

ABSCHLUSSBERICHT

zum Forschungs- und Demonstrationsvorhaben des BMWi

(Förderkennzeichen: 032 9601 G /3)

mit dem Titel:

Solarthermie-2000

Teilprogramm 2

Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung

Das Vorhaben wurde durchgeführt von:

**ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH
Verbindungsstr. 19
40723 Hilden**

Autoren des Berichts:

F. A. Peuser
R. Croy
U. Rehrmann
H. P. Wirth

Erstellt im Mai 2001

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi)
unter dem Förderkennzeichen
032 9601 G /3
gefördert.

Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichtes liegt bei den Autoren.

Vorwort

Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung werden in Ein- und Zweifamilienhäusern in Deutschland häufig eingesetzt. Diese Technik wurde in den letzten 30 Jahren sehr intensiv weiterentwickelt und hat heute einen Stand erreicht, der als weitgehend ausgereift bezeichnet werden kann. Ihre Nutzung schont nicht nur die Ressourcen an konventionellen Energieträgern, sondern leistet zudem einen Beitrag zum Umweltschutz. Der Energiebedarf, der für die Herstellung eines Solarsystems benötigt wird, wird in der Regel innerhalb kurzer Zeit zurückgeliefert. Bei thermischen Solaranlagen (Trinkwassererwärmung) liegt diese sog. energetische Amortisationszeit bei ca. 1-2 Jahren /1/. Auch die Schadstoffbilanz unter Einbeziehung der Emissionen bei der Solaranlagenherstellung ist positiv /2/.

Große Anlagen mit Kollektorflächen über 100 m² sind seltener anzutreffen, obwohl hier die Wirtschaftlichkeit wegen der Degression der spezifischen Systemkosten mit wachsender Anlagengröße eher gegeben ist als bei Kleinanlagen. Großanlagen bedürfen jedoch einer besonderen Sorgfalt bei der Dimensionierung des Solarsystems, bei der Abstimmung der einzelnen Systemkomponenten aufeinander und bei der Anbindung an die konventionelle Energieversorgungsanlage.

Dieses Buch gibt Planern, Herstellern und Installateuren von Solaranlagen Hinweise und Empfehlungen für Konzeption, Dimensionierung und Errichtung dieser Systeme sowie für die Entwicklung von Komponenten. Im Vordergrund stehen dabei solche Systeme, die bei hoher Betriebssicherheit und langer Systemlebensdauer die gewonnene Solarwärme zu -nach heutigem Stand der Technik – optimalen Kosten bereitstellen können. Rein theoretisch machbaren Varianten (z.B. Systeme für Null-Energie-Häuser o.ä.) werden nicht behandelt, da derartige Systeme zwar interessante Forschungsprojekte darstellen können, in der kostenbewussten Praxis jedoch – beim derzeitigen Stand der Technik – nicht realitätsnah sind.

Schwerpunkt des Buches bilden die Überlegungen zur Anlagenkonfiguration, zur Systemdimensionierung sowie zur optimalen Anpassung aller einzelnen Komponenten aneinander und an die verschiedenen Betriebsbedingungen. Die Beschreibung der leider oftmals aufgetretenen Mängel hilft, derartige Fehler zu vermeiden.

Für die Betreiber thermischer Solaranlagen dürften vor allem die Ergebnisse zu den Verbrauchsmessungen und zum Betriebsverhalten der Anlagen interessant sein sowie die vielen Hinweise auf versteckte Systemmängel, die sie bei ihren Anlagen gezielt aufspüren können, wenn Fehler vermutet werden.

Dieser Bericht ist in einer etwas früheren Fassung veröffentlicht im unten genannten

BINE-Informationspaket,

dem auch dieses Vorwort entnommen ist:

F. A. Peuser, R. Croy, U. Rehrmann, H. P. Wirth:

“Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen“

Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für Wissenschaftlich-Technische Information mbH, Eggenstein-Leopoldshafen

TÜV-Verlag GmbH, Köln, 1999; 167 Seiten; ISBN 3-8249-0541-8

Danksagung

Die in diesem Abschlussbericht niedergeschriebenen Erkenntnisse zu großen Solaranlagen für die Trinkwassererwärmung wurden im Wesentlichen im Rahmen der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) geförderten Projekte 0329600A und 0329601A bis G sowie der Einzelprojekte zur Errichtung der vielen Demonstrationsanlagen im Rahmen des Forschungs- und Demonstrationsprogramms "Solarthermie-2000" gewonnen. Ohne die großzügige Unterstützung des BMWi (vorher des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF)) für die Installation der Solaranlagen und vor allem auch für das begleitende Messprogramm in diesem umfangreichen Gesamtprogramm wären die für die Weiterentwicklung der thermischen Solartechnik erforderlichen Untersuchungen nicht möglich gewesen.

Unser Dank gilt daher besonders den Herren Dr. Flath und Dr. Lawitzka (BMWi) sowie Dr. Wagner (BMBF), die das Programm "Solarthermie-2000" stets besonders tatkräftig und mit sehr großem Engagement gefördert haben.

Dank gebührt auch den Mitarbeitern beim Projektträger Biologie, Energie, Umwelt (BEO), die im Auftrag der beiden Ministerien das Projekt wissenschaftlich und administrativ betreut haben. Die Herren Le Marié, Dr. Lottner, Dr. Donat und Nagel haben durch ihre besonders intensive Unterstützung sehr zum Gelingen des Projektes beigetragen.

Im Rahmen der Programmbegleitung waren neben der ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH noch folgende Hochschulen/Universitäten tätig, ohne deren intensive Mitarbeit das große Arbeitspensum im Rahmen der wissenschaftlich/technischen Betreuung der Solaranlagen nicht hätte bewältigt werden können. Es waren dies die Universität Potsdam, die TU Ilmenau, die TU Chemnitz, die FH Stralsund, die FH Merseburg und die FH Offenburg. Ein Teil der Ergebnisse basiert auf den Erfahrungen und Analysen, die dort gemacht wurden.

Es würde an dieser Stelle zu weit führen, allen Mitarbeitern an diesen Universitäten bzw. Hochschulen einzeln zu danken. Unser Dank wird daher pauschal diesen stets engagierten und kooperativen Partnern für ihren sehr großen Einsatz in diesem erfolgreichen Programm ausgesprochen.

Felix A. Peuser
ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH
April 2001

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	1
1.1	Grundlagen zu diesem Buch, Themenabgrenzung	1
1.2	Kurzinformation zum Programm Solarthermie-2000	1
2	Beschreibung der wichtigsten Komponenten einer Solaranlage	3
2.1	Sonnenkollektoren	3
2.1.1	Funktionsweise von Kollektoren.....	3
2.1.2	Normen zur Ermittlung der Kollektorkennwerte	5
2.1.3	Kennwerte und Wirkungsgrad von Kollektoren	6
2.1.4	Berechnung des Solarertrages mit Hilfe der Kollektorkennwerte	8
2.2	Solarspeicher	11
2.3	Wärmetauscher	13
2.4	Regelung.....	16
3	Aufbau von großen Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung.....	17
3.1	Einbindung in reine Trinkwassersysteme ohne Vorwärmstufe.....	17
3.2	Einbindung in reine Trinkwassersysteme in Verbindung mit Vorwärmstufen.....	21
3.3	Einbindung von Solaranlagen in Nahwärmenetze	26
3.3.1	Solaranlagen im konventionellen 2-Leiter-Netz	26
3.3.1.1	Solaranlagen ohne Speicher im 2-Leiter-Netz	27
3.3.1.2	Solaranlagen mit Speicher und Solarvor- sowie -rücklauf im 2-Leiter-Netz.....	28
3.3.1.3	Solaranlagen mit Speicher und nur einem Solarvorlauf im 2-Leiter-Netz.....	29
3.3.2	Solaranlagen im konventionellen 4-Leiter-Netz	30
3.3.3	Anforderungen an Nahwärmenetze zur optimalen Nutzung der Solarenergie	32
4	Grundlagen für die Dimensionierung thermischer Solaranlagen	36
4.1	Dimensionierungsansatz bei konventionellen Systemen und bei Solaranlagen.....	36
4.2	Nutzen von Normwerten zum Warmwasserverbrauch für die Solartechnik.....	37
4.3	Relevanter Warmwasserverbrauch für die Planung eines Solarsystems.....	38
5	Messwerte zum Warmwasserverbrauch an verschiedenen Gebäuden.....	40
5.1	Vorgehensweise bei der Verbrauchsmessung	40
5.1.1	Messgrößen für die Dimensionierung	40
5.1.2	Einbauposition für die Messsensoren.....	41
5.1.3	Zeitliche Auflösung der Verbrauchsmessung	43
5.2	Verbrauchsmessungen in bestehenden Gebäuden.....	43
5.2.1	Große Wohngebäude.....	44
5.2.2	Krankenhäuser und Seniorenheime.....	45
5.2.3	Studentenwohnheime	47
5.2.4	Freizeitobjekte mit saisonal schwankendem Verbrauch	48
5.2.5	Sonstige Gebäude	49

5.3	Auslegungsverbrauch bei Neubauvorhaben	50
6	Dimensionierung und Einbindung der Solarkomponenten	53
6.1	Kollektoren/Kollektorfeld	53
6.1.1	Dimensionierung des Kollektorfeldes	53
6.1.2	Aufbau der Kollektoren auf dem Dach	58
6.1.2.1	Allgemeine Anforderungen an das Dach.....	59
6.1.2.2	Aufbau von Kollektoren auf Schrägdächern	59
6.1.2.3	Aufbau von Kollektoren auf Flachdächern	62
6.1.3	Hydraulische Kollektorverschaltung (Low-Flow- und Standardanlagen)	65
6.1.4	Anwendung der Dampfkesselverordnung auf thermische Solaranlagen	70
6.1.4.1	Auszug aus der Dampfkesselverordnung	71
6.1.4.2	Formulierung des Deutschen Dampfkesselausschusses für Solaranlagen	71
6.1.4.3	Auswirkungen der Dampfkesselverordnung auf Solaranlagen	72
6.2	Solarspeicher	73
6.2.1	Dimensionierung des Solarspeichers	73
6.2.2	Integration großer Speichervolumina in das System.....	76
6.3	Wärmetauscher	80
6.3.1	Auslegung des Wärmetauschers Kollektorkreis/Pufferspeicher	80
6.3.2	Auslegung des Wärmetauschers Pufferspeicher/Trinkwasserkreis	84
6.4	Pumpen	90
6.5	Ausdehnungsgefäße.....	93
6.6	Verrohrung, Armaturen, Sicherheitseinrichtungen	95
6.6.1	Verrohrung, Armaturen und Sicherheitseinrichtungen im Kollektorfeld	96
6.6.2	Verrohrung, Armaturen und Sicherheitseinrichtungen vom Kollektorkreis.....	99
6.6.3	Verrohrung, Armaturen und Sicherheitseinrichtungen im Solarspeicherkreis	100
6.7	Regelung.....	100
6.7.1	Anforderungen an die Bauteile der Regelung	100
6.7.2	Beladeregulierung für den Pufferspeicher	103
6.7.3	Entladeregulierung für den Pufferspeicher.....	105
7	Planung, Ausschreibung, Montage und Abnahme einer Solaranlage	109
7.1	Erfahrungen bei der Planung und Ausschreibung	109
7.1.1	Leistungsbeschreibung mit Leistungsverzeichnis	109
7.1.2	Leistungsbeschreibung mit Leistungsprogramm (Funktional-LV).....	110
7.2	Häufige Fehler bei Planung, Montage und Abnahme	111
7.2.1	Vermeidung fehlerhafter Planung des Systems und seiner Komponenten	112
7.2.2	Vermeidung von Fehlern bei der Installation und der Abnahme	113
8	Garantierter Solarertrag.....	114
8.1	Grundlagen für die Abgabe einer Ertragsgarantie.....	114
8.2	Überprüfung der Garantierfüllung	115
9	Betriebsüberwachung von großen thermischen Solaranlagen	116

