

UNIVERSITÄT STUTTGART
Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik
Universität Stuttgart
Professor Dr. Dr.-Ing. habil. H. Müller-Steinhagen



Abschlussbericht
zum Vorhaben
Quantifizierung des Alterungsverhaltens
solarthermischer Kollektoren
Akronym „QanKoll“

6. Februar 2007

Förderkennzeichen: 0329277A

Laufzeit des Vorhabens: 01.05.2005 bis 31.05.2006

Bearbeitung: Universität Stuttgart
Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW)
Elke Streicher
Harald Drück
Pfaffenwaldring 6
70550 Stuttgart

Tel. 0711/685-63536

Fax 0711/685-63503

Email: druock@itw.uni-stuttgart.de

Email: streicher@itw.uni-stuttgart.de

Kurzfassung

Ein zentrales Bauteil von thermischen Solaranlagen sind Sonnenkollektoren. Die thermische Leistungsfähigkeit von Sonnenkollektoren kann jedoch durch Alterung abnehmen. Im Rahmen des Projektes „Quantifizierung des Alterungsverhaltens von solarthermischen Kollektoren“ (QanKoll) wurde die Degradation der thermischen Leistungsfähigkeit von Sonnenkollektoren exemplarisch untersucht. Die Arbeitsinhalte lassen sich in drei Hauptteile untergliedern: Teil 1 beinhaltet die theoretische Untersuchung von Degradationsursachen und Degradationsmechanismen. Mit Hilfe einer Literaturrecherche wurden die bei Sonnenkollektoren maßgeblichen Alterungsmechanismen identifiziert und komponentenorientiert nach Ursache, Mechanismus und Wirkung dargestellt. Teil 2 umfasst eine experimentelle Untersuchung des Alterungsverhaltens von Sonnenkollektoren. Basis waren die erneuten Leistungsmessungen an 15 Sonnenkollektoren unterschiedlicher Bauart. Zwischen den Leistungsmessungen im Neuzustand und den erneuten Messungen wurden die Kollektoren einer dreijährigen Exposition unter natürlichen Witterungsbedingungen ausgesetzt. Anschließend wurde das Alterungsverhalten durch die daraus resultierende Verminderung der jährlichen anteiligen Energieeinsparung quantifiziert. Die Untersuchungen ergaben, dass die Kollektoren selbst nach 3 Jahren Exposition unter extremer Temperaturbelastung, kaum nennenswerte Leistungsverluste aufweisen. Im dritten Teil wurde das in der europäischen Norm EN 12975-2 dokumentierte Rechenmodell für Kollektoren um den Einfluss der temperaturabhängigen Degradation erweitert. Mit diesem modifizierten Rechenmodell kann eine Aussage getroffen werden, wie sich die alterungsbedingte Veränderung der Kollektorkennwerte mit der Zeit auf den Energieertrag des Kollektors bzw. der gesamten Solaranlage auswirkt.

Abstract

Solar thermal collectors are the basic component of solar thermal systems. However, the thermal efficiency of solar thermal collectors may be reduced over the years by ageing effects. In the context of the project “quantification of the ageing behaviour of solar thermal collectors” the degradation of the thermal efficiency of solar collectors was investigated. The project work can be divided into three main parts: Part 1 comprises the theoretical investigation of degradation factors and mechanisms. The most important ageing mechanisms of solar thermal collectors were identified with the help of a literature survey and specified according to cause, mechanism and effect. Part 2 contains an experimental investigation of the ageing behaviour of solar thermal collectors. The basis were thermal efficiency tests that have been made at 15 collectors in new and used state. Between the measurements the collectors were exposed 3 years to normal weather conditions. Afterwards the ageing behaviour and the resulting reduction of the yearly energy savings were quantified. The investigations showed that the collectors did not show any significant losses in the thermal efficiency despite of the 3 year exposure under extreme temperature load. In part 3 of the project the mathematical model documented in the European standard EN 12975-2 was extended by the influence of temperature dependent degradation processes. With this modified collector model a forecast can be given how the change of the collector parameters due to ageing effects will affect the energy efficiency of the collector or the whole solar thermal system.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	II
Abstract	II
Inhaltsverzeichnis	III
Nomenklatur	V
I Einleitung	
1 Ziele des Vorhabens	1
2 Durchführung und Ablauf des Vorhabens	2
3 Stand der Wissenschaft und Technik	3
4 Kooperationen	4
II Projektergebnisse	
1 Theoretische Untersuchung der Alterungsmechanismen	5
1.1 Struktur- und Funktionsanalyse	5
1.2 Degradationsursachen	9
1.3 Degradationsmechanismen	11
1.3.1 Photooxidation	11
1.3.1.1 Allgemeine Reaktionen der Photooxidation	13
1.3.1.2 Photooxidation an einzelnen Kollektorkomponenten	15
1.3.2 Thermische Oxidation	19
1.3.3 Weitere Degradationsmechanismen	21
1.3.3.1 Hydratisierung	21
1.3.3.2 Degradation durch Reaktion von Schwefeldioxid	22
1.3.3.3 Ausgasung/Fogging	22
1.3.3.4 Degradation in salzhaltiger Atmosphäre	23
1.3.3.5 Verschmutzung	24
1.4 Komponentenorientierte Darstellung von Mechanismus, Ursache und Wirkung	25
1.5 FMEA	29
1.6 Besonderheiten Vakuumröhrenkollektoren	29
2 Leistungsprüfung von 15 Kollektoren	31
2.1 Optische Begutachtung	33
2.2 Ergebnisse der Leistungsprüfung	36
2.3 Änderung der Kollektorkennwerte infolge Exposition	52
2.3.1 Konversionsfaktor	52
2.3.2 Effektiver Wärmedurchgangskoeffizient	54

2.4	Änderung der thermischen Leistungsfähigkeit infolge Exposition.....	57
2.5	Korrelation zwischen Exposition und Betrieb	60
2.5.1	Solaranlage zur Trinkwassererwärmung.....	61
2.5.2	Solare Kombianlage.....	63
2.5.3	Beschleunigungsfaktor.....	65
3	Entwicklung eines Rechenmodells zur Quantifizierung des Alterungsverhaltens.....	68
3.1	Kollektormodell	68
3.1.1	1-Knoten-Modell.....	68
3.1.2	2-Knoten-Modell.....	69
3.2	Beschleunigte Alterungstests	70
3.3	Implementierung der Degradation in das 2-Knoten-Modell.....	71
3.4	Fiktives Beispiel zur Anwendung des Rechenmodells	72
3.5	Validierung des Modells	74
4	Ausblick	79
III Öffentlichkeitsarbeit		
1	Normungs- und Gremienarbeit	80
2	Veröffentlichung der Projektergebnisse.....	80
3	Verwertbarkeit der Ergebnisse.....	81
Anhang		
	Literaturverzeichnis	82

Nomenklatur

Lateinische Buchstaben

A	Aperturfläche	[m ²]
a	zeitlicher Beschleunigungsfaktor	[-]
b ₀	Faktor zur Bestimmung des Einfallwinkelkorrekturfaktors der direkten Bestrahlungsstärke	[-]
c	Lichtgeschwindigkeit, 3x10 ⁸	[m/s]
c _{abs}	flächenbezogene Wärmekapazität des Absorbers	[J/(m ² K)]
c _{eff}	flächenbezogene Wärmekapazität des Kollektors	[J/(m ² K)]
c _{fl}	flächenbezogene Wärmekapazität des Fluids	[J/(m ² K)]
c _p	spezifische Wärmekapazität des Wärmeträgerfluids	[J/(kgK)]
E	Bindungsenergie	[J/mol]
E _T	Aktivierungsenergie	[J/mol]
f _{sav}	Energieeinsparung	[%]
G	hemisphärische Bestrahlungsstärke	[W/m ²]
h	Planck-Konstante, 6,626 · 10 ⁻³⁴	[Js]
IAM _{dfu}	Einfallswinkelkorrekturfaktor der diffusen Bestrahlungsstärke	[-]
k _{eff}	effektiver Wärmedurchgangskoeffizient	[W/(m ² K)]
k ₁	Wärmedurchgangskoeffizient	[W/(m ² K)]
k ₂	temperaturabhängiger Wärmedurchgangskoeffizient	[W/(m ² K ²)]
(kA)	Wärmeübertragungsvermögen	[W/K]
\dot{m}	Massenstrom	[kg/s]
\dot{Q}	Kollektorleistung	[W]
Q _{aux,net}	Zusatzwärmebedarf	[kWh]
Q _{col}	Kollektorertrag	[kWh]
Q _{conv}	Energiebedarf einer konventionellen Anlage	[kWh]
Q _{conv,net}	Wärmebedarf einer konventionellen Anlage	[kWh]
\dot{q}_{verl}	Wärmeverluste des Absorbers	[W/m ²]
$\dot{q}_{abs,fl}$	Wärmeübergang zwischen Absorber und Fluid	[W/m ²]

R	ideale Gaskonstante, 8,314	[J/(molK)]
T	Temperatur	[K]
T _{eff}	effektive Mitteltemperatur	[K]
t	Zeit	[s]
U ₁	Wärmedurchgangskoeffizient	[W/(m ² K)]
U ₂	temperaturabhängiger Wärmedurchgangskoeffizient	[W/(m ² K ²)]

Griechische Buchstaben

Δ	Veränderung, Differenz	[-]
λ	Wellenlänge	[nm]
ϑ_{abs}	Absorbtemperatur	[°C]
ϑ_{amb}	Umgebungstemperatur	[°C]
$\vartheta_{\text{fl,m}}$	mittlere Fluidtemperatur	[°C]
η	Wirkungsgrad	[%]
η_0	Konversionsfaktor	[-]
$(\tau\alpha)$	Transmissions-Absorptions-Produkt	[-]
ν	Frequenz	[1/s]

Indizes

amb	Umgebung
abs	Absorber
aus	Austritt
col	Kollektor
dfu	diffus
eff	Effektivwert
Expo	Exposition
fl	Fluid
ein	Eintritt
m	gemittelt
NB	Normalbetrieb
verl	Verluste
0	Anfangswert

Chemische Formelzeichen

Al_2O_3	Aluminium(III)-Oxid
C	Kohlenstoff
CO_2	Kohlendioxid
H·	Wasserstoffradikal
HO·	Hydroxyradikal
H_2O	Wasser
H_2SO_3	Schwefelige Säure
H_2SO_4	Schwefelsäure
HCl	Chlorwasserstoff, Salzsäure
$\text{Me}(\text{OH})_x$	Metallhydroxide
NO_x	Stickoxide
NO_2	Stickstoffdioxid
O_2	Sauerstoff
O_3	Ozon
P·	Alkylradikal des Polymers
PO·	Alkoxyradikal des Polymers
POO·	Peroxyradikal des Polymers
POOH	Hydroperoxid des Polymers
SiO_2	Siliziumdioxid
SO_2	Schwefeldioxid

Abkürzungen

AM	Air Mass, Luftmasse
CPC	Compound Parabolic Collector
EPDM	Ethylen-Propylen-Dien-Kautschuk
ETFE	Modifiziertes PTFE mit Ethylen
FMEA	Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse
IAM	Einfallswinkelkorrekturfaktor
IEA	International Energy Agency
PE	Polyethylen
PES	Polyethersulfon

PC	Polycarbonat
PH	Polymer
PMMA	Polymethylmethacrylat
PP	Polypropylen
PS	Polystyrol
PTFE	Polytetrafluorethylen
PVC	Polyvinylchlorid
PVF	Polyvinylfluorid
SH&C	Solar Heating and Cooling
UV	Ultraviolett

I Einleitung

1 Ziele des Vorhabens

Ein Ziel der Bundesregierung ist es, die Emissionen des Treibhausgases Kohlendioxid bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Um dieses Ziel zu erreichen, wird von der Bundesregierung u. a. durch entsprechende Steuermechanismen und Förderprogramme der Einsatz so genannter erneuerbarer Energien gefördert¹⁾. Hierbei kommt u. a. thermischen Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung und/oder Raumheizung eine entscheidende Bedeutung zu, da sie einen maßgeblichen Beitrag zur Schonung unserer Ressourcen und zur Verringerung der Kohlendioxidemissionen leisten können.

Ein zentrales Bauteil von thermischen Solaranlagen sind Sonnenkollektoren. Die thermische Leistungsfähigkeit von Sonnenkollektoren kann jedoch durch Alterung abnehmen. Im Rahmen dieses Vorhabens wurde die Degradation der thermischen Leistungsfähigkeit von Sonnenkollektoren exemplarisch untersucht. Darauf aufbauend wurde ein Rechenmodell entwickelt, das die Abnahme der thermischen Leistungsfähigkeit der Kollektoren in Abhängigkeit von der Zeit berücksichtigt. Hierdurch ist es möglich, die insgesamt von Sonnenkollektoren bzw. Solaranlagen während ihrer Lebensdauer gelieferte Energiemenge berechnen zu können. Die im Rahmen dieses Vorhabens durchgeführten Arbeiten stehen damit in einem direkten Zusammenhang zu den förderpolitischen Zielen der Bundesregierung im Hinblick auf die Reduktion der Kohlendioxidemissionen und einer effizienten, zielgerichteten Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien.

Problemstellung

Die bei Sonnenkollektoren auftretenden Alterungserscheinungen werden primär durch das im Kollektor herrschende Temperaturniveau bestimmt. Aufgrund der in den letzten Jahren zu beobachtenden Effizienzsteigerungen sowie des Trends zu Anlagen mit höheren solaren Deckungsanteilen hat sich dieses Temperaturniveau deutlich erhöht. Zusätzlich werden neue Materialien (z. B. neue selektive Schichten, reflexionsarme Gläser) eingesetzt, über deren Langzeitverhalten noch nichts oder nur sehr wenig bekannt ist. Im Rahmen des Projektes wurde die Degradation der thermischen Leistungsfähigkeit von 15 Sonnenkollektoren exemplarisch untersucht und darauf aufbauend ein Rechenmodell entwickelt, das die Abnahme der Kollektorleistung infolge hoher Temperaturen in Abhängigkeit von der Zeit berücksichtigt. Basis für die erfolgten Untersuchungen waren die erneuten Leistungsmessungen an 15 Sonnenkollektoren unterschiedlicher Bauart, bei der die charakteristischen Kennwerte wie z. B. der Konversionsfaktor η_0 und die Wärmedurchgangskoeffizienten k_1 und k_2 bestimmt wurden. Um praxisrelevante Aussagen treffen zu können, sind die Kollektoren so ausgewählt worden, dass sie einen repräsentativen Querschnitt der auf dem Markt üblichen Kollektortypen darstellen.

¹⁾ z. B. „Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien“ (Marktanreizprogramm) der Bundesregierung vom 26.11.2003

Dieser Querschnitt umfasst sowohl Flachkollektoren mit/ohne Antireflexbeschichtung, mit unterschiedlichen Dämmmaterialien und unterschiedlichen selektiven Beschichtungen als auch einen Vakuumröhrenkollektor mit direkt durchströmten Röhren mit zylindrischem Absorber und CPC Reflektor sowie einen Vakuumröhrenkollektor bei dem die einzelnen Röhren direkt durchströmt und nass an den Sammler angebunden sind. Im Inneren dieser Vakuumröhren befindet sich eine selektiv beschichtete Absorberfinne.

Die Leistungsmessung der hier untersuchten Kollektoren ist bereits in den Jahren 2001 und 2002 im Neuzustand erfolgt. Die charakteristischen Leistungskennwerte der Kollektoren im Neuzustand sind daher bekannt. Nach der Messung wurden die Kollektoren im Freien exponiert und waren seitdem den natürlichen, jahreszeitabhängigen Witterungsbedingungen unterworfen. Die Exposition erfolgte ohne den Anschluss der Kollektoren an einen Wärmeträgerkreislauf. Die Kollektoren waren demnach Extrembedingungen unterworfen, da keine Wärme über das Wärmeträgerfluid abgeführt wird und sich die Materialien so stark aufheizen, wie dies im Betriebszustand der „Stagnation“ der Fall ist.

Während der Exposition wurden die charakteristischen meteorologischen Daten wie Einstrahlung, Beregnungsmenge und Außenlufttemperatur kontinuierlich erfasst, so dass genaue Aussagen über die tatsächlichen Belastungen möglich sind. Nach dieser Exposition erfolgte eine erneute Leistungsmessung der Kollektoren, damit eine Aussage getroffen werden kann, wie sich die Belastung während der Exposition auf die Leistungskennwerte des Kollektors auswirkt. Dabei ist nicht die Verschlechterung der einzelnen Materialeigenschaften wie z. B. die Abnahme des Absorptionsgrades der selektiven Beschichtung von Interesse, sondern das Alterungsverhalten des kompletten Kollektors. Dieses Alterungsverhalten kann zum einen durch den Vergleich der vor und nach der Exposition bestimmten Leistungskennwerte quantifiziert werden. Zum anderen ist es aber auch möglich unter Verwendung dieser Leistungskennwerte Ertragsberechnungen für typische Anwendungsfälle durchzuführen und so das Alterungsverhalten auf der Basis der hieraus resultierenden Verminderung des Kollektorenergieertrags oder der jährlichen anteiligen Energieeinsparung zu quantifizieren.

2 Durchführung und Ablauf des Vorhabens

Im Rahmen des Projektes „Quantifizierung des Alterungsverhaltens von solarthermischen Kollektoren“ wurde die Degradation der thermischen Leistungsfähigkeit von Sonnenkollektoren exemplarisch untersucht. Die Arbeitsinhalte lassen sich in drei Hauptteile untergliedern (Bild 1). In Teil 1 erfolgte zunächst eine detaillierte Untersuchung der an Sonnenkollektoren auftretenden Alterungsmechanismen. Die Identifikation der einzelnen Mechanismen erfolgte dabei komponentenorientiert für die zentralen Bauteile des Kollektors, wie den Rahmen, die transparente Abdeckung, die verwendeten Dichtungsmaterialien, den Absorber und für die Wärmedämmung. In Anlehnung an das Vorgehen bei einer Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse (FMEA) wurden Mechanismus, Ursache und Wirkung genauer analysiert.

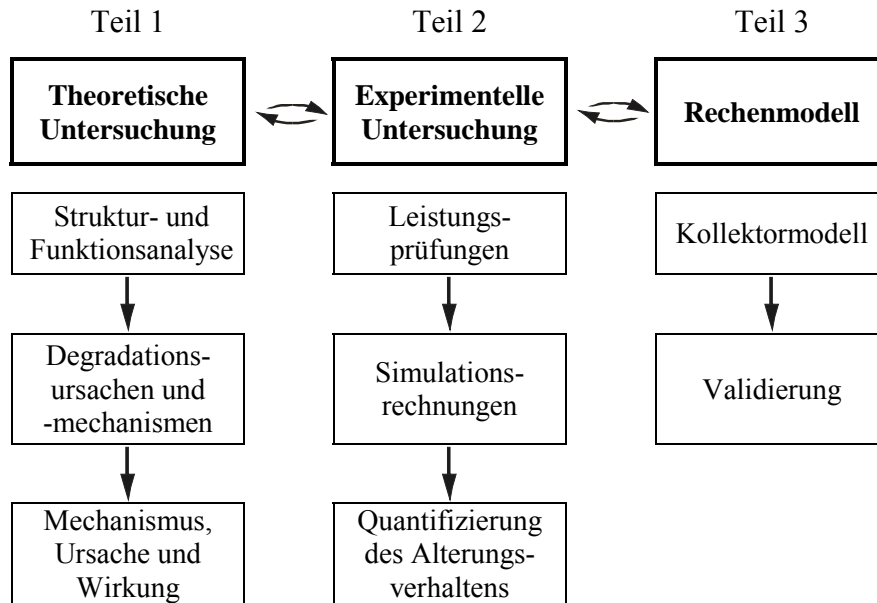


Bild 1: Teilschritte des Vorhabens

Der zweite Teil des Projektes beinhaltet die erneute Leistungsprüfung der Kollektoren im Außentest gemäß dem in EN 12975-2 festgeschriebenen dynamischen Kollektortestverfahren. Unter Verwendung der bei der Leistungsprüfung ermittelten Kennwerte erfolgte anschließend mit dem Simulationsprogramm TRNSYS eine Berechnung des jährlichen Energieertrags für eine definierte Referenzanlage (Solaranlage zur Trinkwassererwärmung).

Im dritten Teil wurde das in der europäischen Norm EN 12975-2 dokumentierte Rechenmodell für Kollektoren um den Einfluss der temperaturabhängigen Degradation erweitert. Mit diesem modifizierten Rechenmodell kann eine Aussage getroffen werden, wie sich die alterungsbedingte Veränderung der Kollektorkennwerte mit der Zeit auf den Energieertrag des Kollektors bzw. der gesamten Anlage auswirkt.

3 Stand der Wissenschaft und Technik

Die in den vergangenen Jahren erfolgten Materialverbesserungen und Neuentwicklungen haben zur Folge, dass heute in Sonnenkollektoren wesentlich höhere Temperaturen vorherrschen als das noch vor einigen Jahren der Fall war. Es gibt bis jetzt noch keine Untersuchungen darüber, wie diese hohen Temperaturen die thermische Leistungsfähigkeit bzw. die entsprechenden Leistungskennwerte des Kollektors während seiner Lebensdauer beeinflussen.

Da die Solartechnik eine relativ junge Technologie ist, gibt es wenige Informationen über das Langzeitverhalten von Solaranlagen. Eine wichtige Langzeituntersuchung von Anlagen der „ersten Generation“ wurde im Jahr 2001 von Peuser /1/ durchgeführt. Dabei wurden Solaranlagen nach 20 Jahren Betrieb untersucht. Aufgrund der vielen technischen Neuerungen der letzten Jahre entsprechen diese Anlagen bzw. Kollektoren jedoch nicht mehr dem heutigen

Stand der Technik. Somit können die Ergebnisse insbesondere im Hinblick auf die Kollektoren weitestgehend nicht auf die heute auf dem Markt üblichen Produkte übertragen werden.

Bei der Entwicklung von Rechenmodellen für thermische Solaranlagen und ihre Komponenten war bislang das Hauptziel die Leistung und den Ertrag berechnen zu können. Modelle, die eine Quantifizierung des Alterungsverhaltens ermöglichen gibt es nur in Ansätzen. Eine Bewertung der Entwicklung des Energieertrags über die kalkulierte Lebensdauer wird jedoch benötigt, um eine effiziente Vergabe von Fördermitteln z. B. durch leistungsabhängige Förderung zu ermöglichen und um gegenüber Investoren eine gewisse Sicherheit gewährleisten zu können. Im Rahmen des Vorhabens wurde daher ein Rechenmodell entwickelt, mit dem die zeitliche Veränderung der Leistung aufgrund von temperaturbedingten Degradationsmechanismen bestimmt werden kann.

4 Kooperationen

Während der Projektlaufzeit erfolgte ein Austausch der gewonnenen Erkenntnisse mit dem Vorhaben „Fortschreibung anspruchsvoller Umweltstandards von Solarkollektoren“ des IZT Berlin (FKZ 0329275 A) /2/. Diesbezüglich gab es zwei wissenschaftliche Workshops in Berlin (08.11.2005 und 12.10.2006) bei denen mit dem IZT und der Solarindustrie Diskussionen über die Einführung anspruchsvoller Umweltstandards für thermische Solarkollektoren geführt wurden. Dabei bestätigte sich, dass hinsichtlich der Bewertung der Umweltverträglichkeit besonders die Witterungs- und Langzeitstabilität der Kollektoren eine wichtige Kenngröße darstellt und Faktoren wie Alterung und Lebensdauer auch im Hinblick der Ermittlung der energetischen Amortisationszeit bzw. der während der gesamten Betriebszeit der Anlage erzielbaren Energieeinsparung Berücksichtigung finden sollten.

Zusätzlich wurden bei der Projektbearbeitung die Ergebnisse des Verbundprojekts „Systemuntersuchung großer solarthermischer Kombianlagen“ (Vorhaben 0329268A-C) /3/ berücksichtigt. Schwerpunkte dieses Verbundprojektes sind die detaillierte Analyse der im Kollektor bei der Stagnation auftretenden Verdampfungsvorgänge sowie der damit verbundenen Drücke und Temperaturen. Im Hinblick auf die Untersuchung von Degradationseffekten konzentrieren sich die Arbeiten bei dem Verbundprojekt vorwiegend auf Aspekte, die mit dem Wärmeträgerfluid in direktem Zusammenhang stehen. Die Untersuchung der Auswirkungen einer hohen Temperaturbelastung auf die Degradation der thermischen Leistungsfähigkeit der Kollektoren erfolgte im Rahmen dieses Verbundprojekts nicht. Das Projekt „QanKoll“ stellt somit eine sinnvolle Ergänzung zu den Arbeiten in o. g. Verbundprojekt dar.

II. Projektergebnisse

Die Darstellung der Projektergebnisse erfolgt unterteilt nach den zentralen drei Arbeitsinhalten:

- theoretische Untersuchung der Degradationsmechanismen
- experimentelle Untersuchung des Alterungsverhaltens von 15 Kollektoren
- Implementierung der temperaturbedingten Alterungsmechanismen in ein numerisches Kollektormodell.

1 Theoretische Untersuchung der Alterungsmechanismen

Sonnenkollektoren sind in Bezug auf Dauerhaftigkeit die am stärksten belasteten Komponenten einer thermischen Solaranlage, da sie zum Einen den natürlichen Witterungsbedingungen ausgesetzt sind und zum Anderen sehr hohen Temperaturen standhalten müssen. Das Streben nach einer Maximierung der solaren Erträge hatte in den letzten Jahren stetige Materialverbesserungen und Neuentwicklungen zur Folge. Alle diese Maßnahmen bewirken jedoch auch, dass im Kollektor wesentlich höhere Temperaturen vorherrschen. Es gibt bis jetzt noch keine Untersuchungen darüber, wie diese hohen Temperaturen die Leistungskennwerte des Kollektors während seiner Lebensdauer beeinflussen. Zusätzlich werden neue Materialien (z. B. neue selektive Schichten, reflexionsarme Gläser) eingesetzt, über deren Langzeitverhalten noch sehr wenig bekannt ist.

Um die Alterung von Sonnenkollektoren besser verstehen zu können, ist es wichtig, die individuellen Degradationsursachen und die dabei auftretenden Degradationsmechanismen zu kennen. Zunächst erfolgt eine detaillierte Struktur- und Funktionsanalyse der Kollektoren. Anschließend werden die Alterungsmechanismen an den einzelnen Kollektorkomponenten auf der Basis einer detaillierten Literaturrecherche beschrieben. Dabei werden zuerst die Degradationsursachen aufgelistet, die zu einer Alterung von Sonnenkollektoren führen können und danach ausgewählte Degradationsmechanismen näher beschrieben. Abschließend erfolgt eine komponentenorientierte Darstellung der Degradation anhand Ursache, Mechanismus und Wirkung.

1.1 Struktur- und Funktionsanalyse von Flachkollektoren

Da viele Kollektorkomponenten in direktem Kontakt zueinander stehen und eine Degradationserscheinung meist auch direkte Auswirkungen auf benachbarte Komponenten hat, wird im Folgenden eine Struktur- und Funktionsanalyse eines Flachkollektors durchgeführt. In der Strukturanalyse erfolgt die Identifikation der Anordnung der Einzelkomponenten und der Beziehung in der sie zueinander stehen. Die Kenntnis der genauen Struktur ist notwendig, um den Degradationsverlauf am Gesamtsystem analysieren zu können. Die Funktionsanalyse gibt Aufschluss über die erforderlichen Funktionseigenschaften der jeweiligen Komponenten, damit ein einwandfreier Betrieb des Kollektors sichergestellt werden kann.

Strukturanalyse

Ein typischer Flachkollektor lässt sich in die fünf Hauptkomponenten Rahmen, Abdeckung, Dichtungen, Absorber und Wärmedämmung unterteilen. Bild 2 zeigt den Querschnitt eines typischen Flachkollektors.

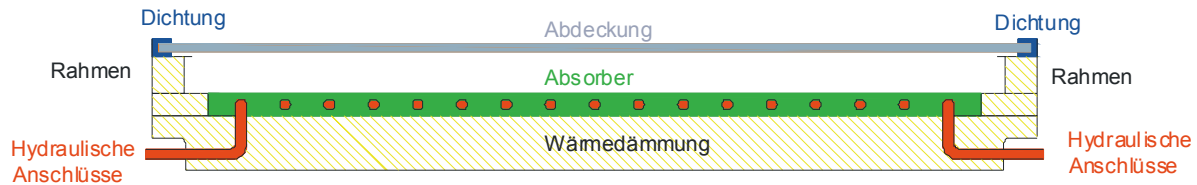
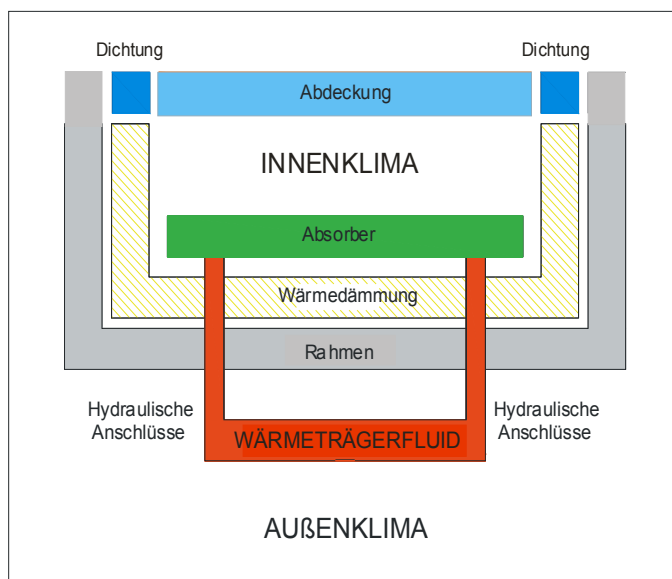


Bild 2: Querschnitt eines Flachkollektors

Bei der Analyse der auftretenden Degradationsmechanismen ist zu beachten, dass die Kollektorkomponenten teilweise unterschiedlichen Klimabereichen ausgesetzt sind (Bild 3).

In Anlehnung an die Arbeiten der IEA SH&C Task 27 können diese in drei Bereiche eingeteilt werden: das Innenklima, das die Verhältnisse im Inneren des Kollektors widerspiegelt, das Außenklima, das sich aus den jahreszeitlich variierenden Witterungsbedingungen ergibt und



das Wärmeträgerfluid, das als dritter Klimabereich betrachtet werden kann. Der erste Klimabereich, das Innenklima, wird durch freie und erzwungene Konvektion beeinflusst. Die hohen Betriebstemperaturen des Absorbers beeinflussen diesen Bereich gleichermaßen wie Feuchte und evtl. vorhandene Schadgase. Das Innenklima hängt u. a. von der Luftwechselrate des Kollektors ab, die sich aus dem Luftwechsel zwischen Kollektorinneren und Umgebung ergibt /4/. Der zweite Klimabereich stellt das Außenklima dar.

Bild 3: Darstellung der drei Klimabereiche

So wird z. B. die transparente Abdeckung von einer Seite mit dem Außenklima belastet und von der anderen Seite mit dem Innenklima, also mit den Temperatur- und Luftverhältnissen, die im Inneren des Kollektors herrschen. Das hat zur Folge, dass unterschiedliche Einflüsse betrachtet werden müssen, die den Transmissionsgrad der transparenten Abdeckung reduzieren können: Außen kann dies durch eine Verschmutzung oder Staubablagerung hervorgerufen werden, innen kann sich bei Ausgasung der Wärmedämmung ein Beschlag auf der Abdeckung bilden, der ebenfalls zu einer Reduktion des Transmissionsgrades führen kann. Als dritten Klimabereich kann das Wärmeträgerfluid angesehen werden, mit dem der Kollektorkreislauf betrieben wird. Dieses besteht meistens aus einem Gemisch mit Wasser und Frostschutzmittel und kann unter Umständen zu weiteren Degradationen führen. Durch die Einwirkung hoher Temperaturen degradiert das Wärmeträgerfluid im Laufe der Zeit und es kann zu einer Verringerung

bzw. eines Verlustes des Frostschutzes kommen. Weiterhin können sich Schwebstoffe abscheiden, die sich unter Umständen an den Rohren anreichern und ablagern und zu weiteren Schäden führen (z. B. Metallkorrosion) /5/. Welche Komponenten in direktem Kontakt zueinander stehen und welche Komponenten von den verschiedenen Klimabereichen beeinflusst werden, ist in Tabelle 1 in Form einer Beziehungsmatrix dargestellt. Die gelb hinterlegten Felder bedeuten, dass ein direkter Kontakt zwischen den einzelnen Komponenten besteht, die orange hinterlegten Felder charakterisieren die Beziehungen der Komponenten zu den drei unterschiedlichen klimatischen Einflussbereichen, welche grau hinterlegt sind.

	Rahmen	Wärmedämmung	Absorber	Transparente Abdeckung	Dichtungen	Wärmeträger	Aussenklima	Innenklima
Rahmen		gelb			gelb	grau	orange	grau
Wärmedämmung	gelb		gelb			grau	grau	orange
Absorber		gelb				orange	grau	orange
Transparente Abdeckung					gelb	grau	orange	orange
Dichtungen	gelb			gelb		grau	orange	orange
Wärmeträger	grau	grau	orange	grau	grau		grau	grau
Aussenklima	orange	grau	grau	orange	orange	grau		grau
Innenklima	grau	orange	orange	orange	orange	grau	grau	

Tabelle 1: Beziehungsmatrix eines Flachkollektors

Bei der Identifikation von Degradationsmechanismen sind die zur Anwendung kommenden Materialien ebenfalls von Bedeutung. Beispielsweise wird eine Kunststoffabdeckung unter Umständen empfindlicher auf UV-Bestrahlung reagieren, als eine Glasabdeckung. Weiterhin weisen einzelne Kunststoffe, je nach ihrer Zusammensetzung, ebenfalls unterschiedliche Beständigkeiten gegen UV-Bestrahlung auf. Auf dem Markt findet man eine Vielzahl unterschiedlicher Materialien, die in Flachkollektoren verwendet werden. Typische Materialien, die bei den fünf Hauptkomponenten des Kollektors zum Einsatz kommen, sind in Tabelle 2 aufgelistet. Die fett gedruckten Materialien stellen dabei jeweils die hauptsächlich eingesetzten Stoffe der jeweiligen Komponente dar.

