

Technische Erfahrungen aus den solar unterstützten Nahwärmeeanlagen des Förderprogramms Solarthermie-2000

Dirk Mangold, Erich Hahne

*Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW)
 Universität Stuttgart, Pfaffenwaldring 6, D-70550 Stuttgart
 Tel.: +49-711-685-3279, Fax: +49-711-685-3242
 mangold@itw.uni-stuttgart.de, www.itw.uni-stuttgart.de*

Das Forschungsprogramm Solarthermie-2000 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) fördert im Teilprogramm 3 solar unterstützte Nahwärmesysteme mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher. Innerhalb des Programms mit einer Laufzeit von 1993 bis 2002 sind mittlerweile sieben Anlagen mit Langzeit-Wärmespeicher verwirklicht, denen vier solare Nahwärmeeanlagen mit Kurzzeit-Wärmespeicher vorausgingen. Alle Anlagen sind ohne große Probleme in Betrieb gegangen und funktionieren zuverlässig. Im Rahmen der wissenschaftlich-technischen Programmbegleitung, die für das Teilprogramm 3 durchgeführt wird, konnten die Anlagen detailliert vermessen und untersucht werden /1/. Aus den vielfältigen Ergebnissen zeigt dieser Bericht die technischen Erfahrungen.

Das Gesamtsystem einer solar unterstützten Nahwärmeeanlage

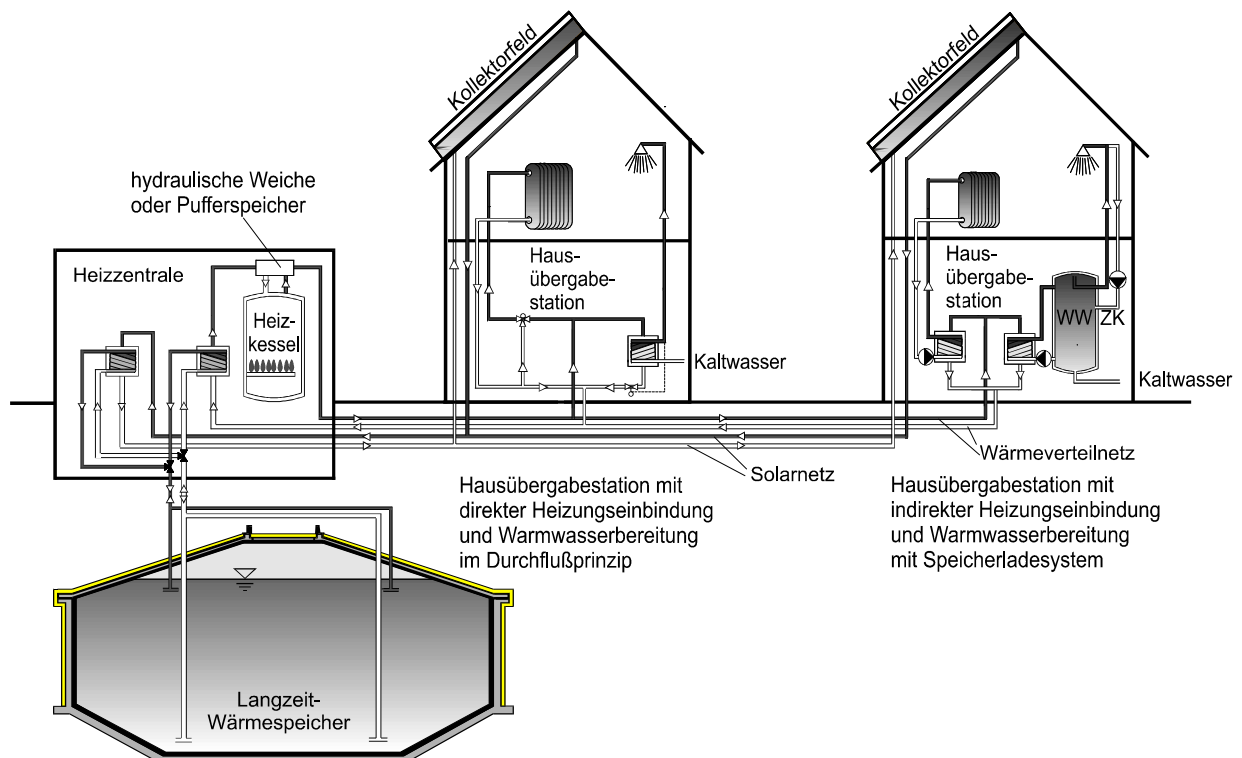


Abb. 1: Schema einer solar unterstützten Nahwärmeeanlage mit Langzeit-Wärmespeicher (WW: Warmwasserspeicher, ZK: Zirkulation)

Die von den Sonnenkollektoren gewonnene Wärme wird über das Solarnetz zur Heizzentrale transportiert und bei Bedarf direkt an die Gebäude verteilt (Abb. 1). Die Kollektoren sind auf den Dächern der Wohngebäude montiert, der saisonale Wärmespeicher ist in den Untergrund eingebaut. Das über das Wärmeverteilnetz gelieferte Heizwasser versorgt die Heizung und Trinkwassererwärmung der Gebäude. Die Heizwassererwärmung in der Heizzentrale verwendet die im Langzeit-Wärmespeicher gespeicherte Solarwärme und heizt bei Bedarf konventionell mit einem Gasbrennwertkessel nach. Die Auslegung und Planung solar unterstützter Nahwärmeanlagen ist detailliert in /2/ beschrieben.

Das Kollektorfeld



