

Erfahrungen und Ergebnisse aus der Umsetzung der Bundesforschungsprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus

D. Mangold

Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme
Nobelstr. 15, D-70569 Stuttgart, Tel.: 0711-673 2000 0, Fax: 0711-673 2000 99
info@solites.de, www.solites.de

Durch das Bundesforschungsprogramm Solarthermie-2000 wurde 1993 eine langfristige Basis geschaffen, um durch die wissenschaftliche Begleitung realisierter Pilotanlagen mit mindestens 100 m² Kollektorfläche eine schrittweise Entwicklung zuverlässiger, effizienter und möglichst wirtschaftlicher solarthermischer Großanlagen zu ermöglichen.

Seit März 2004 wird die Forschung und Entwicklung durch das Forschungskonzept Solarthermie2000plus des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) erweitert: zukünftig werden solarthermische Großanlagen für Wohn-, Büro- und Industriebauten mit solaren Deckungsanteilen am Gesamtwärmebedarf von 10 bis über 60 % ebenso gefördert wie Anlagen zur solaren Kühlung oder auch zur solaren Prozesswärmeunterstützung.

1 DAS FORSCHUNGSPROGRAMM SOLARTHERMIE-2000

1993 begann das ehemalige Bundesforschungsministerium (BMF) mit dem Energieforschungsprogramm Solarthermie-2000 die Entwicklung der Technik solarthermischer Großanlagen und den Bau von Demonstrationsanlagen zu fördern. Solarthermie-2000 wurde von 1998 bis 2002 durch das damalige Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) weitergeführt und 2004 vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) durch das Folgeprogramm Solarthermie2000plus abgelöst. Solarthermie-2000 war in drei Teilprogramme (TP) gegliedert:

TP 1: Langzeitverhalten thermischer Solaranlagen

Im Rahmen dieses Teilprogramms wurden unter Leitung der ZFS - Rationelle Energietechnik GmbH an ausgewählten Solaranlagen des Zukunftsinvestitionsprogramms (ZIP), die bereits in den Jahren 1978-1983 installiert wurden, Untersuchungen zum Betriebsverhalten und zu Alterungserscheinungen nach über 15- bis 20-jährigem Anlagenbetrieb durchgeführt. Ein Hauptergebnis ist, dass eine Lebenserwartung der Solaranlagen von über 20 Jahren nachgewiesen werden konnte. Das Teilprogramm wurde im Juli 1997 abgeschlossen, die Ergebnisse sind detailliert z. B. in /1/ veröffentlicht.

TP 2: Große solarthermische Anlagen auf öffentlichen Gebäuden

Dieses Teilprogramm beinhaltete die Errichtung von über 60 mittelgroßen Forschungs- und Demonstrationsanlagen mit mindestens 100 m² Kollektorfläche zur thermischen Nutzung der Sonnenenergie überwiegend für die Trinkwassererwärmung. Die Planung und der Bau der Anlagen wurden technisch begleitet, ihr Betrieb wird wissenschaftlich analysiert. Hierdurch konnte die Funktionssicherheit und die hohe Leistungsfähigkeit von knapp dimensionierten Anlagen nachgewiesen werden. Die Ergebnisse flossen in die neue VDI-Richtlinie 6002 - Blatt 1 "Solare Trinkwassererwärmung- Allgemeine Grundlagen

zur Planung, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau“ ein und sind u.a. in der Literatur /1-3/ dokumentiert.

TP 3: Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher

Wesentliches Ziel einer solar unterstützten Nahwärme mit Langzeit-Wärmespeicher ist es, durch saisonale Wärmespeicherung solare Deckungsanteile von ca. 50 % des Jahresheizwärmebedarfs für Heizung und Trinkwassererwärmung zu erreichen. Die dazu notwendige Kollektorfläche sollte mindestens 1000 m² groß sein. Die Projektentwicklung und Anlagendimensionierung wurde ebenso wissenschaftlich begleitet wie die Planung und Bauausführung. Wie im TP 2 werden durch ein mehrjähriges Messprogramm die Anlagenfunktion und die Systemeffizienz evaluiert, begleitet durch FuE-Arbeiten zur Optimierung der System- und Speichertechniken. In den bisher acht errichteten Pilot- und Demonstrationsanlagen zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung von Neubausiedlungen mit saisonalen Wärmespeichern und hohen solaren Deckungsanteilen von 30 bis 50 % des Gesamtwärmebedarfs (Trinkwassererwärmung und Raumheizung) wurden unterschiedliche, aussichtsreiche Konzepte und Techniken von - wenn möglich - dachintegrierten Großkollektoren und Wärmespeichern erprobt und die prinzipielle Funktionstüchtigkeit derartiger Konzepte nachgewiesen /4-8/.

Durch die begleitenden wissenschaftlichen Messprogramme der drei Teilprogramme konnten Systemmängel erkannt und Möglichkeiten zur technischen und wirtschaftlichen Optimierung aufgezeigt werden. Die Bau- und Betriebserfahrungen werden von Komponenten- und Systemherstellern, Anlagenplanern, Installationsfirmen und Betreibern genutzt, um die Solartechnik und deren Einbindung in die konventionelle Heizungstechnik weiter zu verbessern.

2 Unterschiedliche Systeme und Dimensionierungsempfehlungen

Von der ZFS - Rationelle Energietechnik GmbH wurden Auslegungskennwerte entwickelt, die für **Großanlagen zur Trinkwassererwärmung** zu einem solaren Zapf-Deckungsanteil von 30 % führen. Dieses Konzept, die Solaranlagen relativ knapp zu dimensionieren, hat sich bewährt. Hierdurch werden unwirtschaftliche und eventuell die Lebensdauer der Kollektorkreis Komponenten negativ beeinflussende Stillstandszeiten des Kollektorfeldes vermieden. Pro ca. 65-70 l täglichem Warmwasserverbrauch soll höchstens 1 m² Flachkollektorfläche (FK) installiert werden. Für das Pufferspeichervolumen werden ca. 50 l je m²_{FK} empfohlen.

Höhere Energieeinsparungen als mit Solaranlagen zur reinen Trinkwassererwärmung können erreicht werden, wenn auch die Heizung solar unterstützt wird. Bei Kleinanlagen werden solche **Kombisysteme** seit einigen Jahren zunehmend installiert. Für Großanlagen ist die Systemgestaltung, -auslegung und -anbindung wesentlich komplexer. Um eine ähnliche Entwicklung wie bei Kleinanlagen auch für Großanlagen anzustoßen, werden zur Zeit durch ein Verbundforschungsvorhaben auch für diesen Bereich Planungsgrundlagen auf Basis von Analysen an Forschungs- und Demonstrationsanlagen erarbeitet (www.solarkombianlagen-xl.info).

Solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Kurzzeit-Wärmespeicher werden auf 7 bis 15 % solaren Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf für Raumheizung und Trinkwassererwärmung ausgelegt. Die Einbindung solarthermischer Wärme in ein Nahwärmesystem ermöglicht den Bau großer, zusammenhängender Kollektorflächen, die im Vergleich zu Kleinanlagen wesentlich kostengünstiger sind. Der solare Deckungsanteil gibt den Prozentsatz der durch Solarenergie ersetzten und damit eingesparten fossilen Endenergiemenge an.

Als grobe Anhaltswerte zur Dimensionierung für diese Solarsysteme kann eine Flachkollektorfläche von 0,8 bis 1,2 m² pro zu versorgender Person und ein Pufferspeichervolumen von 50 bis 100 l/m²_{FK} angesetzt werden.

Ziel einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit **Langzeit-Wärmespeicher** ist ein solarer Deckungsanteil von 50 % und mehr am Gesamtwärmebedarf einer größeren Wohnsiedlung (mehr als 100 Wohnungen). Bild 2 zeigt ein Anlagenschema mit unterschiedlichen Möglichkeiten zur Einbindung des Nahwärmenetzes in die Gebäudetechnik.

Generell sollte zur Anlagendimensionierung ein genaues Verbrauchsprofil ermittelt werden. Für die Planung eines saisonalen Wärmespeichers sind detaillierte Simulationsrechnungen unerlässlich. Meist wird hierzu das Simulationsprogramm TRNSYS [9] verwendet.

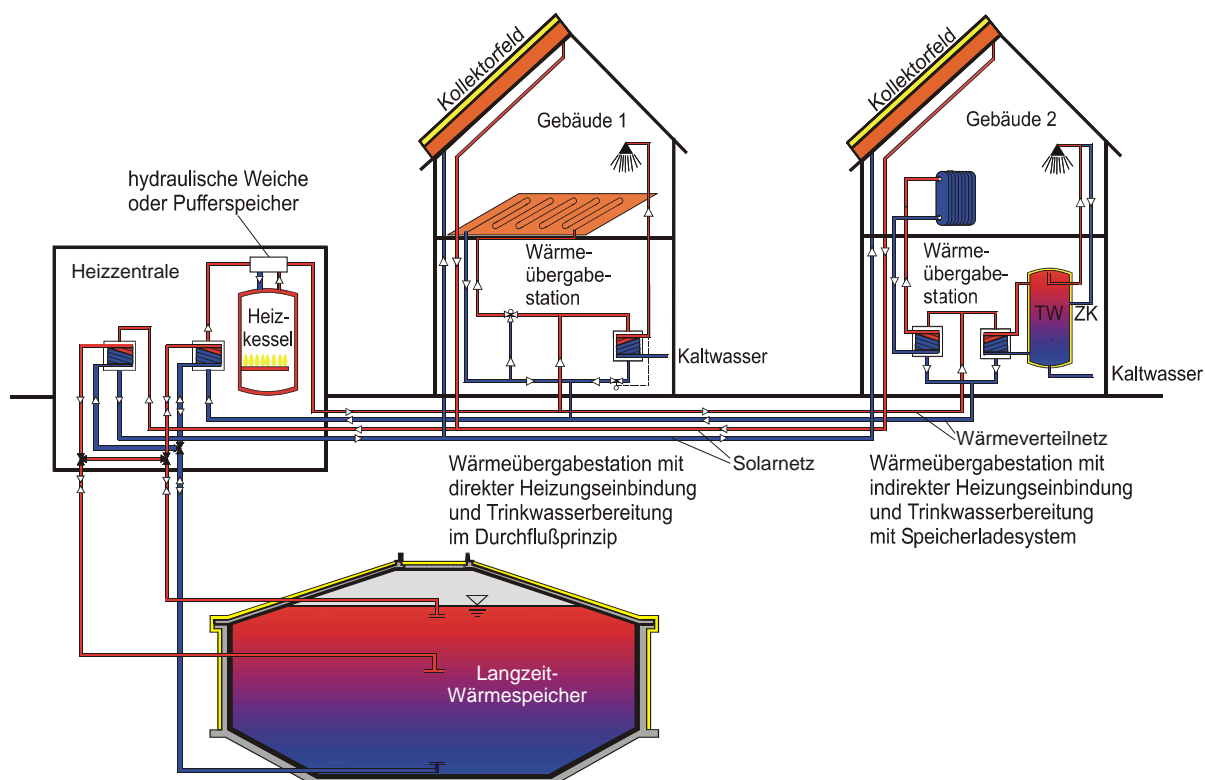


Bild 1: Anlagenschema für solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher (TW: Trinkwasserspeicher, ZK: Zirkulation)

Die von den Sonnenkollektoren gewonnene Wärme wird über das Solarnetz zur Heizzentrale transportiert und bei Bedarf direkt an die Gebäude verteilt (Bild 1). Die Kollektoren sind auf ausgewählten 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 Wärmeerzeugung in der Heizzentrale verwendet die im Langzeit-Wärmespeicher gespeicherte Solarwärme und heizt bei Bedarf konventionell, z.B. mit einem Gasbrennwertkessel nach. Die Auslegung und Planung solar unterstützter Nahwärmeeinrichtungen ist detailliert in [4] beschrieben.

In den realisierten Pilotanlagen mit saisonalem Wärmespeicher wurden, je nach Anlagengröße, 1,4 bis 2,4 m² Flachkollektorfläche je MWh jährlichem Wärmebedarf installiert. Das Speichervolumen beträgt 1,4 bis 2,1 m³ Wasseräquivalent je m²_{FK}. Für die Planung eines saisonalen Wärmespeichers sind detaillierte Simulationsrechnungen unerlässlich, die das thermische Verhalten der Energieerzeuger, der Wärmespeicher, ggf. des Nahwärmenetzes und der Wärmeverbraucher dynamisch berechnen. Mit diesen Simulationsrechnungen sollte zusätzlich die Funktion des geplanten Systems überprüft und bei Bedarf auf eine möglichst hohe Energieeinsparung bzw. niedrige Wärmekosten optimiert werden.

Zur saisonalen Wärmespeicherung wurden vier Konzepte entwickelt: Heißwasser-, Kies/Wasser-, Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeicher. Seit Beginn des Jahres 2000 ist jeder Speichertyp in mindes-

tens einer Pilotanlage gebaut und in Betrieb. Es konnte gezeigt werden, daß saisonale Wärmespeicherung in großem Maßstab in der Praxis anwendbar ist – und funktioniert. Tabelle 1 fasst die wichtigsten Daten der unterschiedlichen Speichertypen zusammen.