Komponente	Materialien
Rahmen	<ul style="list-style-type: none"> - Aluminium - Edelstahl - verzinkter Stahl - unlegierter Stahl mit Kunststoffbeschichtung - glasfaserverstärkte Kunststoffe - Polycarbonat - Holz

Komponente	Materialien
Abdeckung	<p>Glasabdeckungen</p> <ul style="list-style-type: none"> - Borosilikatglas - Floatglas mit unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung <p>Kunststoffabdeckungen</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ethylen-Tetrafluorethylen (ETFE), z. B. Hostaflon - Polyvinylfluorid (PVF) z. B. Tedlar - Polytetrafluorethylen (PTFE), z. B. Teflon - Polymethylmethacrylat (PMMA), z. B. Plexiglas - Polyethylen-Terephthalat (PET) - Polyester (PE) - Polycarbonat (PC) - Polyvinylchlorid (PVC)
Dichtung	<ul style="list-style-type: none"> - Ethylen-Propylen-Dien-Monomer (EPDM) - Silikon-Kautschuk (MVQ) - Fluor-Kautschuk (FPM) - Chloropren-Kautschuk (CR) - Nitril-Kautschuk (NBR)
Absorber und selektive Schicht	<ul style="list-style-type: none"> - Kupfer - Aluminium - Edelstahl - PPE/PS-Blend, z. B. Noryl <p>selektive Schicht:</p> <ul style="list-style-type: none"> - galvanische Schichten (Schwarzchrom) - Vakuumverfahren (z. B. TiNOX) - Sputterverfahren (z. B. Bluetec)
Wärmedämmung	<ul style="list-style-type: none"> - Mineralwolle, Glaswolle, Steinwolle - Melaminschaum - Polyurethanschaum (PUR) - Baumwolle - Vakuum

Tabelle 2: Häufig verwendete Materialien der Kollektorkomponenten

Funktionsanalyse

Im nächsten Schritt wird analysiert, welche Funktionen die einzelnen Komponenten erfüllen müssen, damit ein einwandfreier Betrieb gewährleistet ist. Um möglichst viel Strahlungsenergie in Wärme umwandeln zu können, muss beispielsweise die transparente Abdeckung einen hohen Transmissionsgrad besitzen. Der Absorber muss möglichst viel Solarstrahlung absorbieren und möglichst wenig Wärmestrahlung emittieren, so dass viel Nutzwärme an das Wärmeträgerfluid abgegeben werden kann. Wird die Wärmedämmung aufgrund von Undichtigkeiten im Bereich des Rahmens oder der Dichtungen feucht, so erhöht sich die Wärmeleitfähigkeit der Dämmung. Es entstehen dann höhere Wärmeverluste und es kann weniger Nutzwärme an das Fluid abgegeben werden.

Tabelle 3 stellt die Hauptfunktionen dar, die die einzelnen Komponenten erfüllen müssen, damit eine bestimmungsgemäße Funktion des Kollektors gewährleistet ist.

Komponente	Funktionen und Eigenschaften
Rahmen	- Mechanische Stabilität des Kollektors - Dichtheit (Schutz des Kollektorinneren vor Umgebungseinflüssen)
Abdeckung	- Vermeidung von konvektiven Wärmeverlusten - hoher Transmissionsgrad - geringer Reflexionsgrad - Schutz vor Umgebungseinflüssen
Dichtung	- Dichtheit (Schutz des Kollektorinneren vor Umgebungseinflüssen) - Dehnbarkeit (Aufnahme von Spannungen aufgrund unterschiedlicher Ausdehnungskoeffizienten) - Abdichtung von Spalten (resultieren aus unterschiedlichen Ausdehnungskoeffizienten)
Absorber	- hoher Absorptionsgrad - geringer Emissionsgrad - gute Wärmeleitung (Absorber an Fluid)
Wärmedämmung	- geringe Wärmeleitfähigkeit

Tabelle 3: Funktionsanalyse der einzelnen Kollektorkomponenten

1.2 Degradationsursachen

Unter Degradation versteht man die Veränderung bestimmter Eigenschaften im Sinne einer Verschlechterung. Degradationsursachen sind beim Sonnenkollektor neben Temperatur, UV-Strahlung, Feuchte, Luftschadstoffen und Sauerstoff auch mechanische Belastung, Staub, Schmutz und Regenwasser. Bei Betrieb in Küstennähe sind die Kollektoren salzhaltiger Luft, also einer korrosionsfördernden Umgebung, ausgesetzt. Vegetation, Flechten, Moos und makrobiologische Organismen können ebenfalls Einfluss auf die Alterung bzw. Degradation haben. Nicht selten findet man beschädigte Wärmedämmungen am Kollektor bzw. Kollektorkreis vor, weil Vögel oder Mäuse das Dämmmaterial z. B. für den Nestbau benutzen. Nachfolgend werden die zentralen Degradationsursachen und deren Auswirkungen näher beschrieben.

Temperatur

Die Temperatur beeinflusst sowohl mechanische, physikalische als auch chemische Degradationsprozesse. So können hohe Temperaturbelastungen infolge thermischer Ausdehnung zu mechanischen Schädigungen führen. Physikalische Schädigungen werden durch Phasenwechselreaktionen oder irreversible Änderungen in den Materialeigenschaften hervorgerufen. Chemische Reaktionen wie z. B. die thermische Oxidation sind ebenfalls häufig auftretende Degradationsmechanismen infolge hoher Temperaturen.

Die bei Sonnenkollektoren auftretenden Alterungserscheinungen werden primär durch das im Kollektor vorherrschende Temperaturniveau bestimmt. Das Temperaturniveau in Sonnen-

kollektoren hat sich aufgrund der in den letzten Jahren zu beobachtenden Effizienzsteigerungen sowie des Trends zu Anlagen mit höheren solaren Deckungsanteilen deutlich erhöht. Aufgrund dieser Tatsachen wird der Faktor „Temperatur“ als der Haupteinflussfaktor auf die Degradation von Sonnenkollektoren angesehen.

UV-Strahlung

Für viele Degradationsprozesse sind die Wellenlängenbereiche der UV-A Strahlung (320 nm bis 380 nm) und der UV-B Strahlung (280 nm bis 320 nm) ausschlaggebend. Die photochemische Degradation beispielsweise wird hauptsächlich durch UV-Strahlung im oben genannten Wellenlängenbereich verursacht und kann zu einer Verschlechterung der mechanischen (z. B. Versprödung) oder optischen (z. B. Transmission, Farbe, Glanz) Materialeigenschaften führen.

Unter dem Einfluss von UV-Strahlung kann sich Ozon O_3 aus einer Reaktion zwischen Stickstoffdioxid NO_2 und Sauerstoff O_2 bilden. Ozon beschleunigt im Allgemeinen die Oxidationsreaktionen und führt insbesondere bei Kunststoffen zu Versprödung.

Oft ist für die Schädigungen auch eine Kombination aus UV-Strahlung, Temperatur und Feuchte maßgebend.

Wasser / Feuchte

Wasser kann in Form von Flüssigkeit oder Dampf Korrosion verursachen und bei Beschichtungen und metallischen Oberflächen die Oxidation von Metallen beschleunigen. Bei Dichtungsmaterialien wird eine durch Wasser bzw. Feuchtigkeit hervorgerufene Degradation oftmals als Haftungsverlust, Quellung oder Hydrolyse sichtbar.

Eine hohe Feuchteeinwirkung kann bei Polymeren eine chemische Degradation auslösen, zum Beispiel durch eine Hydrolyse, der Spaltung einer chemischen Verbindung durch Reaktion mit Wasser oder durch Extraktion von Stabilisatoren aus der Materialoberfläche /4/. Bei Polymeren ist eine Degradation oft auch auf eine Kombination von hoher Feuchte und Temperatur zurückzuführen /6/.

Gasförmige Schadstoffe (NO_x , O_3 , SO_2)

Die Einwirkung von Luftschadstoffen wie Schwefeldioxid, Ozon oder Stickstoffverbindungen kann zur Korrosion von Metallen oder zur sauren Hydrolyse von Polymeren führen /6/. Schadstoffe wirken oft in Verbindung mit Hitze, Wasser und Licht.

Salzhaltige Atmosphäre

Eine salzhaltige Atmosphäre begünstigt die Korrosion von Metallen und Legierungen und die Degradation von Beschichtungen.

Mechanische Belastungen

Schneeanhäufungen auf den Kollektoren verursachen Lasten, die zu einer zusätzlichen mechanischen Beanspruchung führen und unter Umständen eine bleibende Verformung zur Folge haben oder zum Versagen führen können. Zu den mechanischen Belastungen zählen auch das Aufschlagen von Hagelkörnern, welches zu einer Beschädigung der Glasabdeckung (Riss-

bildung oder Bruch) führen kann, hohe Windkräfte und Eisschichten. Durch die Volumenausdehnung während des Gefrierens von Wasser kann Eisbildung mechanische Schädigungen bewirken.

Staub und Schmutz

Ein Zusammenkleben von Staub- und Schmutzpartikeln kann in Verbindung mit Feuchtigkeit chemische Oberflächenreaktionen zur Folge haben. Häufig bewirken Staub und Schmutz auch einen gewissen Materialabrieb. Untersuchungen haben gezeigt, dass die Ablagerung von Staub auf der Kollektorabdeckung zu einer erheblichen Minderung des Transmissionsgrades der Abdeckung führen kann /7/.

Regenwasser

Regenwasser kann Fremdstoffe aus der Luft wie z. B. Meersalze und Säuren („saurer Regen“) beinhalten, was unter Umständen chemische Schädigungen bewirken kann.

Mikro- und Makrobiologische Organismen

Mikroorganismen (z. B. Bakterien, Pilze und Algen) können mikrobiologische Korrosion von metallischen Materialien hervorrufen. Bei organischen Beschichtungen treten häufig Verfärbungen infolge von Algen- oder Pilzwachstum auf. Bei Holzrahmen kann eine Verwesung durch Schimmelpilze vorkommen.

Makrobiologische Organismen können Korrosion hervorrufen, z. B. durch Hundeurin oder Vogelkot. Materialverluste an der Wärmedämmung durch Nagetiere und Vögel, Schädigungen an Holz durch den Angriff von Ameisen, Käfern etc. können ebenfalls zu einer Abnahme der Leistungsfähigkeit eines Kollektors führen.

1.3 Degradationsmechanismen

Die Alterungsvorgänge, die durch oben genannte Degradationsursachen ausgelöst werden, nennt man Degradationsmechanismen. Die durch äußere Einflüsse hervorgerufenen Veränderungen können chemischer (Korrosion, thermischer Abbau, Veränderung der chemischen Zusammensetzung oder der Molekülstruktur), physikalischer (Entmischung, Weichmacherverlust, Veränderung des Gefüges oder der äußeren Struktur) oder mechanischer (thermische Spannungen, mechanischer Verzug) Art sein.

Im Folgenden werden die ausgewählten Degradationsmechanismen, die für die Alterung von Sonnenkollektoren als maßgebend erachtet werden, detailliert erläutert.

1.3.1 Photooxidation

Der allgemeine Begriff „photochemische Reaktion“ lässt sich unterteilen in die Photolyse und die Photooxidation. Diese beiden Prozesse unterscheiden sich darin, dass die Photolyse unter Ausschluss von Sauerstoff abläuft und folglich seltener auftritt. Daher kann, bezogen auf Flachkollektoren, die Photooxidation als der hauptsächliche Vorgang der Photodegradation

angenommen werden. Aus der Tatsache, dass es sich um einen Oxidationsprozess handelt wird deutlich, dass Sauerstoff eine wichtige Komponente bei Degradationsprozessen darstellt /8/.

Der typische photochemische Ablauf bei der Photodegradation besteht aus der Absorption von UV-Strahlung, die einen energetisch angeregten Zustand hervorruft, dem primären photochemischen Prozess, welcher hauptsächlich von der Energiemenge der Strahlung und nicht von der Temperatur abhängt, und anschließend den sekundären Reaktionen der Radikale, Radikationen und Elektronen, die während des primären Prozesses entstanden sind. Die letzteren Reaktionen werden auch Dunkelreaktionen genannt, da sie keine weitere Bestrahlung mehr benötigen, was darauf zurückzuführen ist, dass Makroradikale in Polymeren für längere Zeiträume existieren und erst später weiter reagieren können. Die Reaktionsgeschwindigkeit wird daher primär von der Temperatur bestimmt.

Die UV-Strahlung lässt sich unterteilen in UV-A, UV-B und UV-C Strahlung (Tabelle 4), wobei die UV-C Strahlung für die Photodegradation nicht relevant ist, da diese auf dem Weg von der Sonne zur Erde durch die Schichten der Atmosphäre herausgefiltert wird.

UV-Strahlung	Wellenlänge
UVA	320 nm - 380 nm
UVB	280 nm - 320 nm
UVC	100 nm - 280 nm

Tabelle 4: Wellenlängenbereiche der UV-Strahlung

Entscheidend bei der Photodegradation ist, dass die Wellenlängen im UV-Bereich Energien entsprechen, die mit den Bindungsenergien der unterschiedlichen, in Kunststoffen vorkommenden Bindungstypen korrespondieren. Kunststoffe bestehen im Wesentlichen aus Kohlenstoffketten, die durch die kovalente¹ Bindung zwischen den Kohlenstoffatomen zusammengehalten werden. Jedem Bindungstyp lässt sich eine Bindungsenergie zuordnen, welche bei vielen Kunststoffen der Energie eines Photons bei einer Wellenlänge im UV-Bereich entspricht. Daraus resultiert auch der Begriff der spektralen Empfindlichkeit von Kunststoffen (siehe Tabelle 5).

Polymer	Wellenlänge [nm]
PES (Polyethersulfon)	325
PS (Polystyrol)	318
PE (Polyethylen)	300
PP (Polypropylen)	310
PVC (Polyvinylchlorid)	310
PC (Polycarbonat)	295
PMMA (Polymethylmethacrylat)	290-315

Tabelle 5: Spektrale Empfindlichkeit verschiedener Polymere

Durch die Absorption von Lichtquanten kann es, sofern die Energie dieses Lichtquanten mindestens der Bindungsenergie des betreffenden Moleküls entspricht, zur Spaltung dieses Mole-

¹ Die kovalente Bindung (auch Atombindung oder Elektronenpaarbindung) ist als chemische Bindung für den festen Zusammenhalt von Atomen in Verbindungen verantwortlich. Durch die kovalente Bindung entstehen entweder molekulare Stoffe (z. B. O₂) oder Atomgitter (z. B. SiO₂).

küls kommen. Dieser Vorgang wird als Photodegradation bezeichnet. Es kommt daher nur dann zur Absorption von Strahlung, wenn die Differenz zwischen zwei Energieniveaus (ΔE) eines Makromoleküls gleich der Energie eines Photons ($h\nu$) ist /8/ (Gleichung 1):

$$\Delta E = E_2 - E_1 = h\nu = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (1)$$

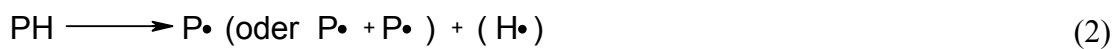
Hierbei sind E_2 und E_1 die entsprechenden Energien des endgültigen und des anfänglichen Zustandes, h die Planck-Konstante ist ($h = 6,626 \cdot 10^{-34}$ Js) und ν die Frequenz [s^{-1}]. Diese lässt sich als Quotient aus der Lichtgeschwindigkeit c ($c = 3 \cdot 10^8$ m/s) und der jeweiligen Wellenlänge λ [nm] berechnen.

Von Polymeren wird jedoch auch UV-Strahlung im niederenergetischen Bereich absorbiert. Der Grund dafür sind die in Polymeren vorhandenen Chromophoren. Als Chromophor bezeichnet man den Teil eines Farbstoffs, in dem anregbare Elektronen verfügbar sind. Sie sind daher in der Lage Strahlung zu absorbieren und sich an photochemischen Reaktionen zu beteiligen.

1.3.1.1 Allgemeine Reaktionen der Photooxidation

Die allgemeinen Reaktionen bei der Photooxidation basieren auf einem Mechanismus, der durch freie Radikale bestimmt wird. Die einzelnen Schritte lassen sich nach /8/ wie folgt beschreiben:

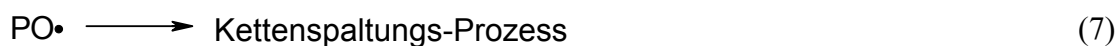
Start:



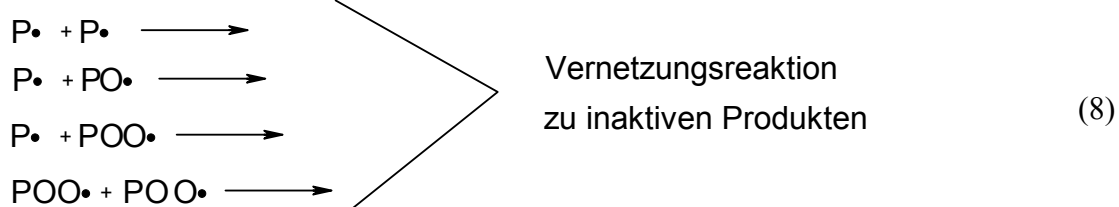
Kettenfortpflanzung:



Kettenverzweigung:



Ende:



wobei die folgenden Abkürzungen gelten:

PH: Polymer

P•: Alkylradikal des Polymers

PO•: Alkoxyradikal des Polymers

POO• : Peroxyradikal des Polymers (Alkylperoxyradikal)

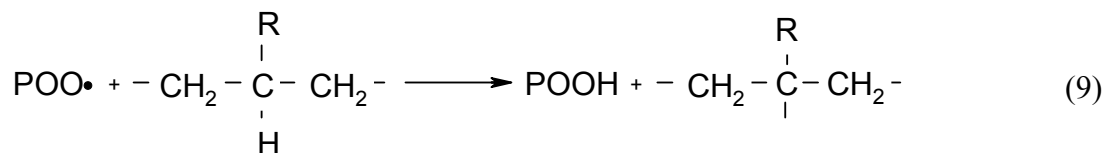
POOH: Hydroperoxid des Polymers

HO• : Hydroxyradikal

H• : Wasserstoffradikal

Der Verlauf der Photooxidation ähnelt dem der thermischen Oxidation. Der hauptsächliche Unterschied betrifft die Einleitung, das heißt die Initiierung, des gesamten Prozesses. Bei der thermischen Oxidation geschieht dies durch die Trennung chemischer Bindungen durch den Einfluss von Wärme. Bei der Photooxidation wird diese Bindungsspaltung durch energiereiche Strahlung verursacht. Allerdings können sowohl die thermische Degradation als auch die Photodegradation durch die Anwesenheit von äußeren freien Radikalen, die aus der Thermolyse oder Photolyse von Verunreinigungen, Additiven oder Photoinitiatoren entstehen, eingeleitet werden.

Zu Beginn der Photooxidation steht die Spaltung des Polymers in Alkylradikale (Gleichung 2). Für den Ablauf des Degradationsprozesses ist die Kettenfortpflanzung von entscheidender Bedeutung. Die Schlüsselreaktion dabei ist die Bildung von Alkylperoxyradikalen durch die Reaktion von Alkylradikalen mit Sauerstoff (Gleichung 3). Der nächste Schritt besteht aus der Trennung eines Wasserstoffatoms durch das Alkylperoxyradikal und somit der Bildung eines neuen Alkylradikals und Hydroperoxids (Gleichung 4). Die Trennung des Wasserstoffatoms erfolgt im Allgemeinen von den tertiären Kohlenstoffatomen (siehe Gleichung 9):



Hauptsächlich verantwortlich für die Veränderung der Polymerstruktur und dem damit verbundenen Verlust der Kunststoffeigenschaften ist der 3. Schritt der Photooxidation, die Kettenverzweigung. Die dabei entstehenden, sehr reaktionsfreudigen Alkoxy- und Hydroxyradikale (Gleichung 5) entziehen dem Polymer Wasserstoffatome (Gleichung 6) und leiten dadurch den Kettenspaltungs-Prozess ein (Gleichung 7). Dabei werden die C-C-Bindungen der Hauptketten aufgebrochen, was zu einer Abnahme der durchschnittlichen Molmasse und somit zur Zerstörung des Kunststoffes führt. Neben diesen Hauptkettenreaktionen gibt es Seitengruppenreaktionen, die für das Entstehen von niedermolekularen Teilen oder aber Verfärbungen verantwortlich sind und somit die Alterung des Kunststoffes mit beeinflussen. Produkte dieser Seitengruppenreaktionen sind zum Beispiel Kohlenstoffdioxid, Kohlenstoffmonoxid und Methylformiat bei PMMA oder Wasserstoffchlorid bei PVC /9/.

Beendet wird der Prozess der Photooxidation durch die bimolekulare Rekombination zweier Radikale (Gleichung 8). Diese Vernetzungsreaktionen resultieren in inaktiven Produkten, die ohne erneutes Aufbringen zusätzlicher Strahlungsenergie nicht weiter reagieren. Einige dieser Reaktionen können allerdings Quervernetzungen verursachen, wodurch eine Versprödung des Kunststoffes begünstigt wird.

1.3.1.2 Photooxidation an einzelnen Kollektorkomponenten

Die von der UV-Strahlung hervorgerufene Alterung wird als Photodegradation bezeichnet und wirkt sich unterschiedlich auf einzelne Materialien aus. Primär davon betroffen ist die Abdeckung des Kollektors, auf die das gesamte, auf der Erde verfügbare Solarstrahlungsspektrum auftrifft und die einzelnen Wellenlängenbereiche je nach Material mehr oder weniger absorbiert bzw. transmittiert werden. Frühere Studien haben gezeigt, dass die Strahlung bei Glas eine geringere Photooxidation hervorruft als bei Kunststoffen, wobei allerdings gerade Kunststoffe für die zukünftige Anwendung als Kollektorgehäuse und Abdeckung immer interessanter werden, da sie in Bezug auf Kosten, Gewicht und Herstellung entscheidende Vorteile mit sich bringen. Auch die im Kollektor verwendeten Dichtungsmaterialien, die ausschlaggebend sind für die Dichtigkeit und damit die Funktionstüchtigkeit des Kollektors, bestehen aus Kunststoffen.

Kunststoffabdeckungen

Die Alterungserscheinungen von Kunststoffen in Abdeckungen zeigen sich in der Regel durch Verfärbungen, durch Ausbleichen oder Vergilben, Veränderungen des Brechungsindex und Verschleiß der Oberfläche durch Haarrissbildung. Hervorgerufen werden diese Effekte durch die Versprödung des Materials. All diese Alterungserscheinungen führen zu einer Minderung des Transmissionsgrades und damit zu einer Abnahme der Gesamtleistung des Sonnenkollektors /10/.

Im vorhergehenden Kapitel wurden die allgemeinen Prozesse der Photodegradation generell beschrieben. Die im Einzelnen auftretenden Reaktionen und das Verhalten der Kunststoffe sind jedoch untereinander verschieden und hängen von den Strukturen und den sich daraus ergebenden Eigenschaften der Polymere ab. Im Folgenden werden die Kunststoffe vorgestellt, die am für die Anwendung in Sonnenkollektoren am besten geeignet erscheinen. Die entscheidenden Kriterien hierbei sind ein hoher Transmissionsgrad, hohe mechanische Festigkeit und Stabilität. Zusätzlich ist eine gute Beständigkeit gegenüber äußeren Einflüssen wichtig. Hierzu gehören mögliche hohe sowie niedrige Temperaturen, Temperaturwechsel, Schadstoffe in Luft oder Regen und UV-Strahlung. Gemäß /11/ müssen Abdeckungen für Sonnenkollektoren Temperaturen von über 80 °C standhalten können, die kurzzeitig während Stagnationsperioden auftreten können. Des Weiteren ist der Preis des Kunststoffes ein relevanter Aspekt. Als mögliche Materialien haben sich PMMA (Polymethylmethacrylat, auch bekannt als Plexiglas), PVC (Polyvinylchlorid), PC (Polycarbonat) und Fluorpolymere wie PTFE (Polytetrafluorethylen, Teflon), ETFE (modifiziertes PTFE mit Ethylen, Hostaflon) und PVF (Polyvinylfluorid, Tedlar) als geeignet erwiesen /12/.

PMMA (Polymethylmethacrylat²)

Die Absorption von UV-Strahlung verursacht bei PMMA mit Hilfe der entstehenden Radikale Spaltungen von den Hauptketten der Kohlenwasserstoff-Verbindungen. Dabei laufen drei Reaktionen gleichzeitig ab /13/:

- Spaltung der C-C-Bindungen der Hauptkette (C: Kohlenstoff)
- Photolyse³ der Ester-Seitengruppen
- Photodissoziation⁴ der Methyl-Seitengruppen

Die Hauptprodukte bei der Photodegradation von PMMA sind Methan, Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid und Kohlenstoffdioxid.

PVC (Polyvinylchlorid)

PVC muss durch UV-Stabilisatoren geschützt werden, da es durch seine Struktur nicht genügend Eigenbeständigkeit gegenüber UV-Strahlung aufweist. Die Degradation von PVC ist in dieser Hinsicht anders als die der meisten Polymere, da als Produkt Salzsäure (HCl) entsteht, die den Prozess zusätzlich beschleunigt.

Neuere Untersuchungen /11/ ergaben, dass PVC als Material für transparente Abdeckungen in thermischen Sonnenkollektoren nicht geeignet ist. Dies begründet sich durch die Glasübergangstemperatur⁵ von PVC, die bei 80 °C liegt und somit die geforderte Temperaturbeständigkeit während des Betriebes nicht erfüllt. Die für die Anwendung zu erwartenden niedrigsten und höchsten Temperaturen der transparenten Abdeckung liegen außerhalb des empfohlenen Einsatzbereiches von PVC. Aus diesem Grund ist ein mechanisches Versagen wahrscheinlich. Gemäß /11/ ist der dominierende Degradationsmechanismus bei PVC jedoch die photochemische Dehydrochlorierung⁶, welche eine Vergilbung der Abdeckung auslöst.

PC (Polycarbonat)

Im Allgemeinen weist PC eine gute Witterungsbeständigkeit auf. Im Vergleich zu anderen Kunststoffen altert PC nur sehr langsam. Zum Schutz gegen die UV-Strahlung müssen jedoch UV-Stabilisatoren und Antioxidantien verwendet werden, da PC sonst vergilbt und brüchig wird.

Im Gegensatz zu PVC erfüllt UV-stabilisiertes PC die Anforderungen an eine Temperaturbeständigkeit während des Betriebes. Photooxidation oder thermische Oxidation kann eine Vergilbung von PC bewirken, welche eine Reduktion des Transmissionsgrades zur Folge haben kann. Dieser chemische Degradationsmechanismus kann auch zu einer Verschlechterung der mechanischen Eigenschaften führen, was wiederum bei hoher mechanischer Belastung z. B. durch Wind- oder Schneelasten zum Bruch der Abdeckung führen kann.

Untersuchungen ergaben /11/, dass der dominierende Degradationsmechanismus bei PC die Photooxidation darstellt.

² Handelsname: Plexiglas

³ Unter einer Photolyse versteht man die Spaltung eines Moleküls ausgelöst durch die Bestrahlung mit Licht

⁴ Auflösung der Bindungen durch Licht

⁵ Die Glasübergangstemperatur ist die Temperatur, bei der ein Kunststoff die größte Änderung der Verformungsfähigkeit aufweist.

⁶ Abspaltung von Chlorwasserstoff (HCl)

Fluorpolymere

Durch die hohe Bindungsenergie zwischen den Kohlenstoff- und den Fluoratomen und den damit verbundenen Eigenschaften zeigen die Fluorpolymere für eine Verwendung als transparente Abdeckung die besten Voraussetzungen. Sie besitzen die höchste thermische und chemische Stabilität und Widerstandskraft gegenüber sauren und basischen sowie polaren und unpolaren Medien⁷ und sind auch ohne stabilisierende Zusätze und unter extremen Witterungsbedingungen langzeitstabil /14/.

Glasabdeckungen

Das wichtigste Rohmaterial für Gläser ist Sand, der als Hauptkomponente Siliziumdioxid enthält. In Gläsern bilden diese Silizium- und Sauerstoffionen ein Netzwerk aus mehr oder weniger ungeordneten Atomen und Ionen. In Glas ist Natriumdioxid, Calciumdioxid, Aluminiumdioxid und Eisenoxid vorhanden /10/.

Betreffend der Transmission und Absorption speziell im UV-Spektralbereich verhalten sich verschiedene Glassorten unterschiedlich. Gewöhnliches Gebrauchsglas (z. B. Kalk-Natron-Glas) ist nur für UV-A Strahlung gut durchlässig, für UV-Strahlung kürzerer Wellenlängen hingegen praktisch undurchsichtig. Quarzglas zum Beispiel ist auch für kürzere Wellenlängen durchsichtig, je nach Reinheit auch bis in den Bereich des Vakuumultravioletts von ca. 180 nm. Die Absorption von UV-Strahlung wird durch Elektronenübergänge aus dem Grundzustand in energiereichere Anregungszustände hervorgerufen. Dabei befinden sich die Absorptionsbanden umso mehr im kurzwelligen Gebiet, je fester die Elektronen im Grundzustand gebunden sind. Für die Lage der UV-Absorptionsbanden ist die Zahl der Brückensauerstoffatome bestimmend. Die Abnahme der UV-Durchlässigkeit und somit Zunahme der UV-Absorption erfolgt mit steigendem Gehalt an Metalloxiden, schweren Elementen oder Verunreinigungen wie Eisen (Fe^{3+}), Platin, Titan oder Cerium. Vor allem mangan-, eisen- oder arsenhaltige Gläser bieten Angriffsstellen, die UV-Strahlung absorbieren und damit Veränderungen der Lichtdurchlässigkeit hervorrufen können. Daher sollte im Glas so wenig Eisenoxid (Fe_2O_3) wie möglich vorhanden sein /6/.

Durch UV-Strahlung können die Elektronen auf höheren Energieniveaus angeregt werden was zu Veränderungen im Glas führen kann. Die Auswirkung der UV-Strahlung auf das Glas wird Solarisation genannt und verursacht bleibende Farb- und Transmissionsänderungen, welche bei Solarkollektoren zu einer Abnahme der thermischen Leistungsfähigkeit führen können.

Dichtungen

In der Regel bestehen Dichtungsmaterialien aus Kunststoffen, welche teilweise zur Gruppe der Thermoplaste gehören können, wie die Kunststoffe für die Kollektorabdeckungen, hauptsächlich allerdings der Gruppe der Elastomere zuzuordnen sind. Die gewünschten Charakteristiken wie Resistenz gegenüber Bewitterungseinflüssen, Langzeitstabilität und starke Bindungskräfte zwischen den Atomen sind dieselben wie bei den Kunststoffabdeckungen, hinzu kommt die Forderung nach Elastizität.

⁷ Polarität bezeichnet eine durch Ladungsverschiebung in Atomgruppen entstandene Bildung von getrennten Ladungsschwerpunkten, die bewirken, dass eine Atomgruppe nicht mehr elektrisch neutral ist.

In der engeren Auswahl geeigneter Dichtungsstoffe für Abdeckungen befinden sich Dichtungen aus Butylkautschuk, Ethylen-Propylen-Dien-Kautschuk (EPDM), Silikongummi und Fluorelastomeren. Bevorzugt werden allerdings speziell für Solarkollektoren Silikone eingesetzt. Sie sind in Bezug auf Bewitterungsbeständigkeit durch ihre Struktur stabiler und gewährleisten so einen längeren Zeitraum der Funktionstüchtigkeit.

Einige Dichtungen aus Elastomeren können durch die UV-Strahlung ihre Haftung sowie ihre Dehnungseigenschaften verlieren. Des Weiteren kann der Alterungsprozess, der durch die Solarstrahlung verursacht wird, zu Symptomen wie Verfärbung und Rissbildung durch Versprödung führen /6/.

Da die Dichtungen aus Mischungen von Polymer und vielen Zusatzstoffen bestehen, ist es schwierig die genauen Photodegradationsmechanismen zu bestimmen, so dass sich in der Literatur nur sehr wenige Hinweise darüber finden.

Absorberbeschichtungen

Da sich der Absorber im Inneren des Kollektors befindet, hängt die Strahlungsbelastung des Absorbers von der UV-Transmission der Abdeckung ab. Entscheidend ist nicht die Dicke der Verglasung, sondern die chemische Zusammensetzung des Glases. Die Beanspruchung des Absorbers durch UV-Strahlung lässt sich durch die Wahl der Verglasung erheblich reduzieren. Die Verglasung filtert die einstrahlende Globalstrahlung in unterschiedlicher Weise: Klares Einscheibensicherheitsglas (ESG), das oft bei Flachkollektoren eingesetzt wird, weist eine Grenzwellenlänge von 310 nm auf /15/.

Gemäß /15/ kann nur ein Teil der Sonnenstrahlung im Inneren des Kollektors wirksam werden. Die möglichen Alterungserscheinungen aufgrund der UV-Strahlung werden in den einzelnen Quellen unterschiedlich bewertet. Teilweise wird berichtet, dass vor allem der UV-Anteil der solaren Strahlung andere Degradationsarten durch Photokatalyse beschleunigen oder neue Degradationsmechanismen auslösen kann. Diese können zu Veränderungen der Beschichtungszusammensetzung oder der optischen Eigenschaften führen /6/. In einer Untersuchung der IEA Task X /16/, in der vier unterschiedliche Absorberbeschichtungen hinsichtlich UV-Beständigkeit untersucht wurden, wurde wiederum festgestellt, dass die UV-Strahlung kein signifikanter Degradationsfaktor für die untersuchten Schichten (zwei Schwarzchrombeschichtungen auf Kupfer und auf Stahl sowie zwei Nickel-pigmentierte Aluminium Schichten unterschiedlicher Hersteller) darstellt. In einigen Quellen wird die Photodegradation überhaupt nicht erwähnt. Es ist daher schwierig, eine allgemeingültige Aussage über das Verhalten der Beschichtungen zu treffen, allerdings kann zumindest bei Solarkollektoren mit Kunststoffabdeckungen mit großer Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, dass die UV-Strahlung durch das hohe Absorptions- und das geringe Transmissionsvermögen der Abdeckung kaum zum Absorber gelangen und somit dort nur minimale Schäden im Vergleich zu anderen Degradationsursachen verursachen kann. Dies deckt sich auch mit Aussagen in einer Veröffentlichung /17/ in der als Hauptdegradationsursachen hohe Temperaturen, hohe Feuchte oder Kondensation und Luftschadstoffe genannt sind.

1.3.2 Thermische Oxidation

Unter dem Einfluss von hohen Temperaturen, wie sie bei Sonnenkollektoren gerade während der Stillstandszeiten auftreten, kann eine allmähliche Oxidation von Metallen und Kunststoffen erfolgen. Wie in Kapitel 1.3.1.1 bereits erwähnt, ähnelt der Verlauf der thermischen Oxidation dem der Photooxidation (Gleichungen 2 bis 8). Der Unterschied liegt in der Initiierung: bei der thermischen Oxidation wird die Bindungsspaltung durch den Einfluss hoher Temperaturen verursacht. Im Gegensatz dazu erfolgt bei der Photooxidation die Trennung der chemischen Bindungen durch energiereiche Strahlung.

Der thermooxidative Abbau erfolgt durch eine kombinierte Einwirkung von hoher Temperatur und Sauerstoff. Dadurch verändert sich die chemische Zusammensetzung des Werkstoffes, was zu einer Minderung der Haltbarkeit führen kann. Die thermische Oxidation hat den gleichen chemischen Verlauf wie die Autooxidation, die bei Normalbedingungen ohne Aktivierungsenergie abläuft. Die chemische Reaktion wird meistens durch freie Radikale des Sauerstoffs ausgelöst. Durch hohe Temperaturen wird die Oxidationsreaktion zusätzlich beschleunigt.

Kunststoffkomponenten

Bei Kunststoffen hat die thermische Oxidation Materialveränderungen wie beispielsweise Abnahme der Viskosität, Dehnbarkeit oder Oberflächenrissbildung zur Folge. Die Widerstandsfähigkeit gegen thermische Oxidation kann durch den Zusatz von Stabilisatoren (Antioxidantien) verbessert werden. Da die Stabilisatoren bei der Belastung irreversibel verbraucht werden erfolgt hierdurch jedoch keine Verhinderung sondern nur eine Verzögerung des thermooxidativen Abbaus.

Durch die permanente thermische Belastung unterliegen die Kunststoffbestandteile eines Kollektors einem Degradationsprozess. Allerdings spielt für Polymere noch das Milieu eine Rolle. So wird zwischen thermischer Alterung in Luft und in Wasser unterschieden /18/.

