



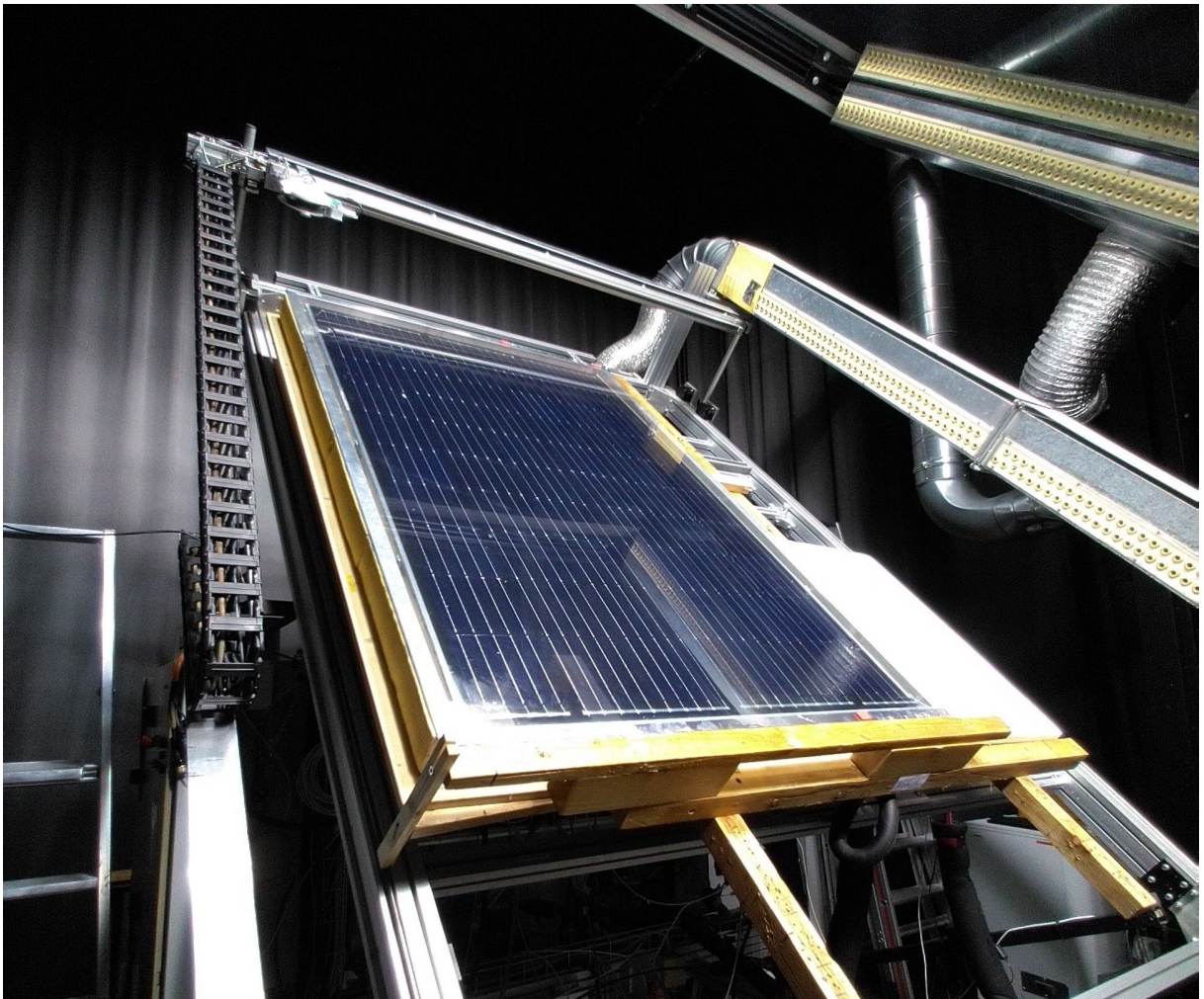
Schlussbericht vom 26.2.2022

---

## HiPer-PVT

### Abgedeckter PVT-Kollektor mit Überhitzungsschutz

---





INSTITUT FÜR  
SOLARTECHNIK



**Datum:** 26.2.2022

**Ort:** Rapperswil

**Subventionsgeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
Sektion Energieforschung und Cleantech  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Subventionsempfänger/innen:**

Institut für Solartechnik SPF, Fachhochschule Ostschweiz OST  
Oberseertrasse 10  
CH-8640 Rapperswil  
[www.spf.ch](http://www.spf.ch)

**Autoren/-innen:**

Daniel Zenhäusern, SPF, [daniel.zenhaeusern@ost.ch](mailto:daniel.zenhaeusern@ost.ch)  
Stefan Brunold, SPF, [stefan.brunold@ost.ch](mailto:stefan.brunold@ost.ch)  
Alexandre Voirol, SPF, [alexandre.voirol@ost.ch](mailto:alexandre.voirol@ost.ch)  
Kevin Erb, SPF, [kevin.erb@ost.ch](mailto:kevin.erb@ost.ch)  
Sascha Cramer, ehemals SPF, [sc@convoltas.ch](mailto:sc@convoltas.ch)  
Maïke Schubert, SPF, [maïke.schubert@ost.ch](mailto:maïke.schubert@ost.ch)  
Mattia Battaglia, ehemals SPF, [mattia.battaglia@zhaw.ch](mailto:mattia.battaglia@zhaw.ch)  
Rias Stalder, SPF, [rias.stalder@ost.ch](mailto:rias.stalder@ost.ch)  
Loris Laib, SPF, [loris.laib@ost.ch](mailto:loris.laib@ost.ch)  
Andreas Bohren, SPF, [andreas.bohren@ost.ch](mailto:andreas.bohren@ost.ch)  
Aleksis Baggenstos, ehemals SPF, [aleksis.baggenstos@trair.swiss](mailto:aleksis.baggenstos@trair.swiss)

**BFE-Projektbegleitung:**

Andreas Eckmanns, [andreas.eckmanns@bfe.admin.ch](mailto:andreas.eckmanns@bfe.admin.ch)  
Elimar Frank, Frank Energy GmbH, [elimar.frank@frank-energy.com](mailto:elimar.frank@frank-energy.com) [bis Juni 2021]  
Stephan A. Mathez, Solar Campus GmbH, [stephan.a.mathez@solarcampus.ch](mailto:stephan.a.mathez@solarcampus.ch) [ab Juli 2021]

**BFE-Vertragsnummer:** SI/501613-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.**



## Zusammenfassung

Das vorliegende Projekt befasst sich mit der Entwicklung eines einfach abgedeckten PVT-Kollektors mit hoher elektrischer und hoher thermischer Effizienz. Dank eines bei ca. 100 °C wirksamen Überhitzungsschutzes kann dieser Kollektor einfach in ein thermisches System eingebunden werden. Das Konzept für den Überhitzungsschutz besteht darin, dass der Absorber, sobald er eine bestimmte Maximaltemperatur erreicht, über einen thermisch aktivierten Hebemechanismus in Kontakt mit der Abdeckscheibe gebracht wird. Damit werden die Wärmeverluste erhöht und die Stagnationstemperatur limitiert.

Für den Absorber werden zwei Ansätze verfolgt. Zum einen ein neu entwickeltes Laminat mit kristallinen Siliziumzellen (cSi) und einer Aluminiumrückseite, und zum anderen ein kommerziell erhältliches Laminat mit CIGS-Dünnschichtzellen, ebenfalls mit Aluminiumrückseite. Die Wärmeabnahme erfolgt dabei entweder durch einen aufgeschweissten Aluminiumrohrmäander oder mit einem Fluidkanal in einem Aluminium-Rollbond-Doppelblech. Nach ersten Untersuchungen erweisen sich beide Ansätze als technisch machbar. Die Variante mit CIGS-Zellen wird dann jedoch nicht weiterverfolgt, aufgrund der vergleichsweise geringen elektrischen Effizienz im Bereich von 10 %. Für die Variante mit cSi-Zellen werden erfolgreich Absorber in Vollgrösse angefertigt. Eine wesentliche Herausforderung ist die Begrenzung der durch Temperaturänderungen und durch die Hebemechanik verursachte Verformung des Absorberlaminats. Durch die Verwendung von Silikon anstatt EVA zur Verkapselung der PV-Zellen und durch Versteifungsmassnahmen kann jedoch ein über den gesamten Temperaturbereich ebener Absorber angefertigt werden.

Nach der Evaluierung einer Reihe möglicher Ansätze für den Aktuator des Überhitzungsschutzes, werden zwei vielversprechende Varianten identifiziert und in Funktionsmustern umgesetzt. Zum einen ein wassergefüllter Edelstahlwellschlauch, dessen temperaturabhängige Längenänderung den Absorber über einen Umlenkmechanismus anhebt, und zum anderen Edelstahlbälge, welche direkt zur Lagerung eines Aluminium-Rollbonds dienen. Letztere werden im gestauchten Zustand mit einem geeigneten Fluid befüllt und heben den Absorber, bei Erreichen einer wählbaren Schalttemperatur, gegen die Scheibe.

Es werden zwei komplette Prototypen des PVT-Kollektors mit Überhitzungsschutzmechanismus angefertigt und getestet. Der eine mit EVA- und der andere mit Silikonverkapselung der PV-Zellen. Bei der thermischen und elektrischen Leistung werden die Zielkriterien erreicht. Die Funktionalität des Überhitzungsschutzes mit Edelstahl-Wellschlauch wird demonstriert. Der Überhitzungsschutz resultiert in einer deutlichen Reduktion der Stagnationstemperatur. Damit jedoch der Zielwert von 100 °C erreicht wird, muss der Absorber praktisch vollflächig an der Scheibe anliegen. Dies wird nur durch manuell unterstütztes Anheben des Absorbers, jedoch nicht mit dem automatischen Mechanismus erreicht, da es hier zu Verformungen des Absorbers und damit nicht komplettem Kontakt mit der Abdeckscheibe kommt. Mit einer weiteren Optimierung des Hebemechanismus und Versteifung des Absorbers sollte dieses Problem aber lösbar sein.

Thermische Leistungen vergleichbar mit denjenigen eines herkömmlichen, rein thermischen Flachkollektors, können nur erreicht werden, wenn der PVT-Absorber mit einer spektral selektiven Schicht zur Reduktion von Wärmeverlusten durch Strahlung versehen wird. In einer



ersten Machbarkeitsabklärung werden ITO (InSnO) und IZO (InZnO) als vielversprechende Materialien für eine entsprechende Beschichtung der ETFE-Frontfolie des PVT-Absorbers identifiziert. Die nötige Schichtentwicklung müsste in einem separaten Projekt erfolgen.

Parallel zur Kollektorentwicklung erfolgen Simulationen von Energiesystemen für typische Ein- und Mehrfamilienhäuser, basierend auf einer Luft/Wasser-Wärmepumpe, kombiniert mit unterschiedlichen Solarenergieanlagen. Dazu werden die Kombinationen PVT & PV und Solarthermie & PV für realistische Verbrauchsprofile verglichen. Es wird gezeigt, dass der Einsatz von PVT-Kollektoren (PVT & PV) für eine optimale energetische Ausnutzung einer gegebenen Dachfläche deutliche Vorteile bringt. Je nach Dimensionierung können dabei insbesondere bei Mehrfamilienhäusern die Energiegestehungskosten sogar geringer ausfallen als beim Referenzsystem ohne Solaranlage.

Zu diesem Projekt gehört ebenfalls die Mitarbeit in IEA SHC Task 60 „PVT Systems“ und in dessen Rahmen die Leitung des Subtasks D „PVT Systems Performance Assessment and Dissemination“. Als Resultate sind hier insbesondere die beiden veröffentlichten Berichte D1 "Key Performance Indicators for PVT-Systems" zur Definition und Nomenklatur von Key Performance Indicators (KPI's) für PVT-Systeme, sowie D2 "Performance Assessment of Example PVT-Systems" über den Vergleich von 24 Beispielanlagen anhand der wichtigsten KPI's zu erwähnen.



## Résumé

Le présent projet est centré sur le développement d'un capteur PVT à simple vitrage ayant à la fois un rendement électrique et un rendement thermique élevé. Grâce à un mécanisme de protection contre la surchauffe intervenant à environ 100 °C, ce capteur peut être facilement intégré dans un système thermique. Le concept de protection contre la surchauffe consiste à mettre l'absorbeur, dès qu'il atteint une certaine température maximale, en contact avec le vitrage via un mécanisme de levage activé thermiquement. Cela permet d'augmenter la dissipation de la chaleur et de limiter la température de stagnation.

Deux approches sont suivies pour l'absorbeur avec toutes deux une face arrière en aluminium. De l'une, un stratifié nouvellement développé avec des cellules en silicium cristallin (cSi). Et de l'autre, un stratifié disponible dans le commerce avec des cellules à couche mince CIGS. La chaleur est récupérée soit par un tube en aluminium en forme de méandre soudé sur la face arrière du stratifié, soit par un canal de fluide dans un rollbond en aluminium. D'après des premières analyses, les deux approches s'avèrent techniquement faisables. La variante avec des cellules CIGS n'est toutefois pas poursuivie en raison de son rendement électrique comparativement faible, de l'ordre de 10 %. Pour la variante avec des cellules cSi, des absorbeurs de taille réelle sont fabriqués avec succès. L'un des défis principaux est de limiter la déformation de l'absorbeur induite par les changements de température et le mécanisme de levage. L'utilisation de silicone à la place de l'EVA pour encapsuler les cellules photovoltaïques et des mesures de rigidification permettent toutefois de fabriquer un absorbeur restant plat sur toute la gamme de températures.

Après l'évaluation d'une multitude d'approches de solution pour l'actionneur du mécanisme de protection contre la surchauffe, deux variantes prometteuses sont retenues et mises en œuvre dans des prototypes. D'une part, un tuyau ondulé en acier inoxydable rempli d'eau, dont la variation de longueur en fonction de la température soulève l'absorbeur par le biais d'un mécanisme de déviation. Et d'autre part, des soufflets en acier inoxydable qui servent directement de support à un rollbond en aluminium. Ces derniers sont remplis d'un fluide approprié lorsqu'ils sont comprimés et soulèvent l'absorbeur contre la vitre lorsqu'un seuil de température prédéfini est atteint.

Deux prototypes complets de capteurs PVT avec mécanisme de protection contre la surchauffe sont fabriqués et testés. L'un avec un encapsulage des cellules PV en EVA et l'autre avec un encapsulage en silicone. Les objectifs de performance thermique et électrique sont atteints. La fonctionnalité du mécanisme avec tuyau ondulé en acier inoxydable est démontrée. Ce mécanisme permet de réduire considérablement la température de stagnation. Toutefois, pour atteindre la valeur cible de 100 °C, l'absorbeur devrait être en contact avec la vitre sur pratiquement toute sa surface. Cela n'est obtenu qu'en soulevant l'absorbeur manuellement, car le mécanisme automatique entraîne des déformations de l'absorbeur et donc un contact incomplet avec la vitre. Une optimisation ciblée de la construction devrait cependant permettre de résoudre ce problème.

Des performances thermiques comparables à celles d'un capteur conventionnel purement thermique ne peuvent être atteintes que si l'absorbeur PVT est doté d'un revêtement à sélectivité spectrale pour réduire les pertes de chaleur par rayonnement. Lors d'une première étude de faisabilité, l'ITO (InSnO) et l'IZO (InZnO) sont identifiés comme des matériaux



prometteurs pour un tel revêtement du film frontal en ETFE de l'absorbeur PVT. Le développement d'un revêtement de ce type nécessiterait cependant un projet séparé.

Parallèlement au développement des capteurs, des simulations de systèmes énergétiques pour des maisons individuelles et des immeubles collectifs types sont effectuées. Les systèmes comprennent une pompe à chaleur air/eau, combinée à différentes installations d'énergie solaire. Pour des profils de consommation réalistes, les combinaisons PVT & PV et solaire thermique & PV sont comparées. Il est démontré que l'utilisation de capteurs PVT (PVT & PV) présente des avantages significatifs pour une exploitation énergétique optimale d'une surface de toiture donnée. Selon le dimensionnement, même les coûts de production d'énergie peuvent être réduits, en particulier dans le cas d'immeubles collectifs.

Ce projet inclut également une participation active à la tâche 60 de l'AIE SHC "PVT Systems" et, dans ce cadre, la direction de la sous-tâche D "PVT Systems Performance Assessment and Dissemination". Parmi les résultats, on peut citer les deux rapports publiés D1 "Key Performance Indicators for PVT-Systems" sur la définition et la nomenclature des Key Performance Indicators (KPI) pour les systèmes PVT, ainsi que D2 "Performance Assessment of Example PVT-Systems" sur la comparaison de 24 installations existantes à l'aide des principaux KPI.



## Summary

The present project deals with the development of a simply covered PVT collector with high electrical and high thermal efficiency. Thanks to an overheating protection mechanism becoming effective at approximately 100 °C, this collector can be easily integrated into a thermal system. The concept of the overheating protection is that once the absorber reaches a predefined maximum temperature, it is brought into contact with the cover glass via a thermally activated lifting mechanism. This increases the heat losses and limits the stagnation temperature.

Two approaches are taken for the absorber design. One is a newly developed laminate with crystalline silicon cells (cSi) and an aluminium back, and the other is a commercially available laminate with CIGS thin-film cells, also with an aluminium back. The heat is collected either through a welded-on aluminium tubular meander or with a fluid channel in an aluminium roll-bond double sheet. After initial investigations, both approaches prove to be technically feasible. However, the variant with CIGS cells is not pursued further due to its comparatively low electrical efficiency in the range of 10 %. For the variant with cSi cells, full-size absorbers are fabricated successfully. A major challenge is to limit the deformation of the absorber laminate caused by temperature changes and by the lifting mechanism. However, by using silicone instead of EVA for PV cell encapsulation, and by adding stiffening elements, it is possible to fabricate an absorber that keeps its flatness over the entire temperature range.

After evaluating a number of solution approaches for the actuator of the overheating protection mechanism, two promising options are identified and implemented in prototypes. One is a water-filled corrugated stainless steel hose, whose temperature-dependent change in length lifts the absorber via a deflection mechanism. The other option consists in stainless steel bellows, which are used directly to support an aluminium rollbond. The latter are filled in the compressed state with a suitable fluid and lift the absorber against the cover glass when a defined switching temperature is reached.

Two complete prototypes of the PVT collector with overheating protection mechanism are manufactured and tested. One with EVA and the other with silicone encapsulation of the PV cells. The thermal and electrical performances meet the target criteria. The functionality of the overheating protection with corrugated stainless steel tube is demonstrated. The stagnation temperature can be reduced significantly. However, in order to reach the target value of 100 °C, the absorber must be in contact with the cover glass practically over its entire surface. This can only be achieved by manually lifting the absorber, but not with the automatic mechanism, as the latter results in deformations of the absorber and thus incomplete contact with the cover glass. A specific optimisation of the design, however, should solve this problem.

A thermal performance comparable to that of a conventional, purely thermal flat-plate collector can only be achieved, if the PVT absorber is endowed with a spectrally selective coating, reducing radiative heat losses. In a first feasibility study, ITO (InSnO) and IZO (InZnO) are identified as promising materials for such a coating on the ETFE front foil of the PVT absorber. The development of such a coating, however, would require a dedicated research project.

In parallel to the collector development, simulations of energy systems for typical single-family and multi-family houses are carried out. The systems considered involve an air-to-water heat pump combined with different solar energy systems. The combinations PVT & PV and solar



thermal & PV are compared for realistic consumption profiles. It is shown that the use of PVT collectors (PVT & PV) brings significant advantages for an optimal energetic utilisation of a given roof area. Depending on the dimensioning, even the energy production costs can be reduced, especially in multi-family houses.

This project also includes the active participation in IEA SHC Task 60 "PVT Systems" and the management of its Subtask D "PVT Systems Performance Assessment and Dissemination". Particularly to be mentioned are the two published reports D1 "Key Performance Indicators for PVT Systems" on the definition and nomenclature of key performance indicators (KPIs) for PVT systems, and D2 "Performance Assessment of Example PVT Systems" on the comparison of 24 existing systems using the most important KPIs.





## Take-home messages

- Die hier entwickelten einfach abgedeckten PVT-Kollektoren erreichen ähnliche thermische Wirkungsgrade wie nicht-selektive thermische Flachkollektoren. Zusätzlich mit einer niedrig-emissiven Schicht versehen, ergäben sich Wirkungsgrade wie bei einem effizienten thermischen Flachkollektor.
- Mit einem inhärenten Überhitzungsschutz kann ein PVT-Kollektor deutlich einfacher in ein thermisches System eingebunden werden und ist dessen elektrischer Effizienzverlust im Stagnationsfall geringer. Wie hier gezeigt wurde, ist ein solcher Überhitzungsschutz technisch machbar. Es wird empfohlen, diesen bis zur Produktreife weiterzuentwickeln.
- Durch den Einsatz abgedeckter PVT-Kollektoren kann auf einer gegebenen Dachfläche deutlich mehr Solarenergie gewonnen werden.
- Eingebunden in ein Wärmepumpensystem in einem typischen Mehrfamilienhaus können mit abgedeckten PVT-Kollektoren die Energiegestehungskosten gesenkt werden, im Vergleich mit einem Referenzsystem ohne Solaranlage.



## Inhaltsverzeichnis

|           |  |            |
|-----------|--|------------|
| <b>1</b>  | <b>Einleitung</b> .....  | <b>13</b>  |
| 1.1       | Ausgangslage und Hintergrund .....                               | 13         |
| 1.2       | Motivation .....   | 13         |
| 1.3       | Ziele .....  | 14         |
| 1.4       | Struktur des Berichts .....                                      | 15         |
| <b>2</b>  | <b>Aktuatoren für den Überhitzungsschutz</b> .....               | <b>17</b>  |
| 2.1       | Künstliche Muskeln .....   | 18         |
| 2.2       | Festkörper mit grossem Wärmeausdehnungskoeffizienten .....       | 24         |
| 2.3       | Thermobimetalle .....  | 26         |
| 2.4       | Dehnstoffelemente .....  | 27         |
| 2.5       | Rollbondabsorber mit Kompensator .....                           | 29         |
| 2.6       | Bourdonfedern .....  | 30         |
| 2.7       | Wellrohre .....  | 36         |
| 2.8       | Fazit Aktuatoren .....   | 42         |
| <b>3</b>  | <b>Entwicklung PVT-Absorber</b> .....                            | <b>44</b>  |
| 3.1       | Elektrische Isolation zwischen PV-Zellen und Absorberblech ..... | 45         |
| 3.2       | Verkapselungsmaterialien .....                                   | 48         |
| 3.3       | Fertigung von PVT-Absorbern mit EVA-Verkapselung .....           | 51         |
| 3.4       | Fertigung von PVT-Absorbern mit Silikon-Verkapselung .....       | 54         |
| 3.5       | PVT-Absorber basierend auf CIGS-Dünnschichtmodul .....           | 58         |
| 3.6       | PVT-Absorber basierend auf Rollbondabsorber .....                | 60         |
| 3.7       | Ansätze für die low-e-Beschichtung von PVT-Absorbern .....       | 64         |
| 3.8       | Fazit PVT-Absorber .....   | 66         |
| <b>4</b>  | <b>Aufbau und Test von Funktionsmustern</b> .....                | <b>67</b>  |
| 4.1       | Konstruktion .....   | 67         |
| 4.2       | Funktionstests .....   | 71         |
| 4.3       | Fazit Funktionsmuster .....                                      | 82         |
| <b>5</b>  | <b>Systemsimulationen und Potenzialabschätzung</b> .....         | <b>84</b>  |
| 5.1       | Verbrauchsprofile .....  | 84         |
| 5.2       | Simulationsmodell PVT-Kollektor .....                            | 86         |
| 5.3       | Beschrieb PVT-Kollektor, PV-Modul und Flachkollektor .....       | 88         |
| 5.4       | Simulierte Systeme .....   | 89         |
| 5.5       | Methodik Wirtschaftlichkeitsberechnung .....                     | 91         |
| 5.6       | Resultate .....  | 92         |
| <b>6</b>  | <b>Mitarbeit im IEA SHC Task 60</b> .....                        | <b>100</b> |
| <b>7</b>  | <b>Allgemeine Schlussfolgerungen und Ausblick</b> .....          | <b>102</b> |
| <b>8</b>  | <b>Nationale und internationale Zusammenarbeit</b> .....         | <b>103</b> |
| <b>9</b>  | <b>Publikationen</b> .....                                       | <b>103</b> |
| <b>10</b> | <b>Literaturverzeichnis</b> .....                                | <b>104</b> |



## Abkürzungsverzeichnis

|       |   |
|-------|---|
| BFE   | Bundesamt für Energie   |
| CIGS  | Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid-Solarzellen   |
| cSi   | Kristalline-Silizium-Solarzellen  |
| CTU   | Czech Technical University  |
| DN    | Nennweite, innerer Durchmesser  |
| EBF   | Energiebezugsfläche   |
| EES   | Engineering Equation Solver (Berechnungssoftware von f-Chart Software)                  |
| EFH   | Einfamilienhaus   |
| EL    | Elektrolumineszenz  |
| EMPA  | Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt                                  |
| ESG   | Einscheibensicherheitsglas  |
| ETFE  | Ethylen-Tetrafluorethylen   |
| EVA   | Ethylen-Vinylacetat-Copolymere  |
| FEM   | Finite Elemente Methode   |
| FEP   | Perfluorethylenpropylen, auch Fluorethylen-Propylen genannt                             |
| IAM   | Incidence Angle Modifier  |
| IEA   | Internationale Energieagentur   |
| IEC   | International Electrotechnical Commission (Internationale Elektrotechnische Kommission) |
| IR    | Infrarot  |
| ISE   | Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme   |
| ISES  | International Solar Energy Society  |
| ISO   | Internationale Organisation für Normung   |
| ITO   | Indiumzinnoxid  |
| IZO   | Indiumzinkoxid  |
| KPI   | Key Performance Indicator   |
| LG    | LG Electronics (Hersteller u.a. von Solarmodulen)                                       |
| Low-e | Low-emissivity bzw. niedrig-emissive (Beschichtung)                                     |
| MDF   | Mitteldichte Holzfaserverplatte   |
| MFH   | Mehrfamilienhaus  |
| MPP   | Maximum Power Point   |
| NG    | Nenngrösse  |
| NaOH  | Natriumhydroxid, in Wasser gelöst Natronlauge genannt                                   |
| NW    | Nennweite, innerer Durchmesser  |
| PCM   | Phase Change Material bzw. Phasenwechselmaterial  |



|      |   |
|------|---|
| PDMS | Polydimethylsiloxan   |
| PERC | Passivated Emitter and Rear Cell (Typ von cSi-Solarzellen)  |
| PET  | Polyethylenterephthalat   |
| PID  | Potential Induced Degradation (Alterungsmechanismus von cSi-Solarmodulen durch Potentialunterschiede) |
| PV   | Photovoltaik  |
| PVB  | Polyvinylbutyral  |
| PVF  | Polyvinylfluorid  |
| PVT  | Photovoltaisch-thermisch  |
| PA   | Polyamide   |
| SHC  | "Solar Heating and Cooling"-Programm der IEA  |
| SIA  | Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein  |
| SJAZ | Systemjahresarbeitszahl   |
| SMA  | Schweizerische Meteorologische Anstalt (MeteoSchweiz)   |
| SPF  | Institut für Solartechnik   |
| ST   | Solarthermie  |
| STC  | Standard Test Conditions  |
| T    | Thermisch   |
| TCO  | Transparent Conductive Oxide  |
| TPO  | Thermoplastic Polyolefin (Elastomer)  |
| TPSE | Thermoplastic Silicone Elastomer  |
| UV   | Ultraviolettstrahlung   |
| VESE | Verband unabhängiger Energieerzeuger  |
| WAK  | Wärmeausdehnungskoeffizient   |



# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Beim Umbau der Energieversorgung auf erneuerbare Quellen spielt die Solarenergie eine wichtige Rolle. Dabei leistet die Solarthermie (ST) einen direkten Beitrag an den (in der Regel lokalen) Wärmebedarf, während die Photovoltaik (PV) einen Anteil an der Stromerzeugung übernimmt. Weil beide Technologien auf Flächen mit möglichst hoher solarer Einstrahlung angewiesen sind, kann dies zur Konkurrenz um diese bevorzugten Flächen führen. Da PV Module weniger als 20 % der eingestrahlten Solarenergie in Strom umwandeln, hingegen aber 70 – 80 % in Wärme umsetzen, drängt es sich also geradezu auf, diese beiden Technologien zur „PVT“ Technologie zu vereinen.

Dies führte in den letzten 10 - 15 Jahren zu zahlreichen Entwicklungen von PVT-Kollektoren, wobei es sich hierbei jedoch überwiegend um nicht-abgedeckte PVT-Kollektoren handelte, d.h. ohne vorderseitige Glasscheibe zur Verminderung von konvektiven Wärmeverlusten. (siehe z.B. (Zenhäusern, Bamberger, und Baggenstos 2017) und Referenzen darin). Der Einsatzbereich solcher nicht-abgedeckter PVT-Kollektoren beschränkt sich damit im Wesentlichen auf Systeme mit Wärmepumpen, bei denen die Wärme direkt als Quellwärme oder zur Regeneration von Erdwärmesondenfeldern oder anderen „kalten“ Wärmespeichern genutzt wird, und auf solare Warmwasseranlagen mit niedrigem solaren Deckungsgrad (~ 20 % Deckungsgrad, also sogenannten Warmwasser-Vorwärmanlagen).

Das wirkliche Potenzial der kombinierten photovoltaisch-thermischen Solarenergienutzung liegt erst dann vor, wenn Wärme auf einem direkt nutzbaren Temperaturniveau generiert werden kann. Dies ist nur mit abgedeckten PVT-Kollektoren möglich (siehe Abbildung 1). Die wenigen in diesem Segment existierenden Produkte (6 gegenüber 38 in der Marktübersicht von (Zenhäusern, Bamberger, und Baggenstos 2017)) haben gegenüber rein thermischen Flachkollektoren jedoch eine deutlich geringere Leistungsfähigkeit, was insbesondere auf die schlechtere thermische Kopplung zwischen PV-Zellen und Wärmeabnehmer und die fehlende spektral selektive Beschichtung zurückzuführen ist. Damit erreichen diese nur relativ geringe Stagnationstemperaturen (< 150 °C), und müssen dennoch teilweise systemtechnisch (durch Rückkühler) vor Überhitzung geschützt werden, um eine Selbstzerstörung zu vermeiden. Im Bereich abgedeckter PVT-Kollektoren liegt also noch viel Entwicklungspotenzial, wie bereits auch verschiedene Forschungsprojekte gezeigt haben (siehe (Dupeyrat 2011; Wenker u. a. 2012; Matuska u. a. 2015)).

## 1.2 Motivation

Im Jahr 2020 haben Solarthermieanlagen in der Schweiz rund 0.75 TWh thermische Energie und PV-Anlagen rund 2.6 TWh elektrische Energie produziert (Hostettler und Hekler 2021). Damit liegen beide Technologien noch weit entfernt von den geschätzten nachhaltigen Potenzialen von rund 8 TWh Solarwärme und 30 TWh Solarstrom (Remund 2017). Dennoch stellt sich bereits heute in vielen Bauvorhaben die Frage, welche der beiden Technologien eingesetzt werden soll. Insbesondere werden oft komplette Dächer mit Photovoltaikanlagen bedeckt. Falls sich dieser Trend fortsetzt, so würde man längerfristig auf über 7 TWh erneuerbare Wärme verzichten. Leistungsstarke abgedeckte PVT-Kollektoren würden erlauben, diesen trade-off weitgehend zu vermeiden.



Die PVT-Technologie bildet damit auch eine konkrete Chance für die Solarthermiebranche, welche in den vergangenen 10 Jahren mit einem Marktrückgang von mehr als 75 % konfrontiert war (Hostettler und Hekler 2021). Leistungsfähige und kosteneffiziente PVT-Kollektoren sollten es ermöglichen, einen Teil der Anlagen, die heute als reine PV-Anlagen ausgeführt werden, als PVT-Anlagen zu realisieren. Würden beispielsweise nur schon 2.5 % der jährlich installierten PV-Fläche (im Jahr 2020 rund 2.6 Mio. m<sup>2</sup> (Hostettler und Hekler 2021)) durch PVT-Anlagen ersetzt, so würde dies die jährlich verkaufte Fläche an thermischen Kollektoren mehr als verdoppeln.

Ein effizienter PVT-Kollektor kann die bereits heute in manchen Fällen existierende und in der Zukunft zunehmende Konkurrenz der beiden Solartechnologien um bevorzugte Flächen deutlich entschärfen, da dieser Wärme und Strom auf derselben Fläche produziert. Gegenüber einer parallelen Installation (d.h. PV-Module neben thermischen Kollektoren) können Material- und Montagekosten eingespart werden. Wenn ein solcher PVT-Kollektor zudem über einen effektiven Überhitzungsschutzmechanismus verfügt, so werden an die hydraulische Verschaltung keine hohen Anforderungen gestellt.

### 1.3 Ziele

Ziel des vorliegenden Projektes ist die Entwicklung eines abgedeckten (d.h. einfach verglasten) PVT-Kollektors, der im elektrischen Leerlaufbetrieb eine hohe thermische Leistungsfähigkeit aufweist, die derjenigen eines abgedeckten thermischen Flachkollektors derselben Technologie (nicht-selektiv bzw. selektiv) entspricht, und welcher gleichzeitig eine hohe elektrische Leistungsfähigkeit hat, entsprechend derjenigen eines reinen PV-Moduls mit derselben Zelltechnologie (Si-Wafer oder CIGS).

Der HiPer-PVT Kollektor wird mit einem Überhitzungsschutz ausgestattet, welcher die Stagnationstemperatur auf ca. 100 °C begrenzt. Dies scheint mindestens aus drei Gründen eine Voraussetzung für den Erfolg dieser Technologie zu sein: 1) Wie bei der reinen Solarthermie, stellen die hohen bei Stagnation auftretenden Temperaturen und die damit verbundene Dampfbildung, hohe Anforderungen sowohl an die Komponenten und Materialien im Kollektorkreis, als auch an die Planung und Installation der Kollektorfeldhydraulik. Ein beträchtlicher Teil der Anlagekosten ist nur der Gewährleistung der Stagnationssicherheit geschuldet und könnte durch eine Temperaturbegrenzung eingespart werden.<sup>1</sup> 2) Die gängigen, in der PV-Industrie eingesetzten Verkapselungsmaterialien, sind nicht resistent gegenüber Temperaturen oberhalb 130 °C. Angesichts des hohen Standardisierungsgrads in der PV-Fertigung, wäre die Abkehr von Standardmaterialien mit bedeutenden Mehrkosten verbunden. 3) Da die elektrische Effizienz der gängigen PV-Zelltechnologien mit steigender Temperatur sinkt, resultieren längere Stagnationsphasen bei hohen Temperaturen in einer deutlichen Reduktion des elektrischen Ertrags gegenüber reinen PV-Modulen.

Der Überhitzungsschutzmechanismus sollte darauf basieren, dass der Absorber, oberhalb einer bestimmten Schalttemperatur, gegen die Scheibe angehoben wird. Auf diese Weise

---

<sup>1</sup> Im BFE-Projekt ReSoTech (Philippen u. a. 2016) wurde zum Beispiel gezeigt, dass die Kosten eines typischen solaren Warmwassersystems in einem Mehrfamilienhaus um rund 20 % reduziert werden könnten, wenn anstelle der gängigen Komponenten Kollektoren mit Temperaturbegrenzung bei 100 °C sowie ein Kunststoffspeicher und Kunststoffrohre (dank der Temperaturbegrenzung möglich) eingesetzt würden.



kann ein grosser Teil der überschüssigen Wärme über die Kollektorstirnseite an die Umgebung abgegeben und damit die Stagnationstemperatur deutlich gesenkt werden. Da eine Überschreitung der Grenztemperatur (je nach eingesetzten Materialien) zu einer Zerstörung des Kollektors führen könnte, sollte der Mechanismus idealerweise inhärent sicher sein, d.h. so dass sich der Kollektor bei einem Versagen des Mechanismus im Überhitzungsschutz-zustand befindet.

Ergänzend zur technischen Kollektorentwicklung sollte das Projekt Erkenntnisse darüber liefern, welchen Beitrag abgedeckte PVT-Kollektoren zur Energieversorgung von Wohngebäuden liefern können, dies sowohl hinsichtlich eines möglichst hohen erneuerbaren Energieanteils als auch bezüglich der Energiekosten (Wärme und Strom).

Schliesslich solle durch die Mitarbeit am Task 60 "PVT-Systems" des Solar Heating and Cooling (SHC) Programme der Internationalen Energieagentur (IEA) in Zusammenarbeit mit anderen Akteuren aus dem PVT-Bereich der aktuelle Stand des Wissens zum Thema PVT aufbereitet, erweitert und öffentlich zugänglich gemacht werden.

#### 1.4 Struktur des Berichts

Ein Schlüsselement des Überhitzungsschutzmechanismus ist ein thermischer Aktuator. Dafür wurde eine Reihe verschiedener Lösungen entwickelt und untersucht. In Abschnitt 2 wird detailliert darüber berichtet. Abschnitt 3 beschäftigt sich mit den verschiedenen Aspekten der Entwicklung des PVT-Absorbers. Der Bau und das Testen kompletter PVT-Kollektor-Funktionsmuster wird in Abschnitt 4 behandelt. Abschnitt 5 liefert eine Simulationsstudie, in welcher das Potenzial effizienter abgedeckter PVT-Kollektoren zur Energieversorgung von Wohngebäuden untersucht wird. Die erwähnten Abschnitte enthalten am Schluss jeweils ein kurzes Fazit. Über die Aktivitäten im Rahmen des IEA SHC Task 60 "PVT Systems" wird in Abschnitt 6 berichtet. Allgemeine Schlussfolgerungen und einen Ausblick auf zukünftige Aktivitäten liefert schliesslich Abschnitte 7.

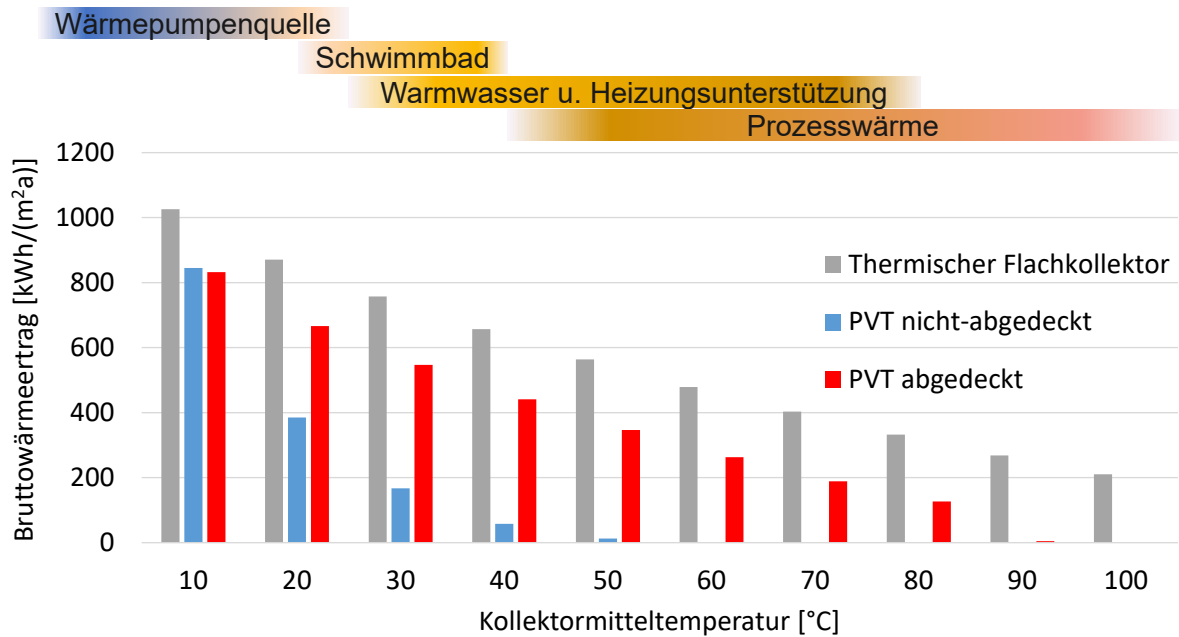


Abbildung 1: Jährliche Bruttowärmeerträge eines effizienten abgedeckten PVT-Kollektors mit Überhitzungsschutz im Vergleich mit den Werten eines guten thermischen Flachkollektors und eines nicht-abgedeckten PVT-Kollektors. Zusätzlich dargestellt sind die ungefähren Temperaturbereiche verschiedener typischer Wärmeanwendungen. Die Erträge der PVT-Kollektoren gelten für den Betrieb mit Stromabnahme, d.h. es kommen zu diesen Erträgen noch die Stromerträge hinzu. Die Annahmen für den Flachkollektor und den abgedeckten PVT-Kollektor entsprechen denjenigen in Abschnitt 5.3. Für den nicht-abgedeckten PVT-Kollektor wurden Werte für gute kommerziell erhältlicher Produkte angenommen. Es wurde mit Wetterdaten für den Standort Zürich gerechnet.





## 2 Aktuatoren für den Überhitzungsschutz

Ein zentrales Element des HiPer-PVT-Kollektors stellt die Temperaturbegrenzung dar. Diese soll, sobald der Absorber eine vorgegebene Temperatur erreicht, durch eine Reduktion des Abstandes zwischen Absorber und Abdeckscheibe realisiert werden. Dieses Prinzip "Absorber-Shifting" ist in Abbildung 2 schematisch dargestellt. Dass mit dieser Methode eine Begrenzung der Absorbertemperatur eines rein thermischen Flachkollektors auf Werte um 100 °C möglich ist, wurde bereits im BFE-Projekt ReSoTech 2 (Philippinen u. a. 2020) gezeigt. Mit den Aktuatoren, welche im erwähnten Projekt für das Anheben des Absorbers eingesetzt wurden, ist jedoch der Aufwand für den Abschaltmechanismus zu hoch und damit zu teuer. Daher wurden im Rahmen dieses Projektes eine Reihe weiterer Aktuatorvarianten evaluiert.

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Ergebnisse zu den verschiedenen untersuchten Aktuatorvarianten präsentiert. Um die Einordnung der Resultate zu ermöglichen, werden hier vorgängig die Anforderungen an einen Aktuator für das Anheben und Absenken des Absorbers erläutert.

- Der Verstellweg des Absorbers (maximaler Abstand zwischen Absorber und Abdeckscheibe) muss für einen genügenden Überhitzungsschutz zwischen 10 und 15 mm liegen. Ein Aktuator muss diesen Weg entweder direkt oder mit Hilfe einer Übersetzung leisten können. Wenn ein Aktuator nur einen Hub von wenigen Millimetern erreicht und eine grosse Übersetzung nötig ist, so erschwert dies jedoch eine einfache Konstruktion.
- Der Aktuator (Mechanismus) soll möglichst inhärent sicher sein, um im Fall eines Versagens die überhitzungsbedingte Zerstörung des Kollektors zu vermeiden. Ein nicht-inhärent-sicherer Mechanismus müsste umgekehrt eine deutlich höhere Langzeitbeständigkeit aufweisen.
- Bei einem inhärent sicheren Mechanismus muss der Aktuator den Absorber, wenn die Temperatur unter die Abschalttemperatur sinkt, gegen eine Kraft von der Abdeckscheibe wegziehen. Der Aktuator arbeitet also unter Zugbelastung. Im Fall eines nicht-selbstsicheren Mechanismus muss der Aktuator den Absorber, wenn die Temperatur über die Abschalttemperatur steigt, gegen eine Kraft (im Minimum die Gewichtskraft des Absorbers) gegen die Abdeckscheibe drücken (siehe Abbildung 2).
- Damit die Effizienz des Kollektors im Betrieb möglichst nicht beeinträchtigt wird, sollte der Hub in einem möglichst kleinen Temperaturbereich stattfinden. Angestrebt werden 10 K.
- Das Gewicht des Absorbers liegt im Bereich von 5 – 10 kg. Unter wie viel Zugbeziehungsweise Druckkraft ein Aktuator genau arbeiten muss, um einen solchen Absorber anzuheben und abzusenken, hängt wiederum von der genauen Konstruktion ab. Um eine einfache Konstruktion zu ermöglichen, sollte ein Aktuator jedoch unter einer Gegenkraft von mehreren DekaN-Newton arbeiten können.

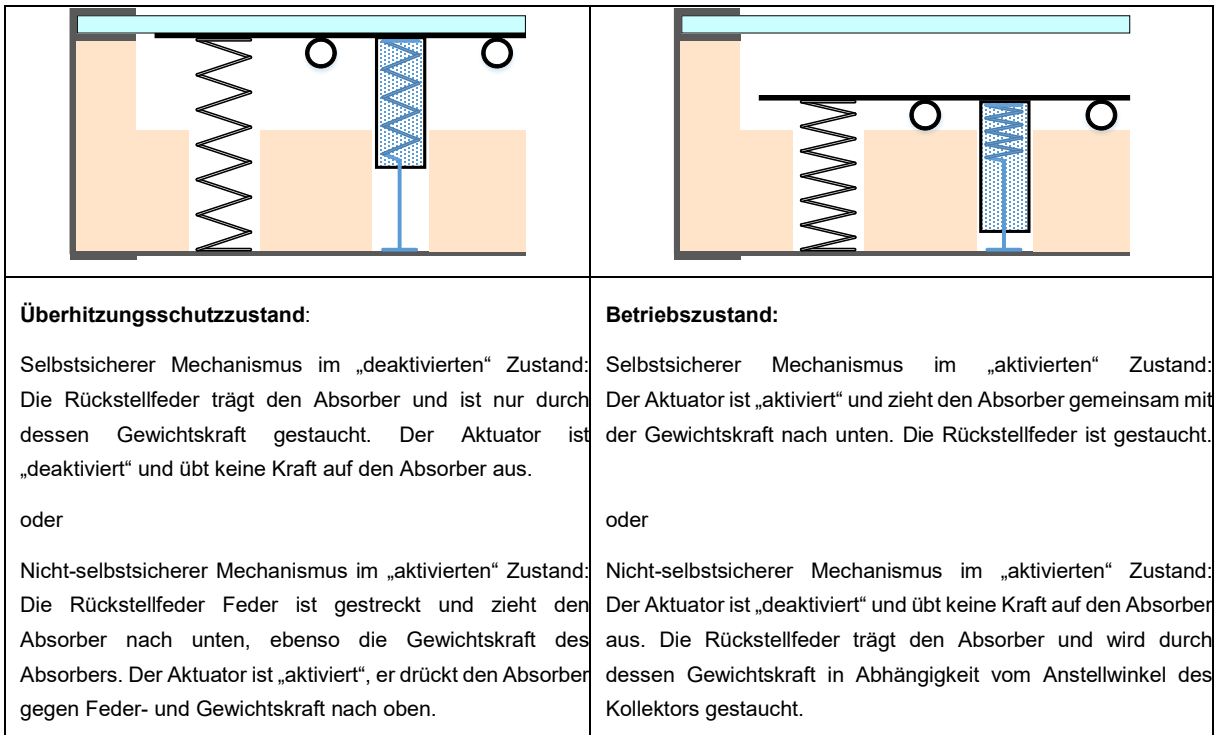


Abbildung 2: Illustration des Kollektors mit Überhitzungsschutzmechanismus. Eine Rückstellfeder ist in schwarz dargestellt. Sie bringt den Absorber in die Ausgangsposition (im Fall der nicht-selbstsicheren Variante optional). Der Aktuator ist schematisch in blau dargestellt. Dieser muss in gutem thermischem Kontakt mit dem Absorber sein. Je nach Aufbau kann der Aktuator auch horizontal eingebaut sein und dessen Längenänderung durch eine Umlenkung in eine Vertikalbewegung des Absorbers umgewandelt werden.

## 2.1 Künstliche Muskeln

### 2.1.1 Grundlagen

Künstliche Muskeln auf Basis von Polymerfasern sind in den letzten Jahren immer mehr erforscht worden und besitzen ein grosses Potential für kostengünstige Aktuatoren. Einerseits erreichen sie mit Energiedichten von 2.63 kJ/kg sowie Leistungsdichten von 5.3 kW/kg und linearen Hüben bis zu 50 % ihrer Eigenlänge beachtliche Leistungen (Cherubini u. a. 2015; Harding 2017). Andererseits bestehen sie aus sehr kostengünstigen Ausgangsmaterialien. Die meisten dieser erforschten künstlichen Muskeln bestehen aus einfacher Angelschnur, welche zumeist aus PA 6.6<sup>2</sup> besteht. Der Preis hierfür beträgt weniger als 5 CHF/kg (Ehrenstein 2011). Eine Schwierigkeit beim Einsatz dieses Materials ist, dass es hygroskopisch ist. PA 6.6 kann, bezogen auf das Gewicht, bis zu 8 % Wasser aufnehmen.

