

■ Produktionstechnologie für solarthermische Kollektoranlagen

- Produktionsverfahren für Solarkollektoren – von der Manufaktur zur Automatisierung
- Optische Beschichtungen für Solarkollektoren – Technologieentwicklung und Qualitätssicherung
- Intelligente Mikrosensoren für den Einsatz in solarthermischen Anlagen – Integration in die Systemtechnik

Produktionsverfahren für Solarkollektoren – von der Manufaktur zur Automatisierung

Dipl.-Ing.
Helmut Jäger
SOLVIS GmbH & Co KG
info@solvis-solar.de

Dipl.-Ing. Klaus-
Henning Terschüren
SOLVIS GmbH & Co KG
info@solvis-solar.de

1. Kostenanalyse und Preisentwicklungen

Die Kosten von Solarkollektoren werden wesentlich von der Preisentwicklung der eingesetzten Materialien bestimmt. In der *Abbildung 1* ist die Preisentwicklung der wichtigsten Materialien in den letzten vier Jahren dargestellt. Metalle steigen stärker im Preis als Kunststoffe. Besonders auffällig sind die starken Preissteigerungen bei Kupfer, die dazu führen werden, dass Kupferblech als Absorbermaterial in Zukunft durch Aluminium abgelöst wird.

Aus der Kostenanalyse für Flachkollektoren (*Abbildung 2*) ist ersichtlich, dass die Personalkosten bei industrieller Fertigung unter 5 Prozent liegen und der wesentliche Kostenhebel in den Materialkosten zu sehen ist.

Mit über 40 Prozent Anteil ist der Solarabsorber die wichtigste Kostenkomponente. Da die Beschichtung der hochselektiven Schichten heute in vollautomatischen Durchlaufanlagen

erfolgt, können Kostensenkungen praktisch nur durch Optimierung des Basismaterials erfolgen.

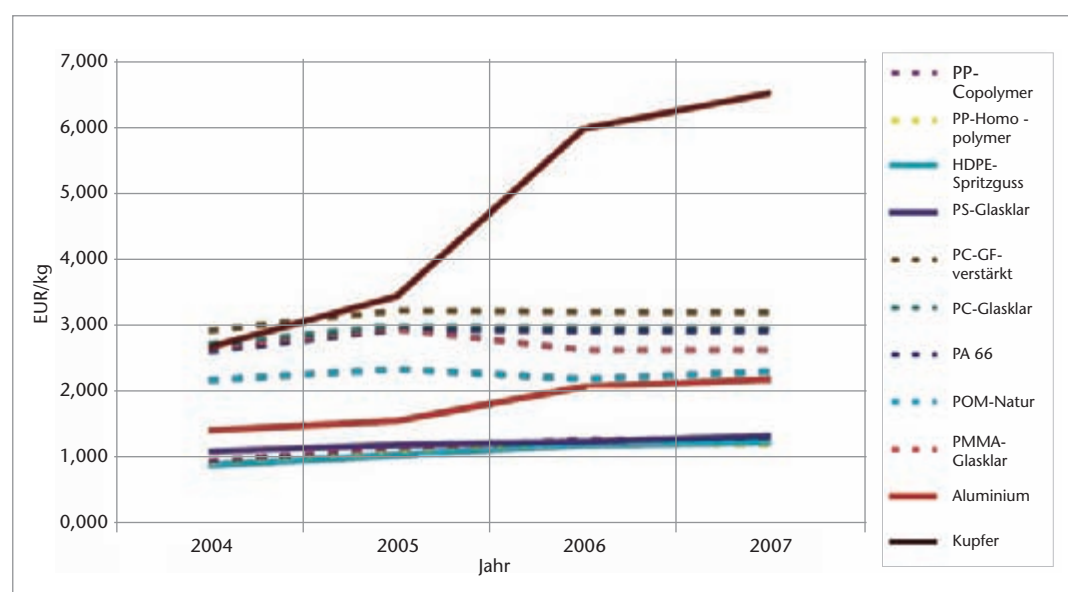
Eine Fertigungslinie für kostengünstige Kollektormontage zeigt *Abbildung 3*.

Die Investitionskosten für eine Kollektorlinie (*Abb. 3*) mit einer Kapazität von 200.000 m² jährlich betragen ca. 4 Mio. € zuzüglich Gebäudkosten von ca. 3 Mio. € und sind in *Tabelle 1* wiedergegeben. Daraus ergeben Kapitalkosten für Fertigungsanlagen bei einer Laufzeit von vier Jahren von ca. 5,50 € pro m² Kollektorfläche.

2. Produktions- und Prüfverfahren

In *Abbildung 4* ist eine moderne Absorberfertigung mit Laserschweißanlage dargestellt. Mit diesem Verfahren werden Alu-Absorber und Kupferrohre wirtschaftlich und dauerhaft verbunden.

