



Technische **Hochschule**
Ingolstadt

Institut für
neue Energie-Systeme

Verbundprojekt: **flexLAC**

-

Flexible Serienfertigung eines hocheffizienten Großflächenkollektors für Wärmenetze

- Abschlussbericht -

Berichtszeitraum: 01.03.2019 – 31.12.2023

Zuwendungsempfänger: Technische Hochschule Ingolstadt

NATURSTROM AG

Glas Leuchtle GmbH

Förderkennzeichen: 03ETW015 (A/B/C)

Autoren: T. Summ; M. Seiler; Dr. C. Trinkl, Prof. W. Zörner

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ptJ
Projektträger Jülich
Forschungszentrum Jülich

Das diesem Bericht zugrundeliegende Forschungsvorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (heute Wirtschaft und Klimaschutz) und dem Projektträger Jülich unter dem Förderkennzeichen 03ETW015 (A/B/C) gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungen.....	8
1 Einführung.....	10
1.1 Motivation	10
1.2 Ziele	12
2 Stand der Technik.....	13
2.1 Thermische Flachkollektoren für Wärmenetze	13
2.1.1 Bisherige Ansätze zur Reduktion konvektiver Verluste.....	14
2.1.2 Marktübersicht von Großflächenkollektoren	16
2.2 Ansätze zur Senkung der Wärmegestehungskosten.....	17
2.2.1 Evakuierte Flachkollektoren	18
2.2.2 Flachkollektoren aus Glas	19
2.2.3 Flachkollektorfertigung	19
2.2.4 Isolierglaskollektoren.....	20
2.3 Ableitung weiterer Entwicklungsschritte	25
3 Projektbeschreibung	27
3.1 Zielsetzung	27
3.2 Konsortialzusammensetzung	29
4 Untersuchungen auf Kollektorebene	32
4.1 Anforderungsdefinition	32
4.2 Kollektordesign und Effizienzsteigerung.....	39
4.2.1 Designkonzept	39
4.2.2 Untersuchung der konvektiven Verluste	41
4.3 Materialanalyse und -optimierung	49
4.3.1 Mechanische Simulation	49
4.3.2 Thermo-Mechanische Simulation	51
4.3.3 Stagnationstests unter dem Sonnensimulator	57
4.3.4 Klimakammer-Tests	59
4.3.5 Outdoor-Exposition	62

4.4	Kollektorproduktion	63
4.4.1	Fertigung von Funktionsmustern	63
4.4.2	Fertigung von großformatigen Kollektoren	65
4.5	Leistungsmessung	70
5	Untersuchungen auf Systemebene	73
5.1	Kollektorfeldhydraulik	73
5.2	Kollektoraufständereung	77
5.3	Anbindung an das Wärmenetz	80
5.4	Monitoring der Referenzanlage	82
5.5	Monitoring der Pilotanlage	85
5.6	Erstellung eines validierten System-Simulationsmodells	88
5.6.1	Validierung der Referenzanlage	89
5.6.2	Validierung der Pilotanlage	90
5.7	Analyse des Jahresertrags durch Simulationsstudien	90
6	Technisch-Wirtschaftliche Analyse	92
7	Zusammenfassung, Zielerreichung und Ausblick	98
7.1	Zusammenfassung und Zielerreichung	98
7.2	Ausblick	100
8	Literaturverzeichnis	102

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Endenergieverbrauch für erneuerbare Wärme in Deutschland.	10
Abbildung 2: Kumulierte sowie zugebaute Kollektorfläche für solarthermische Großanlagen in Europa, China und dem Rest der Welt zwischen den Jahren 1985 und 2022 [7].	11
Abbildung 3: Transparente Wärmedämmungen in Kollektoren [12]	14
Abbildung 4: Schematischer Aufbau eines Flachkollektors mit Doppelverglasung.	15
Abbildung 5: Schematische Darstellung einer typischen Kollektorfertigung	20
Abbildung 6: Schematischer Aufbau einer Isolierglasscheibe.	21
Abbildung 7: Aufbau einer TPS-Fertigungslinie	22
Abbildung 8: Schematische Darstellung des ursprünglich geplanten Kollektorkonzepts.	24
Abbildung 9: Darstellung der Wirtschaftlichkeit der TPS-Fertigungslinien.	25
Abbildung 10: Vergleich zwischen MPE und Roll-Bond-Absorber nach [25].	31
Abbildung 11: Übersicht der Effizienzreichweite marktverfügbarer Kollektoren.	32
Abbildung 12: Übersicht der Effizienzreichweite von marktverfügbaren Flachkollektoren.	33
Abbildung 13: Vergleich der zehn besten Flachkollektoren bei einer Temperaturdifferenz von 50 °C.	34
Abbildung 14: Vergleich der zehn besten Flachkollektoren bei einer Temperaturdifferenz von 80 °C.	34
Abbildung 15: Wertebereich für den in flexLAC zu entwickelnden Kollektor.	35
Abbildung 16: Gewichtsentwicklung und Montagekonzept marktverfügbarer Großflächenkollektoren.	36
Abbildung 17: Designkonzept des Isolierglas-Flachkollektors.	39
Abbildung 18: Abstandshalter zur Befestigung des Absorbers im Isolierglaskollektor.	41
Abbildung 19: Befestigungs- und Anschlusskonstruktion eines PVT-Isolierglaskollektors nach [30].	41
Abbildung 20: Wärmetransport durch Konvektion bei Einsatz verschiedener Gase nach Eismann [31,32]....	42
Abbildung 21: Wärmetransport durch Konvektion bei Einsatz verschiedener Gase nach Hollands [27]....	42
Abbildung 22: Temperatur- und Strömungscharakteristik als Resultat der CFD-Simulationen.	43
Abbildung 23: Temperaturverlauf der Kollektorkomponenten als Resultat der CFD-Simulation.	44
Abbildung 24: Verlauf des simulierten Wärmedurchgangskoeffizienten durch die Glasscheibe.	45
Abbildung 25: Nusselt-Zahl im Vergleich zur Rayleigh-Zahl für sechs Neigungswinkel (ϕ)	47
Abbildung 26: Konturdiagramm des konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten in Abhängigkeit von variablen Gasschichtdicken (W) und Temperaturdifferenzen (ΔT)	48
Abbildung 27: Deformation des Absorberblechs unter Eigenlast.	50
Abbildung 28: Resultierende Spannungen bei 4 mm / 5 mm starken Glasscheiben.	51
Abbildung 29: Kollektorgeometrie für die thermo-mechanischen Simulationen....	52

Abbildung 30: Vernetzte Geometrie der untersuchten Kollektorgeometrie.....	52
Abbildung 31: Gemessene Austrittstemperatur des Kollektorfeldes im Jahr 2022.....	53
Abbildung 32: Jahresdauerlinie der Kollektoraustrittstemperatur.	53
Abbildung 33: Temperaturverteilung (in °C) um den Austrittsstutzen im Stagnationsfall.	54
Abbildung 34: Temperaturverteilung der Primär- und Sekundärdichtungen des Auslassstutzens.....	54
Abbildung 35: Vergleich der unverformten und der verformten Kollektorgeometrie in der Draufsicht.....	55
Abbildung 36: Verformung (in mm) der Primär- und Sekundärdichtungen des Einlass-/Auslassanschlusses.	55
Abbildung 37: Dehnung (in mm/mm) der Primär- und Sekundärdichtungen des Einlass-/Auslassanschlusses.	55
Abbildung 38: Jahresverlauf der Dehnungen in der Primärdichtung des Kollektors.....	56
Abbildung 39: Jahresverlauf der Dehnungen in der Sekundärdichtung des Kollektors.	56
Abbildung 40: Positionierung der Temperaturfühler während des Funktionsmustertests.	57
Abbildung 41: Gemessener Temperaturverlauf der Funktionsmusterkomponenten.	57
Abbildung 42: Kollektormuster vor und nach der Lagerung in der Klimakammer.	60
Abbildung 43: Zeitlicher Verlauf der gemessenen Argon-Konzentration.	62
Abbildung 44: Technische Herausforderungen bei mehrlagiger TPS-Applikation.	64
Abbildung 45: CAD-Darstellung des Isolierglaskollektors.	65
Abbildung 46: Ausweichen des mehrlagigen TPS in eine wellige Form während der Applikation.	67
Abbildung 47: Abdruck der Sauggreifer auf der beschichteten Außenseite der vorderen Kollektorabdeckung.	67
Abbildung 48: Isolierglaskollektor-Prototyp nach der Montage auf der Isolierglaslinie von Glas Leuchtle.	67
Abbildung 49: Vorbereitende Abläufe sowie Produktionsschritte in der Isolierglaskollektorfertigung.	68
Abbildung 50: Fotos von Sauggreifer-Tests im Labor der THI.	69
Abbildung 51: Ergebnisse der Marktrecherche zur Isolierglasindustrie in Deutschland [43].	70
Abbildung 52: Prüfaufbau der Leistungsmessungen am Solar-Tracker der THI.	71
Abbildung 53: Ergebnisse der Leistungsmessung am Outdoor-Prüfstand.	73
Abbildung 54: Hydraulische Verschaltung des Kollektorfeldes am Aufstellort in Marktschorgast.	74
Abbildung 55: Schema der Anlagenhydraulik der Pilotanlage in Marktschorgast.	75
Abbildung 56: Volumenstromverteilung mit 9x4 Kollektoren.	76
Abbildung 57: Finales Schema der Pilotanlage.	77
Abbildung 58: SILENOS Montagesystem der Firma T.Werk.	78
Abbildung 59: Verwendete PV-Laminatklemmen und Gesamtansicht des Kollektorfelds	78
Abbildung 60: Seitenansicht der Pilotanlage.....	79
Abbildung 61: Kollektorfeld der flexLAC Pilotanlage in Marktschorgast.	79

Abbildung 62: Kollektorreihe von hinten.....	80
Abbildung 63: Hydraulische Verschaltung der Wärmeerzeuger in der Heizzentrale.	81
Abbildung 64: Gemessener monatlicher Solarertrag der Referenzanlage.	83
Abbildung 65: Häufigkeit der maximalen täglichen primären Vorlaufttemperatur (blau) und angestrebte Vorlaufttemperatur (rot).	84
Abbildung 66: Vergleich der maximalen täglichen Vorlaufttemperatur vor und nach dem Ausfall des Teilkollektorfelds.	84
Abbildung 67: Verwendete Wetterstation für die Analyse der Solaranlagen in Marktschorgast.	85
Abbildung 68: Verlauf relevanter Größen der Pilotanlage.....	86
Abbildung 69: Gewonnene Solarenergie (primärseitig) und der solare Deckungsgrad (orange)	87
Abbildung 70: Vergleich realer und erwarteter Ertrag nach ISO 24194 [47].....	87
Abbildung 71: Vereinfachte Darstellung des System-Simulationsmodells. Das Modell wurde in MATLAB / Simulink unter Verwendung der CARNOT Toolbox [50] erstellt.	88
Abbildung 72: Ergebnisse der Jahressimulation für die Referenzanlage.	91
Abbildung 73: Ergebnisse der Jahressimulation für die Pilotanlage.	92
Abbildung 74: Bifaziales Agri-PV-System, installiert von Next2Sun [68]	101
Abbildung 75: Schematische Darstellung einer bifazialen Agri-ST-Anlagenanordnung auf einem Weizenfeld.....	101

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wettbewerbsanalyse Großkollektorhersteller [15].....	16
Tabelle 2: Anforderungsliste an die Komponenten und Prozesse.	37
Tabelle 3: Gegenüberstellung von Luft, Argon und Mineralwolle als rückseitige Isolierung.	40
Tabelle 4: Maximaltemperaturen unter dem Sonnensimulator.	58
Tabelle 5: Ergebnisse der Klimakammertests und anschließender Argon- Konzentrationsmessungen.	61
Tabelle 6: Messergebnisse der Argon-Konzentration im Scheibenzwischenraum.	72
Tabelle 7: Validierungsergebnisse der Systemsimulation für die Referenzanlage.	89
Tabelle 8: Validierungsergebnisse der Systemsimulation für die Pilotanlage.....	90
Tabelle 9: Vergleich von Referenz- und Pilotanlage in technisch-wirtschaftlicher Gesamtbewertung.	94
Tabelle 10: Vergleich von konventioneller und Isolierglaskollektor-Anlage in technisch- wirtschaftlicher Gesamtbewertung.	96

Abkürzungen

AR	Anti-Reflective
AT	Österreich
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CFD	Computational Fluid Dynamics
CPC	Compound Parabolic Concentrator
D-CAT	Dynamic Collector Array Test
DE	Deutschland
DG	Double-glazed
DG	Deckungsgrad
DK	Dänemark
DN	Nennweite
DSTTP	Deutsche Solarthermie Technologieplattform
EPDM	Ethylen-Propylen-Dien-Kautschuk
ESG	Einscheibensicherheitsglas
FEP	Tetrafluorethylen-Hexafluorpropylen-Copolymer
FIN	Finnland
FKM	Fluorkautschuk
FKZ	Förderkennzeichen
FPC	Flat-Plate Collector
GFF	Glas Fenster Fassade
GL	Glas Leuchtle GmbH
IAM	Incidence Angle Modifier
IEA	International Energy Agency
InES	Institut für neue Energie-Systeme
ISO	International Organisation of Standardization
KOE	Kömmerling Chemische Fabrik GmbH / H.B. Fuller
KStG	Körperschaftssteuergesetz
LAC	Large Area Collector
LCoH	Levelized Cost of Heat
MPE	Multiport Extrusion
NAT	Naturstrom AG
NG	Nutzungsgrad

PID	Proportional-Integral-Differenzial
Pt	Platin
PTFE	Polytetrafluorethylen
PV	Photovoltaik
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PVT	Photovoltaisch-Thermisch
RL	Rücklauf
SAV	Savosolar Oyj
SG	Single-glazed
SHC	Solar Heating and Cooling
SKD	Solar Keymark Datenbank
SLZ	Schneelastzone
SZR	Scheibenzwischenraum
THI	Technische Hochschule Ingolstadt
TPS	Thermoplastic Spacer
VL	Vorlauf
VTC	Vacuum Tube Collector
WLZ	Windlastzone
WN	Wärmenetz

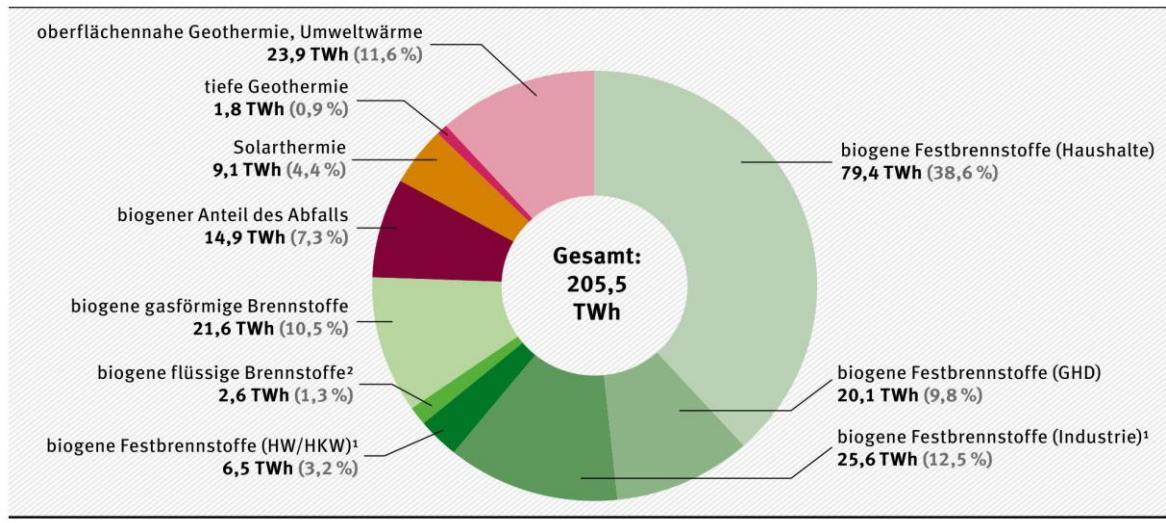
1 Einführung

1.1 Motivation

Nitsch et al. [1] entwickelten für das *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)* Szenarien, die zeigen, dass eine regenerative Wärmeproduktion von mehr als 350 TWh im Jahre 2050 nötig ist, um das Ziel der Bundesregierung einer Reduzierung der CO₂-Emissionen um 80 % im Vergleich zu 1990 zu erreichen. Die aktuelle erneuerbare Wärmebereitstellung wird von biogenen Brennstoffen dominiert (vgl. Abbildung 1) und der solarthermische Beitrag beträgt rund 4,4 % [2]. Während die Wärmebereitstellung im Jahr 2010 noch bei rund 136 TWh lag, betrug sie im Jahr 2023 bereits knapp 206 TWh. Da jedoch das Potenzial an Biomasse und damit ein weiterer Ausbau begrenzt ist, müssen Geothermie und Solarthermie verstärkt gefördert werden. Große Anstrengungen sind hierbei in der Solarthermie zu unternehmen, da inzwischen prognostiziert wird, dass das Ausbaupotential für Solarthermie bis zu 12 % des gesamten Wärmebedarfs beträgt [3]. Innerhalb dieses Ausbaus ist vor allem der Bereich der solaren Wärmenetze deutlich zu stärken. Darüber hinaus wird der Bedarf an Wärmenetzen zum Lastausgleich für flexible Stromproduktion sowie für die Bereitstellung von Wärme in Kommunen steigen ([1,4]). Wärmenetze können zudem zur Bereitstellung von Prozesswärme und Kälteanwendungen beitragen.

Endenergieverbrauch für Wärme aus erneuerbaren Energien im Jahr 2023

Werte in Terawattstunden (TWh), Anteile in Prozent in Klammern



¹ inkl. Klärschlamm

² inkl. Biokraftstoffverbrauch in der Land- und Forstwirtschaft, im Baugewerbe und beim Militär
 (HW/HWK = Heizwerke/Heizkraftwerke, GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen)

Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
 (AGEE-Stat)

Abbildung 1: Endenergieverbrauch für erneuerbare Wärme in Deutschland. 136,1 TWh) und erwartete (2050: 359,8 TWh) Werte [1]

Bereits seit einigen Jahren wächst der europäische Markt für große Solaranlagen. Abbildung 2 zeigt die installierte Kollektorfläche sowie Anzahl der betriebenen Großanlagen in Europa, China und dem Rest der Welt. Zu Beginn der 2010er Jahre ist ein drastischer Anstieg zu erkennen, der sich auch in den letzten Jahren fortgesetzt hat. Wie der „Solar District Heating Plant database“ entnommen werden kann, hat sich in den letzten Jahren zudem die Anlagengröße erhöht [5]. In Silkeborg (DK) wurde eine Anlage mit 156.000 m² umgesetzt [6] und in Leipzig wird Deutschlands größte Solarthermie-Anlage mit 65.000 m² gebaut. Um diesen in ganz Europa stark wachsenden Markt bedienen zu können, sind entsprechende Produktionskapazitäten für Kollektoren erforderlich. Im Jahr 2023 waren bereits 49 Solare Wärmenetze mit rund 146.000 m² in Betrieb [7]. Insgesamt verzeichnete der Bundesverband Solarwirtschaft im Jahr 2021 einen Zuwachs von 640.000 m² Kollektoren [8]. Die größten deutschen Kollektorenhersteller erreichten im Jahr 2014 lediglich einen Absatz bis maximal 310.000 m² pro Jahr [9].

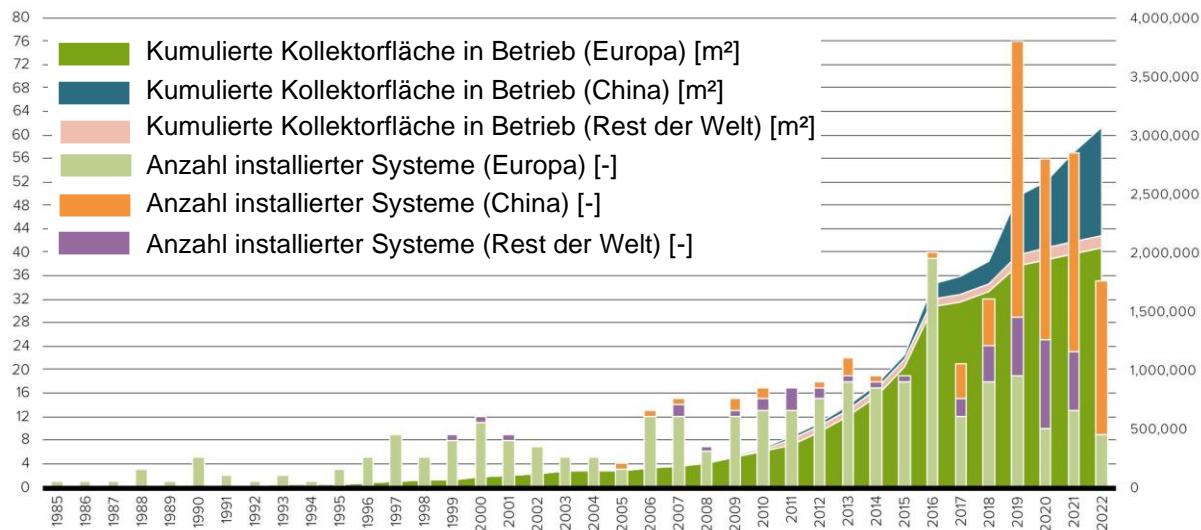


Abbildung 2: Kumulierte sowie zugebaute Kollektorfläche für solarthermische Großanlagen in Europa, China und dem Rest der Welt zwischen den Jahren 1985 und 2022 [7].

2008 und 2010 analysierten Müller und Zörner [10,11] für die *Deutsche Solarthermie Technologieplattform (DSTTP)* den Stand der Technik in der Kollektorfertigung. Dabei zeigte sich, dass Kollektoren überwiegend in einer Werkstattfertigung produziert werden. Nur sehr wenige Kollektorenhersteller haben eine Produktion im Maßstab einer Serienfertigung. Eine wirklich massenfertigungstaugliche Kollektorfertigung konnte nicht identifiziert werden. Für diese konventionelle Fertigung kann nach der Studie von Taktzeiten im Bereich von 1,5 bis 10 Minuten für einen Kollektor in der Größe um 2 m² ausgegangen werden.

Aus den vorhandenen Studien lässt sich zusammenfassen, dass sich bislang kein vollautomatisiertes Fertigungskonzept durchgesetzt hat. Obwohl einige der befragten Hersteller zu den größten Kollektorenherstellern in Europa zählen, ist eine vollautomatisierte Fertigungsanlage derzeit nicht State-of-the-Art. Außerdem scheint es fraglich, ob mit dem

festgestellten Automatisierungsgrad die prognostizierten Produktionskapazitäten darstellbar sind. Insbesondere trifft dies für große Wärmenetzprojekte mit mehreren 10.000 m² Kollektorfläche zu, bei denen in kurzer Zeit Kollektoren in der Größenordnung der Jahreskapazität von marktführenden Herstellern kundenspezifisch und kostengünstig zu fertigen und zu installieren sind. Gleichzeitig sind vermehrt Kollektoren nötig, die über die nötige Effizienz im für Wärmenetze typischen höheren Temperaturbereich verfügen.

1.2 Ziele

Übergeordnetes Ziel des Vorhabens war die Gestaltung und eingehende Bewertung eines kostenoptimierten, in großer Stückzahl fertigbaren Großflächenkollektors (*flex^{LAC} – flexible Large Area Collector*) für den Einsatz in Wärmenetzen sowie der darauf abgestimmten Kollektor-Fertigungsprozesse. Der Kollektor soll auf bestehenden Isolierglas-Fertigungslinien ohne nennenswerte Umrüstzeiten flexibel produziert werden können. Dies würde die dezentrale, projektbezogene Produktion von Kollektoren an praktisch beliebigen Produktionsstandorten des Isolierglasherstellers und damit eine bisher nicht bekannte Flexibilität in der kundenspezifischen Fertigung großer Kollektorflächen ermöglichen. Durch eine integrierte Betrachtung aus Materialentwicklung, sowie konstruktiven und fertigungstechnischen Anpassungen wurden Innovationen über den Stand der Technik hinaus geschaffen. Das Vorhaben führt damit die am *Institut für neue Energie-Systeme* durchgeführten Arbeiten aus dem Projekt „TPS-Kollektorfertigung - Adaption eines optimierten Kollektordesigns an eine vollautomatisierte Fertigungslinie“ (FKZ: 0325974) fort und überträgt das Grundkonzept auf die speziellen Anforderungen von Großkollektoren in Wärmenetzen bis hin zur Untersuchung in einer Pilotanlage. Aus den Ergebnissen dieses vorhergegangenen Projekts konnte abgeleitet werden, dass gerade für die Anwendung in Wärmenetzen die erreichbaren hohen Wirkungsgrade und der ökonomische Vorteil des Ansatzes bei gleichzeitig flexiblen Fertigungsmöglichkeiten hoher Stückzahlen besonders vorteilhaft sind. Dies kommt der in Wärmenetzprojekten üblichen Anforderung entgegen, in kurzer Zeit große Mengen an Kollektoren zur Verfügung zu stellen, bei gleichzeitig hohen Schwankungen in der Produktion. Darüber hinaus wäre eine Erweiterung des Produktionsansatzes zur Fertigung flexibel gestalteter Kollektoren für Spezialanwendungen denkbar.

Bei erfolgreicher Umsetzung der im Forschungsvorhaben angedachten Lösung ist von einem relevanten wirtschaftlichen und ökologischen Fortschritt auszugehen. Hierzu wird im Vergleich zu aktuell marktverfügbaren Großflächenkollektoren eine Steigerung des Kollektorertrags um bis zu 10 % und eine Reduzierung der Kosten des fertig installierten Kollektorfeldes um ebenfalls bis zu 10 % angestrebt, was zu einer Senkung

der Wärmegestehungskosten um ca. 20 % führt. Diese Einschätzung basiert auf den Erkenntnissen des Vorhabens „TPS-Kollektorfertigung“. Für kleinformatige Kollektoren mit optimiertem Randverbund wurde bereits bei Verwendung einer konventionellen Rahmenkonstruktion und Fertigung hoher Stückzahlen eine Senkung der Herstellkosten um 5 % berechnet. Hier sind jedoch Investitionen von 2,9 Mio. € in die Fertigungsline enthalten, die bei der Umsetzung von „flex^{LAC}“ nicht anfallen. Durch zusätzliche Materialkosteneinsparungen bei Verwendung von Roll-Bond-Absorbern, Dämmung, Rahmen und die weiteren Optimierungen bei Transport und Aufständerung wurde eine Ersparnis von 10 % für das fertig installierte Kollektorfeld abgeleitet. Hinsichtlich der Transportkosten ist diese Rechnung deutlich vom Standort der Kollektorherstellung und der Kollektorinstallation abhängig und kann bei großen Entfernung noch deutlicher ausfallen. Ebenfalls konnten in „TPS-Kollektorfertigung“ Leistungssteigerungen von bis zu 10 % durch Verwendung edelgasgefüllter Scheibenzwischenräume und vollflächig durchströmter Absorber aufgezeigt werden, wenn derartige Kollektoren auf dem typischen Temperaturniveau von Wärmenetzen arbeiten. Hierbei ist zu beachten, dass solare Wärmepreise und spezifische Erträge stark standort- und systemabhängig sind und entsprechend ebenfalls schwanken können.

2 Stand der Technik

2.1 Thermische Flachkollektoren für Wärmenetze

Ein wesentliches Designkriterium bei Flachkollektoren ist die thermische Effizienz. Dies spielt eine noch bedeutendere Rolle in Gebieten mit geringer Solareinstrahlung, niedrigeren Umgebungstemperaturen sowie bei der Anwendung in Wärmenetzen. Die Effizienz wird von den thermischen Verlusten des Kollektors dominiert, die sich in Leistungs-, Strahlungs- und Konvektionsverluste untergliedern lassen. Sowohl die Leistungs- als auch die Strahlungsverluste sind bei modernen Kollektoren in Verhältnis zu den Konvektionsverlusten gering. Verluste durch Wärmeleitung werden bei konventionellen Anwendungen mittels geeigneter Dämmstoffe nahezu unterbunden. In den meisten Fällen wird hierfür Mineralwolle verwendet, die in Großflächenkollektoren entsprechend hohe Dämmstoffdicken bis zu 100 mm aufweist. Um die Strahlungsverluste zu verringern, wurde in den 90er-Jahren eine hochselektive Beschichtung für Solarabsorber entwickelt. Typischerweise haben diese Beschichtungen einen Absorptionskoeffizienten von 0,95 für kurzwelliges Sonnenlicht, aber nur einen Emissionskoeffizienten von 0,05 bei langwelliger Strahlung. Dies bedeutet, dass nur rund 5 % der kurzwelligen Wärmestrahlung vom Blechabsorber emittiert werden, sodass dieser Verlustmechanismus nur noch eine untergeordnete Rolle spielt. Dem stehen die Konvektionsverluste zwischen Absorber und Abdeckung entgegen, die somit den größten

thermischen Verlust in Kollektoren verursachen. Vor diesem Hintergrund ist eine gezielte Reduzierung der konvektiven Wärmeverluste besonders vielversprechend.

2.1.1 Bisherige Ansätze zur Reduktion konvektiver Verluste

In den letzten Jahrzehnten gab es verschiedenste Anstrengungen, um den ungewollten konvektiven Wärmetransport zwischen Absorber und Abdeckung zu reduzieren respektive zu unterbinden. Die wichtigste Rolle spielt dabei die Verwendung transparenter Wärmedämmungen in Flachkollektoren. Diese Maßnahmen lassen sich gemäß der Fachliteratur (siehe z.B. [12]) in absorber-parallele, absorber-senkrechte quasi-homogene sowie Kammerstrukturen unterscheiden (Abbildung 3).

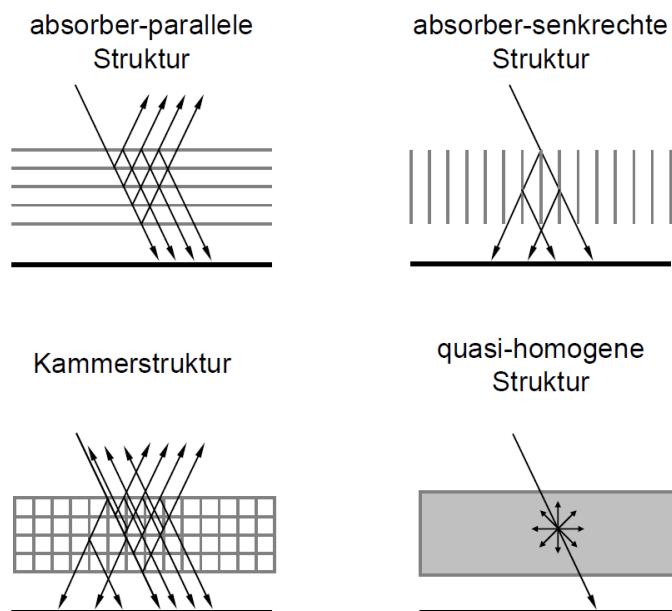


Abbildung 3: Transparente Wärmedämmungen in Kollektoren [12]

Der konventionelle einfachverglaste Flachkollektor ist der wohl weitverbreitetste Vertreter von absorber-parallelalen Strukturen. Allerdings gab es verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet, bei dem zwei oder mehrere transparente Schichten verwendet wurden, um die Konvektion im Spalt weiter zu reduzieren. Als Abdeckung wurden unter anderem Kunststofffolien und Gläser eingesetzt. Die Verwendung mehrerer Scheiben im Kollektor zieht jedoch stets eine Verschlechterung der Transmission mit sich, wodurch sich der optische Wirkungsgrad verschlechtert. Hinzu kommt hierbei noch eine steigende Wärmeleitung durch die Strukturen selbst sowie eine Steigerung des Gewichts.

Im Projekt „Hocheffizienter Flachkollektor mit Folienisolation und Überhitzungsschutz für Betriebstemperaturen von 70-100 °C“ (FKZ: 0329280, „FOL“) und dem 2015 folgenden Projekt „Neuartige rückseitige Wärmedämmung für Flachkollektoren: Vergleich von Foliendämmung und Vakuumsuperisolation“ (FKZ: 0325987) wurde ein Ansatz aus den frühen achtziger Jahren aufgegriffen, wobei eine Kunststofffolie zwischen

Absorber und Solarglas gespannt wurde, um sogenannte Konvektionswalzen zu unterdrücken. Diese Technik wird heutzutage erfolgreich in Großflächenkollektoren angewandt. Die dänische Firma *Arcon-Sunmark*¹, die zugleich den größten Marktanteil im Bereich Großflächenkollektoren hat, nutzt eine hochtransparente (Transmission zwischen 0,95 und 0,96) FEP-Folie, die temperaturbeständig und resistent gegen UV-Licht ist. Wie bei allen Konzepten mit mehrfacher vorderer Abdeckung wird jedoch der optische Wirkungsgrad, je nach verwendetem Kunststoff, um etwa 5 bis 10 % verringert. Nachteilig bei dieser Konstruktion ist darüber hinaus die thermische Dehnung der Folie im Betrieb, wodurch es zu Faltenbildung kommt. Um diesen Effekt zu minimieren, muss eine Spannvorrichtung eingebaut werden, damit die Konvektionsbremse weiterhin funktionsfähig bleibt. Dies resultiert in einer komplexen Konstruktion, da die Klammerkräfte der Spannvorrichtung die dünne Folie zerreißen können. Ferner muss mit einem deutlich höheren Produktionsaufwand und Problemen in der Langzeitstabilität gerechnet werden. Darüber hinaus wurde in den Forschungsprojekten die rückseitige Dämmung durch Einbringung einer weiteren Folie substituiert und ein Überhitzungsschutz durch Verwendung einer beweglichen opaken Folie getestet. Im Falle des Überhitzungsschutzes sind zusätzliche Regelungstechnik und Motoren zum Bewegen der Folie nötig. Eine rückseitige Folie kann eine ähnliche Dämmwirkung wie eine klassische Mineralwollschicht haben, bei geringerer Bauhöhe. Die Projekte zeigten also, dass eine minimierte Konvektion auf der Kollektorrückseite ähnliche Wirkungsgrade ermöglicht wie klassische Dämmmaterialien. Dieser Ansatz wurde in Form einer rückseitigen Edelgasfüllung in „flex^{LAC}“ ebenfalls untersucht.

Zwischen 2007 und 2013 wurden von Föste et al., unter anderem im Projekt „Hocheffiziente Flachkollektoren mit selektiv beschichteten Zweischeibenverglasungen - **HFK Low-e**“, (FKZ: 0325973), Kollektoren mit einer Isolierglasseinheit als Abdeckung analysiert, welche eine zusätzliche niedrig-emittierende Beschichtung enthält (Abbildung 4). Es konnte gezeigt werden, dass bei Einlasstemperaturen von 100 °C ein um 20 % höherer jährlicher Solarertrag erzielbar ist. Nachteilig bei dieser Entwicklung waren die deutlich höheren Produktionskosten (+ 20 bis 30 %), ein höheres Kollektorgewicht und daher eine erschwerete Installation. In „flex^{LAC}“ wurde keine zusätzliche Zweischeibenverglasung vor einer konventionellen Kollektorkonstruktion gesetzt, sondern der Absorber selbst in die Verglasung integriert.

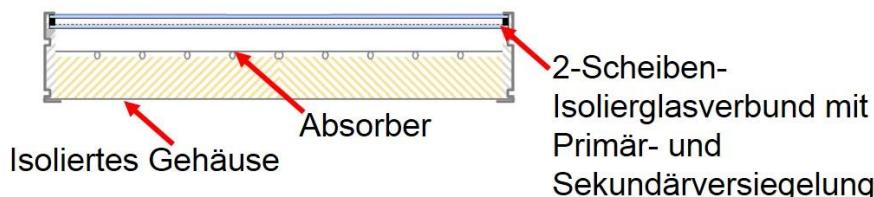


Abbildung 4: Schematischer Aufbau eines Flachkollektors mit Doppelverglasung.

¹ Inzwischen übernommen vom österreichischen Unternehmen GREENoneTEC

Unter absorber-senkrechten und Kammerstrukturen können Waben- oder Kammerstrukturen verstanden werden, die zwischen Absorber und Abdeckung eingesetzt werden, um die Konvektion zu unterdrücken. Obwohl seit den frühen 1960er Jahren aktiv Forschung auf diesem Gebiet betrieben wird, hat sich diese Maßnahme bislang nicht durchgesetzt. Neuere Erkenntnisse hierzu stammen z.B. von Giovanetti et al. [13]. Bislang konnte kein Material für solche Strukturen identifiziert werden, welches kostengünstig und dauerhaft in einem Kollektor verbaut werden kann. Durch die hohen Betriebstemperaturen im Kollektorbetrieb und vor allem bei Stagnation (ca. 180°C bis 200°C) scheiden günstige Kunststoffe aus, da diese entweder ein Totalversagen zeigen oder zu schnell altern. Neben den Einsatztemperaturen im Betrieb verhindert die UV-Strahlung den Einsatz anderer kosteneffizienter Materialien.

Beim Ansatz der quasi-homogenen Strukturen ist die Verwendung von Aerogelen im Spalt zwischen Absorber und Abdeckung zu verstehen. Obwohl mit dieser Methode sehr hohe Effizienzsteigerungen möglich sind, verhindert bislang der hohe Preis des Isoliermaterials die weitere Anwendung (siehe z.B. [14]).

2.1.2 Marktübersicht von Großflächenkollektoren

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Hersteller von Großkollektoren für Wärmenetze und industrielle Anwendungen sowie deren aktuell vermarkter Produkte. Bisher ist kein Großkollektor verfügbar, der eine Edelgasfüllung zwischen Absorber und Abdeckung aufweist. Darüber hinaus bestehen alle Absorber aus einer Streifen- bzw. Blech-Rohr-Konstruktion und werden in einer konventionellen Fertigung hergestellt.

Tabelle 1: Wettbewerbsanalyse Großkollektorhersteller [15].

Hersteller	Produkte / Eigenschaften
Arcon-Sunmark (DK) / GREENoneTEC (AT)	<ul style="list-style-type: none"> - Flachkollektor mit Teflonfolie zwischen Absorber und transparenter Abdeckung - Weiterer Kollektor mit Einfachverglasung - 13,6 m² Fläche
Gasokol (AT)	<ul style="list-style-type: none"> - Einfach- und doppelverglaster Flachkollektor - 4,83 bis 13,59 m²
GREENoneTEC (AT)	<ul style="list-style-type: none"> - Flachkollektor mit Einfach- und Doppelverglasung ohne Edelgasfüllung - 5, 8, 10 oder 13 m² Fläche
KBB (DE)	<ul style="list-style-type: none"> - Flachkollektoren mit und ohne Folie im Scheibenzwischenraum - 7,5, 10 oder 12,5 m² Fläche
Viessmann (DE)	<ul style="list-style-type: none"> - Vakuumröhrenkollektoren zum modularen Aufbau für Großanlagen - Bauseitiges Sammelrohr und trockene Anbindung Vakuumröhren

	<ul style="list-style-type: none"> - 1,98 bis 5,25 m² je Modul
ÖkoTech (AT)	<ul style="list-style-type: none"> - Flachkollektor mit Einfachverglasung ohne Edelgasfüllung - Holz-Alu-Rahmen - Verschiedene Größen, auf Anfrage bis zu 21,6 m² je Kollektor
Ritter XL Solar (DE)	<ul style="list-style-type: none"> - Vakuumröhrenkollektoren in CPC-Ausführung für Großanlagen, - Fläche 1,16 bis 13 m² - Verzicht auf Wasser-Glykol-Mischung im Kollektorkreis durch thermische Frostschutzschaltung (AquaSystem)
Savo-Solar (FIN)	<ul style="list-style-type: none"> - Flachkollektoren mit einfacher oder edelgasgefüllter Isolierglasabdeckung - Vollflächig durchströmter MPE-Streifenabsorber aus Aluminium - Stahlwanne - Kollektorfläche 15 oder 16 m²

Es ist zu erkennen, dass bei heute bereits eingesetzten Großflächenkollektoren, ebenso wie bei jüngsten Forschungsaktivitäten, zur Wirkungsgradsteigerung oft stärkere rückseitige Dämmungen oder transparente Folien im Scheibenzwischenraum eingesetzt werden. Alternativ kommen Vakuumröhrenkollektoren zum Einsatz. Für die Reduktion der Wärmegestehungskosten bisheriger Kollektordesigns wurden in der Vergangenheit verschiedene Ansätze gewählt und näher untersucht. Diese werden im nachfolgenden Abschnitt näher erläutert.

2.2 Ansätze zur Senkung der Wärmegestehungskosten

Im Projekt „Kostenreduktion in der Solarthermie durch standardisierte Komponenten und Schnittstellen - **KOST**“ (FKZ: 0325860) wird auf eine Reduzierung der Wärmegestehungskosten von Kombianlagen um 40 % durch Standardisierung von Komponenten und Kostenersparnissen im Handwerk abgezielt. Dies betrifft jedoch einen anderen Markt, da solche Systeme typischerweise zur Versorgung von Ein- bis Mehrfamilienhäusern eingesetzt und durch Heizungsbauer installiert werden. Gleiches gilt für die Ansätze der IEA SHC Task 54. Die Wärmegestehungskosten liegen hier im Bereich von 10 bis 15 Ct/kWh, sodass bei diesen kleineren Anlagen tatsächlich eine Kostenersenkung um 40 % nötig ist, um die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zu anderen Wärmeerzeugern zu gewährleisten. Bei solarunterstützen Wärmenetzen ist die Konkurrenzfähigkeit teilweise heute schon gegeben.

Eine Senkung der Absorberkosten war Ziel des Projekts „**KoSoFla**: Kostensenkung bei der Solarabsorberfertigung für Flachkollektoren“ (FKZ: 0325972). Hierbei wurden

jedoch nur Blech-Rohr-Absorber betrachtet, die in der Fertigung von vornherein aufwändiger sind als Rollbondabsorber und bei typischen Finnenabständen geringere Wirkungsgrade haben. Unter Betrachtung der Bereiche Rohrbiegen, Laserschweißen und Flammlöten konnten Kosteneinsparungen von 20 % erreicht werden, dies jedoch nur unter Berücksichtigung der im Jahr 2010 sehr hohen Kupferpreise. Die im vorliegenden Projekt zu verwendenden reinen Aluminiumabsorber haben ohnehin deutlich niedrigere Rohstoffkosten.

