Hochschule Ansbach
Zweitkorrektur:	Dipl.-Ing. (FH) Walter Schröder, Ingenieurbüro Herzner und Schröder Gebäudetechnik GmbH
Ausgabedatum:	13.12.2021
Abgabedatum:	23.02.2022

Erklärung

1. Ich versichere, dass ich die als Prüfungsleistung zu erbringende Arbeit ohne fremde Hilfe und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Quellen angefertigt habe und dass die Arbeit in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen hat und von dieser als Teil einer Prüfungsleistung angenommen wurde. Alle Ausführungen, die wörtlich oder sinngemäß übernommen wurden, sind als solche gekennzeichnet.

2. Mir ist ferner bekannt, dass die Hochschule Ansbach aufgrund der prüfungsrechtlichen Vorschriften einen Anspruch auf das Original der Arbeit hat. Dieser Anspruch bezieht sich jedoch nur auf das körperliche Eigentum an der Arbeit als solches und auf deren Verwendung zu den in der Studien- und Prüfungsordnung festgelegten Zwecken.

Ansbach, 23. Februar 2022

Kevin Settler

Erklärung

Nutzungsrecht und Geheimhaltung

In Ergänzung zu anderen Erklärungen im Rahmen der Arbeit erkläre ich Folgendes:

Es entspricht meinem ausdrücklichen Wunsch, dass ich vom betreuenden Hochschullehrer der Hochschule Ansbach (im Folgenden Hochschule genannt) die als Prüfungsleistung zu erbringende Arbeit zur Bearbeitung erhalte, für die die nachfolgenden Bedingungen gelten. Ich wurde darauf hingewiesen, dass ich auch ein anderes Thema hätte erhalten können, für das diese Bedingungen nicht gelten würden. Ich erkläre mich mit folgenden Punkten einverstanden:

1. Ich räume der Hochschule Ansbach für Zwecke der Forschung und Lehre ein einfaches, kostenloses, zeitlich und örtlich unbeschränktes Nutzungsrecht an den Arbeitsergebnissen einschließlich etwaiger Schutzrechte und Urheberrechte ein. Das Nutzungsrecht der Hochschule umfasst die Befugnis zur Weitergabe der Arbeit an Dritte zur Nutzung in Forschung und Lehre.
2. Wegen des Praxisbezugs meiner Arbeit werde ich Informationen erhalten und Einblick in Unterlagen nehmen, die vertraulich zu behandeln sind. Da die Ergebnisse meiner Arbeit auf den vorgenannten Informationen beziehungsweise Unterlagen beruhen werden, werde ich meine Arbeit nur mit Zustimmung des betreuenden Hochschullehrers Dritten zugänglich machen beziehungsweise veröffentlichen.

Ansbach, 23. Februar 2022

Kevin Settler

Kurzzusammenfassung

In dieser Arbeit wurden zwei Systeme zur Nutzung solarer Strahlung für die Wärmeversorgung von Gebäuden miteinander verglichen. Hierbei handelt es sich zum einen um die Wärmeerzeugung mit solarthermischen Kollektoren, die durch einen Biomasse-Kessel unterstützt werden, und zum anderen um die Umwandlung von elektrischer Energie aus einer Photovoltaik-Anlage mittels einer Wärmepumpe. Zu diesem Zweck wurden die entsprechenden Anlagensysteme hinsichtlich ihrer physikalischen Effizienz, den Umweltauswirkungen und der Wirtschaftlichkeit untersucht und bewertet.

Es stellte sich heraus, dass die Wärmebereitung über die Solarthermie-Anlage und dem Biomasse-Kessel energieeffizienter und wirtschaftlicher ist. Jedoch sind die Umwelteinflüsse des Anlagensystems der Photovoltaik inklusive der Wärmepumpe weitaus weniger als beim Vergleichsobjekt. Infolgedessen erreicht die zweite Möglichkeit die bessere Gesamtbewertung.

Weitere Untersuchungen zum Einsatz von Photovoltaik-Anlagen, bei denen der Typ der Wärmepumpe und des Wärmespeichers variiert wird, wurden vorgeschlagen. Der Einsatz eines thermischen Eisspeichersystems scheint hier ausgesprochen attraktiv zu sein.

Abstract

In this work, two systems using solar radiation for the heat supply of buildings, namely the heat generation by solar thermal collectors, which are supported by a biomass boiler, and the conversion of electrical energy from a photovoltaic system by a heat pump have been compared to each other. For this purpose, the corresponding physical efficiencies, environmental impacts and economical efficiencies have been investigated.

It turned out that the heat generation via the solar thermal system including a biomass boiler is more energy efficient and more economical. On the other hand, the environmental impact of the photovoltaic system including the heat pump is much less compared to the solar thermal system. As a result, the photovoltaic system achieves the better overall rating and should be used preferentially.

Further investigations, regarding the use of photovoltaic systems where the type of the heat pump and the heat storage are varied, have been suggested. The use of a thermal ice storage system seems to be particularly attractive here.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	VII
Tabellenverzeichnis	IX
Formelzeichen.....	XI
Glossar	XII
1 Motivation.....	1
2 Gebäude 1 – Wärmeerzeugung durch Solarthermie	4
2.1 Anlagenkonzept.....	7
2.2 Auswertung der Messdaten.....	11
2.2.1 Energetische Bewertung - Solarthermie und Pelletofen.....	15
2.2.2 Energetische Bewertung - Photovoltaik und Wärmepumpe.....	23
2.3 Betrachtung Nullenergiehaus	26
2.4 Mess-, Steuer- und Regelungstechnik	31
2.5 Lebenszyklusanalyse	35
2.6 VDI 2067 Berechnung der Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen.....	47
2.6.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - Solarthermie und Pelletofen	49
2.6.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - Photovoltaik und Wärmepumpe	56
3 Gebäude 2 – Wärmeerzeugung mit Photovoltaik	61
3.1 Anlagenkonzept.....	63
3.2 Auswertung der Messdaten.....	67
3.2.1 Energetische Bewertung - Photovoltaik und Wärmepumpe.....	74
3.2.2 Energetische Bewertung - Solarthermie und Pelletofen.....	84
3.3 Betrachtung Nullenergiehaus	88
3.4 Mess-, Steuer- und Regelungstechnik	90
3.5 Lebenszyklusanalyse	94
3.6 VDI 2067 Berechnung der Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen.....	101
3.6.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - Photovoltaik und Wärmepumpe	102
3.6.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - Solarthermie und Pelletofen	105
4 Resümee des Vergleichs beider Technologien	109
5 Optimierungs- und Verbesserungsmöglichkeiten	119
5.1 Optimierungen an der Anlagentechnik vom Gebäude 1	119

5.2	Verbesserungen an der Anlagentechnik des Gebäudes 1	120
5.3	Optimierungen an der Anlagentechnik des Gebäudes 2	122
5.4	Verbesserungen an der Anlagentechnik des Gebäudes 2	124
6	Erkenntnis und Ausblick.....	133
7	Literaturverzeichnis.....	137
	Anhang	145

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1: Beheizungsstruktur im Wohnungsbau von 2011 bis 2021, in Anlehnung an (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2021)	2
Abb. 2-1: Südansicht des Gebäudes 1 mit Blick auf die Solarthermie-Anlage (Schröder, 2017).....	4
Abb. 2.1-1: Grundriss (EG) des Gebäudes 1 (Schröder, 2015).....	8
Abb. 2.1-2: Heizungsschema des Gebäudes 1 in Ansbach (Schröder, 2015).....	9
Abb. 2.2-1: Gegenüberstellung der erwarteten und gemessenen Wärmemengen im Gebäude 1 für die Heizung, das Warmwasser und die thermischen Verluste in den Jahren 2018, 2019 und 2020.....	13
Abb. 2.2-2: Pro Kopf Wasserverbrauch in Kubikmeter von ausgewählten Ländern (Blick, 2007), eigene Darstellung	14
Abb. 2.2-3: Solarer Deckungsanteil und Anteil der thermischen Energie aus Biomasse der Wärmeversorgung des Gebäudes 1 über die Jahre 2018, 2019 und 2020	16
Abb. 2.2-4: Anteil des spezifisch erzeugten Wärmeertrags ε_{th} beziehungsweise Energieertrags $\varepsilon_{th} + \varepsilon_{el}$ des Gebäudes 1 bezogen auf das einstrahlungsstärkste Jahr des Monitorings 2018.....	22
Abb. 2.2-5: Solarer Deckungsanteil und Verteilung der Art der elektrischen Energie, die zur Wärmeerzeugung genutzt wird, mit der Anlagentechnik des Gebäudes 2	26
Abb. 2.3-1: Betrachtung der Bilanz des Nullenergiehauses des Gebäudes 1 für die Jahre 2018, 2019 und 2020	30
Abb. 2.4-1: Anlage 12 vom Solarregler SLR-XT1, in Anlehnung an (CitriSolar, 2015, S. 4)	32
Abb. 3-1: Jährliche zugebaute Leistung Photovoltaik und Solarthermie in Deutschland, in Anlehnung an (Gouras, 2021; Witt & Bröer, 2020).....	61
Abb. 3-2: Nordwestansicht des Gebäudes 2, eigene Aufnahme	62
Abb. 3.1-1: Heizungsschema (Ausschnitt) des Gebäudes 2 in Rossendorf (Schröder, 2019).....	63
Abb. 3.1-2: Wärmepumpe (WPL 33 HT) im Gebäude 2, eigene Aufnahme	64
Abb. 3.1-3: Elektrische Nachheizer (links) und Blick in den Speicherraum des Gebäudes 2, eigene Aufnahme	65

Abb. 3.2-1: Deckungsanteil der Erzeuger zur Wärmeversorgung des Gebäudes 2 im Jahr 2021	78
Abb. 3.2-2: Solarer Deckungsanteil und Art der bezogenen Energie zur Wärmebereitstellung des Gebäudes 2 im Jahr 2021	80
Abb. 3.2-3: Anteile der Verwendung der PV-Energie des Gebäudes 2	82
Abb. 3.2-4: Solarer Deckungsanteil und Anteil der thermischen Energie aus Biomasse der Wärmeversorgung des Gebäudes 2 mit der Anlagentechnik des Gebäudes 1	87
Abb. 3.3-1: Betrachtung der Bilanz des Nullenergiehauses des Gebäudes 2 für das Jahr 2021	89
Abb. 3.4-1: Stromlaufplan der elektrischen Anlagen des Gebäudes 2 (J. Goth, Persönliche Mitteilung, 20. November 2020)	91
Abb. 3.4-2: Temperaturverlauf in den Speichergruppen WW (oben) und HZG (unten) des Gebäudes 2	93
Abb. 4-1: innerhalb der Lebenszyklusanalyse erfassten Umweltauswirkungen des Gebäudes 1 und 2 pro Bruttofläche des installierten Systems (100 % Recycling)	114
Abb. 4-2: Jährliche Kosten der beiden Anlagentechniken im Einfamilienhaus, aufgeteilt in Teilergebnisse und den Gesamtkosten.....	117
Abb. 4-3: Jährliche Kosten der beiden Anlagentechniken im Mehrfamilienhaus, aufgeteilt in Teilergebnisse und den Gesamtkosten.....	117
Abb. 5.2-1: Aufbau einer Vakuumröhre eines Vakuumröhrenkollektor, in Anlehnung an (Khelfan AL-Jahwari, 2011, S. 6).....	121
Abb. 5.2-2: Darstellung von Wirkungsgraden unterschiedlicher solarthermischer Kollektoren über die Temperaturspreizung (Dekker, 2018).....	122
Abb. 5.4-1: Parallelschaltung von Pufferspeichern (Baunach, 2017)	124
Abb. 5.4-2: Serienschaltung von Pufferspeichern (Baunach, 2017)	125
Abb. 5.4-3: Eigenverbrauchsanteil der PV-Energie des Gebäudes 2 im Ist-Zustand, in Anlehnung an (Weniger, 2013, S. 71).....	127
Abb. 5.4-4: Eigenverbrauchsanteil der PV-Energie des Gebäudes 2 mit Energiespeicher (10 kWh), in Anlehnung an (Weniger, 2013, S. 71)	129

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1: Kriterien für ein Sonnenhaus	5
Tab. 2-2: Übersicht gängiger Energieträger und deren Primärenergiefaktor, in Anlehnung an (Tiesmeyer, 2016)	6
Tab. 2.2-1: Jahres-Wärmebedarfswerte des Gebäudes 1 von 2018 bis 2020.....	12
Tab. 2.2-2: Spezifische solare Wärme- und Energieerträge des Gebäudes 1 der Jahre 2018, 2019 und 2020	19
Tab. 2.2-3: Absoluter und anteiliger spezifischer solarer Wärme- und Energieertrag (ε_{th} und $\varepsilon_{th} + e_l$) des Gebäudes 1 der Jahre 2018, 2019 und 2020	21
Tab. 2.2-4: Arithmetisches Mittel der Wärmebedarfswerte des Gebäudes 1.....	24
Tab. 2.2-5: Jährlicher Verbrauch elektrischer Energie der Anlagen des Gebäudes 2 im Gebäude 1	25
Tab. 2.2-6: Mit PV erzeugte Wärme im Gebäude 1	25
Tab. 2.3-1: Energieinputs des Gebäudes 1 über die Jahre 2018 bis 2020.....	29
Tab. 2.3-2: Energieoutputs des Gebäudes 1 über die Jahre 2018 bis 2020	29
Tab. 2.4-1: Nachträglich angepasste Maximaltemperaturen der Speichertemperaturen im Gebäude 1.....	33
Tab. 2.5-1: Ausgewählte Umweltauswirkungen der wesentlichen Wärmeerzeugungsanlagen des Gebäudes 1, in Anlehnung an (BBSR, 2021)	44
Tab. 2.5-2: Kumulierten Umweltauswirkungen des Gebäudes 1 mit und ohne genutztem Recyclingpotenzial	45
Tab. 2.5-3: Auf die installierte Bruttofläche der Solarthermie bezogenen kumulierten Umweltauswirkungen des Gebäudes 1 mit und ohne genutztem Recyclingpotenzial ..	46
Tab. 2.6-1: Betrachtungszeiträume für Teilsysteme nach (VDI 2067 Blatt 1 - 2012-09, 2012, S. 11).....	48
Tab. 2.6-2: Kapitalgebundene Kosten des Gebäudes 1 (Heizungsanlagentechnik).....	50
Tab. 3.2-1: Jahres-Wärmebedarfswerte des Gebäudes 2 von 2021	73
Tab. 3.2-2: Elektrischer Energiebedarf der einzelnen Wärmeerzeuger für das Gebäude 2	75
Tab. 3.2-3: Jährlicher Verbrauch elektrischer Energie der einzelnen Wärmeerzeuger im Gebäude 2, Jahr 2021.....	76
Tab. 3.2-4: Wärmeerzeugung aus der Energie der PV-Anlage des Gebäudes 2	79

Tab. 3.2-5: Genutzte Anteile der von der PV des Gebäudes 2 produzierten elektrischen Energie.....	81
Tab. 3.2-6: Wiederholung der Tab. 3.2-1: Jahres-Wärmebedarfswerte des Gebäudes 2 von 2021	84
Tab. 3.2-7: Mit Solarthermie erzeugte Wärme im Gebäude 2.....	86
Tab. 3.5-1: Ausgewählte Umweltauswirkungen der wesentlichen Wärmeerzeugungsanlagen des Gebäudes 2, in Anlehnung an (BBSR, 2021)	96
Tab. 3.5-2: Kumulierte Umweltauswirkungen des Gebäudes 2 mit und ohne genutztem Recyclingpotenzial	98
Tab. 3.5-3: Auf die installierte Bruttofläche der Photovoltaik bezogenen kumulierten Umweltauswirkungen des Gebäudes 2 mit und ohne genutztem Recyclingpotenzial	101
Tab. 4-1: Nutzwerttabelle zur Ermittlung der Gesamtergebnisse für die Ist-Zustände des Gebäudes 1 und Gebäudes 2	110

Formelzeichen

<u>Formelzeichen:</u>	<u>Einheit:</u>	<u>Größe:</u>
h_t'	$\frac{W}{m^2 * K}$	spezifischer Transmissionswärmeverlust
q_p	$\frac{kWh}{m^2 * K}$	spezifischer Primärenergiebedarf
D_s	%	solarer Deckungsgrad / -anteil
ΔT	K	Temperaturdifferenz
λ	$\frac{W}{m * K}$	Wärmeleitkoeffizient
ε	$\frac{kWh}{m^2 * a}$	Spezifischer solarer Energie- / Wärmeertrag
ρ	$\frac{kg}{m^3}$	Dichte
f_p	-	Primärenergiefaktor
E	kWh	Energie
Q	kWh	Wärme / thermische Energie
P	kW	Leistung
a	-	Annuitätsfaktor
q	-	Zinsfaktor
k	$\frac{€}{a}$	jährliche Kosten
K	€	(Anschaffungs-)Kosten
g	$\frac{€}{a}$	jährliche Gewinne
VLS	$\frac{h}{a}$	jährliche Volllaststunden
JAZ	-	Jahresarbeitszahl

Glossar

ADPE.....	<i>Abiotic Depletion Potential for Elements</i>
ADPF	<i>Abiotic Depletion Potential of fossil Fuels</i>
BBSR.....	<i>Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung</i>
BGF	<i>Brutto-Grundfläche</i>
BNB	<i>Nachhaltiges Bauen</i>
DGNB	<i>Deutsche Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen</i>
EEG	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i>
EnEV	<i>Energieeinsparverordnung</i>
EPBT	<i>Energy Payback Time</i>
GEG.....	<i>Gebäudeenergiegesetz</i>
GWP	<i>Global Warming Potential</i>
HZG	<i>Heizung</i>
IAM	<i>Incident Angle Modifier</i>
KG	<i>Kostengruppe</i>
LCA.....	<i>Life Cycle Assessment</i>
MSR.....	<i>Mess-, Steuer- und Regelungstechnik</i>
NaWoh	<i>Nachhaltiger Wohnungsbau</i>
NF	<i>Nutzfläche</i>
NGF	<i>Netto-Grundfläche</i>
ODP.....	<i>Ozone Depletion Potential</i>
P2H.....	<i>Power-to-Heat</i>
PE	<i>Primary Energy</i>
PV	<i>Photovoltaik</i>
WW	<i>Warmwasser</i>

1 Motivation

Während Deutschland sich selbst durch das Klimaschutzgesetz 2021 zu einem strengeren Ziel verpflichtet und bereits bis zum Jahr 2045 klimaneutral sein möchte, wird von der Regierung die Bundesförderung für effiziente Gebäude, die sich in den vergangenen Jahren stetig steigender Beliebtheit erfreut hat, am 23. Januar 2022 frühzeitig gestoppt (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2021, S. 5). Gründe hierfür sollen nach Albrecht et al. eine Antragsflut und der damit verbundenen Überschreitung von 5,4 Milliarden Euro an Haushaltsgeldern sein (Albrecht et al., 2022). Allerdings ist die Effizienzsteigerung der Energiebereitstellung und die Substitution fossiler Energieträger in den privaten Haushalten für die Erfüllung der Klimaneutralität bis zum Jahre 2045 zwingend erforderlich. Gemäß dem Umweltbundesamt sind den Privathaushalten 28,9 % des gesamten Endenergieverbrauchs Deutschlands zuzuschreiben (Umweltbundesamt, 2020). Wobei davon rund 70 % der Bereitstellung der Raumwärme anzurechnen sind. Nach dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit wird die Netto-Treibhausgasneutralität angestrebt, die durch das Herstellen des Gleichgewichts zwischen den Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau dieser Gase durch die natürlichen Senken definiert wird (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2021, S. 4). Ein Ansatz hierfür war und ist das Vorantreiben der Nutzung erneuerbarer Energien, die aufgrund ihrer Energieträger bilanziell keinen Kohlenstoffdioxid ausstoßen. Im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz ist festgeschrieben, dass bei Neuerrichtung von Gebäuden, sowie bei grundlegender Sanierung öffentlicher Gebäude, anteilig regenerative Energien für die Wärme- und Kälteversorgung zu nutzen sind. Erneuerbare Energien sind im Sinne des Gesetzes Geothermie, Umweltwärme, solare Strahlungswärme, Biomasse etc. (Bundesumweltministerium, 2009, S. 1).

Der Energiebedarf von Gebäuden ist neben einer effizienten Gebäudehülle und einem energiebewussten Nutzerverhalten durch nachhaltige Gebäudetechnik zu minimieren. Zur Umsetzung der Forderungen und dem Realisieren der Ziele ist es nötig, die Wärmeeinheiten der Zukunft nicht nur schnell umzusetzen, sondern sie zudem nach besten Möglichkeiten hocheffizient zu gestalten, sodass die maximale Substitution fossile Energieträger erreicht werden kann.

Seither ist das die Aufgabe der Planungsbeteiligten beim Bau oder der Sanierung von Gebäuden. In Abb. 1-1 ist die prozentuale Verteilung verschiedener Heizanlagen, die seit 2011 in Neubauwohnungen zum Einsatz kommen, in einem Säulendiagramm angetragen. Dort ist das stetige Verkleinern derer Heizungsanlagen zu erkennen, die fossile Energieträger zur Wärmegewinnung verwenden. Im Gegensatz dazu steigt der Anteil regenerativer Heizsysteme.

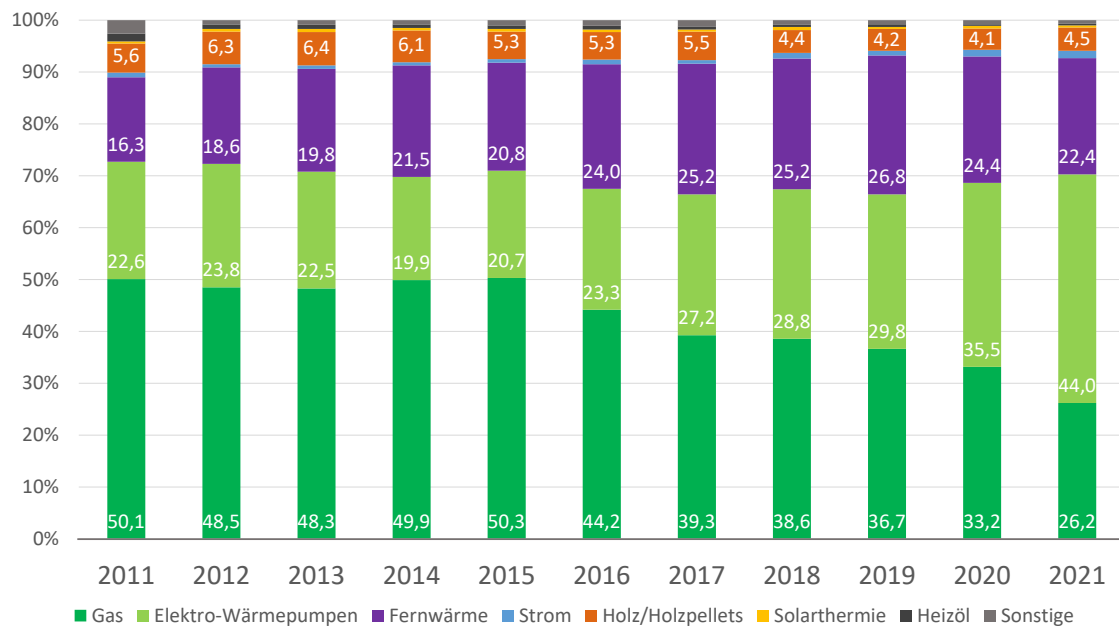


Abb. 1-1: Beheizungsstruktur im Wohnungsbau von 2011 bis 2021, in Anlehnung an (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2021)

Die Technologien der Solarthermie und der Photovoltaik gewinnen gleichermaßen ihre zur Verfügung stehende Energie aus der solaren Strahlungsenergie. In der Graphik ist zu erahnen, dass der Ausbau von solarthermischen Systemen seit Jahren zu stagnieren scheint, während der von Photovoltaik-Anlagen im gleichen Zeitraum stark angestiegen ist (Gouras, 2021).

Dabei ist zu hinterfragen, ob diese Erscheinung zurecht eintritt und die photoelektrische Energieerzeugung, in Verbindung mit einem geeigneten Wärmeerzeuger, die bessere Alternative zur solaren Wärmeversorgung von Gebäuden darstellt.

Aufgabe der Arbeit ist es, die Technologien der Solarthermie und Photovoltaik zu untersuchen und miteinander zu vergleichen. Dafür wird jeweils eine reale Gesamtanlage zur Wärmeerzeugung in den drei wesentlichen Aspekten der

energetischen Effizienz, Ökologie und Wirtschaftlichkeit betrachtet. Hierbei wird sich zuerst auf mehrere Gütemerkmale der Effizienz bezogen. Neben dem jeweiligen Wirkungsgrad und dem Schwachlichtverhalten der Technologien, wird der solare Deckungsgrad in den Vordergrund gestellt. Somit kann die bestmögliche Ausnutzung der zur Verfügung stehenden solaren Strahlung überprüft werden. Der Mehrwert der Technologie der Photovoltaik, durch die häusliche Nutzung der überschüssigen elektrischen Energie, stellt kein zentrales Thema der Arbeit dar. Mit der ökobilanziellen Betrachtung der entsprechenden Anlagenkomponenten über deren gesamten Lebenszyklus werden verschiedene Umwelteinwirkungen der Systeme, während derer Lebensphasen ergründet und bewertet. Dies ermöglicht die transparente Betrachtung der Umweltauswirkungen, die durch das Nutzen von Solarthermie und Photovoltaik verursacht werden. Durch die anschließende Durchführung einer Wirtschaftlichkeitsanalyse beider Gebäude werden die Gesamtanlagen, welche für die Wärmebereitung durch die jeweilige Technologie nötig ist, monetär bewertet.

Zum Abschluss des Vergleichs wird eine Nutzwertanalyse anhand der Ergebnisse aus den quantitativen und qualitativen Methodiken durchgeführt. Hierbei wird jenes Konzept ermittelt, das beim Gesamtvergleich besser abschneidet.

Nachfolgend werden Optimierungs- und Verbesserungsvorschläge der Anlagen mit solarthermischen Kollektoren beziehungsweise Photovoltaik-Modulen vorgestellt, die weitere Steigerungen bezüglich der solaren Ausnutzung erwirken könnten. Mithilfe der vorgestellten Umsetzungsmöglichkeiten können die aufgedeckten Defizite der gebauten Anlagen eliminiert werden.

Zuletzt wird als Ausblick eine Anlagenvariante definiert, die unter Berücksichtigung all der behandelten Aspekte die besten Resultate mit den geringsten Ausgaben und Umweltauswirkungen erreichen würde.

2 Gebäude 1 – Wärmeerzeugung durch Solarthermie

Zuerst wird die Technologie der Solarthermie untersucht. Hierfür wird sich auf ein Objekt bezogen, das vor vier Jahren in Betrieb gegangen ist. Seither wurden regelmäßig die Zählerstände abgelesen, um eine energetische Auswertung der Anlagentechnik zu ermöglichen. Das betrachtete Objekt (siehe Abb. 2-1) befindet sich An den Linden 6 in 91522 Ansbach. Nach der Errichtung wurde das Einfamilienhaus im Jahre 2018 von einer vierköpfigen Familie bezogen. Seit dem zweiten Quartal 2019 wird das Gebäude von einer Person bewohnt. Es ist hinsichtlich der Architektur den Split-Level-Häusern nachempfunden, bei denen die Geschosse um die Hälfte der Geschosshöhe zueinander versetzt sind. Drei bewohnbare Geschosse sind vorhanden. Während die südliche Hälfte des Daches ein Flachdach ist, um Platz für die großen Aufständungen der Solarkollektoren zu bieten, ist die Nordseite als flache Pultdachhälfte ausgebildet. Den Gebäudenutzern stehen $277,15 \text{ m}^2$ Nutzfläche zur Verfügung. Zur Südseite verfügt das Objekt über größere Fensterflächen, als zu den anderen Himmelsrichtungen, um eine passive Nutzung der solaren Strahlung zu ermöglichen.



Abb. 2-1: Südansicht des Gebäudes 1 mit Blick auf die Solarthermie-Anlage (Schröder, 2017)

Gebäude 1 des Vergleichs ist bei seiner Errichtung und Versorgung an die Leitsätze eines sogenannten Sonnenhauses angelehnt worden. Ein Haus, das überwiegend von und mit der Sonne behaglich temperiert werden kann, wird als Sonnenhaus bezeichnet. 2004 wurde in Bayern von Architekten, Bauingenieuren und Vertretern der Solarbranche das Sonnenhaus-Institut gegründet. Es versteht sich als unabhängige, offene Informationsplattform und Kompetenznetzwerk an Planern und Firmen, die als Mitglieder des Instituts am Erfahrungs- und Informationsaustausch teilhaben. In Verbindung mit der Schaffung dieser Plattform wurden erstmalig konkrete Energiestandards und Kriterien beschrieben, die ein Gebäude zu erfüllen hat, um die Bezeichnung Sonnenhaus gemäß Hilz tragen zu dürfen (Hilz, 2014). Diese Daten sind in der Tab. 2-1 aufgeführt.

Tab. 2-1: Kriterien für ein Sonnenhaus

	spez. Transmissions- wärmeverlust h_t'	spez. Primärenergie- bedarf q_p	solarer Deckungs- grad D_s	Nachheizung
Neubau	$\leq 85 \text{ \% vom}$ Referenzgebäude	$15 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$	$\geq 50 \text{ \%}$	regenerativ (Biomasse)
Sanierung	$\leq 115 \text{ \% vom}$ Referenzgebäude	$\leq 100 \text{ \% vom}$ Referenzgebäude		

Der spezifische Transmissionswärmeverlust beschreibt die Wärmeleitung des Gebäudes pro Fläche und Temperaturdifferenz zwischen der Innen- und Außenseite einer betrachteten Konstruktion. Er wird mit dem Formelzeichen h_t' und in der Einheit $\frac{W}{m^2 \cdot K}$ angegeben. Die Verluste sind jeweils auf das entsprechende Referenzgebäude, das die gleiche Geometrie, Gebäudenutzfläche und Ausrichtung wie das errichtende Objekt vorzuweisen hat, bezogen. Um die maximal zulässigen spezifischen Transmissionswärmeverluste zu erhalten, sind die Wärmedurchgangskoeffizienten der Anlage 1 des Gebäudeenergiegesetzes zu entnehmen (GEG, 2020).

Mit dem spezifischen Primärenergiebedarf wird die jährlich verbrauchte Energie in einem Haushalt pro Quadratmeter Gebäudenutzfläche beschrieben und in $\frac{kWh}{m^2 \cdot a}$ angegeben. Die sogenannte Endenergie wird um jenen Energieeinsatz erweitert, der durch die

vorgelagerten Prozesse, wie zum Beispiel der Förderung, Aufbereitung oder dem Transport eines bestimmten Stoffes, entsteht. Das Verhältnis von eingesetzter Primärenergie zu abgegebener Endenergie wird mit dem Primärenergiefaktor angegeben. Da das Sonnenhaus einen äußerst geringen Primärenergieeinsatz anstrebt, führt diese Forderung unweigerlich zur Einbindung von Energieträgern mit geringen Primärenergiefaktoren.

Der Tab. 2-2 sind geläufige Energieträger mit deren Primärenergiefaktoren zu entnehmen. Der Wert für Strom aus dem öffentlichen Netz ist vergleichsweise hoch, da die verschiedenen Umwandlungs- und Verteilverluste der zentralen Kraftwerke mitberücksichtigt werden. Um mit dem Sonnenhaus den spezifischen Primärenergiebedarf von $15 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$ nicht zu überschreiten, sollte auf die ineffiziente Nutzung von elektrischer Energie aus dem Stromnetz zur Erzeugung von Wärme verzichtet werden. Stattdessen bietet es sich an, die vorhandene Umweltenergie oder Biomasse als Energieträger zu nutzen. Zudem trägt die Eingliederung einer Photovoltaik-Anlage zur erheblichen Reduzierung des Primärenergiefaktors bei, da die vom Netz benötigte elektrische Energie substituiert werden kann.

Tab. 2-2: Übersicht gängiger Energieträger und deren Primärenergiefaktor, in Anlehnung an (Tiesmeyer, 2016)

Energieträger	Primärenergiefaktor
Erdgas, Flüssiggas	1,1
Heizöl	1,1
Steinkohle, Braunkohle	1,1 bzw. 1,2
Strom (<i>aus dem Stromnetz</i>)	1,8
Holz (<i>Pellets, Hackschnitzel</i>)	0,2
Umweltenergie (<i>Solarenergie, Umgebungswärme etc.</i>)	0,0

Der solare Deckungsanteil oder auch solare Deckungsgrad wird in Prozent angegeben. Er beschreibt den Anteil des gesamten Brutto-Energiebedarfs für die Raumheizung und Warmwasserbereitung, der auf die Verwendung solarer Energie zurückzuführen ist. Die Berechnung wird standortbezogen und mit realen Nutzungsbedingungen durchgeführt. Der Wert ist als anteilige Energieeinsparung im Vergleich zum entsprechenden

Referenzgebäude zu verstehen, das nicht mit einer solarthermischen Anlage ausgerüstet ist. Infolgedessen ergibt sich für die solare Deckung der verlustbereinigte Wert des Systems, der nutzbar ist.

2.1 Anlagenkonzept

Im Falle der betrachteten Anlage werden der erforderlich geringe spezifische Primärenergiebedarf und der hohe solare Deckungsanteil durch eine Solarthermieanlage mit einer Bruttogesamtfläche von 30 m^2 ($27,00 \text{ m}^2$ Aparturfläche) erwirkt. Es handelt sich um zwei Großflächenkollektoren mit den Maßen (Länge x Höhe) $5,00 \text{ m} \times 3,00 \text{ m}$ des Fabrikats VarioSol A-ANTIREFLEX, die in der Abb. 2-1 zu sehen sind (Winkler Solar, 2014, S. 7). Für das verwendete Modell ergibt sich bei Direktstrahlung nach IAM eine maximale jährlich zu erwartende Wärmemenge von $15.830,4 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$ und bei Diffusstrahlung $14.119,5 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$ (W. Neuser, Persönliche Mitteilung, 14. Dezember 2021).¹ IAM heißt Incident Angle Modifier und steht im Deutschen für den Winkelfaktor. Dieser Minderungsfaktor gibt das Verhältnis des optischen Wirkungsgrades bei aktuellem Einfallswinkel, zu demjenigen bei senkrechtem Einfall der Strahlung auf den Sonnenkollektor an (Mestre Sergie, 2002, S. 9). Die Anlage ist um 60° geneigt und gegen Süden ausgerichtet.

Da Energieangebot und Nachfrage zeitlich selten zusammenfallen, benötigt das System zum Ausgleich einen Wärmespeicher, um einen möglichst hohen solaren Deckungsanteil realisieren zu können. Im Schichtenspeicher wird das von den Wärmeerzeugern aufgeheizte Wasser in drei verschiedenen hohen Ebenen eingeleitet, um die auftretende Vermischung durch Konvektion zu minimieren. Hierbei handelt es sich um ein Fabrikat des Herstellers Citrin Solar. Der Schichtenspeicher ist mit $7,4 \text{ m}$ gebäudehoch und innerhalb der Gebäudehülle aufgestellt, sodass die Speicherverluste als thermische Gewinne in den Innenräumen verzeichnet werden können. Mit einem Durchmesser von $1,10 \text{ m}$ fasst er ein Volumen von 7.000 l . Nachdem der Pufferspeicher

¹ siehe Anhang 1 „E-Mail 2021-12-14“

mittels eines Krans, während der Rohbauphase, in das Gebäude eingebracht werden konnte, wurde der Schacht mit den Maßen (HxBxT) $8,40\text{ m} \times 1,60\text{ m} \times 1,60\text{ m}$ mit Schüttdämmung aus Zellulose, dem isofloc® LM mit einer Wärmeleitfähigkeit von $0,038 \frac{\text{W}}{\text{m} \cdot \text{K}}$, aufgefüllt. Die Lage des gebäudehohen Schichtenspeichers wurde bewusst so gewählt, dass die Zapfstellen für das Warmwasser möglichst nah am Speicher sind. Der Grundriss des Erdgeschosses des Gebäudes 1 ist in der Abb. 2.1-1 dargestellt. Dort ist zu erkennen, dass sowohl das Badezimmer sowie die Küche an den Wänden zum Speicher hin anschließen, um Transportverluste zu minimieren.

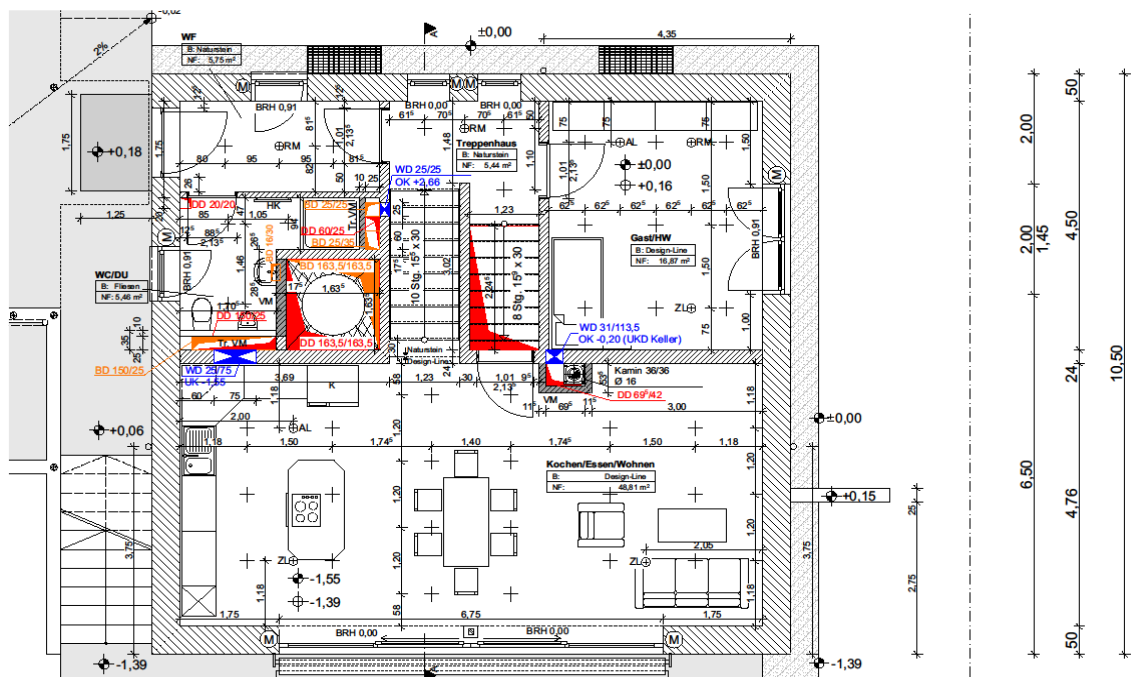


Abb. 2.1-1: Grundriss (EG) des Gebäudes 1 (Schröder, 2015)

Darüber hinaus sind die drei Kollektoranschlüsse unten am Pufferspeicher angebracht. Diese Ausführung reduziert nochmals die thermischen Verluste. Dadurch, dass die Rohrstrecke außerhalb vom Speicher vermindert wird, kann weniger Wärme an die Umgebung verloren gehen. Durch die Führung von unten durch den Speicher hindurch werden die thermischen Transportverluste zu inneren Gewinnen, welche durch die natürliche Konvektion nach oben steigen, bis sie am entsprechenden Temperaturniveau angelangt sind.

Sollte zu einstrahlungsschwachen Zeiten die solare Wärmeleistung nicht ausreichen, wird über einen bis zu $14,9\text{ kW}$ leistungsstarken Biomasse-Kessel, der entweder mit Pellets oder Scheitholz bestückt werden kann, zusätzlich

geheizt (SHT Haustechnik, 2015, S. 12). Der Pelletsvorrat des Kessels wird vom Gebäudenutzer bei Bedarf händisch aufgefüllt. Die im Puffer gespeicherte Wärme wird über ein möglichst kompaktes Verteilsystem zu Fußbodenheizungsflächen transportiert, um mit einem niedrigen Temperaturniveau behagliche Raumtemperaturen zu schaffen. Das Funktions-Heizungsschema ist in der Abb. 2.1-2 dargestellt.²

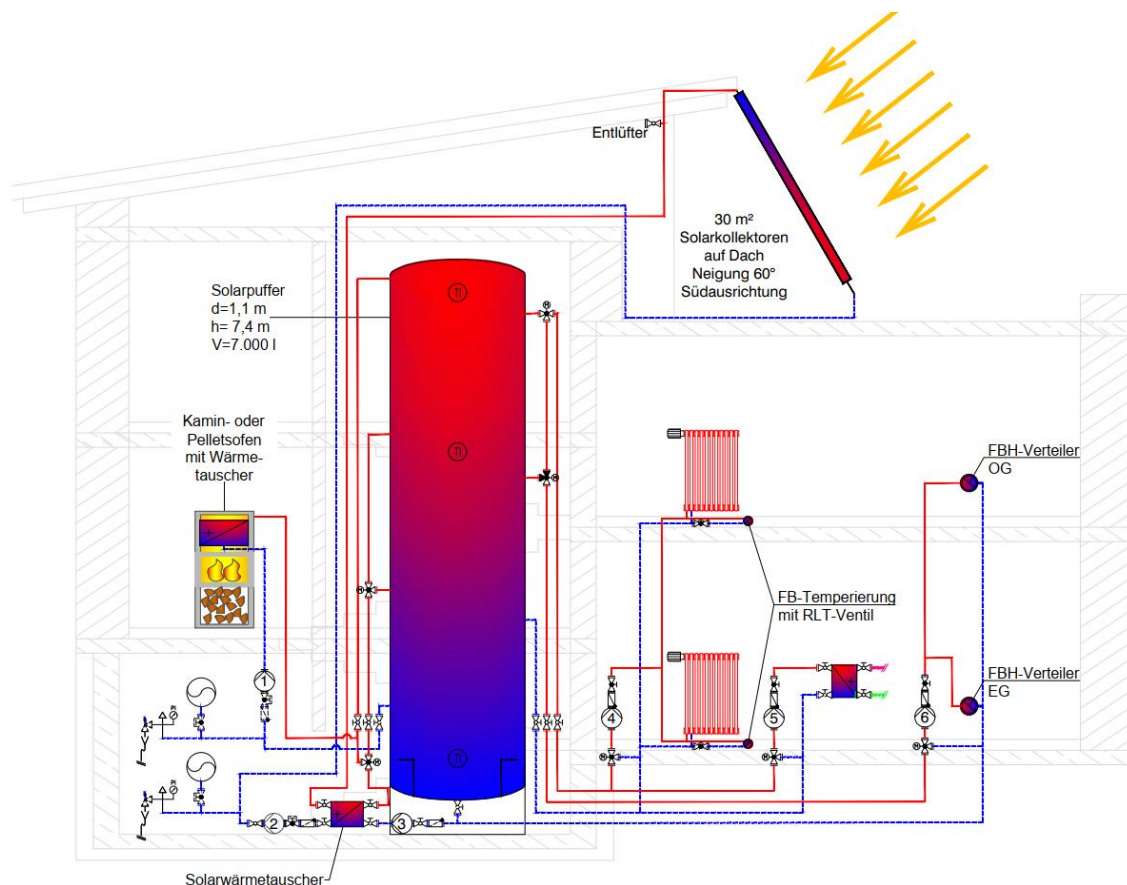


Abb. 2.1-2: Heizungsschema des Gebäudes 1 in Ansbach (Schröder, 2015)

Die Trinkwasserbereitstellung funktioniert ebenfalls über den Wärmespeicher. Hierfür ist ein Trennblech 65 cm unterhalb der höchsten Stelle im Puffer angebracht, sodass das dort befindliche Wasser heißer werden kann. Durch das Trennblech, das ein Loch geringen Durchmessers in der Mitte besitzt, gelangt lediglich wenig Wasser mit der

² siehe Anhang 2 „Heizungsschema Gebäude 1 (Ansbach)“ PDF

höchsten thermischen Energie von unterhalb in diese Zone. Verwirbelungen und Wärmeleitung sind daher minimiert, sodass das Temperaturniveau dort eine größere Differenz zu der direkt unterhalb des Trennbleches aufweisen kann. Von dieser heißen Zone wird Warmwasser über den kürzesten Weg zu Wärmetauschern geleitet. Hiervon wird die Wärme über den Sekundärkreislauf zu den Bädern und der Küche verteilt. Durch die minimierten Transportwege kann in diesem Fall auf eine Zirkulationsleitung verzichtet werden, um vermeidbare Wärmeverluste zu verhindern.

Zuzüglich ist auf der Nordseite des Daches eine Photovoltaik-Anlage auf circa 65 m^2 Fläche installiert. Für die Hochleistungsmodule Mono X des Herstellers LG wird eine Nennleistung von jeweils 260 Watt angegeben (LG Group, 2013, S. 2). Bei 38 verbauten Modulen kumuliert sich eine installierte Leistung von $9,88 \text{ kW}_p$. Die regenerativ erzeugte elektrische Energie dient der Deckung des Eigenverbrauchs der Heizungsanlage und dem allgemeinen Verbrauch im Einfamilienhaus. Überschüssige Energie wird ins Netz eingespeist.

Die Baubeteiligten hatten sich seit Beginn der Planung von den Leitfäden eines Sonnenhauses inspirieren lassen. Bei hochgedämmten Gebäuden sind die zu erwartenden Wärmetransmissionsverluste marginal, weshalb auf die Verwendung noch besserer Dämmung bewusst verzichtet wurde. Die durch aufwändige Maßnahmen erzielten Verbesserungen in der Gebäudehülle sind den Kosten des Aufwands gegenübergestellt nicht rentabel. Ohnehin stünde dem Gebäude durch die großen Aufdachanlagen ausreichend Nutzenergie zur Verfügung. Die Fläche der beiden Großflächenkollektoren ist nicht reduzierbar, da Einbuße in der für die Bilanz entscheidenden Übergangszeit zu verzeichnen sind. Der Primärenergiebedarf des Gebäudes liegt mit $15 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$ exakt auf dem noch akzeptierten Grenzwert der Forderungen des Sonnenhaus-Instituts, um die Bezeichnung eines Sonnenhauses zu erlangen. Mit Blick auf den erstellten EnEV-Bericht (heute: GEG), lässt sich das Verhältnis zwischen dem jährlichen Transmissionswärmeverlust des erbauten Gebäudes mit dem des entsprechenden Referenzgebäudes ermitteln (W. Schlötterer, Persönliche Mitteilung, 16. Dezember 2014, S. 6–7). Mittels Division des jährlichen Transmissionswärmeverlustes errechnet sich der Sachverhalt wie folgt:

$$\frac{11.278 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}}{18.202 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}} = 0,6196$$

Statt der maximal zulässigen 85 % des spezifischen Transmissionswärmeverlustes, liegt das Bauobjekt bei knapp 62 %.

Alle Parameter der in der Tab. 2-1 dargestellten Kriterien sind erwiesen übertroffen worden.

Folgend wird die Energieerzeugung und die damit einhergehende Deckung des Bedarfs im Gebäude analysiert.