Um einen künstlichen Muskel herzustellen wird eine PA 6.6 Faser unter konstanter Vorspannung verdrillt, bevor sich diese entweder selbst zu einer Feder zusammendrehet (autocoil), oder auf einem Dorn zu einer Feder gewickelt wird.<sup>3</sup> Im ersten Fall entsteht immer eine homochirale Feder mit kleinem Federindex (definiert als das Verhältnis zwischen mittlerem Federdurchmesser und Faserdurchmesser). Im zweiten Fall wird unterschieden zwischen hetero- und homochiralen Federn, je nachdem ob die verdrillte Faser in ihre

<sup>2</sup> PA 6.6 ist auch bekannt unter dem Markennamen Nylon.

<sup>3</sup> Die Vorspannung ist jeweils auf den Querschnitt der Faser bezogen.



bevorzugte Drehrichtung (homochiral) oder entgegen dieser (heterochiral) aufgewickelt wird. Das Resultat, nach einer thermischen Fixierung, sind künstliche Muskeln, die sich bei Erwärmung entweder zusammenziehen (autocoil und homochirale Federn) oder ausdehnen (heterochirale Federn) (Haines u. a. 2014). Autocoil-Federn müssen vorgespannt werden, damit sie sich zusammenziehen können. Die thermische Aktivierung kann entweder passiv über die Umgebung oder aktiv durch einen eingedrehten Heizdraht oder eine elektrisch leitende Beschichtung erfolgen (Aziz 2017).



Abbildung 3: Künstlicher Muskel, einmal als Autocoil-Feder (links) und als heterochirale Feder (rechts) welche auf einen 4 mm Dorn aufgewickelt wurde. Im linken Bild befindet sich der Muskel gerade in der Fertigung und wird laufend aufgewickelt. Im noch nicht aufgewickelten Teil der Feder ist die Verdrillung der Faser anhand der schwarzen Linie zu sehen. Diese wurde als gerade Linie in Richtung der Faser auf die nicht verdrillte Faser aufgetragen.

Als Aktuator für einen Überhitzungsschutz eines Kollektors, bei dem sich der Absorber bei zu grosser Hitze nach oben bewegt, können beide Arten von Muskeln verwendet werden. Das Ziel hier ist jedoch nach Möglichkeit einen selbstsicheren Überhitzungsschutz zu realisieren. Hierfür muss der Absorber bei tiefen Temperaturen (im Betrieb) gegen eine Kraft von der Kollektorabdeckung weggezogen werden, d.h. der Aktuator muss sich beim Abkühlen zusammenziehen und beim Überhitzen ausdehnen. Dieses Verhalten kann nur mit heterochiralen Muskeln erreicht werden, weshalb sich die Untersuchungen hauptsächlich auf diesen Typ konzentriert haben. Da die Aufwicklung gegenüber der Verdrillung in umgekehrter Richtung stattfindet, muss bei deren Herstellung die (verdrillte) Faser auf einen Dorn gewickelt werden. Da mit zunehmendem Federindex auch die Steifigkeit einer Feder abnimmt, können heterochirale Federn nie die Steifigkeit von (homochiralen) Autocoil-Federn erreichen.

Vor der Darstellung der Resultate sollen hier ein paar wichtige Einflussfaktoren für das Verhalten eines künstlichen Muskels erwähnt werden:

- Je breiter eine Feder gewickelt ist (Dorngrösse), desto grösser ist ihre Längenänderung, da die Länge der Faser von der Dorngrösse abhängt. Die Dorngrösse wiederum beeinflusst den Federindex, welcher das Verhältnis zwischen mittlerem Federdurchmesser und Faserdurchmesser ist. Je kleiner der Federindex, desto steifer die Feder, und desto kleiner deren Federweg.
- Die während der Fertigung angelegte Kraft hat lediglich dann einen Einfluss auf den Hub, wenn der E-Modul mit zunehmender Temperatur zu klein wird und sich die Feder verformt.
- Je stärker die Verdrillung, desto grösser ist der Hub. Autocoils bilden sich automatisch bei einer Verdrillung von ca.  $45^\circ$ . Bei Federn, die auf einen Dorn gewickelt werden, ist die maximale Verdrillung limitiert durch die Festigkeit des Materials. Die höchsten praktikablen Werte liegen im Bereich von  $35^\circ$ .
- Die Vorspannung der Faser ist ein Hauptgrund, warum sich eine Faser überhaupt zusammenzieht. Leider wird in den diversen Studien nicht weiter auf die Abhängigkeit des

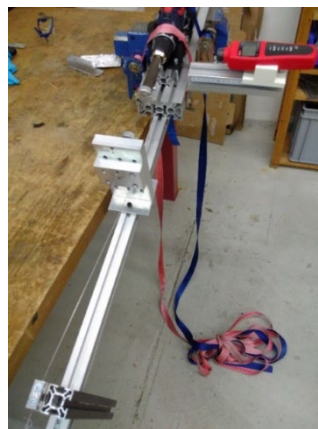


Verhaltens künstlicher Muskeln von dieser Grösse eingegangen. Lediglich (Harding 2017) schreibt, dass die Erhöhung der Vorspannung die Muskeln steifer macht, was diese zwar mehr Belastung aufnehmen lässt, jedoch in einer Verringerung des Hubs resultiert. Unsere Experimente bestätigen dieses Verhalten.

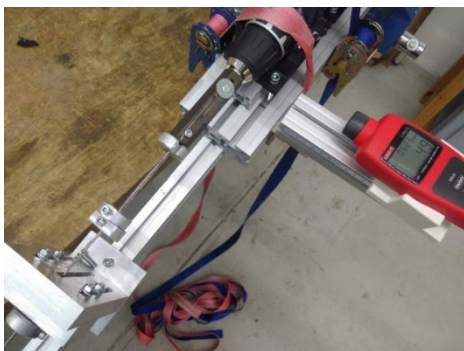
Da künstliche Muskeln nicht kommerziell verfügbar sind, wurde am SPF eine Apparatur entwickelt, um solche zu fertigen und anschliessend darauf zu testen, ob diese als Aktuator geeignet sind.

### 2.1.2 Apparatur zur Herstellung künstlicher Muskeln

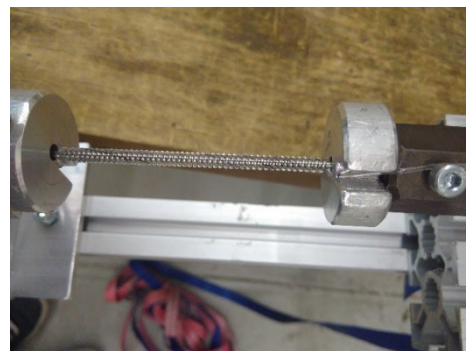
Die Apparatur zur Federherstellung ist in Abbildung 4 dargestellt. Sie besteht aus einem langen, zunächst senkrecht ausgerichteten Aluminiumprofil, an welchem oben eine Bohrmaschine befestigt wird. In diese wird eine Faser eingespannt und am unteren Ende durch Anbringung eines definierten Gewichtes, welches gegen Verdrehung gesichert ist, vorgespannt. Danach wird die Faser mit Hilfe der Bohrmaschine und eines Umdrehungszählers definiert verdrillt. Die ganze Apparatur wird dann um 90° gekippt und es wird ein Dorn eingespannt, um welchen die verdrillte Faser zu einer Feder gedreht wird. Die Feder wird dann gegen Ausdrehen gesichert und unter Vakuum getempert. Durch Anwesenheit von Sauerstoff würde der Kunststoff beim Tempern oxidieren.



(a)



(b)



(c)

Abbildung 4: Apparatur für Verdrillung mit bereits verdrillter Faser und vorbereiteter Apparatur zum Federn herstellen (a), Apparatur für die Federherstellung mit Umdrehungszähler für die Verdrillung und die Anzahl Wicklungen (b) und eine auf einen Dorn gewickelte Feder bereit zum Tempern (c).



### 2.1.3 Testen der Muskeln

Die Funktion der angefertigten Federn wurden in einer Klimakammer geprüft, indem deren relative Längenänderung in Abhängigkeit der Temperatur (bezogen auf deren Länge bei 25 °C) ermittelt wurde. Die relative Längenänderung wird im Folgenden auch als Arbeitshub bezeichnet.

Bei den ersten Federn wurden diese zum gegenseitigen Vergleich jeweils mit geringem Gewicht, welches auf den Federn lag, d.h. unter Druckbelastung, getestet (siehe Abbildung 5). Die heterochiralen Federn drückten dann bei Erhitzung das Gewicht nach oben. In der Folge wurden dann Federn mit angehängtem Gewicht, also unter Zugbelastung, getestet (Abbildung 6), was für heterochirale Muskeln dem Lastfall beim Einsatz als Aktuator in einem Überhitzungsschutzmechanismus entspricht.

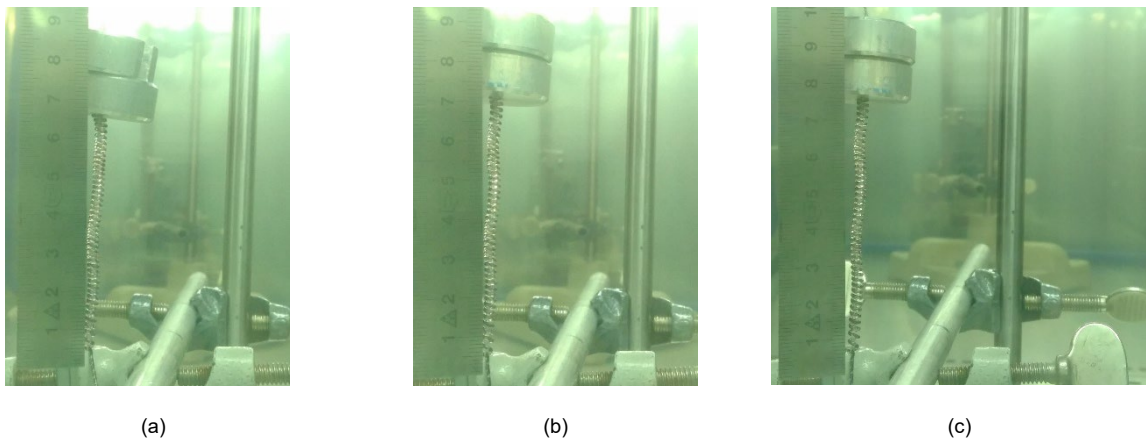


Abbildung 5: Federtest in der Klimakammer. Ausdehnung der Feder bei (a) 65°C, (b) 85 °C und (c) bei 95°C.

Der Temperaturhub wurde immer auf die gleiche Weise eingestellt. Die Klimakammer wurde zu Beginn jeweils für 5 Minuten auf 25 °C initialisiert und dann die Temperatur über einen Zeitraum von 10, 15 und 20 Minuten auf 65 °C, 85 °C und 95 °C erhöht. Für einzelne Versuche wurde die Temperatur auch auf über 100 °C erhöht. Das eingestellte Temperaturniveau wurde jeweils 5 Minuten gehalten und der Arbeitshub gemessen.

Bei den Tests mit angehängtem Gewicht wurden die Federn bei der ersten Erhitzung auf eine neue Temperatur und der darauffolgenden Auskühlung jeweils etwas länger. Deshalb wurde die Erwärmung auf eine neue Temperatur so oft wiederholt, bis sich die definitive neue Länge der Federn eingestellt hat. Erst dann wurde der Arbeitshub (auf die neue Länge bezogen) bestimmt.

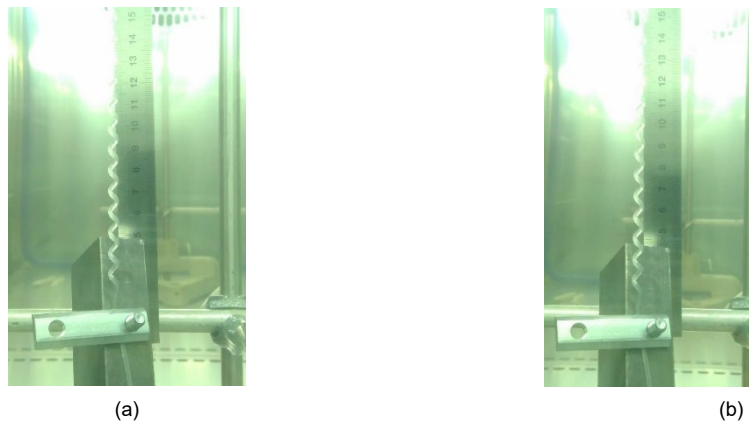


Abbildung 6: Federtest in der Klimakammer mit hängendem Gewicht (0.84 kg). (a) bei 25°C und (b) bei 95 °C. Der absolute Arbeitshub beträgt in diesem Fall 6 mm.

Es wurden insgesamt über 30 künstliche Muskeln angefertigt. Die ersten Muskeln wurden mit relativ dünnen Fasern angefertigt, und sie wurden anschliessend mit aufliegendem Gewicht getestet. Diese Muskeln haben keine hohen Belastungen zugelassen, jedoch relativ grosse Ausdehnungen erreicht. Wie in Abbildung 7 zu sehen ist, erreichte zum Beispiel eine Feder aus Nylonfaser mit 1.6 mm Durchmesser um einen 4 mm dicken Dorn gewickelt bei einer Belastung von 0.06 kg eine Ausdehnung von 160 % bei 95 °C.

Unter der Annahme, dass die Längenausdehnung erst bei der Glasübergangstemperatur des Materials einsetzt und ab dort linear mit der Temperatur ansteigt, lässt sich die Glasübergangstemperatur am Schnittpunkt der Korrelationsgeraden mit der x-Achse ablesen. Die Beobachtung, dass diese Werte für die verschiedenen Proben zwischen ca. 50 und 65 °C schwanken, könnte ein Hinweis darauf sein, dass die Proben nicht immer gleich trocken waren.

Nachdem die Funktionsfähigkeit der selbst angefertigten Muskeln gezeigt werden konnte, diese aber für den geplanten Einsatz deutlich zu schwach waren, wurden anschliessend Muskeln mit grösserem Federindex gefertigt. Der höchste Federindex von  $c = 2.8$  wurde mit einer 1 mm - Faser bei einem Dorndurchmesser von 1.8 mm erreicht. Diese Federn konnten dann bei einem Arbeitshub von ca. 2 - 5 % der Eigenlänge ein Gewicht von 0.86 kg bewegen. Diese Tests erfolgten unter Zugbelastung. In Abbildung 8 sind einige ausgewählte Resultate dargestellt. Es ist klar ersichtlich, dass die Federn bei 0.25 kg Belastung noch einen relativ grossen Hub aufweisen, während dieser bei weiterer Erhöhung der Belastung stark abnimmt.

Eine der Federn wurde mit einer Faser gefertigt, welche mit 3 mm Durchmesser zunächst sehr vielversprechend war, um noch höhere Gewichte heben zu können. Dieses Material hatte jedoch offenbar sehr schlechte Festigkeitswerte, so dass sich die Faser beim Verdrillen bereits bei einer Vorspannung von 10 MPa einzuschnüren begann. Deshalb konnte die Vorspannung nicht weiter erhöht werden, was für die Erhöhung der Federkraft nötig wäre.

Gemessen an den Anforderungen waren also auch die stärksten heterochiralen Muskeln zu schwach. Es bestünde zwar die Möglichkeit, mehrere Muskeln parallel einzusetzen, was jedoch als konstruktiv zu aufwändig angesehen wird und auch mehrere relativ lange Muskeln erfordern würde.

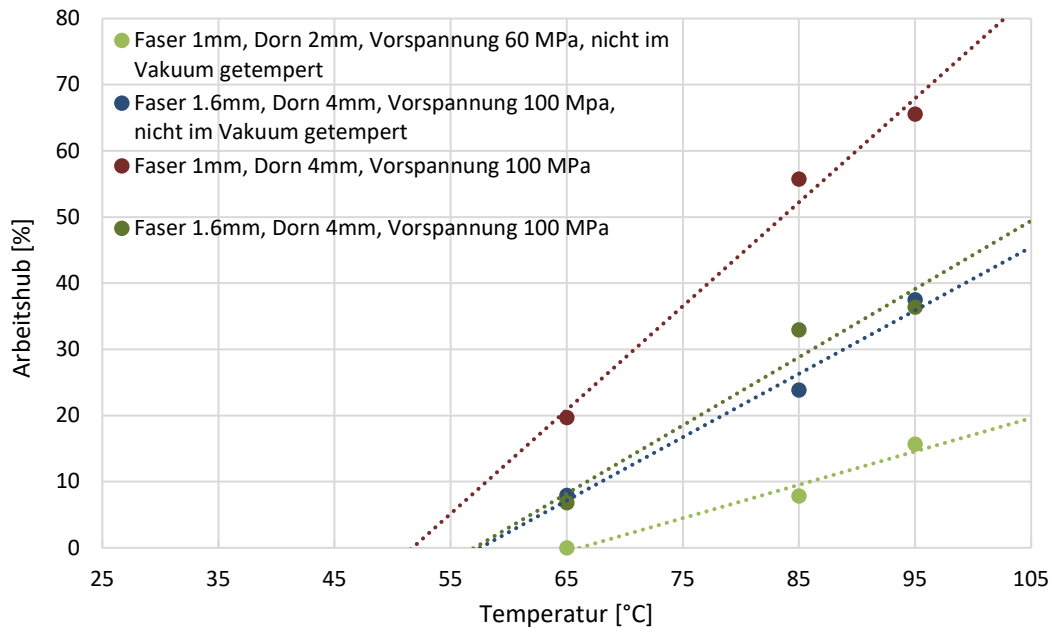


Abbildung 7: Temperaturbedingte Ausdehnung verschiedener Federn bei 0.066 kg Belastung

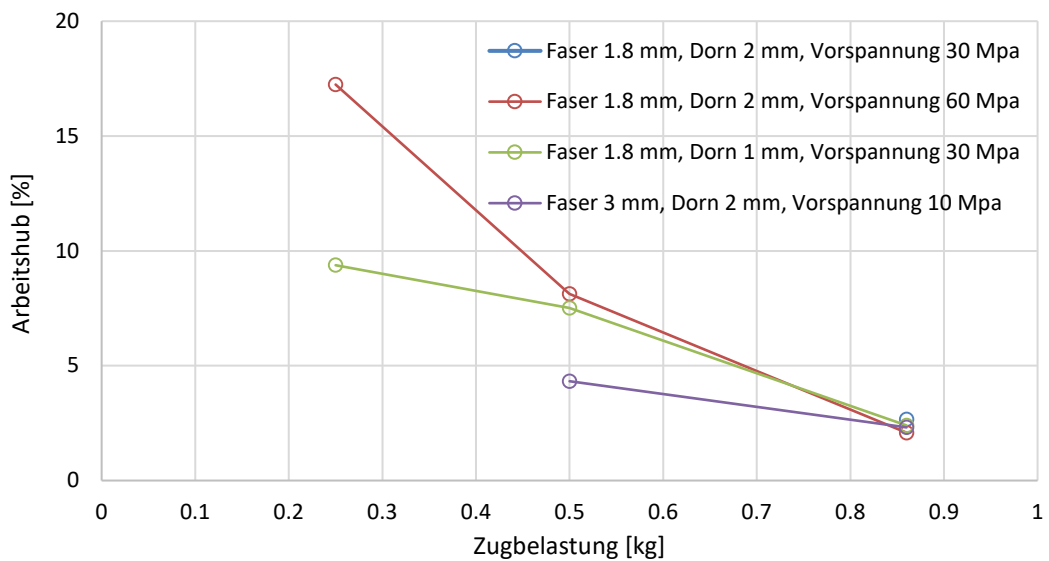


Abbildung 8: Arbeitshub ausgewählter Federn bei 85 °C mit unterschiedlichen angehängten Gewichten.

In einem nächsten Schritt wurden Versuche durchgeführt um herauszufinden, was mit Autocoil-Muskeln (homochiral) möglich wäre, auch wenn diese, wie bereits erwähnt, den Nachteil haben, dass damit kein selbstsicherer Überhitzungsschutz realisierbar ist. Mit einer 1.8 mm Faser wurde ein Autocoil-Muskel hergestellt, welcher anschliessend mit einer Belastung von 4.2 kg und 6.4 kg getestet wurde.

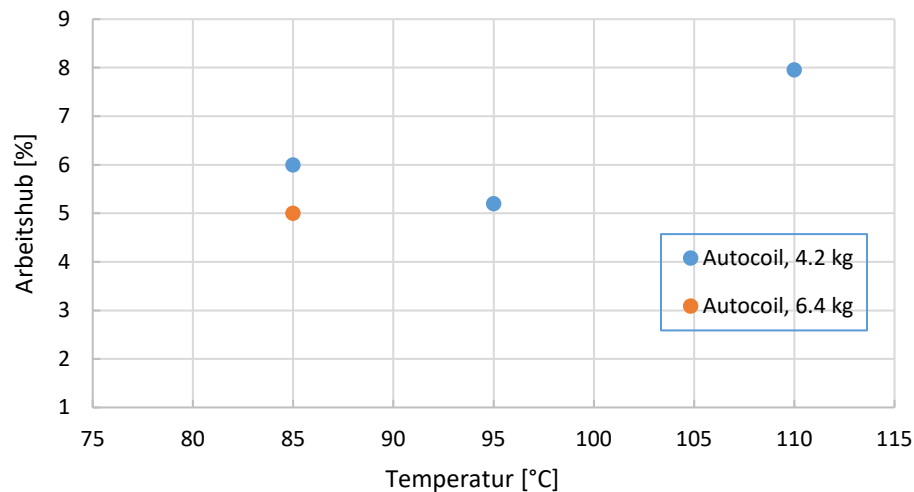


Abbildung 9: Arbeitshub eines Autocoil-Muskels mit 1.8 mm Faser, bei 85 °C, 95 °C und 110 °C mit einer Last von 4.2 kg und 6.4 kg

In Abbildung 9 sind die gemessenen Arbeitshübe der Autocoil-Feder dargestellt. Bei zu grosser Belastung beginnt sich die Feder auszudrehen. Dieser Effekt hat bei der Belastung mit 6.4 kg bereits sichtbar eingesetzt. Deshalb wurden hier keine Versuche mit 95 °C und 105 °C gemacht. Auch der Rückgang des Hubs zwischen 85 °C und 95 °C im Fall der 4.2 kg Last ist mutmasslich auf ein leichtes Ausdrehen der Feder zurückzuführen.

Aus den Messungen folgt, dass die Kraft von homochiralen Autocoil-Federn um rund eine Grössenordnung höher ist als diejenige von heterochiralen Federn. In diesem Fall liegt die Kraft also in einem Bereich, der für einen Überhitzungsschutzmechanismus in Frage käme, jedoch aber mit dem Nachteil, dass damit kein selbstsicherer Mechanismus realisierbar ist.

## 2.2 Festkörper mit grossem Wärmeausdehnungskoeffizienten

Eine einfache Variante zur Realisierung eines Aktuators, wäre der Einsatz eines Materials (Festkörper) mit einem grossen Wärmeausdehnungskoeffizienten (WAK). Grosse WAK sind vor allem bei Kunststoffen zu finden. Im Allgemeinen ist der WAK temperaturabhängig, jedoch sind Werte im für uns interessanten Temperaturbereich in der Regel nicht bekannt oder nicht publiziert. Daher wurde, basierend auf einer Literaturrecherche, zunächst eine Reihe von vielversprechenden kommerziell erhältlichen Kunststoffen evaluiert. Deren Wärmeausdehnungskoeffizienten wurden mit einem eigens im Rahmen dieses Projektes angefertigten Dilatometer vermessen (Abbildung 10). Die Resultate sind in Abbildung 11 dargestellt. Im Bereich der benötigten Schalttemperatur liegen die WAK grob im Bereich von  $2 \cdot 10^{-4}/K$ .

Die maximale Länge eines Kunststoffstabes, der in einen PVT-Kollektor eingebaut werden kann, wird ca. 1.5 Meter betragen. Ein Stab dieser Länge erreicht bei einer Temperaturänderung von 10 K einen Hub von 3 mm. Der benötigte Hub von 10 mm kann also nur erreicht werden, wenn die Schaltung über einen grösseren Temperaturbereich erfolgt und/oder wenn eine mechanische Übersetzung eingesetzt wird. Als akzeptabel kann die Vergrösserung des Schaltbereichs auf 20 K erachtet werden. Der Hub betrüge dann 6 mm und es wäre eine 2-fache Übersetzung nötig. Bezüglich des Stabdurchmessers kann ein Wert von 20 mm als Maximum für die Praktikabilität angenommen werden. Basierend auf diesen Annahmen und Literaturwerten für die verschiedenen Kunststoffe, wurde die Machbarkeit dieses Ansatzes in Bezug auf die Langzeitstabilität der Kunststoffe eingeschätzt.



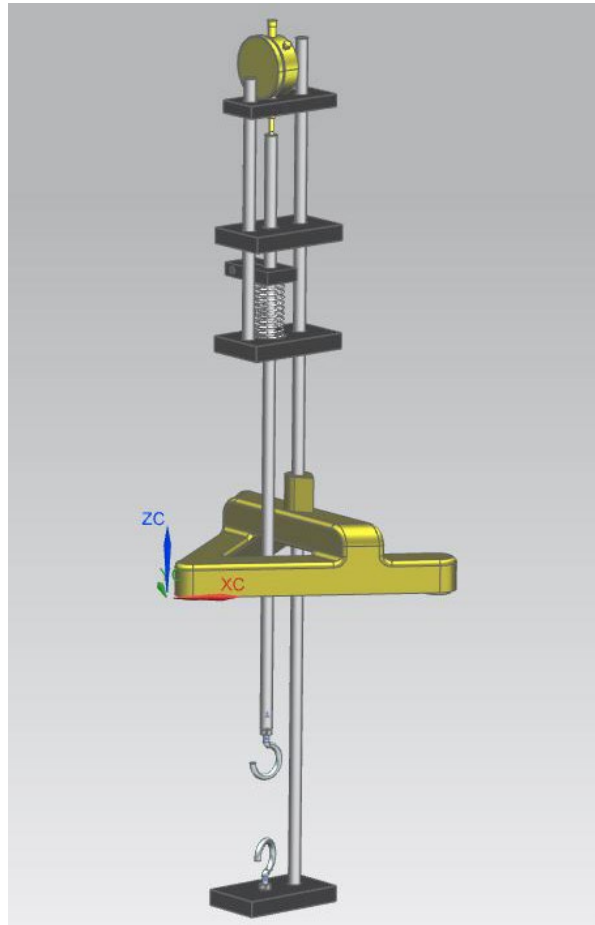


Abbildung 10: Dilatometer zur Messung des temperaturabhängigen WAK.

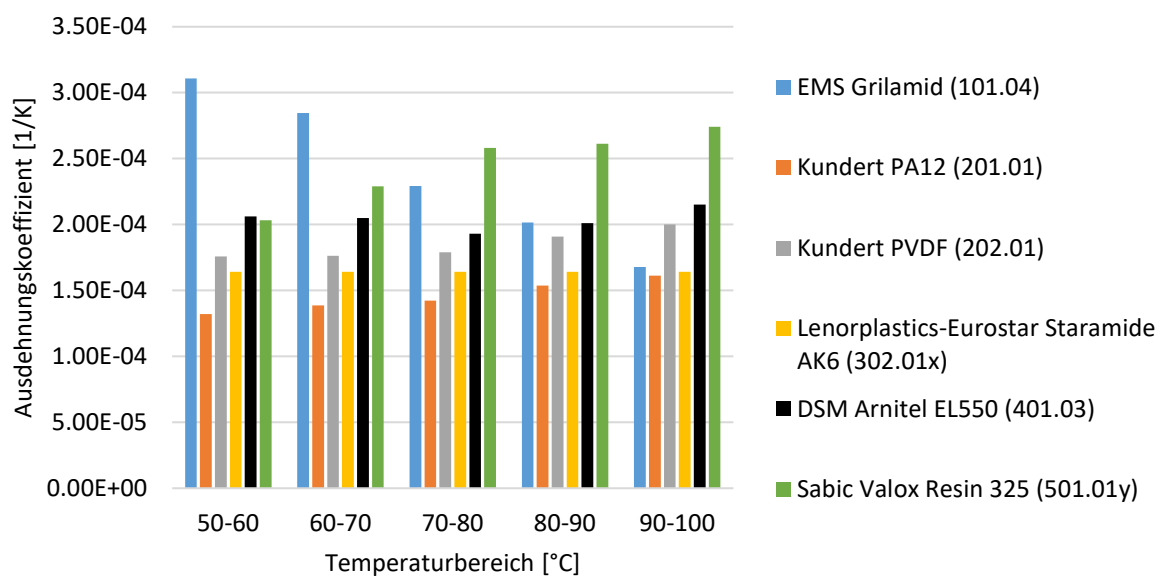


Abbildung 11: Gemessene Wärmeausdehnungskoeffizienten unterschiedlicher Kunststoffe.



### Nicht-selbstsicherer Mechanismus:

Im Überhitzungsschutzzustand trägt der Aktuator die Gewichtskraft des Absorbers (50 N), welcher sich in Kontakt mit der Abdeckscheibe befindet. Durch die Druckbelastung ist der Stab um ein paar Millimeter gestaucht. Unter Langzeitbelastung reduziert sich der Schub-Kriechmodul des Materials, was dazu führt, dass die Stauchung mit der Zeit zunimmt. Gemäss Berechnungen entspricht die zusätzliche Stauchung über die Lebensdauer des Kollektors grob 50 % des temperaturinduzierten Hubes. Dies hätte zur Folge, dass der Kollektor im Überhitzungsschutzzustand nicht mehr in Kontakt mit der Abdeckscheibe und damit ein genügender Überhitzungsschutz nicht mehr gewährleistet wäre. Das Langzeitverhalten der betrachteten Kunststoffe verunmöglicht deshalb diese Variante.

### Selbstsicherer Mechanismus

Im Betriebszustand bei 80 °C ist der Aktuator auf Zug belastet. Die Belastung entspricht der Kraft der Rückstellfeder. Die Reduktion des Zug-Kriechmoduls über die Lebensdauer des Kollektors hat zur Folge, dass sich der Abstand zwischen Absorber und Abdeckscheibe im Betriebszustand mit der Zeit verringert, und sich damit die Effizienz des Kollektors verschlechtert. Wenn die Zugkraft auf den Aktuator ebenfalls mit 50 N angenommen wird, so liegt die Reduktion des Hubs auch hier im Bereich von 50 %, was eine beträchtliche Leistungsminderung bedeuten würde. Je nach Wahl der Rückstellfeder kann jedoch ein Aufbau mit einer geringeren Zugkraft auf den Aktuator realisiert werden, wodurch eine geringere zeitabhängige Leistungsabnahme resultiert. Auf diese Weise kann mit diesem Ansatz der Überhitzungsschutz prinzipiell gewährleistet werden. Um genauer beurteilen zu können, ob ein Aufbau möglich ist, bei dem die Effizienzabnahme in einem akzeptablen Bereich bleibt, wären jedoch weitergehende Untersuchungen nötig.

## 2.3 Thermobimetalle

Thermobimetalle bestehen aus mindestens zwei verschiedenen Materialien, welche möglichst unterschiedliche spezifische Wärmeausdehnungskoeffizienten besitzen. Diese zwei, meistens in Blechform vorliegenden Teile, werden dann zusammengewalzt. Je nach Anwendung werden auch noch Zwischen- oder Deckschichten eingewalzt. Durch die unterschiedlichen Ausdehnungen der Schichten biegt sich das fertige Bauteil bei Temperaturveränderung durch. Dieser Effekt wird häufig für Schaltaufgaben oder für Anzeigen verwendet. Ein auf Thermobimetallscheiben beruhender Aktuator ist in Abbildung 12 dargestellt.

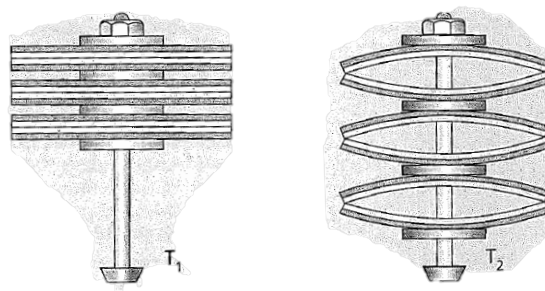


Abbildung 12: Schematische Darstellung einer Packung Bimetallscheiben, welche bei Temperatur  $T_1$  im Ursprungszustand und nach Erhitzen bei Temperatur  $T_2$  aktiviert sind (Auerhammer Metallwerk GmbH 2007).



Die für einen Aktuator erforderliche Anzahl Scheiben und dessen daraus resultierende Gesamtlänge wurde gemäss (Auerhammer Metallwerk GmbH 2007) berechnet. Einmal für den Typ TB 230/110, welcher eine hohe thermische Ausbiegung aufweist, jedoch nicht speziell vor Korrosion geschützt ist, und einmal für einen komplett vor Korrosion geschützten Typ TB 102/85. Für die Berechnungen wurde wieder angenommen, dass der Absorber ca. 5 kg schwer ist, und dass ein Weg von 10 mm innerhalb von 10 °C Temperaturänderung zurückgelegt werden muss. Die Resultate sind in Abbildung 13 dargestellt.

Der Aktuator wäre relativ gross, aber technisch machbar. Er hätte ein Gewicht von ca. 2.3 kg und würde etwa 50 CHF an Rohmaterialkosten haben. Damit scheint der Aufwand für eine solche Lösung deutlich zu hoch.

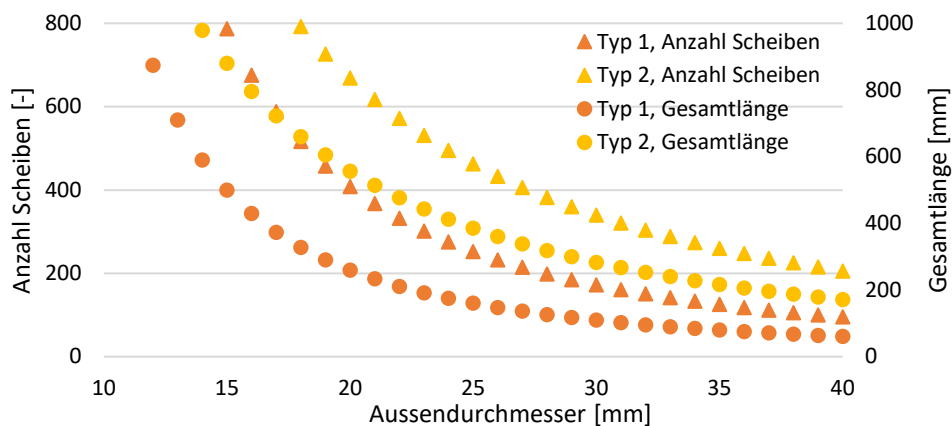


Abbildung 13: Benötigte Anzahl Scheiben und Gesamtlänge eines Aktuators aus Bimetallscheiben, für ein Bimetall mit einer hohen thermischen Krümmung (Nr.1 Auerhammer Tb 230/110) und ein komplett vor Korrosion geschütztes Bimetall (Nr.2 Auerhammer TB 102 / 85 auf. Bei Typ 2 müsste der Aktuator bei einem Aussendurchmesser der Scheiben von 30 mm, aus ca. 350 Scheiben bestehen und hätte eine Gesamtlänge von etwas mehr als 200 mm.

## 2.4 Dehnstoffelemente

Im Automobilbereich werden im Kühlerkreis Wachs-Dehnstoffelemente standardmässig eingesetzt (siehe Schema in Abbildung 14). Diese haben jedoch gemäss Hersteller lediglich eine Lebensdauer von ca. 10 Jahren. Für die Anwendung in einem Solarkollektor, welche eine Lebensdauer von ca. 25 Jahren erfordert, ist dies deutlich zu wenig. Da Wachs-Dehnstoffelemente nur beim Übergang kalt-heiss eine nennenswerte Kraft aufbringen können, ist mit diesen Aktuatoren zudem kein selbstsicherer Mechanismus realisierbar. Umso mehr Bedeutung kommt daher der Zuverlässigkeit und Lebensdauer des Dehnstoffelementes zu.

Die Schwachstelle der in Automobilen eingesetzten Elemente ist eine Kunststoffmembran, durch welche ein Stift nach vorne getrieben wird, wenn sich das Wachs im Kolben beim Verflüssigen ausdehnt. Diese Kunststoffmembran kann undicht werden, was zum sofortigen Ausfall des Aktuators führt. Zudem kann Sauerstoff durch die Membran diffundieren, was die Oxidation des eingeschlossenen Wachses und damit eine Veränderung von dessen Eigenschaften zur Folge hat.

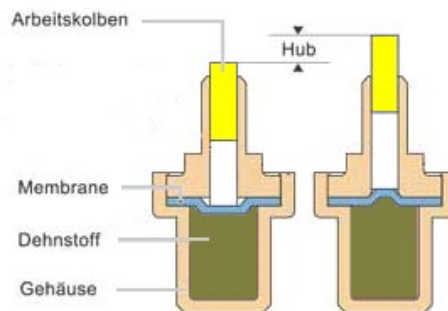


Abbildung 14: Schematische Darstellung eines Dehnstoffelements. (Quelle: Wikipedia)

Eine Lösung zur Vermeidung dieser Schwachstelle besteht darin, das Wachs langzeitsicher hermetisch dicht in einem Edelstahlkompensator einzuschliessen. Basierend auf Herstellerdaten (Witzenmann GmbH, Pforzheim (D)), wurde ein Balg ausgewählt, dessen Innendruckbeständigkeit gross genug ist, um bei einem hydraulischen Durchmesser von 8 mm eine Kraft von 50 N aufzubringen. Der Balg besteht aus 33 Wellen à 1.4 mm Länge und garantiert bei 0.1 mm Wandstärke eine Lastspielzahl von über 10'000 Hüben. Befüllt wurde der Balg mit dem Thermostatwachs "Dilavest P92" (paramelt, Hamburg (D)) mit einem Schmelzbereich von 84°C - 88°C und einer Volumenänderung von 13 %.

Um die Funktionsfähigkeit zu prüfen, wurde der Kompensator in eine Vorrichtung eingesetzt, in welcher er mit einem definierten Gewicht belastet werden kann (siehe Abbildung 15). Die gesamte Vorrichtung (inkl. Kompensator und Gewicht) wurde in einem Klimaschrank Temperaturwechseln zwischen 25 °C und 100 °C ausgesetzt. Für erste Messungen wurde der Kompensator mit einem Gewicht von 5 kg belastet. Dabei konnte reproduzierbar ein Hub von 0 mm zwischen 25 °C und 50 °C und 9 mm zwischen 50 °C und 100 °C gemessen werden.

Um in einem PVT-Kollektor als Aktuator eingesetzt werden zu können, müsste der knapp 10 cm lange Kompensator frei beweglich in ein Hüllrohr eingesetzt werden, welches seinerseits auf der Rückseite des Absorbers (in gutem thermischen Kontakt zu diesem) angebracht ist. Die Wärme des Absorbers überträgt sich via Hüllrohr auf das Dehnstoffelement. Dieses muss dann seine Ausdehnungsbewegung in der Absorberebene über einen geeigneten Mechanismus (z.B. über ein Gestänge zusammen mit einem Kniehebelgelenk) in eine Hebewirkung senkrecht zur Absorberebene übertragen. Da das Mass der Ausdehnung ungefähr dem der Anhebung entspricht, liegt das Übersetzungsverhältnis bei günstigen 1:1.



Abbildung 15: Kompensator eingebaut in eine Vorrichtung, in welcher dieser mit definierten Gewichten belastet werden kann (Bild zeigt Vorrichtung ohne Gewicht)



## 2.5 Rollbondabsorber mit Kompensator

Im Rahmen des BFE-Projekts ReSoTech2 (SI/501397-02) wurde bereits ein Kollektor mit einem selbstsicheren Überhitzungsschutz mittels höhenverstellbarem Absorber entwickelt (Philippen u. a. 2020). Dabei ist der Absorber auf Kompensatoren (Metallfaltenbälgen) gelagert, welche hydraulisch mit einem zentralen Gefäß verbunden sind, welches wiederum auf der Absorberrückseite, in gutem thermischen Kontakt, angebracht ist. Die Federkonstante der Kompensatoren ist derart auf das Absorbergewicht abgestimmt, dass sie diesen im belüfteten Zustand (d.h. bei Innendruck = 1 bar) sicher gegen die Abdeckscheibe drücken. Werden dann die Kompensatoren durch Belastung mit einer gewissen Kraft um 10 mm zusammengedrückt (wodurch ein Abstand zwischen Absorber und Abdeckscheibe von 10 mm entsteht), und wird das hydraulische System (bestehend aus dem zentralen Gefäß, den Kompensatoren und den Verbindungsleitungen) dann mit Wasser befüllt und verschlossen, so entsteht, nach erfolgter Entlastung, in diesem ein Unterdruck. Federkonstante und Durchmesser der Kompensatoren sind so gewählt, dass der Innendruck bei einem Hub von 10 mm gerade 0.45 bar beträgt, entsprechend dem Dampfdruck von Wasser bei 80 °C.

Unter der Annahme, dass die Fluidtemperatur im zentralen Gefäß in etwa der Absorbertemperatur entspricht, wird sich bei einer Absorbertemperatur  $\vartheta_{\text{Abs}} < 80^\circ\text{C}$  ein Abstand zwischen Absorber und Scheibe  $d_{\text{A-S}} = 10\text{ mm}$  einstellen (Abbildung 16). Überschreitet  $\vartheta_{\text{Abs}}$  80 °C, so steigt der Innendruck im hydraulischen Überhitzungsschutzsystem entsprechend dem Dampfdruck des Wassers auf über 0.45 bar, die Kompensatoren dehnen sich aus und reduzieren dadurch  $d_{\text{A-S}}$  sukzessive, um bei 100 °C und einem Innendruck von 1 bar  $d_{\text{A-S}} = 0\text{ mm}$  zu erreichen. Sollte das hydraulische Überhitzungsschutzsystem durch eine Leckage versagen, würde der Innendruck ebenfalls auf 1 bar ansteigen und  $d_{\text{A-S}} = 0\text{ mm}$  betragen, so dass dieses System als selbstsicher gelten kann.

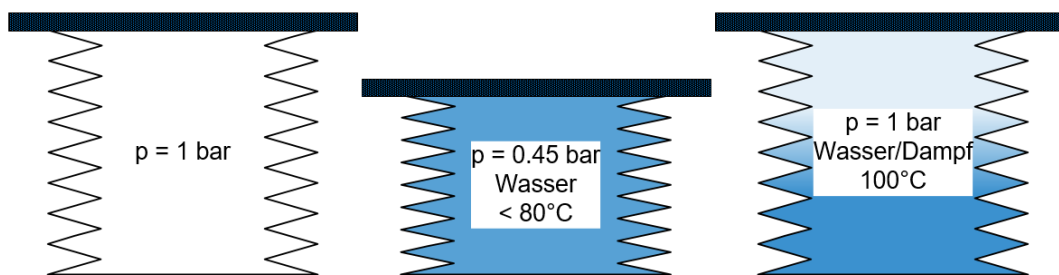


Abbildung 16: Metallfaltenbalg im Betriebszustand (Mitte) bei Absorbertemperatur  $< 80^\circ\text{C}$ , im Zustand bei aktiviertem Überhitzungsschutz (Rechts) bei Absorbertemperatur  $\geq 100^\circ\text{C}$  und in Position bei Versagen des Überhitzungsschutzes durch Leckage (Links).

Ein Nachteil dieses Systems liegt in der hydraulischen Verbindung der Kompensatoren mit dem zentralen Gefäß, was mit einem hohen Fertigungsaufwand verbunden ist. Diese Verbindung garantiert zum einen, dass im gesamten hydraulischen Überhitzungsschutzsystem derselbe Druck vorliegt und sich die Kompensatoren synchron bewegen. Noch wichtiger ist aber die thermische Ankopplung des Fluids im hydraulischen Überhitzungsschutzsystem durch das zentrale Gefäß an den Absorber. Wäre nur der mit Wasser gefüllte Kompensator mit dem Absorber verbunden, würde spätestens beim Einsetzen der Verdampfung der Wärmetransport vom Absorber in das Fluid stark behindert (siehe Abbildung 16 Rechts) und der Kompensator würde sich nicht mehr weiter ausdehnen.



Eine Weiterentwicklung und Vereinfachung dieses Prinzips ist möglich, wenn als Absorber ein Aluminium-Rollbond-Absorber eingesetzt wird. Dieser muss dann, neben dem mit einem Vorlauf- und Rücklaufanschluss versehenen Kanalsystem für den Wärmeträger, ein zusätzliches, in sich geschlossenes Kanalsystem beinhalten, welches das zentrale Gefäß und die Verbindungsleitungen zu den Kompensatoren ersetzt. Dieses zusätzliche Kanalsystem wird z.B. an den Eckpunkten des Absorbers mit den Kompensatoren durch ein geeignetes Verfahren hydraulisch verbunden. Wichtig ist, dass das Volumen dieses zusätzlichen Kanalsystems, mindestens der Volumenzunahme aller damit verbundenen Kompensatoren entspricht, wenn diese sich von  $d_{A-S} = 10 \text{ mm}$  auf  $d_{A-S} = 0 \text{ mm}$  ausdehnen.

Für Versuche, insbesondere auch bzgl. der Verbindungstechnik zwischen dem Alu-Absorber und dem Rostfrei-Kompensator, wurden im März 2019 Probeabsorber bei der Firma RUBANOX (Boltiere (I)) in Auftrag gegeben. Allerdings wurde seitens RUBANOX der Liefertermin laufend verschoben und im Sommer 2019 dann der Kontakt ganz abgebrochen. Von anderen Kunden wurden uns Gerüchte über deren Insolvenz zugetragen. Daher wurde dieser Entwicklungspfad zunächst nicht mehr weiterverfolgt. Überraschenderweise wurden die Absorber dann Anfang November 2019 doch noch geliefert (Abbildung 17) so dass dieser Pfad wieder aufgenommen werden konnte. Über den Stand der weiteren Entwicklungen zu diesem Ansatz wird in 3.6 berichtet.

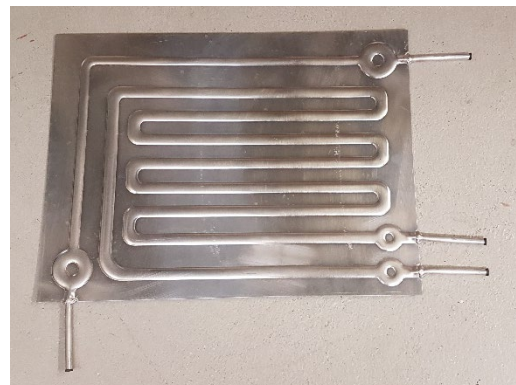
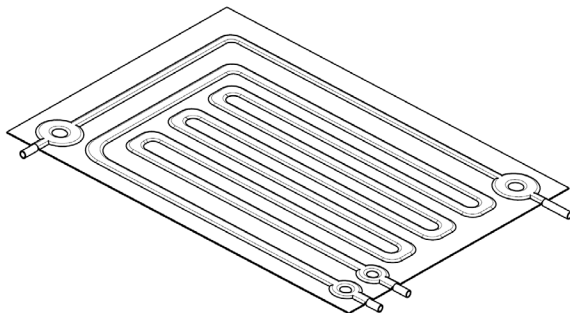


Abbildung 17: Konstruktionszeichnung (Links) und Funktionsmuster (Rechts) eines kleinformigen Rollbond-Absorbers mit einem Mäanderkanal zur Wärmeabnahme und einem zusätzlichen Kanal zur Verbindung von Metallfaltenbälgen.

## 2.6 Bourdonfedern

### 2.6.1 Grundlagen

Bourdonfedern (oder auch Rohrfedern) (Abbildung 18) sind, aus Rohren gefertigte, gekrümmte Biegefedern (häufig mit nur einer  $\frac{3}{4}$  Windung) und wurden von Eugène Bourdon 1849 in Paris zum Patent angemeldet. Die verwendeten Rohrquerschnitte reichen von ausgeprägt elliptisch über rautenförmig bis nahezu kreisrund. Bourdonfedern wandeln Druck in eine Bewegung um, da sich das gekrümmte Rohr beim Anlegen eines Druckes wieder strecken will. Wird also ein Ende der Feder festgehalten, bewegt sich das andere Ende in Abhängigkeit des angelegten Drucks. In Manometern wird diese Bewegung ausgenutzt, um über ein Manometerwerk einen Zeiger zu bewegen.