9.1	Planung eines Messprogramms	116
9.2	Definition der wichtigsten Kenngrößen eines thermischen Solarsystems	117
9.3	Beschreibung unterschiedlicher Stufen von Messprogrammen	118
9.3.1	Grundsätzliche Messausstattung an jeder Anlage	118
9.3.2	Geräte zur automatischen Funktionskontrolle	120
9.3.3	Mindest-Messprogramm für quantitative Systemanalysen	120
9.3.4	Komponenten-Messprogramm	122
9.3.5	Forschungs-Messprogramm	122
10	Betriebsergebnisse an ausgeführten Anlagen	124
10.1	Ergebnisse an ausgewählten Anlagen in Solarthermie-2000 (TP 2)	124
10.1.1	Solaranlage im Kreiskrankenhaus Wolgast	124
10.1.2	Solaranlage in einem Wohngebäude in München	128
10.1.3	Solaranlage der Studentenwohnheime der Universität Magdeburg	132
10.2	Übersicht über das Betriebsverhalten der Anlagen in Solarthermie-2000 (TP2)	135
11	Kostenanalysen	139
11.1	Investitionskosten	139
11.2	Kosten der solaren Nutzwärme	142
11.2.1	Berechnungsschema zur Bestimmung der Solarwärmekosten	142
11.2.2	Kosten der solaren Nutzwärme	143
12	Ausblick	145
13	Literatur	147
13.1	Normen, Regelwerke, Richtlinien	147
13.2	Zitierte Literatur	148

1 Einleitung

1.1 Grundlagen zu diesem Buch, Themenabgrenzung

Die in diesem Buch zusammengefassten Ergebnisse basieren zu einem großen Teil auf zwei großen Forschungs- und Demonstrationsprogrammen des Bundesministeriums für Wirtschaft- und Technologie (BMWi): dem "Zukunftsinvestitionsprogramm (ZIP)" und dem Programm "Solarthermie-2000" (Teilprogramme 1 und 2; vgl. folgendes Kapitel). Jedoch wurden auch die Ergebnisse aus anderen Aktivitäten berücksichtigt.

Gemäß dem Titel dieser Informationsschrift beschränken sich die Ausführungen auf große Solaranlagen zur reinen Trinkwassererwärmung, sofern die beschriebenen Anlagen nicht in Wärmenetze eingebunden wurden, in denen sie dann auch einen Beitrag zur Raumwärme liefern. Die Erfahrungen basieren überwiegend auf Anlagen mit einer Kollektorfläche von 100 m² und mehr, sind jedoch zum Teil auch auf kleinere Anlagen übertragbar. Nicht behandelt werden sehr große Solaranlagen mit Langzeitspeichern (Saisonspeichern) und die unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten sehr interessanten Systeme zur reinen Beckenwassererwärmung in Freibädern. Letztere wurden umfassend in vielen früheren Veröffentlichungen beschrieben /3,4/.

Da das Programm Solarthermie-2000 noch nicht abgeschlossen ist, sind zum jetzigen Zeitpunkt nicht alle Erfahrungen gesammelt und ausgewertet. Daher müssen an einigen Stellen noch offene Fragen derzeit unbeantwortet bleiben. Zudem sind in Einzelfällen Empfehlungen nur vorläufig zu sehen, wenn positive Weiterentwicklungen zu erwarten sind.

Ziel des Programms Solarthermie-2000 ist es u.a., nach seinem Abschluss Hinweise für standardisierte Solaranlagenkonzeptionen für die Trinkwassererwärmung in den unterschiedlichsten Gebäudetypen (Wohngebäude, Krankenhäuser, Studentenwohnheime etc.) zu geben. Mit den wachsenden Erfahrungen sollte sich der Planungsaufwand für zukünftige Anlagen reduzieren und die Fehlerhäufigkeit bei der Installation sinken. Auch wird sich die schon hohe System-Dauerstandsfestigkeit verbessern und die Benutzerfreundlichkeit erhöht werden. Von diesem Ziel sind wir allerdings derzeit noch ein erhebliches Stück entfernt. Es bleibt einer evtl. später zu erstellenden aktualisierten Auflage dieses Buchs überlassen, derzeit noch offene Fragen zu beantworten und über die Endergebnisse des Programms zu informieren.

1.2 Kurzinformation zum Programm Solarthermie-2000

Das Programm Solarthermie-2000 (ST-2000) mit seinen Teilprogrammen (TP) 1-3 wurde im Jahr 1993 bewilligt /5/. Es wird gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) [vormals bearbeitet im BMBF]. Einige programmbegleitende Forschungsprojekte wurden seit Anlaufen des Programms zusätzlich in das Gesamtprogramm integriert.

Teilprogramm 1 (TP 1; Kurztitel: Langzeitverhalten von thermischen Solaranlagen) wurde bereits vor einiger Zeit abgeschlossen. Im Rahmen von TP 1 wurde das Betriebs- und Alterungsverhalten der im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms der Bundesregierung in den Jahren 1978 bis 1983 errichteten Solaranlagen und von deren Komponenten untersucht. Die Ergebnisse sind in einer Broschüre der ZfS - Rationelle Energietechnik GmbH veröffentlicht /6/.

Teilprogramm 2 (TP 2; Kurztitel: Große solarthermische Demonstrationsanlagen in öffentlichen Gebäuden) beinhaltet die Errichtung von bis zu 100 großen Solaranlagen (Kollektorfläche $> 100 \text{ m}^2$). Ein programmbegleitendes Messprogramm soll Auskunft über das Betriebsverhalten der Systeme liefern. Dieses Messprogramm wird von 6 Hochschulen (FH Stralsund, Universität Potsdam, FH Merseburg, TU Ilmenau, TU Chemnitz, FH Offenburg) und der ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden, durchgeführt. Die ZfS GmbH ist gleichzeitig Koordinationsstelle für die gesamte wissenschaftlich-technische Betreuung von Teilprogramm 2. Die erste Phase von TP 2 wurde 1997 abgeschlossen. Ein Abschlussbericht der ZfS zu dieser Phase liegt vor /7/.

Teilprogramm 3 (TP 3; Kurztitel: Solare Nahwärme) hat die Errichtung und wissenschaftlich-technische Untersuchung von sehr großen thermischen Solaranlagen (ab ca. 3000 m^2 Kollektorfläche) in Verbindung mit Langzeitspeichern (Saisonspeichern) zum Ziel. Die Solarwärme wird in Wärmeversorgungsnetze größerer Siedlungen eingespeist. Die wissenschaftliche Programmbegleitung obliegt dem Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) der Universität Stuttgart. Wichtige Ergebnisse wurden u.a. auch in einem BINE-Informationspaket /8/ veröffentlicht.

2 Beschreibung der wichtigsten Komponenten einer Solaranlage

Alle thermischen Solaranlagen sind prinzipiell nach einem gleichen Schema aufgebaut. Sie bestehen aus dem Kollektorfeld, den Solarspeichern, Wärmetauschern (sofern im Kollektor- oder im Speicherkreis ein anderer Wärmeträger zirkuliert als im Verbrauchsnetz), den notwendigen Rohrverbindungen und Pumpen, einer Regelung sowie den Sicherheitskomponenten.

In den folgenden Unterkapiteln wird auf den Kollektor, sowie auf diejenigen Komponenten eingegangen, an die in einem Solarsystem besondere Anforderungen gestellt werden (Solar-speicher, Wärmetauscher, Regelung). Die Erläuterung der praktischen Anforderungen an diese Bauteile steht hier gegenüber der exakten physikalischen Funktionsbeschreibung im Vordergrund.

Wo es zum Verständnis für die Komponentendimensionierung unbedingt notwendig ist, werden physikalische Vorgänge mathematisch beschrieben, oft über näherungsweise Ansätze, die in der Praxis zu ausreichend genauen Ergebnissen führen. Die physikalischen Grundlagen und genauen mathematischen Abbildungen können der entsprechenden Fachliteratur entnommen werden [4,9,10]. Die übrigen Komponenten (Verrohrung, Sicherheitsarmaturen, Pumpen etc.) werden in Kap.6 näher betrachtet.

2.1 Sonnenkollektoren

Kenntnisse über den prinzipiellen Aufbau von Kollektoren und ihrer Funktionsweise werden an dieser Stelle vorausgesetzt. Im folgenden wird daher lediglich auf Berechnungsgrundlagen sowie auf verschiedene Definitionen und Normen eingegangen, deren unterschiedlicher Gebrauch auch in Fachkreisen häufig zu Missverständnissen geführt hat.

2.1.1 Funktionsweise von Kollektoren

Der im Kollektor angebrachte Absorber wandelt einen Teil der durch die Kollektoröffnung (Aperturfläche) A_e fallende Strahlung E_e in Nutzwärmeleistung $\dot{Q}_n$ um, die dann über einen Wärmeträger zum Verbraucher transportiert werden kann. Der Quotient aus gewonnener Nutzwärmeleistung aus dem Kollektor $\dot{Q}_n$ und der angebotener Strahlung $E_e \cdot A_e$ wird als Wirkungsgrad des Kollektors bezeichnet.

$$\eta = \dot{Q}_n / (E_e \cdot A_e)$$

Mit folgender Gleichung kann dieser Wirkungsgrad η für beliebige Einstrahlungsbedingungen E_e und Übertemperaturen $\Delta\vartheta$ berechnet werden, wenn die Werte für den Konversionsfaktor η_0 , den linearen Wärmedurchgangskoeffizient k_1 und den quadratischen Wärmedurchgangskoeffizient k_2 bekannt sind.

$$\eta = \eta_0 - k_1 (\Delta\vartheta / E_e) - k_2 (\Delta\vartheta^2 / E_e)$$

mit $\Delta\vartheta = \vartheta_m - \vartheta_L = 0,5 (\vartheta_e + \vartheta_a) - \vartheta_L$

Der hier verwendete lineare Ansatz für die mittlere Temperatur des Wärmeträgers ϑ_m stellt für die in Frage kommenden Temperaturdifferenzen eine hinreichend genaue Näherung der tatsächlich logarithmischen Funktion dar. Je größer $\Delta\vartheta$ wird, umso weniger steigt die Kollektortemperatur zum Kollektorauslauf hin an, d.h. die Temperaturkurve über den Strömungsweg des Wärmeträgers im Absorber flacht ab.

Nach DIN V 4757-4 /N1/ ist

A_b, A_e, A_a	$[m^2]$	Bruttofläche, Aperturfläche, Absorberfläche des Kollektors
E_e	$[W/m^2]$	Bestrahlung durch die Aperturfläche
$\dot{Q}_n$	$[W]$	Nutzwärmeleistung des Kollektors
η	$[-]$ [oder %]	Wirkungsgrad
η_0	$[-]$ [oder %]	Konversionsfaktor
k_1	$[W/(m^2 \cdot K)]$	linearer Wärmedurchgangskoeffizient
k_2	$[W/(m^2 \cdot K^2)]$	quadratischer Wärmedurchgangskoeffizient
ϑ_m	$[^\circ C]$	mittlere Temperatur des Wärmeträgers
ϑ_e	$[^\circ C]$	Temperatur des Wärmeträgers bei Eintritt in den Kollektor
ϑ_a	$[^\circ C]$	Temperatur des Wärmeträgers bei Austritt aus dem Kollektor
ϑ_L	$[^\circ C]$	Umgebungslufttemperatur
$\Delta\vartheta$	$[K]$	Übertemperatur (mittl. Kollektortemperatur gegenüber Umgebung)

Für die Berechnung des Energieertrags aus dem Kollektor ist es wichtig zu definieren, welche der unten genannten Kollektorflächen als bestrahlte Fläche zu Grunde gelegt wird. Die genauen Definitionen der Flächen sind dem Anhang der DIN V 4757-4 zu entnehmen. Anzumerken ist schon hier, dass die Kollektorkennwerte nach DIN V 4757-4 auf die Aperturfläche bezogen sind, nach ISO jedoch auf die Absorberfläche.