2.2 Auswertung der Messdaten

Das im vorangegangenen Abschnitt vorgestellte Anlagenkonzept dient der Deckung der Wärmebedarfswerte im Gebäude. Der zu erwartende Bedarf wurde über zahlreiche Simulationen ermittelt, um die Bestandteile der Anlage zu optimieren. Zielgrößen waren die Speichergöße, Neigung der Kollektoren sowie die Auswahl dieser. Aus den Simulationen des Jahres 2015 gehen für das Objekt, mit einer Nutzfläche von $277,15 \text{ m}^2$, folgende Bedarfskenngrößen hervor (Winkler, 2015)³:

- Heizwärmebedarf:	$8.550 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$	$(30,85 \frac{\text{kWh}}{\text{m}_{\text{NF}}^2 \cdot \text{a}})$
- Energiebedarf Warmwasser:	$2.500 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$	$(9,02 \frac{\text{kWh}}{\text{m}_{\text{NF}}^2 \cdot \text{a}})$
- thermische Wärmeverluste:	$550 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$	$(1,98 \frac{\text{kWh}}{\text{m}_{\text{NF}}^2 \cdot \text{a}})$

Somit ergibt sich eine Summe aller Wärmeverbräuche von $11.600 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$ ($41,85 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$). Im Fortgang der Auswertung werden die Größen für die thermische Energie in MWh angegeben. Der gesamte Bedarf elektrischer Energie wird innerhalb dieser Arbeit nicht fokussiert. Es wird sich bei der Betrachtung der energetischen Effizienz der gebäudetechnischen Anlagen auf die Wärmebereitung der Vergleichsobjekte spezifiziert, um die verschiedenen Technologien der Solarthermie und Photovoltaik (mit zusätzlicher Wärmepumpe) hinsichtlich der Wärmegewinnung neutral miteinander vergleichen zu können. Der Aspekt der höherwertigen bereitgestellten Energieform der

³ siehe Anhang 3 „Simulationsreport Gebäude 1 (Ansbach)“

Exergie durch die Photovoltaik wird aufgegriffen, aber nicht detailliert im anstehenden Vergleich berücksichtigt.

Das betrachtete Objekt befindet sich vom Jahre 2022 aus seit mehr als drei Jahren im Betrieb. Von 2018 aus wurden sämtliche Wärmeverbräuche in der Tab. 2.2-1 zusammengefasst.

Tab. 2.2-1: Jahres-Wärmebedarfswerte des Gebäudes 1 von 2018 bis 2020

	Heizung in $\frac{MWh}{a}$	Warmwasser in $\frac{MWh}{a}$	thermische Verluste in $\frac{MWh}{a}$	Summe in $\frac{MWh}{a}$
2018	6,10	6,27	4,57	16,94
2019	8,19	1,52	5,03	14,75
2020	7,06	0,86	5,41	13,32

Der Verbrauch der Heizung wird maßgeblich durch die bestehende Gebäudehülle und derer Wärmeverluste bestimmt, weshalb sich lediglich geringe Schwankungen über die drei Jahre verzeichnen lassen. Nach dem ersten Jahr gab es einen Mieterwechsel des Gebäudes, wodurch ein geringerer Wärmeverbrauch festgestellt wurde. Dies bestätigt, dass der Wärmeverbrauch für benötigtes Trinkwasser stark variabel anzusetzen und vom Gebäudenutzer abhängig ist (Offermann et al., 2015, S. 41). Die thermischen Verluste sind überwiegend konstant. Diese sind von der wärmeisolierenden Qualität des Pufferspeichers, der mit heißem Fluid durchströmten Transportstrecken sowie der Effizienz der Verteileinheiten abhängig. Sofern zwischen den Messintervallen keine grundlegenden Parameter innerhalb der Regelung der Anlage verstellt und wesentliche Bauteile nicht ausgetauscht werden, sodass das hydraulische System anders arbeiten würde als zuvor, sind die thermischen Verluste im Vergleich der Jahre einzig noch von den Temperaturen des Speicherinhaltes abhängig.

Um die Anlage ausreichend zu bewerten, werden im Folgenden die Referenzwerte mit den gemessenen Wärmemengen verglichen und die daraus resultierenden Aussagen beschrieben. Die Referenzwerte sind die erwarteten Wärmeverbrauchswerte, die durch numerische Simulationen des thermischen Gebäudemodells mit der realen Gebäudetechnik am Standort 91522 Ansbach errechnet wurden.

In der Abb. 2.2-1 sind die Annahmen mit den gemessenen Verbräuchen in den Kategorien der Beheizung, Warmwasserbereitung und den thermischen Verlusten gegenübergestellt. Der jeweils dunklere Farbton der Graphen entspricht dem Wert der Simulation, wohingegen der hell gewählte Farbton für die gemessene Größe steht.

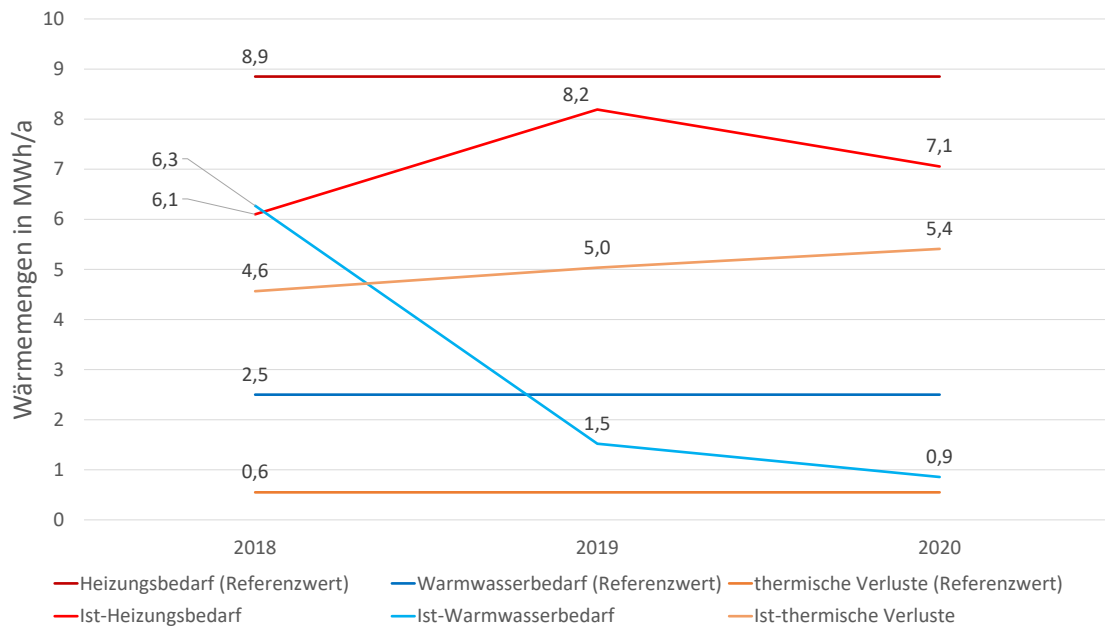


Abb. 2.2-1: Gegenüberstellung der erwarteten und gemessenen Wärmemengen im Gebäude 1 für die Heizung, das Warmwasser und die thermischen Verluste in den Jahren 2018, 2019 und 2020

Der erwartete Heizwärmebedarf deckt sich mit den real gemessenen Wärmemengen, welche für die Raumtemperierung aufgebracht wurden. Die Werte sind geringer als die von der Simulation ermittelten $8,85 \frac{MWh}{a}$, allerdings in der gleichen Größenordnung. Dieses Ergebnis war zu erwarten, da der Heizwärmebedarf weitgehend von der Dämmfähigkeit der thermischen Gebäudehülle abhängt. Ist das Gebäude errichtet, darf nach dem Erreichen der Ausgleichsfeuchte, wenn keine Sanierungsmaßnahmen ergriffen werden, von überwiegend konstanten Wärmeverlusten über die Hülle ausgegangen werden, die anschließend vom Heizsystem ausgeglichen werden müssen. Die Austrocknung des Bauwerks ist nach drei bis fünf Jahren abgeschlossen. Die ausgewerteten Messdaten bestätigen die Theorie nur grob. Das Abweichen ist auf das spezifische Nutzerverhalten und die jährlichen Schwankungen in der Heizperiode zurückzuführen.

Die Kurve des Ist-Warmwasserbedarfs weist im ersten Jahr eine starke Abweichung vom prognostizierten Warmwasserbedarf des Referenzwertes auf. In den beiden darauffolgenden Jahren reduziert sich der jährliche Wärmeverbrauch auf mehr als ein Siebtel vom erstmaligen Bedarf im Jahr 2018. Dies lässt sich auf den Mieterwechsel zum Anfang des zweiten Jahres zurückführen. Zu Beginn war eine aus den USA stammende Familie mit vier Personen in dem Gebäude eingemietet. Wie in der Abb. 2.2-2 dargestellt, ist der Pro-Kopf-Wasserverbrauch genannter Bewohner circa 3,5-mal so hoch wie der von deutschen Personen (Blick, 2007).

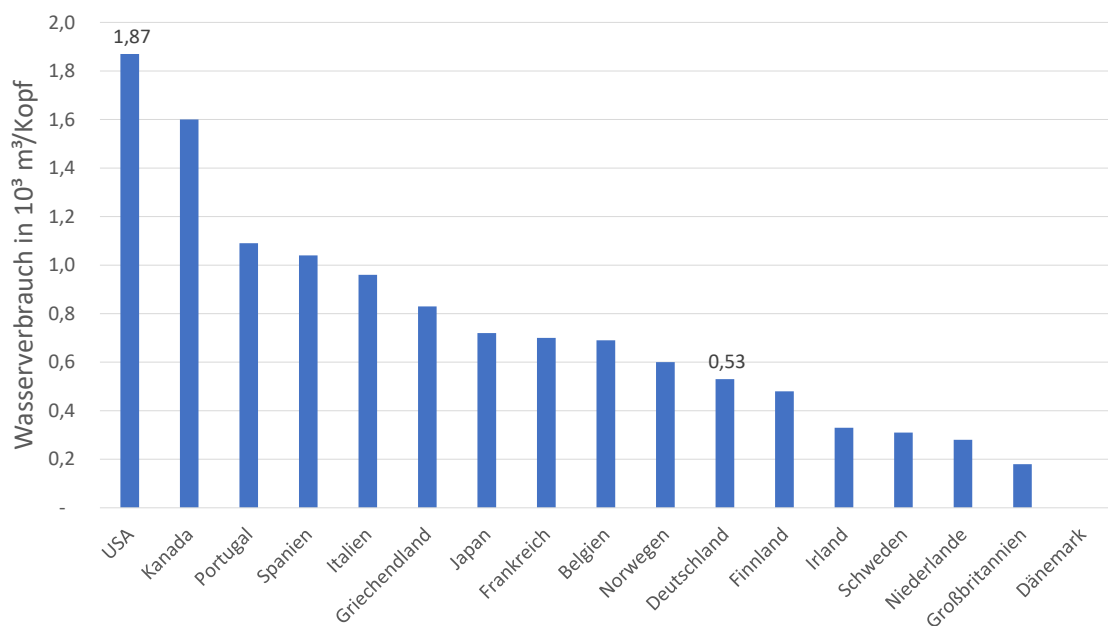


Abb. 2.2-2: Pro Kopf Wasserverbrauch in Kubikmeter von ausgewählten Ländern (Blick, 2007), eigene Darstellung

Der Wärmeverbrauch für das Trinkwasser ist im zweiten Jahr, nach dem Mieterwechsel, geringer als die errechnete Energiemenge. Im Jahr 2020 beträgt die Ist-Wärmemenge für die Warmwasserbereitung knapp ein Drittel des prognostizierten Wertes. Der zugeschriebene Wert für 2019 ist zum Teil von den Mietern des ersten Jahres abhängig. Diese haben das Haus im zweiten Quartal verlassen. Die Unterschreitung der Referenzwerte lässt sich mit dem Nutzerverhalten der eingezogenen Person erklären. Zwar handelt es sich hierbei ebenfalls um einen aus Amerika stammenden Mieter, allerdings wohnt dieser nur werktags in dem Gebäude, das er allein bewohnt.

Anschließend ist das Anlagensystem hinsichtlich der solaren Wärmedeckung durch die gewählte Technologie und dem zu erwartenden Ertrag auszuwerten.

2.2.1 Energetische Bewertung - Solarthermie und Pelletofen

Nach der Gegenüberstellung der einzelnen Wärmeverbräuche und des Bedarfs gilt es, die Effektivität der verbauten Solarthermie-Anlage zu überprüfen. Hierfür werden die gemessenen bezogenen Wärmemengen der beiden Wärmeerzeuger in Relation zur gesamten gelieferten Wärmemenge, die nötig war, um den Bedarf des Gebäudes zu decken, miteinander verglichen. Der Biomasse-Kessel dient hierbei überwiegend als Spitzenlastwärmeerzeuger, was heißt, dass er eingeschaltet wird, wenn die Großflächenkollektoren nicht ausreichend Wärme aus der eintreffenden Einstrahlung beziehen können. Die Größe der Kollektoren und Pufferspeicher ist bewusst so gewählt, dass dieser Fall in den meisten Tagen im Jahr nicht zustande kommt. Lediglich während der kalten Übergangszeit oder der Wintertage bedarf es einer Unterstützung beziehungsweise Alleinversorgung des Kessels durch die Verfeuerung der Biomasse.

In Abb. 2.2-3 sind die absoluten Anteile der Wärmeerzeuger für die Jahre 2018 bis 2020 in einem gestapelten Säulendiagramm aufgetragen. Der Biomasse-Kessel trägt geringe Anteile, die teilweise unter 20 % fallen, zur Wärmeversorgung bei.

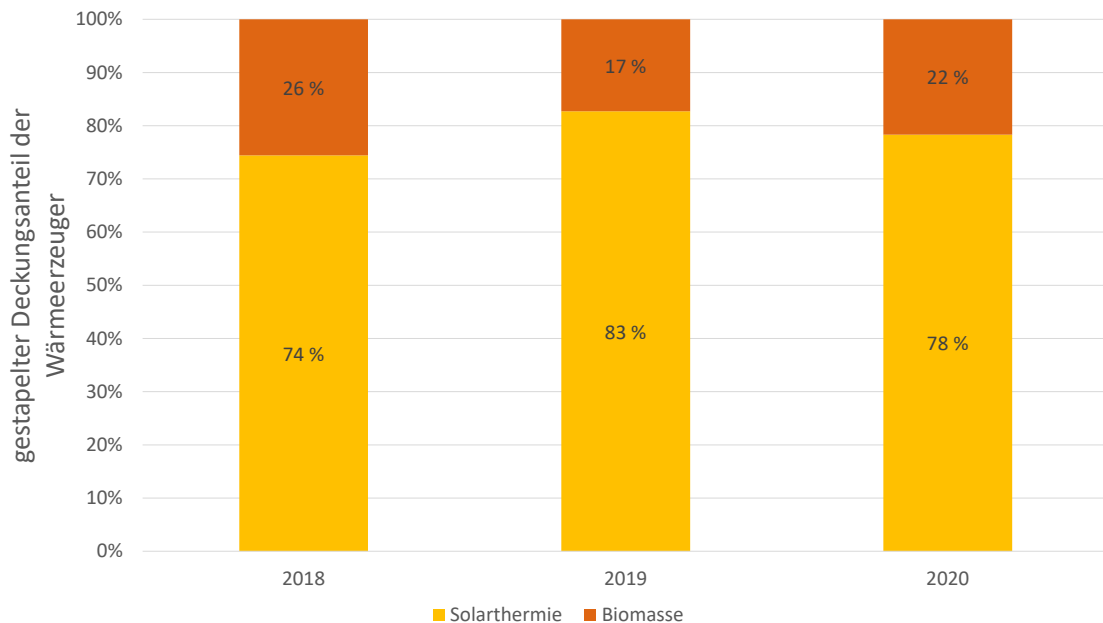


Abb. 2.2-3: Solarer Deckungsanteil und Anteil der thermischen Energie aus Biomasse der Wärmeversorgung des Gebäudes 1 über die Jahre 2018, 2019 und 2020

Der Wärmeanteil, der durch die Solarthermie gedeckt wird, entspricht gleichzeitig dem solaren Deckungsanteil. Dieser ist nach Späte und Ladener wie folgt definiert (Späte & Ladener, 2011):

$$D_S = \frac{\text{solarer Nettoertrag } Q_{SN}}{\text{Wärmeverbrauch } Q_N}$$

Dabei ist:

- D_S = solarer Deckungsgrad
- Q_{SN} = solarer Nettoertrag
- Q_N = Wärmeverbrauch

Der solare Nettoertrag ist gleich dem solaren Bruttoertrag abzüglich der Speicherverluste. Der Anteil solarer Wärme in einem Gebäude, welcher für das Tragen der Bezeichnung „Sonnenhaus“ zu erbringen ist, wurde übererfüllt.

Für den Vergleich der Technologien zur Wärmeerzeugung im Wohnbereich ist es nötig, sich innerhalb der Wärmegewinnung auf die entsprechende Anlage zu fokussieren. In diesem Fall sind die beiden Großflächenkollektoren als Energieumwandler der wesentliche Kern des Konzepts zur Wärmebereitung für das Gebäude. Hierfür wird die Größe des *spezifischen solaren Energieertrags* ε eingeführt. Der spezifische solare Energieertrag beschreibt den jährlich zur Verfügung stehenden solaren Nettoertrag thermischer Energie pro verbauter Bruttofläche durch die Technologie und wird in der Einheit $\frac{kWh}{m^2 \cdot a}$ angegeben. Da Wärme eine Form der Energie darstellt, kann analog der Begriff des *spezifischen solaren Wärmeertrags* verwendet werden. Als Bezugsfläche wird bewusst nicht die Aperturfläche der solaren Systeme verwendet, um das Ergebnis nicht zu beschönigen und somit den realen Platzbedarf zu berücksichtigen. Es wird die Bruttogesamtfläche der Anlage herangezogen, um später anhand des spezifischen solaren Energieertrags eine konkrete Aussage treffen zu können. Es ist zu erwähnen, dass die Bruttogesamtfläche von 30 m^2 bei einer Aufständerung von 60° nicht der Dachfläche von 30 m^2 entspricht. In diesem Fall befindet sich die Anlage auf einer horizontal gelegenen Dachfläche. Da dies bei den wenigsten Dächern derart ist, ist mit dem Winkel zwischen den Großflächenkollektoren und der horizontalen Ebene zu rechnen. Dieser Winkel ergibt sich durch Summierung der Dachneigung mit der relativen Neigung der Module zum Dach.

Wenn mehr als eine Reihe Flachkollektoren auf dem Dach montiert wird, kommt zu der effektiven Montagefläche der Kollektoren zusätzlich die durch die vordere Reihe verursachte Verschattung hinzu. Diese wird nach Burkhardt anhand des Sonnenstandes am 21.12 zur Mittagszeit am betroffenen Ort errechnet (Burkhardt, 2021). Für die Sonnenstandhöhe wird das online verfügbare Programm „Sonnenverlauf“ herangezogen (Sonnenverlauf, 2022). Anhand dessen besteht beim Gebäude 1 An den Linden 6 in 91522 Ansbach zur oben genannten Zeit die Sonnenhöhe (Azimut) von $23,05^\circ$.

Aus den gegebenen Parametern wurde ein Ausdruck entwickelt, der die notwendige Fläche für eine aufgeständerte Solarthermieanlage berechnet. Die Gleichung ist von der Dachneigung, dem Sonnenstand am Standort, der hintereinander installierten Großflächenkollektoren und der Kollektorlänge abhängig.

Formel 1: Bestimmung der notwendigen Dachfläche bei aufgeständerten Kollektoren.⁴

Als fixe Größen gehen die Modulhöhe (3,00 m) und der Anstellwinkel des Kollektors gegenüber der Horizontalen (60 °) ein, um den maximalen Ertrag erwarten zu können.

Entsprechend der Berechnungen ergeben sich die Maße und verbrauchte Dachfläche wie folgt:

- benötigte Dachfläche 15,00 m²
- Dachmindestlänge: 10,00 m
- Dachmindesttiefe: 1,50 m

Für eine Bruttogesamtfläche von 30 m² wird beim betrachteten Gebäude eine Dachfläche von 15 m² benötigt.

Es ist darauf hinzuweisen, dass hierbei mit den Bruttogrundflächen der Kollektoren gerechnet wurde. Deshalb sind bislang eventuell notwendigen Abstandsflächen der Kollektoren zueinander oder zum Dachrand nicht berücksichtigt.

Um einen verwendbaren Wert für den spezifischen solaren Wärmeertrag ε_{th} zu erhalten, wurden die im jeweiligen Jahr erzeugte Wärmemenge von:

- 2018 (12.606 $\frac{kWh}{a}$),
- 2019 (12.198 $\frac{kWh}{a}$) und
- 2020 (10.434 $\frac{kWh}{a}$)

mit den 15,00 m² der verbrauchten Dachfläche durch die Großflächenkollektoren geteilt. Die Ergebnisse sind als spezifische solare Wärme in der Tab. 2.2-2 aufgetragen.

In der durchgeführten Auswertung ist insbesondere die Wärmeversorgung der Gebäude von Interesse. Nichtsdestotrotz ist es für eine Gesamtbewertung der Gebäude wichtig, die gesamte Energieerzeugung zu untersuchen. Um diese ausreichend zu erwähnen,

⁴ siehe Anhang 4 „Formel1_Herleitung notwendigen Dachfläche bei aufgeständerten Kollektoren“ und Anhang 5 „Formel1_Berechnungstabelle notwendige Dachfläche bei aufgeständerten Kollektoren“

ist in der Tab. 2.2-2 zuzüglich der gesamte solare Energieertrag ε_{th+el} notiert.

Dieser setzt sich aus dem flächenspezifischen Wärmeertrag ε_{th} der Kollektoren und dem flächenspezifischen Ertrag an elektrischer Energie ε_{el} der Photovoltaikmodule zusammen und wird durch die (F. 2.2-1) gebildet.

$$\varepsilon_{th+el} = \frac{\text{Wärmeerzeugung}_{\text{Solarthermie}} + \text{Energieerzeugung}_{\text{Photovoltaik}}}{\text{Bruttogesamtfläche}_{\text{Solarthermie}} + \text{Bruttogesamtfläche}_{\text{Photovoltaik}}} \quad (\text{F. 2.2-1})$$

Tab. 2.2-2: Spezifische solare Wärme- und Energieerträge des Gebäudes 1 der Jahre 2018, 2019 und 2020

Jahr	spez. solare Wärmeertrag ε_{th} in $\frac{kWh}{m^2 \cdot a}$	spez. solare Energieertrag ε_{th+el} in $\frac{kWh}{m^2 \cdot a}$
2018	840,40	270,08
2019	813,20	264,98
2020	695,60	242,93

Die Photovoltaik-Anlage ist auf der Nordseite mit einem geringen Aufstellungswinkel für die Ausnutzung der Einstrahlungsenergie nicht optimal positioniert und kann das volle Potenzial nicht ausnutzen. Nach Hadamovsky und dessen Nomogramm reduziert sich die nutzbare Einstrahlung bei horizontaler Lage der Photovoltaik oder Solarthermiekollektoren auf 88 % der maximal nutzbaren Strahlung (Hadamovsky, 2007). Bei einem Flachdach mit 10 ° Neigung Richtung Norden vermindert sich die nutzbare Strahlung um weitere acht Prozentpunkte auf 80 %. Die maximale Ausnutzung ergibt sich bei Südausrichtung und 35 ° Neigung.⁵

Hinzu kommt, dass solarthermische Anlagen einen Wirkungsgrad bei Standardbedingungen von bis zu 50 % besitzen, während derzeitige

⁵ siehe Anhang 6 „bearbeitetes Nomogramm“

Photovoltaiksysteme mit einem Wirkungsgrad von 15 % als herkömmlich gelten (Mastiaux, 2020). Mit dem Verhältnis $\frac{50\%}{15\%}$ lassen sich die spezifischen solaren Erträge kontrollieren. Wird damit der spezifische solare Energieertrag ε_{th+el} von $270,08 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$ aus dem Jahr 2018 multipliziert, ergeben sich $900,27 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$. Dieser Wert befindet sich in der gleichen Größenordnung wie der spezifische solare Wärmeertrag ε_{th} desselben Jahres, der durch die Solarthermie-Anlage erwirtschaftet wurde (vgl. Tab. 2.2-2).

Dadurch, dass die Bruttogesamtfläche der PV mehr als viermal so groß wie die effektiv verbaute Dachfläche der Flachkollektoren ist, reduziert die Hinzunahme des spezifischen solaren Energieertrags ε_{el} der Photovoltaiktechnologie den Mischwert gegenüber des isolierten spezifischen solaren Energieertrags ε_{th} der Solarthermie erheblich.

An den Absolutwerten der spezifischen solaren Energie- beziehungsweise Wärmeertragswerten aus Tab. 2.2-2 ist zu erkennen, dass der Wert der spezifischen solaren Energie prozentual weniger abnimmt als jener der spezifischen solaren Wärme. Dies lässt, aufgrund der höheren Gewichtung der Photovoltaik-Anlage, die Vermutung zu, dass diese bei unterschiedlichen Einstrahlungen konstantere Erträge liefern kann. Im Umkehrschluss bedeutet das, dass der Ertrag durch die Solarthermie empfindlicher gegenüber schwankender beziehungsweise abnehmender Einstrahlung reagiert.

Um diese These zu validieren, werden die jeweiligen Erträge der drei gemessenen Jahre relativ zum einstrahlungsstärksten Jahr normiert.

2018 war mit einer solaren Wärmeerzeugung von $12.606 \frac{kWh}{a}$ bislang das ertragreichste Jahr seitdem das Gebäude mitsamt der Anlage in Betrieb genommen wurde. Der Nettoertrag kann zusätzlich von anderen Einflussfaktoren als der Einstrahlung beeinflusst werden, wie beispielsweise defekter Anlagentechnik oder der Umstellung von Soll-Werten bestimmter Grenztemperaturen. Zudem ist er nicht alleinig von den Sonnenstunden im Jahr abhängig, sondern weiterhin von der dabei auftreffenden Bestrahlungsstärke. Um eine Validierung der Annahme, dass das Jahr 2018 als Referenzjahr geeignet ist, zu erhalten, wird der durchschnittliche regionale Energieertrag pro installierte Leistung herangezogen.

Bezogen auf den Postleitzahl-Bereichen von 90000 – 91999 kam es in den zu untersuchenden Jahren zu folgenden Erträgen (Kaunut, 2021)⁶:

- 2018: $1.055 \frac{kWh}{kW_p * a}$
- 2019: $1.024 \frac{kWh}{kW_p * a}$
- 2020: $929 \frac{kWh}{kW_p * a}$

Hiermit kann der spezifische solare Energieertrag des Jahres 2018 als 100 % festgelegt werden. Die aus dieser Handlung resultierenden Anteile der Jahre 2019 und 2020 bezogen auf den Ertrag von 2018 sind später in der Abb. 2.2-4 zu sehen. Es ist von jedem Jahr der spezifische solare Wärmeertrag ε_{th} und der spezifische solare Energieertrag ε_{th+el} durch die maximalen Werte des ersten Jahres dividiert.

Folgend zeigt die Tab. 2.2-3 die Werte der spezifischen Energieerträge und die dazugehörigen Anteile zum Bezugsjahr 2018 auf, um die Graphen der Abb. 2.2-4 besser verstehen zu können.

Tab. 2.2-3: Absoluter und anteiliger spezifischer solarer Wärme- und Energieertrag (ε_{th} und ε_{th+el}) des Gebäudes 1 der Jahre 2018, 2019 und 2020

	spez. solarer Wärmeertrag ε_{th} in $\frac{kWh}{m^2 * a}$	Anteil von 2018	spez. solarer Energieertrag ε_{th+el} in $\frac{kWh}{m^2 * a}$	Anteil von 2018
2018	840,40	100 %	270,08	100 %
2019	813,20	97 %	264,98	98 %
2020	695,60	83 %	242,93	90 %

⁶ siehe Anhang 7 „Auszug aus der bundesweiten Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen“

Beim Vergleich der Abb. 2.2-4 des Verlaufs der Graphen der Anteile des spezifischen solaren Wärmeertrags ε_{th} und denen des spezifischen solaren Energieertrags ε_{th+el} , fällt auf, dass sie zunehmend divergieren. Grund hierfür ist die von 2018 bis 2020 stetige Abnahme des Ertrages, der durch die geringere Bestrahlungsstärke geschuldet ist. Zusammenfassend ist zu erkennen, dass sich die Verhältnisse, bezogen auf das lokale Maximum, der untersuchten Größen umso weiter voneinander entfernen, desto geringer die auf die Umwandlungstechnologie auftreffende Einstrahlung ist.

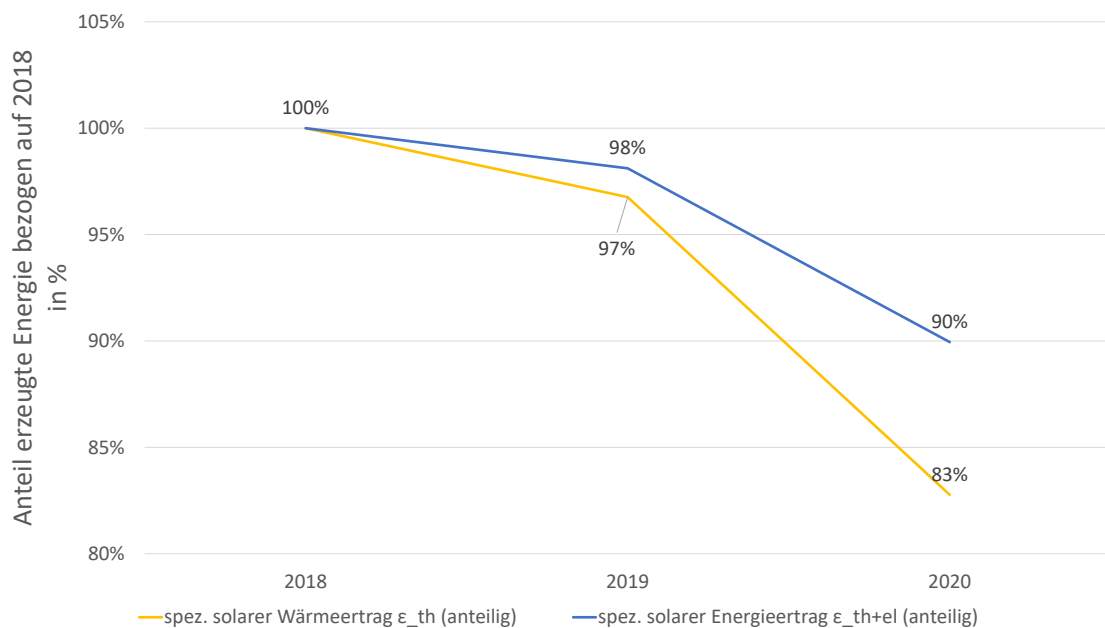


Abb. 2.2-4: Anteil des spezifisch erzeugten Wärmeertrags ε_{th} beziehungsweise Energieertrags ε_{th+el} des Gebäudes 1 bezogen auf das einstrahlungsstärkste Jahr des Monitorings 2018

Bei den Anteilen des spezifischen solaren Wärmeertrags ε_{th} wird ausschließlich die durch die Solarthermie gewonnene thermische Energie berücksichtigt. Bei den Anteilen des spezifischen solaren Energieertrags ε_{th+el} werden zusätzlich die Gewinne von elektrischer Energie durch die Photovoltaik-Anlage hinzugezählt. Da die Photovoltaik bei dieser Mischform des solaren Energieertrags mit $\frac{65 \text{ m}^2}{95 \text{ m}^2}$ das größere Flächenverhältnis zur gesamten installierten Technologie auf dem Dach hat, erwirkt die Photovoltaik mehr Einfluss auf den Wert. Konkret ausgedrückt heißt das, dass die im Verhältnis geringer ausfallende Verringerung des solaren Energieertrags der PV-Technologie zuzuschreiben ist. Sie verzeichnet bei geringeren Einstrahlungen weniger Ertragseinbruch als die Technologie der solarthermischen Anlage.

Dies liegt am günstigeren Schwachlichtverhalten der Photovoltaikmodule gegenüber der Solarthermie. Bei 10 % der maximalen Einstrahlung ($100 \frac{W}{m^2}$) kann der Wirkungsgrad von kristallinen Modulen um circa 5 % sinken (Eicker, 2012, S. 275). Unter der Annahme von 15 % Wirkungsgrad einer PV-Zelle, kann bei $100 \frac{W}{m^2}$ mit einem Wirkungsgrad von 14,25 % gerechnet werden. Folgend ist es der Technologie möglich $14,75 \frac{W}{m^2}$ zu leisten. Flachkollektoren benötigen in jedem Fall Direktstrahlung, um Wärme zu produzieren. Die dunklen Flächen des Absorbers müssen sich erwärmen, um diese thermische Energie an das Medium im Solarkreislauf weiterzugeben. Mit diffuser Strahlung funktioniert die Aufnahme der Wärme schwerlich. Es ergibt sich bei Schwachlicht, mit 10 % der maximal möglichen Strahlung, annähernd $\frac{1}{10}$ des üblichen Wirkungsgrades. Mit einem reduzierten Wirkungsgrad von 5 % und $100 \frac{W}{m^2}$ erzeugt die Solarthermie-Anlage noch $5 \frac{W}{m^2}$ Wärme.

Mit Blick auf die energetische Auswertung konnte mit den Ergebnissen aus den vorangegangenen Simulationen für die Auswahl der bestmöglichen Anlagenkomponenten sowie die beeinflussenden Komponenten ein vorzeigbares Ergebnis erzielt werden, das durch extensives Monitoring und geringe Anpassungen, innerhalb der Regelungstechnik, nochmals gesteigert werden konnte.

Obwohl die Solarthermie zu strahlungsstarken Zeiten höhere Erträge erbringen kann, zeigt sich, dass die Technologie der Photovoltaik stabiler bei diffuser Strahlung ist. Aufgrund dieser Feststellung ist es wichtig, bei einem weiteren Objekt, das seine Wärme durch die von Photovoltaik zur Verfügung gestellten Energie bezieht, die in diesem Abschnitt herangezogenen Kenngrößen zu ermitteln, um den direkten Vergleich anstellen zu können.

2.2.2 Energetische Bewertung - Photovoltaik und Wärmepumpe

Für die Überlegungen der alternativen Gebäudetechnik müssen die Anlagen des Gebäudes 2 dem Energiebedarf des Gebäudes 1 angepasst werden. Mit Blick auf die Abschnitte 2.2.1 und 3.2.1, in denen die gebäudespezifischen Wärmebedarfswerte zu finden sind, ist zu erkennen, dass das Gebäude 2 einen annähernd doppelten Wärmebedarf in den einzelnen Bereichen aufweist, wie das Gebäude 1.

Es wird sich auf den aussagekräftigsten Wert, den solaren Deckungsanteil, beschränkt.

Die Bedarfsgrößen müssen für den direkten Vergleich konstant bleiben, da das Gebäude und seine Nutzung identisch zum Ist-Zustand sein sollen. Folglich sind die Größen aus der Tab. 2.2-1 zu verwenden. Aus den Messwerten über die drei Jahre von 2018 – 2020 wird der arithmetische Mittelwert gebildet und in der Tab. 2.2-4 dargestellt.

Tab. 2.2-4: Arithmetisches Mittel der Wärmebedarfswerte des Gebäudes 1

Heizung in $\frac{MWh}{a}$	Warmwasser in $\frac{MWh}{a}$	thermische Verluste in $\frac{MWh}{a}$	Summe in $\frac{MWh}{a}$
7,12	2,88	5,00	15,00

Die elektrischen Energien, welche in die Fußbodenheizung und Warmwasserbereitung fließen, und jene, die unabwendbar in Form von thermischen Verlusten verloren gehen, werden dem Abschnitt 3.2.1 entnommen, in dem deutlicher auf das dafür notwendige Vorgehen eingegangen wird. Das Halbieren der Größen ist nicht möglich. Auf der Schrägdachseite (Norden) des Gebäudes 1 steht lediglich Platz für 65 m^2 Bruttogesamtfläche eines Photovoltaiksystems zur Verfügung. Die Süddachseite ist ein Flachdach, auf dem die Module mittels einer zusätzlichen Konstruktion aufgeständert werden könnten. Allerdings wird hiervon für diese Betrachtung abgesehen. Durch die Bildung des Verhältnisses der installierten Fläche der Module auf dem Dach des Gebäudes 2 ergibt sich der Quotient $\frac{65 \text{ m}^2}{157 \text{ m}^2}$. Mit diesem sind die im Gebäude 2 verbauten Anlagen zu multiplizieren, sodass sich nach sinnvoller Rundung ergibt:

- Wärmepumpe: 6 kW
- Pufferspeicher: 4 Stück (jeweils circa 2.600 l)
- PV-Anlage: 12,5 kW_p

Es wird davon abgesehen den Energieertrag mit einem Minderungsfaktor zu verrechnen, da die Anlage bei der betrachteten Alternative auf der Nordseite des Daches installiert wird. Zum einen ist die Dachneigung äußerst gering und zum anderen befinden sich im realen Fall des Gebäudes 2 auf beiden Dachhälften Module, weshalb von einer weiteren Approximation der auftreffenden solaren Strahlung abgesehen wird.

Die im Abschnitt 3.2.1 ermittelte Aufnahme an elektrischer Energie der wärmeerzeugenden Systeme wird mit gleichem Faktor multipliziert. Die dadurch entstehenden Ergebnisse sind in der Tab. 2.2-5 gelistet.

Tab. 2.2-5: Jährlicher Verbrauch elektrischer Energie der Anlagen des Gebäudes 2 im Gebäude 1

Nachheizer 1 (Warmwasserbereitung) in $\frac{MWh}{a}$	Nachheizer 2 (Heizwärmebedarf) in $\frac{MWh}{a}$	Wärmepumpe in $\frac{MWh}{a}$	Summe in $\frac{MWh}{a}$
5,28	0,47	6,94	12,69

Darüber hinaus wird der Wirkungsgrad der beiden Nachheizer von 100 % und die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe mit 1,71 für die nachfolgenden Berechnungen übernommen. Der Erläuterung der unterdurchschnittlich geringen Jahresarbeitszahl wird sich im späteren Verlauf des Abschnitts 5.3 gewidmet.

Der jährliche solare Deckungsanteil wird über die Multiplikation der summierten nötigen elektrischen Energie aus der Tab. 2.2-5 und dem Wirkungsgrad beziehungsweise der Jahresarbeitszahl der Wärmeerzeuger berechnet. Als PV-Anteil der für die Wärmeerzeugung verwendeten Energie sollen 49 %, wie im Absatz 3.2.1, verwendet werden. Die daraus resultierenden Wärmemengen für die einzelnen Erzeuger sind in der Tab. 2.2-6 zusammengetragen.

Tab. 2.2-6: Mit PV erzeugte Wärme im Gebäude 1

Nachheizer 1 (Warmwasserbereitung) in $\frac{MWh}{a}$	Nachheizer 2 (Heizwärmebedarf) in $\frac{MWh}{a}$	Wärmepumpe in $\frac{MWh}{a}$	Summe in $\frac{MWh}{a}$
2,59	0,23	5,82	8,64

Die Summe der Energie, welche durch die Photovoltaik-Technologie zur Wärmeerzeugung zur Verfügung gestellt werden kann, ist durch die Gesamtmenge des Wärmebedarfs für das Gebäude 1 zu dividieren. Der Anteil, welcher daraus entsteht,

ist in der Abb. 2.2-5 abgebildet und entspricht dem solaren Deckungsanteil beim Betrieb in Form der vorgestellten Alternative. Die elektrische Energie, die zur Kompensierung der Differenz zwischen dem Bedarf und der durch das Heizsystem gedeckten Wärmemenge nötig ist, entstammt dem öffentlichen Elektrizitätsnetz.

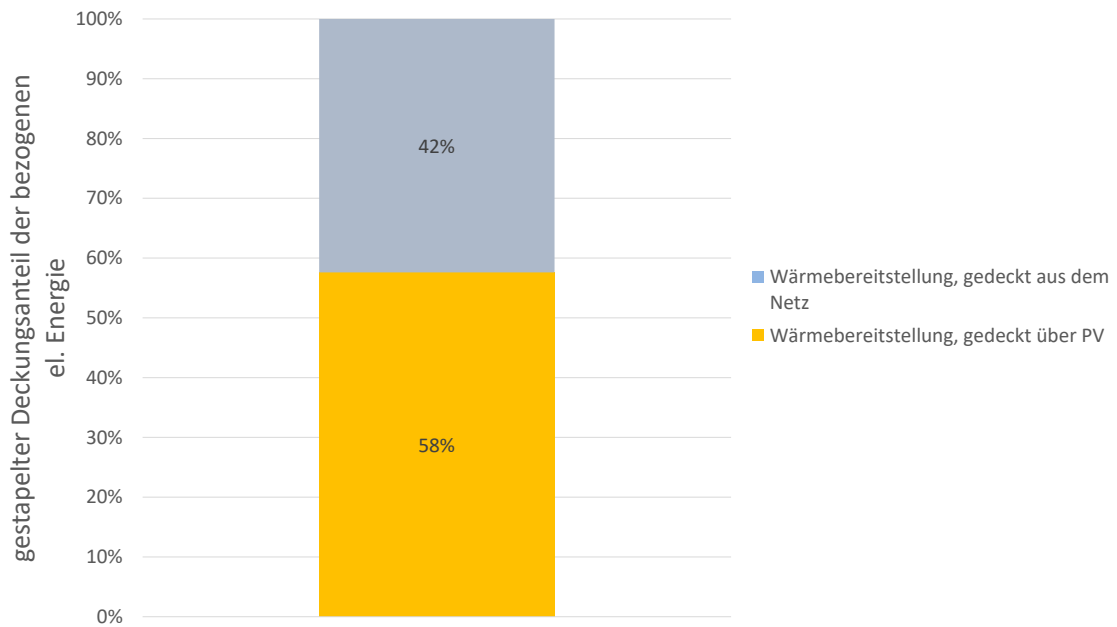


Abb. 2.2-5: Solarer Deckungsanteil und Verteilung der Art der elektrischen Energie, die zur Wärmeerzeugung genutzt wird, mit der Anlagentechnik des Gebäudes 2

Obwohl die Wärmebereitung zu mindestens 16 Prozentpunkte weniger aus solarer Energie gedeckt werden kann, würde durch die vorgestellte Alternative ebenfalls der Sonnenhaus-Standard für das Gebäude 1 erreicht werden können.

Neben den angestellten Betrachtungen der Effizienz wird im Folgenden die bilanzielle Analyse des Nullenergiehauses durchgeführt.

2.3 Betrachtung Nullenergiehaus

Nach der Analyse der Energieverbräuche und der Energiegewinne des Gebäudes 1, werden diese beiden Größen miteinander verrechnet, um zu überprüfen, ob es sich um ein Nullenergiehaus handelt.

Ein Nullenergiehaus nach Kurnitski, der sich auf die EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden bezieht, ist ein Energiestandard für Gebäude, der erreicht ist, wenn der externe Primärenergiebezug des Anwesens als Bilanz über einen Zeitraum von einem Jahr durch den auf der Liegenschaft des Gebäudes umgesetzten Energiegewinn aufgewogen ist (Kurnitski, 2013, S. 8). In anderen Worten ist genauso viel Energie ins Netz einzuspeisen, wie Primärenergie davon bezogen wird.

Bei der Betrachtung des Nullenergiehauses ist nicht die Endenergie, wie bei den zuvor angestellten Überlegungen, sondern die Primärenergie des Bedarfs die ausschlaggebende Größe, um die vorgelagerten Prozesse mit zu berücksichtigen. Die für diese Betrachtung notwendigen Primärenergiefaktoren sind in der Tab. 2-2 aufzufinden. Die elektrische Energie aus einer Photovoltaik-Anlage wird mit dem Faktor 0 bewertet. Bislang gibt es keine Vorschriften, an welcher Stelle die Systemgrenzen für eine solche Betrachtung zu ziehen sind. Das präzise definierte Bilanzierungsverfahren wird nach Musall und Voss durchgeführt (Musall & Voss, 2015, S. 8–9). Das Bilanzierungssystem beginnt hierbei erst ab der Inbetriebnahme. Die vorgelagerten Prozesse für die Herstellung von Umweltwärme nutzenden Technologien werden nicht berücksichtigt.

Das Vorgehen für die Ermittlung der verwendeten Primärenergie lässt sich in der Formel (F. 2.3-1) darstellen:

$$E_{\text{Primär,Bezug}} = E_{\text{End}} * f_p \quad (\text{F. 2.3-1})$$

Dabei ist:

- $E_{\text{Primär,Bezug}}$ = verbrauchte Primärenergie
- E_{End} = verbrauchte Endenergie
- f_p = Primärenergiefaktor

Entsprechend der Aufzeichnungen zum Gebäude 1 werden die Endenergiegrößen in die Gleichung übertragen und mit dem jeweiligen Primärenergiefaktor multipliziert.⁷ Die

⁷ siehe Anhang 8 „Auswertung Gebäude 1“ für Messdaten des Gebäudes 1 in den Blättern „2018-2019“, „2019-2020“ und „2020-2021“

durch die Solarthermie und Photovoltaik gewonnenen Energien, die anschließend dem Gebäude selbst zugewendet werden konnten, werden nicht in die Bilanz aufgenommen, da sie mit dem Primärenergiefaktor 0 zu multiplizieren sind, wodurch sie wegfallen würden. Durch Aufsummieren aller Summanden ergibt sich der absolute Primärenergiebezug, beispielhaft für das Jahr 2018, des Gebäudes 1 wie folgt dargestellt:

$$E_{\text{Primär,Bezug}} = 4.330 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} * 0,2 + 3.601 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} * 1,8 =$$

$$E_{\text{Primär,Bezug}} = 7.347,8 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$$

Die erzeugte Wärme kann in diesem Fall nicht der Öffentlichkeit, beispielsweise in Form einer Nahwärmeversorgung umliegender Gebäude, zugefügt werden. Um eine sinnvolle und zukünftig wertvolle Aussage bezüglich des Nullenergiehauses treffen zu können, wird sich an dieser Stelle kurzzeitig von dem Standpunkt, die Photovoltaik-Anlage beim Gebäude 1 nicht zu berücksichtigen, distanziert, um einen gesamten Eindruck des Gebäudes zu gewinnen. Die überschüssige elektrische Energie aus der dacheigenen Photovoltaik-Anlage kann in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeist werden, nachdem lediglich ein geringer Anteil für die Versorgung der technischen Einheiten und dem Allgemeinstrom verwendet wurde. Im Beispieljahr 2018 handelt es sich hierbei um $6.499 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$. Die Größe wird für diese Betrachtung als $E_{\text{eingespeist}}$ bezeichnet.

Die Energieeinspeisung ist durch den Bezug an Primärenergie zu dividieren, um den Erfüllungsgrad des Nullenergiehauses zu berechnen:

$$\begin{aligned} \text{Erfüllungsgrad} &= \frac{E_{\text{eingespeist}}}{E_{\text{Primär,Bezug}}} = & (\text{F. 2.3-2}) \\ \text{Erfüllungsgrad} &= \frac{6.499 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}}{7.347,8 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}} = \\ \text{Erfüllungsgrad} &= 0,88 \end{aligned}$$

Das Gebäude 1 konnte im ersten Betriebsjahr (2018) den Status des Nullenergiehauses nicht erreichen. Die Energiebezugswerte aus dem Netz beziehungsweise der Biomasse sind für die drei Jahre des Monitorings in der Tab. 2.3-1 zusammengefasst.