Abbildung 1
Weltmarktpreis-
entwicklung der
Ausgangsmaterialien
für Solarkollektoren



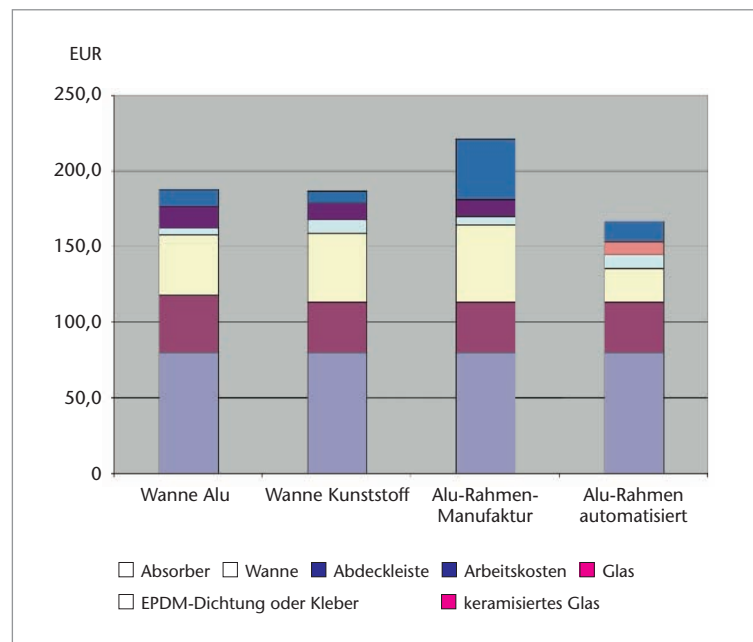


Abbildung 2
Kostenanalyse für
Flachkollektoren

- Beispiel 2:
- Ausbringung 75.000 E/a
 - Taktzeit 150 s
 - 4 Werker/Schicht

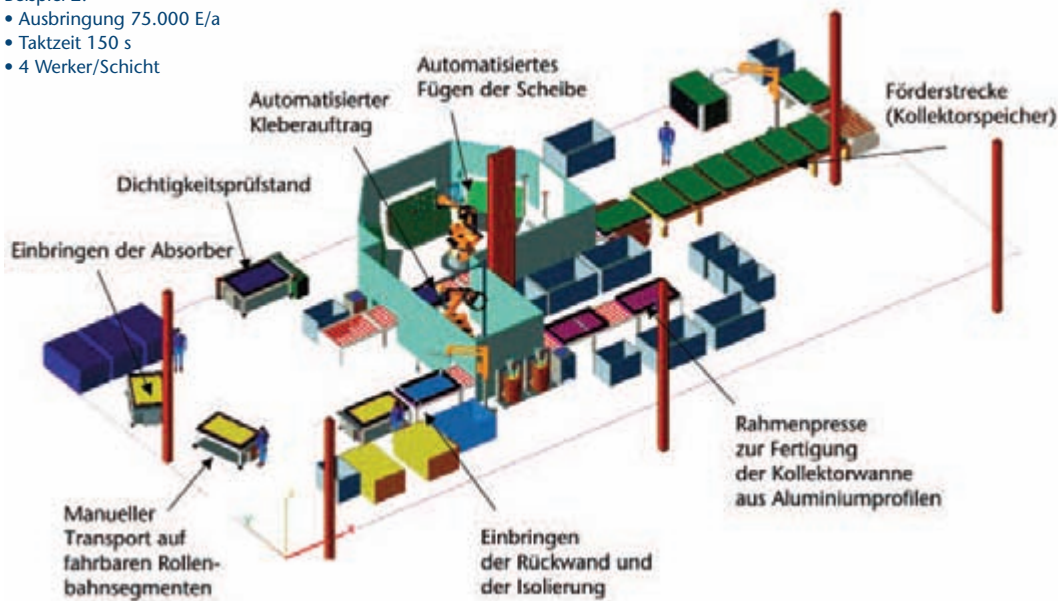


Abbildung 3
Montagelinie für
Sonnenkollektoren

Quelle:
Planungsunterlagen
Fa. KUKA Systeme
GmbH

Kapazität ca. 200.000 m ² /a	
Rohrbiegeanlage:	1,0 Mio. €
Absorberlaserweißanlage:	1,2 Mio. €
Kollektormontage und Verpackung:	1,8 Mio. €
Gebäude (4.000 m ²) mit Infrastruktur	3,0 Mio. €
	7,0 Mio. €