Bruttofläche (Gesamtfläche) A_b : Dies ist die Fläche zwischen den äußeren Begrenzungen des Kollektors, i.d.R. ist dies die äußere Begrenzung des Kollektorgehäuses.

Aperturfläche A_e : Sie ist die für senkrecht oder schräg auftreffende Solarstrahlung durchlässige Öffnung des Kollektors, i.d.R. die sichtbare Glasfläche innerhalb der Scheibendichtung. Bei Vakuumröhrenkollektoren ohne Spiegel ist sie das Produkt aus Innendurchmesser, der unbeschatteten zylindrischen Innenlänge und der Anzahl der Röhren. Bei rückseitig angebrachten Spiegeln ist sie durch die Projektion der Spiegel in die Kollektorebene bestimmt.

Absorberfläche A_a : Die Absorberflächen im Flach- wie im Röhrenkollektor mit der Projektion der anschließenden Rohrstutzen und der im Flachkollektor ggf. beschienenen Sammler ergeben die Absorberfläche.

aktive Absorberfläche: Manche Kollektoren sind so konstruiert, dass die Absorberfläche noch unter den Kollektorrahmen reicht, also größer als die Aperturfläche ist. Die aktive Absorberfläche ist dann die nicht durch die Rahmenverschattung beeinträchtigte Absorberfläche, sie ist also gleich der Aperturfläche (In Solarthermie-2000 benutzte Definition).

2.1.2 Normen zur Ermittlung der Kollektorkennwerte

Die Kollektorkennwerte werden von Prüfinstituten ermittelt. Grundlage sind hierfür Normen, die das Testverfahren festlegen und die Vergleichbarkeit der Kollektoren anhand der Kennwerte sichern. Leider sind oder waren mehrere nationale wie auch internationale Normen in Gebrauch. Bei der Angabe der Kollektorkennwerte ist die Nennung der angewandten Norm zwingend notwendig, da die nach unterschiedlichen Normen ermittelten Kennwerte (obwohl es dem äußeren Anschein nach so ist) **nicht** kompatibel sein müssen. Dieser Tatsache wird teilweise auch in Firmenprospekten nicht genügend Aufmerksamkeit gewidmet. So besteht die Gefahr, dass Kollektoren anhand von Kennwerten bzw. mit Simulationsprogrammen ermittelte Solarerträge verglichen werden, obwohl die Kennwerte eben **nicht** vergleichbar waren.

Die folgende Auflistung zeigt, welche Normen z.Zt. gültig sind, bzw. bis vor kurzem noch gültig waren und deshalb ggf. noch in Umlauf sind.

DIN 4757 Teil 4, Ausgabe 07.1982 /N2/ [überholte Norm!]

Die Norm war bis 31.12.98 gültig. Die Kollektorkennwerte sind für die Windgeschwindigkeiten 0 und 4 m/s angegeben. Sie werden auf die Aperturfläche bezogen und sind mit den Werten der neuen DIN V 4757-4 wegen des geänderten Messverfahrens nicht kompatibel.

DIN V 4757-4, Ausgabe 11.1995 /N1/

Diese Vornorm ist z.Zt. gültig. Sie basiert auf der ISO 9806-1 von 1994 /N3/. Die Prüfungen werden bei einer Windgeschwindigkeit von 3 m/s durchgeführt. Die Kollektorkennwerte werden auf die Aperturfläche bezogen.

Rapperswiler Testverfahren /N4/

Diese Messungen werden in Anlehnung an ISO 9806-1 /N3/ durchgeführt. Es wird keine künstliche Bewindung vorgenommen, und nur Messpunkte bei geringen horizontalen Windgeschwindigkeiten (<1,5 m/s) werden ausgewertet. Die Kollektorkennwerte werden auf die aktive Absorberfläche entsprechend der o.a. Definition bezogen.

Norm-Entwurf DIN EN 12975-2 Ausgabe 01.1998 /N5/

Der EN-Norm-Entwurf ist z.Zt. in der Beratung. Er wird die DIN V 4757-4 Ausgabe November 1995 in absehbarer Zeit ablösen.

Die Kollektorkennwerte aus der alten DIN 4757 Teil 4 sind als überholt zu betrachten und sollten nicht mehr verwendet werden. Die Kollektorkennwerte aus der neuen DIN V 4757-4 sind Stand der Technik und können für Kollektorvergleiche herangezogen werden. DIN V 4757-4 wird von den deutschen Prüfinstituten angewendet. Problematisch ist der Vergleich mit den älteren Testergebnissen aus Rapperswil, da die Rapperswiler Messvorschrift von der DIN V 4757-4 abweicht und zu anderen Kollektorkennwerten führt. In der Vergangenheit hat es bei Kollektorvergleichen oft eine gemischte Verwendung der nach DIN und Rapperswiler Messvorschrift ermittelten Kennwerte gegeben, obwohl dies nicht zulässig ist.

Eine zusätzliches Problem besteht darin, dass die Kollektorkennwerte auf unterschiedliche Flächen bezogen werden. Nach der DIN-Norm sind die Werte auf die Aperturfläche bezo-

gen (Testberichte vom ITW, TÜV Bayern und von anderen deutschen Prüfinstituten), Werte aus den Testberichten von Rapperswil sind aber auf die aktive Absorberfläche bezogen. Dies hat immer wieder zu Konfusionen und Fehlern geführt, da vielen Planern dieser Zusammenhang nicht klar ist. Auch die Kollektorhersteller geben in ihren Prospekten nicht immer an, auf welche Fläche die angegebenen Kollektorkennwerte bezogen sind, obwohl in der DIN-Norm Formeln angegeben werden, nach denen die Kennwerte auf verschiedene Flächen umgerechnet werden können. Um hier Klarheit zuschaffen, veröffentlicht das Institut in Rapperswil in neueren Kollektortests die Werte bezogen auf die Absorberfläche, die Aperturfläche und die Bruttofläche, zusätzlich unterschieden nach den Messungen entweder gem. ISO, DIN oder prEN oder aber nach der Rapperswiler Messvorschrift ohne Bewindung. Tab. 2.1 zeigt die Werte gemäß einem Rapperswiler Kollektortest.

Tab. 2.1: Auszug aus einem Kollektortest Rapperswil /N4/ (Test Nr. 269)

Testverfahren	ISO, DIN, prEN mit Bewindung			Rapperswiler Messvorschrift ohne Bewindung		
Def. Bezugsfläche	Absorber	Apertur	Brutto	Absorber	Apertur	Brutto
Kollektorfläche (m ²)	4,871	5,099	5,686	vgl. Werte links		
η_0	0,798	0,762	0,684	0,801	0,765	0,686
$a_1 [=k_1]$ (W/(m ² ·K))	4,12	3,94	3,53	3,77	3,60	3,23
$a_2 [=k_2]$ (W/(m ² ·K ²))	0,0095	0,0091	0,0081	0,0091	0,0087	0,0078

Es lässt sich darüber streiten, welche nun die vermeintlich richtige Bezugsfläche ist. Vergleicht man Kollektoren ohne Reflektoren oder Konzentratoren miteinander, so ist als Fläche die der Strahlung dargebotene (=aktive) Absorberfläche sicher eine sinnvolle Größe. Die Fläche, die bei allen Kollektoren (gleich welcher Bauart) immer eindeutig zu definieren ist, ist jedoch die Aperturfläche. Daher wurde sie in den Normen als Bezugsfläche gewählt. Berechnet man für eine Solaranlage den Solarertrag mit einem Simulationsprogramm, so sind die Ergebnisse (innerhalb der gleichen Messvorschrift) dann für alle Fälle gleich, wenn zu der richtigen Kollektorfläche auch die zugehörigen Kollektorkennwerte eingesetzt werden. Trotzdem sollte bei einer Ausschreibung für alle zu erstellenden Angebote eine einheitliche Bezugsfläche gewählt werden. In dem Programm ST-2000 werden alle Angaben auf die **aktive (optisch der Solarstrahlung dargebotene) Absorberfläche** bezogen. Das bedeutet, dass die Absorberfläche die Bezugsfläche ist, wenn sie kleiner ist als die Aperturfläche. Ist die Absorberfläche jedoch größer als die Aperturfläche (ragt sie also unter den Kollektorrahmen), so wird nur die Aperturfläche mit den dazugehörigen Kennwerten genommen.

2.1.3 Kennwerte und Wirkungsgrad von Kollektoren

Wie erwähnt, werden die Werte für η_0 , k_1 und k_2 durch Kollektortests an dafür ausgerüsteten Instituten ermittelt. Der Konversionsfaktor η_0 gibt den vom Absorber absorbierten Anteil der auf die entsprechende Bezugsfläche eintreffenden Strahlung an. Das Komplement $1-\eta_0$ beinhaltet somit den Strahlungsanteil, der durch Reflexion und Absorption an der transparenten Frontabdeckung sowie Reflexion am Absorber selbst nicht für die Umwandlung in Wärme zur Verfügung steht. η_0 ist unabhängig von der Übertemperatur des Kollektors. Der lineare Wärmedurchgangskoeffizient k_1 und der quadratische Wärmedurchgangskoeffizient

k_2 geben die Güte an, mit der der Kollektor gegen Wärmeverlust geschützt ist. Hohe Werte zeigen einen hohen Wärmeverlust, niedrige Werte einen geringen Wärmeverlust an. Bei Flachkollektoren liegen die Werte für k_1 etwa im Bereich von 2,5 bis 4,5 W/(m²·K) und die für k_2 von 0,008 bis 0,023 W/(m²·K²).

Die thermischen Verluste entstehen durch diverse Mechanismen, die in der Literatur /10/ ausführlich beschrieben sind. Sie sind zum Teil von der Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Umgebung linear abhängig (k_1), zum Teil aber auch höher exponiert (z.B. Abstrahlung). Die letztgenannten Anteile werden durch k_2 in Verbindung mit dem Quadrat der Übertemperatur annähernd beschrieben.

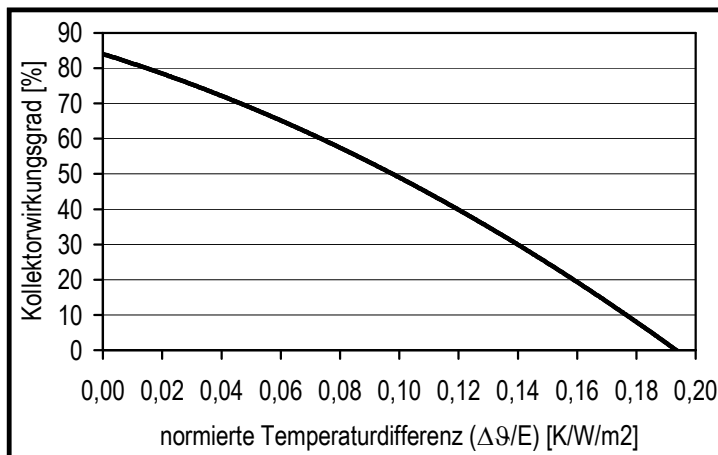


Abb. 2.1: Normierte Kollektorkennlinie

Die Abhängigkeit des Kollektorstufigungsgrades η von der mittleren Kollektorstemperatur ϑ_m , der Umgebungslufttemperatur ϑ_L und der Einstrahlung E_e kann in einem Diagramm wiedergegeben werden (Abb. 2.1). Auf der Ordinate kann der Wirkungsgrad abgelesen werden, auf der Abszisse die Übertemperatur $\Delta\vartheta$ des Kollektors gegenüber der Umgebung bezogen auf die Strahlung E_e . Der Konversionsfaktor η_0 liegt im

Schnittpunkt der Kollektorkennlinie mit der Ordinate. Ohne Übertemperatur ($\Delta\vartheta = \vartheta_m - \vartheta_L = 0$) ist der Kollektorstufigungsgrad η gleich dem Konversionsfaktor η_0 , es treten nur optische Verluste auf. Mit steigender Übertemperatur wachsen die Wärmeverluste. Die Steigung der Kollektorkennlinie hängt im Wesentlichen vom linearen Verlustkoeffizienten k_1 ab. Für kleine k_1 -Werte hat die Kennlinie nur eine geringe (negative) Steigung, d.h. der Kollektor hat auch bei höheren Übertemperaturen nur mäßige Verluste. Für große k_1 -Werte verläuft die Kennlinie steiler, die Verluste nehmen bei steigender Übertemperatur schneller zu, der Wirkungsgrad sinkt rascher ab. Der Faktor k_2 bestimmt die Durchbiegung (Abweichung von einer Geraden) der Kennlinie. Er wirkt sich vor allem bei hohen Übertemperaturen (Multiplikation mit $\Delta\vartheta^2$) aus, auch wenn der Wert im Vergleich zu k_1 relativ klein ist. Je besser der Kollektor für hohe Temperaturen geeignet ist, um so geringer sind sowohl die Steigung als auch die Durchbiegung seiner Kennlinie.