Abb. 2: Solar Roof in Rostock-Brinkmanshöhe
(Fa. Solvis, Architekt: Carewicz, AP, Rostock)

Die Kollektorfelder der Anlagen des Teilprogramms 3 sind auf Neubauten montiert. Während die ersten großen Felder teilweise noch auf dichten Dächern aufgeständert wurden, wird nun dachintegriert installiert. Die neuesten Anlagen sind mit Solardächern eingedeckt, bei denen die Absorberfläche in ein Fertigdachelement integriert ist. Das modernste Solardach mit eingebauten Dachfenstern und Blindelementen ist auf dem Projekt „Helios“ in Rostock-Brinkmanshöhe montiert (Abb. 2). Alle Kollektorflächen - auch die in den Solardächern - sind hinterlüftet ausgeführt, um die aus dem Gebäude unter die Kollektorfläche diffundierende Feuchtigkeit abführen zu können.

In mehreren Anlagen, in denen die Kollektoren als Module auf eine Holzdach-Unterkonstruktion montiert sind, waren die Toleranzen der Sparrenlage deutlich größer als in den Plänen vorgegeben. In einer der ersten Anlagen hat sich die Holzunterkonstruktion so stark verbogen, daß die Abdichtung zwischen den Kollektoren ihre Funktion nicht mehr erfüllen konnte und nachgearbeitet werden mußte.

Zur Überprüfung der Dichtigkeit des Kollektorfeldes wird dieses meist mit Wasser abgedrückt und gemessen, ob der aufgebrachte Druck in den zu überprüfenden Feldabschnitten über

Nacht erhalten bleibt. In frostfreien Nächten mit klarem Himmel und Außentemperaturen, die nur gering über 0 °C liegen, kann durch den Strahlungsaustausch zwischen den Absorberflächen und dem klaren, kalten Himmel das Wasser in den Kollektoren einfrieren und Frostschäden verursachen. Dies ist in mehreren Anlagen aufgetreten. Selbst in einem im Sommer abgedrückten Kollektorfeld entstand ein Frostschaden, als im Winter ein durch das Abdrücken mit Wasser gefülltes Blindrohr einfrohr. Ein unbeabsichtigtes Einfrieren des Kollektorfeldes kann vermieden werden, wenn mit Luft oder Stickstoff abgedrückt wird. Dies muß mit den ausführenden Firmen abgestimmt werden, da eine Wasserdichtigkeit der Rohrverbindungen nicht mit einer Gasdichtigkeit gleichgesetzt werden kann.