Tabelle 1
Kosten für
Kollektorproduktion

Abbildung 4
Absorber von Solvis –
weltweit im Einsatz



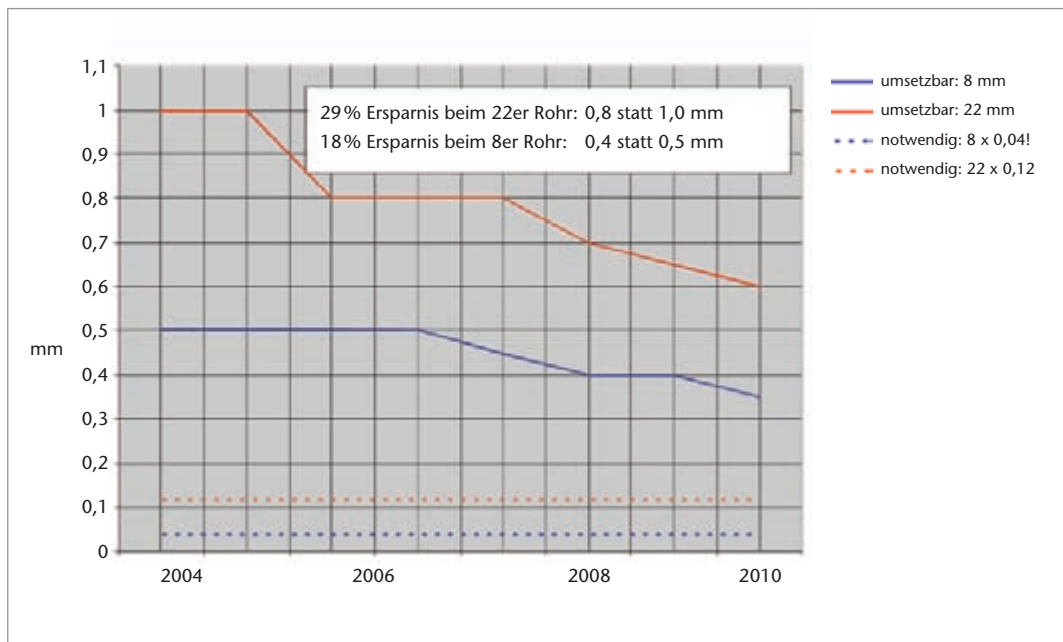
Laser-
schweiß-
anlage

Mäander-
Rohrbiege-
maschine

Absorber nach Wunsch aus der Braunschweiger Nullemissionsfabrik

- Qualitativ hochwertige Absorber und sehr wirtschaftliche Herstellung
- Ausstattung: eine Mäander-Biegemaschine (Biegung bis 6 m Länge) und zwei Laserschweißanlagen
- Jährliche Gesamt-Produktionskapazität von rund 350.000 m² – (Spitze in Europa!)
- Technologieführer in der Absorberproduktion – europaweit
- große Anzahl zufriedener Kunden – weltweit
- 20-jährige Erfahrung bei der Herstellung von Kollektoren und Heizungsanlagen

Abbildung 5
Entwicklung
Materialeinsparung
bei Kupferrohren



Die starken Kupferpreissteigerungen und die gestiegenen Bedarfsmengen haben zu speziellen dünnwandigen Rohrdimensionen für Solarabsorber geführt (Abb. 5).

Bei Verteilerrohren wird heute überwiegend 22 x 0,8 mm Rohr eingesetzt und beim Absorberrohr werden Wandstärken von 0,4 mm eingesetzt.

Damit liegen die Wandstärken aber noch um das 6–10 fache höher als hydraulisch notwendig. Hier liegt also noch ein erhebliches Einsparpotenzial, das aber nur umgesetzt werden kann, wenn über Ausweitung der Prüfverfahren und entsprechender Langzeittests die Betriebssicherheit für mindestens 25 Jahre gewährleistet werden kann. In der Tabelle 2 sind die heutigen Prüfverfahren als Übersicht dargestellt.

Hochtemperaturzyklen	
Aufheizen auf 180°C	22 min
Ruhen lassen	4 min
Erreichen von 200°C	
Kühlen auf 30°C, 4 l/min	4 min
Laufzeit ges.	30 min
Zyklen ges.	20 x

Niedertemperaturzyklen	
Aufheizen auf 65°C	3 min
Ruhen lassen	1,5 min
Erreichen von 110°C	
Kühlen auf 40°C, 4 l/min	3 min
Ausblasen mit Druckluft	0,5 min
Laufzeit ges.	8 min
Zyklen ges.	3000 x

Tabelle 2

Testablauf für einen Absorber-Belastungstest (Simulation 20 Jahre und 95 % Schweißpunkt)

Die Prüfverfahren entsprechen folgenden Normen und Branchenvereinbarungen:

- Solar Keymark/EN 12975 und
- ISO CD 12952.2 (Task X)

Hinzu kommen die herstellereigenen Tests:

- Zugversuche an der Schweißnaht
- Prüfung der Metallverbindungsqualität durch optische Materialprüfung (Schliffbilder)
- Temperaturschicktests mit 3000 Zyklen
- Temperaturwechseltest mit 2000 Zyklen
- Druckwechseltest

In den *Abbildungen 6 und 7* sind Schliffbilder der Verbindung von Aluminiumblech und Kupferrohr von regelmäßigen Fertigungsprüfungen zur Qualitätssicherung dargestellt.

Die Produktion von Flachkollektoren hat in Deutschland einen hohen industriellen Standard erreicht. Die Herstellung der Solargläser und Beschichtung der Absorber erfolgt in vollautomatischen Durchlaufprozessen, die weitgehend optimiert sind.

Die weiteren Kernprozesse Rohrbearbeitung und Verbindung von Absorberblech und -rohr haben ebenfalls einen hohen Automatisierungsgrad. Mit steigenden Stückzahlen werden auch die Nebenprozesse automatisiert werden.