Trägt man auf der x-Achse (Abszisse) die Temperaturdifferenz ohne den Bezug auf die Einstrahlung auf, so erhält man für unterschiedliche Einstrahlungen jeweils eine neue Kurve. Mit zunehmenden Einstrahlungen bleibt der Schnittpunkt der Kennlinie mit der Ordinate (η_0) fest, der Schnittpunkt mit der Abszisse (Maximal-Temperaturdifferenz bei der betrachteten Einstrahlung) wandert aber nach rechts zu höheren Werten hin. Mit steigender Einstrahlung dreht bei dieser Form der Darstellung die Kennlinie also um den Punkt η_0 (Schnittpunkt mit der Y-Achse) nach oben, bei geringeren Einstrahlungen nach unten. Der Wirkungsgrad steigt bei gleichbleibender Temperaturdifferenz also mit der Einstrahlung.

Diese Art der Darstellung ist zwar daher nicht so universell wie die mit strahlungsbezogenen Temperaturdifferenzen, gibt aber die Abhängigkeit von den Temperaturverhältnissen besser wieder. Sie erlaubt zudem die Kennzeichnung der üblichen Arbeitstemperaturbereiche für verschiedene Anwendungen (Schwimmbaden- und Trinkwassererwärmung, Niedertemperaturprozesswärme). Abb. 2.2 zeigt für eine Einstrahlung von ca. 600 W/m^2 auf die Kollektorfläche ein derartiges Diagramm für drei Kollektortypen (dachaufliegender Absorber ohne Frontabdeckung, Flachkollektor ("gut" und "schlecht"), Vakuumröhrenkollektor). Gleichzeitig sind die Hauptbereiche von $\Delta\vartheta$ für die Schwimmbadwasser- und Trinkwassererwärmung sowie für die Niedertemperaturprozesswärme eingezeichnet.

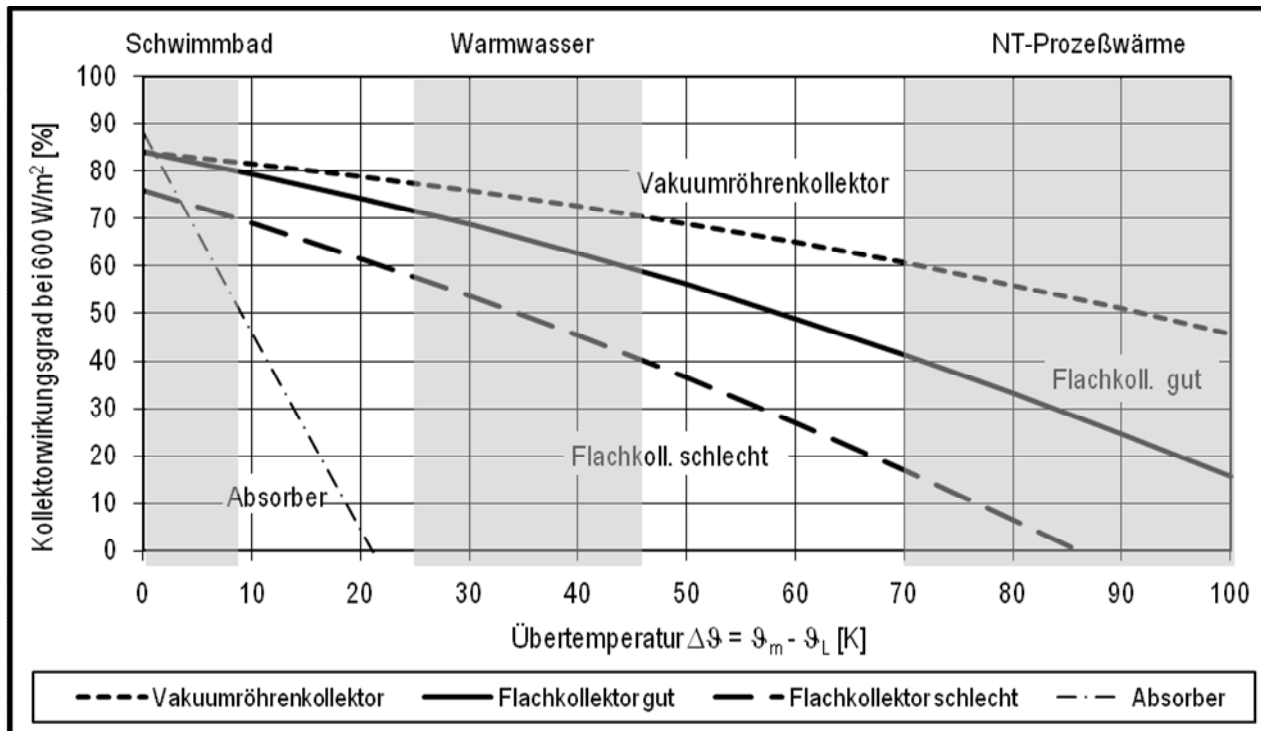


Abb. 2.2: Kennlinien (Strahlung: ca. 600 W/m^2 ; Bezug: Absorberfläche) für einen Absorber, einen "guten", einen "schlechten" Flachkollektor und einen Vakuumröhrenkollektor; Nutzungsbereiche für drei Anwendungsfälle eingezeichnet (Flachkol.: "gut": $\eta_0=84\%$, $k_1=2,6$; "schlecht": $\eta_0=76\%$, $k_1=4$; $k_2=\text{konst.}=0,015$)

Die preiswerten Absorber sind für die Schwimmbadwassererwärmung besonders geeignet, weil hier nur ein geringer Temperaturhub (max. 10 K) zum Erreichen der Beckentemperatur von ca. 25°C erforderlich ist. Bei der Trinkwassererwärmung arbeitet der Kollektor in der überwiegenden Zeit bei einer Übertemperatur von ca. 25-45 K, so dass Absorber hier nicht mehr geeignet sind. Diese Temperaturen können bei guten Wirkungsgraden von Flachkollektoren erreicht werden. Der Einsatz von teuren Vakuumröhrenkollektoren bringt im Trinkwasserbereich nur wenig mehr, er ist aber dann notwendig, wenn noch höhere Temperaturen im Bereich der Niedertemperaturprozesswärme erreicht werden sollen.

2.1.4 Berechnung des Solarertrages mit Hilfe der Kollektorkennwerte

Für die Solaranlagenplanung interessiert, wie hoch der Energiegewinn des Systems mit einem ausgewählten Kollektor nicht nur in einem Betriebspunkt, sondern für einen längeren Zeitraum (z.B. ein Jahr) ist. Vielfach wird versucht, nur anhand der Kollektorkennwerte die

Leistungsfähigkeit einer Solaranlage vorherzusagen. Eine ausreichend sichere Aussage zum Ertrag ist jedoch nur mit einem Simulationsprogramm möglich, das nicht nur die Kollektorkennwerte, sondern auch die der anderen Systemkomponenten, die Meteorologie am Standort, der zu deckende Energiebedarf und einige Daten zum konventionellen System berücksichtigt.

Wie stark sich die Unterschiede in den Kollektorkennwerten im Ertrag einer Solaranlage auswirken, zeigt Tab. 2.2. Die Kennwerte für die fiktiven Kollektoren orientieren sich an den oberen und unteren Grenzwerten heute üblicher Kollektoren. Ein heute "mittlerer" Flachkollektor (η_0 ca. 80%; k_1 ca. 3,3) hätte etwa das Verhalten wie die Kollektoren mit den Nummer 2 oder 3 in Tab. 2.2. Die Rechnungen wurden mit T*SOL 3.1 /11/ durchgeführt. Im Folgenden einige Systemspezifikationen:

Kollektorfläche: 100 m² (Ausrichtung Süd, Neigung 45 °); Pufferspeicher: 5 m³

Standort: Köln; Zapfverbrauch: 7, 4 und 2,5 m³/d

(Anlagenauslastung = Zapfverbrauch je m² Koll.: 70, 40 und 25 l/(m²·d))

Kollektorkennwerte fiktiv; η_0 und k_1 lt. Angaben in Tab. 2.2

Für Kollektor-Nr. 1-4 (FK): $k_2 = 0,015 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^2)$; für Nr. 5 (RK): $k_2 = 0,010 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^2)$

Tab. 2.2: Solarsystemertrag bei Verwendung verschiedener Kollektoren für Systeme mit unterschiedlicher Auslastung (grau hinterlegt: Referenzsystem für Abb. 2.3)

Kollektor-Nr. FK: Flachkol. RK: Vakuum-Röhre	Konversionsfaktor η_0 [%]	lin. Wärmedurchgangskoeff. k_1 [W/(m ² ·K)]	Auslast.:70 l/(m ² ·d)		Auslast.:40 l/(m ² ·d)		Auslast.:25 l/(m ² ·d)	
			Solarsystemertrag [kWh/(m ² ·a)]	Solarsystemnutzungsgrad [%]	Solarsystemertrag [kWh/(m ² ·a)]	Solarsystemnutzungsgrad [%]	Solarsystemertrag [kWh/(m ² ·a)]	Solarsystemnutzungsgrad [%]
1-FK "schlecht"	76	4,0	517	43,9	423	35,9	331	28,1
2-FK	76	2,6	567	48,1	462	39,2	356	30,3
3-FK	84	4,0	571	48,5	457	38,8	352	29,9
4-FK "gut"	84	2,6	624	53,0	490	41,7	372	31,6
5-RK	84	1,3	726	61,7	558	47,4	410	34,8

In Abb. 2.3 sind die Abweichungen aller in Tab. 2.2 aufgelisteten Systemerträge bei den unterschiedlichen Auslastungen vom Ertrag des "Referenzsystems" ("guter" Kollektor, Auslastung 70 l/(m²·d); System grau hinterlegt in Tab. 2.2) dargestellt. Die Grafik und Tab. 2.2 zeigen, dass bei einer Anlagenauslastung von 70 l/(m²·d) der Solarertrag des Systems mit dem schlechtesten Flachkollektor relativ etwa 17 % unter dem Ertrag der Anlage mit dem guten Kollektor liegt. Das System mit etwa doppelt so teuren Vakuumröhrenkollektoren liefert rund 16 % mehr Energie als das mit dem besten Flachkollektor.

