

---

# ***SOLAR COMBISYSTEMS***

## ***Task 26***

---

### ***Industry Workshop***

***Rapperswil, Schweiz, Oktober 10, 2001***

Compiled by Werner Weiss



**INTERNATIONAL ENERGY AGENCY**  
Solar Heating & Cooling Programme

## Industry Workshop



### Task 26 - Solar Combisystems

09:00	<b>REGISTRATION / EINSCHREIBUNG</b>
09:20 h	<b>Welcome Adress / Begrüssung</b> <i>Urs Wolfer and Ueli Frei</i>
<b>Combisystems – Market and Systems / Kombisysteme – Markt und Systeme</b>	
09:30 h	<b>European market on thermal solar energy with a special focus on solar combisystems / Der Europäische Solarmarkt mit Schwerpunkt solare Kombisysteme</b> <i>Werner Weiss, AEE INTEC, Gleisdorf, Austria</i>
09:50 h	<b>Solar combisystems – a system overview / Solare Kombisysteme – eine Systemübersicht</b> <i>Jean-Marc Suter, Suter Consulting, Berne, Switzerland</i>
10:10 h	<b>Dimensioning of solar combisystems / Dimensionierung von solaren Kombisystemen</b> <i>Wolfgang Streicher, IWT, Graz, Austria</i>
10:40 h	<b>Discussion</b>
11:00 h	<b>COFFEE / TEA BREAK</b>
<b>Integration of solar collectors / Integration von Kollektoren</b>	
11:20 h	<b>Architectural integration of solar collectors, visual Aspects / Architektonische Integration von Kollektoren, visuelle Aspekte</b> <i>Helmut Krapmeier, Energieinstitut Vorarlberg, Austria</i>
11:50 h	<b>Roof integrated collectors / Dachintegrierte Kollektoren</b> <i>Till Roskopf, Solar Energie-Technik SET GmbH, Altusheim, Germany</i>
12:10 h	<b>Facade integrated collectors / Fassadenintegrierte Kollektoren</b> <i>Konrad Kaiser Schüco International KG, Bielefeld, Germany</i>
12:30 h	<b>Facade integrated collectors - constructions, building physics and results of two monitored systems / Fassadenintegrierte Kollektoren – Konstruktion, Bauphysik und Messresultate zweier Systeme</b> <i>Irene Bergmann, AEE INTEC, Gleisdorf, Austria</i>
12:50 h	<b>Discussion</b>
13:10 h	<b>LUNCH</b>

<b>Stagnation and overheating / Stagnation und Überhitzung</b>	
14:30 h	<p><b>Stagnation behaviour: The influence of the hydraulics on thermal stress of the components including the heat transfer fluid / Verhalten bei Stagnation: der Einfluss der Hydraulik auf die Komponenten inkl. Wärmeträgerflüssigkeit</b></p> <p><i>Robert Hausner, AEE INTEC, Gleisdorf, Austria</i></p>
15:00 h	<p><b>Long term stability of heat transfer fluids, experience of the producers / Untersuchungen zur thermischen Dauerbelastbarkeit von Solarflüssigkeiten</b></p> <p><i>Frank Hillerns, Tyforop Chemie GmbH, Hamburg, Germany</i></p>
15:30 h	<p><b>Use of Glykol-water mixtures in solar systems from the point of view of the manufacturer/ Einsatz von Glykol-Wassermischungen in Solaranlagen aus Sicht des Herstellers</b></p> <p><i>Markus Hafner, Clariant GmbH, Burgkirchen, Germany</i></p>
16:00 h	<b>Discussion</b>
17:00 h	<b>END OF THE WORKSHOP</b>

## Contents/Inhalt

Der Beitrag von thermischen Kollektoren zur Energiebereitstellung in Europa und Österreich.....	5
European market on thermal solar energy with a special focus on solar combisystems.....	11
Solare Kombisysteme – eine Systemübersicht.....	13
Solar combisystems – a system overview.....	13
Dimensionierung von solaren Kombisystemen.....	14
Dimensioning of solar combisystems.....	23
Architektonische Integration von Kollektoren, visuelle Aspekte.....	24
Architectural integration of solar collectors, visual Aspects.....	24
Dachintegrierte Kollektoren S.E.T. Solar-Roof Fertigdach mit integriertem Sonnenkollektor .....	25
Roof integrated collectors, S.E.T. Solar-Roof, A single finished compact unit.....	31
Integration von thermischen Sonnenkollektoren in Fassaden .....	32
Integration of thermic solar collectors into façades.....	33
Fassadenintegrierte Kollektoren – Konstruktion, Bauphysik und Messresultate zweier Systeme .....	34
Façade integrated collectors - constructions, building physics and results of two monitored systems .....	46
Das Verhalten von Solarsystemen im Stagnationsfall: Der Einfluss der Hydraulik auf die thermische Belastung der Komponenten und der Wärmeträgerflüssigkeit.....	48
Stagnation behaviour: The influence of the hydraulics on thermal stress of the components including the heat transfer fluid .....	55
Untersuchungen zur thermischen Dauerbelastbarkeit von Solarflüssigkeiten.....	56
Long term stability of heat transfer fluids, experience of the producers .....	62
Einsatz von Glykol-Wassermischungen in Solaranlagen aus Sicht des Herstellers ..	63
Use of Glycol-Water Mixtures in Solar Systems from the Point of View of the Manufacturer .....	71

## DER BEITRAG VON THERMISCHEN KOLLEKTOREN ZUR ENERGIEBEREITSTELLUNG IN EUROPA UND ÖSTERREICH

Ing. Werner Weiß

**AEE INTEC**

Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE

Institut für Nachhaltige Technologien

Institute for Sustainable Technologies

A-8200 Gleisdorf, Feldgasse 19

Tel.: +43-3112-5886, Fax: +43-3112-5886-18

E-Mail: [w.weiss@aee.at](mailto:w.weiss@aee.at), Internet: <http://www.aee.at>

### 1 Solarthermischer Markt in Europa

Seit Anfang der 90er Jahre hat sich der solarthermische Markt in Europa sehr gut entwickelt. Wie die vom Deutschen Fachverband für Solarenergie veröffentlichten Zahlen zeigen, verzeichneten Flachkollektoren zwischen 1994 und 1999 ein durchschnittliches Wachstum von 18% pro Jahr /1/. Demzufolge wurden im Jahr 1994 europaweit 480.000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche errichtet; bis zum Jahr 1999 konnte die jährlich installierte Kollektorfläche jedoch auf rund 890.000 m<sup>2</sup> gesteigert und damit im Zeitraum von fünf Jahren fast verdoppelt werden.

Bis Ende des Jahres 1999 waren in Europa insgesamt 8,5 Millionen Quadratmeter Kollektorfläche installiert. Bemerkenswert ist dabei, dass 75% (6,4 Mio. m<sup>2</sup>) der Kollektorfläche in den drei Ländern Deutschland, Griechenland und Österreich montiert wurden, wobei Österreich an dritter Stelle liegt. Bezieht man jedoch die im Jahr 1999 installierte Kollektorfläche auf die Einwohnerzahl, so liegt Österreich mit 17,5 m<sup>2</sup> vor Griechenland mit 15,2 m<sup>2</sup> und Deutschland mit 5,1 m<sup>2</sup> pro tausend Einwohner. Die Schlusslichter bilden Italien, Großbritannien, Belgien und Frankreich mit weniger als 0,5 m<sup>2</sup> Kollektorfläche pro tausend Einwohner. Zieht man in Betracht, dass drei der vier großen EU-Länder unter den Schlusslichtern bei der Verbreitung von solarthermischen Anlagen sind, so ist es wenig verwunderlich, wenn Solarthermie in den diversen EU-Energie Programmen bisher kaum Berücksichtigung fand und ihr Potenzial als „unter der statistischen Wahrnehmungsgrenze“ eingestuft wurde.

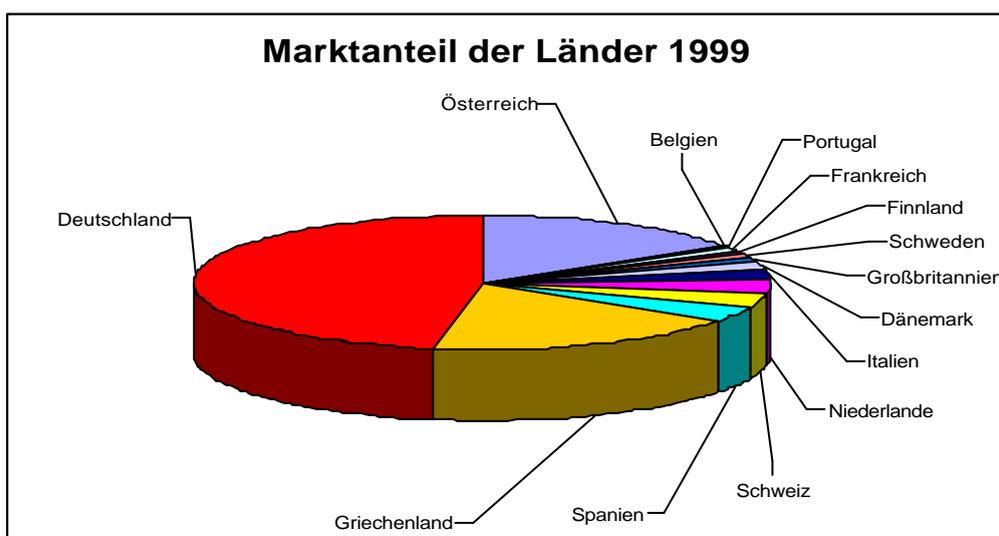


Abbildung 1: Marktanteil der einzelnen europäischen Länder an der im Jahr 1999 installierten Kollektorfläche (Flachkollektoren) /1/.

Die am stärksten wachsenden Märkte zwischen 1994 und 1999 waren in Spanien mit 74%, in den Niederlanden mit 38% und in Deutschland mit 34% Wachstum. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass diese Länder 1994 – verglichen mit Griechenland und Österreich – eine noch sehr geringe Verbreitung von thermischen Solaranlagen aufwiesen. Neben der geringeren Marktdurchdringung wurden diese Zuwachsraten aber auch durch gezielte staatliche Förderprogramme ermöglicht.

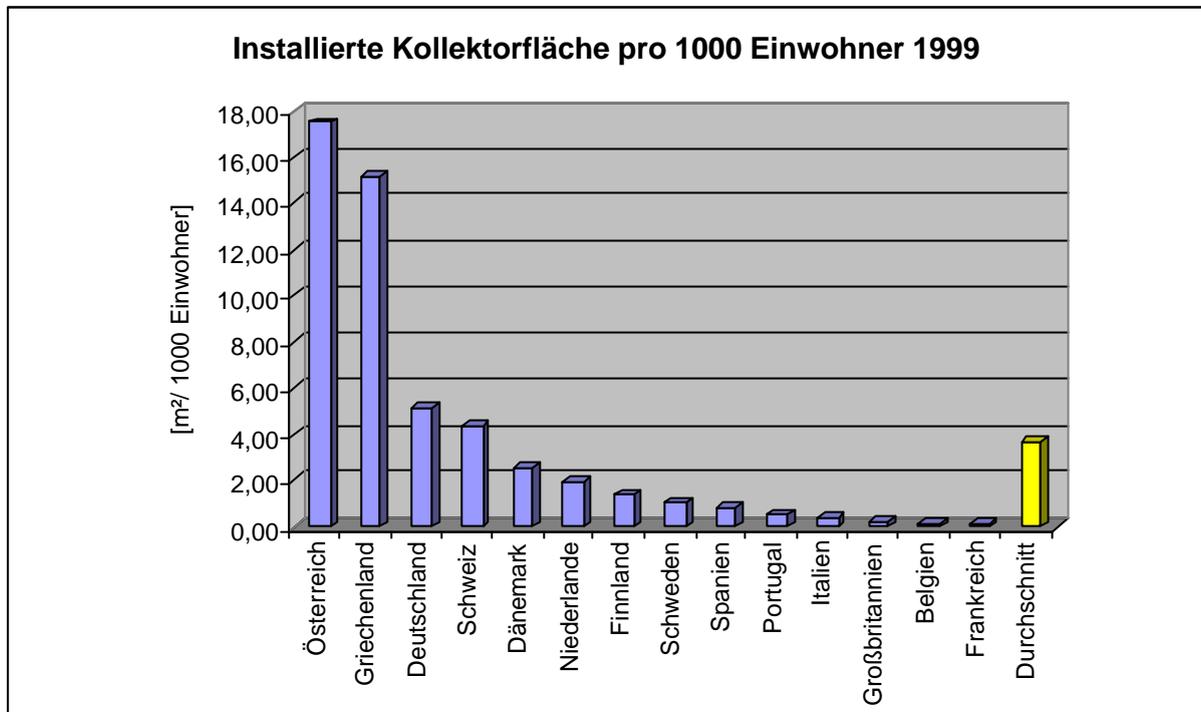


Abbildung 2: Installierte Flachkollektorfläche pro tausend Einwohner im Jahr 1999 /1/

Außerhalb Europas wurden entsprechend zweier Erhebungen, die im Rahmen des Solar Heating and Cooling Programmes der IEA /3/ und des DFS /8/ durchgeführt wurden, im Jahr 1999 in China (4 Mio. m<sup>2</sup>) in Indien (2 Mio. m<sup>2</sup>), in Japan (1 Mio. m<sup>2</sup>), in der Türkei (430,000 m<sup>2</sup>), in Israel (400,000 m<sup>2</sup>), in Süd Korea (500,000 m<sup>2</sup>), in Australien (40,000 m<sup>2</sup>), in Mexiko (11,000 m<sup>2</sup>) und in den USA (25,000 m<sup>2</sup>) installiert.

Die Europäische Kommission formulierte in ihrem 1997 veröffentlichten Weißbuch zu Erneuerbaren Energien /4/ für solarthermische Anlagen als Ziel, bis 2010 in den Mitgliedsländern der Union 100 Millionen Quadratmeter Kollektorfläche zu installieren. Die Erreichung dieses ambitionierten Zieles setzt bis 2010 eine jährliche Zuwachsrate von 38%, d.h. eine Verdoppelung des derzeitigen Wachstums voraus. Diese Steigerungsraten sind allerdings nur erreichbar, wenn die Mitgliedsländer und die Europäische Union dies mit entsprechenden Rahmenbedingungen und Maßnahmen zur beschleunigten Markteinführung sowie durch gezielte Projekte bei Forschung und Entwicklung, insbesondere im Bereich thermischer Speicher, Optimierung der Systemtechnik sowie Einbindung in bestehende Wärmeversorgungssysteme unterstützt.

## 2 Beitrag von thermischen Kollektoren zur Energiebereitstellung in Europa

Da bisher kaum Datenmaterial über den Beitrag von Sonnenkollektoren zur Energiebereitstellung vorlag, wurde das Potenzial dieser Technologie zumeist unterschätzt. Im Folgenden werden der gegenwärtige Stand und das Potenzial der solaren Bereitstellung von Niedertemperaturwärme in Europa dargestellt.

## 2.1 Energieverbrauch im Gebäudesektor

Der Energieverbrauch im gesamten Gebäudesektor betrug 1998 in den Mitgliedsländern der Union 16.077 PJ oder rund 40% des gesamten Endenergieverbrauchs der EU /5/. Den größten Anteil nimmt dabei mit 75% oder 12.171 PJ der Wärmebedarf für Warmwasser und Raumheizung ein. Davon entfallen 9.228 PJ auf Wohngebäude, wo derzeit auch die überwiegende Anzahl der solarthermischen Anlagen installiert wurde.

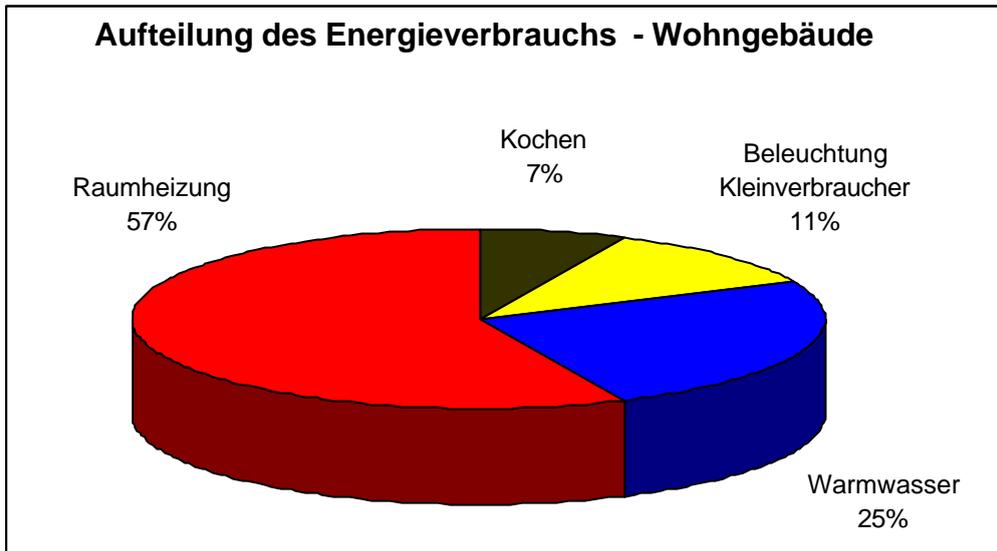


Abbildung 3: Aufteilung des Energieverbrauchs in Wohngebäuden in der EU, 1998 /5/

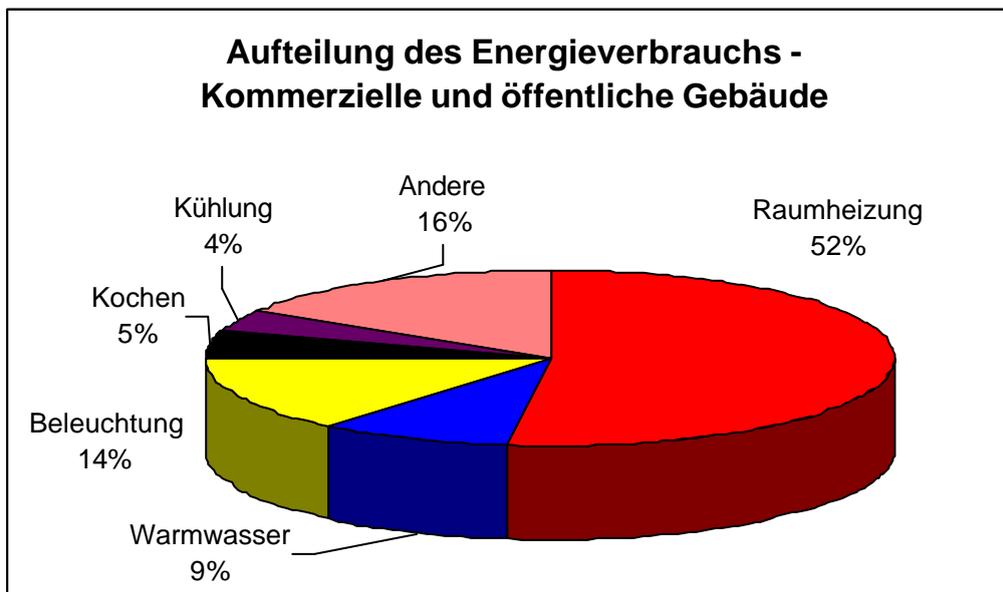


Abbildung 4: Aufteilung des Energieverbrauchs in kommerziellen und öffentlichen Gebäuden in der EU, 1998 /5/

## 2.2 Aktuelle und mittelfristige Energiebereitstellung mit thermischen Kollektoren in Europa

Addiert man zu den oben für das Jahr 1999 dargestellten Flächen, die im Jahr 2000 installierten Kollektorflächen<sup>1</sup>, so waren bis Ende des Jahres 2000 in Europa (EU inkl. Schweiz) insgesamt rund 9,5 Millionen Quadratmeter Flachkollektoren installiert. Mit diesen Kollektorflächen werden jährlich ca. 14 PJ an Wärme bereitgestellt.

Wenn man davon ausgeht, dass der Endenergieverbrauch für Warmwasser und Raumheizung bei den Wohngebäuden der EU seit dem Jahr 1998 nicht wesentlich gestiegen ist, so wurden im Jahr 2000 EU-weit rund 0,11% des gesamten Niedertemperaturwärmebedarfs für Warmwasser und Raumheizung mittels solarthermischer Anlagen gedeckt.

Geht man nun davon aus, dass das im Weißbuch von der Europäischen Kommission /4/ dargestellte Ziel von 100 Mio. m<sup>2</sup> Kollektorfläche bis zum Jahr 2010 erreicht wird, so können damit jährlich 144 PJ an Wärme erzeugt werden. Bezogen auf den gesamten Wärmebedarf für Warmwasser und Raumheizung (Wohnbau, kommerzielle Gebäude und öffentliche Bauten) im Jahr 1998 könnten damit 1,18% solar gedeckt werden.

Entwicklungen im Gebäudebereich (Niedrigenergie- und Passivhäuser) zeigen, dass eine rasche Reduktion des spezifischen Wärmebedarfs bei Neubauten möglich ist. Wie Studien zeigen, besteht auch im Gebäudebestand ein mittelfristiges Reduktionspotenzial von 20% beim Heizenergiebedarf /5/.

Legt man eine mittelfristige (bis 2010) Reduktion des Wärmebedarfs um 20% zu Grunde, dann könnte sich der solar bereitgestellte Anteil in Europa auf rund 2% des Endenergieverbrauchs der Wohngebäude für Warmwasser und Raumheizung erhöhen.

Tabelle 1: Aktuelle und mittelfristige Energiebereitstellung mit thermischen Kollektoren in Europa und Österreich.

	[PJ]	solarer Anteil [%]
<b>Europa</b>		
Wärmebedarf Warmwasser und Raumheizung - EU (1998)	12.171	
Solarwärme 2000 - EU	14	0,11
Solarwärme 2010 - EU	144	1,18
<b>Österreich</b>		
Wärmebedarf Warmwasser und Raumheizung - Österreich (1998)	303	
Solarwärme 2000 - Österreich	3,22	1,06
Solarwärme 2010 - Österreich	12,87	4,25

### 2.2.1 Mittelfristiges Potenzial in Österreich

Wie oben dargestellt, besteht derzeit nur in Deutschland, Griechenland und Österreich ein breit entwickelter Markt. Analysiert man nun den derzeitigen Beitrag der Solarthermie zur Wärmebereitstellung und das Potenzial bis 2010 für Österreich, so wird deutlich, dass es mittelfristig möglich ist, signifikante Beiträge zur Deckung des Wärmebedarfs solarthermisch bereitzustellen. Der derzeitige (2000) solare Beitrag zur Deckung des gesamten Warmwasser- und Raumheizungsbedarfs in Österreich beträgt 3,22 PJ oder 1,06%. D. h. Österreich hat schon jetzt den Wert erreicht, der mittelfristig in der gesamten EU angestrebt wird.

Wenn man davon ausgeht, dass die durchschnittliche Steigerungsrate in Österreich bis 2010 aufgrund des schon sehr gut entwickelten Marktes mit 20% etwas unter dem europäischen Durchschnitt liegen wird, dann kann die Kollektorfläche in den nächsten 10 Jahren vervier-

<sup>1</sup> Schätzwert für das Jahr 2000 – 1 Mio m<sup>2</sup>, basierend auf den bisher vorliegenden Daten

facht werden. Dies entspricht einer gesamten in Österreich installierten Kollektorfläche von ca. 8 Mio. m<sup>2</sup>. Damit können bei konstant bleibendem Endenergieverbrauch der Haushalte für Heizung und Warmwasser im Jahr 2010 rund 4,25% solar gedeckt werden.

Anzumerken ist auch, dass sich solarthermische Anwendungen bisher nahezu ausschließlich auf die Warmwasserbereitung von Ein- und Mehrfamilienhäusern konzentrierten. In einigen Ländern wie Deutschland, der Schweiz und Österreich geht der Trend seit einigen Jahren auch verstärkt in Richtung solare Raumheizungsunterstützung. Hier werden in den kommenden Jahren signifikante Zuwachsraten erwartet.

Potenziale für solarthermische Anwendungen im Bereich der industriellen Niedertemperaturwärme wurden bisher noch kaum erschlossen. Gelingt es, diese zu nutzen, so sind größere Steigerungsraten als oben genannt durchaus im Bereich des Möglichen.

### 2.2.2 Langfristiges Potenzial in Österreich

Das theoretische Potenzial, das in Österreich zur Verfügung steht, entspricht 332.000 PJ/a. Dies ist die durchschnittliche jährliche Globalstrahlung auf das gesamte Bundesgebiet. Um ein realistisches Bild über das langfristig nutzbare Potenzial zu bekommen, werden in die weiteren Betrachtungen nur die zur Kollektorinstallation zur Verfügung stehenden horizontalen oder geneigten Gebäudeflächen zugrunde gelegt. Auf den insgesamt 306 km<sup>2</sup> könnten nach /6/ unter Berücksichtigung von Orientierung, Dachform, Neigung, Dachflächenfenstern etc. rund 107 km<sup>2</sup> Kollektorfläche installiert werden. Damit wären mit thermischen Solarsystemen, die dem derzeitigen Stand der Technik entsprechen, ca. 193 PJ/a bereitstellbar.

Berücksichtigt man weiters die lokalen und saisonalen Schwankungen von Angebot und Nachfrage, sowie die geringeren Erträge bei Anlagen zur solaren Heizungsunterstützung – bedingt durch die jahreszeitlich eingeschränkte Nutzung – so reduziert sich dieses technische Angebotspotenzial auf das technische Nachfragepotenzial.

Tabelle 2: Technisches Nachfragepotenzial – Solare Niedertemperaturwärme (TNP-S) auf Basis des derzeitigen Standes der Technik; d.h. ohne Berücksichtigung von zukünftigen Entwicklungen im Gebäudestandard oder bei solarthermischen Systemen /6/.

	Gesamt <sup>*)</sup> [PJ]	TNP-S [PJ]	TNP-S [%]
Warmwasser (Haushalte, Industrie und öffentl. Einrichtungen)	45	25	56
Raumwärme	258	32	12,5
Prozesswärme < 100 °C	21	8	38

\*) Basis: Endenergieverbrauch 1998

Das technische Nachfragepotenzial ist jene Energiemenge, die in das Energiesystem integrierbar wäre. Neubart und Kaltschmitt /6/ weisen das technische Nachfragepotenzial für solar bereitgestelltes Warmwasser mit 25 PJ/a, jenes für Raumwärme – das derzeit wesentlich größeren Restriktionen hinsichtlich Systemintegration unterworfen ist – mit 32 PJ/a und jenes für Niedertemperaturprozesswärme mit 8 PJ/a aus. Tabelle 2 gibt eine Übersicht über das langfristige Potenzial solarer Niedertemperaturwärme auf Basis des derzeitigen Standes der Technik; d. h. ohne Berücksichtigung von zukünftigen Entwicklungen im Gebäudestandard oder bei solarthermischen Systemen.

## 3 Solare Raumheizung – Zukünftiges Potenzial in Europa

Die Erfahrung mit Solaranlagen für die Bereitstellung von Warmwasser haben gezeigt, dass diese Anlagen technisch ausgereift sind und zuverlässig arbeiten.

Während die Solaranlagen zur Warmwasserbereitung eine immer größere Verbreitung gefunden haben, wurden seit 1990 Anlagen zur Raumheizung entwickelt und getestet. Im Jahr 1998 lag der Marktanteil dieser Kombianlagen für Warmwasserbereitung und Raumheizung bezogen auf die installierte Kollektorfläche in Österreich bei 50% [2]. Auch in anderen europäischen Ländern wurden ähnliche Steigerungsraten festgestellt.