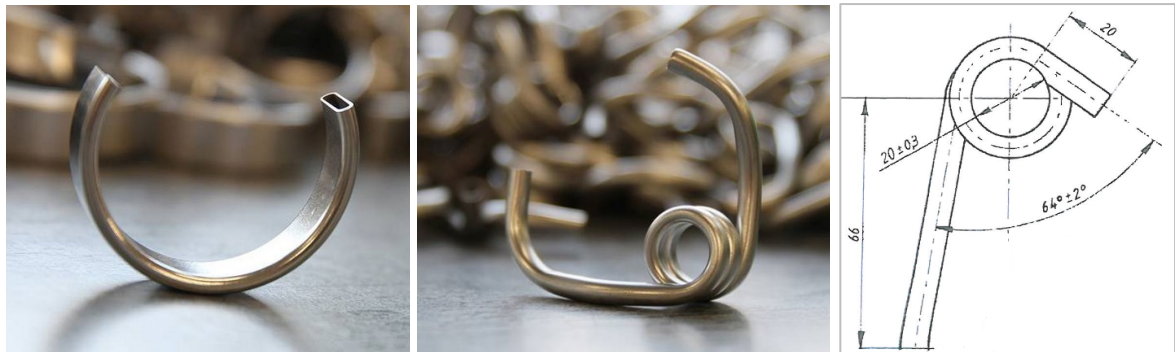


Abbildung 18: Bourdon-Kreisfedern (Links) sind für Drücke bis ca. 60 bar und Bourdon-Spiralfedern (Mitte) sind für Drücke bis ca. 4'000 bar erhältlich. Die Zeichnung (Rechts) zeigt die Dimensionen der vermessenen Spiralfedern (NG160, Rohrdurchmesser 7 mm). (Quelle: BK Feinmechanik)

Um mit Bourdon-Spiralfedern einen Überhitzungsschutz durch Absorber-Shifting zu realisieren, kann z.B. ein Schenkel der Feder mit dem Absorber und das Ende des zweiten Schenkels mit dem Kollektorgehäuse verbunden werden (Abbildung 19). Dadurch übernimmt die Bourdonfeder sowohl die Fixierung des Absorbers als auch die Funktion des Aktuators, wodurch der Aufwand gering und die Kosten niedrig gehalten werden können. Sind die beiden Schenkelenden geschlossen und die Feder mit einem Fluid gefüllt, wird sich dieses bei Erwärmung ausdehnen, wodurch ein Druck in der Feder aufgebaut wird, welcher wiederum zu einer Anhebung des Absorbers führt.

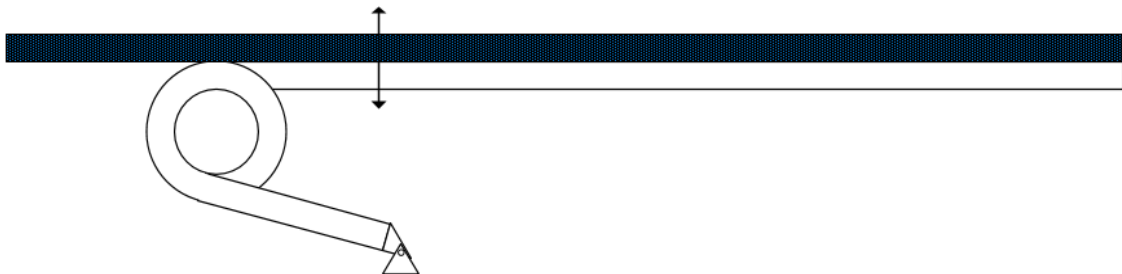


Abbildung 19: Schematische Darstellung einer Bourdon-Spiralfeder, welche an der Rückseite eines Absorbers befestigt ist. Die Feder ist mit einem Fluid gefüllt und hermetisch geschlossen. Sie dient als Aktuator und als Halterung für den Absorber im Kollektorgehäuse.

Um das Anheben des Absorbers auf das Temperaturintervall von 80 °C bis 100 °C zu beschränken, befüllt und verschliesst man die Feder bei 80 °C. Dann wird sich diese bei 80 °C ohne Überdruck im Ausgangszustand befinden und erst bei Temperaturen über 80 °C einen Überdruck aufbauen und den Absorber anheben. Das Fluid und das (durch den Absorber beheizte) Fluidvolumen müssen dann so aufeinander abgestimmt sein, dass bei 100 °C gerade der Nenndruck der Feder erreicht wird. Dann wird die Feder die maximale Auslenkung erreichen und den Absorber bis zur Scheibe anheben. Bei Temperaturen unter 80 °C wird in der Feder ein Unterdruck entstehen. Dieser ist jedoch aus physikalischen Gründen auf -1 bar (relativ) beschränkt und wird bei einer Feder mit mehreren 100 bar Nenndruck keine nennenswerte Verformung verursachen.



## 2.6.2 Charakterisierung der Bourdonfedern mit Druckluft

Zu den Eigenschaften der kommerziell erhältlichen Federn war wenig in Erfahrung zu bringen, ausser, dass die Veränderung des Winkels zwischen den beiden Schenkeln bei Druckbeaufschlagung nur wenige Grad betragen wird. Die Kraft, die die Feder dabei aufzubringen im Stande sein wird, war nicht bekannt. Naheliegend ist, dass die Steifigkeit der Federn mit dem Nenndruck steigt und dadurch auch die Kraft, die diese aufzubringen in der Lage ist. Um die Eigenschaften unterschiedlicher Federn bestimmen zu können, wurde daher ein Teststand aufgebaut, bestehend aus einer Hochdruck-Handhebelpumpe mit Drücken bis 2'500 bar und einer Kraft-Weg-Messeinrichtung (Abbildung 20).



Abbildung 20: Messstand zur Bestimmung der Federeigenschaften. In der Bildmitte ist die Hochdruck-Handhebelpumpe (bis 2'500 bar) zu sehen, links oben die Kraft-Weg-Messeinrichtung und links unten im Vordergrund die Bourdonfeder mit verlängertem Schenkel.

Mit diesem Messstand wurden unterschiedliche Bourdon-Spiralfedern mit einem Nenndruck  $p_{\text{Nenn}}$  von 250 bar bis 2'500 bar und in den Nenngössen NG100 und NG160 vermessen. Dabei steht die Nenngösse für den Durchmesser (in mm) des Manometergehäuses, für welches die Feder vorgesehen wäre. Geometrisch unterscheiden sich die Federn NG100 und NG160 nur in der Länge des langen Schenkels (39 mm bzw. 66 mm) und dem Schenkelwinkel ( $65^\circ$  bzw.  $64^\circ$ ) (siehe auch Abbildung 18 Rechts). Gefertigt sind alle Federn aus Stahlrohren (1.4404) mit 7 mm Aussendurchmesser. Die Wandstärke der Rohre erstreckt sich von ca. 0.9 mm (250 bar) bis ca. 1.4 mm (2'500 bar).

In Abbildung 22 sind die gemessenen Eckdaten der Federn dargestellt. Auf der linken Seite ist die Kraft aufgetragen, die nötig ist um den freien Schenkel festzuhalten, wenn die Feder mit ihrem Nenndruck beaufschlagt wird. Wie vermutet, nimmt die Kraft mit zunehmendem Nenndruck zu. Die vermessenen Federn der Nenngösse NG100 erzeugen zudem die grösseren Kräfte als die der Nenngösse NG160.



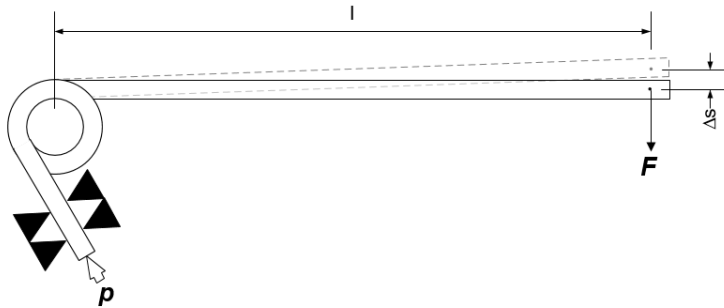


Abbildung 21: Zur Vermessung der Federn wurden diese am langen Schenkel fixiert und dort mit einem Druck  $p$  beaufschlagt. Der kurze Schenkel wurde verschlossen und verlängert. Die Kraft-Weg-Messungen wurden bei Schenkellänge  $l = 310$  mm vorgenommen.

Die sich einstellende Auslenkung  $\Delta s$  (gemessen bei einer Schenkellänge  $l = 310$  mm), wenn die Feder mit Nenndruck beaufschlagt ist, gegenüber der drucklosen Feder, ist praktisch unabhängig vom Nenndruck (Diagramme auf der rechten Seite in Abbildung 22). Dabei ist die Auslenkung  $\Delta s$  unabhängig von der Grundlast, die auf die Feder wirkt. Die Grundlast führt lediglich zu einer Verschiebung des 0-Punktes ohne Druck. Mit ca. 18.6 mm ist die Auslenkung für NG100 Federn jedoch grösser als für den Typ NG160 mit 14.3 mm. Daraus folgt, dass die Federn NG100 für die Aufgabe als Aktuator besser geeignet sind, da diese beim Anlegen desselben Druckes mehr Arbeit leisten können.

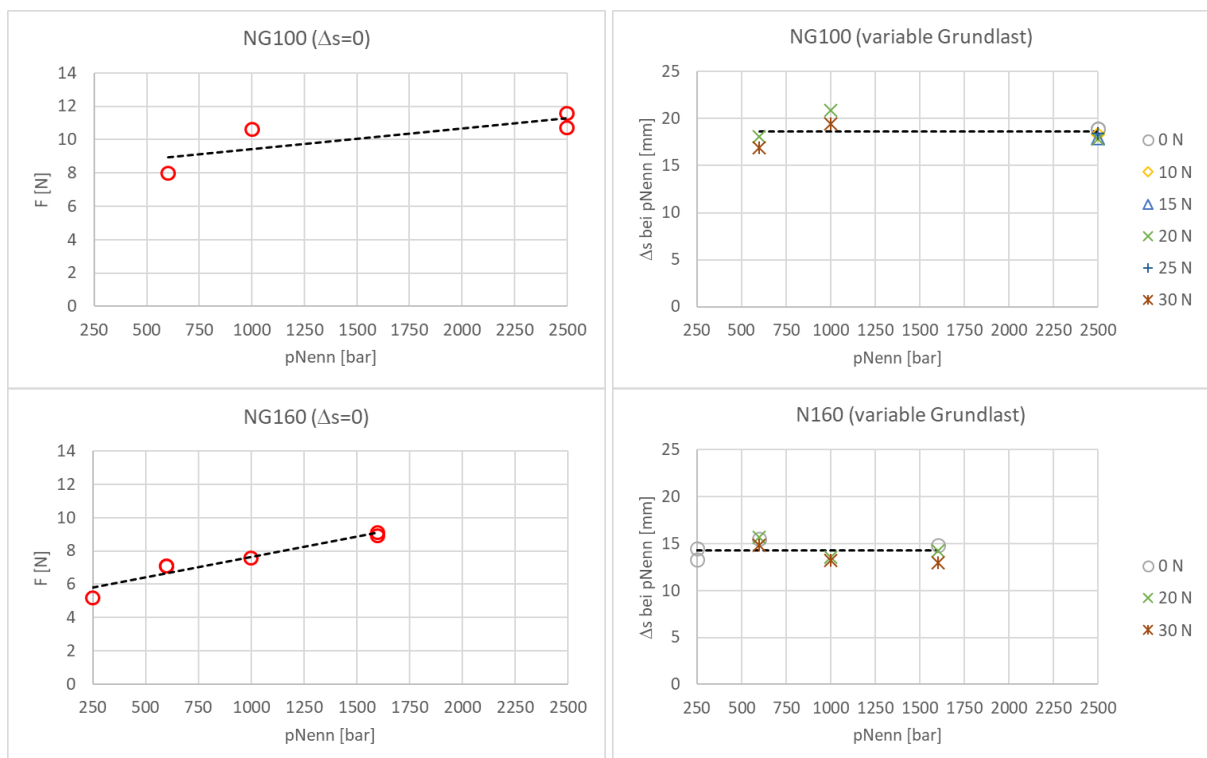


Abbildung 22: Links: Gemessene Kraft (bei Auslenkung  $\Delta s = 0$ ) bei Beaufschlagung mit Nenndruck; Rechts: Auslenkung  $\Delta s$  bei Beaufschlagung mit Nenndruck für unterschiedliche Grundlasten von 0..30 N

Soll der Absorber bei Erreichen des Nenndrucks um  $\Delta s = 10$  mm angehoben werden, so muss die Schenkellänge  $l_{10\text{mm}}$  für NG100 - Federn 167 mm und für NG160 - Federn 217 mm betragen. Die für die unterschiedlichen Federn ermittelten Federkonstanten  $D$  (bezogen auf die o.g. Schenkellänge  $l_{10\text{mm}}$ ) sind in Tabelle 1 zusammengefasst.



Tabelle 1: Federkonstanten für Federn unterschiedlichen Nenndrucks und unterschiedlicher Baugröße.

| Kennzeichnung | $p_{\text{Nenn}}$ [bar] | NG  | $l_{10\text{mm}}$ [mm]<br>(für $\Delta s = 10$ mm) | D [N/mm]<br>für $l_{10\text{mm}}$ |
|---------------|-------------------------|-----|--|-----------------------------------|
| p600_NG100    | 600                     | 100 | 167  | 0.80                              |
| P1000_NG100   | 1000                    | 100 | 167  | 1.06                              |
| P2500_NG100   | 2500                    | 100 | 167  | 1.16                              |
| P250_NG160    | 250                     | 160 | 217  | 0.52                              |
| p600_NG160    | 600                     | 160 | 217  | 0.71                              |
| P1000_NG160   | 1000                    | 160 | 217  | 0.76                              |
| P1600_NG160   | 1600                    | 160 | 217  | 0.90                              |

In Abbildung 23 ist als Beispiel die Auslenkung in Funktion des Drucks für die Feder p2500\_NG100 dargestellt. Die Linearität zwischen Auslenkung und angelegtem Druck ist sehr gut zu erkennen, und ebenso die Unabhängigkeit von  $\Delta s$  von der vorliegenden Grundlast. Für diese Messungen ist der 0-Punkt der Auslenkung definiert durch die drucklose Feder ohne Grundlast. Durch die Grundlast wird der Feder eine negative Auslenkung aufgeprägt, welche mit zunehmendem Druck wieder zunimmt.

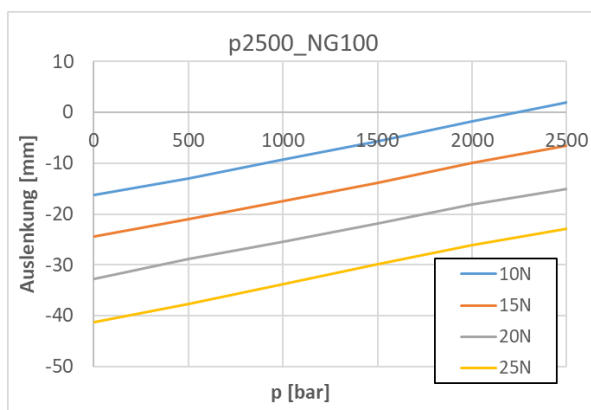


Abbildung 23: Auslenkung der 2'500 bar Feder (NG100) für verschiedene Grundlasten als Funktion des angelegten Drucks. Auslenkung 0 mm entspricht der drucklosen Feder ohne Grundlast.

### 2.6.3 Testen der fluidbefüllten Bourdonfedern

Die oben beschriebenen Messungen wurden alle mit Hilfe einer Hochdruck-Handhebelpumpe durchgeführt. In einem zweiten Schritt wurde der Druck realitätsnah durch ein Fluid in einem beheizbaren Volumen erzeugt. Dazu wurde ein Mantelrohrwärmetauscher konstruiert, bestehend aus einem innenliegenden Hochdruckrohr (400 mm Länge, 3/16" Innen- und 9/16" Aussendurchmesser, zugelassen bis 4'140 bar), welches seinerseits zentrisch in einem Mantelrohr mit 40 mm Durchmesser liegt. Der Raum zwischen Innenrohr und Mantelrohr wird via Wärmeträgerflüssigkeit durch ein Thermostatbad auf einer definierten Temperatur gehalten. Das beheizte Innenrohr hat ein Volumen von 7.31 cm<sup>3</sup>. Dem steht, durch die Verbindungsleitung zur Bourdonfeder und durch die Bourdonfeder selbst, ein unbeheiztes Volumen von ca. 7.8 - 8.7 cm<sup>3</sup>, abhängig von der eingesetzten Feder, gegenüber. Dies gilt es zu berücksichtigen, da nur das beheizte Volumen durch die Wärmeausdehnung des Fluides Druck aufbauen kann, welcher durch die Kompressibilität des Fluides, sowohl im beheizten wie auch im unbeheizten Volumen, zum Teil wieder kompensiert wird.



In Abbildung 24 sind Messergebnisse für drei unterschiedliche Bourdonfedern, gefüllt mit Wasser, mit Polypropylenglykol der Molmasse 400 g/mol (PPG-400), mit Glycerin und mit einem Slurry (PCM70-slurry), dargestellt. Bei diesem Slurry handelt es sich um ein in Melamin-Formaldehyd mikroverkapseltes Paraffin-Wachs mit einem Schmelzbereich von 68 °C - 73 °C, suspendiert in Wasser und einem Wachsanteil von 25 - 30 % (MikroCaps d.o.o. (SVN)).

Für die drei erst genannten Fluide ist neben den Messpunkten auch ein Vergleich mit einer entsprechenden EES Simulation (Engineering Equation Solver von f-Chart Software), unter Berücksichtigung des beheizten und des unbeheizten Volumens gegeben (schwarz gestrichelte Linie). Für die Simulationen wurden, im Fall von Wasser, die in EES implementierten Stoffeigenschaften verwendet und für PPG-400 wurden die in (Walsh und Zoller 1995) publizierten pVT-Zustandsdaten durch einen 2D-Fit ermittelt. Im Fall von Glycerin wurden die Stoffdaten mittels der Goharshadi-Morsali-Abbaspour Zustandsgleichung, anhand der in (Prieto u. a. 2016) publizierten Parameter, berechnet.

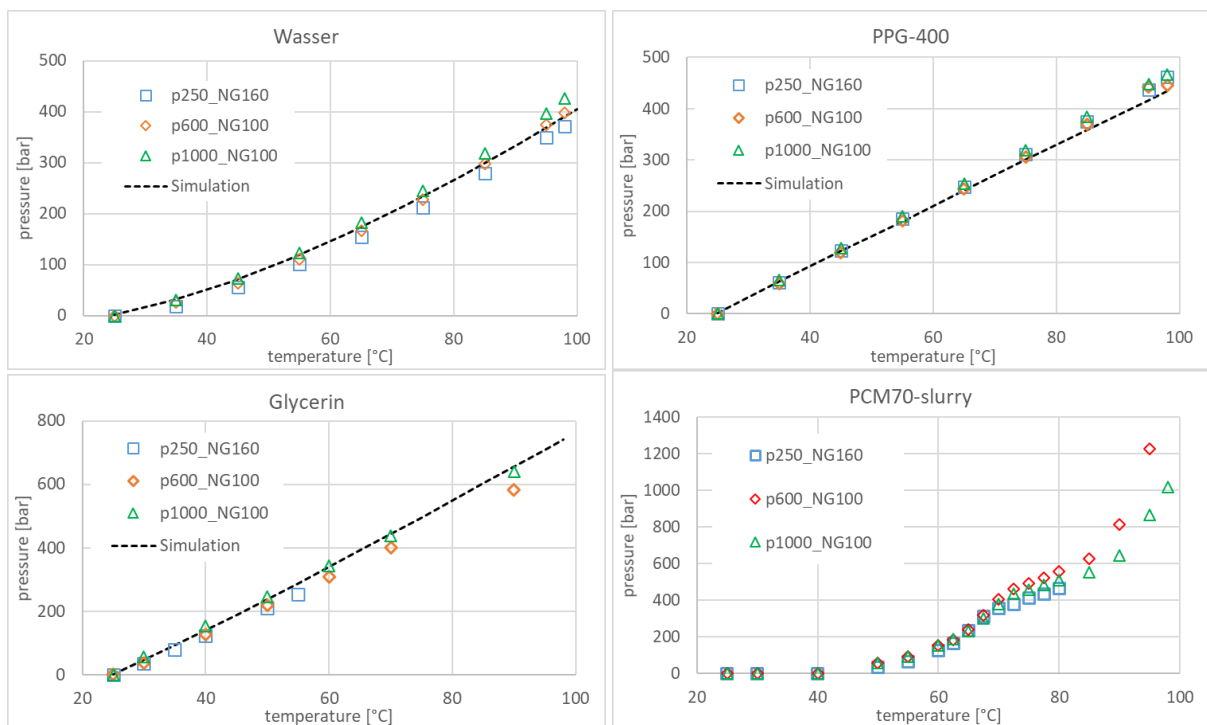


Abbildung 24: Gemessener und simulierter Druckaufbau in einem System bestehend aus einem unbeheizten Volumen und einem beheizten Volumen ähnlicher Größe für unterschiedliche Federn und unterschiedliche Fluide.

Berücksichtigt man, dass für den Überhitzungsschutz nur der Druckaufbau zwischen ca. 80 °C und 100 °C genutzt werden kann, so schneidet hier Wasser mit 139 bar etwas besser ab als PPG-400 mit 117 bar. Den höchsten Druckaufbau der einfachen Fluide erreicht Glycerin mit 212 bar. Der hohe Druckaufbau von ca. 380 bar zwischen 60 °C und 80 °C des PCM70-slurrys basiert auf der grossen Volumenänderung, welche mit dem Phasenübergang fest-flüssig des darin enthaltenen mikroverkapselten Wachses verbunden ist. Für den weiteren deutlichen Druckanstieg ab etwa 95 °C wurde bislang keine Erklärung gefunden. Leider stand für die Versuche kein Slurry mit einem Wachs mit einem Schmelzbereich um 90 °C - 95 °C zur Verfügung.



Bei einem angenommenen Gewicht des PVT-Absorbers von ca. 5 kg muss jeder der 4 - 6 Aktuatoren eine Gewichtskraft von etwa 10 N tragen. Dies führt, bei den gemessenen Federkonstanten, zu einer Absenkung des Absorbers um 8 mm (p2500\_NG100) bis 20 mm (p250\_NG160). Dies wäre prinzipiell kein Problem, da dadurch einfach die Ruhelage ohne Druckbeaufschlagung verschoben wird, was mechanisch einfach auszugleichen ist. Das Problem ist, dass die Kraft, die auf die Aktuatoren wirkt, nicht nur von der Masse des Absorbers abhängt, sondern auch vom Anstellwinkel des PVT-Moduls. Dadurch ist der Einfluss, den der Einstellwinkel auf die Ruhelage des Absorbers hat, bei den weichen Federn mit kleinem Nenndruck am grössten. Deshalb wären Federn mit hohem Nenndruck diesbezüglich von Vorteil.

Allerdings bedeuten hohe Nenndrücke auch, dass das System "beheiztes Volumen & unbeheiztes Volumen" in der Lage sein muss, diesen hohen Druck aufzubauen. Für ein gegebenes Fluid wird der höchste Druck erreicht, wenn das unbeheizte Volumen 0 ist. Mit Glycerin beträgt dann die Druckerhöhung, bei einem Temperaturanstieg von 80 °C auf 100 °C, 402 bar, mit Wasser 299 bar, mit NaOH(30 %) ca. 480 bar und NaOH(50 %) 550 bar, wobei die Datenbasis für NaOH-Lösungen unsicher ist. Einfache Fluide, die einen höheren Druckanstieg verursachen würden, wurden im Rahmen der durchgeführten Recherchen nicht gefunden. Für höhere Drücke kämen dann noch Slurrys in Frage, wie z.B. das o.g. PCM70-slurry. Dabei müssten jedoch auch Fragen hinsichtlich Kosten und Lebensdauer detailliert untersucht werden.

## 2.7 Wellrohre

### 2.7.1 Grundlagen

Dieser Ansatz ist verwandt mit den Ansätzen "Festkörper mit grossem Wärmeausdehnungskoeffizienten" bzw. "Dehnstoffelemente", mit dem Unterschied zum erst genannten, dass hier der deutlich grössere WAK von Flüssigkeiten, gegenüber demjenigen von Festkörpern, genutzt werden soll.

Ein mit einem Fluid gefülltes Wellrohr befindet sich frei beweglich in einem Hüllrohr, welches seinerseits auf der Rückseite des Absorbers (in gutem thermischen Kontakt zu diesem) angebracht ist. Die Wärme des Absorbers überträgt sich via Hüllrohr und Wellrohr auf das darin eingeschlossene Fluid. Die Volumenzunahme des Fluides führt nun zu einer Längenzunahme des Wellrohres, welche wiederum zu einer Anhebung des Absorbers genutzt werden kann. Mit z.B. Wasser als Fluid, wird sich das Wellrohr bei einer Temperaturerhöhung von 80 °C auf 100 °C um über 1.2 % (oder 12 mm pro 1 m) dehnen. Bei einem hydraulischen Durchmesser des Wellrohres von z.B. 6 mm führt das Absorbergewicht zu einem Druckanstieg im Wellrohr von nur ca. 10 bar, grössere Durchmesser zu entsprechend weniger.

Wellrohre bzw. Schläuche sind als günstige Meterware erhältlich. Je nach Fertigungsprozess wird zwischen "mechanisch verformten" und "hydraulisch verformten" Wellrohren unterschieden, wobei letztere elastischer sind und sich daher besser für den Einsatz unter dynamischen Belastungen eignen. Allerdings ist dieser Typ Wellrohr erst ab grösseren Nennweiten als Meterware verfügbar. Gespräche mit einem Hersteller ergaben jedoch, dass auch die günstigeren mechanisch verformten Wellrohre für die hier anvisierten kleinen dynamischen Längenänderungen einsetzbar sein sollten.



Als günstiges und umweltverträgliches Füllfluid bietet sich mit Frostschutz versetztes Wasser an. In Abbildung 25 ist die Volumenausdehnung von Wasser, sowie von Wasser-Ethylenglykol-Mischungen unterschiedlicher Konzentrationen, im Temperaturbereich von -40 bis 100 °C aufgetragen. Es ist ersichtlich, dass die verschiedenen Flüssigkeiten im gewünschten Bereich von 80 bis 100 °C eine sehr ähnliche Ausdehnung aufweisen. Bei reinem Wasser weicht die Ausdehnung bei tiefen Temperaturen ab, da das Wasser dann gefriert. Die hier dargestellte kubische Ausdehnung des Volumens wird durch den Wellschlauch und das Hüllrohr in eine eindimensionale Längenänderung umgewandelt.

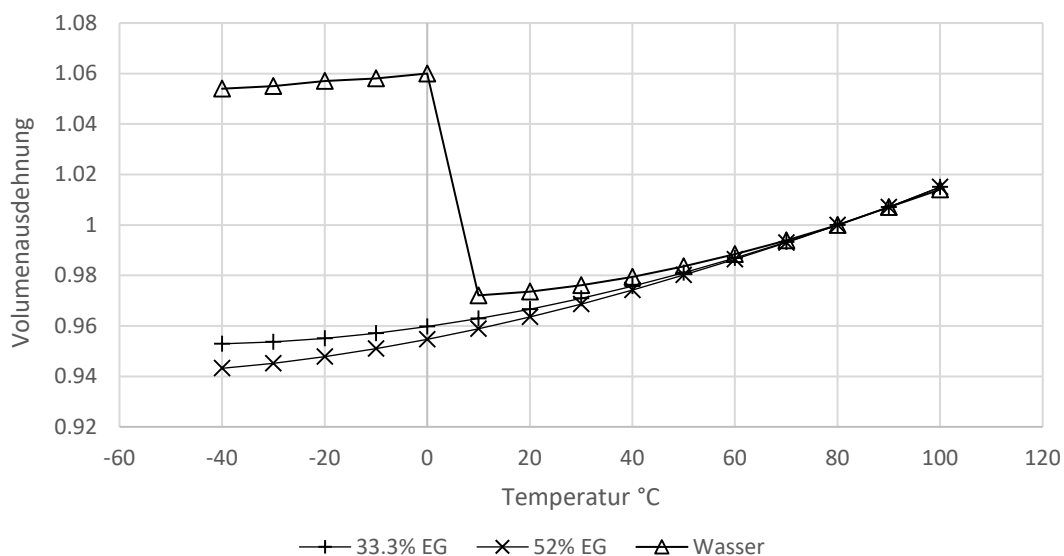


Abbildung 25: Volumenausdehnung als Funktion der Temperatur von Wasser, sowie Wasser-Glykol-Mischungen mit Volumenanteilen von 33% und 52% Ethylenglykol. Die Werte entsprechen dem Volumen im Verhältnis zum Volumen bei der Referenztemperatur von 80 °C.

## 2.7.2 Aufbau Wellrohr-Aktuator

Der Konstruktionsplan des Aktuators ist in Abbildung 25 bis Abbildung 27 dargestellt. Um den Wellschlauch (Wellrohr) zu verschliessen, wurden zwei Stopfen aus demselben Material wie der Wellschlauch gefertigt. Diese wurden dann in die Schlauchenden eingeklebt. Der Wellschlauch wird bei Verwendung in ein leicht grösseres Rohr (Abbildung 66) geschoben und an einem Ende befestigt. Das andere Ende kann somit aus dem Rohr gleiten und den Absorber vom Kollektorrahmen abstossen. In Abschnitt 4.1 wird die Funktionsweise des Aktuators und der zugehörigen Mechanik genauer erläutert.

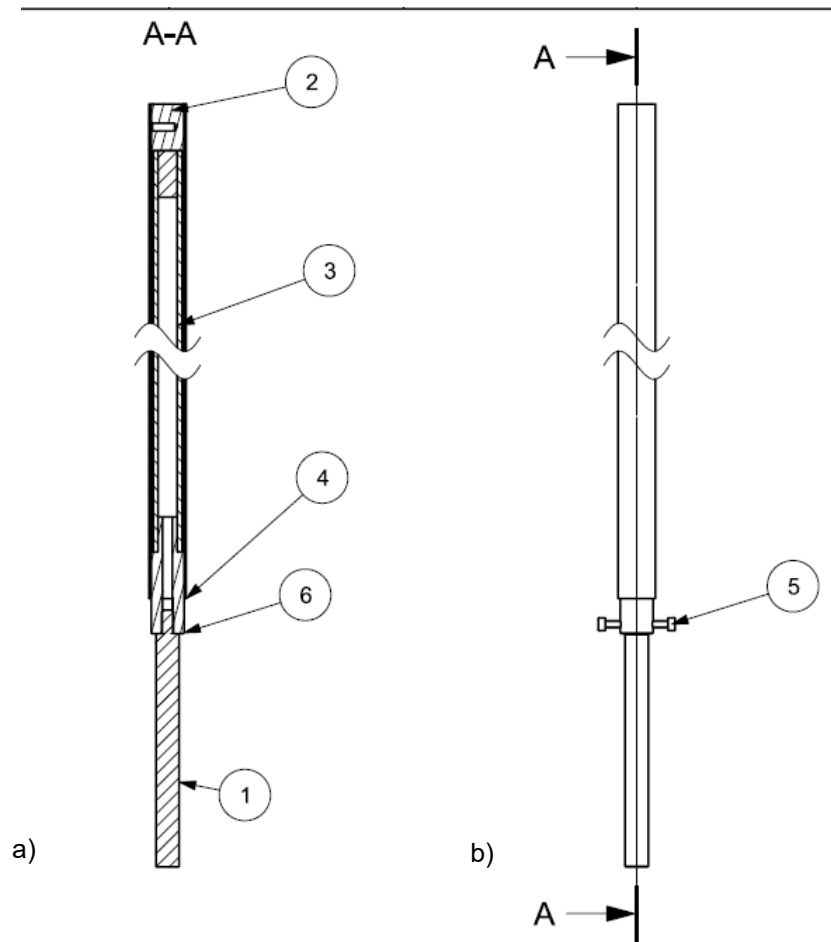


Abbildung 26: a) Schnitt A-A der Baugruppenzeichnung des Aktuators. b) Vorderansicht der Baugruppenzeichnung des Aktuators; Nr.1: Stossstange vorne; Nr.2: Anschlussstück des Welschlauchs hinten; Nr.3: Welschlauch; Nr.4: Hüllrohr; Nr.5: Anschlag vorne; Nr.6: Anschlussstück des Welschlauchs vorne

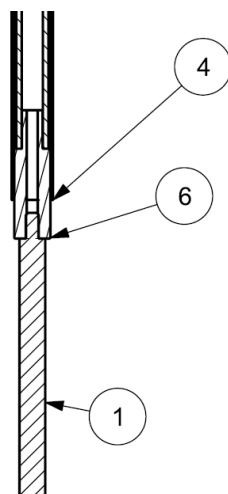


Abbildung 27: Vergrösserte Ansicht des vorderen Teils des Aktuators

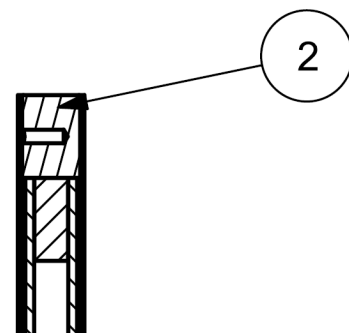


Abbildung 28: Vergrösserte Ansicht des hinteren Teils des Aktuators

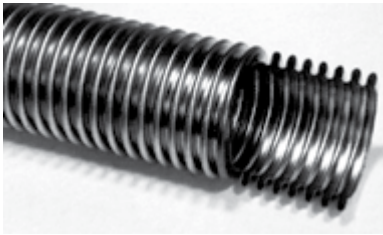


Abbildung 29: Welschlauch: Die Wellen verlaufen senkrecht zur Schlauchachse und verhindern Torsionsspannungen

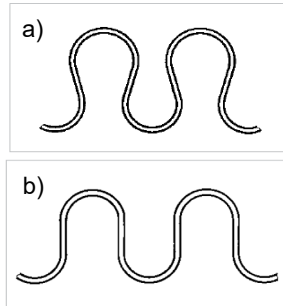


Abbildung 30: Welschlauch mit unterschiedlicher Profilform. a) RS 321S00 mit grösserer Flexibilität; b) RS331 S00 mit grösserer Druckstabilität.

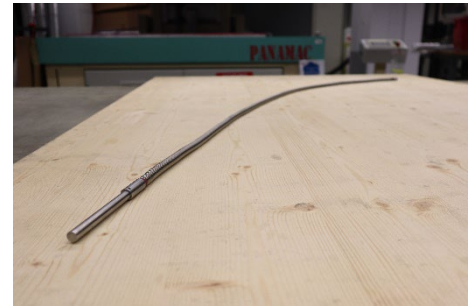


Abbildung 31: Welschlauch-Aktuator

### 2.7.3 Zyklentest

Da die gewählte Belastung (wechselnde Längenänderung) nicht dem Verwendungszweck der Welschläuche entspricht, kann nicht auf Herstellerangaben zur maximalen Auslenkung des Schlauches in axialer Richtung zurückgegriffen werden. Aus diesem Grund wurden Welschläuche mit verschiedenen Durchmessern und Wellenformen einem Zyklentest unterzogen. Hierfür wurden jeweils 500 mm lange Stücke des Welschlauchs mit Wasser gefüllt und mit zwei Endstücken verschlossen. Der Schlauch wurde mit einem einstellbaren Exzenter an einem Motor befestigt (Abbildung 32). Dies um den Welschlauch jeweils um einen definierten Hub zu strecken und wieder zu entspannen. Über einen Drucksensor wurde der Innendruck im Schlauch gemessen und aufgezeichnet. Auf diese Weise konnte detektiert werden, wann der Schlauch durch Materialermüdung undicht wurde.



Abbildung 32: Aufbau der Testapparatur



Abbildung 33: Welschlauch DN 8 eng gewellt bei 30mm Hub nach 13'000 Zyklen.

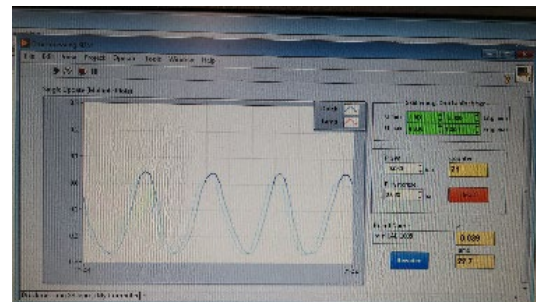


Abbildung 34: Anzeige des Drucksensors.

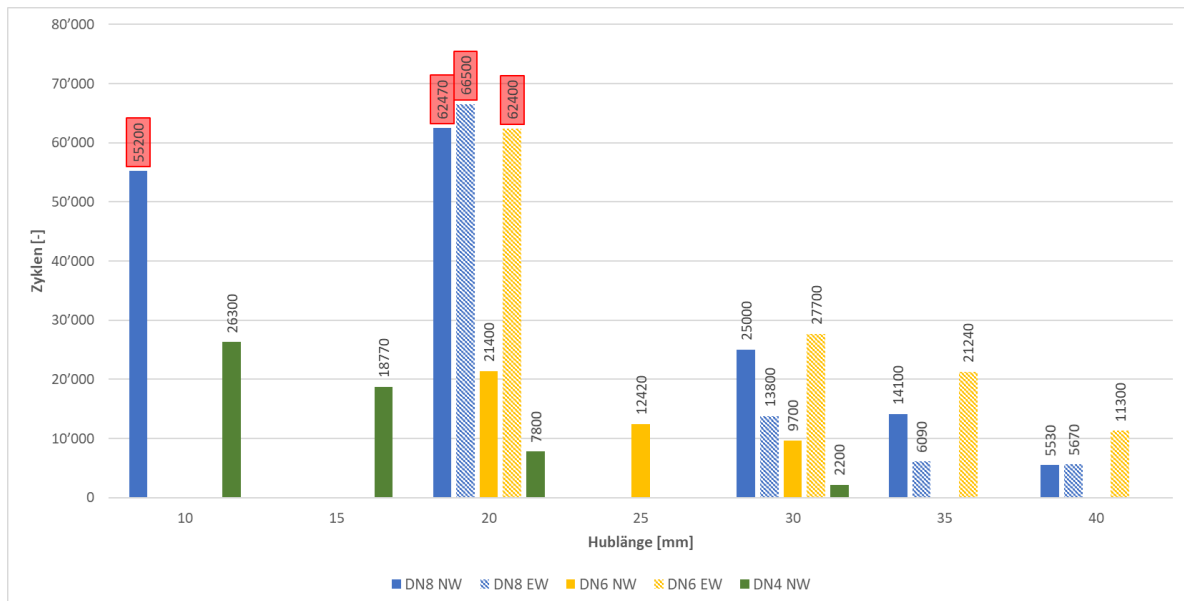


Abbildung 35: Resultate der Zykientests. Aufgetragen ist jeweils die Anzahl Zyklen bis zum Versagen in Funktion der Hublänge für unterschiedliche Wellschläuche. Bei den Zahlen in roten Kästchen waren die Proben noch intakt beim Abbruch des Tests. Getestet wurden 500 mm lange Proben mit verschiedenen Durchmessern (DN 4-8mm) und jeweils mit normaler Profilform (NW) und enger Profilform (EW).

Abbildung 35 zeigt die Ergebnisse der Zykientests. Gewisse Proben haben ohne Schaden zu nehmen eine sehr hohe Zyklenzahl erreicht und wurden vor dem Auftreten des Schadens gestoppt (rote Kästchen). Dies war vor allem bei kleinen Hübten der Fall. Weiter ist ersichtlich, dass Schläuche mit grösserem Durchmesser grösseren Hübten besser standhalten. In der Grösse DN6 erreichte der normal gewellte Schlauch deutlich weniger Zyklen als der eng gewellte. Bei DN8 scheint eine umgekehrte Tendenz erkennbar zu sein. Um präzise Aussagen zum Unterschied zwischen normal und eng gewellten Schläuchen machen zu können, müssten weitere Tests mit einer grösseren Probenanzahl durchgeführt werden.

Ein Hub von 10 – 20 mm ist für den geplanten Mechanismus ausreichend. Unter der sehr konservativen Annahme, dass der Überhitzungsschutz während einer angenommenen Lebensdauer des Kollektors von 25 Jahren täglich ausgelöst wird, ergäbe dies weniger als 10'000 Zyklen. Die Wellschläuche mit einem Nenndurchmesser grösser DN6 übertreffen solche Zyklenzahlen gemäss den Testresultaten deutlich.

#### 2.7.4 Funktionstests

Für die weiteren Untersuchungen und den späteren Bau des Prototyps wurde ein DN8-Well Schlauch mit Profilform NW wie in Abbildung 30 b) verwendet. Dieser hat einen Innendurchmesser von 8.2 mm und einen Aussendurchmesser von 12.5 mm. Die maximal zugelassene Innendruckbelastung beträgt 16 bar (ohne Umflechtung).

Die Längenänderung des mit Wasser gefüllten Aktuators als Funktion der Temperatur, wurde mit dem in Abbildung 36 und Abbildung 37 dargestellten Versuchsaufbau gemessen. Die Resultate dazu sind in Abbildung 38 ersichtlich. Die "berechnete Längenänderung" basiert auf der Annahme, dass die Volumenausdehnung des Wassers in eine reine Längenänderung (also bei konstantem Querschnitt des Wellrohrs) umgesetzt wird. Eine mögliche Änderung des Querschnitts aufgrund der Verformung der Wellen wird also nicht berücksichtigt. Ferner bleibt die Temperaturexpansion des Wellrohrs aus Edelstahl vernachlässigt.





Die gemessenen Werte bleiben unter den berechneten Werten. Neben den o. g. Vereinfachungen, kann auch ein Luftabschluss Grund dafür sein. Darauf haben die zahlreichen Wiederholungen dieser Messung hingewiesen. Luft, welche beim Befüllen nicht vollständig verdrängt wurde, oder die sich bei Erwärmung aus dem Wasser gelöst hat, bildet ein spürbares elastisches Polster. Durch eine Optimierung des Befüllvorgangs und die Verwendung von entgastem Wasser kann dieser Effekt jedoch minimiert werden.

Aus den Resultaten von Versuch Nr. 1 ergibt sich, dass ein Aktuator von 1.5 m Länge zwischen 85 °C und 95 °C eine Längenänderung von knapp 10 mm erzielt. Der Aktuator erreicht dabei einen Innendruck von 6.2 bar. Dies ist weniger als die Hälfte des zugelassenen Maximalwertes, also unproblematisch.

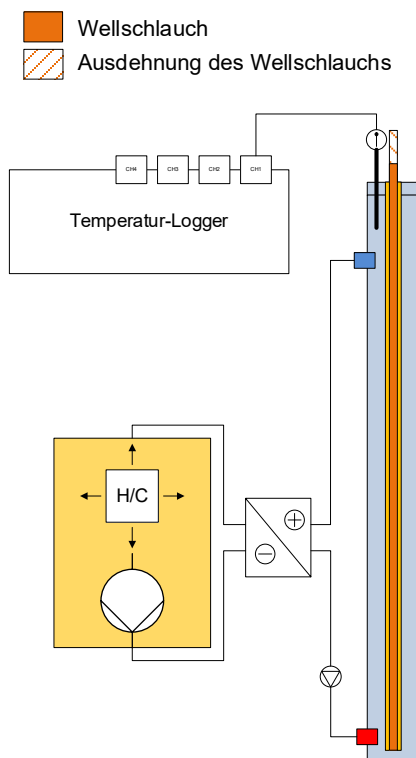


Abbildung 36: Schema des Testaufbaus. Der Aktuator wurde mit dem Rohr, welches am Absorber befestigt wird in ein weiteres Rohr platziert. Dieses ist über einen Wärmetauscher hydraulisch mit einem Thermostatbad gekoppelt. Am Thermostatbad wurde die gewünschte Temperatur eingestellt.

Abbildung 37: Testaufbau wie links beschrieben.

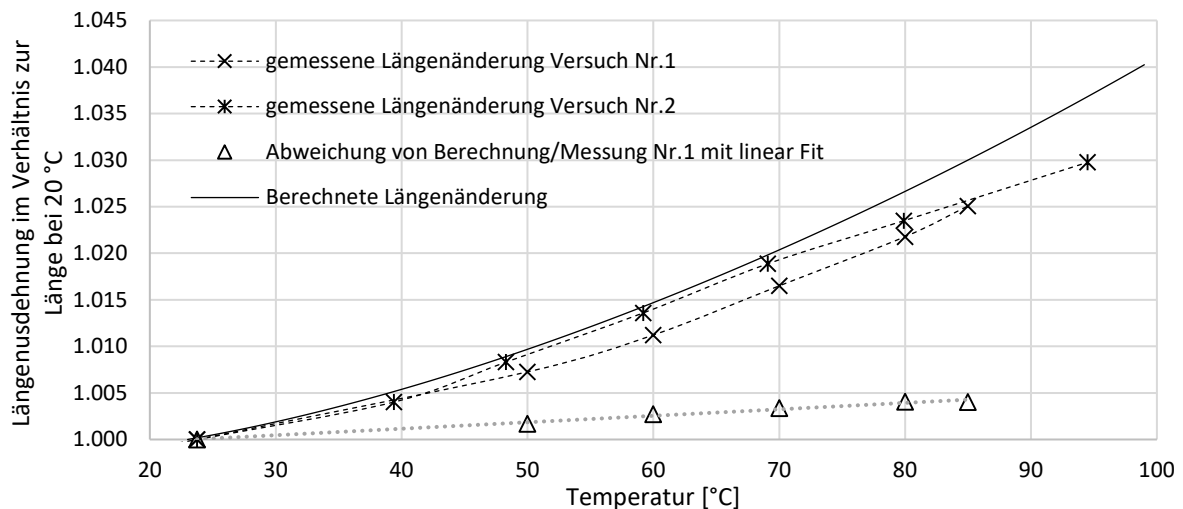


Abbildung 38: Längenänderung des Aktuators in Funktion der Temperatur. Die berechneten Werte wurden mit Hilfe der Stoffdatenbank FluidProp ([www.asimptote.nl/software/fluidprop](http://www.asimptote.nl/software/fluidprop)) ermittelt.

## 2.8 Fazit Aktuatoren

Die Resultate zu den untersuchten Aktuatorvarianten werden in den folgenden Abschnitten zusammengefasst und bewertet:

### Nicht geeignet:

- **Künstliche Muskeln** wären vor allem deshalb interessant, weil deren Materialkosten sehr gering sind, und sie relativ einfach zu fertigen sind. Für einen selbstsicheren Mechanismus kommen nur heterochirale künstliche Muskeln in Frage. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass mit Standardmaterialien keine solchen Muskeln gefertigt werden können, die genügend Federkraft besitzen. Eine Konstruktion mit mehreren parallelen Muskeln wiederum scheint zu aufwändig. Es wurden auch homochirale Muskeln angefertigt, welche bezüglich Hub und Federkraft ausreichend wären. Diese erlauben jedoch keinen selbstsicheren Mechanismus. Und da bei einem solchen Polymer-basierten künstlichen Muskel die Langzeitbeständigkeit ein kritischer Punkt ist, wäre eine nicht-selbstsichere Konstruktion ein zu grosses Risiko.

### Bedingt geeignet:

- Die Untersuchungen zu **Festkörpern mit hohen Wärmeausdehnungskoeffizienten** haben gezeigt, dass die Ausdehnungskoeffizienten von in Frage kommenden Polymeren tendenziell zu gering sind. Um solche als Aktuator einzusetzen müsste man den Kompromiss eingehen, dass der Hub über einen grösseren Temperaturbereich erfolgt. Die Reduktion der Festigkeit der Kunststoffe über die Lebenszeit eines Kollektors beeinträchtigt die Überhitzungsschutzfunktion bei einer nicht-selbstsicheren Konstruktion, weshalb diese Variante nicht machbar ist. Bei einer selbstsicheren Konstruktion bleibt der Überhitzungsschutz gewährleistet, jedoch reduziert sich mit der Zeit die Kollektoreffizienz im Betriebszustand, was zwar kein Ausschlusskriterium, jedoch unvorteilhaft ist.
- Ein **Aktuator aus Thermobimetallscheiben** wäre eine technisch robuste Lösung. Diese würde zwar nur eine nicht-selbstsichere Konstruktion ermöglichen, was jedoch angesichts der Eigenschaften der eingesetzten Materialien kein zu grosses Risiko bedeuten sollte. Ein



technischer Nachteil ist das hohe Gewicht ( $> 2$  kg). Die erfolgten Abschätzungen zeigen zudem, dass die Kosten sehr hoch wären (Materialkosten  $> 50$  CHF).