Da eine Anlagenauslastung von 70 l/(m²·d) ein Vorwärmssystem beschreibt (vgl. Kap. 6.1), kann eingewandt werden, dass die besseren Kollektoren ihre Stärke aufgrund der noch mäßigen Übertemperatur nicht ausspielen können. Deshalb wurden die Berechnungen auch für Anlagenauslastungen von 40 und 25 l/(m²·d) durchgeführt, bei denen mit höheren Tempera-

turen im System und damit auch im Kollektor zu rechnen ist. Zu erkennen ist, dass bei allen Systemen mit sinkender Auslastung der Systemertrag deutlich zurückgeht. Bei fallender Auslastung (steigender Kollektorarbeitstemperatur) hätte man allein anhand der Kollektorkennwerte einen wachsenden Unterschied zwischen dem System mit dem schlechtesten (1-FK) und dem mit dem besten Flachkollektor (4-FK) erwartet. Dass dies nicht so ist, liegt daran, dass beim System mit dem besseren Kollektor erstens die sonstigen Systemverluste (Rohrleitungen, Speicher) wegen steigender Systemtemperatur wachsen und dass zweitens diese Anlage wegen der höheren Kollektorleistung bei gleichbleibendem Verbrauch und konstant gehaltener Kollektorfläche in Schönwetterperioden längere Stillstandszeiten wegen voll geladener Solarspeicher aufweist. So verkleinern sich die Unterschiede zwischen den Systemen mit schlechten und guten Flachkollektoren auf 14 bzw. nur noch 11 % bei den beiden geringeren Auslastungen. Theoretisch könnten die Kollektoren mehr Energie liefern, das System kann diese aber wegen zu geringen Verbrauchs nicht aufnehmen. Gleiches gilt auch für das System mit Vakuumröhrenkollektoren. Auch die Vakuumröhrenkollektoren können bei sinkender Auslastung und dann höheren Systemtemperaturen ihren theoretischen Vorteil systembedingt (Stillstandszeiten) nicht ausspielen. Sie erbringen unter diesen Bedingungen lediglich 14 bzw. 10 % mehr Systemenergie gegenüber der Anlage mit dem guten Flachkollektor. Mit sinkender Auslastung nivellieren sich also die Ertragsunterschiede wegen vermehrt auftretender Stillstandszeiten bei Anlagen mit höher effizienten Kollektoren.

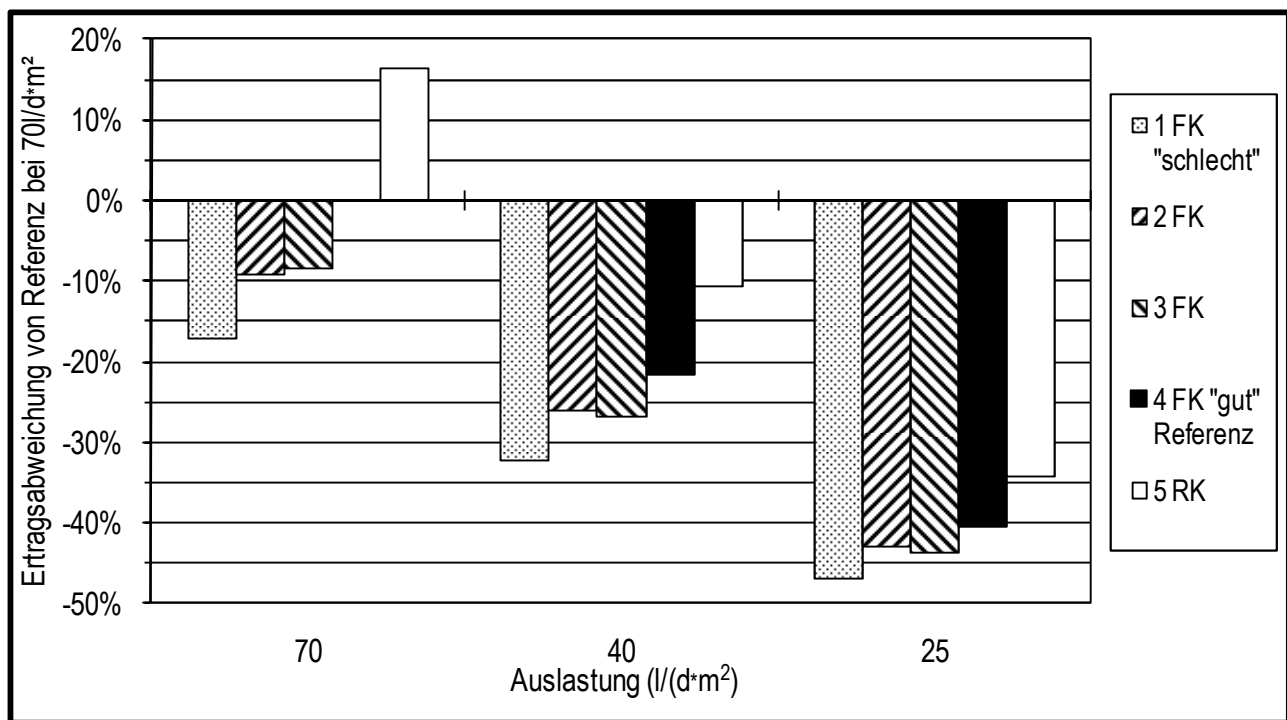


Abb. 2.3: Abweichung im Systemertrag bei Solaranlagen mit unterschiedlichen Kollektoren und mit unterschiedlicher Auslastung gegenüber einem Referenzsystem

Die aufgeführten Simulationsergebnisse belegen, dass alleine die Bewertung des Kollektors und dann evtl. sogar nur **eines** Kennwertes (z.B. η_0) keine zuverlässige Aussage über die Leistungsfähigkeit der gesamten Solaranlage erlaubt. So hat der Flachkollektor 2 mit $\eta_0 = 76\%$ zwar einen schlechten Konversionsfaktor, der Ertrag eines Systems mit diesem Kol-

lektor ist aber fast gleich dem einer Anlage mit 3-FK, der ein η_0 von 84 % aufweist. Der um relativ knapp 10 % schlechtere Konversionsfaktor wird bei 2-FK also kompensiert durch den um ca. 35 % besseren (niedrigeren) k_1 -Wert (bezogen auf den Wert von 4,0 beim 3-FK). Dies heißt aber auch: Geringe prozentuale Abweichungen im η_0 sind nur durch erheblich höhere prozentuale Änderungen im linearen Verlustkoeffizienten ausgleichbar.

Ein hoher η_0 -Wert ist bei allen Betriebsbedingungen besonders wichtig. Der Verlustfaktor k_1 (und der bei den bisherigen Betrachtungen immer vernachlässigte Wert k_2) gewinnt mit steigendem $\Delta\vartheta$ (groß dimensionierte Systeme, Anlagen mit Heizungsunterstützung in kühlen strahlungsarmen Perioden, Prozesswärme) immer mehr an Bedeutung.

Bei knapp ausgelegten Solarsystemen zur Trinkwassererwärmung können höher effiziente Kollektoren ihre (bei diesem Temperaturniveau begrenzten) Vorteile (bei gleichbleibender Kollektorfläche) voll ausspielen, da der höhere Energieeintrag noch nicht zu Stillstandszeiten führt. Sie führen nur dann zu erheblich besseren Erträgen, wenn höhere Temperaturen (Übertemperaturen gegenüber der Umgebung) als bei der Warmwasserbereitung gefordert werden (z.B. im Prozesswärmebereich).

In großzügig dimensionierten Solarsystemen zur Trinkwassererwärmung haben besonders verlustarme Kollektoren keine sehr großen Vorteile gegenüber Kollektoren mit "mittleren" Kennwerten, wenn nicht das Kollektorfeld gegenüber einem Feld mit "Standardkollektoren" verkleinert wird. Der Vorteil effizienterer Kollektoren liegt bei solchen Anlagen also eher darin, dass man das Kollektorfeld (nicht den Solarspeicher!) bei gleichbleibender Leistung verkleinern kann und damit die Kosten des Kollektorkreises (Kollektoren, Kollektorverbindungen, Aufständerkonstruktion, Montageaufwand etc.) reduziert, wenn diese Kollektoren nicht erheblich teurer sind als "Standardkollektoren". Er ist weniger beim Energiegewinn zu sehen, wenn man die Kollektorfläche konstant hält.

2.2 Solarspeicher

Da nur in seltenen Fällen der Energiebedarf und das Strahlungsangebot völlig gleichartig verlaufen oder der Verbraucher selbst eine hohe Speicherfähigkeit hat (wie z.B. ein Schwimmbecken), muss in die meisten Solaranlagen ein Solarspeicher integriert werden. Er hat die Aufgabe, die vom Kollektorsystem gesammelte Solarwärme bis zu einer Verbrauchsanforderung möglichst verlustarm und kostengünstig zwischenzulagern. Die Größe des Solarspeichers ist sehr stark abhängig vom Gesamtbedarf und vom Bedarfsprofil während eines Tages sowie vom verwendeten Speichermedium.

Zu beachten ist, dass die Speicher ggf. der Druckbehälterverordnung /N6/ unterliegen und danach gebaut, aufgestellt und mit Bescheinigung geprüft sein müssen. In Zweifelsfällen wird der TÜV hinzugezogen.

Folgende Anforderungen werden an einen Solarspeicher gestellt:

- *Kostengünstiger Aufbau (preiswertes Hüllmaterial und Speichermedium)*
- *Hohe Wärmekapazität des Speichermediums im Arbeitstemperaturbereich*

- *Geringe Wärmeverluste (Wärmedämmung mind. 10 cm mit $\lambda = 0,035 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$)*
- *Gute Dauerstandsfestigkeit von Hüllmaterial und Speichermedium*
- *Optimale Nutzung des Gesamtvolumens durch zweckmäßige Anschlüsse*
- *Gute Temperaturschichtung (besonders wichtig bei Low-Flow-Systemen)*
- *Vorliegen einer Prüfbescheinigung für den Einsatzzweck, sofern gefordert*

Da es derzeit noch keine neuen Speichermedien gibt, die Wärme verlustarm, dauerstabil und kostengünstig speichern können, wird in Anlagen zur Trinkwassererwärmung heute – abgesehen von Versuchsanlagen – Wasser als Speichermedium benutzt. Bei großen Solaranlagen mit Saisonspeicher wurden auch schon Kies-Wasser- und Erdreichspeicher (Sonden) eingesetzt /8/. Andere Speichermaterialien sind in /12/ beschrieben.

Während die Solarspeicher in Anlagen zur Trinkwassererwärmung früher meist mit Trinkwasser gefüllt waren, ist man aufgrund der in letzter Zeit stärker beachteten "Legionellengefahr" dazu übergegangen, in großen Anlagen die Solarspeicher als Pufferspeicher auszuführen. Diese Speicher sind ebenfalls mit Wasser (aber nicht mit Trinkwasser!) gefüllt, entnehmen ihre Energie wie bisher auch über Wärmetauscher aus dem Wärmeträger des Kollektorkreises, geben die Energie aber nunmehr über einen zweiten Tauscher an das Trinkwasser ab. Nur bei Kleinanlagen wird im Solarspeicher noch Trinkwasser bevorratet.

Gelegentlich wird vorgeschlagen, Pufferspeicher völlig drucklos (belüftet) auszuführen. Als Vorteile werden genannt, dass dann die Druckbelastbarkeit nur für die stehende Wassersäule ausgelegt werden muss, andere Materialien als Stahl (Kunststofftanks, Betonbecken) verwendbar sind und Sicherheitsventil sowie Ausdehnungsgefäß entfallen. Das Innere eines drucklos betriebenen Pufferspeichers aus ungeschütztem Stahl ist jedoch korrosionsgefährdet. Durch die Volumendehnung des Füllwassers ist eine Belüftung des Behälters notwendig, so dass immer wieder neuer Sauerstoff in den Pufferspeicher gelangt. Weiter ist zu beachten, dass für Pumpen, die am Pufferspeicher angeschlossen sind, bei höheren Temperaturen die Gefahr der Kavitation zunimmt. Die Pumpenhersteller geben in ihren Prospekten an, welche Zulaufhöhe auf der Pumpensaugseite bei welcher Mediumtemperatur mindestens vorhanden sein muss, um Kavitation zu vermeiden. Wird ein druckloser Pufferspeicher in Erwägung gezogen, so muss sorgfältig geprüft werden, ob die o.g. Gefahren sicher vermieden werden können, die erwähnten Vorteile also nicht durch neue Probleme erkauft werden.

Bei vielen der im Programm ST-2000 ausgeführten Anlagen ist in den Pufferspeichern ein Schichtladesystem installiert. Hierbei wird mittels eines oder mehrerer Rohre mit Membranklappen (Ladelanze) das Heizwasser selbstregelnd – abhängig von seiner temperaturabhängigen Dichte – in der "richtigen" Höhe des Speichers eingespeist. Alternativ kann über eine ΔT -Abfrage und ein Umschaltventil die Einspeisung in den Pufferspeicher in zwei Höhen grob der Temperaturschichtung im Speicher angepasst werden (vgl. Abb. 2.4). Diese Variante kann verfeinert werden durch zwei Regelfühler im Speicher (in Höhe der beiden Einläufe) und zwei ΔT -Abfragen.