Weitere Kostenreduzierungen lassen sich in Zukunft durch Reduzierung des Materialeinsatzes erreichen. Je näher wir uns dabei den

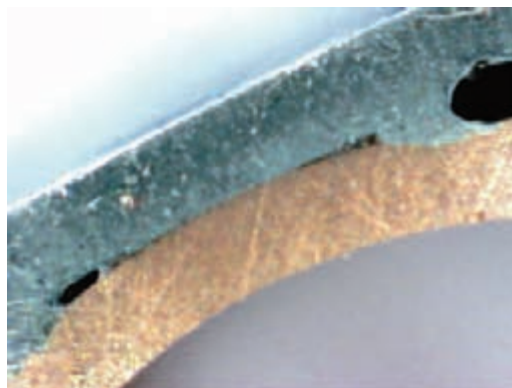


Abbildung 6
Schliffbild einer Verbindung des Aluminiumblechs und dem Kupferrohr (50-fache Vergrößerung)

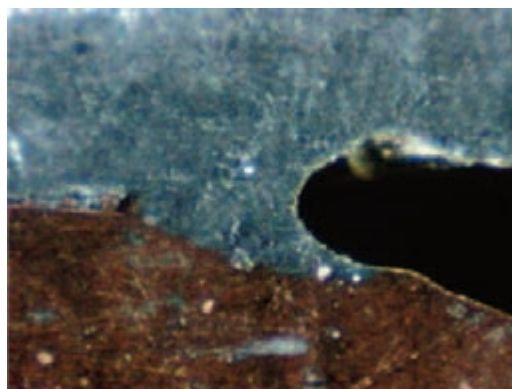


Abbildung 7
Schliffbild einer Verbindung des Aluminiumblechs und dem Kupferrohr (200-fache Vergrößerung)

physikalischen und prozesstechnischen Grenzen nähern, desto intensiver muss die Betriebssicherheit für 25 Jahre über Langzeittests und

Onlineüberwachung in der Produktion abgesichert werden. Diese kostenintensive Aufgabe kann nur gemeinsam von Forschungsinstituten und Industrie mit Unterstützung durch die Forschungsförderung erfolgen.

Optische Beschichtungen für Solarkollektoren – Technologien und Qualitätssicherung

Dr. Andreas Gombert
Fraunhofer ISE

jetzt:

andreas.gombert@
concentrix-solar.de

Dr. Rolf Reineke-Koch
ISFH

r.reineke-koch@isfh.de

Dr. Karsten Fenske
Alanod-Sunselect

karsten.fenske@alanod.de

Dr. Thomas Hofmann
CentroSolar Glas

thomas.hofmann@
centrosolarglas.com

1. Einführung

Thermische Solarkollektoren wandeln die auf die Erde einfallende Strahlungsenergie der Sonne in Wärme um. Als Maß für den Wirkungsgrad eines verglasten Solarkollektors gilt das Produkt aus der Transmission τ der Glasscheibe und der Absorption α des Absorbers. Beide Werte sollten für Wellenlängen von 0,3 – 2,5 μm der Solarstrahlung möglichst groß sein. Die optische Beschichtung von Hochleistungs-Absorbern wurde zusätzlich mit wellenlängen-selektiven optischen Eigenschaften [1] ausgestattet, um Verluste durch thermische Abstrahlung am erhitzten Absorber zu vermeiden. Das Emissionsvermögen ϵ der Absorberbeschichtung sollte daher klein sein für den Wellenlängenbereich des thermischen Strahlers, den der Absorber bei Betriebstemperatur (z. B. bei 373 K) darstellt. Die Produktionstechniken und die Qualitätssicherungsmaßnahmen für hochtransmissive Solargläser und für selektive Absorber von typischen Flachkollektoren sind etabliert. Aber es gibt eine Reihe von Entwicklungszielen zur weiteren Verbesserung der optischen Eigenschaften und zur Kostensenkung der Anlagen.

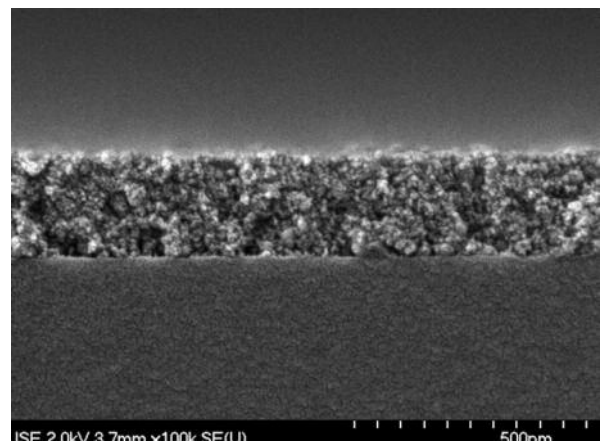
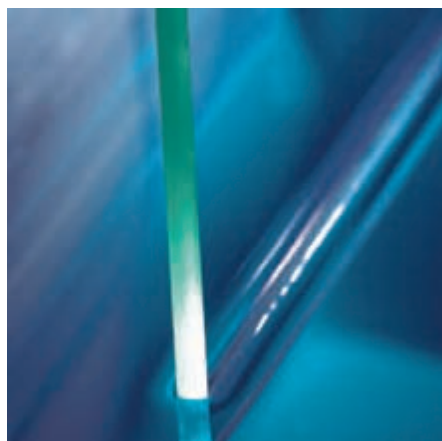
2. Antireflexschichten für transparente Abdeckungen

Flachkollektoren sind in der Regel durch eine Glasscheibe transparent abgedeckt. An der Abdeckung wird ein Teil der einfallenden Solarstrahlung reflektiert. Die Verluste durch Reflexion betragen typischerweise 4 % pro Grenzfläche „Glas-Luft“ bei senkrechtem Einfall der Strahlung. Bei größeren Einfallswinkeln nehmen diese Verluste noch zu. Ihre Reduktion ist daher erstrebenswert.