Bei der Alterung in Luft durchlaufen alle Kunststoffe prinzipiell mehrere Stadien. Anfangs erfolgt eine Zunahme der Härte, was zu einer erhöhten Zugfestigkeit führt. Jedoch diffundieren Bestandteile mit geringeren Molekulargewichten (Weichmacher, Stabilisatoren) aus der Matrix heraus und führen zu einer Versprödung des Kunststoffes. Mit dem Verlust der Additive beginnt der Degradationsprozess, bei dem die Primärverbindungen der langkettigen Makromoleküle aufgebrochen werden. Zusätzlich können sich die oxidierten Bestandteile auf der Abdeckung oder auf dem Absorber niederschlagen und dort zu einer Verschlechterung der optischen Eigenschaften führen (siehe auch Kapitel 1.3.3.3).

Ein weiterer wichtiger Faktor bei der thermischen Alterung ist die so genannte hydrolytische Stabilität bei hohen Temperaturen und der Gegenwart von Wasser bzw. Feuchte. Denkbar wäre ein solches Szenario beispielsweise bei einer Aufheizphase nach Regen oder Taubildung. Analog zur Alterung an der Luft kann nach einer kurzen Verfestigungsperiode ein massiver Abfall der Zugfestigkeit erfolgen, da das eindringende Wasser innerhalb der Matrix als Weichmacher fungiert, die anderen Additive aber gleichzeitig verdrängt. Welcher der beiden Effekte dominiert, hängt letzten Endes von den einzelnen Bestandteilen des Kunststoffes ab. Am anfälligsten

für die hier beschriebenen Alterungsprozesse sind Polymere mit nennenswerten Anteilen wasserlöslicher Substanzen, wie Estern, Urethan oder Siloxan /18/.

Polyvinylchlorid (PVC) besitzt eine nur geringe thermische Stabilität /19/. Der thermische Abbau von PVC beginnt bereits ab Temperaturen von ca. 150 °C. Bei 200 °C setzt, wie bei der Einwirkung von UV-Strahlung, die Dehydrochlorierung ein. Dabei wird der im PVC gebundene Chlorwasserstoff (HCl) abgespalten und es entstehen Polyensequenzen⁸, die eine große Zahl von Parallel- und Folgereaktionen eingehen.

Metalle

Bei Metallen ähnelt das Schadensbild durch thermische Oxidation dem der Nasskorrosion. Es können grundsätzlich alle möglichen Formen der Korrosion, wie gleichmäßige Flächenkorrosion, Lochkorrosion, Kontaktkorrosion etc. auftreten. Hier lässt sich die Geschwindigkeit des ablaufenden Prozesses durch Deckschichtbildung verlangsamen. So kann die Verzunderung (Oxidation durch Sauerstoff) durch Legieren des Werkstoffes mit Aluminium, Silizium und vor allem Chrom stark vermindert werden. Diese Legierungselemente bilden sehr dichte Oxidschichten, die den diffusionsgesteuerten Vorgang der Verzunderung effektiv behindern.

Absorberbeschichtungen

Eine Ursache für eine Verschlechterung des Betriebsverhaltens eines Solarkollektors ist die schleichende Oxidation elementarer Metalle (Kupfer, Nickel, Aluminium, Chrom, Titan etc.) in den selektiven Absorberschichten durch den Luftsauerstoff aufgrund der hohen Temperaturen des Absorbers (Hochtemperaturoxidation), ein Vorgang, welchem alle Metalle unterliegen. Da die entstandenen Oxide andere optische Eigenschaften aufweisen, verliert der Absorber allmählich seine Selektivität was zu einem geringeren Absorptionsvermögen und größeren Wärmeverlusten durch thermische Emission führt. Ferner weisen diese Oxide auch eine geringere Wärmeleitfähigkeit auf, was einen schlechteren Wärmeübergang an das Wärmeträgerfluid und damit höhere Absorberrtemperaturen und Wärmeverluste zur Folge hat. Auch können durch die veränderten thermodynamischen Eigenschaften der Reaktionsprodukte (spez. Wärmekapazität, thermischer Ausdehnungskoeffizient etc.) mechanische Spannungen und Ablöseerscheinungen auftreten, die ebenfalls die Effektivität des Kollektors mindern /20/, /21/. Bei der Hochtemperaturoxidation kann auch die Kombination der eingesetzten Materialien eine Rolle spielen, da vor allem edle Metalle (Platin, Silber etc.) katalytische Wirkung für die Oxidation anderer Metalle aufweisen können.

Bei Schwarzchrombeschichtungen ist die Hochtemperaturdegradation auf zwei Mechanismen zurückzuführen: Die Desorption von Wasser aus der Beschichtung während der Anfangsphase der Degradation und die Oxidation von Chrom zu Chromoxid im weiteren Verlauf der Hochtemperaturdegradation. Diese Mechanismen führen zu einer stetigen Abnahme des Absorpti-

⁸ Polyensequenzen sind eine Aufeinanderfolge von Kohlenwasserstoffen, die mehrere Doppelbindungen enthalten (z. B. Butadien)

onsgrades und einer Erhöhung des Reflexionsgrades im Bereich des sichtbaren Lichts, wohingegen der Anstieg des Reflexionsgrades im Infrarotbereich nach dem Erreichen eines Grenzwertes stagniert /16/.

Der dominierende Effekt des Degradationsprozesses bei Absorberbeschichtungen mit nickelpigmentierten Aluminiumoxid ist eine allmähliche Erhöhung des Reflexionsgrades. Als hauptsächlichster Degradationsmechanismus der Hochtemperaturoxidation an der Luft ist die Oxidation von Nickel zu Nickeloxid anzusehen. Unter Vakuumbedingungen führt die Hochtemperaturoxidation jedoch nur zu minimalen Änderungen im Reflexionsgrad /16/.

Aussagen über die ablaufenden Degradationsmechanismen bei neueren Beschichtungstechnologien wie zum Beispiel durch Sputtern oder reaktives Verdampfen abgeschiedene Schichten sind in der Literatur noch wenig zu finden. In jüngster Zeit durchgeführte Untersuchungen /17/, /22/ bestätigen jedoch die Beständigkeit solcher Schichten in Vakuumröhrenkollektoren. Gegenstand der Untersuchung war unter anderem eine durch sputtern abgeschiedene Chrom-Oxid-Nitrid Schicht auf Kupfersubstrat mit einer Zinnoxid Deckschicht zur Entspiegelung. Dabei wurde durch die thermische Belastung unter Vakuum eine Abnahme des Sauerstoffgehaltes der Deckschicht beobachtet. Der Sauerstoffverlust erstreckte sich bis in die Funktionsschicht und verursachte eine leichte Abnahme des Absorptionsgrades. Weiterhin wurde das Verhalten einer durch reaktives Verdampfen abgeschiedenen Titan-Oxid-Nitrid Schicht auf Kupfersubstrat untersucht, das ebenfalls zusätzlich mit einer Siliziumoxid Deckschicht zur Entspiegelung versehen war. Bei dieser Schicht konnten durch die aufgetragenen Temperaturen von bis zu 430 °C keine nennenswerten Änderungen der optischen Eigenschaften beobachtet werden.

1.3.3 Weitere Degradationsmechanismen

Im Gegensatz zur Oxidation bei hohen Temperaturen, der alle Kollektoren unterworfen sind werden nachfolgend Degradationsmechanismen aufgeführt, die entweder bestimmte Umgebungsbedingungen voraussetzen wie z. B. Industriatmosphäre oder aber durch den Einsatz bestimmter Materialien hervorgerufen werden. Durch eine hohe thermische Belastung kann es beispielsweise bei Verwendung eines ungeeigneten Dämmmaterials zu Ausgasungen von flüchtigen Bestandteilen kommen, die sich auf der Glasabdeckung oder auf dem Absorber niederschlagen und dort eine Verschlechterung der optischen Eigenschaften bewirken.

1.3.3.1 Hydratisierung

Unter Hydratisierung - häufig auch als Hydratation oder Hydration bezeichnet - versteht man die Anlagerung von Wassermolekülen an gelöste Ionen. Dadurch entsteht eine Hydrathülle. Die bei der Hydratisierung entstehenden Produkte heißen Hydrate. Die Hydratisierung erfolgt aufgrund der elektrostatischen Kräfte zwischen den geladenen Ionen und den Wasser-Dipolen (Ion-Dipol-Wechselwirkung). Unter Ausbildung von Wasserstoffbrücken zu der ersten Hydrathülle können sich weitere Wassermoleküle anlagern und so eine weitere Hydrat-Sphäre bilden. Die Hydratisierung bestehender (gewollter) Metalloxide durch Eindringen von Feuchtigkeit stellt einen möglichen Degradationsmechanismus der Absorberbeschichtungen dar. Dabei la-

gern sich in sehr feuchtem Milieu Wassermoleküle in die kristallinen Strukturen der Oxide ein, wobei als Produkte Metallhydroxide der Form $\text{Me}(\text{OH})_x$ entstehen. Ein typischer Kandidat für eine solche Reaktion ist das Aluminium(III)-Oxid /20/:



Die Metalloxide besitzen mit ihren optischen Eigenschaften eine große Relevanz für die Selektivität, so dass eine Hydratisierung folglich zu einer Verschlechterung der optischen Eigenschaften der selektiven Schicht führt. Bedingt ist dies vor allem durch eine Erhöhung des Emissionsverhaltens.

1.3.3.2 Degradation durch Reaktion von Schwefeldioxid

In Regionen mit erhöhtem Schwefeldioxidgehalt wie beispielsweise in Industriegebieten stellt atmosphärisches Schwefeldioxid (SO_2), das in feuchter Luft bis zum Absorber vordringt, eine potentielle Möglichkeit für eine Schädigung dar. Ähnlich wie beim so genannten „sauren Regen“ reagiert das Schwefeldioxid mit dem Wasser der Luft über den Umweg von ($\text{SO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$) zu schwefliger Säure (H_2SO_3), welche dann auch zu Schwefelsäure (H_2SO_4) aufoxidiert werden kann. In schwachen Konzentrationen bilden diese beiden Säuren aufgrund ihrer Dissoziation (Lösung) in Wasser mit allen Metallen, die ein negatives Normalpotential besitzen, unter Freisetzung von elementarem Wasserstoff ein Sulfit bzw. Sulfat aus, wobei diese Dissoziation wiederum einer Temperaturabhängigkeit unterliegt /23/.

Besonders die oberen Schichten sind dieser Korrosionsgefahr durch Umweltschadstoffe ausgesetzt. Bei selektiven Absorberbeschichtungen ist hierbei oft das elementare Nickel, welches als oberste Schicht benutzt wird und ein geringes negatives Normalpotential aufweist, von entscheidender Bedeutung. Voraussetzung für das Auftreten dieses Degradationseffektes ist eine undichte Abdeckung durch die atmosphärischen Stoffe an den Absorber gelangen können /20/. In diesem Zusammenhang muss allerdings berücksichtigt werden, dass die meisten Flachkollektoren nicht luftdicht ausgeführt werden, sondern mit Belüftungslöchern im Rahmen oder auf der Rückseite versehen sind. Dies hat den Vorteil, dass die Feuchtigkeitskonzentration im Inneren des Kollektors reduziert werden kann, ermöglicht jedoch auch das Eindringen von Luftschadstoffen, Staub oder Insekten.

Im Hinblick auf den sauren Regen ist jedoch zu berücksichtigen, dass die heute zur Hälfte am sauren Regen verantwortlichen atmosphärischen Stickoxide (NO_x) für Solarkollektoren im Allgemeinen keine Gefahr darstellen. Der Grund hierfür ist, dass die Reaktionsgeschwindigkeit von Stickoxiden für die Dissoziation in Wasser wesentlich höher ist als die der Schwefeloxide und Stickoxide somit meist in unmittelbarer Umgebung ihrer Entstehung (Kraftwerke, Verkehrsstraßen) reagieren und dort ausgewaschen bzw. deponiert werden /23/.

1.3.3.3 Ausgasung / Fogging

Bei der Alterung der Kunststoffe spielt auch noch die permanente Impaktion reaktiver Stoffe (O_2 , O_3 , SO_x , NO_x , H_2O) eine Rolle, die über Diffusionsvorgänge in die langkettigen Kunst-

stoffmoleküle gelangen. Innerhalb dieser Makromoleküle bewirken sie die Bildung von flüchtigen Bestandteilen die aus dem Kunststoff ausgasen.

Die Folge der Ausgasungsvorgänge bei den Dichtungsmaterialien ist mangelnde Adhäsion am Untergrund und eine damit verbundene Diffusion schädlicher Stoffe in den Kollektor bzw. in den Raum zwischen transparenter Abdeckung und Absorber. Im Extremfall geht die Dichtheit verloren, Regenwasser dringt in den Kollektor ein und schädigt ihn nachhaltig /18/. Außerdem können die Ausgasungsprodukte an der Kollektorabdeckung kondensieren und eine Veränderung der mechanischen und optischen Eigenschaften bewirken. Vor allem organische Kondensationsprodukte verdunsten nicht rückstandsfrei und hinterlassen einen Film auf der Innenseite der Abdeckung. Durch thermische, oxidative und UV-strahlungsinduzierte Reaktionen kann der anfänglich dünne Film zu einem festen Belag werden, der im Laufe der Zeit durch viele Kondensations-/Verdunstungszyklen im Sonnenkollektor zunimmt /24/.

Quellen für mögliche Ausgasungsprodukte sind neben Dichtungen auch Wärmedämmung, Absorberbeschichtungen oder das Fließmittel bei gelöteten Absorbern. Bei manchen als Dämmmaterial eingesetzten Mineralwollen verflüchtigen sich bei höheren Temperaturen die enthaltenen Bindemittel. Die Ausgasung kann sowohl eine Verschlechterung der thermischen Eigenschaften der Wärmedämmung bewirken als auch die oben erwähnte Belagbildung auf der transparenten Abdeckung.

1.3.3.4 Degradation in salzhaltiger Atmosphäre

Häufig werden Kollektoren in Meeresnähe installiert, wo die Luft einen hohen Salzgehalt aufweist. Der Mechanismus der Salzkorrosion ist bei Metallen elektrochemischer Art, während bei nichtmetallischen Werkstoffen die chemische Reaktion durch komplexe Reaktionen zwischen Salz und Werkstoffen hervorgerufen wird. Die Geschwindigkeit mit der eine korrosive Wirkung einsetzt, hängt neben dem Vorhandensein einer sauerstoffhaltigen Salzlösung auch von der Temperatur und der Feuchte der Umgebung ab. Die vorwiegend auftretenden Korrosionsarten sind Flächenkorrosion, Mulden-, Loch- und Spaltkorrosion. Bei passivierbaren, deckschichtbildenden Werkstoffen wie hochlegierten Stählen, Aluminium, Kupfer) tritt im allgemeinen Lochkorrosion auf /25/.

Gemäß /26/ hat Salznebel keine messbare Wirkung auf Polymere, kann jedoch eine Wirkung auf mehrkomponentige Materialien haben, z. B. Metallteile, die durch Pulverbeschichtung mit Kunststoff überzogen werden.

Entscheidend bei der Einwirkung von salzhaltiger Atmosphäre auf den Kollektor ist das Degradationsverhalten der Absorberbeschichtungen. In Fachkreisen wird häufig von Korrosionsproblemen beim Einsatz von Kollektoren mit nicht galvanischen selektiven Absorberschichten in maritimen Gebieten berichtet. Die Firma Alanod-Sunselect GmbH reagierte auf dieses Problem mit einer speziell für mediterrane und maritime Gegenden entwickelten Schicht, die eine gute Beständigkeit gegen Salzwasser aufweist /27/. Bis jetzt gibt es noch keine belastbaren Daten über die Größe der Auswirkung des Einsatzes von Kollektoren mit nicht galvanischen selektiven Absorberschichten in maritimen Gebieten auf die Lebensdauer der Beschichtung. Da gegenwärtig die Anwendung von Sonnenkollektoren in

mediterranen Gebieten stark zunimmt, besteht auf diesem Gebiet noch ein großer Forschungsbedarf.

1.3.3.5 Verschmutzung

Äußere Komponenten des Kollektors unterliegen einer besonderen Beanspruchung durch das Wetter und andere Einflussfaktoren wie Schadgase oder Aerosole. Vor allem Staub und Partikel in der Luft, welche sich über den Regen auf der Oberfläche akkumulieren, können zu einer Verringerung des Transmissionsvermögens der transparenten Abdeckung des Kollektors und damit zu einer Reduktion der thermischen Leistungsfähigkeit führen.

1.4 Komponentenorientierte Darstellung von Mechanismus, Ursache und Wirkung

Mit den bisherigen Erkenntnissen und einer ausführlichen Literaturrecherche über die unterschiedlichen am Kollektor auftretenden Degradationsmechanismen wurden die Degradationserscheinungen komponentenorientiert hinsichtlich Mechanismus, Ursache und Wirkung untersucht. Die Ergebnisse dieser Recherche sind in Tabelle 6 zusammenfassend dargestellt.

Die Wirkung eines Degradationsmechanismus an einer Komponente kann die weitere Degradation an einer anderen Komponente zur Folge haben. Diese Folgereaktionen werden in der Tabelle durch die Spalte AZ (Anfangszustand) und die Spalte EZ (Endzustand) gekennzeichnet. Dabei bedeutet die erste Ziffer immer die Komponente und die letzte Ziffer kennzeichnet den fortlaufend nummerierten Degradationsmechanismus der jeweiligen Komponente. Aus den Buchstaben A oder B in der Mitte ist ersichtlich, ob es sich um eine Folgedegradation handelt. Steht beispielsweise die Bezeichnung 1.B.1 beim Anfangszustand (AZ), bedeutet dies, dass es sich um eine Folgereaktion einer Degradation aus Komponente (1) handelt. Im Folgenden werden am Beispiel des Rahmens, Komponente (1), die Vorgänge beispielhaft erläutert.

Der Rahmen des Kollektors hat die Aufgabe, den Absorber und die Wärmedämmung vor den Umgebungseinflüssen zu schützen und gibt dem Kollektor gleichzeitig die notwendige Stabilität. Durch eine hohe thermische Belastung (AZ: 1.A.1) können Zugspannungen infolge Materialausdehnungen entstehen, die unter Umständen zu einem Verzug des Rahmens (EZ: 1.B.1) oder einer Undichtigkeit des Gehäuses (EZ: 1.B.2) führen können. Dadurch kann es zu einer Feuchteanreicherung im Bereich des Rahmens kommen, was wiederum eine korrosionsfördernde Wirkung (EZ: 1.B.5) haben kann. Durch Undichtigkeiten kann Feuchte ins Innere des Kollektors gelangen, was gegebenenfalls zu einer Feuchteanreicherung in der Wärmedämmung (EZ: 5.B.1) führen oder negative Einflüsse auf die Dauerhaftigkeit (EZ: 4.B.1) des beschichteten Absorbers haben kann.

Zu Korrosionserscheinungen am Rahmen kann es insbesondere durch Inhomogenitäten in der Metalloberfläche z. B. durch fehlerhafte Beschichtungen, Risse oder Einschlüsse kommen. Reichert sich an diesen Fehlstellen infolge von Regen Wasser an, kann dies in Verbindung mit Sauerstoff zu Korrosion führen. Auch saurer Regen kann eine Ursache für die Korrosion von metallischen Rahmenmaterialien darstellen, wobei Edelstahl und Aluminium relativ widerstandsfähig gegen sauren Regen sind.

Beim Einsatz von Kunststoffen als Rahmenmaterial kann UV-Strahlung (AZ: 1.A.1) photochemische Reaktionen auslösen. Schädigungen hierbei sind oft nur optischer Natur, es kommt zu Verfärbungen (EZ: 1.B.4) oder Glanzverlust. Andererseits kann Photooxidation auch zu einer Oberflächenschädigung durch Versprödung führen (EZ: 1.B.3).

Komponente	AZ	EZ	Ursache	Mechanismus	Wirkung	Bemerkung
Rahmen (1)	1.A.1	1.B.1	thermische Belastung	Zugspannungen infolge Materialausdehnung	Verzug	
		1.B.2			Undichtigkeit Gehäuse	
	1.A.2	1.B.3	UV-Strahlung	Photooxidation	Versprödung	bei manchen Kunststoffen
		1.B.4			Veränderung der Farbe	
	1.A.3	1.B.5	Feuchtebelastung	Korrosion	Stabilitäts-/ Dichtigkeitsverlust	bei fehlerhafter Beschichtung von unlegiertem Stahl
	1.A.4	1.B.5	saurer Regen	Korrosion	Stabilitäts-/ Dichtigkeitsverlust	
	1.B.1	1.B.5	Verzug	Lösung der Schraubverbindungen	Stabilitäts-/ Dichtigkeitsverlust	
1.B.2	Undichtigkeit Gehäuse, Eindringen von Wasser		Korrosion im Inneren des Rahmens	Stabilitäts-/ Dichtigkeitsverlust		
			Undichtigkeit Gehäuse	Wassereintritt	Folgedegradationen an anderen Komponenten	
Abdeckung (2)	2.A.1	2.B.1	thermische Belastung	Haarrissbildung	Versprödung	
		2.B.2			Verringerung des solaren Transmissionsgrades	
		2.B.3	thermische Belastung	Rissbildung	Dichtigkeitsverlust	
	2.A.2	2.B.2	hohe thermische Belastung	Thermische Oxidation	Verringerung des solaren Transmissionsgrades	
	2.A.3	2.B.3	thermische Wechselbeanspruchungen	Rissbildung	Dichtigkeitsverlust	
	2.A.4	2.B.2	UV-Strahlung	Photooxidation	Verringerung des solaren Transmissionsgrades	bei Kunststoffen
		2.B.4			Verfärbungen	
		2.B.5			Haarrissbildung	
		2.B.2		Solarisation	Verringerung des solaren Transmissionsgrades	bei Glasabdeckungen
	2.A.5	2.B.2	UV-Strahlung + hohe thermische Belastung	Dehydrochlorisation	Verringerung des solaren Transmissionsgrades	bei Polyvinylchlorid (PVC)
2.A.6	2.B.6	Feuchtebelastung	Glaskorrosion (Auswaschung metallischer Salze)	Trübung	bei Glasabdeckungen	
	2.B.2			Verringerung des solaren Transmissionsgrades		
	2.B.7		Reaktion von Wasser und Silikon-Sauerstoff Bindungen	Festigkeitsverlust		

Komponente	AZ	EZ	Ursache	Mechanismus	Wirkung	Bemerkung
Abdeckung (2)	2.A.7	2.B.2	hohe Feuchtebelastung + UV-Strahlung	Photooxidation in Kombination mit Hydrolyse	Verringerung des solaren Transmissionsgrades	vorwiegend bei Polycarbonat (PC)
	2.A.8	2.B.8	Hagelschlag	Bruch	Kollektor undicht	
	2.A.9	2.B.2	Staub, Luftschadstoffe	Ablagerungen auf Außenseite	Verringerung des solaren Transmissionsgrades	
	2.A.10		Vegetation			
	2.A.11		Reinigung	Entstehung von Kratzern an der Oberfläche		
	2.A.12		Niederschlag mit Staub an der Innenseite durch Kondensation	Trübung		
	2.A.13	2.B.3	Zugspannungen durch unterschiedliche thermische Ausdehnung	Rissbildung	Dichtigkeitsverlust	
	3.B.1	2.B.2	Niederschlag an der Innenseite von Ausgasungsprodukten aus Wärmedämmung / Dichtung	Trübung	Verringerung des solaren Transmissionsgrades	
	2.B.1	2.B.8	Versprödung	Bruch	Kollektor undicht	
Dichtung (3)	3.A.1	3.B.1	thermische Belastung	Ausgasung flüchtiger Bestandteile	Folgedegradation an Abdeckung	
				Rissbildung	Dichtigkeitsverlust	
	3.A.2	3.B.2	thermische Wechselbeanspruchungen	Adhäsionsverlust durch Kompression / Expansion		
	3.A.3	3.B.3	UV-Strahlung	Rissbildung, Versprödung		
				Photochemische Reaktionen	Verfärbung	
	3.A.4	3.B.2	Belastung mit Ozon	Adhäsionsverlust durch Ozon Rissbildung	Dichtigkeitsverlust	
	3.A.5		mechanische Belastung	Adhäsionsverlust durch Kriechen		
	3.A.7		Materialunverträglichkeit Dichtung / Abdeckung	Ablösung		
	1.B.1	3.B.2	Rahmenverzug	Adhäsionsverlust	Dichtigkeitsverlust	
			Verzug Abdeckung	Adhäsionsverlust	Dichtigkeitsverlust	

Komponente	AZ	EZ	Ursache	Mechanismus	Wirkung	Bemerkung
Absorber (4)	4.A.1	4.B.1	hohe thermische Belastung	thermische Oxidation	Verringerung des solaren Absorptionsgrades	
		4.B.2			Haftungsverlust der Beschichtung	
	4.A.2	4.B.1	Feuchtebelastung + SO2 Belastung	elektrochemische Korrosion	Verringerung des solaren Absorptionsgrades	
	4.A.3	4.B.3	Feuchtebelastung mit Kondensation	Hydratisierung und elektrochemische Korrosion	Erhöhung des Emissionsgrades	
		4.B.4			Änderungen der Oberflächenstruktur	
	4.A.4	4.B.5	Feuchtebelastung + Luftschadstoffe	Ablösung / Blasenbildung Beschichtung	Abnahme der thermischen Leistung	
	1.B.2, 1.B.5, 1.B.6, 2.B.3, 2.B.8, 3.B.2	4.B.1	Eindringen von Feuchtigkeit, Schmutz, und Luftschadstoffen	Elektrochemische Korrosion	Verringerung des solaren Absorptionsgrades	
Feuchtebelastung			Hydratisierung bestehender Metalloxide			
Staub, Luftschadstoffe			Ablagerung der Partikel auf Oberfläche des Absorbers			
Absorberrohr (4)	1.B.2, 1.B.5, 1.B.6, 2.B.3, 2.B.8, 3.B.2	4.B.6	Korrosion an den Rohren durch Eindringen von Feuchte, Luftschadstoffen	Dichtigkeitsverlust	Austritt des Wärmeträgerfluids	
		4.B.5	Korrosion an Verbindungspunkten aufgrund Feuchtigkeit, Schadstoffe	Verschlechterung des Wärmeübergangs	Abnahme thermische Leistung	
	4.A.5	4.B.7	Verringerung / Verlust des Frostschutzes im Wärmeträger	Volumenausdehnung des Wärmeträgers bei Frost	Beschädigung Absorberrohre, Dichtigkeitsverlust	
	4.A.6	4.B.8	Korrosion des Wärmeträgerfluids	Ablagerungen	Verringerung des Volumenstroms	
Wärmedämmung (5)	5.A.1	5.B.1	hohe thermische Belastung	Ausgasung flüchtiger Bestandteile	Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit	
		5.B.2			Folgedegradation an Abdeckung	
	1.B.2, 1.B.5, 1.B.6, 2.B.3, 2.B.8, 3.B.2	5.B.1	Eindringen von Feuchtigkeit	Feuchtigkeitsaufnahme	Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit, Erhöhung Wärmeverluste	

Tabelle 6: Degradation am Sonnenkollektor nach Mechanismus, Ursache und Wirkung

Bei der hier beschriebenen Untersuchung der Degradationsmechanismen erfolgte eine Konzentration auf die Vorgänge, welche durch die in Kapitel 1.2 beschriebenen Ursachen ausgelöst werden. Mögliche Ursachen für Degradationen, die aus fertigungstechnischen Gründen oder Montagefehlern herrühren, sind hier nicht aufgeführt. Auf diesen Aspekt wurde deshalb nicht eingegangen, da diese Degradationen auf individuell auftretende Effekte zurückzuführen sind und somit keine allgemeingültigen Aussagen möglich sind.

1.5 FMEA

Zu einer klassischen Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse gehört neben der Darstellung der möglichen Degradationsmechanismen und -ursachen auch die Risikobeurteilung. Diese erfolgt durch Abschätzung des Gesamtrisikos einer möglichen Fehlerursache mittels Risiko-Prioritätszahl (RPZ). Die RPZ wird durch Multiplikation der Bewertungszahlen B (Bedeutung), A (Auftrittswahrscheinlichkeit) und E (Entdeckungswahrscheinlichkeit) ermittelt.

Je nach Einsatzort sind Sonnenkollektoren unterschiedlichen Umgebungsbedingungen unterworfen. So kann bei einer Solaranlage, die in Meeresnähe installiert ist, möglicherweise die Korrosion der selektiven Absorberschicht ein hohes Risiko darstellen, die jedoch an einem anderen Standort für die Degradation nur von geringer Bedeutung ist. Weiterhin ist durch die Vielzahl der in Solarkollektoren verwendeten Materialien und Bauformen keine allgemeingültige Risikobeurteilung möglich. Die Abschätzung des Risikos muss daher für jedes Produkt unter Berücksichtigung aller möglichen Standorte separat erfolgen.

Bei der RPZ handelt es sich um eine rein subjektive Bewertung mit Fokussierung auf die einzelnen Fehlerarten. Die Kette von Ereignissen (siehe Folgedegradationen in Tabelle 6) werden hierbei nicht berücksichtigt. Aus diesen Gründen wird hier auf eine Risikobeurteilung verzichtet und somit keine „klassische“ FMEA durchgeführt.

1.6 Besonderheiten Vakuumröhrenkollektoren

Im Gegensatz zu Flachkollektoren sind bei Vakuumröhrenkollektoren verschiedene Bauformen zu unterscheiden. Bild 4 zeigt den Querschnitt eines CPC Kollektors. Hier befindet sich das Vakuum im Ringspalt zwischen innerer und äußerer Glasröhre. Den Absorber bildet die innere Glasröhre, die selektiv beschichtet ist. Im Gegensatz hierzu zeigt Bild 5 den Querschnitt einer anderen Bauform, bei der der Absorber aus einem Kupferstreifen mit einer selektiven Beschichtung besteht, der sich in einem Glasrohr befindet. Die Degradationsmechanismen von Flachkollektoren lassen sich prinzipiell auf die zuletzt genannte Bauform übertragen. Als zusätzliche Degradationserscheinungen bei Vakuumröhrenkollektoren sind der Verlust des Vakuums und Glasbruch zu nennen. Zum Beispiel kann das Ausgasen von Verunreinigungen oder flüchtigen Reaktionsprodukten aus dem Absorber zu einer Verschlechterung des Vakuums in den Röhren führen. Bei CPC Kollektoren ist außerdem ein Reflexionsverlust des Spiegels durch Verschmutzung möglich. Wie in /1/ berichtet, kann bei dieser Bauform nach einigen Jahren Betrieb ein moos- und flechtenähnlicher Bewuchs des Reflektors auftreten, der sich stark auf die Wirksamkeit des Reflektors auswirkt. Die Empfindlichkeit bezüglich

Verschmutzung ist hauptsächlich von der Materialwahl abhängig. Sehr glatte, polierte Oberflächen, die schmutzabweisend und korrosionsresistent sind, sind unkritischer als blanke Aluminiumoberflächen, die mit der Zeit raue Korrosionsschichten bilden auf denen sich Verschmutzungen ablagern können. An den Röhren selber ist meist auch nach längerem Betrieb keine Alterung erkennbar.

Über sämtliche bei Vakuumröhrenkollektoren stattfindenden Degradationsmechanismen und deren Auftretenswahrscheinlichkeiten kann derzeit keine allgemeingültige, belastbare Aussage getroffen werden, da diese komplexen Sachverhalte in Fachkreisen noch nicht ausreichend untersucht wurden.

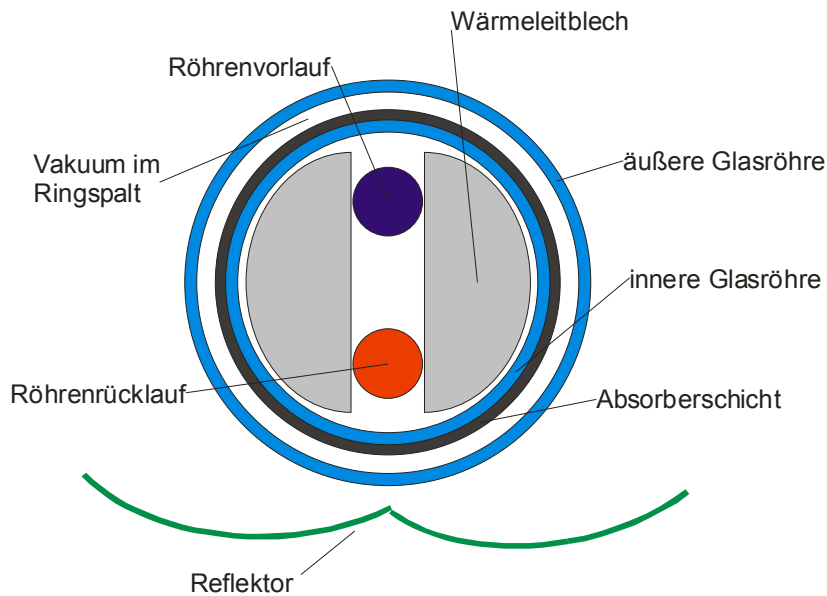


Bild 4: Querschnitt Röhren eines CPC Kollektors

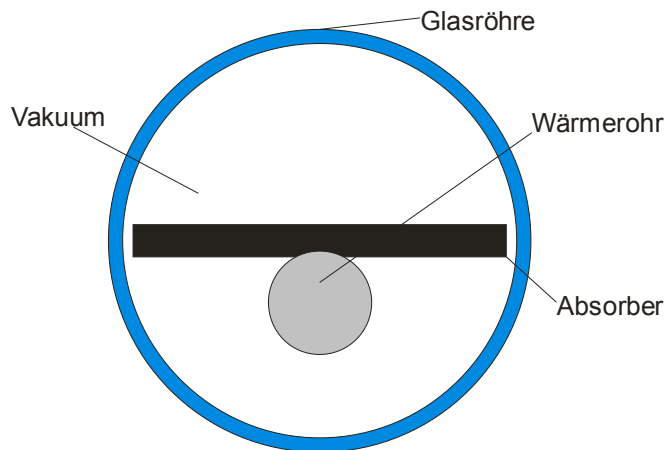


Bild 5: Querschnitt Vakuumröhre

2 Leistungsprüfung von 15 Kollektoren

Um das Ausmaß der Alterung und deren Auswirkung auf die Leistungsfähigkeit von Sonnenkollektoren experimentell bestimmen zu können, wurden an 15 Kollektoren Leistungsprüfungen im Neuzustand und nach einer Exposition durchgeführt. Bei den untersuchten Kollektoren handelt es sich um 13 Flachkollektoren und zwei Vakuumröhrenkollektoren. Die Kollektoren wurden so ausgewählt, dass sie einen repräsentativen Querschnitt der im Jahr 2001 auf dem Markt üblichen Kollektortechnologie darstellen. Dieser Querschnitt umfasst sowohl Flachkollektoren mit/ohne Antireflexbeschichtung, mit unterschiedlichen Dämmmaterialien und unterschiedlichen selektiven Beschichtungen als auch einen Vakuumröhrenkollektor mit direkt durchströmten Röhren mit zylindrischem Absorber und CPC Reflektor sowie einen Vakuumröhrenkollektor bei dem die einzelnen Röhren direkt durchströmt und die Wärme mittels einer so genannten „nassen Anbindung“ an den Sammler abgegeben wird. Im Inneren dieser Vakuumröhren befindet sich jeweils eine selektiv beschichtete Absorberfinne.