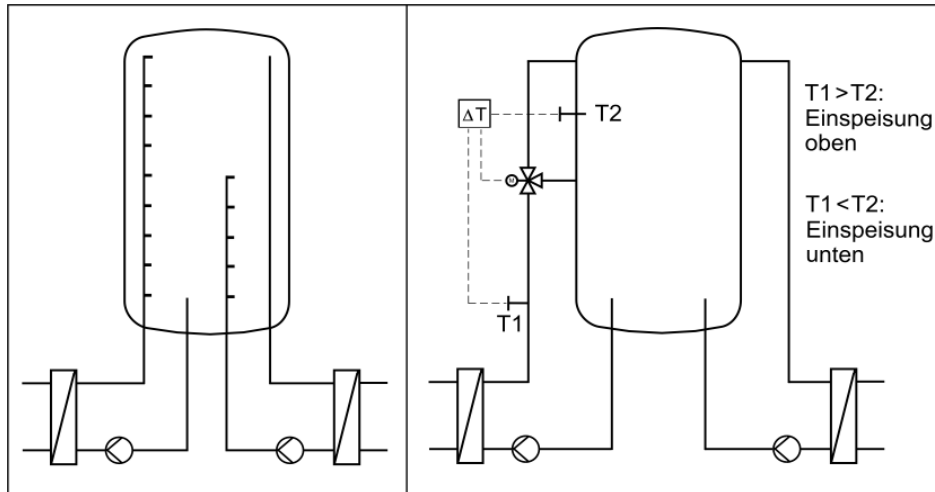


Abb. 2.4: Solarspeicher mit Ladelanze (linkes Bild) bzw. mit 2 Einspeisungen und ΔT -Abfrage (rechtes Bild)

Wichtig ist eine solche Schichtbeladung, wenn das Kollektorfeld für "Low-Flow" (vgl. Kap. 6.1.3) ausgelegt ist. Gelingt es hier nicht, eine ausgeprägte Schichtung im Speicher aufzubauen, und kann der untere Teil des Solarspeichers (somit auch der Kollektorzulauf) daher nicht auf dem niedrigst möglichen

Temperaturniveau gehalten werden, so sind zu hohe mittlere Temperaturen im Kollektorkreis und Wirkungsgradverluste vorprogrammiert. Wichtig sind die Herstellerangaben zu den Schichtladesystemen, da eine Beladelanze nicht für einen beliebig hohen Durchsatz konzipiert ist. Für das Solvis-Schichtladesystem wird ein maximaler Durchfluss von $1 \text{ m}^3/\text{h}$ je Beladelanze angegeben, damit nur die "richtige" Ladeklappe öffnet und nicht mehrere. Bei zu hohem Volumenstrom ist es evtl. von der "Vorgeschichte" der Klappen abhängig (welche war gerade vorher geöffnet), aus welchen das Medium zusätzlich ausströmt. Evtl. geschieht dies aber auch rein zufallsbedingt, so dass auch durch die unterste Klappe warmes Wasser in den Speicher einfließen kann und den Fußteil des Speichers aufheizt. Damit würde die Schichtung im Speicher völlig zerstört. Derartiges Fehlverhalten konnte anhand zeitlich hoch auflösender Daten zu den Puffertemperaturen in der Praxis beobachtet werden.

Werden Schichtladelanzen mit einem zu hohen Volumenstrom beaufschlagt, so führen derartige Ladesysteme zu erheblich schlechteren Betriebsbedingungen für das Kollektorfeld, als sie bei einer Einspeisung der Wärme oben in den Speicher ohne jede Schichtbeladung gegeben wären. Ist der Durchfluss höher als für eine Lanze zulässig (max. $1 \text{ m}^3/\text{h}$ je Lanze), müssen unbedingt mehrere Lanzen parallel im Speicher installiert werden. Die Aufteilung des Volumenstroms auf parallel verschaltete Speicher ist zwar theoretisch möglich, wir raten von dieser Lösung wegen der Ungleichmäßigkeit der Durchströmung der einzelnen Speicher jedoch ab (Kap. 6.2.2). Auch der Rücklauf vom Entladetauscher sollte mittels einer kürzeren Lanze (ggf. mehrere!) in den Puffer geführt werden, damit eine evtl. in einigen Betriebspunkten erhöhte Rücklauftemperatur nicht in den unteren Teil des Speichers gelangt.

2.3 Wärmetauscher

Wärmetauscher haben die Aufgabe, die Wärme von einem Transportmedium (Wärmeträger) auf ein anderes zu übertragen. Sie werden immer dann notwendig, wenn in den zwei Kreisen unterschiedliche (z.B. Luft und Wasser) oder unterschiedlich zusammengesetzte Medien (Wasser/Glykol im Solarkreis und Trinkwasser) fließen, die nicht gemischt werden dürfen.

Ein Wärmetauscher soll folgende Anforderungen erfüllen:

- Hohe exergetische Effizienz (geringer Temperatursprung zwischen den mittleren Temperaturen der beiden Medien).
- Hohe energetische Effizienz (geringe Wärmeverluste, gute Wärmedämmung)
- Geringer Strömungswiderstand; dennoch turbulente Wärmeträgerströmung
- Geringe Kosten (sowohl bei Anschaffung als auch bei Wartung)

Es gibt zwei Arten von Wärmetauschern, die je nach Größe der Solaranlage eingesetzt werden. In kleinen Anlagen werden hauptsächlich innenliegende, direkt im Solarspeicher integrierte Wärmetauscherverwendet. Diese Tauscher (z.B. Schlangen aus Glatt- oder Rippenrohr aus Kupfer oder Edelstahl) sind nur auf der Innenseite zwangsdurchströmt. Die Strömung an der Außenseite baut sich durch den thermischen Auftrieb des erwärmten Wassers auf. Sie haben den Vorteil, dass der Speicher mitsamt dem Wärmetauscher geliefert werden kann. Auch entfällt die Pumpe für einen separaten Speicherladekreis. Der Nachteil dieser Tauscher ist, dass sie im Vergleich zu beidseitig zwangsdurchströmten Tauschern keine große Übertragungsleistung haben, da an ihrer Außenfläche nur Konvektion durch natürlichen Auftrieb auftritt. Bei großen Anlagen nehmen daher die notwendigen Wärmetauscherflächen stark zu, so dass es problematisch ist, sie im Solarspeicher einzubauen.

Externe Wärmetauscher können aus Rohrbündeln in engen zwangsdurchströmten Behältern (Rohrbündeltauscher) oder aus Platten, zwischen denen abwechselnd die zwei Wärmeträger fließen (Plattenwärmetauscher), aufgebaut sein. Diese Tauscher können genau an die benötigte Leistung durch Variation der Rohrbündel- oder Plattengröße bzw. -zahl oder auch

durch Zusammenschalten mehrerer Tauscher angepasst werden. Bei geschraubten Plattenwärmetauschern ist nachträglich sogar in einem gewissen Maß eine Vergrößerung der Tauscherfläche durch Hinzufügen weiterer Platten möglich. Rohrbündeltauscher sind in der Regel weniger anfällig bei verschmutzten Medien.

Plattentauscher haben bei erzwungener turbulenter Strömung (entsprechend profilierte Plattenoberflächen) sehr gute Wärmeübergänge und so selbst bei großen Leistungen nur kleine Abmessungen. Großanlagen werden

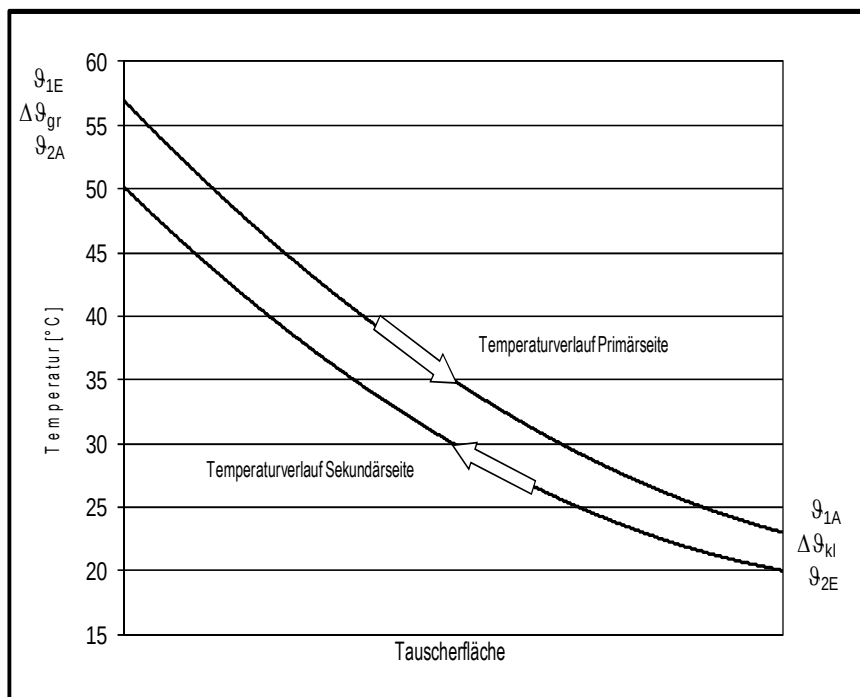


Abb. 2.5: Temperaturverhältnisse am Plattenwärmetauscher im Gegenstrom ($\Delta\vartheta_{gr}=7\text{ K}$, $\Delta\vartheta_{kl}=3\text{ K}$, $\Delta\vartheta_m=5\text{ K}$)

deshalb i.d.R. mit externen Plattenwärmetauschern ausgeführt. Nachteilig können sich die engen Strömungskanäle im Tauscher auswirken, die sich evtl. leicht zusetzen. Bei kalkhaltigem Trinkwasser muss daher auf der Primärseite des Tauschers durch eine Rücklaufbeimischung die Plattentemperatur auf höchstens 65 °C (oder weniger, je nach Kalkgehalt) begrenzt werden. Bei sehr kalkhaltigem Wasser können geschraubte Tauscher verwendet werden, die demontiert, gereinigt und danach wieder zusammengesetzt werden können. Allerdings ist diese Maßnahme mit einem großen Aufwand verbunden, so dass man dies nur im Notfall akzeptieren kann.

Plattenwärmetauscher können im Gleich- oder im Gegenstrom betrieben werden. In der Solartechnik wird der Betrieb im Gegenstrom bevorzugt, da dann das Temperaturniveau der Primärseite möglichst gut auf die Sekundärseite des Tauschers übertragen wird.