Da sich das solare Strahlungsspektrum von 0,3 – 2,5 μm erstreckt, können nur Interferenzschichtsysteme eingesetzt werden, deren Brechungsindizes zwischen denen von Glas und Luft liegen. Für eine Einfach-Antireflexschicht auf Flachglas wären Beschichtungsmaterialien mit einem Brechungsindex von ca. 1,23 ideal. Diese kommen in der Natur aber nicht vor. Einen Ausweg bieten nanoskalig poröse bzw. nanostrukturierte Materialien, bei denen – vereinfacht gesagt – ein Festkörper mit Luft gemischt wird, um niedrige effektive Brechungsindizes der Mischschicht zu erhalten.

Abbildung 1
Foto einer Sol-Gel-Tauchbeschichtung (links)

REM-Aufnahme einer porösen Sol-Gel-Schicht (rechts)



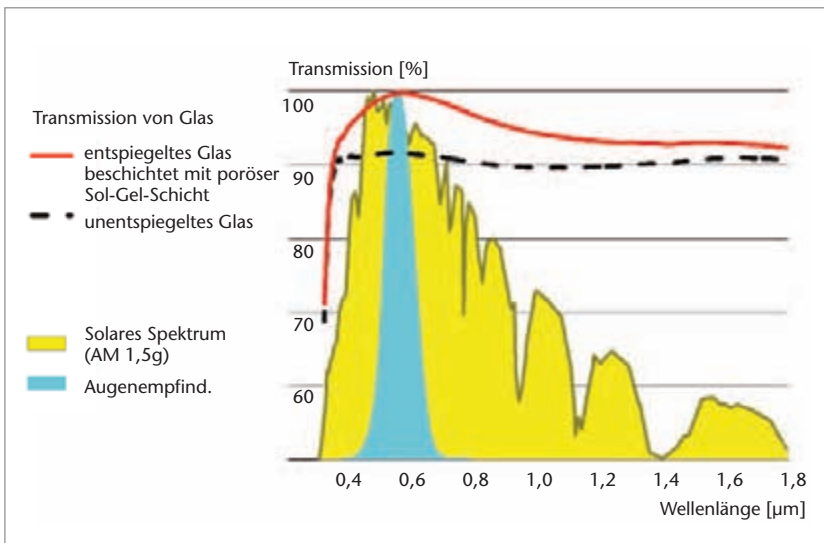


Abbildung 2
Transmissionsspektren einer entspiegelten und einer unentspiegelten Weißglasscheibe

Verfahren zur Herstellung von porösen, anorganischen Filmen auf Glas sind in der Literatur vielfach beschrieben. Kommerzielle Umsetzung fanden Ätzverfahren (z. B. mit HF und $H_2SiF_6 \cdot SiF_4$) [2], poröse Sol-Gel-Schichten [3], die im Tauchverfahren aufgebracht werden (Abb. 1), und kürzlich gesputterte poröse Antireflexschichten [4]. Neuere Entwicklungen haben zu mechanisch und chemisch stabilen porösen Beschichtungen geführt. Auf beiden Seiten beschichtete Solargläser erreichen solare Transmissionswerte von $\tau (AM1.5g^1) > 95\%$ (Abb. 2), d. h., die solare Transmission des unbeschichteten Glases wird um mindestens 4 % erhöht – gegenüber 91 % des unbeschichteten Glases. Bei größeren Einfallswinkeln nimmt die Erhöhung der Transmission noch weiter zu.

Poröse Schichten sind auf eisenarmen Floatglas und auf verschiedenen Strukturgläsern erhältlich. Sie werden industriell im Maßstab von Millionen Quadratmetern gefertigt und auf ihre Beständigkeit geprüft. Die Prüfungsmethoden sind überwiegend den Normen zu Beständigkeitsprüfung für optische Schichten und für

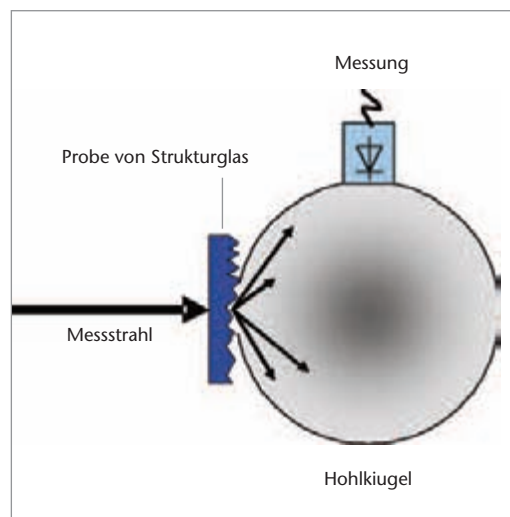


Abbildung 3
Skizze der Transmissionsmessung von Strukturglas mit Hilfe einer integrierenden Kugel. Der gerichtete Messstrahl wird an der Probe gestreut. Mit einer Hohlkugel hinter der Probe, deren Oberfläche bei sehr hohem Reflexionsgrad diffus streuend ist, kann das in den gesamten Halbraum transmittierte Licht gemessen werden.