Die thermische Leistungsfähigkeit der ausgewählten Kollektoren wurde bereits in den Jahren 2001 bzw. 2002 im Neuzustand ermittelt. Die charakteristischen Leistungskennwerte der Kollektoren im Neuzustand sind daher bekannt. Anschließend wurden die Kollektoren für einen Zeitraum von 3 Jahren im Freien exponiert. Die Exposition erfolgte ohne den Anschluss der Kollektoren an einen Wärmeträgerkreislauf. Die Kollektoren waren demnach Extrembedingungen unterworfen, da keine Wärme über das Wärmeträgerfluid abgeführt wurde. Bei entsprechender solarer Einstrahlung heizen sich daher die Materialien so stark auf, wie dies im Betriebszustand „Stagnation“ der Fall ist.

Die Exposition erfolgte auf dem Testgelände des Forschungs- und Testzentrums für Solaranlagen am ITW in Stuttgart. Die Kollektoren waren mit einem Neigungswinkel von 48° aufgestellt und nach Süden ausgerichtet. Während der Exposition wurden die charakteristischen meteorologischen Daten wie Einstrahlung, Beregungsmenge und die Umgebungstemperatur kontinuierlich erfasst. Die Jahressummen der Globalstrahlung in Kollektorebene, die Niederschlagsmenge sowie die Jahresmitteltemperatur sind in Tabelle 7 dargestellt. Die durchschnittliche jährliche Globalstrahlung in Kollektorebene im Zeitraum der Exposition beträgt 1188 kWh/m², die durchschnittliche Jahresmitteltemperatur 10.1 °C.

Jahr	Globalstrahlung in Kollektorebene [kWh/m ²]	Niederschlagsmenge [mm]	Umgebungstemperatur [°C]
2001	1165	814	9.9
2002	1148	1107	10.3
2003	1316	474	10.7
2004	1150	685	9.8
2005	1162	711	9.8

Tabelle 7: Jahressummen und Mittelwerte der charakteristischen Klimadaten im Zeitraum der Exposition

Bild 6 zeigt den monatlichen Verlauf von mittlerer Umgebungstemperatur und Globalstrahlung während des Expositionszeitraumes. In den Monaten Juni und Juli erreicht die Einstrahlung der Sonne ihr Maximum. Im extremen Sommer des Jahres 2003 ergab sich für die Globalstrahlung ein Höchstwert von 197 kWh/m² im Juni. Bei den dargestellten Temperaturen handelt es sich um monatliche Mittelwerte der Umgebungstemperatur.

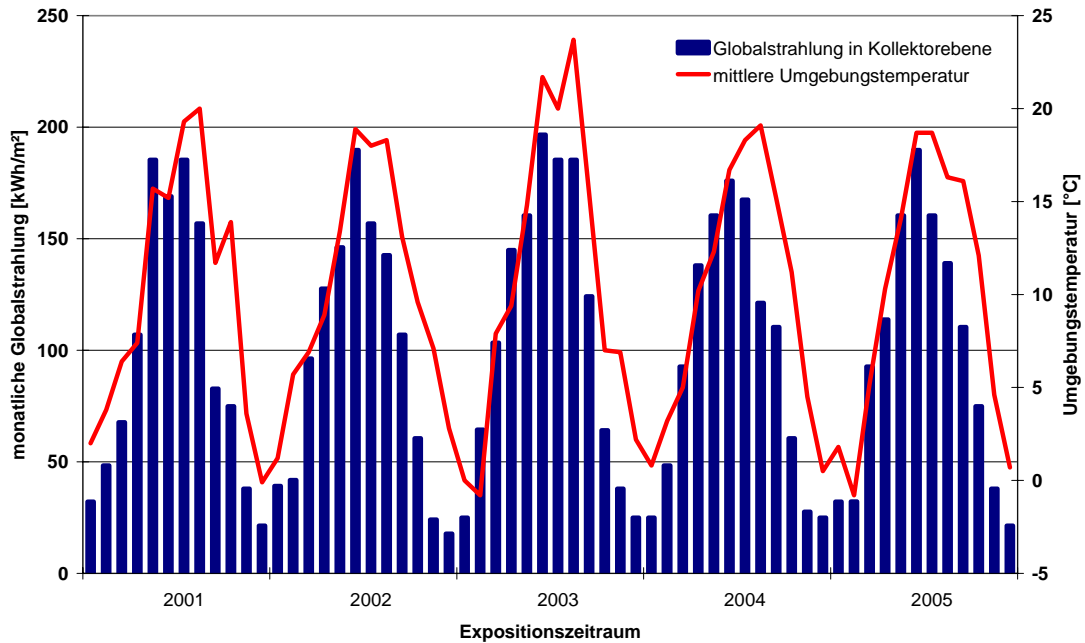


Bild 6: Monatliche Globalstrahlung und mittlere Umgebungstemperatur im Zeitraum der Exposition

Im Folgenden werden die Untersuchungen beschrieben, die durchgeführt wurden, um zu ermitteln welche Auswirkungen diese klimatischen Belastungen auf die thermische Leistungsfähigkeit der Kollektoren haben. Dazu erfolgte nach der Exposition zunächst eine optische Begutachtung der Kollektoren. Die hierbei ermittelten Ergebnisse sind in Kapitel 2.1 beschrieben. Anschließend wurden im Jahr 2005 erneute Leistungsmessungen durchgeführt, um Aussagen über das Alterungsverhalten der Kollektoren treffen zu können. Wie bereits bei der Prüfung der Kollektoren im Neuzustand erfolgte die Leistungsprüfung im Außentest nach EN 12975-2. Aus den Messdaten wurden anschließend mittels Parameteridentifikation erneut die charakteristischen Kennwerte der Kollektoren (siehe Tabelle 8) bestimmt.

Durch eine Gegenüberstellung der im Neuzustand und nach der Exposition ermittelten Kollektorkennwerte ist es nun möglich, das Alterungsverhalten der Kollektoren zu quantifizieren (siehe Kapitel 2.3). Unter Verwendung der Kollektorkennwerte kann mittels Simulationsrechnungen die Reduktion des Energieertrags bzw. der erzielbaren Energieeinsparung ermittelt werden, die durch die Exposition hervorgerufen wurde. Die entsprechende Vorgehensweise sowie die hieraus resultierenden Ergebnisse sind in Kapitel 2.4 beschrieben.

Parameter	Einheit	Beschreibung
η_0	[-]	Konversionsfaktor der hemisphärischen Bestrahlungsstärke
k_1	[W/(m ² K)]	Wärmedurchgangskoeffizient
k_2	[W/(m ² K ²)]	temperaturabhängiger Wärmedurchgangskoeffizient
b_0	[-]	Faktor zur Bestimmung des Einfallswinkelkorrekturfaktors der direkten Bestrahlungsstärke
c_{eff}	[J/(m ² K)]	flächenbezogene Wärmekapazität des Kollektors
IAM_{dfu}	[-]	Einfallswinkelkorrekturfaktor der diffusen Bestrahlungsstärke

Tabelle 8: Charakteristische Kennwerte zur Beschreibung der thermischen Leistungsfähigkeit der Kollektoren

2.1 Optische Begutachtung der Kollektoren

Die folgenden Bilder 7 - 15 zeigen exemplarisch einige Detailaufnahmen der Kollektoren nach der Exposition. Wie aus den Bildern ersichtlich ist, sind die an den Dichtungen, dem Rahmen, der Glasscheibe und dem Absorber aufgetretenen Alterungserscheinungen gut erkennbar. In diesem Zusammenhang wird jedoch bereits hier auf die in den nachfolgenden Kapiteln beschriebenen Untersuchungen hingewiesen, die zeigen, dass sich die thermische Leistungsfähigkeit der Kollektoren trotz dieser optischen „Mängel“ kaum verringert hat.

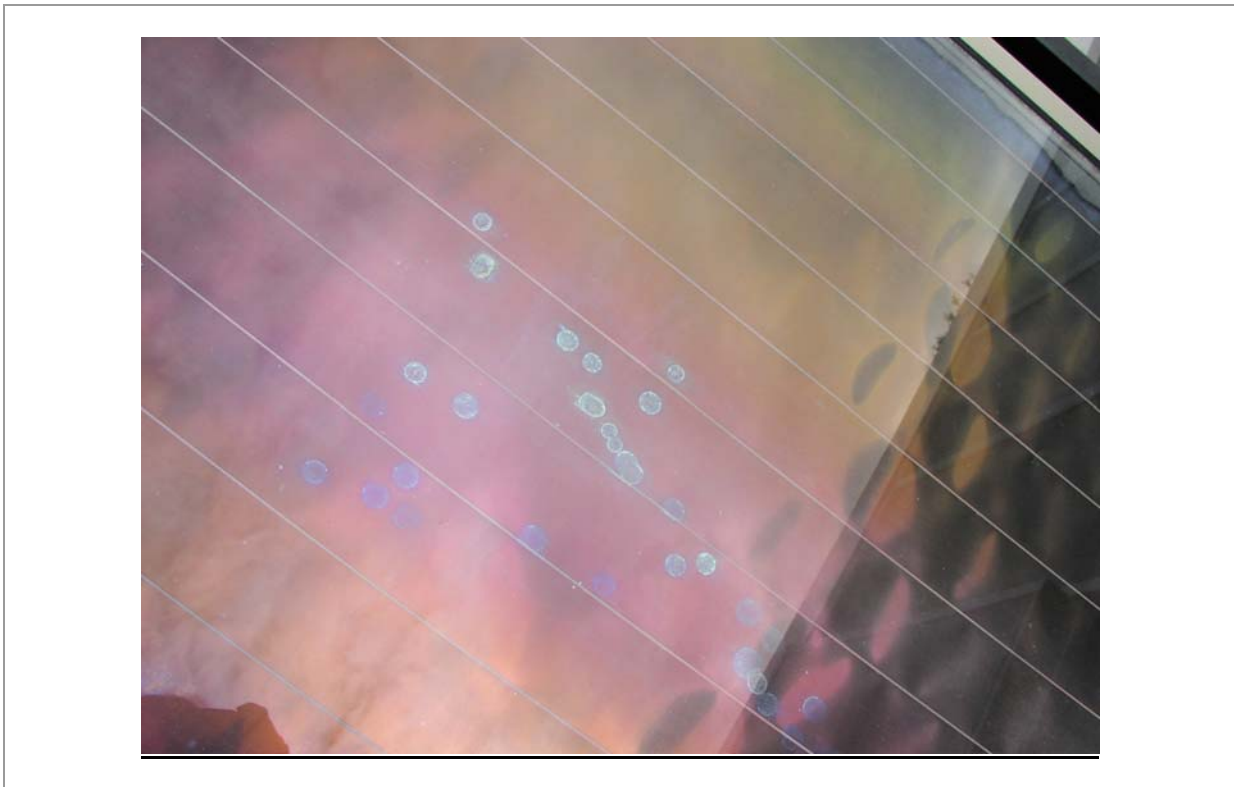


Bild 7: Flecken auf der Absorberbeschichtung



Bilder 8 und 9: Ablagerung von Schmutz auf der transparenten Abdeckung (Glasscheibe)



Bild 10: „Optische Alterungserscheinungen“ an Rahmen und Dichtung (insbesondere im Bereich der Ecke)



Bild 11: Verfärbung der Oberfläche eines Rahmens

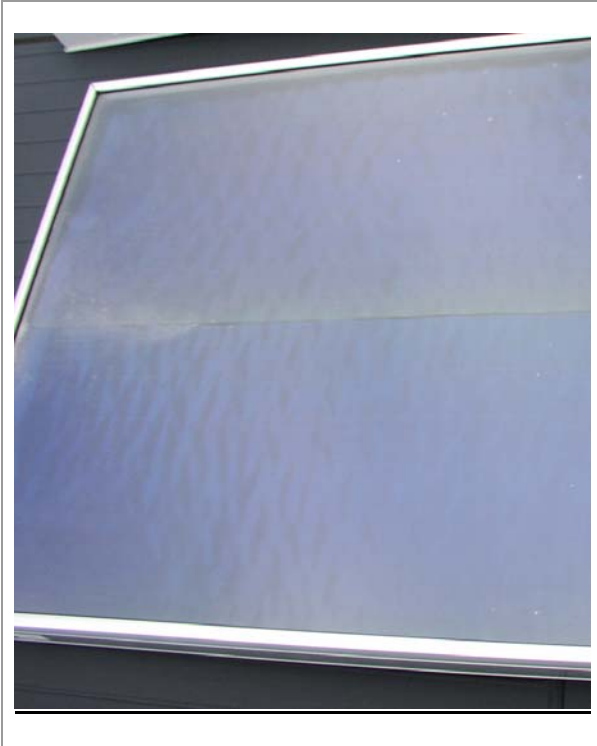


Bild 12: Verfärbung am Rand des Absorberstreifens



Bild 13: Punktförmige Verfärbung des Absorbers



Bild 14: Risse / Versprödung der Dichtung



Bild 15: Ablagerungen auf Rahmenoberfläche

2.2 Ergebnisse der Leistungsprüfung

Im Folgenden wird zunächst für jeden Kollektor der grundsätzliche Aufbau mit den fünf zentralen Komponenten Rahmen, Abdeckung, Dichtung, Absorber und Wärmedämmung verwendeten Materialien beschrieben.

Im Anschluss daran folgen für die einzelnen Kollektoren die charakteristischen Leistungskennwerte im Neuzustand und nach der Exposition.

Zusätzlich sind die Leistungskurven nach EN 12975-2:2006, Anhang D, Kapitel 3 des jeweiligen Kollektors bei einer hemisphärischen Bestrahlungsstärke von $G = 1000 \text{ W/m}^2$ im Neuzustand und nach der Exposition gemäß Gleichung 11 aufgetragen.

$$\dot{Q} = A \cdot G \left(\eta_0 - k_1 \frac{(\vartheta_{\text{fl,m}} - \vartheta_{\text{amb}})}{G} - k_2 \frac{(\vartheta_{\text{fl,m}} - \vartheta_{\text{amb}})^2}{G} \right) \quad (11)$$

mit

\dot{Q}	Kollektorleistung [W]
A	Aperturfläche [m^2]
G	hemisphärische Bestrahlungsstärke [W/m^2]
η_0	Konversionsfaktor (der hemisphärischen Bestrahlungsstärke) [-]
k_1	Wärmedurchgangskoeffizient [$\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$]
k_2	temperaturabhängiger Wärmedurchgangskoeffizient [$\text{W}/(\text{m}^2\text{K}^2)$]
$\vartheta_{\text{fl,m}}$	mittlere Fluidtemperatur [$^{\circ}\text{C}$]
ϑ_{amb}	Umgebungstemperatur [$^{\circ}\text{C}$]

Die mittlere Fluidtemperatur $\vartheta_{\text{fl,m}}$ wird gemäß Gleichung 12 ermittelt:

$$\vartheta_{\text{fl,m}} = \frac{\vartheta_{\text{aus}} - \vartheta_{\text{ein}}}{2} \quad (12)$$

mit

ϑ_{ein}	Kollektoreintrittstemperatur
ϑ_{aus}	Kollektoraustrittstemperatur

Kollektor 1



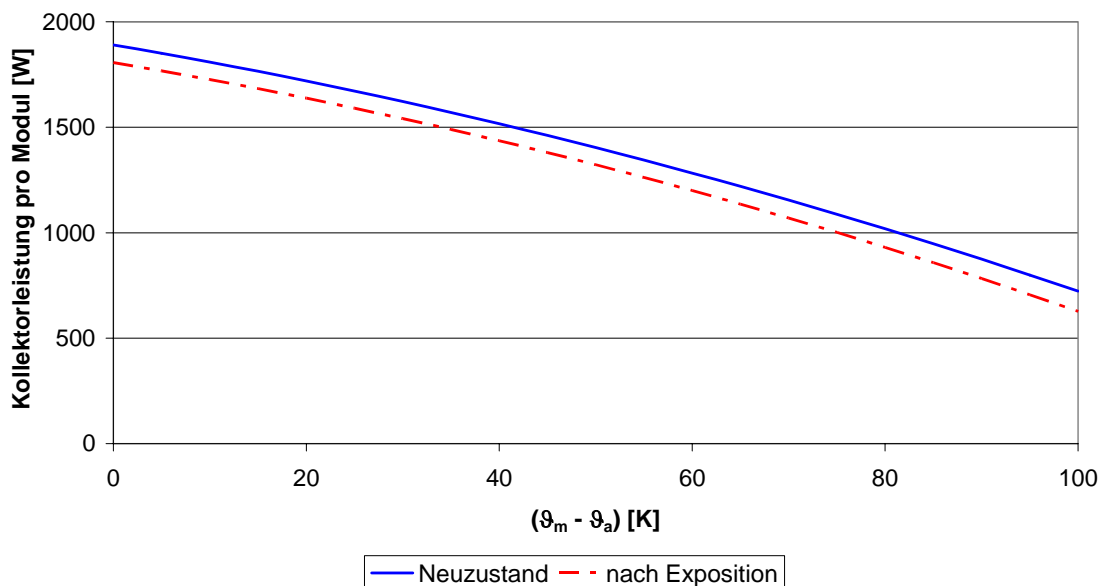
Aufbau:

- Bauart:* Flachkollektor
- Rahmen:* Aluminium eloxiert
- Abdeckung:* Antireflexglas (sunarc), 4 mm
- Dichtung:* EPDM
- Absorber:* Vollflächenabsorber aus Kupfer, geschweißt, mit selektiver Beschichtung (TINOX / Sunselect)
- Wärmedämmung:* Mineralwolle, Dicke 60 mm

Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.810	0.771
k_1	[W/(m ² K)]	3.288	3.196
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.016	0.018
b_0	[-]	0.175	0.183
c_{eff}	[J/(Km ²)]	7609	8516
IAM_{dfu}	[-]	0.933	0.960

Leistungskurve ($G^*=1000 \text{ W/m}^2$)



Kollektor 2



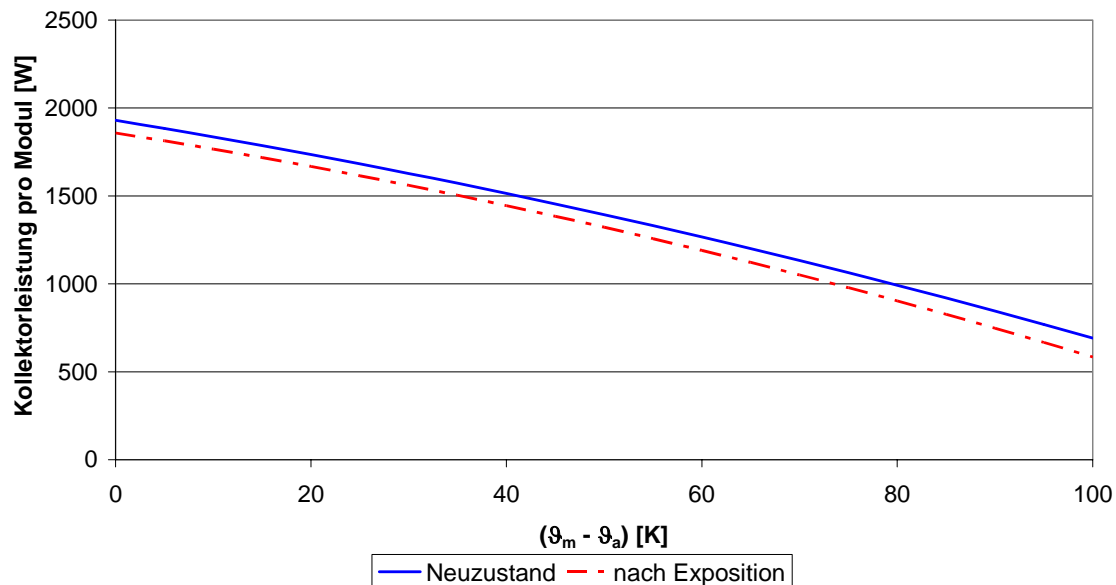
Aufbau:

- Bauart:* Flachkollektor
- Rahmen:* Aluminium
- Abdeckung:* eisenarmes Solarglas (klar) 4 mm
- Dichtung:* EPDM
- Absorber:* Vollflächenabsorber aus Kupfer, gelötet, mit selektiver Beschichtung (Sunselect)
- Wärmedämmung:* Mineralwolle, Dicke 40 mm

Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.777	0.753
k_1	[W/(m ² K)]	3.612	3.465
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.013	0.016
b_0	[-]	0.131	0.190
c_{eff}	[J/(Km ²)]	8243	8721
IAM_{dfu}	[-]	0.953	0.923

Leistungskurve ($G^*=1000 \text{ W/m}^2$)



Kollektor 3



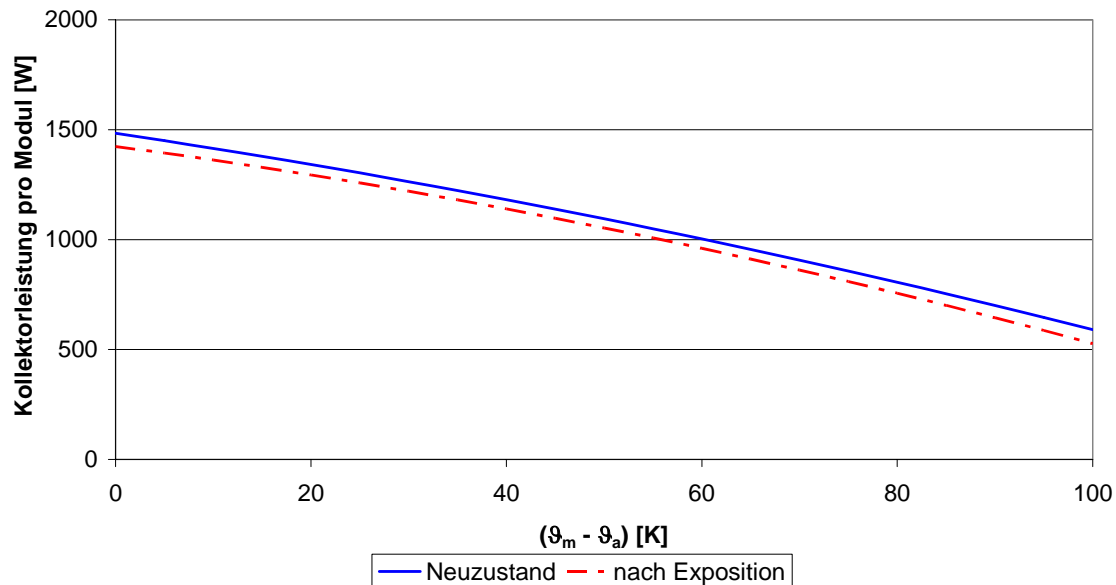
Aufbau:

- Bauart:* Flachkollektor
- Rahmen:* eloxiertes Aluminium
Hohlkammerprofil
- Abdeckung:* Solarsicherheitsglas (klar)
4 mm
- Dichtung:* EPDM
- Absorber:* Vollflächenabsorber aus Kupfer
0.2 mm, gelötet,
mit selektiver Beschichtung
(TINOX)
- Wärmedämmung:* Steinwolle, Dicke 50 mm

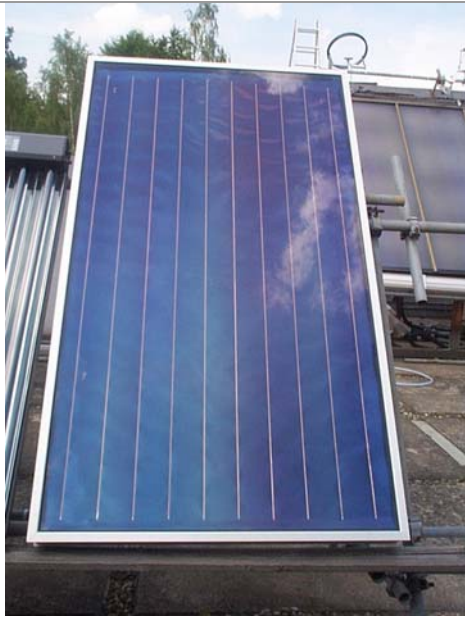
Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.776	0.745
k_1	[W/(m ² K)]	3.473	3.063
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.012	0.016
b_0	[-]	0.153	0.189
c_{eff}	[J/(Km ²)]	9101	14730
IAM_{dfu}	[-]	0.942	0.902

Leistungskurve ($G^*=1000 \text{ W/m}^2$)



Kollektor 4



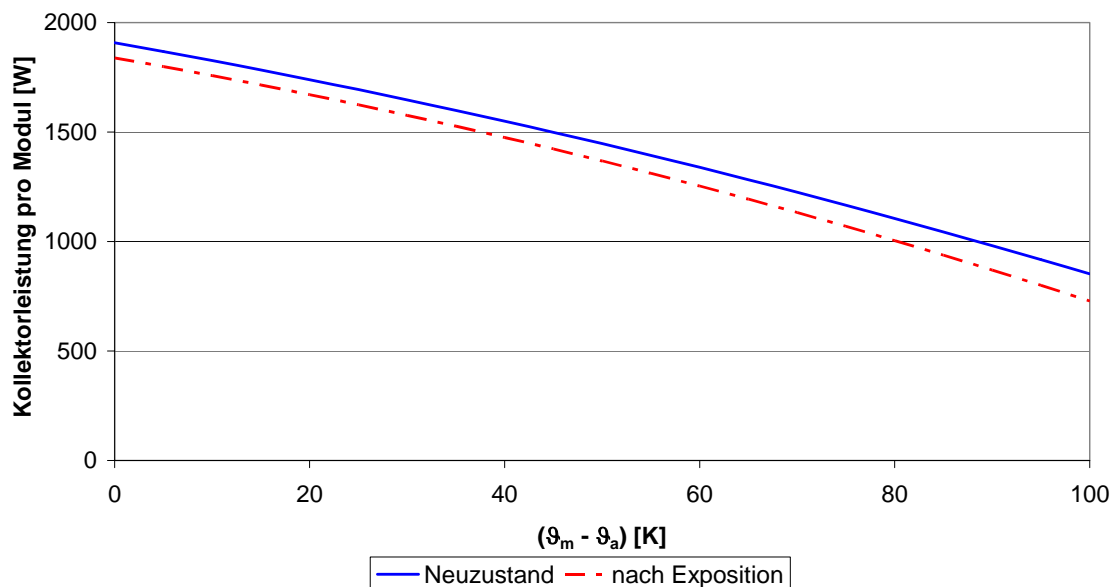
Aufbau:

- Bauart:* Flachkollektor
- Rahmen:* Aluminium
- Abdeckung:* eisenarmes Sicherheitsglas mit AR Schicht
- Dichtung:* EPDM
- Absorber:* Vollflächenabsorber aus Kupfer, geschweißt, mit selektiver Beschichtung (Sunselect / TINOX)
- Wärmedämmung:* Mineralwolle, Dicke 60 mm

Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.814	0.788
k_1	[W/(m ² K)]	3.331	3.257
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.011	0.014
b_0	[-]	0.136	0.164
c_{eff}	[J/(Km ²)]	8078	8530
IAM_{dfu}	[-]	0.959	0.939

Leistungskurve ($G^*=1000 \text{ W/m}^2$)



Kollektor 5



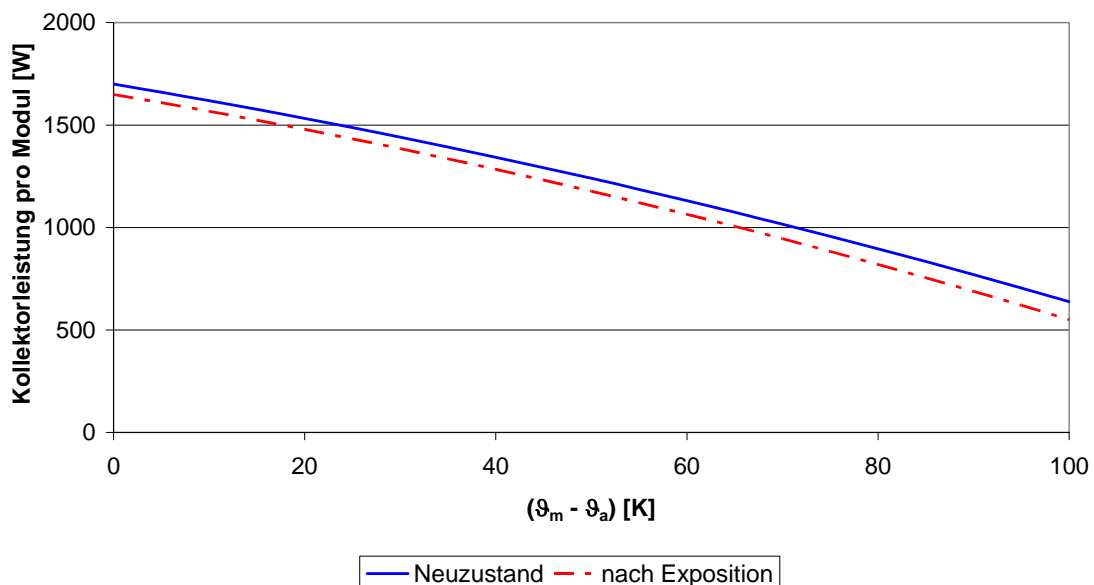
Aufbau:

- Bauart:* Flachkollektor
- Rahmen:* Aluminium Strangpressprofil
- Abdeckung:* Sicherheitsglas innen strukturiert, 4 mm
- Dichtung:* EPDM, Moosgummi
- Absorber:* Vollflächenabsorber aus Kupfer, gelötet mit selektiver Beschichtung (TINOX)
- Wärmedämmung:* Steinwolle, Dicke 50 mm

Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.753	0.727
k_1	[W/(m ² K)]	3.382	3.425
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.012	0.014
b_0	[-]	0.185	0.134
c_{eff}	[J/(Km ²)]	8499	11310
IAM_{dfu}	[-]	0.913	0.935

Leistungskurve ($G^*=1000 \text{ W/m}^2$)



Kollektor 6



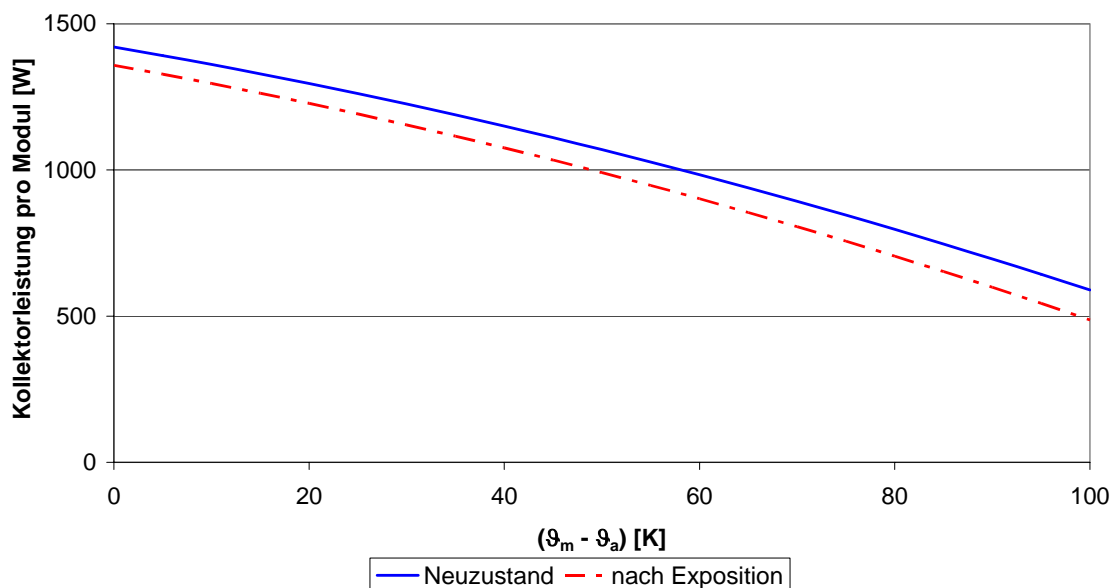
Aufbau:

- Bauart:* Flachkollektor
- Rahmen:* Aluminium
- Abdeckung:* klar, entspiegelt
- Dichtung:* EPDM
- Absorber:* Vollflächenabsorber aus Kupfer, gelötet, mit selektiver Beschichtung (Sunselect)
- Wärmedämmung:* Mineralwolle, Dicke 70 mm

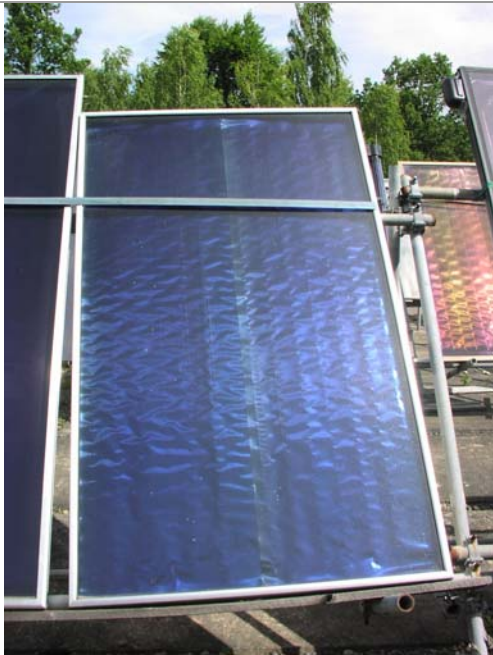
Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.776	0.745
k_1	[W/(m ² K)]	3.106	3.235
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.014	0.015
b_0	[-]	0.169	0.130
c_{eff}	[J/(Km ²)]	3371	9774
IAM_{dfu}	[-]	0.979	0.944

Leistungskurve ($G^*=1000 \text{ W/m}^2$)



Kollektor 7



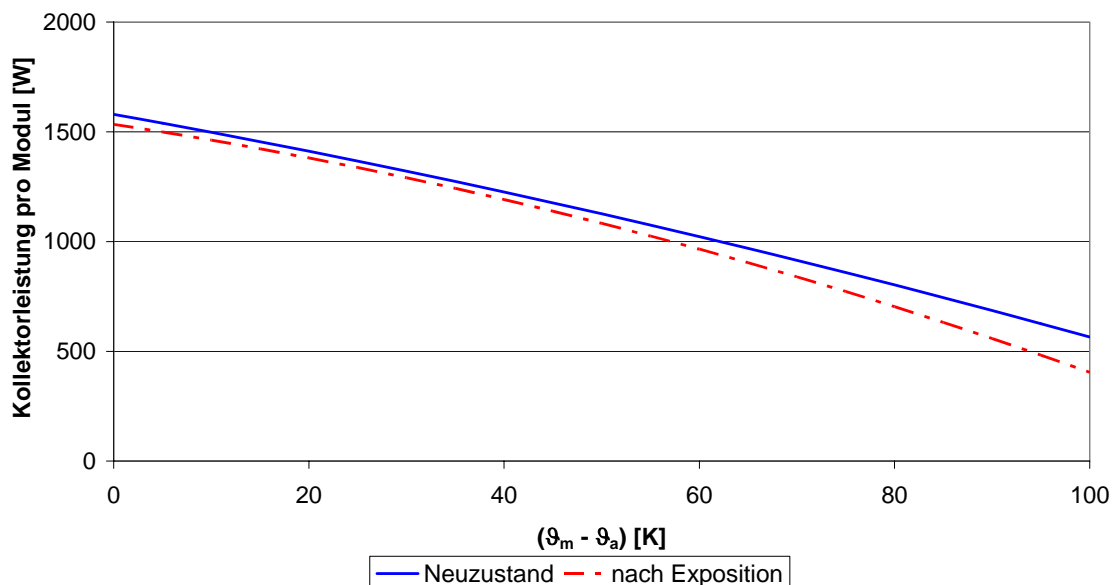
Aufbau:

- Bauart:* Flachkollektor
- Rahmen:* Aluminium
- Abdeckung:* Solarsicherheitsglas 3.2 mm
- Dichtung:* EPDM
- Absorber:* Vollflächenabsorber aus Kupfer 0.2 mm, gelötet, mit selektiver Beschichtung (TINOX oder Sunselect)
- Wärmedämmung:* Steinwolle, Dicke 50 mm

Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.799	0.781
k_1	[W/(m ² K)]	4.006	3.380
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.011	0.023
b_0	[-]	0.149	0.183
c_{eff}	[J/(Km ²)]	7502	9399
IAM_{dfu}	[-]	0.967	0.934

Leistungskurve ($G^*=1000 \text{ W/m}^2$)



Kollektor 8



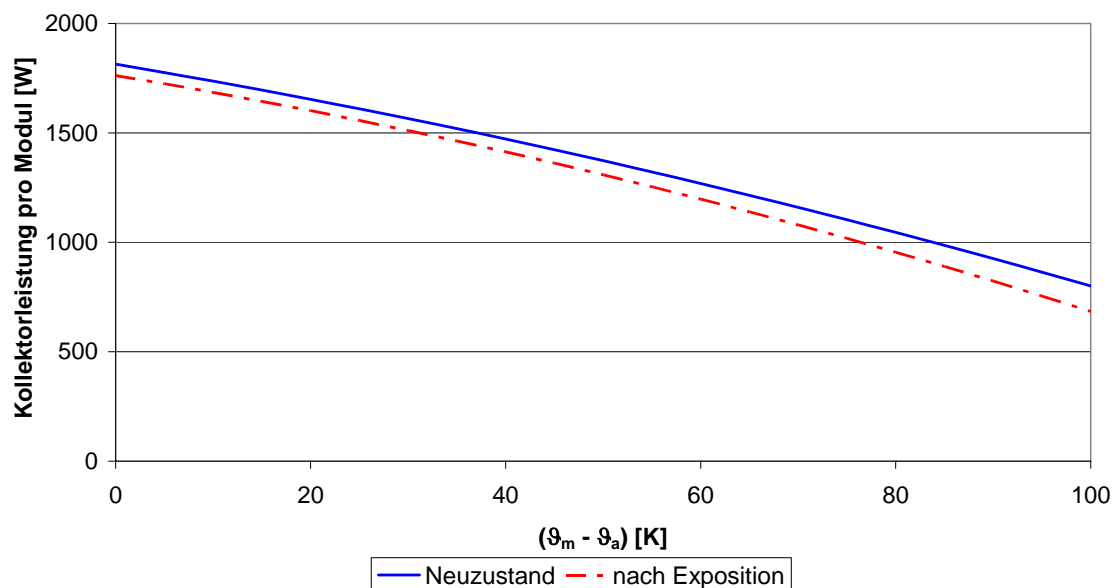
Aufbau:

- Bauart:* Flachkollektor
- Rahmen:* Aluminium
- Abdeckung:* ESG Glas mit entspiegelter Oberfläche, 4 mm
- Dichtung:* EPDM
- Absorber:* Vollflächenabsorber aus Kupfer, geschweißt, mit selektiver Beschichtung (Sunselect)
- Wärmedämmung:* Steinwolle, Dicke 50 mm

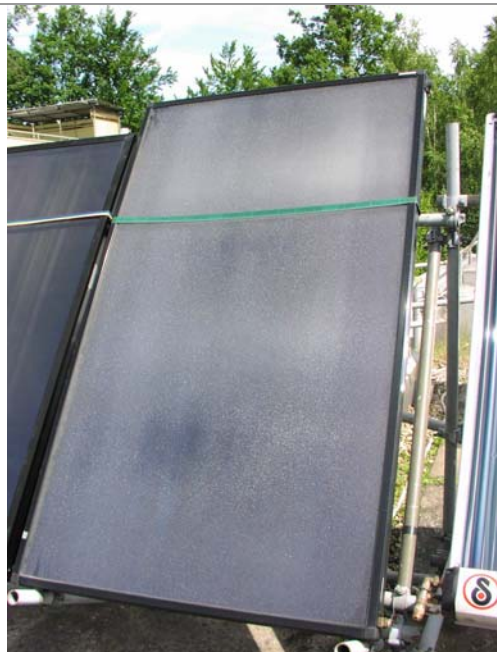
Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.791	0.770
k_1	[W/(m ² K)]	3.244	3.176
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.011	0.015
b_0	[-]	0.149	0.095
c_{eff}	[J/(Km ²)]	7502	10040
IAM_{dfu}	[-]	0.973	0.950

Leistungskurve ($G^*=1000 \text{ W/m}^2$)



Kollektor 9



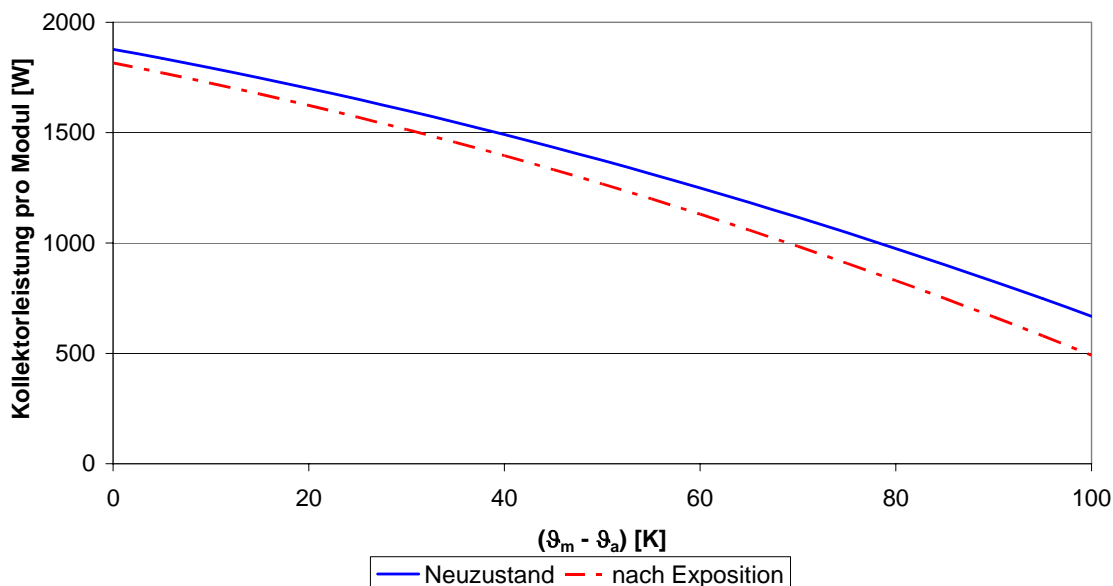
Aufbau:

- Bauart:* Flachkollektor
- Rahmen:* Aluminium
- Abdeckung:* Solarglas, innen strukturiert, 3.2 mm
- Dichtung:* EPDM
- Absorber:* Vollflächenabsorber aus Kupfer, gelötet, mit selektiver Beschichtung (Selecton blue)
- Wärmedämmung:* Mineralwolle, Dicke 60 mm

Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.739	0.714
k_1	[W/(m ² K)]	3.095	3.356
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.016	0.018
b_0	[-]	0.304	0.276
c_{eff}	[J/(Km ²)]	4458	11510
IAM_{dfu}	[-]	0.932	0.935

Leistungskurve ($G^*=1000 \text{ W/m}^2$)



Kollektor 10



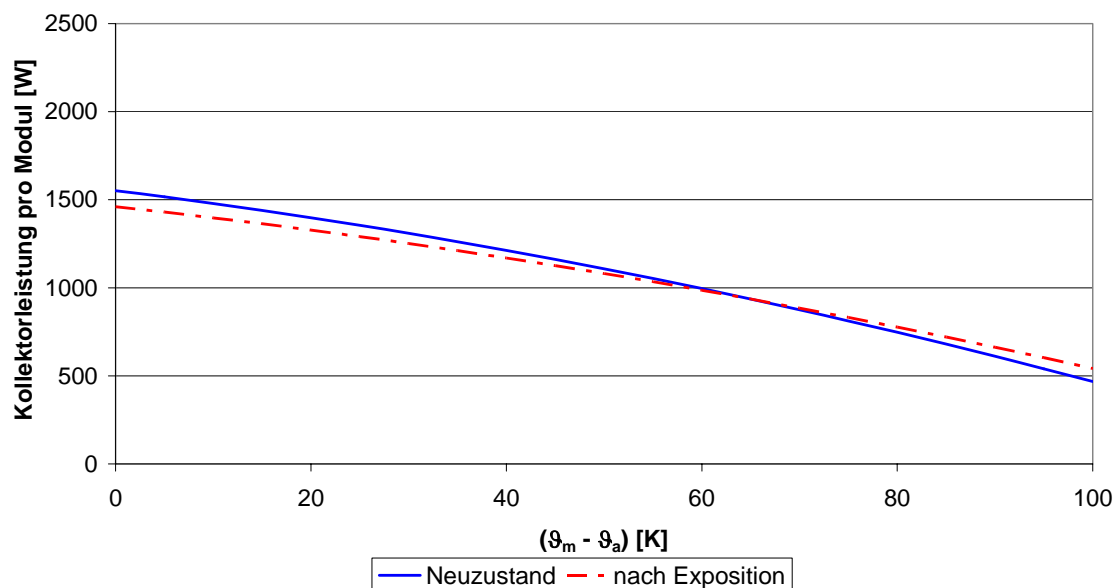
Aufbau:

- Bauart:* Flachkollektor
- Rahmen:* Aluminium
- Abdeckung:* Solarsicherheitsglas, außen strukturiert, 4 mm
- Dichtung:* EPDM
- Absorber:* Vollflächenabsorber aus Kupfer, gelötet, mit selektiver Beschichtung (TINOX)
- Wärmedämmung:* Steinwolle, Dicke 70 mm

Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.786	0.741
k_1	[W/(m ² K)]	3.427	2.982
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.020	0.016
b_0	[-]	0.222	0.226
c_{eff}	[J/(Km ²)]	7970	10820
IAM_{dfu}	[-]	0.912	0.905

Leistungskurve ($G^*=1000 \text{ W/m}^2$)



Kollektor 11



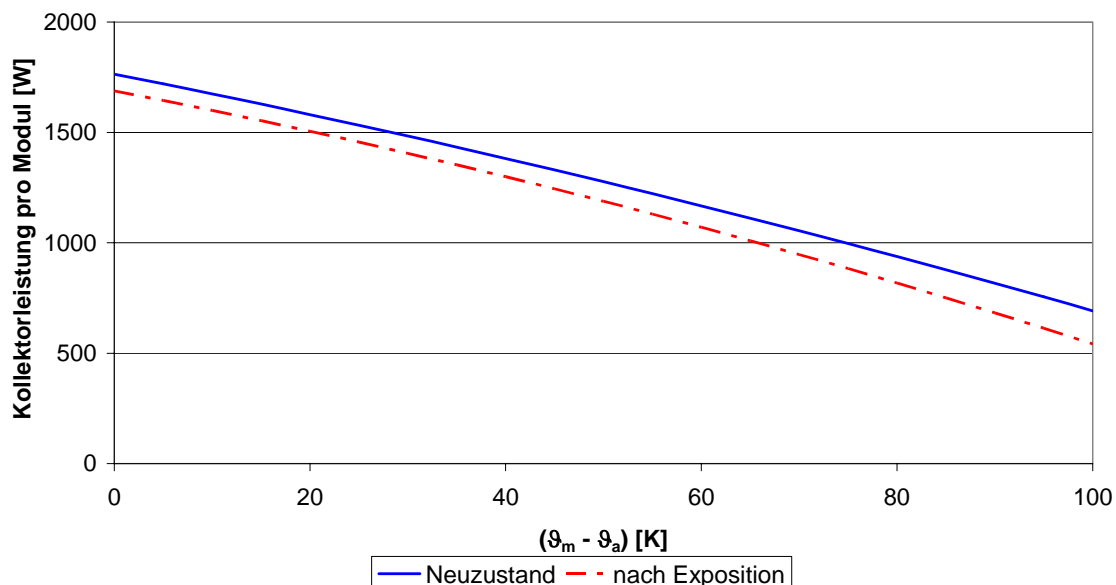
Aufbau:

- Bauart:* Flachkollektor
- Rahmen:* Glasfaserverstärkter Kunststoff mit ABS Wanne
- Abdeckung:* Solarsicherheitsglas, rau, 3.2 mm
- Dichtung:* Butyl, Silikon
- Absorber:* Vollflächenabsorber aus Kupfer, geschweißt, mit Magnetron Sputter Schicht
- Wärmedämmung:* Mineralwolle, Dicke 68 mm

Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.816	0.787
k_1	[W/(m ² K)]	4.019	3.911
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.009	0.013
b_0	[-]	0.118	0.117
c_{eff}	[J/(Km ²)]	10850	11610
IAM_{dfu}	[-]	0.954	0.907

Leistungskurve ($G^*=1000 \text{ W/m}^2$)



Kollektor 12



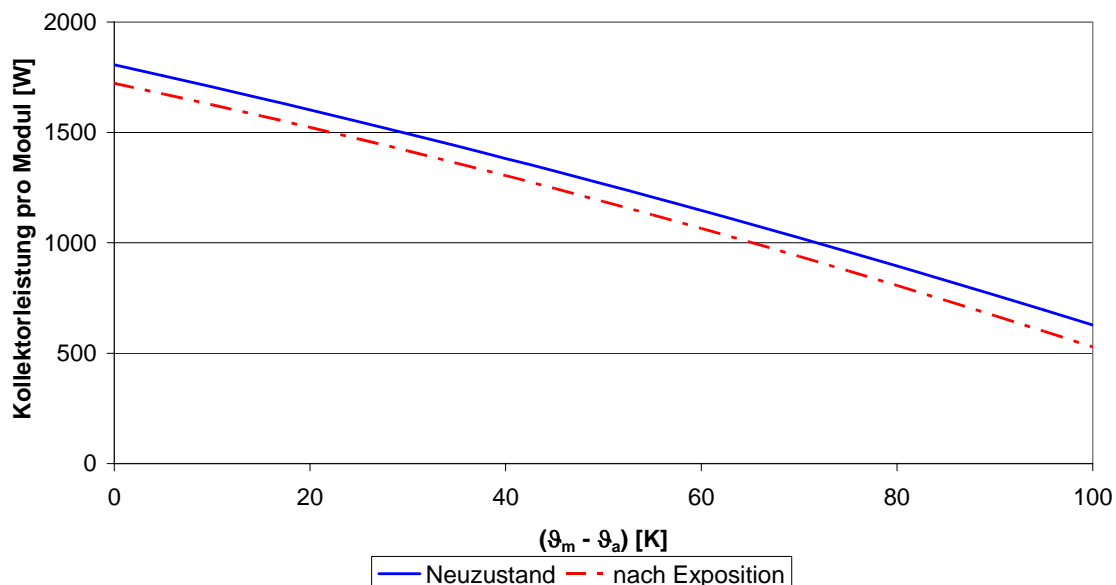
Aufbau:

- Bauart:* Flachkollektor
- Rahmen:* Aluminium blank
- Abdeckung:* eisenarmes Solarglas, innen strukturiert, 4 mm
- Dichtung:* EPDM
- Absorber:* Vollflächenabsorber aus Kupfer, gelötet, mit selektiver Beschichtung (TINOX)
- Wärmedämmung:* Glaswolle, Dicke 40 mm

Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.745	0.702
k_1	[W/(m ² K)]	3.952	3.818
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.008	0.010
b_0	[-]	0.306	0.216
c_{eff}	[J/(Km ²)]	9703	8030
IAM_{dfu}	[-]	0.911	0.972

Leistungskurve ($G^*=1000 \text{ W/m}^2$)



Kollektor 13



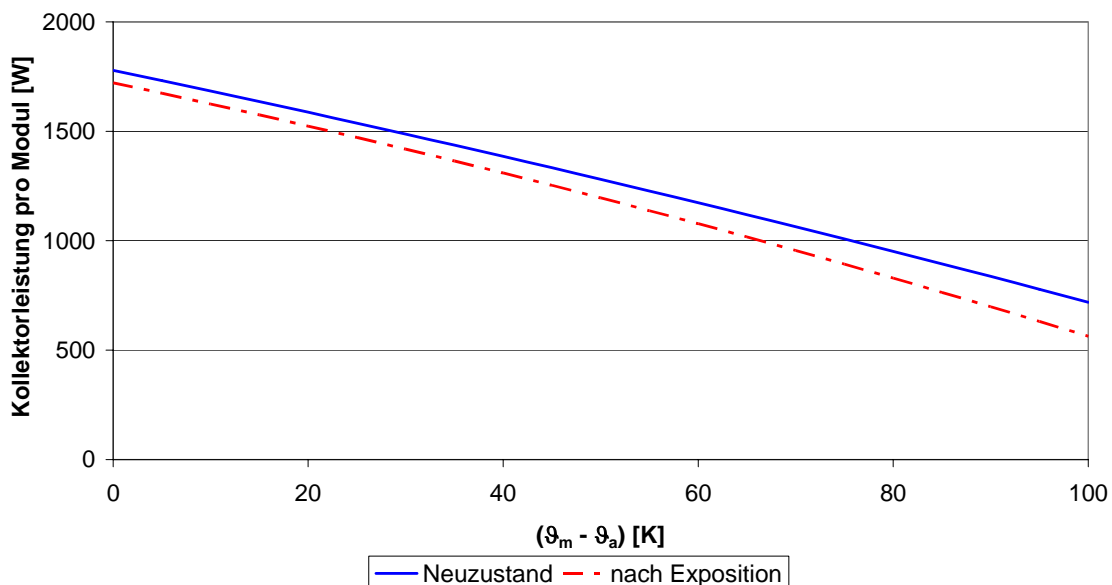
Aufbau:

- Bauart:* Flachkollektor
- Rahmen:* Glasfaserverstärkter Kunststoff mit ABS Wanne
- Abdeckung:* Einscheibensicherheitsglas, 3 mm
- Dichtung:* Butyl, Silikon
- Absorber:* Vollflächenabsorber, geschweißst, Kupfer mit Magnetron Sputter Schicht
- Wärmedämmung:* Steinwolle, 68 mm

Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.824	0.799
k_1	[W/(m ² K)]	4.292	4.358
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.006	0.010
b_0	[-]	0.139	0.059
c_{eff}	[J/(Km ²)]	9638	13180
IAM_{dfu}	[-]	0.989	0.967

Leistungskurve (G*=1000 W/m²)



Kollektor 14



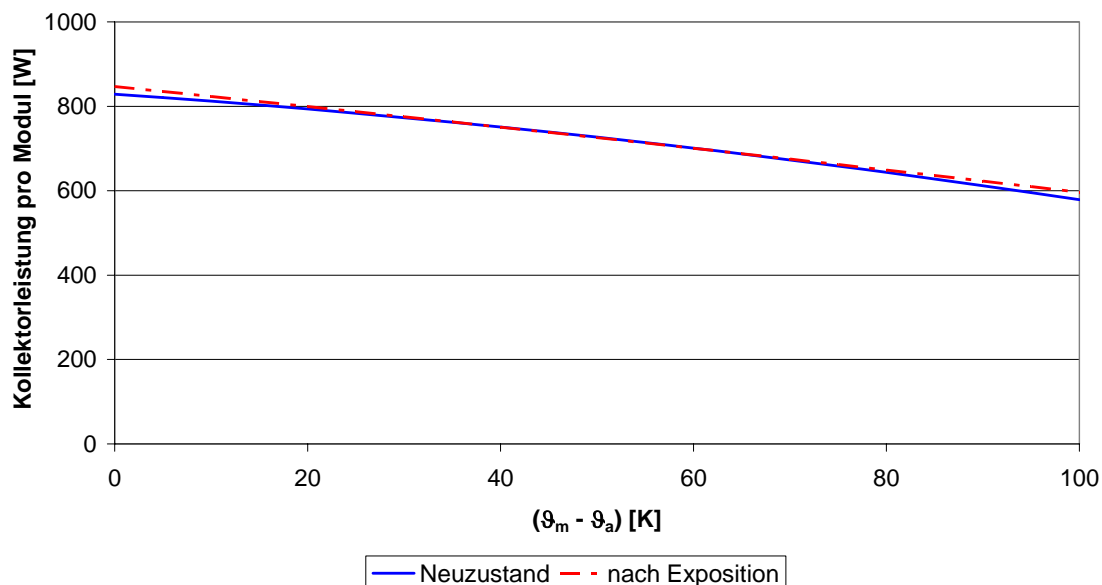
Aufbau:

- Bauart:* direkt durchströmter Vakuumröhrenkollektor
- Rahmen:* Polycarbonat
- Abdeckung:* eisenfreies, hagelschlaggeprüftes Borosilikat-Solar-Sicherheitsglas, Glasstärke 2.5 mm
- Absorber:* Kupfer-Absorberfinne auf Kupferrohr geschweißt (ultraschall) 0.2 mm, mit selektiver Beschichtung (TINOX)
- Wärmedämmung:* Baumwolle, beidseits alukaschiert

Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.746	0.751
k_1	[W/(m ² K)]	1.436	2.126
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.008	0.002
$IAM_T(50^\circ)$	[-]	1.098	1.108
c_{eff}	[J/(Km ²)]	16510	14640
IAM_{dfu}	[-]	0.981	1.059

Leistungskurve (G*=1000 W/m²)



Kollektor 15



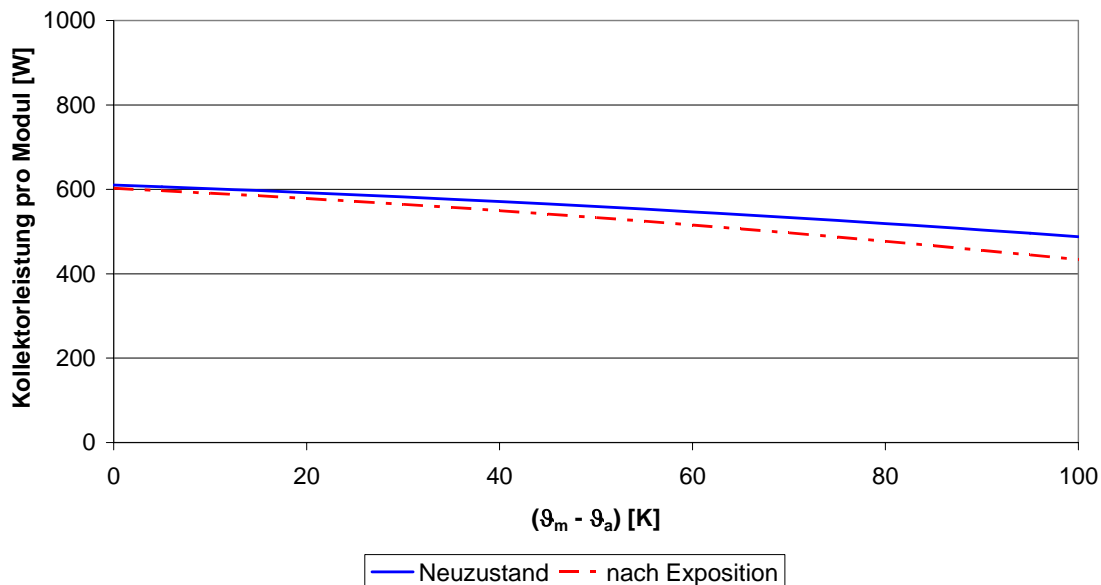
Aufbau:

- Bauart:* Vakuurröhrenkollektor, zylindrischer Absorber, direktdurchströmt, CPC-Reflektor
- Rahmen:* Edelstahl-Blechmantel
- Reflektor:* PVD beschichtetes Aluminium wetterfest lackiert ("MIRO")
- Röhre:* Borosilikatglas, 1.4 mm
- Absorber:* Metallkarbid, gesputtert
- Wärmedämmung:* Luftpolster
- Sammler:*

Kollektorkennwerte:

Kennwerte	Einheit	Neuzustand	nach Expo
η_0	[-]	0.646	0.637
k_1	[W/(m ² K)]	0.846	1.128
k_2	[W/(m ² K ²)]	0.004	0.006
$IAM_T(50^\circ)$	[-]	0.820	0.843
C_{eff}	[J/(Km ²)]	25990	30410
IAM_{dfu}	[-]	0.915	0.945

Leistungskurve (G*=1000 W/m²)



2.3 Änderung der Kollektorkennwerte infolge Exposition

In diesem Kapitel wird die durch die Exposition hervorgerufene Änderung der Kollektorkennwerte analysiert und diskutiert.

Hierzu werden zunächst die durch die Exposition verursachten Änderungen des Konversionsfaktors η_0 und der Wärmedurchgangskoeffizienten der 15 Kollektoren näher untersucht. Um die Auswirkungen der Exposition auf die Wärmedurchgangskoeffizienten k_1 und k_2 beurteilen zu können, wurde der effektive Wärmedurchgangskoeffizient $k_{\text{eff}}(50\text{K})$ bei einer Temperaturdifferenz von 50 K (zwischen mittlerer Fluidtemperatur und Umgebungstemperatur) gemäß Gleichung 13 berechnet.

$$k_{\text{eff}}(50\text{K}) = k_1 + k_2 \cdot \Delta T \quad (13)$$

2.3.1 Konversionsfaktor

In Tabelle 9 sind die Konversionsfaktoren η_0 aller 15 Kollektoren vor (Neuzustand) und nach der Exposition aufgeführt. Zusätzlich ist die **absolute** prozentuale Änderung angegeben, die sich aus einem Vergleich der Konversionsfaktoren im Neuzustand und nach der Exposition ergibt. Diese absolute prozentuale Änderung gibt an, um wie viel Prozentpunkte sich der Konversionsfaktor durch die Exposition verändert hat. Die grafische Auswertung der entsprechenden Daten ist in den Diagrammen (Bilder 16 und 17) dargestellt.

Kollektor	η_0 [-] Neuzustand	η_0 [-] nach Expo	absolute Änderung [%]
1	0.810	0.771	-3.9%
2	0.777	0.753	-2.4%
3	0.776	0.745	-3.1%
4	0.814	0.788	-2.6%
5	0.753	0.727	-2.6%
6	0.776	0.745	-3.1%
7	0.799	0.781	-1.8%
8	0.791	0.770	-2.1%
9	0.739	0.714	-2.5%
10	0.786	0.741	-4.5%
11	0.816	0.787	-2.9%
12	0.745	0.702	-4.3%
13	0.824	0.799	-2.5%
14	0.746	0.751	0.5%
15	0.646	0.637	-0.9%
Mittelwert	0.773	0.747	-2.6%

Tabelle 9: Absolute prozentuale Änderung des Konversionsfaktors

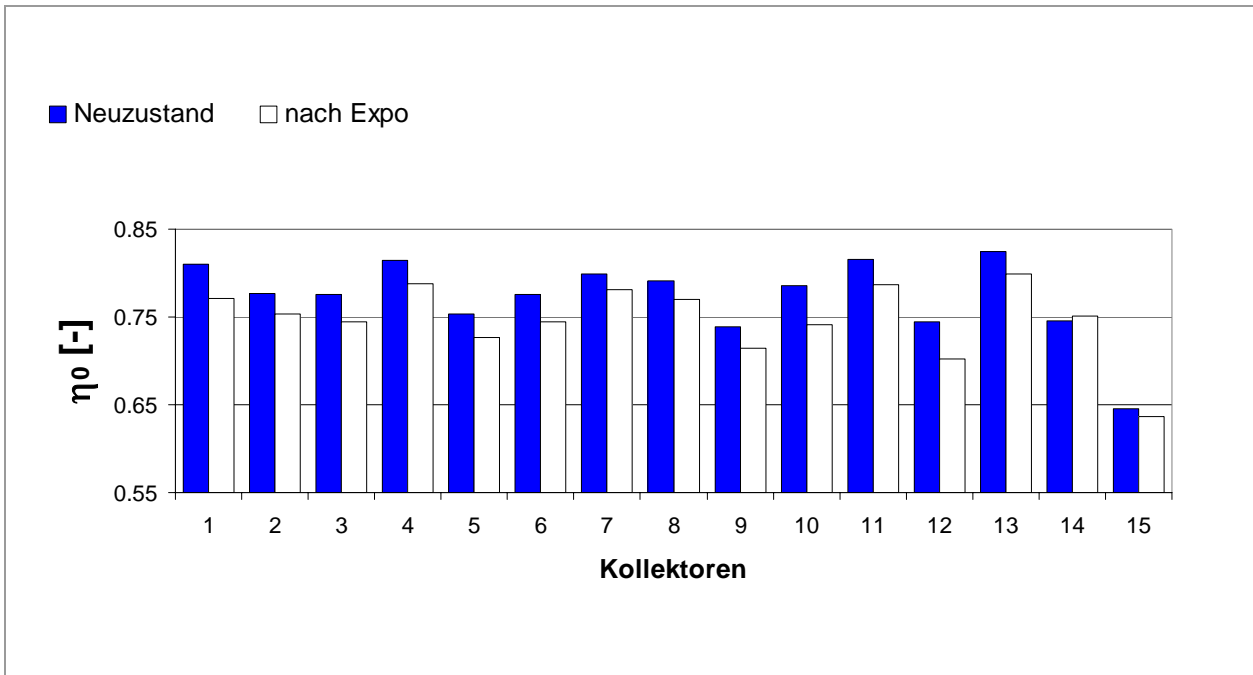


Bild 16: Konversionsfaktor η_0 im Neuzustand und nach Exposition

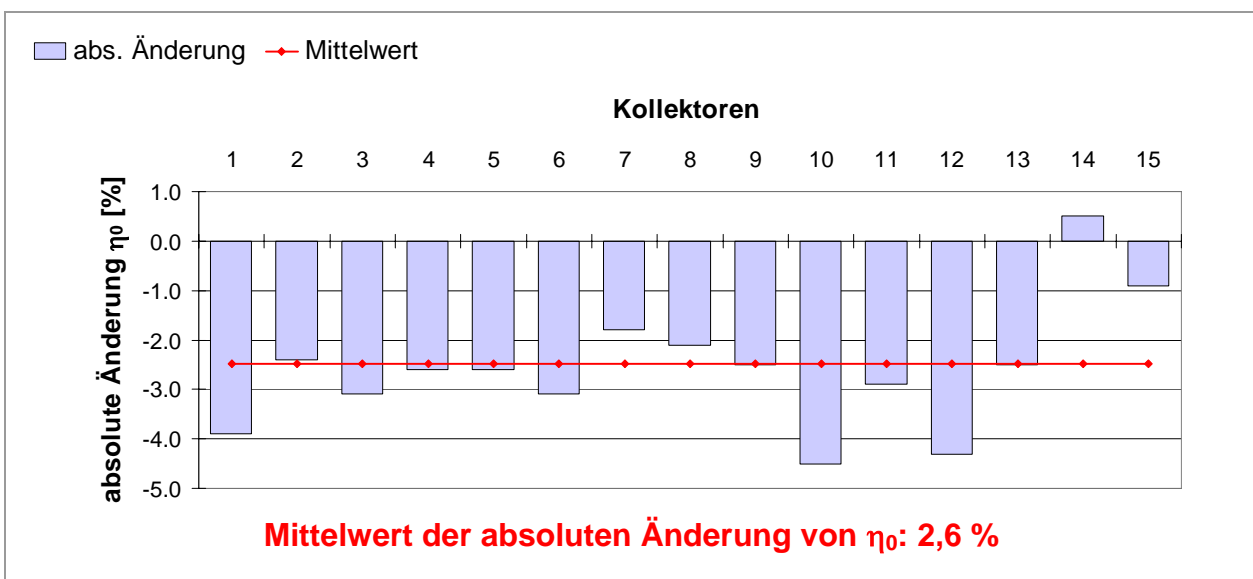


Bild 17: Absolute prozentuale Änderung des Konversionsfaktor η_0

Diskussion der Ergebnisse

Bei den ausgewerteten 15 Kollektoren ergibt sich eine durchschnittliche absolute Änderung des Konversionsfaktors η_0 von -2,6 %. Der gesamte Bereich der absoluten Änderungen erstreckt sich von +0,5 % bis -4,5 %.

Von den untersuchten Flachkollektoren tritt bei Kollektor 7 die geringste Abnahme des Konversionsfaktors mit 1,8 % auf. Die Abnahme des Konversionsfaktors bei den Kollektoren 1, 10 und 12 liegt deutlich über dem Mittelwert von 2.6 %.

Da der Konversionsfaktor hauptsächlich vom Transmissionsabsorptionsprodukt bestimmt wird, ist es möglich, dass die Abnahme nicht aus einer Verringerung des Absorptionsgrades der selektiven Schicht resultiert, sondern evtl. aus einer Verringerung des Transmissionsgrades der Abdeckung. Frühere Untersuchungen haben gezeigt /7/, dass Verschmutzungen der Abdeckung häufig Verursacher eines geringeren Transmissionsvermögens sind und dieses Problem durch eine gründliche Oberflächenreinigung der Kollektoren behoben werden kann. Während der Exposition fand keine bewusste Reinigung der Kollektoren statt, sondern der auf den Kollektoren befindliche Schmutz wurde nur durch den natürlichen Regen teilweise wieder abgewaschen. Vor der Leistungsprüfung wurden die Abdeckungen der Kollektoren jedoch abgewaschen. Eine spezielle Reinigung mit Putzmitteln oder Bürsten, wie sie in der oben genannten Untersuchung durchgeführt wurde, ist jedoch hier nicht erfolgt.

Eine Antwort auf die Frage, ob die Abnahme des Konversionsfaktors aus einer Verschlechterung des Transmissionsgrades der Abdeckung oder einer Abnahme des Absorptionsgrades der selektiven Schicht resultiert, wäre durch die erneute Vermessung der Kollektoren mit zuvor intensiv gereinigter Glasscheibe möglich.

Die beiden Vakuumröhrenkollektoren 14 und 15 zeigen sehr geringe Änderungen des Konversionsfaktors. Der Kollektor 15 liegt mit einer Abnahme des Konversionsfaktors von -0,9 % (absolut) deutlich unter dem Durchschnittswert von -2,6 %. Bei Kollektor 14 ist eine geringfügige Zunahme des Konversionsfaktors von +0,5 % zu beobachten, die jedoch im Rahmen der Messgenauigkeit liegt.

2.3.2 Effektiver Wärmedurchgangskoeffizient

Die effektiven Wärmedurchgangskoeffizienten $k_{\text{eff}}(50)$ (Berechnung vgl. Gleichung 13, Seite 52) aller 15 Kollektoren vor und nach der Exposition sind in Tabelle 10 wiedergegeben. Zusätzlich ist in der rechten Spalte die **relative** prozentuale Änderung des Wärmedurchgangskoeffizienten $k_{\text{eff}}(50)$ bezogen auf den entsprechenden Wert im Neuzustand angegeben. Diese relative prozentuale Änderung gibt an, um wie viel Prozent sich $k_{\text{eff}}(50)$ durch die Exposition im Vergleich zum Ausgangswert verändert hat. Analog des Vorgehens hinsichtlich des Konversionsfaktors werden auch hier die Messergebnisse zusätzlich in den Bildern 18 und 19 graphisch dargestellt und abschließend diskutiert.