Tab. 2.3-1: Energieinputs des Gebäudes 1 über die Jahre 2018 bis 2020

	verbrauchte Endenergie aus Pellets in $\frac{\text{kWh}}{\text{a}}$	bezogene Endenergie aus dem Netz in $\frac{\text{kWh}}{\text{a}}$
2018	4.330	3.601
2019	2.549	1.720
2020	2.888	1.403

Die Mengen der eingespeisten elektrischen Energie sind in der Tab. 2.3-2 eingetragen.

Tab. 2.3-2: Energieoutputs des Gebäudes 1 über die Jahre 2018 bis 2020

	eingespeiste elektrische Energie der PV in $\frac{\text{kWh}}{\text{a}}$
2018	6.499
2019	7.561
2020	7.713

Der Erfüllungsgrad für die beiden anderen Jahre, aus denen Messdaten zur Verfügung stehen, ist wie für das Jahr 2018 analog auszurechnen.

Mit Sicht auf die Abb. 2.3-1 lässt sich erkennen, dass das Gebäude 1 die Voraussetzungen für ein Nullenergiehaus gemäß der EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden in zwei von drei Jahren erfüllen konnte. In der Graphik entsprechen die Balken, die von 100 % Erfüllung aus starten, die Unter- oder Übererfüllung des Anteils eingespeister Energie, bezogen auf den Primärenergieverbrauch.

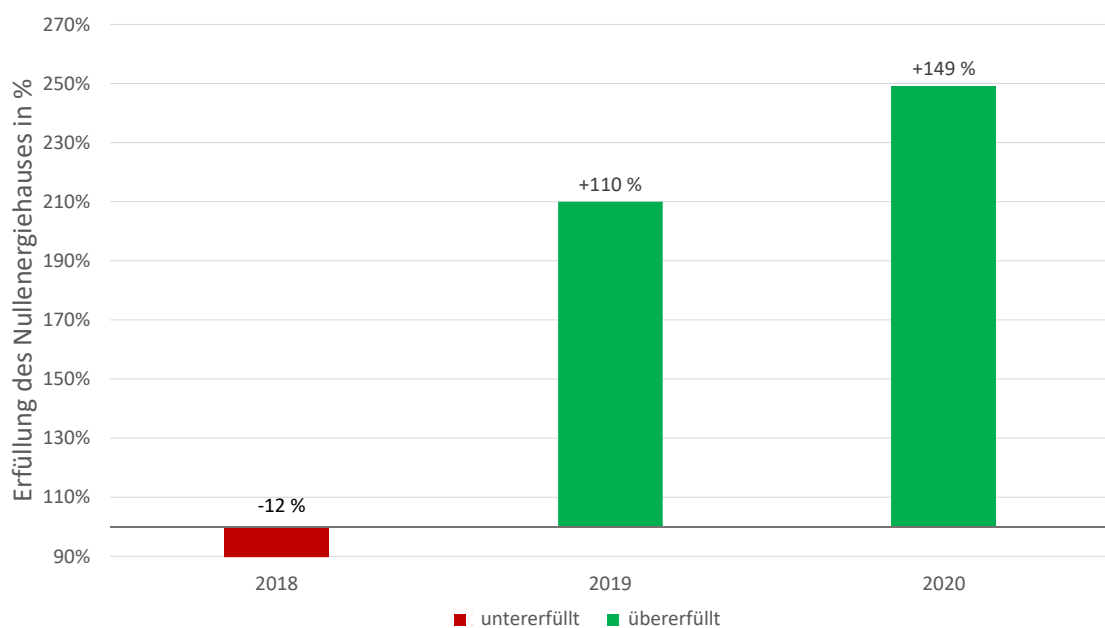


Abb. 2.3-1: Betrachtung der Bilanz des Nullenergiehauses des Gebäudes 1 für die Jahre 2018, 2019 und 2020

In Anbetracht des sinkenden Bedarfs an Energie wird beobachtet, dass sowohl weniger Biomasse sowie elektrischer Netzbezug benötigt wird. Dadurch, dass der Bedarf insgesamt sinkt, steigt bei verhältnismäßig gleichbleibendem Ertrag der Photovoltaik-Anlage die elektrische Energie, die in das öffentliche Netz eingespeist wird. Durch diese beiden Erscheinungen ist die Übererfüllung bis zum dritten Jahr rapide angestiegen. Es handelt sich hierbei zweifelsfrei nicht nur um ein Nullenergie-, sondern um ein Plusenergiehaus.

Für den in dieser Arbeit angestellten Vergleich der regenerativen Wärmeerzeugung ist die Bewertung des Nullenergiehauses wenig von Bedeutung, da beim Gebäude 1 in Ansbach die Photovoltaik in die Bilanz mit einbezogen wird.

Als sinnvollerer Ansatz zum Vergleichen wird im Weiteren der solare Deckungsgrad der Wärme aus der Abb. 2.2-3 verwendet.

Das Erreichen vorgegebener energetischer Gütemerkmale wird weitgehend von der eingebauten Gebäudetechnik bestimmt. Um das volle Potenzial dieser erreichen zu können ist es wichtig, dass sie aufeinander abgestimmt ist und entsprechend den gewünschten Zielen, wie beispielsweise einem hohen solaren Deckungsgrad, agiert. Die hierfür eingesetzten Komponenten sind als Mess-, Steuer- und Regelungstechnik zusammenzufassen.

2.4 Mess-, Steuer- und Regelungstechnik

Für einen Teil der vorangegangenen Abschnitte, die zusammenfassend als Datenauswertung und -interpretation bezeichnet werden können, wurde von der installierten Messtechnik im Gebäude Nutzen gezogen. Mit der Einbindung der Steuer- und Regelungstechnik können Anlagen auf effiziente Weise intelligent betrieben werden. Die damit einhergehenden Aufgaben der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (kurz: MSR) werden im Falle des Gebäudes 1 in Ansbach für die Kollektoren vom Solarregler SLR XT1 des Unternehmens CitrinSolar übernommen (CitrinSolar, 2015). Neben dem Solarkreislauf steuert er den Heizkreis, die Freigabe des Biomasse-Kessels und des Warmwassermoduls. Der Regler kann für zwölf vordefinierte Anordnungen und Ansteuerungen der Systemkomponenten einer gesamten Wärmezentrale eingebaut werden. Für diese Regelstrategien sind die Funktionen vordefiniert und Variablen können simpel angepasst werden. Folgend kann die Anlage mit den Grundeinstellungen, sofern ein passendes Schema zugeordnet werden konnte, erstmalig in Betrieb genommen werden, ohne dafür konkrete Einstellwerte in die Software implementieren zu müssen. Durch iteratives Vorgehen können verschiedene Optimierungsmöglichkeiten durch das Verstellen der Variablen durchgegangen und bei Nutzen beibehalten werden. Die Kosten für das gewählte MSR-Konzept sind, in Anbetracht der damit einhergehenden Möglichkeiten, vergleichsweise gering, da kein Programmierer benötigt wird und auf vordefinierte Funktionen zurückgegriffen werden kann. Im Falle des betrachteten Objekts kam es zur Umsetzung der „Anlage 12“. Es bestehen marginale Unterschiede zur umgesetzten Anlage. Beispielsweise wurden die drei Anschlüsse des Kollektorvorlaufs unten am Pufferspeicher angebracht, wie im Abschnitt 2.1 erläutert.

Deshalb ist das Schema der Abb. 2.4-1 lediglich zum Verständnis des Mess-, Steuer- und Regelungskonzepts zu verwenden.

Durch die im Schema enthaltenen 16 Präzisionstemperatursensoren können verschiedenen Werte erfasst werden. Die 14 Relaisausgänge ermöglichen eine Vielfalt an Regelantworten auf die gemessenen Werte. Mit einem Fernversteller (FV-SLR) lässt sich die Heizkurve der wärmeerzeugenden Anlagen parallel verschieben, sodass sich die Vorlauftemperatur bei Anhebung der Kurve erhöht und bei Senkung dieser verringert.

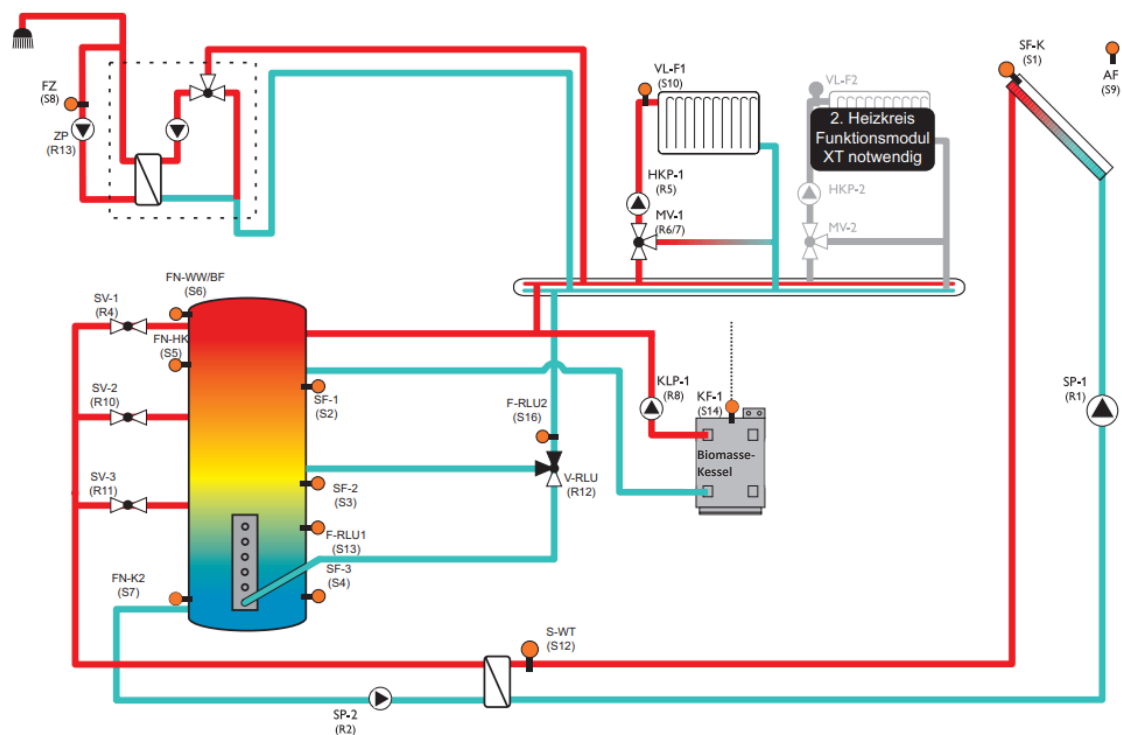


Abb. 2.4-1: Anlage 12 vom Solarregler SLR-XT1, in Anlehnung an (CitrusSolar, 2015, S. 4)

Für die Systembeschreibung kann das vollständige Anlagenschema, in dem die Sensoren und Relais abgebildet sind, aus dem Anhang mit hinzugenommen werden.⁸

⁸ siehe Anhang 9 „SLR-XT1 Anlagenschema 12 (Gebäude 1)“

Bei der Erläuterung des Anlagenschemas 12 vom Solarregler wird auf die wesentlichen Werte eingegangen (CitrinSolar, 2015, S. 67).

Für die Solarbeladung vergleicht der Regler die Temperaturen am Kollektorfühler SF-K mit den Speicherfühlern SF-1, SF-2 und SF-3. Die zuletzt genannten Fühler sitzen auf drei verschiedenen Höhen im Speicher, um die Temperaturen der Schichten zu erfassen. Ist die Temperaturdifferenz vom Kollektorfühler SF-K um mindestens 8 K (die Einschaltdifferenz wurde für den Sensor SF-3 auf 7 K reduziert) höher als die Temperatur eines der Speicherfühler, wird die Solarpumpe aktiviert. Priorität hat die Beladung der obersten Schicht am Fühler SF-1, die zur Deckung des Warmwasserbedarfs genutzt wird. Ist die Maximaltemperatur am Puffersensor erreicht oder fällt die Kollektortemperatur, sodass die Temperaturdifferenz von 8 K nicht mehr gegeben ist, wird das Zonenventil SV-2 für die solare Beladung der mittleren Schicht aktiviert. Das Umschalten für die dritte Schicht verhält sich analog dazu. Wenn die Schichten bis zu ihrem eingestellten Maximalwert beladen sind oder die Temperaturdifferenz zum Vorlauf des Kollektors weniger als 5 K beträgt (die Differenz für das Abschalten der Solarpumpe wurde beim Sensor SF-3 auf 4 K herabgesetzt), endet die Speicherbeladung mit dem Abschalten der Solarpumpe. Die Soll-Temperatur an den Temperaturmessstellen im Speicher werden vorerst über die „ECO-Max“ Werte beladen, bevor sie nach Erreichen dieser auf die Temperaturen der „Absolut-Max“ angehoben werden. Dies führt zu einer möglichst frühzeitigen Bereitstellung nutzbarer Wärme. Ist dies gewährleistet, kann weitere Solarenergie in den Speicher geleitet werden, um höhere Temperaturniveaus zu erreichen und anschließend bei Abfrage der thermischen Energie oder Abkühlung das erforderliche Niveau länger halten zu können.

Die eingestellten Werte der Fühler sind in der Tab. 2.4-1 zusammengefasst.

Tab. 2.4-1: Nachträglich angepasste Maximaltemperaturen der Speichertemperaturen im Gebäude 1

	ECO-Max in °C	Absolut-Max in °C
SF-1	57	95
SF-2	55	90
SF-3	55	85

Die Soll-Temperatur des Speichervorrats für die Warmwasserbereitung ist temperatur- und zeitgesteuert. Die Bereitschaftszeiten und Soll-Temperaturen der Energiebevorratung werden über ein Wochenprogramm festgelegt. Bei Unterschreitung um 6 K der Soll-Temperatur für den Vorratfühler der Warmwasserbereitung (FN-WW/BF; hier: 50 °C), während das Programm auf Bereitschaft gestellt ist, wird das potenzialfreie Relais für den Kesselnachheizer aktiviert. Die Zusatzheizung agiert bis zu dem Zeitpunkt, an welchem die Soll-Temperatur am Fühler FN-WW/BF um 5 K überschritten ist. Die untypisch tiefe Unterschreitung von 6 K, die zugelassen wird, bis der Kessel zuschaltet, bezweckt einen höheren solaren Deckungsgrad. Dadurch wird vermieden, dass der Biomasse-Kessel einschaltet, wenn kurz darauf die Solarthermie Wärme zur Verfügung stellen könnte (Beispiel: kurzzeitig bedeckter Himmel in der Übergangszeit mit zeitgleicher hohen Warmwasserentnahme). Darüber hinaus ist die Überhitzung um 5 K gewählt, um dem Kessel die Möglichkeit einer Mindestlaufzeit zu gewähren. Wäre die Spreizung wesentlich geringer, würde der Kessel in ein höher frequentes Takten verfallen, was zur Ineffizienz und Versottung des Kamins führen würde. Versottung entsteht durch den Kondensationsausfall im Kamin. Die Feuchte kann das Material über die Zeit durchdringen und für braune Flecken oder unangenehmen Geruch führen.

Der erste von fünf möglichen Heizkreisen wird über den Regler SLR-XT1 witterungsgeführt betrieben. Sind die Außentemperaturen unterhalb des eingestellten Grenzwertes von 11 °C und die Freigabe des Heizkreises durch das Wochenprogramm gegeben, wird die Heizkreispumpe HKP-1 aktiviert. Entsprechend der eingestellten Bedingungen für die Heizkennlinie (hier: Steigung 0,5) und den Parametern für den Tag- und Nachtbetrieb (Herabsenkung um 2 K) wird eine Vorlauftemperatur für den Fühler VL-F1 errechnet, wobei diese maximal 55 °C betragen darf. Das Ansteuern des 3-Wegemischers MV-1 endet mit dem Erreichen der Soll-Temperatur am Fühler VL-F1, der im Fall des Gebäudes 1 die Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung misst. Ist die ermittelte Bevorratungstemperatur im Schichtenspeicher für den Heizkreis (FN-HK) um 5 K geringer als die Temperatur des Soll-Wertes am Vorlauf des Fühlers VL-F1 des Heizkreises, wird der Biomasse-Kessel durch das potenzialfreie Relais gestartet.

Bei der Aktivierung der Kesselnachheizung wird das Kesselwasser über den Brenner erwärmt. Wenn dort am Fühler KF-1 eine Temperaturerhöhung von 5 K gegenüber der Anforderungsfühler (FN-HK oder FN-WW/BF) festgestellt wird, schaltet sich die Kesselpumpe KLP-1 ein. Eine zusätzliche Bedingung ist, dass das Kesselwasser die eingestellte Mindesttemperatur T_{min}^{KF} erreicht hat. Beim Gebäude 1 handelt es sich

hierbei um $60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Bei einer reduzierten Differenz von 3 K zwischen den Temperatursensoren des Anforderungsfühlers und des im Kessel eingesetzten KF-1 schaltet sich die Kesselpumpe aus.

Durch ein angepasstes MSR-Konzept und optimierte Einstellwerte kann eine hohe energetische Effizienz erreicht werden. Mithilfe von Anlagen, die für das Gesamtsystem einen möglichst hohen Wirkungsgrad und in dieser Betrachtung einen solaren Deckungsgrad erreichen, kann effektiv Energie eingespart werden. Dadurch trägt die Nutzung einer effizienten und auf Solarenergie beruhenden Anlage zur Wärmeerzeugung zum nachhaltigen Gebäudebetrieb bei. Dabei ist der nötige Energieeinsatz nur eines von mehreren Umweltauswirkungen innerhalb einer solchen Betrachtung. Im folgenden Abschnitt wird die Wärmeerzeugungsanlage des Gebäudes 1 hinsichtlich seiner ökonomischen Verträglichkeit untersucht.

2.5 Lebenszyklusanalyse

Ziel ist es, die Betrachtung der unterschiedlichen Technologien zur Nutzung solarer Wärme möglichst vollumfänglich durchzuführen. Deshalb darf nicht nur der technische und energetische Erfolg untersucht werden. Als ein weiteres Werkzeug zur Bewertung der Qualität einer Technologie wird die Lebenszyklusanalyse herangezogen. Die Ökobilanz, wie sie vereinfacht genannt wird, ist eine systematische Analyse der verursachten Umweltauswirkungen und Energiebilanz während des gesamten Lebensweges von Produkten.

Für diese Arbeit wird das vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) zur Verfügung gestellte Ökobilanzierungstool „eLCA“ verwendet. Dieses ist beispielsweise im Rahmen des etablierten Bewertungssystems „Nachhaltiges Bauen“ (BNB) verbindlich anzuwenden. Die in dieser Arbeit verwendete Version „v0.9.7 *BETA*“ befindet sich derzeit in der Testphase. LCA steht für Life Cycle Assessment, was die englische Übersetzung zur Lebenszyklusanalyse darstellt. Mit der Software lassen sich die Umweltauswirkungen von Gebäuden und deren technische Anlagen unter Berücksichtigung des gesamten Lebenszyklus bestimmen und bewerten. Im Bauteileditor, der als Kernkompetenz von eLCA gilt, können vom Nutzer Bauteile und die Anlagentechnik modelliert werden. Ergebnisse werden graphisch ausgegeben, was eine detaillierte Ergebnisanalyse ermöglicht. Die Berechnungen basieren auf den ÖKOBAUDAT-Datensätzen (BBSR, 2021).

Bevor die Konstruktionen und Analgen eingegeben werden können, sind bei der Erstellung eines zutreffenden Projektes für das Gebäude 1 in Ansbach allgemeine Stammdaten anzugeben. Es ist beispielsweise der Projektstandort An den Linden 6, 91522 Ansbach festzulegen.

Die Brutto-Grundfläche (BGF), Netto-Grundfläche (NGF) und Nutzfläche (NF) sind in Quadratmeter anzugeben.

- BGF: 358,54 m²
- NGF: 304,76 m²
- NF: 277,15 m²

Die Flächen errechnen sich nach den geltenden Vorschriften (DIN 277:2021-08, 2021).

Die BGF ist die Gesamtheit der Grundflächen aller Geschosse oder eines Teilbereichs des Bauwerks in Quadratmeter. Sie gliedert sich nach:

- Netto-Grundfläche
- Konstruktions-Grundflächen (Außen-, Innen- und Trennwände)

Die NGF umfasst lediglich einen Anteil der BGF in Quadratmeter. Sie gliedert sich nach:

- Nutzfläche
- Technikfläche
- Verkehrsfläche

Die NF umfasst in Quadratmeter den Anteil der NGF, die der Zweckbestimmung des Bauwerks dient. Eine Untergliederung in den folgenden Bestandteilen ist zu nennen:

- Wohnen und Aufenthalt
- Büroarbeit
- Produktion, Hand- und Maschinenarbeit, Forschung und Entwicklung
- Lagern, Verteilen und Verkaufen
- Bildung, Unterricht und Kultur
- Heilen und Pflegen
- sonstige Nutzungen (z. B. Abstellräume, Sanitärräume)

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit ein Benchmarksystem auszuwählen, welches als Vergleichsmaßstab gilt. Benchmarking bezeichnet die vergleichende Analyse von

Ergebnissen oder Prozessen mit einem festgelegten Bezugswert oder Bezugsprozess. „NaWoh – 3.1 Beta“ ist das einzige Benchmarksystem, das sich auf Wohngebäude bezieht. Ausgeschrieben steht „NaWoh“ für „Nachhaltiger Wohnungsbau“. Dieses Siegel vereint ökologische, ökonomische, soziale und kulturelle Aspekte miteinander.

Aufgrund der Festlegung des Benchmarksystems wird die Wahl der Baustoffdatenbank, aus der die Konstruktionen der Wandaufbauten, Böden, Decken etc. stammen, auf die „Ökobau.dat 2011“ festgelegt. Da die genannte Datenbank viele notwendige Objekte, wie beispielsweise eine PV-Anlage, nicht besitzt, wird auf die Wahl eines Benchmarksystems verzichtet.

Zur architektonischen Zuordnung wird das Gebäude der Bauwerksgruppe „6111 – Einfamilienhäuser nur für Wohnzwecke“ zugeordnet.

Bei allen Berechnungen der Software werden die Konstruktionen und die Endenergiebilanz jeweils in Herstellung, Nutzung und Entsorgung sowie die Instandhaltung und die dafür notwendige Herstellung und Entsorgung gegliedert.

Um ein strukturiertes und geordnetes Arbeiten zu ermöglichen sind innerhalb der Eingabeoberfläche des Tools die einzugebenden Parameter durch Kostengruppen (KG) nach DIN 276:2018-12 gegliedert.

Die hierfür einzugebenden Wärmeversorgungsanlagen sind in der Kostengruppe 420 angesiedelt. Dort sind sie untergliedert in:

- 421 Wärmeerzeugungsanlagen
- 422 Wärmeverteilnetze
- 423 Raumheizflächen
- 429 Wärmeversorgungsanlagen, sonstiges

Es werden für beide Vergleichsobjekte lediglich die Anlagen betrachtet, welche für die Wärmeerzeugung des Gebäudes benötigt werden. Folglich wird die Photovoltaik-Anlage des Gebäudes 1 nicht mit einbezogen.

Für einen späteren Vergleich sind wichtige Kenngrößen der Lebenszyklusanalyse vorzuheben. Hierfür werden die signifikanten Unterschiede zum im Abschnitt 3.1 folgenden Anlagenkonzept berücksichtigt. Grund hierfür ist, dass allgemeine Bauteile, die in jedem Heizungssystem verbaut sind, sich nicht sonderlich voneinander unterscheiden. Die Berücksichtigung solcher Bauteile, wie beispielsweise Förderpumpen oder Absperrventile und Rohre, hätte zur Folge, dass sich die Anzahl der auf die Vergleichsindikatoren wirkenden Faktoren erheblich erhöhen würde.

Dies würde dazu führen, dass die Auswirkungen der wesentlichen Unterschiede in einem geringeren Ausmaß zu erkennen sind, da sich der Anteil in der Massenbilanz reduzieren würde.

Um besagte Werte zu erhalten sind die Anlagenkomponenten in eLCA einzupflegen. Die für das Gebäude 1 verwendeten vier Wärmeerzeugungskomponenten gelten als die hauptsächlichen Unterschiede zum Vergleichsobjekt. Es werden innerhalb der Lebenszyklusanalyse in jedem Fall lediglich Bestandteile bis zum Puffer untersucht. Nach der Bereitstellung im sensiblen Speicher sind die Energieaufwände nicht mehr von der produzierenden Technologie abhängig. Die Verteil- und Übergabesysteme können von dort an vollkommen frei gewählt werden, sofern das Temperaturniveau dem der Wärmequelle entspricht.

Es wird ein Pelletkessel kleiner 20 kW Leistung in das Projekt aufgenommen. Dieser entspricht dem Biomassekessel mit 14,9 kW thermischer Leistung. Bei diesem Wärmeerzeuger ist ein Austausch alle 15 Jahre berücksichtigt.

Die beiden Großflächenkollektoren werden mit jeweils 15 m² als „Solaranlage Flachkollektor“ mit einbezogen. Der Austausch ist auf 18 Jahre festgelegt.

Der Pufferspeicher aus Stahl wird von eLCA für 20 Jahre Nutzungsdauer bilanziert. Das Programm benötigt für eine Aussage der Wirkungsabschätzungen die Masse des Speichers. Mit den 7,25 m Höhe, den 1,10 m Durchmesser und einer Wandstärke von 0,0030 m lässt sich das Volumen berechnen. Anschließend ist es mit der Dichte des Materials zu multiplizieren, um eine ausreichende Aussage bezüglich der benötigten Masse treffen zu können. In der (F. 2.5-1) sind die genannten Rechenschritte zusammengefasst.

$$m_{HZ} = \pi * \left(\frac{D^2}{4} - \frac{d^2}{4} \right) * h * \rho \quad (\text{F. 2.5-1})$$

Dabei ist:

- m_{HZ} = Masse Hohlzylinder
- D = Außendurchmesser Hohlzylinder
- d = Innendurchmesser Hohlzylinder
- h = Höhe Hohlzylinder
- ρ = Dichte des Materials (Stahl: 7.850 $\frac{kg}{m^3}$, in Anlehnung an (Grau, 2022))

Durch Einsetzen der Werte für den gebäudehohen Pufferspeicher ergibt sich die Gleichung wie folgt:

$$m_{HZ} = \pi * \left(\frac{(1,10 \text{ m})^2}{4} - \frac{(1,094 \text{ m})^2}{4} \right) * 7,25 \text{ m} * 7.850 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} =$$

$$m_{HZ} = 588,42 \text{ kg}$$

Um die gesmate Masse eingesetzten Stahls zu berechnen, ist die des Deckels und des Bodens hinzuzuaddieren. Die Materialstärke wird in diesem Fall ebenso dick wie die der Wand mit 3 mm angenommen. Sowohl die Masse des Deckels sowie die des Bodens lassen sich durch folgende Formel berechnen:

$$m_{ZD} = \frac{D^2}{4} * \pi * h_{WS} * \rho \quad (\text{F. 2.5-2})$$

Dabei ist

- m_{ZD} = Masse Zylinderdeckel
- h_{WS} = Wandstärke

Der Deckel und der Boden werden in diesem Fall als identisch angenommen. Folgend kann das Ergebnis verdoppelt werden. Die zusätzliche Masse ergibt sich wie nachfolgend:

$$2 * m_{ZD} = 2 * \left(\frac{(1,10 \text{ m})^2}{4} * \pi * 0,003 \text{ m} * 7.850 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) =$$

$$2 * m_{ZD} = 44,76 \text{ kg}$$

Durch das Aufsummieren der Teilergebnisse der Masse für den Pufferspeicher ergibt sich die gesamte Masse des Pufferspeichers m_{Puffer} im Gebäude 1:

$$\begin{aligned} m_{Puffer} &= m_{HZ} + 2 * m_{ZD} = \\ m_{Puffer} &= 588,42 \text{ kg} + 44,76 \text{ kg} = \\ m_{Puffer} &= 633,18 \text{ kg} \end{aligned}$$

Dabei ist:

- m_{Puffer} = Gesamtmasse Pufferspeicher

Für den Pufferspeicher des Gebäudes 1 sind nach den angeführten Berechnungen 633,18 kg Stahl in eLCA einzutragen. Die geplante Nutzungsdauer ist auf 20 Jahre angesetzt.

Zur künftigen Beschleunigung werden die Formeln (F. 2.5-1) und (F. 2.5-2) in der Formel (F. 2.5-3) zusammengefügt:

$$m_{Puffer} = \left(\pi * \left(\frac{D^2}{4} - \frac{d^2}{4} \right) * h * \rho \right) + a * \left(\frac{D^2}{4} * \pi * h_{WS} * \rho \right) \quad (\text{F. 2.5-3})$$

Dabei ist

a = Anzahl der Böden / Deckel

Des Weiteren ist der im Gebäude 1 verbaute Schornstein in die Ökobilanz aufzunehmen. Dieser ist signifikant für das gegebene Anlagenkonzept. Da es der solarthermischen Anlage nicht möglich ist ganzjährig ausreichend Energie für Warmwasser und Heizung bereitzustellen, ist der Biomasse-Kessel als zusätzliche Wärmeversorgungsanlage zwingend notwendig. Durch die dort stattfindende Verbrennung bedarf es den Schornstein, während er bei dem Vergleichsobjekt, das keine Verbrennungsprozesse zur Wärmebereitung benötigt, vollständig entfällt.

Die fehlenden Daten für die Berechnung der Masse des verwendeten Edelstahls im einwandigen Schornstein werden der Feuerungstechnischen Bemessung von Abgasanlagen nach EN 13384-1 entnommen (G. Guhre, Persönliche Mitteilung, 18. Februar 2015).⁹ Aufgrund der Brennwerttechnologie des Pelletkessels handelt es sich um Edelstahl, da es andernfalls zu Korrosionen kommen würde. Die Dichte wird gemäß Schamberger mit $8.000 \frac{kg}{m^3}$ angesetzt (Schamberger, 2021):

- $D = 0,100 \text{ m}$
- $d = 0,0970 \text{ m}$
- $h = 8,5 \text{ m}$
- $\rho = 8.000 \frac{kg}{m^3}$
- $a = 0$
- $h_{WS} = 0,0015 \text{ m}$

Durch Einsetzen der Werte in die Formel (F. 2.5-3), ergibt sich das Ergebnis für die Edelstahlmasse des Schornsteins wie folgt:

$$m_{\text{Schornstein}} = \left(\pi * \left(\frac{(0,100 \text{ m})^2}{4} - \frac{(0,0970 \text{ m})^2}{4} \right) * 8,5 \text{ m} * 8.000 \frac{kg}{m^3} \right) + 0 \text{ kg} =$$

$$m_{\text{Schornstein}} = 31,56 \text{ kg}$$

Dadurch, dass ein Schornstein ein Hohlzylinder ist besitzt er weder einen Deckel noch einen Boden. Aus diesem Grund wird der Vorfaktor „ a = Anzahl der Böden / Deckel“ gleich Null, wodurch das Produkt gleich Null wird. Folglich entfällt der hintere Teil des Terms. Für den Schornstein mit einer angesetzten Nutzungsdauer von 30 Jahren ergibt sich somit eine Edelstahleinsatz von $31,56 \text{ kg}$.

Nach der Eingabe der notwendigen Komponenten ist es möglich, die Ergebnisse der Lebenszyklusanalyse ausgeben zu lassen.

⁹ siehe Anhang 10 „Feuerungstechnische Bemessung von Abgasanlagen nach EN 13384-1, 2015-02-18“

Diese werden in mehreren Wirkindikatoren angegeben, die zu erklären sind.

EPBT ist die Energy Payback Time (deu.: Energierücklaufzeit). Sie ist ein wichtiges ökologisches Merkmal, das für eine Lebenszyklusanalyse von Bedeutung ist, allerdings durch eLCA nicht ausgegeben wird. Das Kriterium beschreibt die Dauer, bis eine produzierende Technologie ausreichend Energie erzeugen konnte, um die für die Herstellung der einzelnen Komponenten benötigte Primärenergie zu kompensieren. Der Indikator wird in der Einheit Jahre (*a*) angegeben. Durch die sich stetig verbessernden Technologien erfährt die Energierücklaufzeit eine signifikante Verkürzung. Nach Adam ist bei solarthermischen Anlagen eine Dauer geringer als zwei Jahre anzusetzen (Adam, 2016, S. 26). Umso kürzer diese Zeitspanne wird, desto höher ist das Vielfache der Herstellungsenergie die von der Technologie während der Nutzung produziert werden kann. Zeitgleich wird die Herstellung durch effizientere Verfahren kontinuierlich energiesparender.

Selbstredend bewirkt ein solcher Trend eine Verbesserung der Umweltauswirkungen. Mit Blick auf die Tab. 2.5-1 gilt es stark wirkende, und in diesem Vergleich entscheidend betroffene, Kategorien der gesamten Lebenszyklusanalyse hervorzuheben (Longmuß et al., 2022).

PE steht für den Wirkindikator Primary Energy (deu.: Primärenergie). Er beziffert die gesamte in dem Gebäudemodell notwendige Primärenergie. Anders als die Endenergie, die ausschließlich jene Mengen an thermischer und elektrischer Energie beschreibt, die dem Verbraucher zur Verfügung stehen, ist bei dem Primärenergiebedarf die gesamte vorgelagerte Wertschöpfungskette für Heizung, Warmwasseraufbereitung, Kühlung, Lüftung und elektrischer Energie mit inbegriffen. Die Größe wird in *MJ* angegeben.

GWP steht für das Global Warming Potential (deu.: Treibhausgaspotenzial). Es beschreibt die mittlere Erderwärmungswirkung des eingesetzten Stoffes über einen festgelegten Bilanzierungszeitraum und stellt somit eine Maßzahl zu dessen relativen Beitrag zum Treibhauseffekt in Bezug eines Kilogramms Kohlenstoffdioxids dar. Der Indikator wird in der Einheit *kg CO₂ – Äquivalente* angegeben. Das Treibhausgaspotenzial von Gütern kann negativ sein. Dies ist es, wenn das Produkt während seiner Lebensphase Kohlenstoff, und damit CO₂, bindet. Durch das Einlagern von Kohlenstoffdioxid bei ihrem Wachstum ist das bei nachwachsenden Rohstoffen der Fall. Sie fungieren als CO₂-Senken und geben diese erst bei einer Verfeuerung an ihre Umgebung ab, womit sich der Kreislauf wiederholen kann.

ODP steht ausgeschreiben für Ozone Depletion Potential (deu.: Ozonabbaupotential) und schafft eine Angabe zum verhältnismäßigen Effekt des Abbaus der Ozonschicht, welche durch die entsprechende Substanz verursacht wird. Als Referenz mit dem ODP-Wert von 1 wurde das FCKW-Kältemittel Trichlorfluormethan festgelegt, das als ehemaliges Kühl- und Treibmittel bekannt ist. Die Einheit ist in *kg R11 – Äquivalente* angegeben. Ozon schädigende Gase entweichen bei einer Vielzahl von Herstellungsprozessen. Ausgesprochen drastisch ist diese Erscheinung bei der Produktion von Polymeren.

ADPE bedeutet Abiotic Depletion Potential for Elements. Übersetzt steht es für das Potenzial für den abiotischen Abbau nicht fossiler Ressourcen. Dieser Wert beschreibt die Reduktion des globalen Bestandes an nicht erneuerbaren Rohstoffen (Metalle, Mineralien, Stein etc.). Er wird in *kg Sb – Äquivalenten* dargestellt. Sb bezeichnet das Element Antimon (Stibium).

ADPF ist das Abiotic Depletion Potential of fossil Fuels (deu.: Potenzial für den abiotischen Abbau fossiler Brennstoffe) und stellt den Abbau fossiler Brennstoffe dar. Die Maßeinheit ist *MJ*. Es wird der untere Heizwert angegeben. Nach Longmuß et al. erhöhen die Abfallbehandlung, die Herstellung von Vorprodukten bei der Baustoffherstellung und der Transport das Potenzial für den abiotischen Abbau fossiler Brennstoffe (Longmuß et al., 2022).

Als abiotische Umweltfaktoren gelten jegliche Wirkindikatoren, an denen Lebewesen nicht erkennbar beteiligt sind.

Die Einheiten der Wirkungsindikatoren werden zur Spezifikation des Objekts in eLCA beispielsweise in der Form $\frac{\text{kg CO}_2\text{-Äquivalente}}{\text{m}^2_{\text{NGF}} \cdot \text{a}}$ angegeben. Sie sind von der Netto-Gebäudenutzfläche und dem gewählten Bilanzierungszeitraum der Lebenszyklusanalyse abhängig.

Die Lebensphasen in der Tab. 2.5-1, welche spaltenmäßig angetragen sind, entsprechen den Ergebnissen der Ökobilanz und sind wie folgend zuzuordnen:

- A1-A3: Herstellung
- B2, B4: Instandhaltung, Ersatz
- C3: Abfallbehandlung
- C4: Beseitigung
- D: Recyclingpotenzial

Tab. 2.5-1: Ausgewählte Umweltauswirkungen der wesentlichen Wärmeerzeugungsanlagen des Gebäudes 1, in Anlehnung an (BBSR, 2021)

Indikator	A1-A3	B2, B4	C3	C4	D	Summe
PE in MJ/m ² _{NGF} *a	6,542	14,008	0,058	-5,860 * 10 ⁻⁷	-2,659	17,949
EPBT in a	-	-	-	-	-	< 2
GWP in kg CO ₂ -Äquiv. /m ² _{NGF} *a	0,421	0,972	0,030	1,183 * 10 ⁻⁴	-0,201	1,222
ODP in R11-Äquiv. /m ² _{NGF} *a	1,986 * 10 ⁻¹²	4,808 * 10 ⁻¹²	6,372 * 10 ⁻¹⁷	-2,262 * 10 ⁻¹⁹	-2,291 * 10 ⁻¹⁶	6,794 * 10 ⁻¹²
ADPE in Sb-Äquiv. /m ² _{NGF} *a	1,876 * 10 ⁻⁵	4,117 * 10 ⁻⁵	6,787 * 10 ⁻¹⁰	-1,829 * 10 ⁻¹²	-1,108 * 10 ⁻⁵	4,885 * 10 ⁻⁵
ADPF in MJ/m ² _{NGF} *a	4,782	10,351	0,042	4,555 * 10 ⁻⁵	-1,972	13,203

In Tab. 2.5-1 wird die Lebensphase D, die dem möglichen Recycling entspricht, in der Gesamtsumme mit berücksichtigt. Recycling bezeichnet einen Prozess, bei dem die Wertigkeit des Produktes gleich der des Edukts entspricht. Ein Beispiel hierfür ist das Recyceln von Plastikflaschen. Nach dem Einschmelzen wird die gewonnene Masse zur erneuten Erzeugung von weiteren Trinkflaschen verwendet. Bei vielen Anlagenkomponenten ist es beim Rückbau nicht so, dass ein gleichwertiger

Wiedereinsatz realisiert wird. Wenn kommt es zu einer Wiederverwertung von einzelnen Materialien. Hierbei werden die Ausgangsprodukte zu Gegenständen eines geringeren Wertes verarbeitet. Beispielsweise wird Bauschutt teilweise gebrochen, um als Füllmaterial für den Untergrund von Straßen genutzt zu werden. Des Weiteren werden Böschungen und Bahndämme mit dem Material aufgeschüttet. Nach Nordwig werden 75 % des anfallenden Schutts auf diese Weise wiederverwertet (Nordwig, 2021). Um die Auswirkungen des Recyclingpotenzials zu verdeutlichen sind in der Tab. 2.5-2 die Gesamtwerte der einzelnen Wirkindikatoren mit und ohne dem genutzten Recyclingpotenzial aufgetragen.

Tab. 2.5-2: Kumulierten Umweltauswirkungen des Gebäudes 1 mit und ohne genutztem Recyclingpotenzial

Indikator	Summe - 100 % recycelt	Summe - 0 % recycelt
PE in MJ/m ² _{NGF} *a	17,949	20,608
GWP in kg CO ₂ -Äquiv. /m ² _{NGF} *a	1,222	1,423
ODP in R11-Äquiv. /m ² _{NGF} *a	$6,794 * 10^{-12}$	$6,794 * 10^{-12}$
ADPE in Sb-Äquiv. /m ² _{NGF} *a	$4,885 * 10^{-5}$	$5,993 * 10^{-5}$
ADPF in MJ/m ² _{NGF} *a	13,203	15,130

Die Unterschiede der Umweltauswirkungen, die durch das Ausschließen des Recyclingpotenzials der wesentlichen Komponenten der Wärmeerzeugungsanlage für das Gebäude 1 entstehen, fallen marginal aus.

Bei den genannten Werten handelt es sich um spezifische Werte, die sich auf die Netto-Grundfläche des Gebäudes beziehen. Um den direkten Bezug zur Solarthermieanlage herzustellen, sind die Werte jeweils nach der Gleichung (F. 2.5-4) mit der Netto-Grundfläche und der Gebäudenutzungsdauer zu multiplizieren und anschließend mit der installierten Fläche der beiden Großflächenkollektoren zu dividieren:

$$\text{Umweltwirkung} * \frac{304,76 \text{ m}^2 * 50 \text{ a}}{30 \text{ m}^2} \quad (\text{F. 2.5-4})$$

So ergeben sich die absolut verursachten Umweltauswirkungen durch die Bruttofläche der verwendeten Technologie. Hierbei handelt es sich nicht um die effektiv auf dem Dach verbrauchten Fläche, sondern um die kumulierte Fläche beider Großflächenkollektoren, da das Bauteil das Ausmaß der Umweltauswirkungen festlegt. Dieser Herangehensweise wird für die behandelten Wirkindikatoren nachgegangen und in der Tab. 2.5-3 zusammengefasst. Bei der Einheit der installierten Bruttofläche ist im Index „iF“ vermerkt, um Verwechslungen mit der Bruttogrundfläche, die auf dem Dach effektiv verbaut ist, zu vermeiden.

Tab. 2.5-3: Auf die installierte Bruttofläche der Solarthermie bezogenen kumulierten Umweltauswirkungen des Gebäudes 1 mit und ohne genutztem Recyclingpotenzial

Indikator	Summe - 100 % recycelt	Summe - 0 % recycelt
PE in MJ/m ² _{iF}	9.119	10.467
GWP in kg CO ₂ -Äquiv. /m ² _{iF}	621	723
ODP in R11-Äquiv. /m ² _{iF}	3,451 * 10 ⁻⁹	3,450 * 10 ⁻⁶
ADPE in Sb-Äquiv. /m ² _{iF}	0,025	0,030
ADPF in MJ/m ² _{iF}	6.706	7.6850

Die Tab. 2.5-2 dient als Ausgangslage für den direkten Vergleich der ökologischen Auswirkungen beider Konzepte, die solare Energie zur Wärmeerzeugung im Wohnungsbau nutzen.

Auch auf die nachträgliche Verleihung eines Siegels, beispielsweise der Deutschen Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen (DGNB), muss sowohl beim Gebäude 1 sowie im Weiteren für das Gebäude 2 verzichtet werden, da sich die zu erreichenden Werte weitgehend aus der Summe konstruktionsbezogener Wirkungen (überwiegend Gebäudehülle) und nutzungsbezogener Wirkungen (überwiegend Gebäudetechnik) zusammen setzen. Die konstruktionsbezogenen Wirkungen haben, aufgrund des überwiegenden Massenverhältnisses, den größeren Einfluss auf das Ergebnis. Demnach kann selbst bei einer vollen Erfüllung der nutzungsbezogenen Wirkungen kein ausreichendes Ergebnis nach der Deutschen Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen erzielt werden, um ein Siegel gemäß den Anforderungen der DGNB für „Kleine Wohngebäude“ zu erhalten (DGNB, 2015). Hierfür wäre die Betrachtung des gesamten Bauwerks nötig.

Um ein drittes entscheidendes Merkmal angemessen zu betrachten, wird nach der technischen und ökologischen Betrachtung der Anlagenmodelle zusätzlich die wirtschaftliche Perspektive untersucht.

2.6 VDI 2067 Berechnung der Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen wird die VDI 2067 verwendet.

Das Konzept der Richtlinie geht den Weg der Bedarfsentwicklung vom Gebäude mit der vorgesehenen Nutzung und den sich hieraus sowie aus dem Klima ergebenden Lasten über die Nutzenübergabe und die Verteilung hin zum Erzeugungssystem für Wärme und Kälte. Zusammen mit dem für das Gebäude und seine Nutzung typischen Referenzenergiebedarf ergibt dies den Gesamtenergiebedarf, der beim Erzeugungssystem auftritt.

Die Kosten werden über die Annuitätsmethode entwickelt, für die ein Betrachtungszeitraum auszuwählen ist. Dieser sollte überschaubar sein, da sich die Preissteigerungen umso stärker auf die Ergebnisse auswirken, je länger er gewählt wird. Der Richtlinie entsprechend wird für das Gebäude ein Zeitraum von 50 Jahren angesetzt.

Die Nutzungsdauer der Teilsysteme werden nach der Tabelle 1 in der Richtlinie, wie in der Tab. 2.6-1 dargestellt, vorgeschlagen:

Tab. 2.6-1: Betrachtungszeiträume für Teilsysteme nach (VDI 2067 Blatt 1 - 2012-09, 2012, S. 11)

Teilsystem	Nutzungsdauer in Jahren (Empfehlung)
Heizung	20
Lüftungs- und Klimaanlage	15
Aufzüge	15
Förderanlagen	20
Dach, Wand, Fassade	50
Sanitär	20
Schwachstromanlagen	15
Strarkstromanlagen	20
MSR-Technik	15

Bei der Bildung der Kosten ist darauf zu achten, dasss sie in Kostengruppen zu unterteilen sind:

- kapitalgebundene Kosten (einschließlich Erneuerung)
- bedarfsgebundene Kosten
- betriebsgebundene Kosten (einschließlich Instandsetzung)
- sonstige Kosten (z. B. Versicherungen, Steuern)

Für die kapitalgebundenen Kosten sind die Investitionskosten der betriebstechnischen Anlagenteile und die zugehörigen Bauteile zu ermitteln. Als Grundlage hierfür dienen Kostenberechnungen, Ausschreibungsunterlagen oder Angebote von Fachunternehmen. Als Anschaffungskosten werden die unveränderten Preise des Herstellers oder Vertriebs verwendet. Eventuelle Förderungen, die inanspruch genommen werden könnten, werden nicht berücksichtigt, sodass die Ergebnisse ihren allgemeingültigen Charakter beibehalten. Denn Förderungen oder die zutreffenden Fördersätze sind oftmals nur

temporär und können gegebenenfalls fünf Jahre später nicht in der gleichen Größenordnung angenommen werden. Für eine Betrachtung der realen Anschaffungskosten abzüglich der Fördersumme ist im Nachhinein der geltend machende Fördersatz den Berechnungen der Richtlinie VDI 2067 hinzuzufügen.¹⁰

Bedarfsgebundene Kosten entsprechen dem Jahresenergiebedarf. Werden die einzelnen Bedarfsstellen aus einer gemeinsamen Zentrale versorgt, sind sie als ein Ganzes zu betrachten und zusammenzuzählen. Bei dezentraler Versorgung kann die Berechnung nach Bedarfsstellen aufgeteilt werden. Die bedarfsgebundenen Kosten werden in Grund- und Arbeitspreise gegliedert.