Um das Kollektorfeld an das Dach anzuschließen, werden teilweise bis zu 80 cm breite Blecheinfassungen geplant. Durch die in manchen Anlagen zu freitragende Montage wirft die Einblechung des Kollektorfeldes Falten. Auf einer stabilen Holzunterkonstruktion läßt sich das Blech ausreichend fest montieren.

Die meisten der Kollektorfelder sind nicht gemäß dem System nach Tichelmann verrohrt. Die gleichmäßige Durchströmung der Kollektoren ist durch eine dem Druckverlust entsprechende Dimensionierung einzelner Rohrleitungsabschnitte sichergestellt. Die Überprüfung einer gleichmäßigen Kollektorfelddurchströmung ist durch eine Thermografie des Feldes, durch eine Begehung des Kollektorfeldes bei Sonnenschein mit Kontrolle der Kollektorscheibentemperatur oder durch eine Temperaturmessung in den Rohrleitungen möglich.

Zum hydraulischen Abgleich mehrerer Kollektorfelder werden Strangreguliertventile eingesetzt. In manchen Anlagen mußten diese nach ein bis zwei Jahren nochmals nachgestellt werden. Es wird empfohlen, diese Arbeit in die Ausschreibung des Kollektorfeldes aufzunehmen.

Die Sicherheitstechnik großer Kollektorfelder hat sich seit deren Aufnahme in die Dampfkesselverordnung geklärt. Das für die Pilotanlage in Hamburg entwickelte System ist in Abbildung 3 dargestellt: Alle Kollektorfelder sind ohne feldinterne Absperrhähne installiert. Um bei Wartungsarbeiten nicht das gesamte Solarnetz ablassen zu müssen, kann jedes einzelne Feld mit einem Absperr- und einem Drei-Wege-Hahn vom Solarnetz getrennt werden. Der Drei-Wege-Hahn öffnet hierbei das Kollektorfeld und die Solarflüssigkeit läuft in einen mobilen Auffangbehälter. So kann auf ein Feldsicherheitsventil verzichtet werden. Alle Kollektorfelder sind nur über das Sicherheitsventil in der Heizzentrale abgesichert.

Ist bei starker Sonneneinstrahlung auf das Kollektorfeld keine ausreichende Wärmeabnahme gewährleistet, drückt der entstehende Dampf über das Sicherheitsventil die Solarflüssigkeit aus dem Kollektorfeld in den Auffangbehälter. Mündet die Abblaseleitung entsprechend den Vorschriften der DIN 4757 „beobachtbar“ frei in den Auffangbehälter, kann dies zu einer Luftanreicherung in der Solarflüssigkeit führen, so daß der Solarkreis nach mehrmaligem Abblasen entlüftet werden muß. Anlagen, die die Abblaseleitung unter Luftabschluß in den Auffangbehälter führen, weisen diese Probleme nicht auf.