Kollektor	$k_{eff} (50)$ [W/(m ² K)] Neuzustand	$k_{eff} (50)$ [W/(m ² K)] nach Expo	relative Änderung [%]
1	4.108	4.087	-0.5%
2	4.272	4.271	0.0%
3	4.074	3.879	-4.8%
4	3.896	3.975	2.0%
5	3.997	4.101	2.6%
6	3.806	3.979	4.5%
7	4.546	4.521	-0.5%
8	3.814	3.921	2.8%
9	3.883	4.235	9.1%
10	4.407	3.772	-14.4%
11	4.464	4.581	2.6%
12	4.347	4.315	-0.7%
13	4.587	4.849	5.7%
14	1.856	2.201	18.6%
15	1.061	1.448	36.4%
Mittelwert	3.808	3.876	4.2%

Tabelle 10: Relative Änderung des effektiven Wärmedurchgangskoeffizienten

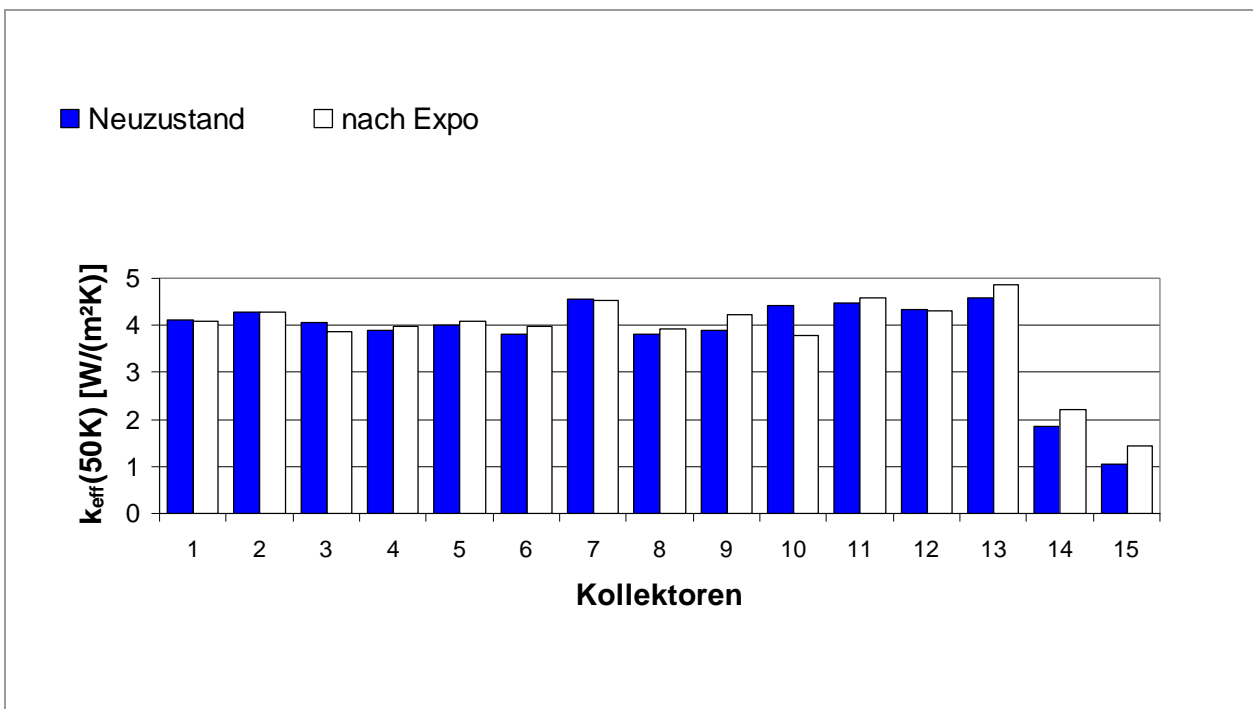


Bild 18: Effektiver Wärmedurchgangskoeffizient $k_{eff}(50)$ im Neuzustand und nach Exposition

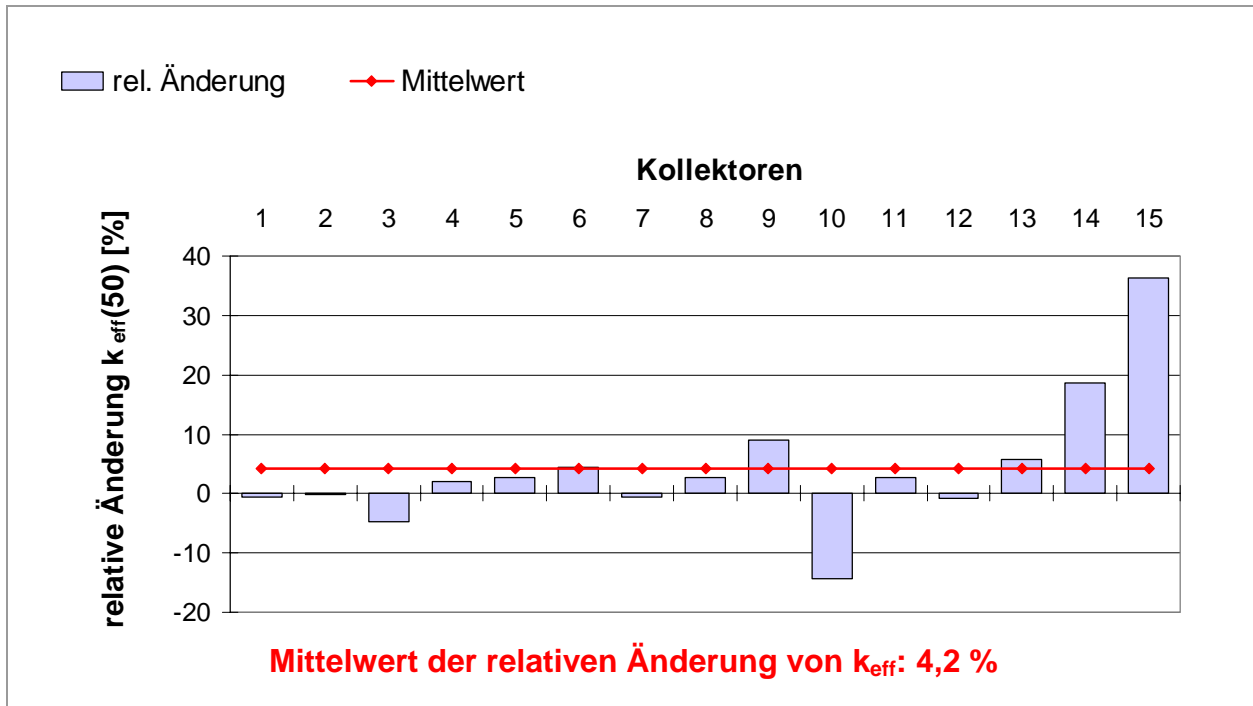


Bild 19: Relative Änderung des effektiven Wärmedurchgangskoeffizienten

Diskussion der Ergebnisse

Die in vorigem Kapitel dargestellten Leistungskurven der 13 Flachkollektoren im Neuzustand und nach der Exposition verlaufen in den meisten Fällen nahezu parallel. Es ist daher kein signifikanter Einfluss der Exposition auf die effektiven Wärmedurchgangskoeffizienten erkennbar. Die einzige bemerkenswerte Ausnahme stellt Kollektor 10 dar, bei dem sich der effektive Wärmedurchgangskoeffizient sogar verringert. Aus den in Kapitel 2.2 dargestellten Leistungskurven vor und nach Exposition ist jedoch ersichtlich, dass sich die relative ausgeprägte prozentuale Änderung von $k_{\text{eff}}(50)$ nur sehr gering auf den Verlauf der beiden Kurven auswirkt.

Die beiden Vakuumröhrenkollektoren 14 und 15 weisen im Vergleich zu den untersuchten Flachkollektoren wesentlich größere relative Änderungen des effektiven Wärmedurchgangskoeffizientens $k_{\text{eff}}(50)$ auf. Wie aus Bild 18 ersichtlich ist, ist jedoch der effektive Wärmedurchgangskoeffizient der Vakuumröhrenkollektoren deutlich geringer als der der Flachkollektoren, so dass eine absolute Änderung in gleicher Größenordnung hier bereits zu einer relativ hohen Änderungen von $k_{\text{eff}}(50)$ führt. Insbesondere bei Kollektor 14 wirkt sich die Änderung des Wärmedurchgangskoeffizienten praktisch nicht auf den Verlauf der Leistungskurve (vgl. Kapitel 2.2) aus.

2.4 Änderung der thermischen Leistungsfähigkeit infolge Exposition

Um die Auswirkung der erfolgten Alterung auf die thermische Leistungsfähigkeit der Kollektoren quantifizieren zu können, wurden unter Verwendung der für den Neuzustand und nach der Exposition ermittelten Kollektorkennwerte entsprechende Simulationsrechnungen durchgeführt. Hierzu wurden mit dem Simulationsprogramm TRNSYS Ertragsberechnungen für die einzelnen Kollektoren in einer Referenzanlage durchgeführt und hierbei der von der Solaranlage zur vollständigen Deckung des Warmwasserbedarfs benötigte Zusatzwärmebedarf $Q_{aux,net}$ berechnet.

Im Folgenden werden die Randbedingungen erläutert, die diesen Simulationen zugrunde liegen.

Dach:	Dachausrichtung: Süden Dachneigung: 45°
Warmwasserbedarf:	Volumen: 200 Liter/Tag Zapfprofil: 7.00 Uhr: 80 l; 12.00 Uhr: 40 l; 19.00 Uhr: 80 l Warmwassertemperatur: 45 °C Kaltwassertemperatur: 10 ± 3 °C (jahreszeitabhängig) jährlicher Trinkwasserwärmebedarf: 2945 kWh
Kollektorkreis:	Kollektorfläche: 5 m ² Länge Vorlauf und Rücklauf jeweils 10 m verlegt im Innenbereich
Speicher:	Gesamtspeichervolumen: 300 l Umgebungstemperatur: 15 °C Nachheizung: 15 kW, Volumenstrom: 1292 l/h Trinkwassersolltemperatur: 52,5 °C
Wetterdaten:	Testreferenzjahr Würzburg Einstrahlung in Kollektorebene: $E_{glob,K}$: 1231 kWh/(m ² a)

Mit dem aus den Simulationsrechnungen resultierenden Zusatzwärmebedarf $Q_{aux,net}$ der Solaranlage zur Trinkwassererwärmung wurde die anteilige Energieeinsparung f_{sav} nach Gleichung 14 berechnet:

$$f_{sav} = \frac{Q_{conv,net} - Q_{aux,net}}{Q_{conv,net}} \cdot 100\% \quad (14)$$

Hierbei beträgt der Wärmebedarf einer konventionellen (nicht solaren) Anlage zur Trinkwassererwärmung $Q_{conv,net} = 3589$ kWh. Dieser Wert setzt sich aus dem jährlichen Trinkwasserwärmebedarf in Höhe von 2945 kWh und den Wärmeverlusten des Speichers der konventionellen Anlage in Höhe von 644 kWh im Jahr zusammen.

Der jährliche Energiebedarf (in Form von Öl bzw. Gas) Q_{conv} für die Trinkwassererwärmung beträgt bei einer konventionellen (nicht solaren) Anlage mit einem Wirkungsgrad des Heizkessels von $\eta = 85\%$ (Gleichung 15):

$$Q_{conv} = \frac{Q_{conv,net}}{\eta} = \frac{3589 \text{ kWh}}{0,85} = 4220 \text{ kWh} \quad (15)$$

In Tabelle 11 ist die aus der Alterung der Kollektoren resultierende relative Änderung der anteiligen Energieeinsparung f_{sav} dargestellt. Die in der Spalte „Neuzustand“ aufgeführten Werte für die anteilige Energieeinsparung f_{sav} wurden mit den für den Neuzustand der

Kollektoren ermittelten Kennwerten berechnet. In der Spalte „nach Expo“ ist die anteilige Energieeinsparung angegeben, die sich mit den nach erfolgter Exposition ermittelten Kollektorkennwerten ergibt. Die Spalte „relative Änderung“ gibt an, um wie viel Prozent sich die anteilige Energieeinsparung f_{sav} relativ gegenüber dem Neuzustand verändert hat.

Kollektor	f_{sav} [%] Neuzustand	f_{sav} [%] nach Expo	relative Änderung [%]
1	60.9	59.8	-1.7
2	59.5	57.8	-2.8
3	59.6	57.7	-3.2
4	61.9	60.4	-2.3
5	58.5	57.3	-2.1
6	61.6	58.9	-4.4
7	59.7	58.7	-1.6
8	61.5	60.4	-1.9
9	58.4	55.7	-4.7
10	58.7	58.1	-0.9
11	60.1	58.0	-3.5
12	55.9	55.8	-0.2
13	60.5	58.7	-2.9
14	65.4	65.2	-0.3
15	63.0	60.9	-3.4
Mittelwert	60.3	58.9	-2.4

Tabelle 11: Relative Änderung der anteiligen Energieeinsparung

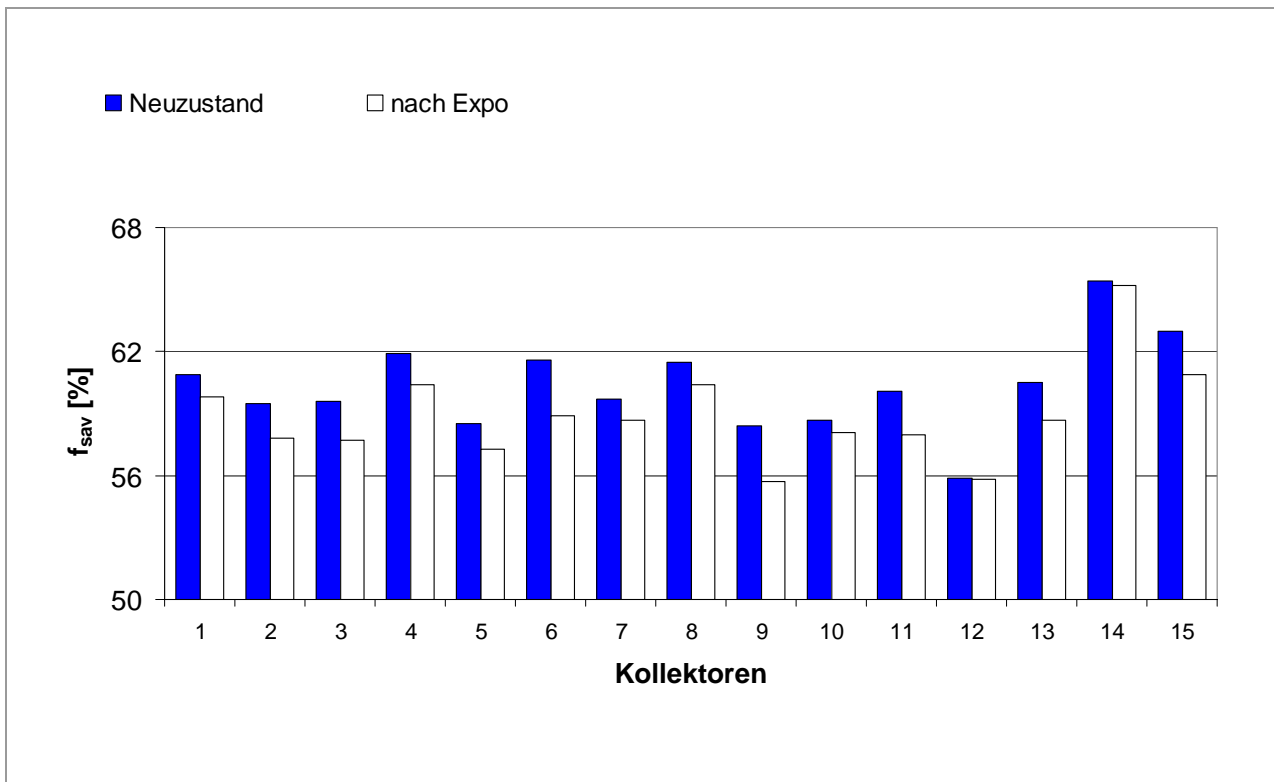


Bild 20: Anteilige Energieeinsparung f_{sav} im Neuzustand und nach Exposition

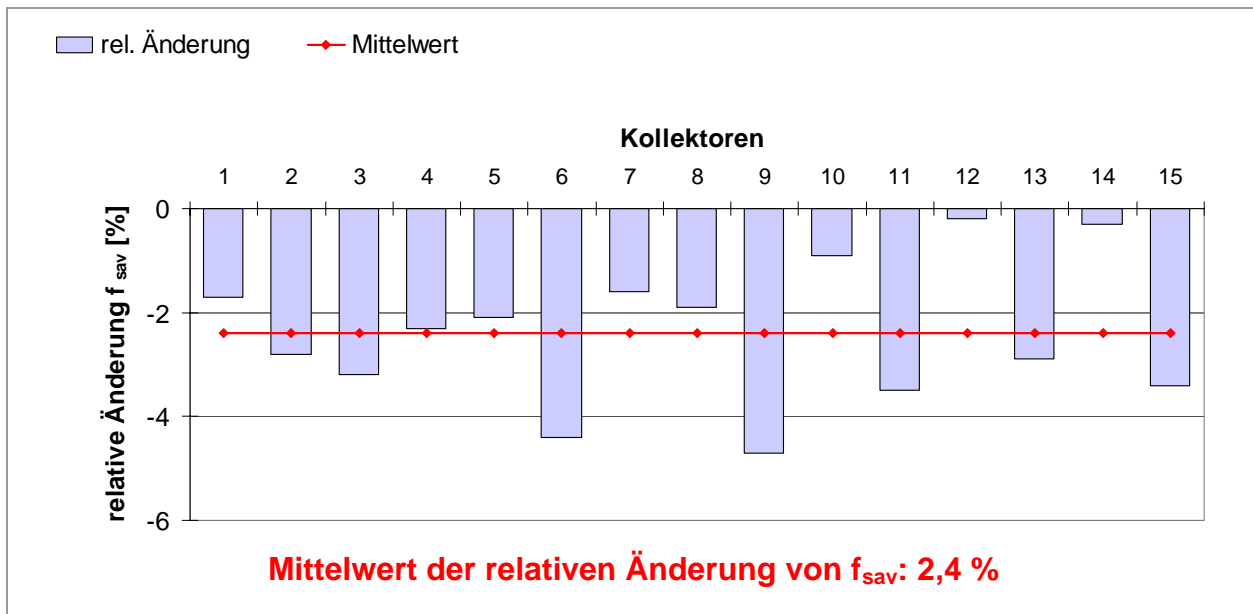


Bild 21: Relative Änderung der anteiligen Energieeinsparung f_{sav}

Diskussion der Ergebnisse

In Bild 20 sind die anteiligen Energieeinsparungen der einzelnen Kollektoren jeweils im Neuzustand und nach der Exposition aufgetragen. Bild 21 zeigt die einzelnen relativen Änderungen und den Mittelwert. Im Durchschnitt verringert sich die anteilige Energieeinsparung einer typischen Solaranlage zur Trinkwassererwärmung durch die Alterung der hier untersuchten Kollektoren um 2,4 %.

Um diese Aussage deutlicher zu quantifizieren, wurden im Folgenden einige Betrachtungen für eine typische konventionelle (nicht-solare) Anlage zur Trinkwassererwärmung mit einem Wärmebedarf von 3589 kWh pro Jahr (ohne Berücksichtigung des Kesselwirkungsgrades) durchgeführt.

Würde diese Anlage durch eine Solaranlage mit einer anteiligen Energieeinsparung von beispielsweise 60 % (entspricht 2153 kWh im Jahr) ersetzt, so würde dies eine Verringerung der anteiligen Energieeinsparung auf 58,6 % (entspricht einer relativen Änderung von 2,4 %) bedeuten. Bei der betrachteten Anlage müssten daher aufgrund der Alterung der Kollektoren pro Jahr ca. 50 kWh mehr an konventionell erzeugter Wärme für die Nachheizung aufgewendet werden.

Bei Verwendung von Kollektor 9, für den sich mit 4,7 % die größte Minderung der anteiligen Energieeinsparung ergibt, entspricht dies einem Mehrbedarf von 97 kWh pro Jahr an konventionell erzeugter Wärme. Etwa die Hälfte der hier untersuchten Kollektoren liegt jedoch unter dem Mittelwert von 2,4 %, so dass der Mehrbedarf an konventionell erzeugter Wärme durch die erfolgte Alterung unter 50 kWh pro Jahr liegt.

Die hier präsentierten Untersuchungsergebnisse zeigen, dass die Kollektoren selbst nach 3 Jahren Exposition unter extremer Temperaturbelastung keine signifikante Reduktion ihrer

thermischen Leistungsfähigkeit aufweisen. Im Hinblick auf die hier durchgeführten Alterungsuntersuchungen muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Kollektoren der Solarstrahlung unbefüllt und damit ohne Wärmeabfuhr durch das Wärmeträgermedium ausgesetzt waren. Hieraus resultieren im Durchschnitt höhere Kollektortemperaturen und damit eine stärkere Temperaturbelastung als dies beim üblichen Betrieb der Kollektoren in einer Solaranlage der Fall wäre. Um auf Basis derartiger, forcierter Alterungsuntersuchungen eine Aussage bezüglich des Alterungsverhaltens unter realen Betriebsbedingungen zu erhalten, muss noch ein Zusammenhang zwischen realer und forcierter Alterung hergestellt werden.

Aus den hier durchgeführten Berechnungen resultiert die anteilige Energieeinsparung bzw. der Anlagenertrag im Neuzustand sowie nach der Exposition. In beiden Fällen bilden die messtechnisch ermittelten Kollektorkennwerte die Basis für die Berechnungen. Altern die Kollektoren weiter, wird dies eine weitere Abnahme des Anlagenertrages zur Folge haben. Für die Quantifizierung der Reduktion des Anlagenertrags auf der Basis von Ertragsberechnungen ist eine erneute Messung der Kollektorkennwerte erforderlich. Um z. B. die Reduktion des jährlichen Anlagenertrags kontinuierlich über einen Zeitraum von mehreren Jahren zu bestimmen, wäre eine Vielzahl von Messungen notwendig.

Durch das in Kapitel 3 vorgestellte Kollektormodell können temperaturbedingte Alterungsvorgänge bei der Ertragsberechnung berücksichtigt werden, ohne dass die Kollektorkennwerte kontinuierlich messtechnisch ermittelt werden müssen.

2.5 Korrelation zwischen Exposition und Betrieb

Wie in Kapitel 2.4 beschrieben wurde, weist die Leistungsfähigkeit aller hier untersuchten Kollektoren eine gute Langzeitbeständigkeit auf. Da die Kollektoren während der Exposition höheren Temperaturen ausgesetzt waren, als dies unter realen Betriebsbedingungen der Fall gewesen wäre, kann die Exposition - was die temperaturabhängigen Prozesse betrifft - als eine beschleunigte (forcierte) Alterung angesehen werden. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass die nach 3 Jahren Exposition erfolgte durchschnittliche Abnahme der anteiligen Energieeinsparung um 2,4 % unter realen Betriebsbedingungen erst zu einem deutlich späteren Zeitpunkt auftreten wird.

Eine Korrelation zwischen beschleunigter Alterung und Betriebsbedingungen herzustellen ist schwierig, da beschleunigte Alterungstests meist nicht alle Umgebungsbedingungen berücksichtigen können, die beim realen Betrieb auftreten. Bei temperaturabhängigen Degradationsprozessen kann diese Korrelation jedoch im Allgemeinen mit der Arrhenius Beziehung erfolgen.

Bei der im Rahmen dieses Projektes durchgeführten Exposition fand vor allem eine Beschleunigung der temperaturbedingten Alterungsprozesse statt. Daher wurde hier die Arrhenius Beziehung verwendet, um grob abzuschätzen, wie vielen realen Betriebsjahren die hier durchgeführte 3jährige Exposition entspricht.

2.5.1 Solaranlage zur Trinkwassererwärmung

In einem ersten Schritt wurden dazu Berechnungen mit dem Simulationsprogramm TRNSYS für eine Standard-Solaranlage zur Trinkwassererwärmung durchgeführt. Die Standard-Solaranlage weist den in Bild 22 dargestellten Aufbau auf und hat ein Gesamtspeichervolumen von 300 Litern. Hiervon entfallen 150 Liter auf das Bereitschaftsvolumen.

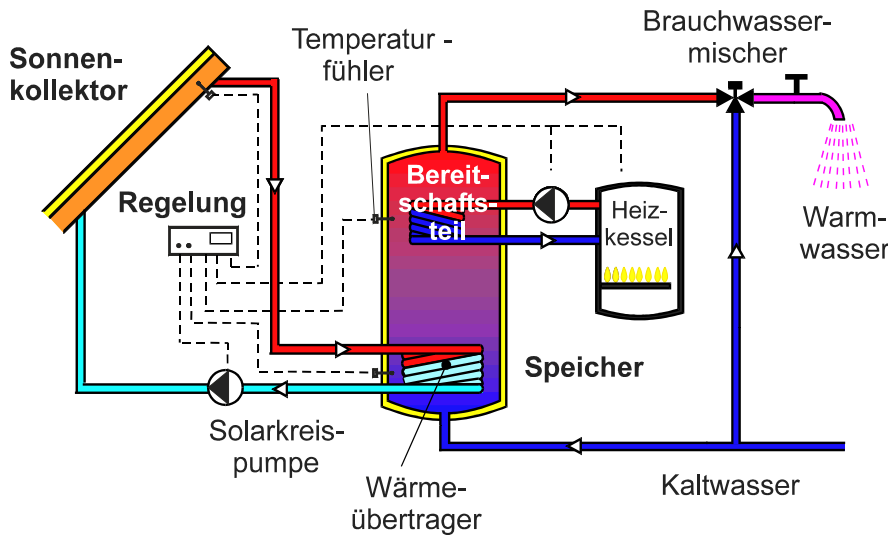


Bild 22: Standard-Solaranlage zur Trinkwassererwärmung

Als Kollektor dient ein Flachkollektor mit einer wirksamen Fläche von 5 m² und den in Tabelle 12 aufgeführten Kennwerten.

Kennwerte	Einheit	Wert
η_0	[-]	0,8
k_1	[W/(m ² K)]	3,5
k_2	[W/(m ² K ²)]	0,02
b_0	[-]	0,18
c_{eff}	[J/(m ² K)]	7000
IAM_{dfu}	[-]	0,942

Tabelle 12: Für die Simulation verwendete Kollektorkennwerte

Für die Simulationen wurden die in Kapitel 2.4 beschriebenen Randbedingungen verwendet. Wie die durchgeführten Simulationsrechnungen zeigen, tritt bei diesen Randbedingungen in Verbindung mit der Standard-Solaranlage unter normalen Betriebsbedingungen zu keinem Zeitpunkt Stagnation auf.

Aus den Simulationsergebnissen wurde der zeitliche Verlauf der Kollektortemperatur für die Standard-Solaranlage zur Trinkwassererwärmung ermittelt. Als Kollektortemperatur wurde bei Betrieb des Solarkreises die mittlere Fluidtemperatur T_{fl} nach Gleichung (16) verwendet.

$$T_{fl} = \frac{T_{aus} - T_{ein}}{2} \quad (16)$$

mit

T_{aus} : Kollektoraustrittstemperatur [K]

T_{ein} : Kollektoreintrittstemperatur [K]

In einem zweiten Schritt wurde die Simulation nochmals mit der gleichen Anlage, jedoch ohne Durchfluss im Solarkreis durchgeführt und ebenfalls die im Kollektor auftretenden Temperaturen ermittelt. Aus den Ergebnissen wurden die entsprechenden thermischen Belastungsprofile für ein Jahr ermittelt. Sie sind als Temperaturhistogramme in Bild 23 dargestellt. Dabei entspricht ϑ_{fl} der mit Gleichung 17 auf [°C] umgerechneten mittleren Fluidtemperatur T_{fl} [K]:

$$\vartheta_{\text{fl}} = T_{\text{fl}} - 273,15 \tag{17}$$

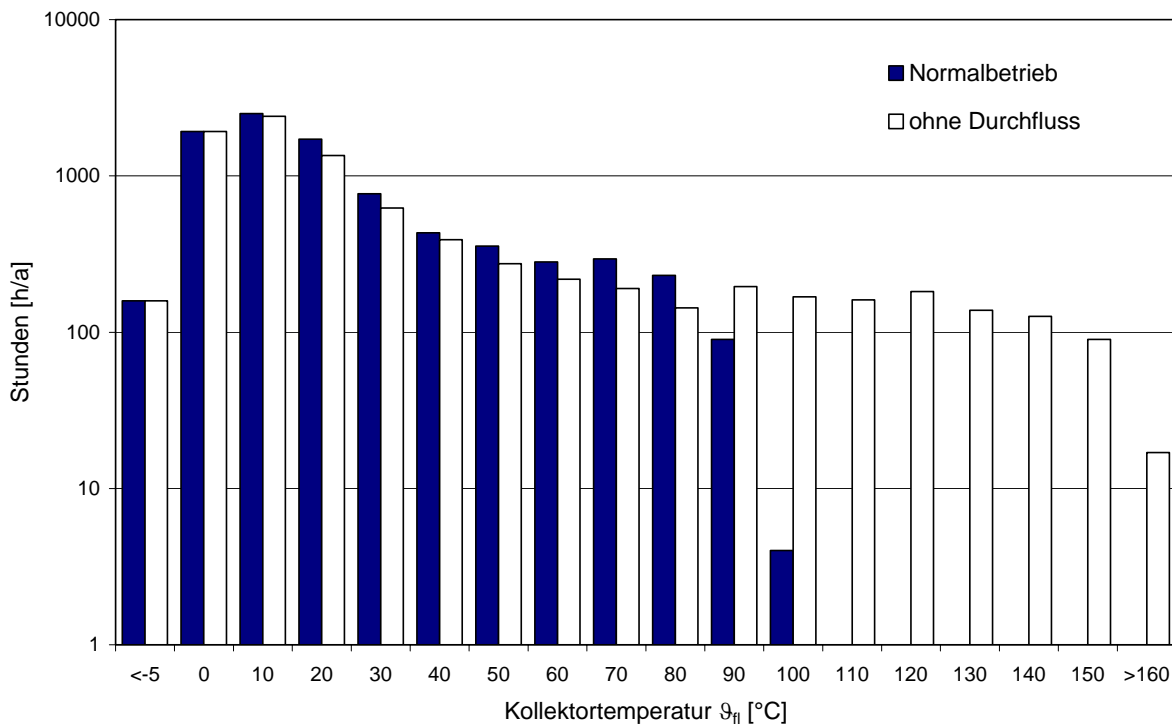


Bild 23: Temperaturhistogramme der Standard-Solaranlage zur Trinkwassererwärmung mit und ohne Durchfluss im Solarkreis

Die wechselnde Temperaturverteilung während eines Jahres kann mit Verwendung eines Arrhenius Ansatzes mit einer über das Jahr konstanten Belastung mit der effektiven Mitteltemperatur T_{eff} gleichgesetzt werden. Gemäß dem beschriebenen Vorgehen der IEA SH&C Task X /28/ wurde mit Hilfe der Arrhenius Beziehung (Gleichung 18) aus den ermittelten Belastungsprofilen die effektive Mitteltemperatur T_{eff} in Abhängigkeit von der Aktivierungsenergie E_T bestimmt.

$$T_{\text{eff}} = \frac{-E_T}{R \cdot \ln \left[\int_{T_{\text{min}}}^{T_{\text{max}}} \exp\left(-\frac{E_T}{R \cdot T}\right) \cdot f(T) dT \right]} \tag{18}$$

In Gleichung 18 stellt R die ideale Gaskonstante mit $8.314 \text{ J}/(\text{molK})$, $f(T)$ die oben dargestellte Häufigkeitsverteilung der Kollektortemperatur in $[\text{K}]$ über ein Jahr und E_T die Aktivierungsenergie in $[\text{J}/\text{mol}]$ dar. Die Aktivierungsenergie ist die Energie, die notwendig ist, um die Degradationsreaktion in Gang zu setzen. Sie muss experimentell bestimmt werden. Eine hohe Aktivierungsenergie bedeutet, dass die entsprechenden Reaktionen unter natürlichen Bedingungen nur langsam ablaufen. Ist die Aktivierungsenergie klein, treten hohe Reaktionsgeschwindigkeiten auf.

Da im vorliegenden Fall die Aktivierungsenergie nicht bekannt ist, wurden die effektiven Mitteltemperaturen beider Temperaturverteilungen für verschiedene Aktivierungsenergien ermittelt. Bild 24 zeigt den Verlauf der effektiven Mitteltemperatur für die Standard-Solaranlage zur Trinkwassererwärmung bei Normalbetrieb und ohne Durchfluss im Solarkreis in Abhängigkeit von der Aktivierungsenergie. Dass im Falle der Exposition (d. h. ohne Durchfluss im Solarkreis) im Kollektor deutlich höhere Temperaturen auftreten macht sich an der effektiven Mitteltemperatur bemerkbar. Bei einer Aktivierungsenergie von $150 \text{ kJ}/\text{mol}$ ist die effektive Mitteltemperatur des Kollektors in der Anlage ohne Durchfluss mit 115 °C nahezu doppelt so hoch wie bei der Anlage im Normalbetrieb mit 63 °C . Mit größer werdenden Aktivierungsenergien steigt auch die effektive Mitteltemperatur an.

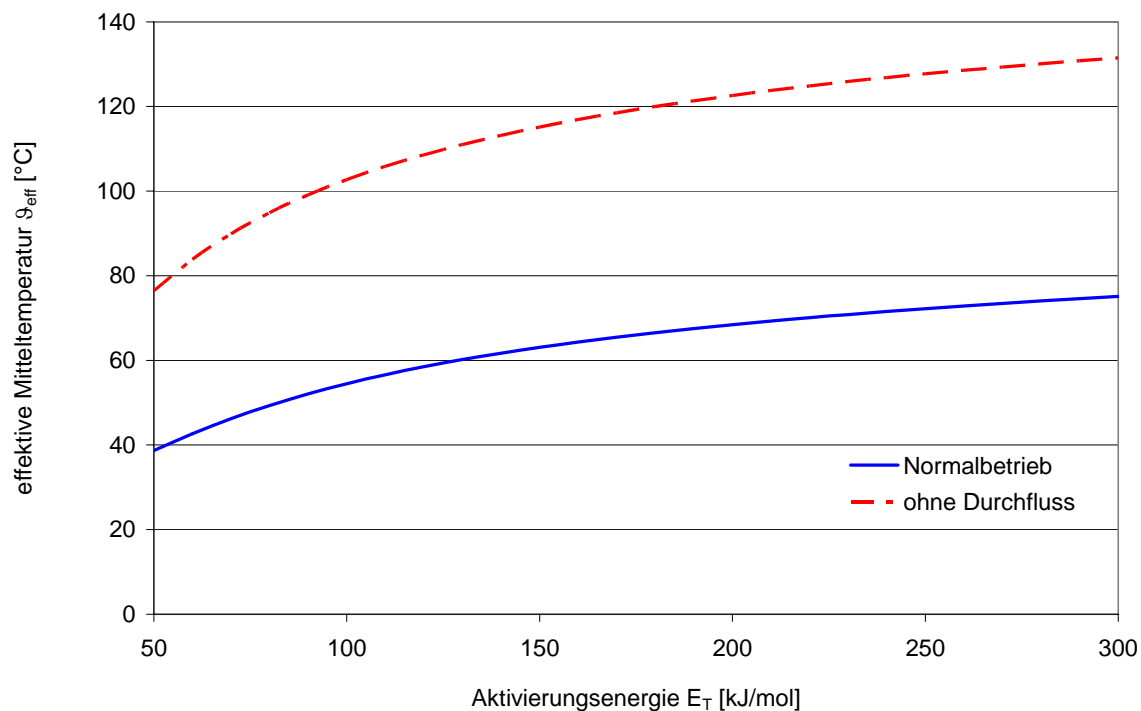


Bild 24: Effektive Mitteltemperaturen der Standard-Solaranlage zur Trinkwassererwärmung

2.5.2 Solare Kombianlage

Um herauszufinden, inwieweit der Verlauf der effektiven Mitteltemperatur einer Solaranlage zur Trinkwassererwärmung von dem einer Kombianlage abweicht, wurden entsprechende Simulationsrechnungen für eine Kombianlage durchgeführt.