- **Dehnstoffelemente** mit Wachs als Phasenwechselmaterial sind vor allem aus dem Automobilbereich bekannt. Entsprechende Standardkomponenten sind jedoch hier nicht geeignet, da sie aufgrund ihrer Bauweise mit einer Kunststoffmembran eine zu geringe Lebensdauer aufweisen. Deshalb wurde ein Dehnstoffelement entwickelt, bei dem das Wachs luftdicht in einen Edelstahlkompensator eingeschlossen ist. Es wurde gezeigt, dass so ein Überhitzungsschutzmechanismus realisierbar ist. Da dieser Ansatz jedoch nicht selbstsicher ist, muss dessen Zuverlässigkeit sehr hoch sein. Aufgrund des hermetisch dichten Einschlusses des Wachses besteht zwar die berechtigte Hoffnung, aber aufgrund der gemachten Untersuchungen noch keine Sicherheit, dass das Wachs über mehr als 25 Jahre stabil bleibt. Zudem wären die Kosten für den Metallfaltenbalg sowie der Aufwand für den Mechanismus zur Umlenkung der Ausdehnungsbewegung wohl relativ hoch.
- **Bourdonfedern** könnten, aufgrund der Einfachheit, eine kostengünstige Lösung darstellen. Dazu wird die Feder aus einem Stück Rohr mit einem langen Schenkel und einem kurzen Schenkel gefertigt. Der lange Schenkel (=beheiztes Volumen) wird fest mit dem Absorber verbunden und das Ende des kurzen Schenkels ist die Verbindung zum Kollektorgehäuse. Wird der lange Schenkel heiss, streckt sich die Feder und der Absorber wird gegen die Abdeckscheibe bewegt. Nachteilig ist, dass die Ruhelage des Absorbers vom Neigungswinkel des PVT-Kollektors abhängt, und zwar je weicher die Feder, desto mehr. Harte Federn wiederum benötigen einen hohen Druck zur Aktivierung, was den Materialeinsatz verteuert und/oder den Einsatz von komplexeren Fluiden (wie etwa PCM-Slurrys) erfordert.

#### Gut geeignet:

- Die Kombination von **Rollbondabsorber mit Kompensator** verspricht, gegenüber dem im Projekt ReSoTech2 demonstrierten Überhitzungsschutz, eine deutliche Vereinfachung, in dem das aufwendige Zusammenschalten der Kompensatoren an ein gemeinsames zentrales Gefäss bereits durch den Absorber übernommen wird. Diese Variante hat gegenüber anderen Ansätzen den Vorteil, dass kein Mechanismus zur Umlenkung der Kraft erforderlich ist. Der Kompensator ist das einzige bewegliche Element in der Konstruktion. Zudem ist der Mechanismus selbstsicher. Bei einem Defekt hebt sich der Absorber automatisch wieder zur Scheibe hin.
- Ein mit Wasser gefüllter **Wellrohr-Aktuator** erbringt gegen eine hohe Kraft einen genügend grossen Weg. Da der Aktuator in der Ebene des Absorbers verbaut wird, muss der Weg über ein Gelenk oder ein Umlenkhebel geleitet werden um den Absorber ans Glas zu heben. Diese Art von Aktuator ist nicht selbstsicher und muss deshalb besonders robust sein. Basierend auf den Resultaten aus den Zyklentests, kann die Stabilität des Aktuators jedoch positiv bewertet werden. Zudem sollten solche Aktuatoren kostengünstig realisierbar sein.

Basierend auf den erfolgten Untersuchungen wurden die beiden Ansätze "Wellrohr-Aktuator" und "Rollbondabsorber mit Kompensator" als am vielversprechendsten beurteilt und für die weiteren Entwicklungsschritte ausgewählt. Der Wellrohr-Aktuator wurde in den Prototypen (siehe Abschnitt 4) umgesetzt. Der Ansatz mit Rollbondabsorber wurde ebenfalls weiterverfolgt (Abschnitt 3.6) und ist Gegenstand des Folgeprojekts PVT-COPRAS.



### 3 Entwicklung PVT-Absorber

Der PVT-Absorber hat die Rolle, die eintreffende Solarstrahlung möglichst vollständig zu absorbieren, einen Teil davon in elektrische Energie umzuwandeln und einen möglichst grossen Teil der generierten Wärme in ein Wärmeträgerfluid zu leiten. Konzeptuell gleicht der PVT-Absorber einem Absorber eines solarthermischen Flachkollektors, wobei jedoch die Solarstrahlung nicht von einer absorbierenden Beschichtung des Absorberblechs, sondern von PV-Zellen absorbiert wird. Ein möglicher Aufbau eines PVT-Absorbers ist schematisch in Abbildung 39 dargestellt. Für den genauen Schichtaufbau gibt es unterschiedliche Möglichkeiten, jedoch müssen die verschiedenen Funktionen, wie die elektrische Isolation zwischen Zellen und Wärmeabnehmerblech sowie der Schutz der Zellen gegenüber äusseren Einflüssen wie z.B. Feuchtigkeit, gewährleistet sein. Im Zusammenhang mit dem Überhitzungsschutz durch Absorber-Shifting muss die vorderseitige Schutzschicht den Absorber auch vor mechanischen Einwirkungen beim direkten Kontakt zur Abdeckscheibe im Überhitzungsschutzzustand schützen. Zudem ist bei der Konstruktion auf ein möglichst geringes Gewicht des Absorbers zu achten, weshalb für das Wärmeabnehmerblech Aluminium eingesetzt wird.

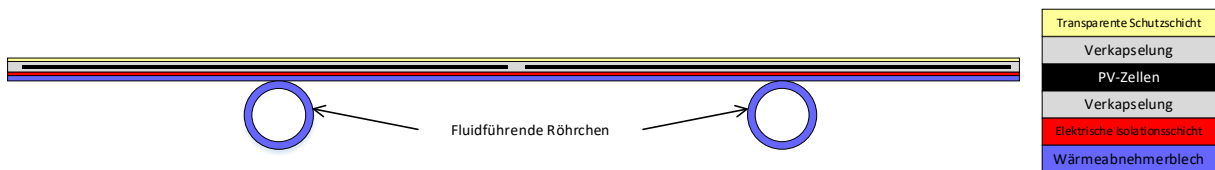


Abbildung 39: Schematische Darstellung eines PVT-Absorbers

Es wurden grundsätzlich zwei Konstruktionsvarianten betrachtet:

- Bei **Variante 1** werden konventionelle kristalline Silizium-Solarzellen (cSi) verwendet. Für die elektrische Isolation wird entweder eine Polymerfolie (dann mit einer zusätzlichen Schicht Verkapselungsmaterial zwischen Polymerfolie und Blech) oder eine Beschichtung des Wärmeabnehmerblechs eingesetzt. Als transparente Schutzschicht auf der Vorderseite dient eine Polymerfolie (ETFE). Je nach eingesetztem Verkapselungsmaterial wird der Absorber in einem thermischen Laminierprozess (im Fall von Standardmaterialien) oder durch Vergiessen (im Fall von Silikon) angefertigt.
- **Variante 2** basiert auf CIGS-Dünnschicht-PV-Zellen. Es wurde dabei auf ein Produkt der Firma Flisom zurückgegriffen. Gegenüber Variante 1 hat diese Variante den Vorteil, dass diese PV-Module bereits mit Aluminiumrückseite angefertigt werden können, welche dann direkt das Wärmeabnehmerblech bildet. Der aktuell von Flisom verwendete Schichtaufbau (geistiges Eigentum der Firma) ist jedoch nicht für die in einem abgedeckten PVT-Kollektor herrschenden Bedingungen ausgelegt, was eine Herausforderung für die Langzeitbeständigkeit darstellt. Ein weiterer Nachteil dieser Variante besteht im aktuell deutlich niedrigeren elektrischen Wirkungsgrad gegenüber cSi-Zellen.

Die Untersuchungen zu Variante 2 (CIGS) werden in Abschnitt 3.5 präsentiert. Alle anderen Abschnitte beziehen sich auf Variante 1 (cSi), welche im Zentrum der Entwicklungen in diesem Projekt stand.



Bei beiden Varianten besteht die oberste Schicht des PVT-Absorbers aus einer Polymerfolie. Der PVT-Absorber ist somit, im Gegensatz zu Absorbern, welche in thermischen Kollektoren eingesetzt werden, nicht spektral selektiv. Das heisst, ein solcher PVT-Absorber hat einen hohen Emissionsgrad im Bereich von 0.9, gegenüber Werten unter 0.1 für gute thermische Absorber, und hat damit höhere Wärmestrahlungsverluste. Um die thermische Leistungsfähigkeit zu steigern, müsste dieser mit einer niedrig-emissiven ("low-e") Schicht versehen werden. Über Untersuchungen zu dieser Möglichkeit wird in Abschnitt 3.7 berichtet.

### 3.1 Elektrische Isolation zwischen PV-Zellen und Absorberblech

Als Mass für die genügende elektrische Trennung von Zellen und Absorber gilt die elektrische Durchschlagsfestigkeit. Gängige PV-Module werden bei Systemspannungen bis zu 2'000 V eingesetzt. Gemäss IEC Norm 61215-2 muss die Durchschlagsfestigkeit von PV-Modulen auf Spannungen von 500 – 1'000 V über der maximalen Systemspannung geprüft werden. Es wird also hier für die Durchschlagsfestigkeit ein Zielwert von mindestens 2.5 – 3 kV gesetzt.

Eine mögliche Lösung für die elektrische Isolierung zwischen Zellen und Absorber besteht darin, die Oberfläche des Aluminiumabsorbers so zu modifizieren oder zu beschichten, dass diese Oberflächenschicht einen genügend hohen Isolationswiderstand aufweist. Es wurde die Machbarkeit mehrerer Ansätze dieser Art untersucht (Abschnitte 3.1.1 - 3.1.3). Die Variante, anstatt einer Beschichtung eine zusätzliche Polymerfolie einzusetzen wird in Abschnitt 3.1.4 behandelt.

Prinzipiell wäre es auch vorstellbar, dass die Funktion der elektrischen Isolation durch das Verkapselungsmaterial übernommen wird. Da jedoch alle Verkapselungsmaterialien im flüssigen Zustand verarbeitet werden, wird es fertigungstechnisch nur sehr schwierig möglich sein, eine definierte Mindestschichtdicke und damit eine definierte Durchschlagsfestigkeit zu gewährleisten, dies insbesondere im Bereich der Zellverbinder und der Lötstellen auf den Zellen, welche aus der Zellebene herausragen können. Diese Option wird deshalb hier als nicht gangbar beurteilt.

#### 3.1.1 Eloxalschicht auf Aluminiumabsorber

Aluminiumoxid ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ) ist ein sehr guter Isolator und besitzt eine hohe Durchschlagsfestigkeit von 35 kV/mm (Information der Metoxid AG). Es ist jedoch nicht belegt, ob eine eloxierte Oberfläche als langlebiger elektrischer Isolator verwendet werden kann. Eine eloxierte Oberfläche ist tendenziell hart und spröde, und Dehnungen des Substrats, etwa aufgrund von Temperaturänderungen, könnten Mikrobrüche in der eloxierten Oberfläche verursachen, welche die isolierenden Eigenschaften der Oberfläche reduzieren würden.

Die Firma Hasler AG hat sich zur Verfügung gestellt, um kostenlos Alubleche mit Eloxalschichten unterschiedlicher Dicke herzustellen und deren Durchschlagsfestigkeit zu messen (gemäss ISO 2376). Die Messung erfolgte mittels eines Kugelspitzes an 5 verschiedenen Stellen des Blechs mit Gleichstrom (Abbildung 40).

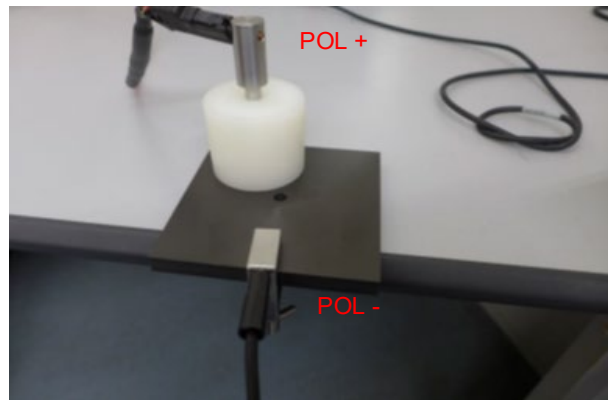


Abbildung 40: Messung der Durchschlagfestigkeit von Aluminiumoxidschichten bei der Firma Hasler AG.

Verwendet wurde ein Hochspannungsmessgerät der Firma Sefelec (Dielectric Strength Tester RMG 50+) nach ISO 2376 mit  $I_{\min} = 0.0 \text{ mA}$  und  $I_{\max} = 0.1 \text{ mA}$ , bei  $27.8 \text{ °C}$  und relativer Luftfeuchte von  $43.7 \%$ . Die Platten wurden unmittelbar nach der Eloxierung und damit ohne Alterung oder Ausdehnung getestet. Die Oxidationsschichten sind somit frei von alterungsbedingten Mikrorissen. Die Ergebnisse (Durchschnitte aus Messungen von jeweils 5 Mustern) sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Messwerte für die Durchschlagfestigkeitstest von Aluminiumoxidbeschichtungen unterschiedlicher Dicken

| Schichtdicke [ $\mu\text{m}$ ] | Durchschlagfestigkeit [ $\text{kV/mm}$ ] | Durchschlagfestigkeit absolut [ $\text{kV}$ ] |
|--------------------------------|--|---|
| 40                             | 36.8                                     | 1.47  |
| 60                             | 29.3                                     | 1.76  |
| 110                            | 20.1                                     | 2.21  |

Die mit einer Aluminiumoxidoberfläche von  $40 \mu\text{m}$  gemessene Durchschlagfestigkeit entspricht dem Literaturwert von  $35 \text{ kV/mm}$ . Es ist jedoch ersichtlich, dass die Durchschlagfestigkeit pro mm mit zunehmender Schichtdicke abnimmt. Dies hat damit zu tun, dass mit zunehmender Dicke des Aluminiumoxids die Porosität der Oberfläche zunimmt.

Die Durchschlagfestigkeit bei den getesteten Dicken ist also bereits im ungealterten Zustand zu gering. Noch grössere Schichtdicken mit guter Qualität sind schwierig zu realisieren. Eine Aluminiumoxidschicht allein, scheint also für den vorliegenden Zweck ungenügend. Sie könnte höchstens in Kombination mit einer weiteren Isolationsschicht eingesetzt werden.

### 3.1.2 Nanokeramikbeschichtung der Firma FEM GmbH

Als weitere Option für die elektrische Trennung zwischen Zelle und Absorber wurde die „Coat“-Technologie (Nanokeramik-Oberfläche) der FEM GmbH identifiziert. Es handelt sich hierbei um eine  $\text{SiO}_2$ -basierte Beschichtung, welche im Sol-Gel-Verfahren hergestellt wird. Die Einbrenntemperatur liegt, je nach Trocknungszeit, bei  $150 - 250 \text{ °C}$ . Mit dieser Technologie können, bezogen auf die Schichtdicke, verhältnismässig hohe Isolationswerte erreicht werden (ca.  $130 \text{ kV/mm}$ ). Es sind Beschichtungsdicken zwischen etwa  $1$  und  $20 \mu\text{m}$  möglich. Mit einer Schichtdicke von  $20 \mu\text{m}$  sollte somit eine Durchschlagfestigkeit im angestrebten Bereich erreicht werden können.



In Zusammenarbeit mit Herrn Dr. Roman Fuchs von der FEM GmbH konnte, analog wie bei der Aluminiumoxidbeschichtung, die Durchschlagfestigkeit verschiedene Schichtdicken bemustert und gemessen werden. Die Messungen wurden wiederum von der Firma Hasler gemäss ISO 2376 durchgeführt.

Die Messungen haben bestätigt, dass mit sehr dünnen Schichten verhältnismässig hohe Durchschlagfestigkeiten erreicht werden können. So wurde bei einer Schichtdicke zwischen 15 und 18  $\mu\text{m}$  eine durchschnittliche Durchschlagfestigkeit (10 Messpunkte am gleichen Prüfling) von 2.7 kV gemessen, was einer spezifischen Durchschlagfestigkeit von über 150 kV/mm entspricht.

Der Mittelwert liegt im geforderten Bereich von 2.5 - 3 kV. Die zehn Messwerte weisen jedoch eine grosse Streuung auf, sie liegen zwischen 1.9 und 3.5 kV. Hier besteht bei der Fertigung eventuell noch Optimierungspotenzial. Nach Angaben der Firma FEM GmbH sind auch noch etwas grössere Beschichtungsdicken bis ca. 20  $\mu\text{m}$  möglich, jedoch mit der steigenden Gefahr, dass die temperaturbedingte Ausdehnung des Aluminiums bei den hohen Temperaturen im Kollektor zu Mikrobrüchen in der Beschichtung führt.

Es kann also festgehalten werden, dass mit einer Nanokeramiksicht dieser Art knapp eine genügende Durchschlagsfestigkeit erreicht werden sollte. Die Machbarkeit einer konstanten homogenen Schicht, sowie deren Beständigkeit, sind jedoch als kritisch zu betrachten und müssten vor einer Anwendung noch genauer untersucht werden.

### **3.1.3 Prototyp-Beschichtung der Firma Alanod**

Es konnte weiter eine Beschichtung der Firma Alanod getestet werden, welche jedoch noch nicht kommerziell erhältlich ist. Dabei handelt es sich um die Kombination einer Eloxalschicht und einer Lackierung. Es konnten direkt grossformatige Muster (1 m x 1.6 m) bezogen werden, von denen eines dann ebenfalls von der Firma Hasler vermessen wurden. Die Beschichtung hat sehr gute Resultate ergeben. Die Durchschlagfestigkeit lag bei allen zehn Messpunkten an einem Prüfling über 6 kV und erfüllte damit klar das geforderte Kriterium. Da es sich um ein noch nicht am Markt befindliches Produkt handelt, war es bislang noch nicht möglich, vom Hersteller weitere Informationen zu erhalten, weder zu den weiteren technischen Eigenschaften noch zu den Kosten der Beschichtung.

### **3.1.4 Elektrische Isolation durch Polymerfolie**

Bei Standard PV-Modulen wird als Rückseitenfolie (back sheet) typischerweise eine dreischichtige Folie mit dem Aufbau PVF/PET/PVF<sup>4</sup> mit einer Gesamtdicke im Bereich von 300  $\mu\text{m}$  eingesetzt. Die PET-Schicht, welche hauptsächlich für die elektrische Isolation zuständig ist, ist ca. 250  $\mu\text{m}$  dick und hat eine Durchschlagfestigkeit im Bereich von 20 kV. Die umgebenden PVF Schichten dienen in erster Linie dem Witterungs- (UV-) Schutz.

Eine PET-Schicht könnte also auch in einem PVT-Absorber problemlos die elektrische Isolation garantieren. PVF-Schichten wären voraussichtlich nicht nötig. Entsprechende Produkte sind sehr günstig erhältlich (~ 5  $\$/\text{m}^2$ ). Zudem werden Isolationsfolien angeboten, welche bereits beidseitig mit EVA versehen sind, was den Fertigungsprozess vereinfachen würde. Im Übrigen ist bei diesem Ansatz ein vorgängiges Beschichten des Absorbers nicht

---

<sup>4</sup> PVF = Polyvinylfluorid, PET = Polyethylenterephthalat.



nötig. Obwohl also der Einsatz einer solchen Polymerfolie gegenüber Beschichtungen des Blechs bezüglich der thermischen Kopplung zwischen PV-Zellen und Absorberblech etwas nachteilig ist, stellt er, dank einigen anderen Vorteilen, eine gute Alternative dar.

### 3.1.5 Fazit elektrische Isolation

Von den untersuchten Beschichtungen für Aluminiumabsorber hat diejenige der Firma Alanod die klar höchsten Durchschlagfestigkeiten ergeben. Zudem kann die Schicht bereits grossformatig hergestellt werden. Unter Vorbehalt weiterer Abklärungen zu Langlebigkeit und Kosten bietet diese Beschichtung eine gute Lösung. Als Alternative ist der Einsatz einer Polymerfolie, welche zwischen PV-Zellen und Absorberblech mit Hilfe einer weiteren Schicht Verkapselungsmaterial eingebettet wird, definitiv eine gangbare Variante. Für den Bau der Prototypen wurden diese beiden Varianten eingesetzt.

## 3.2 Verkapselungsmaterialien

Im PV-Bereich werden unterschiedliche Materialien für die Einbettung der Zellen eingesetzt. Entsprechende Übersichtsartikel sind in (Peike u. a. 2013; Kempe 2017) zu finden. Die Materialien können in zwei Kategorien eingeteilt werden: 1) Thermoplaste und thermoplastische Elastomere, und 2) Elastomere, wobei letztere zur Fixierung des Materials einem Quervernetzungsprozess (cross-linking) unterworfen werden müssen (induziert durch Wärme, UV-Strahlung oder eine chemische Reaktion bei 2-Komponenten-Systemen).

Einige der wichtigsten Aspekte, welche bei der Auswahl eines PV-Verkapselungsmaterials betrachtet werden müssen, sind:

- Hohe optische Transparenz im relevanten Spektralbereich
- Brechungsindex angepasst an angrenzende Materialien, um Reflexionen an Grenzschichten zu minimieren
- Gute elektrische Isolationseigenschaften
- Mechanische Beständigkeit, Aufnahme mechanischer Spannungen und damit Schutz der Zellen
- Langfristige UV- und Temperaturbeständigkeit
- Geringe Wasserdampf- und Sauerstoffpermeabilität
- Hydrolysebeständigkeit
- Adhäsion an Glas, Zellen und Rückseitenfolie
- Preis
- Verarbeitungsprozess

Klar am häufigsten eingesetzt werden Ethylen-Vinylacetat-Copolymere (EVA) aus der Klasse der Elastomere. Dies, weil das Material eine gute Kombination von positiven Materialeigenschaften und niedrigen Kosten aufweist. Ausserordentlich gute Eigenschaften, insbesondere bezüglich der Temperatur- und UV-Stabilität, haben Silikon-basierte Materialien, wie etwa Polydimethylsiloxan (PDMS), welche in der Anfangszeit der PV-Modulproduktion (ab den 60er Jahren) vornehmlich eingesetzt wurden. Ein wesentlicher Nachteil gegenüber EVA sind die deutlich höheren Kosten.





In den vergangenen Jahren hat das Interesse der PV-Industrie an Alternativen zu EVA zugenommen. Die Gründe hierfür sind insbesondere Probleme mit der sogenannten potential induced degradation (PID), der Wunsch nach einem schnelleren Laminierprozess und das Entstehen von Essigsäure bei der Alterung von EVA (siehe (Kempe 2017)). In Tabelle 3 und Tabelle 4 sind die gängigsten Typen von Verkapselungsmaterialien mit deren Materialeigenschaften, respektive mit deren Vor- und Nachteilen aufgelistet.

Beim Einsatz des Materials in einem abgedeckten PVT-Kollektor unterscheiden sich die Einwirkungen vom Fall eines reinen PV-Moduls. Einer der wichtigsten Unterschiede sind die höheren Temperaturen, denen das Material ausgesetzt ist. Weiter muss das Material, je nach Aufbau des PVT-Absorbers, aufgrund der unterschiedlichen Wärmeausdehnung des PV-Teils und des Absorberblechs, grössere mechanische Spannungen aufnehmen können. Die Anforderungen an die Adhäsion beziehungsweise an die Zugfestigkeit des Materials sind tendenziell geringer als bei einem PV-Modul, da der Modul-Absorberverbund nicht direkt den Umgebungsbedingungen (wie z.B. Windlasten) ausgesetzt ist.

Die definitive Wahl des Verkapselungsmaterials für den Bau eines abgedeckten PVT-Kollektors wird von verschiedenen Faktoren abhängen. Wenn der Überhitzungsschutzmechanismus die Temperaturen des gesamten Absorbers zuverlässig auf 100 °C begrenzt, so sollte der Einsatz von EVA möglich sein. Die in (Lämmle u. a. 2017) dokumentierten Alterungsversuche zeigen nämlich, dass EVA bei 120°C keine relevante Degradation aufweist. Für einen Kollektor, bei dem dauerhaft höhere Temperaturen auftreten, sind gemäss diesen Untersuchungen EVA und mutmasslich auch die anderen gängigen PV-Verkapselungsmaterialien wie Polyolefin nicht geeignet. In diesem Fall muss auf ein Verguss-silikon (PDMS) zurückgegriffen werden, mit Einsatztemperaturen bis etwa 200 °C.<sup>5</sup> Silikon hat darüber hinaus den Vorteil, dass es Scherkräfte besser aufnehmen kann. Herausforderungen für den Einsatz von PDMS sind der hohe Preis und der nicht-standard Herstellungsprozess. Hinsichtlich der Produktionskosten ist es bei einer zukünftigen Umsetzung in jedem Fall vorteilhaft, Materialwahl und Herstellungsprozess für den PVT-Kollektor nach Möglichkeit an den Standards der PV-Industrie auszurichten.

---

<sup>5</sup> Temperaturangabe aus dem Datenblatt des Produkts Sylgard 184 Silicone Elastomer von Dow.



Tabelle 3: Gängige PV-Verkapselungsmaterialien und deren Eigenschaften (Materialeigenschaften aus (Peike u. a. 2013) und Referenzen darin, Herstellerübersicht aus (Li 2013)).  $T_G$  bezeichnet die Glasübergangstemperatur, E den E-Modul und n den Brechungsindex. Die Verarbeitungszeiten und –temperaturen von Vergussilikon stammen aus dem Datenblatt des Produkts Sylgard 184 von Dow.

| Material   | Typ                         | $T_G$ [°C]  | E [MPa]    | n            | Verarbeitung                                  | $T_{\text{Verarbeitung}}$ [°C] | $t_{\text{Verarbeitung}}$ [min] | Hersteller  |
|--|-----------------------------|-------------|------------|--------------|---|--------------------------------|---------------------------------|---|
| Ethylen-Vinylacetat-Copolymere (EVA)                 | Elastomer                   | -40 bis -34 | $\leq 68$  | 1.48 to 1.49 | Vakuumlaminator                               | 140–160                        | 8–20                            | STR Solar, Mitsui Chemicals, Bridgestone, Solutia (Etimex), Hangzhou First PV Material, 3M, Yang Yi, Sanvic |
| Vergussilikon (PDMS)                                 | Elastomer                   | -50         | $\leq 10$  | 1.38 to 1.58 | Giessprozess, Dispenser                       | 25; 100; 150                   | 2880; 35; 10                    | Dow, Wacker, Momentive, ACC-Silicones   |
| Polyvinylbutyral (PVB)                               | Thermoplast                 | +12 bis +20 | $\leq 11$  | 1.48         | Vakuumlaminator, Rollenlaminator und Autoklav | 140–160                        | 8–20                            | Dupont, Solutia (Vistasolar), Kuraray   |
| Ionomer  | Thermoplast                 | +40 bis +50 | $\leq 300$ | 1.49         | Vakuumlaminator                               | 140–160                        | 10                              | Dupont Surlyn, Juraplast  |
| Thermoplastic silicone elastomer (TPSE) <sup>6</sup> | Thermoplastisches Elastomer | -100        | $\leq 280$ | 1.42         | Vakuumlaminator, Rollenlaminator und Autoklav | 160–170                        | 7–10                            | Wacker  |
| Thermoplastic polyolefin elastomer (TPO)             | Thermoplastisches Elastomer | -60 bis -40 | $\leq 32$  | 1.48         | Vakuumlaminator                               | 140–160                        | 10–14                           | Dow Chemicals, DNP, Mitsui Chemicals, Icosolar  |

<sup>6</sup> TPSE wäre für die Anwendung in einem PVT-Absorber eine interessante Stoffgruppe, da sie gegenüber den gängigen Materialien wie EVA und TPO eine erhöhte Temperaturbeständigkeit aufweisen würde und gleichzeitig in als Folie in einem Standard-Laminierprozess verarbeitet werden könnte. Ein entsprechendes Produkt wurde von der Firma Wacker früher angeboten, wurde aber, gemäss Anfrage, aus der Produktpalette genommen. Die Gründe dafür wurden nicht bekanntgegeben und es konnte kein ähnliches Produkt bei einem anderen Hersteller gefunden werden.



Tabelle 4: Vor- und Nachteile gängiger PV-Verkapselungsmaterialien. Bei nicht-EVA Materialien sind die Eigenschaften im Vergleich zu EVA zu verstehen. (Angaben aus (Peike u. a. 2013) mit Anpassungen)

| Material                                 | Vorteile  | Nachteile  |
|--|---|--|
| Ethylen-Vinylacetat (EVA)                | <ul style="list-style-type: none"><li>- Niedriger Preis</li><li>- Standard in PV-Industrie</li></ul>  | <ul style="list-style-type: none"><li>- Geringe Temperaturbeständigkeit</li><li>- Geringe UV-Beständigkeit</li><li>- Alterung unter Essigsäureentstehung</li></ul> |
| Silikon (PDMS)                           | <ul style="list-style-type: none"><li>- Hohe Temperaturbeständigkeit</li><li>- Hohe Transmission</li><li>- Hohe UV-Beständigkeit</li><li>- Geringer E-Modul</li><li>- Geringe Feuchtigkeitsaufnahme</li></ul>                           | <ul style="list-style-type: none"><li>- Spezieller Verarbeitungsprozess (Giessen)</li><li>- Hoher Preis</li></ul>  |
| Polyvinylbutyral (PVB)                   | <ul style="list-style-type: none"><li>- Hohe UV-Stabilität</li><li>- Starke Adhäsion an Glas</li><li>- Potenziell kurze Verarbeitungsdauer</li></ul>  | <ul style="list-style-type: none"><li>- Geringe Hydrolysebeständigkeit</li></ul>   |
| Ionomer                                  | <ul style="list-style-type: none"><li>- Hohe UV-Stabilität</li><li>- Lange Lagerfähigkeit</li><li>- Geringe Wasserdampfpermeabilität</li><li>- Gute elektrische Isolationseigenschaften</li><li>- Hohe mechanische Stabilität</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>- Hohe Produktionskosten</li></ul>   |
| Thermoplastic silicone elastomer (TPSE)  | <ul style="list-style-type: none"><li>- Kurze Verarbeitungsdauer</li><li>- Gute mechanische Eigenschaften</li><li>- Gute elektrische Isolationseigenschaften</li></ul>  | <ul style="list-style-type: none"><li>- Hoher Preis</li></ul>  |
| Thermoplastic polyolefin elastomer (TPO) | <ul style="list-style-type: none"><li>- Geringer Preis</li><li>- Gute elektrische Isolationseigenschaften</li><li>- Gute Hydrolysebeständigkeit</li></ul>   | <ul style="list-style-type: none"><li>- Hohe Wasserdampfpermeabilität</li></ul>  |

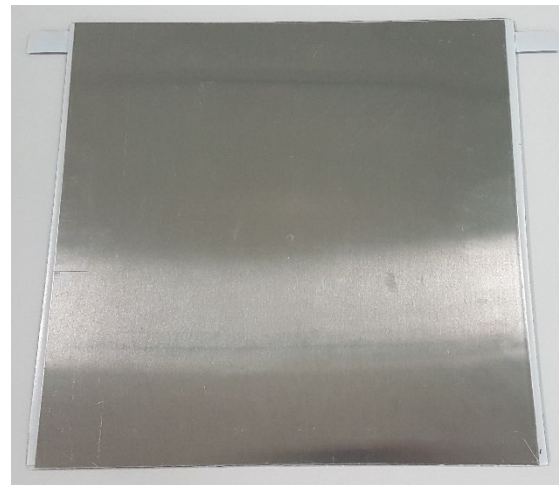
### 3.3 Fertigung von PVT-Absorbern mit EVA-Verkapselung

Erste Versuche zur Anfertigung von PV-Laminaten mit kristallinen Siliziumzellen, Aluminiumrückseite und Polymerfolie als vordere Schutzschicht, waren gemeinsam mit Meyer Burger auf einem Versuchslaminator an deren Produktionsstandort in Thun durchgeführt worden. Anschliessend konnte der Versuchslaminator vom SPF übernommen und in Rapperswil in Betrieb genommen werden.

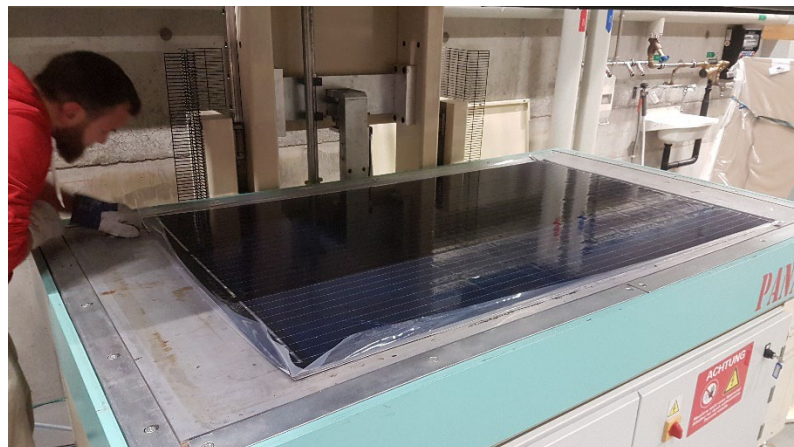
Mit Hilfe von Versuchsreihen mit unterschiedlichen Prozessparametern (Temperatur, Druck, Verweilzeiten) konnte dann das Laminierergebnis sukzessive verbessert werden, d.h. eine Verminderung von Luftpfehlungen, Rillen in der Frontfolie und einer Verbiegung (Vorspannung) des Moduls erreicht werden (Abbildung 41).



a)



b)



c)

Abbildung 41: Vorderseite (a) und Aluminiumrückseite (b) eines Minimoduls mit 4 Zellen. Modul mit 60 Zellen im Laminator, nach dem Laminierprozess (c).

Für die Reihenfolge der Fertigungsschritte des kompletten PVT-Absorbers gibt es grundsätzlich zwei Varianten. Entweder wird zuerst ein Laminat mit Aluminiumrückseite angefertigt, auf das in einem zweiten Schritt das rückseitige Mäanderrohr aufgeschweisst wird. Oder es wird zuerst das Mäanderrohr auf das Aluminiumblech geschweisst, und der Laminierprozess mit diesem Blech mit Mäander durchgeführt. Beide Varianten wurden getestet.

#### Laminierung vor Aufschweissen des Mäanders

Es wurde zunächst ein Laminat mit dem in Abbildung 42 a) dargestellten Schichtaufbau angefertigt und untersucht. Eine elektrische Leistungsmessung ergab  $280.9 \pm 8.4$  W, beim Maximum Power Point (MPP) und bei Standard-Testbedingungen (STC: Einstrahlung  $1000 \text{ W/m}^2$  und Modultemperatur  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Dieser Wert liegt etwas unter der erwarteten Leistung von ca. 300 W (bei industriell hergestellten Modulen). Eine Elektrolumineszenzaufnahme (Abbildung 43 links) zeigt, dass einzelne Zellen beschädigt sind. Diese Schäden sind vermutlich bei der händischen Verarbeitung der Strings (transportieren, verlöten, anheben, ...)



entstanden und sind wahrscheinlich die Hauptursache der leicht verringerten elektrischen Leistung. Die Messung der elektrischen Durchschlagfestigkeit ergab einen Wert von 4.9 kV, was klar über dem angestrebten Mindestwert von 2.5 - 3 kV liegt und somit ausreichend ist.

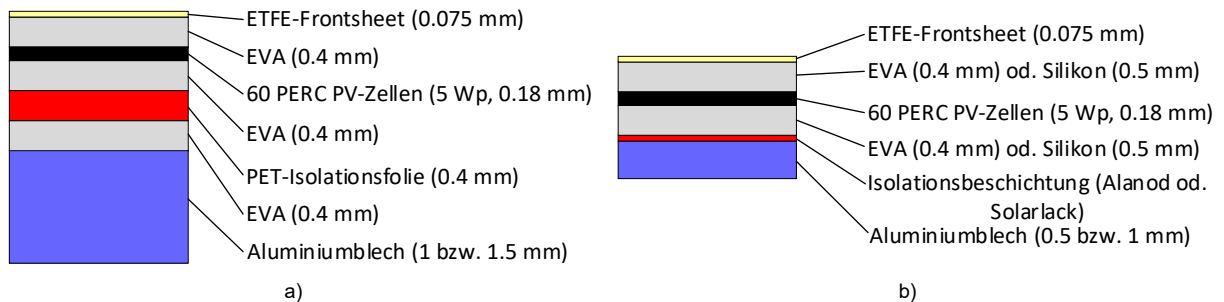


Abbildung 42: Schichtaufbau der PV-Laminare, a) Variante mit PET-Folie als elektrische Isolationsschicht und b) mit elektrischer Isolation durch Beschichtung des Aluminiumblechs.

Auf dieses PV-Laminat wurde dann durch die Firma Soltop ein Aluminiummäander aufgeschweisst (Abbildung 45). Die gemessene elektrische Leistung war nach dem Aufschweissen des Mäanders leicht reduziert (- 3.7 %). Bei Betrachtung der Elektrolumineszenzaufnahmen (Abbildung 43) ist jedoch ersichtlich, dass hauptsächlich die bereits vor dem Schweißen beschädigten Bereiche grössere Beschädigungen vorweisen und nicht spezifisch die Bereiche wo der Mäander aufgeschweisst wurde. Dies bedeutet, dass nicht das Aufschweissen an sich zu Beschädigungen führte, sondern eher der Transport und das Handling des Laminats. Der Schweiß-Prozess hat beim vorab laminierten PV-Modul also zu keiner klaren Beschädigung geführt und stellt damit eine machbare Fertigungslösung dar.

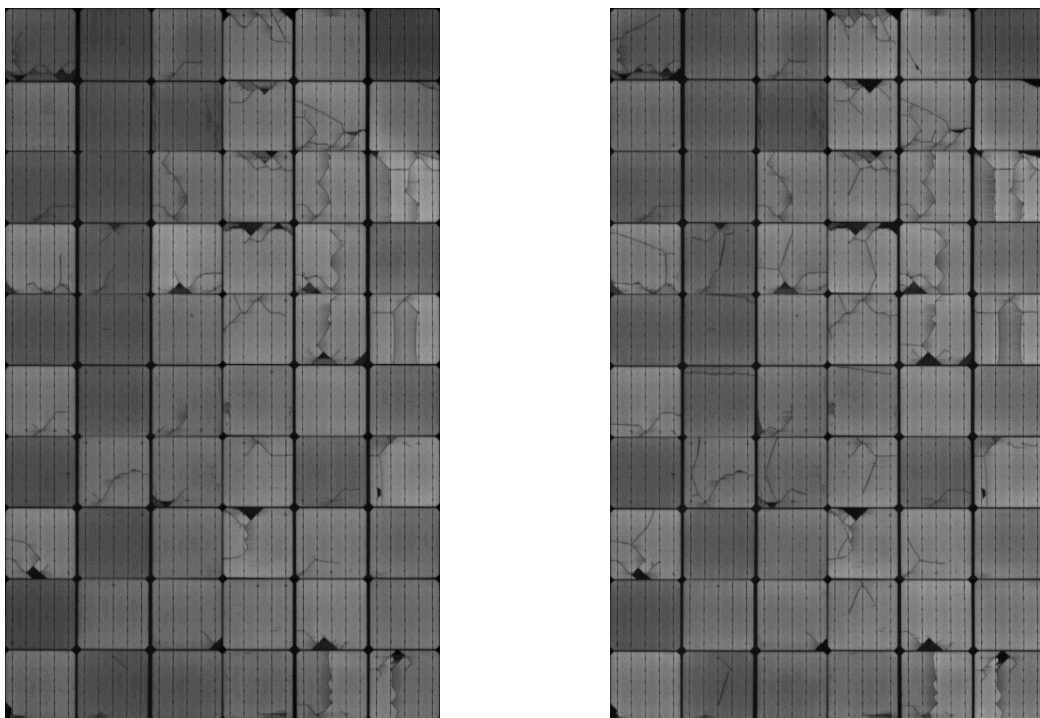


Abbildung 43: Elektrolumineszenzaufnahmen des PV-Laminats mit Schichtaufbau ETFE/EVA/PV-Zellen/EVA/PET/EVA/Aluminium (links vor und rechts nach dem Aufschweissen des Mäanders).



### Laminierung nach Aufschweissen des Mänders

Als Alternative wurde ein Laminierprozess erarbeitet, bei welchem Bleche mit bereits aufgeschweisstem Mäander (Abbildung 45) verarbeitet werden können. Dafür wurde eine Holzschablone (siehe Abbildung 49) angefertigt, welche das Mäanderrohr aufnehmen kann, und das Laminierrezept wurde angepasst. Der Schichtstapel muss in diesem Fall umgekehrt, das heisst mit der Aluminiumseite oben in den Laminator geführt werden. Das aus den Versuchen hervorgegangene optimale Rezept für einen Absorber mit zuvor aufgeschweisstem Mäander ist in Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5: Laminierrezept beim Einsatz von Blechen mit bereits aufgeschweisstem Mäander.

| Prozessschritt     | 1    | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     |
|--------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Temperatur [°C]    | 140  | 140   | 140   | 140   | 0     | 0     |
| Zeit [s]           | -    | 290   | 60    | 330   | 3600  | 40    |
| Druck oben [mBar]  | 1000 | 0     | 1000  | 1000  | 1000  | 0     |
| Druck unten [mBar] | 1000 | 0     | 0     | 0     | 0     | 1000  |
| Pins               | oben | unten | unten | unten | unten | unten |

### Verarbeitung des Blechs mit Isolationsbeschichtung von Alanod

Das Schweißen des Mänders auf das von Alanod beschichtete Blech hat nicht zufriedenstellend funktioniert. Es entstand keine zuverlässige Verbindung der Materialien, was in Abbildung 44 ersichtlich ist. Da die Beschichtung von Alanod die Eloxierung des Blechs beinhaltet, kann vermutet werden, dass dadurch auch die Blechrückseite modifiziert ist, und dies den Laserschweisprozess beeinträchtigt. Ein Anschleifen der Blechrückseite hat zu einer leichten, aber ungenügenden Verbesserung des Ergebnisses geführt. Dieses Problem wurde im Projekt nicht weiter untersucht. Es ist jedoch davon auszugehen, dass nach einer gründlichen Oberflächenbearbeitung der Rückseite die Laserschweißung möglich sein wird.



Abbildung 45: Aluminium-Absorberbleche mit aufgeschweisstem Mäander    Abbildung 44: Probleme beim Alanod-beschichteten Blech

## 3.4 Fertigung von PVT-Absorbern mit Silikon-Verkapselung

Ursprünglich war geplant, dass die CTU Prag, die schon über entsprechende Erfahrung verfügte, für dieses Projekt Absorber mit Silikonverkapselung herstellt. Die Corona-Ausnahmesituation hat dies dann leider verunmöglicht, weshalb beschlossen wurde, am SPF selber Absorber mit Silikonverkapselung anzufertigen.

Es wurde ein Fertigungskonzept erarbeitet, welches die Verkapselung der Zellen möglichst ohne Lufteinschlüsse erlaubt. Dazu erfolgte die Verkapselung im vorhandenen PV-Laminator



unter evakuierten Bedingungen. In einem Vorversuch wurde ein kleines Laminat, bestehend aus vier Zellen hergestellt. Dazu wurde ein Stahlrahmen angefertigt, in welchen 0.05 mm dünne Wolframdrähte gespannt wurden. Der Abstand der Drähte zueinander wurde so gewählt, dass darauf die Solarzellen ausgelegt werden konnten. Der Rahmen mit den Solarzellen wurde dann, unterlegt mit Stützen aus einem Phasenwechselmaterial (schwarze Schokolade), über dem mit flüssigem Silikon beschichteten Aluminiumbleche im Laminator platziert. Nach dem Evakuieren des Laminators wurde dessen Heizplatte eingeschaltet, wodurch das Phasenwechselmaterial schmolz. So senkte sich der Rahmen ab, und die darauf platzierten Solarzellen konnten in das Silikon einsinken. Nach erfolgter Vernetzung des Silikons wurden die Wolframdrähte aus dem Laminat durch Ziehen entfernt. Es wurde festgestellt, dass das Ziehen der Drähte mit einigem Kraftaufwand verbunden war und deshalb ein gewisses Risiko der Beschädigung des Laminats mit sich bringt.



Abbildung 46: 4-Zellen Versuchsprototyp im Laminator. Die Zellen werden durch 0.1 mm Wolfram-Drähte über dem Substrat gehalten.



Abbildung 47: 4-Zellen-Versuchsprototyp nach dem Laminieren. Bei den linken zwei Zellen wurden die Drähte wieder aus dem Silikon herausgezogen. Bei den zwei Zellen rechts befinden sich die Drähte noch unter den Zellen.

Abbildung 46 zeigt einen 4-Zellen Versuchsprototyp vor dem Evakuieren im Laminator. Der Rahmen, welcher die Drähte spannt, wird nach dem Evakuieren auf das vorbereitete Substrat abgesenkt. Abbildung 47 zeigt das Resultat nach dem Evakuieren. Das Silikon hat wunschgemäß keine Luftschlüsse.

Für den Einsatz in einem Kollektorprototyp wurde als nächstes ein Laminat in Standard-PV-Modulgröße mit dem Schichtaufbau von Abbildung 42 b) angefertigt. Es wurde ein Absorber bestehend aus einem 1 mm - Aluminiumblech mit aufgeschweissten Mäanderrohr (Abbildung 48) verwendet. Die Blechvorderseite wurde mit einem schwarzen Solarlack beschichtet. Um sicher zu stellen, dass der Absorber im Laminator trotz Mäander plan liegt, wurde aus MDF eine Negativ-Matrize des Mäanders angefertigt (Abbildung 49). Absorber und Matrize wurden dann mit flüssigem Wachs zu einem planparallelen Sandwich verbunden. Die Vorderseite des Absorbers wurde dann mit einer 0.5 mm dicken Silikonschicht versehen. Damit die Schichtdicke im anschließenden Verbindungsprozess gleichmässig bleibt, wurden Glaskügelchen mit demselben Durchmesser ins Silikon eingestreut.

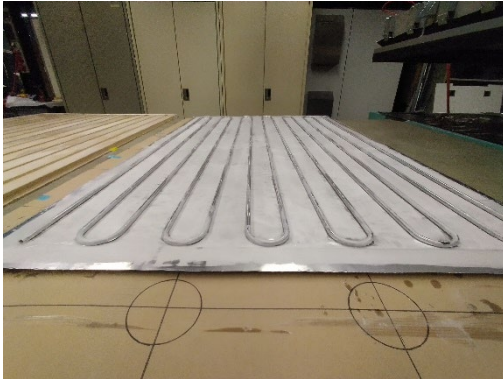


Abbildung 48: Aluminiumabsorber (1 mm) mit Aluminiummäandern. Der Absorber ist mit einer Wachsschicht überzogen. Dies ermöglicht eine wieder lösbare Verbindung mit einer Holzplatte.



Abbildung 49: Holzplatte mit Ausschnitten für den Mäander. Diese ist ebenfalls mit Wachs überzogen.

Aufgrund der Erfahrungen aus dem Vorversuch wurde der Stahlrahmen diesmal nicht mit Wolframdrähten, sondern mit einer ETFE Folie bespannt (Abbildung 50), auf welche die einzelnen Zellstrings bereits mit Silikon fixiert wurden. Der Rahmen wurde wiederum über dem Substrat (Absorber-MDF-Sandwich) platziert. Dieses Mal wurde jedoch nach dem Evakuieren nicht der Rahmen durch Schmelzen der Stützen abgesenkt, sondern das relativ steife Sandwich mit den im Laminator eingebauten Pins nach oben angehoben (siehe Abbildung 52).