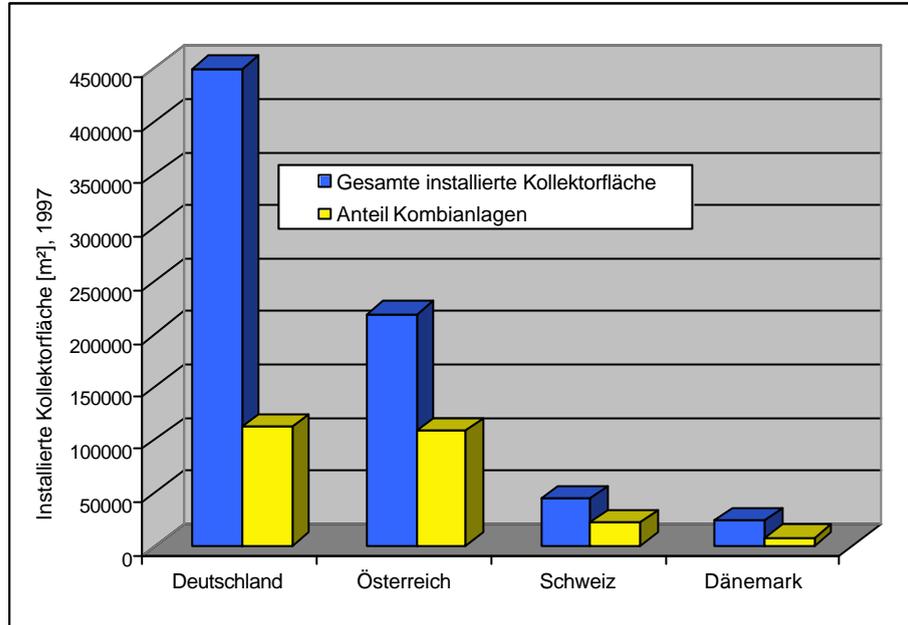


Abbildung 5: Gesamte installierte Kollektorfläche und Anteil der installierten Fläche in Kombianlagen in ausgewählten Länder [7]

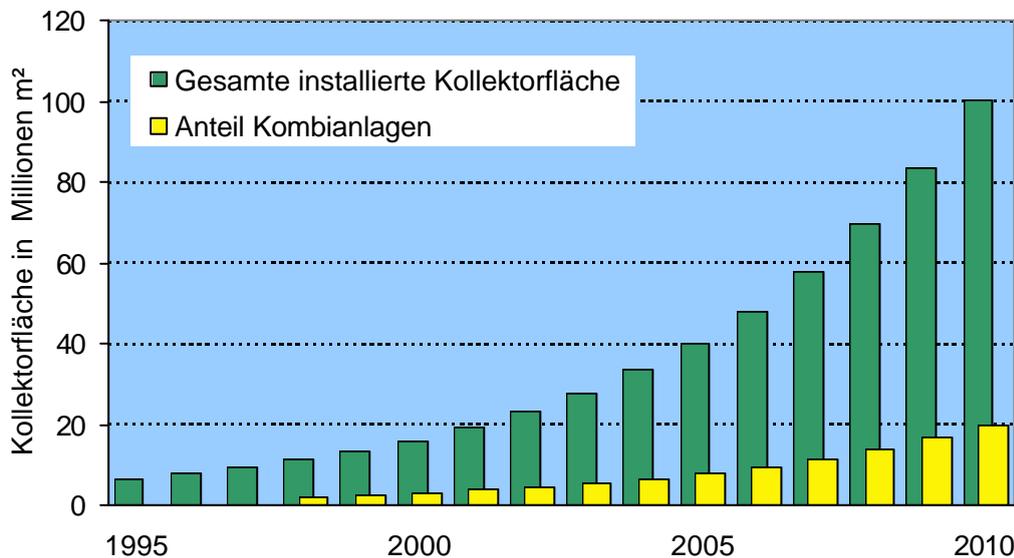


Abbildung 6: Entwicklung der installierten Kollektorfläche und Anteil von solaren Kombianlagen bis zum Jahre 2010, angestrebtes Ziel der Europäischen Kommission [6]

Ein Ziel der Europäischen Kommission bezüglich der zukünftigen Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energieträger in den Mitgliedsländern liegt bei einer installierten aktiven Kollektorfläche von 100 Millionen m<sup>2</sup> im Jahre 2010. Zum Vergleich: Derzeit sind in den EU-

Ländern 18 Millionen m<sup>2</sup> Kollektorfläche installiert. Um das von der Europäischen Kommission formulierte Ziel zu erreichen, müsste die jährliche Zuwachsrates der installierten Fläche 20% betragen (siehe Abbildung 6). Bei konservativer Abschätzung ist davon auszugehen, dass mindestens 20% der installierten Kollektorfläche in solaren Kombianlagen eingesetzt werden. D.h., dass in den Mitgliedsländern der EU in den kommenden 10 Jahren im Durchschnitt jährlich 120.000 solare Kombianlagen mit einer Gesamtkollektorfläche von 1,9 Millionen m<sup>2</sup> installiert werden.

#### Literatur:

- /1/ Stryi-Hipp, G: Der Europäische Solarthermie-Markt, Tagungsband: Gleisdorf Solar 2000, Gleisdorf 2000
- /2/ Faninger, G: Der Solarmarkt in Österreich 1999, Wien 2000
- /3/ Internal Paper, IEA, Solar Heating and Cooling Programme, 2000
- /4/ European Commission: Energy For the Future: Renewable Sources of Energy – White Paper for a Community Strategy and Action Plan COM(97)599 of 6.11.1997
- /5/ European Commission: Green Paper – towards a european strategy for the security of energy supply, technical document, Brussels, 2000
- /6/ Neubarth, J., Kaltschmitt, M (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Österreich, Wien, 2000
- /7/ Suter, J.M., Letz, T., Weiß, W.: Solar Combisystems – Overview 2000, IEA-SHC Task 26, 2000^
- /8/ Stryi-Hipp, G.: Der Europäische Solarthermiemarkt, 11. Symposium Thermische Solarenergie, Staffelstein 2001

### **EUROPEAN MARKET ON THERMAL SOLAR ENERGY WITH A SPECIAL FOCUS ON SOLAR COMBISYSTEMS**

Werner Weiß

**AEE INTEC**

Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE

Institut für Nachhaltige Technologien

Institute for Sustainable Technologies

A-8200 Gleisdorf, Feldgasse 19

Tel.: +43-3112-5886, Fax: +43-3112-5886-18

E-Mail: [w.weiss@ae.at](mailto:w.weiss@ae.at), Internet: <http://www.aee.at>

#### Abstract

Since the beginning of the 90's, the European solar market has undergone a favourable development. As the figures from the DFS (German Solar Energy Association) confirm, flat plate collectors recorded an average growth of 18% between 1994 and 1999 /1/. In accordance with this 480.000 m<sup>2</sup> of collector area were erected all over Europe in 1994; by 1999, however, it had been possible to increase the collector area installed yearly to around 890,000 m<sup>2</sup> which means to almost double this within a period of five years.

At the end of 1999 a total of 8.5 million square meters of collector area were installed in Europe. In this context it is remarkable that 75% (6.4 million m<sup>2</sup>) of this collector area was installed in three countries: namely Germany, Greece and Austria.

If one relates the collector area to the area installed per thousand inhabitants in the year 1999 then with 17.5 m<sup>2</sup> Austria takes the lead over Greece with 15.2 m<sup>2</sup> and Germany with 5.1 m<sup>2</sup>. Italy, Great Britain, Belgium and France come in last with less than 0.5 m<sup>2</sup> of collector area installed in 1999 per thousand inhabitants. If one considers the fact that three of the four large EU countries come in last when it comes to the dissemination of solar plants then it does not come as a surprise that solar thermal energy has been given short shrift in various EU energy programmes and that the potential of the former was rated to be „below the statistical level of perception“.

The markets which underwent the greatest growth between 1994 and 1999 included Spain at 74%, the Netherlands at 38% and Germany at 34%. In the main this can be attributed to the fact that the dissemination of solar plants was still very low in these countries – compared with Greece and Austria. Apart from the lower market penetration these growth rates were also made possible as a result of deliberate state programmes of grants.

In accordance with a survey, carried out within the framework of the Solar Heating and Cooling Programme of the IEA collector areas worth mentioning were installed outside Europe in Australia in 1998 (40,000 m<sup>2</sup>), in the USA (23,000 m<sup>2</sup>), in Mexico (11,000 m<sup>2</sup>) and in Turkey and Israel /3/

In the White Paper on renewable energy /4/ published by the European Commission in 1997 for solar thermal plants the European Commission set itself the goal of installing 100 million square meters of collector areas in member states of the Union. To achieve this ambitious goal a yearly rate of increase of 38% is required up to 2010, i.e. growth as it is at present would have to be doubled. These rates of increase can, however, only be reached if the member states and the Union support this with corresponding measures for a speedy market introduction and in the field of research and development.

Please find the whole article in English in the proceedings of the Industry-Workshop in Delft. The proceedings is available from the national contact persons of the “IEA SHC – Task 26” can be downloaded from the Homepage of Task 26 <http://www.solenergi.dk/task26/downloads.html>.

## **SOLARE KOMBISYSTEME – EINE SYSTEMÜBERSICHT**

Dr. Jean-Marc Suter

Suter Consulting  
P.O. Box 130, 3000 Bern 16, Switzerland  
Tel.: +41 – 31 – 350 00 04  
Fax: +41 – 31 – 352 77 56  
E-Mail: [suter@email.ch](mailto:suter@email.ch)

Dieser Beitrag ist eine Zusammenfassung der Farbbroschüre der IEA Task 26 mit dem Titel « Solar Combisystems in Austria, Denmark, Finland, France, Germany, Sweden, Switzerland, the Netherlands and the USA — Overview 2000 ».

Die Broschüre richtet sich an Architekten, Ingenieure und Planer sowie an interessierte Bauherren, die sich über solare Kombianlagen für Wassererwärmung und Heizungsunterstützung informieren wollen, die in den oben erwähnten Ländern erhältlich sind.

Nach einem allgemeinen Teil, welcher die Hauptmerkmale dieser kombinierten Solaranlagen, die erwarteten Verkaufszahlen und die Gründe beschreibt, welche für die Anschaffung dieser Systeme sprechen, wird auf jeden einzelnen Typ eingegangen. Die Umfrage unter den an der Task 26 beteiligten Forschern und Industriepartnern zeigte 19 verschiedene Konzepte auf. Zusätzlich ergaben sich auch zwei weitere Systeme größerer Dimensionen, welche mittelfristig für die Verbreitung vom Kombisystemen von Bedeutung sein können. Im zweiten Teil der Broschüre ist für jeden einzelnen Systemtypus eine Kurzbeschreibung mit dem hydraulischen Prinzipschema und den wichtigsten spezifischen Aspekten zu finden.

Um Quervergleiche unter den verschiedenen Typen zu vereinfachen, wurde eine systematische Einteilung der Systeme nach technischen Kriterien durchgeführt, die ebenfalls in der Broschüre zu finden ist. Es ist denkbar, dass die dargestellte Einteilung von in Entwicklung stehenden europäischen oder internationalen Normen übernommen wird.

Die Broschüre ist durch zahlreiche Farbbilder guter architektonischer Lösungen für die Integration der Sonnenkollektoren in die Bausubstanz illustriert. Sie kann bei den nationalen Kontaktpersonen der Task 26 oder auf dem Internet unter der Adresse [www.iea-shc.org/task26](http://www.iea-shc.org/task26) bestellt werden, oder direkt vom Internet heruntergeladen werden.

## **SOLAR COMBISYSTEMS – A SYSTEM OVERVIEW**

The contribution of Mr. Jean-Marc Suter is a summary of the coloured booklet "IEA SHC – Task 26, Solar Combisystems". The booklet is written in English.

This booklet is available from the national contact persons of the "IEA SHC – Task 26" and from the web (<http://www.iea-shc.org/task26>).

## **DIMENSIONIERUNG VON SOLAREN KOMBISYSTEMEN**

Ao Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Wolfgang Streicher

Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz

Inffeldgasse 25, 8010 Graz

Tel.: +43-316-873-7306, Fax: +43-316-873-7305,

Email: [streiche@iwt.tu-graz.ac.at](mailto:streiche@iwt.tu-graz.ac.at). Internet: <http://wt.tu-graz.ac.at>

### **1 Einleitung**

Seit 1990 gibt es in der Schweiz und Österreich bei immer mehr Bauherren von Ein- und Zweifamilienhäusern Solaranlagen den Wunsch, bei der Bau einer Solaranlage doch etwas mehr Sonnenkollektoren zu installieren, um die Wärme aus der Sonne zumindest in der Übergangszeit zur Heizungsunterstützung zu nützen. Auch in Deutschland ist dieser Trend in den letzten Jahren festzustellen. Hierbei ist der Kostenaspekt nur hinsichtlich nicht zu hoher Investitionskosten aber nicht hinsichtlich einer Wirtschaftlichkeit gegen z.B. einer Ölheizung relevant. In der Schweiz und Österreich machen solare Raumheizungsanlagen bereits ca. 50% des Marktes aus, in Deutschland und Dänemark ca. 30%. Der folgende Beitrag gibt einen Überblick über Grundlagen und die Dimensionierung (teil)solarer Heizungssysteme. Eine detaillierte Darstellung dieser und weiterer Ergebnisse sind in Streicher (1996) bzw. Eder et. al. (1997) zusammengefasst. Daneben gibt es weitere Literatur (Jenni, 1993, Remmers 1999) die ähnliche Ergebnisse aufweisen.

### **2 Grundlagen**

Die Sonneneinstrahlung ist gegenläufig zum Energiebedarf eines Hauses. Speziell am Anfang und am Ende der Heizperiode (September, Oktober und März, April, Mai) kann der (geringe) Heizenergiebedarf über die Sonneneinstrahlung gedeckt werden. Dies wird im Wohnbau seit langem durch passive Nutzung der Sonnenenergie ausgenutzt. Durch den Einsatz von Sonnenkollektoren kann der solare Heizungsanteil weiter gesteigert werden. Der Warmwasserbedarf ist über das ganze Jahr annähernd konstant und macht in Einfamilienhäusern 15-25% der gesamten benötigten Energie aus.

Um eine solare Volldeckung über den Winter zu erzielen müssten entweder sehr große und äußerst gut gedämmte Speicher oder eine sehr große Kollektorfläche bzw. eine Mischung beider Varianten ausgeführt werden. Über die passive Nutzung können im Winter bei den meisten Häusern nicht einmal die Lüftungswärmeverluste ausgeglichen werden.

Der solare Deckungsgrad ist hierbei definiert als:

$$h = 1 - \frac{\sum \text{Zusatzheizung}}{\text{Energiebedarf}}$$

Sämtliche Wärmeverluste der Speicher und Rohrleitungen werden bei dieser Deckungsgraddefinition der Solaranlage zugerechnet. Leider ist in der Literatur und in den Simulationsprogrammen die Definition des solaren Deckungsgrads nicht einheitlich. Aus diesem Grund sind Ergebnisse nur aufgrund der Energiebilanzen miteinander vergleichbar.

In der Literatur finden sich eine Reihe weiterer Deckungsgraddefinitionen, sodass bei einem Vergleich verschiedener Anlagen immer die Energieflüsse und nicht die Kennzahlen verwendet werden sollten.

### **3 Simulationsprogramme und Optimierung**

Derzeit sind eine Reihe von Simulationsprogrammen für die Auslegung und Optimierung von solaren Raumheizungsanlagen am Markt erhältlich. Im folgenden werden drei der gängigsten vorgestellt. Alle Programme haben Benutzeroberflächen und laufen unter dem Betriebssystem MS Windows™.

### 3.1 SHWwin

Im Rahmen mehrerer Forschungsprojekte und zur Erstellung eines Handbuchs für teilsolare Heizungssysteme in Zusammenarbeit mit der ARGE Erneuerbare Energie, Gleisdorf, wird am Institut für Wärmetechnik seit 1993 das Simulationsprogramm SHW entwickelt (*Schnedl, 1994, Streicher, 1996, Thür 1995*).

Mit dem Programm SHW können eine Vielzahl von prinzipiellen Anlagenschaltungen zur solaren Warmwasserbereitung, der teil- bzw. vollsolaren Heizung sowie eine teilsolare Speisung von Fernwärmenetzen berechnet werden. Es wurde anhand verschiedenen teilsolaren Heizungsanlagen von Einfamilienhäusern validiert. Deutsche Testreferenzjahre oder ASCII Files in bestimmten Format können direkt eingelesen werden. Die nachfolgenden Diagramme wurden mit Hilfe dieses Programms erstellt.

Das Programmpaket wurde in den letzten Jahren mit einer grafischen Benutzeroberfläche versehen (SHWwin) und ist über die Homepage des Instituts für Wärmetechnik (<http://wt.tu-graz.ac.at>) frei erhältlich. Kollektoren, Speicher, Regelung und Brauchwasserbedarf können nun in Datenbanken abgelegt werden. Eingabedatensätze älterer Versionen können problemlos übernommen werden. Die Auswertung erfolgt über ein Ausgabe-Formblatt und viele Berechnungsdaten können über die Zeit grafisch dargestellt werden.

### 3.2 POLYSUN

POLYSUN wird in der Schweiz am Solaren Prüf- und Forschungszentrum in Rapperswil entwickelt. In der Version 3 können 5 Solaranlagentypen für reine Brauchwassererwärmung und 3 Typen für teilsolare Raumheizung (Tank in Tank, Brauchwasserdurchlauferhitzer mit internem oder externem Solar-Wärmetauscher) berechnet werden. Klimadaten der gesamten Schweiz sowie von vielen europäischen Orten sind im Programm verfügbar. Es steht zudem die komplette Datenbank der in Rapperswil getesteten Kollektoren zur Verfügung. Der Speicher kann ausführlich mit Einspeisehöhen und Einbaulage der internen Wärmetauscher modelliert werden. Die internen Wärmetauscher werden zudem genau geometrisch erfasst. Der Warmwasserverbrauch kann detailliert vorgegeben werden. Alle eingegebenen Werte werden auf Plausibilität überprüft. Für den Heizenergiebedarf stehen 25 Gebäudetypen zur Verfügung, deren Heizlast vom Benutzer vorgegeben werden kann. Der Wärmebedarf der Gebäude wird mit einem 1-Zonen Gebäudemodell (HELIOS) und als stundenweise Heizlast der Simulation vorgegeben. Die Auswertung erfolgt über Ausgabe-Formblätter. Polysun kann unter <http://www.solarenergy.ch/d/spf/index.htm> bestellt werden.

### 3.3 TSOL 4.0

Das Programmpaket TSOL bietet in der Grundversion 9 Anlagenschemata, drei für die reine Brauchwassererwärmung und 6 für die teilsolare Raumheizung, zur Auswahl. Die einzelnen Komponenten können über einfaches Anklicken genauer definiert werden. Für die Kollektoren ist bereits eine große Palette von am Markt erhältlichen Produkten mit Kenndaten und Modulgrößen eingespeichert. Die Speicher können nur durch Größe und Wärmedämmung beschrieben werden, die Lage und Art der Wärmetauscher ist vorgegeben. Allerdings ist die Größe der Wärmetauscher wiederum wählbar. Sehr detailliert modellierbar ist die Brauchwasserentnahme. Die Heizungsmodellierung berücksichtigt Nachtabsenkung, interne Wärmen, passiven Gewinne des Hauses, Vor- und Rücklauftemperatur am kältesten Tag, Auslegungstemperatur, Auslegungsheizlast und Dauerheizlast im Sommer und die Heizgrenztemperatur. Die Auswertung erfolgt über Ausgabe-Formblätter und viele Berechnungsdaten können über die Zeit grafisch dargestellt werden. Näheres zu TSOL findet man unter <http://www.valentin.de/TSOL/tsol0.htm>.

## 4 Dimensionierungsrichtlinien für solare Raumheizung

### 4.1 Ausgangsvariante

Die folgenden Dimensionierungsrichtlinien basieren auf einer Basisvariante, deren Hydraulikschema in Abb. 1 gezeigt ist.

Folgende Kenndaten seien hierfür erwähnt:

*Klima: Durchschnitt Graz, Österreich*

*Heizlast Haus (500 W Innenwärmen): 8 kW*

*Fensterfläche (50% süd): 15,8 m<sup>2</sup>*

*Auslegungstemperatur: -12 °C*

*Heizungsvor-/rücklauftemperatur: 40/30 °C*

*Brauchwasser(45°C, 10°C Grundw.): 200 l/d*

*Kollektor (selektiv, süd, 45°): 30 m<sup>2</sup>*

*Brauchwasserspeicher: 500 l*

*Heizungsspeicher (Wasser): 2 m<sup>3</sup>*

*Regelung: Gleichrang*

*T<sub>max</sub> solar Brauchwasserspeicher 70°C*

*T<sub>max</sub> Nachheizung BW-Speicher 60°C*

*T<sub>max</sub> solar Heizungsspeicher 100°C*

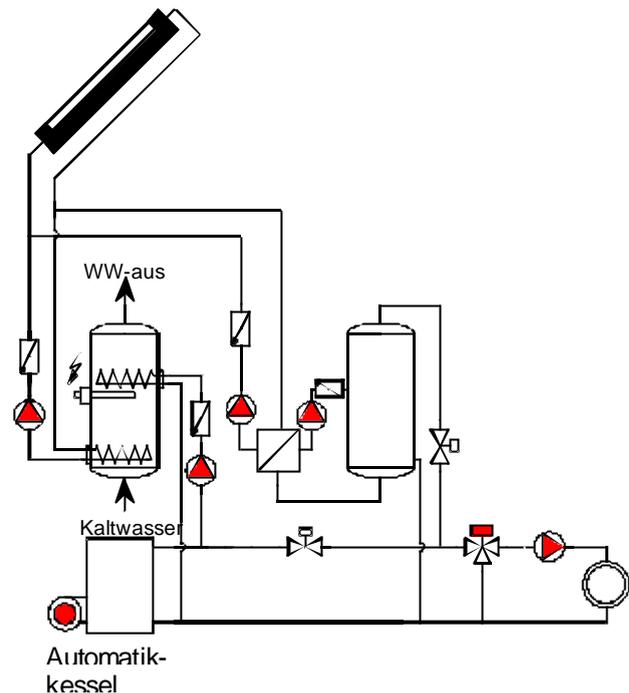


Abb. 1: Hydraulischen Einbindung einer Solaranlage bei Automatikessel

Abb. 2 zeigt zur Erläuterung die Wechselwirkungen von Sonneneinstrahlung und Wärmebedarf für diese Anlage, allerdings mit einem realen Klima aus dem Jahr 1968. Folgende Monatsmittelwerte sind dargestellt:

- **Die Energie für einen konstanten Brauchwasserbedarf**
- **Die benötigte Heizenergie** (1760 Vollastbetriebsstunden pro Jahr, Berücksichtigung von inneren Wärmen, ungeheizten Flächen und passiven Gewinnen, Juni bis August kein Heizbedarf).
- **Die Summe der Energien aus Brauchwasser- und Heizenergiebedarf**
- **Die Sonneneinstrahlung auf die Kollektorfläche**. Durch die Neigung von 45° ist die Einstrahlung über die Monate März bis September annähernd gleich, die hohen Werte im März und Oktober sowie die Schwankungen resultieren aus dem realen Wettergeschehen über die Monate des Jahres 1968.
- **Die Sonneneinstrahlung während des Betriebs der Solaranlage**. Wenn die Speicher vollgeladen sind, d.h. eine Maximaltemperatur erreicht haben, geht die Solaranlage in Stillstand. Die Sonneneinstrahlung während des Stillstands kann nicht genutzt werden. Dies tritt vor allem in den Sommermonaten, abgeschwächt jedoch über das ganze Jahr bei höheren Außentemperaturen auf, da in diesem Fall keine oder nur eine geringe Heizleistung erforderlich ist.
- **Die vom Kollektor an die Speicher gelieferte Wärme**. Sie ist in diesem Beispiel um den durchschnittlichen Kollektorwirkungsgrad von 44% gegenüber der bei Betrieb des Kollektors eingestrahlten Energie reduziert. Bis zur Nutzenergie des Verbrauchers gehen nachträglich noch die Verluste der Wärmespeicher, welche die kurzzeitigen Schwankungen von Sonneneinstrahlung und Außentemperatur ausgleichen, verloren.

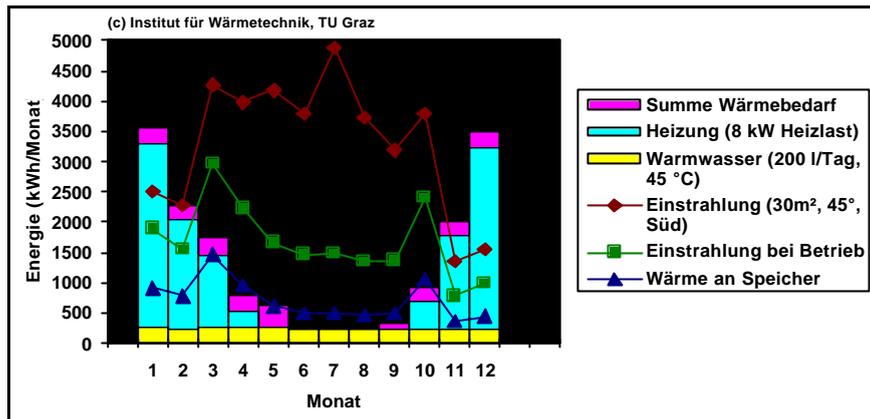


Abb. 2 Energiebedarf (Heizung und Brauchwasser) für ein Einfamilienhaus mit 8 kW Heizlast, verfügbare und nutzbare Sonneneinstrahlung sowie gelieferte Nutzwärme bei 30 m<sup>2</sup> Kollektorfläche; reales Klima Graz 1968

Der solare Gesamtdeckungsgrad liegt bei 41%, der für die Brauchwasserbereitung bei 86% und der für die Heizung bei 31%. Die von der Solaranlage an die Speicher gelieferte Wärme übersteigt den gesamten Wärmebedarf von Mai bis September. Durch die Wärmeverluste der Speicher wird eine Volldeckung jedoch nur im Mai und August erzielt, die Deckung in den Monaten April, Juni, Juli und September liegt über 95%. Bei der Berechnung mit Grazer Durchschnittsklimadaten ergäbe sich ein solarer Gesamtdeckungsgrad von nur 34%. Dies steigt die starke Schwankungsbreite des Klimageschehens.

#### 4.2 Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades von Ausrichtung (Azimut) und Neigung der Kollektoren

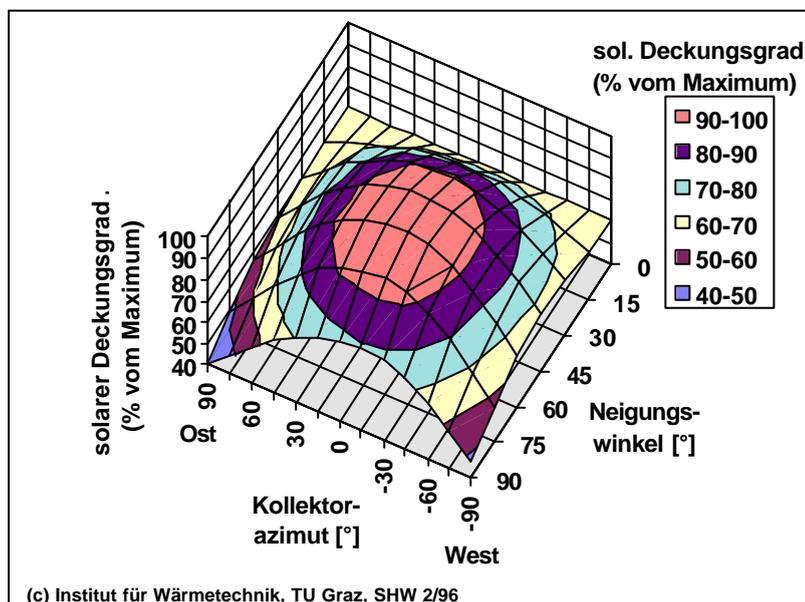


Abb. 3: Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades von Ausrichtung (Azimut) und Neigung der Kollektoren, Durchschnittsklima Graz

Bei dem Bau von Solaranlagen ist aus baulichen Gründen oft eine reine Südausrichtung der Kollektoren nicht möglich. Zudem ist auch die Dachneigung der Solaranlage zu meist nicht anpassbar. Bei manchen Häusern ist es zudem nur möglich, die Kollektoren auf den Wänden anzubringen. Abb. 3 zeigt den Deckungsgrad der oben beschriebenen Anlage über eine Neigung von 0 bis 90° und einer Ausrichtung (Azimut) zwischen Ost (90°) und West (-90°). Optimal erweist sich für diese Anlage eine Neigung von 60° und Südausrichtung.

Ein Abweichung von der Südrichtung von  $\pm 30^\circ$  und eine Neigung zwischen 40° und 75° verringert den Gesamtdeckungsgrad um maximal 13%. Eine senkrechte nach Süden ausgerichtete Kollektorfläche erreicht noch 77% des maximalen Deckungsgrades, eine Anlage mit horizontalen Kollektoren dagegen nur knapp 60%. Dies ist dadurch bedingt, dass die Heiz-

energie primär im Winter bei tiefstehender Sonne anfällt und der mittlere Einstrahlungswinkel über die Heizperiode für die senkrechte Wand besser als für die Horizontale ist.

### 4.3 Heizungsmitteltemperatur und Kollektorart

Neben einer guten Wärmedämmung des Hauses sollte das gewählte Heizungssystem niedrige Vorlauftemperaturen aufweisen (z.B. Fußboden- oder Wandheizung) um geringe Kollektortemperaturen und somit geringe thermische Verluste zu erreichen. Abb. 4 zeigt die Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades von der Auslegungs-Heizungsmitteltemperatur (Basisdeckungsgrad bei 35°C). Da teilsolare Heizungssysteme den höchsten Energieeintrag in der Übergangszeit erzielen, wenn auch die benötigten Vor- und Rücklauftemperaturen niedrig sind, ist der Deckungsgradgewinn durch Niedertemperatursysteme niedriger, als allgemein erwartet.

Die Wahl der Kollektorart ist abhängig vom Preis, der zur Verfügung stehenden Fläche, dem Heizungssystem und dem gewünschten Deckungsgrad. In Abb. 5 sind die solaren Deckungsgrade für drei verschiedene Kollektortypen mit Kennwerten nach Tabelle 1 aufgetragen. Je höher der Deckungsgrad, desto hochwertiger sollte der Kollektor gewählt werden. Um 40% solaren Deckungsgrad zu erreichen sind 35 m<sup>2</sup> Vakuumröhre, 42 m<sup>2</sup> selektiver Absorber und 80 m<sup>2</sup> nichtselektiver Absorber notwendig. Bei der gegenwärtigen Preissituation kämen für eine solche Anlage selektive Absorber zum Einsatz. Bei hohen Deckungsgraden und Heizungsvorlauf und -rücklauftemperaturen könnten sich bei heutigen Preisen auch Vakuum-Röhrenkollektoren rechnen.

Tabelle 1 Kennwerte für die Kollektortypen in Abb.5

	$c_0$ [-]	$c_1$ [W/m <sup>2</sup> K]	$c_2$ [W/m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> ]
Vakuumröhren-Kollektor	0,719	1,25	0,007
Kollektor mit selektivem Absorber	0,771	3,33	0,012
Kollektor mit „schwachselektivem Solarlack“	0,751	5,46	0,021

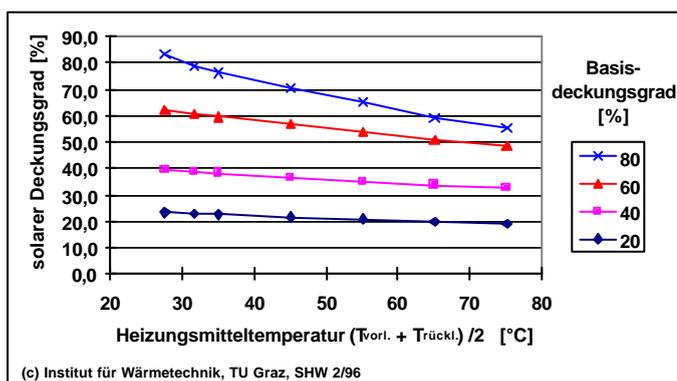


Abb. 4 Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades von der Heizungsmitteltemperatur (Basisdeckungsgrad bei 30°C)

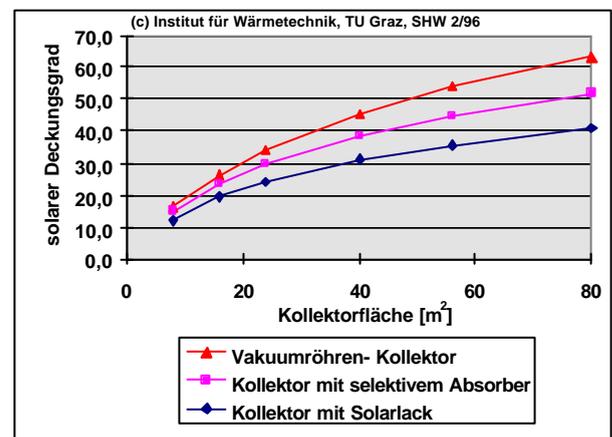


Abb. 5 Solarer Deckungsgrad über Kollektorfläche und Kollektorart

## 5 Wärmespeicherung

### 5.1 Dimensionierung des Brauchwasserspeichers

Für die Größe des Brauchwasserspeicher gibt es seit langer Zeit Dimensionierungsrichtlinien (z.B. in Weiß, Themessl, 1993). Der Brauchwasserspeicher sollte das 1,3 bis 1,7-fache Volumen des täglichen Warmwasserverbrauchs haben.