Die gewählte 'Standard-Kombianlage' hat eine Kollektorfläche von 10 m². Für die Kollektorkennwerte wurden die Daten eines typischen Flachkollektors verwendet (siehe Tabelle 12). Die Kombianlage arbeitet nach dem Prinzip der Rücklaufanhebung. Der Speicher ist als 'Tank-im-Tank' Speicher ausgeführt und hat ein Gesamtvolumen von 750 Litern.

Für die Simulationsrechnungen mit der Standard-Kombianlage wurden die folgenden Randbedingungen verwendet:

Bauweise Gebäude:	freistehendes Einfamilienhaus, massiv Bauweise, beheizte Nutzfläche 130 m ²
Dach:	Dachausrichtung: Süden Dachneigung: 45°
Heizungsanlage:	Wärmequelle: Gas- oder Ölkessel bzw. Therme Heizleistung max. 15 kW, modulierend bis 5 kW, Ein Heizkreis mit Heizungsauslegung: 50/30 Regelung: gleitende Vorlauftemperaturregelung, witterungsgeführt mit Nachtabschaltung zwischen 23.00 und 5.00 Uhr
Heizwärmebedarf:	9090 kWh/a
Warmwasserbedarf:	Volumen: 200 Liter/Tag Temperatur Warmwasser: 45 °C Temperatur Kaltwasser: 10 ± 3 °C (jahreszeitabhängig) Zapfprofil: 7.00 Uhr: 80 l, 12.00 Uhr: 40 l, 19.00 Uhr: 80 l, Wärmebedarf Warmwasser: 2945 kWh/a
Kollektorkreis:	Länge Vorlauf und Rücklauf jeweils 10 m verlegt im Innenbereich
Kombispeicher:	Umgebungstemperatur: 15 °C
Wetterdaten:	Testreferenzjahr Würzburg Einstrahlung in Kollektorebene: E _{glob,K} : 1231 kWh/(m ² a)

Bild 25 zeigt vergleichend den Verlauf der effektiven Mitteltemperatur für die Standard-Solaranlage zur Trinkwassererwärmung und die Standard-Kombianlage. Bedingt durch die größere Kollektorfläche tritt bei der Kombianlage im Sommer Stagnation auf. Dies, aber auch die bei Kombianlagen allgemein höheren Kollektorbetriebstemperaturen führen zu einer höheren effektiven Mitteltemperatur. Für den Fall „ohne Durchfluss“ ergibt sich für beide Anlagentypen die gleiche effektive Mitteltemperatur. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die effektive Mitteltemperatur nur durch die Kollektorkennwerte und die Umgebungsbedingungen beeinflusst wird, wenn kein Durchfluss im Solarkreis vorhanden ist.

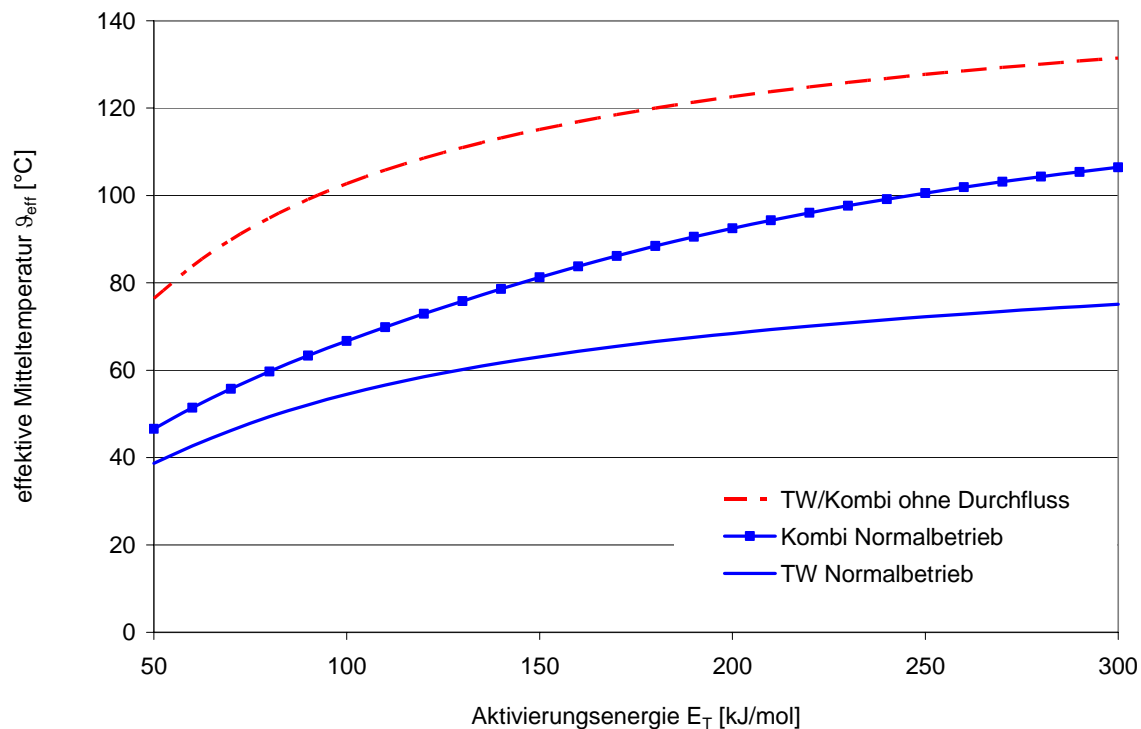


Bild 25: Effektive Mitteltemperaturen der Standard-Solaranlage zur Trinkwassererwärmung und der Standard-Kombianlage

2.5.3 Beschleunigungsfaktor

Mit Gleichung 19 lässt sich nun die Beschleunigung zwischen Exposition und Normalbetrieb ermitteln /17/.

$$a = \frac{t_{\text{NB}}}{t_{\text{Expo}}} = \exp \left[\frac{E_T}{R} \left(\frac{1}{T_{\text{NB}}} - \frac{1}{T_{\text{Expo}}} \right) \right] \quad (19)$$

mit

a: Beschleunigungsfaktor [-]

t_{NB} : Zeit während der der Kollektor im Normalbetrieb betrieben wird [h]

t_{Expo} : Zeit während der der Kollektor exponiert wurde und der effektiven Mitteltemperatur T_{Expo} ausgesetzt wurde [h]

E_T : Aktivierungsenergie [J/mol]

R: ideale Gaskonstante, 8.314 [J/(molK)]

T_{NB} : effektive Mitteltemperatur des Kollektors im Normalbetrieb [K]

T_{Expo} : effektive Mitteltemperatur des Kollektors während der Exposition [K]

Es sind keine Alterungsuntersuchungen bekannt, bei denen für eine ganzheitliche Betrachtung die Aktivierungsenergie für Degradationsprozesse am Kollektor ermittelt wurde. Es gibt jedoch zahlreiche Untersuchungen über das Alterungsverhalten von selektiven Schichten. Gemäß /17/ liegen die Aktivierungsenergien für die Degradation selektiver Absorberschichten typischerweise zwischen 50 und 300 kJ/mol. Geht man von einer Aktivierungsenergie von

150 kJ/mol aus, liegt der Beschleunigungsfaktor bei Betrachtung der Standard-Solaranlage zur Trinkwassererwärmung bei 1332. Im Hinblick auf die Absorberschicht bedeutet das, dass 1 Jahr Exposition 1332 Jahren Betrieb entsprechen. Im Falle der 3jährigen Exposition würde die erfolgte Alterung der Absorberschicht demnach einem realen Betrieb von 3996 Jahren entsprechen.

Für den Fall der Kombianlage beträgt der Beschleunigungsfaktor 93. In diesem Fall würde die 3jährige Exposition einem realen Betrieb der Absorberschicht von 279 Jahren entsprechen. In Tabelle 13 sind für einige Aktivierungsenergien die entsprechenden Jahre unter üblichen Betriebsbedingungen für die Absorberschicht der Standard-Solaranlage aufgeführt, die einem Jahr Exposition entsprechen.

Aktivierungsenergie E_T [kJ/mol]	Jahre unter Betriebs- bedingungen bei Standard-Solaranlage zur Trinkwasser- erwärmung [Jahre]	Jahre unter Betriebs- bedingungen bei Standard- Kombianlage [Jahre]
50	8	5
75	32	14
100	111	32
150	1332	93
200	15411	170

Tabelle 13: Jahre unter Betriebsbedingungen (der Absorberschicht) bei unterschiedlichen Aktivierungsenergien

In Bild 26 ist der Zusammenhang zwischen Aktivierungsenergie und Beschleunigung für die Standard-Solaranlage zur Trinkwassererwärmung und die Standard-Kombianlage dargestellt. Im Hinblick auf die Absorberschicht ist aus dem Diagramm ersichtlich, wie vielen Jahren unter üblichen Betriebsbedingungen ein Jahr Normalbetrieb in Abhängigkeit von der jeweiligen Aktivierungsenergie entspricht.

Die in der Kombianlage auftretenden höheren Temperaturen bewirken gegenüber der Standard-Solaranlage zur Trinkwassererwärmung eine wesentlich geringere Beschleunigung. Bei einer relativ niedrigen Aktivierungsenergie von 100 kJ/mol entspricht jedoch selbst bei der Standard-Kombianlage ein Jahr Exposition 32 Jahren unter Betriebsbedingungen.

Dies bedeutet, dass die Alterung der selektiven Schicht in den Kollektoren während einer typischen Betriebsdauer von ca. 25 Jahren keinen nennenswerten Einfluss auf den Kollektorsertrag hat.

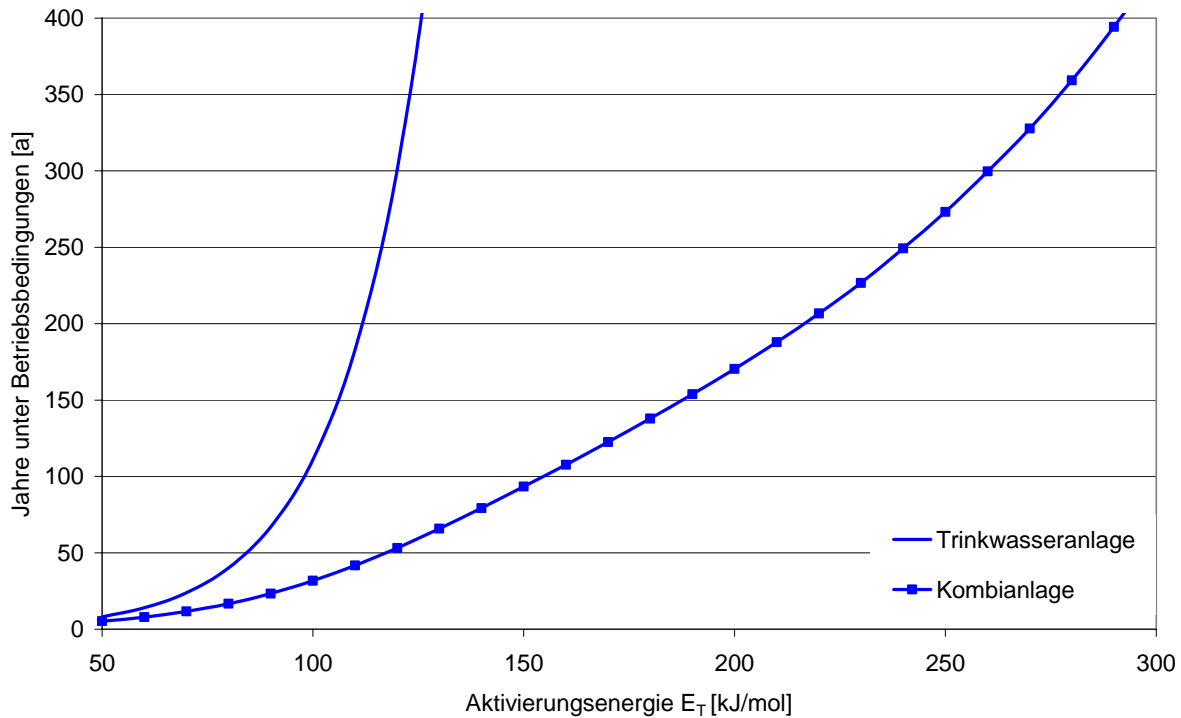


Bild 26: Beschleunigung für die beiden untersuchten Anlagen in Abhängigkeit von der Aktivierungsenergie

Die oben durchgeführte Abschätzung setzt jedoch folgende Annahmen voraus:

- die erfolgten Degradationen können mit der Arrhenius Beziehung beschrieben werden
- es treten nur temperaturabhängige Degradationen auf
- es ist nur ein Degradationsmechanismus aktiv.

Ob diese Annahmen geeignet sind, das Alterungsverhalten von Kollektoren unter realen Betriebsbedingungen praxisrelevant zu beschreiben, sollte durch weiterführende Arbeiten untersucht werden.

Die durchgeführten Untersuchungen haben jedoch auch gezeigt, dass bei den Kollektoren eine Leistungsabnahme durch Alterung auftritt. Für den Fall von Aktivierungsenergien E_T in der Größenordnung von 200-300 kJ/mol wie sie in /17/ aufgeführt sind, zeigen die in diesem Kapitel durchgeführten Berechnungen, dass für die Leistungsabnahme der Kollektoren die Alterung der selektiven Schicht aufgrund thermischer Belastung nicht ausschlaggebend ist. Für eine praxisrelevante Bestimmung der alterungsbedingten Leistungsabnahme des gesamten Kollektors ist daher die Entwicklung von Verfahren zur Ermittlung des Alterungsverhaltens von Kollektoren notwendig.

3 Entwicklung eines Rechenmodells zur Quantifizierung des Alterungsverhaltens

Die Alterung von solarthermischen Kollektoren kann eine Abnahme ihrer thermischen Leistungsfähigkeit hervorrufen. Um die Energiemenge berechnen zu können, die während der gesamten Lebensdauer von den Kollektoren geliefert wird, ist eine Quantifizierung dieser Leistungsdegradation erforderlich. Dies kann mittels beschleunigter Alterungsuntersuchungen und der Implementierung des charakteristischen Degradationsverhaltens in ein numerisches Kollektormodell erfolgen.

In vorliegendem Kapitel wird erläutert, wie Alterungsvorgänge infolge von Temperatureinfluss mit einem numerischen Modell beschrieben werden können. Das Ziel hierbei ist es mit diesem verfeinerten Rechenmodell eine Aussage treffen zu können, wie sich die alterungsbedingte Veränderung der Kollektorkennwerte in Abhängigkeit von der Zeit auf den Energieertrag der gesamten Solaranlage auswirkt. Dazu wurde das bereits in der Europäischen Norm EN 12975-2 /29/ dokumentierte Rechenmodell für den Kollektor erweitert. Mit diesem erweiterten Modell können Degradationsmechanismen, die infolge hoher Temperaturen auftreten, berücksichtigt werden, wenn sie durch die Arrhenius Beziehung beschrieben werden können.

3.1 Kollektormodell

Die Absorbtemperatur ist die maßgebliche Betriebsgröße für die an der Wärmedämmung und an der selektiven Absorberschicht auftretenden Degradationsprozesse. Das Bestreben nach höheren Kollektorwirkungsgraden um höhere Energieeinsparungen erzielen zu können, führte zu einer deutlichen Erhöhung des Temperaturniveaus in den Kollektoren. Daher wurden in diesem ersten Modellansatz zunächst die Degradationseffekte berücksichtigt, die durch den Faktor „Absorbtemperatur“ hervorgerufen werden.

3.1.1 1-Knoten-Modell

Alle heute verwendeten nationalen und internationalen Normen wie z. B. EN 12975 /29/ und ISO 9806 /30/ benutzen ein so genanntes 1-Knoten-Modell zur Beschreibung des thermischen Verhaltens von Sonnenkollektoren (siehe Bild 27).

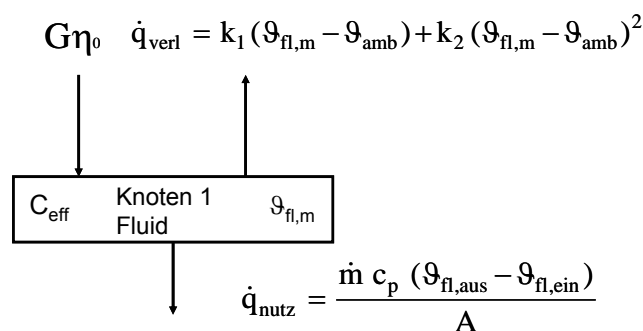


Bild 27: 1-Knoten-Modell

Hierbei werden alle thermischen Massen des Kollektors und die Wärmeübergangsmechanismen zwischen den einzelnen Massen in einer flächenbezogenen effektiven Wärmekapazität c_{eff} zusammengefasst, die sich auf die Fluidtemperatur bezieht. Das 1-Knoten-Modell wird durch folgende Differentialgleichung beschrieben:

$$c_{\text{eff}} \frac{d\vartheta_{\text{fl,m}}}{dt} = G\eta_0 - k_1(\vartheta_{\text{fl,m}} - \vartheta_{\text{amb}}) - k_2(\vartheta_{\text{fl,m}} - \vartheta_{\text{amb}})^2 - \frac{\dot{m}c_p(\vartheta_{\text{fl,aus}} - \vartheta_{\text{fl,ein}})}{A} \quad (20)$$

Wie aus der Gleichung (20) ersichtlich ist, wird beim 1-Knoten-Modell nicht zwischen Absorbtemperatur und Fluidtemperatur unterschieden. Die Reduzierung der internen Wärmeübergangsmechanismen auf einen Kapazitätsknoten erlaubt bei Kollektoren mit geringer Temperaturdifferenz zwischen Absorber- und Fluidtemperatur, wie sie bei Flachkollektoren vorherrscht, eine gute Abbildung der thermischen Leistungsfähigkeit. Bei Degradationsvorgängen der selektiven Beschichtung jedoch ist die vorherrschende Absorbtemperatur der bestimmende Faktor. Um diese Tatsache berücksichtigen zu können, wird ein 2-Knoten-Modell eingeführt.

3.1.2 2-Knoten-Modell

Das 2-Knoten-Modell ist in Bild 28 dargestellt. Hier wird die Wärmekapazität des Kollektors unterteilt in die Wärmekapazität des Absorbers c_{Abs} und des Fluids c_{fl} . Weiterhin wird durch das Wärmeübertragungsvermögen (kA) der Wärmetransport zwischen den beiden Kapazitäten berücksichtigt.

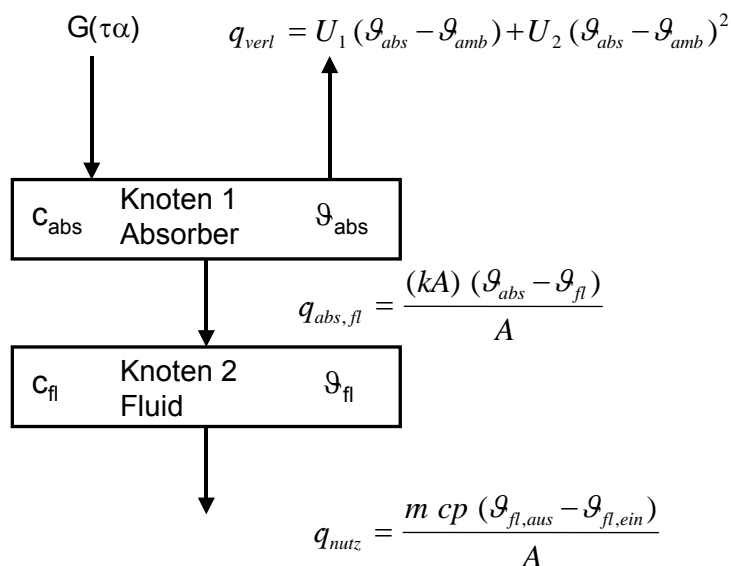


Bild 28: 2-Knoten-Modell

Der Absorberknoten (Knoten 1) wird in Abhängigkeit vom entsprechenden Wert des Transmissions-Absorptions-Produkts ($\tau\alpha$) durch die einfallende Solarstrahlung G erwärmt. Die Wärmeverluste des Absorbers \dot{q}_{verl} beziehen sich auf die Differenz zwischen Absorbtemperatur und Umgebung. Der Wärmeübergang vom Absorber $\dot{q}_{\text{abs,fl}}$ zum Fluid wird

durch das Wärmeübertragungsvermögen (kA) und die Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Fluid bestimmt. Das 2-Knoten-Modell wird durch die beiden gekoppelten Differentialgleichungen (21) und (22) beschrieben:

$$(kA)(\vartheta_{\text{abs}} - \vartheta_{\text{fl,m}}) = G(\tau\alpha) - U_1(\vartheta_{\text{abs}} - \vartheta_{\text{amb}}) - U_2(\vartheta_{\text{abs}} - \vartheta_{\text{amb}})^2 - c_{\text{abs}} \frac{d\vartheta_{\text{abs}}}{dt} \quad (21)$$

$$c_{\text{fl}} \frac{d\vartheta_{\text{fl,m}}}{dt} = (kA)(\vartheta_{\text{abs}} - \vartheta_{\text{fl,m}}) - \frac{\dot{m} c_p (\vartheta_{\text{fl,out}} - \vartheta_{\text{fl,in}})}{A} \quad (22)$$

Für die folgenden Untersuchungen wurde das TRNSYS Kollektormodell (Type 132) um dieses 2-Knoten-Modell erweitert.

3.2 Beschleunigte Alterungstests

Das Alterungsverhalten von solarthermischen Kollektoren wird primär durch das im Kollektor herrschende Temperaturniveau bestimmt. Da die Alterungsprozesse sehr langsam ablaufen, müssen beschleunigte Alterungstests durchgeführt werden, um das Alterungsverhalten des Kollektors vorhersagen zu können. Eine beschleunigte Alterung kann z. B. erreicht werden, indem man den Kollektor mit einer höheren Temperatur beaufschlagt als der, der er unter „normalen“ Betriebsbedingungen ausgesetzt ist. Dies kann z. B. dadurch erfolgen, dass der Kollektor in unbefülltem Zustand der natürlichen Sonnenstrahlung ausgesetzt wird (wie dies bei den 15 untersuchten Kollektoren der Fall war) und somit relativ häufig den so genannten Stagnationszustand erreicht. Dieser Zustand ist dadurch charakterisiert, dass hier die maximalen Temperaturen im Kollektor auftreten. Alternativ können beschleunigte Alterungsuntersuchungen jedoch auch im Labor durchgeführt werden, indem man die Kollektoren mit einer intensiveren Belastung aussetzt, wie dies unter „normalen“ Betriebsbedingungen der Fall wäre.

Bei den meisten Degradationsprozessen, die durch Diffusion, chemische Reaktionen oder Desorption verursacht werden, kann die Temperaturabhängigkeit mit einer Arrhenius Beziehung beschrieben werden, wie sie in Gleichung (23) dargestellt ist.

$$a = \frac{t_{\text{NB}}}{t_{\text{test}}} = \exp \left[\frac{E_T}{R} \cdot \left(\frac{1}{T_{\text{NB}}} - \frac{1}{T_{\text{test}}} \right) \right] \quad (23)$$

Die Gleichung liefert eine Beziehung zwischen der Zeit t_{NB} [h] und der Temperatur T_{NB} [K] bei der am Kollektor die gleiche Degradation auftritt, wie wenn er bei einem beschleunigten Alterungstest mit der Zeit t_{test} [h] und der Temperatur T_{test} [K] belastet werden würde. Der Ausdruck „a“ beschreibt den Beschleunigungsfaktor der Degradation. Die Aktivierungsenergie E_T [J/mol] der Degradation muss experimentell bestimmt werden.

Basierend auf den Ergebnissen eines beschleunigten Alterungstests und der Berücksichtigung der oben beschriebenen Zeittransformationfunktion (Gleichung 23), kann eine Beziehung zwischen realer und beschleunigter Alterung abgeleitet werden.

Da die Degradation auch von der individuellen Materialzusammensetzung eines jeden Kollektors abhängt, ist der Alterungsprozess bei jedem Kollektor unterschiedlich. Die beschleunigten Alterungsuntersuchungen müssen daher für jeden Kollektortyp individuell durchgeführt werden.

Für die Bestimmung des temperaturabhängigen Alterungsverhaltens müssen zuerst die Kollektorkennwerte ($\tau\alpha$), U_1 und U_2 im Neuzustand bestimmt werden.

Unter Berücksichtigung der Temperatur- und Zeitabhängigkeit der Kollektorkennwerte gemäß Gleichungen (24) bis (26) kann nun der beschleunigte Alterungstest erfolgen.

$$(\tau\alpha) = f(\vartheta_{\text{abs}}(t)) \quad (24)$$

$$(U_1) = f(\vartheta_{\text{abs}}(t)) \quad (25)$$

$$(U_2) = f(\vartheta_{\text{abs}}(t)) \quad (26)$$

In dem hier beschriebenen Fall wird dabei für einen genau definierten Zeitraum eine hohe Temperaturbelastung zur beschleunigten Alterung aufgebracht. Anschließend werden die Kollektorkennwerte in einer thermischen Leistungsprüfung erneut bestimmt und die Abweichungen der Kennwerte $\Delta(\tau\alpha)$, ΔU_1 und ΔU_2 von denen des Neuzustandes erfasst. Für die erfolgte thermische Belastung ist nun die Degradation der Kollektorkennwerte während eines bestimmten Zeitraumes bestimmt. Für eine vollständige Charakterisierung des Alterungsverhaltens ist es erforderlich, diesen Vorgang mehrmals zu wiederholen.

3.3 Implementierung der Degradation in das 2-Knoten-Modell

In das bestehende 2-Knoten-Modell (TRNSYS Type 132) wurde die Arrhenius Beziehung gemäß Gleichung (18) in der Weise eingearbeitet, dass die Veränderung des Transmissions-Absorptions-Produktes ($\tau\alpha$) und die absorberbezogenen Wärmeverlustkoeffizienten U_1 und U_2 für jeden einzelnen Zeitschritt in Abhängigkeit der Absorberrtemperatur ermittelt wird.

Dazu wurde die Parameterliste des TRNSYS Type 132 um die im Folgenden aufgeführten Parameter erweitert:

- die Aktivierungsenergie E_T
- die Temperaturbelastung T_{test} während des beschleunigten Alterungstests
- 10 mögliche Zeitpunkte (t_0 bis t_9) für die die entsprechenden Werte der veränderten Kollektorkennwerte ($\tau\alpha$), U_1 , U_2 eingegeben werden können
- 3 mal 10 Parameter, mit denen die Änderungen $\Delta(\tau\alpha)$, ΔU_1 , ΔU_2 der Kollektorkennwerte ($\tau\alpha$), U_1 , U_2 zu den jeweiligen Zeitpunkten t_0 bis t_9 beschrieben werden können.

Bild 29 zeigt beispielhaft zwei mögliche Degradationsszenarien für das Transmissions-Absorptions-Produkt ($\tau\alpha$).

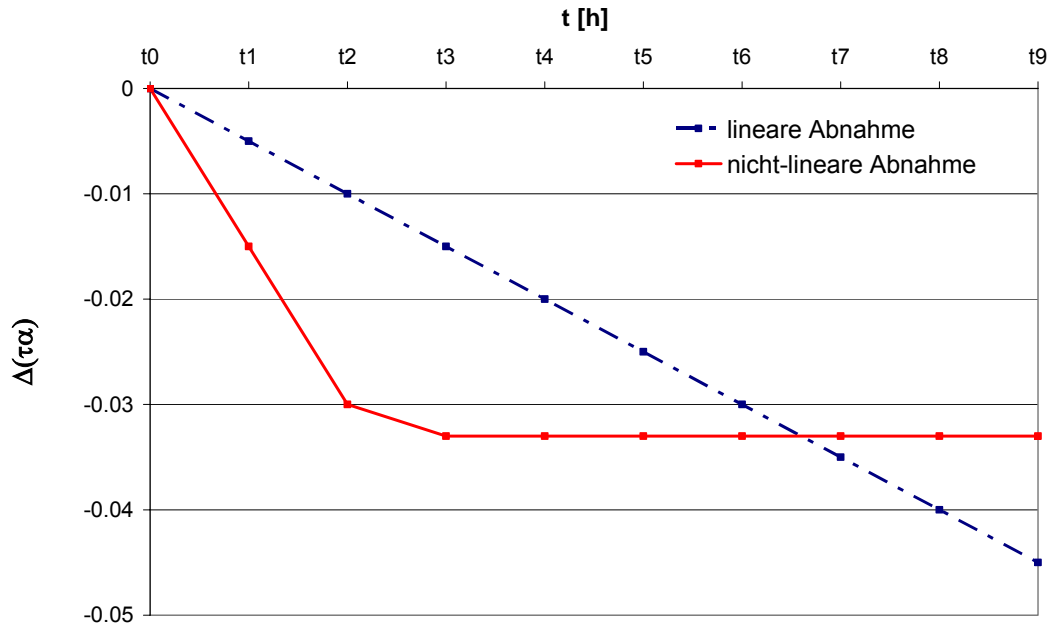


Bild 29: Szenarien möglicher Resultate von beschleunigten Alterungstests für $(\tau\alpha)$: lineare Degradation des Kollektorkennwertes im Vergleich zu einem nicht-linearen Degradationsverlauf

Ein Szenario zeigt einen linearen Degradationsverlauf mit einer des Kennwertes $(\tau\alpha)$ im Vergleich zu dem Anfangswert zum Zeitpunkt $t_0 = 0$. Das zweite Szenario stellt exemplarisch einen Verlauf einer anfänglich starken Degradation dar, die nach einiger Zeit zum Stillstand kommt.

Die jeweiligen Änderungen der charakteristischen Kollektorkennwerte $\Delta(\tau\alpha)$, ΔU_1 , ΔU_2 zu den jeweiligen Zeitpunkten t_0 bis t_9 müssen experimentell bestimmt werden. Hierbei ist es jedoch nicht zwingend notwendig, alle 10 möglichen Stützstellen zur Beschreibung des Degradationsverlaufes zu verwenden.

Mit dem Modell kann die thermische Leistungsfähigkeit eines Kollektors während seiner Lebensdauer mit einem virtuellen Degradationsverlauf analysiert werden. Hierdurch ist es möglich die von der Solaranlage gelieferte solare Energiemenge über den gesamten Betriebszeitraum berechnen zu können. Die Kenntnis dieser Energiemenge kann z.B. wichtig sein für den Handel mit Emissionsrechten (CO₂-Trading), für die Vergütung regenerativ bereitgestellter Energie (regeneratives Wärmegegesetz) und auch für eine effiziente Vergabe von Fördermitteln.

3.4 Fiktives Beispiel zur Anwendung des Rechenmodells

Im Folgenden wird mit Hilfe eines Beispiels gezeigt, wie das Modell verwendet werden kann, um den Energieertrag eines Kollektors während seiner gesamten Lebensdauer zu berechnen. Die Kennwerte, für den Degradationsverlauf aus Tabelle 14 stellen eine reine Annahme dar und repräsentieren keine realen Messdaten. Ziel ist es hier nur die Arbeitsweise des Modells zu erläutern. Die Systemsimulation wird für eine typische solare Kombianlage bestehend aus 15 m² Kollektorfläche und einem Tank-im-Tank Speicher mit einem Volumen von 750 l

durchgeführt. Hierbei betrug der tägliche Warmwasserbedarf 200 l und der jährlichen Heizwärmebedarf 9090 kWh bzw. 71 kWh/(m²a). Als Wetterdaten wurde das Testreferenzjahr Würzburg gewählt. Die Simulation wird für einen Zeitraum von 20 Jahren durchgeführt. Dabei wird für jedes Jahr der gleiche Wetterdatensatz und das gleiche Lastprofil verwendet.

Wie aus Tabelle 13 ersichtlich ist, wurde angenommen, dass die beschleunigte Alterungsuntersuchung des Kollektors bei einer Testtemperatur von 220 °C durchgeführt wurde. Weiterhin wurde angenommen, dass während des Tests zu vier charakteristischen Zeitpunkten zwischen $t_0 = 0$ h und $t_3 = 1000$ h die Kollektorkennwerte bestimmt wurden. Hierbei entsprechen die Kennwerte zum Zeitpunkt t_0 den Kennwerten des Kollektors im Neuzustand (Tabelle 13). Tabelle 14 gibt die charakteristischen Zeitpunkte an, bei denen die Kollektorleistung und daraus resultierend die entsprechenden Veränderungen der Kollektorkennwerte $\Delta(\tau\alpha)$, ΔU_1 bestimmt wurden. Die Auswirkung der Degradation auf den Kennwert U_2 wurde in vorliegendem Beispiel vernachlässigt und die entsprechende Abweichung ΔU_2 zu Null gesetzt.

Kennwerte Ausgangszustand	Einheit	Wert
$(\tau\alpha)$	[-]	0.8
U_1	[W/(m ² K)]	3.5
U_2	[W/(m ² K ²)]	0.012
Testtemperatur ϑ_{test}	[°C]	220
Aktivierungsenergie E_T	[kJ/mol]	100

Tabelle 13: Kennwerte Ausgangszustand für die Simulation

Zeitpunkt, nach dem die Kollektorleistung gemessen wurde [h] und daraus resultierende Veränderung der Kennwerte				
t [h]	0	200	300	1000
$\Delta(\tau\alpha)$ [-]	0.00	-0.02	-0.05	-0.10
ΔU_1 [W/(m ² K)]	0.00	0.02	0.05	0.10
ΔU_2 [W/(m ² K ²)]	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabelle 14: Angenommener Verlauf der Degradation

In der Simulation werden die zwei Kollektorkennwerte $\Delta(\tau\alpha)$, ΔU_1 nach jedem einzelnen Simulations-Zeitschritt gemäß Gleichung (23) modifiziert, um die Auswirkungen der Alterung zu bestimmen. Hierzu berechnet das Programm die Kollektorleistung in dem jeweiligen Zeitschritt und bestimmt die Abweichung zu den Kollektorkennwerten im Neuzustand mit Hilfe der implementierten Arrhenius Korrelation und dem angegebenen Degradationsverlauf.

Interessant hierbei ist die Auswirkung, die die Degradation auf den jährlichen Kollektorertrag Q_{col} hat. In Bild 30 ist der jährliche Kollektorertrag ohne Berücksichtigung von Degradationserscheinungen (Q_{col} Standard) dem jährlichen Kollektorertrag gegenübergestellt, der sich für das gewählte Beispiel mit Berücksichtigung der Degradation ergibt (Q_{col} mit Degradation). Wie zu

erwarten, bleibt Q_{col} Standard während der ganzen Zeit konstant, da keine Degradation berücksichtigt wurde. Der Vergleich beider Simulationen zeigt deutlich, dass der Ertragsverlust aufgrund von Degradationserscheinungen im Verlauf einer Betriebszeit von 20 Jahren ein beträchtliches Ausmaß annehmen kann.