2.2.1 Evakuierte Flachkollektoren

In den 1970er Jahren wurden erstmals evakuierte Flachkollektoren untersucht. Bei dieser Kollektorart wird der Druck im Kollektorgehäuse gesenkt, bis keine natürliche Konvektion mehr auftritt. Eaton und Blum [16] zeigten, dass eine Effizienzsteigerung von 41 % bei einer Kollektorbetriebstemperatur von 150 °C möglich ist. Kritisch war damals, so die Autoren, die dauerhafte Abdichtung des Kollektors, um einen Unterdruck zu gewährleisten. Ferner erzeugt der Unterdruck erhebliche Lasten auf die Kollektorkomponenten, insbesondere auf die Verglasung und das Gehäuse. Benz und Beikircher [17] stellten fest, dass bei einem Unterdruck von weniger als 10² Pa kein konvektiver Wärmetransport mehr auftritt. Da solche geringen Drücke nur mit sehr hohem Aufwand erreicht werden können, ist eine wirtschaftliche Umsetzung bislang nur mit großem Aufwand möglich. Vor diesem Hintergrund verfolgten Benz und Beikircher den Ansatz eines moderaten Vakuums, um die Konvektion auf ein Minimum zu reduzieren. Bei Drücken zwischen 10³ Pa und 10⁴ Pa findet der Wärmeübergang fast ausschließlich durch Leitung (Teilchenkollision) statt. Um den ohnehin schon geringen Wärmeverlust weiter zu reduzieren, wurde die im Kollektorgehäuse verbleibende Luft durch Krypton ersetzt. Benz und Beikircher konnten anhand von Laborversuchen nachweisen, dass sich der konvektive Wärmedurchgang bei den Prototypen um bis zu 65 % im Vergleich zu konventionellen Flachkollektoren senken ließ. Der Hersteller TVP Solar entwickelte im Jahr 2017 den derzeit einzigen marktverfügbaren Vakuumflachkollektor für solare Wärmenetze bzw. solarthermische Großanlagen [18]². Dieser verwendet Absorber aus Aluminiumblech und Kupferrohren bei einer Größe von 2 m² je Modul. Er ist speziell für Temperaturbereiche zwischen 80 °C und 100 °C entwickelt worden ist bislang aber nur in wenigen Anlagen installiert worden. Die Wärmegestehungskosten werden vom Hersteller bislang auf 36-60 €/MWh bei 140-170 °C Vorlauftemperatur bzw. 19-46 US\$/MWh bei 80-90 °C Vorlauftemperatur beziffert [19]. Dies zeigt vor allem die gute Eignung des Kollektors für Temperaturen oberhalb von 80°C auf.

Angelehnt an dem Ansatz von Benz und Beikircher kombinierten Buttinger et al. [20] das evakuierte Kollektorgehäuse mit einem Parabolrinnenreflektor (Compound Para-

² Es existieren auch andere evakuierte Flachkollektoren am Markt, diese kamen aber bisher nicht in Großanlagen für Wärmenetze zum Einsatz.

bolic Collector - CPC). Da der geringe Druck im Kollektorgehäuse eine sehr hohe mechanische Last auf die Komponenten ausübt, insbesondere auf die Abdeckung, sind spezielle Auflager notwendig. Diese Lagerung verhindert, dass sich die Abdeckung konkav in Richtung Absorber verformt.

Ein wichtiges Kriterium bei derartigen Ansätzen ist die hermetische Versiegelung des Kollektorgehäuses. Buttinger et al. verwendeten, wie auch im vorliegenden Vorhaben, eine 2-stufige Klebstoffapplikation aus Primär- und Sekundärversiegelung. Allerdings konnte keine endgültige Einschätzung zur Eignung der Klebetechnik bei Drücken unter 100 Pa abgegeben werden. Nichtsdestotrotz ist dieser Ansatz sehr vielversprechend. So konnten in Versuchen Wirkungsgrade über 50 % bei mittleren Fluidtemperaturen von 150 °C nachgewiesen werden. Diese Effizienzsteigerung muss sich allerdings durch deutlich höhere Material- und Produktionskosten rechtfertigen.

Aus den Forschungsarbeiten von Benz und Beikircher ging ein marktverfügbarer Kollektor hervor. Nachteilig bei diesem Konzept ist, dass die Kollektorkonstruktion, insbesondere der Absorber und das Gehäuse, vergleichsweise komplex sind. Um eine Durchbiegung der Glasscheibe in Richtung Absorber zu vermeiden, sind Abstandshalter in der Kollektorwanne angebracht, die den Absorber durchdringen und die Glasscheibe abstützen. Dies führt letztlich zu einem unverhältnismäßig hohen Aufwand in der Fertigung und demzufolge auch zu höheren Kosten. Ferner zeichnen sich Standard-Flachkollektoren durch die geringen beziehungsweise nicht vorhandenen Wartungskosten aus. Dieser Kollektor muss periodisch re-evakuiert und anschließend erneut mit Gas befüllt werden.

2.2.2 Flachkollektoren aus Glas

Ein Ansatz, wie z.B. bei „**Nurglas**-Flachkollektor - Entwicklung eines kostengünstigeren solaren Flachkollektorsystems auf Glas-Basis“ (FKZ: 0325557) ist im angestrebten Großformat bezüglich der mechanischen Belastungen kritisch zu sehen. Darüber hinaus ist durch den Verzicht auf den Absorber und der daraus resultierenden nachteiligen Wärmeübertragungseigenschaften mit einer Anwendbarkeit eher im Niedertemperaturbereich auszugehen. Ein weiteres Problem ist durch den für die Sicherstellung der mechanischen Stabilität und des Strömungsverhaltens notwendigen großen Kleberaupen zwischen den Glaselementen zu sehen. Da der Klebstoff eine der teuersten Komponenten in einem Kollektor darstellt, ist von einer kostengünstigen Lösung für Großanlagen bei diesem Konzept nicht auszugehen, sondern vielmehr von Spezialanwendungen, wie beispielsweise im Fassadenbereich und für Drainback-Systeme.

2.2.3 Flachkollektorfertigung

Zum besseren Verständnis der fertigungstechnischen Ziele wird im Folgenden die konventionelle Kollektorfertigung beispielhaft beschreiben. Berner [21] veröffentlichte hierzu einen Überblick zur deutschen Solarthermie-Industrie. Dabei wurde festgestellt,

dass die Absorberfertigung einen sehr hohen Automatisierungsgrad aufweist, wohingegen die Automatisierung der Kollektormontage schwieriger umzusetzen sei. Der Grund hierfür liegt im Kollektoraufbau. Exemplarisch ist nachfolgend eine konventionelle Kollektorfertigung beschrieben. Abbildung 5 zeigt den Zusammenbau eines typischen Rahmenkollektors.

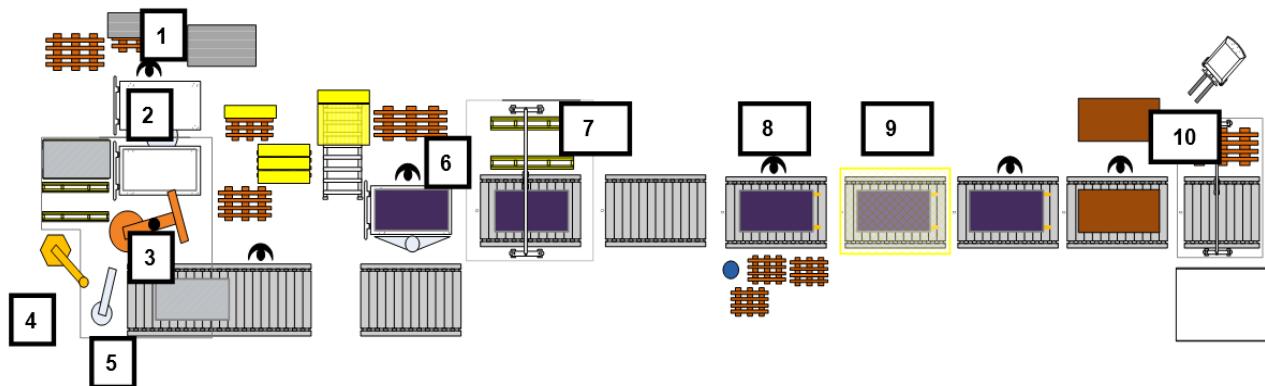


Abbildung 5: Schematische Darstellung einer typischen Kollektorfertigung. [22]

Zu Beginn legt ein Produktionsmitarbeiter die zugeschnittenen Aluminium-Rahmenbauteile in eine drehbare Spannvorrichtung ein (1). Um die einzelnen Rahmenteile zu verbinden, werden in den Rahmeneckprofilen Winkelstücke eingelegt. Anschließend wird der Rahmen gespannt und in den automatisierten Bereich der Fertigung gedreht (2). Ein Roboter (3) nimmt die Rückwand auf und bewegt diese zur Klebestation (4). Nachdem der Klebstoff appliziert wurde, fügt der Roboter Rückwand und Rahmen zusammen. Die Eckprofile werden über Clinchen form- und kraftschlüssig verbunden (5). Dann gelangt der Rahmen über ein Förderband zur Station (6), an der die Isolierung von einem Mitarbeiter in das Gehäuse gelegt wird. Bevor der Absorber manuell eingesetzt wird, saugt der Arbeiter Staubrückstände von der Isolierung, um eine werkseitige Verschmutzung zu verhindern. Als nächster Schritt wird die Abdeckung von einem Linearroboter (7) auf das Kollektorgehäuse abgelegt. Diese wird dann von einem Mitarbeiter mittels Glasleisten am Rahmen fixiert (8). Schließlich wird der Kollektor inspiziert (9) und abschließend verpackt und palettiert (10). Die Durchlaufzeit dieser Fertigung beträgt knapp 10 Minuten. Insgesamt sind 6 Mitarbeiter an der Produktion beteiligt.

2.2.4 Isolierglaskollektoren

Isolierglasfertigung

Im Gegensatz hierzu stellt die Fertigung von Isolierglaseinheiten einen hochautomatisierten Prozess dar. Schon zu Beginn der Isolierglasfertigung wurden Klebeprozesse verwendet, um die einzelnen Glasscheiben zu einer Isolierglaseinheit zusammenzufügen. Um die Scheiben auf einen gewählten Abstand zu halten, kommen verschiedene Abstandshalter zum Einsatz:

- Metallischer Abstandshalter aus Aluminium, Edelstahl oder verzinktem Stahl

- Faserverstärkte Kunststoffprofile
- Thermoplastische Abstandshalter auf Butylbasis

Ein wesentlicher Nachteil metallischer Abstandshalter liegt allerdings in der aufwändigen Fertigung. Da die Produktion dieser Profile der eigentlichen Isolierglasfertigung vorgelagert ist, kann es zu Umrüstzeiten oder Standzeiten in der Fertigung kommen. Trotz der hochautomatisierten Fertigung limitiert dies die Produktionsflexibilität hinsichtlich der Isolierglasabmaße, da immer das Biegen, Sägen und Befüllen des Abstandshalters der eigentlichen Fertigung vorgeschenkt ist. In den letzten Jahrzehnten wird zunehmend der metallische Abstandshalter durch einen elastischen Abstandshalter ersetzt. Neben der geringeren Wärmeleitfähigkeit des auf Butyl basierenden Thermoplasts sind so auch keine vorgelagerten Arbeiten mehr notwendig und Umrüstzeiten können vermieden werden. Durch die Edelgasfüllung im Scheibenzwischenraum (SZR) entstehen klimatisch induzierte Lasten auf die Scheiben, die auf den Randverbund übertragen werden. Im Vergleich zu metallischen Abstandshaltern können Isoliergläser mit einem elastischen thermoplastischen Abstandshalter diese Bewegungen besser ausgleichen und dichten den Spalt langfristig ab. Abbildung 6 zeigt den Aufbau typischer Isolierglasscheiben.

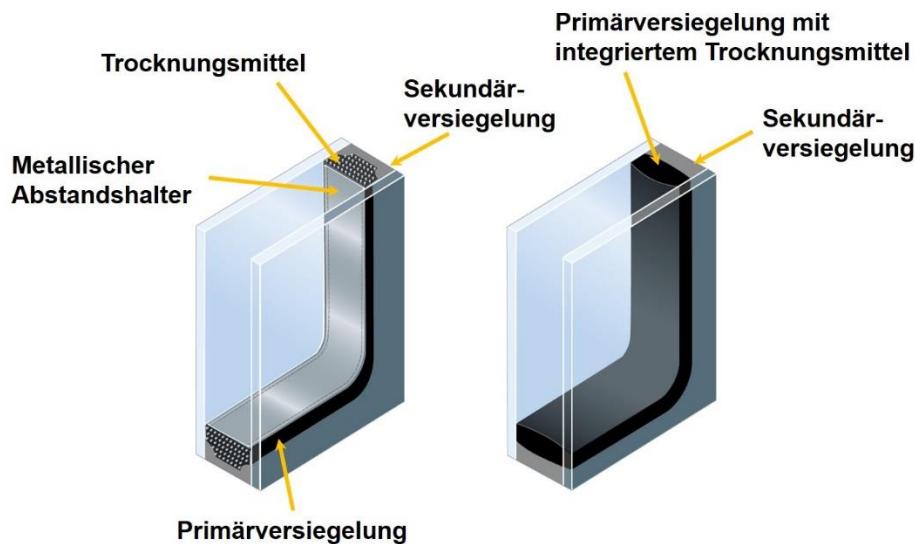


Abbildung 6: Schematischer Aufbau einer Isolierglasscheibe. Links mit metallischem und rechts elastischem Abstandshalter (Bystronic Lenhardt GmbH).

Im Vergleich zur Kollektorproduktion ist die Isolierglasfertigung durch einen sehr hohen und durchgehenden Automatisierungsgrad geprägt, wodurch auch Taktzeiten von unter 60 s darstellbar sind. In Abbildung 7 ist eine Linie zur Herstellung von Isoliergläsern mit elastischem Randverbund dargestellt.

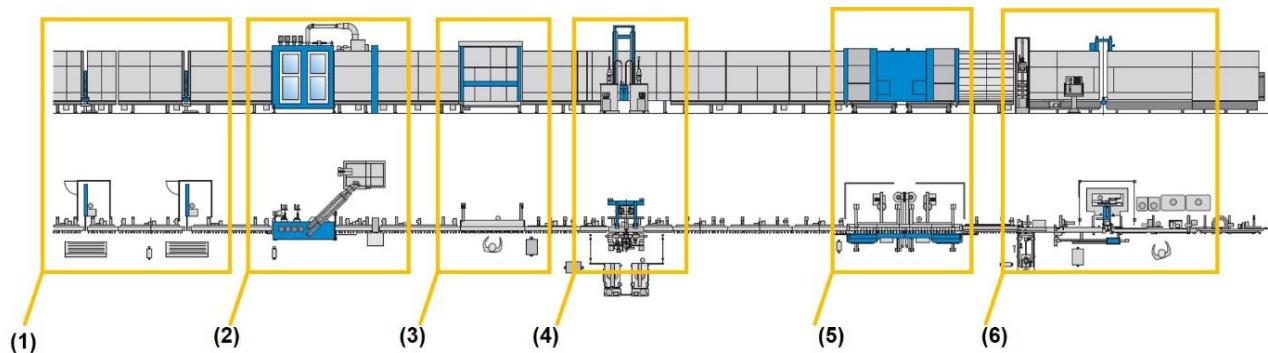


Abbildung 7: Aufbau einer TPS-Fertigungslinie (cf. Bystronic Lenhardt GmbH).

Für die Fertigung einer Isolierglaseinheit legt ein Roboter oder Fertigungsmitarbeiter die erste Scheibe auf das Förderband (1). Um einen reibungsfreien Transport zu gewährleisten und somit Schäden zu vermeiden, wird die Scheibe über ein Luftkissen von der Montagewand abgehoben. An der zweiten Station wird die Scheibe gereinigt (2) und anschließend zur Visitierstation (3) befördert. Bevor die Glasscheibe zum Klebstoffapplikator gelangt, sind bereits die Fensterdimensionen von Lichtschranken ermittelt worden (3). An Station 4 appliziert ein Roboter die Primärversiegelung, den sogenannten Thermo Plastic Spacer (TPS). Dieser auf Butyl basierende Dichtstoff dient nicht nur als Abstandshalter, sondern schließt den SZR beim späteren Zusammenbau in der Presse (5) hermetisch ab. Zu diesem Zeitpunkt ist die zweite Scheibe bereits gewaschen und auf Schäden und Verunreinigungen geprüft. Ohne Standzeiten fahren beide Scheiben in die Presse ein. Um die späteren konvektiven Wärmeverluste zu senken, wird der SZR während des Pressvorgangs mit einem Edelgas geflutet. Bevor die Isolierglaseinheit zum Aushärten gelangt, wird eine Sekundärversiegelung (Silikon) appliziert (6). Diese ist notwendig, damit mechanische Lasten über den Randverbund abgetragen werden können.

Im Projekt flexLAC soll die beschriebene Fertigungstechnik für Großflächenkollektoren adaptiert werden. Dazu sind anstelle, beziehungsweise zusätzlich zu den Glasscheiben Absorber in die Fertigungslinie einzuführen und über einen thermoplastischen Randverbund in die Sandwichkonstruktion einzubinden. Der Absorber wird also von der Fertigungslinie wie eine Glasscheibe behandelt und ist damit in den automatisierten Prozess integrierbar. Dem gegenüber würde das angedachte Konzept des Isolierglaskollektors Vorteile bei Bauhöhe und damit beim Transport, der Komplexität der Konstruktion (z.B. kein Spannen von Folien), der Wartung (z.B. kein Folienaustrausch) bieten und die Herausforderungen bei der langfristigen Sicherstellung eines Vakuums umgehen. Somit stellt der hier angestrebte Kollektor auch eine wesentliche Weiterentwicklung mit klaren Vorteilen zu marktverfügbaren Produkten dar.

Erkenntnisse zu Isolierglaskollektoren

Im Jahr 2011 startete in diesem Zusammenhang das vom *BMWi* geförderte Forschungsprojekt „TPS-Kollektorfertigung“ am *InES*, in dem eine bestehende vollautomatisierte Fertigungsline für Isoliergläser („tps'line“) zur Kollektorfertigung adaptiert wurde. Ziel des Projekts war es, einen angepassten Kollektor auf dieser Linie automatisiert zu fertigen. Im Fokus stand die Adaption eines Herstellungsverfahrens aus der Isolierglasfertigung zur Fertigung von Flachkollektoren. Der Absorber wurde über einen elastischen Randverbund mit der Abdeckung verbunden. Dieser Ansatz hat signifikante fertigungstechnische Vorteile, wie etwa die Möglichkeit eines sehr hohen Automatisierungsgrads. Daraus resultiert unter anderem eine hohe und reproduzierbare Produktqualität. Ein weiterer Inhalt des Vorhabens war die Machbarkeitsstudie eines gasgefüllten Flachkollektors. Hierbei wurde der Bereich zwischen Absorber und Abdeckung mit einem Edelgas geflutet, wodurch sich die konvektiven Wärmeverluste deutlich reduzieren lassen. Dieses Projekt bildet die Grundlage für die weiteren Arbeiten in „flex^{LAC}“. Die wesentlichen Erkenntnisse und weitere notwendige Entwicklungsschritte hin zu einem automatisiert fertigbaren Großflächenkollektor werden daher nachfolgend genauer dargestellt.

Abbildung 8 zeigt den schematischen Aufbau des angedachten hermetisch dichten TPS-Großflächenkollektors mit Roll-Bond-Absorber. Die vorderseitige transparente Abdeckung wird über einen elastischen und gasdichten Randverbund, bestehend aus innenliegender Primärversiegelung und außenliegender Sekundärversiegelung, mit dem Absorber verbunden. In diesem hermetisch dichten Zwischenraum wird während des Verklebens eine Maßnahme zur Reduzierung des Wärmeverlustes eingebracht (z. B. Edelgas,) um die Konvektionsverluste im späteren Betrieb zu minimieren. Auf der Rückseite des Absorbers wird wiederum mindestens ein Glaselement über den elastischen Randverbund an den Roll-Bond-Absorber angebracht. Um die rückseitigen Wärmeverluste zu verringern, kann der entstehende Zwischenraum ebenfalls mit einem Edelgas gefüllt werden. Ferner besteht die Möglichkeit, statt einer einfachverglasten Scheibe eine Doppelisolierglaseinheit zu verwenden. Die genannten effizienzsteigernden Konstruktionsmerkmale kommen der Forderung nach einer hohen Leistungsfähigkeit der Kollektoren bei einem Einsatz in Wärmenetzen entgegen.

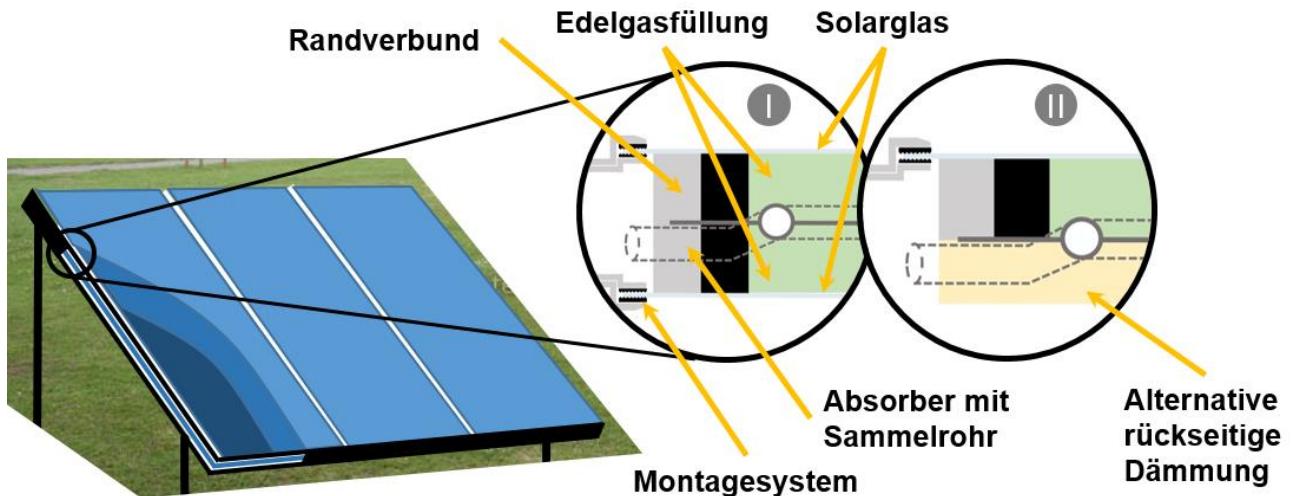


Abbildung 8: Schematische Darstellung des ursprünglich geplanten Kollektorkonzepts. I: vollverglaste Großflächenkollektor, II: Kollektorvariante mit gedämmter Rückwand, z.B. Zellulose oder Dämmpaneel, statt rückseitigem Edelgas [23]

Darüber hinaus ergeben sich Möglichkeiten der Kostensenkung durch den neuartigen Ansatz. Die Herstellkosten eines Flachkollektors setzen sich aus Material- und Fertigungskosten zusammen. Ergebnisse aus den vorhergegangen Arbeiten zeigen, dass sich die reinen Absorberkosten um bis zu 40 % gegenüber konventionellen Flachkollektoren senken lassen, bei mindestens gleicher Leistung [23,24].

Neben der Senkung der Materialkosten spielen die Fertigungskosten und die großserientaugliche Produktion, bis hin zur Möglichkeit einer Massenfertigung, eine wichtige Rolle in der Entwicklung des neuen Kollektors. Der TPS-Großflächenkollektor lässt sich auf einer Isolierglasfertigungslinie produzieren. Während im Jahr 2010 sind etwa 100 dieser Linien mit einer Gesamtkapazität von 35 Mio. m² Isolierglaseinheiten weltweit im Einsatz waren, betrug die Anzahl der Linien im Jahr 2023 bereits 263. Isolierglasshersteller können durch die steigende Nachfrage nach Großflächenkollektoren die eigene Produktionskapazität ohne lange Umrüstzeiten auslasten. So kann ein neuer Markt erschlossen und Nachfrageschwankungen oder -rückgänge im klassischen Isolierglasgeschäft kompensiert werden. Durch den hohen Automatisierungsgrad der Fertigungslinien sind sehr geringe Taktzeiten von 3 bis 6 Minuten pro Großflächenkollektor bei einer hohen und reproduzierbaren Produktqualität möglich. Aufgrund der weitverbreiteten Fertigungstechnik ist eine innovative dezentrale Kollektorproduktion darstellbar, wodurch Logistikkosten und Lieferzeiten signifikant gesenkt werden können. Kollektorhersteller profitieren hiervon durch eine ausgelagerte Fertigung, die bei Bedarf abgerufen werden kann und damit Fixkosten reduziert sowie hohe Investitionen in Fertigungslinien überflüssig macht.

In „TPS-Kollektorfertigung“ konnte gezeigt werden, dass die Fertigungstechnik für Flachkollektoren technisch und wirtschaftlich darstellbar ist. Ferner konnte die hohe

Effizienz gasgefüllter Flachkollektoren theoretisch und experimentell nachgewiesen werden. Besonders die Fertigung hoher Stückzahlen bietet signifikante Kostenvorteile gegenüber der konventionellen Kollektorfertigung. Abbildung 9 zeigt die Produktionskosten eines solchen Kollektors in Abhängigkeit der Applikationshöhe ($h_{\text{Applikation}}$ in mm) des Randverbunds und der Jahresproduktion. Es ist zu erkennen, dass eine Kostendegression mit steigender Stückzahl möglich ist. Hier wurden Investitionskosten von 2,9 Mio. € für die „tps‘line“ berücksichtigt. Bei Fertigung des Kollektors auf einer bereits bestehenden Linie eines Isolierglassherstellers ist eine weitere Kostenreduktion von bis zu 10 % realistisch, da Fixkosten fast vollständig vermieden werden. Besonders für Projekte in der solaren Fernwärme, wo je Auftrag mehrere tausend Quadratmeter zu fertigen sind, ergibt sich hierdurch ein besonderer wirtschaftlicher Vorteil.

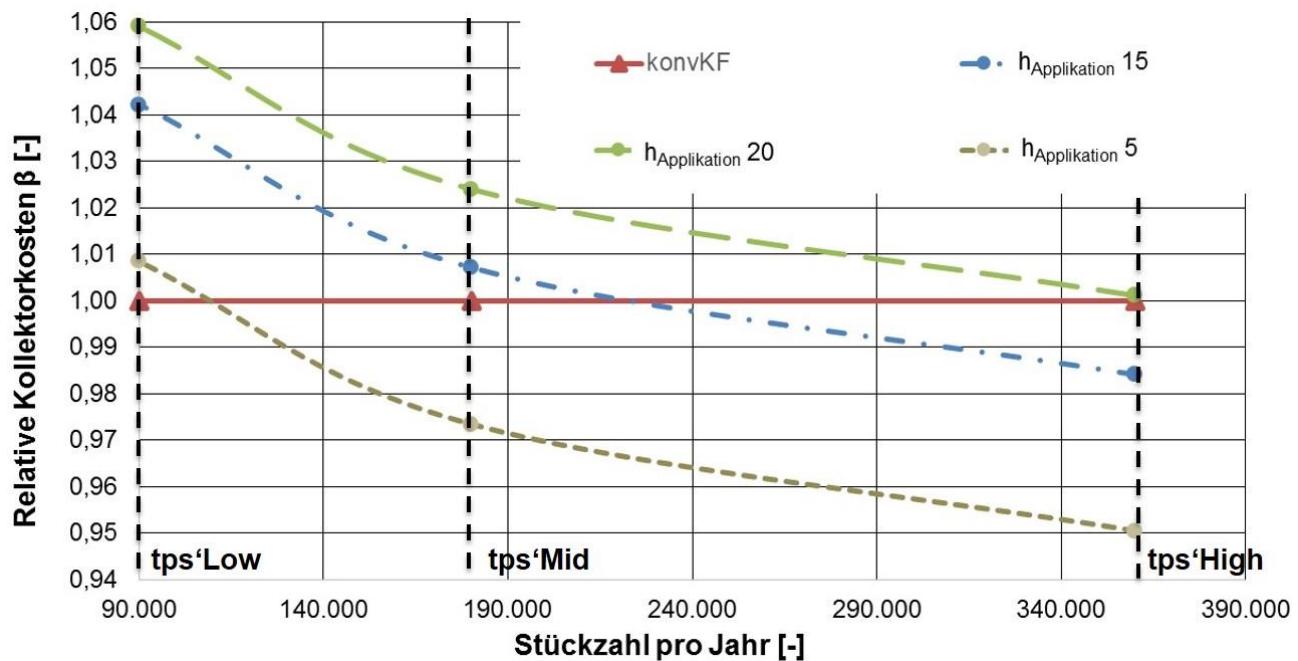


Abbildung 9: Darstellung der Wirtschaftlichkeit der TPS-Fertigungslinien. Zum Vergleich ist die Referenzkurve einer konventionellen Fertigungslinie bei 2 m² Kollektoren dargestellt. [23]

2.3 Ableitung weiterer Entwicklungsschritte

Im Vorhaben „TPS-Kollektorfertigung“ war der Ansatz, eine Isolierglas-Fertigungslinie zur Produktion kostengünstiger Flachkollektoren im Standardformat (ca. 2 m²) einzusetzen. Diese Fertigungslinie sollte die bisherigen Fertigungseinrichtungen der Kollektorhersteller ergänzen beziehungsweise ersetzen. Den geringeren Taktzeiten dieser Anlagen stehen jedoch hohe Investitionskosten und vor allem erhöhte Materialkosten durch die Verwendung des vollständig geklebten Randverbunds gegenüber. Dies macht eine Investition nur für die Produktion von hohen Stückzahlen rentabel. Der in

den letzten Jahren stagnierende Markt für Flachkollektoren im Ein- und Mehrfamilienhausbereich reduziert daher aktuell die Attraktivität dieses Ansatzes für die Kollektorhersteller. Im Gegensatz hierzu befindet sich der Markt für Großflächenkollektoren kontinuierlich im Wachstum. Die bisherige Entwicklung und die im Vergleich zu kleineren Anlagen geringeren Wärmegestehungskosten lassen auf eine Fortsetzung dieses Trends schließen, sodass eine erhöhte Automatisierung der Fertigung in diesem Bereich besonders vorteilhaft sein kann. Gleichzeitig ist der neuartige Ansatz von „flex-LAC“, die Fertigungsanlagen nicht bei den Kollektorherstellern zu installieren, sondern die Fertigung der Großflächenkollektoren auf bestehende Anlagen der Isolierglasshersteller zu verlagern. Hier sind die Investitionen bereits getätigt, eine Einbindung der Kollektorfertigung in die Isolierglasfertigung ist ohne großen Aufwand möglich und die Produktionseinrichtungen sind weltweit verteilt, was eine kundennahe Fertigung mit geringen Logistikkosten und schnellen Lieferzeiten verspricht. Da die Isolierglasshersteller im Kerngeschäft saisonalen Auslastungsschwankungen unterliegen, führt die zusätzliche Lizenzfertigung von Kollektoren, z.B. in Zeiten geringer Bautätigkeit, zu keinem Konflikt mit der bestehenden Produktion und ermöglicht eine Vergleichmäßigung der Auslastung. Für die Kollektorhersteller fallen keine Einmal-Investitionen in zusätzliche Maschinen an.

Der zweite Punkt, der eine Umsetzung des Ansatzes nach Abschluss von „TPS-Kollektorfertigung“ erschwerte, war das nicht vollständig ausgeschöpfte Einsparpotenzial der Kollektorkonstruktion. Durch eine konsequente Weiterentwicklung des Konzepts könnten Materialkosten im Bereich Rahmen, Dämmung und Absorber reduziert werden, was einen relevanten Anteil der Herstellkosten ausmacht. Auch im Bereich Dimensionierung und Gestaltung des Randverbunds sind durch intelligente Gestaltung des Kollektors (z.B. Minimierung der Randverbundhöhe) noch nennenswerte Kosten senkungspotenziale vorhanden, die im vorhergehenden Projekt nicht vertieft analysiert werden konnten.

Es zeigte sich, dass eine Produkteinführung auf Basis der Erkenntnisse aus „TPS-Kollektorfertigung“ noch weitere Entwicklungsschritte erfordert. Dahingehend wurden folgende Herausforderungen identifiziert, welche im Detail noch zu lösen sind:

- Sicherstellung von geringen, beziehungsweise zuverlässig vorhersagbaren thermisch induzierten Absorberdeformationen im Betrieb
- Sicherstellung einer ausreichenden mechanischen und thermischen Belastbarkeit des Randverbunds in konstruktiver und materialwissenschaftlicher Sicht

- Sicherstellung der Dichtheit des Randverbunds über die Kollektorlebensdauer hinweg; dies schließt ebenfalls die Materialentwicklung, die konstruktive Ausführung (Durchführung Kollektoranschlüsse durch Randverbund) und die Fertigung ein
- Weiterentwicklung der Kollektorkonstruktion zur Realisierung des vollen Kosteninsparpotenzials vollständig geklebter Kollektoren
- Untersuchung alternativer kostengünstiger Dämmmaterialien, deren Einsatz erst durch die hermetisch dichte Ausführung des Kollektors möglich wird
- Umsetzung einer angepassten Unterkonstruktion für die Kollektoren, welche über keinen konventionellen Rahmen zur Befestigung verfügen

3 Projektbeschreibung

3.1 Zielsetzung

Zur Übertragung des „TPS-Kollektor“-Konzepts von kleinformatigen Kollektoren auf Großflächenkollektoren waren auf Basis der Erkenntnisse aus „TPS-Kollektorfertigung“ mehrere Forschungs- und Entwicklungsschritte vorzunehmen, wobei die Gasdichtheit als zentrale Herausforderung anzusehen war. Im Projekt „flex^{LAC}“ waren in diesem Zusammenhang folgende Aufgaben angesetzt:

- Anpassung der konstruktiven Maßnahmen zur Sicherstellung der Betriebssicherheit (Verformungen, Druckbelastungen, Gasdichtheit) für das größere Format der Kollektoren
- Weitere Erhöhung des Wirkungsgrades durch verbesserte Dämmung und Verwendung vollflächig durchströmter Absorber
- Weiterentwicklung kostengünstiger und effizienter Rollbondabsorber für die Montage zu Großflächenkollektoren inklusive der Optimierung von Druckverlusten in großen Kollektorfeldern und der mechanischen Lasten auf den Randverbund
- Weiterentwicklung der Absorberbeschichtung bis hin zur Beschichtung unmittelbar auf der Isolierglaslinie
- Standardisierte Lösung zur schnellen Aufständerung und hydraulischen Verbindung der Kollektoren in großen Feldern und damit einhergehend Lösungen zum Handling der Kollektoren beim Verladen und der Montage (Plug & Flow-Ansatz)
- Weiterentwicklung des Fertigungsverfahrens für angepasste Materialeigenschaften und großformatige Komponenten

Diese Maßnahmen führen über eine Senkung der Herstellkosten, eine Senkung der Logistikkosten durch kundennahe Fertigung, eine Senkung der Installationskosten sowie durch die verbesserte Leistungsfähigkeit der Kollektoren zu reduzierten solaren Wärmegestehungskosten. Dieses Einsparpotenzial sollte durch den Einsatz der neu zu entwickelnden Kollektoren in einem realen Wärmenetz gegen Ende des Projekts experimentell nachgewiesen werden.

Mittels einer standardisierten Lösung von Rohranbindung und Kollektoraufständerung sollten bei vorliegendem Konzept Zeit und Montagekosten beim Feldaufbau gespart werden. Besonders herausfordernd ist dieser Punkt durch den innovativen Aufbau der Kollektoren ohne Rahmen. Hier galt es Lösungen zu finden, wie ein vollständig geklebter Kollektor sich selbst tragen und die statischen Anforderungen bei einer minimalen Zahl an möglichst einfach konstruierten Lagerpunkten erfüllen kann.

Die Verrohrung des Kollektorfelds stellt einen weiteren wichtigen Aspekt dar, da die Verbindungen aus dem SZR geführt werden müssen. Es ist die Dichtheit und Langzeitstabilität dieser Verbindungen unter den in großen Feldern auftretenden thermisch induzierten Dehnungen sicherzustellen, bei gleichzeitiger Minimierung der Druck- und Wärmeverluste. Um dies zu gewährleisten, sollten neben umfangreichen Labortests an Prototypen ein Testkollektorfeld in ein Wärmenetz integriert werden, bezüglich Transport- und Montageaufwand analysiert und über mehrere Monate einem mess-technischen Vergleich mit einem vorhandenen Referenzkollektorfeld vergleichbarer Größe unterzogen werden.

Für die Anwendung in Wärmenetzen bestehen im Vergleich zu Kleinanlagen erhöhte Anforderungen an die Effizienz der Kollektoren bei hohen Temperaturen. Die im Projekt „TPS-Kollektorfertigung“ aufgezeigten Potenziale zur Leistungssteigerung aufgrund der Möglichkeit der Reduzierung von Wärmeverlusten (z.B. mit einer Edelgasfüllung) kommen demnach hier besonders zur Geltung. Dies zeigt sich auch darin, dass andere Hersteller beispielsweise mit doppelten Verglasungen oder zusätzlichen Konvektionssperren aus transparenten Kunststofffolien arbeiten, um die vorderseitigen Verluste zu reduzieren. Im Gegensatz zu einer Edelgasfüllung bedeutet dies jedoch zusätzliche Bauteile, eine aufwändige Montage, ein erhöhtes Gewicht und teilweise einen erhöhten Wartungsaufwand. Durch die hermetische Abdichtung können darüber hinaus negative Umwelteinflüsse auf den Absorber beziehungsweise die Absorberbeschichtung sowie die Dämmung unterbunden werden. Dies kommt der Langzeitstabilität und langjährigen Ertragssicherheit des Kollektors zugute. Vor diesem Hintergrund stellt das Konzept eines hermetisch dichten, verlustarmen (z.B. durch Edelgasfüllung) Großflächenkollektors eine substanzielle Neuerung dar, die die genannten

Probleme derzeit verfügbarer Lösungen bereits konzeptionell ausschließt. In Verbindung mit dem dezentralen Fertigungskonzept auf bestehenden Isolierglasfertigungslinien, mit dem in kurzer Zeit projektbezogen große Stückzahlen geliefert werden können, war von einem beachtlichen Innovationsschritt auszugehen.

3.2 Konsortialzusammensetzung

Institut für neue Energie-Systeme (InES), Technische Hochschule Ingolstadt (THI)

Das *InES* beschäftigt sich seit mehr als 15 Jahren mit zukunftsweisenden Technologien im Bereich der Erneuerbaren Energien. Die Forschungsvorhaben werden überwiegend in Zusammenarbeit mit Industriepartnern sowie Forschungseinrichtungen und Hochschulen durchgeführt. Das *InES* ist in einschlägigen nationalen und internationalen Gremien und Forschungsverbünden vertreten und hat in mehreren Forschungsprojekten bereits umfangreiche Erfahrung mit der Entwicklung von Absorbern und Kollektoren, sowie der Integration von Solarthermieanlagen in Wärmenetze erlangt. Hier sind beispielhaft „Kunststoffe in solarthermischen Kollektoren: Anforderungsdefinition, Konzeptentwicklung und Machbarkeitsbewertung“ (FKZ: 0329285), „Untersuchungen zur Fertigungstechnik und Kollektorkonstruktion für Vollkunststoff-Kollektoren“ (FKZ: 0325986), „TPS-Kollektorfertigung - Adaption eines optimierten Kollektordesigns an eine vollautomatisierte Fertigungslinie“ (FKZ: 0325974), „smartSOLgrid – Solares Smart Grid im Wärmebereich“ (FKZ: 0325537) und „Optimierter Absorber für thermische Solaranlagen in Bezug auf Fertigungsprozess, Herstellkosten und Wirkungsgrad: Teilprojekt Ausarbeitung, Simulation und versuchstechnische Auswertung von Absorberprototypen“ (FKZ: KF0049601WM4) zu nennen. Durch die langjährige Forschungsarbeit verfügt das Institut über entsprechende Infrastruktur, wie etwa verschiedene In- und Outdoor-Prüfstände sowie einschlägige wissenschaftliche Messtechnik.

Glas Leuchtle GmbH (GL)

Die *Glas Leuchtle GmbH* ist ein deutscher Glasveredler mit Unternehmenssitz in Dillingen. Das Unternehmen produziert unter anderem Isolierglas und deckt die Anwendungsbereiche Innenausbau, Maschinenbau, Verkehrstechnik sowie Glaskunst und -design ab. Gefertigt werden außerdem innovative Beschattungselemente für den Fassadenbau. Zu den Produktionseinrichtungen gehören TPS-Isolierglasfertigungslinien.

NATURSTROM AG (NAT)

Die *NATURSTROM AG* trat 1999 als Anbieter Erneuerbarer Energien für Privat- und Gewerbekunden in den Markt ein. Damit war *NATURSTROM* der erste unabhängige Händler für Ökostrom in Deutschland. Neben dem reinen Handelsgeschäft ist *NATURSTROM* auch verstärkt in der Projektierung und dem Betrieb von Erneuerbare Energien-Anlagen tätig. Im Geschäftsbereich „Dezentrale Energieversorgung“ sowie im Bereich „Energieinfrastruktur“ beschäftigt sich das Unternehmen mit Wärmenetzen und

der aufeinander abgestimmten Lieferung von Wärme und Strom für Gemeinden und Industrikunden. Bei von *NATURSTROM* betriebenen Nahwärmenetzen werden der Einsatz erneuerbarer Energien und die Netztemperaturabsenkung konsequent verfolgt und stetig durch neue Optimierungsmaßnahmen vorangetrieben. Der Einsatz hocheffizienter und günstiger Großkollektoren kommt diesem Ansatz entgegen und erweitert durch die gestiegerte Leistungsfähigkeit, auch bei höheren Vorlauftemperaturen, die Nutzung der Solarenergie.

Assoziierte Partner

Savosolar Oyj / Meriaura Energy Ltd (SAV)

Meriaura Energy (ehemals und hier als: *Savosolar*) ist ein finnisches Unternehmen, welches auf die Fertigung von Flachkollektoren spezialisiert ist. Die Produkte basieren auf einem Beschichtungsprozess in einer Vakuumkammer, in der der komplette Absorber inklusive der Sammelrohre nach dessen Montage beschichtet wird. Dieses Design ermöglicht die Fertigung eines vollflächig durchströmten Absorbers, bei dem eine deutlich verbesserte Wärmeübertragung gegenüber anderen Absorberkonzepten genutzt werden kann. Neben Standardgrößen von ca. 2 m² zählen zu den angebotenen Produkten auch Großflächenkollektoren von bis zu 16 m². Dabei unterstützt *Savosolar* neben der reinen Produktion der Kollektoren auch die Planung und Errichtung von Kollektorfeldern zur Versorgung von Wärmenetzen. Im Rahmen der Produktentwicklung der letzten Jahre konnte sich *Savosolar* wesentliche Alleinstellungsmerkmale im Bereich von Absorberfertigung und Kollektorwirkungsgrad erarbeiten die nachfolgend beschrieben werden.

Die patentierte selektive nano-optische Beschichtung basiert auf der Technologie harter Werkzeugbeschichtungen. Deshalb kann die Beschichtung über Jahre hinweg bei hohen Temperaturen eingesetzt werden, ohne Alterungseffekte zu zeigen. Optische Beschichtungen werden in der Solarthermie seit 30 Jahren eingesetzt, jedoch hat *Savosolar* diese erstmals um die positiven Eigenschaften von Werkzeugbeschichtungen erweitert. Darüber hinaus ermöglicht die Fertigungstechnologie von *Savosolar* komplett vorgefertigte Absorber zu beschichten, anstatt, wie es sonst üblich ist, einzelne Blechstreifen. Die Beschichtung besteht aus drei keramischen Schichten mit einem Absorptionskoeffizienten von 96 % und einem Emissionskoeffizienten von 5 %.

Neben der Beschichtung ist der signifikante Unterschied der *Savosolar* Absorber zu Wettbewerbsprodukten die direkte Durchströmung der Absorberbleche im MPE-(Multi-Port-Extrusion) Design. Dies erhöht die Effizienz der Absorber auf zwei Weisen: Zum einen wird die Distanz zwischen der energieabsorbierenden Absorberoberfläche zum Wärmeträgerfluid reduziert, was die Wärmeleitung verbessert. Zum anderen werden der Kanalquerschnitt sowie die wärmeübertragende Oberfläche zwischen Blech und Fluid erhöht. Dies verbessert den Wärmeübergang auf das Fluid und reduziert den Druckverlust des Absorbers und damit die nötige Pumpenenergie zum Betrieb des Kollektorfeldes. Eine zweite Variante der Direktdurchströmung ist der sogenannte Roll-Bond-Absorber (Abbildung 10, rechts). Dieser wird im Gegensatz zum MPE-Absorber

nicht durch Extrusion gefertigt, sondern durch ein Verfahren, bei dem zwei Bleche flächig verbunden und die Kanäle anschließend durch Druckluft expandiert werden. Dieser Absorber verfügt über eine höhere Steifigkeit und kann daher als strukturgebende Komponente in einem geklebten Kollektor eingesetzt werden.