Tabelle 1: Daten der unterschiedlichen Baukonzepte für Langzeit-Wärmespeicher

Heißwasser-Wärmespeicher	Kies-Wasser-Wärmespeicher	Erdsonden-Wärmespeicher	Aquifer-Wärmespeicher
Speicheraufbau			
Wärmegeämmter, wassergefüllter, ins Erdreich eingegrabener Behälter mit Tragwerkkonstruktion meist aus Stahlbeton	Wärmegeämmtes, zum Erdreich hin mittels Kunststoffolie abgedichtetes Kies-Wasser-Gemisch	vertikale Doppel-U-Rohr-Erdwärmesonden in wassergesättigtem Erdreich	Verfilterte Brunnen in natürlich vorkommenden, möglichst nach oben und unten abgeschlossenen Grundwasserschichten
Anforderungen an den Standort			
gut stehender Boden, Bodenklasse II-III, möglichst kein Grundwasser, 5 bis 15 m Tiefe	gut stehender Boden, Bodenklasse II-III, möglichst kein Grundwasser, 5 bis 15 m Tiefe	gut bohrbarer Boden, Bodenklasse I-III, geringe Durchlässigkeit ($k_f < 10^{-10}$ m/s), geringe Fließgeschwindigkeit (< 1 m/a), 30 bis 100 m tief	abgeschlossen nach oben und unten durch dichte Schicht, hohe Porosität, Grundwasser und hohe Durchlässigkeit ($k_f > 10^{-4}$ m/s) notwendig; geringe Fließgeschw., 20 bis 50 m mächtig
Speichermedium			
Wasser	Kies-Wasser-Gemisch	Formation im Untergrund, bevorzugt hohe Wärmeleitfähigkeit	wassergesättigte Formation im Untergrund
Speicherkapazität			
60 bis 80 kWh/m ³	30 bis 50 kWh/m ³	15 bis 30 kWh/m ³	30 bis 40 kWh/m ³
Speichervolumen für 1 m³ Wasseräquivalent			
1 m ³	1,3 bis 2 m ³	3 bis 5 m ³	2 bis 3 m ³
Realisierte Projekte (Standort, Speichervolumen, Betrieb seit)			
Hamburg, 4.500 m ³ , 96 Friedrichshafen, 12.000 m ³ , 96 Hannover, 2.700 m ³ , 00 München, 5.700 m ³ , im Bau	Stuttgart, 1.050 m ³ , 85 Chemnitz, 8.000 m ³ , 95-99 Augsburg, 6.500 m ³ , 96 Steinfurt, 1.500 m ³ , 99	Neckarsulm, 63.300 m ³ , 01 Crailsheim, 37.500 m ³ , im Bau	Berlin, keine Angabe, 99 Rostock, 20.000 m ³ , 00

Bei allen Speichertypen, insbesondere bei Aquifer- und Erdsonden-Wärmespeichern, ist eine hydrogeologische Voruntersuchung des Speicherstandortes unbedingt erforderlich. Geklärt werden müssen unter anderem die Schichtenabfolge, Lage und Neigung des Grundwasserspiegels, hydraulische Durchlässigkeit des Untergrunds sowie Strömungsgeschwindigkeit und -richtung des Grundwassers.

Die Technik der Langzeit-Wärmespeicherung befindet sich derzeit noch in der Entwicklungsphase. Es existiert kein Standardkonzept, die Wärmespeicher müssen für den jeweiligen Standort individuell geplant werden und sind darum oft Bestandteil eines Forschungs- und Entwicklungsprojektes.

Weitere Forschungsarbeiten sowie der Bau von Pilotanlagen werden Bautechnik, Baumaterialien sowie Aufbau der Wärmespeicher weiter verändern und die Baukosten senken. Dies hat die Vergangenheit

bewiesen, indem durch jedes realisierte Projekt die praktischen Erfahrungen erweitert wurden sowie durch dieses Wissen national wie international verbesserte Systeme errichtet werden konnten.

3 HINWEISE FÜR DIE PROJEKTENTWICKLUNG

3.1 Erstellung eines Energiekonzeptes

Vor der Verwirklichung einer solarthermischen Großanlage sollte ein Energiekonzept erstellt werden, das die mit der Solaranlage erzielbare Energieeinsparung sowie die hierfür notwendigen Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten in Relation setzt zu weiteren möglichen Energieeinsparmaßnahmen. Durch die Betrachtung der Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Energieeinsparmaßnahmen kann ein Maßnahmenpaket erstellt werden, das bei minimierten Kosten ggf. eine Solaranlage beinhaltet.

Vor dem Planungsbeginn eines saisonalen Wärmespeichers muss untersucht werden, ob die angestrebte Minderung der CO₂-Emissionen von z. B. 50 % mit alternativen Techniken wie Kraft-Wärme-Kopplung, dem Einsatz von Biomasse oder Ähnlichem bei besserer Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage erreicht werden kann. Nur wenn mit dem Einsatz eines saisonalen Wärmespeichers das angestrebte Umweltschutzziel in Abhängigkeit der örtlichen Randbedingungen mit den geringsten Mehrkosten erreicht werden kann, ist der Bau des Speichers zu empfehlen.

3.2 Frühzeitige Projektentwicklung

Die Verwirklichung einer solar unterstützten Nahwärmesiedlung mit saisonalem Wärmespeicher stellt an die Projektbeteiligten in der Regel Anforderungen, die oft neu und ungewohnt sind. Aus diesem Grund ist eine frühzeitig beginnende Projektentwicklung, die im Neubau noch vor der Verabschiedung eines Bebauungsplanes und im Bestand noch vor dem Beginn der Planung möglicher Sanierungsmaßnahmen einsetzt, unbedingt notwendig für den Projekterfolg. Dieser kann durch einen integralen Planungsablauf, der von stadtplanerischen Festlegungen bis zur Wohnungsheizung und Trinkwassererwärmung alle Systeme und Randbedingungen umfasst, die ein solar unterstütztes Nahwärmesystem mit saisonalem Wärmespeicher beeinflussen, sichergestellt werden.

3.3 Rechtliche Randbedingungen zum Kollektorfeld

Zur Verwirklichung einer großen Kollektorfläche stehen prinzipiell drei Möglichkeiten zur Verfügung:

1. Das Kollektorfeld wird auf dem Boden aufgeständert:

Für solarthermische Kollektoren wird diese Montageweise fast ausnahmslos im Ausland (Dänemark, Schweden) angewandt. In Deutschland werden die Kollektoren aufgrund der hohen Bodenpreise fast nur auf Gebäuden montiert.

2. Das Kollektorfeld wird vom Gebäudeeigentümer montiert:

Da das Kollektorfeld dem Hausbesitzer gehört, sind die Eigentumsverhältnisse einfach und klar.