## 5.2 Dimensionierung des Heizungsspeichers

Um ein gleichmäßiges Raumklima zu gewährleisten müssen die Schwankungen von Energieangebot und -nachfrage ausgeglichen werden. Folgende Unterschiede treten hierbei auf:

- Stündliche Schwankungen der Einstrahlung (max. bis zu einem Tag) können über entsprechende Speichermassen des Hauses und Schwankungen der Raumtemperatur gedämpft werden
- Falls über mehrere Tage keine, oder nur zu wenig Sonneneinstrahlung auftritt, kann diese Zeit mittels eines kleinen Pufferspeichers (1 - 3 m<sup>3</sup>) überbrückt werden.
- Die jahreszeitlichen Schwankung im Energieangebot der Sonne können nur mittels großer Pufferspeicher ausgeglichen werden.

Abb. 6 zeigt den Einfluss von spezifischer Heizungsspeichergröße und spezifischer Kollektorfläche (jeweils pro kW Heizlast) auf den solaren Deckungsgrad einer optimierten Solaranlage. Auf der linken Seite ist der Bereich 0 - 0,7 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>Kollektorfläche vergrößert dargestellt. Das Diagramm hat sich für eine große Anzahl von vermessenen Anlagen mit unterschiedlichem Layout von der kleinen solaren Raumheizung bis hin zum großen Solarunterstützten Biomasse-Nahwärmenetz als brauchbare Grobdimensionierung erwiesen (Streicher, 1988).

Deutlich sind die zwei Grundfunktionen Kurz- und Langzeitspeicherung zu sehen:

- Gänzlich ohne Speicher ist der Deckungsgrad gering. Mit größeren Speichermassen des Hauses könnte dieser Wert angehoben werden. Bereits eine Speichergröße von 0,1 - 0,3 m<sup>3</sup> je kW Heizlast bewirkt einen Anstieg des Deckungsgrades auf Werte zwischen 20 und 60% abhängig von der Kollektorfläche. Mit diesen Speichergrößen können Stunden und Tagesschwankungen der Einstrahlung überbrückt werden.
- Erst für größere Anlagen kann von einer Langzeitspeicherung von Warmwasser gesprochen werden (Abb. 6 rechts). Die Kurve steigt nur mehr flach an, da der Großteil des Speichers nur mehr einmal pro Jahr be- und entladen wird. Bei obiger Anlage würde erst mit 20 m<sup>2</sup>/kW<sub>Heizlast</sub> Kollektorfläche, 20 m<sup>3</sup> Heizungsspeicher/kW<sub>Heizlast</sub> und einer speziell für diesen Fall optimierter Schaltung ein solarer Gesamtdeckungsgrad von 100% erreicht.
- Speicher zwischen 0,1 - 0,3 m<sup>3</sup> je kW Heizlast sind empfehlenswert, da hier hohe solare Deckungsgrade bei relativ geringen Kosten erzielt werden können.

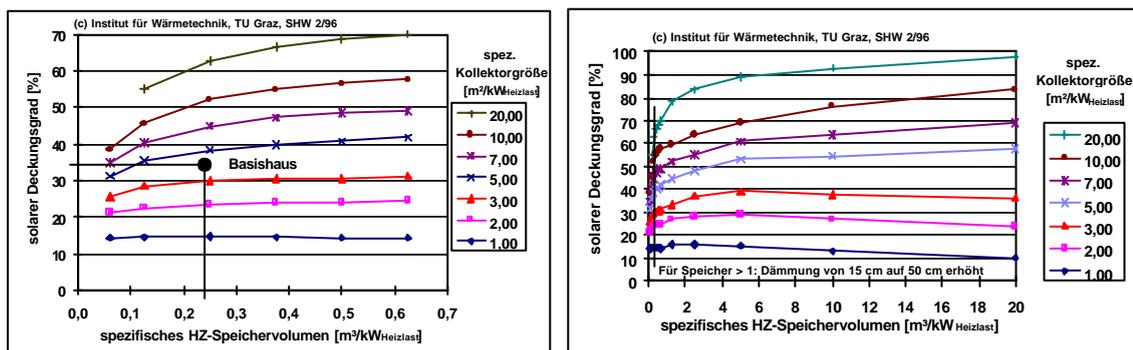


Abb. 6 Maximal erzielbarer solarer Deckungsgrad bei verschiedenen Speicher- und Kollektorgrößen, Durchschnittsklima Graz

## 5.3 Weitere Speicherparameter

Neben der Größe ist die technische Ausführung des Speichers von großer Bedeutung. Folgende Punkte sind hierbei von Interesse:

- Keine Selbstentladung des Speichers durch ungünstige Anschlüsse,
- Aufrechterhaltung von Temperaturschichten durch günstige Einlaufgeometrien,
- Wärmedämmung des Speichers.

## 6 Anlagenhydraulik

Die meisten Fehler von teilsolaren Raumheizungsanlagen werden in der Rohrhydraulik und Fühlerpositionierung gemacht. Um hier eine Verbesserung zu erzielen wurden Kompaktanlagen entwickelt, die mit sehr geringem Installationsaufwand eingebaut werden können. Sämtliche in die Kompaktanlage integrierten Bestandteile wurden bereits herstellungsmäßig optimiert und aufeinander abgestimmt. Abb. 7 zeigt ein Beispiel mit integriertem Gasbrenner und Brauchwasserbereitung der Fa. SOLVIS (1998) sowie einen der ersten Kompaktspeicher für teilsolaren Raumheizungsanlagen, welcher von Jenni in der Schweiz bereits vor über 10 Jahren mit dem Tank in Tank Speichern entwickelt wurde. Es stellt bis heute sehr gute Lösung dar. Bei der ersten Anlagen wird auf einen Brauchwasserspeicher verzichtet und somit neben einer Kosten- und Platzersparnis auch jede Diskussion über allfällige Legionellenbildung umgangen.

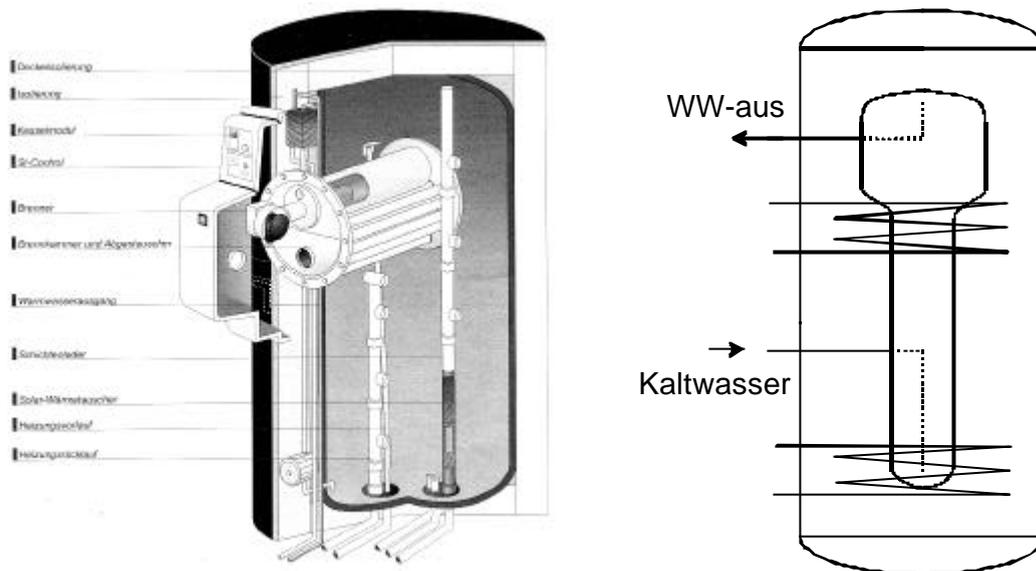


Abb.7: Speicher von Kompaktanlagen für teilsolare Raumheizung mit integrierter Brauchwasserbereitung (SOLVIS, 1998, Jenni)

## 7 Der Vergleich verschieden Solarsysteme im TASK 26

Will man verschiedene Kombisysteme miteinander vergleichen, so besteht die Schwierigkeit darin, dass Anlagen mit spezifisch großen Kollektorflächen naturgemäß kleinere spezifische Erträge als Anlagen mit keinen Kollektorflächen aufweisen. Dies lässt aber keinen Rückschluss auf die Güte der Installation zu. Zudem lässt sich ein Vergleich nur mit möglichst identen Randbedingungen (Klima, Wärmebedarf, Sicherstellung, dass die Gesamtanlage auch den benötigten Wärmebedarf abdecken kann) durchführen.

Im Task 26 des Implementing Agreements on Solar Heating and Cooling der Internationalen Energieagentur werden 10 verschiedene Kombisysteme aus 7 Ländern in sich optimiert und miteinander verglichen werden. Als Referenzklimate wurden Stockholm, Zürich und Carpentras ausgewählt, die Wärmesenken sind 3 Einfamilienhäuser mit 30, 50 und 100 kWh/m<sup>2</sup>a sowie ein Reihenhaus mit 45 kWh/m<sup>2</sup>a bezogen auf den Standort Zürich. Der Brauchwasserbedarf wurde mit 200 l/Tag für Häuser bzw. Wohnungen angenommen. Raumtemperaturen und Brauchwassertemperatur wurden ebenfalls fixiert. Für das Nichterreichen der geforderten Raumtemperatur oder Brauchwarmwassertemperatur wurden Strafaktionen eingeführt. Drei verschiedenen Deckungsgraddefinitionen, basierend auf einem Referenzsystem und den Energieflüssen von Referenzsystem und Kombisystem (nur Wär-

meflüsse, Wärme und Strom mit Stromerzeugungswirkungsgrad, Wärme, Strom und Straf-  
funktion), wurden entwickelt.

Zum Vergleich von Anlagen verschiedener Größe wurde als Maßstab der theoretisch mögliche Deckungsgrad bei Verwendung von Kurzzeitspeichern herangezogen. Dieser theoretische Deckungsgrad ergibt sich aus dem solaren Potential dividiert durch den Gesamtverbrauch (vgl. Abb. 8). Letzterer wird durch die Referenzgebäude in den verschiedenen Klimaten definiert.

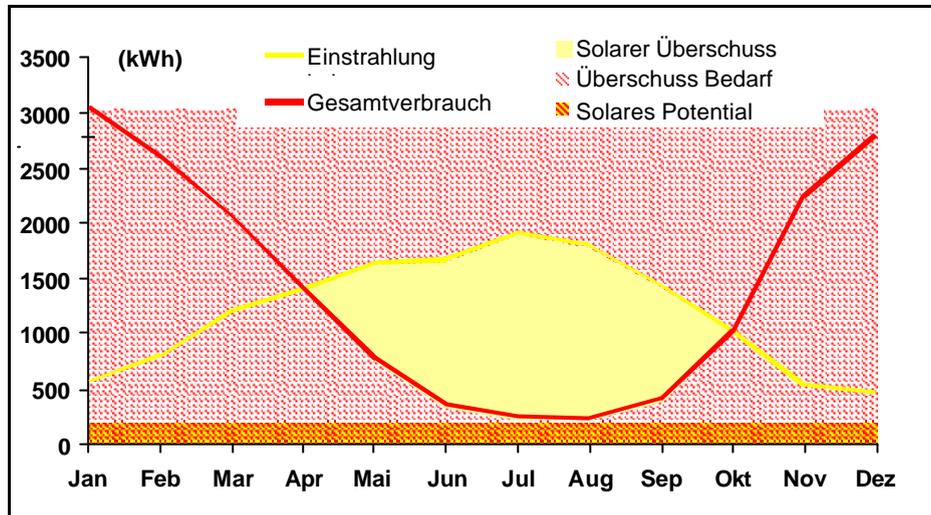


Abb.8: Definition des theoretischen Deckungsgrades der Solarenergienutzung (Letz, 2001)

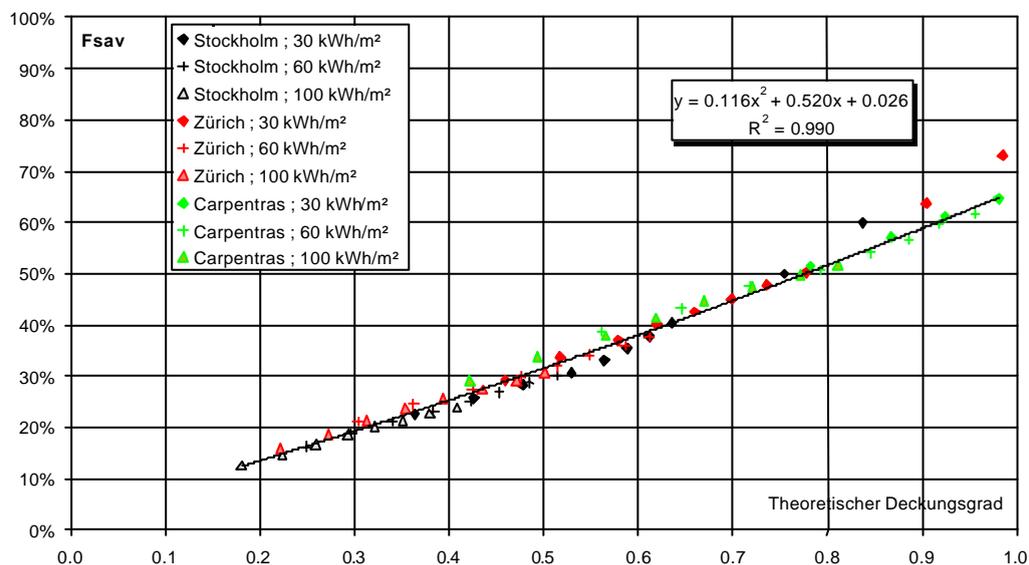


Abb.9: Vergleich des theoretischen Deckungsgrades mit dem simulierten einer realen Anlage (Letz, 2001)

Somit kann der vom realen Kombisystem simulierte Deckungsgrad mit dem theoretisch möglichen Deckungsgrad verglichen werden. Abb. 9 zeigt einen solchen Vergleich für ein Kombisystem in verschiedenen Klimaten, Gebäuden und Kollektorflächen/Speichergrößen. Die

Ergebnisse des Vergleichs aller simulierten Anlagen wird Ende 2002 mit einer detaillierten Analyse veröffentlicht werden.

## 8 Schlussfolgerungen

Die „teilsolare“ Raumheizung erfreut sich in Mitteleuropa immer größerer Beliebtheit. Einfamilienhäuser von „Null“ bis 100% solarem Deckungsgrad wurden bisher realisiert. Sinnvoll im Hinblick auf nicht zu hohe Investitionskosten erweisen sich solare Deckungsgrade bis 50%. Zumeist sind selektiv beschichtete Kollektoren ausreichend. Je höher der solare Deckungsgrad wird, desto wichtiger wird ein Niedertemperaturheizungssystem.

Im Task 26 des Implementing Agreements on Solar Heating and Cooling werden Solare Kombisysteme eingehend analysiert und miteinander verglichen. Die Ergebnisse werden Ende 2002 veröffentlicht werden.

## 9 Literatur

- Eder, M., Fink, C., Streicher, W., Themeßl, A., Weiß, W. (1997)**, Heizen mit der Sonne, Hrsg.: Arge ERNEUERBARE ENERGIE GmbH, A-8200 Gleisdorf, Postfach 142.
- Fink, CH. (1997)**, 5 Jahre solare Raumheizung - Weiterentwicklungen und Erfahrungen, Tagungsband Solare Raumheizung, 25.1.1997, Graz, Hrsg.: Arge ERNEUERBARE ENERGIE GmbH, A-8200 Gleisdorf, Postfach 142.
- Jenni, J., (1993)**, Sonnenenergieanlagen mit hohem solarem Deckungsgrad für Warmwasser und Heizung, Jenni Energietechnik AG, Lochbachstraße 22, CH-3414 Oberburg bei Burgdorf, Schweiz.
- Letz, Th, (2001)**, Combisystem characterization, ASDER, Frankreich.
- Remmers, K.H., (1999)**, Große Solaranlagen, Uranus Verlag, Vienna, Austria.
- Schnedl, K. (1994)**, Simulation von Systemen zur solaren Raumheizung und Warmwasserbereitung mit Zusatzheizung, Diplomarbeit am Institut für Wärmetechnik, TU Graz
- Solvis 1998**, Firmenunterlage der Fa Solvis Energiesysteme, Marienbergerstr. 1, D-38122 Braunschweig..
- Streicher, W. (1996)**, Teilsolare Raumheizung, Auslegung und hydraulische Integration, Hrsg.: Arge ERNEUERBARE ENERGIE GmbH, A-8200 Gleisdorf, Postfach 142, ISBN, 3-90-1426-06-3.
- Streicher, W. (1998)**, Simple Estimation of the Solar Fraction of Combisystems and Centralized Big Solar Plants, EuroSun 98, Second ISES-Europe Solar Congress, Sept. 14-17, 1988, Portoroz, Slovenien.
- Weiß, W., Themessl, A. (1993)**, Solaranlagen Selbstbau, Arge Erneuerbare Energie GmbH, A-8200 Gleisdorf, Postfach 142.

## ***DIMENSIONING OF SOLAR COMBISYSTEMS***

Wolfgang Streicher

Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz

Inffeldgasse 25, 8010 Graz

Tel.: +43-316-873-7306, Fax: +43-316-873-7305,

Email: [streiche@iwt.tu-graz.ac.at](mailto:streiche@iwt.tu-graz.ac.at). Internet: <http://wt.tu-graz.ac.at>

### **Abstract**

Solar plants are increasingly used not only for hot tap water heating but also for the assistance of space heating. When both heat sinks are used these plants are called Solar Combisystems. The market for combisystems is growing. In Austria and Switzerland about 50% of all installed solar thermal plants are combisystems; in Germany and Denmark this figure is about 30%. Combisystems are therefore one of the most solar thermal applications installed today and are offered by nearly all companies selling or installing solar thermal plants.

Several design handbooks on solar combisystems have been published so far (Jenni, 1993, Streicher, 1996, Eder et al, 1997, Remmers, 1999). The results, of course, are similar.

The paper gives an overview on commercially available planning tools for solar combisystems. In addition some general sensitivity analysis for collector azimuth/slope, collector area and store volume, collector type and temperatures of the heating system on the solar fraction is given. In the following some general remarks on hydraulics and some solutions to minimize the possibility of mistakes on them is given.

In the end an overview on the TASK 26 and the comparison of different solar combisystems is given.

***ARCHITEKTONISCHE INTEGRATION VON KOLLEKTOREN, VISUELLE  
ASPEKTE***

Arch. DI Helmut Krapmeier  
Energieinstitut Vorarlberg, Österreich  
Stadtstraße 33, Postfach 51  
6851 Dornbirn  
Tel.: 05572 / 31202-61  
Fax.: 05572 / 31202-4  
E-Mail: [krapmeier.energieinstitut@ccd.vol.at](mailto:krapmeier.energieinstitut@ccd.vol.at)

***ARCHITECTURAL INTEGRATION OF SOLAR COLLECTORS, VISUAL ASPECTS***

**DACHINTEGRIERTE KOLLEKTOREN**  
**S.E.T. SOLAR-ROOF FERTIGDACH MIT INTEGRIERTEM SONNENKOLLEKTOR**

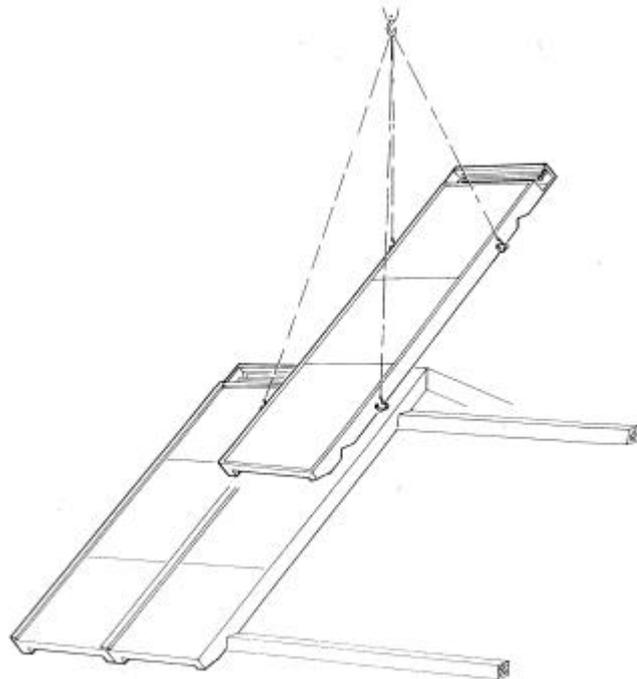
Dipl.-Ing. (FH) Till Roßkopf

Solar Energie-Technik GmbH, 1. Industriestr. 1-3, 68804 Altlussheim

Tel.: 0049 / 6205 / 3092-0, Fax.: 0049 / 6205 / 3528

E-Mail: [mail@setsolar.de](mailto:mail@setsolar.de)

[www.setsolar.de](http://www.setsolar.de)



Die Entwicklungen im Bereich der Solartechnik werden seit Jahren geprägt von Zielen, die ausschließlich der Verbesserung der Wirtschaftlichkeit gegenüber konventionellen Energieträgern dienen. So steht vor allem die Steigerung der Leistungsfähigkeit von Kollektoren bei gleichzeitiger Kostenreduktion im Vordergrund.

Hiervon ganz abgesehen wurde jedoch einer anderen Tatsache viel zu wenig Beachtung geschenkt:

*Die gelungene Einbindung der Kollektoren in das Gebäude wird häufig höher bewertet als Wirtschaftlichkeit und Umweltfreundlichkeit !*

Ein Großteil der Gesamtkosten eines Neubaus, und dies betrifft sowohl Ein- und Mehrfamilienhäuser wie auch öffentliche Gebäude, entfallen daher auf Dinge, die der Ästhetik oder dem Wohnkomfort dienen. So werden z.B. für eine ansprechende Bad-Ausstattung im Einfamilienhaus oft erhebliche Mehrkosten in Kauf genommen, während für die Heizungsanlage nur das absolut Notwendige ausgegeben wird.

Bei Verwaltungshochhäusern von Banken und Versicherungen wird die Fassade zum Prestigeobjekt, für welches die Kosten nicht die geringste Rolle zu spielen scheinen. Im Gegenteil, hierfür ist das Teuerste gerade noch gut genug. Hinzu kommt, dass Bauherren, Kommunen oder Firmen, die erhebliche Mehrkosten für eine Solaranlage in Kauf nehmen, ihr Engagement auch nach außen hin zeigen möchten.

Vor diesem Hintergrund sind die Bestrebungen zu verstehen, welche die ansprechende und vor allem technisch einwandfreie Integration der Kollektoren in Dächer und Fassaden zum Ziel haben und die schließlich zur Entwicklung des Fertigdaches S.E.T. Solar-Roof führten.

Gerade bei Neubauten von Großanlagen ist nicht einzusehen, dass zunächst ein konventionelles Dach mit Sparren, Folie, Konterlattung, Lattung, Wärmedämmung und eventuell Verschalung aufgebaut wird, welches danach flächendeckend mit Standardkollektoren abgedeckt und nachträglich abgedichtet wird. Durch eine entsprechende Konstruktion der Kollektoren selbst kann nämlich auf ein Dach vollständig verzichtet werden. Der Kollektor übernimmt dabei als multifunktionales Bauelement neben der Energiegewinnung sowohl die statische wie auch die abdichtende Funktion. Gegenüber dachintegrierten Standard-Großkollektoren können dadurch in verschiedenen Bereichen wesentliche Fortschritte erreicht werden.

## 1. Die Architektur

Solarkollektoren sind grundsätzlich ein reines Mittel zur Energiegewinnung und werden nur aus einem Grund auf dem Dach montiert: Sie müssen der Solarstrahlung ausgesetzt werden. Erschwerend kommt hinzu, dass die Einstrahlung auf ca. 1000 W/m<sup>2</sup> begrenzt ist, weswegen nur durch sehr große Flächen auch entsprechende Leistungen erreicht werden können. Sowohl die Abmessungen wie auch das Aussehen müssen sich daher in aller Regel den technischen Erfordernissen unterordnen. Standard-Großkollektoren, optimiert im Hinblick auf Preis, schnellste Montage und hydraulische Durchströmung, können nicht zusätzlich auf "Nebensächlichkeiten" wie das Aussehen Rücksicht nehmen und sehen oft wie Fremdkörper auf bestehenden Dächern aus. Vor allem die für die hydraulische Verbindung erforderlichen horizontalen Abstände zwischen den einzelnen Kollektorreihen passen nicht in das gewohnte Erscheinungsbild eines Daches. Die verbleibenden Reststücke der Dächer können hier auch nichts mehr verbessern, im Gegenteil, sie erzeugen zusätzliche Unterbrechungen im Gesamtbild. So ist es nicht verwunderlich, dass gerade Architekten, die in mühevoller Arbeit um das Gebäude als Ganzes bemüht sind, sich gegen Kollektoren als technische Aggregate sträuben und sie bestenfalls als notwendiges Übel betrachten. Ein "paar eingesparte Kilowattstunden" können diese oft entscheidenden Planer selten umstimmen.

Diese Hemmnisse können durch das Fertigdach S.E.T. Solar-Roof vollständig abgebaut werden. Beim S.E.T. Solar-Roof wird der Kollektor zum eigenständigen, architektonischen Element, welches ganz bewusst, ähnlich einer wertvollen Glasfassade, zur Gestaltung eingesetzt wird. Durch die mit minimalen Abständen aneinandergefügten Kollektor-Dachelemente wird eine völlig geschlossene Fläche bis hin zu den äußeren Rändern erzeugt. Die vertikale Anordnung entspricht nicht nur wesentlich mehr dem Erscheinungsbild eines Daches, sondern sie ermöglicht auch den ungehinderten Ablauf des Regenwassers und damit eine sichere Dichtfunktion.



Abbildung 1: 590 m<sup>2</sup> S.E.T. Solar-Roof, Nahwärmeversorgung Neckarsulm-Amorbach

Der Kollektor wird also tatsächlich zum Dach und kann nicht nur als Bereicherung des Gesamtwerks betrachtet werden, sondern er zieht sogar mit dem Reiz der Originalität den Blick der Betrachter auf sich. Warum soll ein Dach, welches im Aussehen einer edlen Glasfassade gleicht, eigentlich keine Energie gewinnen?

## 2. Die Leistungsfähigkeit

Die Leistungskennwerte und Wirkungsgradkurven der S.E.T. Solar-Roof-Elemente mit Schwarzchrom- und mit Tinox-Beschichtung wurden im Technikum Rapperswil ermittelt. Sie liegen im Bereich sehr guter Großkollektoren und wurden unter den Nummern 256 und 257 veröffentlicht. Zusätzliche Leistungssteigerungen gegenüber Standard-Großkollektoren sind jedoch möglich durch die lückenlose Anordnung der Dachelemente. Dadurch wird nicht nur die zur Verfügung stehende Dachfläche vollständig ausgenutzt, auch die Randverluste werden auf das absolut Unvermeidliche an den äußeren Rändern des Daches reduziert. Im Grunde wird das komplette Dach zu einem einzigen Großkollektor.

## 3. Die Wirtschaftlichkeit

Obwohl die Preise für Standard-Großkollektoren weitestgehend reduziert werden konnten, entfällt nach wie vor ein erheblicher Teil der Gesamtkosten auf Dinge, die weniger mit der Energiegewinnung als vielmehr mit der architektonisch einwandfreien und vor allem wetterfesten Anbindung der Kollektoren in das bestehende Dach zu tun haben.

Neben zeitintensiven Blechenerarbeiten wird sogar häufig die Verglasung und Abdichtung der Kollektoren selbst auf dem Dach ausgeführt. Da diese Arbeiten auf der Baustelle ausgeführt werden müssen, sind sie für den Anbieter teurer und auch wesentlich schwerer kalkulierbar als die reinen Herstellungskosten.

Die Dachelemente S.E.T. Solar-Roof hingegen werden komplett im Werk wie Teile eines Fertighauses hergestellt. Vor Ort brauchen sie dann nur noch mit Hilfe eines Krans auf die vorbereitete First- und Traufpfette aufgelegt zu werden, was bei 200 – 300 m<sup>2</sup> nicht länger

als einen Tag in Anspruch nimmt. Die Abdichtung der Elemente zueinander erfolgt anschließend durch Aluminiumprofile, die ihre Tauglichkeit im Fassadenbau bereits über Jahrzehnte bewiesen haben.

Die wesentlich größere Einsparung der Gesamtkosten ergibt sich jedoch aus einer ganz anderen Tatsache: Mit der Montage der S.E.T. Solar-Roof-Elemente ist das konventionelle Dach bereits vollständig erstellt, und mindestens zwei eigene Gewerke entfallen. Sämtliche Kosten für Dachstuhl, Lattung, Eindeckung sowie rückseitige Dämmung und Verschalung können dadurch den Kollektoren gutgeschrieben werden.