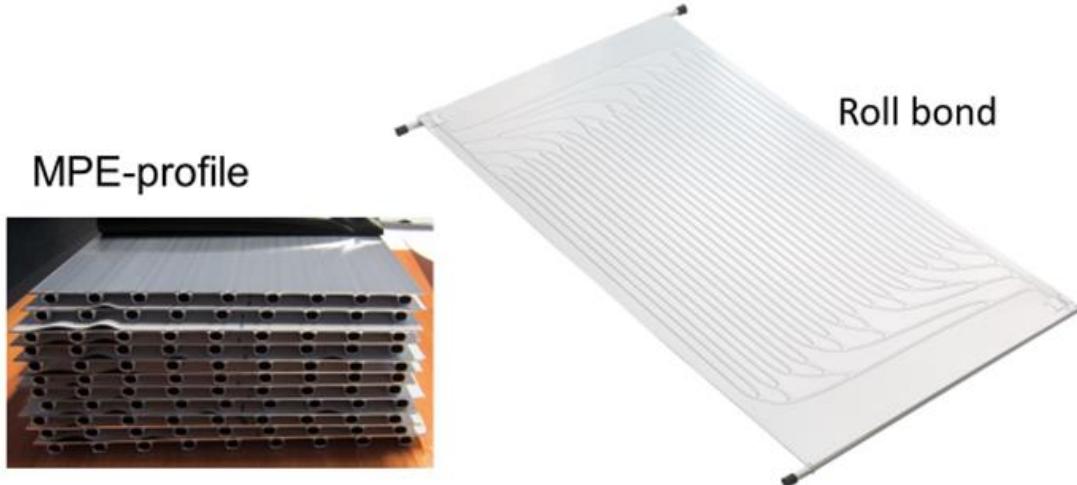


Abbildung 10: Vergleich zwischen MPE und Roll-Bond-Absorber nach [25].

H.B. Fuller / Kömmerling Chemische Fabrik GmbH (KOE)

H.B. Fuller (ehemals und hier: Kömmerling Chemische Fabrik) ist ein international führender Hersteller von Kleb- und Dichtstoffen. Die Erzeugnisse werden in der Isolierglasindustrie zur Fertigung hocheffizienter Isoliergläser sowie in der Automobil- und Bauindustrie verwendet. Seit einigen Jahren hat *Kömmerling* die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten strategisch in den Bereichen Photovoltaik und Solarthermie verstärkt. Daraus erfolgreich entwickelte und vermarktete Produkte sind auf Butyl basierende Dichtstoffe, die unter anderem in Photovoltaikmodulen Anwendung finden.

Im Rahmen von Arbeiten zu Isolierglaskollektoren hat *Kömmerling* bereits einen modifizierten Dichtstoff für Flachkollektoren mit Isolierglasabdeckung entwickelt. Hier konnte sich *Kömmerling* ein vertieftes Verständnis der Materialanforderungen in solarthermischen Kollektoren erarbeiten. Allerdings stellt die Applikation von Kleb- und Dichtstoffen direkt auf den Absorber eine material- und fertigungstechnische Herausforderung dar, mit weitreichenden Vorteilen in Bezug auf Leistungsfähigkeit, Kosten und Fertigung.

Kooperation

Das Forschungsvorhaben ist als Verbundprojekt der Partner *Glas Leuchtle*, *NATUR-STROM*, *Institut für neue Energie-Systeme* der THI und den assoziierten Partnern *Savosolar* und *Kömmerling Chemische Fabrik* durchgeführt worden. Das *Institut für neue Energie-Systeme* übernahm dabei durch Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner die Verbundleitung des Vorhabens.

4 Untersuchungen auf Kollektorebene

4.1 Anforderungsdefinition

Um die übliche Reichweite der Effizienz für Großflächenkollektoren zu bestimmen, wurde eine Marktanalyse von vorhandenen Großflächenkollektoren durchgeführt. Die Daten stammen entweder direkt von dem Hersteller oder der Zertifizierung „Solar Keymark“. Hierzu wurden verfügbare Flachkollektoren (engl.: *Flat Plate Collector, FPC*) größer als 8 m² oder Röhrenkollektoren (engl.: *Vacuum Tube Collector, VTC*) größer als 4 m² betrachtet. Viele Hersteller bieten identische Kollektoren (d.h. es existiert eine Zertifizierung entsprechend dem Solar Keymark) unter diversen Größen (Flächen) an. Abbildung 11 bildet die Effizienzreichweite in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz aller FPC und VTC ab.

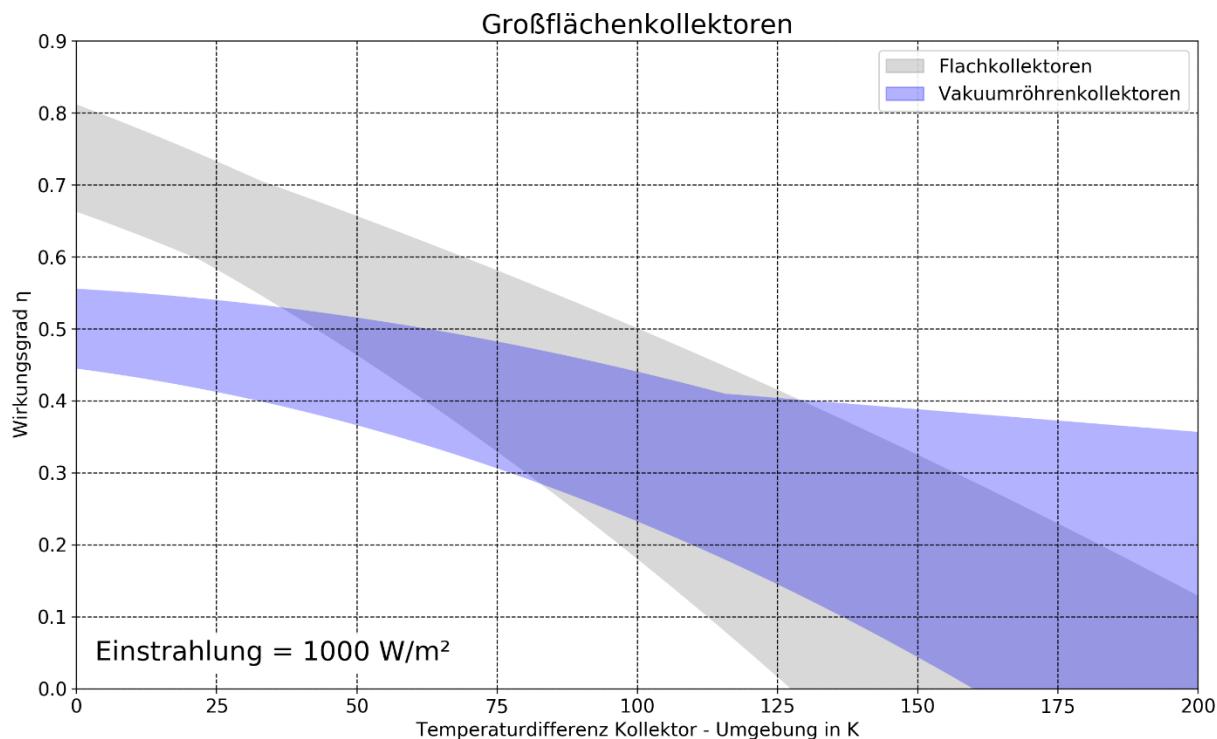


Abbildung 11: Übersicht der Effizienzreichweite marktverfügbarer Kollektoren.

Der im Projekt *flex^{LAC}* gefertigten Kollektor ist ein Flachkollektor. Um eine hohe Vergleichbarkeit zu erhalten, werden in der folgenden Abbildung (Abbildung 12) nur noch Flachkollektoren untersucht. Zusätzlich ist zu erwähnen, dass einige Hersteller (*Viessmann, Wagner Solar* und *GreenOneTec*) den identischen Kollektor unter verschiedenen Namen (*Vitosol 100-F XL13, WGK 133 AR* und *GK3133-S*) in ihrem eigenen Sortiment anbieten. Diese Kollektoren besitzen dieselbe Geometrie, sowie dieselben physikalischen Kenngrößen (Kennlinien liegen übereinander).

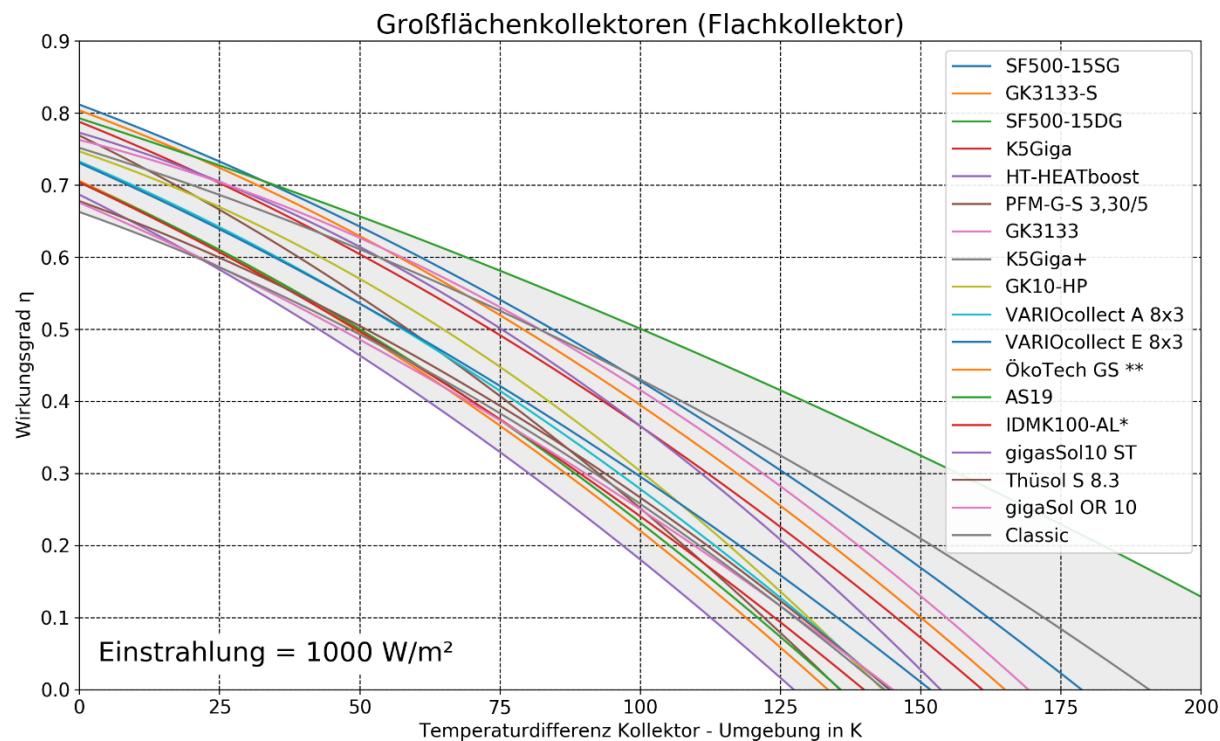


Abbildung 12: Übersicht der Effizienzreichweite von marktverfügbaren Flachkollektoren.

Abbildung 12 zeigt, dass die verschiedenen Kollektoren unterschiedliche Effizienzverläufe besitzen, und somit je nach Betriebspunkt (Ein- und Austrittstemperatur von dem Kollektor) nicht ein optimaler Kollektor existiert. Doppelverglaste Kollektoren (z. B. der SF500-15DG oder der Vitosol 200-F XL13) besitzen vor allem bei großen Temperaturdifferenzen einen vorteilhaften Wirkungsgrad, während ihre einfachverglaste Version (SF-500-15SG bzw. Vitosol 100-F XL13) bei niedrigen Temperaturdifferenzen überlegen sind.

Abbildung 13 und Abbildung 14 zeigen jeweils die zehn besten Flachkollektoren bei einer Temperaturdifferenz von jeweils 50 und 80 °C.

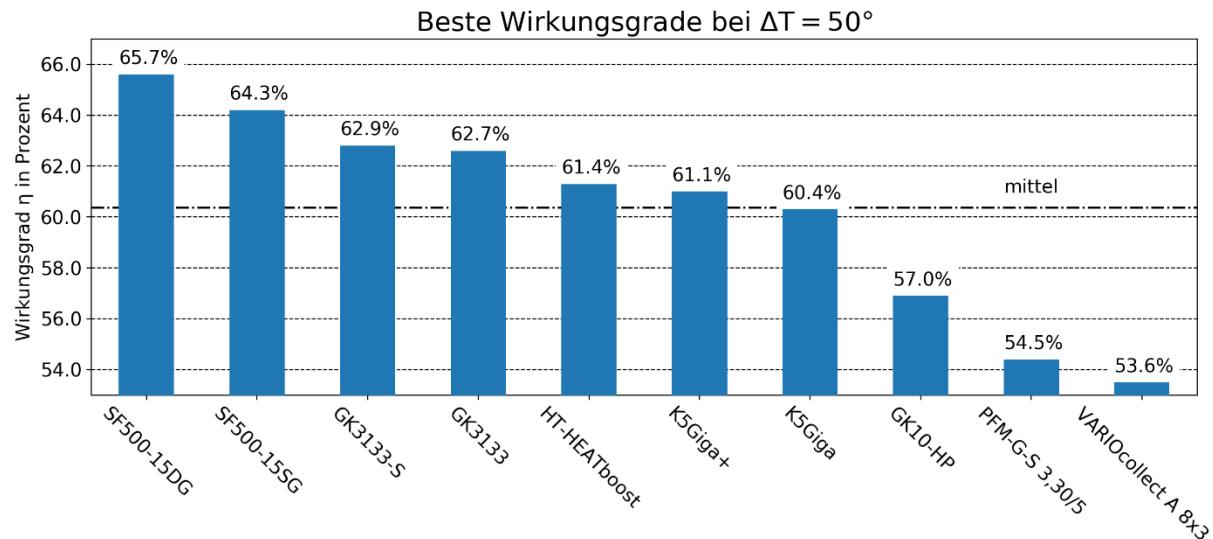


Abbildung 13: Vergleich der zehn besten Flachkollektoren bei einer Temperaturdifferenz von 50 °C.

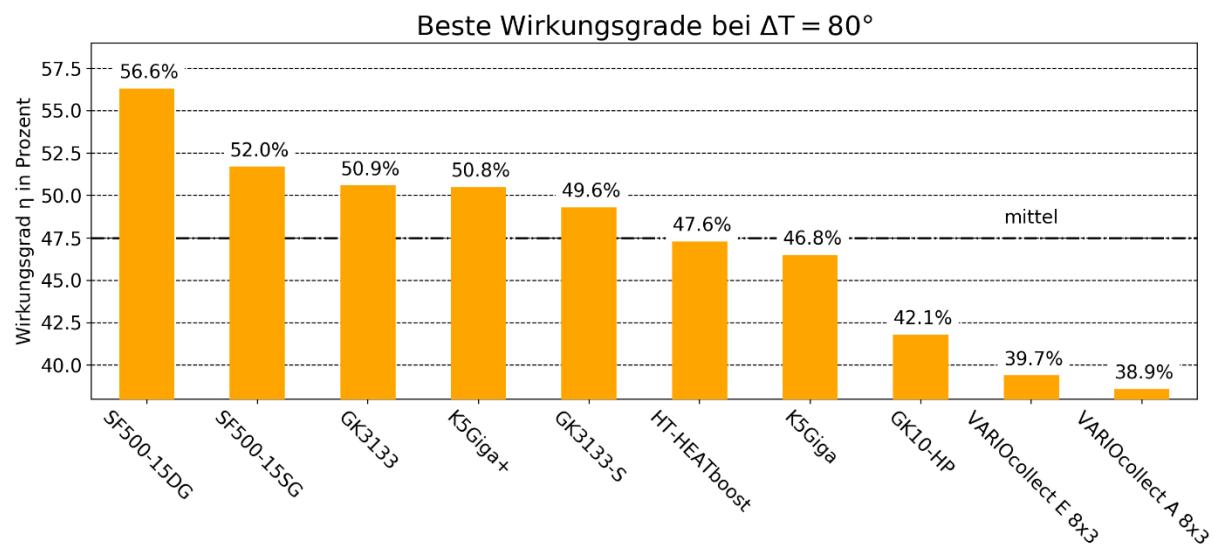


Abbildung 14: Vergleich der zehn besten Flachkollektoren bei einer Temperaturdifferenz von 80 °C.

Aus den vorherigen Abbildungen geht hervor, dass, abhängig von den Anforderungen an den Kollektor, die Definition der „optimalen“ Effizienz sich je nach Anwendungsfall unterscheiden kann. Der geplante Anwendungsfall für den Kollektor in *flex^{LAC}* ist der Betrieb in einem Wärmenetz. Typische Vorlauftemperaturen für Wärmenetze sind 65 °C [26]. Somit werden Temperaturdifferenzen zwischen 50 und maximal 80 °C (Winter) eintreten. Abbildung 15 stellt den Werte- und Arbeitsbereich für den zu entwickelnden Kollektor dar.

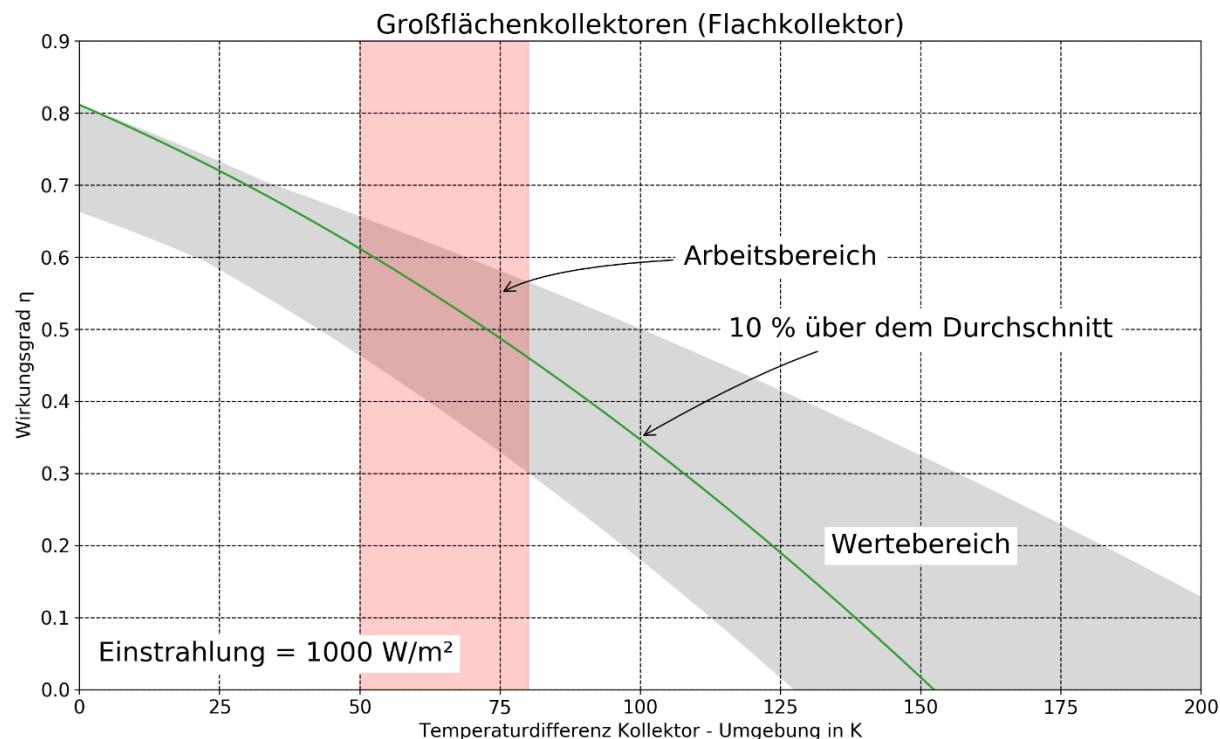


Abbildung 15: Wertebereich für den in flexLAC zu entwickelnden Kollektor.

Eine daraus resultierende Anforderung an den zu entwickelnden Kollektor im Rahmen des Projekts *flex^{LAC}* ist es, dass dessen Kennlinie in dem definierten Wertebereich liegt. Zusätzlich sollte der Kollektor eine 10% höhere Effizienz als der Mittelwert der Marktverfügbaren Kollektoren (grüne Linie im Wertebereich) besitzen.

Parallel zu dieser Untersuchung wurden die Montagekonzepte zur Unterkonstruktion dieser Kollektoren und spezifisches Gewicht analysiert. Hier wurde die Kollektoren zuerst in drei Unterkategorien eingeteilt: Vakuumröhrenkollektoren (*VTC*), einfachverglaste Flachkollektoren (*FPC, SG*) und doppeltverglaste Flachkollektoren (*FPC, DG*). Zusätzlich konnten die Montagekonzepte in die Kategorien: C- und L-Profil (an der Seite vom Kollektorrahmen), rückseitige Befestigung und unsicher (keine Angaben in den Datenblättern und nicht aus den Zeichnungen erkenntlich) unterteilt werden. Abbildung 16 fasst die Ergebnisse zusammen.

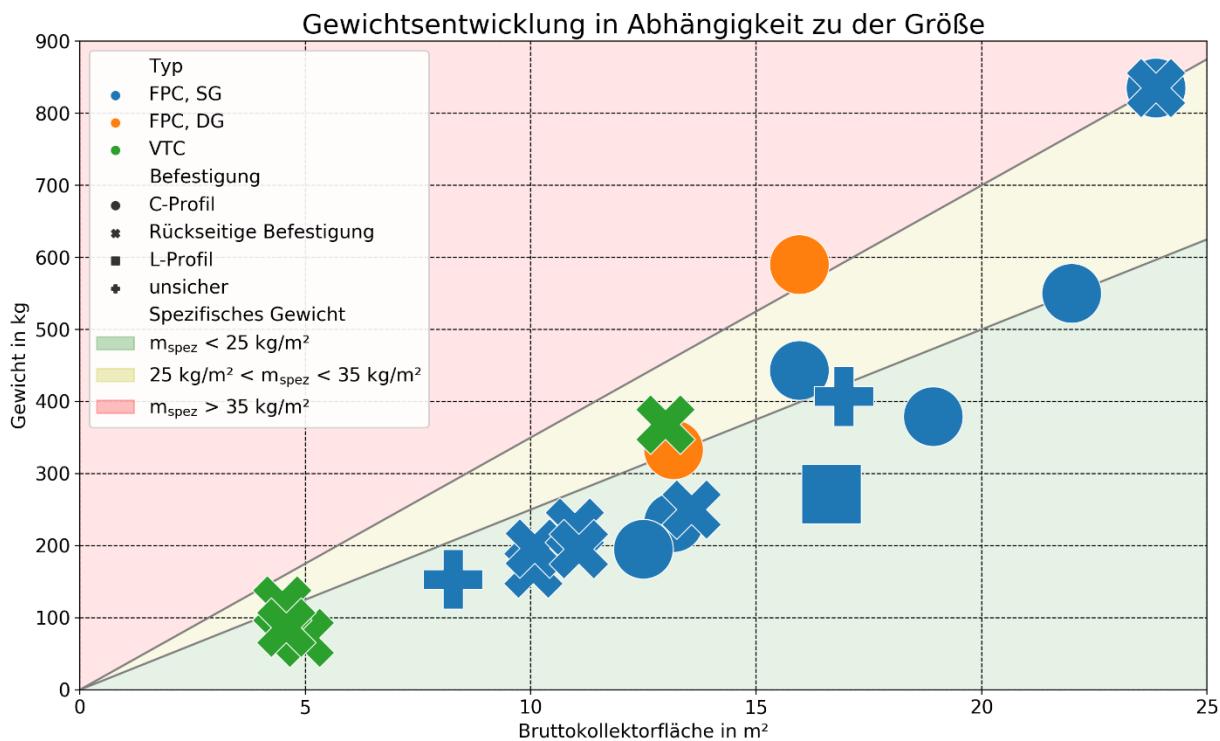


Abbildung 16: Gewichtsentwicklung und Montagekonzept marktverfügbarer Großflächenkollektoren.

Die Entwicklung des Gewichts in Abhängigkeit zu der Bruttofläche ist mit einigen Ausnahmen linear. Doppelverglaste Kollektoren wiegen aufgrund des zusätzlichen Glasgewichts mehr als ihre einfachverglasten Varianten. Sonderanfertigungen (knapp 24 m² Fläche) resultieren auch in einem höheren spezifischen Gewicht. Der Mittelwert für das spezifische Gewicht einfachverglaster Flachkollektoren beträgt 21,4 kg/m² (min: 15,6; max: 35) und für doppeltverglaste Flachkollektoren 31,1 kg/m² (min: 25,3; max: 37)³. Der Kollektor im Projekt *flex^{LAC}* besitzt eine Vorder- und Rückscheibe, somit ist dessen Gewicht näher an dem eines doppelverglasten Kollektors. Das spezifische Gewicht sollte kleiner als 30 kg/m² sein.

Existierende Befestigungskonzepte werden üblicherweise über den seitlichen Rahmen oder über die Rückwand gekoppelt, was im Falle des *flex^{LAC}* Kollektors aufgrund des neuartigen Verbunds und Glasrückwand nicht möglich ist. Für diesen Fall sollten zusätzlich Konzepte für den Halt von Verbundglasscheiben oder PV-Module untersucht werden und ggf. eine Lösung aus diesem Bereich adaptiert werden.

³ In dem Mittelwert fließen die identischen Kollektoren nur einmal, nicht dreimal mit ein.

Außerdem wurde in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern die Anforderungsdefinition für die einzelnen Komponenten des Kollektors definiert und in Tabelle 2 dargestellt. Die definierten Anforderungen werden in Forderung (F), Empfehlung (E) und Wunsch (W) eingeteilt.

Tabelle 2: Anforderungsliste an die Komponenten und Prozesse.

Anforderungsliste				
TPS-Großflächenkollektor				
A. Glasabdeckung				
1. Reduzierung der Wärmeverluste				E
2. Gute Transmission (> 85%)				E
3. Schutz des Absorbers	F			
4. Muss Lasten (Wind: WLZ 4, Schnee: SLZ 3, Klima) standhalten	F			
5. AR Glas	F			
6. Low-E beschichtet			E	
B. Absorber				
1. Hohe Effizienz (Low E < 5%, hohe Absorption > 95%)	F			
2. Wenig Druckverlust			E	
3. Hoher Wärmeübergangskoeffizient			E	
4. Geringe Durchbiegung (< 5 mm)	F			
C. Randverbund				
1. Hermetisch dicht (min 20 Jahre)	F			
2. Thermisch beständig	F			
3. Keine Ausgasung	F			
4. Mechanisch belastbar	F			
5. Wenig (keine) mechanischen Scherlasten			E	
6. Wenig (kein) Verbund Glas - Metall			E	
7. Niedrige (optimierte) TPS-Höhe (< 20 mm)	F			
8. Schmale TPS-Versiegelungen (SVS, < 15 mm)				W
D. Anschlüsse				
1. Einfach zu erreichen	F			
2. Hydraulisch dicht	F			
Kurzer Verbindungswege zwischen Kollektoren (20 % Kollektor- länge)	F			
3. Geringe mechanische Lasten auf Anschlüsse	F			
4. Schnell zu koppeln	F			
5. Nicht im TPS-Verbund	F			
E. Zentrier-/Positionierungssystem				

1. Darf Fertigung nicht behindern	F	F		
2. Temperatursicher bis min. 200 °C	F	F		
3. Positionierung in x,y-Ebene sicherstellen	F	F		
4. Kosten weniger als 5 €/m ²			E	
5. Muss vormontierbar sein	F	F		
6. Darf Dichtheit nicht gefährden	F	F		
7. Geringe Wärmebrücken			E	
8. Absorber nur fliegend lagern	F			
F. Aufständерung				
1. Muss Lasten Standhalten (SLZ 3 / WLZ 4)	F	F		
2. Schneller / einfacher Aufbau	F	F		
3. Großflächig erweiterbar			E	
4. niedrige Kosten				W
5. Verbindungsmöglichkeit zu Glasverbund	F			
G. Kollektorhalterung				
1. Sicherer Verbund Kollektor - Aufständerung	F			
2. Verhindert Kollektorbewegung	F	F		
3. Wenig Abstand zwischen zwei benachbarten Kollektoren			E	
4. Nicht zu großflächig / starr angreifend			E	
H. Lasten				
1. Schneelastzone 3 auf 1000m: 6.900 N/m ²	F			
2. Windlastzone 4: -2.800 N/m ²	F	F		
Klimalast: 160 °C Stagnationstemperatur erzeugen 300 N/m ²	F			
3. Überdruck	F			
I. Planung und Fertigung				
1. Möglichst vorproduzierbar			E	
2. Einsatz von Standartkomponenten			E	
3. Transport mit üblichen Transportoptionen (Glasindustrie)			E	
Lasten bei Transport/Montage dürfen Maximallasten nicht überschreiten	F			
J. Instandhaltung				
1. Wartungsarm	F			
2. Einfacher Austausch von Komponenten			E	
K. Gebrauch				
1. Optionale Erweiterungen			E	
2. Einfache und intuitive Bedienung (z.B. Kennung von Ein-/Auslass)	F			
L. Geometrie				

1.	Spezifisches Gewicht kleiner als 30 kg/m ²	F			
2.	Mindestens 4 m ² Bruttofläche	F			
3.	Erweiterbarkeit (z.B. Verschiedene Anschlüsse, Isolierungen, etc.)		E		
4.	Baugröße (Türmaße, Transportmaße, etc.)	F			
M. Allgemeines					
1.	Wärmegestehungskosten System kleiner als 4 €ct/kWh			W	
2.	Wirkungsgrad: 40% bei 80 °C Temperaturdifferenz			W	
3.	Stagnationstemperatur nicht größer als 200 °C		E		

4.2 Kollektordesign und Effizienzsteigerung

4.2.1 Designkonzept

Konstruktiver Aufbau des Isolierglas-Flachkollektors

Das grundlegende Designkonzept des Isolierglas-Flachkollektors, welches aus den in Abschnitt 4.1 genannten Anforderungen hervorging, ist in Abbildung 17 dargestellt. Es orientiert sich am Prozess der Isolierglasfertigung und dessen Rahmenbedingungen. Das Kollektorkonzept ähnelt dem Aufbau einer multiplen Isolierverglasung. Diese besitzt eine Front- und Rückscheibe, zwischen denen der Absorber gelagert ist.

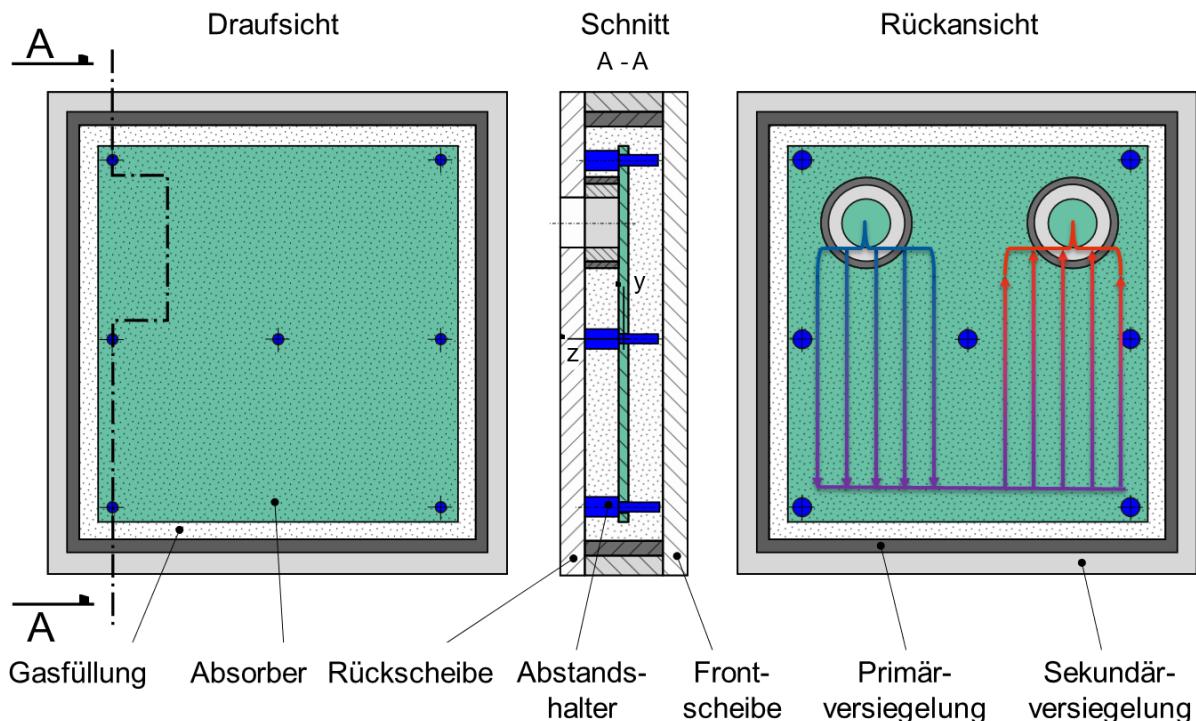


Abbildung 17: Designkonzept des Isolierglas-Flachkollektors. Rote und blaue Pfeile kennzeichnen den Strömungsverlauf des Wärmeträgermediums im Kollektor.

Abstandshalter (hier: blau) halten den Absorber in Position und übertragen mechanische Lasten zwischen vorder- und rückseitiger Glasscheibe, was den Randverbund entlastet. Letzterer besteht aus einer Primärversiegelung, welche die hermetische Dichtheit des Scheibenzwischenraums (SZR) sicherstellt sowie einer Sekundärversiegelung, welche die mechanische Integrität des Glasverbundes sicherstellt. Die Ein- und Auslässe des Absorbers verlaufen durch die rückseitige Glasscheibe des Kollektors, worauf im Nachfolgenden näher eingegangen wird.

In Bezug auf die rückseitige Isolierung des Kollektors wurde ebenfalls untersucht, wie sich die Verwendung verschiedener Dämmstoffe auf die Effizienz und Kosten des Kollektors auswirkt. Wie in Tabelle 3 zu erkennen, ergeben sich im Vergleich zum vollständig mit Argon gefüllten Kollektor vergleichsweise geringe Unterschiede in den thermischen Verlusten, während sich die Kosten für beide Varianten jedoch deutlicher unterscheiden. Technisch-wirtschaftlich betrachtet bietet die Gasfüllung somit Vorteile gegenüber der Feststoffisolierung. Daher wird für die Kollektorentwicklung im Weiteren auf die Verwendung von Mineralwolle auf der Kollektorrückseite verzichtet.

Tabelle 3: Gegenüberstellung von Luft, Argon und Mineralwolle als rückseitige Isolierung. Der Vergleich ist in Bezug auf thermische Isolierwirkung (Strahlungseffekte vernachlässigt) sowie Materialkosten dargestellt. Die Berechnung wurde durchgeführt anhand der Gleichungen nach [27–29] bei einer Temperaturdifferenz von 75 K und einem Abstand von 15 mm. Die Materialkosten und thermischen Eigenschaften entsprechen handelsüblichen Werten.

Isolierung	Wärmedurchgangskoeffizient	Materialkosten
Luft	2,54 W / (m ² K)	0 €
Argon	1,54 W / (m ² K)	2 €
Mineralwolle	2,0 W / (m ² K)	13 €

Lagerungs- und Durchführungskonzept des Absorbers

Die im vorherigen Forschungsprojekt „TPS-Kollektorfertigung“ erarbeiteten Lösungskonzepte für die Absorberbefestigung wurden weiterentwickelt, da sich die beobachteten thermo-mechanischen Beanspruchungen als große Hürde für die Umsetzbarkeit des Konzepts herausstellten. Hierfür mussten neue Abstandshalter zwischen Absorber und Glasscheibe entworfen werden, was in Abbildung 18: Abstandshalter zur Befestigung des Absorbers im Isolierglaskollektor. Abbildung 18 exemplarisch dargestellt ist. Das neue Lagerungskonzept (über kreisrunde Primär- und Sekundärdichtung, vgl. Abbildung 17) ermöglicht nun die Ausdehnung des Absorbers bei großen Temperaturänderungen und eliminiert thermisch induzierte Spannungen weitestgehend. Dies verspricht wiederum die effektive Vermeidung von Ausbeulungen des Absorbers. Äußere Lasten aufgrund von Wind und/oder Schnee stellen die Hauptbeanspruchung auf den Glasverbund bzw. den Kollektor dar. Für die Sicherstellung der Gasdichtheit sind

jedoch auch die inneren Lasten zu berücksichtigen, welche aufgrund der Expansion des Gases im Scheibenzwischenraum auftreten.

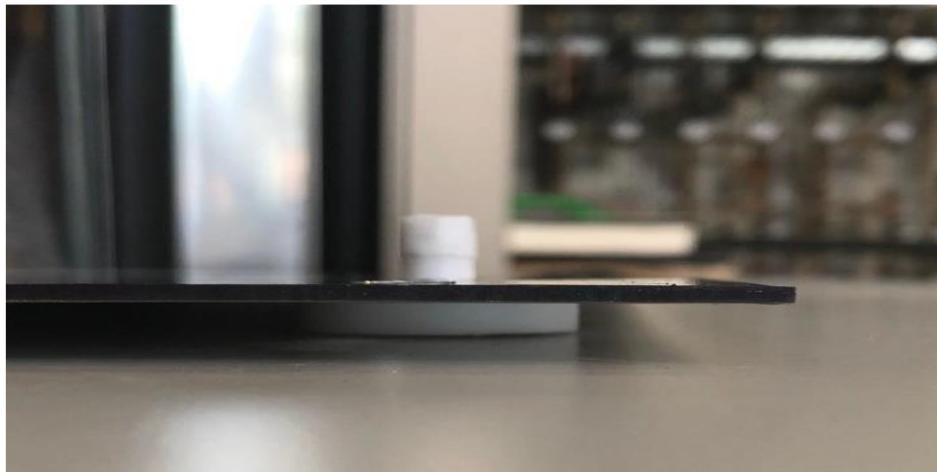


Abbildung 18: Abstandshalter zur Befestigung des Absorbers im Isolierglaskollektor. Diese wurden aus PTFE gefertigt (weißes Bauteil in der Abbildung).

Für den hydraulischen Anschluss des Kollektors, sowie zur Fixierung des Absorbers im Kollektor verfügt die rückseitige Glasscheibe im neuen Kollektorkonzept über zwei Bohrungen (vgl. Abbildung 17). Es existieren Ansätze [30], bei denen der Anschluss sowie die Abdichtung der Durchführung über einen Gewindeeinsatz realisiert wird (siehe Abbildung 19). Diese stellt eine Alternative zur geklebten Durchführung bzw. Abdichtung dar, welche jedoch einer Automatisierung der Fertigung entgegensteht und daher nicht weiter in Betracht gezogen wurde.

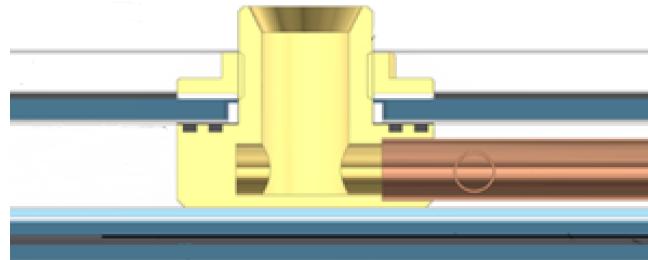


Abbildung 19: Befestigungs- und Anschlusskonstruktion eines PVT-Isolierglaskollektors nach [30].

4.2.2 Untersuchung der konvektiven Verluste

Analytische Berechnungsmethoden

Für ein besseres Verständnis des Wärmetransports innerhalb des Kollektors wurden die aus der Literatur bekannten Konvektionsphänomene nach Hollands [27] und Eismann [31,32] bei verschiedenen Abständen zwischen Frontscheibe und Absorber im Scheibenzwischenraum betrachtet (vgl. Abbildung 20 und Abbildung 21). Es wurde ein Neigungswinkel von 45° und Temperaturen von 50°C (Glasabdeckung) bzw. 115°C (Absorberblech) angenommen.

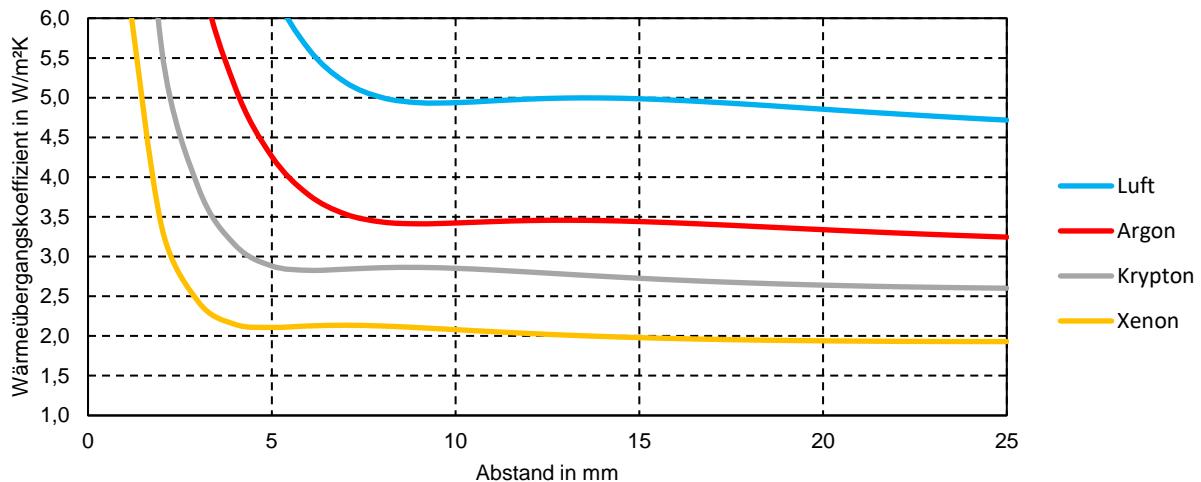


Abbildung 20: Wärmetransport durch Konvektion bei Einsatz verschiedener Gase nach Eismann [31,32].