Folgende Beziehungen gelten für den Wärmetauscher:

Übertragene Leistung durch Wärmeübergang über die Tauscherfläche A

$$\dot{Q} = k \cdot A \cdot \Delta\vartheta_m = \dot{V}_1 \cdot \rho_1 \cdot c_{p1} (\vartheta_{1E} - \vartheta_{1A}) = \dot{V}_2 \cdot \rho_2 \cdot c_{p2} (\vartheta_{2A} - \vartheta_{2E})$$

mit der mittleren logarithmischen Temperaturdifferenz beim Gegenströmer (vgl. Abb. 2.5)

$$\Delta\vartheta_m = (\Delta\vartheta_{gr} - \Delta\vartheta_{kl}) / \ln(\Delta\vartheta_{gr} / \Delta\vartheta_{kl})$$

$$\Delta\vartheta_m = ((\vartheta_{1E} - \vartheta_{2A}) - (\vartheta_{1A} - \vartheta_{2E})) / \ln((\vartheta_{1E} - \vartheta_{2A}) / (\vartheta_{1A} - \vartheta_{2E}))$$

für den Fall: $\Delta\vartheta_{gr}$ ungleich $\Delta\vartheta_{kl}$

Für nahezu gleiche Temperaturdifferenzen am Ein- und Austritt kann vereinfacht mit der arithmetischen Temperaturdifferenz gerechnet werden:

$$\Delta\vartheta_m = (\Delta\vartheta_{gr})/2 + (\Delta\vartheta_{kl})/2$$

$$\Delta\vartheta_m = (\vartheta_{1E} - \vartheta_{2A})/2 + (\vartheta_{1A} - \vartheta_{2E})/2$$

$\dot{Q}$	[W]	übertragene Leistung am Wärmetauscher
k	[W/(m ² _{TF} ·K)]	Wärmedurchgangskoeffizient durch die Tauscherwand
A	[m ²]	Tauscherfläche (Fläche der Tauscherwand bzw. -platten)
$\Delta\vartheta_m$	[K]	mittlere logarithmische Temperaturdifferenz
$\dot{V}$	[m ³ /h]	Volumenstrom
ρ	[kg/m ³]	Dichte Wärmeträger
c_p	[J/(kg·K)]	spez. Wärmekapazität Wärmeträger
ϑ_{1E}	[°C]	Temperatur Primärseite (1) am Wärmetauschereintritt (E)
ϑ_{1A}	[°C]	Temperatur Primärseite (1) am Wärmetauscheraustritt (A)
ϑ_{2E}	[°C]	Temperatur Sekundärseite (2) am Wärmetauschereintritt (E)
ϑ_{2A}	[°C]	Temperatur Sekundärseite (2) am Wärmetauscheraustritt (A)

Der Wärmedurchgangskoeffizient (k-Wert) ist ein Kennwert für das Wärmeübertragungsvermögen des Tauschers. Er gibt die Leistung an, die pro K mittlerer log. Temperaturdifferenz ($\Delta\vartheta_m$) und pro m² Tauscherfläche (A) übertragen wird. Der Wärmedurchgangskoeffizient hängt wesentlich von der Strömungsart (turbulent, laminar) im Wärmetauscher und damit von der Bauform der Übertragungsflächen und Strömungskanäle sowie dem Tauschermaterial u.v.a. Bedingungen ab. Er ist für ein Tauschermodell in erster Näherung so lange annähernd konstant, wie die Strömung in ihm turbulent bleibt und sinkt stark ab, wenn die Strömung bei sehr geringem Volumendurchsatz in einen laminaren Zustand umschlägt.

Oftmals wird der $k \cdot A$ -Wert (k -Wert $\cdot$ Tauscherfläche A) zur Beschreibung des Wärmetauschers angegeben. Für ihn gilt das für den k -Wert Gesagte. Weiter soll hier nicht auf die Theorie der Wärmetauscher eingegangen werden; es sei auf die Literatur verwiesen/13/.

2.4 Regelung

Die Regelung einer Solaranlage hat die Aufgabe für eine gute Be- und Entladung der Solarpeicher zu sorgen. Eine schlechte Regelung kann die Effizienz eines Solarsystems erheblich vermindern.

Aufgrund der vielen schlechten Erfahrungen warnen wir dringend davor, die Anlagen sowie die Regelung zu komplex aufzubauen. Eine einfache und übersichtliche Regelung ist besser einzustellen und zu kontrollieren als eine komplizierte. Versuche, durch eine aufwändige Regelung einen höheren Solarertrag zu erzielen, haben in einigen Fällen sogar zu Minderertrag geführt, wenn sie vom Installateur nicht verstanden wurde und nicht leicht einzustellen war. Ebenso müssen wir dringend raten, Steuergrößen für die Regelung **direkt** zu messen und nicht von Sekundärgrößen abzuleiten (vgl. Kap. 6.7.3).

Die Regelung einer Solaranlage sollte – wie jede Regelung – einfach und verständlich aufgebaut sein, damit sie für das Bedienungspersonal nachvollziehbar ist und Fehlfunktionen erkannt werden können. Nicht berücksichtigt wird oft, dass der Aufwand zur Einregulierung und Kontrolle um so höher wird, je aufwändiger die Regelung ist. In "normalen" Anlagen, die nicht mit einer detaillierten Messtechnik ausgestattet sind, ist eine Kontrolle der Regelung meist überhaupt nicht möglich. Es bleibt daher oft dem Zufall überlassen, ob eine Solaranlage optimal gesteuert wird.

Inakzeptabel sind die mangelhaften Beschreibungen einiger Hersteller zu ihrer Regelung. Funktionsprinzip und Logik der Einstellwerte können oft kaum nachvollzogen werden. Zudem ist es unverantwortlich, wenn selbst die Solarsystemhersteller die Funktion der als Fremdprodukt zugekauften, aber von ihnen vertriebenen Regler nicht erklären können und den Kunden im Problemfall an den Hersteller des Regelgerätes verweisen. Da in den o.g. Fällen die Regelparameter weder vom Betriebspersonal noch vom Installateur sinnvoll abgeändert werden können, ist zu befürchten, dass viele der installierten Solarsysteme mit etwas komplexeren Reglern nicht optimal gesteuert werden. Diese Mängel bleiben ohne detaillierte Messtechnik verborgen, weil letztlich die konventionelle Nachheizung die fehlende Wärme bereitstellt. Ein warmer Solarpeicher allein ist kein Beweis für eine gut funktionierende Solaranlage, auch wenn viele Betreiber dies als wichtigstes Kriterium betrachten.

Jeder Auftraggeber für eine Solaranlage sollte darauf bestehen, dass ihm neben der selbstverständlichen Dokumentation zum Aufbau und zur Funktion des Systems auch eine ausführliche Beschreibung der Regelung übergeben wird und ihm die Funktion und die Einstellparameter dieser Komponente detailliert erklärt werden.

3 Aufbau von großen Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung

In diesem Kapitel werden – gemäß der Themenstellung – lediglich große Systeme zur reinen Trinkwassererwärmung behandelt. Nur bei den Solaranlagen, die in Wärmenetze eingebunden sind (Kap. 3.3), wird zusätzlich die Raumheizung unterstützt. Der grundsätzliche Systemaufbau ist bei beiden Nutzungsarten jedoch ähnlich. Die Hauptunterschiede liegen in der Art der Anbindung an das konventionelle System (Gas- oder Ölkessel, Fernwärme), im Temperaturniveau und jahreszeitlichen Energiebedarf des Verbrauchers sowie – daraus resultierend – in der Dimensionierung der Systemkomponenten. Dieses Kapitel ist zudem beschränkt auf die Beschreibung nur einiger Varianten des System**aufbaus**. Fragen zur System- und Komponenten**dimensionierung** werden in Kap. 6 diskutiert.

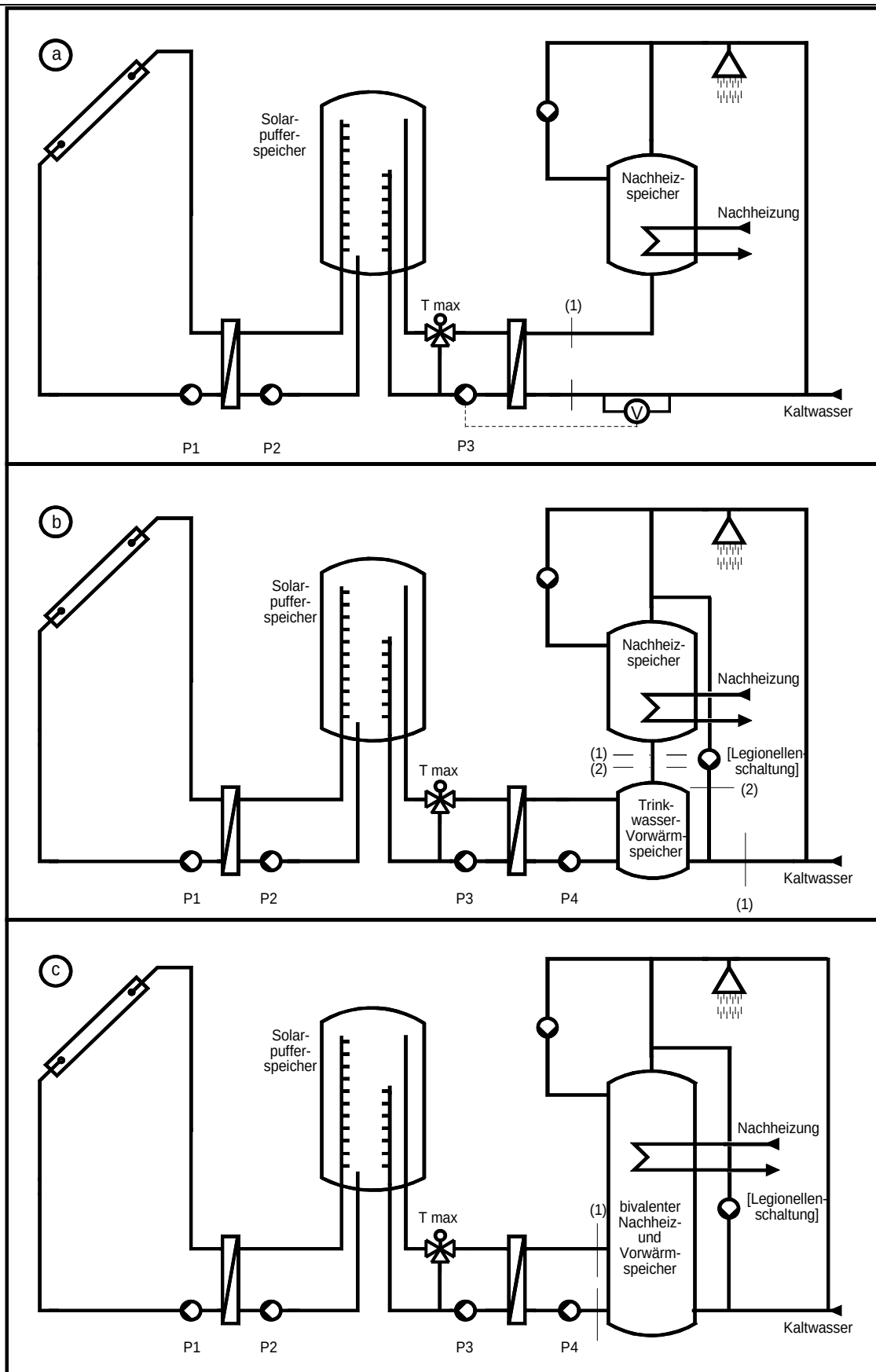
3.1 Einbindung in reine Trinkwassersysteme ohne Vorwärmstufe

Bei der früher fast ausschließlich üblichen Einbindung der Solaranlage in das konventionelle Warmwassernetz wurde der Solarspeicher direkt vom Trinkwasser durchströmt /14/. Bei heutigen großen Solaranlagen ist der Solarspeicher wegen der Legionellenproblematik /N7,N8/ als Pufferspeicher ausgeführt, der mit Heizwasser (kein Trinkwasser!) gefüllt und vom Trinkwassernetz durch einen Wärmetauscher getrennt ist.

Abb. 3.1 zeigt schematisch die drei am häufigsten realisierten Systemvarianten für große Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung. Die Schemata sind auf den grundsätzlichen Aufbau der Solaranlage vereinfacht. In allen drei gezeigten Fällen erwärmt der Kollektorkreis über den Ladewärmetauscher und die Pumpen P1 und P2 den Solar-Pufferspeicher, der dann über eine Pumpe (P3) und den Entladewärmetauscher die gespeicherte Energie an das Trinkwasser abgibt. Die Unterschiede zwischen den drei Varianten liegen also nur in der Anbindung des Trinkwassernetzes an den Entladewärmetauscher.

Bei dem in Abb. 3.1a gezeigten Prinzip wird der Entladewärmetauscher sekundärseitig nur dann vom zu erwärmenden Trinkwasser durchströmt, wenn Warmwasser gezapft wird (wie in einem konventionellen Durchlauferhitzer). Das solar vorgewärmte Trinkwasser strömt in einen Nachheizspeicher und wird dort auf die gewünschte Bereitschaftstemperatur erwärmt. Die Systemgrenze zur Bestimmung der solaren Nutzwärme (Definition in Kap. 9.2) liegt auf der Sekundärseite des Entladewärmetauschers (Linie mit der Kennzeichnung "1").