3. Das Kollektorfeld wird auf einem fremden Gebäude montiert:

Dies ist der Fall, wenn z.B. ein Contractor oder ein Stadtwerk ein Kollektorfeld auf dem Dach eines Mehrfamiliengebäudes montiert. Das Kollektorfeld wird vom Betreiber und nicht vom Hausbesitzer finanziert. In diesem Fall ist zu beachten, dass alles, was fest mit dem Gebäude verbunden ist (wie ein Kollektorfeld) und zur Funktion des Gebäudes unabdingbar notwendig ist, bei Montage in das Eigentum des Gebäudes übergeht. Dies bedeutet, dass ein dachintegriertes Kollektorfeld, das die alleinige wasserführende Dachhaut bildet, nach Montage dem Hausbesitzer gehört, da ein dichtes Dach unabdingbar notwendig ist. Soll das Eigentum am Kollektorfeld dem Betreiber gesichert werden, ist dies auch bei dachintegrierten Kollektorfeldern möglich, wenn unter den Kollektoren ein Unterdach mon-

tiert wird. Zur Sicherstellung der dauerhaften Dachfunktion kann z.B. zwischen Betreiber und Hauseigentümer vereinbart werden, dass der Betreiber bei Demontage des Kollektorfeldes dieses durch eine Ziegeleindeckung o.ä. ersetzt.

Die Nutzung des Daches zur Energiegewinnung, der Zugang zum Kollektorfeld für Wartungen etc. wird in der Regel über im Grundbuch eingetragene Dienstbarkeiten abgesichert. Ein Nutzungsentgelt für das Dach wurde bei keinem der von uns betreuten Kollektorfelder vereinbart.

4 TECHNISCHE ERGEBNISSE UND ERFAHRUNGEN

4.1 Das Kollektorfeld

4.1.1 Entwicklung der Bauweisen großer Kollektorfelder

Das 1993 als erstes dachintegriertes Kollektorfeld eines solar unterstützten Nahwärmesystems montierte 120 m² große Feld in Ravensburg wurde noch „on-site“ montiert. Hierbei wurde das Kollektorfeld aus seinen Einzelteilen direkt vor Ort auf dem Dach aus Wärmedämmung, Absorber, Rahmen und Glasabdeckung zusammengesetzt.



Bild 2: Montage von großen Kollektorflächen in Hamburg-Bramfeld 1996 (links) und eines Solardachs in Friedrichshafen 2004 (rechts)

Aufgrund der Witterungsabhängigkeit dieser Montageart und dem hohen Zeitbedarf wird heute fast ausschließlich mit großen Kollektormodulen gearbeitet (Bild 2 links). Eine Weiterentwicklung dieser Montageart ist die Solardach-Lösung



Bild 3: Solardach auf der Grundschule in Neckarsulm

(Bild 2 rechts). Hierbei wird das Kollektorfeld projektspezifisch vorwiegend manuell als Fertigdachelement gefertigt. Dachfenster etc. sind einfach integrierbar, die architektonische Lösung ist ästhetisch (Bild 3). Der projektbezogene Aufwand seitens des Kollektorlieferanten ist jedoch hoch.



Bild 4: Kollektorfeld in Neckarsulm - Eugen-Bolz-Straße (360 m²)

als zweite Dichtebene unter den Kollektoren verläuft, auch in die Dachrinne entwässert. Sonst könnte im Havariefall ggf. heißes Wärmeträgerfluid auf die Balkone fließen und Verbrühungen verursachen.

Das 1994 montierte Kollektorfeld im Nahwärmenetz „Eugen-Bolz-Strasse“ in Neckarsulm (Bild 4) zeigt eine typische Integrationsmöglichkeit: Das dachintegrierte Kollektorfeld bildet das Süddach des obersten, zurückgezogenen Stockwerks. Der Rücksprung, durch Balkone genutzt, und die flache Neigung des Kollektorfeldes ermöglichen die Einhaltung der Gebäudeproportionen. In diesem Fall ist unbedingt darauf zu achten, dass die Unterspannbahn, die



Bild 5: Kollektorfeld in Hannover-Kronsberg 2000

Zur Solarcity in Hannover-Kronsberg wurde eine Dachintegration entwickelt, die durch das Verziehen des Süddaches auf zwei Ebenen die Integration von Südfenstern ermöglicht (Bild 5). Dies erhöht die Wohnqualität deutlich, da hierdurch der Sonneneinfall in die Wohnräume ermöglicht wird. Diese Entwurfsidee zeichnet auch die Kollektorfeldintegration des Wettbewerbssiegers zur Solarsiedlung „am Ackermannbogen“ in München aus (2004).

Muß das Kollektorfeld aufgeständert werden, ist die Unterkonstruktion selbst im Neubau mit einer Preisspanne von 40 bis über 200 €/m² teuer. Aus diesem Grund sollten Kollektorflächen im Neubau möglichst dachintegriert installiert werden. Eine Aufständigung von Kollektoren im Neubau ist nur dann sinnvoll, wenn, wie z. B. wie bei der Sporthalle in Neckarsulm-Amorbach (Bild 6) die Fachwerkträger des Daches durch eine Umkehrung der üblichen Dachkonstruktion für die Montage der Kollektoren ohne Mehrkosten zur Verfügung stehen. Bei der Abhängung des Daches von den außenliegenden Fachwerkträgern mussten dafür Wärmebrücken gezielt vermieden werden.

Bei Aufständigungen im Bestand können aufgrund der Notwendigkeit, die statischen Lasten in das Gebäude abzutragen, Mehrkosten für die Unterkonstruktion entstehen, die über den Kosten für das eigentliche Kollektorfeld liegen. /3/ zeigt hierfür Lösungen auf.



Bild 6: Kollektoren auf der Sporthalle in Neckarsulm



Bild 7: Kollektorfeld in Schwäbisch-Gmünd

Vakuurröhren können nicht in eine Fassade integriert, sondern nur auf diese aufgesetzt werden. Eine Integration ist in Systeme wie Balkonverkleidungen etc. möglich. Hierbei entstehen Mehrkosten aufgrund des hohen Verrohrungsaufwandes, die eine Fassadenmontage von Vakuurröhrenkollektoren bis jetzt nur in Ausnahmefällen ermöglicht haben.

In Schwäbisch-Gmünd (Bild 7) wurden schon 1996 rund 100 m² Vakuurröhrenkollektoren installiert: Das Kollektorfeld ist auf zwei Flachdächern nahezu horizontal montiert. Durch eine einmalige Drehung der Absorber zur Sonne (ca. 20 ° gegen die Horizontale) bei Montage der Röhren ist eine effiziente Solarenergienutzung möglich. Die Verrohrung des Kollektorfeldes ist aufgrund der für Vakuurröhren typischen Kombination aus Parallel- und Serienschaltung aufwändig. Die Entlüftung horizontal liegender Vakuurröhren ist schwierig herstellbar.