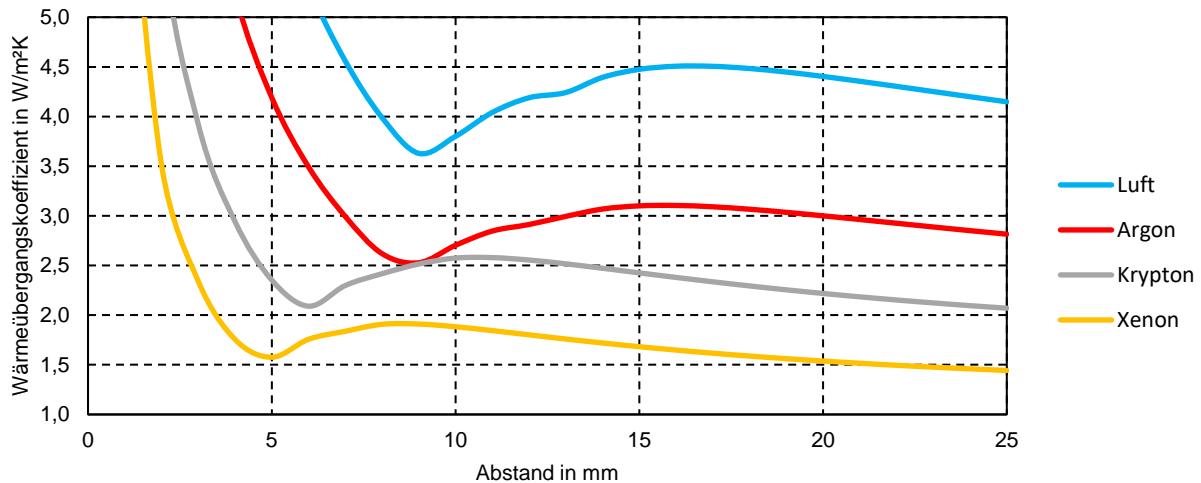


Abbildung 21: Wärmetransport durch Konvektion bei Einsatz verschiedener Gase nach Hollands [27].

Frühere Untersuchungen zeigen, dass für Flachkollektoren die Konvektionstheorie von Eismann realistische Ergebnisse liefert [22]. Da diese Ergebnisse zu den Konvektionseffekten nur auf die Vorderseite des Isolierglaskollektors angewendet werden können, wurde eine weitere numerische Untersuchung in Bezug auf die Gasströmungen angestrebt.

2D-Simulationsstudien

Es wurden simulationsbasierte Strömungsberechnungen in ANSYS FLUENT durchgeführt, deren Ergebnisse im Rahmen des Solarthermie-Symposiums 2020 [33] sowie des Solar World Congress 2021 [34] vorgestellt wurden. Zum einen ermöglichen diese die Visualisierung der Strömungsform innerhalb des Scheibenzwischenraumes und

erweitern so das Gesamtverständnis der Wärmeübertragung im neuartigen Kollektorkonzept. Zum anderen dienen sie zur Auslegung eines optimalen Kollektordesigns, welches maximale Leistungsfähigkeit bei geringstmöglichen Kosten verspricht. We sentliche Einflussgröße ist hierbei der Abstand beider Glasscheiben [22] sowie die Positionierung des Absorbers innerhalb des Scheibenzwischenraums [34]. Anhand eines zweidimensionalen Modells wurden zunächst die Konvektionsströmungen innerhalb des Kollektors visualisiert.

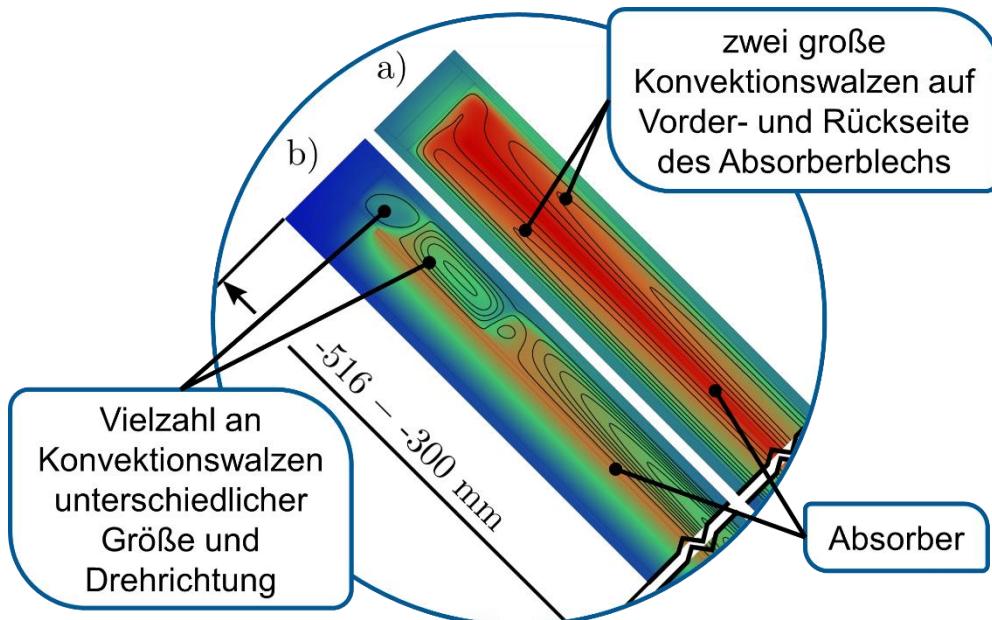


Abbildung 22: Temperatur- und Strömungscharakteristik als Resultat der CFD-Simulationen. Vergrößerter Ausschnitt der numerisch analysierten Kollektorgeometrien a) neuartiges Kollektorkonzept b) konventioneller Kollektoraufbau. Darstellung der Temperaturverteilung im Kollektor (bunt) sowie der Stromlinien (schwarz)

Im Strömungsmodell wurde der Stagnationsfall bei einem Aufstellwinkel von 45 °, einer Einstrahlung von 500 W/m² und einem Scheibenabstand von 40 mm untersucht. Die Berechnungen wurden zur besseren Vergleichbarkeit zusätzlich mit einer konventionellen Kollektorgeometrie durchgeführt. Wie in Abbildung 22 zu sehen, ergeben sich deutliche Unterschiede sowohl in der Strömungsform im Scheibenzwischenraum als auch in der Temperaturverteilung beider Kollektoren. Am neuartigen Konstruktionsansatz lässt sich außerdem beobachten, dass dieser vergleichsweise schwach ausgeprägte konvektive Effekte aufweist. Dies lässt sich an der Anzahl, Größe und Drehrichtung der Konvektionswalzen feststellen.

Zusätzlich zu Abbildung 22 zeigt Abbildung 23 den zeitlichen Verlauf der mittleren Temperaturen einzelner Kollektorkomponenten. Es stellen sich maximale Wandtemperaturen (an den TPS-Dichtungen) von ca. 93 °C ein. Diese Abbildungen bestätigen die Erwartung, dass sich eine Temperaturspreizung zwischen oberem und unterem

Kollektorende einstellt. Zwischen vorder- und rückseitiger Glasabdeckung ergeben sich lediglich beim konventionellen Kollektoransatz sichtbare Temperaturunterschiede. Dies ist auf die rückseitige Dämmung zurückzuführen. Die Dämmung bewirkt zudem, dass sich die Konvektionseffekte auf der Vorderseite stärker ausprägen. Eine Verwendung von Dämmstoffen in Isolierglaskollektoren – wie in den Projektzielen ursprünglich angedacht – kann sich demnach auch negativ auf die Konvektionsströmungen im Scheibenzwischenraum auswirken. Da diese Dämmstoffe die Materialkosten des Kollektors zusätzlich steigern, wurden sie im weiteren Projektverlauf nicht mehr in Betracht gezogen.

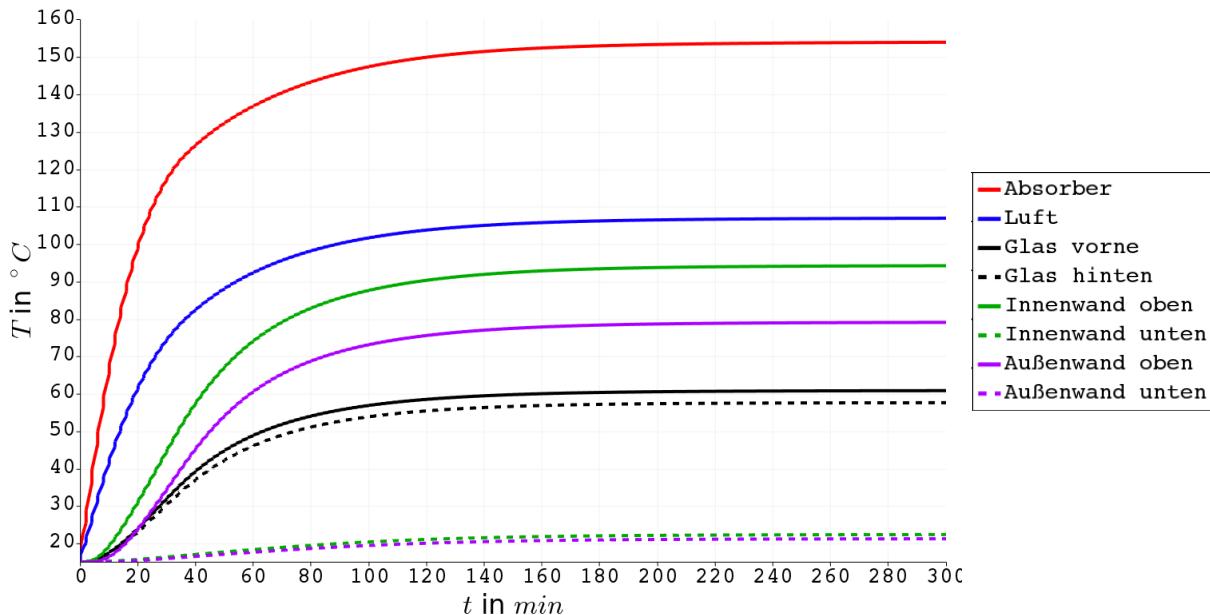


Abbildung 23: Temperaturverlauf der Kollektorkomponenten als Resultat der CFD-Simulation. Dargestellt sind die mittleren Temperaturen zu Beginn der Simulation bis zur Erreichung des Gleichgewichtszustands.

Die simulationsbasierten Strömungsberechnungen in ANSYS FLUENT wurden anschließend durch eine Parameterstudie des Glasscheiben-Abstandes vertieft. Das entwickelte Simulationsmodell ermöglicht es, eine optimale Distanz der beiden Scheiben zu ermitteln, um einen minimalen konvektiven Wärmeverlust sicherzustellen. Die Berechnung und Visualisierung der Strömung lieferte gleich mehrere Erkenntnisgewinne für die Kollektorentwicklung.

In Abbildung 24 ist der, aus der Simulation resultierende, mittlere Wärmedurchgangskoeffizient aufgetragen. Er kann als Maß für die konvektiven Verluste angesehen werden. Auf der horizontalen Achse sind die Parameterwerte als Abstand einer Glasscheibe zur Kollektormittellebene dargestellt. Der Wärmedurchgangskoeffizient ist für die vordere und für die rückseitige Glasscheibe, sowie in Summe (aus beiden Seiten resultierend) aufgetragen. Aus energetischer Sicht ist ein möglichst großer Abstand

beider Glasscheiben erstrebenswert, da die thermischen Verluste des solarthermischen Kollektors mit zunehmender Distanz geringer werden.

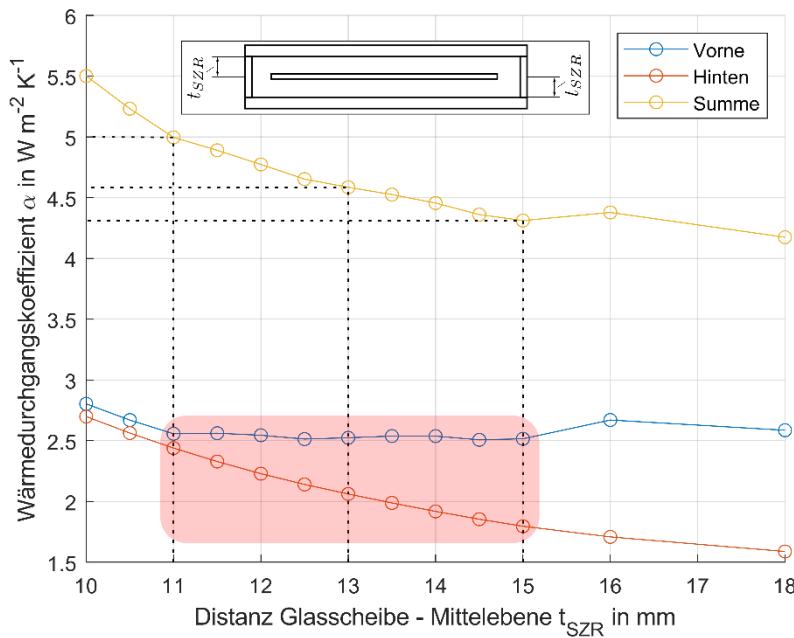


Abbildung 24: Verlauf des simulierten Wärmedurchgangskoeffizienten durch die Glasscheibe. Auf der Vorder- (blau) und Rückseite (rot) des Kollektors sowie deren Summe (gelb) in Abhängigkeit des Scheibenzwischenraumes. Gestrichelte Linien kennzeichnen Designvarianten (v.l.n.r. Scheibenzwischenräume von 22 mm 26 mm und 30 mm). Ein rotes Feld kennzeichnet denkbare Parameterwerte. Der skizzierte Kollektor (oben) verdeutlicht den in der Studie variierten Parameter.

Wirtschaftlich betrachtet impliziert die Vergrößerung des Scheibenzwischenraumes jedoch eine Steigerung der Materialkosten, da mehr Material im Randverbund benötigt wird. Gleichzeitig stellen größere Scheibenabstände eine Herausforderung für die Fertigung dar, da die Kollektoren in vertikaler Aufstellung produziert werden müssen, die Applikation der Versiegelungen hierdurch erschwert wird und die Isolierglaslinie hinsichtlich der Dicke der Isolierglaseinheiten beschränkt ist (vgl. Abschnitt 4.4).

Ferner lässt sich erkennen, dass sich die vorderseitigen Verluste bei zunehmenden Abständen ab 11 mm nicht maßgebend verändern, während die Verluste auf der Rückseite sinken. Dieser Effekt lässt sich derart ausnutzen, dass man bei gegebenem Scheibenabstand den Absorber näher zur vorderen Glasscheibe positioniert und somit die Verluste auf der Rückseite senkt, ohne die vorderseitigen Verluste maßgeblich zu beeinflussen. Folglich könnte man ohne zusätzliche Materialkosten die Effizienz und somit den Ertrag des Kollektors steigern. Diese asymmetrische Positionierung des Absorbers wurde auch in den dreidimensionalen Strömungssimulationen näher untersucht.

3D-Simulationsstudien

Die zuvor beschriebenen Simulationen wurden auf den dreidimensionalen Fall erweitert, um mit Hilfe der daraus gewonnenen Erkenntnisse, präzise Aussagen über das Kollektorverhalten zu tätigen und somit eine leistungsfähige und kostenoptimierte Geometrie ableiten zu können.

Es wurde ein stationärer, druckbasierter Finite-Volumen-Ansatz gewählt, um die Navier-Stokes-Gleichungen numerisch zu lösen. Das Reynoldsspannungs-Turbulenzmodell wurde verwendet, um hohe Rayleigh-Zahlen, turbulente Strömungsregime und turbulente Grenzschichteffekte zu berücksichtigen.

Die Physik der natürlichen Konvektion erfordert, dass die Gaseigenschaften temperaturabhängig sind. Daher wurden das ideale Gasgesetz und die kinetische Gastheorie zur Berechnung von Dichte, Wärmeleitfähigkeit, Viskosität und Wärmekapazität des Gases herangezogen. In dieser Studie wurde die Berechnung mit Luft auf Basis von experimentell und numerisch ermittelten Ergebnissen der Literatur validiert. Anschließend wurde eine Parameterstudie unter Berücksichtigung von Argon durchgeführt.

Die Randbedingungen wurden auf vier Bereiche angewandt: eine konstante Temperatur an den Oberflächen, die den Absorber und die vordere/hintere Glasabdeckung darstellen; eine adiabatische Bedingung an den Seitenwänden (TPS-Randverbund); eine Symmetriebedingung an der Querschnittsebene. Der Aufstellwinkel wurde durch Änderung der Komponenten des Schwerkraftvektors variiert.

Für alle Parametersätze wurden die Wärmeströme, Materialeigenschaften und Temperaturen berechnet, um die dimensionslosen Nusselt- (Nu) und Rayleigh-Zahlen (Ra) zu erhalten. Die Ergebnisse für jeden Aufstellwinkel sind in Abb. 3 dargestellt. Die Simulationsergebnisse zeigen ähnlich geformte Nusselt-Kurven wie in der Literatur angegeben. Zur Beschreibung der Abhängigkeit von Nu und Ra wurde der folgende Ausdruck verwendet:

$$Nu = [(1 + (C Ra^n)^b)]^{1/b} \quad (\text{Gl. 1})$$

mit:

C, n, b : Parameter für die nichtlineare Regression

Diese Gleichung wurde auch von El Sherbiny [35] verwendet, um den konvektiven Wärmeübergang für Gasschichten zu beschreiben, die von oben beheizt werden. Da die von El Sherbiny ermittelten Werte nicht auf die Betriebswerte von Isolierglaskollektoren anwendbar sind, mussten auf Basis der numerischen Parameterstudie neue mathematische Zusammenhänge zur Beschreibung dieser konvektiven Effekte ermit-

telt werden. Abbildung 25 zeigt, dass dieser mathematische Ansatz auch für die Beschreibung des Wärmeübergangs für von unten beheizte Gasschichten verwendet werden kann. Es wurde eine nichtlineare Regression nach der Methode der kleinsten Quadrate durchgeführt, um eine Reihe von Parametern für (Gl. 1) zu erhalten.

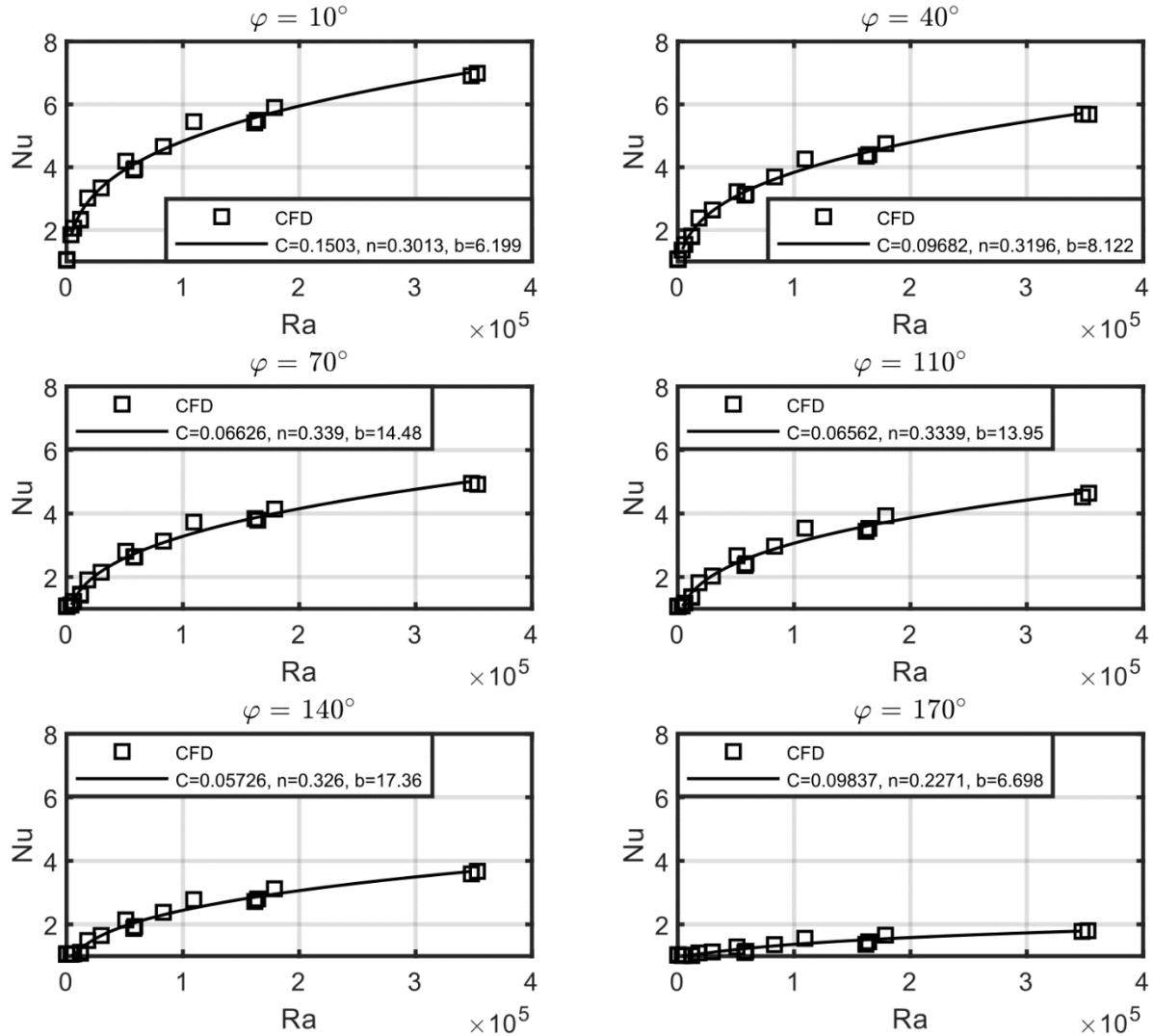


Abbildung 25: Nusselt-Zahl im Vergleich zur Rayleigh-Zahl für sechs Neigungswinkel (φ). Die Kurven wurden durch eine nichtlineare Regression bestimmt. Die Simulationsergebnisse (CFD) wurden durch eine Parameterstudie für einen typischen Betriebsbereich von Solarkollektoren für Wärmenetze ermittelt.

Die abgeleiteten Gleichungen wurden anschließend verwendet, um die Wärmeübergangskoeffizienten h für verschiedene Abstände, Aufstellwinkel und Temperaturunterschiede für einen mit Argon gefüllten Kollektor zu berechnen. Abbildung 26 zeigt Konturdiagramme des Wärmeübergangskoeffizienten mit variablen Gasschichtdicken W und Temperaturniveaus für die Vorderseite $\varphi_f = 40^\circ$ und Rückseite $\varphi_b = 140^\circ$. Außerdem sind die Konturen für die Gleichungen aus Hollands et al. [27] (für die Front) und

EISherbiny [35] (für die Rückseite) wurden aufgetragen, um sie mit den Simulationsergebnissen zu vergleichen. Es ist zu beachten, dass die empirischen Korrelationen nicht für alle Seitenverhältnisse, die für die Berechnung verwendet wurden, gültig sind. Die Konturen sind daher weiß umrandet, da sie auf die gültigen Bereiche von Ra und φ begrenzt sind.

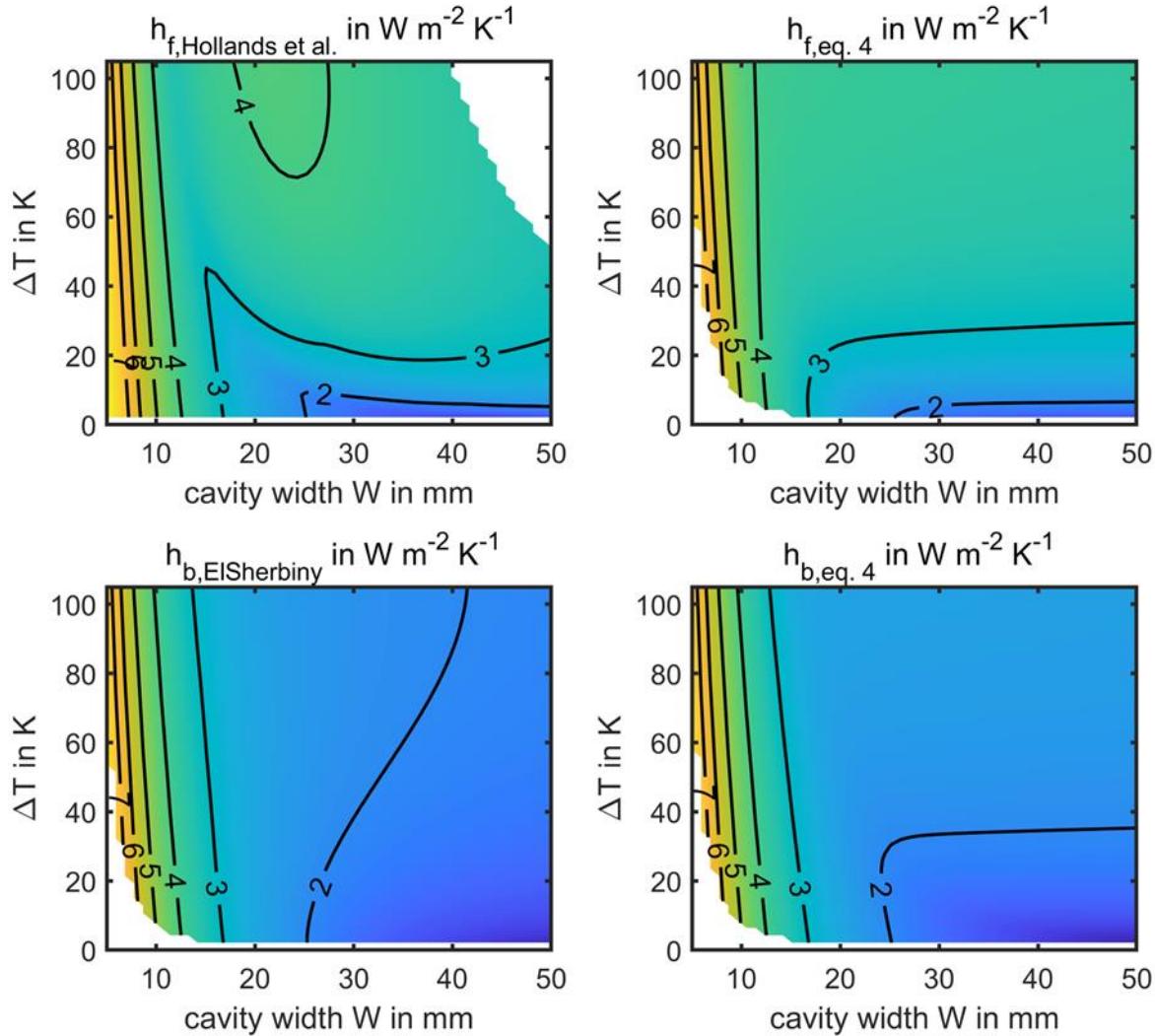


Abbildung 26: Konturdiagramm des konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten in Abhängigkeit von variablen Gasschichtdicken (W) und Temperaturdifferenzen (ΔT). Auf der linken Seite sind die Nusselt-Korrelationen aus der Literatur und auf der rechten Seite wurden die Werte anhand von (Gl. 1) berechnet.

Wie erwartet, ergibt sich ein Unterschied zwischen der Wärmeübertragung an der Vorder- und Rückseite des Kollektors. Hart hat in seinen experimentellen Untersuchungen im Jahr 1971 bereits gezeigt [36], dass eine Gasschicht, die von oben beheizt wird, ein stabileres Strömungsregime aufweist als eine von unten beheizte Gasschicht. Dies wird von den hier vorgestellten numerischen Ergebnissen bestätigt. Außerdem gibt es einen Bereich von W in dem der Wärmeübergangskoeffizient h deutlich ansteigt. Wenn

$W < W^* \approx 12 \text{ mm}$ ist, dann nimmt h deutlich zu, wohingegen sich h bei zunehmenden Gasschichtdicken verringert.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass durch numerische Strömungssimulationen wurde ein neuer Satz von Korrelationen ermittelt wurde, der für den gesamten Betriebsbereich von Isolierglaskollektoren verwendet werden kann. Die daraus gewonnenen Ergebnisse für den konvektiven Wärmeübergangskoeffizient bestätigen, dass die konvektiven Verluste der Isolierglaskollektoren vorwiegend an der Vorderseite des Kollektors auftreten. Für die hintere Seite ist das Strömungsmuster unterkritisch und daher sind die thermischen Verluste bei den meisten Parametersätzen auch geringer. Auf der Vorderseite ist der Wärmeübergangskoeffizient empfindlicher gegenüber Temperaturänderungen und Abständen zwischen Absorber und Glasscheibe. Dies ist ein deutlicher Hinweis darauf, dass die Position des Absorbers für Isolierglaskollektoren von großer Bedeutung ist. Eine asymmetrische Anordnung des Absorbers im Scheibenzwischenraum kann zu einem Leistungsvorteil führen, ohne dass die Applikationshöhe der thermoplastischen Abstandshalter vergrößert werden muss. Dadurch reduziert sich der Materialaufwand für den Kollektor, was wiederum die Kosten für die Herstellung senkt.

4.3 Materialanalyse und -optimierung

Basierend auf dem Designkonzept (vgl. Abschnitt 4.2.1) wurden kleinformatige Funktionsmuster gefertigt (vgl. Abschnitt 4.4), um die Produktionstauglichkeit zu bewerten. Die Herstellung lieferte dabei erste Aussagen zur Fertigungstauglichkeit der Konzepte, welche in die Gestaltung der Kollektorprototypen einflossen. Zusätzlich wurden Dichtheits- und Temperaturbelastungstests an großformatigen Prototypen durchgeführt, um Erkenntnisse zur Beständigkeit und Haltbarkeit der Materialien zu gewinnen. Darüber hinaus wurde auch die strukturelle Robustheit des Designs anhand von mechanischen und thermo-mechanischen Analysen bewertet.

4.3.1 Mechanische Simulation

Zunächst wurden die Durchbiegungen unter Eigenlast des Absorberblechs (hier mit Abmessungen von $1,5 \times 1,5 \text{ m}$) bei einer unterschiedlichen Anzahl von Abstandshaltern am Blech simuliert und ausgewertet (vgl. Abbildung 27).

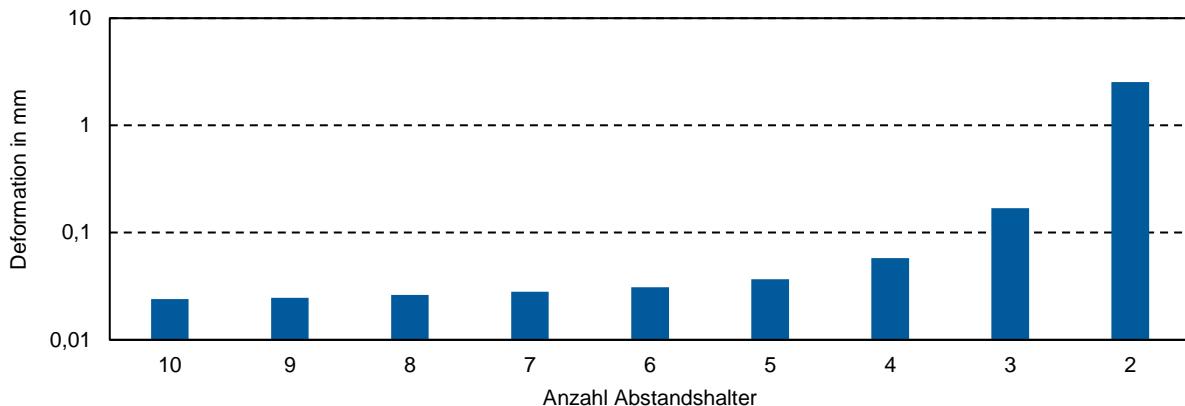


Abbildung 27: Deformation des Absorberblechs unter Eigenlast. Die Ergebnisse sind bei verschiedener Anzahl an Abstandshaltern dargestellt und zeigen einen signifikanten Einfluss, sofern die Anzahl weniger als 5 beträgt.

Für eine Minimierung der Deformation des Absorberblechs sollten demnach mindestens drei Abstandhalter auf einer Länge von 1,5 m verwendet werden. Mit einer zunehmenden Anzahl an Abstandshaltern kann die Verformung noch weiter reduziert werden, gleichzeitig steigen jedoch die für die Fertigung / Montage der verwendeten Abstandhalter entstehenden Kosten an. Anzahl und Positionierung, sowie das konkrete Design der zu verwendenden Spacer wurde während der Produktion von Funktionsmustern und Prototypen validiert.

Weiterhin wurden die Auswirkungen einer unterschiedlichen Anzahl an Spacern auf die resultierenden Spannungen im Glas unter Schneelast und für zwei unterschiedliche Glasdicken (4 mm / 5 mm) ermittelt (vgl. Abbildung 28). Für die Berechnung der Lasten wurden die Wind- und Schneelastzonen gemäß Tabelle 2 angesetzt. Die maximal zulässige Spannung im Falle eines – in der Praxis weit verbreiteten – 5 mm starken Einscheibensicherheitsglases (ESG) liegt bei 120 MPa. Bei Verwendung dieses Glases sollte eine Anzahl von sechs Abstandhalter nicht unterschritten werden (vgl. Abbildung 28).

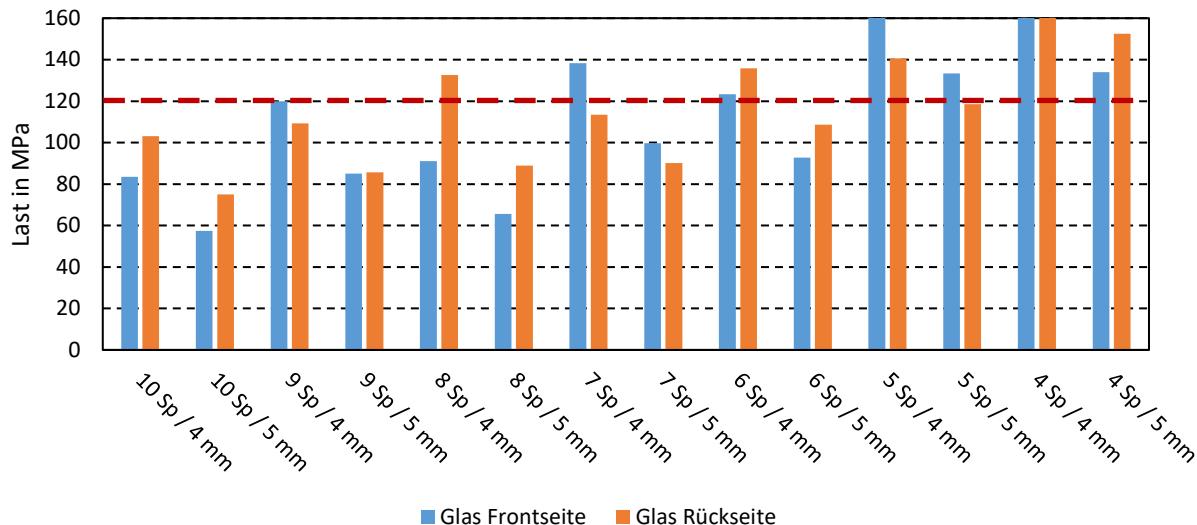


Abbildung 28: Resultierende Spannungen bei 4 mm / 5 mm starken Glasscheiben. Die Ergebnisse sind in Abhängigkeit der Anzahl an Spacern (Sp) dargestellt. Die rote Linie bezeichnet die maximal zulässige Spannung für ein 5 mm starkes ESG.

4.3.2 Thermo-Mechanische Simulation

Die mechanischen Belastungen und die thermisch induzierten Spannungen auf die Dichtungen sind für den in **flex^{LAC}** vorgeschlagenen Kollektoraufbau bisher nicht untersucht worden. Dennoch stellen diese Lasten eine signifikante Beanspruchung für die verwendeten Materialien dar, wie auch in früheren Untersuchungen gezeigt werden konnte [37,38]. Der meistbeanspruchte Teil der Kollektordichtung befindet sich an den Ein- und Auslassanschlüssen, wo der Absorber in direktem Kontakt mit dem Dichtungsmaterial steht. Es sollte gezeigt werden, ob die neu gestaltete Konstruktion die thermomechanische Belastbarkeit des Kollektors verbessert und damit zu einer Verbesserung der Lebensdauer der Kollektoren beiträgt. Aus diesem Grund wurden thermomechanische Simulationen durchgeführt, um die Spannungen und Dehnungen des Dichtungsmaterials zu berechnen und einzuordnen.

Zur Berechnung der Temperaturverteilung der Kollektorkomponenten und der dadurch hervorgerufenen mechanischen Reaktion, wurde ein Finite-Elemente-Modell mit der Software ANSYS Mechanical 2022 R2 erstellt [39]. Abbildung 29 zeigt das für die Simulation verwendete 3D-Modell. Die Baugruppe besteht aus 5 Hauptkomponenten. Da der Kollektor entlang seiner vertikalen Hauptachse symmetrisch ist, wurden Symmetriebedingungen angewendet und die Geometrie halbiert. Außerdem ist der untere Teil des Kollektors - in größerer Entfernung von den Ein- und Auslassanschlüssen - nicht von Interesse und wurde abgeschnitten. Somit war ein Viertel der Kollektorgeometrie für die Analyse ausreichend.

Da die Materialeigenschaften der Dichtungsmaterialien nichtlinear sind, wurde die Analyse als nichtlineare thermomechanische Simulation durchgeführt. Im Falle von Polyisobutylen (Primärversiegelung) weist das Material aufgrund seiner viskoelastischen Eigenschaften ein nichtlineares Verhalten auf. Unter Belastung verformt sich Polyisobutylen sowohl elastisch als auch plastisch. Das bedeutet, dass es nach der Entlastung eine gewisse elastische Erholung gibt, aber auch eine permanente plastische Verformung. Dieses komplexe Verhalten führt zu einer nichtlinearen Spannungs-Dehnungs-Beziehung. Silikonkautschuk (Sekundärversiegelung) gilt als ideal elastisches (hyperelastisches) Material, das durch so genannte Mooney-Rivlin-Parameter beschrieben werden kann. Die Parameter der nichtlinearen Materialeigenschaften wurden von KOE zur Verfügung gestellt. Die übrigen Materialien wurden als linear-elastisch betrachtet und daher allein durch den Elastizitätsmodul und die Poissonzahl beschrieben.

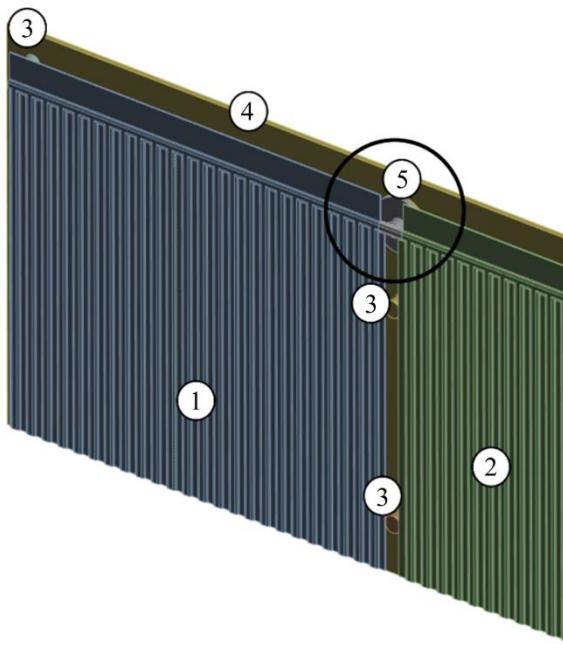


Abbildung 29: Kollektorgeometrie für die thermo-mechanischen Simulationen.

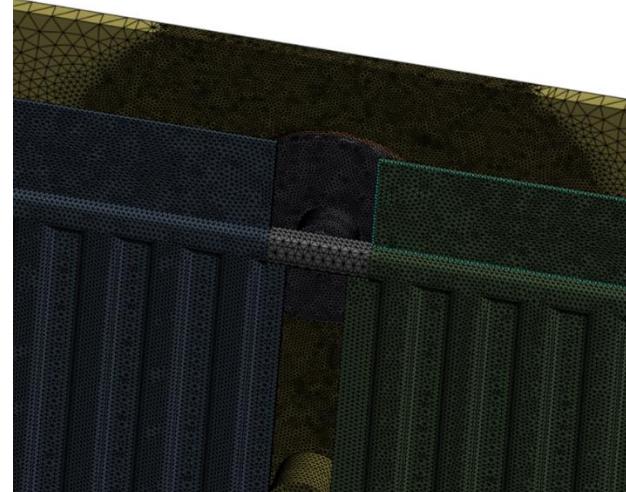


Abbildung 30: Vernetzte Geometrie der untersuchten Kollektorgeometrie.

Eine Analyse der Betriebsdaten der bisher installierten Solaranlage in Marktschorgast (vgl. Abschnitt 5.4) diente als Grundlage für die Simulation und die Bewertung der Beanspruchung der Dichtungen (vgl. Abbildung 31). Die Bestandsanlage speist hauptsächlich von Februar bis November Wärme in die Heizzentrale. Im Jahr 2022 gab es Spitzen von 130 °C und 128 °C am 19. und 17. Mai. Die Auslegungstemperatur für die Abdichtung im Normalbetrieb wurde auf konservativ 100 °C festgelegt, da die Pumpen des Systems die Vorlauftemperaturen der Kollektoren auf ca. 95°C einregeln. Eine Analyse der Jahresdauerlinie (vgl. Abbildung 32) zeigt, dass Spitzen über 100 °C etwa

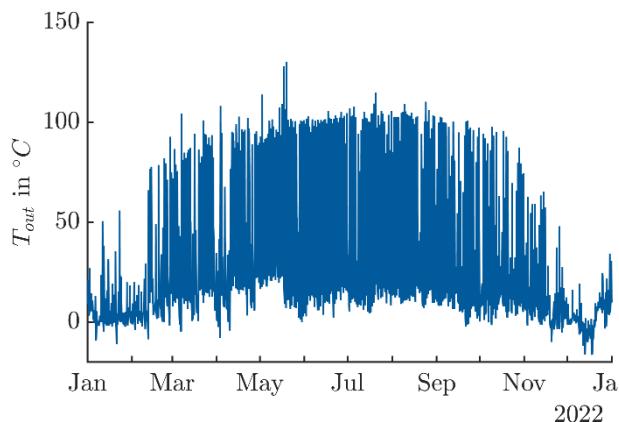


Abbildung 31: Gemessene Austrittstemperatur des Kollektorfeldes im Jahr 2022.

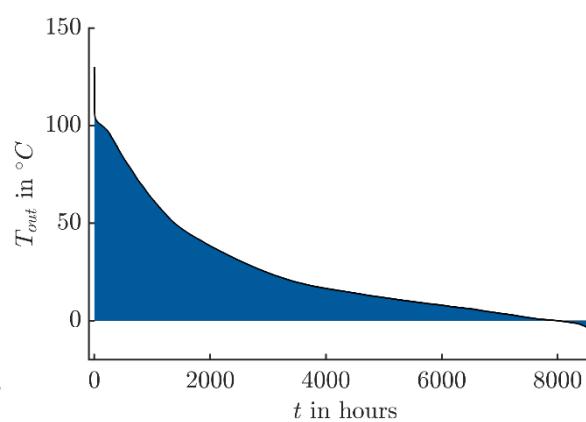


Abbildung 32: Jahresdauerlinie der Kollektoraustrittstemperatur.

1,7 % der Zeit eines Jahres auftreten. Etwa 86,1 % der Zeit wird die Kollektortemperatur hauptsächlich von der Umgebung beeinflusst. Ein Pumpenausfall oder eine Überdimensionierung der Anlage kann jedoch zu Stagnation der Anlage führen, wobei die Stagnationstemperatur nach DIN EN ISO 9806⁴ [40] als maximale Auslegungstemperatur im Störfall berechnet wurde:

$$T_{stg} = 1.2 \left(T_a + \frac{-a_1 + \sqrt{a_1^2 + 4\eta_0 a_2 G}}{2a_2} \right) \quad (\text{Gl. 2})$$

Aus den Leistungsmessungen für die Kollektorprototypen (vgl. Abschnitt 4.5) konnten die Parameter $\eta_0 = 0.8408$, $a_1 = 3.909$, und $a_2 = 0.01361$ experimentell ermittelt werden. In Abweichung von der Prüfnorm ISO 9806 wurde mit $G = 1225 \text{ Wm}^{-2}$ gerechnet, um einen konservativeren Fall für Regionen mit sehr hoher Sonneneinstrahlung zu berücksichtigen. Unter Verwendung dieser Parameter für Gl. 2 wurde die Stagnationstemperatur des Kollektors mit 236 °C berechnet. Diese Maximaltemperatur wurde dann verwendet, um die thermo-mechanische Reaktion der Kollektorkomponenten mit Hilfe des Simulationsmodells zu berechnen. Es wurden zwei Fälle betrachtet: in Fall 1 wurde die Stagnationstemperatur für die Analyse herangezogen; in Fall 2 wurden mehrere Temperaturniveaus von 20°C bis 200°C simuliert, um ein breiteres Spektrum an Spannungszuständen abzudecken.