Unabhängig von der wirtschaftlichen Betrachtung wird übrigens auch die energetische Amortisation durch den Wegfall des konventionellen Dachs und durch die Verwendung von europäischem Nadelholz gegenüber Aluminium für das tragende Kollektorgehäuse schon nach kürzerer Zeit erreicht. Der ökologische Nutzen der Kollektoranlage wird dadurch zusätzlich verbessert.

#### 4. Die technische Ausführung

Von der Ausführungsplanung über den Aufbau und die Verglasung bis hin zur Montage der Fertigdachelemente auf dem Gebäude werden alle Arbeiten vollständig durch den Hersteller vorgenommen. Bei der Konstruktion der Elemente war die sichere Dichtfunktion des Daches absolute Grundvoraussetzung. Weiterhin wurde größter Wert gelegt auf die Anpassung von Traufe, First- und Ortgangbereichen an das Gebäude und an die Dachform. Schon im Planungsstadium werden diese Detaillösungen mit dem Architekten abgesprochen.

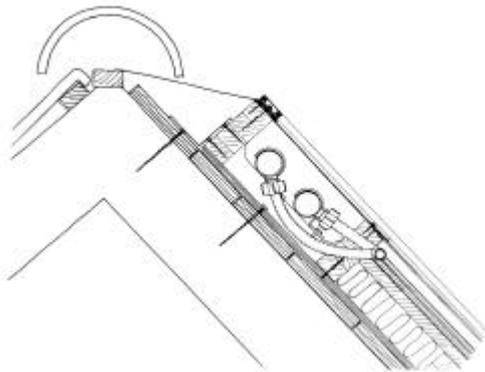


Abbildung 2 : S.E.T. Solar-Roof Giebelausbildung

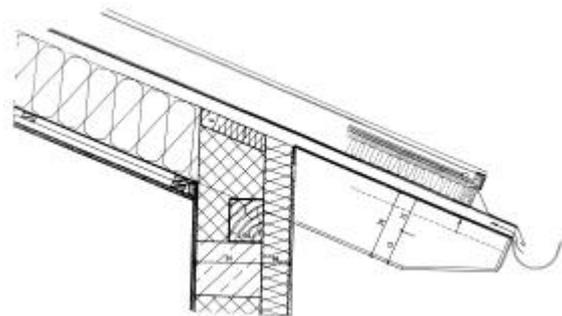


Abbildung 3: S.E.T. Solar-Roof Traufausbildung

Die S.E.T. Solar Roof Dachelemente sind folgendermaßen aufgebaut:

- 2 Schichtleimholz-Halbsparren mit einer Breite von 60 mm, durch Querriegel miteinander verbunden, tragen das Gewicht von Absorber, Dämmung und Verglasung und bilden gleichzeitig das Kollektorgehäuse und die Dachkonstruktion.
- Der Sparrenabstand beträgt in der Regel 1250 mm, die Gesamtlänge des Elements wird dem Gebäude angepasst und kann bis zu 20 m und mehr betragen. Die Sparrenhöhe wird durch die statischen Erfordernisse bestimmt.
- Zwischen diesen beiden Halbsparren liegt der eigentliche Energiesammler, ein hochselektiv beschichteter Absorber aus Kupfer-Absorberstreifen, dessen Vor- und Rücklauf mit flexiblen Edelstahlschläuchen an die beiden Sammelrohre im Firstbereich angeschlossen wird.

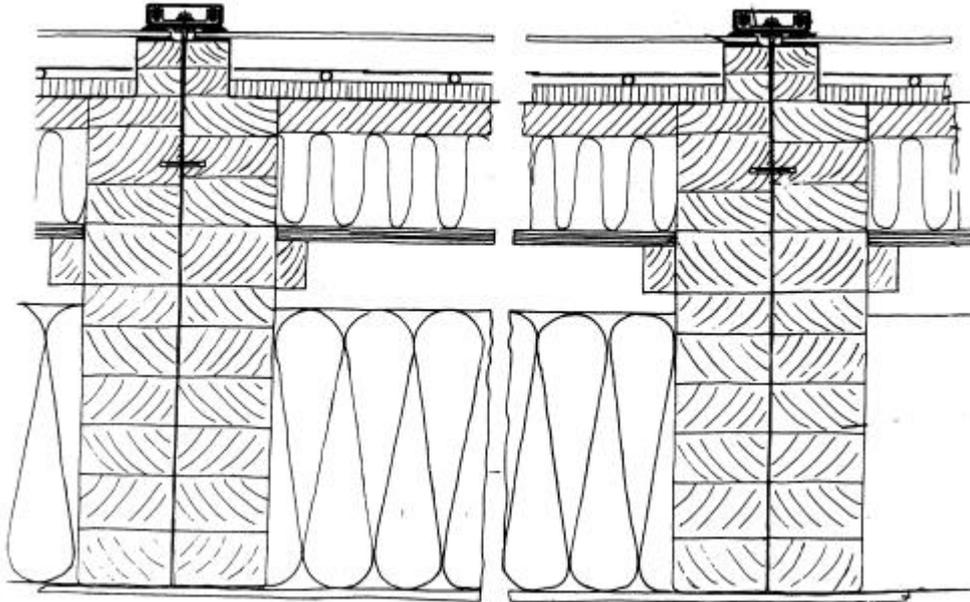


Abbildung 4: Querschnitt S.E.T. Solar Roof

Auch der rückwärtige Aufbau kann der jeweiligen Einbausituation angepasst werden und besteht in der Regel aus folgenden Komponenten:

- Bindemittelfreie Mikroglassfaser als Auflage für den Absorber
- Dampf- und Ausgasungssperre aus Aluminiumblech, die auch im Falle eines Glasbruchs die Notdach-Funktion erfüllt
- Glasfasermatte
- PU-Schaumplatte
- Seekieferplatte
- Hinterlüftung
- Mineralfilz 200 mm zur Dachisolierung
- Dampfsperre (PE-Folie)
- Gipskartonplatte oder Holzverkleidung (auf Wunsch)
- Nach oben wird das Element mit 4 mm starkem, eisenarmem Sicherheitsglas dauerhaft abgedeckt.
- Die Stöße zwischen den Elementen werden mit EPDM-Dichtungen, Al-Anpressprofilen und Al-Abdeckleisten aus dem Fassadenbau zuverlässig abgedichtet und gegen Witterung und UV-Strahlung geschützt.

## 5. Hydraulik

Im Firstbereich werden die einzelnen Absorber an die Sammelleitung angeschlossen. Die Längenausdehnung des Absorbers durch Temperaturschwankungen, die bis zu 50 mm betragen kann, ist dadurch frei in den unteren Bereich hin möglich.

Die Elemente können hydraulisch sowohl parallel wie auch seriell miteinander verbunden werden.

Der parallelen Verschaltung ist jedoch wegen der einfacheren Entlüftung in den meisten Fällen der Vorzug zu geben. Hierbei kann durch entsprechend hohe Druckverluste der einzelnen Elemente eine Verschaltung im Tichelmann-System und damit eine zusätzliche Rohrleitung entfallen. Wenn nämlich der Anteil der Kollektoren am Gesamt-Druckverlust vergleichsweise hoch ist, fallen die Druckverluste der Rohrleitung nur unwesentlich ins Gewicht, und eine gleichmäßige Verteilung ist gewährleistet. So ist ein relativ hoher Druckverlust der einzelnen Elemente durchaus erwünscht. Erreicht wird dies durch die entsprechende Rohrdimensionierung der Absorberstreifen und durch turbulenz erzeugende Einbauten. Diese Einbauten bestehen aus sogenannten Turbulatoren, welche die Strömung in den einzelnen Lamellen künstlich zur turbulenten Strömung zwingen und dadurch zu einem wesentlich besseren Transport der Wärme von der Absorberlamelle in das Glykolegemisch beitragen. Die Leistung des Absorbers wird auf diese Art wirkungsvoll gesteigert.

## **ROOF INTEGRATED COLLECTORS, S.E.T. SOLAR-ROOF, A SINGLE FINISHED COMPACT UNIT**

Till Roßkopf

Solar Energie-Technik GmbH, 1. Industriestr. 1-3, 68804 Altlusheim

Tel.: 0049 / 6205 / 3092-0, Fax.: 0049 / 6205 / 3528

E-Mail: [mail@setsolar.de](mailto:mail@setsolar.de)

[www.setsolar.de](http://www.setsolar.de)

ENERGY JUST BY A ROOF LIKE A PRECIOUS GLAZED FAÇADE? WHY NOT?

- Architectonic smooth integration, the roof becomes a single large collector -
- High performance proven by independent tests -
- Low total cost / no extra cost for the roof -

### 1. The Architecture

The S.E.T. Compact Solar-Roof is an autarchic architectonic unit which is intentionally applied as creative element, like a precious glazed façade. The vertical order of the collector elements not only conduces to the optical appearance of the roof, it also enables the unhindered drain of rain water and thus a safe jointing effect.

### 2. The Performance

The performance characteristics and power curves of the S.E.T. Solar-Roof elements were ascertained by the SPF-ITR RAPPERSWIL, Switzerland, and published under N°256 and 257. Additional increases of performance as against standard large-sized collectors can even be achieved by a continuous through order of the roof elements without any gap.

### 3. The Economic Efficiency

The construction cost for the entire conventional roof are saved to the full extent. The assembly of the S.E.T. Solar-Roof elements to a finished compact unit is already made in the factory, so that at site it just has to be lifted upon the premounted ridge and eaves beams by means of a crane.

The energetic amortisation is also achieved within short thanks to waiving the conventional roof and application of European pine wood rather than aluminium for the supporting collector casing.

### 4. The Technical Construction

The S.E.T. Solar-Roof elements are constructed as follows :

- 2 jack rafters of laminated wood (thickness = 60 mm) and jointing traverses support the weight of the absorber, insulation and glazing and functions as collector casing and roof construction.
- The total length of the elements is adapted to the building. It is up to 20 m and even more.
- The absorber of highly selective coated copper fins is mounted between the 2 jack rafters.
- The backside construction can be modified for ventilation, heat insulation and facing purposes with regard to the respective building requirements.

## **INTEGRATION VON THERMISCHEN SONNENKOLLEKTOREN IN FASSADEN**

Dipl.-Ing. Konrad Kaiser

SCHÜCO International KG  
Karolinenstraße 1-15, 33609 Bielefeld, Germany  
Tel. : +49/521/783 153, Fax. : +49/521/783 94 66  
Email [Kkaiser@schueco.com](mailto:Kkaiser@schueco.com)  
Internet: <http://www.schueco.com>

### **Einleitung**

Fassadenanwendungen von solartechnischen Komponenten wird eine große Zukunft vorhergesagt, da bei größeren Bauwerken oft mehr Fassadenfläche als Dachfläche zu Verfügung steht. Wann und ob eine energetische Nutzung sinnvoll ist oder nicht, soll nicht Gegenstand dieses Exkurses sein. Vielmehr wird hergeleitet, dass alle Voraussetzungen vorhanden sind, richtlinien- und normenkonforme Fassaden zu planen und zu errichten.

### **Stand der Technik**

Bei der Integration der Solartechnik in eine Fassade werden von der Fassadenkonstruktion neben den ureigenen Aufgaben wie Wärme-, Feuchte-, Schall- und Brandschutz zusätzliche Aufgaben übernommen, die der aktiven und passiven Energiegewinnung dienen. Die solartechnische Nutzung darf auf keinen Fall zu Nachteilen bzw. zur Einschränkung der Grundfunktionen führen. Somit gelten für Solarfassaden die gleichen Grundanforderungen wie bei herkömmlichen Fassadentypen, zuzüglich der Funktion der Energiegewinnung.

Im Aluminium Fassadenbau sind unterschiedliche Fassadentypen etabliert, die für einen Einsatz von Solarelementen geeignet sind. Prinzipiell lassen sich vier verschiedene Fassadenarten unterscheiden: Kaltfassaden, Kalt-Warmfassaden, Warmfassaden und Lichtdachkonstruktionen. Für diese verschiedenen Fassadentypen sind die Anwendungsbereiche und Verarbeitungsrichtlinien definiert. Dies hat zu einem hohen Qualitätsstandard, geregelter Baufortschritt und zur Reduzierung der Kosten geführt. Den höchsten Stand der Technik, Wirtschaftlichkeit und Qualität hat im Fassadenbau die Elementfassade erreicht. Vorgefertigte Elemente, die auf der Baustelle zu einer kompletten Fassade zusammen gesetzt werden.

Um mit solarthermischen Fassaden an diesem hohen Standard anschließen zu können, ist es notwendig, in den erprobten und optimierten Fassadensystemen - erprobte und optimierte Elemente zur Energiegewinnung einzusetzen. In diesem Beitrag gehen wir im Anschluss an die Definition der einzelnen Fassadentypen auf die Integration solarthermischer Elemente in diese Fassadensysteme ein.

Dabei geben die bauphysikalischen Zusammenhänge und die geltenden Richtlinien und Normen den Rahmen vor, in dem sich Planer und Architekten bewegen können.

### **Zusammenfassung**

Eine Verbreitung der Anwendung solarthermischer Elemente in die Fassade kann und darf nur unter Berücksichtigung der für den Fassadenbau geltenden Normen und Richtlinien erfolgen. Die Grundfunktionen der Fassade müssen berücksichtigt werden, die Verarbeitungsrichtlinien für den Handwerker klar definiert sein. Darüber hinaus ist die Zulassung und Erprobung der Fassadensysteme in Bezug auf die jeweilige Anwendung erforderlich.

Unter Berücksichtigung der oben genannten Punkte bieten Fassaden ausgezeichnete Möglichkeiten zur Integration thermischer Sonnenkollektoren.

## **INTEGRATION OF THERMIC SOLAR COLLECTORS INTO FAÇADES**

Konrad Kaiser

SCHÜCO International KG  
Karolinenstraße 1-15, 33609 Bielefeld, Germany  
Tel. : +49/521/783 153, Fax. : +49/521/783 94 66  
Email [Kkaiser@schueco.com](mailto:Kkaiser@schueco.com)  
Internet: <http://www.schueco.com>

### **Introduction**

It is stated that the application of photovoltaic components for facades will have promising future aspects, as big buildings often dispose of larger surfaces than roof areas. When and whether the energetic exploitation is efficient or not should not be the topic of this study. However, it is checked, if there are the appropriate preconditions to plan and build facades according to the guidelines.

### **State of the Art**

Besides the integration of the solar technology into a façade additional tasks are integrated into the façade construction including the original functions such as the insulation resp. protection against heat, humidity, sound as well as fire protection, serve for the active and passive gaining of energy. The solar technical application should by no means lead to disadvantages resp. limitations of the basic functions. As a consequence of that the same general requirements are applicable as for conventional façade types plus the function of gaining energy.

In the aluminium façade construction there are different façade types being suitable for the use of solar components. In general, there are four various types of facades: air-insulated curtain walls, air-insulated/non-ventilated curtain walls, non-ventilated curtain walls and skylight constructions. The application ranges and fabrication guidelines are defined for these different façade types. This has resulted into a high quality level, continuous building progress and the reduction of costs. In the façade construction range the unitized façade system has reached the highest technical standard, efficiency and quality. Prefabricated elements/units are installed on site for building the complete façade.

In order to continue this high technical standard, it is indispensable to integrate the well-proven and optimized façade systems for the gaining of energy. In this study we comment the integration of solar thermic elements into these façade systems after the definition of the individual types of facades.

The constructional connections and the actual valid guidelines and standards are of major importance especially for the planning offices and architects.

### **Summary**

The frequency of the integration of the application of solar thermic elements in the façade is and should always be subject to the standards and guidelines of the façade construction. The basic functions of the façade should be considered, the fabrication guidelines for the fabricators must be clearly defined. Moreover, the approval and testing of the façade systems for the relevant purpose of use is absolutely necessary.

Under consideration of the above mentioned points facades are offering excellent options for the integration of thermic solar collectors.

## **FASSADENINTEGRIERTE KOLLEKTOREN – KONSTRUKTION, BAUPHYSIK UND MESSRESULTATE ZWEIER SYSTEME**

Dipl.-Ing. Irene Bergmann

### **AEE INTEC**

Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE

Institut für Nachhaltige Technologien

A-8200 Gleisdorf, Feldgasse 19

Tel.: +43-3112-5886-62, Fax: +43-3112-5886-18

E-Mail: [i.bergmann@ae.at](mailto:i.bergmann@ae.at), Internet: <http://www.aee.at>

### **1. Einleitung**

In einem Projekt im Rahmen des Impulsprogramms Haus der Zukunft des Österreichischen Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie werden systemtechnische und bauphysikalische Grundlagen zur Fassadenintegration von thermischen Sonnenkollektoren ohne Hinterlüftung erarbeitet. Weiters werden zwei Testfassaden errichtet und die Temperatur und Feuchtigkeit im Wandaufbau messtechnisch erfasst. Eine Testfassade wird auf einer Wand in Leichtbauweise und eine zweite in Massivbauweise errichtet, um das unterschiedliche Verhalten Kollektor-Wand zu erfassen.

Die Erfahrungen mit den Testanlagen bzw. die ersten Messergebnisse zeigen die unterschiedliche Problematik der Fassadenintegration in unterschiedliche Wandkonstruktionen. Während beim Massivbau die Unterbindung von Wärmebrücken im Vordergrund steht, ist bei Holzriegelkonstruktionen die Abfuhr der Feuchtigkeit aus dem Wandaufbau von Bedeutung.

### **2. Direkte Fassadenintegration**

Unter einem fassadenintegrierten Sonnenkollektor wird ein direkt in die Fassade aufgenommenes Kollektorelement verstanden; es ist keine thermische Trennung in Form einer Hinterlüftung vorhanden. Der Kollektor übernimmt verschiedene Funktionen in einem Bauteil: die Funktion als thermischer Flachkollektor, Verbesserung der Wärmedämmung des Gebäudes, Funktion als passiv solares Element bei geringer Einstrahlung, als Witterungsschutz und schließlich als Gestaltungselement der Fassade.

Ein Vorteil von nicht hinterlüfteten fassadenintegrierten Kollektoren ist demnach eine Kostenersparnis durch gemeinsame Nutzung von Bauteilen. Fassadenkollektoren dienen weiters als Ersatz für die konventionelle Fassade. Anwendungsmöglichkeiten ergeben sich für den Neubau und für Altbausanierungen.

### **3. Fragebogenerhebung unter Architekten**

Thermische Kollektoren können in der Fassade eines Gebäudes als Gestaltungselement eingesetzt werden. Mit der Rasterung der Gläser, der Art (Metall, Holz) und Farbe der Glasabdeckleisten und der Farbe des Kollektors lassen sich unterschiedliche Effekte erzielen.

Um das Anforderungsprofil für Fassadenkollektoren von seiten der Architekten zu erheben, wurde in Österreich unter Architekten eine Fragebogenerhebung durchgeführt (75 Rückmeldungen, 4% Rücklaufquote). Bezüglich Form und Farbe der Absorber zeigte sich, dass der Wunsch nach möglichst freien Gestaltungsmöglichkeiten besteht. 85% der befragten Architekten wünschen sich eine andere Absorberfarbe als schwarz, wobei eine Verringerung des

Ertrages in Kauf genommen wird. Weiters sehen 14% der befragten Architekten eine Möglichkeit, Fassadenkollektoren bei der Renovierung von Gebäuden einzusetzen. Nur 29% der befragten Architekten sind mit Standardabmessungen zufrieden. Die meisten wünschen sich verschiedene Rastermaße oder beliebige Rasterungen.

Folgende Konsequenzen ergeben sich aus der architektonischen Integration der Fassadenkollektoren:

- Kollektor-Standardgrößen sind nicht oder nur selten möglich
- Fassadenteilung bestimmt der Architekt
- Rastergröße entspricht zumeist nicht der Absorbergröße
- Sehr frühe Kooperation mit dem Architekten / Planer erforderlich

## 4. Simulationen

### 4.1 Ertragssimulationen

Es wurden Ertragssimulationen von Fassadenkollektoren durchgeführt und im Vergleich Kollektoranlagen mit einem Aufstellungswinkel von 45° dargestellt. Dabei wurde deutlich, dass Fassadenkollektoren ihre wesentlichen Vorteile bei Kombianlagen (Raumheizung und Warmwasserbereitung) haben. Dies ergibt sich aus dem niedrigen Sonnenstand in den Übergangszeiten bzw. im Winter und dem sich daraus ergebenden günstigen Einstrahlungswinkel in die Fassade.

Je höher der solare Gesamtdeckungsgrad einer Kombianlage ist, desto geringer ist im Vergleich zu einer Anlage mit 45° geneigten Kollektoren die zusätzlich benötigte Kollektorfläche in der Fassade (siehe Abbildung 1). Umgekehrt verhält es sich bei Anlagen zur reinen Warmwasserbereitung: je größer der Deckungsgrad, desto größer ist das Verhältnis der benötigten Fläche in der Fassade zur benötigten Fläche mit 45° Neigung.

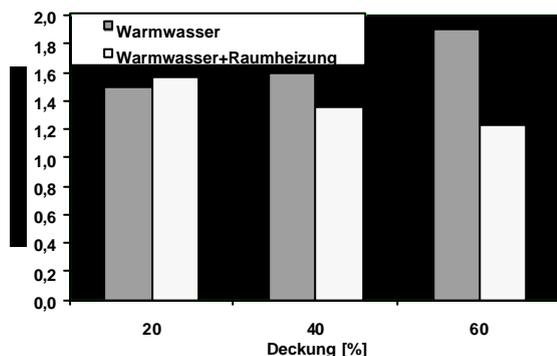


Abbildung 1: Kollektorfläche in der Fassade im Vergleich zu Kollektoren mit 45° Neigung, verschiedene Deckungsgrade. (Einfamilienhaus, 2000 l Energiespeicher+300 l Brauchwasserspeicher, Graz)

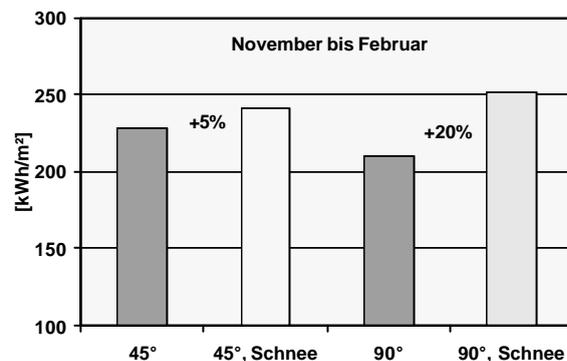


Abbildung 2: Erhöhung der Einstrahlung in die 45° und die 90° geneigte Fläche durch Schneereflexion in der Zeit von November bis Februar (Graz).

Die Reflexion der Sonnenstrahlung auf die Kollektorfläche erhöht den Ertrag. Der Einfluss der Reflexion vom Untergrund ist umso größer, je näher die bestrahlte Fläche diesem ist und je stärker die Fläche aufgerichtet wird. Gerade bei senkrechten Kollektoren ist die verstärkte Reflexion der Sonneneinstrahlung bei Schneelage ein wichtiger Einflussfaktor: in der Heizsaison wird die Einstrahlung in die Fassade dadurch höher, als in eine 45° geneigte Fläche (siehe Abbildung 2).

## 4.2 Neigungseinfluss des Kollektors auf Kollektorkennlinie

Um den Einfluss der Kollektorneigung auf die Kollektorkennlinien zu ermitteln wurden Vergleichsrechnungen für selektiv beschichtete Kollektoren und für Kollektoren mit Solarlack durchgeführt. Die Kollektoren sind rechnerisch mit 4 cm Dämmung ausgestattet. Für den vertikalen Kollektor wurde eine weitere Variante mit 16 cm Dämmung angenommen, um so einen nicht hinterlüfteten Kollektor nachzubilden.

Der Wärmeübergangskoeffizient zwischen Absorber und Glasscheibe bei steigendem Neigungswinkel sinkt, dadurch reduziert sich ebenfalls der U-Wert des Kollektors [3]. Bei höheren Temperaturen bewirkt dies einen höheren Wirkungsgrad bei stärkerer Kollektorneigung. Durch die Verminderung der Wärmeverluste steigt auch der Konversionsfaktor leicht an.

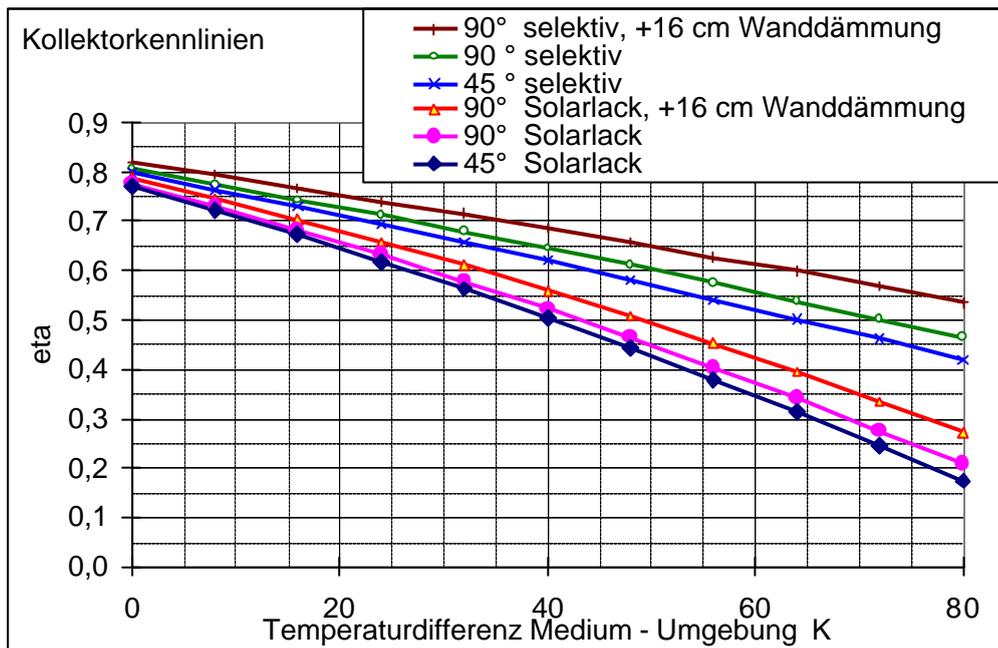


Abbildung 3: Neigungseinfluss des Kollektors auf die Kollektorkennlinie, Bestrahlungsstärke 800 [W/m<sup>2</sup>]; Windstärke 0 m/s

Tabelle 1: Wirkungsgradparameter in Abhängigkeit von der Neigung

Neigung	Beschichtung	Dämmung [cm]	$\eta_0$ [-]	k1 [W/m <sup>2</sup> K]	k2 [W/m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> ]
45°	Solarlack	4	0,772	4,69	0,016
90°	Solarlack	4	0,777	4,44	0,016
90°	Solarlack	16	0,788	3,92	0,016
45°	Selektiv	4	0,800	3,37	0,005
90°	Selektiv	4	0,807	3,05	0,004
90°	Selektiv	16	0,820	2,48	0,004

## 6. Wärmedurchgang

Um das dynamische Verhalten des Systems Wand-Kollektor beurteilen zu können, wurden Wärmestromberechnungen für verschiedene Wandaufbauten (Massiv- und Leichtbauten)

durchgeführt. Um ein Aussage über die sommerliche Überhitzung treffen zu können, wurde anschließend mit TRNSYS die Temperaturerhöhung in einem Raum mit Fassadenkollektor im Vergleich zu einem Raum ohne Kollektor in der Fassade in Abhängigkeit von der Dämmstärke berechnet (Abbildung 4), wobei das Überschreiten von 1 K Temperaturdifferenz zum Vergleichsraum als unzulässige Überhitzung definiert wurde. Dadurch kann für einen bestimmten Wandaufbau mit Kollektor die nötige Dämmstärke in der Fassade bestimmt werden (siehe Abbildung 5).

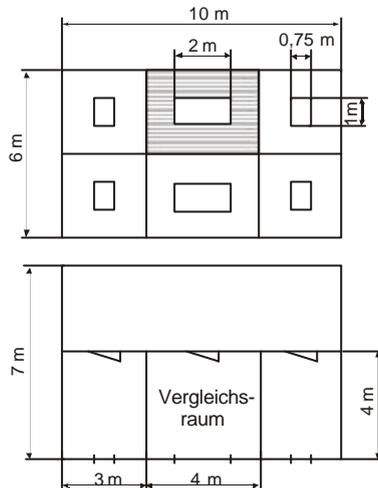


Abbildung 4: Vergleichsraum: 16 m<sup>2</sup> Grundfläche, 12 m<sup>2</sup> Südfassade, 10 m<sup>2</sup> Kollektor bzw. Wand ohne Kollektor, 2 m<sup>2</sup> Fenster mit 100% Verschattung

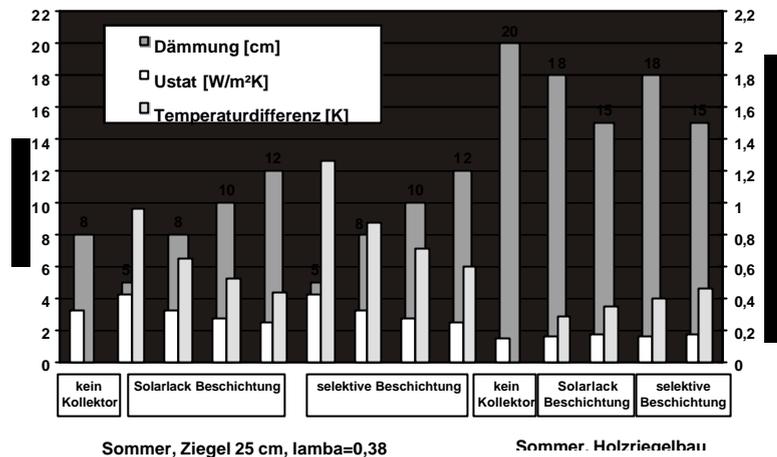


Abbildung 5: Erhöhung der Temperatur im Raum mit Fassadenkollektor im Vergleich zum Raum ohne Fassadenkollektor in Abhängigkeit von der Dämmstärke für einen Massivbau (Ziegel, 25 cm, lambda = 0,38 W/mK) und einen Leichtbau (Holzriegelbau).