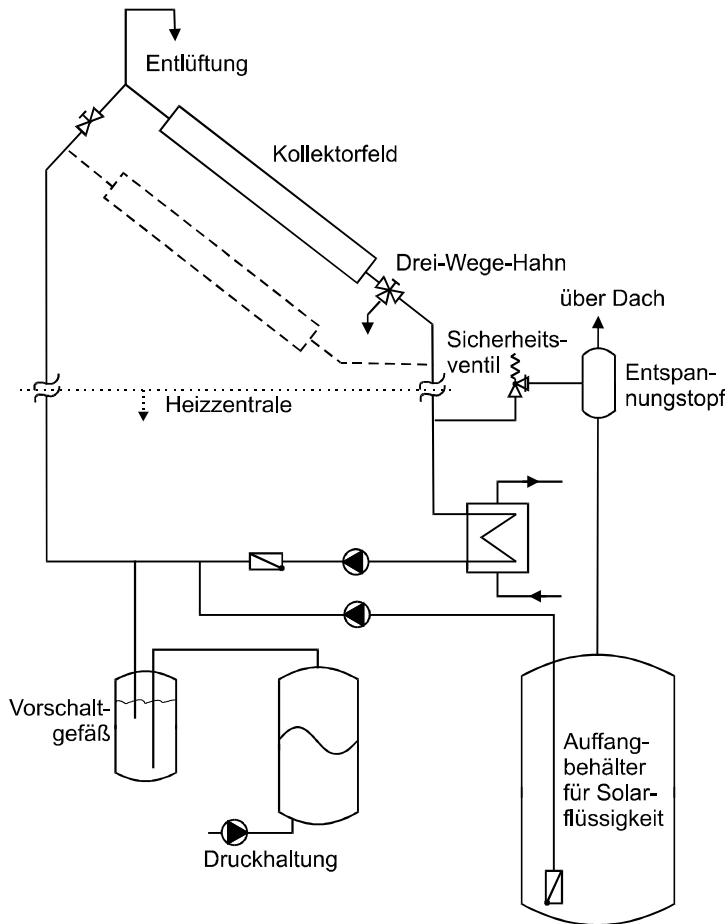


Abb. 3: Sicherheitstechnik großer Kollektorfelder

Nach einem Öffnen des Sicherheitsventils darf die Solaranlage nicht automatisch in Betrieb gehen, denn das Ventil muß zuvor überprüft werden. Eine automatische Wiederinbetriebnahme ist nur möglich, wenn parallel zum Sicherheitsventil ein Überströmventil installiert wird. Generell ist darauf zu achten, daß in beiden Ventilen eine Feder mit weicher Kennlinie verwendet wird, um Druckstöße beim Abblasen zu vermeiden.

Die Betriebserfahrungen zeigen, daß Kollektorfelder nicht so verrohrt sein müssen, daß sie komplett von unten nach oben durchströmt werden, um beim Abblasen möglichst wenig Dampf entstehen zu lassen. Auch in Feldern, die auf- und absteigend verrohrt sind oder deren Vor- und Rücklaufleitung im Dachfirst verlegt ist, erfolgt das Abblasen mit sehr kleinem Dampfverlust.

Das Solarnetz

Die Verwendung herkömmlicher Kunststoffmantelrohre für das Solarnetz, das die Kollektorfelder mit der Heizzentrale verbindet, hat sich bewährt. Die vom Hersteller angegebene Temperaturbelastungsgrenze liegt meist unter den Temperaturen, die beim Abblasen des Kollektorfeldes kurzzeitig in den Rohren auftreten können, doch konnte seit 1995 noch keine Veränderung an den Rohren festgestellt werden.

Die Pumpe des Solarkreises wird in der Regel ab einer Globalstrahlung in Kollektorebene von 150 W eingeschaltet, gemessen z.B. durch einen Pyranometer. Die Einschaltsschwelle von 150 W führt dazu, daß die Pumpe im Winter viele Stunden in Betrieb ist, ohne daß, aufgrund der tiefen Außentemperaturen, Wärme von der Solaranlage genutzt werden kann. Eine Reduzierung der Pumpenlaufzeit um ca. 20 % ohne eine nennenswerte Reduktion des solaren Nutzwärmeertrages ist möglich, wenn die Einschaltsschwelle auf 200 W erhöht oder ein außentemperaturabhängiger Strahlungswert als Einschaltkriterium verwendet wird. Die Pumpe des Sekundärkreises wird in der Regel ab einer für die Wärmeübertragung nutzbaren Temperaturdifferenz von 10 K eingeschaltet.