Photovoltaikmodule entlehnt. Eine eigene Norm für die Beständigkeitsprüfung von Antireflexgläsern in Solarkollektoren gibt es derzeit noch nicht. Eine korrekte Bestimmung der Transmission von Strukturgläsern ist mit Hilfe von integrierenden Kugeln zwar prinzipiell möglich, Fehler bei der Messung sind aber nur mit viel Erfahrung vermeidbar (Abb. 3). Deshalb gibt es hierfür noch keine einfachen Handmessgeräte auf dem Markt, die für eine Eingangskontrolle sehr hilfreich wären.

1 AM 1,5g bezeichnet die Luftmasse (air mass), die das Sonnenlicht durchqueren muss, bevor es auf die Solarzellen fällt.
g = Globalstrahlung, d. h. die gesamte auf eine horizontale Fläche einfallende Solarstrahlung, die direkte Strahlung und die aufgrund von Streuung an Wolken, Wasser- und Staubteilchen diffuse Strahlung.

3. Solar-selektive Absorberschichten

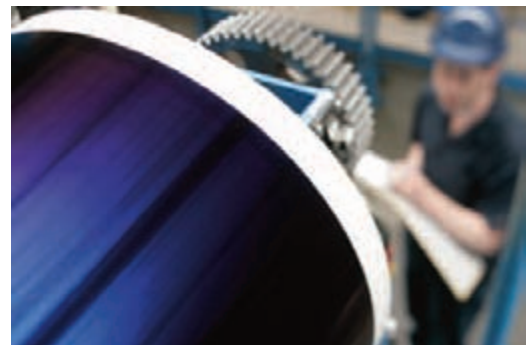
In thermischen Solarkollektoren sollte die absorbierende Oberfläche idealer Weise für alle Wellenlängen der Solarstrahlung ($0,3 \mu\text{m} - 2,5 \mu\text{m}$) einen Absorptionsgrad von 1 aufweisen. Durch die Erwärmung des Solar-Absorbers steigen aber auch die Verluste durch Wärmeleitung, Konvektion oder Abstrahlung. Die Abstrahlung findet nach dem Planckschen Gesetz bei Wellenlängen statt, die durch die Temperatur des Körpers bestimmt werden. Da die Betriebstemperatur des Solarabsorbers mit typischerweise 100°C erheblich niedriger ist als diejenige der Sonnenoberfläche, überlappen sich das Sonnenspektrum und das thermische Emissionsspektrum des Solar-Absorbers praktisch nicht. Es ist deshalb möglich, die thermische Abstrahlung des Solar-Absorbers deutlich zu verringern: Die Zusammensetzung des Solar-Absorbers muss so eingestellt werden, dass im Wellenlängenbereich der thermischen Abstrahlung, d. h. von $2,5 \mu\text{m}$ bis ca. $50 \mu\text{m}$, so wenig wie möglich absorbiert wird. Dann emittiert er nach dem Kirchhoffschen Gesetz auch wenig.

Die erforderliche Stufenfunktion im spektralen Absorptionsgrad kann mit Kompositschichten, in denen Metallpartikel von $< 10 \text{ nm}$ Größe und vom Substrat her abnehmendem Anteil in eine dielektrische Matrix eingebettet sind, auf einem metallischen Substrat realisiert werden. Im Wellenlängenbereich der Solarstrahlung

absorbiert die Kompositschicht sehr gut, im Wellenlängenbereich der thermischen Strahlung des erwärmten Absorbers ist die Kompositschicht transparent und die Emissionseigenschaften werden vorrangig durch das metallische Substrat oder durch eine Spiegelschicht bestimmt. Geeignete Kompositschichten können mit sehr unterschiedlichen Verfahren hergestellt werden [1]. Bekannt sind galvanisch erzeugtes Schwarzchrom oder die heute sehr verbreiteten, durch Vakuum-Bandbeschichtungsverfahren wie Sputtern [5] (Abb. 4) oder Elektronenstrahlverdampfung [6] hergestellten, selektiven Solar-Absorberschichten auf den Substraten Kupfer und Aluminium. Es können solare Absorptionsgrade von $\alpha(\text{AM1.5g}) = 95\%$ und thermische Emissionsgrade von $\varepsilon(373\text{K}) = 5\%$ erzielt werden.

Die Messung der solaren Absorption von solar-selektiven Absorberschichten erfolgt ebenfalls mit Hilfe von integrierenden Kugeln. Die thermische Emission wird meist über eine Reflexions-

Abbildung 4
Fotos der Bandbeschichtung zur Herstellung von solar-selektiven Absorberschichten mittels Sputtern



messung bestimmt (Abb. 5). Für die Vermessung von solarer Absorption und thermischer Emission sind auch einfachere Handmessgeräte erhältlich. Die Beständigkeitsprüfung von solar-selektiven Absorberschichten mit besonderer Berücksichtigung des Mikroklimas in Solarkollektoren war Gegenstand von Forschungs- und Entwicklungsarbeiten einer internationalen Arbeitsgruppe im Rahmen der IEA Task X. Die Arbeiten mündeten in der Prüfprozedur ISO/CD 12952.2, die wichtiger Bestandteil der Qualitätssicherung geworden ist, aber bisher nicht zur Norm wurde. Neuere Arbeiten [7] erlauben eine noch genauere Vorhersage der Lebensdauer von solar-selektiven Absorberschichten und sollen nach derzeitiger Planung in einer CEN-Norm münden.