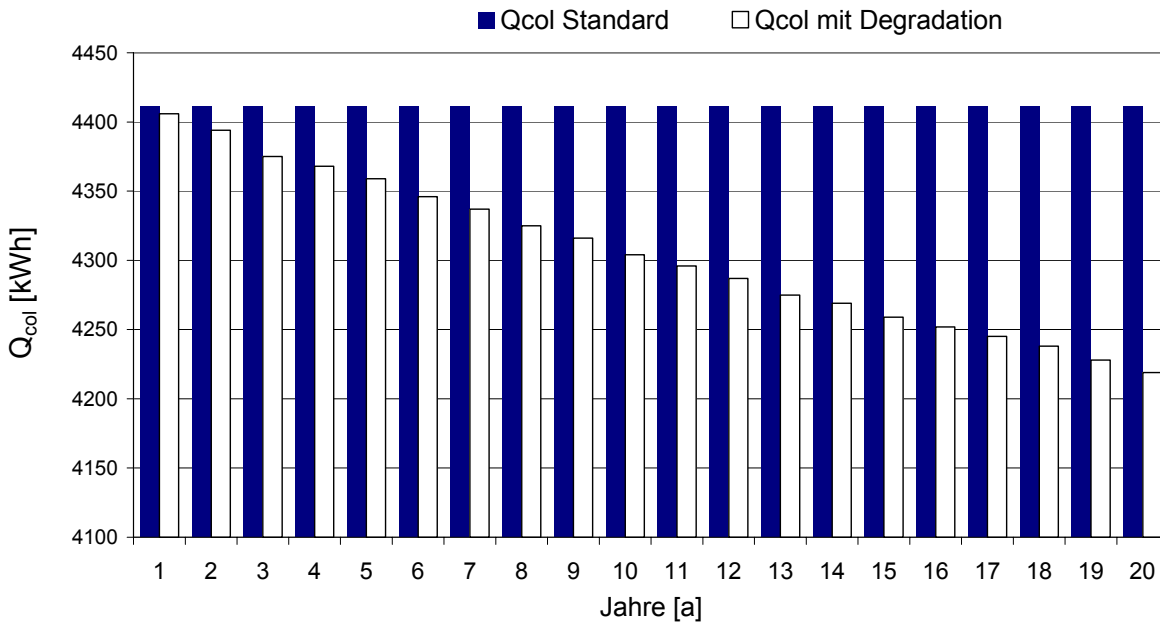


Bild 30: Kollektorertrag mit und ohne Berücksichtigung der Degradation

3.5 Validierung des Modells

Mit dem zuvor beschriebenen Modell kann derzeit die Leistungsänderung berechnet werden, die durch einen im Labor durchgeführten beschleunigten Alterungstest infolge hoher Temperaturbelastung auftritt. Zur Modellvalidierung wurden daher beschleunigte Alterungstests an einem Sonnenkollektor durchgeführt. Um das gewünschte Temperaturniveau im Kollektor zu erzielen, wurde der Kollektor mit heißem Thermoöl durchströmt, das mit Hilfe eines Hochtemperaturthermostaten auf einem konstantem Temperaturniveau gehalten wurde. Die Bilder 31 - 33 zeigen den Versuchsstand, an dem die beschleunigten Alterungstests durchgeführt wurden. Die mittlere Belastungstemperatur betrug dabei 196 °C.

Vor Beginn der Temperaturbelastung wurden zunächst die Leistungskennwerte des Kollektors im Neuzustand ermittelt. Anschließend wurde der Kollektor 100 Stunden mit einer Temperatur von 196 °C belastet. Nach der Belastung erfolgte eine erneute Leistungsmessung zur Bestimmung der Kollektorkennwerte. Diese Prozedur wurde fünf Mal mit der gleichen Temperaturbelastung (196 °C) durchgeführt, um das Modell mit fünf verschiedenen Stützpunkten validieren zu können.



Bild 31: Versuchsstand „Thermodegradation“

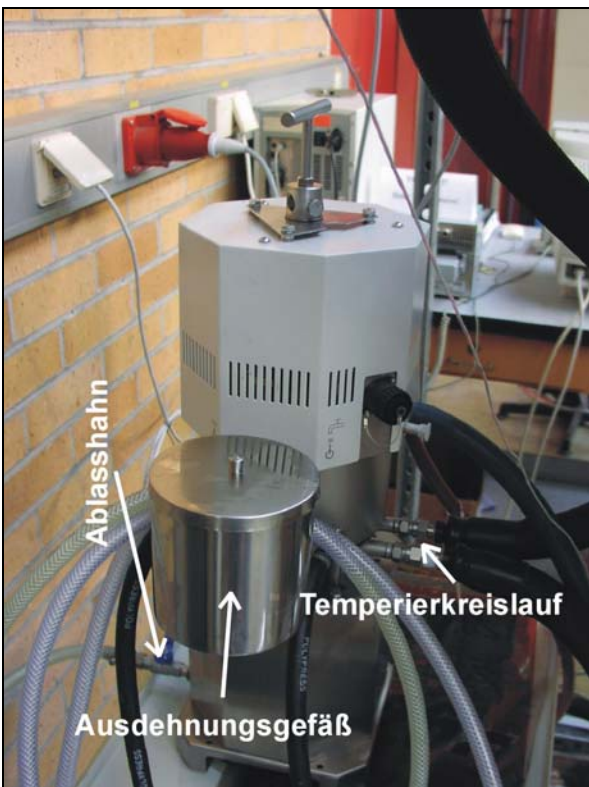


Bild 32: Hochtemperaturthermostat

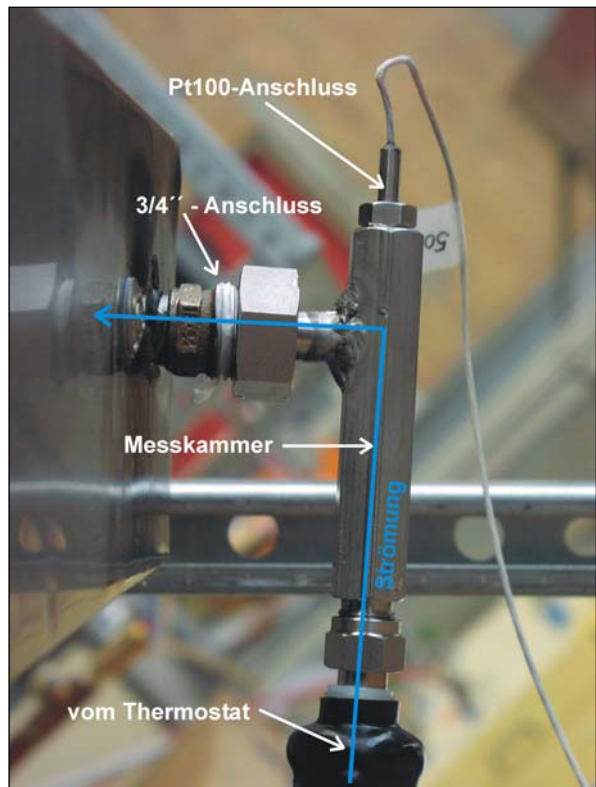


Bild 33: Messkammer (Eintritt)

Tabelle 15 beinhaltet die einzelnen Belastungsphasen mit der kumulierten Belastungsdauer und den zugehörigen Änderungen der Kollektorkennwerte. Nach 846stündiger Belastung mit 196 °C veränderte sich der Ausgangswert des Transmissions-Absorptionsproduktes ($\tau\alpha$) demnach von einem Ausgangswert von 0.758 im Neuzustand auf einen Wert von 0.730. Teilweise weisen die für unterschiedliche Phasen (z. B. Phase 1 und 2) ermittelten Werte keinen stetigen Verlauf auf. Da der zeitliche Verlauf der Kollektorkennwerte jedoch grundsätzlich eine deutliche Tendenz erkennen lässt, sind einzelne Unstetigkeiten vermutlich auf Messungenauigkeiten zurückzuführen.

	Belastungs- dauer [h]	($\tau\alpha$) [-]	U_1 [W/(m ² K)]	U_2 [W/(m ² K ²)]
Phase 0	0	0.758	3.576	0.011
Phase 1	100	0.750	3.563	0.011
Phase 2	200	0.753	3.634	0.010
Phase 3	370	0.745	3.580	0.011
Phase 4	586	0.744	3.489	0.013
Phase 5	846	0.730	3.439	0.013

Tabelle 15: Kollektorkennwerte im Neuzustand und nach den einzelnen Phasen der Temperaturbelastung

Aus den in Tabelle 15 dargestellten Kennwerten wurden für die entsprechenden Zeitpunkte die in Tabelle 16 aufgeführten Änderungen der einzelnen Kennwerte ermittelt.

	Zeitpunkt, nach dem die Kollektorleistung gemessen wurde [h]					
	0	100	200	370	586	846
$\Delta(\tau\alpha)$	0	-0.008	-0.005	-0.013	-0.014	-0.028
ΔU_1	0	-0.013	0.058	0.004	-0.087	-0.137
ΔU_2	0	0.000	-0.001	0.000	0.002	0.002

Tabelle 16: Zeitliche Änderung der Kollektorkennwerte (bezogen auf den Neuzustand)

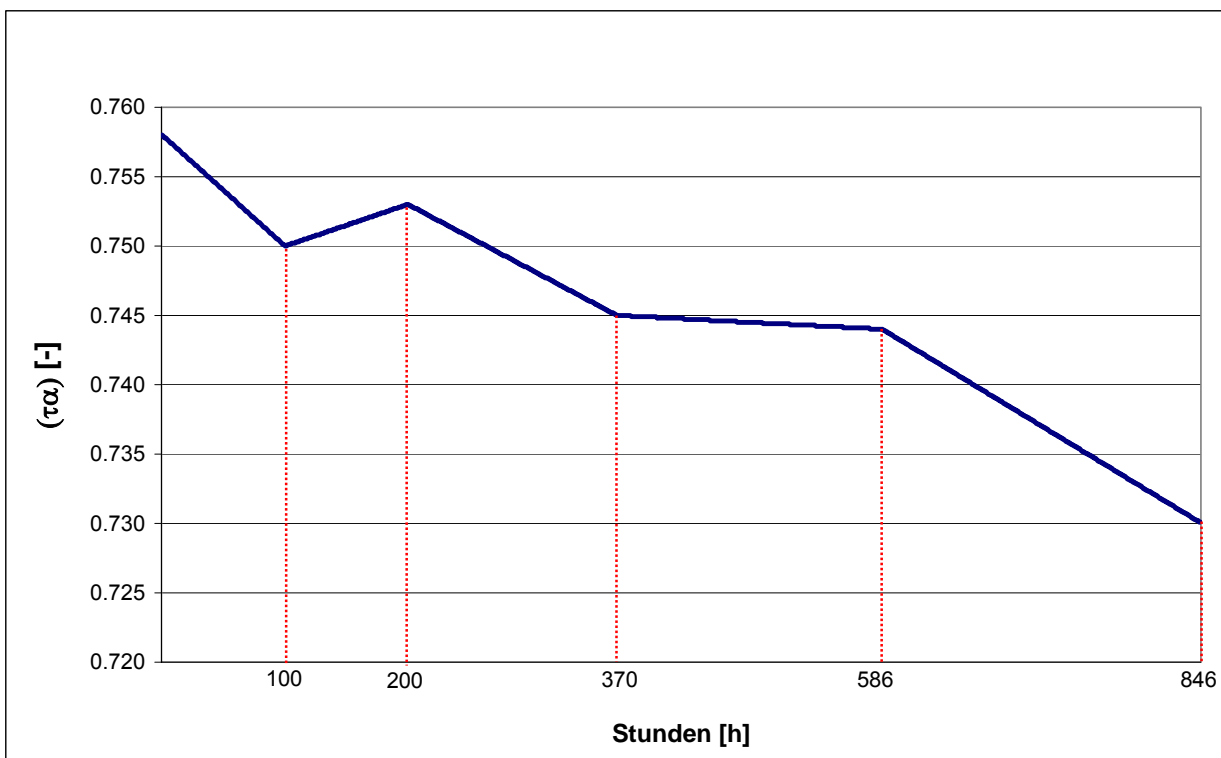
Für die Validierung des Rechenmodells wurden die in den Tabellen 16 und 17 aufgelisteten Daten verwendet. Gemäß [17] liegen die Aktivierungsenergien für die Degradation selektiver Absorberschichten typischerweise zwischen 50 und 300 kJ/mol. Für die Validierung wurde daher exemplarisch eine Aktivierungsenergie von 150 kJ/mol angenommen. Um den Rechengang des Modells zu kontrollieren wurde überprüft, ob das Modell mit diesen Eingabeparametern an den Stützstellen die gleichen Kollektorkennwerte berechnet, die sich aus den Leistungsmessungen ergaben.

Basisdaten	Einheit	
$(\tau\alpha)$	[-]	0.758
U_1	[W/(m ² K)]	3.576
U_2	[W/(m ² K ²)]	0.011
Testtemperatur ϑ_{test}	[°C]	196
Aktivierungsenergie E_T	[kJ/mol]	150

Tabelle 17: Eingabeparameter, Basisdaten (Neuzustand)

Wie aus den Bildern 34 - 36 hervorgeht, ergibt sich eine sehr gute Übereinstimmung zwischen den gemessenen und berechneten Werten. Die rot gestrichelten Linien kennzeichnen als Stützstellen jeweils die Zeitpunkte zu denen eine Leistungsprüfung durchgeführt wurde. Das Modell liefert den zeitlichen Degradationsverlauf der jeweiligen Parameter. Zwischen den Stützpunkten werden die Werte der einzelnen Parameter durch Interpolation ermittelt.

Bei der hier durchgeführten Validierung wurde überprüft, ob das Modell den gemessenen Degradationsverlauf nachbilden kann. Für praktische Anwendungen wäre es jedoch sinnvoll, einen stetigen Kurvenverlauf durch Regression zu ermitteln und für die Berechnung zugrunde zu legen.

Bild 34: Parameteränderung ($\tau\alpha$) während der beschleunigten Alterungsprüfung

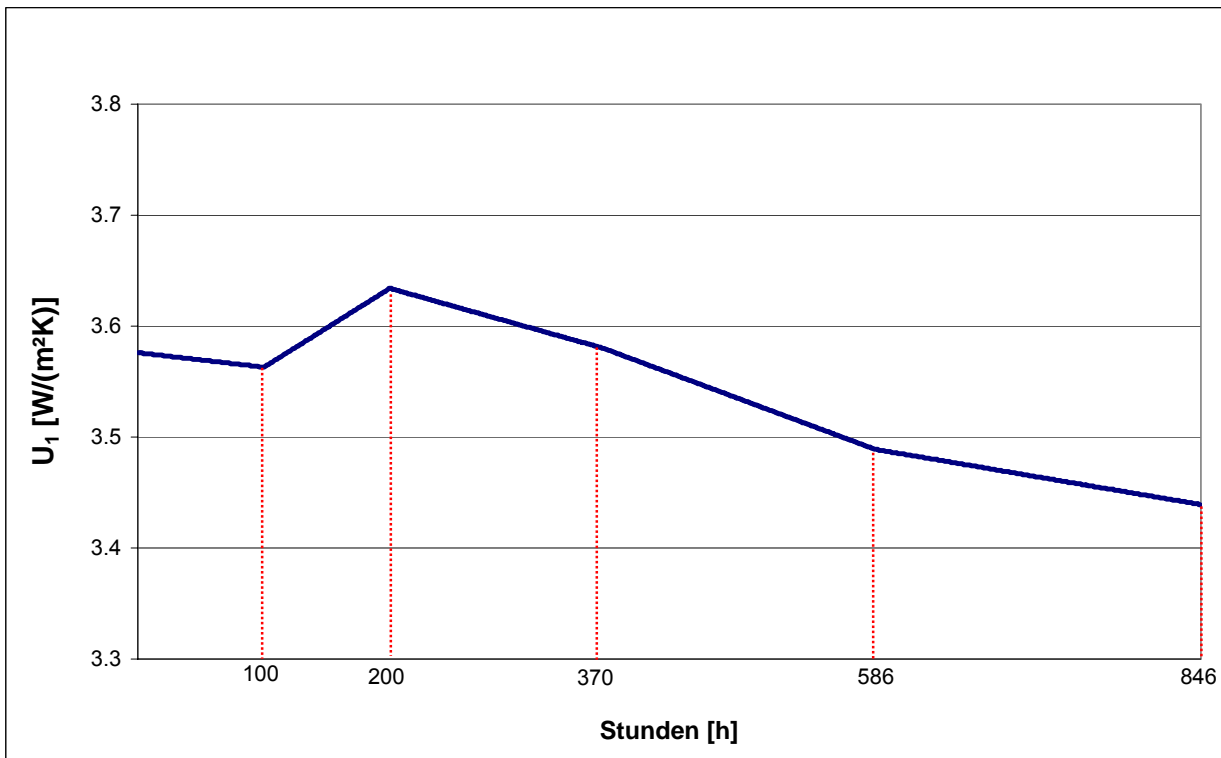


Bild 35: Parameteränderung (U_1) während der beschleunigten Alterungsprüfung

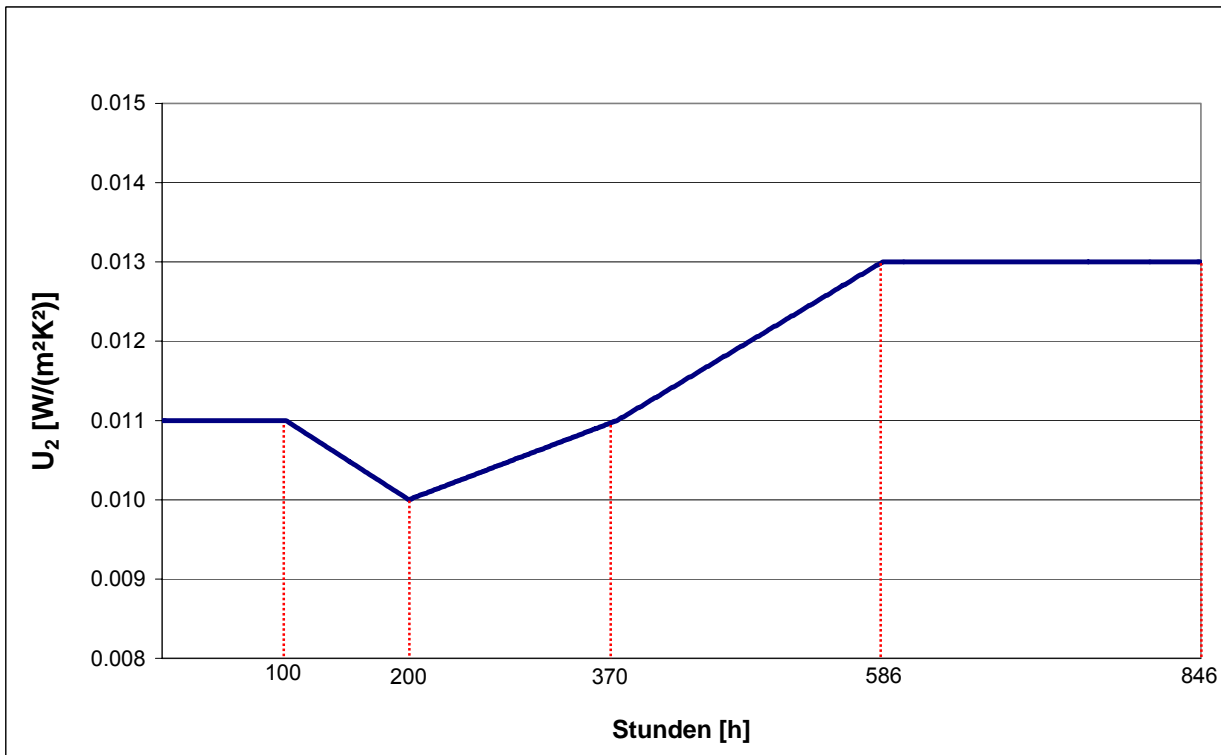


Bild 36: Parameteränderung (U_2) während der beschleunigten Alterungsprüfung

Die hier beschriebene Vorgehensweise dient als ein erster Ansatz zur Implementierung eines messtechnisch ermittelten Degradationsverlaufes in ein Rechenmodell.

Bei dem hier beschriebenen Beispiel wurden vereinfachend nur Einflüsse infolge hoher Temperatur berücksichtigt. Das Zusammenwirken mehrerer Degradationsmechanismen z. B. aufgrund UV-Strahlung oder erhöhter Feuchtebelastung, wie sie bei einer Exposition unter natürlicher Bewitterung auftreten, kann im Modell derzeit noch nicht berücksichtigt werden.

4 Ausblick

Untersuchungen zur Auswirkung individueller Degradationsfaktoren wie beispielsweise Temperatur oder UV-Strahlung auf einzelne Kollektorelemente sind in den vergangenen Jahren erfolgt. So wurde in der IEA Task X /21/ das Degradationsverhalten von selektiven Absorberschichten untersucht. Ein Ergebnis dieser Arbeiten ist ein Normentwurf /28/ über die Durchführung von beschleunigten Lebensdauerprüfungen an Absorbern. Weitere Untersuchungen befassten sich mit dem Alterungsverhalten von transparenten Abdeckungen /31/. Mit diesen Ergebnissen kann das Alterungsverhalten einzelner Elemente wie zum Beispiel der selektiven Schicht oder der transparenten Abdeckung prognostiziert werden. Es kann jedoch keine Aussage darüber getroffen werden, wie sich die Belastungen auf die Alterung des gesamten Kollektors auswirken. Mit den in Kapitel 2 durchgeführten Untersuchungen wurde jedoch gezeigt, dass bei den meisten Kollektoren eine alterungsbedingte Abnahme der thermischen Leistungsfähigkeit auftritt. Um weitere Informationen über den Verlauf der Alterung gewinnen zu können, wird eine erneute Prüfung der hier untersuchten Kollektoren nach etwa zwei bis vier weiteren Jahren Exposition als sinnvoll erachtet.

Um das zukünftige Alterungsverhalten heutiger Kollektoren prognostizieren zu können, wäre es im Rahmen eines auf diesem Vorhaben aufbauenden Projektes wichtig, Verfahren zur Ermittlung des Alterungsverhaltens von Sonnenkollektoren zu entwickeln. Eine beschleunigte Alterung kann erzielt werden, indem man den Kollektor mit einer erhöhten „Dosis“ der im Betriebsfall auftretenden Maximalbelastung beaufschlagt. Dies kann durch eine Erhöhung der maximal auftretenden Betriebstemperatur erfolgen. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Dosis nicht so hoch gewählt wird, dass es zu einem spontanen Fehlverhalten bzw. Versagen einzelner Materialien kommt und die Ergebnisse somit für den normalen Betriebsfall nicht aussagekräftig sind. Alternativ kann auch eine Verlängerung der Dauer der „natürlichen“ Maximalbelastung erfolgen, wie dies durch die drei Jahre lange Exposition der Kollektoren in unbefülltem Zustand der Fall war. Um daraus das Alterungsverhalten allgemeingültig bestimmen zu können muss zunächst eine Korrelation zwischen Exposition und Betrieb hergestellt werden. In Kapitel 2.5 wurde hierzu bereits eine grobe Abschätzung durchgeführt. Durch weiterführende Arbeiten sollte nun jedoch untersucht werden, ob die vorausgesetzten Annahmen geeignet sind, das Alterungsverhalten von Kollektoren unter realen Betriebsbedingungen praxisrelevant zu beschreiben.

III. Öffentlichkeitsarbeit

1 Normungs- und Gremienarbeit

Im Rahmen des Vorhabens erfolgte eine kontinuierliche Mitarbeit in den Normungsgremien für die europäische (CEN) und internationale (ISO) Normung. Insbesondere wurde die Überarbeitung der europäischen Normreihen EN 12975 für Kollektoren und ENV 12977 für kundenspezifisch gefertigte Solaranlagen maßgeblich mitgestaltet. Zusätzlich wird im Rahmen der Normungsarbeiten von Herrn Drück der Vorsitz des nationalen Spiegelausschusses „Thermische Solaranlagen und ihre Bauteile“ wahrgenommen.

Im Hinblick auf die internationale Normungsarbeit erfolgte Anfang April 2006 eine Teilnahme am Arbeitstreffen des Technischen Komitees von ISO (ISO TC 180). Die Erkenntnisse aus dem Projekt sowie aktuelle Projektergebnisse werden somit in die europäischen und internationalen Normungsgremien eingebracht. Es ist damit gelungen, die entsprechenden Kreise für das Thema „Alterung“ zu sensibilisieren. Um die komplexen Zusammenhänge der Alterung mit Hilfe beschleunigter Alterungstests realitätsgetreu abbilden zu können, müssen zunächst entsprechende Prüfverfahren entwickelt werden.

Durch die Mitarbeit in dem Gremium, für die Überarbeitung des Solar Keymark Zertifizierungsprogramms wurden und werden die Projektergebnisse ebenfalls bei diesen Arbeiten berücksichtigt werden. Es ist wünschenswert, dass in der Vergabegrundlage des Blauen Engels für Solarkollektoren das Thema Alterungsverhalten zukünftig ebenfalls berücksichtigt wird. Im Hinblick auf eine Überarbeitung der Vergabegrundlage wurde daher diskutiert, ob in Zukunft die energetische Amortisationszeit als Vergabekriterium eingeführt werden sollte. In diesem Zusammenhang wurde vom ITW darauf hingewiesen, dass die alterungsbedingte Leistungsänderung mit in die Berechnung der energetischen Amortisationszeit einbezogen werden sollte. Desweiteren wurde seitens des ITW vorgeschlagen, statt der energetischen Amortisationszeit als Bewertungsgröße die sich über eine zu erwartende Lebensdauer, unter Berücksichtigung auftretender Alterungserscheinungen, ergebende Gesamtenergieeinsparung zu verwenden.

2 Veröffentlichung der Projektergebnisse

Um die Projektergebnisse interessierten Fachkreisen zugänglich zu machen, wurde an dem ISES 2005 Solar World Congress (Florida) mit einem Beitrag über die Implementierung von Degradationsmechanismen in das neu entwickelte 2 Knoten Kollektormodell teilgenommen /32/. Im Rahmen eines Artikels im Sonderheft des International Journal of Energy Technology and Policy (IJETP) werden die Projektergebnisse im Laufe des Jahres 2007 auf internationaler Ebene veröffentlicht werden.

Über erste Zwischenergebnisse des Projektes wurde beim 16. Otti Symposium Thermische Solarenergie berichtet /33/. Ein weiterer Beitrag über die Projektergebnisse ist beim 17. Otti

Symposium Thermische Solarenergie im Mai 2007 in Bad Staffelstein sowie auf der „3rd European Solar Thermal Energy Conference estec 2007“ in Freiburg vorgesehen.

Zusätzlich wurden die Projektergebnisse beim „Solarthermie-Forum“, das im Rahmen der Intersolar in Freiburg am 22. Juni 2006 stattfand, einem deutschsprachigen Fachpublikum vorgetragen, das sich aus Fachhandwerkern, Energieberatern, Bauherren, Investoren, Planer, Architekten, Solarindustrie und Behördenvertreter zusammensetzte.

Weiterhin wurde auf zahlreichen nationalen und europäischen Veranstaltungen und Symposien auf das Projekt hingewiesen (FVS Jahrestagung 2005, VDI Fachtagung „Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung“, 2006 in Leverkusen, estec 2005, NEGST Projekttreffen 2007 in Rapperswil).

3 Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die Ergebnisse der messtechnischen Untersuchung an den 15 Kollektoren haben gezeigt, dass die Kollektoren nach 3 Jahren Exposition unter extremer Temperaturbelastung kaum nennenswerte Leistungsverluste aufweisen. Daher kann von einer guten Langzeitbeständigkeit der in den Jahren 2000 und 2001 hergestellten Kollektoren ausgegangen werden. Es ist dennoch notwendig, Testmethoden zur beschleunigten Alterung von Sonnenkollektoren zu entwickeln, damit auch für zukünftige Kollektorgenerationen die alterungsbedingte Leistungsabnahme im Vorfeld ermittelt werden kann. Hierdurch kann das Qualitätsniveau thermischer Sonnenkollektoren, auch im Hinblick auf die größer werdende Anzahl von auf dem Weltmarkt angebotenen, preisgünstigen Produkten, gesichert werden. Die in diesem Projekt erzielten Ergebnisse stellen damit eine gute Basis zur Entwicklung von Alterungsverfahren dar.

Das erweiterte Kollektormodell liefert einen ersten Ansatz für die Entwicklung eines komplexen Rechenmodells, mit dem neben den temperaturabhängigen Degradationsprozessen noch weitere Degradationsprozesse berücksichtigt werden können.

Die im Rahmen des Projektes durchgeführten Arbeiten stoßen insbesondere bei der Industrie auf sehr großes Interesse. Von mehreren Seiten wird die Notwendigkeit der Entwicklung von Verfahren zur Ermittlung des Alterungsverhaltens von Kollektoren betont. Basierend auf den in diesem Vorhaben gewonnen Erkenntnissen wurde daher ein Folgeprojekt zur Entwicklung von Verfahren zur Ermittlung des Alterungsverhaltens von Sonnenkollektoren konzipiert.

Anhang

Literaturverzeichnis

- /1/ Peuser, F.A.; Remmers, K.-H.; Schnauss, M.: Langzeiterfahrung Solarthermie – Wegweiser für das erfolgreiche Planen und Bauen von Solaranlagen; Solarpraxis Supernova AG, Berlin, 2001, ISBN 3-934595-07-3
- /2/ FuE-Vorhaben: Fortschreibung anspruchsvoller Umweltstandards von thermischen Solarkollektoren unter besonderer Berücksichtigung der selektiven Beschichtung von Absorberoberflächen - FKZ 0329275A
- /3/ Verbundprojekt: Systemuntersuchung großer solarthermischer Kombianlagen – Vorhabenbeschreibung zum Antrag 0329268B
- /4/ Köhl, M; Carlsson, B.; Jorgensen, G.J.; Czanderna, A.W.; Performance and Durability Assessment - Optical Materials for Solar Thermal Systems; Elsevier; ISBN 0-08-0444401-6; 2004
- /5/ Haller, M.; Vogelsanger, P.; Report on corrosion and lifetime tests for solar fluids, NEGST Project, Workpackage 4, Deliverable 3, July 2005
- /6/ Task 10: Solar Materials R&D - Failure and Degradation Modes in Selected Solar Materials; May 1989
- /7/ Frei, U., Brunold, S., Häuselmann, T.; Langzeit-Alterungsuntersuchungen an Abdeckungsmaterialien für thermische Sonnenkollektoren; Institut für Solartechnik Prüfung Forschung SPF, Rapperswil
- /8/ Rabek, J. F.; Photodegradation of Polymers, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 1996
- /9/ Bamford, C.H., Tipper, C.F.H.; Comprehensive Chemical Kinetics, Volume 14: Degradation of Polymers, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, 1975
- /10/ Gebelein, C.G., Williams, D.j., Deanin, R.D.: Polymers in Solar Energy Utilization, ACS Symposium Series, 1983
- /11/ Carlsson, B.; Möller, K.; Köhl, M.; Heck, M.; Brunold, S.; Frei, U.; Marechal, J.-C.; Jorgensen, G.: The applicability of accelerated life testing for assessment of service life of solar thermal components; Solar Energy Materials & Solar Cells 84 (2004) 255-274
- /12/ Eyerer, P.; Vorlesungsskript Kunststoffkunde, 13. Auflage, IKP, Universität Stuttgart, Oktober 2005
- /13/ Rånby, B., Rabek, J. F.; Photodegradation, Photo-oxidation and Photostabilization of Polymers, John Wiley & Sons Ltd, 1975
- /14/ Davis, A., Sims, D.; Weathering of Polymers, Applied Science Publishers Ltd, 1983
- /15/ Lampe, T., Schwarzer, P., Ackermann, M.; Kaiser, H.; Roggenbach, W.: Witterungsbeständige Kunststoffe und Textilien im Automobilbau - Korrelation zwischen Frei- und Gerätewitterung; Matr.-wiss. und Werkstofftechnik 27, 589-594 (1996)
- /16/ IEA Task 10: Accelerated Life Testing of Solar Energy Materials – Case Study of some selective Solar Absorber Coating Materials or DHW Systems, 1994
- /17/ Köhl, M.; Heck, M.; Brunold, S.; Frei, U.; Carlsson, B.; Möller, K.;: Advanced procedure for the assessment of the lifetime of solar absorber coatings; Solar Energy Materials & Solar Cells 84 (2004) 275-289
- /18/ Gebelein, C.; Williams, D.; Deanin, R.; Polymers in Solar Energy Utilization, American chemical Society, Washington DC, 1983

-
- /19/ Wylamrzy, J.: Untersuchungen zur Auswirkung von anorganischen Zusätzen auf die sekundären Reaktionen der thermischen Dehydrochlorierung von Polyvinylchlorid; Dissertation Universität Duisburg-Essen, Institut für Chemie, 2004
 - /20/ Carlson, B.; IEA SHC Task 27, Durability assessment of solar energy materials based on general methodology of accelerated life testing
 - /21/ IEA Task 10 – Accelerated Life Testing of Solar Energy Materials – Case Study of Some Selective Solar Absorber Coating Materials for DHW Systems – February 1994
 - /22/ Brunold, S.: Sind die neuen Absorberschichten auch im Vakuumröhrenkollektor beständig? 16. Symposium Thermische Solarenergie, Mai 2006, ISBN 3-934681-39-5
 - /23/ Baumbach, Günter; Luftreinhaltung: Entstehung, Ausbreitung und Wirkung von Luftverunreinigungen – Messtechnik, Emissionsverminderung und Vorschriften, Springer-Verlag, Berlin, 1998
 - /24/ Luck, R. M., Mendelsohn, M. A.; Formation of Degradation Products from Solar Collectors and their Effects upon Collector Efficiency; Society of Plastic Engineers, 39th annual technical conference, Boston, 1981
 - /25/ DIN 81249-1; Korrosion von Metallen in Seeatmosphäre - Grundlagen
 - /26/ EN ISO 4611; Kunststoffe - Bestimmung des Verhaltens bei Einwirkung von warmfeuchtem Klima, Sprühwasser und Salznebel
 - /27/ Produktinformationen mirosol-protect: <http://www.alanod.de/opencms/sites/alanod-sunselect.de/de/Produkte/mirosol/index.html>
 - /28/ ISO/CD 12952.2 – Solar Energy – Materials for flat plate collectors – Qualification test procedures for solar absorber surface durability – 97-03-12
 - /29/ EN 12975, Thermal solar systems and components – Solar Collectors, June 2006
 - /30/ ISO 9806-1:1994 Test methods for solar collectors – Part 1: Thermal Performance of glazed liquid heating collectors including pressure drop, 1994
 - /31/ IEA Task 27 – Adoption of General Methodology to Durability Assessment of Polymeric Glazing Materials – Gary Jorgensen, NREL, USA, 2003
 - /32/ Streicher, E.; Fischer, S.; Heidemann, W.; Müller-Steinhagen, H.: Performance model for solar thermal collectors taking into account degradation effects; August 2005, ISES International Solar World Congress, Orlando, Florida
 - /33/ Streicher, E.; Fischer, S.; Drück, H.; Müller-Steinhagen, H.: Quantifizierung des Alterungsverhaltens von solarthermischen Kollektoren; OTTI 16. Symposium Thermische Solarenergie, 17.05.-19.05.2006, Bad Staffelstein