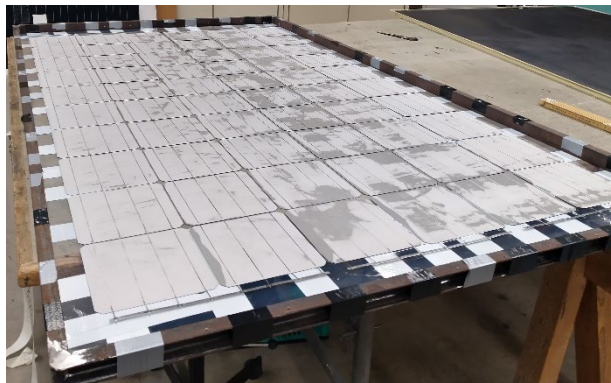


Abbildung 50: Aufbringen der Zellen auf den mit ETFE-Folie bespannten Rahmen und verbinden der einzelnen Strings.

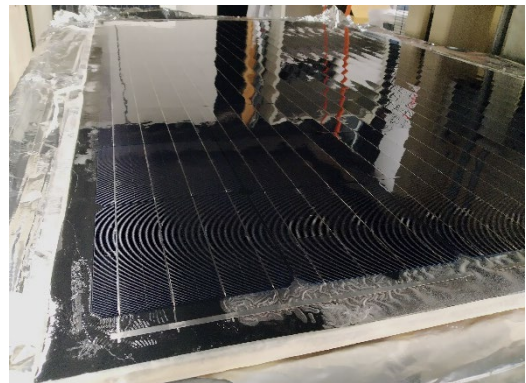
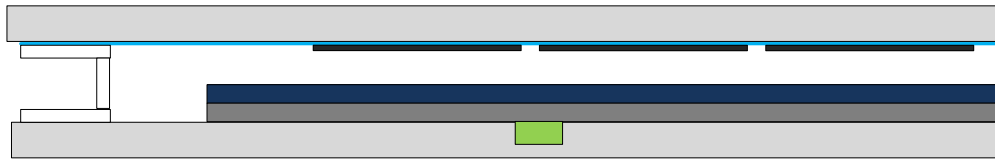


Abbildung 51: Silikonabsorber nach dem laminieren und dem Entfernen der ETFE Folie.

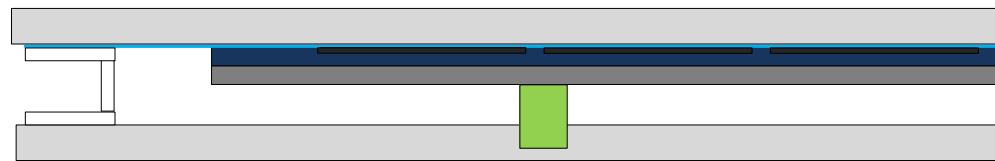




### Giessen des Silikon vor dem Vakuumieren



### Anheben der Zellen



-  Pins
-  Laminator
-  Zellen
-  Alu-Absorber
-  Silikon
-  Folie
-  Spannrahmen

Abbildung 52: Konzeptskizze der Fertigungsmethode des Absorbers mit Silikonverkapselung

Abbildung 51 zeigt den Absorber nach erfolgter Vernetzung des Silikons und dem Entfernen der ETFE Folie. Die ETFE Folie, welche hier nur als Träger für die Zellen diente, kann ganz einfach abgezogen werden, da sie sich nicht gut mit dem Silikon verbindet. Abschliessend wird als oberste Schicht des Laminats eine einseitig geätzte ETFE Folie mittels Silikon appliziert. Aufgrund der Ätzung lässt sich diese Folie mit Silikon verkleben. Diese Folie wurde ohne Evakuieren auf die Zellen aufgetragen. Hierfür wurde eine Schicht Silikon auf die Zellen gegossen und dann die Folie vom einen Ende zum anderen langsam abgelegt, während gleichzeitig die Luft herausgestrichen wurde. Abbildung 53 zeigt den Absorber nach dem Aushärten des Silikons. Es hat sich gezeigt, dass die Folie auf praktisch der ganzen Breite kleine Wellen bildete. Abbildung 53 und Abbildung 54 zeigen jedoch, dass der Absorber nach der Fertigung sowohl in Quer- wie auch in Längsrichtung global gesehen eben ist, also praktisch keine Durchbiegung aufweist.

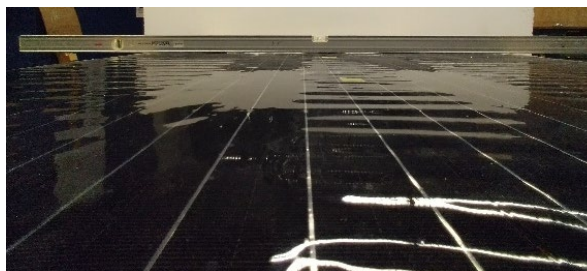


Abbildung 53: Silikonabsorber mit aufgetragener ETFE Schutzfolie. In der Mitte und an den Rändern des Absorbers hat sich die ETFE Folie leicht gewellt. Die Wasserwaage zeigt die Durchbiegung des Absorbers in Querrichtung.



Abbildung 54: Silikonabsorber mit aufgetragener ETFE Schutzfolie. Die Wasserwaage zeigt die Durchbiegung des Absorbers in Längsrichtung

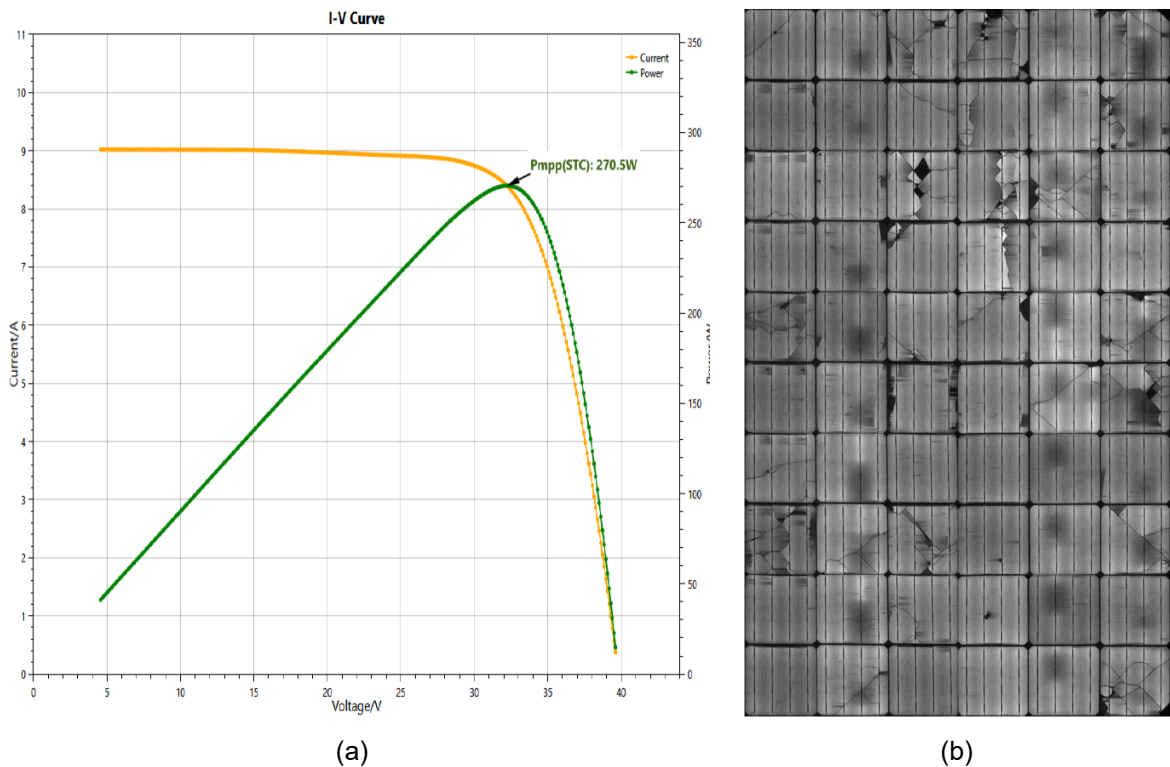


Abbildung 55: I-V Kurve (a) und Elektrolumineszenzaufnahme (b) des fertigen Silikon Absorber nach Messungen im Sonnensimulator (rechts)

Abbildung 55 (b) zeigt die Elektrolumineszenzaufnahme des fertigen Silikon-Absorbers. In den Zellen sind Risse und einige inaktive Stellen zu erkennen. Wie bereits beim Absorber mit EVA-Verkapselung ist auch hier davon auszugehen, dass mindestens ein Teil der Schäden durch die händische Verarbeitung zu Stande gekommen sind. Die elektrische Leistung des Moduls liegt im selben Bereich wie beim EVA-Modul und beträgt bei STC-Bedingungen ( $270.5 \pm 4$ ) W.

### 3.5 PVT-Absorber basierend auf CIGS-Dünnschichtmodul

Von der Firma Flisom konnten CIGS-Dünnschichtmodule (Typ eMetal) im Format 1'575 mm x 448 mm bezogen werden, deren Rückseite ein 1 mm dickes Aluminiumblech bildet (Abbildung 56). Auf zwei der Module wurde anschliessend durch die Firma Soltop ein Aluminium-Mäander per Laserschweißen befestigt. Der Schweißprozess hat bei den Modulen zu keiner sichtbaren Beschädigung geführt. Die elektrische Leistungsfähigkeit der Module wurde vor und nach dem Aufschweißen der Mäander am SPF gemessen. Die elektrische Leistung am Maximum Power Point (MPP) bei Standard Testbedingungen (STC) betrug vor dem Aufschweißen des Mäanders ( $64.4 \pm 1.9$ ) W und nachher ( $64.9 \pm 1.9$ ) W. Es konnten also keine signifikante Änderung festgestellt werden. Ebenso zeigten die Elektrolumineszenzaufnahmen der Module nach dem Schweißen keine neuen Merkmale, welche auf eine Beschädigung hinweisen könnten. Es wurde zusätzlich die elektrische Isolationsfestigkeit getestet (HiPot-Test), welche bei 3 kV erfüllt war, also der geforderten Kriterien genügt.

Die Fertigung eines PVT-Absorbers basierend auf einem CIGS-Modul mit Aluminiumrückseite hat sich also als machbar erwiesen. Hinsichtlich der Langzeitbeständigkeit eines



solchen Absorbers in einem abgedeckten PVT-Kollektor wären jedoch noch Tests und gegebenenfalls Materialanpassungen nötig. Da die elektrische Effizienz der Module mit 9.2 % gegenüber Werten um 20 % von aktuellen cSi-Modulen sehr tief ist, wurde dieser Ansatz im Projekt nicht weiterverfolgt.

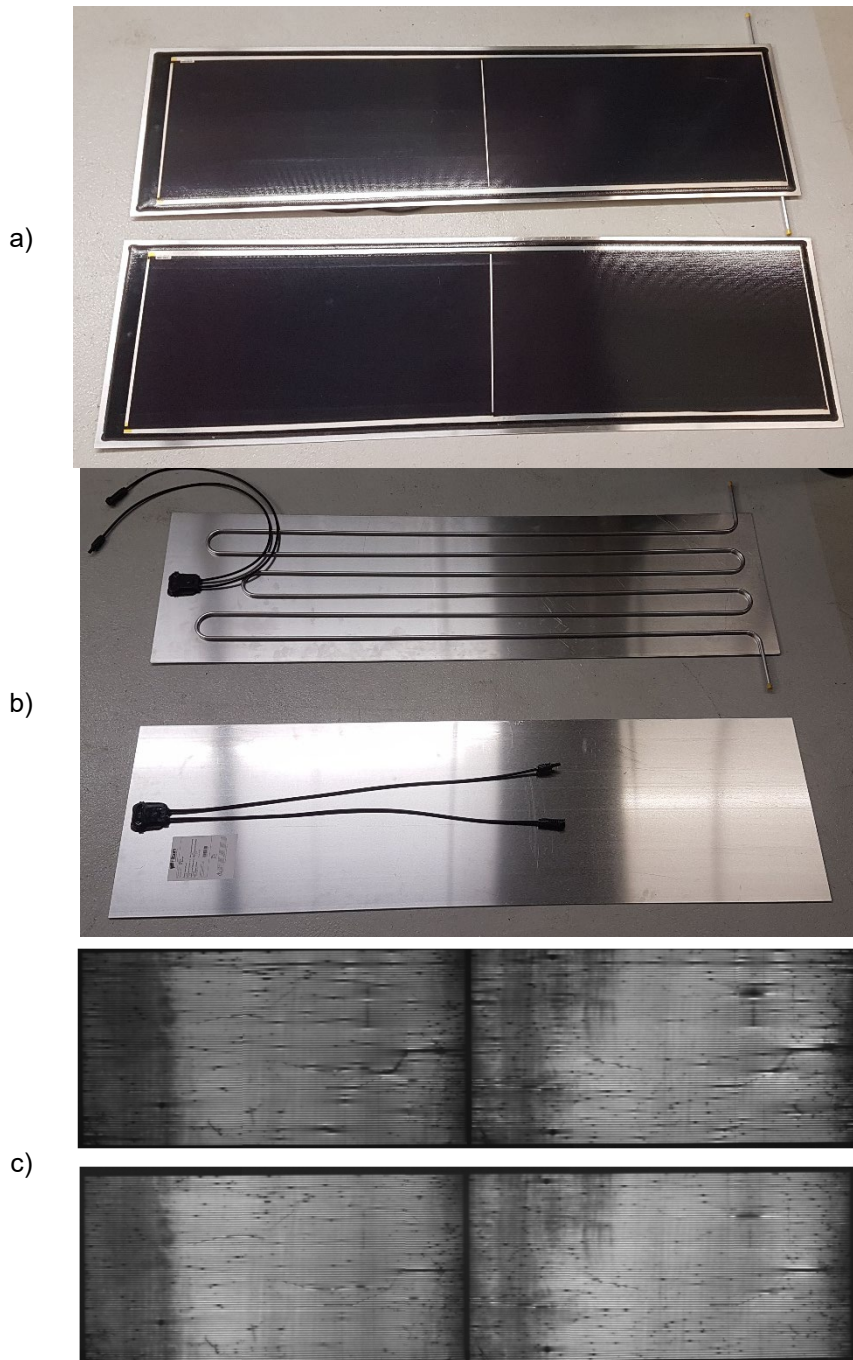


Abbildung 56: CIGS-Module, Vorderseite (a), Aluminiumrückseite (b) und Elektrolumineszenzaufnahme c). Oben jeweils ein Modul mit aufgeschweisstem Mäander und unten ein Modul ohne Mäander.



### 3.6 PVT-Absorber basierend auf Rollbondabsorber

Eine wesentliche Herausforderung der Entwicklung dieser Variante betrifft die Verbindung der Kompensatoren mit dem Rollbondabsorber, aufgrund der unterschiedlichen Materialien. Die Kompensatoren müssen aus Elastizitäts- und Beständigkeitsgründen aus rostfreiem Stahl gefertigt sein. Der Rollbondsabsorber besteht hingegen aus Aluminium.

Durch die Firma Construtec wurden einige Versuche unternommen, um die Verbindung dieser beiden Materialien mit einem Hartlötprozess zu realisieren. Beim Hartlötprozess von Aluminium mit Stahl verbinden sich das Aluminium sowie der Stahl unterhalb der Liquidustemperatur der Verbindungspartner mit dem Lot. Es diffundieren Atome aus den festen Verbindungspartner ins Lot und werden dabei legiert, obwohl der Grundwerkstoff im festen Zustand verbleibt. Die tiefe der Diffusionszone ist massgeblich für die Festigkeit der Lotverbindung. Diese kann von wenigen Mikrometern bis zu einigen Millimetern betragen. Eine Grundvoraussetzung für eine tiefe Diffusionszone sind optimale Prozessparameter (Reisgen und Stein 2016).

In industriellen Prozessen werden die zu verbindenden Elemente meistens mittels Induktionsschleifen erwärmt. Da die beiden Materialien sich aufgrund der elektrischen Leitfähigkeit und der Wärmeleitung sehr unterschiedlich aufheizen, war es mit den vorhandenen Mitteln nicht möglich, eine starke metallische Verbindung zu erzeugen<sup>7</sup>. Im Rahmen dieses Projekts wurde deshalb entschieden, die Verbindung über ein Zwischenstück aus Aluminium zu lösen. Dies erlaubt es, den Mechanismus auf seine Funktionalität zu prüfen. Für ein späteres Produkt wäre jedoch eine geschweisste Variante zu bevorzugen, da ein Verbindungsstück zusätzliche Kosten verursacht und die Abdichtung der kraftschlüssigen Verbindung eine potentielle Fehlerquelle darstellt.

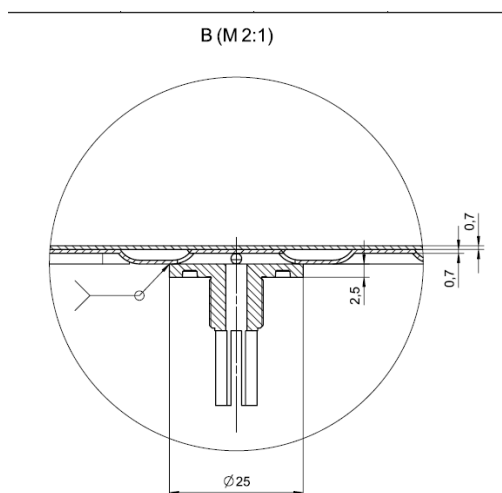


Abbildung 57: Schnitt durch das Anschlussstück an der Unterseite des Rollbondabsorbers.



Abbildung 58: Im Vordergrund das aufgeschweisste Anschlussstück, im Hintergrund der montierte Kompensator.

<sup>7</sup> Eine zweite Abklärung durch Herrn Felix Meier der Firma Schutzgastechnik Lengnau, mit grosser Erfahrung im Laserschweissen von komplexen Materialien, ergab, dass es prinzipiell möglich sein sollte, die vorliegenden Verbindungspartner stoffschlüssig zu verbinden.



Abbildung 57 und Abbildung 58 zeigen das Anschlussstück des Rollbondabsorbers. Dieses ist aus Aluminium gefertigt und wird mittels Laserschweissen an den Rollbondabsorber angebracht. Der Kompensator wird mit einem Feingewinde am Anschlussstück befestigt. Eine X-Ring Dichtung aus EPDM hält die Verbindung dicht. Der obere geschlitzte Teil dient als Anschlag für den Kompensator.

#### Befüllvorgang des Aktuatorkreises

Damit der Überhitzungsschutz korrekt funktioniert, muss das eingefüllte Glykol-Wassergemisch entgast werden. Es wurde deshalb ein Aufbau für das gleichzeitige Entgasen des Fluides und für das Befüllen des Aktuatorkreises aufgebaut (Abbildung 59).

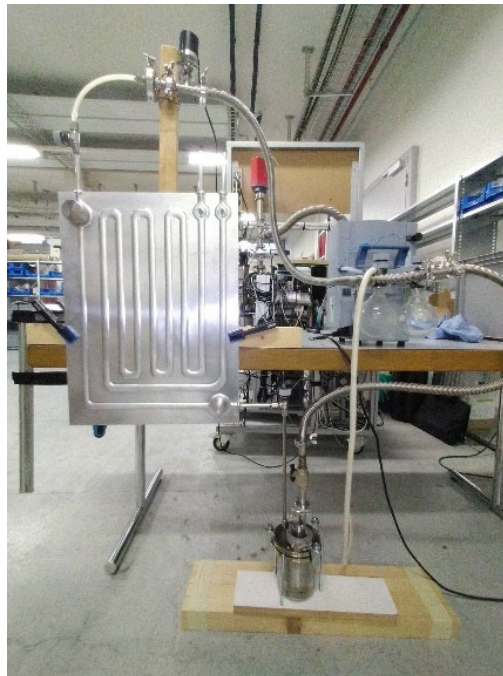


Abbildung 59: Aufbau für das Befüllen des Aktuatorkreises. In der rechten oberen Ecke des Bildes befindet sich der Rollbondabsorber mit dem Aktuator. Der Absorber ist oben über einen durchsichtigen Schlauch mit dem Drucksensor verbunden. Unten ist der Rollbondabsorber mit dem Wasser-Glykollgemisch Behälter verbunden. Auf der rechten Seite befindet sich (blau-grau) die Vakuumpumpe.

Im linken Bildteil ist der Versuchsrollbondabsorber zu sehen mit dem Faltenbalg in der oberen linken Ecke. Auf der rechten Seite ist die Vakuumpumpe. Im unteren Teil ist der Behälter mit dem Fluid zum Befüllen des Aktuatorkreises zu sehen. Für die Befüllung wird folgendermassen vorgegangen: Zuerst werden die Ventile vom Behälter zum Absorber und vom Absorber an die Vakuumpumpe geschlossen. Danach wird der Behälter mit dem Fluid soweit wie möglich evakuiert (das Fluid fängt bei genügend kleinem Partialdruck an zu sieden). Danach wird das Ventil vom Behälter zur Vakuumpumpe geschlossen. In einem zweiten Schritt wird dann der Absorber (durch öffnen des Ventil vom Absorber zur Pumpe) evakuiert. Das Fluid verdampft ab einem Druck von 20 mbar. Im Absorber wird dementsprechend auf einen niedrigeren Druck evakuiert. Durch diesen Druckunterschied kann nun das Fluid in den Absorber gesogen werden. Ein durchsichtiger Schlauch oberhalb des Absorbers zeigt das Niveau der Flüssigkeit an. Danach werden die Ventile vor und nach dem Absorber geschlossen.



## Materialverträglichkeit

Da der Rollbond-Absorber aus Aluminium und der Balg aus Edelstahl besteht, wurde eine Materialverträglichkeitsprüfung durchgeführt. Hierfür wurde der Balg mit entsalztem Wasser befüllt und über etwas mehr als zwei Monate geschlossen gehalten.



Abbildung 60: Balg nach dem Materialverträglichkeitstest.



Abbildung 61: Ausfällungen im Fluid des Aktuatorkreises

Abbildung 60 zeigt den Metallfaltenbalg nach der Materialverträglichkeitsprüfung. Der Balg hat sich während der Prüfung auf mehr als die doppelte Grösse ausgedehnt und steht unter Überdruck. Dies deutet auf eine chemische Reaktion der Materialpartner hin, mit der Produktion von Gas. Um zu sehen, welche Materialpartner von der chemischen Reaktion betroffen sind, wurde der Aktuatorkreis geöffnet und das Gas sowie das Fluid aufgefangen. Ein Brennbarkeitstest hat beim Gas gezeigt, dass es sich hierbei höchstwahrscheinlich um Wasserstoff handelt. Abbildung 61 zeigt das anschliessend dem Aktuatorkreis entnommene Fluid. Darin sind weisse Ausfällungen zu sehen. Diese waren ebenfalls überall am Aluminium zu finden. Laut (Ostermann 2007) kann Aluminium in Kontakt mit Wasser korrodieren und zu Wasserstoffbildung führen. Dabei wird Aluminiumhydroxid ausgefällt. Frühere Untersuchungen zu Aluminiumabsorbern und dem Einsatz von Aluminium in Solarkreisen hatten gezeigt, dass der Einsatz von Inhibitoren im Solarfluid die Aluminiumkorrosion unterbinden kann (Gantenbein, Bohren, und Leuenberger 2018). Zudem sollten auch folgende andere wichtigen Punkte eingehalten werden:

- Wärmeträgerfluid mit entsprechenden Inhibitoren für Aluminium.
- Messing nicht mit Aluminium direkt in Kontakt.
- Messing nur an Stellen verbauen, an denen die Temperaturen tiefer als ca. 80°C sind.
- Kupfer und Aluminium durch rostfreien Stahl – Rohrstück trennen.
- Verarbeitung ohne zinkhaltige Lötmittel.
- Verarbeitung ohne chlorhaltige Flussmittel.
- Verhindern von Sauerstoffeintrag in den Wärmeträgerkreis.

Da im ursprünglichen Versuch Verschraubungen aus Messing eingesetzt waren, wurden in einem zweiten Versuch diese durch Edelstahlverschraubungen ersetzt. Als Fluid wurde ein Glykol-Wassergemisch mit Inhibitoren eingesetzt.



(a)

(b)

Abbildung 62: (a) Glykol-Wassergemisch vor und (b) nach dem Versuch

Abbildung 62 zeigt die Glykol-Wasser Mischung mit dem Korrosionsinhibitor vor (a) und nach (b) dem Versuch. Es trat eine leichte farbliche Veränderung auf und ein paar einzelne, sehr kleine Partikel wurden aus dem Absorber geschwemmt. Es könnte sein, dass die Partikel und Verfärbung noch von der vorherergangenen Oxidation stammen. Die Veränderungen sind minimal und die Partikel sind kleiner als beim Referenz-Versuch.

Durch den Einsatz der Edelstahl-Verschraubungen und der speziellen Glykol-Mischung konnte eine erneute Wasserstoff Produktion im Kreislauf verhindert werden. Der Faltenbalg behielt seine Ausgangsgrösse.

Um abschliessend festzustellen, ob der Ersatz der Verschraubungen oder der Einsatz der Inhibitoren den Erfolg gebracht haben, wurde der Versuch mit gewöhnlichem demineralisiertem Wasser anstatt des Wasser-Glykol-Gemischs mit Inhibitoren wiederholt.

Während drei Monaten wurde die Ausdehnung des Balges regelmässig überprüft. Es konnte dabei keine Veränderung festgestellt werden. Nach der Versuchsperiode wurden das demineralisierte Wasser und der Rollbondabsorber untersucht. Das Wasser enthielt keine Ausfällungen und hatte auch keine Trübung in der Farbe. Der Rollbondabsorber wies ebenfalls keine Anzeichen von Korrosion auf. Es kann daraus geschlossen werden, dass die ursprünglich beobachtete starke Wasserstoffbildung auf die Materialkombination von Aluminium und Messing zurückzuführen ist und dass der Einsatz von Edelstahl anstelle von Messing dieses Problem löst.



### 3.7 Ansätze für die low-e-Beschichtung von PVT-Absorbern

Ein PVT-Absorber, dessen Vorderseite eine Polymerfolie (oder auch eine Glasscheibe) bildet, hat gegenüber einem guten spektral-selektiven Absorber eines thermischen Flachkollektors deutlich höhere Wärmeverluste durch Wärmestrahlung. Grund dafür ist der deutlich höhere Emissionsgrad von über 90 % gegenüber weniger als 10 %. Der Einfluss des Absorber-Emissionsgrads auf den thermischen Wirkungsgrad eines thermischen Kollektors ist in Abbildung 63 dargestellt.

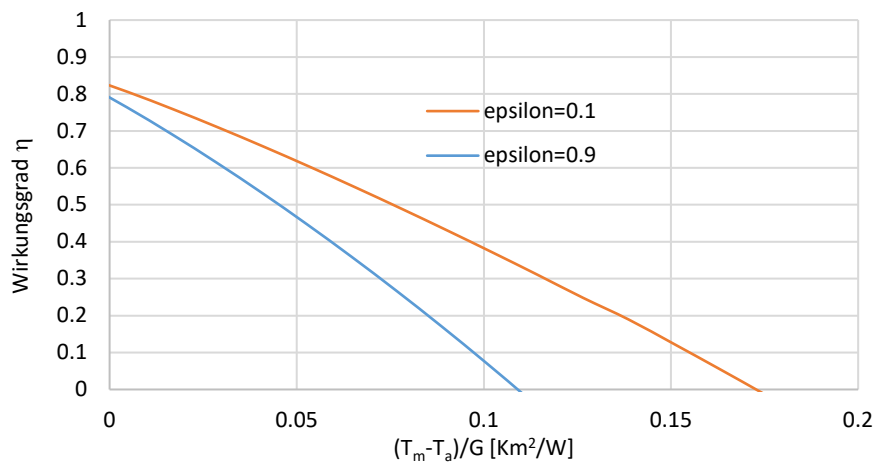


Abbildung 63: Thermische Wirkungsgradkennlinien eines guten abgedeckten thermischen Flachkollektors mit spektraler Selektivität (epsilon = 0.1) und ohne (epsilon = 0.9). Die Kurven wurden berechnet mit der Software Kolektor 2.2 (Matuska und Zmrhal 2008) mit typischen Eingabewerten für einen guten thermischen Flachkollektor. Variiert wurde nur der Emissionsgrad des Absorbers.

Um hier einen Eindruck des Effekts der spektralen Selektivität auf die mit einem Kollektor erzielbaren Wärmeerträge zu vermitteln, wurden mit der Software Polysun Bruttowärmeerträge für Kollektoren mit diesen beiden Kennlinien berechnet (Abbildung 64). Diese Resultate zeigen erwartungsgemäss klar auf, dass durch die Reduktion des Absorber-Emissionsgrads, insbesondere bei höheren Betriebstemperaturen, deutlich höhere Kollektor-erträge erzielt werden können.

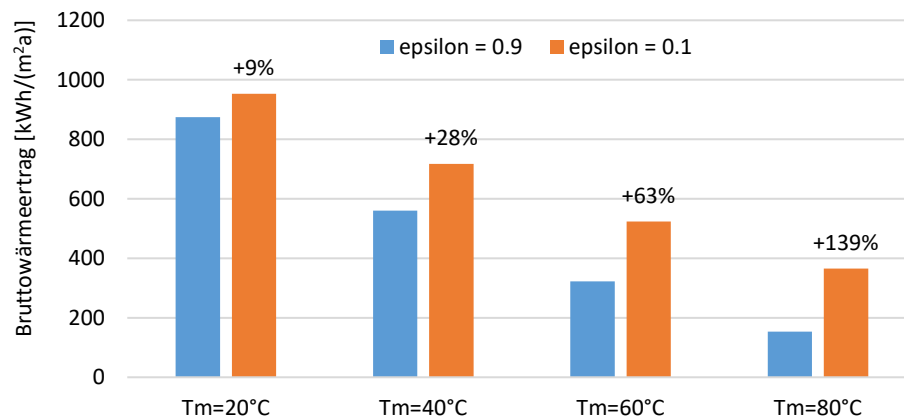


Abbildung 64: Jährliche Bruttowärmeerträge für verschiedene Kollektormitteltemperaturen für thermische Kollektoren mit den Kennlinien aus Abbildung 62, d.h. mit hohem bzw. geringem Absorber-Emissionsgrad. Die Resultate wurden mit der Software Polysun berechnet, für den Standort Rapperswil und 45° geneigte und nach Süden ausgerichtete Kollektoren. Die Prozentwerte entsprechen den Mehrerträgen, die dank der spektralen Selektivität erzielt werden.





Bei einem PVT-Absorber könnte der Emissionsgrad mit Hilfe einer sogenannten low-e-Schicht auf der Frontseite des Absorbers reduziert werden. Untersuchungen zu diesem Thema wurden bereits in Projekten des Fraunhofer ISE gemacht (Wenker u. a. 2012; Lämmle 2018). Der Fokus lag dort bei Beschichtungen auf Glassubstrat. Es wurden insbesondere kommerziell verfügbare Beschichtungen aus dem Fensterbereich sowie eine eigens am ISE entwickelte Schicht untersucht. Die meisten Produkte aus dem Fensterbereich sind für niedrige Emissionsgrade, jedoch nicht für einen hohen Transmissionsgrad im Wellenlängenbereich der spektralen Empfindlichkeit von Solarzellen optimiert, was sie für den Einsatz in einem PVT-Absorber ungeeignet macht. Recht gute Eigenschaften ergaben in den Untersuchungen des ISE das Produkt "Pilkington K-Glass", ein Glas mit einer  $\text{SnO}_2\text{:F}$  basierten Schicht, versehen mit einer  $\text{TiO}_2$ -Antireflexschicht (solarer Transmissionsgrad  $T_{\text{AM}1.5} = 0.80$  und Emissionsgrad  $\varepsilon_{373\text{K}} = 0.15$ ) sowie das Produkt "Euroglas", ein Glas mit einer  $\text{ZnO:Al}_2\text{O}_3$ -basierten Schicht ( $T_{\text{AM}1.5} = 0.86$  und  $\varepsilon_{373\text{K}} = 0.30$ ). Die vom ISE entwickelte Silber-basierte Beschichtung ergab ebenfalls gute optische Werte ( $T_{\text{AM}1.5} = 0.79$  und  $\varepsilon_{373\text{K}} = 0.13$ ), hatte sich in einem Alterungstest bei Kondensationsbedingungen aber als weniger robust erwiesen.

Im vorliegenden Projekt HiPer-PVT stellte sich die Frage, ob eine low-e Beschichtung auch auf einer ETFE-Folie, welche hier anstatt Glas als vordere Schutzschicht des Absorbers eingesetzt werden soll, technisch machbar wäre. Mit dem Ziel, eine grundsätzliche Machbarkeitseinschätzung zu erlangen, wurde beim Labor für Dünnschichten und Photovoltaik der EMPA eine entsprechende theoretische Studie in Auftrag gegeben.

Im Vornhinein wurden folgende Kriterien für eine low-e-Schicht auf ETFE festgelegt:

- Hoher Transmissionsgrad im Spektralbereich  $0.3 \mu\text{m} - 1.2 \mu\text{m}$  ( $\rightarrow$  Solarstrahlung im Sensitivitätsbereich der PV-Zellen erreicht die PV-Zellen)
- Geringer Reflexionsgrad im Spektralbereich  $1.2 \mu\text{m} - 3 \mu\text{m}$  ( $\rightarrow$  Solarstrahlung wird entweder von der Beschichtung oder von den dahinterliegenden PV-Zellen absorbiert)
- Hoher Reflexionsgrad im Spektralbereich  $> 3 \mu\text{m}$  ( $\rightarrow$  geringe Wärmestrahlungsverluste)
- Gute Adhäsion an ETFE
- Hohe Abrasionsresistenz
- Temperaturstabilität im Bereich  $-30 \text{ }^\circ\text{C}$  bis  $+120 \text{ }^\circ\text{C}$
- Beständigkeit gegenüber Wasser und Kondensation von Wasserdampf

Im Fokus der Untersuchungen lagen sogenannte TCO's (transparent conductive oxides). Das Vorgehen bestand aus einer Literaturrecherche sowie aus optischen Simulationen (transport matrix method) mit der Software RefFIT. Die Resultate zeigen, dass mit TCO's auf ETFE theoretisch die gewünschten optischen Eigenschaften erreicht werden können. Ein Ausschlusskriterium für einige Beschichtungen ( $\text{Sn}_2\text{O:F}$  und  $\text{TiO}_2\text{:Nb}$ ) war, dass die Prozesstemperatur bei der Beschichtung von ETFE  $150 \text{ }^\circ\text{C}$  nicht überschreiten darf. Weiter einschränkend sind für gewisse Beschichtungen deren ausgewiesene geringe Stabilität gegenüber Umwelteinflüssen ( $\text{ZnO:Al}$  und  $\text{InO:H}$ ). Diese könnten allenfalls mit einer zusätzlichen Schutzschicht versehen eingesetzt werden. Schliesslich wurden als vielversprechende Optionen ITO ( $\text{InSnO}$ ) und IZO ( $\text{InZnO}$ ) Beschichtungen identifiziert. Die erlangten Erkenntnisse stellen einen guten Ausgangspunkt für die Entwicklung einer entsprechenden Schicht dar. Diese Entwicklung hätte jedoch den Rahmen des vorliegenden Projekts gesprengt und müsste in einem separaten Projekt erfolgen.



### 3.8 Fazit PVT-Absorber

Die Variante mit CIGS-Dünnschichtmodulen wäre prinzipiell attraktiv, da sie eine integrierte Fertigung erlauben würde. Auch hat sich das Aufschweissen eines Wärmeabnehmerrohrs auf die Aluminiumrückseite eines flexiblen CIGS-Moduls als problemlos machbar erwiesen. Aufgrund der verhältnismässig sehr geringen elektrischen Effizienz solcher Module, wurde jedoch von der Weiterverfolgung dieses Ansatzes abgesehen und haben sich die weiteren Untersuchungen auf den Ansatz mit cSi-Zellen konzentriert.

Die Absorbervariante mit einem Aluminium-Rollbond und direkt darauf angebrachten Kompensatoren für den Überhitzungsschutz konnte in Form eines Mini-Absorbers realisiert werden. Erste technische Hindernisse im Zusammenhang mit dem eingesetzten Fluid konnten untersucht und überwunden werden. Diese Bauvariante ist vielversprechend, erfordert jedoch noch einigen Entwicklungsaufwand. Deshalb wird sie in einem separaten Nachfolgeprojekt (PVT-COPRAS) weiterverfolgt.

Für die elektrische Isolation zwischen PV-Zellen und Absorberblech wurden mit der Alanod-Beschichtung bzw. dem Einsatz einer isolierenden Polymerfolie zwei gangbare Lösungen identifiziert, welche beim anschliessenden Bau von Prototypen beide eingesetzt wurden.

Es konnten erfolgreich PVT-Absorber mit cSi-Zellen auf Blech-Mäander-Wärmeabnehmern sowohl mit EVA- wie auch Silikonverkapselung angefertigt werden. Die Vorteile von EVA (und anderer gängiger PV-Verkapselungsmaterialien) sind, dass es in einem Standard-Laminierprozess verarbeitet werden kann und kostengünstig ist. Dessen Nachteile gegenüber Silikon sind die deutlich geringere Temperaturbeständigkeit und die geringere Elastizität. Wenn der Überhitzungsschutz die Temperatur zuverlässig limitiert, so wäre die Temperaturbeständigkeit von EVA ausreichend. Für die Fertigung eines planen Absorbers und damit auch für die Realisierung eines Überhitzungsschutzes basierend auf Absorber-Shifting, sowie zur Vermeidung zu grosser Scherkräfte zwischen den verschiedenen Materialschichten, ist die höhere Elastizität von Silikon jedoch ein deutlicher Vorteil und eventuell unabdingbar. Angesichts der Vor- und Nachteile beider Materialien wurden für den Bau der Prototypen dann weiterhin beide Verkapselungsvarianten berücksichtigt.



## 4 Aufbau und Test von Funktionsmustern

Basierend auf den vielversprechendsten Lösungen aus der Aktuator- und der Absorberentwicklung, wurden zwei komplette PVT-Kollektoren angefertigt. Es wurde ein Überhitzungsschutzmechanismus mit einem Wellrohr als Aktuator (siehe Abschnitt 2.7) konstruiert. Als Absorber wurde einmal ein EVA-Laminat mit dem Schichtaufbau gemäss Abbildung 42 a) (fortan EVA-Absorber genannt) und einmal ein Absorber mit Silikonverkapselung gemäss Abbildung 42 b) (fortan Silikon-Absorber genannt) eingesetzt. Die beiden fertigen Funktionsmuster wurden dann verschiedenen Funktions- und Leistungstests unterzogen.

### 4.1 Konstruktion

Der Absorber wird so in den Kollektorrahmen eingebaut, dass er bei Überschreiten einer festgelegten Schalttemperatur durch den Wellrohr-Aktuator seitlich bewegt wird. Über ein Gelenk wird diese Bewegung in eine Vertikalbewegung umgewandelt und der Absorber in Kontakt mit der Abdeckscheibe gebracht. Der Wellrohr befindet sich in einem Führungsrohr, welches auf der Absorberrückseite befestigt ist. Abbildung 65 zeigt eine schematische Darstellung der Funktionsweise des Überhitzungsschutzmechanismus der Funktionsmuster. Bei 20 °C Absorberrtemperatur sind der Aktuator und der Absorber in Ruhestellung. Steigt die Temperatur an, so dehnt sich der Aktuator immer weiter aus, bis er bei 80 °C auf einen Anschlag trifft und beginnt, den Absorber in Richtung der Scheibe anzuheben. Bei 100 °C ist der Absorber in Kontakt mit der Scheibe.

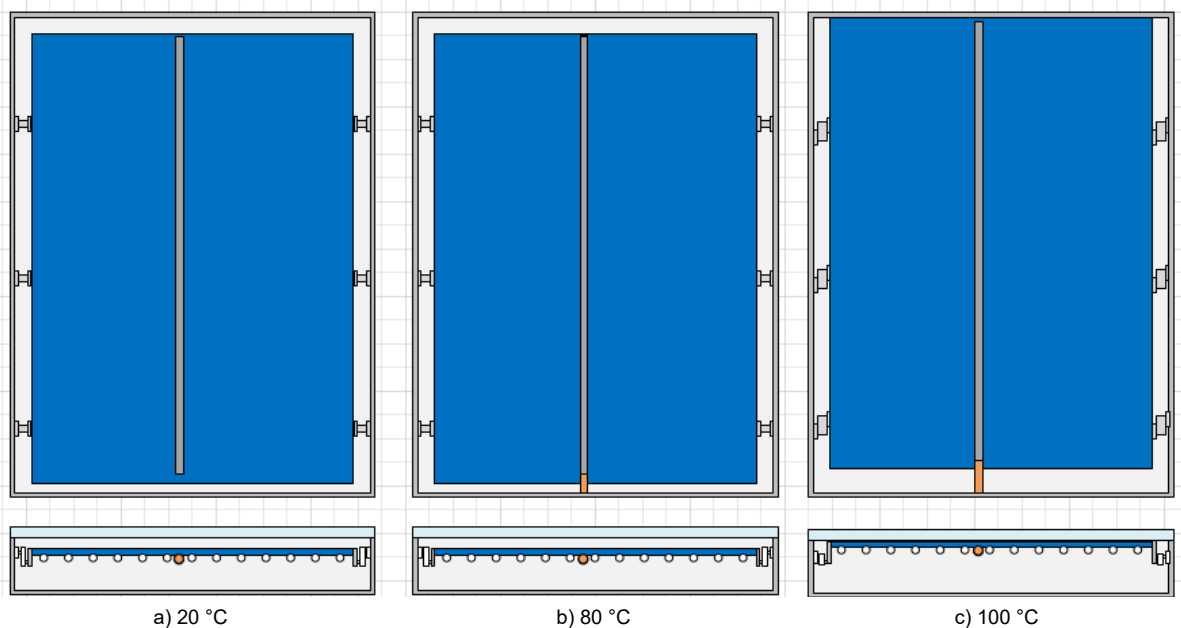


Abbildung 65: Funktionsweise Überhitzungsschutzmechanismus: a) Zustand bei Absorber bzw. Aktuatortemperatur von 20 °C mit Absorber und Aktuator in Ruhestellung; b) Zustand bei 80 °C mit Absorber in Ruhestellung und Aktuator leicht ausgefahren; c) Zustand bei 100 °C mit Absorber in angehobener Position und Aktuator voll ausgefahren. Die oberen Abbildungen zeigen die Ansicht von hinten auf den Absorber und die unteren Abbildungen den Schnitt quer durch den Kollektor auf der Höhe eines Gelenks.



Der Kollektorrahmen (Abbildung 66 und Abbildung 67) wurde mit einem 80 mm hohen U-Profil angefertigt. In dieses wurden an beiden langen Seiten des Kollektors jeweils drei Gelenke befestigt, welche den Absorber lagern. Der Absorber besteht aus dem PV-Laminat mit Aluminiumrückseite und aufgeschweisstem Mäander, auf dessen Rückseite an allen Rändern ein 25 mm U-Profil befestigt wurde. Zusätzlich wurde er durch drei T-Profile, welche auf der Höhe der Gelenke befestigt sind, versteift. In die T-Profile wurden Aussparungen für die Durchführung der Mäanderrohre gefräst.

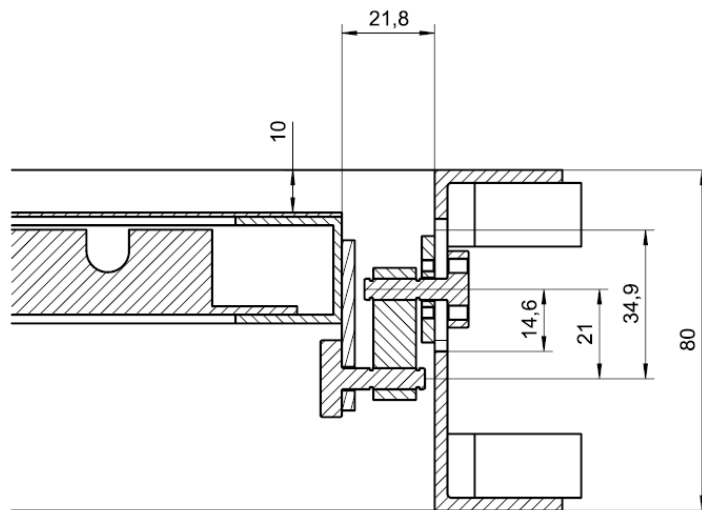


Abbildung 66: Detail aus dem Schnitt C-C aus der Baugruppenzeichnung. Der Rahmen ist über ein Gelenk mit dem Absorber verbunden. Dieser hat eine Distanz von 21 mm von Achse zu Achse und ermöglicht dem Absorber einen maximalen Hub von 21 mm zu machen.

Abbildung 66 zeigt eine detaillierte Ansicht des Schnitts "C-C" durch den Kollektor. Auf der linken Seite der Abbildung ist der Absorber zu sehen, der durch ein Gelenk mit dem Rahmen des Kollektors verbunden ist. Der Absorberrahmen und der Kollektorrahmen wurden für eine stabile aber leichte Konstruktion aus Aluminium gefertigt. Die Konstruktion erlaubt einen theoretischen Hub von 21 mm.

Abbildung 67 zeigt die Rückseite des Absorbers. Zu sehen ist der Absorberrahmen mit den drei quer verlaufenden Versteifungsschienen. In der Mitte befindet sich das Hüllrohr des Aktuators, welches ebenfalls mit der Absorberrückseite verklebt wurde.



Abbildung 67: Absorber mit Rahmen und den seitlichen Kollektorrahmen. In der Mitte ist das Hüllrohr des Aktuators zu sehen.



Das Gelenk, das es ermöglicht den Absorber anzuheben, besteht aus je einem Bolzen, welcher am Rahmen bzw. am Absorber befestigt wurde (Abbildung 68 und Abbildung 69). Die Bolzen wurden über einen Vierkant-Stahlstab miteinander verbunden und mit Sicherungsscheiben gesichert. Das ganze Gelenk besteht aus Stahl, um die Reibung möglichst gering zu halten.

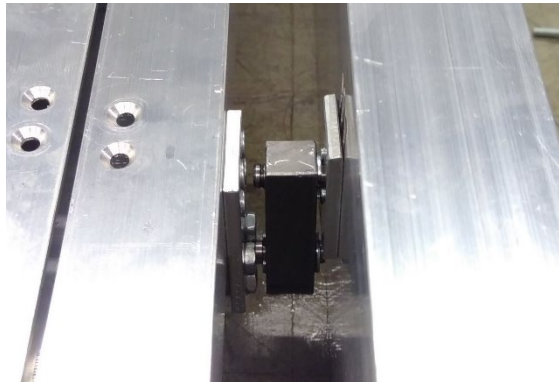


Abbildung 68: Gelenk in Ruhezustand

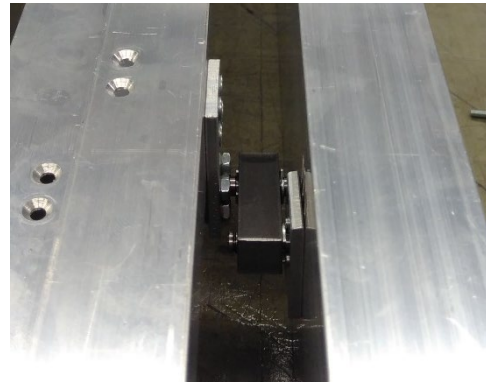


Abbildung 69: Gelenk voll ausgefahren

Um das Gelenk möglichst klein zu designen, wurde der Bolzen genauer untersucht. In einer FEM Analyse<sup>8</sup> wurde der Bolzen an der vordersten Fläche mit einer Kraft von 20 N beaufschlagt (Abbildung 70 und Abbildung 71). Bei den Schraubenlöchern wurde der Bolzen gelagert. Die Befürchtung, dass der Bolzen zu stark verbogen werden könnte, hat sich nicht bestätigt. Der Bolzen mit einem Durchmesser von 5 mm verbiegt sich gemäss den Berechnungen um weniger als 0.02 mm. Die Spannungen sind mit 65 MPa ebenfalls unkritisch (Festigkeitswert von Baustahl 235 MPa<sup>9</sup>). Die Spannungen sind wie erwartet im Freistich des Bolzens, zwischen der Lagerfläche und dem Flansch, am höchsten. Der Freistich ist nötig, damit der Bolzen ganz in den Rahmen geschoben werden kann. Die Resultate zeigen, dass der Bolzen auch kleiner designt werden könnte. Für den Prototyp wurde darauf verzichtet, da die grösseren Bolzen die händische Montage vereinfachen.