In den letzten Jahren ergaben sich Fortschritte vorwiegend in der Systemintegration: So werden nun bei Bedarf Schneefanggitter, Regenrinnen, die Firstverblechung u.ä. vom Kollektorlieferanten, ggf. unter Einbeziehung von Partnerfirmen, mit angeboten und an das Kollektorfeld montiert.

Architekten werden in ihrer Entwurfsarbeit nur von wenigen Kollektorlieferanten und nur bei großen Kollektorflächen projektspezifisch unterstützt. Generell ist die Zahl der am Markt speziell für große Flächen angebotenen Kollektoren zurückgegangen. Es ist zu hoffen, dass ein wachsender Großanlagenmarkt die Kollektorhersteller erneut motivieren kann, spezielle Großflächenkollektoren anzubieten – einschließlich eines abgestimmten Systems zum Aufbau und Einbau eines großen Kollektorfeldes in die Gebäudehülle. Das Potential der möglichen Kollektorflächen für Großanlagen ist auf jeden Fall immens – und größer als das der Kleinanlagen.

4.1.2 Technik großer Kollektorfelder

In solarthermischen Großanlagen wird das gesamte Kollektorfeld mit einem geringen flächenbezogenen Durchfluß von 12 bis 15 l/(m²h) in sogenannter „low-flow“-Technik betrieben. Dies reduziert die notwendigen Rohrleitungsquerschnitte, die Menge an Wärmeträgerfluid und die benötigte elektrische Energie der Umwälzpumpen. Die einzelnen Kollektoren werden mit einem hohen Durchfluß betrieben, um einen möglichst guten Wärmeübergang im einzelnen Absorber zu erhalten. Hierzu werden möglichst viele Kollektoren in Reihe geschaltet.

Zur Erzielung eines möglichst hohen Solarertrages müssen die Kollektorflächen, je nach der Art des Gesamtsystems, ca. 35 bis 45° gegen die Horizontale geneigt sein. Die architektonische Integration solch stark geneigter Kollektorflächen ist insbesondere bei Mehrfamiliengebäuden schwierig. Aus diesem Grund weisen etliche installierte Kollektorflächen nur 18 bis 25 ° Neigung gegen die Horizontale auf. Der Minderertrag im Vergleich zu steiler geneigten Kollektorflächen muß mit einer Vergrößerung der Kollektorfläche ausgeglichen werden. Bei einer Neigung von nur 18 ° gegen die Horizontale muß das Kollektorfeld ca. 13 bis 15 % vergrößert werden, sofern die Solaranlage entsprechend einem standardisierten Anlagenschema wie z.B. nach VDI 6002 gebaut ist und der solare Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf zwischen 5 und 15 % beträgt.

Die Kollektoren in großen Kollektorfeldern müssen nicht gemäß dem System nach Tichelmann verrohrt werden. Die gleichmäßige Durchströmung der Kollektoren kann durch eine dem Druckverlust entsprechende Dimensionierung einzelner Rohrleitungsabschnitte und der Einhaltung eines konstanten Differenzdrucks pro Teilfeld sichergestellt werden. Die Überprüfung einer gleichmäßigen Kollektorfelddurchströmung ist durch eine Temperaturmessung in den Rohrleitungen oder, bei Flachkollektoren, durch eine Thermografie des Feldes möglich.

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

Zur Überprüfung der Dichtigkeit der Kollektorfeldverrohrung wird diese 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 geprüften Kollektorfeld entstand ein Frostschaden, als im Winter ein durch das Abdrücken mit Wasser gefülltes Blindrohr einfrohr. Ein unbeabsichtigtes Einfrieren von Kollektoren 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 - ein wasserdichtes Rohr muß nicht gasdicht sein.

4.2 Das Solarnetz

Die Sicherheitstechnik großer Kollektorfelder hat sich seit deren Aufnahme in die Dampfkesselverordnung geklärt. Das für die Pilotanlage in Hamburg schon vor zehn Jahren entwickelte System ist in Bild 8 dargestellt: Alle Kollektorfelder sind ohne feldinterne Absperrhähne installiert. Um bei Wartungsarbeiten nicht das gesamte Solarnetz entleeren 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 in den einzelnen Kollektorfeldern auf ein Sicherheitsventil verzichtet werden. Alle Kollektorfelder sind nur über das Sicherheitsventil in der Heizzentrale abgesichert.

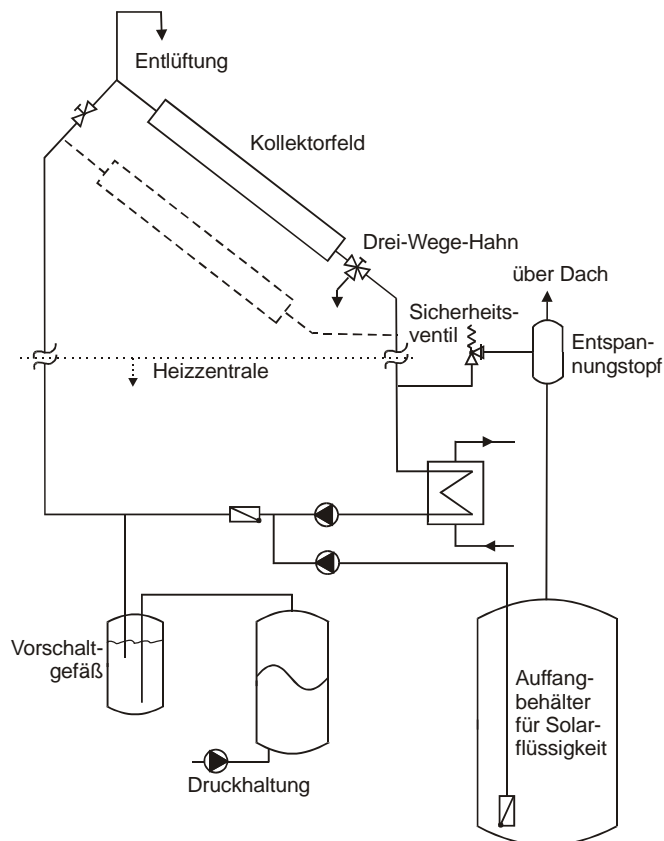


Bild 8: Sicherheitstechnik großer Kollektorfelder

Die Entlüftungsleitungen können bis in die Heizzentrale geführt werden.

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.

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 Entlüftungsleitungen können bis in die Heizzentrale geführt werden.

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.