Die Simulationen zeigten weiters, dass sich der fassadenintegrierte Kollektor im Winter positiv auf die Reduktion der Transmissionswärmeverluste auswirkt. Auch außerhalb der Zeiten, in denen der Kollektor von Medium durchflossen wird, also an strahlungsarmen Tagen, wirkt er durch die direkte Integration als „passiv solares“ Element. In einer Periode strahlungsinintensiver Wintertage wird je nach Wandaufbau ein effektiver U-Wert erreicht, der um bis zu 90% unter dem statischen U-Wert liegt. In einer Periode strahlungsarmer Tage wird noch eine Reduktion des U-Werts bis zu 45% erreicht.

## 7. Testanlagen

Im Rahmen des Projekts werden Testfassaden mit integriertem Kollektor errichtet, um das Anlagen- und das bauphysikalische Verhalten untersuchen zu können. Es wurde eine Testfassade als Leichtbau und eine als Massivwand ausgeführt, um das unterschiedliche Verhalten Wand-Kollektor zu ermitteln.

### 7.1 Testfassade auf Leichtbau

Abbildung 6 zeigt die Testfassade, die auf eine Leichtbauwand montiert ist. Der Kollektor hat eine Rückwand aus Holz, die mit Stahlwinkeln an den Holzriegeln der Wandkonstruktion befestigt ist. Diese Art der Montage bewirkt nur sehr geringe Wärmebrückeneffekte (siehe auch unten).



Abbildung 6: Testfassade, 55 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche, 3570 l Schichtspeicher, 500 l Brauchwasserspeicher

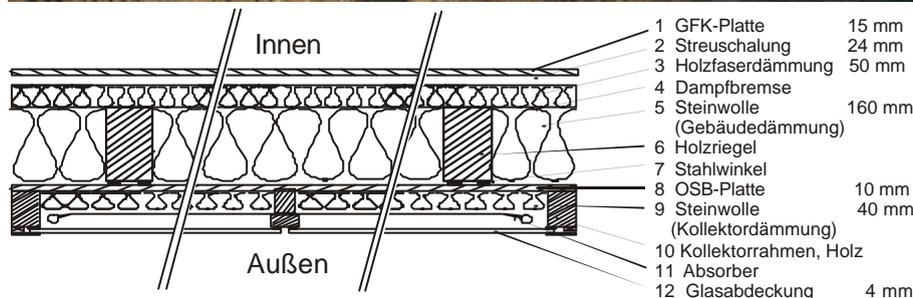


Abbildung 7.: Wandaufbau der Testfassade, Holzriegelbau. Testanlage: Zweifamilienhaus, 55 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche, 3570 l Schichtspeicher, 500 l Brauchwasserspeicher, 12 kW Heizlast, 240 l/d Warmwasser mit 60°C

Dampfbremse: Produkt: TYVAP, Material: Polypropylen Copolymerbeschichtung, Luftdurchlässigkeit: winddicht, sd-Wert  $\geq 0,8$  m

### 7.1.1 Wärmebrücken durch Kollektorbefestigung

Beim der gegebenen Testanlage wird die Rückwand der Kollektoren (OSB-Platte) mit Stahlwinkeln an das Holzriegelgerüst festgeschraubt (siehe Abbildung 8).

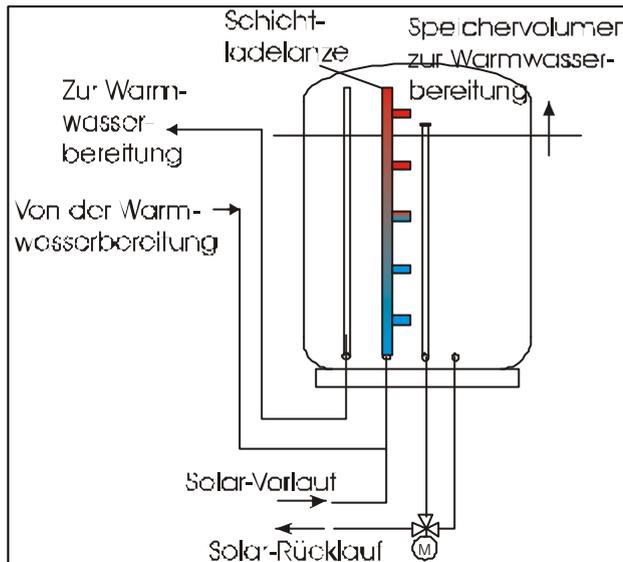


Abbildung 8: Befestigung der Kollektorrückwand (OSB-Platte) an den Holzriegeln der Wandkonstruktion mit Stahlwinkeln

Für jedes der drei Kollektorfelder mit je 18,3 m<sup>2</sup> sind lediglich 10 Befestigungspunkte angeordnet worden. Durch diese Art der Befestigung - die geringe Anzahl an Stahlwinkel und Befestigung der OSB-Rückwand an den Holzständerwänden - ist die Auswirkung von Wärmebrückeneffekten gering.

### 7.1.2 Speichermanagement der Testanlage 1

Speziell für Kombianlagen für Warmwasserbereitung und Raumheizung wurde ein neues **Speichermanagement** entwickelt, das die speziellen Gegebenheiten von Fassadenkollektoranlagen berücksichtigt. Das Ziel ist, außerhalb der Heizsaison möglichst rasch ein hohes Temperaturniveau für die Warmwasserbereitung zur Verfügung zu stellen und dabei den Nachheizbedarf gering zu halten. Dafür wird in dieser Zeit der Solarrücklauf vorrangig aus dem oberen Bereich des Speichers entnommen, wobei die Drehzahl der Pumpe auf die vorgegebene Vorlauftemperaturen geregelt wird. Der durch die höheren Rücklauftemperaturen etwas geringeren Kollektorwirkungsgrad wird kurzfristig in Kauf genommen, da so verhindert wird, dass eine Nachheizung zur Warmwasserbereitung notwendig ist. Das erwärmte Heizungsmedium wird über Lanzen in den Speicher eingeschichtet. Erst wenn eine einstellbare Solltemperatur erreicht ist, erfolgt durch Umschalten eines Ventils die Beladung des gesamten Speichers.



Speichervolumen zur Warmwasserbereitung

Abbildung 9: „Speicherteilung“ bei Fassadenkollektoranlagen zur Gewährleistung einer effizienten Warmwasserbereitung im Sommer

### 7.2 Testfassade Massivbau

Die zweite Testfassade wurde im Juni 2001 montiert und mit entsprechender Messtechnik ausgestattet. Die Testfassade 2 wurde auf der SSW-Fassade eines Verwaltungsgebäudes montiert. Die Bruttokollektorfläche beträgt 25 m<sup>2</sup>, es wurde ein Kollektor mit selektiver Beschichtung verwendet. Die Abweichung der Fassade von der Südausrichtung nach Westen beträgt 27°. Der Kollektor wurde auf eine Ziegelwand (25 cm hochporöser Ziegel) montiert.

Der gesamte Kollektoraufbau samt Dämmung und Glasabdeckung hat eine Tiefe von 8,8 cm. Dies ergibt sich aus dem Anspruch, in einer Ebene an die restliche Fassade anzuschließen. Die verbleibende Fassade wird mit Eternit-Platten abgedeckt. Mit einem Fassadenanschlusselement wird der Kollektor mit der restlichen Fassade verbunden.



Abbildung 10: Kranmontage des Versuchskollektors auf eine Ziegelwand, Ansicht der Südfassade des Verwaltungsgebäudes



Abbildung 11: 25 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche (5 m x 5 m) über das 1. und 2. OG

### 7.2.1 Wärmebrücken durch Kollektorbefestigung

Es handelt sich um einen Fassadenkollektor, der in eine Pfosten-Riegelkonstruktion aus Aluminium eingebettet ist und vorgefertigt werden soll. Um eine Abschätzung des Wärmeverlustes und der Oberflächentemperatur an Grenzschichten abzuklären, wurden einige Varianten mittels eines mehrdimensionalen Wärmebrückenprogramms (Therm) durchgerechnet und ausgewertet.

Die Varianten wurden zunächst vom Kollektorhersteller (Projektpartner im Haus der Zukunft - Projekt) vorgegeben und dann entsprechend den Rechenergebnissen optimiert und erneut berechnet.

Die Berechnung erfolgt stationär mit den angegebenen Randbedingungen. Für die durchgeführten Variantenberechnungen wurden folgende Randbedingungen definiert:

- Außentemperatur:  $t_a = -12 \text{ °C}$
- Innentemperatur:  $t_i = +20 \text{ °C}$
- Ziegelmauerwerk 25 cm ( $\lambda = 0,50$ ) innen verputzt
- Berechnung eines Randpfostens des Kollektorfeldes
- Annahme der örtlichen Befestigung alle 1,0 m
- Berechnung der eingeschlossenen Luft nach CEN

Variiert wurden zunächst Kollektorkonstruktionen mit einer Kollektorrückwand aus Aluminium und Holz. Weiters wurde der Einfluss der thermischen Trennung der Glasabdeckleiste und der Befestigung des Kollektorrahmens am Mauerwerk untersucht. Das Ergebnis wird als U-Wert der Konstruktion und als Temperatur an der Befestigung des Kollektorrahmens am Ziegel und in der Kollektorrückwand, 0,5 Meter von der Befestigung entfernt, angegeben (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Vergleichs U-Wert und ermittelte Temperaturen an der Befestigung des Kollektorrahmens am Ziegel und in der Kollektorrückwand, 0,5 Meter von der Befestigung entfernt.

	Rückwand	Thermische Trennung der		Vergleichs U-Wert [W/m <sup>2</sup> K]  $L_{ges} = 0,50 \text{ m}$	Ermittelte Temperaturen [°C]	
		Befestigung am Ziegel	Glasabdeckleiste		Befestigung an Ziegel	Kollektorrückwand
1	Alu			0,87	-7,3	-3,6
2	Holz			0,64	-9,6	+5,7
3	Alu	X		0,86	-6,8	-3,5
4	Alu		X	0,81	-5,2	-2,0
5	Holz		X	0,63	-8,3	+5,9
5a	Holz	X	X	0,62	-7,7	+6,0

Aufgrund der Rechenergebnisse wurde beim schließlich realisierten Kollektor (mit Rückwand aus Holz) zwischen Glasabdeckleiste und Halteschiene (beide aus Aluminium) und zwischen der Ziegelwand und Montagehalterung des Kollektors 5 mm Kunststoff (Acetal) eingesetzt.

Prinzipiell wird bei der Befestigung eines Fassadenkollektors auf einer Massivwand eine Kollektorkonstruktion mit einer thermisch getrennten Glasabdeckleiste unbedingt empfohlen. Diese thermische Trennung der Deckschicht vom Pfosten oder Riegel hat auf die Bauteilgrenztemperatur zwischen Massivwand und Kollektor und auf den Wärmeverlust im Winter einen entscheidenden Einfluss.

Abbildung 12 zeigt den errechneten Verlauf der Isothermen in der Konstruktion mit thermischer Trennung der Glasabdeckleiste (Kollektor mit Holzrückwand). Die errechnete Thermographieaufnahme ist in Abbildung 13 dargestellt.

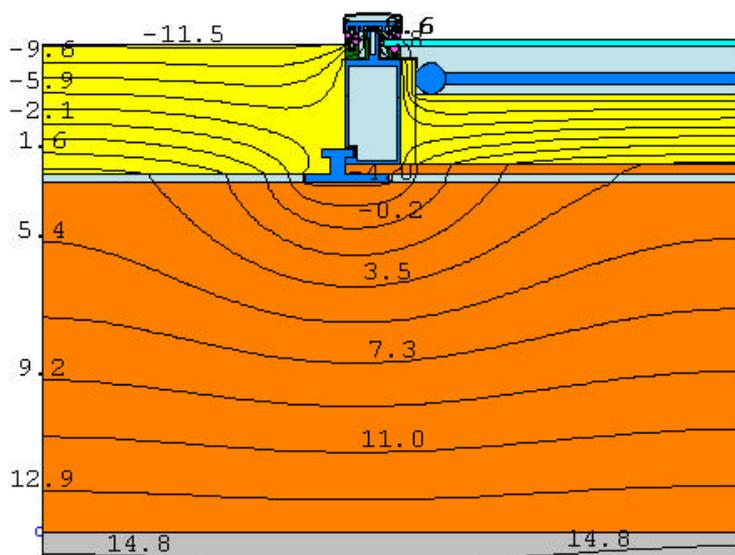


Abbildung 12 : Isothermenverlauf der Kollektorkonstruktion mit thermischer Trennung der Glasabdeckleiste (Kollektor mit Holzrückwand, 25 cm HLZ)

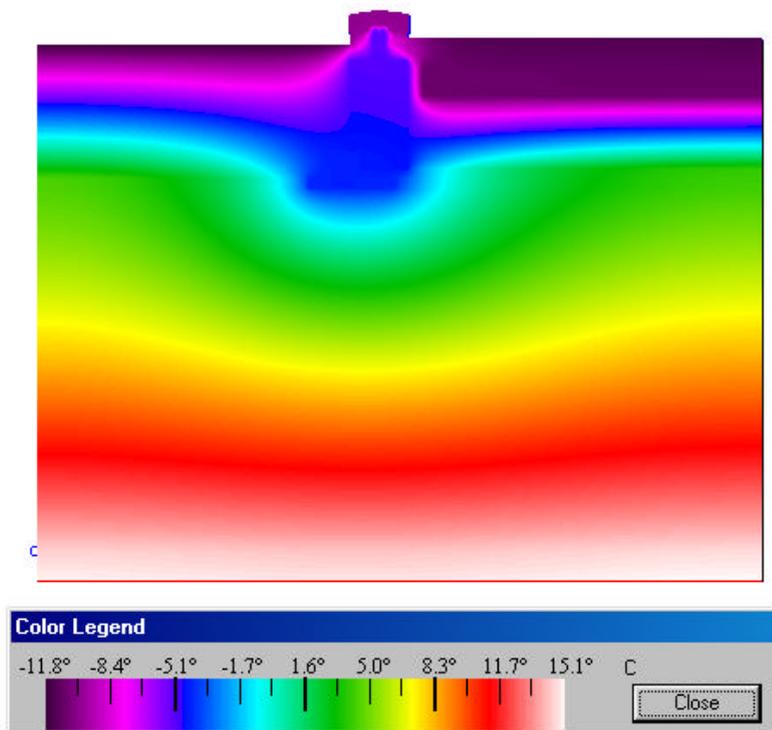


Abbildung 13: Errechnete Thermographiezeichnung der Konstruktion mit thermischer Trennung der Glasabdeckleiste (Kollektor mit Holzrückwand, 25 cm HLZ)

### 7.3 Messergebnisse der Testfassade Leichtbau

Abbildung 14 zeigt beispielhaft die Temperaturverläufe im Wandaufbau der Testfassade 1 (Fassadenkollektor auf Leichtbau) in der ersten Messwoche. Das Haus war noch nicht bewohnt und unbeheizt. Auch waren noch nicht alle Fenster eingesetzt. Dadurch sind die geringen Innentemperaturen erklärbar.

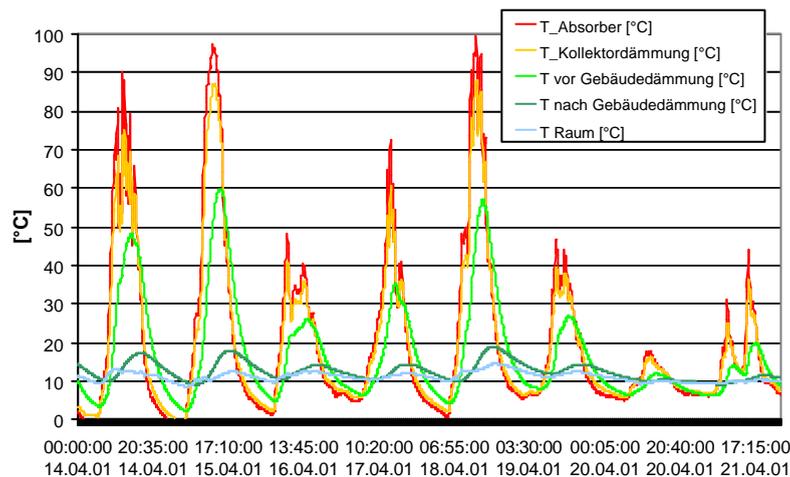


Abbildung 14: Temperaturen im Wandaufbau, 14.4.-21.4.2001, das Gebäude befindet sich noch im unbewohnten Zustand, daher die geringen Raumtemperaturen. Noch keine Wärmeabnahme vom Kollektor (T\_Absorber ist daher Stagnationstemperatur).

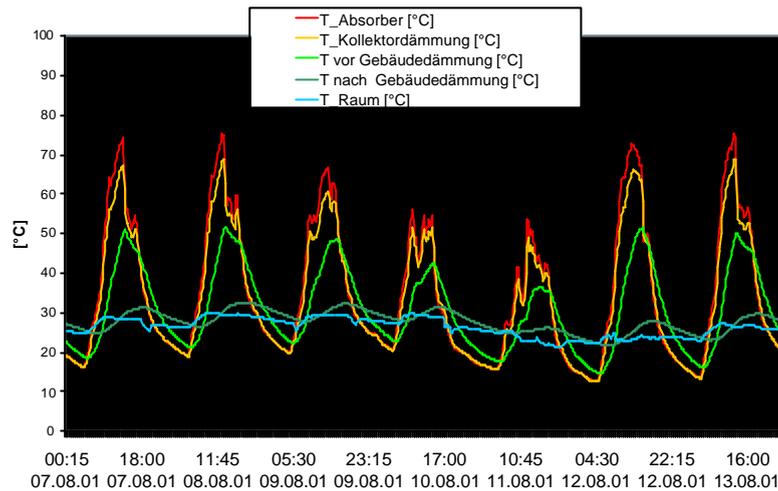


Abbildung 15: Temperaturen im Wandaufbau 7.8.-13.8.2001. Gebäude seit Anfang August bezogen, Warmwasserbereitung erfolgt ausschließlich über Solaranlage.

Die abgebildete Messkurve „Relative Feuchtigkeit nach der Gebäudedämmung“ in den Abbildungen 16 und 17 stellen zugleich die relative Feuchtigkeit dar, die direkt an der Dampfbremse herrscht. Da die gewählte und in der Testanlage 1 eingebaute Dampfbremse einen sehr geringen Dampfsperwert  $s_D$ -Wert (0,8 m) aufweist, ist gewährleistet, dass auf diese Weise die Bau- und Materialfeuchtigkeit in der Konstruktion nach innen austrocknen kann.

Zu Beginn der Messungen im März 2001 befand sich vermutlich noch relativ viel Materialfeuchte in der Holzständerkonstruktion. Die Auswertung der ermittelten Messkurven zeigte, dass bis Ende April die Konstruktion so weit austrocknete, dass keine schädliche Kondensation mehr auftrat, d.h. nie mehr 100% relative Feuchtigkeit erreicht wurden. Die relative Feuchtigkeit zwischen Gebäudedämmung und Dampfbremse „pendelte“ sich im Monat Juni schließlich tagsüber zwischen maximal 50% und 75% ein.

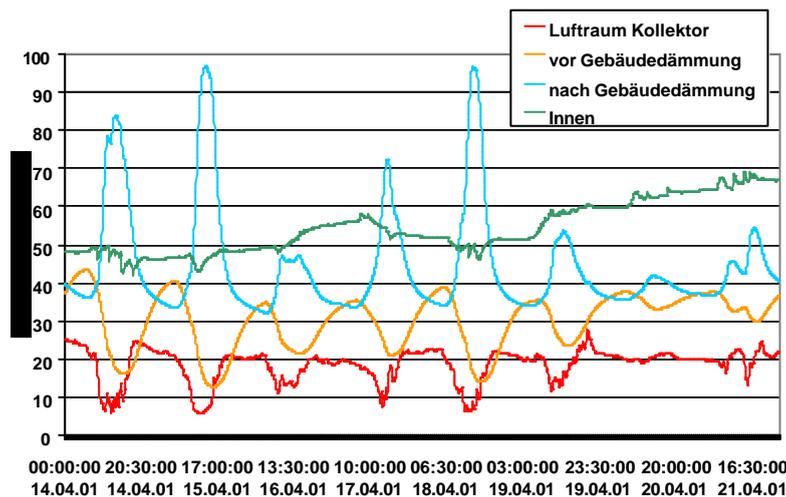


Abbildung 16: Relative Feuchte im Wandaufbau, 14.4.-21.4.2001. Die hohe Feuchtigkeit des Holzes, das für die Wandkonstruktion verwendet wurde, macht sich bemerkbar

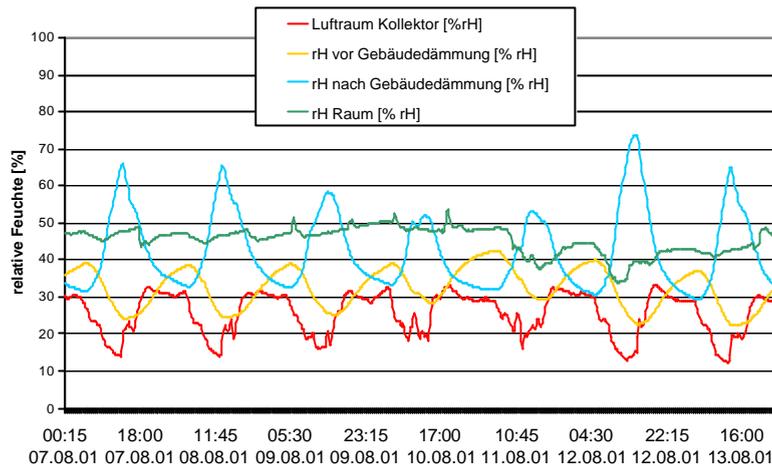


Abbildung 17: Relative Feuchte im Wandaufbau, 7.8.-13.8.2001. Nach dem Austrocknen der Wandkonstruktion stellt sich an der Dampfbremse (nach Gebäudedämmung) tagsüber eine relative Feuchtigkeit zwischen maximal 50% und 75% ein.

Die Praxis bei der Herstellung von Holzständerkonstruktionen im Wohnbau auf der Baustelle hat gezeigt, speziell auch bei der Testfassade 1, dass kaum trockenes Bauholz verwendet wird. Ein dampf- bzw. luftdichtes Abschließen von nassen Holzkonstruktionen einerseits durch den außen angeordneten Kollektor und andererseits durch eine innenliegende dichte Dampfbremse ist unbedingt zu vermeiden. Ein ständig feuchtwarmes Klima in einer diffusionsdicht abgeschlossenen Holzbauteilkonstruktion führt unweigerlich innerhalb kürzester Zeit zu Schimmel- und Pilzbildungen und somit zur Zerstörung des Holzes.

Ist aus zeitlichen Gründen ein natürliches Austrocknen der Holzkonstruktion und der Wärmedämmung bis zur Ausgleichsfeuchte vor der Montage der innenliegenden Dampfbremse nicht möglich, wird eine relativ diffusionsoffene Dampfbremse empfohlen.

## 8 Schlussfolgerungen

Ertragssimulationen haben gezeigt, dass vertikale Kollektoren umso mehr Ertrag bringen, je größer der Anteil der Wärmeabnahme im Winter und in den Übergangszeiten ist. Das heißt, dass Anlagen mit Fassadenkollektor besonders für solare Kombianlagen geeignet sind. Besonders in Regionen mit guter Schneelage im Winter wird die Einstrahlung in die Fassade durch Reflexion in der Zeit von November bis März um bis zu 20% erhöht.

Wenn auf eine entsprechende Dämmung der Fassade geachtet wird, ist im Sommer mit keiner Überhitzung des Raumes hinter der Wand mit dem Kollektor zu rechnen. Im Winter bewirkt der fassadenintegrierte Kollektor eine Verminderung der Transmissionswärmeverluste.

Die Erfahrungen mit der Testfassade, die als Leichtbaukonstruktion ausgeführt wurde, zeigen, dass durch die Verwendung einer Dampfbremse mit einem geringen Dampfsperwert (0,8 m) ein Austrocknen der Wandkonstruktion gewährleistet ist. Die Messung zeigten ein Absinken der relativen Feuchtigkeit im Wandaufbau vor der Dampfbremse von 100% direkt nach Beginn der Messungen im März 2001 auf maximal 50% bis 70% im August 2001. Generell sollte also eine innenliegende Dampfbremse, die lediglich die Funktion einer Luftsperrung hat, verwendet werden.

Um die Feuchtigkeit im Wandaufbau mit nicht hinterlüfteten Fassadenkollektor so gering wie möglich zu halten, ist trockenes Bauholz oder Leimholz für das Holzskelett zu verwenden. Die Anordnung einer Wandheizung wird prinzipiell als positiv bewertet. Dagegen sollte auf Fliesen im Bereich des Fassadenkollektors möglichst verzichtet werden. Anderenfalls droht

durch das Einschließen der Feuchtigkeit zwischen zwei dampfdichten Schichten die Kondensation von Feuchtigkeit.

Die Wärmebrückenberechnungen der Befestigung eines Fassadenkollektors an einer Mauerwand haben gezeigt, dass die Glasabdeckleiste thermisch getrennt ausgeführt werden sollte. Dies kann durch Unterlegen mit Kunststoff geschehen. Eine Hinterlegung der örtlichen Befestigungselemente mit einem druckfesten wärmedämmenden Material (PVC, Polyamid etc.) vermindert ebenso die Wärmebrückeneffekte. Die Rückwand des Kollektors sollte aus einem „gut dämmenden“ Material (z.B. Holz) ausgeführt sein. Auf Fliesen sollte auch hier verzichtet werden, während die Anordnung einer Wandheizung empfehlenswert ist. Prinzipiell sollte eine Mindestdämmung zwischen Kollektor und Mauerwerk von etwa 8 cm eingehalten werden.

## 9. Literatur

/1/ Diem, Paul, Bauphysik im Zusammenhang, 2. Auflage 1996, Bauverlag

/2/ Rockendorf, Janßen: Facade Integrated Solar Collectors, Institut für Solarenergieforschung GmbH, Hameln

/3/ Bartelsen, B., Kiermasch, M., Rockendorf, G., Wärmeverluste von Flachkollektoren in Abhängigkeit vom Kollektorneigungswinkel, Neuntes Symposium Thermische Solarenergie in Staffelstein, Deutschland, 1999

/4/ Stadler, Irene, AEE INTEC, Fassadenintegration von thermischen Sonnenkollektoren ohne Hinterlüftung“, Elftes Symposium Thermische Solarenergie in Staffelstein, Deutschland, 2001

Informationen auch unter  
[www.hausderzukunft.at](http://www.hausderzukunft.at)

## **FAÇADE INTEGRATED COLLECTORS - CONSTRUCTIONS, BUILDING PHYSICS AND RESULTS OF TWO MONITORED SYSTEMS**

Irene Bergmann

**AEE INTEC**

Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE

Institute for Sustainable Technologies

A-8200 Gleisdorf, Feldgasse 19

Tel.: +43-3112-5886-62, Fax: +43-3112-5886-18

E-Mail: [i.bergmann@aee.at](mailto:i.bergmann@aee.at), Internet: <http://www.aee.at>

### **Abstract**

In the main solar thermal systems are used to prepare hot water in small scale plants. When it comes to applications in the field of solar space heating, large-scale plants in urban building projects, hotels and solar local heating networks, there are not always sufficient and well oriented roof areas available for the installation of solar collectors. When installing these collectors on existing roofs or joining them to flat roofs, the plants often form a foreign body since they are not an integral part of the architecture. For this reason solar plants are still rejected by some architects and town planners. For a wide market penetration it is, therefore, necessary to develop collector systems with which it is possible to integrate the collectors in façades. As the development of façade systems for photovoltaic modules has shown, these open up a large and new market segment.

Within the framework of a project financed by the 'Austrian Ministry for Traffic, Innovation and Technology', system-, structural- as well as building physical basis theories are elaborated, which serve as a basis for constructional and aesthetically attractive solutions for the production of façade integrated solar collectors without thermal separation. The results of this project have been used by the two solar engineering companies participating in this project as a basis for the production of test façades and subsequently for the transfer to manufacturing and series production.

In this context a collector element directly integrated in the façade is understood by the façade-integrated solar collector in which heat insulation is a component both of the building as well as of the collector. There is no thermal separation between both of these in the form of rear ventilation.

Therefore the collector assumes different functions: Function as a thermal flat collector, improvement in heat insulation of the building, the attainment of passive gains, protection against atmospheric conditions and a structural design element. In accordance with this the advantages are: cost savings as a result of joint use of building components, replacement of the conventional façade, suitable both for new buildings and for the renovation of old buildings. Therefore façade collectors are an integral part of the architecture and energy converter.

Façade collectors can be used as an element for design for buildings. By varying the surface grid dimensions, the kind and colour of the cover strip and the colour of the absorber the look of the façade can be changed. To determine the demand from the architects a survey among architects has been carried out. It was found that 86% of the architects see the primary fields of application of façade collectors in new buildings and only 14% see building renovation as an important field of application. Only 29% of the questioned architects are content with standard dimensions. 85% of the architects would prefer different colours besides black (taking a lower yield into account).

### **Consequences of the architectural integration:**

- Standard collector sizes are not or only very rarely possible
- The architect determines the surface grid of the façade !!!
- In most cases the surface grid does not correspond to the size of the absorber
- Co-operation is necessary between the architect and the designer at a very early stage
- There is a need of façade design know-how
- The collector is often „only“ part of the façade
- Connection to other parts of the façade (with windows, doors, roof...)

### **Demands from Façade Collectors**

- Flexible means of production
- The co-ordination of interfaces: close contact to architects, close contact to plumbers and HVAC engineers
- Know-how in the field of solar engineering: hydraulic schemes, systems engineering
- Know-how in the field of façade construction: building physics, a knowledge of standards and regulations in the field of façade construction

### **Simulations**

Solar thermal systems with façade integrated collectors show their advantages in the field of combisystems (space heating and hot water), as the irradiation on the vertical surface is rather uniform over the whole year. As simulations showed, it is even more advantageous to mount the collectors in the façade, if the solar fraction is high.