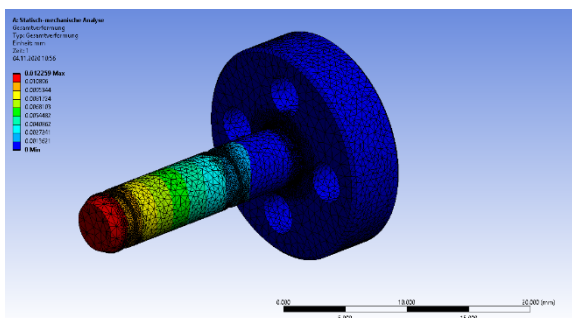


Abbildung 70: FEM-Resultate für die Verformung des Gelenkbolzens. Die Verformung beträgt weniger als 0.02 mm bei einer Last von 20 N pro Gelenk.

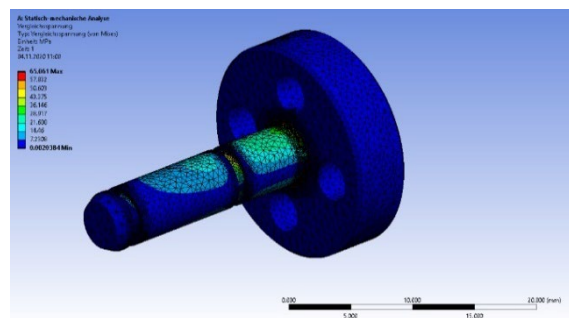


Abbildung 71: FEM-Resultate für Spannungen im Gelenkbolzen. Die Spannungen betragen maximal 65 MPa und treten vor allem im Übergang zum Bolzen auf.

<sup>8</sup> Simulationen mit Ansys Mechanical WB 2019 R3 durchgeführt.

<sup>9</sup> Wittel H., Jannasch D., Voßiek J., Spura C. (2017) Festigkeitsberechnung. In: Roloff/Matek Maschinenelemente.



Der komplette Kollektor wurde zusammengebaut und mit einem 4 mm Glas (ESG) abgedeckt. Als Rückwand wurde eine Holzplatte verwendet. Diese erlaubt es, einfach Änderungen am Kollektor vorzunehmen. Der Aktuator wurde beim Prototyp durch den Kollektorrahmen geführt und aussen mit einem Anschlag gekontert. Die Position des Anschlags ist verstellbar, so dass bei den Tests eine Verstellung der Temperatur möglich war, ab welcher der Aktuator den Absorber anzuheben beginnt. Schliesslich wurde der Kollektor noch mit einer Wärmedämmung am Rahmen versehen.

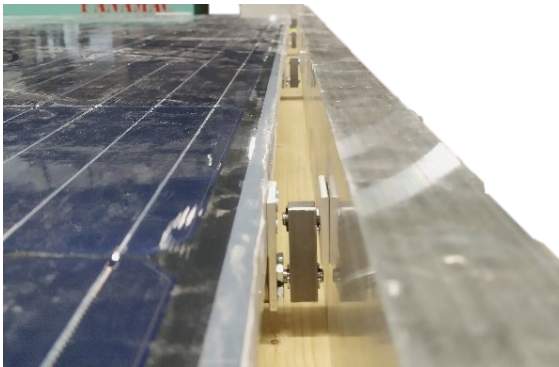


Abbildung 72: Absorber befestigt am Rahmen mit den Gelenken



Abbildung 73: Montierter Prototyp im Sonnensimulator

Um die Temperatur des Absorbers in den nachfolgend dokumentierten Kollektortests messen zu können, wurde dessen Rückseite an fünf verschiedenen Stellen mit Temperatursensoren versehen (siehe Abbildung 74). Zusätzlich wurden in die Kollektorrückwand an acht Stellen kleine Löcher gebohrt, so dass an diesen Stellen die Lage des Absorbers (Abstand zur Kollektorrückwand bzw. zur Abdeckscheibe) gemessen werden konnte (siehe ebenfalls Abbildung 74).

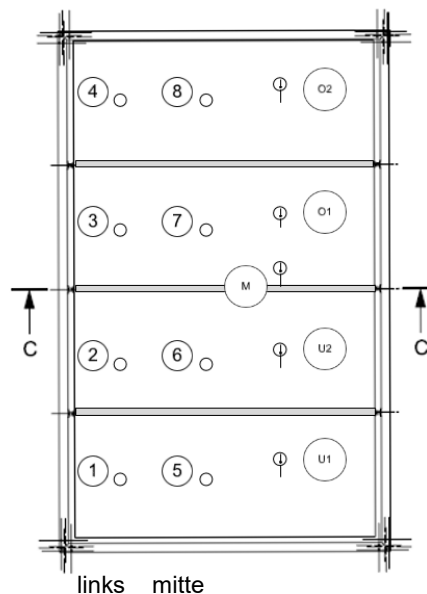


Abbildung 74: Position der Temperaturfühler (von unten nach oben; U1,U2,M,O1,O2) und Messstellen zur Bestimmung der Lage des Absorbers (1-8).



## 4.2 Funktionstests

Im Indoor-Sonnensimulator wurde in verschiedenen Aufheiztests die Funktion des Überhitzungsschutzmechanismus getestet. Ebenfalls im Sonnensimulator wurden Leistungsprüfungen bei unterschiedlichen Betriebsbedingungen durchgeführt und entsprechende thermische Leistungskennlinien ermittelt. Der Kollektor mit Silikonverkapselung wurde zusätzlich einem Outdoor-Expositionstest unterzogen, welcher insbesondere der Untersuchung des Stagnationsverhaltens diente. In der Klimakammer und im Sonnensimulator wurden auch mögliche Verformungen der Absorber aufgrund unterschiedlicher thermischer Ausdehnungskoeffizienten der Materialien untersucht.

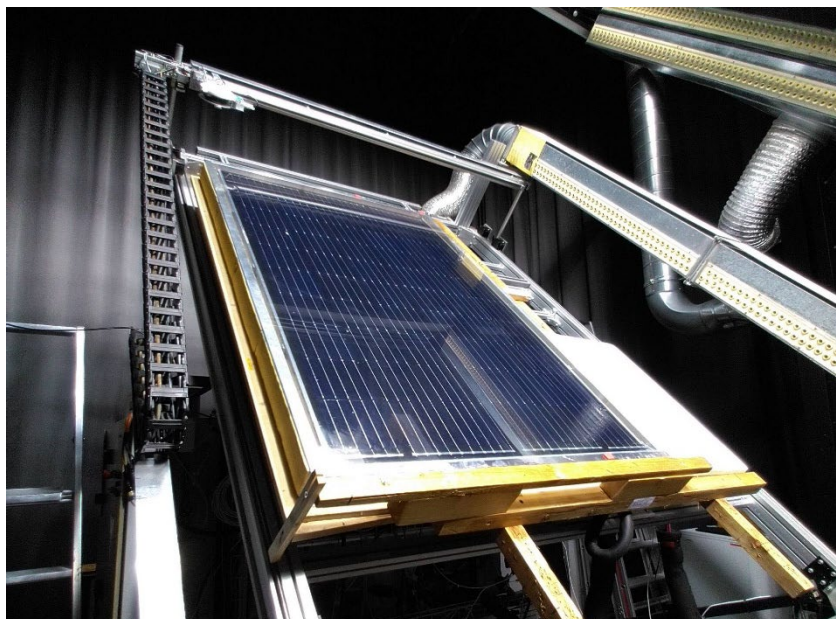


Abbildung 75: PVT-Versuchskollektor mit EVA-Verkapselung auf dem Sonnensimulator

### 4.2.1 Ebenheit des Absorbers

Die Ebenheit des Absorbers ist aus zwei Gründen sehr wichtig. Zum einen muss im Betriebszustand der Abstand zwischen Absorber und Abdeckscheibe im Bereich 10 – 15 mm liegen um die vorderseitigen Wärmeverluste zu minimieren. Ist der Abstand aufgrund eines unebenen Absorbers kleiner, so steigen die Wärmeverluste stark an. Die Ebenheit des Absorbers ist aber auch für die gute Funktion des Überhitzungsschutzes entscheidend. Dieser beruht darauf, dass der Absorber in Kontakt mit der Abdeckscheibe gebracht wird. Unebenheiten des Absorbers können dazu führen, dass manche Bereiche des Absorbers im Überhitzungsschutzzustand nicht im Kontakt mit der Scheibe sind, und damit deren Temperatur und auch die Temperatur in benachbarten Bereichen deutlich höher ist. Schon ein kleiner Luftspalt hat nämlich eine stark wärmedämmende Wirkung. So beträgt beispielsweise der Wärmewiderstand einer 1 mm dicken Luftschicht rund  $0.04 \text{ K}/(\text{W}/\text{m}^2)$ . In einem Stagnationszustand, in dem beispielsweise  $800 \text{ W}/\text{m}^2$  Wärme vom Absorber an die Umgebung abgegeben werden müssen, ergibt sich damit ein Temperaturunterschied über den Luftspalt von rund 30 K. Das bedeutet, dass wenn ein grösserer Bereich des Absorbers einen solchen Abstand von der Abdeckscheibe hat, so ist dieser Bereich 30 K wärmer als die Glasinnenseite.



In der Klimakammer wurde eine qualitative Beurteilung der Ebenheit der Absorber bei Raumtemperatur (23 °C) und bei 85 °C vorgenommen. Es hat sich gezeigt, dass der EVA-Absorber bereits bei 23 °C eine Bombierung aufweist (Abbildung 76 a)). Insbesondere die Ränder fallen nach unten ab, im Vergleich zur Ebene um ca. 5 - 7 mm. Bei 85 °C nimmt diese Bombierung noch etwas zu (Abbildung 76 b)).

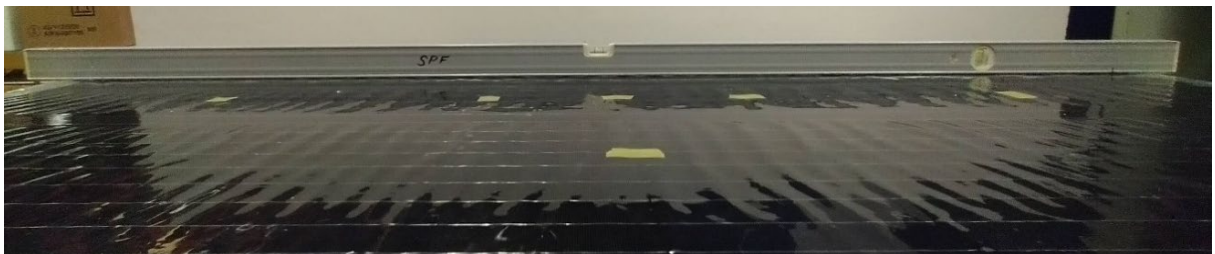


a)

b)

Abbildung 76: Durchbiegung des EVA-Absorbers bei a) Raumtemperatur 23°C und b) in der Klimakammer bei 85°C

Der Silikon-Absorber ist bei Raumtemperatur, abgesehen von den lokalen Unebenheiten (Wellen an der Oberseitenfolie), sehr eben. Zudem ergab sich bei homogener Erwärmung auf 85 °C in der Klimakammer auch keine nennenswerte Verformung (siehe Abbildung 77). Im Ausgangszustand und vor dem Einbau in den Kollektor ist dieser Absorber also wunschgemäss deutlich planer als der EVA-Absorber.



a)



b)

Abbildung 77: Durchbiegungsmessung des Silikonabsorbers in der Klimakammer bei a) 23 °C und b) bei Raumtemperatur 85 °C

Die Ebenheit der Absorber wurde dann auch nach deren Einbau in den Kollektor untersucht. Die Bedingungen sind hier etwas komplexer. Zum einen ist die Temperaturverteilung nicht ganz homogen. Zum anderen ist der Absorber an den Gelenken aufgehängt, deren Fertigungspräzision und Positionierung ebenfalls einen Einfluss auf die Ebenheit des Absorbers haben kann. Gemessen wurde von der Rückseite her an den in Abbildung 74 dargestellten Messstellen.





Bei präziser Montage des Absorbers im Kollektor liegen die Abstände des Absorbers von der Rückwand bei den Messstellen in einem recht engen Bereich. So kann auch beim EVA-Absorber der Unterschied zwischen dem höchsten und dem tiefsten Messpunkt im kalten Zustand weniger als 1 mm betragen. Das oben erwähnte Abfallen des EVA-Absorbers zu den Ecken hin kommt erst ausserhalb der Messstellen stärker zu tragen.

Wird der Absorber durch einfallende Solarstrahlung erwärmt (im Kollektor mit deaktiviertem Überhitzungsschutz), so ergibt sich beim EVA-Absorber wiederum eine Bombierung, in einem transienten Zustand bei ca. 95 °C je nach Messstelle um 0 – 2.2 mm (Abbildung 78 a). Der Silikon-Absorber, wie bereits bei den Klimakammertests, verformt sich durch die Erwärmung auch eingebaut im Kollektor praktisch nicht. In Stagnation bei einer Einstrahlung von 800 W/m<sup>2</sup> beträgt die Abweichung von der Ausgangsposition zwischen -0.6 und 0.6 mm (Abbildung 78 b).

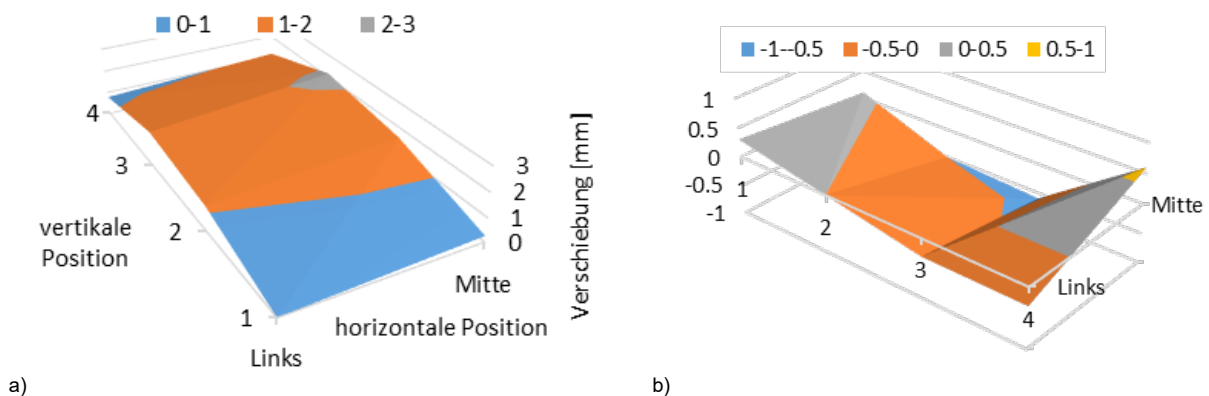


Abbildung 78: Durchbiegung des eingebauten Absorbers im heissen Zustand ohne Überhitzungsschutzmechanismus (d.h. Aktuator ohne Anschlag), gegenüber dem kalten Zustand. Die Verschiebung entspricht der Bewegung des entsprechenden Punktes von seiner Ausgangsposition in Richtung der Abdeckscheibe. Abgebildet ist jeweils die Hälfte des Absorbers. Die Messpunkte (1-4) Links und Mitte entsprechen den Messpunkten (5-8) aus Abbildung 74. a) EVA-Absorber bei ca. 850 W/m<sup>2</sup> Einstrahlung, gemessen im Aufheiztest (siehe Abschnitt 4.2.2) bei Erreichen von 100 °C am obersten Temperaturfühler. b) Silikon-Absorber im Outdoor-Expositionstest bei ca. 800 W/m<sup>2</sup> Einstrahlung.

#### 4.2.2 Aufheiztests

Die Funktionalität des Überhitzungsschutzes wurde mit Aufheiztests im Sonnensimulator untersucht. Dazu wurden die Prototypen mit aktiviertem Überhitzungsschutz, d.h. mit einem Anschlag für den Aktuator, bei verschiedenen Einstrahlungen jeweils so lange exponiert, bis die Stagnationstemperatur erreicht wurde, oder bei einer der Temperaturmessstellen ein Wert über 100 °C erreicht wurde. Letzteres Kriterium wurde gesetzt, um nicht zu riskieren, dass die Prototypen bei diesen ersten Tests Schaden nehmen. Die Kollektoren waren bei diesen Tests nicht durchströmt und, falls nicht anders vermerkt, waren sie elektrisch nicht angeschlossen.

Entsprechende Messresultate für den Kollektor mit EVA-Absorber sind in Abbildung 79 dargestellt. Die Temperaturverläufe zeigen, dass sich der Kollektor bis ca. 85 °C stetig erwärmt, wobei erwartungsgemäss oben stärker als unten. Bei 85 °C berührt die Mitte des Absorbers das Abdeckglas, was sich in einer abrupten Änderung der Steigung der Temperaturkurve des mittleren Fühlers zeigt. Kurz darauf zeigen die Temperaturfühler auf 1/3 bzw. 2/3 Höhe des Absorbers den gleichen Effekt. Der oberste Fühler erreicht nach ca. 35 Minuten 100 °C, worauf der Test gestoppt wurde. Die Resultate zeigen, dass vor allem die



Mitte sowie knapp auch die Temperaturfühler auf 1/3 bzw. 2/3 der Höhe unter den Wert des untersten Fühlers sinken. Dies weist darauf hin, dass die unteren und oberen Bereiche des Absorbers, mutmasslich aufgrund dessen Verformung nicht in Berührung mit der Scheibe gelangen. Abbildung 80 zeigt den Vergleich mit der Messung desselben Kollektors jedoch ohne Überhitzungsschutz, d.h. ohne Anschlag des Aktuators, und bestätigt diese Vermutung. Die Temperaturverläufe des untersten und des obersten Fühlers sind mit und ohne Überhitzungsschutz sehr ähnlich. Für den mittleren Fühler ist dies nur bis zum Einsetzen des Überhitzungsschutzes der Fall.

Aus den Resultaten kann abgeschätzt werden, wie stark der Überhitzungsschutz die Stagnationstemperaturen an den verschiedenen Stellen des Absorbers absenkt. Für die Extrapolierung der Kurven in Abbildung 80 wurde jeweils eine Exponentialfunktion der Form  $f(t) = S - (S - A) \exp(-\alpha \cdot t)$  an die Messwerte angepasst, mit dem Anfangswert  $A$ , dem Sättigungswert  $S$  und einer weiteren Konstanten  $\alpha$ . Die Sättigungswerte ergeben eine Schätzung der Stagnationstemperatur bei den vorliegenden Bedingungen (Einstrahlung ca.  $850 \text{ W/m}^2$  und Umgebungstemperatur rund  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Sie betragen für den untersten, mittleren und obersten Fühler  $99 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $118 \text{ }^\circ\text{C}$  und  $129 \text{ }^\circ\text{C}$ . Umgerechnet auf die Standardbedingungen von  $1000 \text{ W/m}^2$  und eine Umgebungstemperatur von  $30 \text{ }^\circ\text{C}$  ergibt dies  $119 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $141 \text{ }^\circ\text{C}$  und  $152 \text{ }^\circ\text{C}$ . Dass die Temperatur der Absorbermitte durch den Überhitzungsschutz unterhalb diejenige des untersten Fühlers gesenkt werden kann bedeutet also, dass die Stagnationstemperatur in der Mitte des Absorbers von rund  $140 \text{ }^\circ\text{C}$  auf deutlich unter  $120 \text{ }^\circ\text{C}$  reduziert wird, also in die Nähe des Zielwerts von  $100 \text{ }^\circ\text{C}$  kommt. Im Bereich der Fühler U2 und O1 ist die so geschätzte Stagnationstemperatur etwa  $120 \text{ }^\circ\text{C}$ . Im oberen Teil des Absorbers (O2) erzielt der Überhitzungsschutz auf Grund der Unebenheit des Absorbers nicht den gewünschten Effekt.

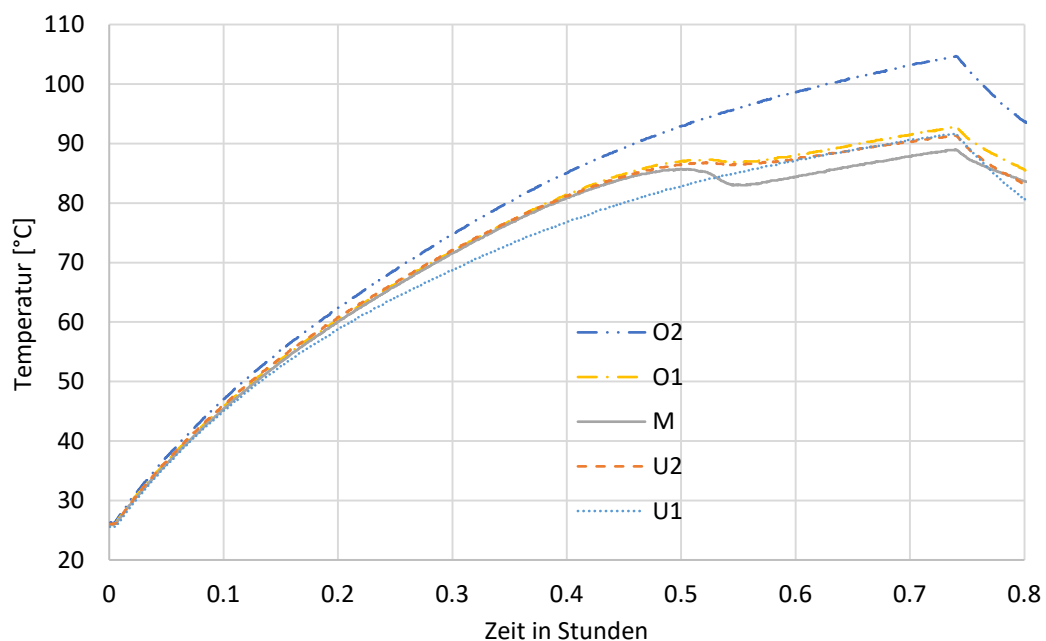


Abbildung 79: Temperaturverlauf an verschiedenen Stellen der Absorberrückseite beim Aufheiztest des Kollektors mit EVA-Absorber, mit einer Einstrahlung von ca.  $850 \text{ W/m}^2$  und einer Raumtemperatur von ca.  $23 \text{ }^\circ\text{C}$ .

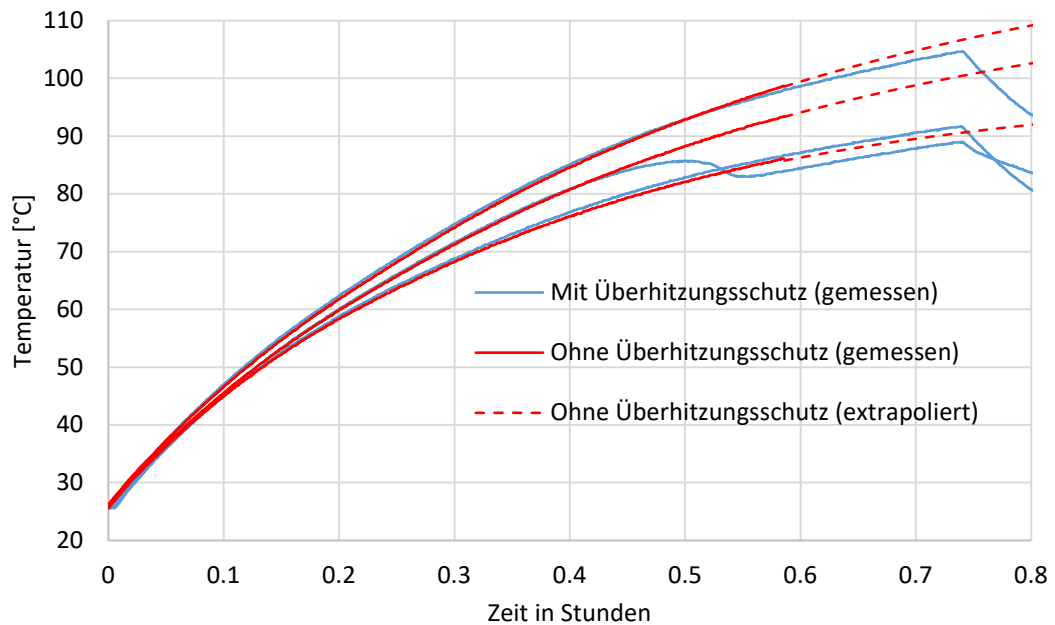


Abbildung 80: Temperaturverlauf an der Absorberrückseite unten (U1), in der Mitte (M) und oben (O2), Reihenfolge der Kurven von unten nach oben. In Blau die Werte des Kollektors mit Überhitzungsschutz, in Rot gemessene und extrapolierte Werte desselben Kollektors ohne Überhitzungsschutz.

Gleiche Aufheiztests wurden auch mit dem Kollektor mit Silikon-Absorber durchgeführt. Die Resultate sind in Abbildung 81 dargestellt. Der Absorber wurde bei diesem Prototyp mit einem etwas kleineren Abstand zur Abdeckscheibe eingebaut, was der Grund für die niedrigeren Temperaturverläufe sein wird. Wie beim EVA-Absorber zeigen auch hier nur die drei mittleren Fühler einen sichtbaren Effekt des Überhitzungsschutzmechanismus. Dieser Effekt ist zudem etwas weniger markant als im Fall des EVA-Absorbers. Der Hauptgrund hierfür wird auch im kleineren Abstand zur Abdeckscheibe liegen. Die Resultate zeigen, dass es auch mit dem Silikon-Absorber, obwohl dieser insbesondere bei Erwärmung eine höhere Ebenheit aufweist als der EVA-Absorber, nicht gelingt, den gesamten Absorber in Kontakt mit der Glasscheibe zu bringen. Die Gründe für den nicht vollflächigen Kontakt dürften also nicht nur in der Unebenheit des unabhängig betrachteten Absorbers liegen, sondern es scheint eine solche Unebenheit auch durch den Einfluss der Aufhängung und des Hebemechanismus zu Stande zu kommen. Der Einfluss des Überhitzungsschutzes auf die Stagnationstemperaturen dieses Prototyps wurde in einem Outdoor-Expositionstest untersucht (siehe Abschnitt 4.2.4).

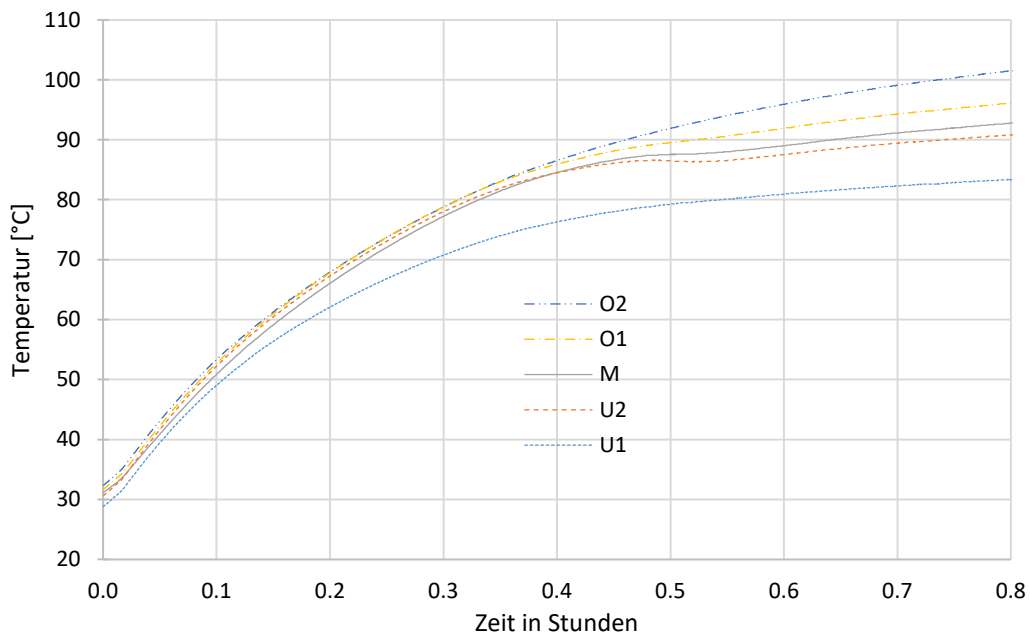


Abbildung 81: Temperaturverlauf an verschiedenen Stellen der Absorberrückseite beim Aufheiztest des Kollektors mit Silikon-Absorber, mit einer Einstrahlung von ca.  $850 \text{ W/m}^2$  und einer Raumtemperatur von ca.  $30 \text{ }^\circ\text{C}$ .

### 4.2.3 Leistungsmessungen

Mit beiden Prototypen wurden im Indoor-Sonnensimulator thermische Leistungsmessungen durchgeführt. Dazu wurde die Fluideintrittstemperatur auf verschiedene Temperaturstufen geregelt und jeweils die thermische Kollektorleistung im stationären Zustand gemessen. Ziel der Messungen war in erster Linie, die Funktion des Überhitzungsschutzmechanismus zu überprüfen. Die Messresultate sind in Abbildung 82 dargestellt. Der Effekt des Überhitzungsschutzmechanismus ist deutlich zu sehen. So fallen die entsprechenden Kurven der beiden Prototypen ab einer Temperaturdifferenz  $T_m - T_{\text{amb}}$  von ca.  $40 \text{ K}$ , bzw. ab einer Fluidtemperatur von ca.  $65 \text{ }^\circ\text{C}$  deutlich stärker ab als die oberste Kurve (ohne Überhitzungsschutz). Der Überhitzungsschutz setzt bereits relativ früh ein. Durch eine bessere Justierung des Anschlags sollte die Temperatur ab der die Kurve abfällt noch etwas erhöht werden können. Wenn der Kollektor Strom produziert (mit Stromabnahme), so reduziert sich dadurch die thermische Leistung. Die thermische Kennlinie fällt dementsprechend tiefer aus.

Obwohl hier nicht im Fokus der Untersuchungen, wurde bei der Messung mit Stromabnahme auch die elektrische Leistung gemessen Abbildung 83. Absolut liegt diese bei  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  rund  $20 \%$  unter derjenigen der STC-Messung des Absorbers ohne Abdeckung. Dies entspricht den Erwartungen und liegt einerseits an den Reflexionsverlusten der Abdeckscheibe und andererseits an der Inhomogenität der Strahlungsverteilung im Sonnensimulator und dem dadurch verursachten Mismatch zwischen den Strömen der einzelnen Zellen. Der Temperaturkoeffizient beträgt hier  $-0.39 \text{ } \%/ \text{K}$  und liegt damit im erwarteten Bereich für ein PV-Modul mit kristallinen Siliziumzellen.

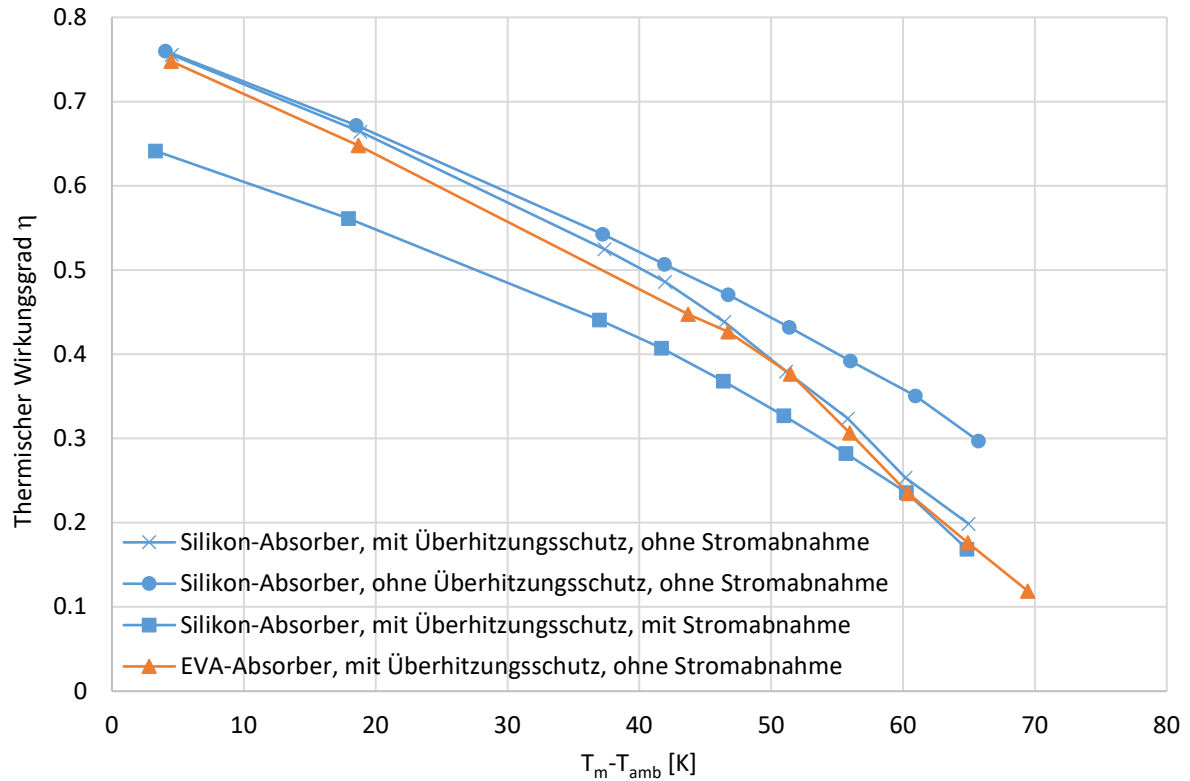


Abbildung 82: Thermische Kollektorkennlinien der beiden Prototypen gemessen im Sonnensimulator, Wirkungsgrad bezogen auf die Aperturfläche in Abhängigkeit der Differenz zwischen der mittleren Fluidtemperatur  $T_m$  und der Umgebungstemperatur  $T_{amb}$ . Im Fall des Silikon-Absorbers mit und ohne Überhitzungsschutz sowie mit und ohne Stromabnahme, mit einer Einstrahlung von  $930 \text{ W/m}^2$  und  $T_{amb} = 27 \text{ }^\circ\text{C}$ . Im Fall des EVA-Absorbers mit aktivem Überhitzungsschutz und ohne Stromabnahme, einer Einstrahlung von  $945 \text{ W/m}^2$  und  $T_{amb} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Die Punkte sind gemittelte Werte für jeweils mehrere Messwerte bei der jeweiligen Temperaturstufe.

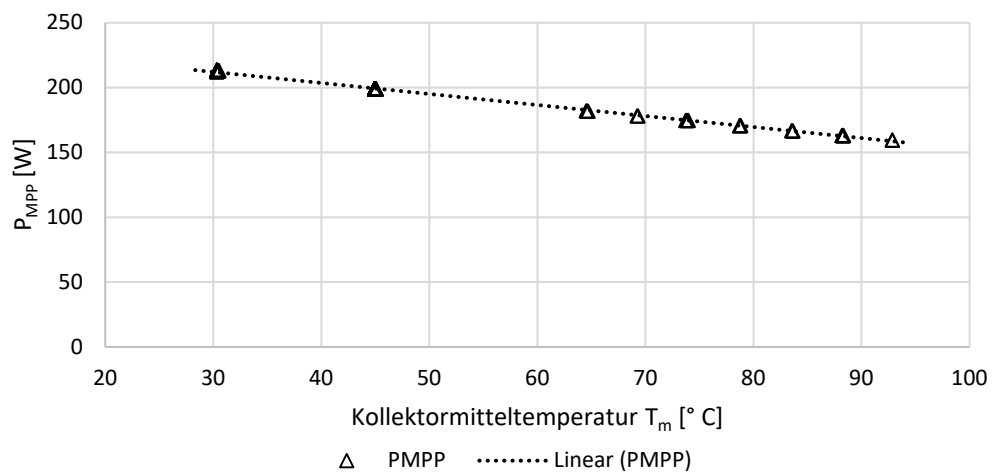


Abbildung 83: Elektrische Leistung des PVT-Moduls mit Silikon-Absorber am Maximum Power Point bei  $930 \text{ W/m}^2$  Einstrahlung bei unterschiedlichen mittleren Fluidtemperaturen.



An die Messwerte der thermischen Leistungsmessungen wurden jeweils auch Kennlinien gemäss dem Modell von ISO 9806:2013 ( $\eta = \eta_0 - a_1(T_m - T_{amb})/G - a_2(T_m - T_{amb})^2/G$ ) angepasst. Dies erlaubt es, die Leistung der Prototypen mit derjenigen von anderen Kollektoren zu vergleichen. Der quadratische Ansatz ist nicht ganz optimal für den Kollektor mit Überhitzungsschutz, ergibt aber dennoch einen hinreichend guten Fit. Die resultierenden Kennlinien sind in Abbildung 84 dargestellt und die entsprechenden Kennwerte sowie die daraus berechneten Stagnationstemperaturen in Tabelle 6. Bei den Prototypen wurde ein Glas mit einem Transmissionsgrad von 87 % verwendet. Durch den Einsatz eines guten Solarglases könnte der Wirkungsgrad noch verbessert werden. Deshalb wurden auch Kennwerte und Kennlinien für einen entsprechend optimierten Kollektor berechnet, indem der  $\eta_0$ -Wert auf ein Glas mit Transmissionsgrad von 95 % hochskaliert wurde.

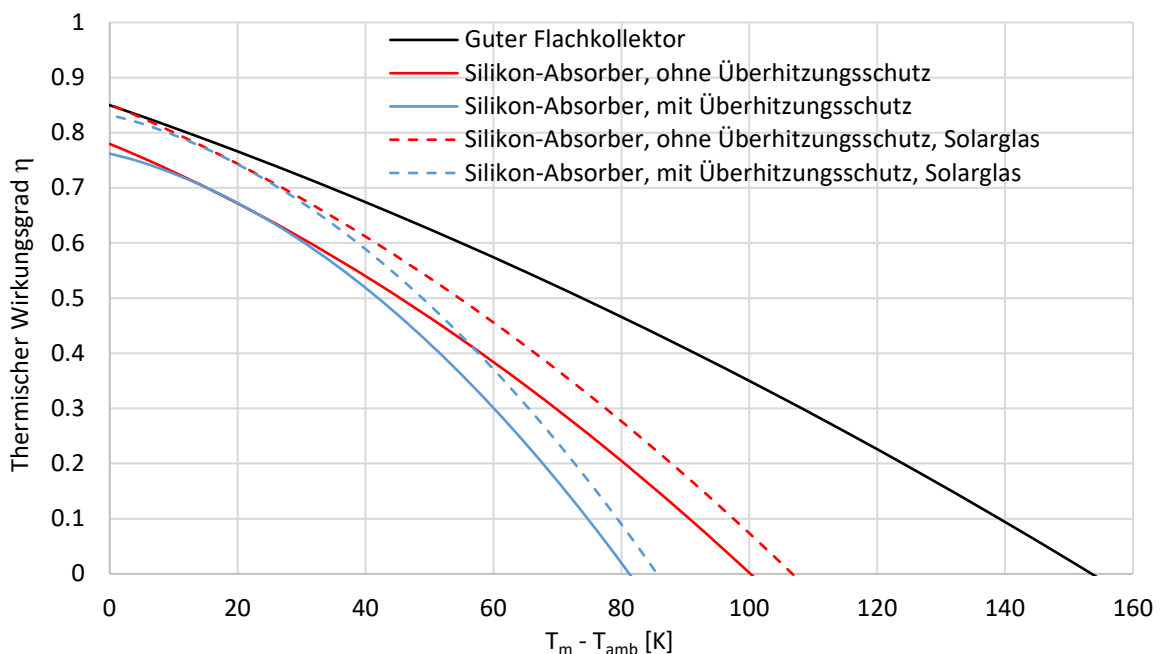


Abbildung 84: Vergleich der thermischen Wirkungsgradkennlinien der Prototypen ohne Stromabnahme (blau und rot) mit derjenigen eines guten thermischen Flachkollektors (schwarz). Gestrichelt dargestellt sind die Kennlinien der Prototypen umgerechnet auf den Fall, dass anstatt einem Standardglas ein doppelseitig Antireflex-beschichtetes Solarglas eingesetzt wird. Für die Globalstrahlung wurde  $G = 1000 \text{ W/m}^2$  angenommen.

Tabelle 6: Kennlinienparameter gemäss ISO 9806:2013 der gemessenen Prototypen, deren Extrapolation auf den Fall mit einem besseren Glas, sowie Kennwerte eines guten thermischen Flachkollektors. Zusätzlich sind die daraus berechneten Stagnationstemperaturen für eine Einstrahlung von  $1000 \text{ W/m}^2$  und eine Umgebungstemperatur von  $30 \text{ }^\circ\text{C}$  angegeben.

|   | $\eta_0$ | $a_1 [W/m^2K]$ | $a_2 [W/m^2K^2]$ | $\vartheta_{stagn.} [^\circ\text{C}]$ |
|---|----------|----------------|------------------|---------------------------------------|
| Guter Flachkollektor  | 0.85     | 4              | 0.01             | 184                                   |
| Prototyp, Silikon-Absorber, ohne Überhitzungsschutz                   | 0.763    | 2.93           | 0.080            | 130                                   |
| Prototyp, Silikon-Absorber, mit Überhitzungsschutz                    | 0.780    | 4.82           | 0.030            | 111                                   |
| Prototyp, Silikon-Absorber, ohne Überhitzungsschutz (Solarglas T=95%) | 0.833    | 2.93           | 0.080            | 137                                   |
| Prototyp, Silikon-Absorber, mit Überhitzungsschutz (Solarglas T=95%)  | 0.852    | 4.82           | 0.030            | 116                                   |



Der optische Wirkungsgrad  $\eta_0$  der Prototypen liegt etwas unterhalb demjenigen eines guten thermischen Flachkollektors. Mit einem besseren Glas würde jedoch im selben Bereich um 0.85 liegen. Der Absorberwirkungsgrad des PVT-Kollektors, das heisst dessen Absorptionsvermögen und Übertragung der Wärme auf das Solarfluid, ist also sehr gut und demjenigen eines guten thermischen Kollektors ebenbürtig. Bei einer Umgebungstemperatur von 30 °C würde der Prototyp ohne Überhitzungsschutz eine Stagnationstemperatur von 130 °C, bzw. mit Solarglas 137 °C erreichen. Damit liegt er erwartungsgemäss im Bereich eines thermischen Flachkollektors ohne selektive Beschichtung (ohne low-e-Eigenschaften).

#### 4.2.4 Outdoor-Expositionsmessung

Auf dem Testdach des SPF wurde der Prototyp mit Silikonabsorber einem Outdoor-Expositionstest unterzogen (Abbildung 85). Anders als bei den vorangehend beschriebenen Tests wurde der Kollektor hier mit einem Solarglas ausgestattet (Transmissionsgrad von 95 % gegenüber 87 %) und rückseitig mit zusätzlicher Wärmedämmung versehen. Während zwei Monaten wurde der Kollektor der Sonne nachgeführt. Der Kollektor wurde nicht hydraulisch angeschlossen damit er möglichst oft in Stagnation geht. Es wurden die Temperaturen der Absorberrückseite (entsprechend Abbildung 74) sowie die Umgebungstemperatur und die Einstrahlung in Kollektorebene aufgezeichnet.

Abbildung 86 zeigt die Resultate einer Referenzmessung ohne aktiven Überhitzungsschutz an einem sonnigen Tag. Der Absorber erreichte während der Stagnation Temperaturen bis zu 130 °C. Bei den oberen vier Sensoren betrug der maximale Unterschied zur Umgebungstemperatur zwischen 105 und 115 K. Beim untersten Sensor betrug dieser Wert 90 K.



Abbildung 85: Outdoor Exposition des Versuchskollektors mit Silikonabsorber. Der Kollektor befindet sich auf einem Tracker und wird der Sonnen nachgeführt.

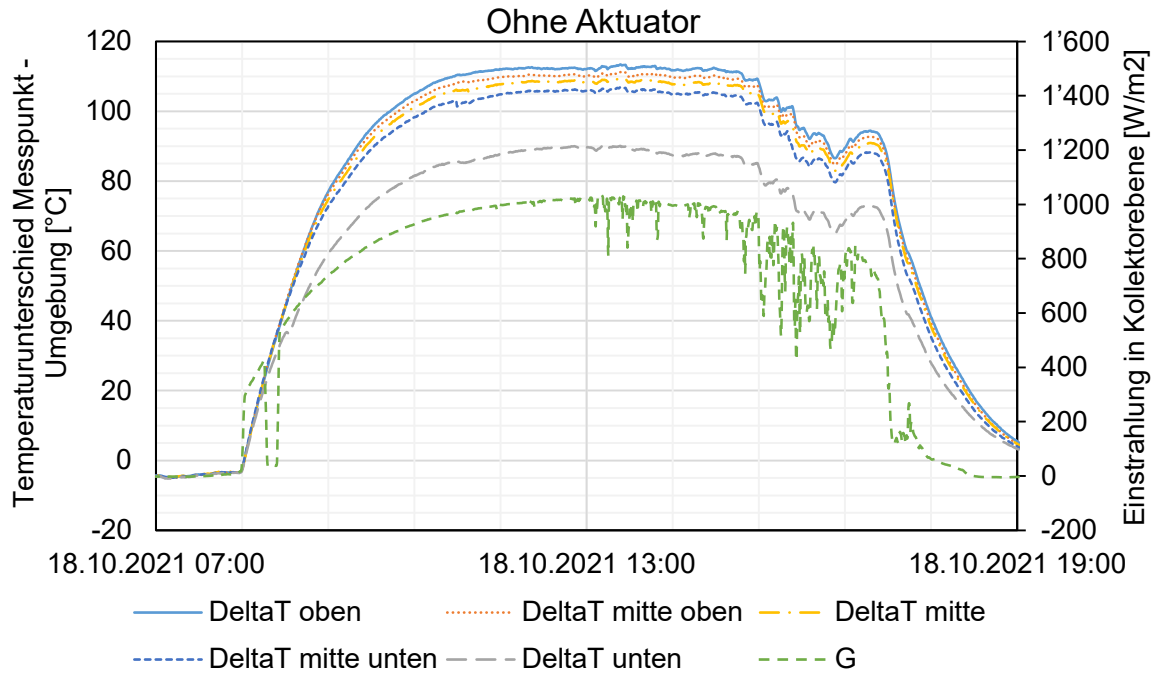


Abbildung 86: Exposition Silikonabsorber ohne Aktuator, dargestellt sind die Globalstrahlung und der Temperaturunterschied der jeweiligen Position zur Umgebungstemperatur. Die Aussentemperatur erreichte an diesem Tag ca. 16 °C

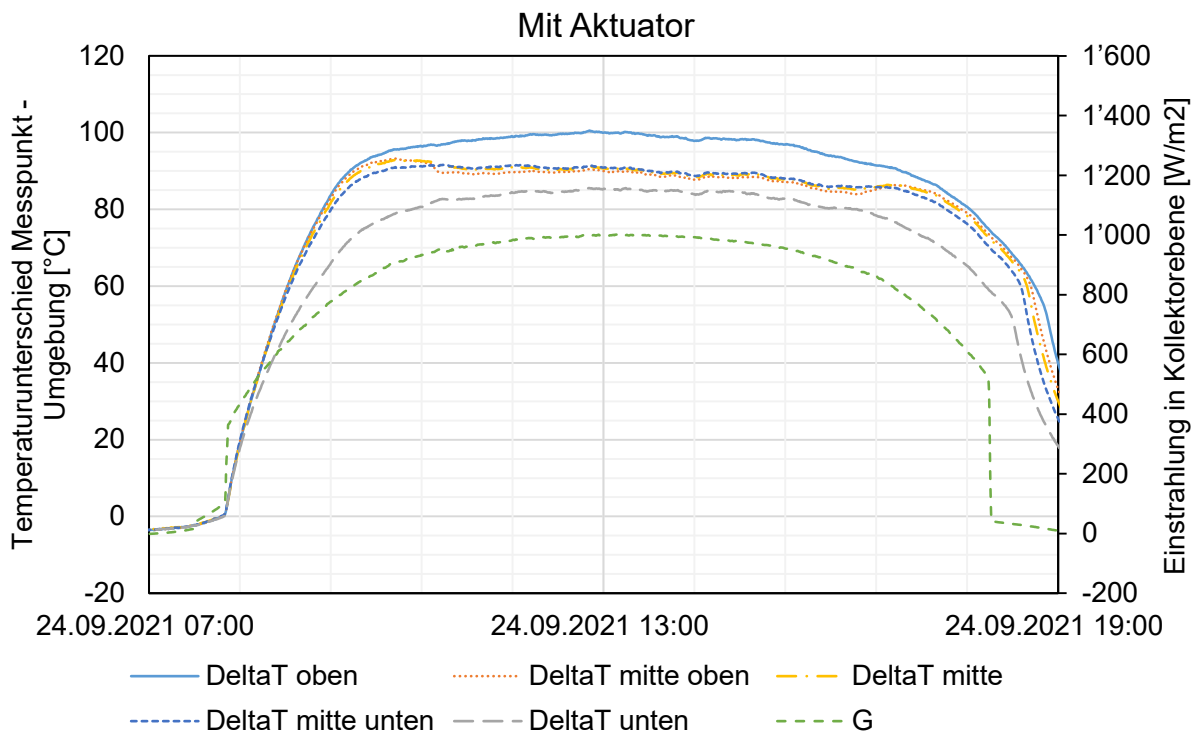


Abbildung 87: Exposition Silikonabsorber mit Aktuator, dargestellt sind die Globalstrahlung und der Temperaturunterschied der jeweiligen Position zur Umgebungstemperatur. Die Aussentemperatur erreichte an diesem Tag ca. 20 °C





Abbildung 87 zeigt die Temperaturverläufe der Expositionsmessung mit aktivem Überhitzungsschutz an einem Tag mit ähnlichem Strahlungsverlauf. Der Temperaturanstieg bis zu einem  $\Delta T$  von ca. 90 K ist mit eingeschaltetem Aktuator gleich wie bei der Referenzmessung ohne Aktuator. Ab ca. 10:00 Uhr und ab einem  $\Delta T$  von über 90 K flachen die Kurven, insbesondere die der mittleren Sensoren, stark ab. Der Absorber wird an das Glas gedrückt und die Wärmeverluste nehmen erwartungsgemäss zu. Die Maximaltemperatur stieg dabei nicht über ein  $\Delta T$  von 100 K, resp. nicht über 120 °C absolut. Der Überhitzungsschutz zeigt an allen Positionen eine Wirkung. Diese ist jedoch, wie bereits in den Aufheiztests beobachtet, deutlich am stärksten im Zentrum des Absorbers. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Absorber in der Mitte im Kontakt mit der Scheibe war, während gegen die Ränder hin ein Abstand zwischen Absorber und Scheibe vorhanden war, was auch visuell erkennbar war. Auch hier zeigt sich also, dass es mit dem konstruierten Mechanismus nicht gelang, den Absorber ganzflächig in Kontakt mit der Scheibe zu bringen, obwohl dieser für sich allein betrachtet eine gute Ebenheit aufgewiesen hatte. Ein möglicher Erklärungsansatz hierfür könnte sein, dass sich der Aktuator, nachdem der Absorber in Kontakt mit der Scheibe tritt, weiter ausdehnt. Diese weitere Längenausdehnung könnte, da die Aktuator in Längsrichtung eingespannt ist, in einer Krümmung des Aktuators und in der Konsequenz einer Krümmung des Absorbers resultieren. Ein Grund für den nicht vollflächigen Kontakt zwischen Absorber und Scheibe könnte jedoch auch sein, dass der Aufhänge- bzw. Anhebemechanismus nicht präzise genug angefertigt ist.