4.3 Die Systemeinbindung

Die Systemeinbindung einer solarthermischen Großanlage zur Trinkwassererwärmung ist detailliert in der VDI-Richtlinie 6002 beschrieben. Im folgenden wird auf die grundsätzlich unterschiedlichen Einbindungsmöglichkeiten in solarthermischen Kombianlagen und Nahwärmenetzen eingegangen.

Hierbei erwärmt die Solaranlage über einen Wärmeübertrager einen Pufferspeicher. Reicht die vom Speicher entnommene Temperatur nicht aus, wird über einen Kessel nachgeheizt, der z. B. **seriell** zum Speicher an das Wärmeverteilnetz angeschlossen ist (Bild 9). Sind im Wärmeverteilnetz nur wenige Wärmeverbraucher mit großen Wärmelasten vorhanden, führt dies zu hohen Leistungsschwankungen im Wärmeverteilnetz, die über die Regelung des Heizkessels auch bei Einsatz einer hydraulischen Weiche 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 (Bild 10) besser, da die Leistungsschwankungen im Wärmeverteilnetz durch einen Pufferspeicher ausgeglichen werden können. Sind im Wärmeverteilnetz viele Wärmeübergabestationen mit kleiner Anschlußleistung installiert, wie z. B. in einer größeren Reihenhaussiedlung, treten die beschriebenen Probleme nicht auf.

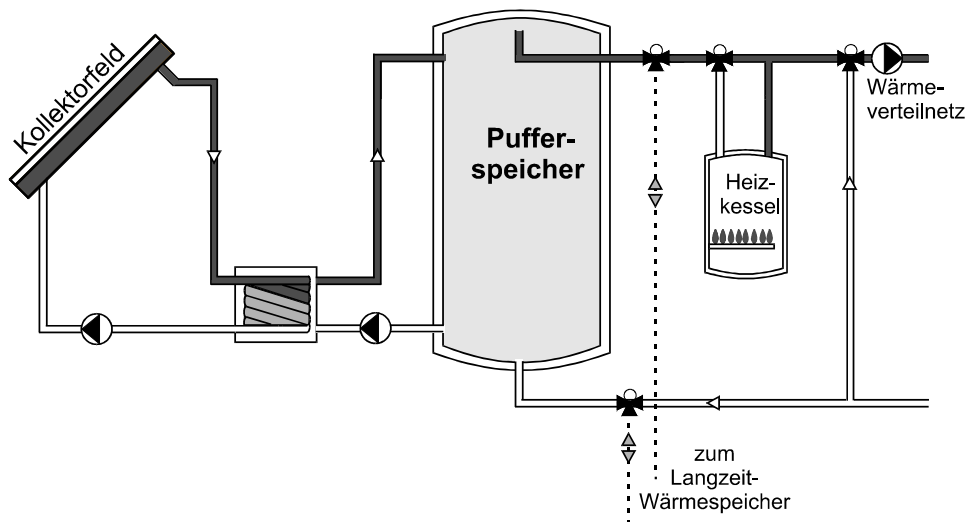


Bild 9: Anlagenschema mit serieller Einbindung des Heizkessels nach dem Speicher

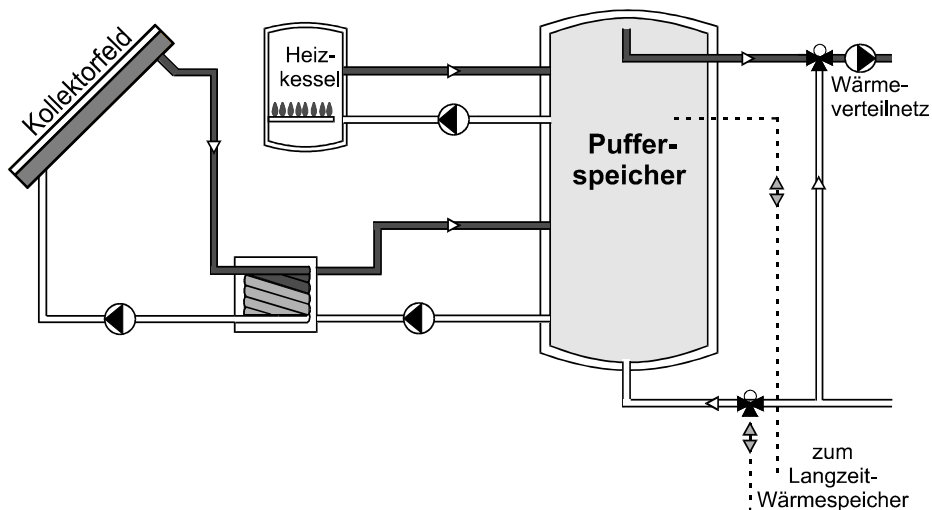


Bild 10: Anlagenschema mit paralleler Einbindung des Heizkessels in den Speicher

Wird nur **ein** Heizkessel verwendet, führt die serielle Einbindung des Heizkessels zum Takten, 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 Nutzungsgrad von nur ca. 50 %. Wenn zusätzlich ein Heizkessel mit kleinerer Leistung installiert wird, kann das Takten der Kesselanlage stark reduziert werden.

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. Für moderne, am Markt verfügbare Schichtbeladeeinrichtungen für große Speichervolumen liegen mittlerweile sehr gute Betriebserfahrungen vor.

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.

In mehreren Anlagen wurden **Sicherheitstemperaturwächter** in den Pufferspeicher eingebaut, die bei einer oberen Pufferspeichertemperatur von 90 °C die Beladepumpe abschalteten. Diese Standard-einstellung kann nicht bei allen Fabrikaten erhöht werden, so daß auch Sicherheitstemperaturwächter 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.

4.4 Die Haustechnik

Auslegung des Heizsystems und Art der Trinkwassererwärmung

Die Auslegung des Heizsystems und die Art der Trinkwassererwärmung bestimmen die Rücklauftemperatur des Wärmeverteilnetzes. Diese ist entscheidend für die Höhe des solaren Nutzwärmeertrages.

Bei solar unterstützten Nahwärmesystemen mit Langzeit-Wärmespeicher, die auf einen solaren Deckungsanteil von 50 % ausgelegt sind, führt die Verringerung der Netzurücklauftemperatur um 1 K zu einer Erhöhung des solaren Deckungsanteils um rund 1 % absolut.

Niedertemperatur-Heizsysteme (Bild 1, Geb. 1) sind einem konventionellen Heizsystem vorzuziehen, da durch sie tiefere Rücklauftemperaturen zu erreichen sind. Da die Verwirklichung von Niedertemperatur-Heizsystemen zu Mehrkosten im Vergleich zu einem konventionellen Heizsystem führen, ist die Rücklauftemperatur und dadurch letztendlich der solare Nutzwärmeertrag abhängig vom Engagement des Bauträgers, des Planers und des Betreibers. Daß selbst im Mietwohnungsbau ein Niedertemperatur-Heizsystem möglich ist, zeigt das Projekt in Rostock.