Die betriebsgebundenen Kosten werden von den Kosten der Instandhaltung, welche die Wartung, Inspektion, Instandsetzung und Schwachstellenbeseitigung umfasst sowie des Bedienens der Anlage ausgemacht. Die jeweiligen Kosten sind den Tabellen A2, A3 und A4 der Richtlinie zu entnehmen.

Unter den sonstigen Kosten fallen jene für Versicherungen, allgemeine Abgaben, noch nicht erfasste Steuern, anteilige Verwaltungskosten sowie Gewinne an.

Nach der Klärung der wichtigsten Bestandteile der Richtlinie wird sie auf die Anlage des Gebäudes 1 angewendet.

2.6.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - Solarthermie und Pelletofen

Folgend sind Kosten als Brutto-Werte zu verstehen. Sind Netto-Werte angetragen, werden sie explizit als solche benannt.

Die in der VDI 2067 erklärte und angewandte Annuitätsmethode wird nachfolgend verwendet, um die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Bauobjekte durchzuführen. Durch die Bildung von regelmäßigen, wiederkehrenden und gleich hohen Zahlungen, die üblicherweise durch die Jahresrate der Tilgung und Verzinsung einer Schuld entsteht, gestattet es das Verfahren eine Anfangsinvestition und laufende Zahlungen mithilfe des Annuitätsfaktors a während eines Betrachtungszeitraums T zusammenzufassen.

¹⁰ siehe Anhang 11 „VDI 2067“

Die Tatsache, dass die Bauvorhaben mit den betrachteten Technologien bereits umgesetzt worden sind, ermöglicht es, die Preise aus den angenommenen Angeboten als Investitionskosten festzulegen. Allerdings gab es seit dem Errichtungsjahr 2015 Preissteigerungen. Für die Bestimmung dieser werden Tabellen des Statistischen Bundesamts herangezogen. Konkret handelt es sich um die Preissteigerungen der Baukostenindizes für Wohngebäude. Entsprechend dem Datum für die gewählten Angebote des zu vergleichendem Gebäudes 2 in Rossendorf (28.05.2020) werden die Steigerungen von 2015, dem Errichtungsjahr des betrachteten Gebäudes 1, zum zweiten Quartal von 2020 verwendet. Nach dem Statistischen Bundesamt handelt es sich hierbei um 12,6 % Preissteigerung (Statistisches Bundesamt Deutschland, 2021).

Es ergeben sich die kapitalgebundenen Kosten wie in der Tab. 2.6-2 dargestellt.

Tab. 2.6-2: Kapitalgebundene Kosten des Gebäudes 1 (Heizungsanlagentechnik)

	Position	Einzelpreis alt in €	Preissteigerung	Einzelpreis neu in €
	Heizungszentrale Biomasse-Kessel	19.582,80	12,6 %	22.050,23
	Schichtenspeicher	6.474,50	12,6 %	7.290,29
	Solarthermieranlage	17.216,80	12,6 %	19.386,12
	Gesamtkosten			48.726,64

Für die Ermittlung des Annuitätsfaktors wird zusätzlich der Zinsfaktor benötigt. Dies ist jener Zinssatz, der von der Bank veranschlagt wird und vom Kreditnehmer zuzüglich bei Tilgung der Schuld zu begleichen ist. Im Jahr 2020 lag der durchschnittliche Ratenkreditzins für Privatpersonen bei 4,78 % (Schwandt & Hubert, 2020).

Der Annuitätsfaktor errechnet sich durch folgende Formel:

$$a = \frac{(1 + q)^T * q}{(1 + q)^T - 1} \quad (\text{F. 2.6-1})$$

Dabei ist

- a = Annuitätsfaktor
- q = Zinsfaktor
- T = Nutzungsdauer

Mit Verwendung des von der Richtlinie vorgeschlagenen Betrachtungszeitraumes für Heizungsinstallationen von 20 Jahren, welcher in der Tab. 2.6-1 zu finden ist, ergibt sich die ausgefüllte Form der Gleichung wie folgt:

$$a = \frac{(1 + 0,0478)^{20} * 0,0478}{(1 + 0,0478)^{20} - 1} = 0,0788 = 7,88 \%$$

Nach dem Vorgehen der VDI 2067 können als jährliche Kosten für die Instandsetzung und Erneuerung ein pauschaler Wert von 1 % der gesamten Brutto-Kosten veranschlagt werden. Die jährlichen kapitalgebundenen Kosten ergeben sich wie nachfolgend dargestellt:

$$k_k = (K_n * (1 + 0,19)) * a + (k_n * (1 + 0,19)) * 0,01$$

Dabei ist

- k_k = jährliche kapitalgebundene Kosten
- K_n = Netto-Anschaffungskosten

Durch Vereinfachung ergibt sich die Formel (F. 2.6-2) und nachfolgend die jährlichen kapitalgebundenen Kosten der betrachteten Wärmezentrale des Gebäudes 1.

$$k_k = (K_n * 1,19) * (a + 0,01) \quad (\text{F. 2.6-2})$$

$$k_k = (48.726,64 \text{ €} * 1,19) * (0,0788 + 0,01) \frac{1}{a} =$$

$$k_k = 5.149,04 \frac{\text{€}}{a}$$

Unter den verbrauchsgebundenen Kosten fallen Brennstoff- beziehungsweise Energiekosten (einschließlich Zinskosten für die Lagerung), Kosten für die elektrische Hilfsenergie, Kosten für sonstige Betriebsstoffe sowie Anfuhr- und Lagerkosten. Im Falle der betrachteten Anlage entstehen lediglich die Anschaffungskosten des Brennmaterials für den Pelletofen, der zur Spitzenlastdeckung genutzt wird. Die Richtlinie VDI 2067 wird für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von in der Planung befindlichen Gebäuden verwendet. Dabei sind die künftig benötigten Wärmemengen für die Heizung und die Warmwasserbereitung mittels überschlägiger Berechnungen oder mit einer Wärmebedarfsberechnung des GEG zu ermitteln. In diesem Fall können die verbrauchten Wärmemengen verwendet werden. Es ist der Mittelwert der Summe erzeugter Wärme durch den Brennstoff Pellets während der erfassten Jahre zu ermitteln. Hierzu werden die erfassten Daten des Gebäudes verwendet.¹¹

$$\bar{Q}_{\text{Pellets}} = \frac{4,330 \frac{\text{MWh}}{a} + 2,594 \frac{\text{MWh}}{a} + 2,880 \frac{\text{MWh}}{a}}{3} =$$

$$\bar{Q}_{\text{Pellets}} = 3,268 \frac{\text{MWh}}{a}$$

Dabei ist

- \bar{Q}_{Pellets} = arithmetisches Mittel der über Pellets erzeugten jährlichen Wärme

¹¹ siehe Anhang 8 „Auswertung Gebäude 1 (Ansbach)“

Für die Anlage kann ein pauschaler Gesamtwirkungsgrad von 83 % angenommen werden. In diesen fließen der Jahresnutzungsgrad (0,865), die aufkommende Verschmutzung (1,00) und der Verteilungswirkungsgrad (0,96) hinein. Die genannten Größen entstammen versierten Erfahrungen und von Angaben aus Richtlinien (W. Schröder, Persönliche Mitteilung, 2022). Durch Multiplikation ergibt sich die Energiemenge an Pellets, die durchschnittlich benötigt wurde, um den Wärmebedarfsanteil des Biomasse-Kessels in den Jahren 2018 bis 2020 zu decken.

Nach Tomaschko et al. betrug im Jahr 2021 der durchschnittliche Preis für eine Kilowattstunde Pellets $5,25 \frac{ct}{kWh}$ (Tomaschko et al., 2020). Die gesamte Gleichung (F. 2.6-3) für die Bestimmung der jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten ergibt sich wie folgt:

$$k_v = \frac{\bar{Q}_{Pellets}}{\eta_{ges}} * 1.000 \frac{kWh}{MWh} * k_{Pellets} \quad (F. 2.6-3)$$

Dabei ist

- k_v = jährliche verbrauchsgebundene Kosten
- η_{ges} = Gesamtwirkungsgrad des Pelletkesselsystems
- $k_{Pellets}$ = Einkaufspreis Pellets

Nach Einsetzen der Werte lassen sich die jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten errechnen:

$$k_v = \frac{3,268 \frac{MWh}{a}}{0,83} * 1.000 \frac{kWh}{MWh} * 0,0525 \frac{€}{kWh} =$$

$$k_v = 206,71 \frac{€}{a}$$

Die betriebsgebundenen Kosten beinhalten die anfallenden Reinigungen, Wartungen, den Kundendienst, Prüfungen, zugehörige Versicherungen etc. Nach der Tabelle A2 der VDI 2067 kumuliert sich der Aufwand fürs Bedienen bei Flachkollektoren ($5 \frac{h}{a}$) und einem Biomasse-Kessel ($20 \frac{h}{a}$) auf $25 \frac{h}{a}$. Des Weiteren wird von einem Stundenlohn von 20 € für den Aufwand des Gebäudenutzers ausgegangen. Gegenüber dem Stundenlohn

einer üblichen Servicekraft ist das ein geringer Stundensatz, der festgelegt wird. Dieser entsteht, da der Betrieb und die Reinigung (beispielsweise Pellets in den Ofen schütten oder den Aschekasten entleeren) nicht von Fachpersonal durchzuführen ist. Die Kosten entstehen dadurch, dass der Anlagenbetreiber etwas von seiner Freizeit aufbringt und in dieser kein Geld verdienen kann. Darüber hinaus entstehen circa $900 \frac{\text{€}}{\text{a}}$ für den Kundendienst sowie die Wartung für die Flachkollektoren und den Pelletkessel (W. Schröder, Persönliche Mitteilung, 2022). Die Kosten des Betriebs der Wärmeversorgungsanlage berechnen sich durch die Formel (F. 2.6-4):

$$\begin{aligned}
 k_b &= (t_{\text{Nutzer}} * k_{\text{Nutzer}}) + k_{\text{Wartung}} = & (\text{F. 2.6-4}) \\
 k_b &= \left(25 \frac{\text{h}}{\text{a}} * 20 \frac{\text{€}}{\text{h}} \right) + 900 \frac{\text{€}}{\text{a}} = \\
 k_b &= 1.400 \frac{\text{€}}{\text{a}}
 \end{aligned}$$

Dabei ist

- k_b = jährliche betriebsgebundene Kosten
- t_{Nutzer} = jährlich anfallende Arbeitsstunden
- k_{Nutzer} = Stundenlohn der Beauftragten
- k_{Wartung} = jährlich anfallende Kosten für Wartung und Kundendienst

Unter den sonstigen Kosten gliedern sich die Kosten elektrischer Energie, Steuern, sonstige Abgaben und Gewinne. Unter Gewinnen sind zum Beispiel Vergütungen für das Einspeisen von Energie in das öffentliche Netz zu verstehen. Beim Gebäude 1 besteht zwar Überschuss elektrischer Energie der PV-Anlage, allerdings wird dieser innerhalb der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht berücksichtigt. Es werden ausschließlich die für das Objekt wesentlichen Technologien zur Wärmeerzeugung mit in die Berechnungen einbezogen. In diesem Fall ist das die solarthermische Anlage und der Biomasse-Kessel. Sonstige Kosten werden durch den marginalen Bezug elektrischer Leistung des Pelletkessels und den des Reglers SLR-XT1 verursacht. Bei einem vollautomatisch beschickten Kessel kann bei Vollast-Betrieb nach Busch eine Leistungsaufnahme von 260 Watt angenommen werden (Busch, 2018). Da der Kessel lediglich halbautomatisch beschickt ist liegt dieser Wert etwas über dem realen Bedarf an elektrischer Energie. Wegen des geringen Anteil am gesamten Leistungsbedarf, wird

sie dennoch für die folgende Rechnung verwendet. Die Pumpen wirken zusätzlich mit 40 Watt.

Die Volllaststunden des Kessels werden über das arithmetische Mittel der vom Pelletkessel zur Verfügung gestellten Wärmemengen, umgerechnet in Kilowattstunden, der maximal zur Verfügung gestellten Wärmeleistung und dem genannten Gesamtwirkungsgrad bestimmt:

$$VLS = \frac{\bar{q}_{Pellets}}{\eta_{ges.}} * \frac{1}{P_{Kessel,max}} =$$

$$VLS = \frac{3.268 \frac{kWh}{a}}{0,83} * \frac{1}{14,9 kW} =$$

$$VLS = 264,25 \frac{h}{a}$$

Dabei ist

- VLS = Volllaststunden
- $P_{Kessel,max}$ = Wärmeleistung Kessel bei Volllast

Im Jahr 2020 betrug das durchschnittliche Entgelt für die Belieferung elektrischer Energie bei einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 $\frac{kWh}{a}$ in der Grundversorgung 33,80 $\frac{ct}{kWh}$ (Fresenius, 2022). Aus den zur Verfügung gestellten Daten lassen sich die Kosten elektrischer Energie, und damit die sonstigen Kosten mit der Formel (F. 2.6-5), welche an die Richtlinie VDI 2067 angelehnt ist, berechnen:

$$k_s = (P_{Kessel,el} + P_{Pumpen,el}) * VLS * k_{el,E} = \quad (F. 2.6-5)$$

$$k_s = (0,260 + 0,040) kW * 264,25 \frac{h}{a} * 0,3380 \frac{€}{kWh} =$$

$$k_s = 26,79 \frac{€}{a}$$

Dabei ist

- k_s = jährliche sonstige Kosten
- $P_{Kessel,el}$ = elektrische Leistungsaufnahme Kessel
- $P_{Pumpen,el}$ = elektrische Leistungsaufnahme Pumpen
- $k_{el,E}$ = Kosten elektrischer Energie

Die jährlichen zu begleichenden Gesamtkosten ergeben sich durch Addition der Zwischenergebnisse:

$$\begin{aligned}
 k &= k_k + k_v + k_b + k_s = \\
 k &= (5.149,04 + 206,71 + 1.400,00 + 26,79) \frac{\text{€}}{\text{a}} = \\
 \mathbf{k} &= \mathbf{6.782,55 \frac{\text{€}}{\text{a}}}
 \end{aligned}$$

Dabei ist

- k = Jahreskosten

Da der Nutzungszeitraum bei den beiden betrachteten Systemen identisch ist, wird davon abgesehen die absoluten Kosten aufzustellen. Es wird weiterhin mit den Jahreskosten gerechnet.

Im nächsten Abschnitt werden die Jahreskosten für das Gebäude 1, ausgestattet mit einer Wärmepumpe und einer Photovoltaik-Anlage, bestimmt. Dies dient dem realitätsnahen Vergleich der Systeme zur Wärmeerzeugung im Wohnungsbau. Dies ist nötig, da sich die Gebäude in ihrem Energieverbrauch und die Wärmeerzeugersysteme bei unterschiedlichen Leistungen in den Kosten unterscheiden beziehungsweise diese nicht linear zwischen verschiedenen Leistungsgrößen der Systeme verlaufen.

2.6.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - Photovoltaik und Wärmepumpe

Die aufzustellende Alternative mit der Wärmeversorgung über eine Photovoltaik-Anlage und der Luft-Wasser-Wärmepumpe würde zum betrachteten Referenzjahr 2020 errichtet werden, weshalb der Annuitätsfaktor mit 0,0788 (beziehungsweise 7,88 %) demselben wie in der vorherigen Wirtschaftlichkeitsberechnung entspricht.

Sämtliche getätigte Herleitungen für die Anwendung der Richtlinie VDI 2067 werden als trivial deklariert und nicht wiederholt.

Die entstehenden Kosten für die Investition sind denen für die Anlagentechnik des Gebäudes 2 entnommen und der neuen Größenordnung (die Hälfte, beziehungsweise $\frac{65 \text{ m}^2}{157 \text{ m}^2}$ für die Photovoltaik-Anlage auf dem Dach) angepasst. Die Kosten sind bei der Wärmepumpe und den allgemeinen Installationen für die Wärmezentrale nicht linear

verlaufend. Anpassungen der Anschaffungskosten wurden nach Schröder gemäß einschlägiger Erfahrungen angenommen (W. Schröder, Persönliche Mitteilung, 2022).

Die jährlichen kapitalgebundenen Kosten für die Alternative werden mithilfe der Gleichung (F. 2.6-2) wie folgt berechnet:

$$\begin{aligned}
 k_k &= (K_n * 1,19) * (a + 0,01) = \\
 k_k &= (55.478,30 \text{ €} * 1,19) * (0,0788 + 0,01) = \\
 k_k &= 5.862,50 \frac{\text{€}}{a}
 \end{aligned}$$

Die verbrauchsgebundenen Kosten geben die monetären Aufwendungen für die Brennstoff- und Energiebereitstellung wieder. Im Falle des alternativ betrachteten Szenarios für das Gebäude 1 werden lediglich die Kosten elektrischer Energie angerechnet, die das Einfamilienhaus für den Betrieb der Wärmepumpe und der beiden Nachheizter vom Netz bezieht. Nach Bestimmung dieser Größe anhand der Größen- und Leistungsverhältnisse zum Ist-Zustand des Gebäudes 2, sind diese mit den Kosten, die an den Energieversorger zu tätigen sind, zu multiplizieren.

Die notwendigen Verbrauchsgrößen und jene für die Erzeugung werden den Messdaten und der Auswertung des Gebäudes 2 entnommen.¹²

Die Summe der für die Heizungsanlage benötigten elektrischen Energie wird mit dem Verhältnis der durch PV zugebauten Dachfläche Gebäude 1 / Gebäude 2 ($\frac{65 \text{ m}^2}{157 \text{ m}^2}$) multipliziert, da die Leistungsgrößen der Wärmepumpe und Photovoltaik-Anlage über denselben Faktor reduziert worden sind. Die durch die verwendete Technologie gewonnene elektrische Energie errechnet sich mit selbigen Faktor. Bei Abzug der beiden Größen voneinander, ergibt sich die Energiemenge, welche für die Wärmebereitung im alternativen Anlagenkonzept für das Gebäude 1 vom Netz bezogen wird.

¹² siehe Anhang 12 „Auswertung Gebäude 2 (Rossendorf)“ für Messdaten des Gebäudes 2 im Blatt „Messdaten“

Zusammengefasst ergibt sich die benötigte Kenngröße, um die verbrauchsgebundenen Kosten zu bestimmen, wie in der folgend dargestellten Gleichung:

$$E_{el,Netz} = (30.660 - 18.030) \frac{kWh}{a} * \frac{65 m^2}{157 m^2} =$$

$$E_{el,Netz} = 5.229 \frac{kWh}{a}$$

Dabei ist:

- $E_{el,Netz}$ = jährliche bezogene elektrische Energiemenge vom Netz

Mit weiterer Multiplikation der Kosten für den geltenden Tarif nach Frenius ($0,3167 \frac{€}{kWh}$) durch den Bezug der nötigen elektrischen Energie aus dem Netz, ergeben sich die verbrauchsgebundenen Kosten in Form der Formel (F. 2.6-6) (Fresenius, 2022).

$$k_v = k_{Strom} * e_{el,Netz} = \quad (F. 2.6-6)$$

$$k_v = 0,3167 \frac{€}{kWh} * 5.229 \frac{kWh}{a} =$$

$$k_v = 1.656,02 \frac{€}{a}$$

Bei den betriebsgebundenen Kosten fallen $5 \frac{h}{a}$ für die Wärmepumpe in Form von Betätigung und Reinigung an (VDI 2067 Blatt 1 - 2012-09, 2012, S. 22). Diese werden mit $20 \frac{€}{h}$ angesetzt. Die Kosten für den Kundendienst werden mit $466,67 \frac{€}{a}$ abgeschätzt (W. Schröder, Persönliche Mitteilung, 2022). Die über den Betrieb entstehenden Kosten werden nach Madel mit einem Prozent der Anschaffungskosten des installierten Systems veranschlagt (Madel, 2021).

Die betriebsgebundenen Kosten für die alternative Anlage des Gebäudes 1 ergeben sich nach der angepassten Formel (F. 2.6-4):

$$\begin{aligned}
 k_b &= (t_{\text{Nutzer}} * k_{\text{Nutzer}}) + k_{\text{Wartung,WP}} + (K_{\text{PV},b} * 0,01) = \\
 k_b &= \left(5 \frac{\text{h}}{\text{a}} * 20 \frac{\text{€}}{\text{h}}\right) + 466,67 \frac{\text{€}}{\text{a}} + (21.420,00 \text{ €} * 0,01) = \\
 k_b &= 780,87 \frac{\text{€}}{\text{a}}
 \end{aligned}$$

Dabei ist:

- $K_{\text{PV},b}$ = Anschaffungskosten (brutto) Photovoltaik-Anlage
- $k_{\text{Wartung,WP}}$ = jährlich anfallende Kosten für Wartung und Kundendienst der Wärmepumpe

In den Betrag der sonstigen Kosten fallen die Kosten und Vergütung elektrischer Energie, sonstige Abgaben, Steuern und sonstige Gewinne. Im Fall der vorgestellten Alternative kommen lediglich die Gewinne durch die von der PV-Anlage überschüssigen elektrischen Energie in die Bilanz mit ein. Der Ertrag des solarelektrischen Systems aus dem Abschnitt 2.2.1 entspricht der auf das komplette Jahr 2021 normierten eingespeisten Energiemenge. Der absolute Wert ist mit dem Verhältnis der in diesem Szenario installierten Fläche mit Photovoltaik-Modulen und der im Gebäude 2 installierte Fläche zu multiplizieren $\left(\frac{65 \text{ m}^2}{157 \text{ m}^2}\right)$. Da die Energiemenge in das Netz eingespeist und nicht entnommen wird ist der Betrag mit einem negativen Vorzeichen zu versehen. Die ermittelte Größe ist schließlich mit der Einspeisevergütung zu multiplizieren. Die Inbetriebnahme der Anlage des Gebäudes 2 war am 17.12.2020. Nach Kloth beträgt die Einspeisevergütung für Anlagen ($10 \text{ kW}_p < \text{Gesamtleistung} \leq 40 \text{ kW}_p$), die ab dem 01.12.2020 in Betrieb gegangen sind $8,09 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ (Kloth, 2018).

Die sonstigen Kosten der alternativen Anlagentechnik für das Gebäude 1 errechnen sich durch die Formel (F. 2.6-7):

$$\begin{aligned}
 k_s &= g_{PV} * e_{el,Netz} = & (F. 2.6-7) \\
 k_s &= 0,0809 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * \left(-13.450 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} * \frac{65 \text{ m}^2}{157 \text{ m}^2} \right) = \\
 k_s &= -450,49 \frac{\text{€}}{\text{a}}
 \end{aligned}$$

Dabei ist:

- g_{PV} = Gewinne durch die Photovoltaik-Anlage (Einspeisevergütung)

Durch das Summieren aller Teilergebnisse errechnen sich die jährlich anfallenden Kosten für den Betreiber des Gebäudes 1, wenn dieser sich für die Anlagentechnik des Gebäudes 2 entschieden hätte.

$$\begin{aligned}
 k &= k_k + k_v + k_b + k_s = \\
 k &= (5.862,50 + 1.656,02 + 780,87 - 450,49) \frac{\text{€}}{\text{a}} \\
 \mathbf{k} &= \mathbf{7.848,90} \frac{\text{€}}{\text{a}}
 \end{aligned}$$

Nach der Gegenüberstellung der beiden Anlagenkonzepte zur Wärmebereitung durch solare Energie, ist die Heizungsanlage des Gebäudes 2 ausführlicher zu beschreiben.

3 Gebäude 2 – Wärmeerzeugung mit Photovoltaik

Die Technologie der Solarthermie stellt eine solide Möglichkeit Gebäude mit regenerativer Wärme zu versorgen dar. Jedoch ist ab 2008 am deutschen Markt ein stetiger Rückgang der jährlich neu verbauten Leistung an solarthermischen Kollektoren zu verzeichnen. Dies liegt am Vormarsch der Photovoltaiktechnologie. Gründe, weshalb Gebäudeeigentümer ihre Dachflächen vorzugsweise für zweiteres verwendet haben und verwenden, sind beispielsweise die Einspeisevergütungen, womit überschüssige elektrische Energie monetär geltend gemacht werden kann, drastisch günstig werdende Photovoltaik-Anlagen, sowie der Nachteil der Stagnation bei Solarthermie. Die Abb. 3-1 zeigt den jeweiligen Leistungszubau in Gigawatt von Photovoltaik und Solarthermie pro Jahr von 2002 bis 2020 an.

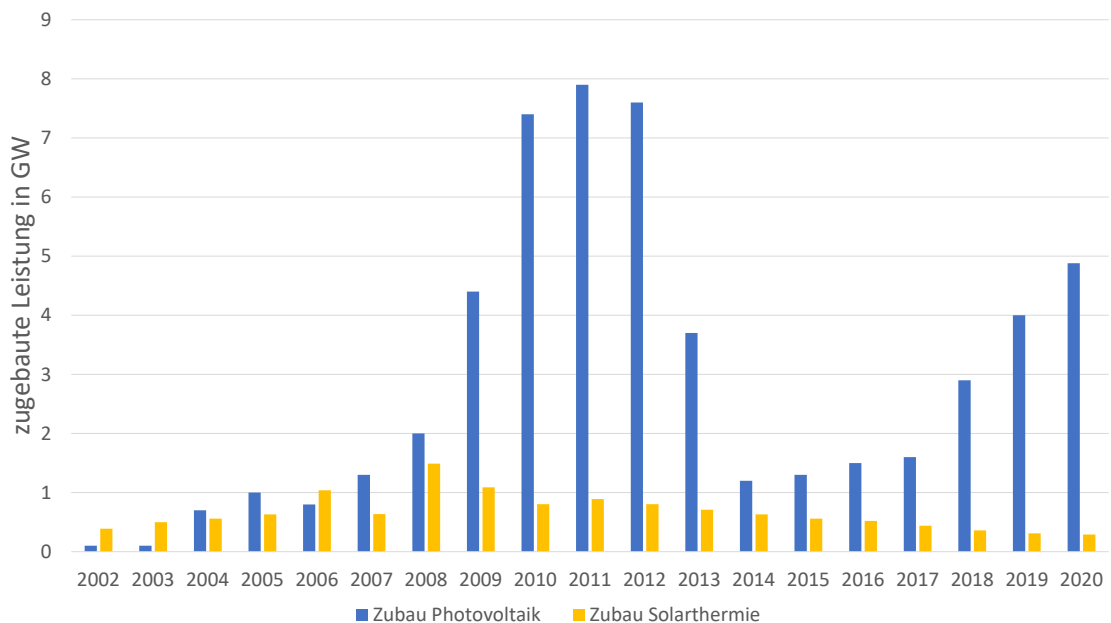


Abb. 3-1: Jährliche zugebaute Leistung Photovoltaik und Solarthermie in Deutschland, in Anlehnung an (Gouras, 2021; Witt & Bröer, 2020)

Aufgabe der vorliegenden Arbeit ist es zu untersuchen, ob dieser Trend aus technischer und ökologischer ebenso sinnvoll ist, wie er es in wirtschaftlicher Hinsicht zu sein scheint. Deshalb ist es nötig die Energieerzeugung und -bereitstellung beider Technologien miteinander zu vergleichen, wobei beim Gebäude 2 zusätzlich eine Wärmepumpe betrachtet wird, welche durch die gewonnene solare Energie angetrieben wird.

Bei dem Vergleichsobjekt zum bereits behandelten Gebäude 1 handelt es sich um ein Mehrfamilienhaus in Rossendorf 12, 90556 Cadolzburg. Die Kernsanierung wurde im Jahr 2021 abgeschlossen. Seitdem wird auf einer Nutzfläche von $657,20 \text{ m}^2$ Platz für fünf Wohneinheiten geboten. Zum Beginn des Jahres 2022 wohnten elf Personen in dem Gebäude. Diese sind auf vier Geschossen verteilt. Der Spitzboden ist mit seiner geringen Höhe nicht bewohnbar. Das Schleppdach bietet ausreichend Platz für die Installation der Photovoltaikmodule. Auf der Südseite des Gebäudes sind auf der Höhe des Erd- und Obergeschosses jeweils zwei Balkone eingerichtet. Im Dachgeschoss befindet sich eine Dachterrasse. In der Abb. 3-2 ist eine Fotografie der Nordwestansicht des Gebäudes 2 abgebildet.



Abb. 3-2: Nordwestansicht des Gebäudes 2, eigene Aufnahme

3.1 Anlagenkonzept

Wie beim Gebäude 1 wird die benötigte Energie auf dem Dach gewonnen.

Konkret wird die elektrische Energie mittels einer 29,97 kW_p leistungsstarken Photovoltaik-Anlage produziert. Bei den verwendeten Modulen handelt es sich um 81 Astronergy P-type Monokristalline PV-Module des Fabrikats PENTA+ Premium DGT M6™ mit 370 Watt Nennleistung (Astronergy Solarmodule, 2020, S. 2). Auf dem Dach besteht eine installierte Fläche von circa 157 m².

Ein Abschnitt des Heizungsschemas ist in der Abb. 3.1-1 dargestellt.¹³

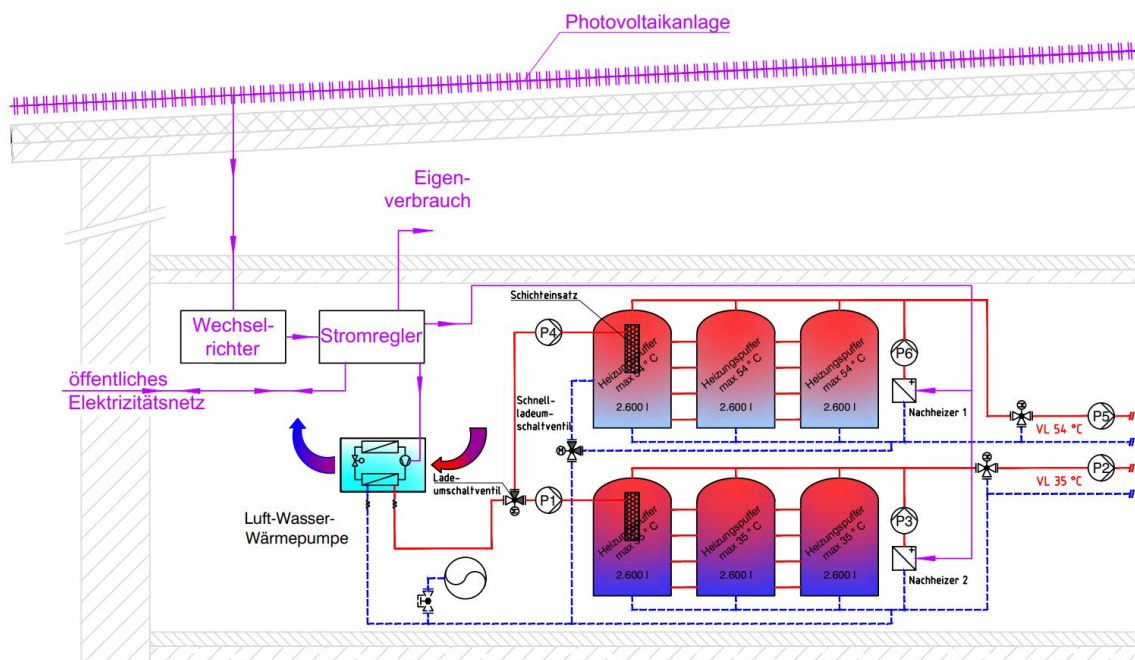


Abb. 3.1-1: Heizungsschema (Ausschnitt) des Gebäudes 2 in Rossendorf (Schröder, 2019)

Die Verwendung der erzeugten Energie unterliegt einer streng definierten Hierarchie. Die Steuerung übernehmen sogenannte Strommeter. Diese messen sowohl den fließenden Strom sowie die dazugehörige Richtung. Neben den Möglichkeiten eines

¹³ siehe Anhang 13 „Heizungsschema Gebäude 2 (Rossendorf)“ PDF

Zweirichtungszählers haben diese Zähler einen zusätzlichen Ausgang der aktuellen Leistung, weshalb sie im Stromlaufplan mit dem Kürzel „P“ deklariert sind. Um diese Zähler von herkömmlichen Stromzählern im Weiteren zu unterscheiden, wird der Eigenname des „Strommeters“ verwendet.

In der Hierarchie wird zuerst die Luft-Wasser-Wärmepumpe (WPL 33 HT), die eine elektrische Leistungsaufnahme von 2,15 kW aufweist, mit elektrischer Energie versorgt. Diese ist in der Abb. 3.1-2 zu sehen.



Abb. 3.1-2: Wärmepumpe (WPL 33 HT) im Gebäude 2, eigene Aufnahme

Die genannte Leistungsaufnahme der Wärmepumpe gilt bei einer Außentemperatur von bis zu 2 °C. Hierbei kann eine thermische Leistung, bei einer Vorlauftemperatur von 35 °C, von bis zu 15,47 kW umgesetzt werden. Die Luft-Wasser-Wärmepumpe kann bei Temperaturen von bis zu -15 °C eingesetzt werden. Allerdings benötigt sie bei diesen Bedingungen eine elektrische Leistung von 5,48 kW und erzeugt beim gleichen Temperaturniveau im Vorlauf eine reduzierte Wärmeleistung von bis zu 12,18 kW. (Stiebel Eltron, 2016, S. 29). Dies ist der verlorenen Energie durch die Enteisierung und dem zunehmenden Anteil der integrierten Zusatzheizung zuzuschreiben. Diese Betriebsart ist aus wirkungsgradtechnischer Sicht zu vermeiden, da die integrierte Heizpatrone der Zusatzheizung der Wärmepumpe bei monovalentem Betrieb einen

großen Teil der Leistungsaufnahme aus macht. Der stattfindende Prozess wandelt die elektrische Energie weniger effizient in nutzbare Wärme um.

Übersteigt die Produktion der Energie den elektrischen Bedarf der Wärmepumpe im Nennbetrieb, wird der Soll-Wert des jeweiligen Vorlaufs der Wärmepumpe um 5 K heraufgesetzt (HZG: 40 °C und WW: 59 °C). Motivation dieser Maßnahme ist die effizientere Nutzung der elektrischen Energie als über die anschließend zugeschalteten Nachheizer. Dieser Überschuss kann vom Strommeter 3 (P03) festgestellt werden. Der E-Heat des SpeedPower3 Systems von Stiebel Eltron fungiert als eigenständiges Gerät, das zusätzlich an den Vorlauf der beiden Speichergruppen der Heizung und des Warmwassers angeschlossen ist.

Die beiden Module sind auf der linken Seite der Abb. 3.1-3 zu sehen.



Abb. 3.1-3: Elektrische Nachheizer (links) und Blick in den Speicherraum des Gebäudes 2, eigene Aufnahme

Die Power-to-Heat Einheiten arbeiten modulierend in einem stufenlosen Bereich von 0,2 – 9 kW Wärmeleistung. Der Strommeter 2 (P02) misst, wie viel elektrische Energie nach der vollständigen Abdeckung des Bedarfs der Wärmepumpe (mit integrierter Zusatzheizung DHC) weiterhin zur Verfügung steht. Übersteigt die Energiemenge den eingestellten Schwellenwert, schaltet sich ein Nachheizer zur Warmwasserbereitung dazu. Dies geschieht analog zum Erzeugen des Heizwassers, wenn der Strommeter 1 (P01) ausreichend elektrische Energie feststellen kann. Die Nachheizer werden lediglich mit elektrischer Energie versorgt, wenn sie aus der Richtung der PV-Anlage stammt, was durch die Strommeter erkannt wird. Die weitere elektrische Leistung wird in diesem Gebäude für die elektrischen Verbraucher der allgemeinen Bereiche, wie beispielsweise der Beleuchtung im Treppenhaus, verwendet.

Da es sich um mehrere Wohneinheiten, die vermietet werden, handelt, müsste der Eigentümer der PV-Anlage die gewonnene elektrische Energie an die Bewohner verkaufen, sodass diese ihn verwenden können. In Deutschland ist dies rechtlich ausschließlich über das sogenannte Mieterstrommodell realisierbar, das derzeit am behandelten Standort nicht umgesetzt wird. Im Falle, dass die erzeugte elektrische Energie nicht aufgebraucht ist, wird der Überschuss nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in das öffentliche Netz eingespeist, da er nicht direkt von den Gebäudenutzern des Mietobjekts verwendet werden darf.

Das erzeugte Warmwasser der Wärmepumpe wird über ein Ladeumschaltventil entweder in die Pufferspeicher (35 °C) oder in die Warmwasserspeicher für das Trinkwasser (54 °C) geladen. Für beide Medien sind jeweils drei Puffer parallel zueinander geschaltet, wovon im ersten ein Schichteinsatz verbaut ist. Eine solche Einheit ist als pufferhohe Lanze zu verstehen, die vertikal in der Mittelachse des Puffers eingebracht ist. Diese ist mit mehreren kleinen Öffnungen auf unterschiedlichen Höhen versehen. Durchdringt das teils verschieden warme Wasser des Vorlaufs vom Heizsystem die Lanze, schichtet sich das Wasser durch die natürlich auftretende Konvektion, die auf den Dichteunterschied eines verschieden heiß erwärmten Fluids beruht, in der entsprechenden Schicht des Speichers bei Wasser gleicher Temperatur ein. Dies minimiert den thermischen Auftrieb innerhalb des Speichers, der die Schichtung, und somit die Effizienz, verringern würde. Die Puffer sind 2,20 m hoch und messen 1,30 m im Durchmesser. Sie fassen jeweils circa 2.600 l. Insgesamt ist ein Speichervolumen von 15.600 l vorhanden. Aus den Wärmespeichern wird das Warm- beziehungsweise Heizwasser bei Bedarf von der jeweiligen Wohnungsstation

beziehungsweise dem Wärmetauscher bezogen, indem es von den Pumpen P5 und P2 gefördert wird. An den Stationen sind aus Sicht des Pufferspeichers jeweils die Fußbodenheizung und der Badheizkörper der einzelnen Wohnungen angeschlossen. Der 54 °C heiße Speicher versorgt einen Wärmetauscher mit heißerem Wasser, um Trinkwarmwasser bereiten zu können.

Nachfolgend werden die erbrachten Erträge mit dem Bedarf verglichen sowie die jeweiligen Anteile der Wärmeerzeuger beziehungsweise deren bezogene Energie untersucht.

3.2 Auswertung der Messdaten

Wie am Ende des Abschnittes 2.1 erkannt und geschildert, sind für einen direkten Vergleich beim Gebäude 2 die gleichen Kennwerte wie beim Gebäude 1 zu ermitteln. Dem Energieausweis ist eine Nutzfläche von 657,20 m² zu entnehmen (B. Jungbauer, Persönliche Mitteilung, 20. März 2020). Die Energiebedarfsberechnung kann nicht weiterverwendet werden, da sie sich überwiegend auf den gesamten Jahres-Primärenergie- und Jahres-Endenergiebedarf sowie den Transmissionswärmeverlusten bezieht. Für die folgende Auswertung ist es wichtig, dass die benötigte Endenergie in die Bereiche der Raumheizung und Warmwasserbereitung aufgeteilt ist. Deshalb fällt der in der Abb. 2.2-1 errechnete Vergleich zwischen den Referenz- und Ist-Werten weg. Stattdessen werden die Messdaten aus den Aufzeichnungen des Monitorings, konkret aus den Wärmemengenzählern der Wohnungsstationen, entnommen. Allerdings sind die Mieter erst seit dem 01.06.2021 in ihren Wohnungen. Demnach besitzt der vorherige Wärmeverbrauch keine Aussagekraft für eine konventionelle Nutzung. Um den siebenmonatigen Wärmeverbrauch auf ein komplettes Jahr beziehen zu können, wird davon abgeraten, ihn als direkt proportional anzunehmen. Der Wärmeverbrauch pro Monat schwankt über das Jahr betrachtet. Grund hierfür sind die verschiedenen Jahreszeiten und die Kälte des jeweiligen Winters. Durch Betrachtung des monatlichen Gasverbrauches eines durchschnittlichen Wohnhauses, kann auf den Anteil des monatlichen Wärmeverbrauchs geschlossen werden (bezogen auf den Jahres-Wärmebedarf). Durch das Aufsummieren der Anteile des Gasbedarfs vom 01.06 – 31.12, ergibt sich nach den Angaben von Brüning ein kumulierter Anteil für die

letzten sieben Monate im Jahr von 46,80 % (Brüning, 2022).¹⁴ Dieser Anteil ist als Divisor von 100 % zu verwenden, sodass sich ein Verhältnis zum Jahres-Gasverbrauch von 2,14 einstellt. Somit ist die erfasste und verbrauchte Heizenergie seit dem 01.06.2021 mit dem Faktor 2,14 zu verrechnen. Die notwendige Energie für die Erwärmung des Trinkwarmwassers ist über das Jahr annähernd konstant, weshalb die gemessene Menge mit $\frac{12}{7}$ zu multiplizieren ist.

Zum besseren Verständnis werden die in den sieben Monaten ab dem 01.06.2021 erfassten Wärmemengen dargestellt:

- Heizwärmebedarf: $10.376 \frac{kWh}{01.06-31.12}$
- Energiebedarf Warmwasser: $3.045 \frac{kWh}{01.06-31.12}$

Die genannten Werte kommen in den folgenden Betrachtungen nicht mehr vor. Es wird mit den Wärmebedarfswerten gerechnet, die auf das gesamte Jahr bezogen werden können. Diese ergeben sich für die fünf Wohnungen in Summe wie folgt:

- Heizwärmebedarf: $22.205 \frac{kWh}{a}$ $(33,79 \frac{kWh}{m_{NF}^2 * a})$
- Energiebedarf Warmwasser: $5.516 \frac{kWh}{a}$ $(9,91 \frac{kWh}{m_{NF}^2 * a})$

Für eine spätere Verwendung wird neben dem Bedarf an Wärme ebenfalls die Energieerzeugung auf das komplette Jahr 2021 normiert. Die Energieertragsdaten wurden erst ab dem 01.06.2021 aufgezeichnet, wodurch sich der gleiche Zeitraum von sieben Monaten ergibt. Die monatliche Verteilung des Energieertrags durch eine Photovoltaik-Anlage verhält sich annähernd kontrovers gegenüber der des Wärmebedarfs in einem Wohngebäude. Der regionale Durchschnittsertrag in $\frac{kWh}{kW_p}$ des Jahres 2021 wird herangezogen, um zu ermitteln, welcher Anteil der erzeugten

¹⁴ siehe Anhang 12 „Auswertung Gebäude 2 (Rossendorf)“ im Blatt „Wärmeverbrauch pro Jahr“

Jahresenergie in dieser Region innerhalb der aufgezeichneten sieben Monate umgesetzt wurde (Kaunut, 2021).¹⁵

Während dieser Zeit wurden 60,17 % der in der Region des Gebäudes 2 im Jahr 2021 ertragenen Energie erzeugt.¹⁶ Dies führt dazu, dass die aufgezeichneten Erträge elektrischer Energie mit dem Faktor 1,66 zu multiplizieren sind, um einen auf das komplette Jahr 2021 bezogenen Wert zu erhalten.

Nachfolgend werden die Energiemengen in *MWh* angegeben.

Die thermischen Verluste, die durch den Transport und die Verteilung der Wärme entstehen, können zu diesem Zeitpunkt für das Objekt noch nicht exakt berechnet werden. Hierfür wären die absolut gelieferten Wärmemengen der beiden Power-to-Heat Module und der Wärmepumpe nötig. Die gelieferte Wärme der Nachheizer ist durch die Bildung des Faktors zwischen der hierfür bezogenen elektrischen Energie und dem Nennwirkungsgrad berechenbar. Allerdings ist für die Wärmepumpe lediglich die bislang absolut produzierte Wärme vorhanden. Hierunter fällt jene thermische Energie, die während und nach des Bauprozesses produziert wurde, um das Bauwerk zu trocknen. Zwar könnte der Anteil seit dem 01.06.2021 bis zum Jahresende verwendet werden, aber für eine Berechnung der absolut zur Verfügung gestellten Wärme fehlt der über das Jahr betrachtete Verlauf der produzierten Wärme. Da eine Wärmepumpe bei verschiedenen Außenlufttemperaturen unterschiedlich effizient arbeitet, kann der Verlauf des allgemeinen Wärmebedarfs nicht verwendet werden (Höflich, 2015, S. 12). Das Verhältnis mit den Messdaten des Gebäudes 1 zu bilden, führt ebenfalls nicht zum korrekten Ergebnis. Grund hierfür ist, dass die thermischen Verluste nicht direkt proportional zur erzeugten Wärmemenge steigen. Zum einen gibt es Bereitstellungsverluste, die durch Auskühlungsverluste oder Strahlungsverluste im Kamin (Biomasse-Kessel des Gebäudes 1) oder Pufferspeicher entstehen. Sie sind jedes Jahr näherungsweise konstant, annähernd unabhängig davon wie viel Wärme verbraucht wird. Zum anderen sind die Verteilungsverluste nicht direkt von der zu transportierenden Energiemenge abhängig. Den größeren Einfluss erwirkt die zurückzulegende Wegstrecke des Warm- oder Heizwassers. Aufgrund des höheren

¹⁵ siehe Anhang 7 „Auszug aus der bundesweiten Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen“ und Anhang

¹⁶ siehe Anhang 12 „Auswertung Gebäude 2 (Rossendorf)“ im Blatt „PV-Erzeugung pro Jahr“

Energieverbrauchs und der größeren Nutzfläche, die zu längeren Wegstrecken der Verteilungseinheiten führt, wird die Größe als doppelt so hoch wie das im Gebäude 1 arithmetische Mittel der Verluste angenommen. Die Werte entstammen der Tab. 2.2-1. Demnach ergeben sich die thermischen Energieverluste für dieses Bauobjekt wie folgt:

$$\begin{aligned}
 Q_{V,G2} &= 2 * \bar{Q}_{V,G1} = \\
 Q_{V,G2} &= 2 * \left(\frac{4,57 + 5,03 + 5,41}{3} \right) \frac{MWh}{a} = \\
 Q_{V,G2} &= 10,01 \frac{MWh}{a}
 \end{aligned}$$

Dabei ist:

- $Q_{V,G2}$ = thermische Verluste, Gebäude 2
- $\bar{Q}_{V,G1}$ = arithmetisches Mittel der thermischen Verluste, Gebäude 1

Es ist wichtig zu verstehen, dass die $10,01 \frac{MWh}{a}$ thermischer Verluste durch die Wärmeerzeugungsanlagen des Gebäudes 2 lediglich als Orientierung gelten. Nach längerem Monitoring sollte die Kenngröße wie geschildert durch Subtraktion der Erzeugung mit den beiden messbaren Verbrauchsgrößen vom Heizwasser und dem Trinkwasser ermittelt werden.