Basierend auf diesen Messungen (Abbildung 86 und Abbildung 87) kann die Stagnationstemperatur des Absorbers für 1000 W/m<sup>2</sup> Einstrahlung und 30 °C Umgebungstemperatur abgeschätzt werden. Im Fall ohne Aktuator betrug die maximale Temperatur in der Absorbermitte rund 125 °C. Bei einer Umgebungstemperatur von 30 °C anstatt der gemessenen 16 °C betrüge die Stagnationstemperatur in der Absorbermitte deshalb rund 140 °C. Im Fall mit Aktuator betrug die Maximaltemperatur in der Absorbermitte 110 °C. Bei einer Umgebungstemperatur von 30 °C anstatt der bei der Messung herrschenden 20 °C betrüge die Stagnationstemperatur in der Absorbermitte damit rund 120 °C. Die Stagnationstemperatur wird also durch den Überhitzungsschutz deutlich gesenkt, bleibt aber auch in der Absorbermitte oberhalb der angestrebten Zielmarke von 100 °C. Sicherlich mit ein Grund für diese erhöhte Temperatur des Absorbers die wellenförmigen Unebenheiten an dessen Oberfläche (siehe Abbildung 77) und der dadurch verursachte Abstand zum Abdeckglas. An vielen Stellen ist so ein Luftspalt zwischen Absorber und Abdeckglas von der Grössenordnung von 0.5 mm vorhanden. Wenn man grob annimmt, dass bei Stagnation vom Absorber 700 W/m<sup>2</sup> Wärme über die Kollektorvorderseite an die Umgebung abgegeben wird, so ergibt sich über einen solchen Luftspalt eine Temperaturdifferenz von rund 12 K. Durch die Vermeidung solcher Luftschlüsse sollte also die Stagnationstemperatur weiter gesenkt werden können.

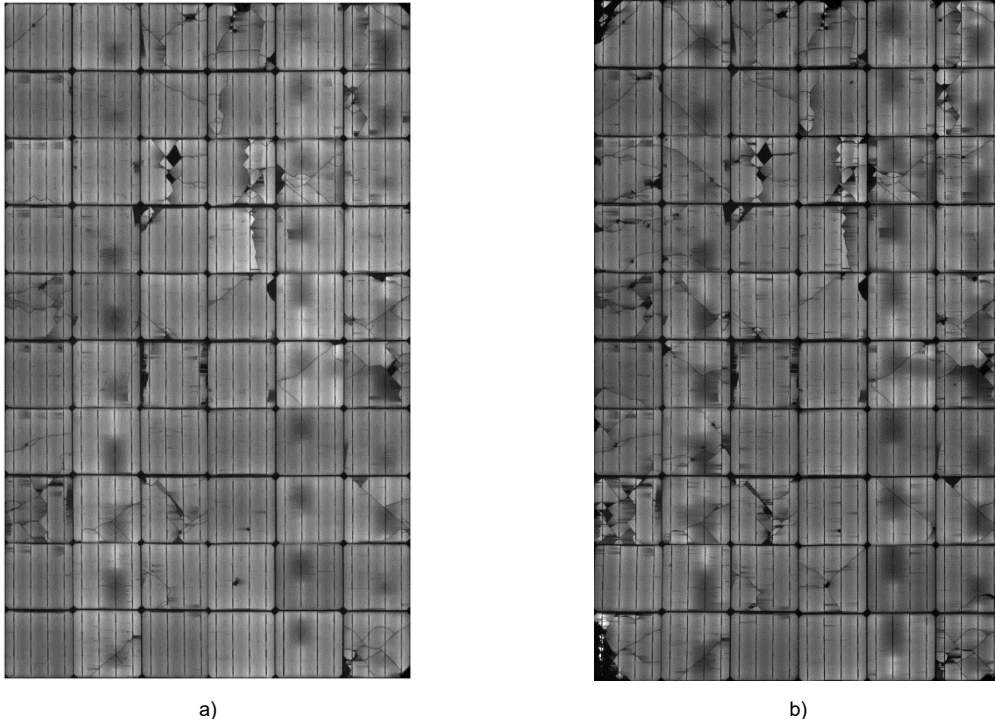


Abbildung 88: Elektrolumineszenzbilder der PV Zellen des Silikonabsorbers. (a) nach den ersten Leistungsmessungen im Sonnensimulator und (b) nach der Outdoor-Exposition.

Vor und nach der Outdoor-Exposition wurden Elektrolumineszenzmessungen am Silikon-Absorber durchgeführt (Abbildung 88). Bereits nach den Tests im Sonnensimulator waren Risse und inaktive Bereiche zu sehen. Mindestens ein Teil davon war jedoch wie bereits erwähnt sicherlich schon nach der Fertigung vorhanden. Das EL-Bild nach der Outdoor-Exposition zeigt mehr Mikrorisse und inaktive Bereiche. Vor allem die linke Seite des Moduls scheint dabei mehr beeinträchtigt worden zu sein. Eine anschließende Messung hat gezeigt, dass sich die Leistung des Moduls bei Standard Testbedingungen (STC) von  $(270.5 \pm 4) \text{ W}$  auf  $(255.5 \pm 3.8) \text{ W}$  reduziert hat. Durch die Outdoor-Exposition entstanden also neue Beschädigungen. Die genauen Gründe hierfür können anhand der durchgeführten Untersuchungen nicht bestimmt werden. Sowohl die Vergrößerung von bereits vorhandenen Schäden durch die temperaturbedingte Ausdehnung und Kontraktion des Absorbers wie auch dessen Anheben und Absenken durch den Überhitzungsschutzmechanismus kommen in Frage.

### 4.3 Fazit Funktionsmuster

Der fertige EVA-Absorber, inklusive Rahmen und Versteifungsschienen war bereits nach der Fertigung nicht ganz plan. Dieses Problem sollte durch eine Optimierung des Fertigungsprozesses gelöst werden können. Es wurde jedoch auch festgestellt, dass sich dieser Absorber bei Erwärmung bombiert (verformt, wobei sich die Mitte erhöht). Das ist nachteilig für einen Überhitzungsschutz durch Absorber-Shifting, bei dem der Absorber möglichst vollflächig in Kontakt mit der Abdeckscheibe gebracht werden muss. Der Absorber mit Silikon-Verkapselung ergab diesbezüglich deutliche bessere Ergebnisse. Er ist flexibler, plan nach der Fertigung und verformt sich nicht bei Erwärmung.



Die Funktionalität des mit dem Wellrohr-Aktuator konstruierten Überhitzungsschutzmechanismus konnte mit beiden Prototypen demonstriert werden. Die Stagnationstemperatur konnte deutlich gesenkt werden. Es ist jedoch mit der verwendeten Konstruktion nicht gelungen, den Absorber ganzflächig in Kontakt mit der Abdeckscheibe zu bringen. Sowohl mit dem EVA- wie auch mit dem Silikonabsorber, der an sich deutlich planer wäre, ergab sich der Kontakt nur im Bereich der Absorbermitte. Die Gründe hierfür werden also bei der Mechanik liegen, welche für einen vollflächigen Kontakt optimiert bzw. abgeändert werden müsste. Bei einer entsprechenden Weiterentwicklung sollte auch der Schutz der Zellen vor mechanischen Einwirkungen verbessert werden.

Aus den genannten Gründen konnte die Stagnationstemperatur im Bereich der Absorbermitte am stärksten gesenkt werden, beim EVA-Kollektor im Simulator in etwa auf den angestrebten Wert von 100 °C und beim Silikon-Absorber im Outdoor-Test, mit besserem Glas und zusätzlicher Wärmedämmung, auf rund 120 °C.<sup>10</sup> Letzterer Wert würde noch etwas tiefer ausfallen, wenn die fertigungsbedingten Unebenheiten (Wellen) an der Absorberoberfläche eliminiert würden. Im oberen Teil des Absorbers, der jeweils nicht im Kontakt mit der Abdeckscheibe war, ergaben sich deutlich höhere Stagnationstemperaturen von 120 °C bzw. 130 °C, also deutlich über dem Zielwert von 100 °C.

Die thermische Leistung der Prototypen im Betriebszustand ist sehr gut und liegt im Bereich von nicht-selektiven thermischen Flachkollektoren. Eine deutliche Verbesserung wäre hier also nur mit einer low-e-Schicht möglich.

---

<sup>10</sup> Jeweils für eine Einstrahlung von 1000 W/m<sup>2</sup> und eine Umgebungstemperatur von 30 °C.



## 5 Systemsimulationen und Potenzialabschätzung

Mit Hilfe von Systemsimulationen mit der Software Polysun wurde untersucht, welchen Beitrag hoch effiziente abgedeckte PVT-Kollektoren zur Energieversorgung in typischen Wohngebäuden leisten können. Dazu wurden realistische Verbrauchsprofile für Strom- und Wärme für ein Einfamilien- und ein Mehrfamilienhaus definiert (Abschnitt 5.1) und ein neues Simulationsmodell für einen PVT-Kollektor mit Überhitzungsschutz in Polysun implementiert (Abschnitt 5.2). Die weiteren Grundlagen der Systemsimulationen werden in den Abschnitten 5.3 - 5.5 und die Resultate anhand von energetischen und wirtschaftlichen Kennwerten in Abschnitt 5.6 präsentiert.

### 5.1 Verbrauchsprofile

Für die Durchführung realitätsnaher Systemsimulationen sind möglichst realistische Wärme- und Strombedarfsprofile notwendig. Die Arbeiten, von denen in diesem Abschnitt berichtet wird, wurden teilweise im Rahmen dieses Projekts, teilweise in einer MA Projektarbeit (Crameri 2019) und teilweise im Rahmen des EU H2020 Projekts TriHP (Mojic u. a. 2019) durchgeführt. In den entsprechenden Berichten sind auch noch weiterführende Details zu den Gebäuden und Bedarfsprofilen zu finden.

Die Profile sollen den Energiebedarf eines für die Schweiz typischen Einfamilienhauses (EFH), respektive Mehrfamilienhauses (MFH) abbilden. Bezüglich des Dämmstandards wurde jeweils eine Variante, welche dem aktuellen Baustandard entspricht (Neubau), und im Fall des MFH zusätzlich eine Variante, die repräsentativ für den Baustandard der 90er Jahre ist (Altbau), definiert. Die angenommene Geometrie der beiden Gebäude ist in Abbildung 89 dargestellt.

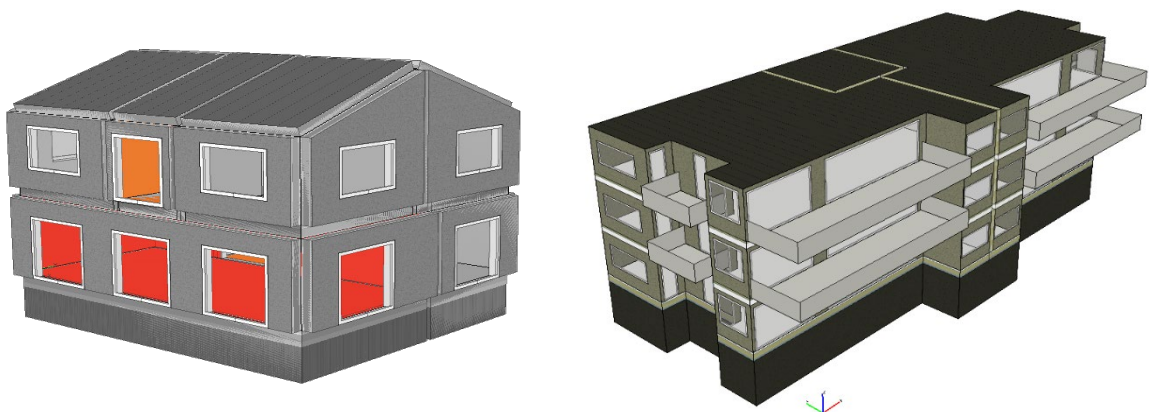


Abbildung 89: Renderings der beiden simulierten Gebäude, links das Einfamilienhaus und rechts das Mehrfamilienhaus (siehe dazu (Crameri 2019; Mojic u. a. 2019)).

Für das EFH wurde ein hypothetisches Gebäude angenommen, welches ursprünglich im Projekt (Mojic und Haller, 2017) konzipiert wurde. Das Haus hat zwei Geschosse mit einer Energiebezugsfläche (EBF) von insgesamt 200.9 m<sup>2</sup>. Die Zonenaufteilung und die Zonengrößen wurden angelehnt an ein EFH, welches vom Architekturbüro Schaltegger am Standort Hittsau realisiert wurde. Das Haus verfügt über 90 m<sup>2</sup> Dachfläche, welche zur Hälfte nach Norden und zur Hälfte nach Süden ausgerichtet ist. Es wird angenommen, dass das Haus von einer Familie mit zwei Erwachsenen und zwei Kindern bewohnt wird.



Für das MFH wurde ein hypothetisches Gebäude angenommen, welches im BFE-Projekt ImmoGap (Mojic u. a. 2018) konzipiert wurde. Es basiert auf der Untersuchung von 65 MFH-Objekten in unterschiedlichen Regionen der Schweiz. Das Gebäude hat eine Energiebezugsfläche (EBF) von 1'205 m<sup>2</sup>, welche sich auf Verkehrsflächen und drei Wohngeschosse mit insgesamt sechs Wohnungen aufteilt. Das Haus hat ein Flachdach mit einer Fläche von 390 m<sup>2</sup>. Für die 6 Wohnungen des MFH wurden 6 unterschiedliche Bewohnerstrukturen angenommen. So z.B. ein junges Paar mit Kindern, ein älteres Paar, ein Paar mittleren Alters. Jedem der insgesamt 18 Bewohner des Hauses wurden ein Alter und eine Tätigkeit zugeordnet. Die angenommene Ausstattung mit elektrischen Geräten war in jeder Wohnung unterschiedlich.

Die Berechnung des Heizenergiebedarfs erfolgte mit der Software IDA-ICE, wobei die internen Wärmegewinne aus den neu definierten Strombedarfsprofilen (inklusive Anwesenheitsprofile) verwendet werden. Es wurden die Klimadaten der Wetterstation SMA Zürich verwendet.

Für die Generierung der Strom- und Warmwasserprofile wurde das Programm LoadProfile-Generator verwendet.<sup>11</sup> Das Programm versucht, das Benutzerverhalten möglichst realistisch abzubilden und stützt sich dabei auf ein entsprechendes Modell aus der Verhaltenspsychologie (Pflugradt o. J.). Die Profile wurden mit Klimadaten der Wetterstation SMA Zürich generiert. Die Klimadaten haben nur einen sehr geringen Einfluss auf den Stromverbrauch und den Warmwasserverbrauch (in Volumen), durch ein leicht davon abhängiges Benutzerverhalten. Die Jahreswerte der verwendeten Energiebedarfsprofile sind in Tabelle 7 aufgelistet.

Tabelle 7: Jährlicher Heizenergie- Strom- und Warmwasserverbrauch, sowie Warmwasserverbrauch pro Tag und pro Person und Tag für die fiktiven typischen Gebäude.

|     |        | Heizwärme<br>kWh/a ;<br>kWh/(m <sup>2</sup> a) | Warmwasser                |        | Wärme total<br>kWh/a | Strom<br>kWh/a |
|-----|--------|--|---------------------------|--------|----------------------|----------------|
|     |        |  | l/d ; l/(pd) (@<br>50 °C) | kWh/a  |                      |                |
| EFH | Neubau | 5'053 ; 25                                     | 226 ; 57                  | 3'922  | 8'975                | 3'325          |
| MFH | Neubau | 35'198 ; 29                                    | 1'032 ; 57                | 17'857 | 53'055               | 16'163         |
|     | Altbau | 109'552 ; 91                                   | 1'032 ; 57                | 17'857 | 127'409              | 19'719         |

Um zu überprüfen, ob die erzeugten Profile realistisch sind, wurde der Jahresverbrauch für jeden Haushalt separat mit den Werten aus der Literatur verglichen. Für den Stromverbrauch wurde die Studie (Nipkow 2013) herbeigezogen. Zudem wurde der jährliche Strom- und Warmwasserverbrauch mit den Richtwerten der Norm SIA 2024 (2015) verglichen. Die generierten Werte waren in guter Übereinstimmung mit denjenigen aus der Literatur.

<sup>11</sup> <https://www.loadprofilegenerator.de/>



## 5.2 Simulationsmodell PVT-Kollektor

In der Software Polysun wurde ein Modell implementiert, mit welchem ein Kollektor mit Überhitzungsschutz abgebildet werden kann. Standardmässig wird in Polysun die thermische Leistung von PVT-Kollektoren mit der Norm-Parametrisierung (ISO 9806:2013) berechnet, für abgedeckte Kollektoren gemäss Gl. 5.1 und für nicht-abgedeckte Kollektoren gemäss Gl. 5.2.

$$\frac{P_{thermisch}}{A_{Kol}} = \eta_0 \cdot G \cdot IAM \cdot (1 - \eta_{PV}(G, \vartheta_m)) - a_1 \cdot (\vartheta_m - \vartheta_{amb}) - a_2 \cdot (\vartheta_m - \vartheta_{amb})^2 \quad \text{Gl. 5.1}$$

$$\frac{P_{thermisch}}{A_{Kol}} = \eta_0 \cdot (1 - b_u \cdot u) \cdot \left( G \cdot IAM \cdot (1 - \eta_{PV}(G, \vartheta_m)) + \frac{\varepsilon}{\alpha} (E_L - \sigma T_{amb}^4) \right) - (b_1 + b_2 \cdot u) \cdot (\vartheta_m - \vartheta_{amb}) \quad \text{Gl. 5.2}$$

Dabei ist  $G$  die Globalstrahlung in der Kollektorebene,  $IAM$  der „Incidence Angle Modifier“,  $\eta_{PV}$  der elektrische DC-Wirkungsgrad des Moduls,  $\vartheta_m$  die mittlere Fluidtemperatur im Kollektor,  $\vartheta_{amb}$  und  $T_m$  die Umgebungstemperatur in °C bzw. K,  $u$  die Windgeschwindigkeit,  $E_L$  die langwellige Einstrahlung auf den Kollektor,  $\sigma$  die Stefan-Boltzmann-Konstante und  $\varepsilon/\alpha$  der Quotient zwischen Emissions- und Absorptionsgrad. Die übrigen Parameter sind Kennzahlen des Kollektors bezogen auf die Referenzfläche  $A_{Kol}$ .

Der HiPer-PVT-Kollektor wird sich im ungeschalteten Zustand wie ein abgedeckter Kollektor und im komplett geschalteten Zustand (Absorber in Kontakt mit Abdeckscheibe) wie ein nicht-abgedeckter Kollektor verhalten. Dazwischen gibt es einen Übergangsbereich, der von der genauen Konstruktion und dem eingesetzten Aktuator abhängen wird.

In Polysun wurde ein einfaches Modell implementiert, bei dem der HiPer-PVT-Kollektor charakterisiert wird durch ein Set von Kennwerten für einen abgedeckten und ein Set von Kennwerten für einen nicht-abgedeckten Kollektor, plus zwei Temperaturwerte,  $\vartheta_m^1$  und  $\vartheta_m^2$ , zwischen denen der Schaltbereich liegt (Abbildung 90). Wenn die Fluidtemperatur im Kollektor unterhalb des Schaltbereichs liegt, wird die Leistung gemäss Gl. 5.1 berechnet, liegt sie oberhalb, gemäss Gl. 5.2. Im Schaltbereich wird zwischen den beiden Modellen interpoliert. Diese einfache Modellierung hat gegenüber einem „physikalischeren“ Modell den Vorteil, dass sie sich stark am Kennlinienmodell der Norm anlehnt. Messtechnisch könnten die nötigen Parameter durch zwei Normmessungen ermittelt werden, einmal bei komplett ungeschaltetem und einmal bei komplett geschaltetem Kollektor (dazu müsste die Absorberposition manuell fixiert werden). Zudem kann mit demselben Modell auch ein Kollektor mit einer anderen Art von Überhitzungsschutzmechanismus abgebildet werden. Die neue Option ist nun in einer internen Polysun-Version verfügbar (Abbildung 91). Ein Resultatbeispiel ist in Abbildung 92 dargestellt. Dargestellt sind Stundenwerte der Fluidtemperatur und der spezifischen thermischen Leistung an einem sonnigen Sommertag für einen ansonsten äquivalenten abgedeckten PVT-Kollektor mit und ohne Überhitzungsschutzmechanismus (Umschaltbereich zwischen 80 und 100 °C). Die Kollektoren sind dabei in ein typisch dimensioniertes System für Warmwasser und Heizungsunterstützung integriert. Es ist zu sehen, dass das System um die Mittagszeit herum in Stagnation geht. Beim Kollektor ohne Überhitzungsschutz steigt die Temperatur in der Folge auf etwa 150 °C an. Die Temperatur des Kollektors mit Überhitzungsschutz bleibt in diesem Fall unter 90 °C. Im untersuchten System, wo ein Kollektor mit praktisch idealem Schaltmechanismus angenommen wurde, sind beim Kollektor mit Überhitzungsschutz der thermische Tagesertrag (Sommertag) um 5 % und der Jahresertrag um rund 2 % geringer als beim Kollektor ohne Überhitzungsschutz.

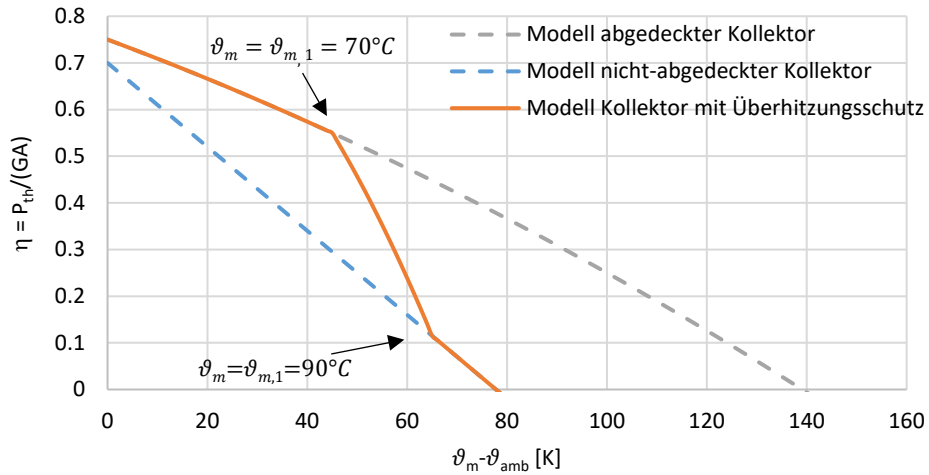


Abbildung 90: Illustration des Kennlinienmodells, welches für den HiPerPVT-Kollektor verwendet wird. In diesem Beispiel wäre der Schaltbereich etwas zu tief. Bei einem optimal designten Kollektor sollte der Schnittpunkt mit der x-Achse im Schaltbereich liegen.

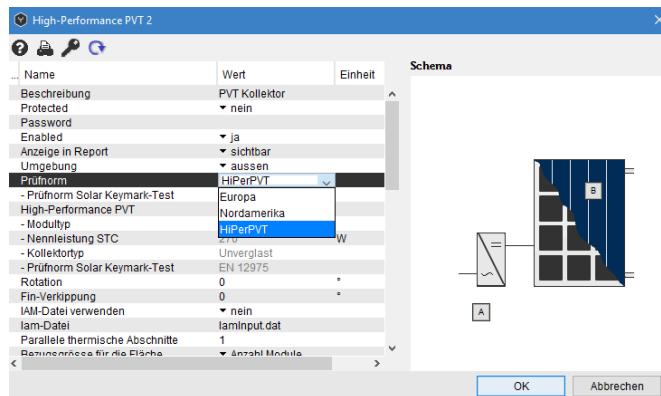


Abbildung 91: Neue HiPerPVT-Option im Dialog zur Definition des PVT-Kollektorfelds in Polysun.

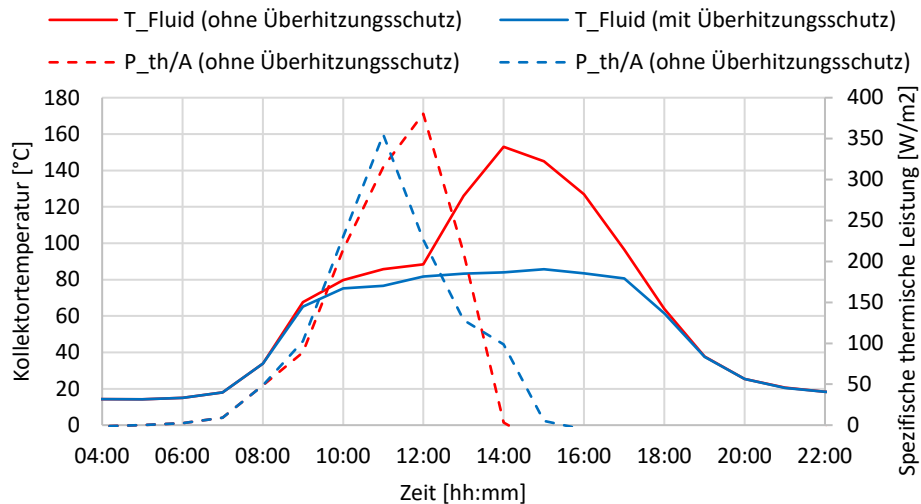


Abbildung 92: Simulationsergebnisse für einen Tag mit Stagnation für einen Kollektor mit und einen Kollektor ohne Überhitzungsschutz.



### 5.3 Beschrieb PVT-Kollektor, PV-Modul und Flachkollektor

In den Systemsimulationen wurden verschiedene Varianten der Solarenergienutzung verglichen, d.h. unterschiedliche Kombinationen von PVT-Kollektoren, PV-Modulen und Flachkollektoren.

Es wurden ein PVT-Kollektor und ein PV-Modul mit 60 (6\*10) monokristallinen Silizium-PV-Zellen angenommen. Die Zellen haben eine typische Grösse von 156 mm \* 156 mm. Der Abstand zwischen den Zellen beträgt 2.5 mm.

Beim PV-Modul beträgt der Abstand zwischen dem Rand der äussersten Zelle und dem Modulrand 15 mm auf der langen Modulseite und 25 mm auf der kurzen Seite. Diese Werte entsprechen denen eines typischen Moduls der Firma LG. Die Werte beinhalten die Rahmenbreite von 12 mm auf allen Seiten. Die resultierende Bruttofläche des PV-Moduls ist 1.6 m<sup>2</sup>.

Beim PVT-Kollektor wurde angenommen, dass die Rahmenbreite 20 mm beträgt, was ein typischer Wert für einen thermischen Flachkollektor ist. Zwischen Rahmen und Absorber wurde ein Abstand von 5 mm angenommen, damit ein genügender Bewegungsspielraum für den bewegbaren Absorber gegeben ist. Als Abstand zwischen dem Absorberrand und der ersten Zelle wurden auf der langen und auf der kurzen Seite 22.5 mm angenommen. Dieser Wert ist so gewählt, damit praktisch keine Verschattung der Zellen erfolgt. Konkret wurde festgelegt, dass es bei einem Lichteinfallswinkel geringer als 70° keine Verschattung auftritt. Bei einem angenommenen Abstand zwischen Absorber und Abdeckungsglas von 10 mm ist dafür ein Abstand zwischen dem Rahmen und der ersten Zelle von  $10 \text{ mm} * \cot(70^\circ) = 27.5 \text{ mm}$  nötig. Der PVT-Kollektor hat damit eine Bruttofläche von 1.75 m<sup>2</sup>, d.h. 9.4 % grösser als das PV-Modul. Die Aperturfläche beträgt rund 1.64 m<sup>2</sup> und die Absorberfläche 1.62 m<sup>2</sup>.

Als elektrische Kennwerte wurden die Werte des PV-Moduls „Black 280 Wp“ der Firma Meyer Burger angenommen, im Wesentlichen sind dies eine maximale Leistung bei Standardbedingungen (STC) von 280 Watt und ein Temperaturkoeffizient von 0.39 %/K. Im Fall des PVT-Kollektors wurden Strom und Leistung mit dem Faktor 0.94 multipliziert, um die zusätzlichen Reflexionsverluste der Abdeckscheibe (Solarglas mit Antireflexbeschichtung auf der Innenseite) zu berücksichtigen.

Für die Winkelabhängigkeit der Leistung (Incidence Angle Modifier IAM) wurde in allen Fällen das Ambrosetti-Modell zugrunde gelegt, im Fall des PVT-Kollektors und des Flachkollektors mit  $IAM(50^\circ) = 0.95$ , einem typischen Wert für einen Flachkollektor, und im Fall des PV-Moduls mit einem für PV typischen hohen Wert von  $IAM(40^\circ) = 0.99$ .

Beim Flachkollektor wurden, wie beim PVT-Kollektor, eine Aperturfläche von 1.64 m<sup>2</sup> und eine Bruttofläche von 1.75 m<sup>2</sup> angenommen, bzw. ein Unterschied zwischen Bruttofläche und Aperturfläche von relativ geringen 6.7 %.

Die thermischen Kennwerte des PVT-Kollektors im Betriebszustand (ohne Stromabnahme) und des Flachkollektors, jeweils bezogen auf die Aperturfläche, sind in Tabelle 8 angegeben. Die Werte für den PVT-Kollektor sind angelehnt an denjenigen eines vom Fraunhofer ISE gebauten und vermessenen sehr guten Prototypen (Wenker u. a. 2012). Die Werte für den Flachkollektor sind repräsentativ für sehr gute am Markt verfügbare Produkte.





Tabelle 8: Für die Simulationen angenommene Kennwerte des PVT-Kollektors (ohne Überhitzungsschutz und im elektrischen Leerlaufbetrieb) sowie des thermischen Flachkollektors.

|                | $\eta_0$ | $a_1 [W/m^2K]$ | $a_2 [W/m^2K^2]$ |
|----------------|----------|----------------|------------------|
| PVT-Kollektor  | 0.8      | 4.5            | 0.025            |
| Flachkollektor | 0.85     | 4              | 0.01             |

Die Kennwerte für den PVT-Kollektor im Überhitzungsschutzzustand sind  $\eta_0 = 0.85$ ,  $b_u = 0.055 s/m$ ,  $b_1 = 10 W/(m^2K)$ , und  $b_2 = 1.5 Ws/(m^3K)$  und  $\varepsilon/\alpha = 1$ , was einem rückseitengedämmten nicht-abgedeckten Kollektor entspricht.<sup>12</sup> Der Schaltbereich ist zwischen  $\vartheta_m^1 = 80^\circ C$  und  $\vartheta_m^2 = 100^\circ C$ . Der Wärmeübergang zwischen PV-Zellen und Fluid wurde als sehr gut angenommen, mit  $C_b = 150 W/(m^2K)$ .

Die Leistungskennlinien der verschiedenen Kollektoren sind in Abbildung 93 dargestellt.

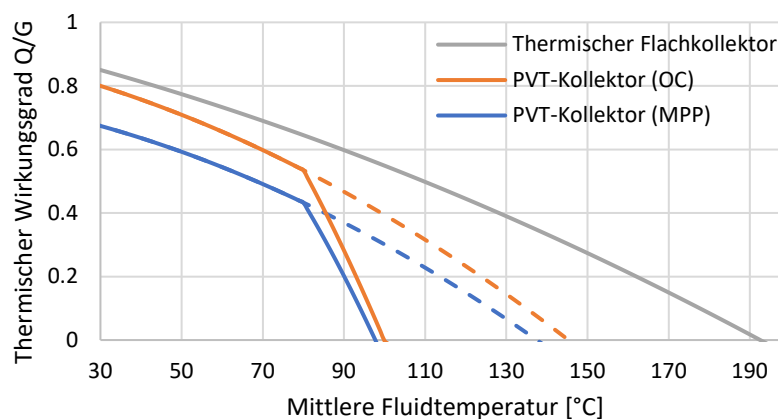


Abbildung 93: Thermische Kennlinien des simulierten PVT-Kollektors mit Überhitzungsschutzmechanismus und des thermischen Flachkollektors bezogen auf die Aperturfläche. Die Kennlinien gelten für eine Situation ohne Wind, Umgebungstemperatur 30 °C, Globalstrahlung in Kollektorebene 1000 W/m<sup>2</sup> und langwellige Einstrahlung 300 W/m<sup>2</sup>. Die gestrichelten Linien entsprechen demselben Kollektor ohne Überhitzungsschutz. Für den PVT-Kollektor ist die Kennlinie für den Leerlaufbetrieb (OC) ohne elektrische Stromabnahme und für den Betrieb mit Stromabnahme am optimalen Betriebspunkt (MPP) aufgetragen.

## 5.4 Simulierte Systeme

Simuliert wurden Systeme mit einer Luft/Wasser-Wärmepumpe, bei denen die Solarwärme zur Warmwassererwärmung und zur Heizungsunterstützung verwendet wird. Das verwendete Simulationsschema ist in Abbildung 94 dargestellt. Es wurden jeweils zwei Varianten betrachtet, zum einen eine Kombination von PVT- und PV-Modulen (PVT&PV), und zum anderen die Kombination von thermischen Flachkollektoren und PV-Modulen (T&PV), jeweils mit unterschiedlichen Flächenanteilen PVT bzw. T.

Es wurde jeweils angenommen, dass die zur Verfügung stehende Dachfläche mit einer Solaranlage maximaler Grösse ausgestattet wird. Beim EFH sind dies die 42 m<sup>2</sup> nach Süden

<sup>12</sup> Der  $\eta_0$  – Wert für den Überhitzungsschutzzustand ist höher als derjenige für den Betriebszustand, da dieser sich beim Modell für nicht-abgedeckte Kollektoren auf die um Wärmestrahlungsverluste korrigierte effektive Einstrahlung  $G''$  bezieht, und nicht wie beim Modell für abgedeckte Kollektoren auf die solare Globalstrahlung  $G$ .



ausgerichtete Dachhälfte. Beim MFH wurde angenommen, dass auf den 390 m<sup>2</sup> Flachdachfläche 175 m<sup>2</sup> mit 30° Neigung aufgeständerte und nach Süden ausgerichtete Solarkollektoren bzw. PV-Module installiert werden können. Dies ergibt sich, wenn die Abstände zwischen den Reihen so gewählt werden, dass diese sich gegenseitig nicht verschatten.

Der Puffer- und der Bereitschaftsspeicher haben beide ein Grundvolumen von 200 Liter beim EFH und 1'000 Liter beim MFH. Pro m<sup>2</sup> Kollektoraperturfläche (PVT oder T) wurde das Pufferspeichervolumen jeweils um 25 Liter vergrössert und ein Warmwasser-Vorwärmerspeichervolumen von ebenfalls 25 Liter ergänzt. Das "Solarspeichervolumen" betrug damit typische 50 Liter pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche. Der Pufferspeicher kann auch im Sommer mit Solarwärme beladen werden, welche dann in den Bereitschaftsspeicher umgeladen wird. Beim MFH wurde die Kapazität der Plattenwärmetauscher der Kollektorfeldfläche angepasst, nämlich mit 100 W/K pro m<sup>2</sup> Kollektorfeldfläche. Beim EFH wurden an Stelle der Plattenwärmetauscher Wendelwärmetauscher eingesetzt und mit 0.25 m<sup>2</sup> pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche dimensioniert. Die Warmwasserzirkulation wurde nur im Fall des MFH eingebaut. Sie wurde so dimensioniert, dass sich dadurch der Energieverbrauch für das Warmwasser um rund 20 % erhöht.

Je nach Systemgrösse würden in einem realen System der Vorwärmerspeicher und der Bereitschaftsspeicher zu einem zusammengefasst, bzw. sogar mit dem Heizungspufferspeicher zu einem einzigen Kombispeicher vereint. Zudem würde man die Einbindung der Solarwärme mit nur einem Plattenwärmetauscher realisieren. Diese "Unterschiede" erlauben eine einfachere Handhabung der Simulationen und haben keinen relevanten Einfluss auf die Berechnungsergebnisse.

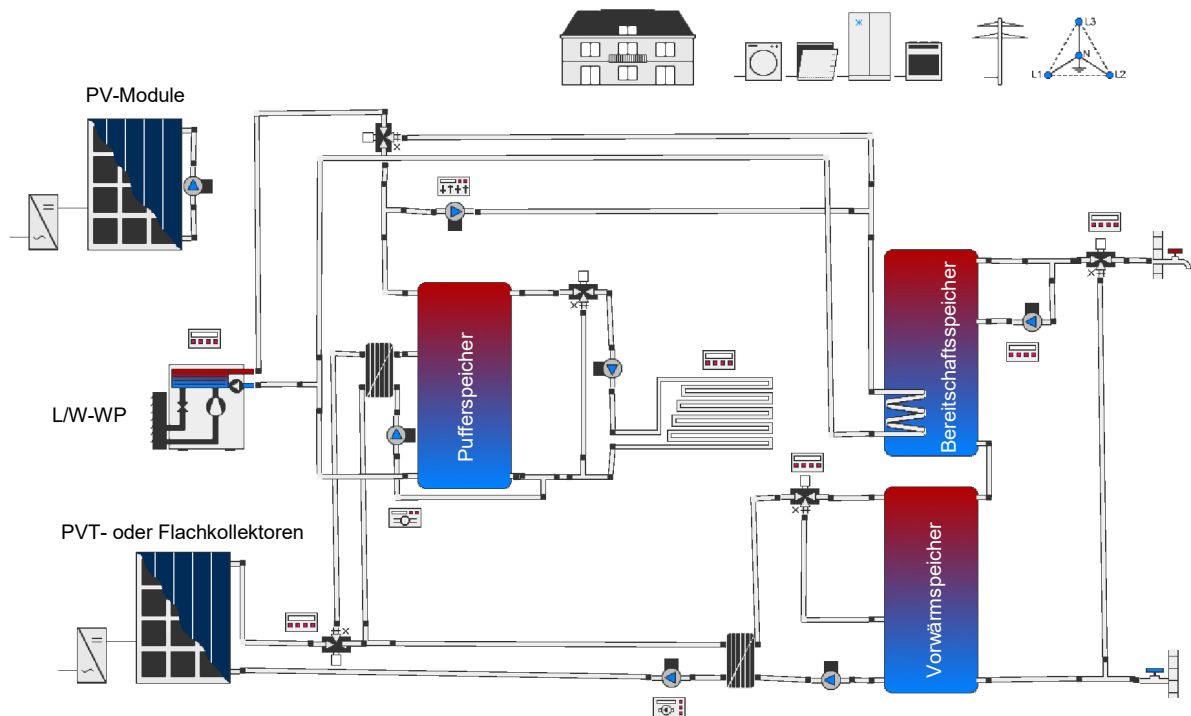


Abbildung 94: Polysun-Simulationsschema des untersuchten MFH-Systems. Für den PV-Teil wurde auch das PVT-Komponentenmodell verwendet, jedoch ohne hydraulische Kopplung. Beim EFH wurde dieselbe Systemkonfiguration, jedoch mit Wendelwärmetauscher anstatt Plattenwärmetauscher verwendet.



## 5.5 Methodik Wirtschaftlichkeitsberechnung

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit wurde jeweils die Erhöhung respektive Senkung der Energiegestehungskosten (LCOEn "Levelized Cost of Energy") im Vergleich mit einem System ohne Solaranlage berechnet.

$$\Delta LCOEn = \frac{I_0 - \sum_{t=1}^T FS_t \cdot (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^T (Q_{use,t} + E_{HE,t}) \cdot (1+r)^{-t}}, \quad \text{Gl. 5.3}$$

mit

|             |   |
|-------------|---|
| $I_0$       | Investitionskosten (im Jahr 0)                      |
| $FS_t$      | Stromkosteneinsparung (Financial Savings) im Jahr t |
| $OM_t$      | Operation and Maintenance im Jahr t                 |
| $Q_{use,t}$ | Wärmeverbrauch im Jahr t                            |
| $E_{HE,t}$  | Stromverbrauch der Haushalte im Jahr t              |
| $T$         | Lebensdauer des Systems                             |
| $r$         | Realzinssatz  |

Für die Lebensdauer des Systems wurden 30 Jahre angenommen und für den Realzinssatz 1%. Der Netzstrompreis wurde fix mit 21 Rp./kWh angenommen, entsprechend dem Median der Schweizer Stromtarife im Jahr 2022, und die Vergütung für den eingespeisten Strom mit 10 Rp./kWh, entsprechend dem Median der Schweizer Einspeisetarife im Jahr 2022.<sup>13</sup>

Bei den Investitionskosten wurde angenommen, dass eine Solarthermieanlage mit 17 m<sup>2</sup> Kollektorfläche 25'000 CHF (in Anlehnung an Zahlen aus dem BFE-Projekt (Philippen u. a. 2016) und eine PV-Anlage mit 10 kWp (58.6 m<sup>2</sup>) ebenfalls 25'000 CHF kostet (in Anlehnung an ein Dokument des VESE (Fischer u. a. 2018)). Die Kosten einer PVT-Anlage wurden 25 % höher als diejenigen einer Solarthermieanlage mit gleicher Kollektorfläche angenommen. Die Skalierung der flächenspezifischen Kosten erfolgte für alle Technologien mit dem Faktor  $(\text{Fläche}/\text{m}^2)^{-0.33}$ , was ca. den Zahlen des Solardachrechners<sup>14</sup> von EnergieSchweiz entspricht. Die sich daraus ergebenden flächenspezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit der jeweiligen Anlagengrösse sind in Abbildung 95 dargestellt. Bei einer Anlagengrösse von 40 m<sup>2</sup> beispielsweise, betragen sie für PV rund 500 CHF/m<sup>2</sup> (d.h. 2750 CHF/kWp @ 7 kWp), für eine Flachkollektoranlage ~1'100 CHF/m<sup>2</sup> und für eine PVT-Anlage ~1'400 CHF/m<sup>2</sup>.

Die Investitionskosten wurden einmal mit und einmal ohne Abzug eines Förderzuschusses angenommen. Im Fall mit Förderung wurden von den oben beschriebenen Investitionskosten die kleine Einmalvergütung (KLEIV) für die installierte PV-Leistung (700 CHF + 380 CHF pro kWp für angebaute Anlagen bis 30 kWp)<sup>15</sup> sowie ein Förderbeitrag entsprechend dem Minimalatz des Harmonisierten Fördermodells (HFM) für die installierte thermische Leistung (1200 CHF + 500 CHF pro kW thermische Nennleistung)<sup>16</sup> abgezogen. Bei PVT-Anlagen wurden beide Förderungen abgezogen.

<sup>13</sup> Gemäss <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/> (Haushalte des Typs H4) und <https://www.vese.ch/pvtarif/>.

<sup>14</sup> <http://www.energieschweiz.ch/page/de-ch/solarrechner>

<sup>15</sup> Siehe dazu [www.pronovo.ch](http://www.pronovo.ch).

<sup>16</sup> Siehe dazu [www.kollektorliste.ch](http://www.kollektorliste.ch). Es wurden die im ersten Quartal 2022 aktuellen Werte verwendet.

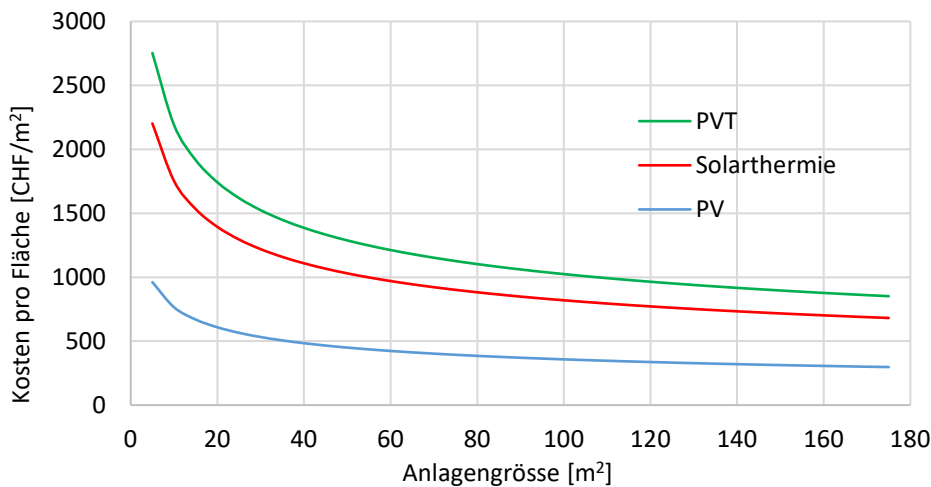


Abbildung 95: Annahmen für die flächenspezifischen Investitionskosten für die jeweilige Art von Solaranlage (alle Komponenten und Installationsarbeiten inklusive) in Abhängigkeit der Anlagengrösse.

## 5.6 Resultate

In diesem Abschnitt werden die Resultate für die drei Fälle: Einfamilienhaus mit Neubaustandard (EFH – Neubau), Mehrfamilienhaus mit Neubaustandard (MFH – Neubau) und Mehrfamilienhaus mit Standard eines renovierten Altbaus (MFH – Altbau) präsentiert. Es wurden jeweils zwei Varianten simuliert, zum einen die Variante PVT&PV, bei der ein Teil des Dachs mit PVT-Kollektoren belegt ist und der Rest des Dachs mit PV-Modulen und zum anderen die Variante T&PV, bei der ein Teil des Dachs mit thermischen Flachkollektoren belegt ist und der Rest des Dachs wiederum mit PV-Modulen. Das Verhältnis zwischen den zwei Komponententypen wurde jeweils variiert. Die gesamte Solaranlagenfläche beträgt beim EFH immer 42 m<sup>2</sup> und beim MFH 175 m<sup>2</sup>.

### Solarerträge

Abbildung 98 zeigt die jährlichen Solarerträge (gemessen am Kollektorfeld bzw. nach dem Wechselrichter) der beiden Systemvarianten PVT&PV und T&PV in Abhängigkeit des Anteils PVT bzw. T an der gesamten Solaranlagenfläche. Der Wert auf der linken y-Achse entspricht jeweils dem Jahresertrag der Anlage und derjenige auf der rechten y-Achse dem Jahresertrag bezogen auf die gesamte Anlagenfläche (also 42 m<sup>2</sup> bzw. 175 m<sup>2</sup>). Ganz links ist jeweils der Fall mit nur PV (Flächenanteil 0 %) und ganz rechts der Fall mit nur PVT bzw. nur T (Flächenanteil 100 %).