Fall 1 – Stagnationstemperatur (Störfall)

Die Temperaturverteilung um den Auslassanschluss des Solarthermiekollektors in Abbildung 33 und Abbildung 34 zeigt, dass aufgrund der hohen Wärmeleitfähigkeit des Absorbers bei hohen Temperaturen ein beträchtlicher Teil der Wärmeenergie durch

⁴ Die Leistungsparameter der Kollektoren wurden Leistungsmessungen am Outdoor-Prüfstand nach ISO 9806 entnommen.

das Verbindungsstück geleitet wird. Das Glas hat einen kühlenden Effekt, obwohl es im Vergleich zum Absorber eine geringe Wärmeleitfähigkeit aufweist. Die Dichtungen tragen durch ihre geringe Wärmeleitfähigkeit dazu bei, Wärmebrücken zu reduzieren, jedoch erreichen die Dichtungstemperaturen während der Stagnation bis zu 201,6 °C. Die Vernachlässigung von Wärmeverlusten im Simulationsmodell führt dazu, dass die Wärmeströme durch die Dichtungen und damit die Temperaturen im Modell überschätzt werden. Das Dichtungsmaterial ist auf dauerhaft anliegende Temperaturen bis zu 130 °C ausgelegt. Jedoch können langanhaltende Temperaturen oberhalb dieser Grenze zu Zersetzung von Materialbestandteilen der Primärversiegelung führen, was die Dichtwirkung und damit die Effizienz der Kollektoren beeinträchtigen kann. Die genaue Zeit, bis es zu solchen stagnationsbedingten Leckagen kommt, lässt sich nicht sicher voraussagen und hängt von einer Vielzahl von Parametern ab. Die mechanische Stabilität der Sekundärversiegelung sollte laut Einschätzung von KOE jedoch nicht durch die Temperaturbelastung beeinträchtigt werden, wodurch die mechanische Integrität des Kollektors gewährleistet bleibt.

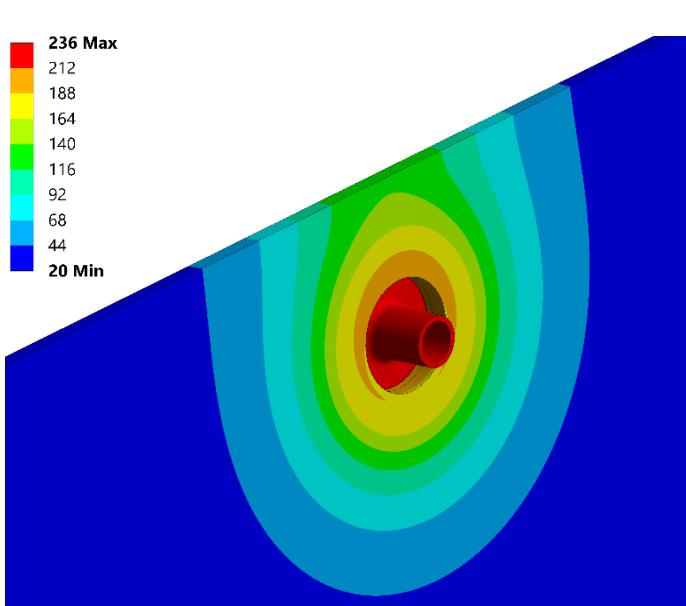


Abbildung 33: Temperaturverteilung (in °C) um den Aus- trittsstutzen im Stagnationsfall.

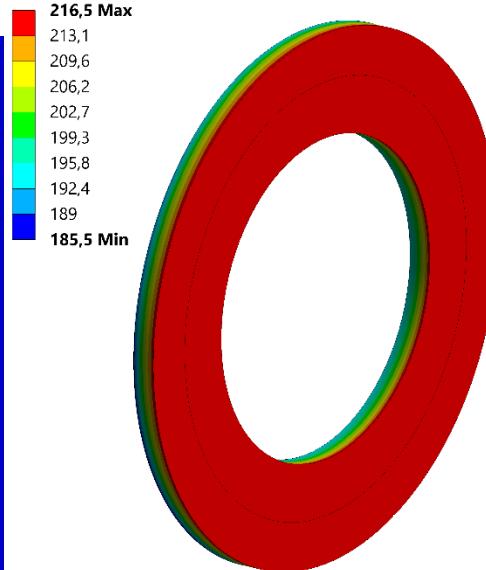


Abbildung 34: Temperaturverteilung der Primär- und Sekundärdichtungen des Auslassstutzens.

Die mechanische Analyse in Abbildung 35 zeigt – wie erwartet – dass die Fixierung des Absorbers an den Anschlüssen zu Biegebeanspruchungen führt. Die maximale Verformung des Absorbers betrug 4,3 mm. Die Gesamtverformung der Dichtungen ist deutlich geringer, mit einer maximalen Verformung von 1,4 mm im Stagnationsfall (vgl. Abbildung 36).

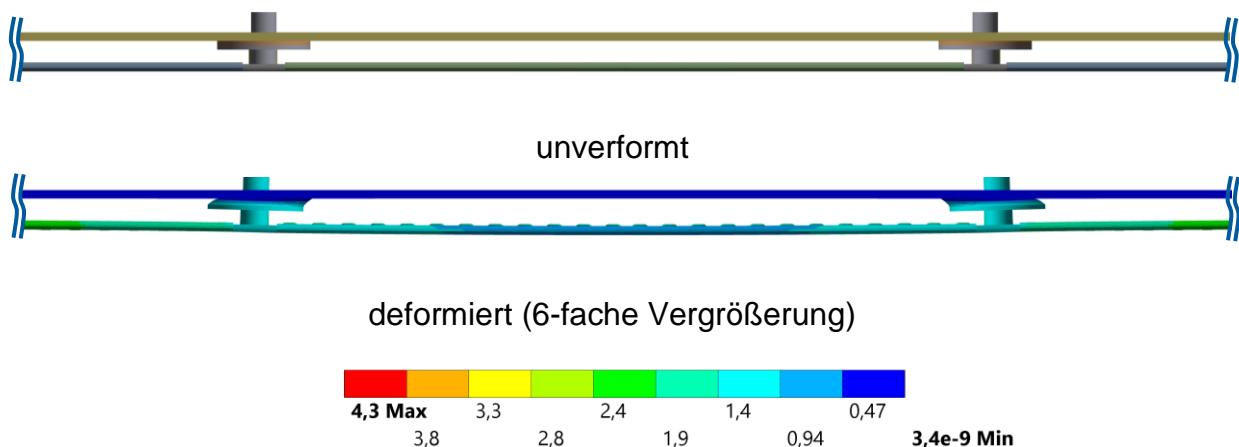


Abbildung 35: Vergleich der unverformten und der verformten Kollektorgeometrie in der Draufsicht.

Für die Bewertung der Beanspruchung in den Dichtungen wird üblicherweise auch die Dehnung des Materials in % angegeben. In Abbildung 37 ist diese dargestellt. Für den Stagnationsfall beträgt die entsprechende Dehnung maximal 0,501 mm/mm. Unter Verwendung der von KOE bereitgestellten Materialgesetze wurde die maximale Spannung für die Sekundärdichtung mit 0,659 MPa bestimmt. Die maximalen Dehnungen treten an der von der Symmetrieebene abgewandten Seite auf. Für die Primärdichtung beträgt sie 0,439 mm/mm und tritt lediglich in einem kleinen Bereich auf. Die durchschnittliche Dehnung beträgt 0,241 mm/mm. Bei der Sekundärdichtung beträgt die durchschnittliche Dehnung 0,236 mm/mm und die maximale 0,501 mm/mm.

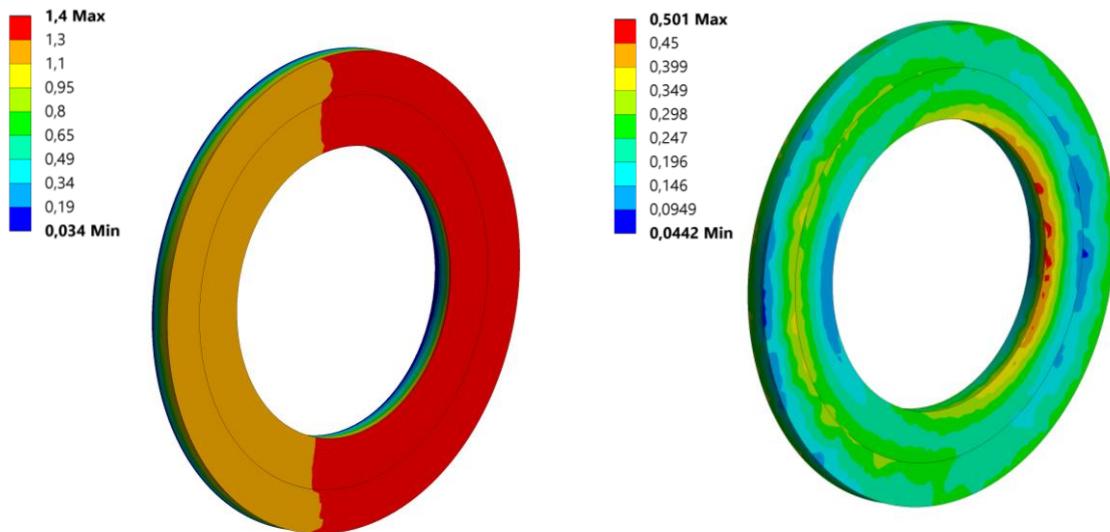


Abbildung 36: Verformung (in mm) der Primär- und Sekundärdichtungen des Einlass-/Auslass-anschlusses.

Die Erfahrungen von KOE legen nahe, dass die Dichtungen etwa 20 % Dauerbelastung und 30 % Kurzzeitbelastung aushalten können. Der Stagnationsfall wird somit als kritisch für die Lebensdauer der Dichtungen betrachtet, weil die Dehnungen lokal die

Abbildung 37: Dehnung (in mm/mm) der Primär- und Sekundärdichtungen des Einlass-/Auslass-anschlusses.

genannten Grenzwerte überschreiten können. Dies wiederum kann sich somit zwar negativ auf die Effizienz der Module auswirken, jedoch nicht ihre grundlegende Funktionalität (mechanische Integrität) beeinträchtigen.

Fall 2 - Ganzjährige Lastbedingungen (Normalbetrieb)

Eine Parameterstudie wurde durchgeführt, um die Belastungsbedingungen für die Dichtungen während eines Jahres bei unterschiedlichen Absorbertemperaturen (Auslasstemperaturen von 20 °C bis 200 °C) im normalen Betrieb zu untersuchen. Die Simulationsergebnisse für die Primär- und Sekundärdichtung sind in Abbildung 38 und Abbildung 39 dargestellt. Durch lineare Interpolation und Extrapolation wurden Absorbertemperaturen den resultierenden Dehnungen in den Dichtungen zugeordnet. Die Montagetemperatur des Kollektors wurde mit 20 °C angenommen. Die ganzjährigen Belastungskurven für die Dichtungen zeigen, dass die Dehnungen für Primär- und Sekundärdichtungen innerhalb der vom Materialhersteller definierten zulässigen Grenzen (0,30 mm/mm für Primärdichtungen und 0,20 mm/mm für Sekundärdichtungen) für Dauerbeanspruchung liegen. Kurzzeitigen Überschreitungen des Grenzwertes auf bis zu 0,30 mm/mm kann das Material laut Angaben von KOE standhalten.

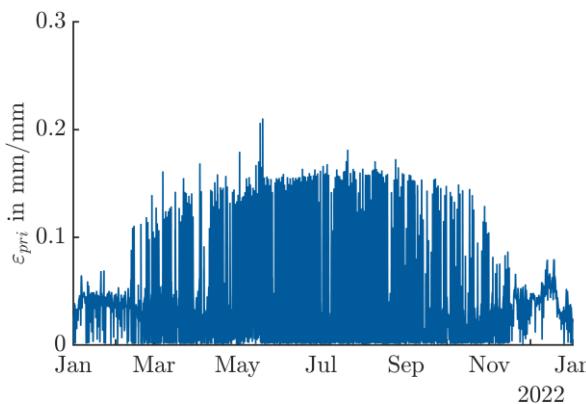


Abbildung 38: Jahresverlauf der Dehnungen in der Primärdichtung des Kollektors.

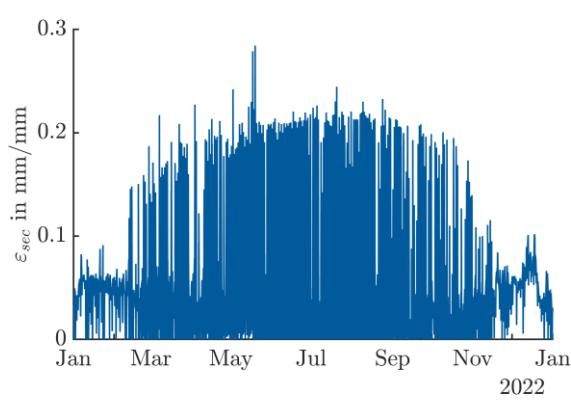


Abbildung 39: Jahresverlauf der Dehnungen in der Sekundärdichtung des Kollektors.

Zusammenfassung der thermo-mechanischen Untersuchungen

Die Untersuchungen haben insgesamt gezeigt, dass thermo-mechanische Belastungen während der Stagnation die Dichtungen von Isolierglaskollektoren beeinträchtigen können, jedoch nicht die grundlegende Funktionalität gefährden. Das neue, in *flex^{LAC}* gewählte, Kollektordesign zeigt eine verbesserte Haltbarkeit gegenüber früheren Konstruktionen [37,41], bestätigt durch Belastungsanalysen für den Normalbetrieb. Die Dehnungen und Spannungen der Dichtungen bleiben innerhalb akzeptabler Grenzen, was auf eine Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren hindeutet. Im Vergleich zu früheren Konstruktionen sind die Absorberdurchbiegungen weniger kritisch. Es wird dennoch empfohlen, Stagnation zu vermeiden, bspw. durch Maßnahmen wie thermochrome

Beschichtungen oder Notstromaggregate zum sicheren Betrieb der Pumpen, um Gas-Leckagen zu verhindern und die Effizienz des Solarsystems über die typische Lebensdauer solarthermischer Systeme zu gewährleisten.

4.3.3 Stagnationstests unter dem Sonnensimulator

Neben den numerischen Analysen wurden die Materialien auch experimentell untersucht. Hierzu wurden kleinformatige Funktionsmuster produziert und im Sonnensimulator vermessen. Es wurden drei Temperaturfühler auf dem Absorberblech (unten, Mitte, oben), ein Temperaturfühler auf die Glasrückseite und ein Temperaturfühler im Randverbund appliziert (vgl. Abbildung 40). Die Ergebnisse der Stagnationsmessung sind in Abbildung 41 dargestellt. Die Maximaltemperaturen liegen bei 180 °C, 67 °C und 52 °C jeweils für Absorber, Glas und TPS-Randverbund.

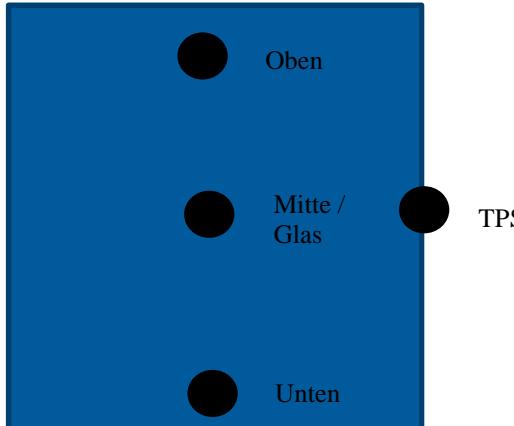


Abbildung 40: Positionierung der Temperaturfühler während des Funktionsmuster-Tests. Stagnationsmessungen wurden im Sonnensimulator durchgeführt.

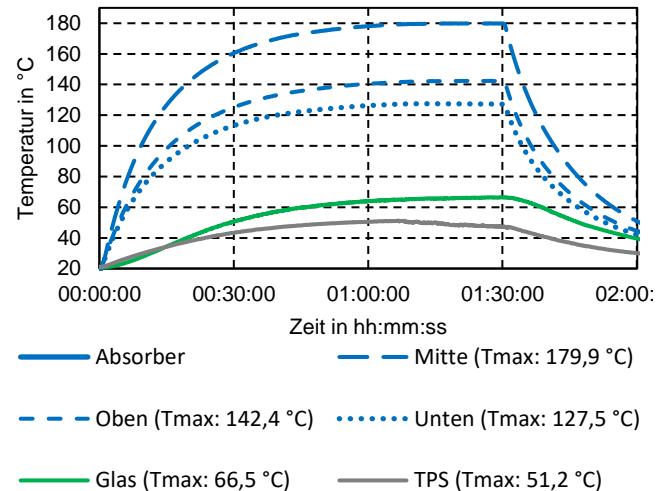


Abbildung 41: Gemessener Temperaturverlauf der Funktionsmusterkomponenten. Die Messungen wurden unter dem Sonnensimulator bei $I = 900 \text{ W/m}^2$ und $T_{amb} = 25 \text{ °C}$ durchgeführt.

Es kann festgehalten werden, dass die auftretenden Temperaturlasten im TPS innerhalb des Dauergebrauchstemperaturbereichs (-40 °C bis 130 °C) eines handelsüblichen TPS-Materials liegen. Entsprechend kann abgeleitet werden, dass an den Stellen, wo kein direkter Kontakt zwischen Absorberblech und TPS besteht, die Temperaturspitzen im zulässigen Bereich für das Material liegen.

Um die Temperaturspitzen auch im oberen Bereich des Funktionsmusters zu bestimmen, wurde ein weiteres Muster gefertigt und entsprechend mit Sensoren ausgestattet. Dieses Muster wurde ebenfalls unter dem Sonnensimulator untersucht. Die Ergeb-

nisse der Messungen sind in Tabelle 4 dargestellt. Ergänzend zum zuvor durchgeföhrten Versuch wurden beim zweiten Muster Temperatursensoren an der Durchführung (Position IV) angebracht, sowie Temperaturmessstreifen direkt an der innenliegenden Oberfläche des TPS. Es sind die maximal gemessenen Temperaturen abgebildet.

Tabelle 4: Maximaltemperaturen unter dem Sonnensimulator. Gemessene Werte bei einer Einstrahlung von ca. 1000 W/m^2 . Das Funktionsmuster ist schematisch links dargestellt inkl. Randverbund (grau), Absorberblech (grün), Abstandshalter (blau) und Glasscheiben (transparent).

Position	Maximale Temperatur in °C
I	70,7
II	134,0
III	128,5
IV	133,4

Begleitend zu den Experimenten wurde der Versuch ebenfalls in einer Simulationsumgebung nachgestellt, um die Temperaturverteilung an der Oberfläche des TPS analysieren zu können. Hierbei hat sich gezeigt, dass der Randverbund bei Stagnationstemperatur des Kollektors an seine Belastungsgrenze geföhrt wird. Im untersuchten Fall (Einstrahlung: 1000 W/m^2 , Scheibenzwischenraum: 20 mm, Aufstellwinkel: 45°) betrugen die maximalen Oberflächentemperaturen ungefähr 135°C . Diese lokalen Maxima treten am höchsten Punkt des aufgestellten Kollektors auf. Im Mittel lagen die Temperaturen im Randverbund bei ca. 50°C . Außerdem wurde festgehalten, dass sich die Maximaltemperaturen nicht durch einen vergrößerten Abstand zwischen Absorberblech (ca. 230°C) und Randverbund verringern lassen. Es konnte somit experimentell und numerisch gezeigt werden, dass Stagnation mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht zu einem Totalversagen des Materials, jedoch zu lokalen Überbeanspruchungen führen kann. Diese wiederum können sich negativ auf die Dichtheit des Kollektors auswirken jedoch nicht auf die mechanischen Eigenschaften. Um das Langzeitverhalten der Materialien besser bewerten zu können, wurden Klimakammertests, sowie Outdoor-Expositionstests durchgeföhrt, die im nachfolgenden näher beschrieben sind.

4.3.4 Klimakammer-Tests

Der Randverbund stellt bezüglich der Gasdichtheit ein entscheidendes Element dar, dem entsprechendes Augenmerk bei der Konstruktion gewidmet werden muss. Für den Kollektor kommt prinzipiell neben einer Primärversiegelung aus TPS auch die in der Isolierglasindustrie häufig verwendete Variante eines Aluminiumrahmens in Betracht. Die Applikationshöhe des TPS ist bei der Fertigung von Isoliergläsern üblicherweise auf ca. 20 mm begrenzt, weil sich das Material sonst aufgrund des Eigengewichtes von seiner Position auf der Scheibe weg bewegt. Weil für die Kollektorfertigung größere Abstände realisiert werden mussten, war die mehrlagige Applikation von TPS-Strängen aufeinander erforderlich. Da sich dies im Projektverlauf als herausfordernd herausstellte, wurden auch Kollektoren mit Aluminiumrahmen in Betracht gezogen und gefertigt, um entsprechend größere Abstände zu realisieren. Die Tauglichkeit dieser Variante galt es jedoch zunächst mit entsprechenden Funktionsmustern zu untersuchen.

Als sekundäre Versiegelung eignen sich prinzipiell die aus der Isolierglasfertigung weitverbreitete Versiegelung auf Polysulfid-Basis sowie das speziell von Kömmerling für Solaranwendungen entwickelte HelioBond® auf Silikonbasis. Sowohl die Funktionsmustertests als auch die Simulationsstudien deuteten darauf hin, dass beide Materialien den auftretenden Temperaturbelastungen im Kollektor standhalten. Die langfristige UV-Beständigkeit ist bei der Polysulfid-Versiegelung jedoch nicht gegeben und muss bei der Konstruktion des Kollektors berücksichtigt werden. Diese Sachverhalte wurden mit den Projektpartnern abgestimmt.

Die Klimakammer-Tests wurden in zwei Phasen beim assoziierten Partner KOE durchgeführt. In der ersten Phase wurden Funktionsmuster mit einlagigem TPS-Randverbund und kreisrunden TPS-Verbunddichtungen am Absorberblech getestet. Im zweiten Schritt wurden Funktionsmuster mit mehrlagigem TPS-Randverbund sowie mit Aluminium-Abstandshaltern getestet.

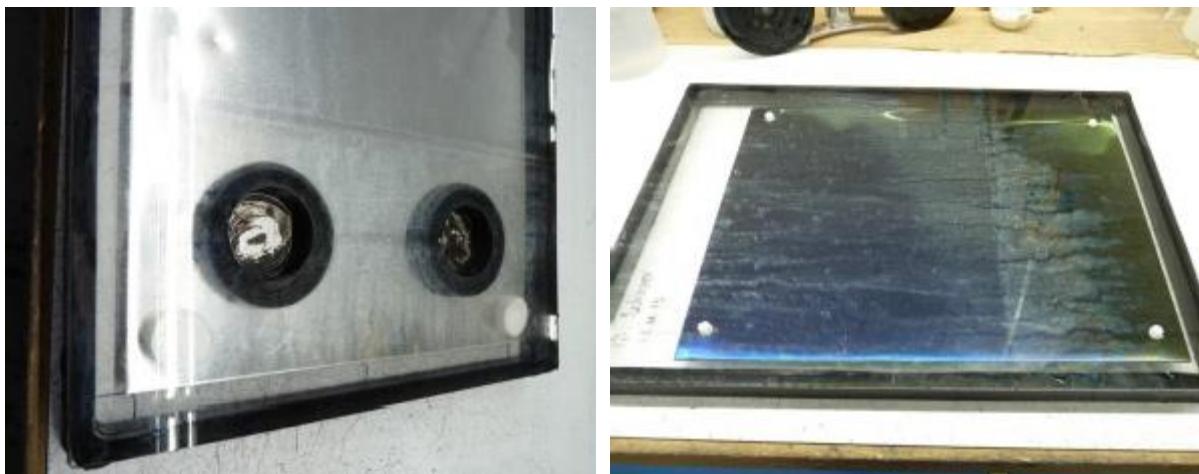
Testphase 1 – Einlagiger TPS-Randverbund

Für eine erste Bewertung der Feuchtigkeitsaufnahme wurde ein kleinformatiges Kollektormuster in einer Klimakammer gemäß DIN EN 1279-2 [42] getestet. Hierzu wurde die Probe für vier Wochen mit einem Temperaturzyklus von -18 °C bis 53 °C unter kontrollierten klimatischen Bedingungen belastet.

In einem zweiten Test wurde die Probe für sieben Wochen bei konstanter Temperatur (58 °C) und Luftfeuchtigkeit ($\geq 95\%$ rel. Feuchte) gelagert („Schwitzwasserklima“). Fotos des getesteten Kollektormusters vor und nach der Lagerung in der Klimakammer sind in Abbildung 42 dargestellt.



Vor der Prüfung



Nach der Prüfung

Abbildung 42: Kollektormuster vor und nach der Lagerung in der Klimakammer.

Bei der qualitativen Bewertung des Kollektormusters lässt sich festhalten, dass bis auf geringfügige Glaskorrosion (vgl. Abbildung 42, unten rechts) keine visuellen Veränderungen zu erkennen sind. Nach der Prüfung weist die Scheibe keinen Taupunkt auf. Die Verklebung des Absorberblechs im Zwischenraum der beiden Scheiben halten den Anforderungen stand.

Testphase 2 – Mehrlagiger TPS-Randverbund und Aluminium-Abstandshalter

Im Anschluss an die Produktion einlagiger TPS-Randverbunde wurden in der zweiten Testphase mehrlagige TPS-Applikationen getestet. Die produzierten Muster wurden ebenfalls einem Klimakammertest nach DIN EN 1279-2 unterzogen. Dieser sollte Aufschluss über die Dichtheit der getesteten Design-Varianten liefern. Dazu wurden die Muster 4 Wochen bei Klimawechsellagerung von -18°C bis +53°C, bei 95 % relativer Luftfeuchte und anschließend 7 Wochen im Schwitzwasserklima (58°C / >95 % relative Luftfeuchte) gelagert.

Die Ergebnisse der Untersuchungen sind in Tabelle 5 dargestellt. Zur Bewertung der Dichtheit wurde der Taupunkt sowie die Argon-Konzentration vor und nach dem Belastungstest in der Klimakammer gemessen. Zum Vergleich wurde ein Muster mit einlagigem TPS-Randverbund (M1), ein Muster mit zweilagigem TPS Randverbund (M2) und ein Muster mit klassischem Aluminiumabstandshalter (M3) untersucht. Für letzteren Fall konnte ein reaktiver Butylwerkstoff ermittelt werden, welcher sich gegenüber nicht-reaktiven Varianten darin unterscheidet, dass er eine chemische Bindung mit Aluminium-Abstandshalter und der Glasoberfläche eingeht. Somit eignet er sich besser als herkömmliche Butyle für die Beanspruchungen im Kollektorrandverbund. Aufgrund wechselnder Betriebstemperaturen stellen sich Druckschwankungen und damit Ausgleichsbewegungen der Glasscheiben ein. Für die Tests mit Aluminium-Abstandshalter wurde daher mit dem Material GD 115 R von KOE gearbeitet.

Vor dem Test wiesen alle Muster akzeptable Argon-Konzentrationen (>85 %) auf. Alle Muster bestanden den Taupunkt-Test sowohl vor als auch nach der Lagerung in der Klimakammer. Im Anschluss an den Test in der Klimakammer wurde bei der zweiten Messung der Argon-Konzentration eine leichte Reduktion des Argongehalts in allen Mustern festgestellt. Der größte Rückgang der Argon-Konzentration wurde im Muster mit Aluminium-Abstandshalter mit 2,8 %-Punkten gemessen. Die beiden TPS-Randverbunde wiesen eine bessere Dichtwirkung auf, mit einem Rückgang der Konzentration von 0,7 %-Punkten für M1 und 0,5 %-Punkten für M2.

Tabelle 5: Ergebnisse der Klimakammertests und anschließender Argon-Konzentrationsmessungen. Es wurden drei kleinformatige Funktionsmuster mit unterschiedlichen Randverbunden untersucht.

Nr.	Bezeichnung	Taupunkt		Argon-Konzentration in %	
		vor Einlagerung	nach Belastung	vor Einlagerung	nach Belastung
M1	TPS einlagig	-60°C i.O.	-60°C i.O.	91,4	90,7
M2	TPS zweilagig	-60°C i.O.	-60°C i.O.	97,2	96,7
M3	Aluminium- Abstandshalter	-60°C i.O.	-60°C i.O.	85,6	82,8

Die Ergebnisse zeigen eine Überlegenheit von TPS-Abstandshaltersystemen gegenüber Aluminiumabstandshaltern. Insbesondere der zweilagige TPS-Randverbund zeichnete sich durch eine Dichtwirkung aus, die auf gleichem Niveau liegt, wie beim einlagigen TPS-Randverbund. Dies stellt eine wesentliche Erkenntnis für das Design

und die Entwicklung der Isolierglaskollektoren dar, da die Applikation von TPS-Abstandshaltern automatisiert möglich ist, was bei den Aluminium-Abstandshaltern nicht der Fall ist.

4.3.5 Outdoor-Exposition

Im Rahmen der Prototypentests wurde die Dichtheit des Randverbundes hinsichtlich der Argon-Konzentration auch im großformatigen Isolierglaskollektor untersucht. Dabei wurden vier Prototypen mit Argon befüllt und über einen Zeitraum von 2 Jahren konnte die Konzentration mittels eines nicht-invasiven Messsystems intervallweise gemessen werden. Die Messungen wurden vom assoziierten Partner SAV durchgeführt. Bei den getesteten Modulen handelte es sich um Kollektoren mit mehrlagigem TPS-Abstandhalter und Sekundärversiegelung auf Silikonbasis.

Der zeitliche Verlauf des Argon-Gehaltes konnte dabei beobachtet werden und ist in Abbildung 43 dargestellt. Die Geraden wurden nach der Methode der kleinsten Quadrate interpoliert.

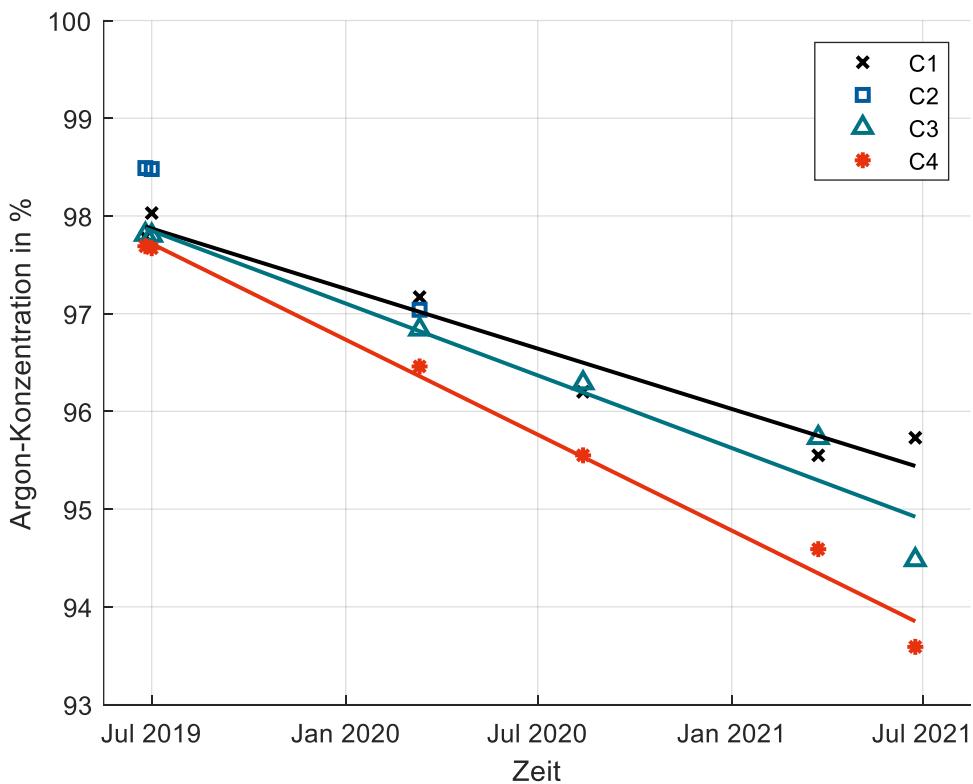


Abbildung 43: Zeitlicher Verlauf der gemessenen Argon-Konzentration. Untersucht wurden vier Kollektoren C1, C2, C3 und C4. Die Linien stellen lineare Interpolationen der gemessenen Zeitreihe dar.

Insgesamt wurden sechs Messungen durchgeführt. Auffällig ist, dass bei der vierten Messung die Argon-Konzentration von Kollektor 2 signifikant gesunken war (außerhalb

des Datenbereichs der Achse im Diagramm). Dies deutete auf eine Leckage in Kollektor 2 hin, was durch die Messungen 5 und 6 bestätigt werden konnte. Diese Messpunkte sind daher in der Abbildung 43 nicht zu erkennen. Bei Messung 6 konnten knapp 3 % Argon in C2 nachgewiesen werden, während die anderen Prototypen Werte zwischen 93 % und 96 % aufwiesen. Die Abnahme der Konzentration in Kollektor 2 zwischen den ersten drei Messungen war im Vergleich zu den Kollektoren 1, 3 und 4 stärker. Dies deutet weiter auf die Leckage in C2 hin. Diese konnte am Kollektor bisher jedoch nicht lokalisiert werden.

4.4 Kollektorproduktion

4.4.1 Fertigung von Funktionsmustern

Die Funktionsmuster konnten für erste Vorhersagen bzw. Abschätzungen der Fertigungstauglichkeit verwendet werden. Gleichzeitig wurden diese rückwirkend angepasst, um eine möglichst hohe Fertigungstauglichkeit und Automatisierbarkeit sicherzustellen.

Die mehrlagige TPS-Applikation stellte eine zentrale Herausforderung dar. Gleichzeitig bietet sie die technische Möglichkeit, Scheibenzwischenräume größer als 20 mm für den Kollektor zu realisieren, was angesichts der Dimensionen des Roll-Bond-Absorbers zwingend erforderlich war. Diese Art der Applikation ist für Isoliergläser zwar unüblich, jedoch konnte sie nach Absprache mit KOE und GL als umsetzbar eingestuft werden. Um bspw. 24 mm Scheibenzwischenraum zu fertigen könnten 2x12 mm auf die Scheiben aufgetragen werden, ohne dass die Stabilität und die Dichtheit grundlegend beeinträchtigt würden. Die Eignung des Verfahrens wurde durch die Funktionsmustertests (siehe Abschnitt 4.3) nachgewiesen.

Eine zweite Serie an Funktionsmustern diente maßgeblich der Bewertung des Fertigungsprozesses. Für die Fertigung dieser Muster wurde ein teilautomatisiertes Fertigungskonzept entwickelt. Es beinhaltet folgende Schritte:

1. Auflegen der vorderen und hinteren Glasscheibe
2. Waschen beider Scheiben im Waschautomaten
3. Sichtprüfung der Schreiben in der Visitierstation
4. Eingeben der Fertigungsparameter für Gas-Füllung und TPS-Applikation
5. Applikation des TPS-Materials
6. Anbringung des Absorberblechs auf der Glasscheibe
7. Befüllen des Scheibenzwischenraumes mit Argon und Verpressen beider Scheiben in der Tandem-Füllpresse
8. Kollektor von der Linie abnehmen und mit Silikon-Sekundärversiegelung komplettieren

Entscheidende Schritte im Fertigungsablauf sind die TPS-Applikation, die Anbringung des Absorberbleches auf der Glasscheibe sowie das Befüllen der und Verpressen der beiden Scheiben. Im Anschluss an die Montageversuche wurde die Argon-Konzentration in den Mustern gemessen. Hierzu wurde mit einer Spritze Argon durch den Randverbund entnommen und in ein Messgerät gefüllt. Die Konzentration lag anfangs bei ca. 53 %. Es wird vermutet, dass das Absorberblech beim Befüllen als Barriere für die Argon-Strömung fungiert und somit nur die Vorder- oder Rückseite des Kollektors durchströmt und gefüllt wird. Weitere Tests wurden hierzu durchgeführt wobei Anpassungen an der Parametrierung der Gas-Füllpresse eine Steigerung des Füllgrades auf über 91% ermöglichen. Inwieweit sich die Argon-Konzentration auf die Effizienz auswirkt, wurde in Abschnitt 4.5 untersucht. Wie dort gezeigt werden konnte, erreichen die Prototypen mit einem Füllgrad von >90 % die für das Projekt aufgestellten Effizienzziele.

Anhand weiterer Tests mit mehrlagigen TPS Abstandshaltern wurden die Grenzen der Applikationshöhen ermittelt. Wie in Abbildung 44 zu sehen, treten bei Scheibenzwischenräumen >30 mm mehrere Effekte auf, die für die Abdichtung des Kollektors zum Problem würden. Aufgrund des Eigengewichtes der mehrlagigen TPS-Schnur biegt sich diese auf der Glasscheibe nach unten, wodurch die Applikation einer weiteren Lage erschwert wird. Zudem wird die Rückenüberdeckung der Gläser hierdurch verändert, was wiederum einen Einfluss auf die Widerstandsfähigkeit und Langzeitstabilität des Randverbundes hat. Aufgrund des hohen Aufbaus und des Randverbundes knickt die mehrlagige TPS-Schnur beim Verpressen der beiden Scheiben ab. Dies führt dazu, dass die erforderliche Anpresskraft zwischen TPS und Glasoberfläche nicht erreicht wird und äußert sich in einer unzureichenden Haftung bzw. Abdichtung des Kollektors.

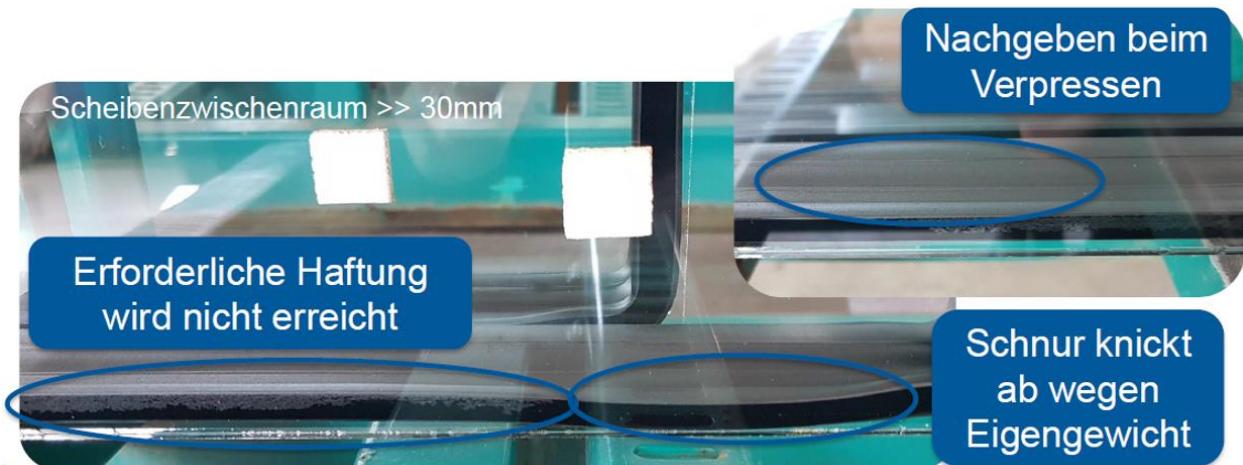


Abbildung 44: Technische Herausforderungen bei mehrlagiger TPS-Applikation. Mehrlagiger Randverbund mit Scheibenzwischenraum >30 mm. In den markierten Bereichen sind die Auswirkungen der großen Randverbundhöhen auf dessen Dichtwirkung verdeutlicht.

Aus diesen Gründen war der Scheibenzwischenraum für den Isolierglaskollektor mit den verwendeten Materialien auf kleiner oder gleich 30 mm begrenzt. Im weiteren Projektverlauf konnte jedoch gezeigt werden, dass das Abknicken der TPS-Lagen durch Auskühlphasen unterbunden werden kann, was sich allerdings ungünstig auf die Durchlaufzeit auswirkt.

4.4.2 Fertigung von großformatigen Kollektoren

Zur Produktion eines Isolierglaskollektors benötigt es neben den Hauptkomponenten Absorber, Glas, Füllgas, und Randverbund zusätzliche Materialien (vgl. Abbildung 45). Sie sind entweder zur Produktion oder zur Sicherstellung der mechanischen Stabilität erforderlich.

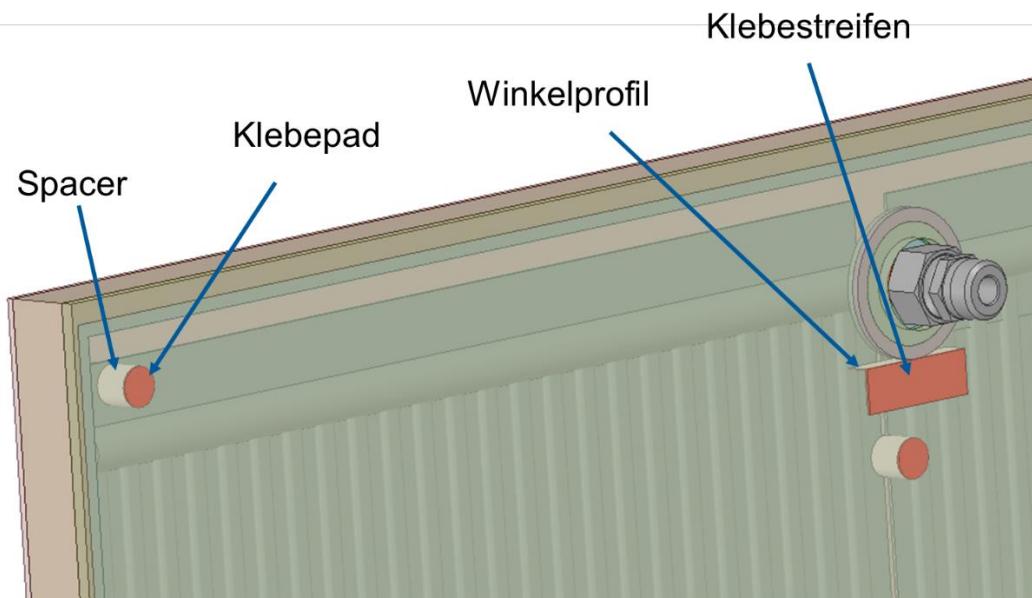


Abbildung 45: CAD-Darstellung des Isolierglaskollektors. Die zusätzlich benötigten Komponenten Spacer, Winkelprofil sowie deren Befestigung mit Klebestreifen sind mit Pfeilen markiert.

Zum einen sind hier die Abstandshalter (Spacer) zu nennen, die den Absorber in seiner Position halten und mechanische Lasten zwischen den beiden Glasscheiben übertragen. Diese wurden aus Teflon (PTFE) gefertigt, da sie den hohen Stagnationstemperaturen von bis zu 236 °C standhalten müssen und gleichzeitig eine möglichst geringe Wärmeleitfähigkeit aufweisen sollten, um die thermischen Verluste zu reduzieren. Der Absorber wurde mittels der Spacer asymmetrisch im Scheibenzwischenraum positioniert wird.