Simulations with TRNSYS have been made to determine the dependence of the temperature in a room with collectors on the outer wall in summertime on the thickness of the insulation. With this procedure it was possible to define the necessary thickness of insulation to avoid overheating in the room behind the façade collector.

### **Test façades**

In the framework of the project two test façades have been erected to evaluate the thermal behaviour of the system.

One test façade is mounted on a timber construction. The two family house has a collector area of 55 m<sup>2</sup>, 3570 l heat storage tank and a 500 l domestic hot water tank. A new storage management concept has been developed to optimise the overall system according to the special demands of solar thermal systems with façade integrated collectors. This concept guarantees the production of hot water outside the heating season without auxiliary heating. The water, which goes to the collector, can be taken from an upper part of the tank, where the water is warmer than in the lower part of the tank. This leads to higher return temperatures.

The second test façade is erected on a massive construction. 25 m<sup>2</sup> of a collector with selective absorber serve to prepare the hot water for an office building.

Calculations and measurements showed that the overall problem of façade integrated collectors mounted on a light weight construction without an air gap is the humidity in the wall construction, whereas the main problem in massive constructions is the thermal bridges.

## **DAS VERHALTEN VON SOLARSYSTEMEN IM STAGNATIONSFALL: DER EINFLUSS DER HYDRAULIK AUF DIE THERMISCHE BELASTUNG DER KOMPONENTEN UND DER WÄRMETRÄGERFLÜSSIGKEIT**

Dipl.-Ing. Robert Hausner, Ing. Christian Fink

**AEE INTEC**

Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE

Institut für Nachhaltige Technologien

Institute for Sustainable Technologies

Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf, Österreich

Tel.: +43/3112/58 86, Fax.: +43/3112/5886-18

E-mail: [r.hausner@aee.at](mailto:r.hausner@aee.at) , Internet: <http://www.aee.at>

### **1. Einleitung**

Besonders bei Kombi-Systemen (Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung) kommt es in den Sommermonaten zu langen Stillstandszeiten mit Phänomenen bezüglich des Stillstandverhaltens deren Ursachen erst seit kurzem in zunehmendem Umfang geklärt wurden. Zu diesen Erscheinungsbildern zählen hohe Temperaturbelastungen und dadurch verursachter Ausfall von Systemkomponenten und Lecks im Technikraumbereich, Öffnen des Überdruckventils, obwohl die üblichen Auslegungsrichtlinien bezüglich der Ausdehnungsgefäßgröße und der Druckverhältnisse eingehalten wurden und Geräuschbelästigungen durch Kondensations-Druckschläge in Primär- und Sekundärkreis.

Im Rahmen eines von der EU geförderten Projektes (CRAFT-JOULE Programm) in Zusammenarbeit von AEE INTEC (Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE, Institut für Nachhaltige Technologien) mit Fraunhofer ISE und den Firmen Sonnenkraft, Solvis, Technische Alternative, Tyforop und Scherzinger Pumpen wurden Messungen an problembehafteten Kombi-Systemen durchgeführt über deren Ergebnisse auch bereits an anderer Stelle berichtet wurde /1/ /2/.

### **2. Stagnationsvorgang**

Die Vorgänge während Anlagenstagnation können prinzipiell in fünf unterscheidbare Phasen unterteilt werden.

- Phase 1 – Flüssigkeitsdehnung
- Phase 2 – Ausdrücken der Flüssigkeit aus dem Kollektor durch erste Dampfbildung. Flüssigkeit mit nahezu Siedetemperatur belastet die Systemkomponenten.
- Phase 3 – Leersieden des Kollektors – Phase mit **Sattdampf**. Restflüssigkeit im Kollektor verdampft und transportiert Energie sehr effektiv zu anderen unter Dampf stehenden Systemkomponenten, die ebenfalls Siedetemperatur, welche vom Druck und der lokalen Zusammensetzung des Wärmeträgers bestimmt ist, erreichen. Der Dampf dehnt sich soweit aus, dass die aus dem Kollektor abtransportierte Energie auch an die Umgebung, bzw. an Komponenten (z. B. Wärmetauscher) unter Kondensatbildung abgegeben werden kann. Der Anlagendruck erreicht am Ende der Phase 3 seinen Maximalwert.
- Phase 4 – Leersieden des Kollektors – Phase mit **Sattdampf und überhitztem Dampf**. Der Kollektor wird zunehmend trocken, er überhitzt und damit sinkt sein Wirkungsgrad. Das Dampfvolument kann damit wieder sinken und zieht sich trotz anhaltender Strahlung auf den Kollektorbereich zurück. Das System wird damit teilweise wiederbefüllt. Dieser Zustand kann sehr lange stabil andauern. Bei entsprechenden Kollektorausführungen (Kollektoranschluss über den der Kollektor wiederbefüllt wird liegt oben) können im weiteren Verlauf dieser Phase auch sägezahnartige Druckschwankungen höherer Amplitude auftreten.
- Phase 5 – Wiederbefüllen des Kollektors. Dieses erfolgt erst wenn wegen sinkender Strahlung die Kollektortemperatur unter die Siedetemperatur abgefallen ist.

### 3. Kritische Phasen

Der Ablauf der Phasen 2 und 3 bestimmt die maximale Systembelastung. Jene Flüssigkeitsreste am Ende der Phase 2 (bei der der Kollektor bereits weitgehend für Dampf durchgängig ist – es kann dann die Restflüssigkeit nicht mehr durch geringe Mengen Dampf ausgedrückt werden), bestimmen die Länge und Intensität der Phase 3. Durch das nun folgende Verdampfen dieser Restflüssigkeit wird der Kollektor zu einem größeren Teil auf Siedetemperatur mit einem vergleichsweise hohen Wirkungsgrad gehalten. Das führt zu großen abströmenden Dampfmenngen, die am Ende der Phase 3 ein Maximum erreichen. Erst nach vollständiger Verdampfung dieser Reste kann der Kollektor durchwegs seine maximale Stagnationstemperatur erreichen und damit keine Energie mehr in das System abgeben (etwa Mitte der Phase 4).

Die Entleerungseigenschaften des Kollektors während der Phase 2 sind damit wesentlich für das Stagnationsverhalten der Anlage – Abbildung 1.

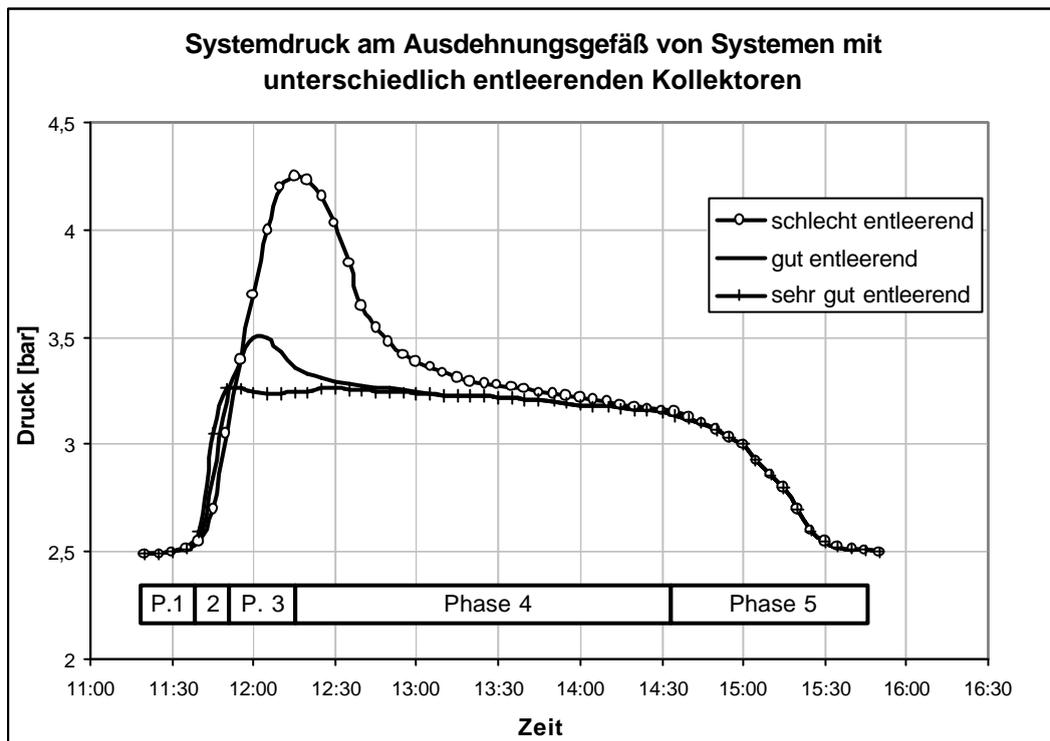


Abbildung 1: Systemdruck im Stagnationsfall für Kollektoren mit unterschiedlichem Entleerungsverhalten, beispielhaft und schematisch dargestellt. Systeme und Kollektoren sind - ausgenommen im Entleerungsverhalten - gleich. Hoher Druck bedeutet auch hohe Reichweite des Dampfes und damit hohes Risiko für Systemkomponenten mit Siedetemperatur belastet zu werden. Die Stagnationsphasen sind am Beispiel des schlecht entleerenden Kollektors eingezeichnet. Bei diesem Beispiel entspricht ein Druck von etwa 3,2 bar einem Dampfvolmen, das nur den Kollektorbereich umfasst. Bei Drücken, die darüber liegen, erreicht der Dampf auch entferntere Systembereiche.

Die in dem oben erwähnten Projekt an einem der untersuchten Systeme mit einem schlecht entleerenden Kollektor gemessenen Häufigkeiten von Temperaturen während eines Sommerhalbjahres an verschiedenen Stellen des Systems zeigt Abbildung 2. Die Temperaturmaxima im Heizhaus lagen in diesem Zeitraum etwa bei 150°C, an den Absorberstreifen bei etwa 210 °C und an den Kollektorsammelrohren bei etwa 170 °C.

Die Zeitdauer dieser Maxima betrug für den Messpunkt „Keller Vorlauf“ etwa 26 Stunden, für den Messpunkt „Keller Rücklauf“ etwa 10 Stunden. Deutlich ist auch die häufig auftretende Dampfbildung auf der Sekundärseite des Wärmetauschers („Sek. nach WT“) zu erkennen.

Die maximal aufgetretene Temperatur am Ausdehnungsgefäßzulauf lag bei 150°C, die maximale Temperatur des Mediums im Ausdehnungsgefäß bei 105 °C.

Diese Ergebnisse zeigen deutlich, dass die realen Temperaturbelastungen in marktüblichen Solarsystemen im Stagnationsfall über den von den Komponentenproduzenten empfohlenen Einsatzgrenzen liegen können und somit zu Schäden an Komponenten bzw. zur Reduktion der Anlagenlebensdauer und daraus resultierend zu unzufriedenen Endkunden führen können.

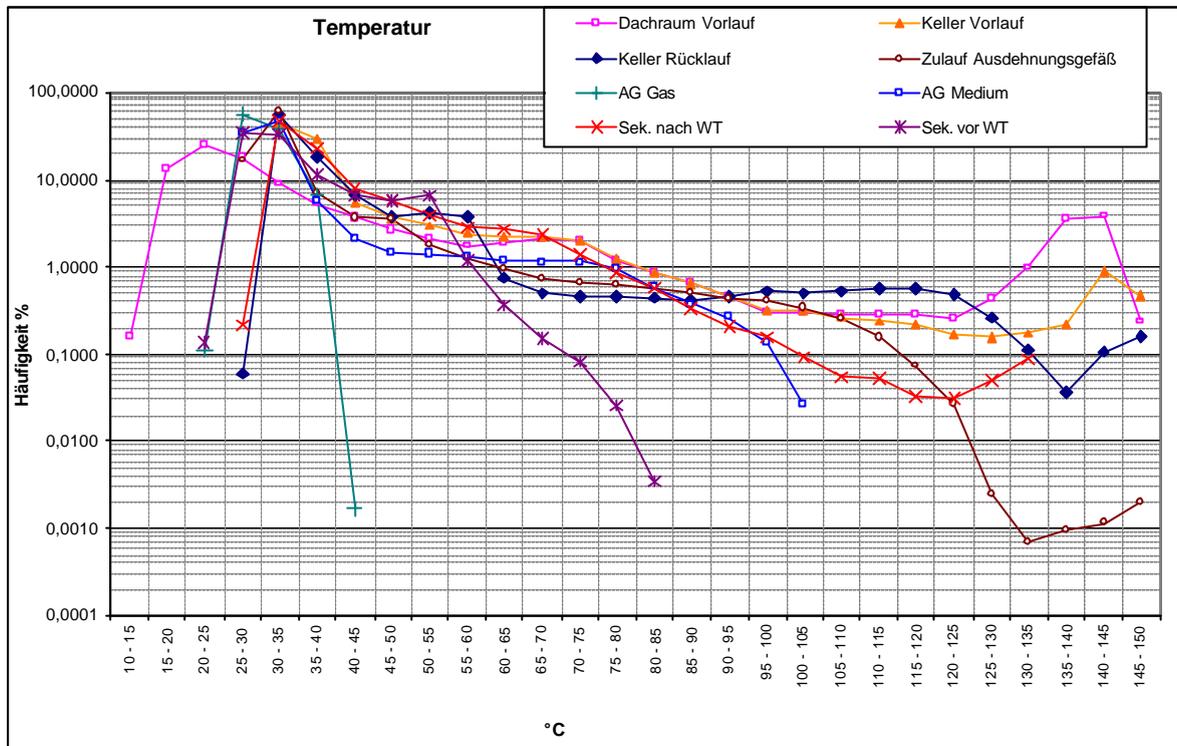


Abbildung 2: Häufigkeiten verschiedener Systemtemperaturen während eines Sommerhalbjahres (Mai bis September) eines Kombi-Systems mit schlecht entleerendem Kollektor. 1% entspricht 36,7 h; 0,01% entsprechen 22 min.

#### 4. Entleerungsverhalten von Kollektoren

Das Entleerungsverhalten von Kollektoren bestimmt damit wesentlich die Häufigkeit, Reichweite, Höhe und Dauer der maximalen Temperaturbelastung des Systems und seiner Komponenten.

Kollektorverrohrungen sollen hinsichtlich eines problemlosen Stagnationsverhaltens ein gutes Entleerungsverhalten aufweisen. Kollektoren mit gutem Entleerungsverhalten minimieren den Anteil der verbleibenden Restflüssigkeit im Kollektor und reduzieren dadurch die Zeitdauer und das Ausmaß der kritischen Stagnationsphase 3.

Ein Kollektorbeispiel mit schlechtem Entleerungsverhalten wird schematisch in Abbildung 3 dargestellt. Die Kopplung der Vor- und Rücklaufleitung erfolgt ganz oben am Kollektor und die Absorberrohre werden „ab und auf“ geführt. Diese Art der Verschaltung weist aufgrund des sich bildenden Flüssigkeitssackes kein gutes Entleerungsverhalten auf, da große Teile des Kollektorinhalts nicht flüssig ausgedrückt werden können, sondern verdampfen müssen. Dies führt zu großen Energiemengen, die im Stagnationsfall über Dampf transportiert werden und damit zu großen Bereichen mit Sattdampf im System. Es ergibt sich schematisch der in Abbildung 1 mit „schlecht entleerend“ bezeichnete Druckverlauf.

Zusätzlich steigt durch die sich verschiebenden Flüssigkeitssäulen die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Kondensationsschlägen /3/.

Hier können im späteren Verlaufe der Phase 4 auch länger andauernde sägezahnartige Druckschwankungen auftreten, wenn kleine Mengen Flüssigkeit in die überhitzten Absorberrohre einfließen und wieder verdampfen. Die Messungen zeigten jedoch, dass die dabei auftretenden Druckmaxima kleiner sind als das Maximum, das am Ende der Phase 3 auftritt.

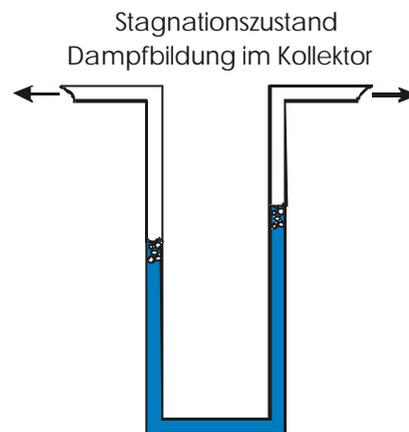
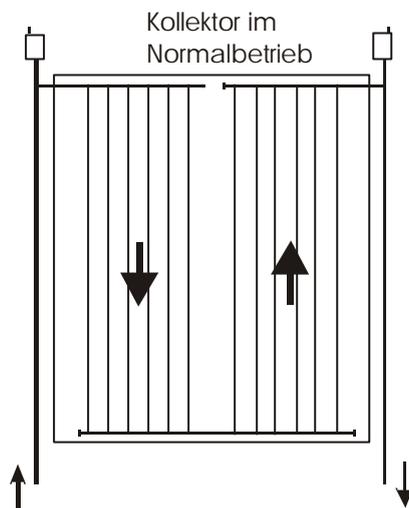


Abbildung 3: Beispiel einer marktüblichen Kollektorverschaltung mit schlechtem Entleerungsverhalten (links ist der Normalbetrieb des Kollektors, rechts ist vereinfacht der Zustand bei Dampfbildung im Kollektor dargestellt).

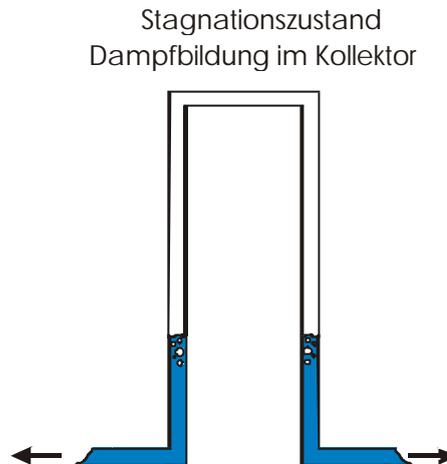
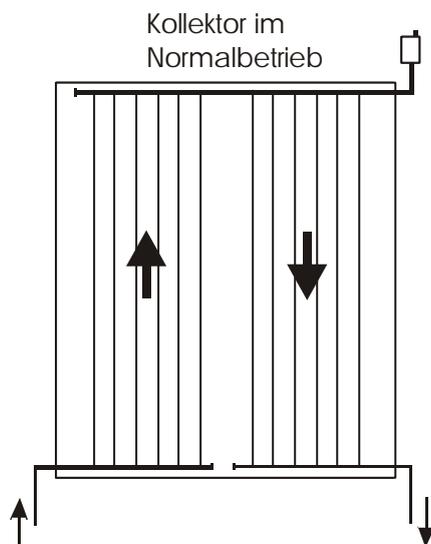


Abbildung 4: Beispiel einer Kollektorverschaltung mit gutem Entleerungsverhalten (links ist der Normalbetrieb des Kollektors, rechts ist vereinfacht der Zustand bei Dampfbildung im Kollektor dargestellt).

Ein wesentlich günstigeres Entleerungsverhalten weist die in Abbildung 4 dargestellte Kollektorverschaltung auf. Die Kopplung der Vor- und Rücklaufleitung erfolgt unten am Kollektor. Bei entsprechender Ausführung kann dadurch der flüssige Wärmeträger in der Phase 2 wesentlich besser verdrängt werden als dies in der vorher gezeigten Verschaltung der Fall war. Bei konsequenter Ausführung kann sich die Dauer und das Ausmaß der kritischen Stagnationsphase 3 sogar soweit reduzieren, dass die Bereiche mit Satt Dampf nur knapp unter das Kollektorniveau reichen. Es ergibt sich dann der in Abbildung 1 mit „sehr gut entleerend“ bezeichnete Druckverlauf.

## 5. Entleerungsverhalten von Kollektorfeldern

Ein gutes Entleerungsverhalten von Einzelkollektoren garantiert noch kein solches von aus diesen Kollektoren zusammengeschalteten Kollektorfeldern. Auch hier müssen die entspre-

chenden Grundsätze beachtet werden. Ungünstige Führung der Verbindungsleitungen von Kollektoren können ein gutes Entleerungsverhalten in ein wesentlich schlechteres ändern.

Im Beispiel der Abbildung 1 ist im Vergleich zu Abbildung 6 die Rücklaufleitungsverbindung hochgeführt. Am Ende der Phase 2 kommt es dabei durch geringe individuelle Unterschiede zu einem bevorzugten Durchgängigwerden für Dampf in einem der beiden Kollektoren. Dadurch stellt sich ein Dampf-Flüssigkeitskreislauf ein, der lange Zeit Flüssigkeit durch Kondensieren des Dampfes in der Kondensations-Rohrstrecke für den noch nicht vollständig entleerten Kollektor nachliefert. Dadurch kommt es auch zu einem größeren Dampfvolumen im restlichen System.

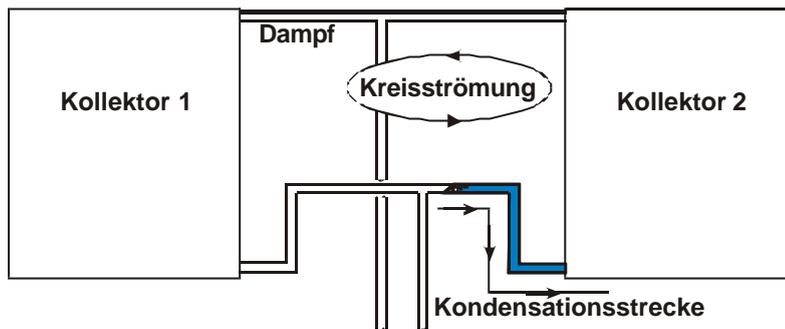


Abbildung 5: Beispiel einer Zusammenschaltung zweier gut entleerer Kollektoren mit schlechtem Entleerungsverhalten der gesamten Kollektorverschaltung. Die sich einstellende Kreisströmung liefert längere Zeit Flüssigkeit, die zu weiterer Dampfbildung in einem der Kollektoren führt.

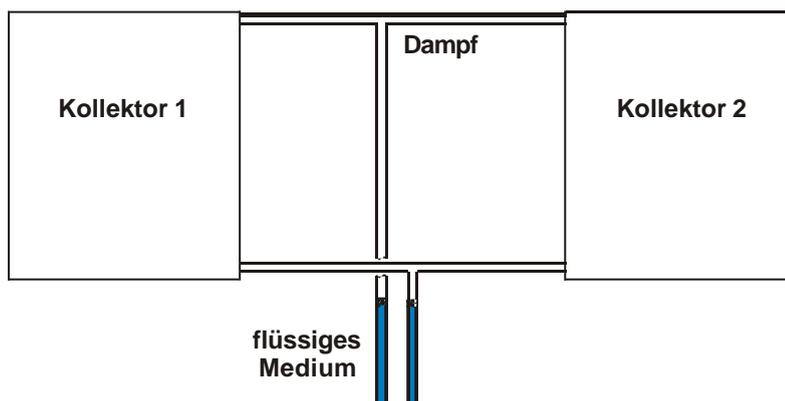


Abbildung 6: Beispiel einer Zusammenschaltung zweier gut entleerer Kollektoren mit gutem Entleerungsverhalten der gesamten Kollektorverschaltung. Hier können sich in Phase 2 die beiden Kollektoren eher unabhängig voneinander entleeren.

## 6. Einfluss der Systemhydraulik auf das Entleerungsverhalten von Kollektoren

Entscheidend beeinflusst wird das Entleerungsverhalten von Kollektoren durch die Positionierung des Rückschlagventils relativ zur Anordnung des Membranausdehnungsgefäßes. Erfolgt die Anordnung der Komponenten der Rücklaufgruppe wie in Abbildung 7 gezeigt (rechte Seite), kann im Stagnationszustand der Kollektor nur über die Vorlaufleitung entleert werden. Eine große Menge Restflüssigkeit ist die Folge. Der großen entstehenden Dampfmenge steht zusätzlich auch nur die Vorlaufleitung zur Wärmeabgabe zur Verfügung, so dass Dampf sehr weit bis in das System vordringen kann.

Der Rücklauf hingegen bleibt aufgrund der Rückschlagventilposition bis zum Kollektoreintritt mit Wärmeträgermedium gefüllt.

Die Voraussetzung für ein gutes Entleerungsverhalten von Kollektoren im Stagnationsfall kann mit der Anordnung der Rücklaufgruppenkomponenten wie in Abbildung 7 (linke Seite) erreicht werden. In dieser Konstellation kann der Kollektoreinhalt im Stagnationsfall über Vor- und Rücklaufleitung in das Ausdehnungsgefäß verdrängt werden, wodurch wesentlich weniger Restflüssigkeit zurückbleibt. Zusätzlich teilt sich die abströmende Dampfmenge auf Vor- und Rücklaufleitung auf.

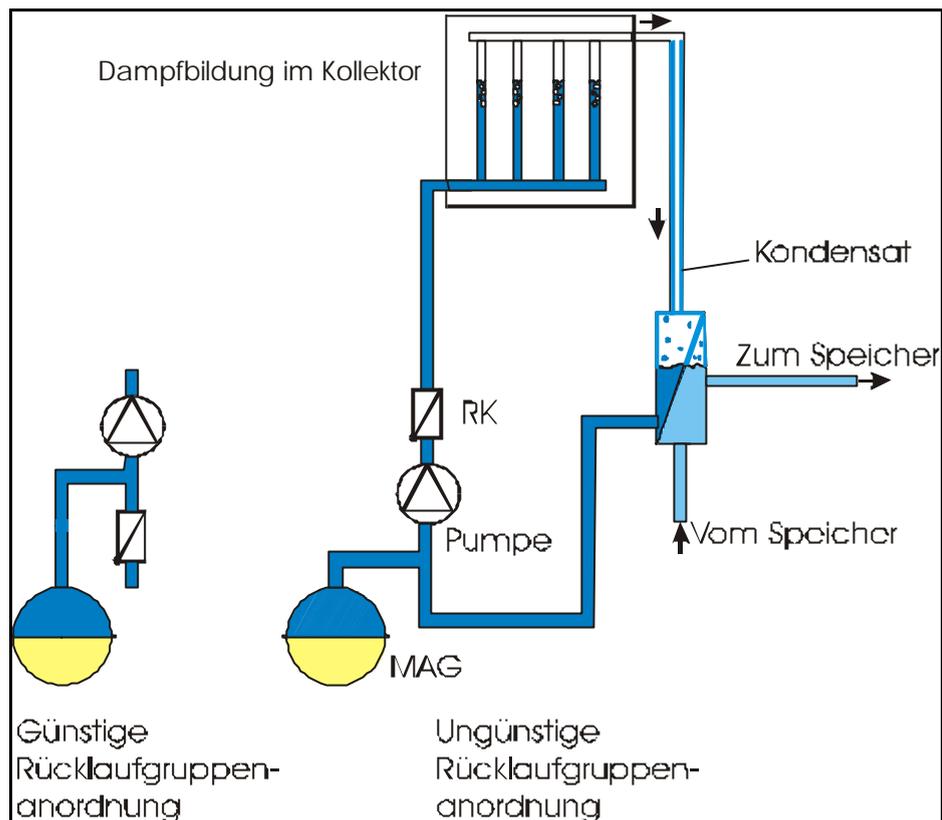


Abbildung 7: Anordnung der wesentlichen Komponenten in Rücklaufgruppen. Steht die Rücklaufleitung nicht zur Entleerung des Kollektors zur Verfügung (rechts: Rückschlagventil ist im Zuge der Rücklaufleitung relativ zum Anschluss des Ausdehnungsgefäßes angeordnet) wird das Entleerungsverhalten eines gut entleerenden Kollektors drastisch verschlechtert.

## 7. Belastungen des Wärmeträgermediums

Die Glykolkomponente des Wärmeträgermediums und die Inhibitor-Zusätze werden bei hohen Temperaturen instabil und können sich verändern (zersetzen, ausflocken, Bildung fester Rückstände). Während der Normalbetrieb der Anlagen für den Wärmeträger keine wesentliche Belastung darstellt, sind länger andauernde Belastungen mit höheren Temperaturen wie sie im Stagnationsfall auftreten können, daher möglichst zu vermeiden um eine vorzeitige Alterung des Wärmeträgers zu verhindern.

Kollektoren mit gutem Entleerungsverhalten kommen dieser Forderung weitgehend entgegen. Bei den in Solaranlagen derzeit üblichen Systemdrücken von etwa 1,5 bis 3,5 bar werden Siedetemperaturen von etwa 130 °C bis maximal etwa 155 °C erreicht, die bei gutem Entleerungsverhalten des Kollektors nur sehr kurzfristig auf eine kleine Menge des flüssigen Wärmeträgerinhalts einwirken.

Bei einem schlechten Entleerungsverhalten wird Restflüssigkeit längere Zeit dieser Siedetemperatur ausgesetzt. Es kommt dabei zu einem bevorzugten Verdampfen von Wasser (fraktionierte Destillation) mit entsprechenden Konzentrationssteigerungen der Glykol- und Inhibitor-Komponenten in der Restflüssigkeit. Daraus resultiert lokal ein Anstieg der Siedetemperatur. Dies kann soweit führen, dass die hochkonzentrierte Restflüssigkeit dann nicht mehr verdampft und extrem lange hohen Temperaturbelastungen (für die reine Glykolkomponente übersteigt bei den üblichen Drücken im Stagnationsfall der Siedepunkt 210 °C) mit entsprechenden Alterungsvorgängen ausgesetzt ist.

Die Belastung der Dampfphase innerhalb des Kollektors mit Stillstandstemperatur sollte, da dieser Dampf überwiegend Wasser enthält (fraktionierte Destillation) und nur sehr geringe Stoffmengen betrifft, kein wesentliches Problem darstellen.