An kalten, sonnigen Wintertagen ist es möglich, daß durch den Betrieb des Solarkreises am

Wärmeübertrager Temperaturen unter 0 °C auftreten. Um in diesem Fall ein Einfrieren des Wassers auf der Sekundärseite des Wärmeübertragers zu verhindern, wird meist die Pumpe des Sekundärkreises kurz in Betrieb genommen, um den Wärmeübertrager zu erwärmen. Die hierdurch verursachte Durchmischung des Wärmespeichers kann verhindert werden, wenn die Pumpe des Solarkreises außer Betrieb genommen wird, sobald die Vorlauftemperatur des Solarkreises weniger als 4 °C beträgt. Durch ein kurzes Einschalten der Pumpe z.B. nach einer halben Stunde kann überprüft werden, ob mittlerweile die Vorlauftemperatur über 4 °C beträgt. Andernfalls wird die Pumpe wieder abgeschaltet.

Der Wärmeübertrager im Solarkreis ist in allen Anlagen ein Plattenwärmeübertrager und kann mit folgenden Kennwerten ausgelegt werden: Die Kollektorfelddleistung bei Flachkollektoren wird mit 600 W/(m² Kollektorfläche) angesetzt. Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz der Wärmeübertragung sollte nicht über 5 K betragen bei einer Temperaturdifferenz zwischen der Ein- und Austrittstemperatur am Wärmeübertrager von 35 K auf der Seite des Solarkreises. Der Wärmekapazitätsstrom sollte für beide Seiten des Wärmeübertragers gleich sein.

Um die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz der Wärmeübertragung auf maximal 5 K begrenzen zu können, kann es sinnvoll sein, zwei Plattenwärmeübertrager in Serie zu schalten, anstatt einen großen Wärmeübertrager mit überproportional vielen Platten zu verwenden. Bei der Auslegung des Wärmeübertragers ist die Glykolarart und deren Anteil im Wärmeträgerfluid des Solarkreis zu berücksichtigen. In einer Anlage wurde festgestellt, daß das Auslegungsprogramm des Herstellers die Leistungsfähigkeit des Plattenwärmeübertragers höher berechnet hat, als diese im Betrieb gemessen werden konnte.

Heizkessel und Pufferspeicher

Wird mit der Solaranlage ein Langzeit-Wärmespeicher mit Wasser als Speichermedium erwärmt, kann die von der Solaranlage gelieferte Wärme direkt in den Langzeit-Wärmespeicher übertragen werden. Reicht die vom Speicher entnommene Temperatur nicht aus, wird über einen Kessel nachgeheizt, der z.B. seriell zum Speicher über eine hydraulische Weiche an das Nahwärmenetz angeschlossen ist (Abb. 1). Sind im Nahwärmenetz nur wenige Hausübergabestationen mit großen Wärmelasten vorhanden, führt dies zu hohen Leistungsschwankungen im Nahwärmenetz, die über die hydraulische Weiche und die Regelung des Heizkessels nur unzureichend ausgeglichen werden können. Die Folge ist eine stark, bis über 10 K schwankende Netzvorlauftemperatur. In diesem Fall wäre eine parallele Einbindung des Heizkessels (Abb. 4) besser, da die Leistungsschwankungen im Nahwärmenetz durch den Pufferspeicher ausgeglichen werden können. Sind im Nahwärmenetz viele Hausübergabestationen mit kleiner Anschlußleistung installiert, wie z.B. in einer Reihenhaussiedlung, treten die beschriebenen Probleme nicht auf.

Bei Langzeit-Wärmespeichern, die keine hohen Beladeleistungen aufweisen, wie z.B. bei Erdsonden- oder Aquifer-Wärmespeichern, oder Anlagen mit Kurzzeit-Wärmespeicher ist ein Pufferspeicher notwendig. Hierbei kann der Pufferspeicher von der Solaranlage und dem

Heizkessel **parallel** genutzt werden (Abb. 4), oder der Pufferspeicher wird nur von der Solaranlage genutzt und der Heizkessel wird **seriell** nachgeschaltet (Abb. 5).