Zusätzlich sind unterhalb der Anschlüsse im Kollektorinneren Winkelprofile verwendet worden, um die mechanischen Lasten auf den Randverbund rund um die Kollektoran-

schlüsse während des Aushärtens der Sekundärversiegelung und während des Transports zu minimieren. Diese wurden mithilfe von Klebestreifen an der Innenseite der Rückscheibe des Kollektors befestigt.

Es wurden zunächst zwei Kollektoren für eine Testfertigung vorgesehen. Der Unterschied beider Prototypen lag in der Konstruktion des Randverbundes. Während ein Kollektor mit TPS produziert werden sollte, war der zweite mit einem Aluminium-Abstandshalter-System ausgestattet worden. Somit sollte die Fertigungstauglichkeit beider Varianten untersucht werden.

Abbildung 48 zeigt den auf der Isolierglaslinie von GL montierten Großflächenkollektor. Nach der Montage ist aufgefallen, dass auf der vorderen Abdeckung des Moduls Abdrücke zu sehen waren. Diese sind auf die Sauggreifer innerhalb der Gas-Füllpresse zurückzuführen. Da diese Greifer nicht mit Schutzabdeckungen ausgestattet werden können, musste für die künftigen Fertigungsläufe der Kollektoren mit anderen Maßnahmen (z.B. Schutzfolien und Überziehern) gearbeitet werden. Der Vorteil dieser Maßnahme mit Schutzfolie liegt darin, dass eine Folie auf der Vorderscheibe des Kollektors gleichzeitig als Stagnationsschutz für den Kollektor während der Montage im Feld dienen kann. Die Beschichtung der Absorber wurde von SAV durchgeführt. Nach dem Eintreffen der Absorber bei GL konnte die Kollektorfertigung im Dezember 2022 gestartet werden.

Trotz verschiedener zuvor genannter Herausforderungen ist es GL gelungen die Kollektoren auf ihrer Produktionsanlage zu fertigen. Abbildung 49 zeigt eine Auswahl der durchgeführten Vorbereitungs- und Fertigungsschritte sowie einen fertig produzierten Isolierglaskollektor. Aufgrund der Verzögerungen konnten im Dezember 2022 an 3 Tagen lediglich 5 Kollektoren produziert werden. Nach einigen Anpassungen und Optimierungen am Prozess wurden im Jahr 2023 innerhalb von 2 Produktionsschichten die verbleibenden 31 Kollektoren produziert.

Der teilautomatisierte Fertigungsprozess konnte somit während der Kollektorfertigung validiert werden. Innerhalb einer Produktionsschicht wurden bis zu 17 Kollektoren gefertigt, wobei gleichzeitig Potenzial zur weiteren Optimierung des Fertigungsablaufes identifiziert wurde. So bestand beispielsweise bei der Programmierung der Anlage Limitierungen, was die Anpassung des Ablaufes angeht. Dies führte dazu, dass die Frontscheibe nach dem Waschen der Gläser kurzzeitig von der Linie genommen werden musste, bis die kreisrunden Dichtungen auf der Rückscheibe des Kollektors angebracht wurden. Dieser Schritt erforderte manuelle Arbeiten und ließ sich im weiteren Projektverlauf einsparen, indem die Programmierung in Zusammenarbeit mit dem Hersteller der Anlage angepasst wurde.



Abbildung 46: Ausweichen des mehrlagigen TPS in eine wellige Form während der Applikation.

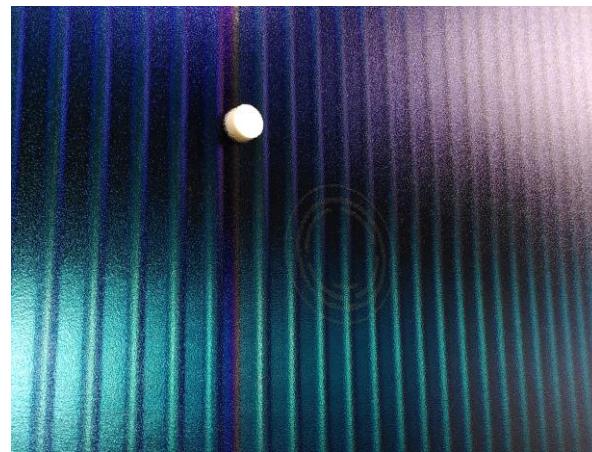


Abbildung 47: Abdruck der Sauggreifer auf der beschichteten Außenseite der vorderen Kollektorabdeckung.

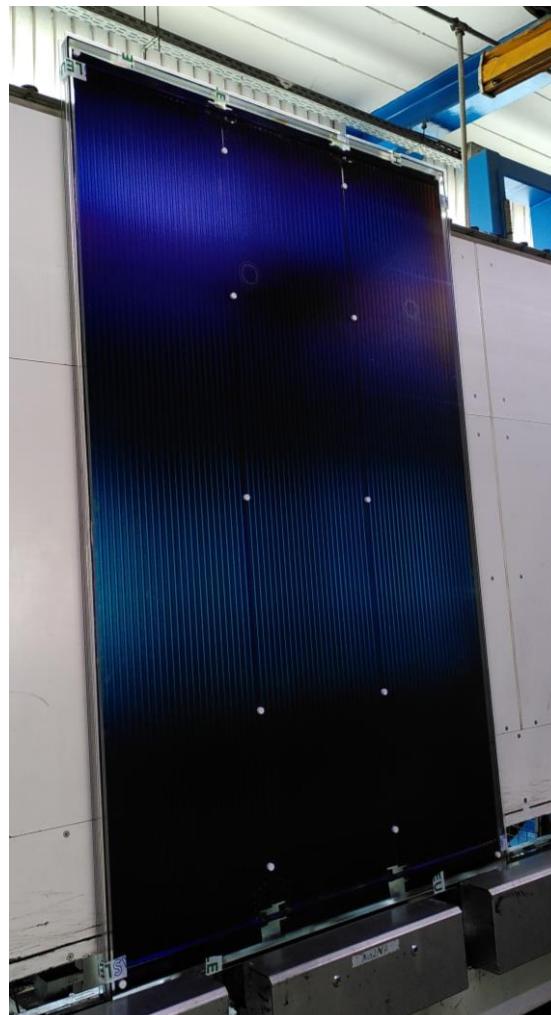


Abbildung 48: Isolierglaskollektor-Prototyp nach der Montage auf der Isolierglaslinie von Glas Leuchtle.

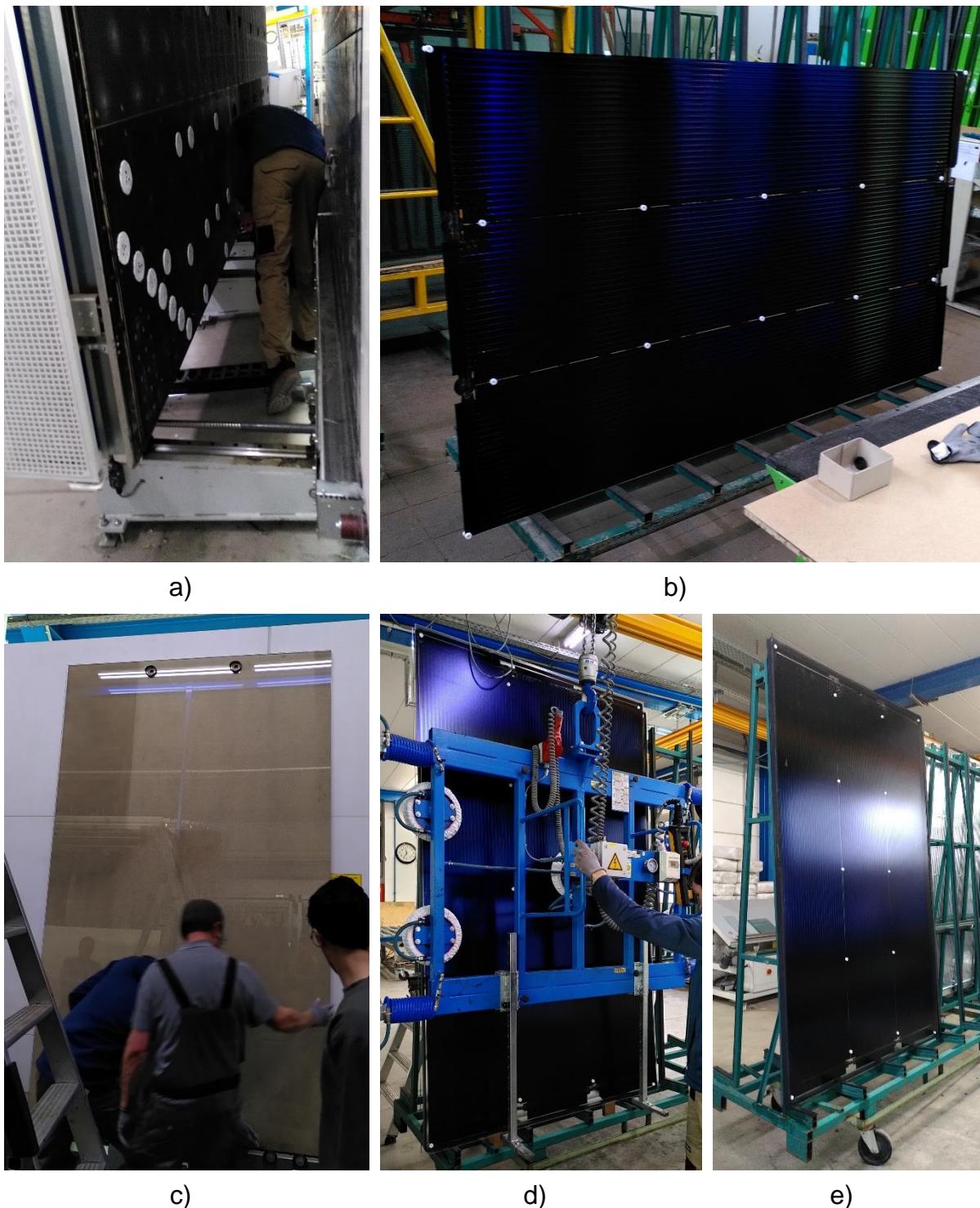


Abbildung 49: Vorbereitende Abläufe sowie Produktionsschritte in der Isolierglaskollektorfertigung.

Die Argon-Presse musste einmalig mit Überziehern ausgestattet werden [a)], um keine Abdrücke auf dem Solarglas zu hinterlassen. An jedem Absorber wurden weiße Abstandshalter (Spacer) montiert [b)]. Die langen Anschlüsse des Absorbers erforderten eine Holzplatte auf der Isolierglaslinie, auf der die rückseitige Glasscheibe aufgeschoben wurde [c)]. Mit einem Sauggreifer wurden die Kollektoren von der Linie gehoben [d]), um im Anschluss die Sekundärversiegelung von Hand aufzubringen. Der fertige Isolierglaskollektor [e)] kann mit handelsüblichen Transportgestellen bewegt werden.

Ein für Isolierglaskollektoren optimiertes Produktionsprogramm erleichtert die Parametrierung der Maschinen und sorgt für einen flüssigeren Produktionsablauf. Weiteres Optimierungspotential birgt das Anbringen des Absorbers an der Rückscheibe des Kollektors. Dieser Schritt muss ebenfalls manuell ausgeführt werden und erfordert eine präzise Ausrichtung des Absorbers, bevor dieser an der Rückscheibe befestigt werden kann. Weitere Hilfsmittel oder Werkzeuge für diesen Arbeitsschritt können den Prozess an dieser Stelle deutlich beschleunigen.



a) Unterseite Sauggrundgreifer b) Abdruck auf Absorber c) Sauggrundgreifer mit Überzieher

Abbildung 50: Fotos von Sauggreifer-Tests im Labor der THI. Die Tests ergaben, dass Sauggrundplatten mit EPDM-Dichtmaterial und einem Durchmesser von 110 mm geeignet sind, um die Absorberbleche Rückstandsfrei zu bewegen. Beim Test erzeugte die Dichtlippe des Greifers [a)] einen Abdruck auf der Beschichtung des Absorbers [b)]. Durch die Verwendung eines Überziehers [c)] konnte dies vermieden werden.

Zusätzlich zu den Arbeiten am Produktionsprozess wurde eine Marktrecherche zur Isolierglasindustrie in Deutschland durchgeführt. Die Zahlen des Bundesverbandes Flachglas e.V. sind in Abbildung 51 dargestellt. Insgesamt ist von einer Produktionskapazität für Isolierglas von mindestens 31,5 Millionen m² auszugehen. In den Jahren zwischen 2018 und 2021 hat diese Zahl um rund 5,5 % zugenommen, während die Menge des importierten Isolierglases zuletzt signifikant gestiegen ist. Letzteres macht jedoch lediglich einen Anteil von knapp 2,5 % von der insgesamt produzierten Menge an Isolierglas aus. [43] Aus den erhobenen Daten lässt sich nicht ermitteln, ob der Zuwachs der Importierten Gläser auf Material- oder Produktionsengpässe oder andere Faktoren (Preise, Sonderbauformen, etc.) zurückzuführen ist.

Ein Interview mit den Herausgebern des „GFF-Magazins“ ergab, dass rund 70 % (Stand Februar 2021) der insgesamt produzierten Isolierglasmenge sogenannte „Warmer-Kante“ Gläser sind. GL produziert nach eigenen Angaben ungefähr 10 % der „Warmer-Kante“ Gläser mit Kunststoff-Rahmen also ohne TPS. Setzt man 20 % der „Warmer-Kante“ Gläser als TPS-Gläser bundesweit an, so wurden im Jahr 2021 schätzungsweise 6,3 Millionen m² Isolierglas mit TPS als Randverbundmaterial produziert. Nimmt man weiter an, dass 5 % der vorhandenen Fertigungskapazitäten verfügbar

sind, ist mit einer theoretischen Produktionskapazität für Isolierglaskollektoren von 315.000 m² pro Jahr zu rechnen. Laut dem Bundesverband Solarwirtschaft e.V. [8] wurden im Jahr 2021 640.000 m² solarthermische Kollektoren installiert. Die in Deutschland vorhandene theoretische Produktionskapazität kann nach diesen Abschätzungen als akzeptabel für den Bedarf an Kollektoren eingeschätzt werden.

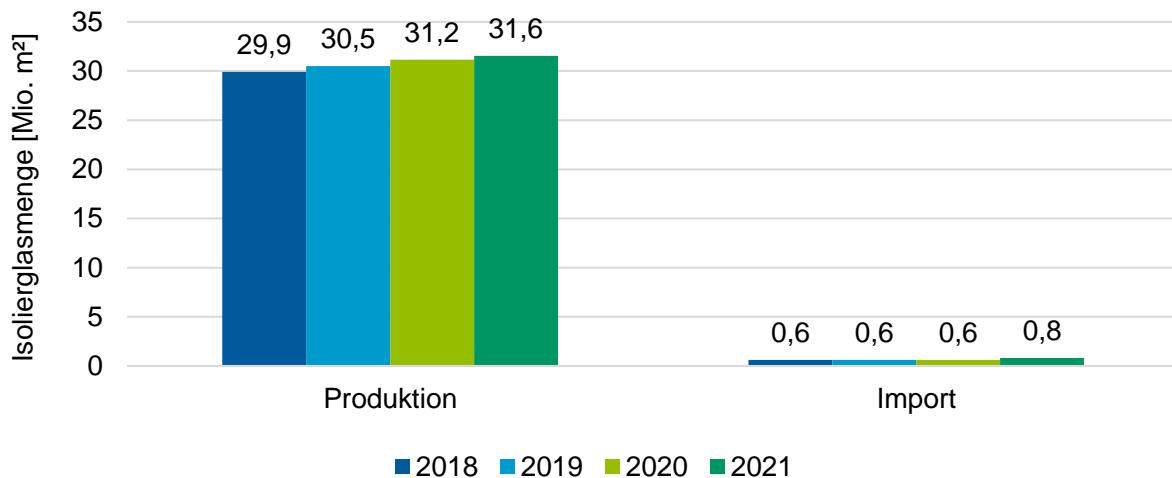


Abbildung 51: Ergebnisse der Marktrecherche zur Isolierglasindustrie in Deutschland [43]. Die Verkaufszahlen konnten zwischen den Jahren 2018 und 2021 ein Wachstum von 5,5 % verzeichnen. Der Import von Isolierglas hat im Jahr 2021 signifikant zugenommen, nimmt jedoch lediglich einen Anteil von ca. 2,5 % der gesamten Produktionsmenge ein.

4.5 Leistungsmessung

Zwei Prototypen wurden zur Bestimmung der Leistungsfähigkeit auf dem Outdoor-Prüfstand der THI untersucht (siehe Abbildung 52). Die Prüfung erfolgte in der „Steady-State“ Methode auf einem Solar-Tracker, welcher nach den Vorgaben der ISO 9806 errichtet wurde. Zwei Kollektoren wurden gleichzeitig getestet. Um den Einfluss der Argon-Konzentration auf die thermische Leistungsfähigkeit zu bestimmen, wurde diese vor und nach der Prüfung mit Hilfe eines Messgeräts (Typ GAS-TESTER, Fa. Helantec) gemessen.

Vor der Leistungsprüfung verfügten beide Kollektoren über unterschiedliche Konzentrationen auf. Kollektor C1 wies eine Konzentration von 50,3 % auf, während Kollektor C2 kein Argon und somit ausschließlich Luft enthielt. Anschließend wurden beide Kollektoren geprüft und nach der Messung erneut der Argon-Gehalt bestimmt. Die Konzentrationen nach der Messung blieben unverändert.



Abbildung 52: Prüfaufbau der Leistungsmessungen am Solar-Tracker der THI. Zwei Prototypen konnten zeitgleich geprüft werden und die Kollektorkenndaten nach ISO 9806 ermittelt werden. Zusätzlich erlaubte der Prüfaufbau die Bestimmung des Winkelkorrekturfaktors IAM.

Um die Leistungsfähigkeit bei höheren Konzentrationen zu untersuchen, wurden die Kollektoren anschließend mit Argon befüllt. Dabei wurde Kollektor C1 beschädigt und konnte nicht mehr für weitere Tests verwendet werden. Der Druck im Modul stieg beim Befüllen an und erwirkte einen Bruch der vorderen Abdeckung des Kollektors. Folglich wurde Kollektor C2 weiterverwendet und konnte bis zu einem Füllgrad von 98,7 % befüllt werden.

Anschließend wurde die Leistung des Kollektors und anschließend die Argon-Konzentration erneut gemessen. Diese lag nach der Prüfung bei 81,9 %. Geht man von einer linearen Abnahme der Konzentration über den Messzeitraum aus, so betrug diese im Mittel ca. 90,3 %. Dass die Konzentration in dieser Weise abnahm, lag daran, dass beim Nachfüllen der Kollektoren größere Beschädigungen im Randverbund hingenommen werden mussten als bei der Konzentrations-Messung. Dadurch war eine zuverlässige Abdichtung im Anschluss nicht mehr zu gewährleisten.

Diese Leckage hat für die Serienkollektoren keine Relevanz mehr, da die Befüllung während der Fertigung durchgeführt wird und der Randverbund somit nicht beschädigt werden muss. Die Ergebnisse der Argon-Messung sind in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Messergebnisse der Argon-Konzentration im Scheibenzwischenraum. Diese wurden mittels eines invasiven Messverfahrens bestimmt. Das verwendete Messgerät der Firma Helantec ermöglicht eine Messung ohne nennenswerten Argon-Verlust. Prototyp 1 konnte aufgrund eines Defekts während des Befüllvorgangs nicht mehr weiterverwendet werden.

Zeitpunkt der Messung	Prototyp 1	Prototyp 2
Vor der Leistungsmessung 1	50,3 %	0,0 %
Nach der Leistungsmessung 1	50,3 %	0,0 %
Nach dem Befüllen mit Argon	-	98,7 %
Nach dem Leistungstest 2	-	81,9 %
2 Tage nach dem Leistungstest 2	-	53,0 %

Anhand der gemessenen Leistungsdaten wurden die Kollektorparameter gemäß ISO 9806 bestimmt. Diese sind in Abbildung 53 zusammen mit den zugehörigen Leistungskennlinien dargestellt. Die schwarze Kurve zeigt das anhand im Projekt abgeleitete Ziel für die Leistungsfähigkeit des Isolierglaskollektors. Sie liegt 10 % oberhalb des Durchschnitts der am Markt verfügbaren Großflächenkollektoren. Das Diagramm zeigt die Effizienz der gemessenen Prototypen für unterschiedliche Konzentrationen in Abhängigkeit der Kollektor-Betriebstemperatur $T_m - T_a$. Wie zu erwarten, weisen die Kollektoren mit größerer Argon-Konzentration, aufgrund der geringeren Wärmeleitfähigkeit von Argon ggü. Luft, größere thermische Wirkungsgrade auf. Beide getesteten Kollektoren sind bei geringeren Temperaturniveaus (< 20 K) leistungsstärker als der Durchschnitt marktverfügbarer Großflächenkollektoren.

Dies weist auf die vorteilhaften Eigenschaften der Absorberbeschichtung sowie auf den hohen Wirkungsgrad des Roll-Bond-Absorbers hin. Je größer die Betriebstemperatur, desto entscheidender wird der Einfluss der Argon-Konzentration auf die Effizienz des Kollektors. Bei ca. 90 % Füllgrad erfüllt der Kollektor das im Projekt vorgegebene Leistungsziel bis zu einer Temperaturdifferenz von ca. 60 K. Es ist zu erwarten, dass eine Argon-Konzentration im Kollektor von > 90 % das Leistungsziel auch im höheren Temperaturbereich (> 60 K) erreichen wird.

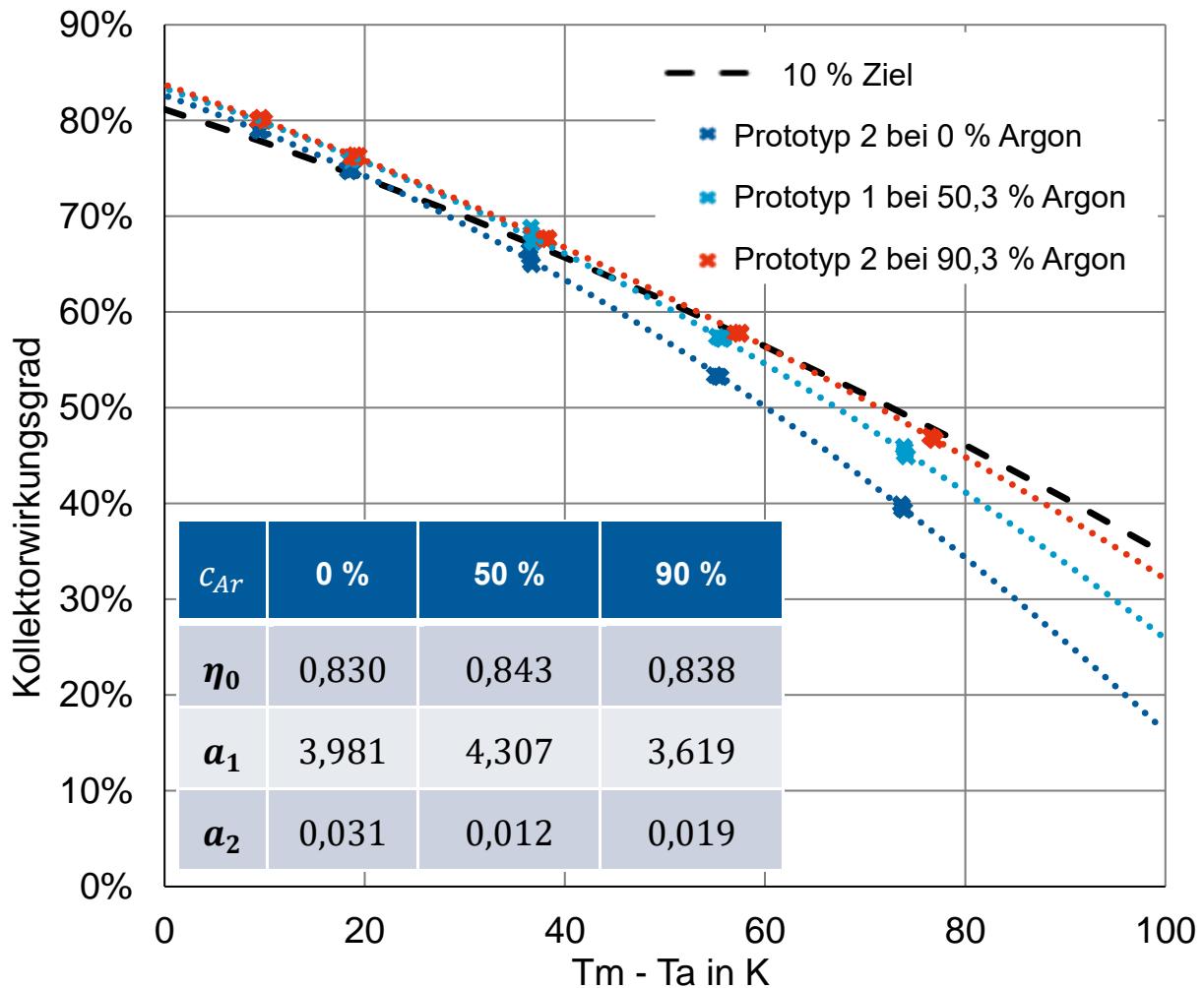


Abbildung 53: Ergebnisse der Leistungsmessung am Outdoor-Prüfstand. Wirkungsgradkurven beider Kollektor-Prototypen zu unterschiedlichen Argon-Konzentrationen. Das 10 % Ziel beschreibt eine Effizienzkurve die 10 % oberhalb der Kennlinie liegt, welche sich aus dem Mittel der Marktverfügbareren Großflächenkollektoren ergeben hat (siehe Zwischenbericht 1). Mit x markierte Punkte im Diagramm stellen die gemessenen Betriebspunkte dar.

5 Untersuchungen auf Systemebene

5.1 Kollektorfeldhydraulik

Die erarbeiteten Konzepte der Kollektorprototypen wurden hinsichtlich ihrer Integrationsmöglichkeiten untersucht. Die mechanischen Befestigungs- und hydraulischen Anschlussvarianten wurden erarbeitet. Aufgrund des doppelglasigen Aufbaus der Kollektoren, konnten handelsübliche Klemmbefestigungen, welche in der PV-Industrie weit verbreitet sind, als geeignet identifiziert werden. Für den hydraulischen Anschluss wurden Klemm- bzw. Schraubverbindungen ermittelt, die sich ebenfalls in der Praxis bewährt haben sowie günstig und schnell verfügbar sind.

Auf Basis der Kollektorprototypen bzw. deren Eigenschaften wie bspw. Leistungskennwerte, Druckverlust, Abmessungen, hydraulische Anschlüsse (vgl. Abschnitt 4), wurde die hydraulische Verschaltung der Kollektoren ausgearbeitet. Dabei wurden mehrere Varianten erstellt und deren thermohydraulische Eigenschaften einander gegenübergestellt. Zwei dieser Varianten sind in Abbildung 54 skizziert. Die beiden Varianten wurden mithilfe der Auslegungstools THD [44] und HYDRA [45] simuliert. Dabei flossen die experimentell ermittelten Leistungsdaten der Kollektoren aus Abschnitt 4.5 sowie deren hydraulischen Eigenschaften in die Berechnung ein. Für diese Anlagenkonfiguration wurde die Maximalleistung auf 112 kW bzw. 120 kW abgeschätzt.

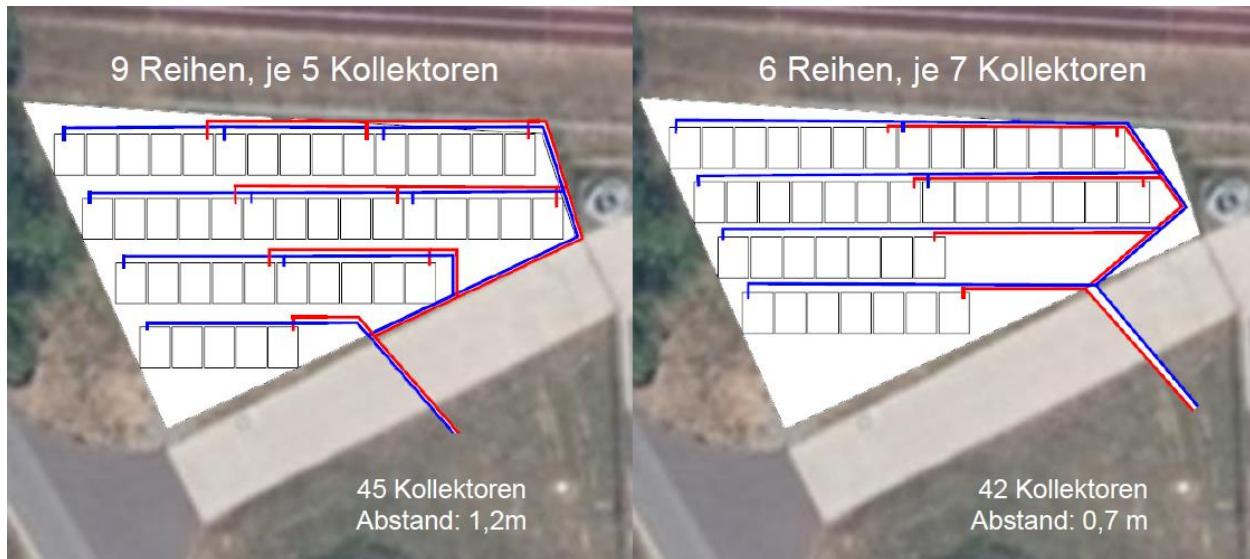


Abbildung 54: Hydraulische Verschaltung des Kollektorfeldes am Aufstellort in Marktschorgast. Die Anordnung und Verschaltung der Kollektoren sind maßgebend für das hydraulische Verhalten der Anlage. Die Module wurden hierbei mit einem Aufstellwinkel von 37° berücksichtigt.

Nachdem die genauen Abmessungen der zur Verfügung stehenden Grundfläche vom Architekten übermittelt wurden, wurde die Anzahl der Kollektoren auf 36 Module in neun Strängen reduziert. Die hydraulische Verschaltung der Kollektoren wurde optimiert um den maximal möglichen Ertrag über einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr zu gewährleisten.

Abbildung 55 zeigt die hydraulische Verschaltung dieser optimierten Variante, sind drei Strangreguliventile vorgesehen, womit die Volumenströme per hydraulischem Abgleich möglichst homogen eingestellt werden können. Mit Hilfe des Auslegungs-Tools „HYDRA“ [45] wurde eine Feldhydraulik mit abgestuften Rohrdurchmessern gewählt, die eine möglichst homogene Strömungsverteilung aller Kollektoren ermöglicht. Die Untersuchungen der Inhomogenität ergaben, dass es nicht notwendig ist in jedem Strang ein Regulierventil zu verbauen. Dies ist in Abbildung 56 zu sehen. Die leichten Unterschiede in der Durchströmung werden bei der Inbetriebnahme der Anlage durch

Strangregulierventile weitgehend ausgeglichen. Da in den Absorbern die Selbstentlüftungsgeschwindigkeit nicht erreicht wird und damit Luft im System nicht zuverlässig durch die Absorber befördert wird, wird am Einlass jedes Kollektorstrangs ein automatischer Entlüfter eingebaut.

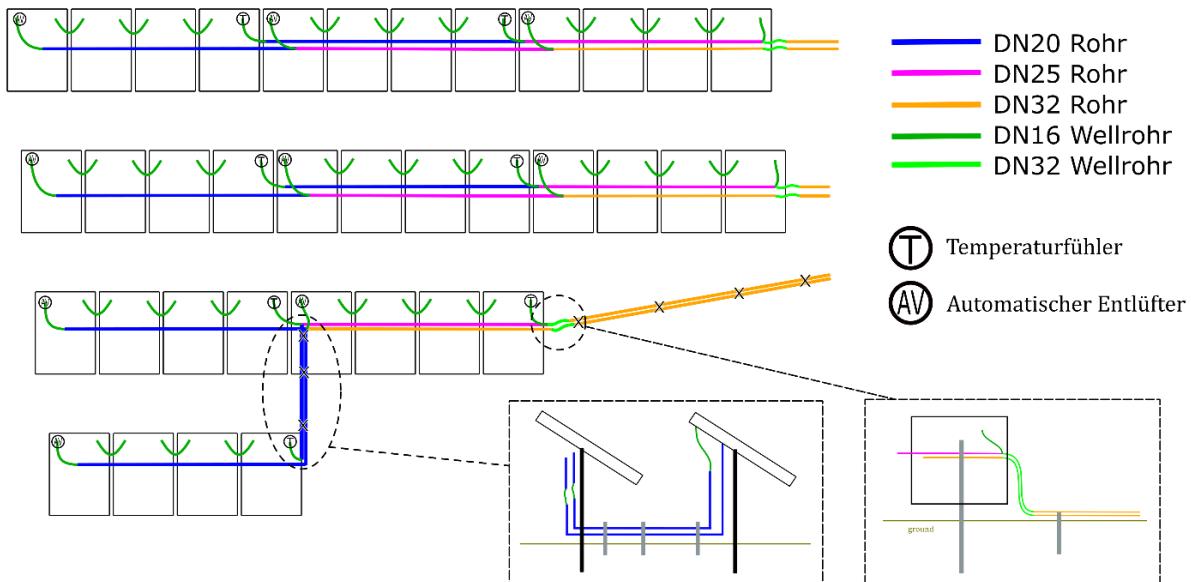


Abbildung 55: Schema der Anlagenhydraulik der Pilotanlage in Marktschorgast. Die Abbildung zeigt die Verschaltung der Kollektoren untereinander sowie in Detailansichten die Verwendung von Wellrohr zum Dehnungsausgleich. Die Art, Durchmesser und Werkstoffe der Leitungen können den Farben der Linien entnommen werden.

Als Werkstoff der Hydraulikleitungen musste Edelstahl gewählt werden. Eine Verwendung von Kupfer ist nicht möglich, da das Kollektorfeld aus Aluminiumabsorbern besteht und Kupferpartikel im Wärmeträgermedium langfristig zur Korrosion der Kollektoren führen würden. Aus diesem Grund sollten auch im gesamten Kreislauf keine Kupfer- oder Messingarmaturen und -rohre verwendet werden. Die Komponenten des Kollektorfeldes wurden mit handelsüblichen Pressfittings des Systems Temponox von Viega montiert.

Um auch im Stagnationsfall die Sicherheit und Dichtheit der Anlage zu gewährleisten, werden statt den üblichen EPDM-Dichtringen welche aus FKM verwendet, die den entsprechenden Temperaturen standhalten. Der Anschluss der Kollektoren wird durch Edelstahl-Wellrohre ermöglicht. So werden die Kollektoren von der Verrohrung hydraulisch entkoppelt, um Verspannungen infolge thermischer Ausdehnung zu verhindern. Wie Abbildung 55 ebenfalls entnommen werden kann, ist an den Sammelleitungen am Ende des Gestells Wellrohr vorgesehen, um thermisch induzierte Dehnungen auszugleichen. Die waagerecht verlaufenden starren Rohre sind so gelagert, dass sie sich nach Osten ausdehnen können.

Das System wurde größtenteils mit Solarvlies isoliert. Die Röhre der Größe DN32 mussten mit EPDM-Schläuchen ausgestattet werden, da in dieser Größe kein Solarvlies verfügbar war. Ein Teil der DN32 Sammelleitungen wurde oberirdisch knapp über dem Boden verlegt und mit Rohrschellen an gerammten Aluminiumprofilen befestigt.

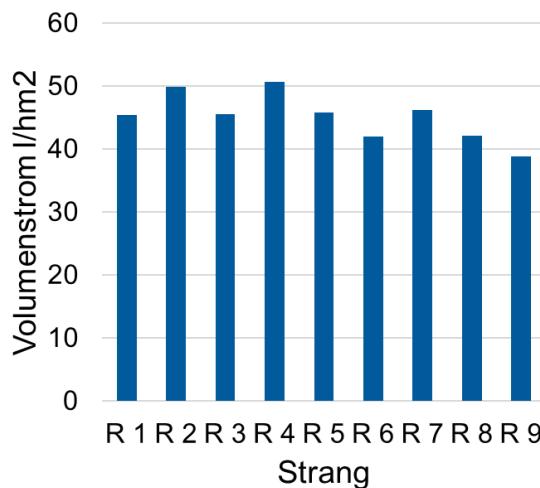


Abbildung 56: Volumenstromverteilung mit 9x4 Kollektoren. Berechnet mit dem Excel-Tool HYDRA

Die Feldanschlussleitungen wurden zusammen mit einem Leerrohr für Sensorkabel im Erdreich verlegt. Somit lassen sich die Temperaturfühler, welche am Austritt jedes Kollektorstranges installiert wurden, an die Heizzentrale anschließen.

Da bei der Montage zwei Module zerstört wurden (vgl. Abschnitt 5.2) und diese innerhalb des Projektes nicht zu ersetzen waren, wurde die Anlage mit vier Modulen weniger als geplant realisiert. Da die Module in Strängen mit je vier Elementen verschalten sind, würde ein Strang mit der Hälfte der Module einen deutlich geringeren Druckverlust haben. Damit wäre eine homogene Durchströmung nicht mehr gegeben. Daher wurde beschlossen die vorderste Reihe des Kollektorfeldes nicht mit dem Rest der Anlage zu verschalten. Die zwei Module dieser Reihe verbleiben auf den Gestellen für die Bewertung der Alterungsbeständigkeit während und im Anschluss an die Projektlaufzeit. Abbildung 57 zeigt die Verrohrung des Felds ohne die vorderen vier Kollektoren.

Aufgrund von Lieferverzögerungen des Wärmetauschers verzögerte sich die Inbetriebnahme des Kollektorfeldes mehrfach. Die Installation konnte erst im November 2023 abgeschlossen werden, was sich auf das Monitoring der Anlage auswirkte (vgl. Abschnitt 5.5).

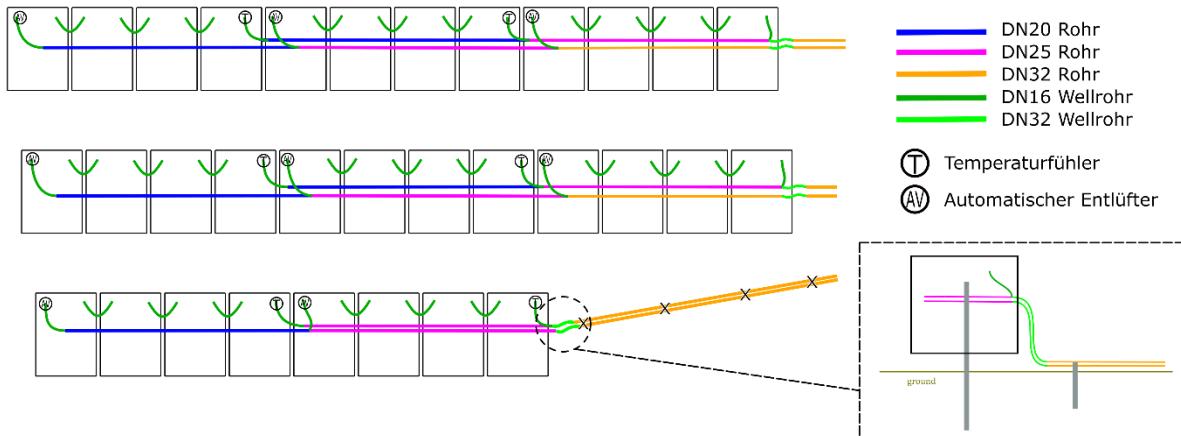


Abbildung 57: Finales Schema der Pilotanlage. Die zwei nicht angeschlossenen Kollektoren sind nicht dargestellt, da sie nicht Teil des hydraulischen Systems sind.

5.2 Kollektoraufständerung

Für die Isolierglaskollektoren wurde ein Aufständerungssystem gesucht, das Querstreben zur rückseitigen Abstützung der Kollektoren enthält. Marktübliche Kollektoren und PV-Module werden häufig nur an den Kanten gelagert, da sie ihr Gewicht selbst tragen können. Die Querstreben der PV-Aufständerungssysteme eignen sich jedoch gut, um die Wind- und Schneelasten aufzunehmen und die Beanspruchungen auf die Isolierglaskollektoren gering zu halten.

Das für die Pilotanlage verwendete System SILENOS der Firma T.Werk besteht aus einer Aluminium- und Stahlprofilkonstruktion mit Rammpfosten, ähnlich der in solaren Großprojekten verwendeten Gestellen. Die verwendeten Modulschienen ermöglichen eine einfache Rohrinstallation. Aufgrund der flachen Bauweise der Kollektoren können diese mit handelsüblichen Laminatklemmen befestigt werden, die auch bei rahmenlosen PV-Modulen zum Einsatz kommen. Die Konstruktion wurde auf die Abmessungen der Isolierglaskollektoren angepasst. Zur Bestimmung der notwendigen Rammtiefe wurde ein von NAT in Auftrag gegebenes Bodengutachten durchgeführt.

In Abbildung 58 ist das installierte Montagesystem abgebildet. Es handelt sich um ein 1-Pfosten-System, was die Montage vereinfacht und hinsichtlich der mechanischen Festigkeit ausreichend ist. Die Rammpfosten wurden mittels einer Schlagramme entlang einer Ost-West eingemessenen Linie in den Boden getrieben. An jedem Rammposten ist ein Querriegel befestigt, welcher die Neigung von 35° vorgibt. Drei Querschienen verlaufen entlang der Reihe an Pfosten und sind durch Klemmen an den Querriegeln verbunden. Die Querschienen selbst stellen die Auflage der Kollektoren dar. An ihnen sind Modulklemmen befestigt, welche die Kollektoren fixieren.



Abbildung 58: SILENOS Montagesystem der Firma T.Werk.

Bei der Montage der Kollektoren ergab sich eine Herausforderung in Bezug auf die Befestigungsklemmen der Module. Die verwendeten Klemmen erreichten die erforderliche Haftkraft nicht, welche für die Fixierung erforderlich ist. Aus diesem Grund rutschten die ersten beiden Module vom Montagegestell. Beim Versuch diese zu fixieren, wurde die vorderen Glasscheiben zweier Module zerstört, wodurch diese unbrauchbar wurden.

Um mit dem Aufbau fortfahren zu können, musste das Montagesystem angepasst werden. Die Kollektoren stehen nun auf der unteren Querschiene auf, um Last von den Modulklemmen zu nehmen. Die untere Querstrebe wurde durch den Einsatz weiterer Streben verstellt, um ein Durchbiegen durch das aufgebrachte Torsionsmoment zu verhindern. Wie in Abbildung 59 zu sehen, sind an den Reihenenden Abstandshalter in die Klemmen eingesetzt. Rechts ist eine Luftaufnahme der aufgeständerten Kollektoren zu sehen. Abbildung 60 zeigt eine Seitenansicht des Kollektorfelds mit der Heizzentrale im Hintergrund. Rechts im Bild sind die Kollektoren für Langzeit-Stagnations-Tests zu sehen, die nicht hydraulisch angeschlossen sind.



Abbildung 59: Verwendete PV-Laminatklemmen und Gesamtansicht des Kollektorfelds



Abbildung 60: Seitenansicht der Pilotanlage

Wie Abbildung 61 zu entnehmen ist, wurden die Kollektoren nach der Installation mit einer weißen, UV-festen Stretchfolie abgedeckt, um bis zur Inbetriebnahme hohe Stagnationstemperaturen zu vermeiden. Abbildung 62 zeigt eine Kollektorreihe von hinten. Gut zu sehen ist die Verschaltung der Kollektoren untereinander mittels Wellrohr und die an der Unterseite der Querschiene angebrachte Sammelleitung.