Der Heizungswärmebedarf ist entsprechend der Erwartungen gegenüber dem Gebäude 1 signifikant höher. Dieser ist näherungsweise direkt proportional zur Wohnfläche der beheizten Räume eines Gebäudes (Brumme, 2018). Im Folgenden genügt es, die gegebene Nutzfläche der Gebäude zu verwenden. Zu validieren ist die Aussage mit dem jeweiligen Verhältnis des Heizungswärmebedarfs zur Nutzfläche.

Die folgend notwendigen Wärmebedarfswerte des Gebäudes 1 werden der Tab. 2.2-1 entnommen.

$$\begin{aligned}\frac{Q_{HZG,G2}}{A_{NF,G2}} &= \frac{\bar{Q}_{HZG,G1}}{A_{NF,G1}} \rightarrow \\ Q_{HZG,G2} &= \frac{\bar{Q}_{HZG,G1} * A_{NF,G2}}{A_{NF,G1}} = \\ Q_{HZG,H2} &= \frac{\left(\frac{6,10 + 8,19 + 7,06}{3}\right) \frac{MWh}{a} * 657,20 \text{ m}^2}{277,15 \text{ m}^2} = \\ Q_{HZG,H2} &= 16,88 \frac{MWh}{a}\end{aligned}$$

Dabei ist:

- $Q_{HZG,G2}$ = Heizungswärmebedarf, Gebäude 2
- $A_{NF,G2}$ = Nutzfläche, Gebäude 2
- $\bar{Q}_{HZG,G1}$ = mittlerer Heizungswärmebedarf, Gebäude 1
- $A_{NF,G1}$ = Nutzfläche, Gebäude 1

Der Wärmebedarf für die Temperierung der Innenräume liegt knapp 30 % über dem der Überschlagsrechnung, befindet sich jedoch in der gleichen Größenordnung, weshalb für die weiteren Berechnungen der Wert aus den Messdaten verwendet wird.

Die notwendige Energie für die Warmwasserbereitung an den Wohnungsstationen erscheint mit $5,516 \frac{MWh}{a}$ zu gering. Sie ist überwiegend von den darin lebenden Personen abhängig (Offermann et al., 2015, S. 41). Im Gebäude 1 wohnten im ersten Jahr vier Personen und ab dem zweiten Jahr eine Person. Zu vergleichen ist der durchschnittliche Energiebedarf für die Warmwasserbereitung pro Mieter und Jahr.

Hierfür wird seitens des Gebäudes 1 die Summe des Warmwasserbedarfs durch die Summe der Anzahl jährlicher Mieter dividiert, da sich die Messdaten über mehrere Jahre erstrecken.

$$\begin{aligned}\frac{Q_{WW,G2}}{n_{Mieter,G2}} &= \frac{\bar{Q}_{WW,G1}}{\bar{n}_{Mieter,G1}} \rightarrow Q_{WW,G2} = \frac{\bar{Q}_{WW,G1} * n_{Mieter,G2}}{\bar{n}_{Mieter,G1}} = \\ Q_{WW,G2} &= \frac{\left(\frac{6,27 + 1,52 + 0,86}{3}\right) \frac{MWh}{a} * 11}{\left(\frac{4 + 1 + 1}{3}\right)} = \\ Q_{WW,G2} &= 15,86 \frac{MWh}{a}\end{aligned}$$

Dabei ist:

- $Q_{WW,G2}$ = Energie für Warmwasserbereitung, Gebäude 2
- $n_{Mieter,G2}$ = Anzahl der Mieter, Gebäude 2
- $\bar{Q}_{WW,G1}$ = arithmetisches Mittel der benötigten Energie für die Warmwasserbereitung während des Betrachtungszeitraums, Gebäude 1
- $\bar{n}_{Mieter,G1}$ = arithmetisches Mittel der Anzahl der Mieter jeden Jahres des Betrachtungszeitraums, Gebäude 1

Das Ergebnis aus den Messwerten errechneten Energiebedarfsmenge ($5,516 \frac{MWh}{a}$) unterscheidet sich zu mehr als 185 % von der durchgeführten Kontrolle über die Anzahl der jeweiligen Mieter.

Aufgrund dieser großen Differenz wird der Warmwasserbedarf im Gebäude 2 nochmals mittels Überschlagswerten ermittelt. Nach Schweiger sind jeder Person pro Tag 55 Liter Warmwasserverbrauch anzurechnen (Schweiger, 2017, S. 1). Die Trinkwasserleitungen hierzulande sind tief in der Erde verlegt, weshalb sich für das Frischwasser eine Temperatur von $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ einstellt und über das komplette Jahr beibehalten wird (Loeffelholz & Hagelstein, 2014). Nach den Hygienevorschriften sollte die Temperatur für das Warmwasser $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ nicht unterschreiten. Somit ergibt sich eine Temperaturdifferenz ΔT von 40 K . Die spezifische Wärmekapazität c von Wasser (bei $20\text{ }^{\circ}\text{C}$) ist mit $4,19 \frac{kJ}{kg \cdot K}$ bekannt.

Die nötige thermische Energie, die mindestens in den Anteil der Frischwasserbereitung des Gebäudes 2 eingeht und später im Warmwasser Verwendung findet, errechnet sich wie folgt:

$$Q_{heat} = c * m * \Delta T =$$

$$Q_{heat} = \left(\frac{4,19 \frac{kJ}{kg * K}}{3.600 \frac{kJ}{kWh}} \right) * 1.000 \frac{kWh}{MWh} * \left(11 P * 55 \frac{l}{P * d} * 365 \frac{d}{a} * 1,00 \frac{kg}{l} \right) * 40 K =$$

$$Q_{heat} = 10,280 \frac{MWh}{a}$$

Dabei ist:

- Q_{heat} = zuzuführende Wärmemenge
- c = spezifische Wärmekapazität
- ΔT = Temperaturdifferenz

Der Bedarf an Energie, die mithilfe von überschlagswerten für die Warmwasserbereitung des Gebäudes 2 errechnet wurde, gliedert sich zwischen den beiden vorher ermittelten Werten ein. Aufgrund der Grundgesamtheit des verwendeten Durchschnittswertes von $55 \frac{l}{d}$ werden für den weiteren Verlauf der Arbeit die $10,280 \frac{MWh}{a}$ verwendet. Es gilt:

$$Q_{heat} = Q_{WW,G2} = 10,280 \frac{MWh}{a}$$

Die wesentlichen Wärmeverbräuche sind in der Tab. 3.2-1 zusammengefasst.

Tab. 3.2-1: Jahres-Wärmebedarfswerte des Gebäudes 2 von 2021

	Heizung in $\frac{MWh}{a}$	Warmwasser in $\frac{MWh}{a}$	thermische Verluste in $\frac{MWh}{a}$	Summe in $\frac{MWh}{a}$
2021	22,205	10,280	10,010	42,495

Nach dem Erarbeiten der Energiebedarfsgrößen für das Gebäude 2, kann die individuelle Anlagentechnik des Objekts hinsichtlich ihrer energetischen Effizienz bewertet werden.

3.2.1 Energetische Bewertung - Photovoltaik und Wärmepumpe

Für die Bewertung des realen Anlagenkonzepts des Gebäudes 2 ist die Effektivität der verbauten Systeme zu kontrollieren. Hierfür wird zuerst der Verbrauch elektrischer Energie ermittelt, der jedem Wärmeerzeuger zuzuschreiben ist. An dieser Stelle ist es entscheidend zu wiederholen, dass es sich bei den Power-to-Heat (kurz: P2H) Modulen um Nachheizer handelt, die durch elektrische Energie betrieben extern Wasser erhitzen, welches anschließend in das entsprechende Leitungsstück vor dem Speicher eingespeist wird, sodass sich das Wasser durch den Schichteinsatz gemäß seines Energieniveaus in der angemessenen Ebene integriert. Diese Nachheizer werden eingeschaltet, wenn die Photovoltaik-Anlage mehr elektrische Energie produziert, als die Wärmeerzeugung durch die Wärmepumpe für ihren Betrieb benötigt. In diesem Fall werden die Warmwasser- und Heizungsspeicher von den Nachheizern zusätzlich beladen, bis der geltende Maximalwert (WW: 85 °C, HZG: 80 °C) erreicht wird.

Dies dient dazu, während der Übergangszeit nach dem Sommer (ab dem 01.09) möglichst viel solare Wärme in den Speichern einzulagern, um davon länger Nutzen ziehen zu können, wenn kurz darauf die Einstrahlung geringer wird. Während des Sommerbetriebs wird der Soll-Wert der Nachheizer signifikant verringert, da andernfalls zu viele Abkühlungsverluste der Speicher zu verzeichnen sind. Im Winter kommt es zu nahezu keiner Nachheizung mit elektrischer Energie aus dem Netz, da die Power-to-Heat Module ausschließlich von der Photovoltaik-Anlage versorgt werden können.

Der Nachheizer 1 unterstützt die Warmwasserbereitung. Im Index steht WW für Warmwasser. Beim Nachheizer 2 wird der Index für die Heizung mit HZG festgelegt.

Die für die folgende Berechnung wesentlichen Kenngrößen werden den Messdaten des Gebäudes 2 entnommen und in der Tab. 3.2-2 dargestellt.

Tab. 3.2-2: Elektrischer Energiebedarf der einzelnen Wärmeerzeuger für das Gebäude 2

el. Energie zur Wärmeerzeugung Wärmepumpe in $\frac{MWh}{01.06-12.31}$	el. Energie zur Wärmeerzeugung Nachheizer 1 in $\frac{MWh}{01.06-12.31}$	el. Energie zur Wärmeerzeugung Nachheizer 2 in $\frac{MWh}{01.06-12.31}$	Summe in $\frac{MWh}{01.06-12.31}$
5,962	7,679	0,686	14,327

Zur Berechnung des jährlichen Bedarfs an elektrischer Energie sind die aufgezeichneten Energieverbräuche der Nachheizer mit 1,66 zu multiplizieren, da diese zwingend an den Ertrag der Photovoltaik-Anlage angeknüpft sind.

Die gesamte elektrische Energie der Wärmeerzeugung ist näherungsweise mit 2,14 zu multiplizieren, da die Wärmeerzeugung vom entsprechenden Bedarf direkt abhängig ist. Anschließend sind vom Ergebnis der jährlichen Menge an elektrischer Energie für die Heizungsversorgung die beiden Energiemengen der Nachheizer abzuziehen, um den elektrischen Verbrauch der Wärmepumpe zu erhalten.

$$E_{el,WP} = (E_{el,HZG} * 2,14) - (E_{el,P2H} * 1,66) =$$

$$E_{el,WP} = ((14,327 * 2,14) - (7,679 + 0,686) * 1,66) \frac{MWh}{a} =$$

$$E_{el,WP} = 16,77 \frac{MWh}{a}$$

Dabei ist:

- $E_{el,WP}$ = bereitgestellte elektrische Energie, Wärmepumpe
- $E_{el,HZG}$ = bereitgestellte elektrische Energie, gesamte Heizungsanlage
- $E_{el,P2H}$ = bereitgestellte elektrische Energie, Nachheizer (WW und HZG)

Der Autor ist sich bewusst, dass er hierbei einen geringen Fehler eingeht, da der Bedarf an elektrischer Energie bei einem steigenden Anteil des Einsatzes der Wärmepumpe nicht direkt proportional, sondern mit einem etwas flacheren Verhältnis steigt. Nichtsdestotrotz hat sich diese Herangehensweise mit den zur Verfügung stehenden Daten bewiesen, weshalb sie umgesetzt wird.

Der jährlich angenommene Verbrauch an elektrischer Energie der Wärmeerzeuger ergibt sich wie in der Tab. 3.2-3 dargestellt.

Tab. 3.2-3: Jährlicher Verbrauch elektrischer Energie der einzelnen Wärmeerzeuger im Gebäude 2, Jahr 2021

Nachheizer 1 (Warmwasserbereitung) in $\frac{MWh}{a}$	Nachheizer 2 (Heizwärmebedarf) in $\frac{MWh}{a}$	Wärmepumpe in $\frac{MWh}{a}$	Summe in $\frac{MWh}{a}$
12,75	1,14	16,77	30,66

Es fällt auf, dass die Summe des Verbrauchs elektrischer Energie geringer ist als die Summe des gesamten Wärmebedarfs des Gebäudes 2, obwohl das komplette Erzeugersystem ausschließlich elektrische Energie als Grundlage zur Wärmebereitung verwendet. Grund hierfür sind die Wirkungsgrade der Gerätschaften. Beim E-Heat handelt es sich um einen elektrischen Wärmeerzeuger für wassergeführte Heizungsanlagen. Das System erhitzt in diesem Fall das durchströmende Wasser mit der Exergie aus der Photovoltaik-Anlage. Dadurch wird nahezu die komplette zugeführte elektrische Energie in thermische Energie umgewandelt. Hinzu kommt der produktspezifische Leistungsfaktor $\cos(\varphi) = 1$ (EFG - Energie für Gebäude, 2022, S. 2). Ist der Leistungsfaktor gleich Eins, entsteht keine Blindleistung. In diesem Fall gibt es ausschließlich Wirkleistung, weshalb der Wirkungsgrad der Nacherhitzer mit 100 % angenommen werden kann. Faktisch wird der messbare Wirkungsgrad geringfügig darunter liegen. In diesem Fall sollen die geringen Verluste vernachlässigt werden.

Ein Wirkungsgrad im herkömmlichen Sinne gibt es für eine Luft-Wasser-Wärmepumpe nicht. Die gesuchte Größe wird hierbei als Jahresarbeitszahl *JAZ* bezeichnet. Dieser Wert gibt das Verhältnis von produzierter Wärme und der dazu erforderlichen Antriebsenergie an und beschreibt somit die Effizienz einer Wärmepumpe. Bei modernen Luft-Wasser-Wärmepumpen liegt diese Größe bei

3 bis 3,5 (Widra, 2012, S. 13). In diesem Fall kann die Jahresarbeitszahl anhand der zugrunde liegenden Messdaten ermittelt werden. Es ist zu betonen, dass das Ergebnis von der realen Jahresarbeitszahl, der im Gebäude 2 installierten Wärmepumpe abweichen kann, da für den Warmwasserverbrauch und der Menge der thermischen Energieverluste Annahmen getroffen wurden. Diese werden nicht exakt mit den realen Wärmemengen übereinstimmen. Sollten sich die Beträge zu stark voneinander unterscheiden, wird geraten die angenommenen Werte der Auswertung mit den zukünftig zu messenden Werten zu substituieren und die Berechnungen für die Jahresarbeitszahl, und demnach ebenso die darauffolgenden, erneut durchzuführen.

Innerhalb der Arbeit wird die Differenz des gesamten Wärmebezugs und der für die wärmeerzeugenden Anlagen investierten Energie durch die Aufnahme elektrischer Energie der Wärmepumpe geteilt, um zu errechnen wie viel Wärme von der Luft-Wasser-Wärmepumpe erbracht worden ist:

$$\begin{aligned}
 Q_{WP} &= Q_{G2} - (E_{el,P2H(1WW)} * \eta_{P2H} + E_{el,P2H(HZG)} * \eta_{P2H}) = \\
 Q_{WP} &= 42,495 \frac{MWh}{a} - \left(12,75 \frac{MWh}{a} * 1,00 + 1,14 \frac{MWh}{a} * 1,00 \right) = \\
 Q_{WP} &= 28,60 \frac{MWh}{a}
 \end{aligned}$$

Dabei ist:

- Q_{WP} = jährliche Wärmemenge, Wärmepumpe
- Q_{G2} = jährlicher gesamte Wärmebedarf des Gebäudes 2
- $E_{el,P2H(WW)}$ = bereitgestellte elektrische Energie, Nacherhitzer 1 (WW)
- $E_{el,P2H(HZG)}$ = bereitgestellte elektrische Energie, Nacherhitzer 2 (HZG)
- η_{P2H} = Wirkungsgrad der Nacherhitzer

Mit der Verfügbarkeit der bereitgestellten Wärme der Wärmepumpe lässt sich deren Jahresarbeitszahl durch Division der zugeführten elektrischen Energie errechnen:

$$\begin{aligned}
 JAZ &= \frac{Q_{WP}}{E_{el,WP}} = \\
 JAZ &= \frac{28,60 \frac{MWh}{a}}{16,77 \frac{MWh}{a}} = \\
 JAZ &= 1,71
 \end{aligned}$$

Der Wärmepumpe ist mit den getroffenen Annahmen eine Jahresarbeitszahl von 1,71 zuzuschreiben, die unterdurchschnittlich für ein funktionierendes Gerät ist. Gründe hierfür werden im Abschnitt 5.3 behandelt.

Mithilfe der durchgeführten Rechnungen lassen sich die produzierten Wärmemengen der jeweiligen Anlagen bestimmen. Daraus werden die Anteile der gesamten Wärmeproduktion für die Deckung des Bedarfs im Gebäude 2 errechnet. Zusammengefasst entsprechen die gelieferten Wärmemengen den Folgenden:

- Nachheizer 1 (WW): $12,75 \frac{MWh}{a}$
- Nachheizer 2 (FBH): $1,14 \frac{MWh}{a}$
- Wärmepumpe: $28,60 \frac{MWh}{a}$

Im anteiligen Säulendiagramm Abb. 3.2-1 sind die zu leistenden Anteile des ersten Nacherhitzers (Warmwasserbereitung), des zweiten Power-to-Heat Moduls (Heizungswärmebedarf) und jener der Wärmepumpe (Verdichter + Heizpatrone) zu sehen, die erbracht werden müssen, dass das System in seiner Gesamtheit den thermischen Bedarf von $42,495 \frac{MWh}{a}$ des Gebäudes 2 decken kann.

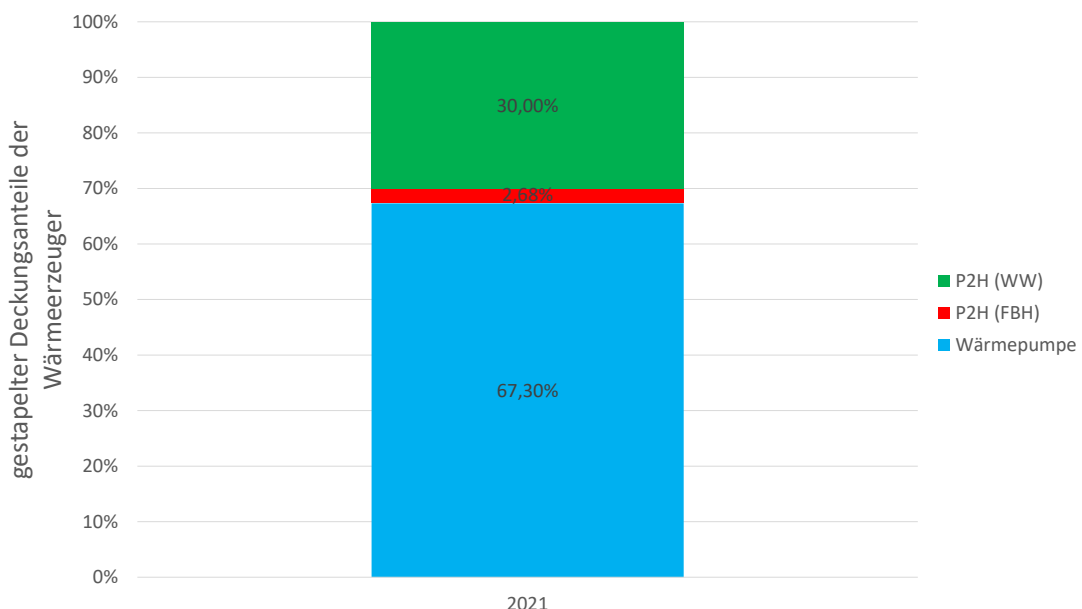


Abb. 3.2-1: Deckungsanteil der Erzeuger zur Wärmeversorgung des Gebäudes 2 im Jahr 2021

Die Wärme wird in diesem Fall zu 100 % aus dem Energieträger Strom gewonnen. Der solare Deckungsgrad wird nicht aus der verwendeten elektrischen Energie, sondern aus der daraus gewonnenen Wärme berechnet. Da die Nachheizer ausschließlich von der PV-Energie betrieben werden können, und sie die Exergie mit einem Wirkungsgrad von näherungsweise 100 % umwandeln, ist lediglich der Anteil an Wärme zu ermitteln, welcher von der Wärmepumpe aus der erneuerbaren Energie der dacheigenen Photovoltaik-Anlage entsteht. Hierfür ist der elektrische Verbrauch mit der ermittelten Jahresarbeitszahl von 1,71 zu multiplizieren. Der Verbrauch der Wärmepumpe an elektrischer Energie ergibt sich durch das Subtrahieren der Verbräuche der beiden Nachheizer der von der PV für die Heizung zur Verfügung gestellten Energiemenge, die den Messdaten zu entnehmen ist:

$$\begin{aligned}
 E_{elPV,WP} &= E_{elPV} - E_{elPV,P2H(WW)} - E_{elPV,P2H(HZG)} = \\
 E_{elPV,WP} &= (18,03 - 12,75 - 1,14) \frac{MWh}{a} = \\
 E_{elPV,WP} &= 4,14 \frac{MWh}{a}
 \end{aligned}$$

Dabei ist:

- $E_{elPV,WP}$ = bereitgestellte elektrische Energie durch PV, Wärmepumpe
- $E_{elPV,P2H(WW)}$ = bereitgestellte elektrische Energie durch PV, P2H(WW)
- $E_{elPV,P2H(HZG)}$ = bereitgestellte elektrische Energie durch PV, P2H(HZG)

Die signifikanten Größen sind in der Tab. 3.2-4 eingetragen.

Tab. 3.2-4: Wärmeerzeugung aus der Energie der PV-Anlage des Gebäudes 2

Wärmeerzeuger	Wärmeerzeugung aus PV-Energie in $\frac{MWh}{a}$
Nacherhitzer 1 (WW)	12,75
Nacherhitzer 2 (FBH)	1,14
Wärmepumpe	7,08
Summe	20,97

Durch das Dividieren der Summe von $20,97 \frac{MWh}{a}$ durch die Summe des gesamten Wärmebedarfs von $42,495 \frac{MWh}{a}$, errechnet sich jener Anteil der Wärme, der durch die von der Photovoltaik-Anlage gelieferten Energie bereitgestellt wurde. Hierbei handelt es sich um den solaren Deckungsanteil, welcher in der Abb. 3.2-2 illustriert ist. Der weitere Anteil der gelieferten Wärme für die Erzeuger stammt aus dem öffentlichen Netz.

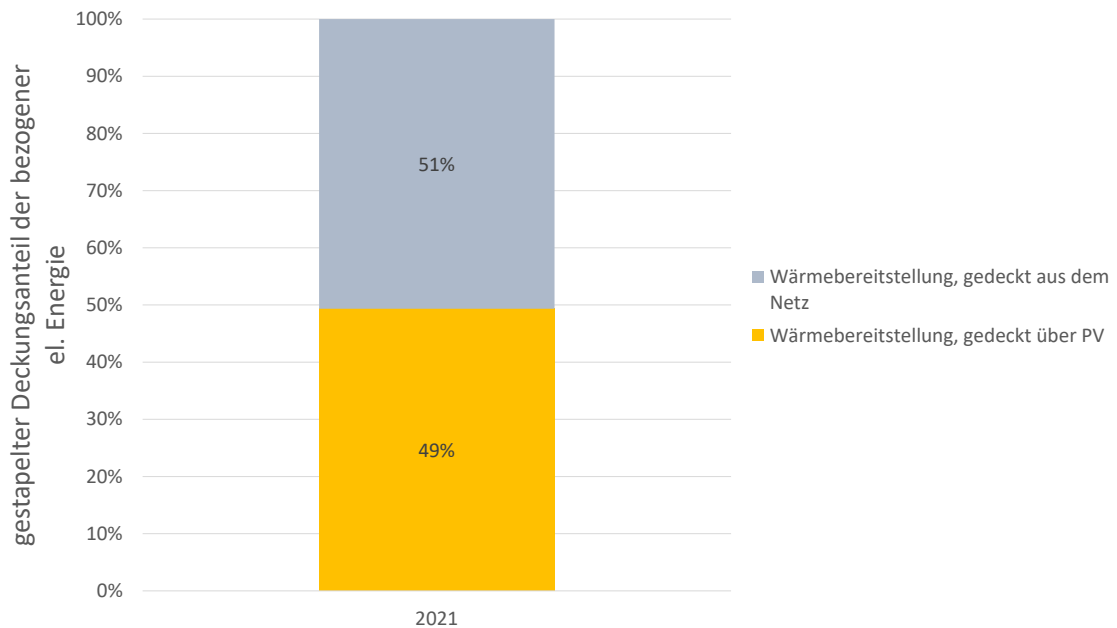


Abb. 3.2-2: Solarer Deckungsanteil und Art der bezogenen Energie zur Wärmebereitstellung des Gebäudes 2 im Jahr 2021

Mit den momentan vorliegenden Messdaten ist der solare Deckungsanteil der Wärmeanlage im Gebäude 2 mit 49 % eher gering. Es ist zu bedenken, dass die Wärmepumpe in ihrem Ist-Zustand lediglich $4,14 \frac{MWh}{a}$ von den gesamten $16,77 \frac{MWh}{a}$ aus der Photovoltaik-Anlage bezieht. Das entspricht einen solaren Deckungsanteil für die Wärmepumpe von 25 %. Durch eine Optimierung des Systems, sodass die Wärmepumpe mehr elektrische Energie aus der Photovoltaik-Anlage beziehen kann, steigt der Anteil an produzierter Wärme um den Faktor 1,71. Dadurch ist ersichtlich, dass diesbezüglich ein großes und realisierbares Verbesserungspotenzial des solaren Deckungsanteiles für das Gebäude 2 besteht.

Die verbaute Technologie der Photovoltaik besitzt den Vorteil, dass in einstrahlungsstarken Sommertagen mit maximal geladenen Pufferspeichern Energie monetär abgesetzt werden kann. In diesem Fall wird die überschüssige Energie der Aufdachanlage ins öffentliche Netz verkauft. Die Verteilung zwischen der Eigennutzung und der verkauften Energiemenge ergibt sich durch die Multiplikation mit dem Faktor 1,66 der innerhalb der sieben Monate von der PV-Anlage für die Heizung verwendeten und ins Netz eingespeisten Energiemenge, die den Messdaten entnommen sind.

Es werden über das Jahr $13,44 \frac{MWh}{a}$ der gewonnenen Photovoltaik-Energie verkauft, während $18,03 \frac{MWh}{a}$ für die Wärmeerzeugung selbst genutzt werden.

Die Verteilung zwischen der für die Wärmebereitung genutzten Energie und der, die in das öffentliche Netz eingespeist wurde, ist in der Tab. 3.2-5 aufgeführt.

Tab. 3.2-5: Genutzte Anteile der von der PV des Gebäudes 2 produzierten elektrischen Energie

von PV produziert in $\frac{MWh}{a}$	für Wärmeerzeugung genutzt in $\frac{MWh}{a}$	Anteil	ins öffentliche Netz eingespeist in $\frac{MWh}{a}$	Anteil
31,46	18,03	57 %	13,44	43 %

Der geschilderte Sachverhalt wird in der Abb. 3.2-3 dargestellt. Diese Tatsache deckt die immense Möglichkeit der Optimierung auf, da rund 43 % der erzeugten Energie vom Gebäudenutzer nicht verwendet werden kann.

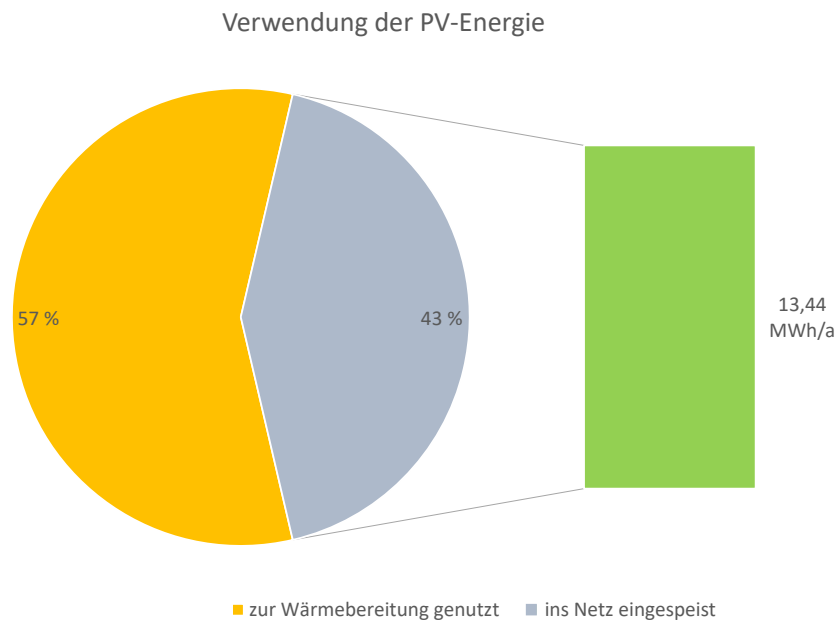


Abb. 3.2-3: Anteile der Verwendung der PV-Energie des Gebäudes 2

Die Größe des spezifischen solaren Energieertrags lässt sich mit weniger Aufwand als im Falle des Gebäudes 1 ermitteln. Grund hierfür ist, dass bei diesem Anlagenkonzept vom Dach aus lediglich die elektrische Energie der Photovoltaik-Anlage produziert wird. Ziel ist es den Wärmeertrag des Objekts mit jenem der Solarthermie-Anlage des Gebäudes 1 zu vergleichen. Hierfür ist es nötig die produzierte Wärme auf die gesamte Bruttofläche der PV auf dem Dach zu beziehen. Als Nettoertrag der elektrischen Energie wird die gesamte gelieferte Energie der Anlage verwendet, anstatt jener Menge, die das Heizungssystem in nutzbare Wärme umwandelt, um das Ergebnis nicht zu verfälschen. Hintergrund ist nach wie vor der Vergleich der Technologien, weshalb das Potenzial der Photovoltaik vollständig auszuschöpfen ist. Schließlich ist der nicht genutzte Anteil der erzeugten elektrischen Energie, bei gleichbleibender installierter Leistung, nicht von der Aufdachanlage abhängig. Er wird durch die Effektivität und der Umwandlung, Speicherung und der Verteilung, sowie vom absoluten Wärmebedarf definiert und begrenzt. In diesem Sinne ist das vollständige Potenzial der Photovoltaik-Technologie zur Wärmeerzeugung zu ermitteln.

Hierfür ist das Verhältnis der durch die PV gewonnenen Wärme und die dafür verwendete Menge an elektrischer Energie mit der absolut erzeugten Energie der Photovoltaik zu multiplizieren. Das Produkt wird durch die benötigte Fläche der Photovoltaik auf dem Dach dividiert. Da sich die Werte auf die durch die Installation verwendete Bruttofläche der Anlage beziehen, ist die Größenordnung niedriger als in den vorherigen Berechnungen. Aus diesem Grund werden für die nachfolgende Berechnung Kilowattstunden anstatt der bisher verwendeten Megawattstunden präferiert.

Die erste Zeile der Gleichung ergibt sich durch das Auflösen der gesuchten Variablen aus der ursprünglichen Verhältnisgleichung für die Errechnung des spezifischen solaren Energieertrags. Anschließend wird der Divisor der Bruttofläche der Gleichung hinzugefügt.

$$\begin{aligned}\frac{Q_{HZG}}{E_{PV,HZG}} &= \frac{Q_{HZG,Summe}}{E_{PV,Summe}} \rightarrow \\ \varepsilon_{th} &= \frac{\frac{Q_{HZG} * E_{PV,Summe}}{E_{PV,HZG}}}{A_{PV,brutto}} = \\ &= \frac{(20.970 * 31.460) \frac{kWh}{a}}{18.030 \frac{kWh}{a}} = \\ \varepsilon_{th} &= \frac{18.030 \frac{kWh}{a}}{157 m^2} = \\ \varepsilon_{th} &= 233,06 \frac{kWh}{m^2 * a}\end{aligned}$$

Dabei ist:

- ε_{th} = spezifischer solarer Energieertrag (thermisch)
- Q_{HZG} = aus der Solarenergie erzeugte Wärme
- $Q_{HZG,Summe}$ = aus der gesamten Solarenergie erzeugbare Wärme
- $E_{PV,Summe}$ = absolut erzeugte elektrische Energie der PV
- $E_{PV,HZG}$ = zur Wärmebereitung verwendete Solarenergie
- $A_{PV,brutto}$ = Bruttofläche der installierten PV-Anlage

Im Gebäude 2 können pro installiertem Quadratmeter Dachfläche und Jahr bis zu $233,06 \frac{kWh}{m^2 * a}$ Wärme produziert werden.

Analog zum Abschnitt 2.2.2 wird nach der vollständigen Betrachtung und Auswertung des Ist-Anlagensystems des Gebäudes 2, die Gebäudetechnik des Vergleichsobjekts als alternative Ausführung der wärmeerzeugenden Anlage betrachtet und bewertet.

3.2.2 Energetische Bewertung - Solarthermie und Pelletofen

Für die gleichwertige Analyse der Alternative des zu untersuchenden Objekts mit der Anlagentechnik des Gebäudes 1 wird bezüglich der Grunddaten analog wie im Abschnitt 2.2.2 vorgegangen. Zu diesem Zweck werden in der Tab. 3.2-6 die für die Berechnung des solaren Deckungsgrads notwendigen Bedarfswerte erneut dargestellt.

Tab. 3.2-6: Wiederholung der Tab. 3.2-1: Jahres-Wärmebedarfswerte des Gebäudes 2 von 2021

	Heizung in $\frac{MWh}{a}$	Warmwasser in $\frac{MWh}{a}$	thermische Verluste in $\frac{MWh}{a}$	Summe in $\frac{MWh}{a}$
2021	22,205	10,280	10,010	42,495

In diesem Fall ist es nicht möglich mit der Bildung eines Verhältnisses die maximal nutzbare Dachfläche zu bestimmen, die mit Großflächenkollektoren belegt werden kann. Grund hierfür sind die unterschiedlichen Ausgangsparameter der Gebäude 1 und 2 bezüglich der Dachneigung und der potenziellen Anzahl an Kollektorreihen, die hintereinanderstehen und somit zu unterschiedlichen Verschattungssituationen führen. In diesem Fall ist die verursachte Verschattung zu berücksichtigen.

Die Bestimmung des nötigen Platzbedarfs wird mit der Formel 1 ermittelt. Die hierfür notwendigen exakten Maße des Daches werden dem Abbundplan entnommen (W. Leidel, Persönliche Mitteilung, 14. Oktober 2020)¹⁷:

- Dachneigung: 15 °
- Dachlänge (entlang der Traufe): 17,98 m
- Dachhöhe, Südseite (Dachfläche): 6,5 m

Um zwei Kollektorreihen hintereinander zu positionieren, und zu keinem Zeitpunkt Verschattung der ersteren Reihe zu erwirken, ist eine Fläche von 81,04 m² notwendig. Das Rechteck wäre 10 m lang und 8,10 m hoch. Auf dem Dach des Gebäudes 2 ist es, aufgrund der zu geringen Dachhöhe, nicht möglich zwei Reihen hintereinander zu stellen. Wegen der jeweils circa vier Meter Platz zur Seite für die obere Reihe, ist es möglich, diese aus dem Zentrum der Dachfläche herauszunehmen und jeweils in Richtung des Giebels zu versetzen, sodass vier Großflächenkollektoren auf das Dach platziert werden können.

In diesem Fall kann die Anlage des Gebäudes 1 leistungstechnisch verdoppelt werden. Der Pufferspeicher wurde nicht exakt verdoppelt, um nicht dem abnehmenden Grenznutzen zu erliegen. In kleinen Schritten bedeutet ein größerer thermischer Speicher eine Verbesserung der Effizienz, allerdings sinkt der absolute Nutzen der Vergrößerung bei größeren Dimensionen durch das schlechter werdende Oberfläche-Volumen Verhältnis des Speichers, sodass die thermischen Verluste sich betragsmäßig den Zugewinnen angleichen, bis sie diese aufwiegen oder überkompensieren (Leukefeld, 2017, S. 8).

¹⁷ siehe Anhang 14 „Abbundpläne Gebäude 2“

Dadurch, dass das Gebäude 2 mehr als den doppelten Wärmebedarf als das Gebäude 1 aufweist, übernimmt der Biomasse-Kessel die restliche Wärmedeckung, nachdem die prognostizierte Energie der vier Flachkollektoren erbracht wurde.

Durch die Wärmeerzeuger

- Biomasse-Kessel: 30 kW,
- Solarthermie-Anlage: 60 m² und
- Pufferspeicher: 12.000 l

ergeben sich die in der Tab. 3.2-7 aufgeführten Ertragserwartungen.

Tab. 3.2-7: Mit Solarthermie erzeugte Wärme im Gebäude 2

thermische Energie aus Solarthermie in $\frac{MWh}{a}$	thermische Energie vom Biomasse-Kessel in $\frac{MWh}{a}$	Summe in $\frac{MWh}{a}$
23,49	19,01	42,50

Durch das Dividieren des Betrags der solaren Wärme durch den Bedarf des Gebäudes 2, ergibt sich der solare Deckungsgrad, der für die alternative Anlagentechnik in der Abb. 3.2-4 illustriert ist.

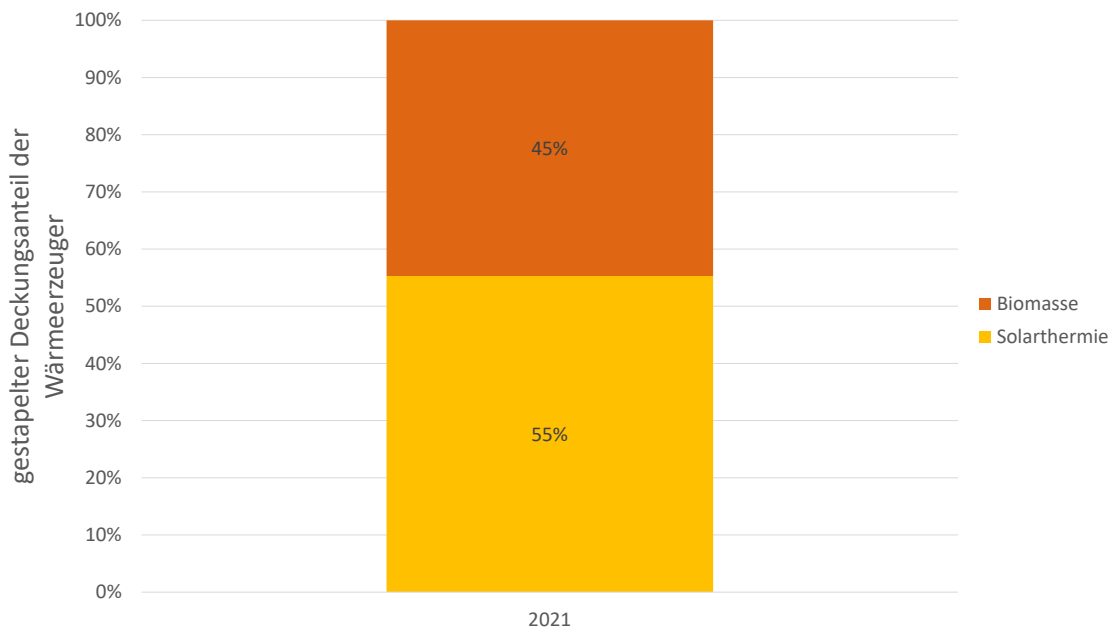


Abb. 3.2-4: Solarer Deckungsanteil und Anteil der thermischen Energie aus Biomasse der Wärmeversorgung des Gebäudes 2 mit der Anlagentechnik des Gebäudes 1

Der solare Deckungsanteil ist mit derselben Anlagentechnik geringer als bei dem Gebäude 1 (bis zu 83 %). Ein Grund hierfür könnte sein, dass durch das gewählte Vorgehen der zu erwartende solare Ertrag verdoppelt wurde. Allerdings wurde die verwendete Anlagentechnik ursprünglich für die Nutzung innerhalb eines Einfamilienhauses ausgelegt, weshalb die Nutzungsänderung das Ergebnis beeinflusst. Im Gebäude 2 sind elf Mieter vorhanden. Selbstredend ist deren Warmwasserbedarf höher als der doppelte des Gebäudes 1.

Über den solaren Deckungsgrad hinaus ist im Folgenden die energetische Gesamtbilanz in Form der Betrachtung des Nullenergiehauses im Ist-Zustand der Anlage des Gebäudes 2 durchzuführen, um die erzielten Ergebnisse mit denen des Abschnitts 2.3 in Relation zu setzen.

3.3 Betrachtung Nullenergiehaus

Das Gebäude 2, das für die Wärmeerzeugung elektrische Energie, gewonnen durch eine Photovoltaik-Anlage, nutzt, um mittels einer Wärmepumpe und Power-to-Heat Modulen den Bedarf der fünf Wohneinheiten zu decken, ist hinsichtlich des Ansatzpunktes des Nullenergiehauses zu untersuchen.

In diesem Fall ist die Unterscheidung verschiedener Energiequellen nicht notwendig, da die Wärmeerzeugung in jedem Fall über denselben Energieträger bereitete wird. Entweder liefert die Photovoltaik-Anlage ausreichend elektrische Energie, um die Pufferspeicher mit der Wärmepumpe und den beiden Nachheizern für die Heizung und Warmwasserbereitung angebracht beladen zu können oder die Energie wird vom öffentlichen Netz bezogen, um ausschließlich die Wärmepumpe damit zu versorgen. Bei beiden Möglichkeiten ist der Energieträger für die Erzeugung der Wärme der Gleiche. Für die Ermittlung des Erfüllungsgrades eines Nullenergiehauses ist die ins Netz eingespeiste Energie mit der vom Netz bezogenen Primärenergie ins Verhältnis zu setzen. Um aus der Endenergien die benötigte Primärenergie zu erlangen, wird erneut die Formel (F. 2.3-1) verwendet. Zusätzlich sind die beiden verwendeten Größen aus den Messdaten für die Energie, die zum Heizen verwendet wird, mit dem Faktor 2,14 und für den allgemeinen Bezug elektrischer Energie mit $\frac{12}{7}$ zu multiplizieren, um nicht ausschließlich den Wärmebedarf der aufgezeichneten sieben Monate, sondern den für das gesamte Jahr zu erfassen. Der allgemeine Bezug versorgt die elektrischen Gerätschaften in den Wohnungen der Mieter. Bei gleicher Anwesenheit ist dieser Wert über das Jahr betrachtet annähernd konstant. Strom aus dem öffentlichen Netz wird mit dem Primärenergiefaktor 1,8 bewertet (siehe Tab. 2-2). Im Folgenden wird die Errechnung der bezogenen Primärenergie mit allen dafür vorgesehenen Summanden in der Gleichung (F. 2.3-1) aufgezeigt. Mit der Photovoltaik erzeugte elektrische Energie wird nicht mit in die Bilanz aufgenommen, da sie mit dem Faktor 0 zu multiplizieren wäre und somit wegfallen würde.

$$E_{\text{Primär,Bezug}} = \left(7.311 * \frac{12}{7} + 3.467 * 2,14 \right) \frac{kWh}{a} * 1,8 =$$

$$E_{\text{Primär,Bezug}} = 35.915 \frac{kWh}{a}$$

Die elektrische Energie der installierten Photovoltaik-Anlage soll zu möglichst großen Teilen in die Erhitzung des Heizungswassers und die Trinkwasserbereitung eingehen. Dabei wird ein möglichst hoher Deckungsanteil des Bedarfs elektrischer Energie über die PV-Technologie realisiert. Das wirkt sich auf den Anteil der erzeugten elektrischen Energie aus, die als Überschuss in das öffentliche Netz eingespeist werden kann. Gemäß den Messdaten handelt es sich in den ersten aufgezeichneten sieben Monaten des Gebäudes 2 um 8.094 kWh. Durch Multiplikation mit dem Faktor 1,66 ergibt sich die zu erwartende Energiemenge, die über das komplette Jahr hinweg eingespeist werden kann.

Der Erfüllungsgrad, der in der Abb. 3.3-1 zu sehen ist, wird nach der Formel (F. 2.3-2) durch das Dividieren der dem Netz zugefügten Energie mit der Primärenergie, die vom Netz entnommen wurde, errechnet:

$$\text{Erfüllungsgrad} = \frac{E_{\text{eingespeist}}}{E_{\text{Primär, Bezug}}} =$$

$$\text{Erfüllungsgrad} = \frac{13.440 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}}{35.915 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}} =$$

$$\text{Erfüllungsgrad} = 0,37$$

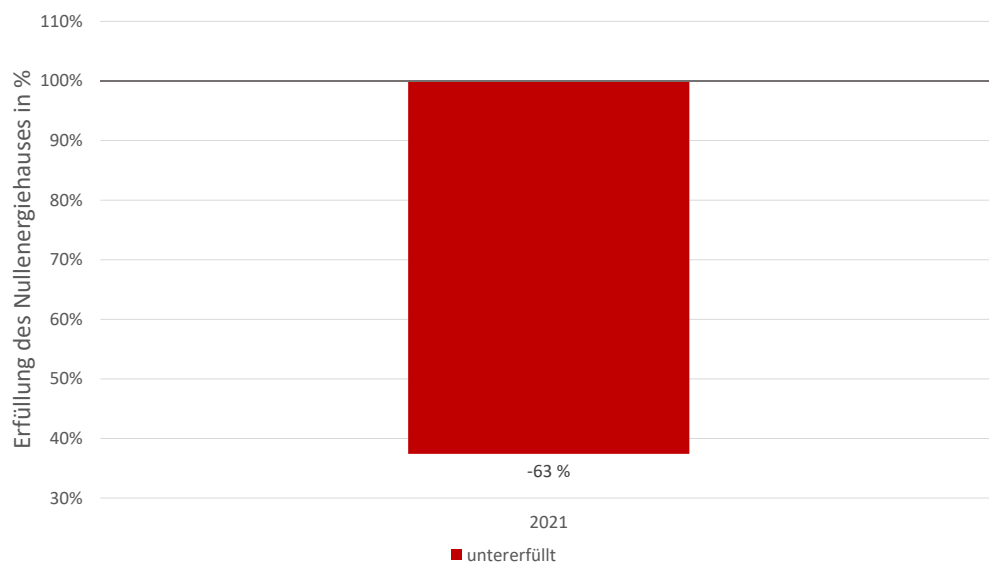


Abb. 3.3-1: Betrachtung der Bilanz des Nullenergiehauses des Gebäudes 2 für das Jahr 2021

Im ersten Betriebsjahr des Gebäudes 2 werden die Kriterien für ein Nullenergiehaus nicht erfüllt. Das Säulendiagramm ist analog zu dem der Abb. 2.3-1 des Abschnitts 2.3 aufgebaut. Der Gleichgewichtszustand zwischen eingespeister und bezogener Energie entspricht dem Schnittpunkt der x-Achse bei 100 %. Das Ergebnis der Auswertung des Gebäudes 2 wird gegenüber der Erfüllung angetragen. Statt einer Erfüllung von 37 % ist eine Unterschreitung der Erfüllung um 63 % in der Abbildung vermerkt.