Es gibt eine Reihe von Entwicklungstrends, die einerseits das Schichtsystem selbst und andererseits selektive Absorberschichten in Verbindung mit neuen Substratmaterialien oder in unverglasten Anwendungen betreffen. Eine Verbesserung der solaren Absorption von solar-selektiven Absorberschichten ist durch Deckschichten erreichbar, deren Brechungsindex weiter verringert wird. Von großer Bedeutung ist die Frage, welche Auswirkungen die steigenden Preise der Metallsubstrate auf die Entwicklung neuer Solarkollektoren haben. Daher gibt es einen Entwicklungstrend, sich stärker mit polymeren Materialien für Solarkollektoren zu befassen. Damit einher gehen auch Entwicklungen zu unverglasten Kollektoren (Abb. 6) für die Dach- und Fassadenintegration.

4. Zusammenfassung

Die Produktionstechniken und die Qualitätssicherung für optische Beschichtungen, die in Solarkollektoren Anwendung finden, sind etabliert. Eine leichte Verbesserung der Absorptionswerte von solar-selektiven Absorberschichten ohne Verschlechterung der Emissionswerte ist durch Deckschichten mit niedrigerem Brechungsindex möglich.

Es besteht noch Bedarf nach einfachen Messsystemen, die dem Kollektorhersteller erlauben, die Transmission von Strukturgläsern korrekt zu messen.

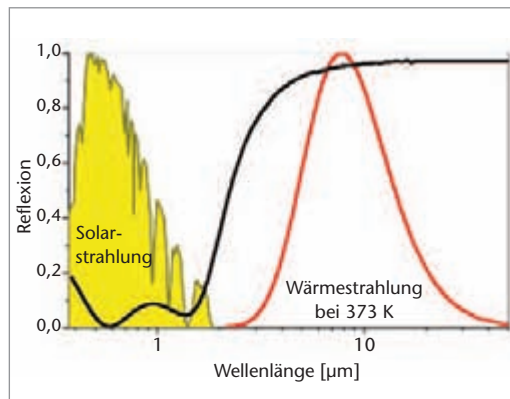


Abbildung 5
Reflexionsspektrum
einer solar-selektiven
Absorberschicht



Abbildung 6
Unverglaster
Metalldachkollektor
(Entwicklung des ISFH)

Aufgrund der steigenden Preise für Kupfer und Aluminium sind Stahl und vor allem polymere Materialien in Solarkollektoren von verstärktem Interesse. Ein weiterer Entwicklungsschwerpunkt liegt bei unverglasten Kollektoren für die Dach- und Fassadenintegration.

Literatur

- [1] Granqvist, C.G. (Ed.): Materials science for solar energy conversion systems, Pergamon Press (1991).
- [2] Chinyama, G.K.; Roos, A.; Karlsson, B. Solar Energy 50, 105–111 (1993).
- [3] Gombert, A. et al.: Solar Energy 62, 177–188 (1998).
- [4] Weis, H. et al., Proceedings of the Glass Performance Days 15–18 June 2007, Tampere, Finland, 411–412 (2007).
- [5] www.alanod-sunselect.de, www.bluetec.de
- [6] www.tinox.de, www.alanod-sunselect.de
- [7] Köhl, M. et al.: Sol. Eng. Mat. Sol. Cells 84, 275–289 (2004)

Intelligente Mikrosensoren für den Einsatz in solarthermischen Anlagen – Integration in die Systemtechnik

Michael Verdik
Grundfos
Management A/S
mverdik@grundfos.com

Mathias Collet
RESOL elektronische
Regelungen GmbH
mathias.collet@resol.de

In der Solar-, Sanitär- und Heizungstechnik wird die messtechnische Erfassung und Überwachung von Betriebszuständen immer wichtiger. Nur wer misst, kann Anlagenprozesse besser regeln und optimieren, den Komfort steigern und Energiesparpotenziale nutzen. Robuste und intelligente Sensoren auf MEMS-Basis (Mikro-Elektro-Mechanische-Systeme) eröffnen vollkommen neue Möglichkeiten zur Optimierung der Solartechnik.

„Herzstück“ des Sensors ist ein Silizium-Drucksensorchip auf der Basis des Piezo-Widerstands, der den Druck und die Temperatur des Mediums in ein elektrisches Signal umwandelt. Je nach Gestaltung der Einlassöffnung kann der Sensor als Druck-, Differenzdruck oder Durchflusssensor arbeiten. Im Sensor werden die Signale kalibriert und über einen Mikroprozessor in analoge oder digitale Signale umgewandelt. Gegenüber konventionellen Sensoren kann aufgrund der Nanobeschichtung auf eine aufwändige Kapselung des Sensors verzichtet werden, was zugleich eine sehr kompakte und kosteneffektive Bauweise ermöglicht.