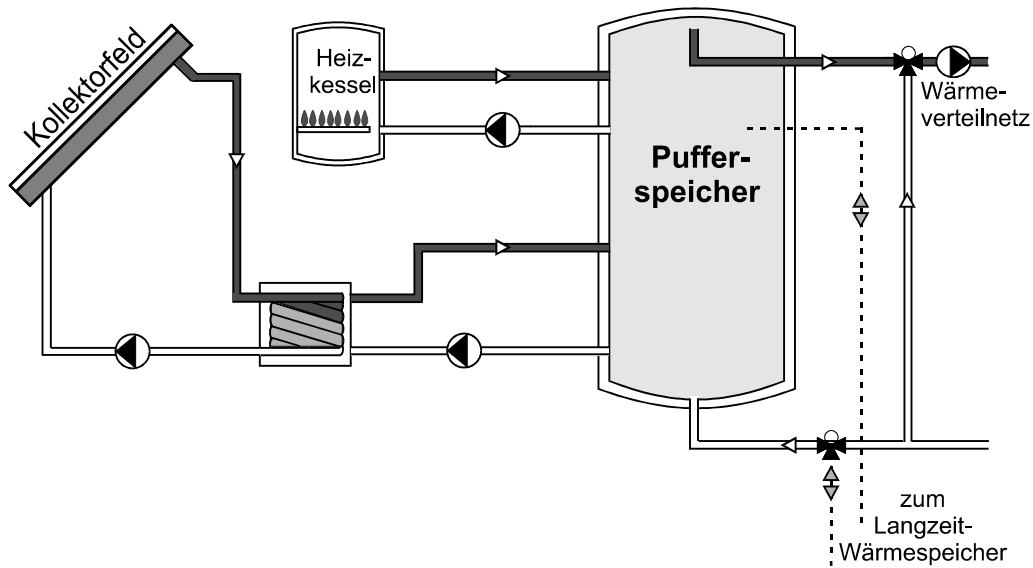


Abb. 4: Anlagenschema mit paralleler Einbindung des Heizkessels in den Pufferspeicher

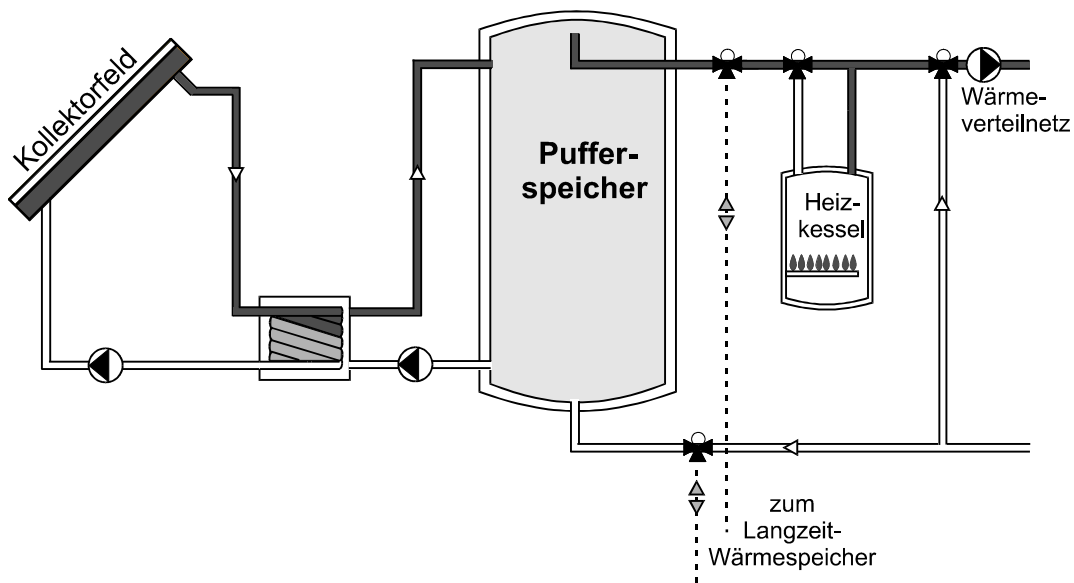


Abb. 5: Anlagenschema mit serieller Einbindung des Heizkessels nach dem Pufferspeicher