Da jeder Wärmeübertrager die Rücklauftemperatur durch die zur Wärmeübertragung notwendige Temperaturdifferenz um 5 bis 10 K anhebt, ist ein Raumheizsystem, das direkt, ohne Wärmeübertrager, an das Nahwärmenetz angeschlossen wird, einem indirekt angeschlossenen System vorzuziehen (Bild 1, Geb. 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 Netzurücklauftemperaturen als bei Speicherladesystemen (Bild 2, Geb. 1). In großen Mehrfamiliengebäuden werden in der Regel jedoch nur Speicherladesysteme eingesetzt (Bild 2, Geb. 2). Durch die notwendige Erwärmung des Rücklaufs der Trinkwasserzirkulation treten insbesondere in den Sommermonaten mit minimalen Heizlasten hohe Netzurücklauftemperaturen von 50 bis 55 °C auf. Dass auch im Mietwohnungsbau bei Verwendung von Speicherladesystemen niedrige Rücklauftemperaturen erreichbar sind, zeigt das Projekt Rostock. Hier beträgt die Rücklauftemperatur der Trink-

wassererwärmung im Jahresdurchschnitt 43 °C. Für die Erwärmung der Trinkwasserzirkulation ist hier ein separater Wärmeübertrager vorgesehen. Die Zirkulation ist damit vollständig vom Trinkwasserspeicher getrennt. Dadurch kann eine Durchmischung des Trinkwasserspeichers durch den Zirkulationsrücklauf sicher vermieden werden. Tiefere Temperaturen werden in den Pilotanlagen nur durch viel Erfahrung erreicht, in dem jede einzelne Wärmeübergabestation im Hinblick auf eine möglichst tiefe Netzrücklauftemperatur verbessert wird.

Das Pilotprojekt in München, das zur Zeit verwirklicht wird, untersucht die Verbesserung dieser Situation durch den Einsatz von Wohnungsübergabestationen im Geschößwohnungsbau.

4.5 Solare Ertragsgarantie

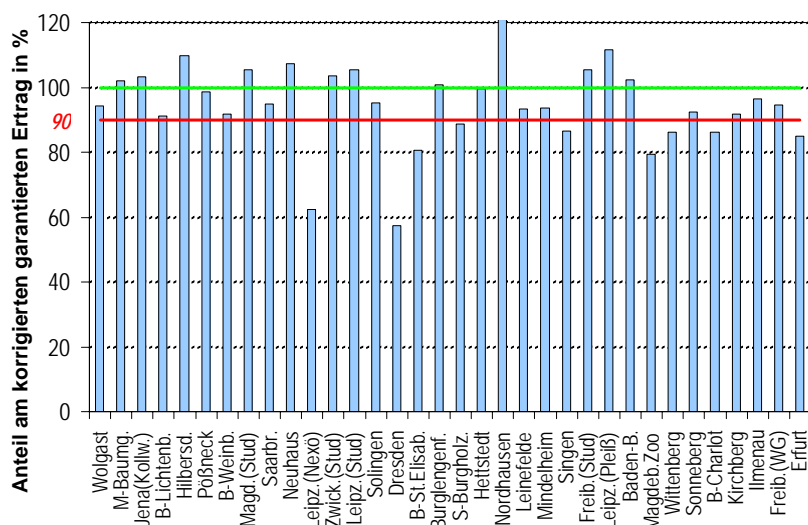


Bild 11: Erreichter Anteil am auf reale Betriebsbedingungen umgerechneten garantierten solaren Ertrag der Systeme von Solarthermie-2000, TP 2 (Quelle: ZFS GmbH)

Bei allen Anlagen des Teilprogramms 2 muss der Anlagenersteller einen Mindestanlagenertrag garantieren. Zur Bestimmung dieses Ertrages werden ihm die Verbrauchsprofile in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung (ermittelt aus vorbereitenden Messungen) und Klimadaten für einen passenden Standort vorgegeben. Da diese Auslegungswerte im realen Betrieb später nie genau eingehalten werden, wird dieser Garantiewert auf die realen Betriebsbedingungen umgerechnet und danach

mit den Messwerten verglichen. Der gemessene Ertrag muss mindestens 90% des umgerechneten Garantiewertes erreichen, damit die Garantie erfüllt ist.

Bild 11 zeigt für 34 Anlagen des TP 2, die mindestens ein Jahr in der Messphase waren, die erzielten Ertragsanteile am umgerechneten Garantiewert. Bis auf 8 Anlagen erreichen alle den Mindestwert von 90%. Einige haben sogar 100% überschritten.

6 der 8 Anlagen mit Minderleistung weichen nur gering vom Grenzwert ab. Durch kleinere Systemoptimierungen wurde hier der garantierte Ertrag in den Folgejahren erreicht. Bei den 2 Anlagen mit dem sehr niedrigen Anteil am garantierten Ertrag (ca. 60%) handelt es sich um Anlagen mit systembedingten Schwächen. Hier sind größere Umbauarbeiten notwendig.

5 Wirtschaftlichkeit

Der Vergleich der solaren Wärmekosten einer solarthermischen Großanlage mit Kurzzeit-Wärmespeicher mit denen einer Kleinanlage zur Trinkwassererwärmung zeigt, daß das Kosten-Nutzen-Verhältnis einer Kleinanlage rund zweimal höher ist als das für Großanlagen.

Kleinanlagen mit 5 m² Kollektorfläche weisen Kollektorfeldkosten im Bereich von 500 Euro/m² auf. Mit zunehmender Kollektorfläche sinken die spezifischen Kosten je m² auf rund 270 Euro/m² bei über 100 m²Kollektorfläche. Bei sehr günstigen Randbedingungen sind Kosten unter 250 Euro/m² möglich. Die Kosten für das gesamte solarthermische System orientieren sich an den Kollektorfeldkosten: Während Kleinanlagen etwas unter 1000 Euro/m² Flachkollektorfläche kosten, werden bei Großanlagen ohne Langzeit-Wärmespeicher rund 480 bis 620 Euro/m² Systemkosten erzielt (einschließlich Planung und MwSt.).

Für Bauträger und Investoren sind auch die auf die Wohnfläche bezogenen, zusätzlich für die Solaranlage aufzubringenden Investitionskosten wichtig, da diese zum eigentlichen Verkaufspreis addiert werden. Hierbei erfordern solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher Investitionskosten zwischen 75 und 140 Euro/m² Wohnfläche. Dies entspricht ca. 5 bis 8 % der Baukosten für die Wohngebäude. Hierbei ist jedoch zu beachten, daß diese Anlagen einen weitaus höheren solaren Deckungsanteil erreichen als Kleinanlagen (35 bis 70 Euro/m² Wohnfläche) oder Großanlagen mit Kurzzeit-Wärmespeicher (15 bis 20 Euro/m² Wohnfläche).