Nachdem die Komponenten einer Anlage fest verbaut sind, kann der Energieertrag oder die Bereitstellungsanteile der verschiedenen Wärmeerzeuger schlechter beeinflusst werden, da Umbauten oder der Austausch von Anlagenteilen notwendig sein könnten, um eine große Wirkung zu erzielen. Eine unkompliziertere Möglichkeit, die bei bedachter Umsetzung eine Effizienzsteigerung erwirken kann, ist die Anpassung der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik.

3.4 Mess-, Steuer- und Regelungstechnik

Um die Optimierungsmöglichkeiten der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik besser ergründen zu können, gilt es zunächst, diese in ihrer Funktion zu verstehen.

Die Steuerung und Regelung wird vollständig über den Wärmepumpen-Manager WPM 3 umgesetzt, der umfangreiche Möglichkeiten bietet. Er unterstützt die Regelung eines direkten Heizkreises und zwei gemischter Heizkreise. Die Bedienung des Gesamtsystems kann alleinig über den Wärmepumpen-Manager erfolgen (Stiebel Eltron, 2021, S. 40–48), da dieser selbständig die Umschaltventile für die Pumpen, die das Fluid in die Puffer fördert, betätigen kann. Zudem besitzt der Regler eine Schnittstelle zur PV-Anlage und Internetzugang, sodass eine Einsicht der Betriebswerten von der Ferne ermöglicht werden kann.

In der Anlage sind drei Strommeter (EM) verbaut, die sowohl die Größe sowie die Richtung des fließenden Stroms erkennen. Diese sind im Stromlaufplan (Abb. 3.4-1) als P01, P02 und P03 eingetragen.

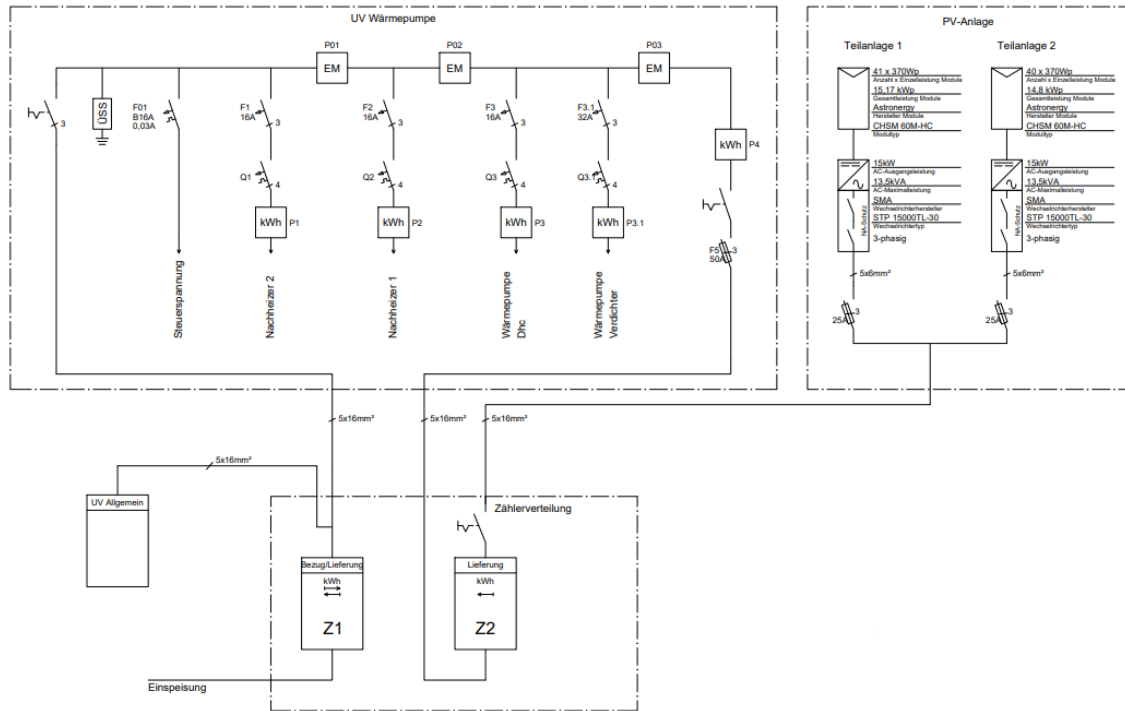


Abb. 3.4-1: Stromlaufplan der elektrischen Anlagen des Gebäudes 2 (J. Goth, Persönliche Mitteilung, 20. November 2020)

Die Wärmepumpe wird vollständig über den Regler gesteuert. Dieser priorisiert die Beladung des Warmwasserspeichers. Im Komfortbetrieb wird ein Soll-Wert von 54 °C angesteuert. Befindet sich die Anlage außerhalb der Nutzungszeit der Bewohner, werden lediglich 48 °C erreicht. Dieser Zustand tritt während der Nacht (bis fünf Uhr morgens) oder im manuell eingestellten Urlaubsbetrieb ein. Sobald die eingestellte Temperatur im Warmwasserspeicher erreicht ist, wird ein Umschaltventil betätigt, um den Pufferspeicher zu beladen. Im Vorlauf werden 35 °C angesteuert. Hierbei beträgt die effektive Fußbodenoberflächentemperatur im Komfortbetrieb 21 °C und im Ecobetrieb 15 °C. Als Grundlastwärmeerzeuger wird der Wärmepumpe in jedem Fall die für den Betrieb notwendige elektrische Energie zur Verfügung gestellt. Handelt es sich hierbei zu 100 % um von der PV-Anlage stammende Energie, stellt das der Strommeter P03 fest. Als Resultat dessen werden die jeweiligen Soll-Temperaturen der beiden Wärmespeicher um 5 K angehoben. Bricht die bereitgestellte Leistung der

PV-Anlage ein, sodass diese nicht mehr ausreicht, um die Temperaturerhöhung durchzuführen, arbeitet die Wärmepumpe im Normalbetrieb weiter.

Die Steigung der Heizkurve der Wärmepumpe ist 0,45.

Wird die Wärmepumpe bei geringen Außentemperaturen betrieben oder genügt die erbrachte Wärmeleistung nicht, um die Soll-Werte zu erreichen, wird die integrierte Zusatzheizung der Wärmepumpe (DHC) aktiviert.

Der Strommeter P02 stellt fest, ob nach dem Abgang für den Betrieb der Wärmepumpe und der Zusatzheizung ausreichend elektrische Energie der PV-Anlage zur Verfügung steht. Sollte dieser größer als 0,2 Watt sein, schaltet der Nachheizer der Warmwasserbereitung ein, um die Wärmepumpe zu unterstützen. Der Direktheizer ist stufenlos in einem Leistungsbereich von 0,2 bis 9 kW modulierend. Er wird betrieben, solange die bereitgestellte Energie der Photovoltaik-Anlage ausreicht oder, bis die Maximaltemperatur des Warmwasserspeichers erreicht ist (80 °C).

Sollte danach noch elektrische Energie der Anlage verfügbar sein, stellt das der Strommeter P01 fest und gibt die Versorgung des Nachheizers für den Pufferspeicher frei. Eine maximale Temperatur des Vorlaufs von 75 °C ist eingestellt.

Die überschüssige photoelektrisch produzierte Energie wird dem Unterverteiler zur Allgemeinnutzung in den Fluren und Kellerräumen zugeführt und letzten Endes, bei weiterem Überschuss, in das öffentliche Netz eingespeist.

Wird elektrische Energie vom Netz bezogen, fließt der Strom in die entgegengesetzte Richtung. Das erkennen die Strommeter P01 und P02 und geben den Betrieb der elektrischen Nachheizer nicht frei. In diesem Szenario geschieht die Wärmebereitung ausschließlich über die Wärmepumpe und gegebenenfalls über die integrierte Zusatzheizung. Grund hierfür ist die effektivere Arbeitsweise der Wärmepumpe gegenüber der elektrischen Direktheizer.

Bei der Darstellung der Temperaturen über den gemessenen Zeitraum lässt sich erkennen, dass zu den einstrahlungsstärkeren Zeiten im Frühjahr die elektrischen Nachheizer die Wärmepumpe vereinzelt unterstützt haben. Dies ist an den zeitlich unregelmäßigen Temperaturspitzen zu erkennen. Nach dem Abschalten der Nachheizer war die Wärmepumpe, bis zur Unterschreitung der Schwellentemperatur, nicht im Betrieb. Im Hochsommer (circa bis Mitte September) waren die Speicher jeweils vollständig beladen, weshalb die Nachheizer nicht zugeschaltet wurden. Mit abnehmender Einstrahlung kann die Photovoltaik-Anlage weniger elektrische Energie zur Verfügung stellen, weshalb die Nachheizer nicht mitversorgt werden können.

Darüber hinaus steigt der Wärmebedarf des Gebäudes. Daraus resultiert ein gleichmäßigerer Verlauf der Speichertemperaturen, der durch die Wärmebereitung der Wärmepumpe entsteht. Ab Anfang Oktober nehmen die Speichertemperaturen stetig ab, da die Wärmepumpe nicht mehr fähig ist die Speicher auf ein hohes Energieniveau zu beladen, wie es im Sommer der Fall ist. Die Temperaturen über die Zeit sind in der Abb. 3.4-2 wiedergegeben.

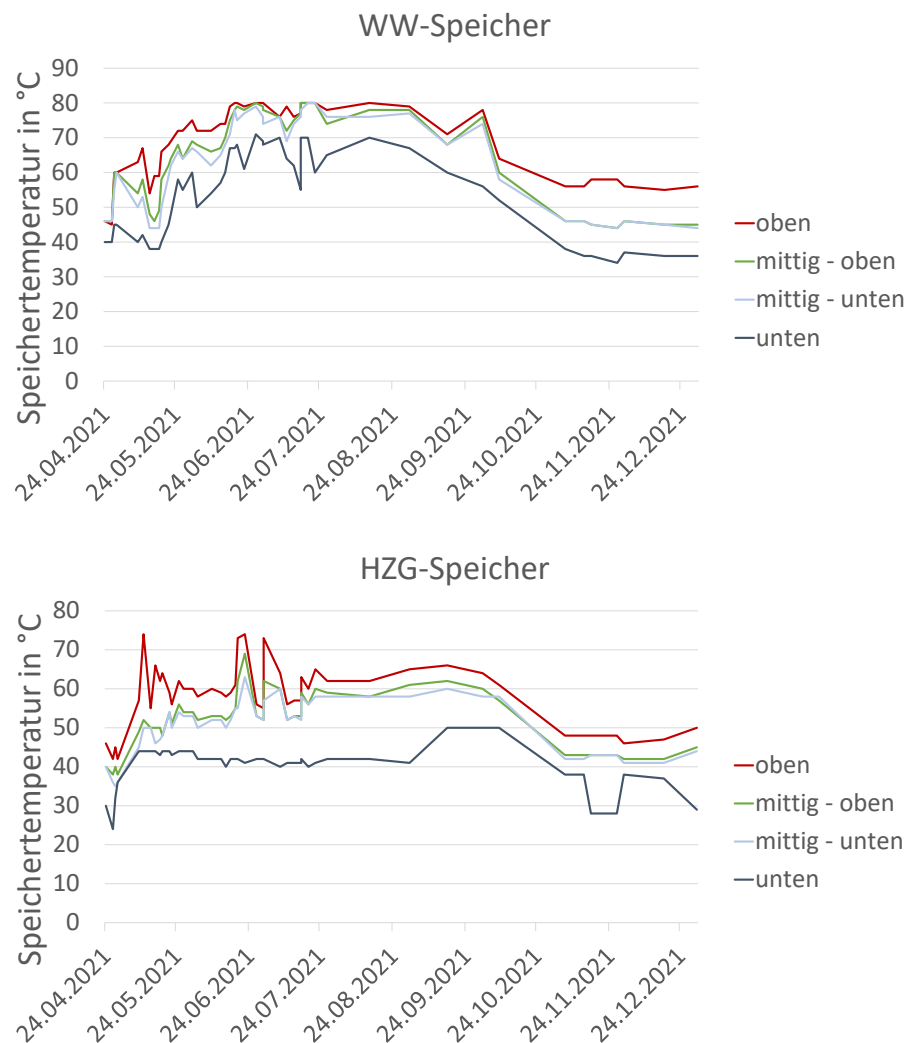


Abb. 3.4-2: Temperaturverlauf in den Speichergruppen WW (oben) und HZG (unten) des Gebäudes 2

Nach der energetischen Auswertung und der Erläuterung der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik vom Anlagenkonzept des Gebäudes 2 ist es anschließend bezüglich seiner umweltrelevanten Auswirkungen zu analysieren.

3.5 Lebenszyklusanalyse

Nach der energetischen Betrachtung des Objekts wird eine Lebenszyklusanalyse mit dem Programm eLCA angesetzt. Die hierfür nötigen Rahmenbedingungen, die bei der Erstellung eines Projekts eingegeben werden, sind die Folgenden:

- Projektstandort: Rossendorf 12, 90556 Cadolzburg
- BGF: $1.162,14 \text{ m}^2$
- NGF: $987,81 \text{ m}^2$
- NF: $657,20 \text{ m}^2$
- Bauwerkszuordnung: 6121 Mehrfamilienhäuser nur für Wohnzwecke

Die Wärmeversorgung des betrachteten Objekts funktioniert nicht ausschließlich über die Kostengruppe 420, weshalb die KG „442 Eigenstromversorgungsanlagen“ hinzugenommen wird. Grund hierfür ist, dass die Wärmepumpe, die einen möglichst hohen Deckungsgrad erzielen soll, mit Strom aus der Photovoltaik-Anlage versorgt wird. Darum ist der Energieträger Strom essenziell für die Bereitstellung von Wärme, weshalb die stromliefernde Technik mitbilanziert wird.

Wie im Abschnitt 2.5 werden ausschließlich jene Merkmale der Gebäudeanlagen in das Tool für die Erstellung der Ökobilanz aufgenommen, die dem Pufferspeicher vorgeschaltet sind und gleichzeitig für das Projekt markante Komponenten darstellen.

Als zentrale Technologie fungiert die installierte Photovoltaik-Anlage. Hierbei handelt es sich um 157 m^2 eines gesamten Photovoltaiksystems, das für Deutschland mit einer Bestrahlungssumme von $1.200 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$ angegeben wird. Bei dem genannten System ist neben den Modulen zusätzlich das sogenannte Balance of System (deu.: Systembilanz) mit inbegriffen. Die Systembilanz umfasst die Herstellung und Verarbeitung des Moduls sowie alle weiteren Komponenten für eine Photovoltaik-Anlage, wie beispielsweise Kabel, Schalter, das Montagesystem etc. Vom Programm wird ein Austausch nach 20 Jahren angegeben.

Für die mit elektrischer Energie zu versorgende Luft-Wasser-Wärmepumpe gibt eLCA eine Nutzungsdauer von 18 Jahren an. Als naheliegendste Option wird eine Variante mit einer thermischen Leistung von 14 kW ausgewählt.

Für die E-Heat Module, die mit überschüssiger Energie aus der Photovoltaik-Anlage die Wärmepumpe unterstützen sollen, um zügiger höhere Temperaturen in den Speichern

realisieren zu können, wird in der Software ein elektrischer Durchlauferhitzer mit 21 kW Leistungsaufnahme ausgewählt. Nach zwölf Jahren wird ein Austausch vorgesehen. Das einzugebende Material der sechs Stahlpuffer wird mit der Formel (F. 2.5-3) ermittelt.

$$\begin{aligned}
 m_{\text{Puffer}} &= \left(\pi * \left(\frac{D^2}{4} - \frac{d^2}{4} \right) * h * \rho \right) + a * \left(\frac{D^2}{4} * \pi * h_{\text{WS}} * \rho \right) = \\
 m_{\text{Puffer}} &= \left(\pi * \left(\frac{(1,30 \text{ m})^2}{4} - \frac{(1,294 \text{ m})^2}{4} \right) * 2,20 \text{ m} * 7.850 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) \\
 &\quad + 2 * \left(\frac{(1,30 \text{ m}^2)}{4} * \pi * 0,003 \text{ m} * 7.850 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) = \\
 m_{\text{Puffer}} &= 273,62 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

In Summe ergibt sich für die sechs Pufferspeicher eine Stahlmasse von 1.641,72 kg. Gemäß den Grundeinstellungen von eLCA sind sie nach 20 Jahren auszutauschen.

Mit Blick auf die einsehbaren Auswertungen des Tools wird, wie im Abschnitt 2.5, die Energierücklaufzeit betrachtet, die vom Programm nicht ausgegeben werden kann.

Der allgemeinen Aussage verschiedener Autoren ist zu entnehmen, dass die steigende Effizienz bei der Produktion der Einzelteile und die Einsparung von elektrischer Energie durch die in allen Bereichen verwendete intelligenter werdende Technik, von der Herstellung bis hin zur Entsorgung, zu einer Verbesserung der ökologischen Indikatoren gesorgt haben. Somit konnten neben der Verbesserung der Umwandlungseffizienz zur solaren Energie außerdem die Dicke, der aus Silizium bestehenden Wafer, erheblich gesenkt werden, sodass hochreines Silizium eingespart werden kann.

Die beschriebenen Effekte wirken sich auf die Energierücklaufzeit der Zellen aus. Diese stünde 2021, für monokristalline Photovoltaikmodule mit einem Wirkungsgrad von 18,0 %, bei 1,6 Jahren. Mit inbegriffen ist die komplette Herstellung und Verarbeitung des Moduls und die gesamte Systembilanz der Anlage. Die Angaben zur Energierücklaufzeit beruhen auf eine in Deutschland installierte Aufdachanlage mit einer Bestrahlungssumme von $1.200 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 * \text{a}}$, und einer Nutzungsdauer von 25 - 30 Jahren. Bei einem Standort im südlichen Europa, der mit erwarteter Einstrahlung von $1.700 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 * \text{a}}$ verbunden ist, ergäbe sich beim gleichen Modul eine Energierücklaufzeit von 1,2 Jahren (Umweltbundesamt, 2021, S. 242).

Die Umweltauswirkungen des

- Primärenergieaufwands (PE),
- des Treibhauspotenzials (GWP),
- des Abbaupotenzials der stratosphärischen Ozonschicht (ODP),
- des Potenzials für den abiotischen Abbau nicht fossiler Ressourcen (ADPE) und
- des Potenzials für den abiotischen Abbau fossiler Brennstoffe (ADPF)

werden den Datensätzen der „ÖKOBAUDAT 2020 II“ entnommen.

Die Energierücklaufzeit ist zusätzlich in der Tab. 3.5-1 eingetragen.

Zur Erleichterung werden die Lebensphasen und deren Kurzbezeichnung wiederholt.

A1-A3: Herstellung B2, B4: Instandhaltung, Ersatz C3: Abfallbehandlung

C4: Beseitigung D: Recyclingpotenzial

Tab. 3.5-1: Ausgewählte Umweltauswirkungen der wesentlichen Wärmeerzeugungsanlagen des Gebäudes 2, in Anlehnung an (BBSR, 2021)

Indikator	A1-A3	B2, B4	C3	C4	D	Summe
PE in MJ/m ² _{NGF} *a	14,724	30,023	0,034	0,252	-74,728	-29,695
EPBT in a	-	-	-	-	-	1,6
GWP in kg CO ₂ -Äquiv. /m ² _{NGF} *a	0,902	1,910	0,020	0,033	-3,617	-0,752
ODP in R11-Äquiv. /m ² _{NGF} *a	6,723 * 10 ⁻¹²	1,345 * 10 ⁻¹¹	4,128 * 10 ⁻¹⁷	2,979 * 10 ⁻¹⁶	-1,625 * 10 ⁻¹³	2,001 * 10 ⁻¹¹
ADPE in Sb-Äquiv. /m ² _{NGF} *a	3,684 * 10 ⁻⁵	7,386 * 10 ⁻⁵	4,276 * 10 ⁻¹⁰	3,203 * 10 ⁻⁹	-2,436 * 10 ⁻⁵	8,634 * 10 ⁻⁵
ADPF in MJ/m ² _{NGF} *a	10,510	21,436	0,024	0,180	-36,206	-4,056

Ist die Summe einer Kategorie negativ, bedeutet das einen positiven Effekt auf die Ökobilanz. Anders ausgedrückt kann durch die Nutzung der untersuchten Technologie mehr Verbrauch von Rohstoffen, Energie und Emissionen eingespart werden, als über den gesamten Lebenszyklus des Produkts verursacht wird.

Im Falle der Photovoltaik ergeben sich die negativen Werte durch die Gutschriften, welche durch die Verwertung und dem Recycling der rückgewonnenen Wertstoffe zustande kommen. Dadurch können Primärmaterialien und die für die Herstellungsprozesse notwendige Primärenergie eingespart werden. Die Erkenntnis der Auswertung der Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen wird mit der Tab. 3.5-1 bestätigt. Der Gesamtbetrag der Gutschriften für das Recycling und die weitere Verwertung der Sekundärrohstoffe überkompensieren die Umweltauswirkungen, welche durch die im Recyclingprozess benötigten Prozessmittel entstehen. Die höchsten Gutschriften entstehen durch das Recycling des Aluminiumrahmens und der Kupferleitungen der Anschlusskabel. Hinzu kommen signifikant dünnere Wafer für die Herstellung neuer kristalliner Silizium-Module und dem geringeren Verlust beim Sägen, seit das Diamantsägeverfahren praktiziert wird (Umweltbundesamt, 2021, S. 182–187). Dies führt dazu, dass aus einem Ausgangsprodukt ausreichend Sekundärrohstoff für die Herstellung mehrerer effizienterer Module wiedergewonnen werden kann. Selbstredend wirkt sich dieses Resultat erheblich auf die Gutschriften des Recyclingpotenzials aus.

Allerdings ergibt sich die Bilanz nur dann in einem solch positiven Maß, wenn das Recyclingpotenzial vollständig ausgeschöpft wird. Eine Veröffentlichung des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme informiert über die derzeitigen Gegebenheiten in Deutschland und dessen Recycling in der Photovoltaikbranche (Fraunhofer ISE, 2021, S. 80). Die europäische Richtlinie „Waste Electrical and Electronic Equipment Directive“ war bis Ende Februar 2014 von allen EU-Staaten umzusetzen. Diese verpflichtet die Produzenten dazu, dass sie ihre Produkte kostenlos zurücknehmen und anschließend dem Wertstoffkreislauf zurückführen. Jedoch gilt das ausschließlich für in Europa sitzende Firmen. Bereits 2014 wurden 90 Prozent der verbauten Photovoltaikmodule in Asien produziert. Deutschland deckte weniger als fünf Prozent des Marktes ab (Gouras, 2014).

Im Oktober 2015 trat hierzulande das Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umweltverträgliche Entsorgung von Elektro- und Elektronikgeräten in Kraft. PV-Module werden hierbei als Großgeräte klassifiziert. Dies führt zu einer

Rücknahmepflicht und einem Anteil der anschließenden Verwertung von mindestens 85 %. Der Anteil der Vorbereitung zur Wiederverwendung und des Recyclings müssen zu mindestens 80 % erfüllt werden. Aluminiumrahmen, Anschlussdosen und Glas werden im Recyclingprozess vom Laminat getrennt. Anschließend wird das Aluminium und Glas wiederverwertet. Verfahren zur Stofftrennung des restlichen Laminats befinden sich derzeit in der Erprobung.

Nach dem Weißbuch der Deutschen Umwelthilfe gäbe es für die Wiederverwendung und dem Recycling von Photovoltaikmodulen erhebliches Verbesserungspotenzial (Deutsche Umwelthilfe, 2021, S. 12).

Um den gravierenden Einfluss der Ausnutzung des Recyclingpotenzials der Photovoltaiktechnologie aufzuzeigen, sind in der Tab. 3.5-2 die aufsummierten Umweltfaktoren jeweils mit und ohne der Zykluskategorie D, dem Recyclingpotenzial, aufgetragen.

Tab. 3.5-2: Kumulierte Umweltauswirkungen des Gebäudes 2 mit und ohne genutztem Recyclingpotenzial

Indikator	Summe - 100 % recycelt	Summe - 0 % recycelt
PE in MJ/m ² _{NGF} *a	-29,695	45,033
GWP in kg CO ₂ -Äquiv. /m ² _{NGF} *a	-0,752	2,865
ODP in R11-Äquiv. /m ² _{NGF} *a	$2,001 * 10^{-11}$	$2,017 * 10^{-11}$
ADPE in Sb-Äquiv. /m ² _{NGF} *a	$8,634 * 10^{-5}$	$1,107 * 10^{-4}$
ADPF in MJ/m ² _{NGF} *a	-4,056	32,150

Die Unterschiede der Summe mit und ohne Beachtung des Recyclingpotenzials sind erheblich.

Der hohe Wert der Umweltwirkung des Primärenergieaufwands (exklusive des Recyclingpotenzials) ist zu 98,88 % vom Stahl der Pufferspeicher und dem PV-System abhängig. Wiederum 86,60 % davon macht die Photovoltaik-Anlage aus. Da Pufferspeicher in beiden Konzepten vorkommen, und weil der Primärenergieaufwand

des Stahls anteilig dem der PV-Anlage unterliegt, wird diese Komponente nicht weiter fokussiert. Es ist zu erkennen, dass durch die Minimierung von Stahl bei der Verwendung von Pufferspeichern im Heizungsbereich Primärenergie eingespart werden kann.

Die Förderung des Rohmaterials für die Wafer, dem Silizium, ist mit erheblichen Energieeinsätzen verbunden. Quarz und reine Kohle beziehungsweise Graphit werden zermahlen und anschließend in einem Lichtbogenofen (bis zu 1.800 °C) reduziert. Silizium kristallisiert aus. Die Reinheit beträgt circa 98 % und kann in dieser Form lediglich als Legierungsbestandteil in der Metallherstellung verwendet werden. Zuerst in Chlorwasserstoff gelöst und anschließend destilliert wird bei bis zu 1.100 °C im Siemens-Verfahren das hochreine Silizium gewonnen. Die Reinheit beträgt 99,999 %. Die entstandenen Wafer-Blöcke müssen in diesem Zustand zerteilt werden (Mertens, 2020). Das Recyclingpotenzial der Photovoltaikmodule ist exorbitant hoch, weil durch die Verwendung der Sekundärrohstoffe die Produktion von Primärrohstoff substituiert wird. Somit wird die Verursachung weiterer Primärenergieaufwände drastisch reduziert, weshalb der Wert in der Lebensphase D „Recyclingpotenzial“ negativ ist. Ein wesentlicher Anteil der dem System zugeführten Primärenergie stellt die Schonung der Deponiekapazitäten und der Rohstofflager kritischer Metalle dar, indem die darin enthaltenen Metalle sowie Wertstoffe wie Glas zurückgewonnen und nach Anwendung geeigneter Verfahren als Sekundärrohstoffe eingesetzt werden können (Benedek et al., 2014, S. 248). Darüber hinaus kann auf die Herstellung neuer Module (aus Primärrohstoffen) verzichtet werden. Wie oben beschrieben, gilt dieser Prozess als äußerst energieintensiv.

Insbesondere durch Ausnutzung des Recyclingpotenzials bei der Wiederverwendung des Halbmetalls Silizium ist die Gesamtbilanz für die Umweltwirkung des Treibhausgaspotenzials (GWP) des PV-Systems bilanziell negativ. Da die Photovoltaik-Anlagen während ihres Betriebs nicht aktiv CO₂ emittieren, wie es beispielsweise bei einem Kohle- oder Gaskraftwerk der Fall ist, wirken lediglich die Herstellung, der Transport und die Instandsetzung in den GWP-Wert ein.

Eine Analyse des Umweltbundesamtes im Jahr 2021 ergab, dass monokristalline Photovoltaiksystemen, bei einer mittleren jährlichen Einstrahlungssumme von $1.200 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$ und einer Nutzungsdauer von 20 Jahren, pro erzeugter kWh Energie $35 - 57 g CO_2 - Äquiv.$ anzurechnen sind. Zum Vergleich dazu ist Erdgas bis zu circa $490 \frac{g CO_2 - Äquiv.}{kWh}$ und Braunkohle bis zu circa $1.140 \frac{g CO_2 - Äquiv.}{kWh}$ zuzuschreiben (Umweltbundesamt, 2021, S. 33).

Das Potenzial für den abiotischen Abbau fossiler Brennstoffe (ADPF) beschreibt bei einem positiven Wert, wie viel Energie aus fossilen Energieträgern für das Produkt und all dessen Lebensphasen verbraucht werden. Ist der ADPF-Faktor negativ, bedeutet das, dass innerhalb in der Summe aller Phasen der Verbrauch fossiler Brennstoffe mehr verhindert als verursacht wurde. Durch den hohen Primärenergieeinsatz ist die Summe aller Zyklusschritte bis hin zum Recycling nicht marginal. Allerdings überkompensiert diese der höhere negative Betrag des Recyclingpotenzials und der Energieverbrauch im Betrieb um mehr als 20 %. Dies lässt sich auf die eingesparte Primärenergie zurückführen, die durch das Recycling und die damit verbundene Wiederaufbereitung der Materialien einher geht.

Die in der Tab. 3.5-2 gesammelten Wirkindikatoren sind, wie im Abschnitt 2.5, auf die Fläche der Aufdachanlage zu beziehen, um eine technologierelevante Aussage zu erhalten. Folglich ist mit dem Produkt aus der Netto-Grundfläche und dem Bilanzierungszeitraum zu rechnen. Anschließend wird durch die verbaute Bruttogesamtfläche der Photovoltaik-Anlage dividiert.

Die absoluten Umweltauswirkungen ergeben sich demnach wie in der Gleichung (F. 2.5-4) umgesetzt:

$$\text{Umweltwirkung} * \frac{525,50 m^2 * 50 a}{157 m^2}$$

Die in der Tab. 3.5-3 aufgeführten Werte entsprechen den absolut verursachten Umweltauswirkungen für das Anlagenkonzept. Bezogen sind sie auf die installierte Bruttofläche der Photovoltaik-Anlage.

Tab. 3.5-3: Auf die installierte Bruttofläche der Photovoltaik bezogenen kumulierten Umweltauswirkungen des Gebäudes 2 mit und ohne genutztem Recyclingpotenzial

Indikator	Summe - 100 % recycelt	Summe - 0 % recycelt
PE in MJ/m ² _{IF}	-7.454	14.167
GWP in kg CO ₂ -Äquiv. /m ² _{IF}	-237	901
ODP in R11-Äquiv. /m ² _{IF}	$6,295 \cdot 10^{-9}$	$6,345 \cdot 10^{-9}$
ADPE in Sb-Äquiv. /m ² _{IF}	0,027	0,035
ADPF in MJ/m ² _{IF}	-1.276	10.114

Nach der ökologischen Auswertung des Anlagenkonzepts folgt die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

3.6 VDI 2067 Berechnung der Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen

Die Richtlinie VDI 2067 soll, wie beim Gebäude 1, für die wirtschaftliche Bewertung der eingebauten gebäudetechnischen Anlagen herangezogen werden.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Gebäudes 1 aus dem Errichtungszeitraum 2015 wurden die Angebotspreise mit einer relativen Preissteigerung bis zum Errichtungszeitraum des Gebäudes 2 versehen. Folglich ist die Zeitspanne der Errichtung des Gebäudes 2 als Referenzzeit anzusehen. Sämtliche Preise und ermittelte Rahmenparameter müssen für das Gebäude 2 nicht angepasst werden. Der Betrachtungszeitraum für die Heizungsanlagen liegt nach der Tab. 2.6-1 bei 20 Jahre. Der durchschnittliche Ratenkreditzins wird mit denselben 4,78 % angesetzt.

Nach der Formel (F. 2.6-1) ergibt sich der Annuitätsfaktor wie folgt:

$$a = \frac{(1 + q)^T * q}{(1 + q)^T - 1} =$$

$$a = \frac{(1 + 0,0478)^{20} * 0,0478}{(1 + 0,0478)^{20} - 1} =$$

$$a = 0,0788 = 7,88 \%$$

Aufgrund der Nutzung derselben Rahmenparameter ist der Annuitätsfaktor der Gleiche wie bei den Berechnungen der Wirtschaftlichkeit der gebäudetechnischen Anlagen für das Gebäude 1. Die Werte unterscheiden sich erst bei den Berechnungen der kapitalgebundenen-, verbrauchsgebundenen-, betriebsgebundenen- und den sonstigen Kosten.

Wie in den Abschnitten 2.6.1 und 2.6.2 ist das Mehrfamilienhaus in Rossendorf zum einen mit den real installierten Anlagenteilen zu betrachten und bewerten und zum anderen wird die Anlagentechnik des Gebäudes 1 auf das genannte Objekt projiziert, um einen realistischen Vergleich zu schaffen und anschließend ein realitätsnahes Ergebnis aus dem Vergleich zu erzielen.

3.6.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - Photovoltaik und Wärmepumpe

Zuerst wird die Wirtschaftlichkeit der gebäudetechnischen Anlagen in ihrem Ist-Zustand berechnet und bewertet. Wie erwähnt, sollen die Kosten aus den damals angenommenen Angeboten als Grundlage für die jährlichen Gesamtkosten verwendet werden.

Für die Bestimmung der jährlichen kapitalgebundenen Kosten wird auf die vereinfachte Formel (F. 2.6-2) zurückgegriffen:

$$k_k = (K_n * 1,19) * (a + 0,01)$$

$$k_k = (96.986,70 \text{ €} * 1,19) * (0,0788 + 0,01) \frac{1}{a} =$$

$$k_k = 10.248,78 \frac{\text{€}}{a}$$

In den verbrauchsgebundenen Kosten sind die Aufwendungen von Brennstoff-beziehungsweise Energiekosten, einschließlich deren Zinskosten für die Lagerung, und die Kosten für elektrische Hilfsenergie erfasst. Darüber hinaus werden die weiteren Betriebsstoffe und Anfuhr- sowie Lagerkosten monetär berücksichtigt.

In dem Fall der installierten Haustechnik des Gebäudes 2 fallen vorwiegend Energiekosten für die Wärmepumpe an. Nach der Tab. 3.2-3 kumuliert sich der elektrische Energieverbrauch des Gebäudes 2 auf $30,66 \frac{MWh}{a}$. Von der Photovoltaik-Anlage wurden im betrachteten Zeitraum $10,86 \frac{MWh}{01.06-31.12}$ für die Wärmeerzeugung innerhalb der Zentrale geliefert. Auf das komplette Jahr betrachtet kann mit einem Ertrag von $18,03 \frac{MWh}{a}$ gerechnet werden.

Das Subtrahieren der insgesamt für die Wärmebereitstellung benötigten elektrischen Energie und der, die von der Photovoltaik-Anlage geliefert wurde, ergibt die für die Heizungszentrale vom Netz bezogene elektrische Energie von $7,17 \frac{MWh}{a}$.

Da das Objekt im Jahr mehr als $5,00 \frac{MWh}{a}$ elektrische Energie benötigt, muss weniger als der Energiepreis für die Grundversorgung gezahlt werden ($33,80 \frac{ct}{kWh}$). Es kann der im Jahr 2020 geltende Durchschnittspreis in Deutschland von $31,67 \frac{ct}{kWh}$ angesetzt werden (Fresenius, 2022). Zusammengefasst werden die jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten mithilfe der Formel (F. 2.6-6) ermittelt:

$$\begin{aligned}
 k_v &= k_{Strom} * e_{el,Netz} = \\
 k_v &= 0,3167 \frac{\text{€}}{kWh} * 7,17 \frac{MWh}{a} * 1.000 \frac{kWh}{MWh} = \\
 k_v &= 2.270,74 \frac{\text{€}}{a}
 \end{aligned}$$

Innerhalb der betriebsgebundenen Kosten werden für das vorliegende Anlagenkonzept die Reinigung, Wartung und der Kundendienst der Photovoltaik-Anlage und der Wärmepumpe in der Berechnung berücksichtigt. Nach der Richtlinie sind hierfür bei einer Luft-Wasser-Wärmepumpen $5 \frac{h}{a}$ anzusetzen (VDI 2067 Blatt 1 - 2012-09, 2012, S. 22). Für das Gebäude 2 wird der Wert einer Arbeitsstunde auf $20 \frac{\text{€}}{h}$ festgelegt. Die betriebsgebundenen Kosten des vorhandenen PV-Systems können nach Madel grob mit einem jährlichen Anteil von einem Prozent der gesamten Anschaffungskosten

angenommen werden (Madel, 2021). Während des Betriebs der Wärmepumpe werden für die Wartung und den Kundendienst von ihr circa $700 \frac{\text{€}}{\text{a}}$ verursacht (W. Schröder, Persönliche Mitteilung, 2022). Die jährlich durch den Betrieb der Gebäudeanlagen anfallenden Kosten werden in einer angepassten Form der Formel (F. 2.6-4) zusammengefasst:

$$\begin{aligned}
 k_b &= (t_{\text{Nutzer}} * k_{\text{Nutzer}}) + k_{\text{Wartung,WP}} + (K_{\text{PV,b}} * 0,01) = \\
 k_b &= \left(5 \frac{\text{h}}{\text{a}} * 20 \frac{\text{€}}{\text{h}}\right) + 700 \frac{\text{€}}{\text{a}} + \left(51.145,49 \text{ €} * 0,01 \frac{1}{\text{a}}\right) = \\
 k_b &= 1.311,45 \frac{\text{€}}{\text{a}}
 \end{aligned}$$

Die sonstigen Kosten gliedern sich in die Kosten und Vergütung für elektrische Energie, sonstige Abgaben, Steuern und sonstige Gewinne. Hierbei werden die monetären Gewinne durch die eingespeiste elektrische Energie der PV-Anlage geltend gemacht. Den aufgezeichneten Daten ist zu entnehmen, dass die Photovoltaik-Anlage in den sieben Monaten $8,10 \frac{\text{MWh}}{01.06-31.12}$ Energie in das Netz eingespeist hat. Demnach kann für ein komplettes Jahr eine gesamte elektrische Energiemenge von $13,45 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}$ angenommen werden (Faktor 1,66). Da die Energiemenge in das Netz eingespeist und nicht vom Netz bezogen wird ist der Betrag mit einem negativen Vorzeichen zu versehen.

Die Inbetriebnahme der Anlage war am 17.12.2020. Nach Kloth beträgt die Einspeisevergütung für Anlagen ($10 \text{ kW}_p < \text{Gesamtleistung} \leq 40 \text{ kW}_p$), die ab dem 01.12.2020 in Betrieb gegangen sind $8,09 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ (Kloth, 2018). Die sonstigen Kosten lassen sich somit durch die Formel (F. 2.6-7) darstellen.

$$\begin{aligned}
 k_s &= g_{\text{PV}} * e_{\text{el,Netz}} = \\
 k_s &= 0,0809 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * \left(-13,45 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} * 1.000 \frac{\text{kWh}}{\text{MWh}}\right) = \\
 k_s &= -1.088,11 \frac{\text{€}}{\text{a}}
 \end{aligned}$$

Zuletzt sind die Teilergebnisse miteinander zu addieren, sodass sich die gesamten jährlichen Kosten für die wärmeversorgenden Anlagen des Gebäudes 2 ergeben:

$$k = k_k + k_v + k_b + k_s =$$

$$k = (10.248,75 + 2.270,74 + 761,45 - 1.088,11) \frac{\text{€}}{a} =$$

$$\mathbf{k = 12.742,86 \frac{\text{€}}{a}}$$

Die Richtlinie VDI 2067 wird im nächsten Abschnitt für das betrachtete Mehrfamilienhaus mit der Anlagentechnik des Gebäudes 1 angewendet. Zweck ist es, wie im Abschnitt 2.6.2, die für die Nutzung (Anzahl der Bewohner) und die Fläche des Bauobjekts ansetzbaren Kosten mit der zu vergleichenden Gebäudetechnik gegenüberzustellen.

3.6.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - Solarthermie und Pelletofen

Als alternative Gebäudetechnik für die Wärmeerzeugung des Gebäudes 2 sollen die angepassten Anlagen des Gebäudes 1 dienen. Der Kapitalzins (4,78 %) und die Nutzungsdauer (20 Jahre) sind dieselben wie bei den Berechnungen für den Ist-Zustand des Gebäudes 2. Somit ergibt sich der identische Annuitätsfaktor mit 7,88 %.

Die Gerätschaften und dazugehörigen Technologien, die an der Wärmebereitung wesentlich beteiligt sind, werden in ihrer Leistungsgröße überwiegend verdoppelt. Abgesehen vom ursprünglich gebäudehohen Pufferspeicher. Dieser müsste, um das optimale Schichtungsverhalten beizubehalten, lang und dünn bleiben. Das Mehrfamilienhaus ist zwar größer als das Gebäude 1, aber nicht doppelt so groß. Aufgrund dessen wird ein kleinerer und dickerer Speicher mit einem Fassungsvermögen von 12.000 l vorgesehen.

Entsprechend einschlägiger Erfahrung ergeben sich die Netto-Anschaffungskosten für die kapitalgebundenen Kosten der alternativen Anlage wie in der Formel (F. 2.6-2) eingesetzt (W. Schröder, Persönliche Mitteilung, 2022):

$$\begin{aligned}
 k_k &= (K_n * 1,19) * (a + 0,01) = \\
 k_k &= (89.800,00 \text{ €} * 1,19) * (0,0788 + 0,01) = \\
 k_k &= 9.489,35 \frac{\text{€}}{a}
 \end{aligned}$$

In den verbrauchsgebundenen Kosten werden in diesem Szenario lediglich die Brennstoffkosten für den Pelletkessel betrachtet. Aufgrund des Halbierens vom Kessel wird in diesem Fall vereinfacht der halbe Energiebedarf, der im Gebäude 1 über die Verbrennung von Pellets gedeckt wird, angenommen. Aus dem arithmetischen Mittel, der über Pellets erzeugten jährlichen Wärme aus dem Abschnitt 2.6.2, ergibt sich ein kalkulierter Energieverbrauch der Pellets von $3,268 \frac{MWh}{a}$. Dieser ist zu verdoppeln. Über die Multiplikation des Gesamtwirkungsgrades von 83 % und dem Preis für Pellets aus dem Jahr 2021 von $5,25 \frac{ct}{kWh}$, ergeben sich die jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten nach der Formel (F. 2.6-3):

$$\begin{aligned}
 k_v &= \frac{\bar{Q}_{Pellets}}{\eta_{ges}} * 1.000 \frac{kWh}{MWh} * k_{Pellets} = \\
 k_v &= \frac{2 * 3,268 \frac{MWh}{a}}{0,83} * 1.000 \frac{kWh}{MWh} * 0,0525 \frac{\text{€}}{kWh} = \\
 k_v &= 413,42 \frac{\text{€}}{a}
 \end{aligned}$$

Jener Anteil der betriebsgebundenen Kosten, der von der Reinigung und Betätigung des Gebäudenutzers ausgemacht wird, ergibt sich bei der vergrößerten Anlage um dieselben zu investierenden Zeiten. Für die Betätigung aller Anlagenkomponenten sind nach der Richtlinie in Summe $25 \frac{h}{a}$ notwendig, wobei der Wert einer aufgewendeten Stunde des Nutzers mit $20 \frac{\text{€}}{h}$ angesetzt wird. Die Wartung und der Kundendienst, die von Fachpersonal vorgenommen werden, sind mit dem 1,5-fachen der Kosten für das halb so große wärmeerzeugende System des Gebäudes 1 anzunehmen. Die Kosten für

fachpersonalspezifische Aufgaben steigen nicht linear zur Leistungsgröße der Anlagen an (W. Schröder, Persönliche Mitteilung, 2022). Somit errechnen sich die betriebsgebundenen Kosten mit der Summierung dieser beiden Kosten mithilfe der Formel (F. 2.6-4):

$$\begin{aligned}
 k_b &= (t_{\text{Nutzer}} * k_{\text{Nutzer}}) + k_{\text{Wartung}} = \\
 k_b &= \left(25 \frac{h}{a} * 20 \frac{\text{€}}{h}\right) + 1.350 \frac{\text{€}}{a} = \\
 k_b &= 1.850,00 \frac{\text{€}}{a}
 \end{aligned}$$

Für die sonstigen Kosten fallen lediglich die Kosten des Bezugs elektrischer Energie aus dem Netz an. Die Aufnahme der elektrischen Leistung des Pelletkessels wird überwiegend gleichbleiben, weshalb lediglich eine geringe Steigerung auf 300 W angesetzt wird. Die Pumpen verbrauchen statt 40 W, nach annähernder Verdoppelung des Bedarfs, 80 W elektrische Energie. Die Volllaststunden des Kessels entsprechen denselben wie im Abschnitt 2.6.1, da der erhöhte Wärmebedarf des Gebäudes 2 über die direkt proportional vergrößerte Wärmeleistung des Kessels gedeckt wird. Aus der Auswertung des Gebäudes 2 geht hervor, dass in einem kompletten Jahr mit einer bezogenen elektrischen Energie für die Versorgung der Heizung von $12,630 \frac{MWh}{a}$ zu rechnen ist. Hiervon ist der Bezug, der nicht für die Wärmebereitung genutzt wird, abzuziehen. Dieser betrug für die sieben aufgezeichneten Monate $4,627 \frac{MWh}{01.06-31.12}$ und ist in jedem Monat annähernd konstant, weshalb der Bedarf für das vollständige Jahr mit dem Faktor $\frac{12}{7}$ zu errechnen ist. Somit ergeben sich $7,932 \frac{MWh}{a}$, womit sich der Bezug elektrischer Energie nicht mehr innerhalb der Grundversorgung befindet, die auf $5,00 \frac{MWh}{a}$ begrenzt ist. Infolgedessen sind pro bezogener Kilowattstunde elektrischer Energie vom Netz $31,67 \frac{ct}{kWh}$ anzurechnen (Fresenius, 2022). Somit ergeben sich die sonstigen Kosten nach der Formel (F. 2.6-5):

$$\begin{aligned}
 k_s &= (P_{\text{Kessel},el} + P_{\text{Pumpen},el}) * VLS * k_{el,E} = \\
 k_s &= (0,300 + 0,080) kW * 264,25 \frac{h}{a} * 0,3167 \frac{\text{€}}{kWh} = \\
 k_s &= 31,80 \frac{\text{€}}{a}
 \end{aligned}$$

Die gesamten Jahreskosten ergeben sich durch die Bildung der Summe aller Teilergebnisse:

$$k = k_k + k_v + k_b + k_s =$$

$$k = (9.489,35 + 413,42 + 1.850,00 + 31,80) \frac{\text{€}}{\text{a}} =$$

$$\mathbf{k = 11.784,57 \frac{\text{€}}{\text{a}}}$$

Die beiden wärmeerzeugenden Anlagensysteme zur Nutzung solarer Energie weisen unterschiedliche Stärken und Schwächen innerhalb der angestellten Betrachtungen auf. Um eine verallgemeinernde Aussage treffen zu können, sind die ermittelten Resultate miteinander zu vergleichen und zu bewerten.