Die Zusammenhänge sind in allen drei Fällen identisch und den Erwartungen entsprechend. Im Vergleich zu einer reinen PV-Anlage, reduziert sich der elektrische Solarertrag bei steigendem PVT-Anteil, aufgrund der etwas geringeren elektrischen Effizienz der PVT-Kollektoren. Werden PV-Module durch rein thermische Flachkollektoren ersetzt, sinkt der Stromertrag proportional zur Reduktion der PV-Fläche, bis auf null im Fall einer rein thermischen Anlage. Je grösser der thermische Anteil der Solaranlage ist (PVT oder T), desto höher ist der Solarwärmeertrag, wobei bei gleichem Flächenanteil Flachkollektoren dank (T) etwas höhere Erträge ergeben als PVT-Kollektoren. In der Summe, d.h. wenn Wärme und Strom addiert werden, liefert die Kombination PVT&PV bei kleinen Flächenanteilen gleich viel, mit zunehmenden Flächenanteilen mehr Ertrag als die Kombination T&PV. Wenn man den



Stromertrag aufgrund dessen höherer Wertigkeit stärker gewichtet würde, so fiel der Vorteil der Variante PVT&PV noch deutlicher aus.

Die flächenspezifischen Erträge bei EFH - Neubau und MFH – Neubau sind praktisch identisch. Diejenigen des MFH – Altbau fallen etwas höher aus, aufgrund des deutlich höheren Wärmeverbrauchs im Verhältnis zur Solaranlagenfläche. Die thermischen Anlagen laufen in diesem Fall auf leicht tieferen Temperaturen und damit etwas effizienter.

### Systemjahresarbeitszahlen

Abbildung 99 zeigt die Systemjahresarbeitszahlen SJAZ. Diese sind definiert als das Verhältnis zwischen dem Nutzwärmeverbrauch und dem Stromverbrauch aller Komponenten des Wärmeerzeugungssystems. Die blauen Linien zeigen die SJAZ-Total, bei deren Berechnung der gesamte Stromverbrauch der thermischen Komponenten berücksichtigt wurde. Von links nach rechts gehend ergibt sich in allen Fällen eine deutliche Erhöhung der SJAZ-Total aufgrund der Zunahme des Solarwärmebeitrags. In Rot ist die SJAZ-Netzstrom aufgetragen. Hier wurde nur der durch das Wärmesystem vom Netz bezogene Strom eingerechnet.<sup>17</sup> Der Vorteil des produzierten Eigenstroms ist am grössten bei minimalem Flächenverhältnis, d.h. mit jeweils nur PV. Bei höheren Flächenverhältnissen nimmt dieser Vorteil etwas ab, bei der Variante T&PV schliesslich bis auf null, beim Einsatz von nur thermischen Kollektoren. Mit der Variante T&PV können insgesamt höhere Werte erreicht werden. Auch hier könnten durch Eigenverbrauchsoptimierung Verbesserungen erzielt werden. Die Variante PVT&PV würde sich dadurch gegenüber der Variante T&PV verbessern. Es ist hier zu vermerken, dass die SJAZ den Vorteil der Variante PVT&PV, nämlich dass bei dieser noch zusätzlich Strom produziert wird, der ins Netz eingespeist wird, nicht abbildet. Sie ist deshalb als Kennzahl nur in Kombination mit anderen Kennzahlen zu betrachten.

Die absoluten Werte der SJAZ sind bei EFH-Neubau und MFH-Neubau sehr ähnlich und beim MFH-Altbau aufgrund des deutlich höheren Heizwärmebedarfs deutlich niedriger.

### Energieaustausch mit dem Stromnetz

Von zentralem Interesse für die energetische Bewertung der Systeme ist schliesslich insbesondere deren Energieaustausch mit dem Stromnetz, da elektrischer Strom die einzige Form von Endenergie ist, die dem System zugeführt werden muss. Hierbei wird jeweils der Strombezug des gesamten Gebäudes (Wärmeversorgungssystem plus Haushaltsstrom) berücksichtigt. Der Bezug des jeweiligen Gebäudes vom Stromnetz und die Einspeisung von nicht lokal (vom Heizsystem oder den Haushalten) nutzbarem Solarstrom ins Stromnetz ist in Abbildung 100 dargestellt.

Die maximale mögliche prozentuale Reduktion des Netzstrombezugs ist mit der Variante PVT&PV jeweils etwas höher als mit der Variante T&PV. Bei 100 % PVT-Anteil kann der Netzstrombedarf bei den Neubauten um über 20 % und beim Altbau um rund 15 % reduziert werden. Ein grosser Unterschied zwischen PVT&PV und T&PV besteht jedoch darin, dass mit der Kombination PVT&PV viel mehr Strom ins Netz eingespeist werden kann. Der Einsatz von PVT-Kollektoren ergibt also hier deutliche Vorteile. Absolut gesehen kann so beim EFH mit fast allen Flächenverhältnissen PVT&PV eine positive Bilanz (Netzeinspeisung minus

<sup>17</sup> Hierfür wurde in jedem Zeitschritt der zur Verfügung stehende Eigenstrom zwischen Haushalt und Wärmesystem aufgeteilt. Haushalt und Wärmesystem erhielten jeweils den Anteil, welcher ihrem momentanen Anteil am Gesamtstromverbrauch entsprach.



Netzbezug) erreicht werden. Beim MFH-Neubau ist die Bilanz von PVT&PV fast neutral (etwas weniger gut als beim EFH, aufgrund des höheren Stromverbrauchs pro Solaranlagenfläche). Auch beim MFH-Altbau ist die Bilanz bei der Variante PVT&PV deutlich besser. Die Netzeinspeisung bleibt hier jedoch deutlich geringer als der Netzbezug, da der Stromverbrauch des Altbaus bezogen auf die Solaranlagenfläche deutlich höher ist.

Die monatlich aufgelösten Resultate (Abbildung 96) für einen Flächenanteil von 60 % PVT bzw. T zeigen für den Fall MFH-Neubau, dass sowohl mit PVT&PV als auch mit T&PV der Netzbezug auch im Winter und insbesondere in den Übergangsmonaten signifikant reduziert werden kann, im Vergleich mit einem System ohne Solaranlage oder einem System mit nur PV. Wenn zusätzlich die Netzeinspeisung betrachtet wird (Abbildung 97), so ist wiederum PVT&PV im Vorteil gegenüber T&PV, da mit dieser Kombination auch in den kalten Monaten relevante Stromerträge ins Netz eingespeist werden können.

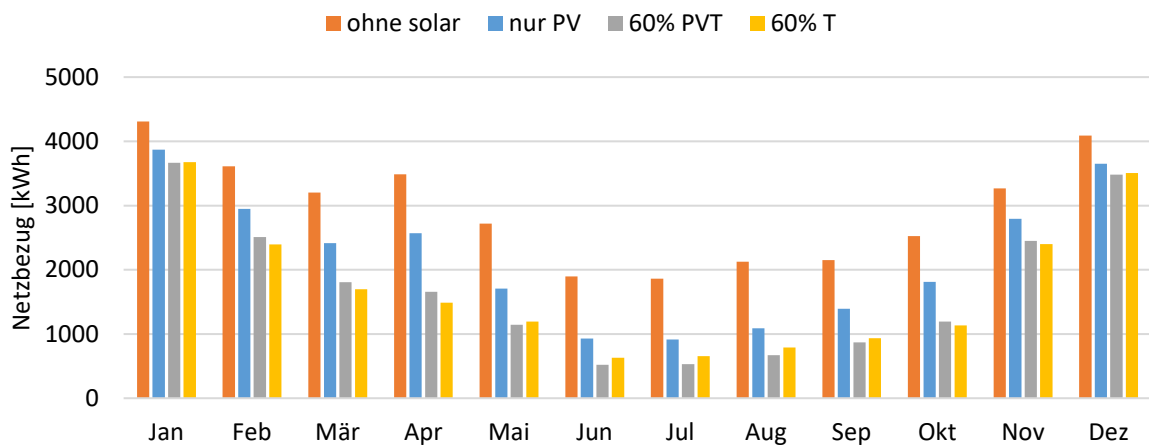


Abbildung 96: Monatswerte für den Netzstrombezug für die verschiedenen Systemvarianten.

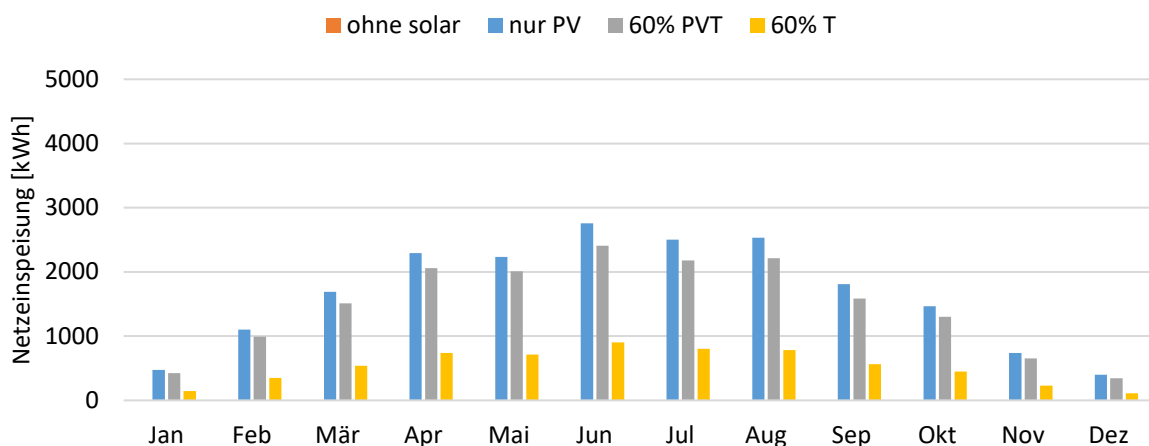


Abbildung 97: Monatswerte für die Netzeinspeisung für die verschiedenen Systemvarianten.



### Wirtschaftlichkeit

Die Resultate für die Zunahme (positive Werte) oder Abnahme (negative Werte) der Energiegestehungskosten (bezogen auf den gesamten Energiebedarf, d.h. die Summe aus Wärme und Strom) sind in Abbildung 101 dargestellt.

Eine reine PV-Anlage ist in jedem Fall am günstigsten. Bei Flächenanteilen unter ca. 50 % sind die Kosten der Varianten PVT&PV und T&PV jeweils sehr ähnlich. Bei grösseren Flächenanteilen, insbesondere im Fall der MFH, ist die Variante PVT&PV deutlich günstiger. Dies ergibt sich dadurch, dass in der Variante T&PV bei komplettem Wegfall der PV-Anlage die Kosteneinsparungen beim Strom deutlich kleiner ausfallen.

Grössere thermische Anteile erhöhen im Allgemeinen die Kosten. Die komplette Belegung des Dachs mit PVT ist jedoch etwas günstiger als die fast komplette Belegung in Kombination mit einer zusätzlichen kleinen und deshalb verhältnismässig teuren PV-Anlage.

Beim EFH ergibt sich für alle Dimensionierungen von Solaranlagen eine Kostenerhöhung gegenüber einer Variante ohne Solaranlage. Diese ist zudem bezogen auf eine kWh deutlich höher als bei den MFH. Gründe hierfür sind die höheren Kosten im Fall von kleinen Anlagen, die grössere Anlagenfläche im Verhältnis zum Energieverbrauch sowie der beim EFH kleinere Eigenverbrauchsanteil.

Beim MFH-Altbau ist der Einfluss der Solaranlagen auf die Energiekosten pro kWh klar am geringsten – die Erhöhung bzw. Reduktion liegt in einem Bereich  $\pm 1$  Rp./kWh – was vor allem dem kleinen Verhältnis zwischen Solaranlagenfläche und Energiebedarf geschuldet ist.

Ohne Förderung sind auch bei den MFH nur Varianten mit thermischen Anteilen unter ca. 50 % rentabel im Vergleich mit einem System ohne Solaranlage. Dennoch lassen sich, mit einer nur geringen Erhöhung der Energiegestehungskosten um 1-3 Rp./kWh, auch sehr grosse thermische Anteile und damit die oben gezeigten Reduktionen im Netzstrombedarf und Erhöhungen der Netzeinspeisung realisieren. Wenn die Investitionskosten reduziert werden durch die Förderung der PV-Leistung mit der kleinen Einmalvergütung und die Förderung der thermischen Leistung entsprechend dem Minimalsatz des Harmonisierten Fördermodells, so können bei den MFH jedoch sogar mit grossen PVT- oder T-Anteilen Kosteneinsparungen im Vergleich mit einem System ohne Solaranlage erzielt werden.



## Solarertrag

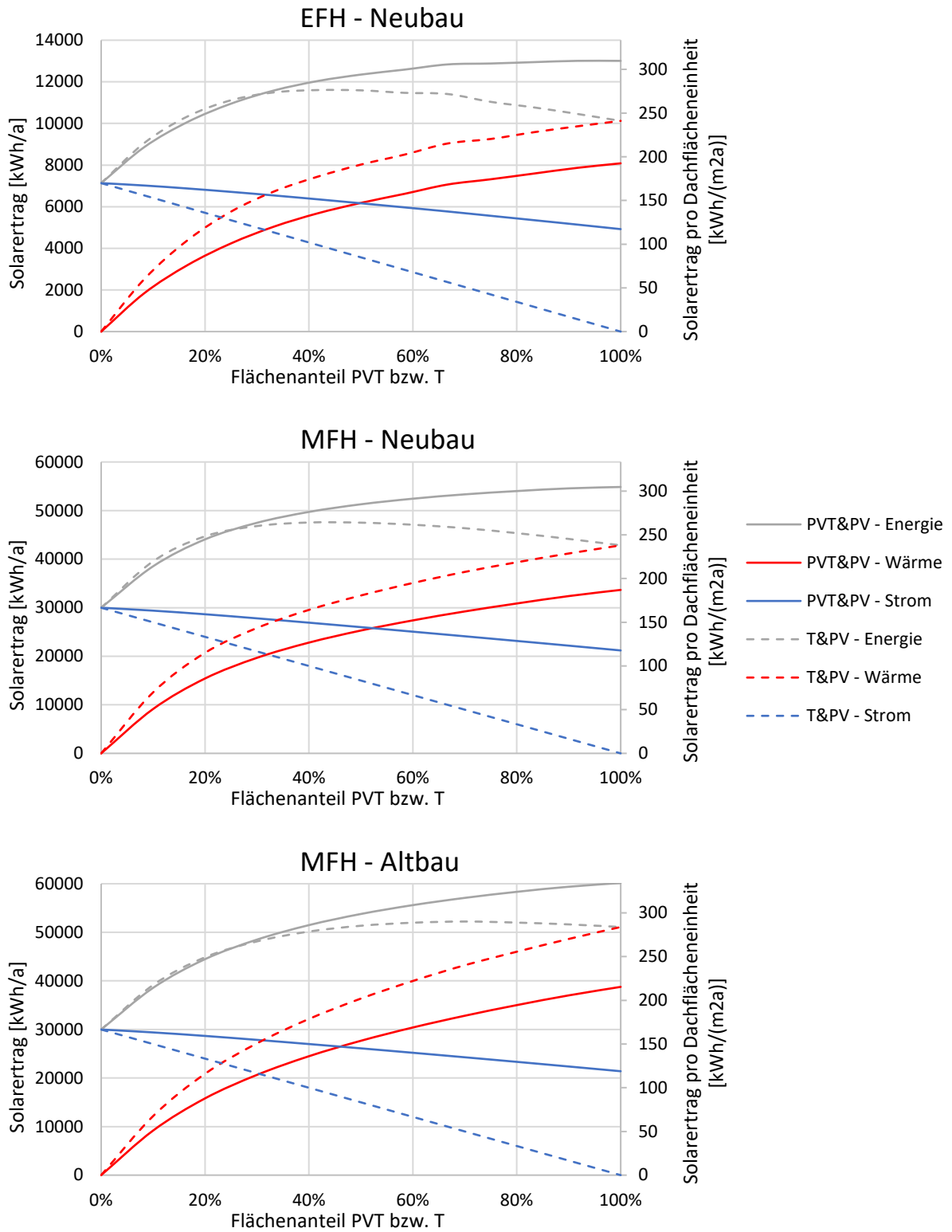


Abbildung 98: Thermische, elektrische und energetische (Summe) jährliche Solarerträge total und pro m<sup>2</sup> Solaranlagenfläche.





## System-Jahresarbeitszahl

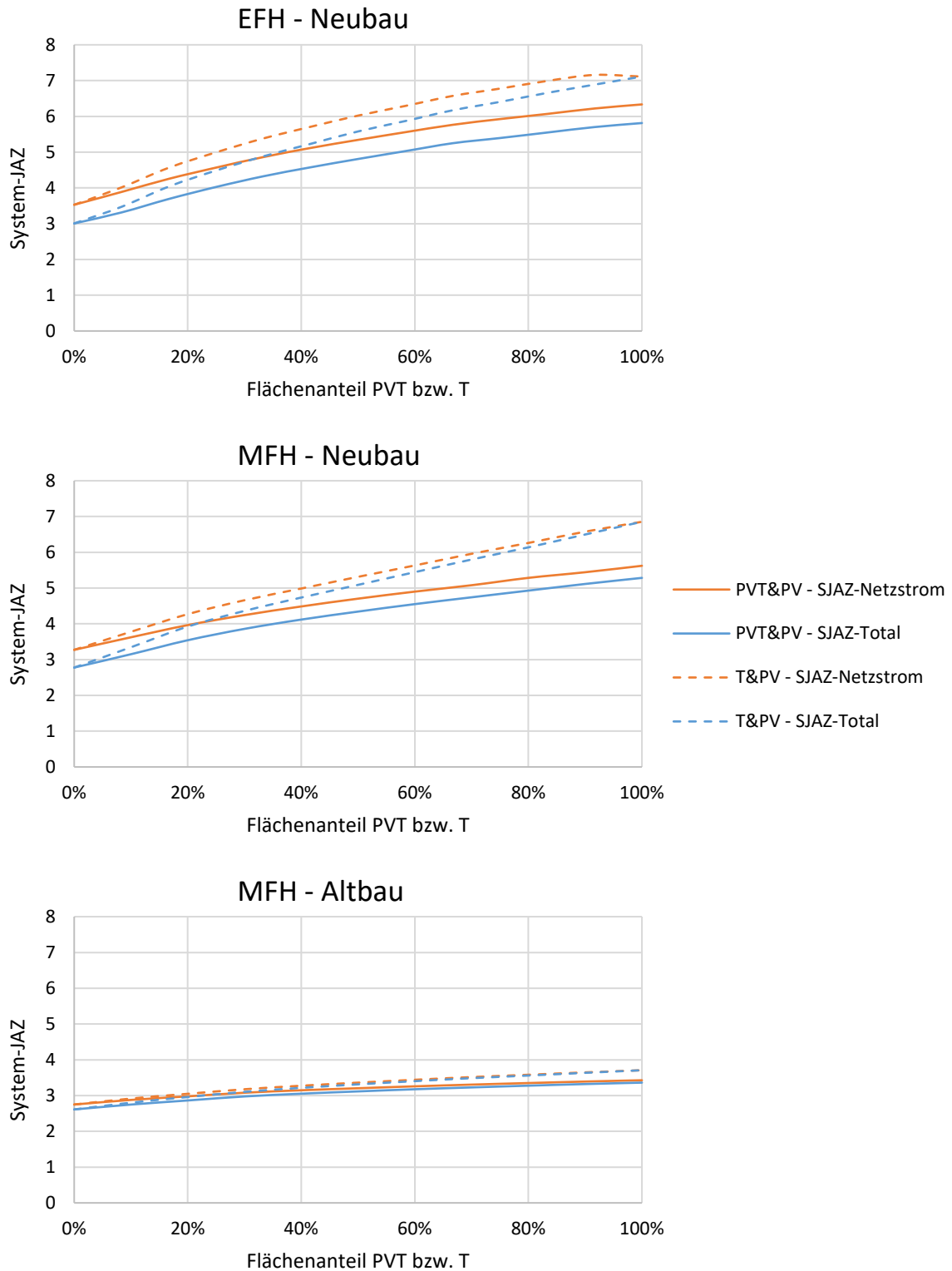
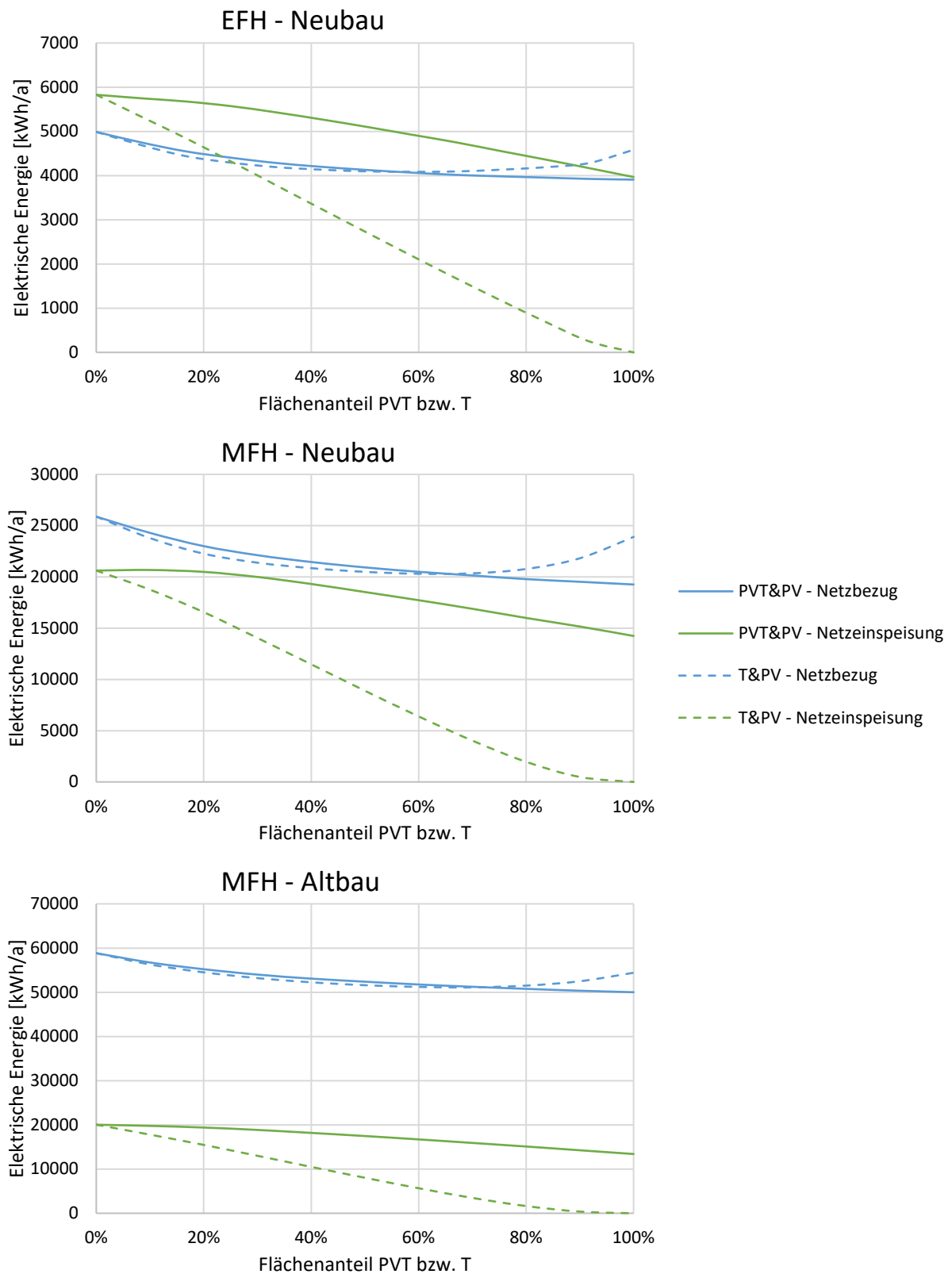


Abbildung 99: Systemjahresarbeitszahlen bezogen auf den Stromverbrauch aller Komponenten (SJAZ-Total) und bezogen auf den Netzstromverbrauch der Komponenten (SJAZ-Netzstrom)



## Austausch mit dem Stromnetz





## Einfluss auf Energiegestehungskosten

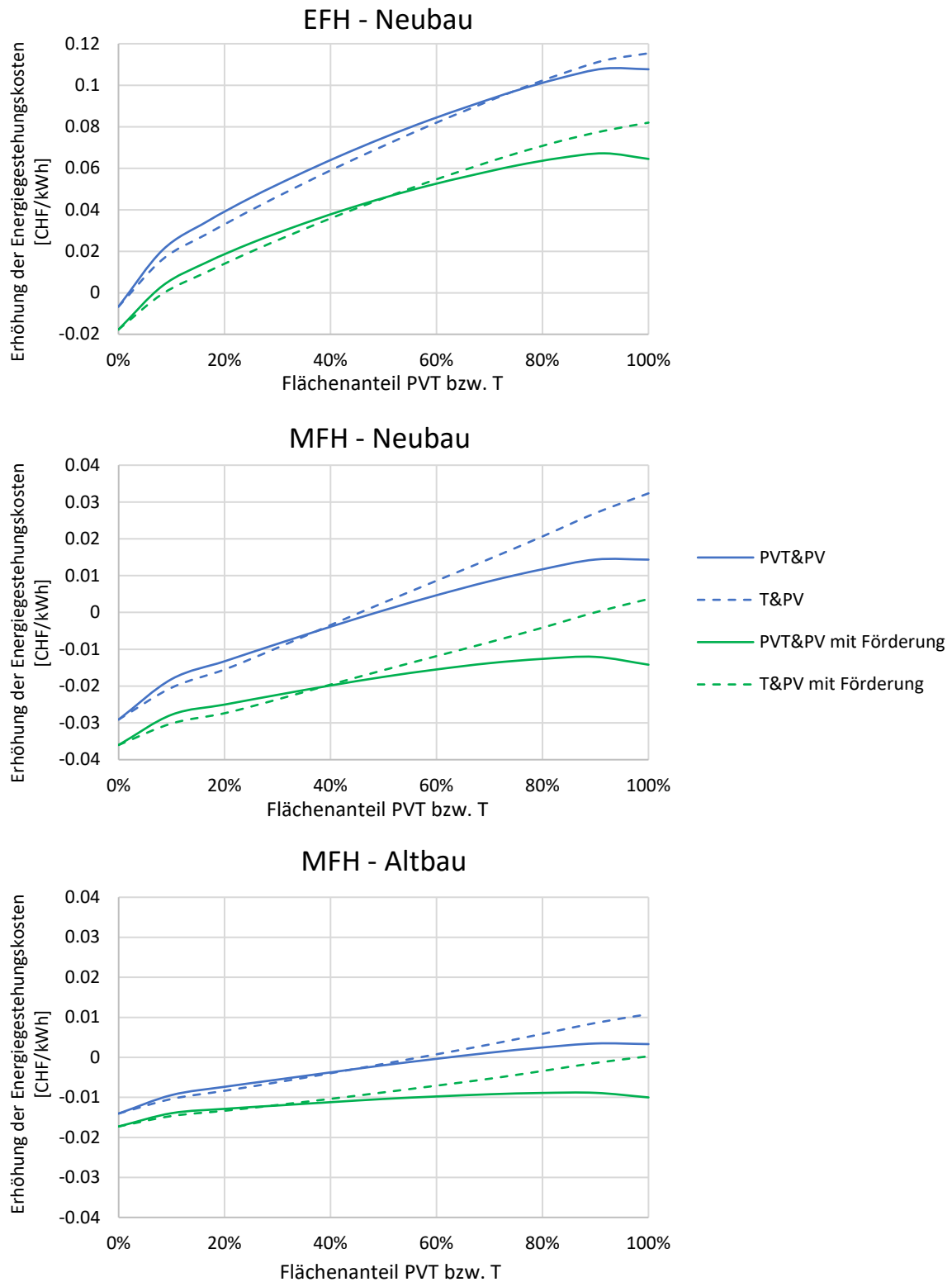


Abbildung 101: Abweichung der Energiegestehungskosten im Vergleich mit einem System ohne Solaranlage,  $\Delta LCOE_n$ . Man beachte die unterschiedlichen Skalierungen der y-Achsen bei EFH und MFH.



## 6 Mitarbeit im IEA SHC Task 60

Parallel zur PVT-Kollektorentwicklung erfolgte im Rahmen dieses Projekts die Mitarbeit am Task 60 "PVT Systems" des Solar Heating and Cooling (SHC) Programms der Internationalen Energieagentur (IEA).<sup>18</sup> Der Task wurde vom SPF mitinitiiert und dauerte von Januar 2018 bis Dezember 2020. Es waren Forschungsinstitute und Industrievertreter aus 12 Ländern beteiligt. Der Task 60 war in folgende vier Subtasks gegliedert:

- Subtask A: PVT Systems in Operation
- Subtask B: PVT Collector Performance Characterization
- Subtask C: PVT Systems Modelling
- Subtask D: PVT System Performance Assessment and Dissemination

Das SPF (Andreas Häberle und Daniel Zenhäusern) war verantwortlich für die Leitung des Subtask D.

### Beiträge des SPF

Die inhaltlichen Beiträge des SPF zu den verschiedenen Subtasks sind nachfolgend aufgelistet. Hervorzuheben sind folgende zwei Publikationen, welche im Rahmen von Subtask D erfolgten:

- Zenhäusern, D., et al., "Key Performance Indicators for PVT Systems", SHC Task 60 Report D1, 2020
- Schubert, M., Zenhäusern, D., et al., "Performance Assessment of Example PVT-Systems", SHC Task 60 Report D2

Weitere Beiträge in Subtask D:

- Realisierung eines Logos für den Task, sowie eines Flyers, um auf den Task aufmerksam zu machen (Abbildung 102). Dies geschah in Zusammenarbeit mit externen Fachleuten.
- Webinar zum Thema „PVT-Zertifizierung“  
Ein Webinar zum Thema „PVT-Zertifizierung“ wurde organisiert. Es konnte ein Programm mit vier Beiträgen präsentiert werden: A. Bohren (Solarkeymark Network), L. Brottier (DualSun, FR), S. Martin (SRCC, USA) und M. Intriery (SunDrum Solar, USA). Am Webinar nahmen rund 40 Vertreter aus Industrie, Forschung und dem Testing-Bereich teil.
- Konferenzbeitrag am Solarthermiesymposium Bad Staffelstein  
Es wurde ein Vortrag mit dem Titel "Wie vergleicht man PVT Systeme mit PV- bzw. Kollektoranlagen? Ein Vorschlag für KPI's" gehalten und ein entsprechendes Konferenzpaper veröffentlicht (Zenhäusern u. a. 2019).
- Mitarbeit am Report D6 "2020 Subsidies for PVT collectors in selected countries"
- Mitarbeit am Report D7 "Collection of documents prepared along the Task for industry and market"
- Beitrag am ISES-Webinar "IEA SHC Solar Academy: Solar heat and electricity - PVT solutions" zum Thema "Key Performance Indicators for PVT-Systems" (D. Zenhäusern)



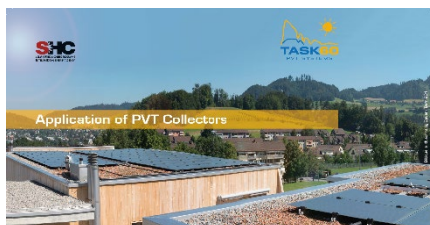
- Beitrag am Webinar "Mieux connaître la technologie et la performance des systèmes hybrides PVT" des Französischen Solarenergie-Branchenverbandes Enerplan zum Thema "Key Performance Indicators / Indicateurs de Performance" (D. Zenhäusern)
- Co-Theme-Chair für den Themenbereich "PV and PVT Systems for Buildings and Industry" and der ISES Eurosun-Konferenz 2020 (D. Zenhäusern).

Weitere Beiträge:

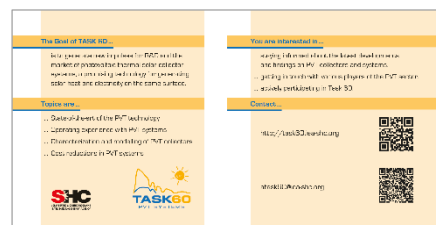
- Aufbereitung von Informationen und Messdaten von PVT-Pilotanlagen für Report A1, "Existing PVT systems and solutions" (ST A)
- Mitarbeit am Report C1 "Numerical simulation tools for PVT collectors and systems"
- Mitarbeit am Bericht "Technology Position Paper", welches am Ende des Tasks herausgegeben wurde.
- Mitarbeit am Dokument "Final Management Report" für den Task 60.



(a)



(b)



(c)

Abbildung 102: Task 60 Logo (a) und Flyer Vorder- und Rückseite (b, c)



## 7 Allgemeine Schlussfolgerungen und Ausblick

Mit den beiden Varianten "cSi-Zellen laminiert auf Aluminiumblech" und "Flexibles CIGS-Modul mit Aluminiumrückseite" konnten PVT-Absorber angefertigt werden, welche eine sehr gute Absorption der Solarstrahlung und einen sehr guten Wärmeübergang auf das Wärmeträgerfluid aufweisen. Da kommerziell verfügbare flexible CIGS-Module aktuell nur rund 50 % der elektrischen Effizienz von cSi-Modulen haben, wurde dieser Ansatz nach ersten Untersuchungen verworfen. Sollten flexible CIGS-Module mit deutliche höherer elektrischem Wirkungsgrad verfügbar werden, so könnte diese Variante in Zukunft dennoch eine interessante Lösung sein.

Mit den cSi-Laminaten wurden komplette PVT-Kollektoren gebaut. Diese erreichten thermische Wirkungsgrade, im Betrieb ohne Stromabnahme, vergleichbar mit denjenigen von rein thermischen Flachkollektoren mit nicht-spektral-selektiver Absorberschicht. Die Stagnationstemperatur ohne Überhitzungsschutz, lag im Bereich von 130 °C – 140 °C. Für eine signifikante Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades, etwa in den Bereich selektiver Flachkollektoren, wäre ein Absorber mit low-e-Eigenschaften (niedrige Emissivität und damit geringere Wärmestrahlungsverluste) nötig. Mit einer Literaturrecherche und optischen Simulationen wurden mögliche Schichtsysteme für eine low-e-Beschichtung des Absorbers identifiziert. Die Entwicklung solcher Schichten ist jedoch technisch aufwändig und müsste in einem eigens darauf ausgelegten Forschungsprojekt erfolgen.

Es wurde eine Reihe unterschiedlicher thermischer Aktuatoren identifiziert und untersucht. Für die Realisierung eines Überhitzungsschutzmechanismus durch Absorber-Shifting muss ein solcher Aktuator einige Kriterien erfüllen, so etwa was den erzielbaren Hub, die aufgebrachte Kraft, die Langzeitstabilität, die Kosten und die Eignung für einen selbstsicheren Mechanismus betrifft. Es haben sich die zwei Aktuatortypen "Edelstahlkompensator in Kombination mit Aluminium-Rollbond" und "Edelstahlwellrohr" als besonders geeignet herausgestellt.

Ein Überhitzungsschutzmechanismus mit einem wasserbefüllten Wellrohr-Aktuator wurde dann in einem Kollektorprototypen umgesetzt und getestet. Das Anheben und Absenken des Absorbers durch den Mechanismus hat gut funktioniert. Damit der Überhitzungsschutz effektiv ist, muss der Absorber möglichst vollflächig mit der Abdeckscheibe in Kontakt gebracht werden, d. h. der Absorber muss plan sein und gleichmässig angehoben werden. Dies hat sich als grosse Herausforderung erwiesen und ist mit der im Prototyp realisierten Mechanik nicht hinreichend gut gelungen. Es war im Überhitzungsschutzzustand jeweils nur die Zone um die Absorbermitte in gutem Kontakt mit der Abdeckscheibe, weshalb auch nur dort die Stagnationstemperatur auf etwas über 100 °C, also ca. auf den angestrebten Zielwert limitiert werden konnte. In den anderen Bereichen des Absorbers, die nicht in Scheibenkontakt waren, waren die Stagnationstemperaturen deutlich höher. Um die Stagnationstemperatur des gesamten Absorbers auf 100 °C zu limitieren, müsste die Mechanismus also optimiert oder modifiziert werden. Dies ist umso wichtiger, sobald ein Absorber mit low-e-Eigenschaften zum Einsatz kommt, da in diesem Fall die Absorberbereiche ohne Scheibenkontakt noch stärker überhitzen werden.



Mit einem effizienten PVT-Kollektor kann pro Dachfläche mehr Solarenergie nutzbar gemacht werden als mit PV oder reiner Solarthermie. Wie die Simulationsstudie gezeigt hat, könnte in typischen Wohngebäuden mit Luft-Wasser-Wärmepumpe durch den Einsatz solcher PVT-Kollektoren die Systemeffizienz deutlich erhöht und der Netzstromverbrauch, auch in den Wintermonaten, reduziert werden. Unter den gemachten Annahmen können dabei, insbesondere im Fall von Mehrfamilienhäusern, sogar die Energiegestehungskosten reduziert werden.

Es konnten also im vorliegenden Projekt einige technische Herausforderungen auf dem Weg zu einem überhitzungssicheren High-Performance PVT-Kollektor gelöst und deren Potenzial für die bessere Nutzung der solaren Ressource unterstrichen werden. Einige weitere Schritte sind jedoch noch erforderlich, insbesondere hinsichtlich einer low-e-Schicht und einer verbesserten Hebemechanik, weshalb die Entwicklung solcher PVT-Kollektoren weiter vorangetrieben werden sollte.

Im bereits gestarteten Nachfolgeprojekt PVT-COPRAS wird entsprechend die Variante mit Aluminium-Rollbondabsorber mit Edelstahlkompensator weiterentwickelt. Bestrebungen zur Entwicklung einer low-e-Beschichtung für PVT-Absorber in Zusammenarbeit mit spezialisierten Partnern sind in Gang.

## 8 Nationale und internationale Zusammenarbeit

- Die Aktivitäten im IEA SHC Task 60 PVT-Systems erfolgten in Zusammenarbeit mit Wissenschaftlern und Industrievertretern aus 10 europäischen Ländern sowie den USA und Australien.
- Bei der Anfertigung von PV-Laminaten erhielt das Projekt Unterstützung der Firmen Meyer Burger und 3S Swiss Solar Systems.
- Die Herstellung von Absorbern (Aufschweissen von Mäandern auf Aluminiumbleche) erfolgte kostenlos durch die Firma Soltop.
- Für die Machbarkeitsstudie zu low-e-Beschichtungen von ETFE wurde mit der EMPA zusammengearbeitet.

## 9 Publikationen

Neben den im Rahmen des IEA SHC Task 60 erfolgten Publikationen, wurde an drei Konferenzen über Aspekte des Projekts berichtet:

- D. Zenhäusern, M. Battaglia, S. Cramerer und S. Brunold, "Hocheffiziente Photovoltaisch-Thermische Solarkollektoren zur optimalen Nutzung unserer Dachflächen", Posterbeitrag, 18. Nationale Photovoltaik-Tagung, Bern, März 2020
- D. Zenhäusern, "Das Potenzial verglaster PVT-Kollektoren zur direkten Bereitstellung von Nutzwärme", Symposium Solarenergie und Wärmepumpen, Rapperswil, Oktober 2020
- D. Zenhäusern, S. Brunold, A. Voirol, K. Erb und L. Laib, "Effiziente und überhitzungssichere PVT-Kollektoren zur Versorgung von Wohngebäuden mit Wärme und Strom – Potenzial der Technologie und Kollektorentwicklung", 32. Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme, Bad Staffelstein, Mai 2022



## 10 Literaturverzeichnis

- Auerhammer Metallwerk GmbH, Hrsg. 2007. *Thermobimetalle, Herstellung und Anwendung*. 2.0.
- Aziz, S. 2017. „Polymer Fibre Artificial Muscle“. *Research Online University of Wollongong*, 199.
- Cherubini, A., G. Moretti, R. Vertechy, und M. Fontana. 2015. „Experimental Characterization of Thermally-Activated Artificial Muscles Based on Coiled Nylon Fishing Lines“. *AIP Advances* 5 (6): 067158. <https://doi.org/10.1063/1.4923315>.
- Cramerer, S. 2019. „EFH und MFH Referenzgebäude für Simulationen“. Projektarbeit MAS. Luzern: HSLU.
- Dupeyrat, P. 2011. „Experimental development and simulation investigation of a Photovoltaic-Thermal hybrid solar collector“. Lyon: Institut National des Sciences Appliquées de Lyon.
- Ehrenstein, G. W. 2011. *Polymer-Werkstoffe: Struktur - Eigenschaften - Anwendung*. 3. Aufl. München: Hanser.
- Fischer, D., M. Toneatti, S. Eberhart, und S. Pannatier. 2018. *Handbuch PV Selbstbau - Unterlagen zum organisierten Selbstbau von Photovoltaikanlagen*. Bern: VESE.
- Gantenbein, P., A. Bohren, und L. Leuenberger. 2018. „Corrosion of Aluminium - CorAl – Aluminium-Korrosion in einem thermischen Solarkreis bestehend aus einer ‚Mischinstallation‘: Aluminium-Korrosion in Solarkreisen mit Fluid führenden Aluminiumkomponenten“. Schlussbericht. Im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE. Rapperswil: SPF Institut für Solartechnik. P:\SPF-Berichte\BFE-Schlussberichte\2018\2018\_BFE\_Schlussbericht\_aR\_CorAl.pdf.
- Haines, C. S., M. D. Lima, N. Li, G. M. Spinks, J. Foroughi, J. D. W. Madden, S. H. Kim, u. a. 2014. „Artificial Muscles from Fishing Line and Sewing Thread“. *Science* 343 (6173): 868–872. <https://doi.org/10.1126/science.1246906>.
- Harding, L. 2017. „Development of Electrically Heated Polymer Artificial Muscles“. Australia: University of Wollongong. <https://ro.uow.edu.au/theses1/166/>.
- Hostettler, T., und A. Hekler. 2021. „Statistik Sonnenenergie 2020“. Bern: Bundesamt für Energie.
- Kempe, M. 2017. „Encapsulant Materials for PV Modules“. In *Photovoltaic Solar Energy*, 478–90. Wiley-Blackwell. <https://doi.org/10.1002/9781118927496.ch43>.
- Lämmle, M. 2018. „Thermal Management of PVT Collectors“. Freiburg i. B.: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE).
- Lämmle, M., H. Jäger, M. Hermann, T. Kroyer, G. Mülhofer, A. Oliva, C. Thoma, und M. Wiese. 2017. „PVTgen2 Entwicklung und Pilotfertigung eines abgedeckten photovoltaisch - thermischen Hybrid-Kollektors der zweiten Generation mit verbesserter thermischer Leistungsfähigkeit“. Freiburg und Braunschweig.
- Li, Heng-Yu. 2013. „Open the Black Box: Understanding the Encapsulation Process of Photovoltaic Modules“. Lausanne: EPFL.
- Matuska, T., B. Sourek, V. Jirka, und N. Pokorny. 2015. „Glazed PVT Collector with Polysiloxane Encapsulation of PV Cells: Performance and Economic Analysis“. *International Journal of Photoenergy*, Nr. 2015.
- Matuska, T., und V. Zmrhal. 2008. *Design tool KOLEKTOR 2.2 for a detailed solar thermal flat-plate collector modelling*. [http://users.fs.cvut.cz/tomas.matuska/?page\\_id=194](http://users.fs.cvut.cz/tomas.matuska/?page_id=194).
- Mojic, I., S. Cramerer, M. Caflisch, D. Carbonell, und M. Haller. 2019. „Reference Framework for Building and System Simulations: Multifamily Reference Building“. SPF Institut für Solartechnik, HSR Hochschule für Technik Rapperswil.
- Mojic, I., und M. Haller. 2017. „Einfluss der Einzelraumregelung auf den Raumwärmebedarf von Niedrigenergiehäusern mit hohem Verglasungsanteil“. SPF Institut für Solartechnik, HSR Hochschule für Technik Rapperswil.
- Mojic, I., M. Luzzato, M. Haller, M. Lehmann, und S. Van Halsen. 2018. „BFE Projekt ‚ImmoGap‘ - Einfluss der Kombination aus Nutzerverhalten und Gebäudetechnik auf den Performance Gap bei Mehrfamilienhäusern.“
- Nipkow, J. 2013. „Der typische Haushalt-Stromverbrauch“. Zürich: Schweizerische Agentur für Energieeffizienz.





- Ostermann, F., Hrsg. 2007. „Korrosionsverhalten von Aluminium“. In *Anwendungstechnologie Aluminium*, 227–78. Berlin Heidelberg: Springer. [https://doi.org/10.1007/978-3-540-69451-9\\_5](https://doi.org/10.1007/978-3-540-69451-9_5).
- Peike, C., I. Haedrich, K.-A. Weiss, und I. Duerr. 2013. „Overview of PV module encapsulation materials“. *Photovoltaics International* 19: 85–92.
- Pflugradt, N. o. J. „Load Profile Generator“. Zugegriffen 25. Januar 2017. <https://www.loadprofilegenerator.de/>.
- Philippen, D., M. Caflisch, S. Brunold, und M. Haller. 2016. „ReSoTech – Reduktion der Marktpreise solarthermischer Anlagen durch neue technologische Ansätze – Teil 1: Potenzialanalyse und Lösungsansätze“. Schlussbericht. Im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE. Bern: SPF Institut für Solartechnik. <https://www.aramis.admin.ch/Dokument.aspx?DocumentID=35218>.
- Philippen, D., D. Zenhäusern, A. Voirol, M. Dudita, R. Haberl, L. Leuenberger, V. T. H. Ying, S. M. L. Maricar, M. Haller, und S. Brunold. 2020. „ReSoTech 2 – Reduktion der Marktpreise solarthermischer Anlagen durch neue technologische Ansätze“. Schlussbericht. Im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE. Rapperswil: SPF Institut für Solartechnik.
- Prieto, N. M. C. T., T. A. Souza, A. P. Egas, A. G. M. Ferreira, L. Q. Lobo, und A. T. A. Portugal. 2016. „Liquid glycerol: Experimental densities at pressures of up to 25MPa, and some derived thermodynamic properties“. *The Journal of Chemical Thermodynamics* 101 (Oktober): 64–77. <https://doi.org/10.1016/j.jct.2016.05.006>.
- Reisgen, U., und L. Stein. 2016. *Grundlagen der Fügechnik: Schweißen, Löten und Kleben*. DVS Media. <https://books.google.ch/books?id=KA4PswEACAAJ>.
- Remund, J. 2017. „Solarpotenzial Schweiz, Solarwärme und PV auf Dächern und Fassaden“. Bern und Zürich: Meteotest im Auftrag von Swissolar.
- Walsh, D., und P. Zoller. 1995. *Standard Pressure Volume Temperature Data for Polymers*. Technomic Publishing Company Inc.
- Wenker, K., H. Jäger, A. Dolezal, G. Stryi-Hipp, S. Fortuin, I. Hädrich, M. Wiese, J. Greulich, W. Graf, und T. Kroyer. 2012. „PVTmax Photovoltaisch-thermische Kollektorsysteme mit maximiertem Gesamtertrag“. Braunschweig und Freiburg.
- Zenhäusern, D., A. Baggenstos, C. Vassella, und A. Häberle. 2019. „Wie vergleicht man ein PVT-System mit einem PV- bzw. einem PV&Solarthermie-System? - Beispiel Pilotanlage Sotchà in Scuol“. In *Symposium Solarthermie und Innovative Wärmesysteme 2019*. Bad Staffelstein: Conexio GmbH. P:\SPF-Publikationen\2019\Symposium Solarthermie\Zenhaeusern\_PVT.pdf.
- Zenhäusern, D., E. Bamberger, und A. Baggenstos. 2017. „PVT Wrap-Up: Energiesysteme mit Photovoltaisch-Thermischen Solarkollektoren“. Rapperswil, Switzerland: im Auftrag von EnergieSchweiz. [http://www.spf.ch/fileadmin/daten/publ/PVT\\_WrapUp\\_Final\\_mit\\_FR\\_Zfsg.PDF](http://www.spf.ch/fileadmin/daten/publ/PVT_WrapUp_Final_mit_FR_Zfsg.PDF).