Bei einer parallelen Einbindung des Heizkessels in den Pufferspeicher der Solaranlage kann der Kessel einen Teil des Pufferspeichervolumens erwärmen. Dies führt einerseits zu einem gleichmäßigeren Betrieb des Kessels und das Takten des Kessels kann reduziert werden, andererseits erhöhen sich die jährlichen Speicherverluste im Vergleich zur seriellen Einbindung des Kessels.

Eine Erwärmung des unteren Speichervolumens durch die vom Kessel erwärmten oberen Speicherschichten würde den Solarertrag verringern. Die in den Pilotanlagen eingebauten Pufferspeicher ohne Schichtbeladeeinrichtung weisen keine gute Temperaturschichtung auf.

Teilweise wurden von den Betreibern selbst entworfene Schichtbeladeeinrichtungen eingebaut, die die Durchmischung des Pufferspeichers zwar reduzieren, aber noch keine Temperaturschichtung im Speicher erreichen, die eine parallele Einbindung des Heizkessels in den Pufferspeicher ohne Nachteile für den Betrieb der Solaranlage ermöglichen.

Wird nur ein Heizkessel verwendet, führt die serielle Einbindung des Heizkessels zum Takten des Kessels, wenn die vom Pufferspeicher entnommene Temperatur nur wenige Grad unter dem Sollwert der Vorlauftemperatur des Wärmeverteilnetzes liegt. Dann ist die zur Erwärmung notwendige Wärmeleistung kleiner als die kleinste mögliche Wärmeleistung des Kessels. In einer Anlage mit ungünstigen Bedingungen erzielte der Gasbrennwertkessel zu Beginn der Messungen einen Wirkungsgrad von nur ca. 50 %. Wenn zusätzlich ein Heizkessel mit kleinerer Leistung installiert wird, kann das Takten der Kesselanlage stark reduziert werden.

In mehreren Anlagen wurden Sicherheitstempurwächter in den Pufferspeicher eingebaut, die bei einer oberen Pufferspeichertemperatur von 90 °C die Beladepumpe abschalteten. Diese Standardeinstellung kann nicht bei allen Fabrikaten erhöht werden, so daß auch Sicherheitstempurwächter ausgetauscht werden mußten, um eine maximale Temperatur im Pufferspeicher von 98 °C zu ermöglichen und dadurch den Speicher vollständig nutzen zu können. In einer Anlage mußte der Pufferspeicher umgebaut werden, da aufgrund ungünstig angebrachter Anschlüsse nur rund 85 % des Speichervolumens genutzt werden konnten.

Wird mit dem Pufferspeicherwasser über einen Plattenwärmeübertrager Trinkwasser erwärmt, könnte der Wärmeübertrager auf der Trinkwasserseite verkalken, da die Vorlauftemperatur aus dem Pufferspeicher bis zu 98 °C betragen kann. Um ein Verkalken des Wärmeübertragers zu vermeiden, muß zum Vorlauf aus dem Pufferspeicher Wasser aus dem Rücklauf beigemischt werden. Anfangs wurden hierzu thermostatische Mischventile verwendet, die über die Jahre jedoch nicht zuverlässig funktionieren. Entweder muß die Einstellung des Mischventils mehrmals jährlich kontrolliert und manuell nachgestellt werden, oder es wird ein temperaturgeregeltes Motorventil eingebaut.