1. Die MEMS-Technologie

Seit mehr als zwölf Jahren erforscht und entwickelt die Firma Grundfos mikromechanische Halbleiter-Sensorik (MEMS). Der Meilenstein dieser Neuentwicklung liegt in der Nanobeschichtung eines Siliziumchips. Eine homogene Schicht aus amorphem Metallglas schützt den Sensor selbst vor aggressiven Medien, sodass ein „direkter“ Kontakt mit Säuren und Laugen (pH 2-11) möglich ist. Glycolwässer in Kombination mit hohen Temperaturen sind ebenfalls gut verträglich, sodass die so genannten Direct Sensors hervorragend für den Einsatz in solarthermischen Anlagen geeignet sind.

So messen die Direct Sensors™ „On-Chip“:

- Durchfluß & Temperatur (Typ Grundfos VFS)
Meßbereich: 1–20, 2–40, 5–100, 10–200, 20–400 Liter/min. (0–100 °C)
- Druck & Temperatur (Typ Grundfos RPS)
Meßbereich: 0–0.6/1.0/1.6/2.5/4.0/6.0/10.0 bar, (0–100 °C)
- Differenzdruck & Temperatur (Typ Grundfos DPS)
Meßbereich: 0–0.6/1.0/1.6/2.5/4.0/6.0/10.0 bar, (0–100 °C)

Abbildung 1
Sensor mit MEMS-
Technologie





Abbildung 2
Durchflussmessung
ohne bewegliche Teile

Quelle: Grundfos



Abbildung 3
Innovation für
effektivere
solarthermische
Systeme

Quelle: Grundfos

2. Messen statt Drosseln

In konventionellen Solaranlagen wird noch mit Durchflussmengenbegrenzern die maximale Wassermenge eingestellt – ein Drosselverfahren, das seit 50 Jahren genutzt wird und nicht mehr dem heutigen Stand der Technik entspricht. Denn letztlich wird ein Druckverlust aufgebaut, der über die Solarpumpe zu einem erhöhten Stromverbrauch führt – wodurch die Gesamtenergiebilanz der Anlage sinkt.

Mit einer neuen innovativen Sensortechnologie besteht nun die Möglichkeit, intelligente und vor allem leistungsfähigere Solaranlagen zu entwickeln. Die Zielsetzung und voraussichtlich der neue Solarstandard heißt „Messen statt Drosseln“.

Damit wird die Solaranlage mit Hilfe von Mikrosensoren immer im optimalen Bereich geregelt. Darüber hinaus besteht in Analogie zur Photo-

voltaik eine sehr einfache und kostengünstige Möglichkeit zur Visualisierung des solaren Energieertrags.

Der Betreiber der Solaranlage hat somit nicht nur eine wesentlich bessere Funktionskontrolle, sondern er bekommt darüber hinaus eine Information über den tatsächlichen solaren Gewinn.

Dazu wird eine robuste und zuverlässige Durchflussmessung benötigt. In der Praxis hat sich dabei besonders die Durchflussmessung nach dem Vortex-Prinzip¹ bewährt: In einer durchströmten Messstrecke wird hinter einem Vortex-Element eine wechselseitige Verwirbelung erzeugt, deren Frequenz proportional zur Strömungsgeschwindigkeit ist. Da der durchströmte Innenquerschnitt bekannt ist, kann der Durchfluss sehr leicht errechnet werden. Ohne bewegliche Teile, ohne Verschleiß und ohne Drift wird somit mit

¹ Wirbelprinzip

Abbildung 4
Visualisierung des
solaren Energieertrags



Hilfe eines Chips ein kombiniertes Durchfluss- und Temperatursignal erzeugt. Das Messverfahren selbst ist dabei unabhängig von Dichte, Temperatur und Druck des Mediums und somit besonders geeignet für Glycol-/Wassergemische, wie in Solaranlagen üblich.

Als Weiterentwicklung wurde speziell für die Solartechnik eine Vortex Insert TM entwickelt, die den Low-flow-Bereich in Glycol-Wassergemischen (ab 1 Liter/min.) abdeckt. Der Einsatz kann sehr einfach in Messing- oder Edelstahlarmaturen integriert werden und ist somit sehr variabel einsetzbar.

3. Warum Integration der Sensorik in die Systemtechnik?

- a. Es sollen Fehler vermieden werden:
 - Die Position der Sensoren ist festgelegt – durch Vorverdrahtung ergeben sich kürzere Montagezeiten
- b. Die Überwachung des Solar-Systems wird vereinfacht:
 - Wird bei aktivierter Pumpe kein Volumenstrom gemessen, erfolgt ein Abschalten der Pumpe und eine Fehlermeldung wird generiert.
 - Bei Über- bzw. Unterschreiten eines Druckwertes wird die Anlage außer Betrieb genommen.

- Bei Nichterreichen des Sollwertes des Volumenstroms wird eine Meldung erstellt.
- Bei Überwachung des Wärmeübergangs (Ladedifferenz) sind geringere Ausschalt-differenzen möglich.

4. Schlussfolgerungen

Die neue Sensorgeneration Direct Sensors™ hat das Potenzial, eine bessere Solartechnik zu ermöglichen. Neben der EDV-Peripherie, der Medizintechnik und der Automobilindustrie wird sie sicher auch in der Solar-, Sanitär und Heizungstechnik rasch Einzug halten. Damit zählt die MEMS-Technologie zu den viel versprechendsten Innovationen der Gegenwart.