Abbildung 61: Kollektorfeld der flexLAC Pilotanlage in Marktschorgast. Das Montagesystem wurde mit Stahlprofilen im Untergrund befestigt und die Hydraulikleitungen an der oberen Querschiene montiert (links). Das Kollektorfeld wurde während der Installationsarbeiten mit einer weißen Folie abgedeckt, um die Kollektoren vor Stagnation zu schützen.



Abbildung 62: Kollektorreihe von hinten. Sammelleitung verläuft an der Querschiene des Gestells und die Kollektoren sind über Wellrohr aneinander angeschlossen.

5.3 Anbindung an das Wärmenetz

Die Pilotanlage ist über eine unterirdische Nahwärmeleitung direkt mit der Heizzentrale verbunden und speist dort in einen Solarpufferspeicher ein. Dieser wiederum ist mit dem Pufferspeicher des Wärmenetzes verbunden. Abbildung 63 zeigt wie die verschiedenen Erzeuger und thermischen Pufferspeicher miteinander verschaltet sind.

Das Wärmenetz ist mit der Heizzentrale über eine hydraulische Weiche verbunden, an der wiederum direkt ein Spitzenlast-Gaskessel mit 450 kW angeschlossen ist. Die Grundlastwärmeverzweiger für die FernwärmeverSORGUNG sind 5 Biomassekessel mit je 155 kW. Sie sind an einen zentralen Pufferspeicher 1 mit einer Größe von 20 m³ angeschlossen. Das Blockheizkraftwerk (BHKW) als Kraft-Wärme-Kopplungsanlage mit 50 kW_{el} und 80 kW_{th} wird nach Einspeiseverfügbarkeiten für das Stromnetz gesteuert und ist ebenfalls an den Pufferspeicher 1 angeschlossen. Die Solarthermieanlage mit 190 kW ist über einen 20 m³ großen Solarpufferspeicher 2 in der Heizzentrale eingebunden. Beide Pufferspeicher sind in Reihe geschaltet und Speicher 2 kann über ein 3-Wege-Ventil am Rücklauf des Wärmenetzes umgangen werden. Auf diese Weise können die solaren Gewinne unabhängig vom Betrieb und Temperaturniveau des Netzes gespeichert werden.

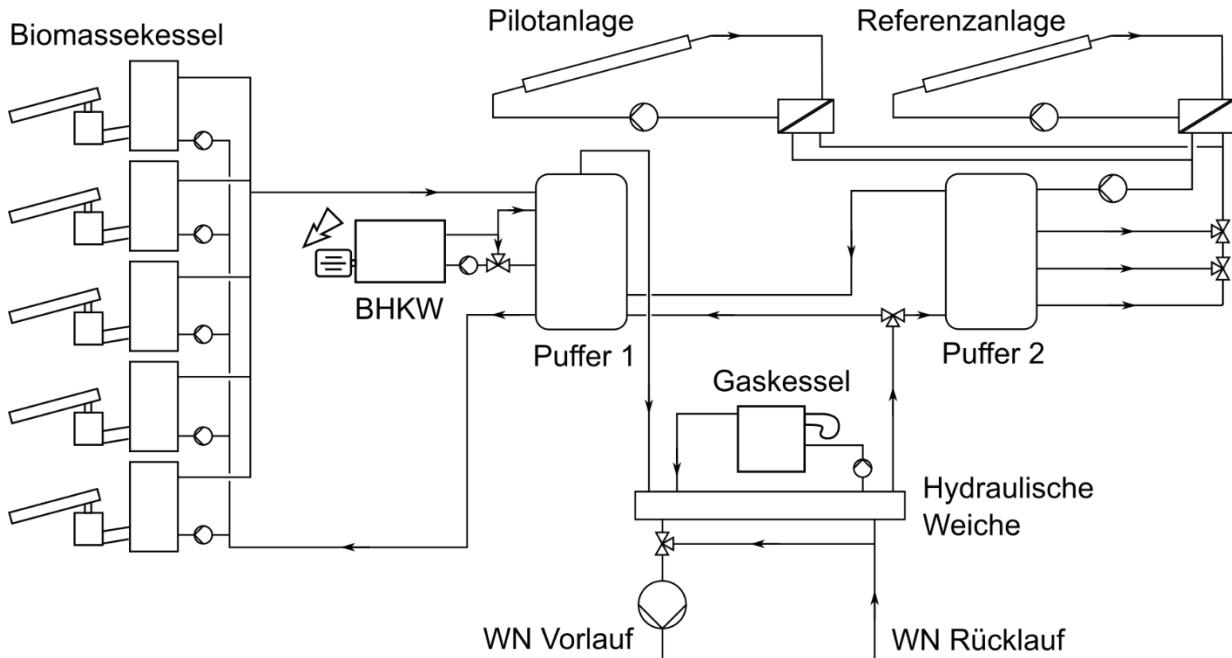


Abbildung 63: Hydraulische Verschaltung der Wärmeerzeuger in der Heizzentrale. Neben den solar-thermischen Anlagen sind mehrere Biomassekessel, ein BHKW sowie ein Gaskessel installiert.

Weil die Referenzanlage im Primärkreis ein anderes Wärmeträgermedium verwendet als die Pilotanlage, musste ein weiterer Wärmetauscher parallel zur bestehenden Anlage installiert werden.

Das Wärmenetz wird mit einer konstanten Vorlauftemperatur von 78 °C betrieben, welche durch ein Mischventil und die Drehzahl der Netzpumpe geregelt wird. Der Rücklauf des Wärmenetzes beträgt 55 °C im Winter und 60 °C im Sommer. Die Erzeuger werden so angesteuert, dass sie mit der Netz-Vorlauftemperatur ins System einspeisen wobei Temperaturaufschläge von 5 bis 10 K berücksichtigt werden.

Die Regelung der Solaranlagen wurde nach dem sogenannten „Matched-Flow-Prinzip“ wie folgt umgesetzt:

Primärpumpe

Bedingung:

Wenn die Temperatur an einem der im Kollektorfeld gemessenen Werte die Solar-Speichertemperatur (am oberen Fühler gemessen) um 10K übersteigt,

Aktionen:

- Primärpumpe einschalten und mit Mindestdrehzahl betreiben
- PID-Regler im Primärkreis aktivieren

Die Drehzahl der Primärpumpe wird dabei so geregelt, dass eine Eintrittstemperatur von 95°C am Wärmetauscher (primärseitig) gehalten wird.

Sekundärpumpe

Bedingung:

Wenn die Primärpumpe eingeschaltet wird,

Aktionen:

- Sekundärpumpe einschalten und mit Mindestdrehzahl betrieben
- PID-Regler im Sekundärkreis aktivieren

Die Drehzahl der Sekundärpumpe wird dabei so geregelt, dass eine Austrittstemperatur von 87°C am Wärmetauscher (sekundärseitig) gehalten wird.

Beladelogik Solarspeicher

Bedingung:

Wenn die Temperatur in der aktuellen Speicherschicht 75°C erreicht hat

Aktionen:

- Ventile so umschalten, dass das Wasser aus dem darunterliegenden Anschluss entnommen wird

Standardmäßig wird immer aus dem obersten Anschluss entnommen. Dann je nach Temperatur weiter unten.

Entladelogik Solarspeicher

Bedingung:

Wenn die Temperatur im Solar-Pufferspeicher nachts (am oberen Fühler gemessen) höher ist als die Rücklauftemperatur des Netzes

Aktionen:

- Ventil so umstellen, dass Netzrücklauf nicht in den linken Puffer, sondern in den rechten Solar-Pufferspeicher geschoben wird

Dieses Umschalten wird nachts ausgeführt, um den Speicher während des Tages nicht zu durchmischen.

5.4 Monitoring der Referenzanlage

Die Bestandanlage der von NAT betriebenen Heizzentrale in Marktschorgast wurde als Referenzanlage im Projekt ausgewählt. Der Wärmemengenzähler dieser Referenzanlage erlitt jedoch während der Projektlaufzeit einen Defekt und konnte erst im zum Jahresbeginn 2022 repariert werden. Die anschließend gewonnenen Messdaten konnten zur Auswertung des solaren Ertrags genutzt werden. Die Bestandsanlage erlitt am

17. Mai 2022 den Ausfall eines der drei Teilkollektorfelder. Für das Monitoring eines ganzen zusammenhängenden Jahres, wurde daher ab Juni 2022 ein 12-monatiger Datensatz gebildet. Abbildung 64 zeigt den Solarertrag aus diesem Datensatz sowie den monatlichen solaren Deckungsgrad im Wärmenetz. Die Monate wurden nach Auftreten im Jahr geordnet. Die Bestandsanlage (unter Berücksichtigung des Ausfalls eines der drei Teilkollektorfelder) hat somit 34.543 kWh/a thermische Energie geliefert, was einem spezifischen Kollektorertrag von 193,84 kWh/m² entspricht. Im Januar und Dezember wurde keine solare Wärme an das System geliefert. Der höchste Ertrag wurde mit 5220 kWh im Juni erzielt, gefolgt von Juli und August. Der solare Deckungsgrad ist ebenfalls im Juni am höchsten mit 5,1 %. Der jährliche solare Deckungsgrad beträgt weniger als ein Prozent.

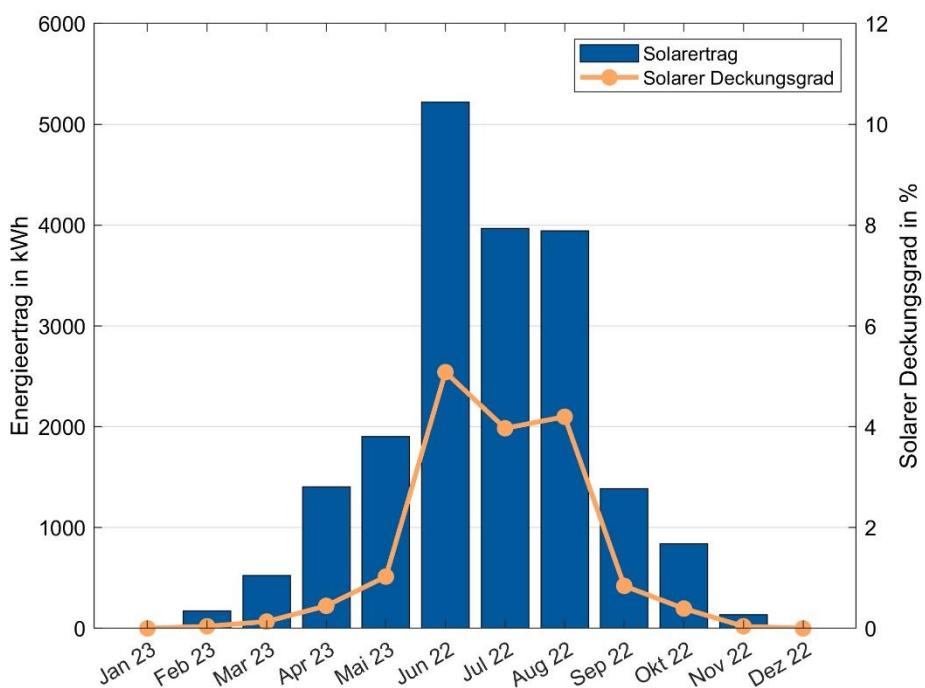


Abbildung 64: Gemessener monatlicher Solarertrag der Referenzanlage. Aufgrund des Ausfalls eines der drei Teilkollektorfelder der Bestandsanlage im Mai 2022, startet der Jahresdatensatz im Juni 2022.

Der Betrieb der Referenzanlage wurde außerdem mit Blick auf die Vorlauftemperaturen ausgewertet, da erwartet wurde, dass sich der Ausfall eines der drei Teilkollektorfelder negativ auf den Betrieb auswirkt. Abbildung 65 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Tageshöchstwerte, an allen Tagen mit positivem Solarertrag. Die angestrebte Vorlauftemperatur von 95 °C wird nur an wenigen Tagen im Jahr erreicht. An ertragreichen Tagen wird typischerweise eine Vorlauftemperatur zwischen 75 und 85 °C erreicht. Die aktuelle Regelung ist nicht an den Ausfall eines Teilkollektorfelds angepasst worden. Im ursprünglich aus drei parallelen Teilkollektorfeldern bestehenden System werden nur noch zwei Teile durchströmt.

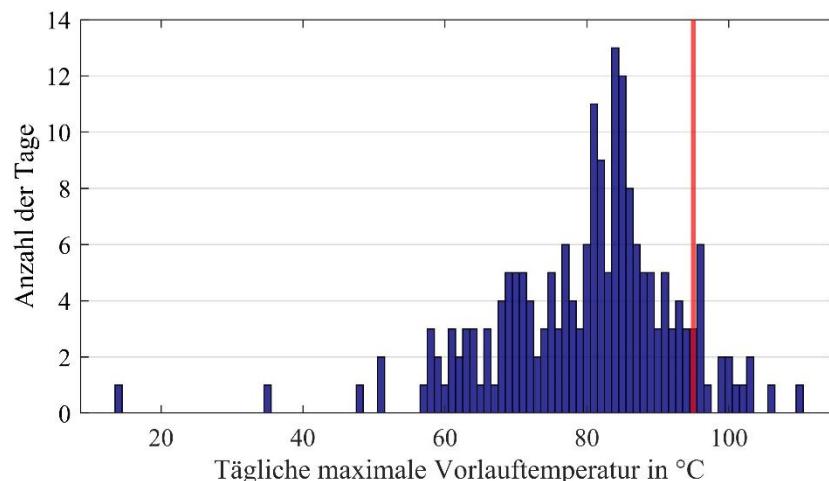


Abbildung 65: Häufigkeit der maximalen täglichen primären Vorlauftemperatur (blau) und angestrebte Vorlauftemperatur (rot).

Die Vermutung liegt nahe, dass im Verhältnis zur Kollektorfläche aufgrund eines falsch eingestellten PID-Reglers die Pumpen auf einer zu hohen Drehzahl laufen bzw. die Mindestdrehzahl der Pumpe zu hoch für diese ungewollte hydraulische Konfiguration ist. Aus den Messdaten zur Anlage vor dem Ausfall zwischen Mitte Februar und Mitte Mai soll die Verteilung der höchsten täglichen Vorlauftemperaturen vor und nach dem Ausfall untersucht werden. Dazu wird der Zeitraum im Jahr 2022 und 2023 betrachtet.

Abbildung 66 zeigt gestapelt die Häufigkeiten dieser Temperaturen an. In grün ist das Jahr 2022 mit dem gesamten Kollektorfeld in Betrieb dargestellt und in blau das Jahr 2023, mit einem Teilkollektorfeld außer Betrieb. Es ist ersichtlich, dass vor dem Ausfall deutlich höhere Temperaturen erreicht werden, als nach dem Ausfall. Die durchschnittlichen Tageshöchsttemperaturen in den betrachteten Zeiträumen liegen bei 87 °C im Jahr 2022 und 76 °C im Jahr 2023. Die Vermutung eines falsch eingestellten Reglers oder einer zu hohen Mindestdrehzahl der Pumpe konnte also bestätigt werden.

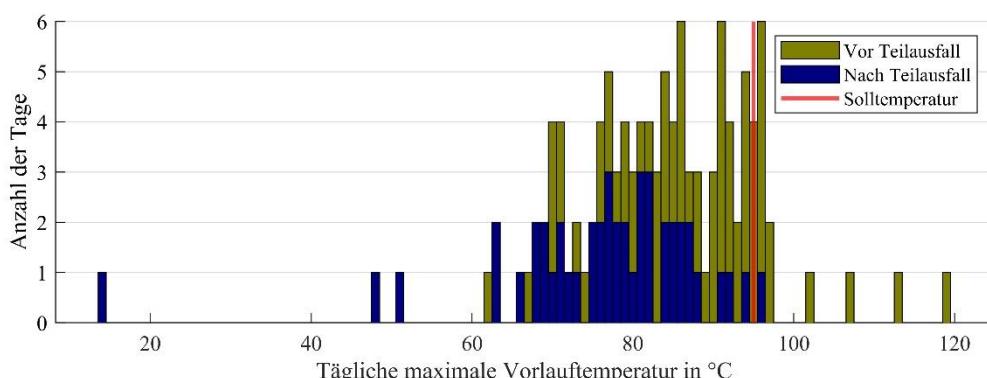


Abbildung 66: Vergleich der maximalen täglichen Vorlauftemperatur vor und nach dem Ausfall des Teilkollektorfelds.

5.5 Monitoring der Pilotanlage

Im Projektverlauf wurde die errichtete Pilotanlage einem Monitoring unterzogen, um die Berechnungsmodelle zu validieren, vor allem aber, um die Leistungsfähigkeit des Systems experimentell nachzuweisen. Aufgrund der pandemiebedingten Verzögerungen in der Produktion der Kollektoren sowie der Lieferung und damit der Errichtung der Pilotanlage, wurde der Monitoringzeitraum verkürzt und konnte nicht mehr innerhalb der Projektlaufzeit stattfinden. Das Monitoring wird jedoch auch über die Projektlaufzeit hinaus fortgesetzt und ermöglichte die Auswertung der Messdaten für den Zeitraum 16. März 2024 bis 06. Mai 2024.

Zur Bewertung der Leistungsfähigkeit der Pilotanlage wird eine Wetterstation benötigt. Abbildung 67 zeigt die installierte Wetterstation, die zuvor einige Monate im Dachlabor der THI getestet wurde. Damit können voraussichtlich Daten über einen Zeitraum von circa 4 Jahren aufgezeichnet werden. Im Juni 2022 wurde die Station mit Erdankern und Spannschlössern neben der Pilotanlage aufgestellt. Es wurde ein Datenintervall von 10 s gewählt, womit Prüfmethoden wie D-CAT [46] bzw. ISO 24194 [47] angewandt werden können. Diese dienen der vollständigen Auswertung der Leistungsfähigkeit und des Betriebs der Anlage.



Abbildung 67: Verwendete Wetterstation für die Analyse der Solaranlagen in Marktschorgast. Diese ist ausgestattet mit Temperatur- und Feuchtesensor, Windrichtungs- und Windgeschwindigkeitsgeber sowie zwei Pyranometern (Horizontal und in der Kollektorebene).

Des Weiteren sind an jedem Reihenauslass (vgl. Abbildung 55) Pt-100 Temperaturfühler über Tauchhülsen installiert, womit eine detaillierte Analyse der Kollektoraustrittstemperatur möglich ist. Im Sekundär- sowie Primärkreis sind Wärmemengenzähler angebracht, die Vor- und Rücklauftemperaturen sowie den Volumenstrom im 5 Minuten Intervall erfassen.

Abbildung 68 zeigt den Verlauf verschiedener Größen im Verlauf von fünf strahlungsreichen Tagen im April 2024. Die Primär- und Sekundärleistung sind im oberen Graphen abgebildet und unterscheiden sich nur geringfügig. Am 27. April beträgt die Leistung ca. 60 kW. Der unteren Grafik sind dabei die Wetterbedingungen zu entnehmen. 1000 W/m² Einstrahlung in der Kollektorebene und eine Außentemperatur von 20 °C. Im mittleren Graphen ist neben den Temperaturen vor und nach dem Wärmetauscher auch eine exemplarische Austrittstemperatur aus einem Kollektorstrang dargestellt.

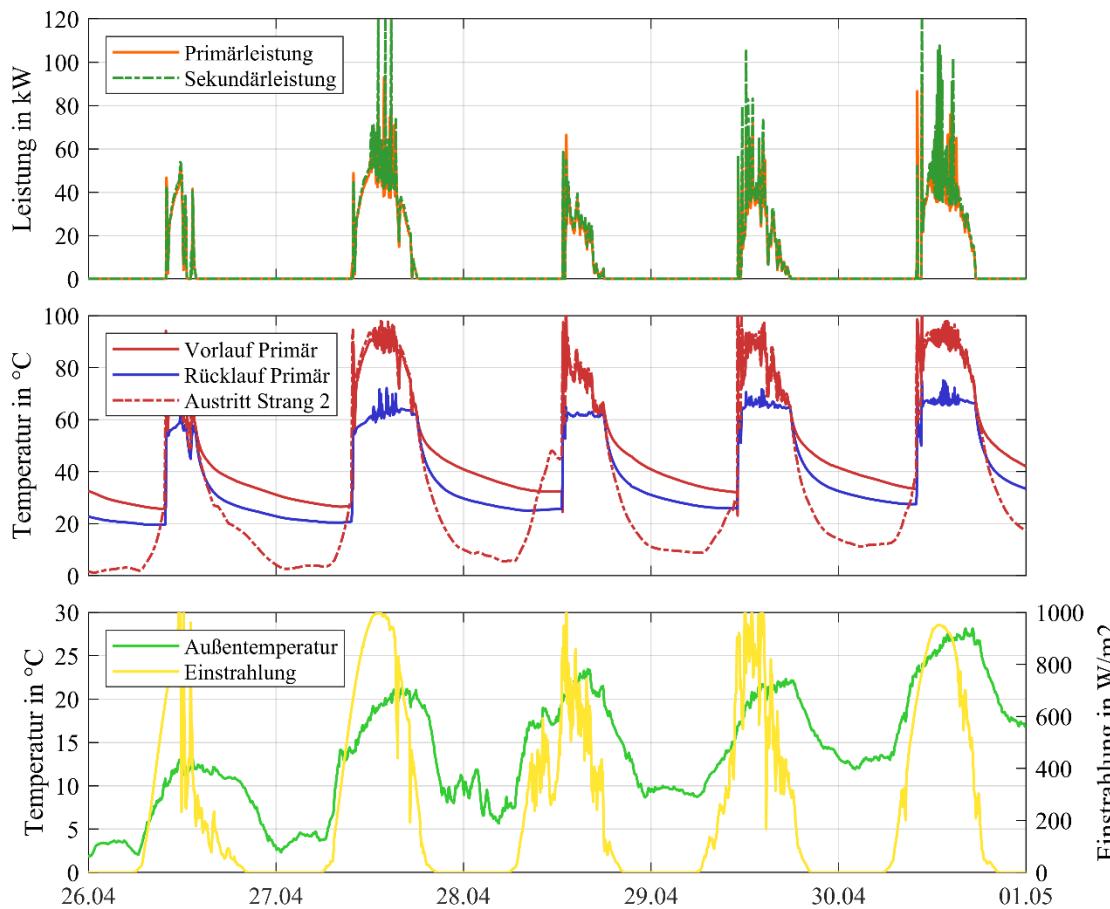


Abbildung 68: Verlauf relevanter Größen der Pilotanlage Neben der Primär- und Sekundärleistung, der Vor- Rücklauf- und Kollektoraustrittstemperatur ist die Einstrahlung in der Kollektorebene dargestellt.

Abbildung 69 zeigt den wöchentlich aufsummierten Kollektorertrag, geordnet nach Kalenderwoche. Die Messperiode begann am 17. März und endete am 06. Mai 2024. Außerdem ist in orange der solare Deckungsgrad im Wärmenetz dargestellt.

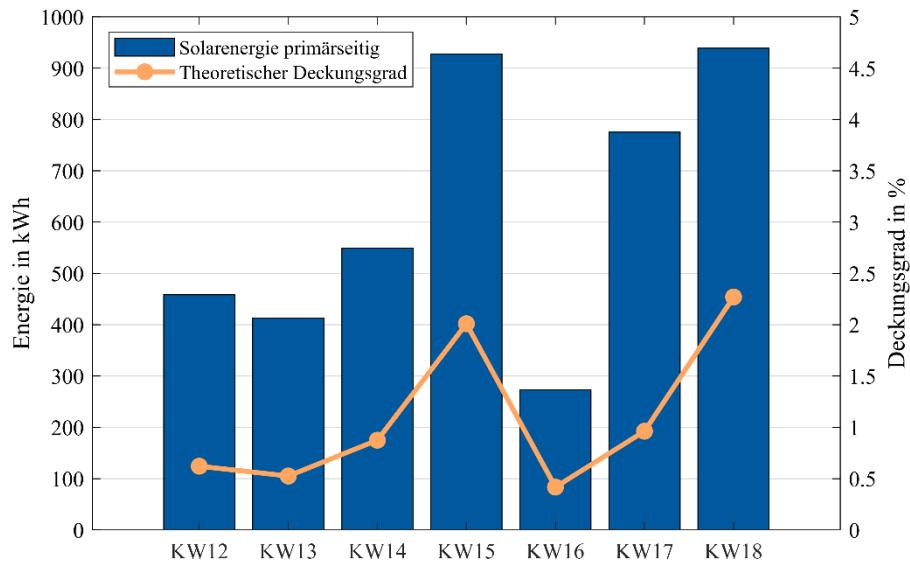


Abbildung 69: Gewonnene Solarenergie (primärseitig) und der solare Deckungsgrad (orange)

Mithilfe der Software Sunpeak [48] kann eine Leistungskontrolle von solarthermischen Kollektorfeldern nach der ISO 24194 [47] durchgeführt werden. Nach der Eingabe der Kollektordaten und Anlagenkonfiguration wählt die Software aus den vorliegenden Daten automatisch Zeiträume aus, in denen die Normbedingungen eingehalten werden. Abbildung 70 zeigt zwei ausgegebene Grafiken mit der sich die Anlageneffizienz bewerten lässt. Es wurde ein allgemeiner, voreingestellter Sicherheitsfaktor von 0,84 eingestellt, der in der Grafik dargestellt ist. Alle Werte unterhalb der schwarzen Linie werden, ohne Sicherheitsfaktor, als „schlechter als erwartet“ eingestuft. Die graue Linie, die die grüne und rote Fläche trennt, inkludiert den Sicherheitsfaktor. Man kann also feststellen, dass auch mit Berücksichtigung von Sicherheitsfaktoren, die Anlage häufig weniger Ertrag liefert als zu erwarten wäre. Da ein Teil der außen verlaufenden Rohre zum Zeitpunkt der Datenaufnahme noch unisoliert war, sind diese Ergebnisse nicht überraschend.

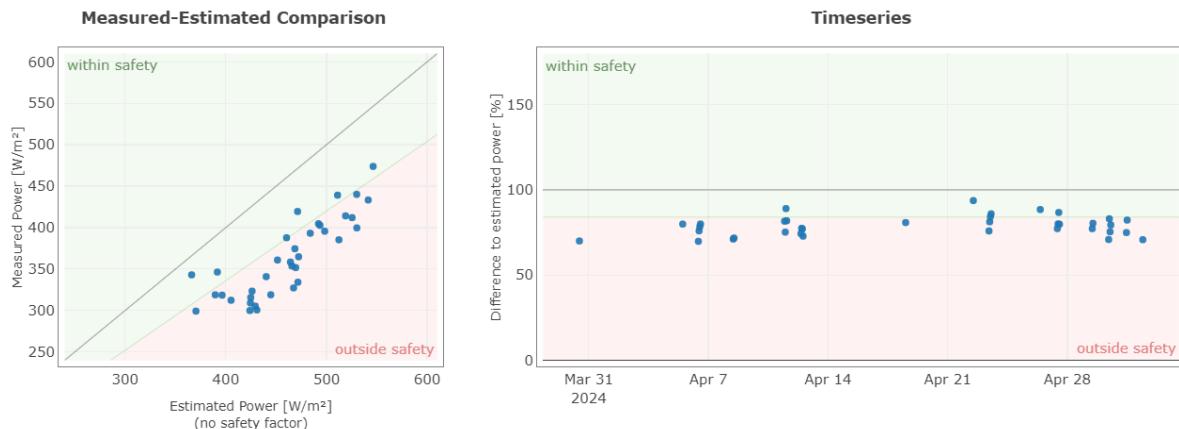


Abbildung 70: Vergleich realer und erwarteter Ertrag nach ISO 24194 [47].

5.6 Erstellung eines validierten System-Simulationsmodells

Damit abseits der gemessenen Systemkonfigurationen aussagen über die Leistungsfähigkeit des Isolierglaskollektor-Systems getroffen werden können, wurde ein Simulationsmodell auf Basis der Software MATLAB / Simulink [49] unter Zuhilfenahme der CARNOT Toolbox in der Version 8.0.1 [50] entwickelt. Dieses Modell bildet die Komponenten im System, wie in Abschnitt 5.3 beschrieben, ab. Die Parameter der Komponenten sowie der Systemsteuerung wurden durch NAT bereitgestellt und in das Modell überführt. Der Aufbau des Systems ist in Abbildung 71 dargestellt. Darin enthalten sind auf Speicherebene drei thermische Speicher nach dem Typ *Storage_Type_12* welche auf Basis des Systems in Marktschorgast parametert wurden. Auf Versorgungsebene ist neben den fossil und mit Biomasse betriebenen Kesseln vom Typ *Condensing_Boiler* das Solarkollektorfeld des Typs *Solar Collector ISO 2node* implementiert. Anders als in Abbildung 63 dargestellt, wurden die Biomassekessel aggregiert und das BHKW aus dem System entfernt, um die Simulation zu vereinfachen und den Parametrierungsaufwand zu reduzieren. Das Wärmenetz wurde über real gemessene Daten der Vor- und Rücklauftemperaturen sowie des Massenstroms abgebildet, ohne die Verbraucher im Einzelnen abzubilden.

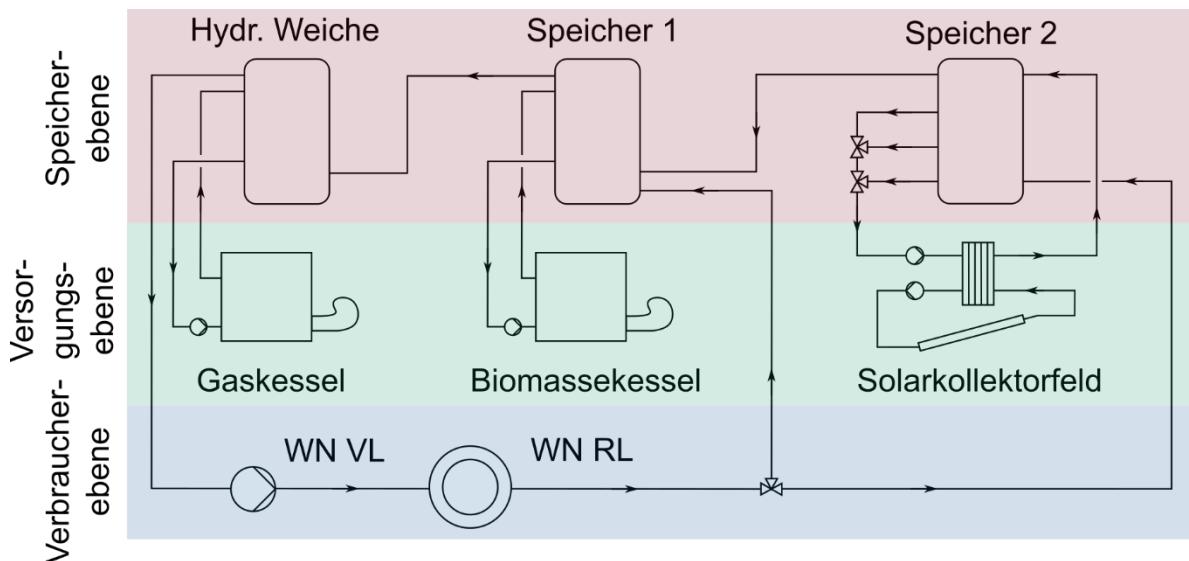


Abbildung 71: Vereinfachte Darstellung des System-Simulationsmodells. Das Modell wurde in MATLAB / Simulink unter Verwendung der CARNOT Toolbox [50] erstellt.

Die Komponenten, welche in der CARNOT Toolbox zur Verfügung stehen wurden von den Entwicklern bereits auf der Basis experimentell ermittelter Daten validiert. Weil das Modell zudem angepasst werden musste (z.B. verfügt die Software standardmäßig nicht über eine Berechnung der internen Verschaltung des Kollektorfeldes) war ein weiterer Validierungsschritt erforderlich. Zur Validierung wurden der solare Ertrag, der

Systemnutzungsgrad, sowie der solare Deckungsgrad herangezogen. Die letzteren wurden dabei wie folgt definiert:

$$NG = \frac{\text{Von der Solaranlage bereitgestellte Energie (solarer Ertrag)}}{\text{Aufgetretene Solarenergie in Kollektorebene}} \quad (Gl. 3)$$

$$DG = \frac{\text{Von der Solaranlage bereitgestellte Energie (solarer Ertrag)}}{\text{Insgesamt an das Wärmenetz bereitgestellte Energie}} \quad (Gl. 4)$$

Die Validierung wurde in zwei Schritten durchgeführt. Zum einen für die Dachanlage des Systems in Marktschorgast, welche als Referenzanlage diente, zum anderen für die Pilotanlage bestehend aus den entwickelten Isolierglaskollektoren. Die Validierungsergebnisse sind im Nachfolgenden näher erläutert.

5.6.1 Validierung der Referenzanlage

Während der Projektlaufzeit konnte das Betriebsverhalten der Referenzanlage über ein ganzes Jahr gemessen werden. Dieser Zeitraum umfasst den 01.01.2022 bis zum Ende des 31.12.2022. Weil zum damaligen Zeitpunkt noch keine Wetterstation installiert war, mussten Strahlungsdaten von einer Messstation des Deutschen Wetterdienstes im 30 km entfernten *Hof* für die Simulation verwendet werden.

Tabelle 7 zeigt die Validierungsergebnisse für das Referenzsystem, das über das gesamte Jahr 2022 überwacht wurde. Die experimentellen Daten wurden zwischen dem 01.01.2022 00:00 Uhr und dem 31.12.2022 23:55 Uhr aufgezeichnet. Die vergleichsweise geringen Abweichungen deuten darauf hin, dass das Simulationsmodell die Jahresleistung der solarthermischen Aufdachanlage genau vorhersagt.

Tabelle 7: Validierungsergebnisse der Systemsimulation für die Referenzanlage.

Systemeigenschaft	Wert		
Kollektortyp	Winkler Solar Metrosol 25		
Aufstellwinkel	10 ° Süden		
Kollektorfeldgröße	270,9 m ²		
Wärmenetz-Vorlauftemperatur	77 °C		
Wärmenetz-Rücklauftemperatur	47,1 °C bis 68,7 °C		
Globale Horizontalstrahlung	1.079 kWh/(m ² a) (Marktschorgast)		
Systemeigenschaft	Messung	Simulation	Abweichung
Solarer Ertrag	124,8 kWh/(m ² a)	125,4 kWh/(m ² a)	0,48 %
Systemnutzungsgrad	11,12 %	11,18 %	0,06 %-Punkte
Solarer Deckungsgrad	1,11 %	1,15 %	0,04 %-Punkte

5.6.2 Validierung der Pilotanlage

Im Rahmen des zweiten Validierungsschritts wurde das CARNOT-Modell unter Berücksichtigung von Abschattungseffekten auch für eine Freiflächen-Solarthermieanlage validiert. Die Pilotanlage wurde zwischen dem 16.03.2024 00:00 Uhr und dem 05.05.2024 23:55 Uhr überwacht. Die Ergebnisse der Validierung sind in Tabelle 8 dargestellt. Die Simulation zeigt eine gute Übereinstimmung mit den experimentellen Daten über den gesamten Beobachtungszeitraum, ähnlich wie bei der Referenzanlage auf dem Dach Referenzanlage.

Tabelle 8: Validierungsergebnisse der Systemsimulation für die Pilotanlage.

Systemeigenschaft	Wert		
Kollektortyp	Isolierglaskollektor-Prototyp		
Aufstellwinkel	35 ° Süden		
Kollektorfeldgröße	124,0 m ²		
Wärmenetz-Vorlauftemperatur	77 °C		
Wärmenetz-Rücklauftemperatur	38,9 °C bis 73,3 °C		
Globale Horizontalstrahlung	197,8 kWh/m ² (Marktschorgast)		
Systemeigenschaft	Messung	Simulation	Abweichung
Solarer Ertrag	36,92 kWh/(m ² a)	36,87 kWh/(m ² a)	0,14 %
Systemnutzungsgrad	17,71 %	17,76 %	0,02 %-Punkte
Solarer Deckungsgrad	1,02 %	1,12 %	0,10 %-Punkte

Aufgrund der dargestellten Validierungsergebnisse kann das CARNOT-Modell als valide angesehen werden, sodass die in den folgenden Abschnitten beschriebenen Simulationsszenarien darauf aufbauen können.

5.7 Analyse des Jahresertrags durch Simulationsstudien

Aufgrund des teilweisen Ausfalls der Referenzanlage und der verkürzten Monitoringphase der Pilotanlage konnte eine vollständige Auswertung des Solarertrags über ein Jahr hinweg nur unter Zuhilfenahme numerischer Systemsimulation erfolgen, die auf Basis der gemessenen Daten validiert wurden (vgl. Abschnitt 5.6). Der Jahresertrag der Pilotanlage ist in Abbildung 72 dargestellt. Er liegt mit knapp 161 kWh/m² deutlich unterhalb der Werte, welche vom Hersteller des Systems vor Installation der Anlage berechnet wurden (238,4 kWh/m²). Dies liegt vor allem daran, dass die Regelung der Anlage mit deutlich höheren Vorlauftemperaturen arbeitet als in der Simulation angenommen. Die Soll-Vorlauftemperatur im Primärkreis ist mit 95 °C deutlich höher als die Vorlauftemperatur im Netz mit rund 78 °C. Dies deutet auf Optimierungspotential hinsichtlich der Regelung des Systems hin. Der Nutzungsgrad ist daraus folgend ebenfalls geringer als für effizient arbeitende Systeme sonst üblich (zwischen 30 % und

60 %) [51]. Der solare Deckungsgrad beträgt im Sommer maximal 5 % und über das gesamte Jahr hinweg betrachtet 1,4 %.

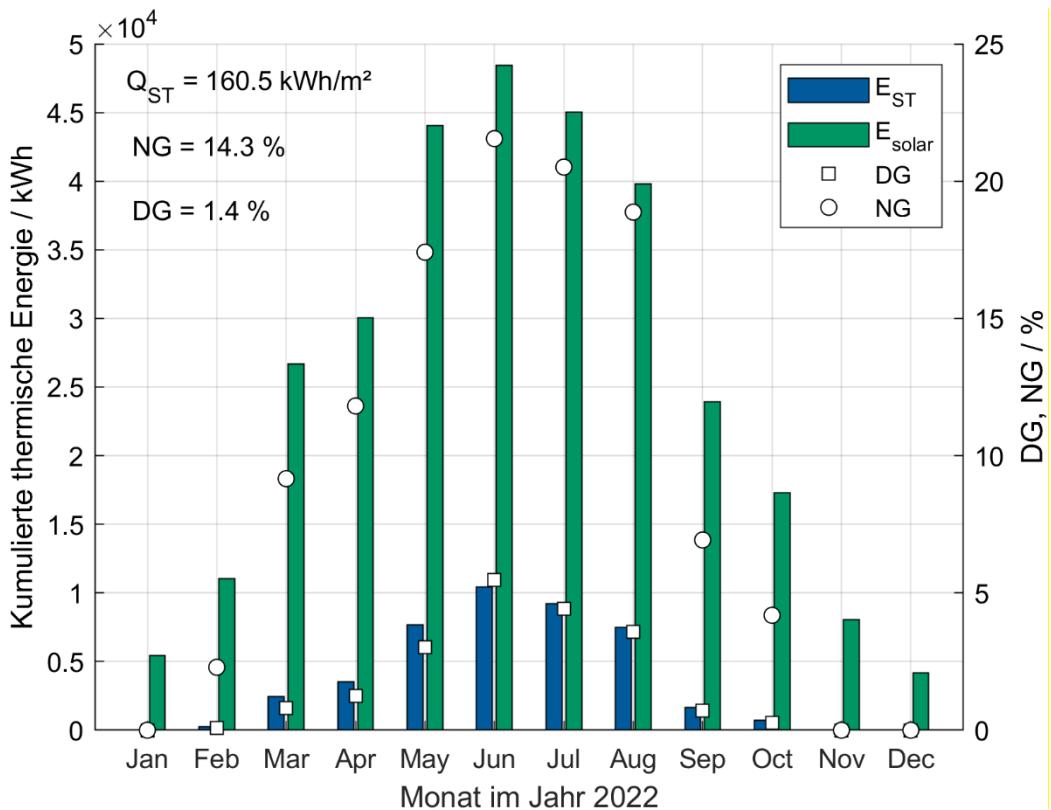


Abbildung 72: Ergebnisse der Jahressimulation für die Referenzanlage.

Analog dazu wurde die Simulation für das Isolierglaskollektorfeld durchgeführt, um den Solarertrag auf Jahresschicht auszuwerten. Auch hier sind die Vorlauftemperaturen mit 95 °C im Primärkreis umgesetzt worden. Dennoch wurden die Simulationsergebnisse mit diesen Einstellungen durchgeführt, um den zu erwartenden Jahresertrag für NAT auswerten zu können. Die Ergebnisse sind in Abbildung 73 dargestellt. Das Solarsystem arbeitet erwartungsgemäß effizienter als die Referenzanlage, was allein durch den angepassten Aufständerungswinkel von 35 ° zustande kommt. Mit 276 kWh/m² liegt das System ebenfalls unterhalb der Erwartungen, jedoch erreicht die Systemeffizienz mit rund 23 % deutlich bessere Werte. Obwohl die Anlage mit 124 m² rund 54 % kleiner ist als die Referenzanlage, erreicht sie im Sommer mit 3,7 % ein lediglich 1,3 %-Punkte niedrigeren solaren Deckungsgrad. Über das gesamte Jahr hinweg erzielt das System einen Deckungsgrad von 1,1 %.

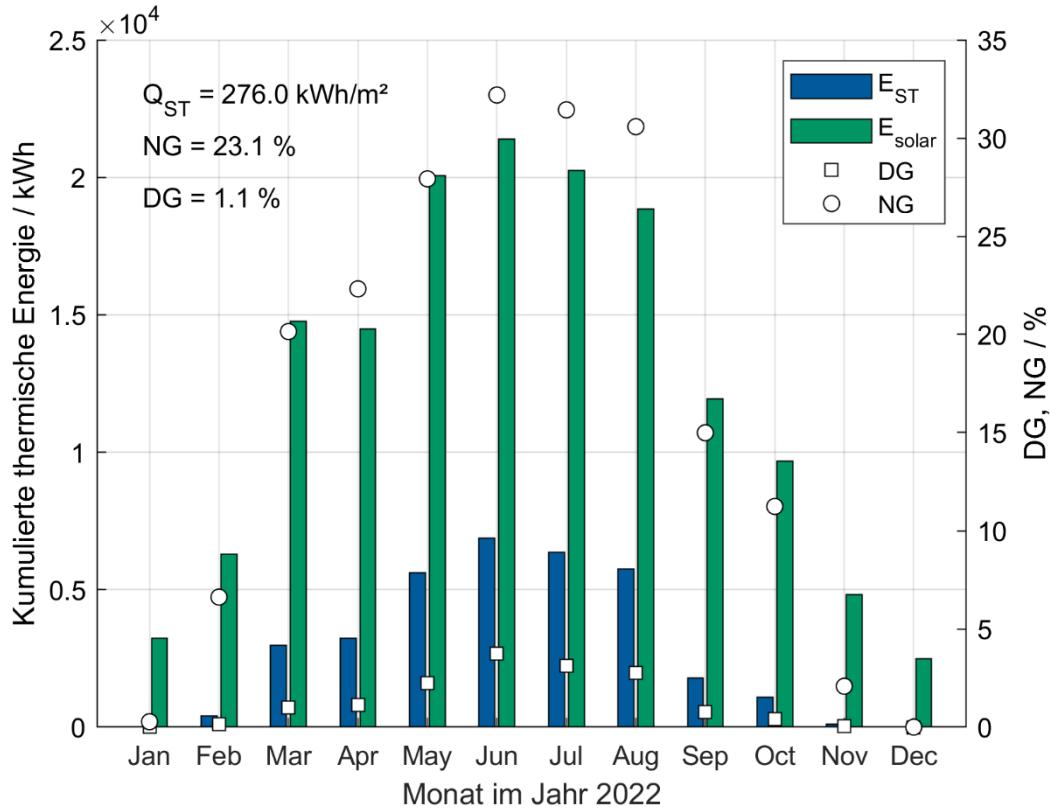


Abbildung 73: Ergebnisse der Jahressimulation für die Pilotanlage.