## **8. Maßnahmen zur Verbesserung des Stagnationsverhaltens bei ungünstigem Entleerungsverhalten**

Gibt es bei ungünstigen Rahmenbedingungen (z. B. ungünstige Rohrleitungsführung durch vorgegebene geometrische Verhältnisse im Gebäude) keine Möglichkeit ein optimales Entleerungsverhalten zu erreichen, können verschiedene Maßnahmen eine Verbesserung des Stagnationsverhaltens bewirken. Über diese wurde bereits in /2/ ausführlicher berichtet. Zusammengefasst sind dies:

- Vermeidung des Stagnationszustandes mittels Nachtkühlung
- Gezielte Abfuhr der im Stagnationsfall über Dampf transportierten Energie mit:
  - einem kleinvolumigen Kühlkörper mit großer Oberfläche oder
  - geregelter Einsatz des externen Wärmetauschers und der Sekundärkreispumpe.

Die letzteren Maßnahmen bewirken nur einen Schutz von Systemkomponenten vor höheren Temperaturen, die hohe Belastung des Wärmeträgermediums wird damit nicht vermindert. Bei der ersten und letzten Maßnahme muss Pumpstrom eingesetzt werden um Energieüberschüsse abzuführen. Das vermindert die Arbeitszahl der Solaranlage.

## **9. Literatur**

- /1/ R. Hausner, C. Fink: „Das Verhalten von Solarsystemen im Stagnationsfall“, Tagung Materialien und Komponenten in Solaranlagen, Salzburg, 2000
- /2/ C. Fink, R. Hausner: „Strategien zur Vermeidung von unzulässigen Temperaturbelastungen an Anlagenkomponenten im Stagnationsfall“, Tagung Materialien und Komponenten in Solaranlagen, Salzburg, 2000
- /3/ W. Streicher: „Minimising the risk of water hammer and other problems at the beginning of stagnation of solar thermal plants – a theoretical approach“, Institut für Wärmetechnik der TU Graz; EUROSUN, Kopenhagen, 2000

**STAGNATION BEHAVIOUR: THE INFLUENCE OF THE HYDRAULICS ON  
THERMAL STRESS OF THE COMPONENTS INCLUDING THE HEAT TRANSFER  
FLUID**

Robert Hausner, Christian Fink

**AEE INTEC**  
Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE  
Institut für Nachhaltige Technologien  
Institute for Sustainable Technologies  
Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf, Österreich  
Tel.: +43/3112/58 86, Fax.: +43/3112/5886-18  
E-mail: [r.hausner@aee.at](mailto:r.hausner@aee.at) , Internet: <http://www.aee.at>

**Abstract**

The stagnation behaviour of solar systems is now much better understood than in the past. On the basis of the measurements performed, the stagnation procedure generally can be divided into five typical phases, apart from differences arising from differences in the type of plant. In phases where steam occurs energy is transported very effectively from the collector to other system components and leads to high temperature loads.

Solar systems should be constructed in such a way that at the end of the phase (when liquid is pushed out of the collector) the residual content of liquid in the collector is as low as possible in order to minimize thermal loads to system components and the heat transfer fluid.

In the case of stagnation not only a single collector should have a good emptying behaviour, but also the entire collector array should have it, too.

The emptying of the collector should be possible via the inlet and outlet lines of the collector. Therefore the arrangement of the check valve in relation to the connection of the expansion vessel should be carefully selected.

The whole article in English 'Stagnation Behaviour of Thermal Solar Systems' is related to the Second Industry Newsletter of the IEA SHC – Task 26.

The Industry-Newsletter and the related articles are available from the national contact persons of the "IEA SHC – Task 26" and can be downloaded from the Homepage of Task 26 <http://www.solenergi.dk/task26/downloads.html>.

## **UNTERSUCHUNGEN ZUR THERMISCHEN DAUERBELASTBARKEIT VON SOLARFLÜSSIGKEITEN**

Dr. Frank Hillerns

Tyforop Chemie GmbH, Hellbrookstr. 5a  
D - 22305 Hamburg  
Tel./Fax: ++49-40-61-2169/5299  
E-mail: hillerns@tyfo.de, Internet: www.tyfo.de

### **1. Einleitung**

Moderne thermische Solaranlagen mit Heizungsunterstützung befinden sich aufgrund fehlender Wärmenahme während der Sommermonate oftmals im Stagnationszustand. Infolge verbesserter Fertigungs- und Beschichtungstechnologien sind mittlerweile im Falle von Flachkollektoren Stillstandstemperaturen von 200 °C und höher zu verzeichnen, in Vakuumröhrenkollektoren werden bis zu 300 °C erreicht. Es liegt auf der Hand, dass sich hierdurch für die Komponenten der Anlage - und damit auch für die Wärmeträgerflüssigkeit - eine deutlich höhere Belastung ergibt als im Normalbetrieb. Die Untersuchung der in „stagnierenden“ Kollektorsystemen herrschenden Verhältnisse war Gegenstand eines im Rahmen des 10. Symposiums Thermische Solarenergie vorgestellten CRAFT JOULE Projektes /1/, an dem auch Tyforop als Hersteller von Solarmedien beteiligt war. Hierzu wurden, wie in /1/, /2/ und /3/ beschrieben, an drei Flachkollektor-Kombisystemen sowie an zwei „reduzierten“, mit Vakuumröhrenkollektoren ausgestatteten Versuchsanlagen umfangreiche Temperatur- und Druckmessungen durchgeführt. Aus den Ergebnissen konnte u.a. ein generelles Schema für den Stagnationsvorgang abgeleitet werden, das in fünf Phasen (P1: Flüssigkeitsdehnung; P2: Leerschieben des Kollektors; P3: Leersieden des Kollektors / Phase mit Sattedampf; P4: Leersieden des Kollektors / Phase mit Sattedampf und überhitztem Dampf; und P5: Wiederauffüllen des Kollektors) gegliedert ist. Über den gesamten Zeitraum des Projektes wurden den Versuchsanlagen regelmäßig Proben entnommen, um die physikalischen und korrosionstechnischen Eigenschaften des Wärmeträgers kontinuierlich zu überwachen. Anhand der Daten ist eine Bewertung des Betriebszustandes der Flüssigkeit in Abhängigkeit von der jeweils aufgetretenen Temperaturbelastung möglich. In einem einfachen Ansatz zur Abschätzung der Lebensdauer werden diese Ergebnisse einer im Laborautoklaven durchgeführten Messung zur thermischen Dauerbelastbarkeit des Fluids in ausschließlich flüssiger Phase gegenüber gestellt /4/.

### **2. Wärmeträger - Allgemeines**

Bis vor etwa drei Jahren kamen in Solaranlagen ausschließlich Propylenglykol-basierte Wärmeträger mit *konventionellem* Korrosionsschutzpaket zum Einsatz /5/. Hierbei handelt es sich um eine Kombination *fester* chemischer Verbindungen, welche im Produkt gelöst als materialspezifisch wirksame Inhibitoren sowie Wasserhärte-Stabilisatoren und alkalisierende Substanzen (= Reservealkalität, RA) fungieren. Die Erwärmung eines solchen Fluids führt grundsätzlich zu Abbaureaktionen des Glykols unter Bildung von u.a. Carbonsäuren, Aldehyden und Ketonen /6/, die anfangs durch die RA neutralisiert werden. Ist diese zu etwa 90% verbraucht, so fällt der pH in den sauren Bereich (< 7) ab. Der Korrosionsschutz ist für die Solaranlage dann nicht mehr gegeben. Beschleunigt wird die Alterung des Fluids, die mit Dunkelfärbung, Trübung (siehe unten, Bild 1) und Entwicklung eines stechenden Geruchs einhergeht, durch hohe Temperaturen, ein großes O<sub>2</sub>-Angebot und Metallionen.

Kommt es zur Stagnation bzw. wird die Siedetemperatur des Mediums erreicht, so drücken

lokal entstehende Dampfblasen schnell die Hauptmenge aus dem Kollektor heraus, die thermische Belastung des Fluids bleibt so relativ gering (Phasen 1 u. 2). Anlagendesign und Absorbergeometrie bestimmen die Zeitdauer der Phasen 3 u. 4, innerhalb derer das Leersieden des Kollektors stattfindet. Verdampfbar sind jedoch nur Wasser bzw. Propylenglykol. Die festen Inhaltsstoffe dagegen kristallisieren auf den heißen Kupferoberflächen der Absorberrohre aus und unterliegen wegen des Trends zu immer höheren Stillstandstemperaturen vermehrt der thermischen Zersetzung (Bild 2). Verengungen der Rohrquerschnitte bis hin zur Verstopfung und verringerte Korrosionsschutzwirkung des Mediums sind die Folge.

Bild 1: Thermisch überlastetes Medium im Vergleich zum ungebrauchten Standard-WT



Bild 2: Feste Korrosionsinhibitoren aus Standard-Fluid, thermisch zersetzt



Zur Vermeidung dieser Phänomene besteht das Inhibitorsystem (inkl. RA) des in allen Projektanlagen verwendeten TYFOCOR<sup>®</sup> LS fast vollständig aus flüssigen Komponenten. Die speziell für thermisch hoch belastete Systeme entwickelte Fertigmischung ist mit destilliertem Wasser auf einen Kälteschutz von -28 °C eingestellt. Somit entfällt auch der sonst bei Anmischung mit Trinkwasser unvermeidbare Eintrag von Härtebildnern in die Solaranlage. Der Betriebszustand von Wärmeträgerflüssigkeiten kann im Rahmen einer labortechnischen Untersuchung folgender Parameter bewertet werden:

Parameter / Methode	Aussage
Aussehen, Geruch (organoleptisch)	Dunkelfärbung, Trübung, stechender Geruch zeigen thermische Überlastung an. Prüfung auf Fremdpartikel / Verunreinigungen.
Dichte (DIN 51757)	Prüfung der Anwendungskonzentration. Dichteabnahme: Verdünnung mit Spül-/Zusatzwasser. Dichtezunahme: Verringerter Wasseranteil durch Verdampfung infolge von Systemundichtigkeiten.
Refraktion (DIN 51423)	siehe Dichte.
pH-Wert (ASTM D 1287)	Abnahme weist auf Bildung saurer Abbauprodukte des Glykols (thermische Überlastung, O <sub>2</sub> ) hin. pH < 7: Korrosionsschutz nicht mehr vorhanden, Fluid nicht mehr gebrauchsfähig.
Reservealkalität, RA (ASTM D 1121)	Abnahme zeigt Bildung saurer Abbauprodukte an. Bei 10% Rest-Reservealkalität wird der pH-Wert von 7 unterschritten, s.o.
Cu-, Fe-, Zn-Gehalte (AAS)	Erhöhte Metallkonzentrationen zeigen Korrosion im System an. Grenzwerte (konservativ): jeweils 10 mg/l.

### 3. Flachkollektor-Kombisysteme – Fluid-Untersuchungen

Eine detaillierte Beschreibung der drei von der AEE Gleisdorf betreuten Systeme hinsichtlich Dimensionierung, Anlagen- bzw. Kollektorhydraulik und installierter Messtechnik mit Diskussion der erhaltenen Daten findet sich in /1/, /2/ und /3/. Die Anlage „Bauer“ wurde projektbedingt zunächst mit Wasser und erst ab Oktober 1999 mit TYFOCOR<sup>®</sup> LS betrieben. Dagegen waren die Systeme „Tuttner“ (F1) und „Scheucher“ (F2) von Beginn an mit LS befüllt; sie sind somit in Bezug auf die thermische Belastung des Fluids besser vergleichbar. Die Ergebnisse der Anlage „Bauer“ sollen darum hier nicht diskutiert werden.

#### 3.1. Solaranlage Tuttner (F1) – 11016 Betriebsstunden (12.07.99-13.10.00)

Das System war bei Befüllung ca. drei Jahre alt und wurde zuvor mit einem anderen Fluid betrieben. Durch AEE ausgewertete Zeiträume: 08.08.-30.09.99 und 01.04.-30.09.00.

$T_{\text{Max}}$ Absorber: ca. 215 °C.  $T_{\text{Grenz}}$ Kollektor für statistische Auswertung: 135 °C. Systemdruck am MAG: 2.7-2.3 bar (Abfall wg. Fluidverlust). Dampf im Kollektor: 502 h.  $V_{\text{Kollektor}}$ : 30.2 l;  $V_{\text{Anlage}}$ : 41.0 l +  $V_{\text{MAG}}$ : 4.9 l  $\Rightarrow V_{\text{Gesamt}}$ : 45.9 l. Anteil  $V_{\text{Kollektor}}$  an  $V_{\text{Gesamt}}$  = 65.8%.

Tabelle 1: Probenuntersuchungen Solaranlage Tuttner (F1)

	TyfoCOR LS (ungebraucht)	P1, 10.08.99 (nach 696 h)	P2, 26.10.99 (nach 2544 h)	P3, 13.03.00 (nach 5880 h)	P4, 13.10.00 (nach 11016 h)
Aussehen	klar, rot-fluoreszierend	klar, orangerot, schwarze Partikel	klar, orangerot, schwarze Partikel	klar, orangerot, ohne Feststoff	klar, orangerot, ohne Feststoff
Dichte (20°C)	1.0340 g/cm <sup>3</sup>	1.0320 g/cm <sup>3</sup>	1.0320 g/cm <sup>3</sup>	1.0320 g/cm <sup>3</sup>	1.0320 g/cm <sup>3</sup>
Refrakt. nD20	1.3830	1.3792	1.3793	1.3792	1.3790
pH (20 °C)	10.04	9.94	9.92	9.90	9.45
Reservealkalit.	100%	91.2%	90.4%	85.0%	77.6%
Cu- / Fe- / Zn-Gehalte (mg/l)	- / - / -	- / - / -	2.60 / 0.52 / -	2.62 / 0.53 / -	2.63 / 0.53 / -

Probe 1 wurde nach 696 Betriebsstunden gezogen. Die Farbänderung nach orangerot erfolgt typischerweise bei längerer Erwärmung auf mehr als 90 °C. Anzeichen für thermische Überlastung (Braunfärbung, Trübung, stechender Geruch) sind wie bei den weiteren Proben nicht vorhanden. Die schwarzen Partikel wurden als Kupferzunder identifiziert (ab Probe 3 nicht mehr enthalten). Die verglichen mit ungebrauchtem Fluid verringerten Werte von Dichte und Refraktion belegen eine (später konstante) Verdünnung durch etwa 5 Vol.-% (Spül)wasser. Gegenüber dem Ausgangswert ist die RA um 8.8% abgefallen. Der im Verhältnis zur geringen Betriebszeit deutliche Rückgang ist z.T. auf die Verdünnung zurückführbar. Weiterhin wird unmittelbar nach Befüllung der zwangsläufig eingetragene Sauerstoff in anfänglichen Korrosionsreaktionen bzw. durch Oxidation des Glykols verbraucht. In der Folgezeit flacht die Abnahme der Reservealkalität merklich ab. Die ab Probe 2 gemessenen Cu- bzw. Fe-Konzentrationen bleiben auf niedrigen Niveau konstant.

#### 3.2. Solaranlage Scheucher (F2) – 10752 Betriebsstunden (23.07.99-13.10.00)

Ausgewertete Zeiträume: 16.07.-30.09.99 und 01.04.-31.08.00.  $T_{\text{Max}}$ Absorber: 215 °C.  $T_{\text{Grenz}}$ Kollektor für stat. Auswertung: 115 °C. Druck am MAG: 0.6 bar. Dampf im Kollektor: 698 h.  $V_{\text{Kollektor}}$ : 31.3 l;  $V_{\text{Anlage}}$ : 128.1 l +  $V_{\text{MAG}}$ : 44.4 l  $\Rightarrow V_{\text{Gesamt}}$ : 172.5 l. Anteil  $V_{\text{Kollektor}}$  an  $V_{\text{Gesamt}}$  = 18.1%

Tabelle 2: Probenuntersuchungen Solaranlage Scheucher (F2)

	<b>Tyfocor LS (ungebraucht)</b>	<b>P1, 10.08.99 (nach 432 h)</b>	<b>P2, 26.10.99 (nach 2280 h)</b>	<b>P3, 10.03.00 (nach 5616 h)</b>	<b>P4, 13.10.00 (nach 10752 h)</b>
Aussehen	klar, rotfluoreszierend	entspricht	entspricht	klar, orangerot, ohne Feststoff	klar, orangerot, ohne Feststoff
Dichte (20°C)	1.0340 g/cm <sup>3</sup>	1.0340 g/cm <sup>3</sup>	1.0340 g/cm <sup>3</sup>	1.0340 g/cm <sup>3</sup>	1.0340 g/cm <sup>3</sup>
Refrakt. nD20	1.3830	1.3830	1.3830	1.3831	1.3830
pH (20 °C)	10.04	9.98	9.90	9.90	9.70
Reservealkalit.	100%	99.2%	99.2%	94.0%	91.2%
Cu- / Fe- / Zn-Gehalte [mg/l]	- / - / -	- / - / -	1.68 / - / -	1.65 / - / -	1.66 / - / -

Anzeichen für thermische Überlastung fehlen, Fremdstoffe sind nicht enthalten. Refraktion und Dichte blieben über den gesamten Zeitraum unverändert. Die RA ist insgesamt nur um 8.8% verringert. Fe und Zn sind nicht vorhanden, der ab Probe 2 festgestellte Cu-Gehalt blieb auf niedrigem Niveau konstant.

#### 4. „Reduzierte Systeme“ – Fluid-Untersuchungen

Zur Untersuchung der Alterung von TYFOCOR® LS unter drastischeren Bedingungen wurden am ISE zwei „reduzierte“ Vakuumröhren-Systeme (mit Sonnenkraft VRK 16 bzw. 2 x Solvis Luna) installiert. Die Solarkreisumpen standen tagsüber still, sodass ein Maximum an Stillstandssituationen mit Verdampfung und entsprechendem thermischen Stress resultierte. Globalstrahlung und Absorberrtemperaturen wurden kontinuierlich aufgezeichnet /3/.

##### 4.1. Sonnenkraft-System (V1) – 4390 Betriebsstunden (05.05.-06.11.00)

$T_{\text{Max}}$  Absorber ca. 240 °C, Bereich  $T_{\text{Sattdampf}}$ : 130-140 °C, Systemdruck am MAG: 1.5 bar.  $V_{\text{Kollektor}}$ : 2.6 l;  $V_{\text{Zuleitungen}}$ : 3.5 l +  $V_{\text{MAG}}$ : 11.5 l  $\Rightarrow V_{\text{Gesamt}}$ : 17.6 l. Anteil  $V_{\text{Kollektor}}$  an  $V_{\text{Gesamt}}$ : 14.8%

Tabelle 3: Probenuntersuchungen Solaranlage Sonnenkraft (V1)

	<b>Tyfocor LS unbenutzt</b>	<b>P1, 6.5.00 (24 h)</b>	<b>P2, 5.6.00 (808 h)</b>	<b>P3, 6.7.00 (1566 h)</b>	<b>P4, 6.8.00 (2334 h)</b>	<b>P5, 6.9.00 (3033 h)</b>	<b>P6, 6.10.00 (3654h)</b>	<b>P7, 6.11.00 (4390 h)</b>
Aussehen	klar, rotfluoreszierend	ot, 1.4g/l CuO	orangerot, wenig CuO	orangerot, klar	orangerot, klar	orangerot, klar	orangerot, klar	orangerot, klar
D (20 °C)	1.0340	1.0340	1.0340	1.0340	1.0340	1.0348	1.0348	1.0349
Refraktion	1.3830	1.3828	1.3828	1.3829	1.3828	1.3834	1.3835	1.3837
pH (20°C)	10.04	9.82	9.70	9.64	9.62	9.55	9.54	9.51
Reserveal.	100%	92.8%	92.0%	90.4%	89.6%	86.0%	85.2%	84.8%
Cu-/Fe-/Zn-Geh. [mg/l]	- / - / -	- / - / -	- / - / -	- / - / -	1.41 / - / -	1.45 / - / -	1.46 / - / -	1.46 / - / -

Dichte und Refraktion blieben bis einschließlich P4 konstant. Die ab P5 geringfügig erhöhten Werte zeigen einen verringerten Wassergehalt an (evtl. fraktionierte Verdampfung an minimalen Undichtigkeiten). Der Abfall der RA in P1 (7.2% in 24 h) ist sehr hoch. Insgesamt wurden 15.2% der RA verbraucht. Fe und Zn waren nicht vorhanden, der ab P4 gemessene Cu-Gehalt bleibt konstant niedrig.

#### 4.2. Solvis-System (V2) – 2105 Betriebsstunden (21.07.-24.10.00)

$T_{\text{Max Absorber}}$ : ca. 280 °C, Bereich  $T_{\text{Sattdampf}}$ : 126-145 °C, Druck am MAG: 1.3 bar.

$V_{\text{Kollektor}}$ : 4.2 l;  $V_{\text{Zuleitungen}}$ : 2.26 l +  $V_{\text{MAG}}$ : 12 l  $\Rightarrow V_{\text{Gesamt}}$ : 18.46 l. Anteil  $V_{\text{Kollektor}}$  an  $V_{\text{Gesamt}}$  22.8%

Tabelle 4: Probenuntersuchungen Solaranlage Solvis (V2)

	Tyfocor LS (ungebraucht)	P1, 21.07.00 (Start)	P2, 21.09.00 (nach 1415 h)	P3, 24.10.00 (nach 2105 h)
Aussehen	klar, rot-fluoreszierend	entspricht	entspricht	klar, orangerot, ohne Feststoff
Dichte (20°C)	1.0340 g/cm <sup>3</sup>	1.0340 g/cm <sup>3</sup>	1.0340 g/cm <sup>3</sup>	1.0340 g/cm <sup>3</sup>
Refrakt. nD20	1.3830	1.3830	1.3828	1.3828
pH (20 °C)	10.04	10.04	9.78	9.70
Reservealkalit.	100%	100%	98.0%	90.0%
Cu- / Fe- / Zn-Gehalte [mg/l]	- / - / -	- / - / -	- / - / -	- / - / -

Dichte, Refraktion und Metallgehalt blieben konstant, die RA nahm um insgesamt 10% ab.

### 5. Diskussion der Ergebnisse / Zusammenfassung

Bewertet man die Prüfparameter im Hinblick auf deren Aussagekraft zur Fluid-Alterung, so ist die Bestimmung der Reservealkalität (und weniger die pH-Messung) das sensibelste „Werkzeug“. Bei Betrachtung der Flachkollektor-Systeme fällt auf, dass die RA innerhalb fast gleicher Betriebszeit bei F1 um 22.4%, bei F2 nur um 8.8% gesunken ist. Deutlich wird auch die verschieden starke Abnahme in der Startphase (F1: -8.8% / 696 h, F2: -0.8% / 432 h). Zum Teil trägt hierzu die in F1 erfolgte Verdünnung des Fluids bei. Unterschiede in der O<sub>2</sub>-Anfangskonzentration (Befüllung / Entlüftung) können ebenso eine Rolle spielen. Maßgeblich für die schnellere Alterung des Fluids in F1 ist jedoch sicherlich der größere thermische Stress, der durch die gesteigerte Siedetemperatur (135 °C zu 115 °C, Systemdruck!) sowie durch das im Verhältnis zum Gesamtvolumen der Anlage höhere Kollektolvolumen (65.8% zu 18.1% bei F2) zustande kommt.

Im internen Vergleich der „reduzierten Systeme“ ist bei ähnlichen Druck- bzw. Siedeverhältnissen die Alterung des Mediums in V2 deutlich fortgeschritten. Die Ursachen hierfür liegen sehr wahrscheinlich in der höheren maximalen Stillstandstemperatur (280 °C / 240 °C) und im größeren Anteil des Kollektolvolumens am Gesamtvolumen (22.8% zu 14.8% bei V1).

Zur groben Abschätzung der Lebensdauer der Wärmeträger in den einzelnen Solaranlagen lässt sich anhand der verfügbaren Daten die Zahl der Betriebsstunden errechnen, nach der die Reservealkalität auf zehn Prozent ihres ursprünglichen Wertes abgesunken ist bzw. der pH = 7 des Fluids unterschritten wird. Zum Vergleich wird diesen Werten das Ergebnis eines

orientierenden Autoklavenversuchs (A1) gegenüber gestellt, in dessen Verlauf TYFO-COR<sup>®</sup> LS sechs Wochen lang in flüssiger Phase auf 200 °C (ca. 13 bar) erhitzt wurde:

Anlage	$V_{\text{Koll}}/V_{\text{Ges}}$	$T_{\text{max Abs.}}$	Zeitraum	Betriebsstunden	? Reservealkalität	Theoretische Betriebsstunden bis RA = 10%
F1	65.8%	215 °C	7.99-10.00	11016	-22.4%	44261 h = <b>5.05 a</b>
F2	18.1%	215 °C	7.99-10.00	10752	-8.8%	109964 h = <b>12.55 a</b>
V1	14.8%	240 °C	5.00-11.00	4390	-15.2%	25993 h = <b>2.96 a</b>
V2	22.8%	280 °C	7.00-10.00	2105	-10.0%	18945 h = <b>2.16 a</b>
A1	-	$T_{200\text{ °C}} =$	10.-11.00	1006	-7.9%	11461 h = <b>1.31 a</b>

Selbstverständlich stellt dies eine starke Vereinfachung dar, da z.B. die Untersuchung von V1 u. V2 nur während des Sommers des Jahres 2000 erfolgte und außerdem weiterhin konstante Betriebsbedingungen vorausgesetzt werden. Die zukünftige Entwicklung in den Feldsystemen wird durch jährlich erfolgende Fluid-Analysen überwacht.

Die wesentlich höhere Beanspruchung des Fluids in den „reduzierten“ Systemen gegenüber den Flachkollektoranlagen konnte eindeutig dokumentiert werden. Das Ergebnis des Autoklavenversuchs unterstreicht die besondere Bedeutung des „Leerdruckverhaltens“ eines Kollektors für die Lebensdauer des Wärmeträgers. Je länger das Fluid Temperaturen von 200 °C und höher unterworfen wird, desto schneller vollzieht sich dessen Abbau (nach Van't Hoff bewirkt eine Temperaturerhöhung von 10 °C allgemein eine Steigerung der Reaktionsgeschwindigkeit um den Faktor 2-3 !).

## 6. Literatur

- /1/ K. Lustig, M. Rommel, D. Stankowski, R. Hausner, Chr. Fink; Experimentelle Untersuchungen z. Stillstandsverhalten solarthermischer Anlagen. 10. Symposium Thermische Solarenergie, 10-12. Mai 2000, Tagungsband S. 445 ff.
- /2/ R. Hausner et al.; Das Verhalten von Solarsystemen im Stagnationsfall. 11. Symposium Thermische Solarenergie, 9-11. Mai 2001, Tagungsband S. 105
- /3/ K. Lustig et al.; Simulationstechnische Abbildung der Vorgänge in einem Solarsystem. 11. Symposium Thermische Solarenergie, 9-11.05.2001, Tagungsband S. 111
- /4/ F. Hillerns; Untersuchungen zur thermischen Dauerbelastbarkeit von Solarflüssigkeiten. 11. Symposium Thermische Solarenergie, 9-11.05.2001, Tagungsband S. 116
- /5/ F. Hillerns, H. Schrimpf; Einsatz von Wärmeträgerflüssigkeiten in Solaranlagen unter Berücksichtigung der Stagnationsbedingungen. 9. Symposium Thermische Solarenergie, Tagungsband 1999, S. 32 ff.
- /6/ W. J. Rossiter Jr, P. W. Brown, McClure Godette; The determination of acidic degradation products in aqueous ethylene glycol and propylene glycol solutions using ion chromatography. Solar Energy Materials 9, 1983
- /7/ P.Prasser, K.-H. Terschüren, T. Krause, K. Fichtenbauer, F. Hillerns, H. Müller, R., Hausner, C. Fink, M. Rommel, K. Lustig, C. Wittwer; Stagnation Technology for Thermal Solar Systems. Publishable Report JOR3-CT98-7039

## **LONG TERM STABILITY OF HEAT TRANSFER FLUIDS, EXPERIENCE OF THE PRODUCERS**

Frank Hillerns

Tyforop Chemie GmbH, Hellbrookstr. 5a, D - 22305 Hamburg  
Tel./Fax: ++49-40-61-2169/5299  
E-mail: hillerns@tyfo.de, Internet: www.tyfo.de

### **Abstract**

Modern thermal solar plants, in particular applications for the support of solar heating frequently undergo standstill conditions during the summer period due to lacking energy discharge. On-going technical development of solar equipment has lead to remarkably increased stagnation temperatures of up to 200 °C in case of flat plate collectors; in evacuated tubular collector systems even 300 °C and more have been reached. It is obvious that all components of the solar circuit - the heat transfer fluid included - are exposed to considerably higher stress under these conditions compared to normal operation.

The behaviour of thermal collector systems in a shut-down state was, therefore, the subject of an examination within the framework of the project supported by the EU „Stagnation Technology for Thermal Solar Systems“ (CRAFT-JOULE programme) with the companies Sonnenkraft, Solvis, Technische Alternative, Tyforop and Scherzinger in co-operation with the research partners Fraunhofer ISE and AEE (Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien). These tests aimed at finding out more precisely how temperatures and pressures develop in the system under stagnation conditions. The goal was to support the companies to further develop their plants and components in terms of unproblematic and reliable stagnation behaviour. To this end, measurements were carried out by the Fraunhofer ISE on so-called „reduced“ test systems, and the AEE carried out „in-situ“ measurements on three field plants covering two summer periods /7/.

All test systems were runned with TYFOCOR® LS, a heat transfer fluid specifically developed for thermally highly stressed collector systems. TYFOROP as the manufacturer of this heat transfer medium was concerned with the fluid monitoring by carrying out regular lab check of the relevant physical and anticorrosive properties during the whole measurement period of the project. The data obtained allow a comparative evaluation regarding the operation states of the fluids in the different installations in view of the solar plants respective thermal stress as well as of other important operational conditions.

It was shown that for field systems with very large collector areas (up to 50 m<sup>2</sup> flat plate collectors for a single-family house) the extrapolated lifetime of the medium varies from five to approximately 12,5 years. For the „reduced“ systems, which in the project were operated almost permanently in stagnation conditions, the lifetimes (i. e. the reserve alkalinity) were found to be decreased to two and three years, respectively.