Die Energieeinsparverordnung (EnEV) ermöglicht die Berücksichtigung der durch eine Solaranlage geplanten Energieeinsparung. Ein Gebäude mit Solaranlage muß demnach, um den Grenzwert der EnEV einzuhalten, einen geringeren Wärmeschutz aufweisen als dasselbe Gebäude ohne Solaranlage. Je nach den Randbedingungen einzelner Bauprojekte kann dies dazu führen, dass die Verwirklichung einer solaren Großanlage mit Kurzzeit-Wärmespeicher zu geringeren Kosten führt als die alternativ notwendigen Wärmeschutzmaßnahmen. In diesem Fall ist die solare Großanlage die wirtschaftlichste Bauausführung.

Solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher sind, besonders durch das Speicherbauwerk, Forschungs- und Demonstrationsprojekte, die unter anderem zur Weiterentwicklung der Technik gebaut werden. Anlagen dieser Art haben aufgrund ihres Pilotcharakters Kosten, die über der Wirtschaftlichkeit der Systeme liegen. Aus diesem Grund wird die Projektbegleitung und der Bau solcher Anlagen durch das BMU im Forschungsprogramm Solarthermie2000plus gefördert. Im Zuge der Projektentwicklung wird für jedes Projekt ein an dessen Bedingungen angepasstes Finanzierungskonzept erstellt. Dieses beinhaltet neben den Fördergeldern des Forschungsprogrammes entweder Baukostenzuschüsse der Bauträger zum Bau der Solaranlage oder einen Aufschlag auf den Baulandpreis, der als Zuschuß für den Bau der Solaranlage verwendet wird.

Solarthermische Großanlagen, die mit mehreren 1000 m² Kollektorfläche in Fernwärmenetze zur Vorwärmung des Rücklaufes eingebunden werden, existieren zur Zeit nur in Skandinavien. In der schwedischen Stadt Kungälv wurde 2001 ein bodenaufgeständertes Kollektorfeld mit 10.000 m² Kollektorfläche in Betrieb genommen. In Marstal auf der dänischen Insel Aerö betreiben die Stadtwerke das weltgrößte Kollektorfeld mit einer Gesamtfläche von 19.000 m². Durch die Einbindung eines Langzeit-Wärmespeichers mit 10.000 m³ Wasservolumen kann ein solarer Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf von 30 % erreicht werden.

Insgesamt ist mit der Frage nach der Wirtschaftlichkeit auch immer die Frage nach der Kostenentwicklung fossiler Brennstoffe verbunden, da diese und damit deren Kosten durch eine Solaranlage eingespart werden.

Im Förderkonzept "Solarthermie2000plus" wird die Förderfähigkeit einer solarthermischen Großanlage anhand ihrer Wirtschaftlichkeit beurteilt. Hierzu sind über einen solaren Deckungsanteil von 10 bis über 60 % des jährlichen Gesamtwärmebedarfs obere Grenzkosten der solaren Nutzwärme in Abhängigkeit der Kollektorfläche definiert. Näheres ist in den Erläuterungen zu Solarthermie2000plus zu finden (siehe z.B. www.solarthermie2000plus.de).

6 PERSPEKTIVEN

Um den Beitrag solarthermischer Großanlagen zur Einsparung fossiler Brennstoffe deutlich zu erhöhen, wird durch Solarthermie2000plus neben grundlegenden Forschungs- und Entwicklungsarbeiten auch der Bau und die Vermessung von Demonstrationsanlagen gefördert. Mögliche förderfähige Anlagen weisen neben einem mit anderen Energieeinsparmaßnahmen abgestimmten Energiekonzept hohe Emissionseinsparungen sowie insbesondere eine gute Anlagenwirtschaftlichkeit auf.

Die wissenschaftliche Begleitung von Solarthermie2000plus wird von einem bundesweiten Netzwerk von Hochschulinstituten und Unternehmen durchgeführt. Die Leitung des Netzwerkes teilen sich die ZFS - Rationelle Energietechnik GmbH in Hilden für große Kombianlagen, das Forschungsinstitut Solites der Steinbeis-Stiftung für solare Nahwärmeeinrichtungen und Langzeit-Wärmespeicher und das Fraunhofer-Institut solare Energiesysteme für solare Kühlung.

Einzelheiten zum Forschungskonzept sind unter www.solarthermie2000plus.de zu finden. Die Forschungsergebnisse der letzten Jahre sind u.a. in der aufgeführten Literatur veröffentlicht. Weitere Literatur ist z.B. auch unter www.solites.de zu finden.

7 LITERATUR

- /1/ F.A. Peuser, K.-H. Remmers, M. Schnauss: Langzeiterfahrung Solarthermie, Wegweiser für das erfolgreiche Planen und Bauen von Solaranlagen, Solarpraxis AG, Berlin, 2001, ISBN 3-934595-07-3
- [2] Peuser, F. A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H.:
Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen, BINE-Informationspaket, TÜV-Verlag, Köln, 1999, ISBN 3-8249-0541-8
- /3/ Thomas Delzer et al.: Tragkonstruktionen für Solaranlagen - Planungshandbuch zur Aufständigung von Solarkollektoren, Solarpraxis AG, Berlin, ISBN: 3-934595-11-1
- /4/ E. Hahne et al. : Solare Nahwärme - Ein Leitfadens für die Praxis, BINE-Informationspaket, TÜV-Verlag, Köln, 1998, ISBN 3-8249-0470-5
- /5/ D. Mangold, E. Hahne: Technische Erfahrungen aus den solar unterstützten Nahwärmeeinrichtungen des Förderprogramms Solarthermie-2000, Otti-Technologie-Kolleg, 10. Symposium Thermische Solarenergie, Mai 2000
- /6/ J. Berner: Sommersonne für den Winter – Langzeit-Wärmespeicher haben ihre Tauglichkeit bewiesen, Sonnenenergie 11/01, S. 16-19
- /7/ M. Benner, M. Bodmann, D. Mangold, J. Nußbicker, S. Raab, T. Schmidt, H. Seiwald: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher, Forschungsbericht zum Vorhaben 0329606S, ITW, Universität Stuttgart, 2003
- /8/ M. Bodmann, D. Mangold, J. Nußbicker, S. Raab, A. Schenke, T. Schmidt: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher, Forschungsbericht zum Vorhaben 0329607F, SWT-Stuttgart, 2005
- /9/ TRNSYS, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison und Transsolar, Stuttgart, 1999/2000

8 DANKSAGUNG

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter dem Förderkennzeichen 0329607 L gefördert. Der Autor dankt für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.