Die Haustechnik

Die Auslegung des Heizsystems und die Art der Trinkwassererwärmung bestimmt die Rücklauftemperatur des Nahwärmenetzes. Diese ist entscheidend für die Höhe des solaren Nutzwärmeertrages. Niedertemperatur-Heizsysteme sind einem konventionellen Heizsystem mit im Auslegungsfall 70 °C Vorlauftemperatur und 40 °C Rücklauftemperatur vorzuziehen, da durch sie tiefere Netzurücklauftemperaturen zu erreichen sind. Da die Verwirklichung von Niedertemperatur-Heizsystemen zu Mehrkosten im Vergleich zu einem konventionellen Heizsystem führt, ist die Netzurücklauftemperatur und dadurch letztendlich der solare Nutzwärmeertrag abhängig vom Engagement des Bauträgers und des Planers. Daß selbst im Mietwohnungsbau ein Niedertemperatur-Heizsystem mit im Auslegungsfall 45 °C Vorlauftemperatur und 30 °C Rücklauftemperatur möglich ist, verwirklicht durch Radiatoren mit elektronischen Heizkostenverteilern, zeigt das Projekt „Helios“ in Rostock-Brinkmanshöhe.

Da jeder Wärmeübertrager die Rücklauf­temperatur durch die zur Wärmeübertragung notwendige Temperaturdifferenz um bis zu 5 K anhebt, ist ein Raumheizsystem, das direkt ohne Wärmeübertrager an die Nahwärmeversorgung angeschlossen wird, einem indirekt angeschlossenen System vorzuziehen (Abb. 1). In den Pilotanlagen ist die direkte Heizungseinbindung jedoch nicht überall verwirklicht, da die Betreiber des Nahwärmenetzes durch den Einbau eines Wärmeübertragers ihr Netz vom Hausnetz trennen wollen.

Eine Trinkwassererwärmung mit an das Nahwärmenetz angeschlossenen Durchlauferhitzern führt in der Regel zu tieferen Netzrücklauf­temperaturen als mit Speicher­ladesystemen (Abb. 1). In großen Mehrfamiliengebäuden können jedoch nur Speicher­ladesysteme eingesetzt werden. Durch die notwendige Erwärmung des Rück­laufs der Trinkwasserzirkulation können diese Systeme zu hohen Netzrücklauf­temperaturen von im Durchschnitt 50 bis 55 °C führen. Tiefere Temperaturen werden in den Pilotanlagen nur von erfahrenen Betreibern, meist Stadtwerken, erreicht, die jede einzelne Hausübergabestation im Hinblick auf eine möglichst tiefe Netzrücklauf­temperatur optimieren.

Insgesamt wurde durch die jede Pilotanlage begleitenden Messungen festgestellt, daß die konventionelle Haustechnik meist nicht mangel­frei ausgeführt wurde. Die häufigsten Mängel sind hydraulisch nicht abgegliche­ne Trinkwasser- und Raum­heizungssysteme, Platten­wärm­übertrager mit zu kleinen Übertragungsleistungen und Regelungsprobleme im außertempe­raturgeführten Heizsystem.

Die Einflußnahme des Betreibers der Nahwärmeversorgung auf die Haustechnik ist nur sehr eingeschränkt gegeben, da sein Nahwärmesystem an der Hausübergabestation endet. Eine möglichst tiefe Netzrücklauf­temperatur zur Erzielung eines möglichst hohen solaren Nutz­wärmeertrages kann nur durch eine stetige Projektbegleitung erreicht werden, die alle Betei­ligten, besonders die ausführenden Firmen, einbezieht und motiviert.

Literatur

- /1/ Benner, M.; Mahler, B.; Mangold, D.; Schmidt, T.; Schulz, M.; Seiwald, H.:
Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher (Sep­tember 1994 bis Oktober 1998), Forschungsbericht zum BMBF-Vorhaben 0329606 C,
ITW, Uni Stuttgart, 1999, ISBN 3-9805274-0-9
- /2/ Hahne, E. et. al.:
Solare Nahwärme - Ein Leit­faden für die Praxis, BINE-­Informationspaket, TÜV-Verlag,
Köln, 1998, ISBN 3-8249-0470-5

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 0329606 S gefördert. Die Autoren danken für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.