## **EINSATZ VON GLYKOL-WASSERMISCHUNGEN IN SOLARANLAGEN AUS SICHT DES HERSTELLERS**

Dr. Markus Hafner

Clariant GmbH

Werk Gendorf, R&D, Bau 300, D-84504 Burgkirchen, Germany

Tel.: +49 (0) 8679-7-2272

Fax: +49 (0) 8679-7-5085

E-mail: [markus.hafner@clariant.com](mailto:markus.hafner@clariant.com), Internet: [www.clariant.com](http://www.clariant.com)

### **1. Einleitung**

Durch immer effizienter arbeitende Kollektorbeschichtungen werden schon jetzt in Leerlaufzeiten der Umwälzpumpe an Flachkollektoren Spitzentemperaturen von etwa 200 °C, bei Vakuum-Röhrenkollektoren gar bis zu 320 °C gemessen. Diesen hohen thermischen Belastungen ist natürlich auch die Wärmeträgerflüssigkeit im Inneren des Kollektors ausgesetzt.

Bei den Solarflüssigkeiten handelt es sich in der Regel um inhibitorhaltige Glykol-Wasser-Mischungen, wobei in nahezu allen Fällen das physiologisch unbedenkliche 1,2-Propylenglykol als Wärmeträgerbasis dient. Da der Wärmeträger nur begrenzt thermisch belastbar ist, können bei Überschreitung der hierfür notwendigen Grenztemperatur sowohl die verwendeten Korrosionsinhibitoren, als auch das Propylenglykol selbst in ihre mehr oder minder definierten Zersetzungsprodukte aufspalten /1/. Diese können in direktem oder indirektem Zusammenhang für einen eventuell auftretenden Korrosionsschaden bzw. für irreparable Verunreinigungen am Kollektorsystem verantwortlich gemacht werden.

Im folgenden sollen nun aus der Sicht eines Fluid-Herstellers, der *Clariant GmbH*, die genannten Probleme beleuchtet werden. Ergänzend werden Erfahrungen aus der langjährigen Praxis im Umgang mit Wärmeträgerflüssigkeiten, spezifische Laboruntersuchungen sowie Ansätze zur Lebensdauerabschätzung der Solarflüssigkeiten diskutiert.

### **2. Erfahrungen aus der Praxis**

® Antifrogene werden in Solaranlagen verschiedenster Bauart bereits seit mehr als 20 Jahren eingesetzt. Während früher vor allem das sehr bekannte ® Antifrogen L in Solaranlagen Verwendung fand, verrichtet seit nunmehr knapp 3 Jahren auch das verbesserte und für wesentlich höhere thermische Belastungen ausgelegte ® Antifrogen SOL seinen Dienst als Wärmeträgermedium in den Kollektoren.

In diversen, voneinander unabhängigen Untersuchungen wird ® Antifrogen L eine hervorragende Langzeitstabilität bescheinigt. So wurden zum Beispiel sowohl das auf Propylenglykol basierende ® Antifrogen L, als auch ein Gemisch aus ® Antifrogen L und ® Antifrogen N (Basis: Monoethylenglykol) über einen Zeitraum von 15 bzw. 18 Jahren einem Praxistest in Solaranlagen unterschiedlicher Bauart unterzogen /2/ (Tabelle 1).

Tabelle 1: Getestete *Clariant*-Fluide als Wärmeträger in thermischen Solaranlagen /2/

Wärmeträgerflüssigkeit <i>Heat Transfer Fluid</i>	Eingestellter Frostschutz bis <i>Freezing Point</i> [°C]	Anteil Wärmeträger- flüssigkeit [%] (m/m) <i>Product Share</i> [%] (w/w)	Betriebsdauer (= Testdauer) [Jahre] <i>Operating Time</i> [Years]
®Antifrogen L	-19	35	15
®Antifrogen L / ®Antifrogen N	-32	unbekannt / <i>unknown</i>	18

Beide Mischungen wiesen über den gesamten Betriebszeitraum eine sehr gute bis hervorragende Korrosionsinhibierung auf. Während der Laufzeit wurde keine der Mischungen ausgetauscht; lediglich im Rahmen von Wartungsarbeiten wurde im Laufe der Jahre – zum Teil auch nur mit reinem Wasser – der Füllstand nivelliert. Beurteilt wurde die Korrosionsschutzwirkung gegenüber Metallen mit Hilfe elektrochemischer Untersuchungen, bei denen Stromdichte-Potentialkurven Aufschluss über die Funktionstüchtigkeit des Fluids gaben /3/. Bei den untersuchten Wärmeträgern (insgesamt 15 Flüssigkeiten mehrerer Hersteller) war nur bei der Hälfte der Fluide am Ende des Untersuchungszeitraumes noch Korrosionsschutzwirkung vorhanden.

Jedoch wurde durch Marktbeobachtung und –überwachung der kommerziell erhältlichen Produkte sehr schnell klar, dass es im Praxisbetrieb in Einzelfällen immer wieder zu Schäden am Kollektorsystem kommen konnte, die im wesentlichen auf das Problem der thermischen Überhitzung zurückzuführen waren.

(Der triviale Fall einer von Anfang an unzureichenden Korrosionsinhibierung eines Wärmeträgers soll an dieser Stelle nicht diskutiert werden.)

So kam es in der Vergangenheit bei Fluiden verschiedener Hersteller infolge Überhitzung und den unter anderem dadurch begründeten Totalausfall spezifischer Inhibitoren immer wieder zu Korrosionsschäden an den Solaranlagen, sowie zu ebenfalls aus der thermischen Überlastung der Solarflüssigkeiten resultierenden Anbackungen bzw. Verklebungen im System, die zum Teil irreparablen Charakter aufwiesen und auch durch verschiedenste Reinigungsmittel nicht mehr zu säubern waren.

Das Verkleben der Kollektoren durch die thermische Spaltung der verwendeten Glykole kündigt sich durch dunkle Braunfärbung – meist auch im Bereich des Kollektorauslaufs – der Solarflüssigkeit an.

Der Ausfall von Inhibitoren und damit die Entstehung eines potentiellen Korrosionsrisikos, kann unter anderem ebenso auf die Instabilität vieler Korrosionshemmer bei Überhitzung zurückgeführt werden.

Ein Blick auf die im Kollektorbau vorrangig verwendeten Materialien verrät, dass nahezu alle Absorber, Rohrleitungen und Pumpen aus den Metallen Kupfer, Stahl, Edelstahl und Aluminium (auch in Mischinstallation) aufgebaut sind. Die Korrosionsschutzwirkung des Wärmeträgers ®Antifrogen L bzw. des neueren ®Antifrogen SOL war bisher in allen Laboruntersuchungen, Korrosionstests und Praxisversuchen an handelsüblichen Solaranlagen überaus positiv. So waren alle untersuchten Absorberflächen und Rohrleitungen im Labortest wie im Praxisbetrieb – sachgemäße Handhabung der Solaranlage und des Wärmeträgers durch den Anwender vorausgesetzt – frei von jeglicher Korrosion.

Generell kann aber bei Beachtung nachfolgender Empfehlungen auf Dauer das Risiko von Korrosionsschäden an einer Solaranlage erheblich minimiert werden:

- Niedrige Füllstände nicht mit reinem Wasser, sondern immer mit dem für den Anwendungszweck vorgesehenen Fluid-Wassergemisch auffüllen.
- Reparatur- und Wartungsarbeiten an der Solaranlage vom Fachmann durchführen lassen
- Service zur Überprüfung auf weitere Verwendbarkeit der Wärmeträgerflüssigkeit regelmäßig in Anspruch nehmen (bei *Clariant GmbH* kostenlos)

Durch ständige Versorgung mit Musterproben aus dem Praxisbetrieb ist bekannt, dass sehr viele, mit <sup>®</sup> Antifrogen L befüllte Solaranlagen eine Betriebsdauer von über 10 Jahren aufweisen. Zum SOL-Produkt (seit etwa 3 Jahren auf dem Markt) kann bezüglich der Betriebsdauer noch keine langfristige Aussage gemacht werden, jedoch ist bisher kein Fall bekannt, in dem es mit <sup>®</sup> Antifrogen SOL zu Korrosionsschäden oder Verklebungen in einer Solaranlage gekommen wäre.

Aufgrund der eingangs erläuterten, immer höheren Effizienz der Kollektorbeschichtungen, muss jedoch mittelfristig ein neuer Wärmeträger bereitgestellt werden, der den sich ständig verändernden thermischen Bedingungen Rechnung trägt.

### 3. Aufbau eines Solarprüfstandes und Versuchsbedingungen des Fluidtests

Aus vielerlei Gründen war es unabdingbar, einen zeitverkürzten Fluidtest zu kreieren, mit dem es möglich sein sollte, neben der Verkürzung von Entwicklungszeiten neuer Solarflüssigkeiten eventuell auch Rückschluss auf die Lebensdauer eines Fluids im Praxisbetrieb ziehen zu können. Diese Abschätzung sollte nach einem simulierten, thermisch überlasteten Praxisbetrieb durch schnelle Alterung des entsprechenden Fluids möglich sein.

Die Vorteile einer solchen Testanlage liegen klar auf der Hand:

- Durchführung von Prüfläufen unter wetterunabhängigen, konstanten Bedingungen
- Reproduzierbarkeit der Testergebnisse
- Möglichkeit der Erzeugung sehr hoher, die Anwendungspraxis übersteigende, Wärmebelastungen
- Einfache Verfolgung des Metallabtrages an der simulierten Absorberfläche
- Möglichkeit der kontinuierlichen visuellen Überwachung über den gesamten Testzeitraum
- Wesentliche Verkürzung der Entwicklungszeit neuer Solarflüssigkeiten

Getestet wird an einem Scheibenprüfkörper aus Kupfer, der in der Testanlage zwischen Fluid und Heizung montiert ist. Über dem Prüfmetall befindet sich ein Sichtfenster, mit dem jede farbliche Veränderung des Fluids bzw. farbliche oder korrosive Veränderungen der Metalloberfläche verfolgt werden können.

Die thermische Belastung wird über die Kupferscheibe, die über eine effektive Kontaktfläche von 24,3 cm<sup>2</sup> mit ca. 900 Watt beheizt wird, an die Solarflüssigkeit weitergegeben. Der Hauptkreislauf ist mit einer gleichen Kupferscheibe bestückt und wird kontinuierlich mit einer Leistung von 1890 Watt bei einer Durchflussgeschwindigkeit von 210 l/h erhitzt. Hierbei stellt sich auf dem Prüfmetall selbst eine konstante Temperatur von 185 °C ein. Durch den anliegenden Vordruck von 2,2 bar wird verdampfte Flüssigkeit in die leergedampfte Heizkammer im Nebenkreislauf zurückgedrückt (Rückspüleffekt). Die Gesamtflüssigkeitsmenge umfasst 1 Liter bei Versuchsbeginn. Durch Überwachung, d.h. Probenahmen, reduziert sich diese ständig, wodurch die thermische Belastung im Versuchsverlauf entsprechend ansteigt. Der restliche Apparaturaufbau besteht aus V4A-Edelstahl.

Zusammenfassung der Testbedingungen:

Heizphase:	20 min.	(Erhitzen von ca. 130 auf 315 °C)
Abkühlphase (Pause):	5 min.	(Abkühlung von ca. 315 auf 130 °C)
Einlauftemperatur:	120-122 °C	

Auslauftemperatur:	127-130 °C
Durchfluss:	210 l/h = 3.5 l/min.
Prüfdruck:	2.2 bar
Prüfmetall:	Kupfer (durch andere Prüfmetalle jederzeit ersetzbar)
Temperatur Prüfmetall 1:	185 °C (Hauptkreislauf)
Temperatur Prüfmetall 2:	130-315 °C (Nebenkreislauf)

Ein Zyklus umfasst eine Heiz- und eine Abkühlphase, d.h. insgesamt 25 Minuten. Dabei ist die getestete Wärmeträgerflüssigkeit pro gefahrenem Zyklus ca. 3 Minuten lang Temperaturen über 300 °C ausgesetzt. Das Fluid wird insgesamt – ohne Unterbrechung – mit einer minimalen Temperatur von 120 °C (Vorlauftemperatur) belastet.

Mit dem so konzipierten Solarprüfstand wurden sowohl <sup>®</sup>Antifrogen L, als auch das thermisch höher belastbare <sup>®</sup>Antifrogen SOL getestet. Da sich die extrem hohen Hitzebelastungen aber vor allem auf die Vakuumröhrenkollektoren und damit auf das für diesen Einsatzzweck vorgesehene SOL-Produkt konzentrieren, sind nachfolgend beispielhaft nur die Ergebnisse dieses Fluids wiedergegeben, die anschließende Diskussion zur Lebensdauerabschätzung der Fluide schließt dagegen auch das in Flachkollektoren eingesetzte <sup>®</sup>Antifrogen L wieder mit ein.

#### 4. Testergebnisse des Fluidtests und Interpretation der Ergebnisse

Im Verlauf des Fluidtests auf dem beschriebenen Solarprüfstand wurden kontinuierlich Proben entnommen, die hinsichtlich ihrer physikalischen Kenngrößen untersucht wurden. Diese Untersuchungen umfassten unter anderem: Inhibitorenkonzentrationen, Reservealkalität, Brechungsindex, Dichte, pH-Wert und Kupfer-Konzentration in der Probe.

Tabelle 2: Kennwertgrößen der Einzelproben im zeitlichen Verlauf des Fluidtests auf dem Solarprüfstand (<sup>®</sup>Antifrogen SOL)

Probennummer <i>Number of Sample</i>	Testdauer <i>Duration of Test</i>			Konz. Cu-Inhibitor [%] <i>Conc. Cu Inhibitor [%]</i>	Cu [ppm]	RA [%]	pH	Dichte [g/cm <sup>3</sup> ] <i>Spec. weight [g/cm<sup>3</sup>]</i>	$n_D^{20}$
	Tage <i>Days</i>	Stunden <i>Hours</i>	Zyklen* <i>Cycles*</i>						
1	0	0	0	100	0	100	8,2	1,0647	1,3962
2	7	168	403	54	< 1	76	7,8	1,0635	1,3955
3	14	336	806	36	< 1	60	7,6	1,0626	1,3946
4	19	456	1095	28	< 1	47	7,4	1,0617	1,3941
5	28	672	1613	27	< 1	44	7,3	1,0615	1,3939
6	41	984	2362	26	< 1	41	7,2	1,0630	1,3956
7	47	1128	2707	25	< 1	33	7,0	1,0616	1,3939

\* 1 Zyklus entspricht einer Heiz- und einer Abkühlphase, d.h. 25 Min.

\* 1 cycle includes both a heating and a cooling phase, i.e. 25 minutes

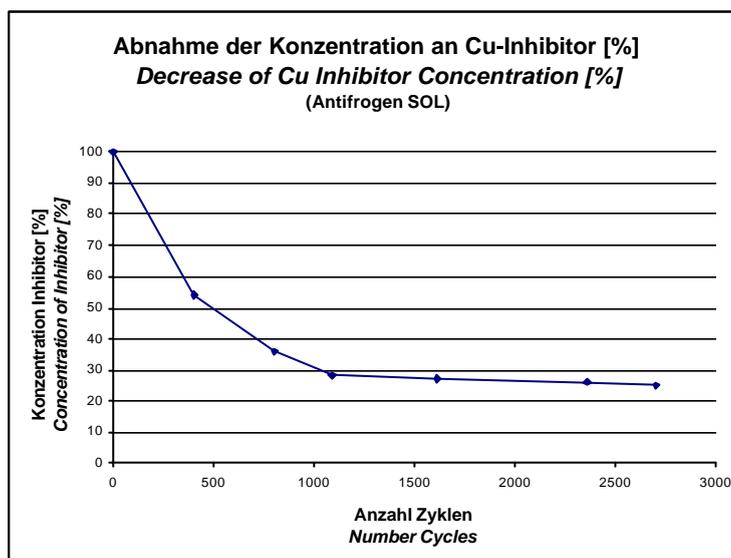
Konz. Cu- Inhibitor                      Konzentration des Kupfer-Inhibitors  
*Conc. Cu Inhibitor*                      *concentration of copper inhibitor*

RA	Reservealkalität	RA	reserve alkalinity
$n_D^{20}$	Brechungsindex	$n_D^{20}$	refraction index

Trotz dieser extremen thermischen Belastungen gelingt es, durch chemische Zusätze die anwesenden Inhibitoren größtenteils in Lösung zu halten, so dass ein Anbacken an die Metalloberfläche und ein technisches Versagen der Additive weitgehend verhindert wird.

Die über den Testzeitraum entnommenen Proben wurden auch hinsichtlich ihrer sich verändernden Inhibitorengehalte untersucht. Abbildung 1 gibt über die Abnahme der Konzentration des verwendeten Kupferinhibitors in Abhängigkeit von der Anzahl der Testzyklen Aufschluss.

Abbildung 1: Zeitlicher Verlauf der Konzentrationsabnahme an Kupfer-Inhibitor



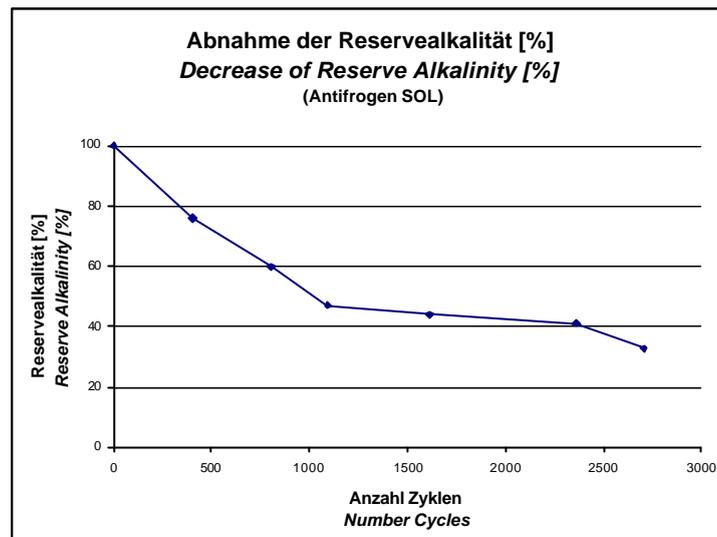
So kann während der ersten 14 Tage Testdauer eine rasche Abnahme der Konzentration dieses Inhibitors beobachtet werden. Dies ist durch das Aufziehen einer Inhibitor-Schutzschicht auf das Prüfmetall erklärbar. Im weiteren Verlauf des Tests nimmt die Inhibitorenkonzentration nur noch sehr langsam ab, wobei diese Abnahme dann aber auf die thermische Zersetzung des Korrosionshemmers zurückzuführen ist.

Auch die Konzentration aller anderen anwesenden Inhibitoren bleibt bis Testende auf sehr hohem Niveau relativ konstant, so dass auch eine langfristige, korrosive Schädigung der anwesenden Metalle ausgeschlossen ist. Probenuntersuchungen aus der Praxis decken sich weitgehend mit diesem Ergebnis.

Alle Wärmeträgerflüssigkeiten werden selbstverständlich auch in ihrer Entwicklungsphase standardgemäß einem Korrosionstest gemäß ASTM D 1384 /4/ unterzogen, mit dem die korrosionsprotektive Wirkung der Inhibitoren auf die Metalle Kupfer, Weichlot, Messing, Stahl, Grauguss und Aluminium geprüft wird.

Durch die latente thermische Dauerbelastung von bis zu 315 °C am Absorber wird innerhalb relativ kurzer Zeit ein Teil der anwesenden Glykole in ihre Abbauprodukte zerlegt bzw. oxidiert. Aus diesen chemischen Vorgängen resultiert eine Zunahme der Konzentration verschiedener Säuren, die sich in einem Absinken der Reservealkalität bemerkbar machen. Abbildung 2 gibt über den zeitlichen Verlauf dieser Reaktion Aufschluss.

Abbildung 2: Zeitlicher Verlauf der Abnahme der Reservealkalität der Einzelproben



So erfährt die Reservealkalität im Prüflauf die größte Änderung. Im Vergleich zum Ausgangswert nimmt sie um etwa 70% ab. Wie bereits angedeutet, ist dies auf die zunehmende Versäuerung der für die Reservealkalität verantwortlichen, basischen Komponenten durch Spaltprodukte des Glykols zurückzuführen.

Weiter lässt sich eine einhergehende Abnahme des pH-Wertes beobachten, der bis Testende auf 7,0 fällt. Unterschreitet der pH-Wert signifikant diese Grenze – also bis 6,0 oder darunter –, so kann auch trotz einer ausreichenden Konzentration an Additiven mittel- bis langfristig ein Korrosionsschaden drohen. Dies gilt selbst bei völliger Abwesenheit von Sauerstoff, da die meisten Inhibitoren zwar wirksam vor Oxidation, nicht aber gegen einen resultierenden Säureangriff schützen /5/.

Aufgrund aller vorliegenden Erkenntnisse und der Ergebnisse bezüglich der Abnahme der Reservealkalitäten im Testverlauf, muss sich also auch die Lebensdauerabschätzung für die hier betrachteten Fluide primär an letztgenannter Größe orientieren. Unter Berücksichtigung der Konzentrationen der verwendeten Metallinhibitoren und der thermischen Belastung des Fluids in der Prüfkammer, wurde dem jeweiligen Teststatus auf dem Solarprüfstand durch Vergleich mit allen Kennwertgrößen „realer“ Proben aus dem Praxisbetrieb in herkömmlichen Solaranlagen eine theoretische Laufdauer zugeordnet (Tabelle 3).

Tabelle 3: Theoretische Lebensdauer der getesteten Fluide im Praxisbetrieb (Grundlage: Abnahme der Reservealkalität um ca. 70%; pH-Wert unter 7,0); anschließende Umrechnung auf Jahre, durchschnittlich 8 Sonnenstunden täglich

Produkt <i>Product</i>	Abgeschätzte Mindestlaufzeit im Kollektor <i>Estimated minimum Operating Time</i>	
® Antifrogen L	Flachkollektor / <i>panel collector</i> :	16 Jahre / <i>years</i> *
® Antifrogen SOL	Flachkollektor / <i>panel collector</i> :	26 Jahre / <i>years</i> *
	Vakuumröhrenkollektor / <i>vacuum tube collector</i> :	6 Jahre / <i>years</i> * / **

\* sachgemäße Handhabung der Solaranlage und des Wärmeträgers durch den Anwender vorausgesetzt

\*\* aufgrund sehr geringer Probenanzahl nicht eindeutig berechenbar

Aufgrund sehr großer Kennwertstreuungen bei den Fluidproben aus dem Praxisbetrieb hinkt die Berechnung der Lebensdauerabschätzung ein wenig, da keine direkte bzw. eindeutige Korrelation zu den Ergebnissen auf dem Solarprüfstand hergestellt werden kann. Obwohl der Wärmeträger <sup>®</sup>Antifrogen SOL in allen Prüfungen weitaus bessere Ergebnisse als das L-Produkt liefert, muss eine – aufgrund einer sehr geringen Probenanzahl – vorerst berechnete Lebensdauer von 6 Jahren im Vakuumröhrenkollektor doch kritisch betrachtet werden. Auch eine Betriebsdauer von 26 Jahren im Flachkollektor scheint schwer vorstellbar, angesichts der unabhängigen Ergebnisse eines Feldtests (Tabelle 1) aber wieder plausibel. Durch den gleichen Feldtest können die Berechnungen für den Wärmeträger <sup>®</sup>Antifrogen L durchweg bestätigt werden.

Mit dem Solarprüfstand sollten nur qualitative Aussagen im Sinne von "A ist besser als B" gemacht werden; eine Vorhersage der tatsächlichen Lebensdauer eines Fluids kann aufgrund der Probenvarianzen nur sehr schwer getroffen werden.

Anzumerken ist noch, dass während der gesamten Testdauer auf dem Solarprüfstand keine Kupferpartikel aus den Prüfkörpern herausgelöst wurden (Tabelle 2, Spalte 6). Diese Beobachtung deckt sich weitgehend mit den Erfahrungen aus der Praxis.

Abgesehen von den entstehenden organischen Säuren sind es primär öl- und teerartige Abbauprodukte des Glykols, die die Hauptursache für das Verkleben der Kollektoren darstellen. Durch die enorme Wärmeeinwirkung auf diese Spaltprodukte kann es im Extremfall zu einer überaus persistenten Anhaftung und schließlich völligen Verstopfung der Kollektorleitungen kommen, die im Einzelfall irreparabel sein können. In der Praxis ist dieser Fall eher selten, wird aber mitunter beobachtet. Hier ist im Regelfall ein Totalaustausch des Kollektors erforderlich.

Der limitierende Faktor ist hier ganz eindeutig die thermische Stabilität des Glykols selbst. Ein Wechsel zu einer anderen Wärmeträgerbasis ist denkbar, orientiert sich aber vor allem an folgenden Eigenschaften des neuen Mediums:

- Physiologische Bedenklichkeit (Toxizität)
- Kosten
- Umweltverträglichkeit (biologische Abbaubarkeit; WGK)

## 5. Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Sowohl in Labortests, als auch im Alltagsbetrieb thermisch strapazierter Solaranlagen kann ganz generell ein Versagen von Solarflüssigkeiten in zweierlei Hinsicht beobachtet werden, so dass hieraus ein Korrosionsschaden und/oder ein Schaden durch Anbacken von Additiven oder geackten Komponenten des Fluids resultieren kann.

Grund für das „Versagen“ der Solarflüssigkeiten ist in den meisten Fällen die hohe thermische Belastung, denen die Fluide in Stillstandszeiten der Umwälzpumpe ausgesetzt sind. Durch Überhitzung der verwendeten Glykole werden diese gespalten und/oder zu organischen Säuren oxidiert, die die Reservealkalität im Medium absinken lassen. Geht die Schutzwirkung durch die Reservealkalität verloren bzw. sinkt der pH-Wert der Solarflüssigkeit signifikant unter den Neutralpunkt, so ist das Risiko eines mittel- bis langfristigen Korrosionsschadens gegeben.

Zwischen Fluidproben eines zeitverkürzten Tests mit maximaler Hitzebelastung auf einem Solarprüfstand und praxisbelasteten Proben lässt sich aufgrund von Probenvarianzen nur schwer eine Korrelation herstellen und daraus eine theoretische Lebensdauer für diese Fluide ableiten.

Thermisch gespaltene Abbauprodukte, die teerartigen Charakter aufweisen, backen durch andauernde Hitzeeinwirkung an die Absorberflächen und Rohrleitungen an und können diese irreparabel verkleben, so dass im Extremfall ein Totalaustausch des Kollektors erforderlich ist.

Grundsätzlich gibt es zur Lösung des erläuterten Hitzeproblems zwei Ansatzmöglichkeiten: Eine mechanische und eine chemische.

Mechanisch könnte die Bauart der Kollektoren dahingehend verändert werden, dass bei Überhitzung des Kollektors eine automatische – oder präventiv eine manuelle – Abdeckung des Kollektors erfolgt, so dass hier eine übermäßige Strapazierung der Solarflüssigkeit ausgeschlossen wäre.

Zur chemischen Lösung des Hitzeproblems müssten sich die Fluidhersteller neben der Konzentration auf noch besser hitzebeständige und wirksamere Additive vor allem auch mit der Basis der Wärmeträgerflüssigkeiten selbst, den Glykolen, beschäftigen und diese gegen andere, vergleichbare Medien austauschen.

## 6. Literatur

/1/ W. J. Rossiter et al.: The Determination of acidic Degradation Products in aqueous Ethylene Glycol and Propylene Glycol Solutions using Ion Chromatography, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, No. 9, 1983

/2/ F. A. Peuser, R. Croy, J. Schumacher, R. Weiß: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen, 1997, S. 83 ff.

/3/ W. Stichel: Inhibitoren für Wärmeträger in Solaranlagen, Schlußbericht zum BAM-Vorhaben Nr. 1346, 1994

/4/ American Society for Testing and Materials: Annual Book of ASTM Standards, ASTM D 1384 (Standard Test Method for Corrosion Test for Engine Coolants in Glassware), *jährliche Ausgabe*

/5/ F. A. Peuser, R. Croy, J. Schumacher, R. Weiß: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen, 1997, S. 88

## **USE OF GLYCOL-WATER MIXTURES IN SOLAR SYSTEMS FROM THE POINT OF VIEW OF THE MANUFACTURER**

Markus Hafner

Clariant GmbH

Werk Gendorf, R&D, Bau 300, D-84504 Burgkirchen, Germany

Tel.: +49 (0) 8679-7-2272

Fax: +49 (0) 8679-7-5085

e-mail: [markus.hafner@clariant.com](mailto:markus.hafner@clariant.com), Internet: [www.clariant.com](http://www.clariant.com)

### **Abstract**

In the last few years collector coatings became more efficient. Due to that increase of efficiency the resulting high temperatures in the idle running times of the circulating pump can decompose the additives of the heat transfer fluid (HTF) and the glycol into more or less defined products.

Among these products are organic acids which lower the reserve alkalinity of the HTF and limit the life time of the fluid. The risk of metal corrosion in the system rises rapidly without sufficient reserve alkalinity or with a significant decreased pH value.

In order to create thermal loads that exceed the ordinary application practice, there was constructed a test stand to estimate the life time of the heat transfer fluids. It is difficult to calculate life time of HTFs – based on a correlation of the test results and field experiences – due to the high sample variance among field samples. Therefore only qualitative predictions in the sense of „A is better than B“ can be made with this test standard.

Independent testings of the heat transfer fluids <sup>®</sup>Antifrogen L and a mixture of <sup>®</sup>Antifrogen N / <sup>®</sup>Antifrogen L showed a service time of 15 and 18 years without loosing their corrosion inhibiting ability, respectively.

Thermal cracked glycoles under continuous heat impact may adhere at the surface of the metal absorber or can lead to clogging the pipings in the system irreversible. The problem can be attributed to the lacking thermal stability of the glycol at high temperatures. It can be solved mechanically and chemically. The mechanical solution would designate a collector cover, automatically or manually and the chemical solution of the manufacturers can be the use of more effective additives and a possible exchange of the HTF basis.