Wenn das System anstelle von 95 °C Vorlauftemperatur mit einer Soll-Temperatur von bspw. 85 °C betrieben würde, so ließe sich eine Steigerung des jährlichen solaren Ertrags von rund 20 % auf ca. 331,2 kWh/m² jährlich erzielen. Damit wäre auch der Systemnutzungsgrad mit einem Wert von 27,7 % in vergleichbarer Größenordnung zu konventionellen Systemen. Darüber hinaus ist aufgrund von Skaleneffekten zu erwarten, dass die Rohrleitungsverluste im Vergleich zum Gesamtertrag der Anlage geringer ausfallen, wenn das System in größerem Maßstab installiert wird. Die für die Pilotanlage vorgesehenen 124 m² fallen deutlich geringer aus als für konventionelle solare Großanlagen. Daher ist zu erwarten, dass die gezeigten Ergebnisse in entsprechenden Szenarien nochmals übertroffen werden können.

6 Technisch-Wirtschaftliche Analyse

Für die technisch-wirtschaftliche Gesamtbewertung wurden die Kosten für die Herstellung der Isolierglaskollektoren sowie des solarthermischen Gesamtsystems analysiert. Im Anschluss wurden sie mit den energetischen Analysen aus Kapitel 5 kombiniert, um die Wärmegestehungskosten für das System zu berechnen.

Die während der Produktion anfallenden Materialkosten wurden innerhalb der Projektlaufzeit analysiert. Die Details dieser Auswertungen werden in diesem Bericht aus Gründen der Geheimhaltung seitens der beteiligten Projektpartner nicht veröffentlicht.

Dennoch werden Schätzwerte für die zu erwartenden Systemkosten bei Serienproduktion angegeben.

Zur Gesamtbewertung wurden die Wärmegestehungskosten als sog. „Levelized Cost of Heat (LCoH)“ nach IEA SHC Task 54 berechnet [52]. Die verwendete Gleichung lautet:

$$LCoH = \frac{I_0 - S_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t(1 - TR) - DEP_t \times TR}{(1+r)^t} - \frac{RV}{(1+r)^T}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (Gl. 5)$$

Dabei sind I_0 die Investitionskosten für das System, t die Laufvariable für das aktuell betrachtete Jahr, T der gesamte Betrachtungszeitraum in Jahren, C_t die Betriebs- und Wartungskosten, TR der Körperschaftssteuersatz, DEP_t die Abschreibung im Jahr t , r der kalkulatorische Zinssatz, RV der Restwert des Systems nach dem Betrachtungszeitraum und E_t die solar bereitgestellte Wärme in kWh/a. Förderungen oder Subventionen für das System S_0 wurden in den Berechnungen vernachlässigt.

Um eine passende Vergleichsbasis zu erhalten, wurden die Kosten für herkömmliche Systeme analysiert. Beckenbauer [53] analysierte die Kosten für herkömmliche solare Großanlagen, welche auf Angaben aus dem Jahr 2016 beruhen. Dabei wurden die Materialkosten in den unterschiedlichen Kategorien *Kollektorfeld, Hydraulik und Verrohrung, Systemregelung, Aufständerungssystem, thermische Speicher* angegeben. Die Installationskosten sind separat für die gleichen Kategorien ausgewiesen. Um die Ergebnisse besser einordnen zu können, wurde die jährliche Teuerungsrate von 2016 bis 2022 (18,61 % [54]) berücksichtigt und die Kosten entsprechend auf das Jahr 2022 bezogen angegeben. Basierend auf diesen Werten wurden folgende Annahmen für die technisch-wirtschaftliche Analyse getroffen:

- Der Betrachtungszeitraum beträgt 20 Jahre
- Der Körperschaftssteuersatz beträgt 15,825 % gemäß Körperschaftsteuergesetz (KStG) § 23 sowie einem Solidaritätszuschlag von 5,5 %
- Die durchschnittliche Inflation beträgt 1,88 % [54]
- Die Nominalzinssatz beträgt 2,08 % [55]
- Der Diskontierungssatz wurde nach Fischer [56] zu 0,17 % bestimmt
- Der Preis für den Bezug elektrischer Hilfsenergie beträgt 91,1 €/MWh [57]
- Die Lebensdauer für die Solarkollektoren sowie für das Aufständerungssystem beträgt 20 Jahre
- Die Lebensdauer für den thermischen Speicher sowie für die Verrohrung beträgt 25 Jahre
- Die Lebensdauer für die Steuerung beträgt 10 Jahre

- Die Betriebskosten betragen 0,75 % der Investitionssumme [58]
- Die Vermögenswerte werden linear abgeschrieben
- Ein Degradationsfaktor von 0,2 %/a wurde für den Solarertrag berücksichtigt [59,60]
- Für den Isolierglaskollektor wurden zusätzlich 0,067 %/a für den Argon-Verlust berücksichtigt

Aus diesen Daten ergeben sich für den Vergleich zwischen Referenz- und Pilotanlage die Zahlenwerte wie in Tabelle 9 angegeben. Die Gleichungen zur Beschreibung der Kosten laut der Literatur [53,58,61] hängen von der Kollektorfeldgröße ab, weshalb sich die spezifischen Kosten von Regelung und Speicher zwischen den beiden Feldern unterscheiden.

Tabelle 9: Vergleich von Referenz- und Pilotanlage in technisch-wirtschaftlicher Gesamtbewertung.

	Referenzanlage	Pilotanlage
Kollektortyp	Winkler Solar Metrosol 25	flex ^{LAC} Prototyp
Aufstellwinkel	10 ° Süden	35 ° Süden
Kollektorfeldgröße	270,9 m ²	124,0 m ²
WN-VL-Temperatur		77 °C
WN-RL-Temperatur		47,1 °C bis 68,7 °C
Nenn-Effizienz ⁵	53,8 %	64,5 %
GHI	1.079 kWh/(m ² a) (Marktschorgast)	
Solarer Ertrag	43.482 kWh 161 kWh/m ²	34.225 kWh 276 kWh/m ²
Systemnutzungsgrad	14,3 %	23,1 %
Solarer Deckungsgrad	1,47 %	1,16 %
Kollektorfeld	52.091 € 192 €/m ²	58.660 € 473 €/m ²
Hydraulik / Verrohrung	21.562 € 80 €/m ²	26.754 € 216 €/m ²
Systemregelung	7.633 € 28 €/m ²	3.722 € 30 €/m ²
Aufständerungssystem	19.081 € 70 €/m ²	11.410 € 92 €/m ²
Thermischer Speicher	12.620 € 47 €/m ²	12.620 € 102 €/m ²
Installationskosten KF	15.265 € 56 €/m ²	6.964 € 56 €/m ²
Betriebskosten (20 a)	23.147 € 85 €/m ²	19.016 € 153 €/m ²
Abschreibungen (20 a)	113.783 € 420 €/m ²	96.498 € 778 €/m ²
Ersatzteile (20 a)	7.633 € 28 €/m ²	3.722 € 30 €/m ²
Restwert (20 a)	6.836 € 25 €/m ²	6.482 € 52 €/m ²
Gesamtkosten (20 a)	159.066 € 587 €/m ²	127.419 € 1.027 €/m ²
LCoH	182 €/MWh	184 €/MWh

⁵ Laut Kennlinie mit $T_m - T_a = 50$ K und 1000 W/m²

In Bezug auf die Kollektorfeldkosten, wurden für die Pilotanlage die realen Prototypenkosten berücksichtigt. Eventuelle Kostenreduktionspotentiale aufgrund von Skaleneffekten blieben hier somit unberücksichtigt. Aufgrund der geringen Stückzahlen ergibt sich mit 473 €/m² ein deutlich größerer Wert für die spezifischen Kollektorkosten der Pilotanlage. Auch die Hydraulikkosten fielen aufgrund des größeren Abstands zwischen den Kollektoranschlüssen deutlich höher aus. Das Montagesystem ist ebenfalls teurer, da das SILENOS Montagesystem für die Isolierglaskollektoren angepasst werden musste und bis dahin keine Erfahrungswerte für die sachgemäße Aufständerung der Kollektoren bestand. Die Gesamtkosten von Solaranlagen für Wärmenetze werden in der Literatur oft mit deutlichen Schwankungsbreiten von 200 bis 800 €/m² angegeben (bezogen auf die Jahre 2016-2020 [51,58,61]). Die spezifischen Gesamtkosten (über 20 Jahre diskontiert) sind mit 1.027 €/m² trotzdem deutlich höher, während das Referenzsystem mit 587 €/m² innerhalb dieses Bereiches liegt.

Die Wärmegestehungskosten fallen trotz all dieser Aspekte bemerkenswerterweise nur geringfügig höher für die Pilotanlage aus, was im Wesentlichen auf den deutlich höheren Solarertrag (276 kWh/m² gegenüber 161 kWh/m²) zurückzuführen ist. Dieser resultiert wiederum aus dem höheren Systemnutzungsgrad, welche auf die höhere Effizienz der Kollektoren und den steileren Aufstellwinkel zurückzuführen ist. Es ist anzumerken, dass ein entsprechender Vergleich mit dem Isolierglaskollektor als Produkt in der Großserienfertigung anders aussehen würde.

Weil die Referenzanlage in Marktschorgast hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit und ihres Systemnutzungsgrades nicht mit anderen sog. „Best Practice Examples“ [51] für solare Wärmenetze vergleichbar ist, wurde ein weiterer Referenzfall betrachtet. In diesem Schritt wurden die Wärmegestehungskosten für Anlagen der gleichen Feldgröße in einem weiteren Szenario analysiert. Ein System für eine konventionelle Anlage wurde dabei wie folgt definiert:

Als Anlagenstandort wurde Dronninglund, Dänemark gewählt, wo ein Wärmenetz mit 75 °C Vorlauf- und 40 °C Rücklauftemperatur betrieben wird [62]. Als Vergleichskollektor wurde der GK3102M/PR ausgewählt. Dieser ist ein in der Solar Keymark Datenbank (SKD) [63] gelisteter Großflächenkollektor mit 10 m² Bruttofläche und den Kennwerten $\eta_0 = 0,737$, $a_1 = 2,933 \text{ W/m}^2\text{K}$ und $a_2 = 0,014 \text{ W/m}^2\text{K}^2$. Er bildet den Durchschnitt der in der SKD gelisteten Großflächenkollektoren ehesten ab, was die thermische Leistungsfähigkeit betrifft. Der Aufstellwinkel des Systems wurde mit 46 ° festgelegt, was dem energetischen Optimum gemäß PVGIS [64] entspricht. Insgesamt wurden 298 Kollektoren mit einem Reihenabstand von 1,68 m modelliert. Das Speichervolumen wurde mit 150 L/m² (je Bruttokollektorfläche) [58] festgelegt und die Leistungen der weiteren Erzeuger sowie des Wärmenetzes entsprechend skaliert.

Im Anschluss wurde das gleiche System auch mit den Isolierglaskollektoren modelliert. In diesem befanden sich 774 Kollektoren mit einem Reihenabstand von 2,07 m. Der Abstand wurde so gewählt, dass der Abschattungswinkel [65] und somit auch der Verschattungsgrad für beide Anlagen gleich ist. Vor allem die unterschiedliche Länge und die Aufständerung der Isolierglaskollektoren im Hochformat bewirken die größeren Abstände. Für die Isolierglaskollektor-Anlage wurden die spezifischen Kosten für das Kollektorfeld angepasst. Dabei flossen Anfragen seitens der Projektpartner für Materialkosten auf Basis einer Stückzahl von ca. 550 mit in die Berechnung ein. Die Ergebnisse der Gegenüberstellung beider Anlagen ist in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Vergleich von konventioneller und Isolierglaskollektor-Anlage in technisch-wirtschaftlicher Gesamtbewertung.

	Konventionelle Anlage	Isolierglaskollektor-Anlage
Kollektortyp	GK3102M/PR	flex ^{LAC} Prototyp
Aufstellwinkel	46 ° Süden	46 ° Süden
Kollektorfeldgröße	2.997,5 m ²	2.999,7 m ²
WN-VL-Temperatur		75 °C
WN-RL-Temperatur		40 °C
Nenn-Effizienz ⁶	59,0 %	64,5 %
GHI	1.079 kWh/(m ² a) (Dronninglund, Dänemark)	
Solarer Ertrag	1.064 MWh 355 kWh/m ²	1.145 MWh 382 kWh/m ²
Systemnutzungsgrad	27,5 %	29,5 %
Solarer Deckungsgrad	3,23 %	3,47 %
Kollektorfeld	503.858 € 168 €/m ²	507.769 € 169 €/m ²
Hydraulik / Verrohrung	110.595 € 37 €/m ²	193.892 € 65 €/m ²
Systemregelung	39.149 € 13 €/m ²	39.170 € 13 €/m ²
Aufständerungssystem	97.872 € 33 €/m ²	127.303 € 42 €/m ²
Thermischer Speicher	197.731 € 66 €/m ²	197.814 € 66 €/m ²
Installationskosten KF	78.297 € 26 €/m ²	78.340 € 26 €/m ²
Betriebskosten (20 a)	156.214 € 52 €/m ²	172.393 € 57 €/m ²
Abschreibungen (20 a)	926.688 € 309 €/m ²	1.026.777 € 342 €/m ²
Ersatzteile (20 a)	39.149 € 13 €/m ²	39.170 € 13 €/m ²
Restwert (20 a)	61.665 € 21 €/m ²	78.341 € 26 €/m ²
Gesamtkosten (20 a)	1.030.232 € 344 €/m ²	1.144.875 € 382 €/m ²
LCoH	47 €/MWh	49 €/MWh

Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse zeigen, dass auch in diesem Fall das Isolierglaskollektorfeld, wie zu erwarten, einen größeren Jahresertrag liefert. Auch

⁶ Laut Kennlinie mit $T_m - T_a = 50$ K und 1000 W/m²

unter Berücksichtigung von Skaleneffekten sind jedoch die spezifischen Systemkosten signifikant höher als im Referenzfall. Infolgedessen sind auch die Wärmegestehungskosten, trotz der gesteigerten Effizienz der Isolierglaskollektoren gegenüber dem Durchschnitt der herkömmlichen Systeme etwas höher.

Beim technisch-wirtschaftlichen Vergleich der Systeme ist jedoch zu beachten, dass die in der Literatur angegebenen Investitionskosten für solare Großanlagen signifikanten Schwankungsbreiten unterliegen. Für Systeme bis 5.000 m² werden diese mit $\pm 22\%$ und für große Anlagen bis 140.000 m² mit $\pm 12\%$ angegeben [58]. Bei den verfügbaren Angaben handelt es sich teilweise um statistische Werte umgesetzter Projekte, wobei die Zusammensetzung der betrachteten Grundmenge unklar ist. Darüber hinaus ist in manchen Literaturwerten nicht vollständig transparent, was die angegebenen Kosten tatsächlich umfassen, aus welchem Jahr sie stammen, ob Inflationsbereinigungen durchgeführt wurden, oder welcher Kollektortyp verwendet wurde. Aufgrund dieser Tatsache ist eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Isolierglaskollektoren gegenüber herkömmlichen Systemen stets im Einzelfall zu prüfen. Eine konkrete Kostengegenüberstellung ist nicht zuletzt aufgrund der Tatsache, dass es sich bei Kostendaten um sensible Unternehmensinformationen handelt, mit großen Unsicherheiten behaftet und kritisch zu betrachten.

Eine generelle Aussage der Überlegenheit eines der beiden Systeme war auf Basis der unzureichenden Datenlage über Referenzanlagen – vor allem aus ökonomischer Perspektive – daher nicht möglich. Es kann trotz dieser Unsicherheiten jedoch festgestellt werden, dass die Wärmegestehungskosten für Systeme auf Isolierglaskollektorbasis in der Größenordnung liegen, wie man sie für konventionelle Großanlagen erwarten würde.

Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass vor allem der drastisch gestiegene Preis für Flachglas eine große Sensitivität auf die Ergebnisse bewirkt. Der Preis steigerte sich um ca. 73 % zwischen dem Mittel aus den Jahren 2014-2020 zum Vergleichsjahr 2022 [66]. Weil der Isolierglaskollektor zum Großteil aus Glas besteht, hat diese Entwicklung signifikant Einfluss auf die Bewertung der technisch-wirtschaftlichen Eignung gehabt. So wäre der erwartete Preis für die Isolierglaskollektoren bei Berücksichtigung des damaligen Glaspreises um ca. 15 % geringer. Dies würde sich im berechneten Szenario mit einer Reduktion der Wärmegestehungskosten auf 46 €/MWh auswirken. Auch ist bei dieser Berechnung bislang unberücksichtigt, dass Lerneffekte auftreten und Optimierungspotentiale ausgenutzt würden. Das umfasst zum einen die in Abschnitt 4.4 identifizierten Verbesserungsmöglichkeiten von der Kleinserienproduktion hin zur Massenfertigung, und zum anderen solche die bei der Konstruktion und Instal-

lation des Montagesystems festgestellt wurden. Darüber hinaus ist die in Marktschorgast gewählte Art der Verrohrung aufwändiger als bei größeren Systemen wodurch weitere Lerneffekte zu erwarten sind.

7 Zusammenfassung, Zielerreichung und Ausblick

7.1 Zusammenfassung und Zielerreichung

Für das Forschungsprojekt flex^{LAC} bestand das übergeordnete Gesamtziel darin, einen großformatigen Solarkollektor auf Basis der Isolierglas-Fertigungstechnik zu entwickeln, der einerseits eine Steigerung der Effizienz von 10 % sowie eine Senkung der Herstellkosten um 10 % gegenüber herkömmlichen Flachkollektoren im Kontext solarer Wärmenetze verspricht. Hierfür war eine Reihe technischer Entwicklungsschritte erforderlich, die auch die Erforschung des Betriebsverhaltens unter Berücksichtigung fertigungstechnischer Anforderungen beinhaltet.

Die Kollektoren wurden im Rahmen des Projektes auf Basis der Anforderungen für solare Wärmenetze sowie für die Isolierglasproduktion entwickelt und hergestellt. Die Fertigungsprozesse konnten in einer Kleinserie bei GL validiert und Optimierungspotentiale abgeleitet werden. Das Ziel, Flachkollektoren auf Isolierglaslinien im teilautomatisierten Betrieb herzustellen konnte damit erreicht werden.

Das anvisierte Ziel der Sicherstellung von geringen, beziehungsweise zuverlässig vorhersagbaren thermisch induzierten Absorberdeformationen im Betrieb konnte durch eine Kombination aus experimentellen Untersuchungen durch KOE, SAV, GL, und THI sowie durch simulationsbasierte thermo-mechanische Analysen erreicht werden. Die im Projekt angestrebte Sicherstellung einer ausreichenden mechanischen und thermischen Belastbarkeit des Randverbunds in konstruktiver und materialwissenschaftlicher Sicht konnte somit erreicht werden. Es lässt sich festzuhalten, dass das entwickelte Kollektorkonzept mit Blick auf eine Stagnation des Systems betriebssicher ist, es sich jedoch bei dauerhafter Überbeanspruchung negativ auf die Argon-Konzentration und somit die Effizienz des Systems auswirken kann.

Das Argon wurde im Projekt als ein innovatives, aber auch kostengünstiges und effektives Dämmmaterial identifiziert, welches im Gegensatz zu herkömmlichen Materialien nahtlos in den Fertigungsprozess integriert werden kann. Nach Anpassungen der Produktionslinien kann für die Serienproduktion mit dem für Isoliergläser üblichen Wert von ca. 90 % Argon-Konzentration ausgegangen werden.

Die Auswirkung von Argon-Leckagen im Isolierglaskollektor konnte durch numerische und experimentelle Analysen als unkritisch identifiziert werden, solange die Konzentration höher als ca. 50 % ist. Im Normalbetrieb ist mit einer Leckage von ca. 1,75 %-Punkten pro Jahr zu rechnen, was sich mit einer Reduktion von ca. 0,067 %/a auf den Solarertrag des Systems auswirkt. Dies entspricht einer über der Lebensdauer (20 Jahre) gemittelt Effizienzreduktion von 0,7 %. Das Ziel der Sicherstellung der Dichtheit des Randverbunds über die Kollektorlebensdauer hinweg kann somit ebenfalls als erreicht betrachtet werden.

Numerische Strömungssimulationen, wurden durchgeführt, um die thermischen Eigenchaften der Isolierglaskollektoren zu bestimmen und Optimierungen in den Entwicklungsprozess einfließen zu lassen. Die hergestellten Prototypen wurden auf einem Leistungsprüfstand hinsichtlich ihrer Effizienz überprüft. Es konnte gezeigt werden, dass die Kollektoren das in flex^{LAC} gesetzte Ziel von +10 % Steigerung gegenüber herkömmlichen Kollektoren erreichen.

Die Kollektor-Prototypen wurden während der Projektlaufzeit in die Heizzentrale von NAT des Nahwärmenetzes in Marktschorgast integriert. Eine dafür geeignete Unterkonstruktion konnte identifiziert werden, welche auf herkömmlichen Aufständerungssystemen für PV-Freiflächenanlagen basiert. Hierfür wurden zunächst analytische Berechnungen sowie Simulationsstudien durchgeführt, um die mechanischen Eigenchaften des Kollektors zu bestimmen und daraus Anforderungen für die Unterkonstruktion abzuleiten. Das Ziel der Umsetzung einer angepassten Unterkonstruktion konnte somit ebenfalls erreicht werden.

Zur Bewertung der energetischen Eigenschaften des Systems wurde die errichtete Pilotanlage bestehend aus Isolierglaskollektoren einem Monitoring unterzogen. Aufgrund baulicher Verzögerungen während der Errichtung konnte kein ganzjähriger Monitoringdatensatz für die Pilotanlage aufgezeichnet werden. Daher wurde ein System-Simulationsmodell erstellt und auf Basis der gemessenen Daten validiert. Somit konnten Aussagen über den Solarertrag getätigt und die vorteilhafte Leistungsfähigkeit des Systems aufgezeigt werden. Es ist anzumerken, dass mit Hinblick auf die Hydraulik des Systems Optimierungspotential besteht, weil die Anschlüsse der Kollektoren in einer Reihe weiter entfernt liegen als bei herkömmlichen Systemen. Der hierdurch entstehende, zusätzliche Material- und Kostenaufwand führt zu höheren Leitungsverlusten, die sich negativ auf den Jahresartrag aber auch auf die Wirtschaftlichkeit auswirken. Somit reduziert sich die Steigerung der Effizienz auf +7,6 % gegenüber durchschnittlichen, herkömmlichen Systemen. Hier bestehen hinsichtlich der Hydraulik des Systems noch nicht ausgeschöpfte Optimierungspotentiale, welche die Gesamteffizienz des Systems steigern.

Die technisch-wirtschaftliche Auswertung des Systems ergab in den untersuchten Fällen, dass sich die Vorteile der Leistungsfähigkeit von Isolierglaskollektoren unter Berücksichtigung aller Systemkosten nicht positiv auf die Wärmegestehungskosten auswirken. In den Untersuchten Fällen lagen die spezifischen Systemkosten oberhalb der Werte, die konventionelle Systeme aufweisen. Die Wärmegestehungskosten bewegten sich auf dem Niveau konventioneller Systeme. Das für das Projekt aufgestellte Gesamtziel von einer Reduktion der Wärmegestehungskosten um 20 % konnte somit nicht erreicht werden. Hier ist jedoch anzumerken, dass die Kosten für das Isolierglas-kollektor-System auf Basis realer Werte in der Projektumsetzung basieren. Es ist somit anzunehmen, dass einerseits für weitere Anlagen dieser Art Lerneffekte und somit Kostensenkungen eintreten können, andererseits die deutlichen krisenbedingten, Preissteigerungen zum Zeitpunkt der Anlagenrealisierung sich negativ auf die wirtschaftliche Bewertung des Systems auswirken. Darüber hinaus schwanken die Kosten für solarthermische Großanlagen in der Praxis deutlich, was den Vergleich im Einzelfall erfordert. Eine generelle Aussage der Überlegenheit eines der beiden Systeme war auf Basis der unzureichenden Datenlage über Referenzanlagen – vor allem aus ökonomischer Perspektive – daher nicht möglich. Nichtsdestotrotz liegen die Wärmegestehungskosten auf Basis der im Projekt generierten Erkenntnisse in ähnlicher Größenordnung wie für konventionelle Systeme, was den Isolierglaskollektor zu einer neuen technologischen Variante für solare Wärmenetze macht.

7.2 Ausblick

Für die Eignung solarer Großanlagen auf Basis von Isolierglaskollektoren müssen weitere Herausforderungen gelöst werden. Zum einen sind die Systemkosten vor allem für die Verrohrung und die Aufständerung zu hoch. Als Optimierungspotential für künftige Systeme dieser Art konnten folgende Punkte identifiziert werden:

- Die Isolierglaskollektoren sollten über eine andere Positionierung der Anschlüsse verfügen, um die hydraulische Verschaltung zu vereinfachen. Dies wirkt sich wiederum auf die thermo-mechanischen Eigenschaften aus, weshalb weitere Analysen erforderlich sind.
- Die Aufständerung der Kollektoren könnte durch angepasste Lösungen vereinfacht werden. Die im Bereich von PV-Freiflächenanlagen verwendeten Systeme sind zwar kompatibel, weisen aber Einsparpotential mit Hinblick auf die Anzahl der verwendeten Schienen und Befestigungselementen auf.

Auch wenn sich eine technisch-wirtschaftliche Überlegenheit des Isolierglaskollektor-Systems für solare Wärmenetze im Projekt nicht klar gezeigt hat, so bleibt eine Eigenschaft des Kollektors als wichtiger Vorteil bestehen. Aufgrund seines Aufbaus ist der

Kollektor beidseitig transparent. Somit kann er beide Seiten solarthermisch nutzen, ähnlich wie bifaziale Dünnschichtmodule im Bereich der Photovoltaik.

Dort haben sich in den letzten Jahren sogenannte bifaziale Agri-PV Systeme entwickelt, (vgl. Abbildung 74) welche eine Kombination von landwirtschaftlicher und photovoltaischer Flächennutzung ermöglichen. Diese Systeme bieten das Potential vorhandene Flächen effizienter zu nutzen und Flächen für die Energiewende zu erschließen, die sonst ausschließlich der Landwirtschaft zur Verfügung standen. [67]



Abbildung 74: Bifaziales Agri-PV-System, installiert von Next2Sun [68]

Der Isolierglaskollektor bietet als einziger Flachkollektor die Eignung für ein Agri-Solarthermisches System (vgl. Abbildung 75). Die Entwicklung und Erforschung dieses innovativen Konzeptes wird daher im Nachfolgeprojekt „STRAWBERRIES“ untersucht, welches im Rahmen der „Clean Energy Transition Partnership“ vom BMWK gefördert wird.

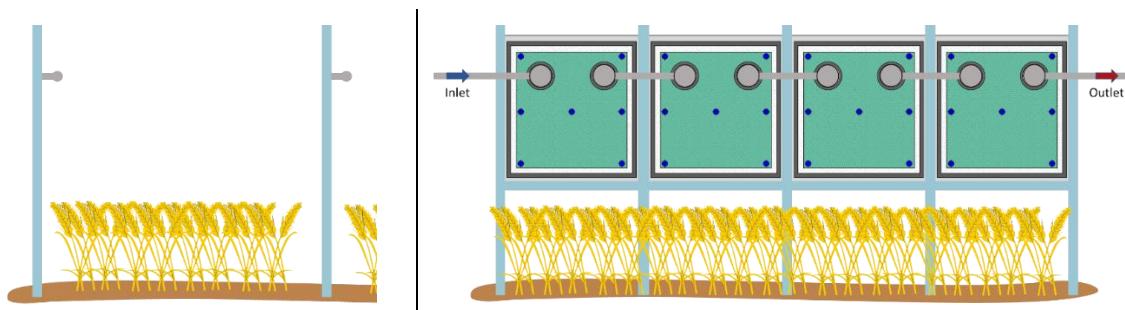


Abbildung 75: Schematische Darstellung einer bifazialen Agri-ST-Anlagenanordnung auf einem Weizenfeld. Das linke Bild zeigt zwei Kollektorreihen (parallele oder serielle hydraulische Verschaltung möglich) mit der dazwischen liegenden Weizenanbaufläche. Das rechte Bild zeigt die Seitenansicht einer Kollektorreihe mit vier in Reihe geschalteten Kollektoren.

8 Literaturverzeichnis

- [1] Nitsch J, Pregger T, Naegler T, Heide D, de Tena DL, Trieb F et al. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Schlussbericht; 2012.
- [2] Umweltbundesamt. Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2023. [April 04, 2024]; Available from: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/2024_uba_hg_erneuerbareenergien_dt.pdf.
- [3] David A, Mathiesen BV, Averfalk H, Werner S, Lund H. Heat Roadmap Europe: Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems. *Energies* 2017;10(4). <https://doi.org/10.3390/en10040578>.
- [4] Wünsch M, Thamling N, Peter F, Seefeldt F. Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien: Studie. Berlin; 2011.
- [5] Solar District Heating. Plant database: Ranking List of European Large Scale Solar Heating Plants; Available from: <https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/>.
- [6] Solarthermalworld. Denmark: Solar District Heating Capacity Nearly Doubles in 2016. [May 05, 2018]; Available from: <http://www.solarthermalworld.org/content/denmark-solar-district-heating-capacity-nearly-doubles-2016>.
- [7] Weiss W, Spörk-Dür M. Solar Heat Worldwide: Global Market Development and Trends 2022 Detailed Market Figures 2021. Edition 2023. [September 02, 2023]; Available from: <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2023.pdf>.
- [8] Bundesverband Solarwirtschaft e.V. Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmesbranche (Solarthermie). [January 30, 2023]; Available from: https://www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2022/02/bsw_faktenblatt_solarthermie.pdf.
- [9] Statista GmbH. Wichtige Hersteller von Sonnenkollektoren in Europa nach Produktionsmenge im Jahr 2014. [September 18, 2018]; Available from: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/270145/umfrage/wichtige-hersteller-von-solarkollektoren-in-europa-nach-produktionsmenge/>.
- [10] Müller H, Zörner W. Produktionsprozesse für die Deutsche Solarthermie-Technologie Plattform. Ingolstadt; 2008.

- [11] Müller H, Zörner W. State-of-the-Art Collector Production - An Overview. Berlin; 2010.
- [12] Föste S. Flachkollektor mit selektiv beschichteter Zweischeibenverglasung. Diss. Hannover; 2013.
- [13] Kehl O, Kirchner M, Giovannetti F, Rockendorf G, Pärisch P, Tepe R. Entwicklung eines Sonnenkollektors mit transparenter Wärmedämmung zur Steigerung des Wirkungsgrades bei hohen Betriebstemperaturen: Abschlussbericht über ein Entwicklungsprojekt, gefördert unter dem Az: 27375-24/2 von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt. [February 14, 2024]; Available from: <https://www.dbu.de/OPAC/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-27375.pdf>.
- [14] Svendsen S. Solar collector with monolithic silica aerogel. *Journal of Non-Crystalline Solids* 1992;145:240–3. [https://doi.org/10.1016/S0022-3093\(05\)80464-8](https://doi.org/10.1016/S0022-3093(05)80464-8).
- [15] Meyer J-P. Volle Kraft für das Heizwerk. *Sonne, Wind & Wärme* 2017;September:100–3.
- [16] Eaton CB, Blum HA. The use of moderate vacuum environments as a means of increasing the collection efficiencies and operating temperatures of flat-plate solar collectors. *Solar Energy* 1975;17(3):151–8. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(75\)90053-5](https://doi.org/10.1016/0038-092X(75)90053-5).
- [17] Benz N, Beikirchner T, Aghazadeh B. Aerogel and krypton insulated evacuated flat plate collector for process heat production. *Solar Energy* 1996;58:45–8.
- [18] TVP Solar SA. Product Datasheet: MT-Power: Thermal Applications 100°C To 180°C. [July 23, 2022]; Available from: [https://www.tvpsolar.com/attach/MT-Power%20Datasheet%20\(v4%20SK\).pdf](https://www.tvpsolar.com/attach/MT-Power%20Datasheet%20(v4%20SK).pdf).
- [19] TVP Solar SA. TVP Solar Case Studies: Industrial Process Heat. [April 10, 2024]; Available from: https://www.tvpsolar.com/attach/202212_-_TVP_Case_Studies_-_Industrial_Process_Heat.pdf.
- [20] Buttinger F, Beikircher T, Pröll M, Schölkopf W. Development of a new flat stationary evacuated CPC-collector for process heat applications. *Solar Energy* 2010;84:1166–74. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.03.022>.
- [21] Berner J. Bending, welding and more. *Sun, Wind & Energy* 2012;February:56–8.
- [22] Riess H. Simulation, testing and design of a fully adhesive bonded flat plate solar collector for highly automated production [Ph.D. Thesis]. Leicester: De Montfort University Leicester; 2017.

[23] Riess H, Klärner M, Zörner W. Verbundprojekt: TPS-Kollektorfertigung - Adaption eines optimierten Kollektordesigns an eine vollautomatisierte Fertigungsline: Abschlussbericht; 2014.

[24] Treikauskas F-D. Development of a volumetric solar thermal absorber [Dissertation]. Leicester: De Montfort University Leicester; 2009.

[25] Hermann M. Bionische Ansätze zur Entwicklung energieeffizienter Fluidsysteme für den Wärmetransport [Dissertation]. Karlsruhe; 2005.

[26] Eicker U. Solare Technologien für Gebäude: Grundlagen und Praxisbeispiele. 2nd ed. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH Wiesbaden; 2012.

[27] Hollands KGT, Unny T, Raithby G, Konicek L. Free Convective Heat Transfer Across Inclined Air Layers. *Journal of Heat Transfer* 1976;98(2):189–93. <https://doi.org/10.1115/1.3450517>.

[28] Arnold JN, Catton I, Edwards DK. Experimental Investigation of Natural Convection in Inclined Rectangular Regions of Differing Aspect Ratios. *Journal of Heat Transfer* 1976;98(1):67–71. <https://doi.org/10.1115/1.3450472>.

[29] Niemann M. Developement of collectors for the generation of process heat in a temperature range up to 200deg C. Entwicklung von Kollektoren zur Erzeugung von Prozesswaerme im Temperaturbereich bis 200deg C. In:

[30] Kreuzer M, Stark O, Plessing T. Entwicklung eines abgedeckten PVT-Isolierglas-kollektors. In: Institut für Regenerative Energietechnik, editor. Tagungsband: 3. Regenerative Energietechnik Konferenz in Nordhausen. 13.-14. Februar 2020. Nordhausen; 2020, p. 96–106.

[31] Eismann R. Accurate analytical modeling of flat plate solar collectors: Extended correlation for convective heat loss across the air gap between absorber and cover plate. *Solar Energy* 2015;122:1214–24. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.10.037>.

[32] Eismann R, Prasser H-M. Correction for the absorber edge effect in analytical models of flat plate solar collectors. *Solar Energy* 2013;95:181–91. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.06.009>.

[33] Summ T, Ehrenwirth M, Trinkl C, Zörner W. Entwicklung eines Großflächenkollektors in Isolierglasbauweise für den Einsatz in Wärmenetzen. In: Conexio GmbH, editor. Online-Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme. Tagungsunterlagen; 2020, p. 435–448.

[34] Summ T, Abdalsalam M, Ehrenwirth M, Trinkl C, Zörner W. A Detailed Investigation on the Convective Heat Transfer Inside the Enclosed Cavity of Insulated Glass Solar Thermal Flat-Plate Collectors. In: International Solar Energy Society, editor. Proceedings of the Solar World Congress 2021; 2021.

[35] Elsherbiny SM. Free convection in inclined air layers heated from above. International Journal of Heat and Mass Transfer 1996;39(18):3925–30.
[https://doi.org/10.1016/0017-9310\(96\)00047-6](https://doi.org/10.1016/0017-9310(96)00047-6).

[36] Hart JE. Stability of the flow in a differentially heated inclined box. Journal of Fluid Mechanics 1971;47(3):547–76.
<https://doi.org/10.1017/S002211207100123X>.

[37] Riess H, Brandmayr S, Zörner W, Greenough RM. Analysis of the Mechanical Behaviour of an All-round Fully Adhesive Supported Absorber. Energy Procedia 2014;48:201–11. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.02.025>.

[38] Giovannetti F, Kirchner M. Performance and Reliability of Insulated Glass Collector Prototypes. In: International Solar Energy Society, editor. Proceedings of the EuroSun 2014 Conference. Freiburg, Germany; 2015, p. 355–361.

[39] ANSYS, Inc. ANSYS Mechanical 2022 R2. Software build date: Friday, 27.05.2022 08:55:00. Canonsburg; 2022.

[40] Deutsches Institut für Normung e. V. Solarenergie - Thermische Sonnenkollektoren - Prüfverfahren (ISO 9806:2017); Deutsche Fassung EN ISO 9806:2017; ICS 27.160(DIN EN ISO 9806:2018-04). Berlin: Beuth Verlag GmbH; 2018. <https://doi.org/10.31030/2681379>.

[41] Riess H, Brandmayr S, Zörner W. A Novel Production Technique for Flat Plate Solar Collectors with a Fully Adhesive Edge Bond. In: International Solar Energy Society, editor. Proceedings of the EuroSun 2014 Conference. Freiburg, Germany; 2015, p. 1–9.

[42] Deutsches Institut für Normung. Glas im Bauwesen: Mehrscheiben-Isolierglas - Teil 2: Langzeitprüfverfahren und Anforderungen bezüglich Feuchtigkeitsaufnahme; ICS 81.040.20(DIN EN 1279-2). Berlin: Beuth Verlag GmbH; 2018. [March 10, 2021].

[43] Bundesverband Flachglas e.V. Flachglasmarkt: Floatglass Beschichtetes Glas Einscheibensicherheitsglas Verbundsicherheitsglas Isolierglas. für den Bundesverband Flachglas. [January 30, 2023].

[44] Eismann R, Witzig A. THD: Thermohydraulisches Dimensionierungsprogramm für Solaranlagen; 2017.

[45] Eismann R, Genkinger A. HYDRA: Rohrnetzdimensionierung für Solaranlagen. Muttenz; 2012.

[46] Ohnewein P, Tschopp D, Hausner R, Doll W. Dynamic Collector Array Test (D-CAT): Final Report FFG Project 848766 - MeQuSo. Development of methods for quality assessment of large-scale solar thermal plants under real operating conditions. Gleisdorf; 2020.

[47] Deutsches Institut für Normung e. V. Sonnenenergie - Kollektorfelder - Überprüfung der Leistungsfähigkeit (ISO 24194:2022): Solar energy - collector fields - check of performance (ISO 24194:2022). 24194th ed; ICS 27.160(DIN EN ISO 24194). Berlin: Beuth Verlag GmbH; 2023; Available from: <https://pre-view.beuth.de/blueprint/servlet/beuth-de/norm/din-en-iso-24194/351914895>. [June 10, 2024].

[48] AEE Institute for Sustainable Technologies, S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH, GASOKOL GmbH, Schneid Gesellschaft m.b.H. Sun-Peek; 2023.

[49] The MathWorks, Inc. Simulink. Natick, Massachusetts, USA; 2022.

[50] Solar-Institut Jülich. CARNOT Toolbox. Jülich; 2023.

[51] Leoni P. Techno-economic comparison of the collected best-practice examples: IEA SHC TECH SHEET 55.A.1.2. [March 16, 2021]; Available from: <http://task55.iea-shc.org/fact-sheets>.

[52] Louvet Y, Fischer S, Furbo S, Giovannetti F, Mauthner F, Mugnier D et al. LCOH for Solar Thermal Applications: Guideline for levelized cost of heat (LCOH) calculations for solar thermal applications. INFO Sheet A01. [January 23, 2024]; Available from: <http://task54.iea-shc.org/>.

[53] Beckenbauer D. Design and Optimisation of Solar-Assisted Urban District Heating Systems [Dissertation]. Munich: Technische Universität München; 2023.

[54] Eurostat. Harmonised index of consumer prices (HICP): Monthly data (index). prc_hicp_midx. [February 10, 2024]; Available from: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/prc_hicp_midx__custom_9798978/default/table?lang=en.

[55] Banque centrale du Luxembourg. Capital markets and interest rates: 03.03 Money market interest rates. [February 10, 2024]; Available from: https://www.bcl.lu/en/statistics/series_statistiques_luxembourg/03_Capital_markets/index.html.

- [56] Fisher I. The rate of interest: Its nature, determination and relation to economic phenomena. Mansfield Center, CT: Martino Pub; 2009.
- [57] Eurostat. Electricity prices for non-household consumers: Bi-annual data (from 2007 onwards). [February 10, 2024]; Available from: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205__custom_9796232/default/table?lang=en.
- [58] Mauthner F, Herkel S. Technology and Demonstrators: Technical Report Subtask C – Part C1. C1: Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments. Gleisdorf; 2016.
- [59] Hottel H, Woertz B. Performance of flat-plate solar-heat collectors. Trans. ASME (Am. Soc. Mech. Eng.);(United States) 1942;64.
- [60] Appels R, Muthirayan B, Beerten A, Paesen R, Driesen J, Poortmans J. The effect of dust deposition on photovoltaic modules. In: Institute of Electrical and Electronics Engineers, editor. 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference Proceedings; 2012, p. 1886–1889.
- [61] Trier D, Bava F, Kok Skov C, Stensdorf Sørensen S. Solar District Heating Trends and Possibilities: Characteristics of Ground-Mounted Systems for Screening of Land Use Requirements and Feasibility. Subtask B report in the IEA SHC Task 52 Programme; 2018.
- [62] Tschopp D, Tian Z, Berberich M, Fan J, Perers B, Furbo S. Large-scale solar thermal systems in leading countries: A review and comparative study of Denmark, China, Germany and Austria. Applied Energy 2020;270:114997. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114997>.
- [63] Solar Heat Europe. The Solar Keymark Database: CEN Keymark Scheme. [November 24, 2022]; Available from: <https://solarkeymark.eu/database/>.
- [64] European Commission, Joint Research Centre. Photovoltaic Geographical Information System: Solar radiation database SARAH. Ispra (Italy); 2022.
- [65] Quaschning V. Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation ; mit 117 Tabellen. 8th ed. München: Hanser; 2013.
- [66] Eurostat. Import prices in industry - annual data: Flat glass. [June 24, 2024]; Available from: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/sts_inpi_a__custom_11930582/default/line?lang=en.
- [67] Scharf J, Grieb M, Fritz M. Agri-Photovoltaik: Stand und offene Fragen. TFZ-Bericht 73. [August 31, 2021]; Available from: www.tfz.bayern.de.

[68] Next2Sun Technology GmbH. Next2Sun | Photovoltaik-Innovation für bis zu ca. 20% höheren Stromertrag. [February 13, 2024]; Available from: [https://next2sun.com/.](https://next2sun.com/)