4 Resümee des Vergleichs beider Technologien

Um eine objektive Bewertung der beiden Systeme tätigen zu können, werden die Erkenntnisse der unterschiedlichen Bereiche, die in dieser Arbeit behandelt wurden, miteinander verglichen und in eine Nutzwerttabelle eingetragen. Dort sind die einzelnen Kategorien aufgeführt und mit einer Wertigkeit von 1 - 3 versehen. Dabei gilt, dass ein wichtiges Kriterium mit einer höheren Gewichtung bewertet wird. Es kann eine Punktzahl von 0 - 5 erreicht werden, wobei eine Bepunktung von 0 dem schlechtesten Ergebnis zugeordnet wird und 5 dem bestmöglichen. Zuletzt ist die Wertigkeit jeder Kategorie mit der vergebenen Punktzahl zu multiplizieren. Im Rahmen der Nutzwertanalyse sind die Zwischenergebnisse aufzusummieren, um die Bewertung für die Gesamtheit der Anlage zu erhalten. Das sich ergebende Resultat ist auf die Ist-Zustände der Gebäude 1 und 2 zurückzuführen. Durch Optimierungen, beispielsweise Anpassungen der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, könnten sich die Verhältnisse der Ergebnisse verschieben. Die erhöhte Effizienz würde lediglich die energetischen Resultate in signifikanter Weise beeinflussen. Auswirkungen auf die Lebenszyklusanalyse oder die Wirtschaftlichkeit wären geringer. Jegliche Veränderungen könnten auf Vorlage der erstellten Arbeit aufgenommen werden, sodass eine Neuauslegung der Ergebnisse binnen kurzer Zeit realisierbar ist. Nichtsdestotrotz sind, in Verbindung mit den verhältnismäßig statischen Ergebnissen der Lebenszyklusanalyse und Wirtschaftlichkeit der Gebäudeanlagen, fachmännische Bewertungen und Gewichtungen möglich. Die Erkenntnisse aus den erstellten alternativen Gebäudetechniken aus den Abschnitten 2.2.2, 2.6.2, 3.2.2 und 3.6.2 werden im ersten Teil der Nutzwertanalyse nicht berücksichtigt. Grund hierfür ist, dass sie auf angenommene Anfangsbedingungen beruhen und nicht gebäudespezifisch entwickelt wurden, weshalb sich beispielsweise die angenommenen Leistungsgrößen von denen für die Berechnungen innerhalb der veranschlagten Werte unterscheiden könnten. Dies hätte Auswirkungen auf die Energiebereitstellung, Anschaffungskosten und verbrauchsgebundenen Kosten der Systeme, weshalb es zu erheblichen Unterschieden zu den bislang getroffenen Ergebnissen kommen kann. Aufgrund dieser äußerst hohen Sensibilität genügt es die entwickelten Alternativen erst im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse zu berücksichtigen.

Die Ergebnisse des Vergleichs zwischen dem Gebäude 1 und 2 sind in der Tab. 4-1 zu finden.

Tab. 4-1: Nutzwerttabelle zur Ermittlung der Gesamtergebnisse für die Ist-Zustände des Gebäudes 1 und Gebäudes 2

Kategorie	Punkte (G1 / G2)		Gewichtung	G1	G2
solarer Deckungsanteil	4	2	3	12	6
Schwachlichtverhalten	1	4	3	3	12
spez. solarer Energieertrag	4	1	3	12	3
<i>physikalisch</i>				27	21
PE	2	5	2	4	10
EPBT	4	5	1	4	5
GWP	3	5	2	6	10
ODP	3	3	1	3	3
ADPE	3	3	1	3	3
ADPF	2	5	1	2	5
<i>ökonomisch</i>				22	36
kapitalgebundene Kosten	3	2	3	9	6
verbrauchsgebundene Kosten	4	2	2	8	4
betriebsgebundene Kosten	2	3	2	4	6
sonstige Kosten	4	5	2	8	10
Gesamtkosten	3	2	3	9	6
<i>ökologisch</i>				38	31
<u>Summe:</u>				87	89

Aus physikalischer Sicht ist der solare Deckungsanteil der Anlagen bei der Betrachtung der Nutzung von solarer Energie zur Wärmeversorgung von Gebäuden das wichtigste Kriterium, weshalb ihm eine Gewichtung von 3 zugeschrieben wird. Hierbei wird der maximale solare Deckungsgrad von 100 % durch die sechs Möglichkeiten zur Punktbewertung geteilt, wobei $16,\overline{66}$ % herauskommen. Bei der Überschreitung eines Vielfachen dieses Wertes wird dem Gebäude der abgerundete Wert des Vielfachen als Punktzahl zugetragen. Beim Gebäude 1 konnten im Mittel der ausgewerteten Jahre ein solarer Deckungsanteil von $78,\overline{33}$ % erreicht werden. Geteilt durch die Schrittweite der gewählten $16,\overline{66}$ % ergibt sich ein Vielfaches von 4,7, wodurch dem erreichten Deckungsanteil durch die solarthermische Anlage eine Bepunktung von 4 zuteilwird.

Im Gebäude 2 werden im ersten Betriebsjahr 49 % der Wärmebereitstellung indirekt über die auf dem Dach installierten Photovoltaik-Technologie bewerkstelligt. Dies ergibt ein Vielfaches von 2,9. Folglich werden der verbauten Anlagentechnik 2 Punkte zugeteilt. Dem ist hinzuzufügen, dass der erzeugte Wärmeanteil durch die Wärmepumpe zum jetzigen Zeitpunkt untypisch gering ist (*JAZ* von 1,71). Dieser sollte mit Optimierungen verdoppelt werden können.

Das Schwachlichtverhalten beschreibt die Abnahme des Wirkungsgrades der Technologie, wenn weniger Bestrahlungsstärke als $1.000 \frac{W}{m^2}$ auf die Oberfläche auftreffen. Da dies die Effizienz beeinflusst und gegebenenfalls auf die Jahresnutzungsdauer Auswirkungen hat, wird diese Kategorie mit der höchsten Wertigkeit versehen. Wie im Abschnitt 2.2.1 behandelt, sinkt der Wirkungsgrad von monokristallinen PV-Modulen bei 10 % der maximalen Einstrahlung um lediglich 5 %. Der Wirkungsgrad der Solarthermie verhält sich näherungsweise direkt proportional zur auftreffenden Strahlung, weshalb er in diesem Beispiel um 90 % einbricht. Dieser Effekt hat zur Folge, dass mit der Photovoltaik-Technologie die solare Energie während der jährlichen Übergangszeiten effektiver genutzt werden kann als mit der Solarthermie. Wodurch den Flachkollektoren ein Punkt und den nahezu stabilen Photovoltaik-Modulen 4 Punkte zugeschrieben werden.

Der spezifische solare Energieertrag beschreibt die Wärme, die pro verbaute Dachfläche und Jahr vom installierten System erbracht wird. Normiert auf einen Quadratmeter der installierten Fläche beschreibt dieser Wert die technologische Effizienz der Anlagen. Beim Gebäude 1 stellt sich über die betrachtete Zeit ein Mittelwert von $783,07 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$ ein. Das Gebäude 2 kann mit der Photovoltaik und der dazugehörigen Wärmepumpe, sowie der zusätzlichen Nachheizung, $233,06 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$ Wärme erzeugen. Dieser Wert hätte durch

eine bessere Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe die Möglichkeit zu steigen. Allerdings würde das in diesem Fall keine wesentliche Verbesserung mit sich führen. Grund für die große Differenz ist der erhebliche Unterschied im Wirkungsgrad der beiden Technologien. Wie im Abschnitt 2.2.1 belegt, erreichen solarthermische Flachkollektoren, bei herkömmlichen Arbeitstemperaturen, einen Wirkungsgrad von bis zu 50 %, während die Photovoltaik-Technologie derzeit bei 15 % steht. Da die möglichst effektive Ausnutzung der Fläche stetig mehr an Bedeutung gewinnt, wird dieses Kriterium mit einer Wertigkeit von 3 versehen. Das Gebäude 1 erreicht zwar einen viel höheren Wirkungsgrad, allerdings erreichen andere Energiewandler der erneuerbaren Energien (Wasserkraft und Windkraft) nach Lehner höhere Wirkungsgrade von bis zu 75 %, wodurch das System mit 4 Punkten bewertet wird (Lehner, 2016). Beim Gebäude 2 können, in Relation zur Solarthermie-Anlage, 70 % weniger an eintreffender in nutzbare Energie umgewandelt werden. Deshalb wird lediglich ein Punkt vergeben.

Die Betrachtung des Nullenergiehauses der beiden Varianten wird nicht in die Nutzwerttabelle mit aufgenommen. Dies liegt daran, weil die Gebäude dabei als Ganzes beurteilt wurden, es sich aber hierbei um einen Vergleich zwischen den verschiedenen Technologien zur Wärmeerzeugung handelt. Die außerordentlich hohen Werte des Gebäudes 1 konnten im Abschnitt 2.3 ausschließlich aufgrund der Energieeinsparungen der zusätzlichen Photovoltaik-Anlage auf der Nordseite des Daches erreicht werden.

Eine umwelttechnische Verträglichkeit der eingesetzten Produkte in einem Bauwerk gewinnt zunehmend an Bedeutung. Um langfristig Anlagen zu bauen, welche die Umwelt weniger belasten, werden Lebenszyklusanalysen angewendet, wie sie für die beiden zu bewertenden Anlagensysteme durchgeführt wurden. Innerhalb dieser Bewertung ist das Recyclingpotenzial mitinbegriffen, welches bei vollständiger Ausnutzung dem PV-System exorbitant hohe Gutschriften zuspricht. Da nach dem Weißbuch der Deutschen Umwelthilfe die Wiederverwertung und das Recycling der Technologie nicht vollumfänglich die gesetzlich gesteckten Rahmenbedingungen erfüllt, wird davon abgesehen bei den entsprechenden Kategorien die Wertigkeit 3 zu vergeben.

Für die ökologischen Auswirkungen über den gesamten Lebenszyklus der betrachteten Anlagen werden die beiden Tab. 2.5-2 und Tab. 3.5-2 miteinander verglichen. Hierbei wird auf die Spalte mit dem vollständig ausgeschöpften Recyclingpotenzial zurückgegriffen. Der Grund hierfür ist, dass die gesetzlichen Bestimmungen mit einer Verwertung von 85 % bereits weit gehen und ersichtliches Potenzial

mit fortschreitender Technologie und Verfahren ausgiebiger genutzt werden kann (Deutsche Umwelthilfe, 2021, S. 11).

Wie am Ende des Abschnitts 2.5 erläutert, ist es nicht möglich, die Werte der Wirkindikatoren mit Referenzwerten aus Zertifizierungsprogrammen zu vergleichen, da das komplette Gebäude, inklusive der Gebäudehülle, betrachtet werden müsste. Deshalb werden lediglich die Umweltauswirkungen der beiden Anlagenkonzepte zueinander verglichen.

Der Primärenergieeinsatz beschreibt den gesamten Energieeinsatz für die Anlage. Mit knapp $17,949 \frac{MJ}{m^2_{NGF} \cdot a}$ ist der Verbrauch für das System im Gebäude 1 geringfügig überhöht. Dies liegt überwiegend am Stahlpufferspeicher. Es werden 2 Punkte vergeben. Im Gebäude 2 werden durch das hohe Recyclingpotenzial $-29,695 \frac{MJ}{m^2_{NGF} \cdot a}$

Primärenergie verursacht. Im Umkehrschluss bedeutet das negative Vorzeichen, dass über den Lebenszyklus mehr Energie mit dem Produkt gewonnen werden kann, als bei den vorherigen Lebensabschnitten verbraucht wurde. Aufgrund des negativen Betrags werden 5 Punkte vergeben.

Die Energierücklaufzeit gibt die Dauer des Betriebs an, die benötigt wird, um den zur Herstellung aufgewendeten Primärenergieeinsatzes zu kompensieren. Bei einer Nutzungsdauer von mindestens 20 Jahren erzeugen sowohl die Flachkollektoren sowie die Photovoltaik-Module ein Vielfaches besagter Energie. Dem Gebäude 1 wird mit einer Energierücklaufzeit von weniger als zwei Jahren 4 Punkte gegeben, während das Gebäude 2 mit 1,6 Jahren 5 Punkte erhält.

Das Treibhausgaspotenzial ist jener Wirkindikator, der die Erderwärmung am stärksten fördert und daher als akutes Problem angesehen wird. Deshalb wird die Wertigkeit 2 vergeben. Mit knapp $1,222 \frac{kg \text{ CO}_2\text{-Äquiv.}}{m^2_{NGF} \cdot a}$ erhält das Gebäude 1 eine Punktzahl von 3. Der Wert vom System des Gebäudes 2 ist erneut mit einem negativen Vorzeichen ($-0,752 \frac{kg \text{ CO}_2\text{-Äquiv.}}{m^2_{NGF} \cdot a}$) versehen, wodurch es 5 Punkte zugeschrieben bekommt.

Die folgenden Wirkkategorien der Lebenszyklusanalyse werden lediglich mit der Wertigkeit 1 gewichtet.

Das Ozonabbaupotenzial ist bei beiden äußerst gering und weist unbedeutende Unterschiede auf, weshalb beide Anlagen mit 3 Punkten bewertet werden.

Das Potenzial für den abiotischen Abbau nicht fossiler Ressourcen ist ebenfalls marginal. In dieser Kategorie werden 3 Punkte vergeben.

Das Potenzial für den abiotischen Abbau fossiler Brennstoffe unterscheidet sich gravierend bei den beiden untersuchten Varianten. Während das Gebäude 1 innerhalb der Lebensdauer einen fossilen Brennstoffeinsatz von $13,203 \frac{MJ}{m^2_{NGF} \cdot a}$ (2 Punkte) verursacht, ist es bei der Anlage des Gebäudes 2 eine Gutschrift von $-4,056 \frac{MJ}{m^2_{NGF} \cdot a}$. Dem System des Gebäudes 2 wird eine Punktzahl von 5 anerkannt.

Über die numerische Bewertung hinaus, wird zusätzliche die Illustrierung der zu 100 % recycelten Werte aus den Tab. 2.5-3 und Tab. 3.5-3 in der Abb. 4-1 dargestellt. Hierfür sind die Ergebnisse als Tausendstel angegeben und auf eine Dezimalstelle gerundet. Die Werte, die in der Abb. 4-1 nebeneinander aufgetragen sind, dienen einer überschlägigen Einschätzung der sich ergebenden Umweltauswirkungen, wenn die beiden Wärmeerzeugungssysteme bei der Planungsphase künftiger Anlagen gegenübergestellt werden. Hierfür sind lediglich die angetragenen Summen mit der Bruttofläche des potenziellen Systems (Solarthermie oder Photovoltaik), das auf dem Dach installiert wird, zu multiplizieren. Das Ergebnis gibt einen Richtwert vor, welche Umweltauswirkungen bei der Auswahl eines der Systeme während des gesamten Lebenskreislaufts zu erwarten sind.

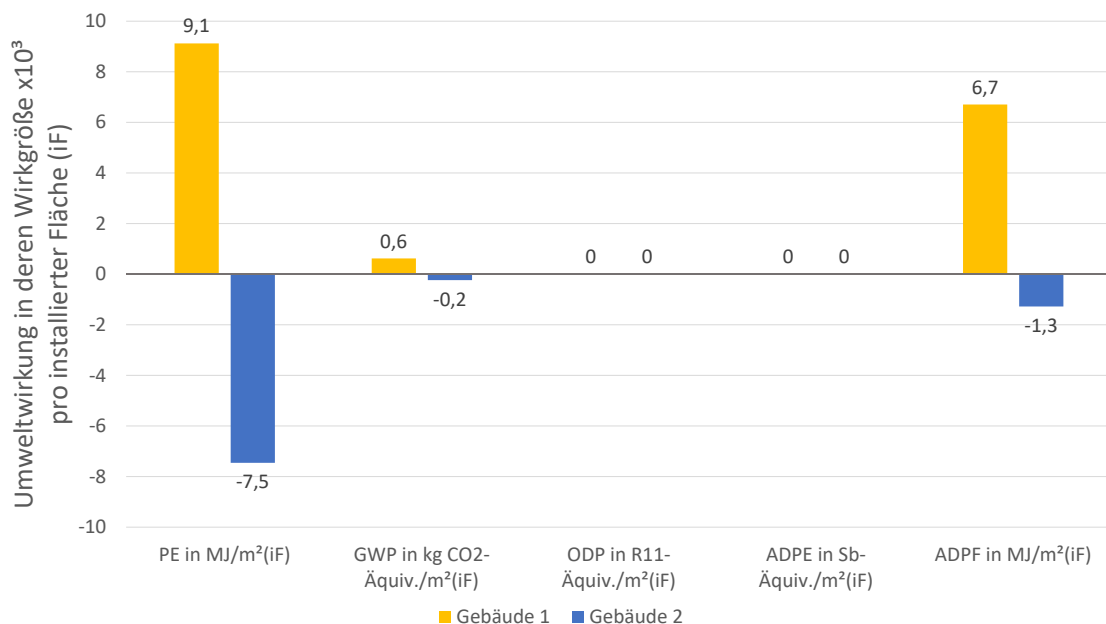


Abb. 4-1: innerhalb der Lebenszyklusanalyse erfassten Umweltauswirkungen des Gebäudes 1 und 2 pro Bruttofläche des installierten Systems (100 % Recycling)

Bei der Betrachtung der jährlich entstehenden Kosten für die jeweiligen Anlagen im Gebäude 1 und 2 werden die geschaffenen Alternativen mit betrachtet, um einen Vergleich der beiden Technologien zueinander herzustellen. Die Kosten von Heizsystemen sind nicht direkt proportional zu der zur Verfügung stehenden Wärmeleistung. Die Verhältnisse der Kosten, unabhängig davon, ob es sich bei der Wärmeversorgung eines Einfamilien- oder Mehrfamilienhauses handelt, verhalten sich zueinander affin, was den Abb. 4-2 und Abb. 4-3 zu entnehmen ist. Aufgrund dessen wird im Folgenden lediglich vom Einfamilien- (entspricht dem Gebäude 1) und Mehrfamilienhaus (entspricht dem Gebäude 2) gesprochen.

Die weiteren Angaben der Verhältnisse in Prozent sind auf ganze Stellen gerundet.

Die kapitalgebundenen Kosten (kap. Kosten), welche die Anschaffungskosten mitsamt der zu leistenden Tilgungen aufgrund der Inanspruchnahme eines Kredites beinhalten, gleichen sich bei den beiden Anlagenvarianten. Die Beträge unterscheiden sich beim Einfamilienhaus um 14 % und beim Mehrfamilienhaus um 8 %. Die Differenz der beiden Systeme ist nicht übermäßig groß, unterscheidet sich aber erkennbar von Preisen herkömmlicher Heizsysteme. Vergleichbare Gaskessel sind im ungünstigsten Fall für ein Drittel der Anschaffungskosten von Pellets-Kesseln oder Luft-Wasser-Wärmepumpen zu erhalten (Calließ, 2016). Hierbei ist zu beachten, dass die Förderungen, die bei den vorgestellten Anlagenkonzepten der Gebäude 1 und 2 potenziell geltend gemacht werden könnten, gemäß der Richtlinie nicht berücksichtigt wurden. Deshalb wird der reale Unterschied der Anschaffungskosten wesentlich geringer sein. Aus diesem Grund werden der Anlagentechnik des Einfamilienhauses 3 Punkte zugewiesen, während die des Mehrfamilienhauses 2 Punkte erhält. Gewertet wird die Teilkategorie mit der Wertigkeit 3, da die Anschaffungskosten oftmals als Hindernis für Privatleute gelten können.

Die weiteren Teilkategorien, bis hin zu den jährlichen Gesamtkosten, werden jeweils mit einer Wertigkeit von 2 versehen.

Die verbrauchsgebundenen Kosten (verb. Kosten) werden im Falle der Anlagentechnik des Gebäudes 1 durch die Brennstoffkosten der Pellets ausgemacht. Da der Erzeuger lediglich für die Spitzenlast eingesetzt wird, hat er eine geringe Jahreslaufzeit und somit einen geringen Brennstoffverbrauch. Bei einem durchschnittlichen Gaspreis von $7,1 \frac{ct}{kWh}$ ergäben sich für den durchschnittlichen Energieverbrauch von $15.000 \frac{kWh}{a}$ jährliche verbrauchsgebundene Kosten von $1.065 \frac{€}{a}$, was mehr als das fünffache der anfallenden Kosten im Einfamilienhaus entspricht (Kessler, 2022). Somit werden die

verbrauchsgebundenen Kosten beim Heizen mit Solarthermie und einem Biomasse-Kessel mit 4 Punkten bewertet. Durch die nicht optimierte Anlage des Gebäudes 2 bezieht die Wärmepumpe in ihrem ersten Betriebsjahr einen großen Anteil der elektrischen Energie aus dem Netz, der zu den jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten gezählt wird. Bei der Variante im Einfamilienhaus entspricht das jährlichen Kosten von $1.656 \frac{\text{€}}{\text{a}}$. Dem ist hinzuzufügen, dass aus architektonischen Gründen lediglich ein Anteil von $\frac{65 \text{ m}^2}{157 \text{ m}^2}$ der notwendigen Fläche an Photovoltaik-Modulen auf dem Dach installiert werden könnte. Wäre exakt die Hälfte installiert worden, würden für den Verbrauch lediglich jährliche Kosten von rund $1.165 \frac{\text{€}}{\text{a}}$ entstehen. Deshalb werden dennoch 2 Punkte vergeben.

Die jährlichen betriebsgebundenen Kosten (betrieb. Kosten) sind zueinander vergleichbar. Diese werden von der zu leistenden Betätigung (Pellets nachfüllen) und der Säuberung (Aschekasten ausleeren) der Anlagen, dem Kundendienst sowie der Wartungen bestimmt. Kundendienst und Wartung sind in der Summe bei den beiden Anlagenprinzipien nah beinander. Der Unterschied entsteht durch den Aufwand durch Betätigung und Reinigung der Anlagen, da bei diesem dem System des Gebäudes 1 gemäß der Richtlinie das Fünffache des Aufwands angerechnet wird, wie der zu vergleichenden Heizungsanlage. Die Anlage des Gebäudes 1 wird mit 2 Punkten bewertet, wohingegen beim Gebäude 2 einer mehr (3 Punkte) angetragen wird.

Die jährlichen sonstigen Kosten (sonst. Kosten) bestehen bei der Anlage des Gebäudes 1 aus den Kosten der vom Netz stammenden elektrischen Energie für den Betrieb des Biomasse-Kessels und weiterer notwendiger Kleinverbraucher. Beim Einfamilienhaus (Gebäude 1) ergeben sich durch die geringen Volllaststunden des Kessels gerundet $27 \frac{\text{€}}{\text{a}}$. Dies stellt einen äußerst geringen Betrag an den Kosten dar, weshalb das System mit 4 Punkten bewertet wird. Bei dem Modell mit einer Wärmepumpe und der Photovoltaik-Anlage kann über das Jahr mit Gewinnen aus der verkauften elektrischen Energie von circa $450 \frac{\text{€}}{\text{a}}$ gerechnet werden. Diese sind als Kosten zu deklarieren, weshalb sie mit einem negativen Vorzeichen zu versehen sind. In Folge dessen werden der Anlage 5 Punkte angerechnet.

Zusätzlich werden die jährlichen Gesamtkosten analysiert und beurteilt, um den Gesamteindruck zu bewerten, ohne unangemessen viel Wert auf Teilkosten, die gegebenenfalls ein lokales Extremum darstellen, zu legen.

Mit Blick auf die Abb. 4-2 und Abb. 4-3 wird deutlich, dass das System des Gebäudes 1 in beiden Betrachtungen weniger jährliche Gesamtkosten verursacht. Beim Einfamilienhaus beträgt der Unterschied 16 %, während er beim Mehrfamilienhaus um die Hälfte zurück geht und lediglich noch 8 % aus macht.

Für die Darstellung der jährlichen Kosten wurden diese in Tausend Euro angegeben und auf zwei Dezimalstellen gerundet.

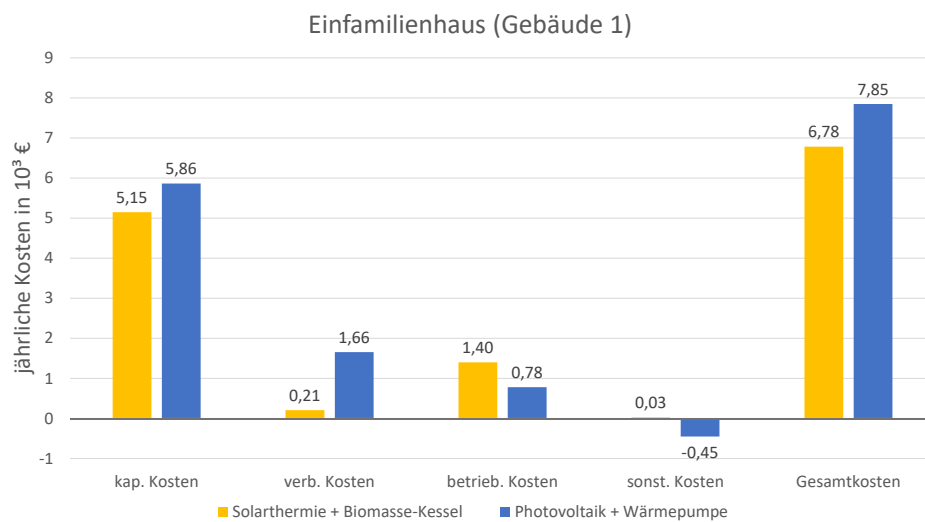


Abb. 4-2: Jährliche Kosten der beiden Anlagentechniken im Einfamilienhaus, aufgeteilt in Teilergebnisse und den Gesamtkosten

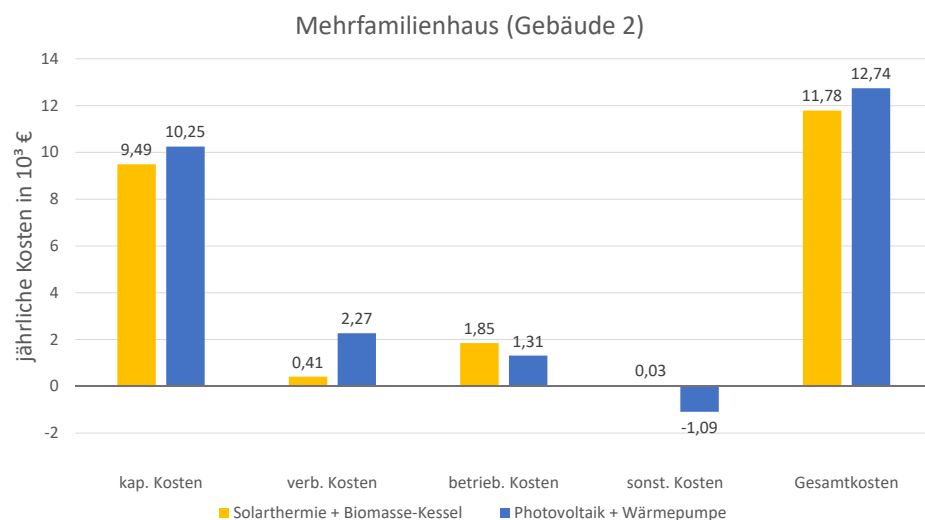


Abb. 4-3: Jährliche Kosten der beiden Anlagentechniken im Mehrfamilienhaus, aufgeteilt in Teilergebnisse und den Gesamtkosten

Die Reduzierung des Unterschieds der Gesamtkosten ist ein Indiz dafür, dass das Anlagenschema des Gebäudes 2 bei kleineren Objekten kostenintensiver ist, als bei größeren Gebäuden mit mehr Wärmebedarf. Dies liegt insbesondere an der Wärmepumpe, die bei geringen Leistungsgrößen teuer ist. Umso größer sie wird, desto weniger steigen die Anschaffungskosten an. Ein weiterer Grund sind die hohen verbrauchsgebundenen Kosten durch den hohen Bezug elektrischer Energie der Wärmepumpe. Den mit Abstand größte Teil der Gesamtkosten machen die Anschaffungskosten aus. Da die beiden untersuchten Heizsysteme, im Vergleich mit Wärmeerzeugern, die fossile Energieträger verwenden, diesbezüglich teuer sind können die Gesamtkosten nicht hoch bewertet werden. Die Anlage des Gebäudes 1 erhält 3 Punkte, während die des Gebäudes 2 mit 2 Punkten versehen wird.

Mit einer Gesamtpunktzahl von 89 erzielt die Ist-Anlagentechnik des Gebäudes 2 mit der durch Photovoltaik gespeisten Wärmepumpe die bessere Gesamtbewertung. Das System des Gebäudes 1 liegt mit einer Differenz von zwei Punkten (87) dahinter.

Die vorgestellten Ergebnisse sind zwar als grobe Einschätzung für Gebäude mit vergleichbarer Anlagentechnik zu gebrauchen, allerdings nicht direkt übertragbar, da die betrachteten Bauwerke in ihrer Architektur, Nutzung, der Anzahl der Personen, dem dazugehörigen Nutzerverhalten, beheizter Wohnfläche, Standort etc. exakt gleich sein müssten, um eine korrekte Übertragung der Erkenntnisse durchführen zu können.

Es ist ersichtlich, dass die beiden Konzepte in verschiedenen Kategorien Stärken beziehungsweise Schwächen aufweisen. Um bessere Ergebnisse erzielen zu können, gilt es für Verbesserungen an der Anlagentechnik die Ansätze aufzugreifen, die durch die Bearbeitung erkennbar gemacht wurden.

5 Optimierungs- und Verbesserungsmöglichkeiten

Um die verschiedenen Resultate aus der erbrachten Arbeit weiter zu verbessern, werden im Folgenden Optimierungs- und Verbesserungsmöglichkeiten dargestellt. Dabei beschränken sich die potenziellen Optimierungen auf die bestehende Anlage und beschreiben, was daran abgeändert werden könnte, um gegebenenfalls bessere Ergebnisse erzielen zu können. Die Verbesserungsvorschläge beziehen sich auf bauliche Maßnahmen, die im Bestand schwierig und kostenintensiv realisierbar sind. Deshalb betreffen diese Möglichkeiten künftige Bauvorhaben, in denen eine vergleichbare Anlagentechnik wie im Gebäude 1 oder Gebäude 2 zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden soll.

Bei der Durchführung einer der vorgestellten Optimierungs- und Verbesserungsmöglichkeiten wird empfohlen, das Monitoring und die Auswertung der dadurch erhaltenen Messdaten fortzuführen, um den Nutzen der getroffenen Maßnahme begutachten und bewerten zu können. Sollten die erwarteten Steigerungen des Ertrags, der Effizienz oder die Reduzierung des Verbrauchs nicht eintreten, ermöglicht das Fortführen der Aufzeichnungen ein zeitliches Agieren der Beteiligten. Durch dieses vorzugsweise iterative Vorgehen kann die Effizienz der vorgestellten Wärmeerzeugungsanlagen gemäß eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses kontrolliert gesteigert werden.

5.1 Optimierungen an der Anlagentechnik vom Gebäude 1

Die Wärmeerzeugungsanlagen des Gebäudes 1 wurden mithilfe einer Vielzahl von Simulationen ausgelegt, sodass sie in der Theorie die bestmöglichen Ergebnisse erzielen können. Dieses Ziel wurde mit einem solaren Deckungsanteil von 74 % im ersten Betriebsjahr erreicht (siehe Abb. 3.2-3). Weiter gesteigerte Nutzungsgrade der solarthermischen Energie wurden durch die Anpassung vereinzelter Soll-Werte im MSR-Konzept erreicht.

Um daran anzuknüpfen könnte die Überhöhung der Zusatzheizung um 5 K reduziert werden, sodass der Speicher mit weniger Energie vom Biomasse-Kessel beladen wird. Es könnte sein, dass nach der Überhöhung lediglich geringe Wärmeentnahme stattfindet, weshalb die Temperatur im Speicher durch die überdurchschnittliche Isolierung langsam abnimmt. Infolgedessen kann die Solarthermie bei auftretender

Bestrahlung die produzierte Wärme nicht einspeichern und verfällt deshalb in den Stagnationsbetrieb, in dem keine solare Energie nutzbar gemacht werden kann. Wie im Abschnitt 2.4 beschrieben, wird die Solarpumpe erst aktiviert, wenn der Kollektorfühler SF-K eine Temperaturdifferenz von 8 K zu einem der Solarfühlern (SF-1, SF-2, SF-3) feststellt. Dadurch, dass der Speicher beim Einschalten der Zusatzheizung um 5 K gegenüber seinen Soll-Werten (siehe Tab. 2.4-1) überhitzt wird, muss die am Kollektorfühler gemessene Temperatur höher als beim normalen Betrieb sein (13 K), bis die Solarpumpe thermische Energie in den Speicher fördern kann. Durch die hohe Überhitzung dauert es länger, bis die Solarfühler die Temperatur registrieren, ab der die Temperatur des Fluids im Solarkollektor um 8 K höher ist. Deshalb wird vorgeschlagen, den Einstellwert für die Überhitzung der Speichertemperaturen für ein Kalenderjahr von 5 K auf 3 K herabzusetzen und anschließend zu beobachten, welche Erfolge die Optimierung erwirkt.

Dabei ist zu überprüfen, ob diese Maßnahme zur Versottung des Kamins führt. Dies sollte in Zusammenarbeit mit dem örtlichen Schornsteinfeger geschehen.

Die anzustellenden Optimierungsmöglichkeiten können nicht in effizienter Weise für die Bestandsanlage durchgeführt werden. Im nächsten Schritt werden sie für den Fall einer neuen Anlage geschildert.

5.2 Verbesserungen an der Anlagentechnik des Gebäudes 1

Für künftige Anlagen, die an das wärmeerzeugende System des Gebäudes 1 angelehnt sind, gibt es durch die Umsetzung der Verbesserungsmaßnahmen vielseitigere Möglichkeiten, eine Effizienzsteigerung zu erreichen.

Eine Möglichkeit, um den solaren Ertrag zu steigern ist die Substitution der Flachkollektoren mit Vakuumröhrenkollektoren. Deren Absorber befindet sich in einer luftleeren Röhre, wodurch die Wärmeverluste signifikant geringer werden. Der Wärmeaustausch zwischen der Umgebung und dem Absorber findet einzig über Wärmestrahlung statt, da die beiden anderen Mechanismen der Wärmeübertragung ausschließlich mit dem Beisein von Materie funktionieren, die im Vakuum nicht vorhanden ist.

Generell funktioniert die Wärmeaufnahme durch den Röhrenkollektor ebenso wie beim Flachkollektor und ist in der Abb. 5.2-1 schematisch dargestellt. Die solare Strahlung trifft auf die Röhre, durchquert das doppelschichtige Glas (= Double layer glass tube) und anschließend das Vakuum (= Vacuum), um auf den Absorber zu treffen. Dort absorbiert dieser einen Großteil der Energie der auftreffenden Strahlen, wodurch sich die kühle Flüssigkeit auf der unteren Seite der Röhre erhitzt, zu heißem Dampf (= Heated Vapor) wird und durch den Dichteunterschied aufsteigt. Oben an der Spitze der Röhre (= Tip of heat pipe) gibt der Dampf seine thermische Energie ab, wodurch diese in das System übertragen werden kann (= Heat Transfer). Ein vollständiger Kollektor besteht aus mehreren aneinander gereihter Röhren.

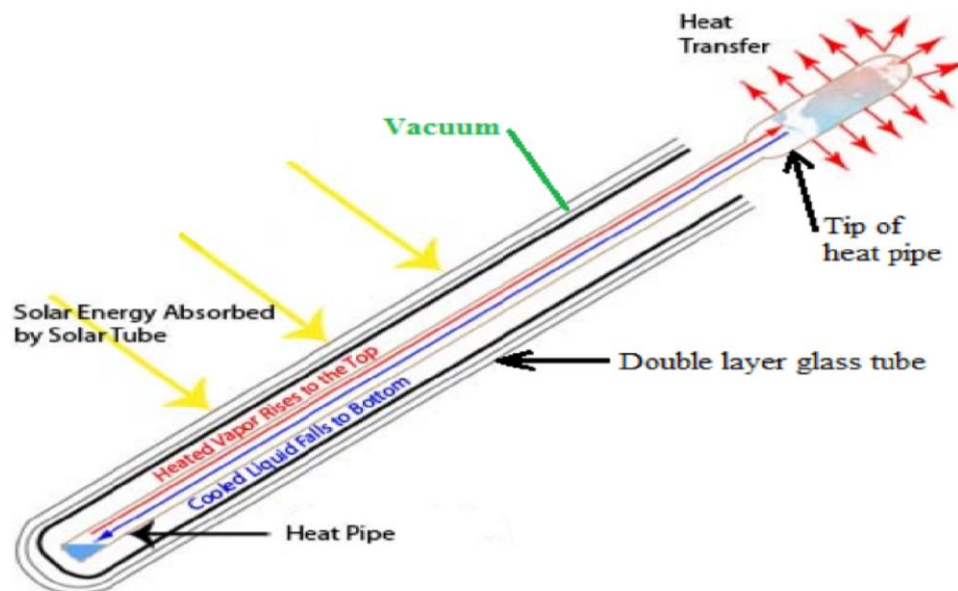


Abb. 5.2-1: Aufbau einer Vakuumröhre eines Vakuumröhrenkollektors, in Anlehnung an (Khelfan AL-Jahwari, 2011, S. 6)

Die Folge des Vakuums zwischen dem Fluid beziehungsweise des erhitzten Dampfs in der Röhre und der kühleren Umgebungsluft sind geringere thermische Verluste als bei einem herkömmlichen System. Daraus resultiert eine höhere Spreizung, die zwischen dem Dampf und der Außentemperatur durch den Vakuumröhrenkollektor erreicht werden kann. Diese ermöglicht zum einen höhere Vorlauftemperaturen im Sommer und zum anderen in strahlungsarmen Monaten einen höheren Ertrag, da trotz niedriger Umgebungstemperaturen ein für den Haushalt nutzbares Energieniveau erreicht werden kann.

Die Konsequenz daraus ist ein höherer Wirkungsgrad als bei den im Gebäude 1 verbauten Flachkollektoren, was in der Abb. 5.2-2 zu sehen ist. Dort ist abzulesen, dass bei einer Temperaturdifferenz zwischen dem Absorber und der Umgebungsluft von 100 K der Wirkungsgrad eines modernen Flachkollektors (= Advanced Flat Plate) circa 38 % und bei einem Vakuumröhrenkollektor (= Evacuated Tube) circa 60 % beträgt.

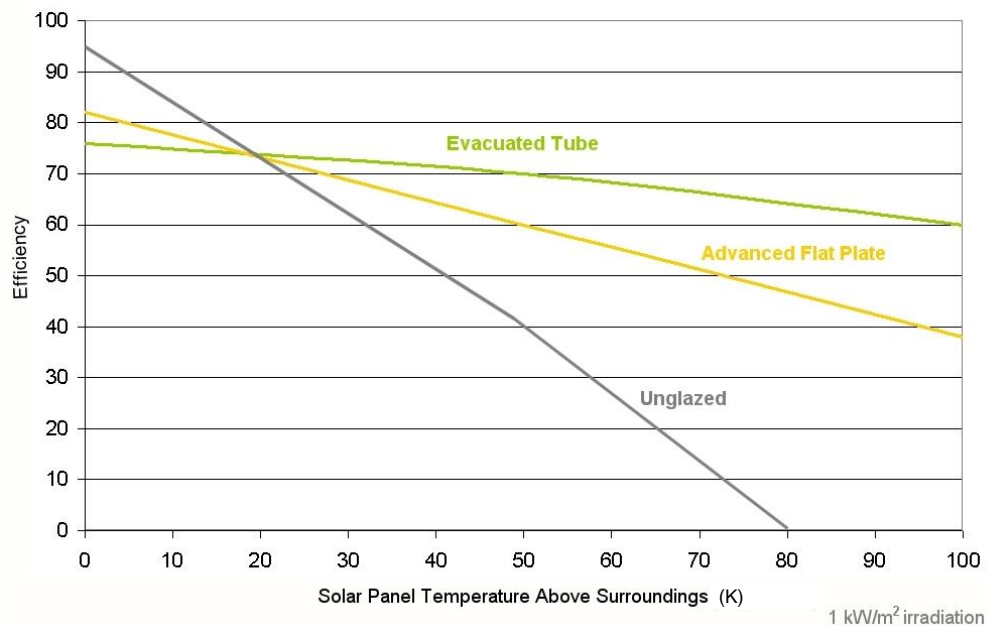


Abb. 5.2-2: Darstellung von Wirkungsgraden unterschiedlicher solarthermischer Kollektoren über die Temperaturspreizung (Dekker, 2018)

Demzufolge könnte die Verwendung von Vakuumröhrenkollektoren statt der Flachkollektoren den Gesamtertrag solarer Wärme erheblich steigern. In einstrahlungsschwächeren Zeiten könnte mehr solare Wärme zur Verfügung gestellt werden, sodass während der Übergangszeiten seltener auf eine Zusatzheizung zurückgegriffen wird.

5.3 Optimierungen an der Anlagentechnik des Gebäudes 2

Das Monitoring der bestehenden Anlage ließe sich diesbezüglich verbessern, indem in den bestehenden Stromlaufplan, siehe Abb. 3.4-1, zwei weitere Zähler eingebaut würden. Hierbei ginge es zum einen um den Zähler P4, der unmittelbar vor den Unterverteiler für den Allgemeinstrom zu platzieren ist, um diesen zu erfassen. Zum

anderen sollte ein Zwei-Richtungszähler P5 zwischen dem Zähler Bezug/Lieferung bzw. dem Allgemeinstrom und dem ersten elektrischen Verbraucher der Heizungsanlage angebracht werden. Dieser registriert zum einen die netzbezogene elektrische Energie, welche die Heizungszentrale für die Wärmebereitung benötigt und zum anderen jene gelieferte Energie der PV-Anlage, die nach den elektrischen Verbrauchern der Heizungsanlage weiterhin zur Verfügung steht und entweder als Allgemeinstrom verwendet oder in das öffentliche Netz eingespeist wird. Mit Hilfe der beiden Zähler können die relevanten Ströme der elektrischen Energie in der Heizungsanlage des Gebäudes 2 präzise erfasst werden.

Bei der Betrachtung des Anteils elektrischer Energie, welcher von der Wärmepumpe aus der Photovoltaik-Anlage genutzt werden kann, fällt auf, dass dieser gering ist. Bei Anhebung dieses Anteils steigt der solare Deckungsanteil des Gebäudes 2 steil an. Er würde sich mit der Steigung der Jahresarbeitszahl (1,71) der Wärmepumpe erhöhen. Pro zusätzliche Kilowattstunde elektrischer Energie aus der PV-Anlage, die von der Wärmepumpe genutzt wird, steigt der Absolutwert an Wärme um $1,71 \text{ kWh}$, der mithilfe der Photovoltaik-Technologie produziert werden kann. Um den Versorgungsgrad mit PV-Energie bei der Wärmepumpe zu erhöhen, gilt es das rasche Zuschalten der Power-to-Heat Module zu verhindern, wenn in absehbarer Zeit ausreichend solare Strahlung zur Verfügung stünde, die genutzt werden kann, um die Wärmepumpe zu betreiben. Zwar werden die Nachheizer lediglich versorgt, wenn der elektrische Bedarf der Wärmepumpe bereits getilgt ist, allerdings setzen die elektrischen Direktheizer eine höhere elektrische Leistung um. Dadurch wird der Speicherinhalt in kürzerer Zeit stärker erhitzt als bei monovalentem Betrieb der Wärmepumpe, sodass es Zustände geben kann, in denen ausreichend Sonne für die Versorgung der Wärmepumpe zur Verfügung stünde, sie aber nicht die Freigabe zum Beladen der Speicher erhält, da diese zu stark von den Nachheizern beladen wurden, sodass der Schwellenwert überschritten ist und die Wärmepumpe nicht aktiviert wird. Allerdings arbeitet die Wärmepumpe effizienter, weshalb es gilt ihre Jahresarbeitszahl zu maximieren. Zudem unterstützen die Nachheizer generell bei überschüssiger PV-Energie. Allerdings könnte die Wärmepumpe bei ausreichend vielen sonnigen Tagen die Speicher allein vollständig beladen. Hierdurch würde die Effizienz der Wärmebereitung und die eingespeiste elektrische Energie steigen. Um dies bewerkstelligen zu können, wird empfohlen, die Freigabe der elektrischen Energie für die Nachheizer abhängig von Wetterprognosen zu gestalten. Dies bedeutet, dass Zugriff auf aktuelle und

künftige (bis zu wenige Tage in die Zukunft) Wetterdaten bestehen sollte, sodass eine zusätzliche MSR-Komponente entscheiden kann, ob die Wärmepumpe das nötige Soll thermischer Energie für den Betrieb des Gebäudes 2 in den Speicher einlagern kann. Eine Umsetzung dieser Möglichkeit könnte die Stillstandzeiten, sowie die Zeiten, in denen die Wärmepumpe nachts elektrische Energie aus dem Netz bezieht, um die bis dahin entstandenen Verluste zu kompensieren, minimieren.

Neben der vorgestellten Optimierungsmöglichkeit wird sich im Folgenden auf Verbesserungen der Anlage bezogen, die für künftige Systeme, die an die Wärmeerzeugung des Gebäudes 2 angelehnt sind, umgesetzt werden können.

5.4 Verbesserungen an der Anlagentechnik des Gebäudes 2

Die Abb. 3.4-2 veranschaulicht den Temperaturverlauf innerhalb der beiden Speicher für das Heiz- und Trinkwasser der bislang stattgefundenen Aufzeichnungen. Dort sind jeweils gute Speicherverhalten mit einer gewünschten Schichtung der Temperaturniveaus zu erkennen. Allerdings handelt es sich hierbei ausschließlich um die Temperaturstände des jeweils ersten Speichers. Die anderen beiden sind mit diesem über vier horizontale Rohre verbunden. Durch das Öffnen der Isolierung des letzten Speichers und einer anschließenden Messung der Temperaturstände über ein Infrarotmessgerät wurde festgestellt, dass die Temperaturniveaus am letzten Speicher der Warmwasser-Gruppe signifikant niedriger sind als die im ersten Speicher. Diese sollten bei einer parallelen Verschaltung näherungsweise den Temperaturen im ersten Speicher entsprechen, wie in der Abb. 5.4-1 zu sehen ist.

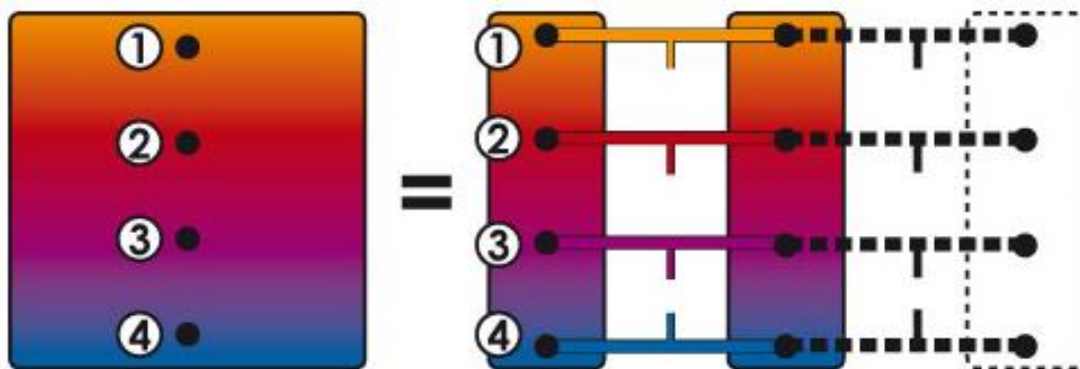


Abb. 5.4-1: Parallelschaltung von Pufferspeichern (Baunach, 2017)

Dass dies gemessen wurde, lässt darauf schließen, dass nicht ausreichend Energie bereitgestellt werden kann, um die über die parallele Verbindung der Speicher entstehenden Vermischungen und die damit einhergehenden thermischen Verluste innerhalb der Speichergruppe zu kompensieren. Für die Schichtung ist ein schmaler hoher Speicher am effektivsten, wie der im Gebäude 1. Allerdings kann dieser nicht in jedes Objekt eingebaut werden, wenn die räumlichen Möglichkeiten oder die Platzausnutzung begrenzt sind. Die dafür passende Alternative ist die Serienschaltung von nebeneinander stehenden Pufferspeichern (Baunach, 2017). Auf diese Weise kann das Gesamtvolumen der Behälter verteilt werden, wodurch Behälter mit unterschiedlichen Speicherzonen entstehen, die sich zu den anderen, hinsichtlich der gelagerten Temperaturen, unterscheiden. Das Prinzip der hydraulischen Serienschaltung von mehreren Puffern ist in der Abb. 5.4-2 dargestellt.

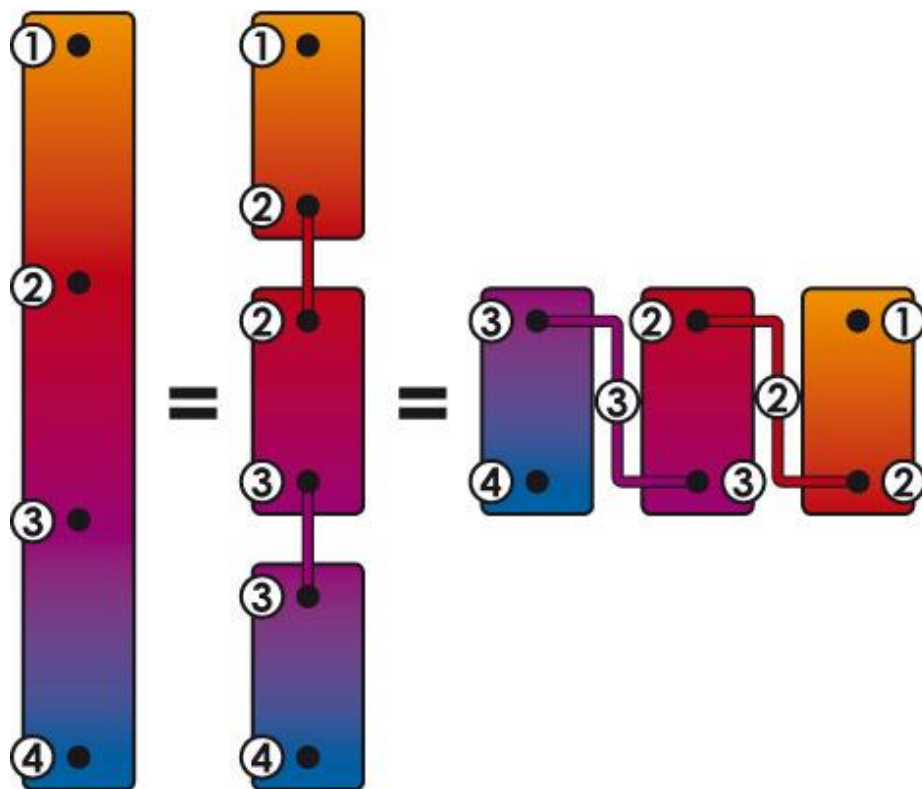


Abb. 5.4-2: Serienschaltung von Pufferspeichern (Baunach, 2017)

Durch die Serienschaltung der beiden Speichergruppen für die Warmwasserbereitung und der Heizung würde eine bessere Schichtung erwirkt werden können. Dies hätte die Auswirkung, dass das Temperaturniveau bis zum letzten Speicher in der Reihe fällt.

Bei der Gruppe für das Heizungswasser, wird eine Nutztemperatur von 35 °C angestrebt. Dies könnte dazu führen, dass die Temperatur bis zum letzten Speicher ausreichend stark abfällt, dass sie für die Raumtemperierung über Flächenheizsysteme nicht mehr genutzt werden kann. Bei der Umstellung auf Serienschaltung der Gruppen sollte das Trennen dieser beiden überdacht werden. Stattdessen könnten die beiden Gruppen hydraulisch zusammengefasst werden. Hierbei wäre das Fluid zur Bereitstellung des Heizwassers an einer späteren Speicherzone zu entnehmen als für die Trinkwarmwasserbereitung.

Eine weitere Verbesserungsmöglichkeit ist die Einbindung eines Batteriespeichers, um die überschüssige elektrische Energie aus der Photovoltaik-Anlage aufbewahren zu können, damit diese nicht sofort in das öffentliche Netz eingespeist wird. Diese Maßnahme kann den Eigenverbrauchsanteil der Solarenergie erhöhen und somit sowohl den solaren Deckungsgrad steigern sowie die verbrauchsgebundenen Kosten reduzieren. Die Umsetzung dieses Aspekts ist ebenso bei der Bestandsanlage möglich und lediglich mit geringen Mehrkosten für die elektrische Einbindung des Speichers verbunden.

Im ersten Betriebsjahr kann mit circa $13,44 \frac{MWh}{a}$ von der PV-Anlage produzierten Energie gerechnet werden, die ungenutzt in das öffentliche Netz eingespeist wird. Abb. 3.2-3 ist zu entnehmen, dass es sich um 43 %, somit fast der Hälfte der absolut produzierten elektrischen Energie, handelt. Zur überschlägigen Berechnung, um wie viel Prozentpunkte der Eigenverbrauch durch das Hinzufügen eines Batteriespeichers erhöht werden kann, wird das Nomogramm zur Bestimmung des Eigenverbrauchsanteils in Anhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität und PV-Leistung nach Weniger herangezogen (Weniger, 2013, S. 71).

Für den Umgang mit dem Nomogramm sind zwei zusätzliche Größen wesentlich. Zum einen die PV-Leistung in kW_p pro MWh des jährlichen Energieverbrauchs und zum anderen die nutzbare Speicherkapazität in kWh pro MWh des jährlichen Energieverbrauchs. Für die anstehenden Betrachtungen wird sowohl der Verbrauch elektrischer Energie der Heizung, sowie jener, der allgemein bezogen wird, berücksichtigt. Die Summe beider kann aus dem Abschnitt 3.3 übernommen werden. Diese wurde zur Berechnung des Bezugs an Primärenergie verwendet. Dabei ist darauf zu achten, dass hierfür durch den Primärenergiefaktor von 1,8 zu dividieren ist. Demnach

ist der Jahresbedarf an elektrischer Endenergie mit $19,95 \frac{MWh}{a}$ in die Berechnungen aufzunehmen.

Für die Verwendung des Nomogramms sind die Einheiten nicht mit dem üblichen Divisor $\frac{1}{a}$ versehen.

Es ist eine installierte Photovoltaik-Leistung von $29,97 kW_p$ vorhanden.

Nach dem verwendeten Nomogramm in der Abb. 5.4-3 ergibt sich bei einem üblichen Lastprofil ein Eigenverbrauchsanteil für den Ist-Zustand des Gebäudes 2 von 22 %.

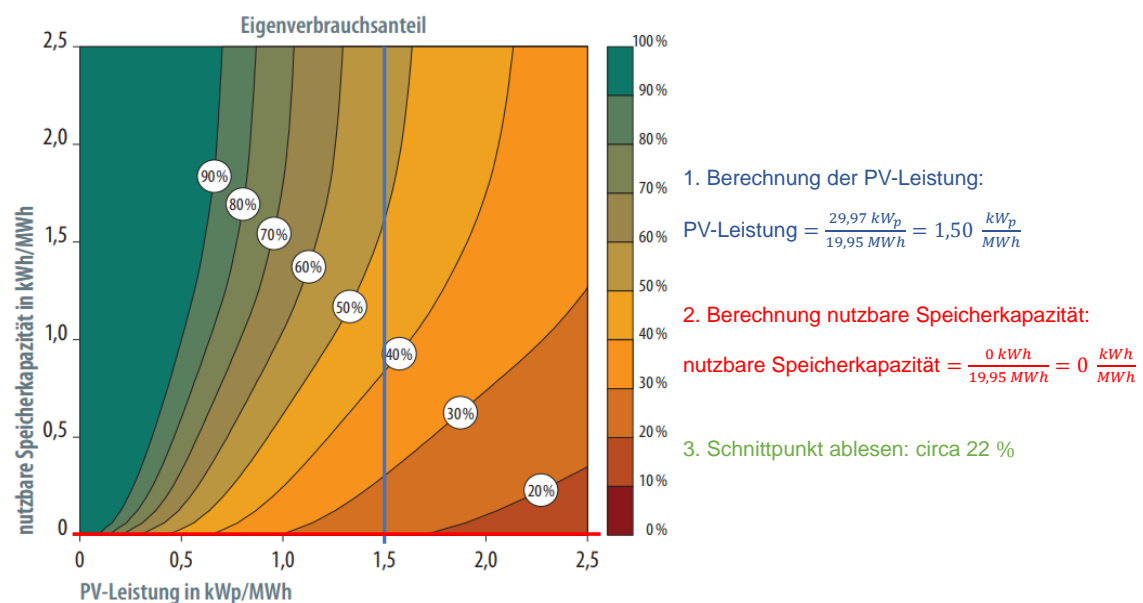


Abb. 5.4-3: Eigenverbrauchsanteil der PV-Energie des Gebäudes 2 im Ist-Zustand, in Anlehnung an (Weniger, 2013, S. 71)

Durch das Heizen mit elektrischer Energie entsteht eine hohe Grundlast, welche die Photovoltaik-Anlage im Sommer stetig decken kann. Das Nomogramm entstammt einem großen Datensatz aus Gebäuden mit üblicher Nutzung, weshalb sich die Annahmen nicht vollständig decken. Das Ergebnis dient lediglich der Orientierung, wie viel Mehrwert das Hinzufügen eines Energiespeichers erbringen kann.

Der Eigenverbrauchsanteil im Ist-Zustand liegt über der Prognose, die mit der Abb. 5.4-3 getroffen werden kann. Mit den zur Verfügung stehenden Messdaten lässt sich dieser errechnen.

Im Jahr 2021 wurden $18,03 \frac{MWh}{a}$ der solaren Energieerzeugung für die Heizungsanlage verwendet. Von der Photovoltaik-Anlage werden jährlich $31,46 \frac{MWh}{a}$ produziert. Diese beiden Werte sind der Tab. 3.2-5 entnommen. Das ergibt einen aktuellen Eigenverbrauchsanteil der erzeugten Energie von 57 %.

Da das Ergebnis weit von dem für die reale Anlage abweicht, wird es zusätzlich mit dem Unabhängigkeitsrechner der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin verglichen (Quaschnig, 2021). Dieser validiert den ermittelten Eigenverbrauchsanteil von 22 %.¹⁸ Da der Rechner lediglich beschränkt die Eingabe der für die Berechnung notwendigen Werte zulässt, wurden sämtliche Größen halbiert. Das Ergebnis verändert sich dadurch nicht.

Dieser erhebliche Unterschied von 22 % zu 57 % ergibt sich durch die ungewöhnlich hohe Grundlast der Wärmeerzeugung, die durch die PV-Anlage anteilig gedeckt wird.

Die folgenden Überlegungen werden auf Basis der Werte des Gebäudes 2 angestellt, sind für dieses allerdings nicht vollständig gültig, da die Gebäudenutzung nicht der typischen entspricht.

Die erzeugte elektrische Energie im Fall vom Gebäude 2 kann nicht unmittelbar von den Bewohnern verwendet werden. Zudem gilt es nicht als Ziel, länger in der Übergangszeit mit der elektrischen Energie der Photovoltaik-Anlage Wärme zu produzieren. Es wird angedacht die Einschaltvorgänge der Wärmepumpe während der Nacht oder mittelfristig einstrahlungsschwachen Intervallen, die bislang Netzbezug verursachen, mit zwischengespeicherter photoelektrisch erzeugter Energie aus dem Energiespeicher zu versorgen. Hierfür sollte ein Energiespeicher mit einer Kapazität von 10 kWh ausreichen.

¹⁸ siehe Anhang 15 „Abbildung - Bestimmung des Eigenverbrauchsanteils mit dem Unabhängigkeitsrechner“

Der dadurch neu entstehende Eigenverbrauchsanteil würde sich entsprechend der Abb. 5.4-4 wie folgt ergeben:

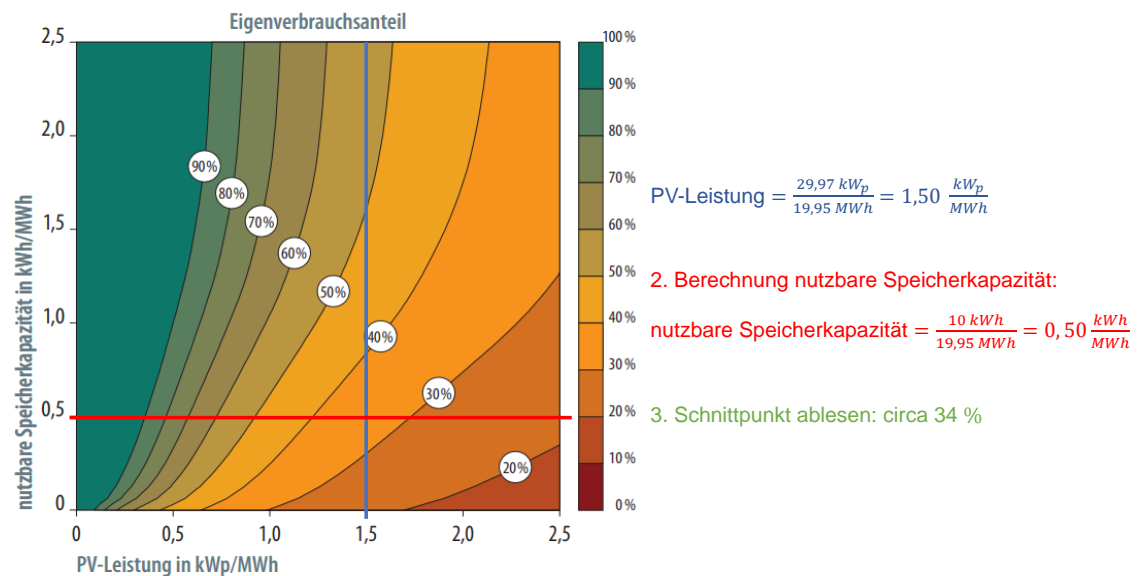


Abb. 5.4-4: Eigenverbrauchsanteil der PV-Energie des Gebäudes 2 mit Energiespeicher (10 kWh), in Anlehnung an (Weniger, 2013, S. 71)

Durch das Hinzufügen eines Energiespeichers mit einer Speicherkapazität von 10 kWh kann der Eigenverbrauchsanteil bei dem Gebäude 2, im Szenario einer gewöhnlichen Nutzung, um zwölf Prozentpunkte auf 34 % gesteigert werden.

Wäre dieser Anteil auf den realen Energieverbrauch des Gebäudes 2 zu übertragen, könnten von den $31,46 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}$ solarer Energieerzeugung rund $3,76 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}$ mehr selbst genutzt werden. Im Abschnitt 3.6.1 wurde mit einem Bezugspreis von $31,67 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ und der Einspeisevergütung von $8,09 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ gerechnet.

Um die jährlichen Ersparnisse, die sich mit einem erhöhten Eigenverbrauchsanteil von 12 Prozentpunkte ergeben, zu ermitteln, sind die zusätzlichen Gewinne mit den dadurch entstehenden Verlusten zu subtrahieren. Die Gewinne entstehen dadurch, dass weniger elektrische Energie vom Netz bezogen wird, während die zusätzlichen Verluste durch die Reduzierung der eingespeisten Energiemenge verursacht werden.

$$g_{el} = (0,3167 - 0,0809) \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * 3,76 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} * 1.000 \frac{\text{kWh}}{\text{MWh}} =$$

$$g_{el} = 886,61 \frac{\text{€}}{\text{a}}$$

Dabei ist:

- g_{el} = jährliche Gewinne durch gesteigerten Eigenverbrauchsanteil

Dem kommen die zusätzlichen jährlich entstehenden kapitalgebundenen Kosten für die weitere Anschaffung des Energiespeichers hinzu. Diese werden mithilfe der Formel (F. 2.6-2) bestimmt. Die Brutto-Anschaffungskosten sind mit knapp 4.600 € der Internetseite mg-solar entnommen (Graszt, 2022). Bei einem Energiespeicher kann nicht dieselbe Nutzungszeit wie bei der restlichen Heizungszentrale von 20 Jahren angesetzt werden. Verschiedene Hersteller geben ihr Produkt mit einer Lebensdauer von bis zu 10 Jahren an (Seltmann, 2020). Dadurch ist die Nutzungsdauer in den Formeln zur Berechnung zu halbieren, während die Investitionskosten zu verdoppeln sind, wodurch sich der Annuitätsfaktor für dieses Anlagenteil auf 0,1281 (12,81 %) erhöht. Es wurde sich bewusst für ein Modell einer großen Marke (LG Chem Ltd) entschieden, um eine annehmbare Preisvorstellung der Produzenten zu verwenden. Es ergeben sich zusätzliche jährliche kapitalgebundene Kosten von $1.270,52 \frac{\text{€}}{\text{a}}$.¹⁹

¹⁹ siehe Anhang 11 „VDI 2067“ im Blatt „MFH_PV“

Kosten bedeuten finanzielle Ausgaben, während Gewinne den Einnahmen entsprechen. Innerhalb der Wirtschaftlichkeitsberechnung sind die Kosten mit einem positiven Vorzeichen versehen, weshalb bei den Gewinnen ein negatives anzutragen ist.

Die jährlichen Gesamtkosten ergeben sich durch die Subtraktion der jährlichen zusätzlichen Kosten von den entstehenden jährlichen Gewinnen.

$$\Delta k = (1.270,52 - 886,61) \frac{\text{€}}{\text{a}} =$$
$$\Delta k = 383,91 \frac{\text{€}}{\text{a}}$$

Dabei ist:

- Δk = Unterschied der Jahreskosten

Die zusätzliche Verwendung eines Energiespeichers im Anlagensystem des Gebäudes 2 ermöglicht einen gesteigerten Eigenverbrauchsanteil der erzeugten elektrischen Energie. Der energetische Nutzen wird durch eine wesentliche Verbesserung des solaren Deckungsanteils deutlich. Allerdings erweist sich die vorgestellte Verbesserungsmöglichkeit, aufgrund der geringen Nutzungsdauer und den damit einhergehenden Wiederbeschaffungskosten, als nicht wirtschaftlich. Die ersparten monetären Mittel durch den verringerten Netzbezug genügen bei einer Steigerung des Eigenverbrauchsanteils um 12 Prozentpunkte nicht, um die zusätzlichen kapitalgebundenen Kosten zu decken. Allerdings wurden die wirtschaftlichen Berechnungen ohne Berücksichtigung von eventuellen Fördermitteln, die in Anspruch genommen werden könnten, durchgeführt. Diese können nachträglich in die dafür vorgesehenen Zellen der Berechnungstabelle ergänzt werden.²⁰

²⁰ siehe Anhang 11 „VDI 2067“

Dem ist hinzuzufügen, dass die 12 Prozentpunkte fälschlicherweise bei dem Gebäude 2 angesetzt wurden. Dieser Wert könnte sich bei dem Gebäude einstellen, wenn das Lastprofil der elektrischen Verbraucher dem Durchschnitt entspreche. Der erhöhte Eigenverbrauchsanteil durch den Energiespeicher wäre im realen Gebäude 2 geringer und könnte sich im Bereich der 4 bis 7 Prozentpunkte bewegen, wodurch sich die Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahme weiter verringert.

Nach aufgezeigten Optimierungs- und Verbesserungsmöglichkeiten an den Wärmeerzeugungsanlagen der untersuchten Gebäude, wird abschließend resümiert, welches Konzept sich in der Gesamtbetrachtung als zukunftsweisender herausstellt.

6 Erkenntnis und Ausblick

Nach der Ausarbeitung von gegebenen Daten eines Gebäudes, das solare Wärme über solarthermische Kollektoren bezieht und eines, das die nötige thermische Energie mittels Wärmepumpe und Photovoltaik-Anlage gewinnt, wurden zu beiden Objekten Verbesserungsmöglichkeiten vorgestellt, welche die Effizienz und den solaren Deckungsgrad weiter steigern könnten.

Aus der durchgeführten Nutzwertanalyse, deren Ergebnisse in der Tab. 4-1 zusammengefasst sind, geht die Anlage des Gebäudes 2 mit einem besseren Gesamtergebnis hervor. Zwar schneidet die Wärmeerzeugung mit der Solarthermie in zwei von drei Kategorien besser ab (Effizienz und Wirtschaftlichkeit) als die der Photovoltaik, allerdings wird dieser Unterschied von der größeren Differenz der durchgeführten Lebenszyklusanalyse überkompensiert. Darüber hinaus ergeben sich durch die Erzeugung elektrischer Energie vielseitigere Möglichkeiten zur Nutzung. Sie kann nicht nur in Wärme umgewandelt werden, sondern darüber hinaus für sämtliche elektrische Verbraucher in einem Gebäude genutzt werden, wenn der Bedarf an Wärmebereitung nicht besteht. Sollte der häusliche Verbrauch geringer als der momentane Ertrag sein, verfällt die Anlage nicht in den Stagnationsbetrieb, wie bei der Technologie der Solarthermie. Während der Stagnation ist zu wenig Wärmeverbrauch vorhanden, wodurch der Speicher vollständig beladen bleibt, weshalb der Kollektorvorlauf die aufgenommene thermische Energie nicht abgeben kann. Folgend kann die Anlage während einstrahlungsstarker Zeiten, zu denen ein geringer Wärmebedarf im Gebäude besteht, solare Energie nicht nutzbar einbringen. Bei photoelektrischen Systemen wird überschüssige Energie in das öffentliche Netz eingespeist, um sie an anderer Stelle zu nutzen.

Anhand der besseren Gesamtbewertung und des zusätzlich nutzbaren Potenzials elektrischer Energie, wird die Anlagentechnik des Gebäudes 2 als Grundlage für den Vorschlag künftig zu bauender Wärmeerzeugungssysteme verwendet und bestätigt somit die Zeiterscheinung des stagnierenden Ausbaus von Solarthermie-Anlagen, die anhand der Abb. 1-1 festgemacht wurde.

Um die positiven Ergebnisse aus der ökobilanziellen Betrachtung realisieren zu können, ist darauf zu achten, dass die Hersteller der Anlagenkomponenten, insbesondere die des Photovoltaiksystems, ihren Sitz in Europa haben. In diesem Fall greift die europäische Richtlinie „Waste Electrical and Electronic Equipment Directive“, welche die Photovoltaikproduzenten dazu verpflichtet ihre Produkte kostenlos zurückzunehmen und anschließend dem Wertstoffkreislauf zurückzuführen. Auf diese Weise kann das Recyclingpotenzial der Anlagenkomponenten hoch ausgenutzt werden.

An der Wärmebereitung sollte die Wärmepumpe den größten Anteil haben, da sie effizienter elektrische in thermische Energie umwandeln kann, als das der Fall bei den Nachheizern ist. Um das zu erreichen, sollte die vorgestellte Optimierungsmöglichkeit der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, die im Abschnitt 5.3 behandelt wurde, bei künftigen Anlagen durchgeführt werden. Mit der gezielten Verhinderung des zusätzlichen Heizens über die E-Heats, wenn in mittelfristiger Zeit die erzeugte Wärme durch die Wärmepumpe ausreichend wäre, kann die Nutzung, der von der Photovoltaik-Anlage zur Verfügung gestellten elektrischen Energie, effizienter stattfinden. Zudem erreicht die Wärmepumpe dadurch eine höhere Jahresarbeitszahl, da sie während einstrahlungsstarken Zeiten länger im Betrieb ist, wodurch sie wirtschaftlicher wird. Darüber hinaus kann durch den geringeren Verbrauch an elektrischer Energie der Wärmepumpe mehr Überschuss in das öffentliche Netz verkauft werden, wodurch sich ein monetärer Mehrwert ergibt.

Um die Schichtung der Pufferspeicher gegenüber der Ist-Anlage des Gebäudes 2 zu verbessern, sollten diese nicht parallel zueinander geschaltet sein. Die bessere Alternative ist die Serienschaltung, wie sie in der Abb. 5.4-2 schematisch dargestellt ist, wodurch sich das gleiche Schichtungsverhalten wie in einem hohen und schmalen Speicher einstellt. Hierfür wird außerdem dazu geraten zu überprüfen, ob die Trennung zwischen dem Heizwasser und Trinkwasser weiterhin sinnvoll ist oder, ob die beiden Speichergruppen in eine zusammengefasst werden können. Hierbei wären unterschiedliche Entnahmestellen in verschiedenen Speicherzonen einzurichten.

Wie am Ende des Abschnitts 3.2.1 berechnet, beträgt der derzeitige solare Deckungsgrad der Wärmepumpe lediglich 25 %, der durch die Photovoltaik-Anlage gedeckt werden kann. Ein weiterer Ansatz diesen Anteil zu verbessern ist die Hinzunahme eines Energiespeichers. Durch die Abb. 5.4-4 hat sich aufgetan, dass bei einem Gebäude mit dem Energieverbrauch des betrachteten Gebäudes 2, aber mit gewöhnlichem Lastprofil, eine Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils um 12 Prozentpunkte ermöglichen lässt. Im realen Zustand wird von einem Zugewinn des

Eigenverbrauchs von 4 bis 7 Prozentpunkte ausgegangen. Die Hinzunahme eines Energiespeichers wird sich wirtschaftlich nicht lohnen, wenn keine Fördermittel nicht beansprucht werden. Eine exakte Berechnung ist mithilfe der dafür verwendeten Berechnungstabelle im Einzelfall durchzuführen.²¹ Die Nutzung nachhaltiger Technologien dient im ersten Sinne der Verbesserung der Umweltzustände und nicht dem Sparen geldlicher Mittel. Dem ist hinzuzufügen, dass sich die Gesellschaft zum derzeitigen Stand in der Energiewende befindet. Dies führt auf der einen Seite zu Subventionen jener Technologien, die der Umwelt weniger Schaden zufügen und auf der anderen Seite zur erhöhten Bepreisung der konventionellen Heiztechniken durch beispielsweise steigende Energie- und CO₂-Preise. Darüber hinaus sind hohe Steuern auf fossile Energieträger erhoben (Energiesteuergesetz, 2021, S. 6–8). Diese beiden Erscheinungen führen dazu, dass sich die Preise von konventionellen und nachhaltigen Systemen approximieren.

Durch die Auswertung der erarbeiteten Ergebnisse mithilfe der Nutzwertanalyse, konnte die Betrachtung der verschiedenen Technologien zur Wärmeversorgung von Gebäuden aus solarer Energie zusammenfassend beendet werden. Die Anwendung der vorgestellten Optimierungs- und Verbesserungsmöglichkeiten für das Anlagensystem der Photovoltaik-Anlage, die eine Luft-Wasser-Wärmepumpe versorgt, gibt den Ausblick, wie die Nutzung der solaren Strahlungsenergie anhand der vorgegebenen Parameter effektiver zur Wärmeversorgung verwendet werden kann.

In Hinblick auf eine stetige Steigerung der Ausnutzung von solarer Strahlungsenergie, die angestrebt werden sollte, um einen bedeutenden Anteil für die Dekarbonisierung in der Energiewende Deutschlands beizutragen, könnten die in dieser Arbeit erbrachten Ergebnisse als Grundlage weiterverwendet werden. Künftige Untersuchungen sollten die Versorgung durch photoelektrische Systeme von weiteren Wärmepumpenarten betrachten. Neben der behandelten Luft-Wasser-Wärmepumpe sind sowohl die Sole-Wasser- sowie die Wasser-Wasser-Wärmepumpe gängige Arten, um vorhandene Umweltwärme auf ein für den Wohnbereich nutzbares Energieniveau zu heben. Anschließend kann die Art des Speichers variiert werden, um weitere Potenziale der Steigerung des solaren Deckungsgrades zu analysieren. Hierbei scheint die

²¹ siehe Anhang 11 „VDI 2067“ im Blatt „MFH_PV“

Verwendung eines thermischen Eisspeichers besonders attraktiv zu sein. Anders als bei den bisher behandelten sensiblen Speichern, kann beim Eisspeicher zusätzliche Energie während des Phasenwechsels genutzt werden. Beim Erstarren des Wassers zu Eis wird die sogenannte Kristallisationsenthalpie frei. Dabei werden $334 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$ Wärme umgesetzt (Langer, 2012, S. 12). Das ist vergleichbar mit der Wärme, die Wasser von $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ bis $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ entzogen werden kann (Viessmann, 2021). Dieser Prozess kann thermische Energie aufnehmen, wenn sie jahreszeitenbedingt im Überfluss zur Verfügung steht. Abgegeben wird die Wärme im Winter. Diese Art von Speicher eröffnet durch die Wechselwirkung die zusätzliche Möglichkeit der Kühlung.

7 Literaturverzeichnis

- Adam, M. (2016). Erneuerbare Energien und energieeffiziente Technologien: Thermische Solarenergienutzung. https://zies.hs-duesseldorf.de/Lehre/Lehrveranstaltungen/VL_E2/Documents/4_Solarthermie.pdf
- Albrecht, F., Wendt, J. & Reuters (1. Februar 2022). KfW-Förderstopp: Bundesregierung will bis zum Stopp eingegangene KfW-Anträge prüfen. *Die Zeit*. <https://www.zeit.de/wirtschaft/2022-02/kfw-foerderstopp-energiesparhaeuser-weitere-bearbeitung>
- Astronergy Solarmodule (2020). PENTA Premium DGT M6: 355 W - 370 W, 2020. [http://www.astronergy-solarmodule.de/files/content/9_0_Download/Update_Download_CHSM_20201014_Kabellaenge/CHSM60M-HC-DGT_166_ASM_\[DE\]_20201014.pdf](http://www.astronergy-solarmodule.de/files/content/9_0_Download/Update_Download_CHSM_20201014_Kabellaenge/CHSM60M-HC-DGT_166_ASM_[DE]_20201014.pdf) (P-type Monokristalline PV Module CHSM60M(DGT)/F-BH Series).
- Baunach, H.-G. (2017). *Parallel oder Hintereinander? Was tun bei mehreren Pufferspeichern*. <https://www.baunach.net/blog/parallel-oder-hintereinander>
- BBSR. (2021). *eLCA: Bauteileditor*. <https://www.bauteileditor.de/imprint/>
- Benedek, L., Luidold, S., Schnideritsch, H. & Antrekowitsch, H. (2014). Recyclingkonzepte für Photovoltaikmodule, 231–249. <https://doi.org/10.1515/9783110924992-003>
- Blikk, M. (2007). *Wasserverbrauch in Europa und anderen Ländern der Erde: Sparer und Verschwender*. <https://www.blikk.it/angebote/primarmathe/kma0423b.htm>
- Brumme, D. (8. Januar 2018). Was ist der Heizwärmebedarf und wie wird er berechnet? *Paradigma*, 2018. <https://blog.paradigma.de/heizwaermebedarf-verstehen-und-berechnen/>
- Brüning, U. (2022). *Durchschnittlicher Gasverbrauch: Der statistische Gasverbrauch. Musterhaushalt.de*. <https://www.musterhaushalt.de/durchschnitt/gasverbrauch/>
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2021). Lesefassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021: mit markierten Änderungen zur Fassung von 2019. https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/ksg_aendg_2021_bf.pdf

Bundesumweltministerium (2009). Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG: Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich.

https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Gesetze-Verordnungen/gesetz_zur_foerderung_erneuerbarer_energien_im_waermebereich.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. (2021). *Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau : 10-Jahre-Rückblick bis heute.*

<https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-beheizungsstruktur-wohnungsneubau/>

Burkhardt, J. (3. April 2021). Photovoltaik-Flachdach: Winkel, Abstand, Gewicht | Echtsolar. *Echtsolar*. <https://echsolar.de/photovoltaik-flachdach/#t-1617451333487>

Busch, C. (2018). *Pelletofen-Verbrauch*. <https://www.ofenseite.com/pelletofen-verbrauch>

Calließ, S. (29. September 2016). Was kosten die verschiedenen Heizsysteme?

Thermondo GmbH, 2016. https://www.thermondo.de/info/rat/vergleich/kosten-verschiedener-heizsysteme/?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=de-sued-dsa&gclid=Cj0KCQiAxc6PBhCEARIsAH8Hff2oZtxLeldNjzgBe4R8355p6f5yD2pNwAhDicWiFJkGPoJYEIarGOIaAhVAEALw_wcB

CitrinSolar (2015). Montage- und Bedienungsanleitung: SLR XT1.

<https://www.citrinsolar.de/wp-content/uploads/CS-MUB-DE-Regler-SLR-XT1-1509-1.pdf>

Dekker, R. (2018). *Varying Efficiency of solar Panel with Temperature.*

<https://forum.arctic-sea-ice.net/index.php?topic=2061.50>

Deutsche Umwelthilfe (2021). Weißbuch: Kreislaufwirtschaft Solarmodule stärken.

https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Kreislaufwirtschaft/210310_Wei%C3%9Fbuch_Kreislaufwirtschaft_Solarmodule_st%C3%A4rken_DEU_FINAL.pdf (Alte Photovoltaik-Module für den Klima- und Ressourcenschutz nutzen).

DGNB. (2015). *Kleine Wohngebäude | DGNB System*. <https://www.dgnb-system.de/de/gebaeude/kleine-wohngebaeude/index.php>

- EFG - Energie für Gebäude (2022). Datenblatt E-Heat 3.0 Version 2.1.indd.
<https://efg.de/wp-content/uploads/2021/11/Datenblatt-E-Heat-3.0-Version-2.1.pdf>
- Eicker, U. (2012). *Solare Technologien für Gebäude: Grundlagen und Praxisbeispiele* (2. Aufl.). *SpringerLink Bücher*. Vieweg+Teubner Verlag.
<https://doi.org/10.1007/978-3-8348-8237-0>
- Energiesteuergesetz (2021). <https://www.gesetze-im-internet.de/energiestg/EnergieStG.pdf>
- Fraunhofer ISE (2021). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. *Fraunhofer ISE*, 80.
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>
- Fresenius, T. (2022). *Der Strompreis*. BMWI.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile.html>
- Gebäudeenergiegesetz Anlage 1 (2020). https://www.geg-info.de/geg/anlage_01_geg_referenzgebaeude_wohnbau.pdf
- Gouras, E. K. (2014). *90 Prozent aller Solarmodule werden in Asien produziert*.
<https://www.pv-magazine.de/2014/05/15/90-prozent-aller-solarmodule-werden-in-asien-produziert/>
- Gouras, E. K. (2021). *Photovoltaik-Zubau in Deutschland steigt 2020 auf knapp 5 Gigawatt*. <https://www.pv-magazine.de/2021/02/01/photovoltaik-zubau-in-deutschland-steigt-2020-auf-knapp-5-gigawatt/>
- Graszt, M. (2022). *LG CHEM RESU 10 Lithium Ionen 10 kWh Speicher Akku*.
<https://www.mg-solar-shop.de/Batteriespeichersysteme/LG-CHEM-RESU-10-Lithium-Ionen-10-kWh-Speicher-Akku.html>
- Grau, D. (2022). *Comparial – Werkstoffdatenbank & Stahlsorten*.
<https://www.comparial.com/de/stahleigenschaften/physikalische-eigenschaften>
- Grundflächen und Rauminhalte im Hochbau (2021).
- Hadamovsky, H. F. (2007). *Solarstrom /Solarthermie* (2. Aufl.). *EBL-Schweitzer*. Vogel Buchverlag. <http://swb.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=1115222>

- Hilz, W. (2014). *Sonnenhauskriterien*. Sonnenhaus Institut e.V.
<https://www.sonnenhaus-institut.de/wp-content/uploads/1-Sonnenhauskriterien-2014.pdf>
- Höflich, H. (2015). Energieeffiziente Wärmepumpen-Heizungsanlagen: Empfehlungen für Planung, Ausführung und Betrieb von Wärmepumpen-Heizungsanlagen.
https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Energieeffiziente_WP_Heizungsanlagen.pdf
- Kaunat, D. (2021, 23. Dezember). *Regionale Ertragsübersichten : Übersicht für die Region Ansbach / Bad Windsheim / Erlangen / Forchheim / Nürnberg und alle Jahre (Stand: 23.12.2021 11:33:44)*. Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. Bundesgeschäftsstelle Aachen. https://www.pv-ertraege.de/cgi-bin/pvdaten/src/region_uebersichten.pl/kl
- Kessler, S. (2022). *Gaspreise 2021/2022: Aktueller Gaspreis pro kWh / m³: Was kostet Gas pro kWh/m³?* <https://www.guenstige-gasanbieter.de/aktuelle-gaspreise.html>
- Khelfan AL-Jahwari, S. (2011). *Design, construction and testing of a two axes tracking parabolic solar collector with economical consideration: Figure 1.6: Vacuum tube and heat pipe collector .*
https://www.researchgate.net/figure/Vacuum-tube-and-heat-pipe-collector_fig3_290182788
- Kloth, P. (14. Mai 2018). Einspeisevergütung für Photovoltaik - 2020 / 2021. *Energieheld GmbH*.
<https://www.energieheld.de/solaranlage/photovoltaik/ratgeber/einspeiseverguetung>
- Kurnitski, J. (2013). *Cost Optimal and Nearly Zero-Energy Buildings (nZEB): Definitions, Calculation Principles and Case Studies* (1. Aufl.). *Green Energy and Technology Ser.* Springer London Limited.
<https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=1592179>
- Langer, F. (2012). Dynamische Systemsimulation eines realen Nahwärmenetzes mit Absorptionswärmepumpe, Eisspeicher und Solarthermie. https://reposit.haw-hamburg.de/bitstream/20.500.12738/6035/1/lsab13_14_BA_UT.pdf
- Lehner, M. (2016). *Energieeffizienz und Wirkungsgrad*.
<https://querschrift.de/energieeffizienz-und-wirkungsgrad/>

- Leukefeld, T. (2017). Solarthermie: Sonnenenergie - Zum Heizen Wärmstens zu empfehlen. https://www.saena.de/download/broschueren/BB_Solarthermie.pdf
- LG Group. (2013). *Mono X*.
http://www.mysuntec.com/fileadmin/Datenblaetter/LG_MonoX.pdf
- Loeffelholz, T. & Hagelstein, N. (2014). *Trinkwasser Temperatur - Was ist normal?*
<https://www.hausjournal.net/trinkwasser-temperatur>
- Longmuß, J., Poppe, E. & Püschel, D. (2022, 6. Januar). *Umweltkennzahlen - guteBaustoffe*. <http://gutebaustoffe.de/bibliothek/glossar/>
- Madel, A. (2021). *Betriebskosten von Photovoltaikanlagen*. Solaranlage Ratgeber.
<https://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-wirtschaftlichkeit/photovoltaik-betriebskosten>
- Mastiaux, F. (2020). *Photovoltaik und Solarthermie im Vergleich*.
<https://www.enbw.com/blog/energiewende/solarenergie/photovoltaik-vs-solarthermie/>
- Mertens, K. (2020). *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis* (5. Aufl.). *Hanser eLibrary*. Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG.
<https://www.hanser-elibrary.com/doi/book/10.3139/9783446465060>
<https://doi.org/10.3139/9783446465060>
- Mestre Sergie, J. (2002). Grundlagen der Solarthermie: Der Winkelfaktor. *Energie Solaire Hispano Swiss SA*, 9. <http://www.solarzentrum-mv.de/preview/lernplattform/534347979a0051203/534347979a118ea02/53434797ab0a5b601/53434797ab0a5c003/Grundlagen.pdf>
- Musall, E. & Voss, K. (2015). Null- und Plusenergiegebäude: Rahmenbedingungen, Bilanzierung und Planungsansätze. <https://api.deutsche-digitale-bibliothek.de/binary/6ce37ebc-b114-4a8f-a03f-30872274ffdc.pdf>
- Nordwig, H. (6. Mai 2021). Baustoffe: Wie Bauschutt wiederverwendet werden kann. *Bayerischer Rundfunk*. <https://www.br.de/wissen/baustoffe-recycling-nachhaltigkeit-wiederverwendung-bauschutt-100.html>
- Offermann, M., Manteuffel, B. von, Hermelink, A. & John, A. (2015). Nutzenergiebedarf für Warmwasser in Wohngebäuden. *Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung*. https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2017/bbsr-online-17-2017-dl.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- Quaschnig, V. (2021). *Unabhängigkeits-rechner: HTW Berlin*. <https://solar.htw-berlin.de/rechner/unabhaengigkeitsrechner/>

- Schamberger, P. (2021). Edelstahl Dichte. Edelstahldiscounter GbR - Geländerzubehör aus Edelstahl. *Edelstahldiscounter GbR - Geländerzubehör aus Edelstahl*, 2021. <https://www.edelstahlrohrshop.com/blog/service/edelstahl-dichte.html>
- Schröder, W. (2015). *Schemata Gebäude 1*.
- Schröder, W. (2017). *Gebäude 1: Fotografie*.
- Schröder, W. (2019). *Schemata Gebäude 2*.
- Schwandt, F. & Hubert, J. (2020). *Ratenkredite - Entwicklung des durchschnittlichen Zinssatzes bis 2020*.
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/945293/umfrage/entwicklung-der-durchschnittlichen-zinsen-fuer-ratenkredite-in-deutschland/>
- Schweiger, H. (2017). Warmes Wasser: Effizient herstellen und sparsam nutzen. *die Umweltberatung*. <https://www.umweltberatung.at/download/?id=warmes-wasser-3073-umweltberatung.pdf>
- Seltmann, T. (2020). *Steuerliche Behandlung von Batteriespeichern präzisiert*.
<https://www.pv-magazine.de/2020/03/30/steuerliche-behandlung-von-batteriespeichern-praezisiert/>
- SHT Haustechnik (2015). VARIO AQUA: Pellet-/Scheitholz Wohnraumzentralheizung.
https://www.solar-partner-sued.de/fileadmin/user_upload/Downloads/biomasseheizung/SHT_VARIO_AQUA_141020.pdf
- Sonnenverlauf. (2022). *Sonnenverlauf: Sonnenposition- und Sonnenphasen Rechner*.
<https://www.sonnenverlauf.de/#/49.3137,10.5759,17/2022.01.31/12:00/2.6/0>
- Späte, F. & Ladener, H. (2011). *Solaranlagen: Handbuch der thermischen Solarenergienutzung* (11. Aufl.). Ökobuch Magnum. Ökobuch-Verl.
- Statistisches Bundesamt Deutschland. (2021). *Baukostenindizes für Wohngebäude*.
<https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=61261-0014#abreadcrumb>
- Stiebel Eltron (2016). Bedienung und Installation: Luft-Wasser-Wärmepumpe.
[https://www.kazanpont.hu/dokumentumok/WPL_33_HT_\(n%C3%A9met_nyelv%C5%B1_le%C3%ADr%C3%A1s\).pdf](https://www.kazanpont.hu/dokumentumok/WPL_33_HT_(n%C3%A9met_nyelv%C5%B1_le%C3%ADr%C3%A1s).pdf) (WPL 33 HT).

- Stiebel Eltron (2021). Inbetriebnahme: Wärmepumpen-Manager. https://www.stiebel-eltron.de/content/dam/ste/cdbassets/current/bedienungs-_u_installationsanleitungen/wpm_installationmanual_doc-00060120.pdf (WPM).
- Tiesmeyer, S. (20. Juli 2016). Pri-mär-ener-gie-be-darf und Primärenergiefaktor. *Individueller Sanierungsfahrplan*. <https://i-sfp.de/primaerenergiefaktor>
- Tomaschko, L., Schmidt-Menig, B. & Knöpfle, M. (16. Juni 2020). Pellets Preis Juni 2020: ÖkoFEN. *ÖkoFEN Forschungs- und Entwicklungs Ges.m.b.H.* <https://www.oekofen.com/de-de/aktueller-pelletspreis/>
- Umweltbundesamt. (2020). *Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren#entwicklung-des-endenergieverbrauchs-nach-sektoren-und-energetragern>
- Umweltbundesamt (2021). Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-06_cc_35-2021_oekobilanzen_windenergie_photovoltaik.pdf
- VDI 2067 Blatt 1 - 2012-09. (2012). *VDI 2067 Blatt 1 - 2012-09: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung*. <https://www.beuth.de/de/technische-regel/vdi-2067-blatt-1/151420393>
- Viessmann. (2021). *Eisspeicher: Aufbau, Funktion & Produkte*. Viessmann Climate Solutions SE. <https://www.viessmann.de/de/wohngebaeude/waermepumpe/eis-energiespeicher.html>
- Weniger, J. (2013). Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen: Batteryspeicher. <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/WENIGER-2013-Optimale-Dimensionierung-von-PV-Speichersystemen.pdf>
- Widra, M. (2012). Luft/Wasser Wärmepumpen in Kombination mit Solarthermie: Berechnung und Vergleich der Kombisysteme. https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/endbericht_201616_iea_hpp_annex39_anhang_ba_arbeit_manual_widra.pdf
- Winkler, M. (2015). *Polysun* (Version V7.2.4.20085) [Computer software]. Institut für Solartechnik.

Winkler Solar. (2014). *Datenblatt_VarioSol: Großflächenkollektoren VarioSol*.

https://heizungslabel.org/sites/default/files/data/Winkler_Solar/files_public/Datenblatt_VarioSol.pdf

Witt, A. & Bröer, G. (2020, 24. März). *Solarthermie-Markt 2020: Heizungsindustrie hofft auf neue Förderung*. <https://www.solarserver.de/2020/03/24/solarthermie-markt-2020-heizungsindustrie-hofft-auf-neue-foerderung/>

Anhang

- Anhang 0: Fotos der beiden Gebäude
- Anhang 1: E-Mail 2021-12-14
- Anhang 2: Heizungsschema Gebäude 1 (Ansbach)
- Anhang 3: Simulationsreport Gebäude 1 (Ansbach)
- Anhang 4: Formel1_Herleitung notwendigen Dachfläche bei aufgeständerten Kollektoren
- Anhang 5: Formel1_Berechnungstabelle notwendige Dachfläche bei aufgeständerten Kollektoren
- Anhang 6: bearbeitetes Nomogramm
- Anhang 7: Auszug aus der bundesweiten Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen
- Anhang 8: Auswertung Gebäude 1 (Ansbach)
- Anhang 9: SLR-XT1 Anlagenschema 12 (Gebäude 1)
- Anhang 10: Feuerungstechnische Bemessung von Abgasanlagen nach EN 13384-1, 2015-02-18
- Anhang 11: VDI 2067
- Anhang 12: Auswertung Gebäude 2 (Rossendorf)
- Anhang 13: Heizungsschema Gebäude 2 (Rossendorf)
- Anhang 14: Abbundpläne Gebäude 2
- Anhang 15: Abbildung - Bestimmung des Eigenverbrauchsanteils mit dem Unabhängigkeitsrechner