Die Pumpe P3 sollte nur dann in Betrieb sein, wenn die Temperatur im Pufferspeicher über der des Kaltwassers liegt und gleichzeitig Warmwasser gezapft wird. Im Idealfall ist das Fördervolumen von P3 in einer großen Bandbreite stufenlos entsprechend dem Zapfvolumen regelbar. Anstelle des in Abb. 3.1a angedeuteten Regelprinzips zur Einschaltung der Entladepumpe über ein Strömungssignal im Kaltwasserzulauf werden häufig auch temperaturabhängige Regelungen (z.B. Temperaturabfall an einem Sensor durch anströmendes Kaltwasser) eingesetzt (siehe Kap. 6.7.3).



In den Abb. 3.1 b und c werden zwei Varianten gezeigt, bei denen zwischen Entladewärmetauscher und Nachheizspeicher ein Trinkwasser-Vorwärm-speicher eingebunden ist. Für die Beladung dieses Speichers ist eine zusätzliche Pumpe (P4 auf der Sekundärseite des Tauschers) erforderlich. Je nach Systemaufbau kann der Vorwärm-speicher separat aufgestellt oder rein volumenmäßig im unteren Teil des Nachheizspeichers integriert sein.

Die separate Aufstellung bietet sich vor allem dann an, wenn ein nicht mehr benötigter konventioneller Speicher als Vorwärm-speicher genutzt werden kann. Messungen an konventionellen Systemen haben oft gezeigt, dass die vorhandene konventionelle Speicherkapazität unnötig groß ist und ein Teilvolumen als solarer Vorwärm-speicher benutzt werden könnte.

Die Nutzung des unteren Teils eines Nachheizspeichers als Vorwärmvolumen ist meist nur dann realisierbar, wenn mit dem Bau der Solaranlage auch die Nachheizspeicher neu installiert werden, da es bei vorhandenen Speichern meist nicht möglich ist, den konventionellen Wärmetauscher etwa in die Mitte des Speichers zu versetzen.

Vorteil beider Varianten mit Trinkwasser-Vorwärm-speicher ist, dass durch die Pumpen P3 und P4 auf beiden Seiten des Entladewärmetauschers stets definierte Strömungsverhältnisse vorliegen. Dies vereinfacht die Auslegung dieses WT erheblich (Kap. 6.3.2). Zudem wird die Entladeregelung für den Solarpuffer vereinfacht, weil die Entladepumpen über die Temperaturdifferenz zwischen dem oberen Teil des Solarspeichers und dem unteren Teil des Vorwärm-speichers zu steuern sind. Und schließlich kann die Entladung des Pufferspeichers unabhängiger vom Zapfprofil erfolgen, da dessen Schwankungen vom Vorwärm-speicher geglättet werden und er auch außerhalb der Zapfzeiten erwärmt werden kann. Daher ist bei Anlagen gemäß Bild 3.1c ohne Zusatzmaßnahmen sogar eine solare Teildeckung der Zirkulationsverluste auch außerhalb der Zapfzeiten möglich, wenn der Zirkulationsrücklauf in diesen bivalent genutzten Speicher mündet und die Solaranlage auf der Trinkwasserseite ein Temperaturniveau oberhalb Zirkulationsrücklauf anbietet.

Nachteilig bei den Varianten mit Vorwärm-speicher ist, dass durch das zusätzliche Speichervolumen die Wärmeverluste des Solarsystems geringfügig erhöht werden und dass wegen der zusätzlichen Pumpe auf der Trinkwasserseite des Entladetauschers der Verbrauch an elektrischer Hilfsenergie leicht ansteigt. Da der Vorwärm-speicher zudem mit Trinkwasser gefüllt ist, unterliegt er den Vorsorgemaßnahmen gegen Legionellenwachstum /N7,N8/. Es wird zusätzlich eine gesteuerte Legionellenschaltung erforderlich, über die dieser Speicher vom konventionellen System täglich einmal auf mindestens 60 °C aufgeheizt wird, sofern dies nicht an diesem Tag bereits durch die Solaranlage erfolgt ist (vgl. Kap 6.7.3).

Die Zusatzkosten für den Vorwärm-speicher, die zusätzliche trinkwasserseitige Entladepumpe und die Legionellenschaltung müssen den Kosten des Solarsystems hinzuge-rechnet werden, da diese Komponenten ohne Solarsystem nicht notwendig wären. Die Systemvarianten nach Abb. 3.1 b und c verteuern also die Systeme, bieten aber die o.g. technischen Vorteile.

Wird ein Solarsystem mit einem Vorwärm-speicher konzipiert, so sollte wegen der besseren Möglichkeit zur Teildeckung der Zirkulationsverluste (vgl. oben) dem kombinierten (bivalenten) Speicher gemäß Abb. 3.1c der Vorzug gegeben werden, wenn dabei keine oder nur

sehr geringe Mehrkosten gegenüber einem separaten Vorwärm Speicher anfallen. Im Programm Solarthermie-2000 spielt die Deckung der Zirkulationsverluste jedoch keine sehr große Rolle, da die Solarsysteme sehr knapp dimensioniert sind (Kap. 6.1.1) und daher Temperaturen über ca. 65 °C im Solarpuffer nicht über längere Zeiträume vorkommen.

Die solare Nutzwärme wird bei der Variante gemäß Abbildung 3.1b aus der Energie aus dem Vorwärm Speicher (Messgrenze "1") abzüglich der konventionellen Nachheizenergie zur thermischen Desinfektion (Messgrenze "2") errechnet. Für ein System nach Abbildung 3.1c kann die solare Nutzwärme nur näherungsweise aus der Energie am Ausgang des Entladewärmetauschers ("1") bestimmt werden. Für eine genauere Bilanzierung müssten hier die konventionelle Energie zur thermischen Desinfektion und auch die Verluste des Vorwärmvolumens berücksichtigt werden. Dies ist messtechnisch schwierig und mit hohem Aufwand verbunden. Die dem Solarsystem anzulastenden Verluste im unteren Vorwärmteil des bivalenten Speichers werden daher lediglich aus den Speicherkennwerten abgeschätzt; sie können dann vom Messwert an ("1") abgezogen werden.

Nach den bisherigen Erfahrungen im Programm Solarthermie-2000 mit der Regelung der Solarspeicherentladung bei Systemen ohne Vorwärm Speicher (vgl. Kap. 6.7.3) sind Systeme mit Vorwärm Speicher bezüglich der Bedienung (Einstellen der Regelung) und des Entladeverhaltens für die Solar-Pufferspeicher betriebssicherer. Normalerweise stehen weder eine so aufwändige Messtechnik noch technisch so gut ausgebildete Betreuungspersonen zur Verfügung wie in Solarthermie-2000, so dass im Normalfall Schwächen der Entladeregelung nicht erkannt werden dürften. Auch bei der Auslegung des Entladewärmetauschers bei Systemen ohne Vorwärm Speicher gibt es noch sehr große Unsicherheiten; zudem werden höhere Anforderungen an die vorbereitenden Messungen gestellt.

Im Hinblick auf eine möglichst problemlose Auslegung aller Systemkomponenten und auf einfach zu bedienende Regler (Betriebsfreundlichkeit) halten wir derzeit eine Empfehlung für Systeme mit Vorwärm Speicher (Abb. 3.1b und c) für gerechtfertigt, auch wenn diese Varianten etwas teurer sind als solche mit einer Trinkwassererwärmung im Durchlauferhitzerprinzip (Abb. 3.1a).

Es ist zu hoffen, dass es auch für Anlagen ohne Vorwärm Speicher künftig einfach zu bedienende und effizient arbeitende Entladeregelungen geben wird. Konzepte dazu – und sogar hilfweise aufgebaute Konstruktionen – sind bereits vorhanden (vgl. Kap. 6.7.3). Mit dem Vorliegen einer größeren Anzahl von sorgfältig analysierten Betriebserfahrungen mit den in diesem Fall kritischen Entladewärmetauschern sollte es möglich sein Dimensionierungsempfehlungen für diese Komponente zu geben. Damit wären dann die Schwachstellen derartiger Systemvarianten weitgehend beseitigt und die Empfehlung bezüglich der Anbindung an das konventionelle System könnte **künftig** evtl. anders lauten.

Manchmal wird das Trinkwasser in einigen Unterstationen dezentral erwärmt, so z.B. in Großobjekten mit weit auseinander liegenden Gebäuden, in Hochhäusern mit zwei oder mehr Druckstufen zur Versorgung einzelner Stockwerksbereiche oder in Gebäuden mit Wässern unterschiedlicher Härte (z.B. nicht-enthärtetes Wasser für Duschen, enthärtetes Wasser für Spül- oder Waschmaschinen). In derartigen Objekten muss der Warmwasserverbrauch für die Dimensionierung des Solarsystems zumeist in mehreren Stationen gemessen

werden. Ob eine solare Warmwasservorwärmung dann zentral über eine Solaranlage erfolgen kann (z.B. mit einem Solarspeicher, an den zwei Entladewärmetauscher angeschlossen sind) oder ob es günstiger ist, das Solarsystem in mehrere kleine Anlagen aufzuteilen, muss nach den technischen Gegebenheiten und den Kosten entschieden werden.

3.2 Einbindung in reine Trinkwassersysteme in Verbindung mit Vorwärmstufen

In vielen Gebäuden fällt Abwärme an, die oft nicht genutzt wird (Abwärme aus Kühlaggregaten, aus Kesselanlagen etc.). In einem solchen Fall sollte bei der Planung einer Solaranlage geprüft werden, ob es nicht ökonomisch und ökologisch günstiger ist, zunächst diese Abwärme zu nutzen und auf der Basis eines dadurch eventuell reduzierten Energiebedarfs die Dimensionierung der Solaranlage entsprechend anzupassen.

Sollen beide Maßnahmen zur (Teil-)Deckung des Energiebedarfs eines Verbrauchers ergriffen werden, so ist unbedingt die Rückwirkung des einen auf das andere System zu beachten. Es erscheint wenig sinnvoll, nur eine recht teure Solaranlage zu installieren, wenn eine kostengünstigere Nutzung der Abwärme eventuell zu einem kleineren Solarsystem bei gleichem Gesamtenergieertrag führen würde. Umgekehrt ist es aber auch nicht zweckmäßig, Abwärme in die Energieversorgung einzubinden, wenn ein Solarsystem die Nutzwärme kostengünstiger zur Verfügung stellen könnte.

Wichtige Kriterien bei der Nutzung von Abwärme sind:

- *Eine in Relation zum Energiebedarf für die Trinkwassererwärmung (oder andere Verbraucher) sinnvolle Menge an Abwärme (Es ist aus Nutzen/Kosten-Überlegungen oft nicht zweckmäßig, kleine Mengen an Abwärme zu nutzen.)*
- *Die Höhe des Abwärme-Temperaturniveaus*
- *Die räumlichen Verhältnisse für eine kostengünstige Leitungsführung vom Ort des Abwärmeanfalls zu den Warmwasserspeichern*
- *Die zeitliche Verfügbarkeit der Abwärme (Abwärme, die nur in wenigen kurzen Zeiträumen anfällt, kann in der Regel nicht kostengünstig genutzt werden.)*

Da die Abwärme oft auf niedrigerem Temperaturniveau anfällt oder das Gerät, das die Abwärme produziert, auf eine bestimmte Mindestkühlung angewiesen ist, kann sie häufig nur zur Kaltwasservorwärmung im Warmwassernetz genutzt werden. Die passive Erwärmung des Kaltwassers durch die Umgebungsluft findet grundsätzlich nur so statt. Schaltet man die Solaranlage vor die Abwärmenutzung, so kann die Abwärme nicht mehr genutzt werden, wenn die Solaranlage das Kaltwasser bereits auf ein Temperaturniveau knapp unterhalb von dem der Abwärme aufgeheizt hat. Auch wäre in diesem Fall eine evtl. geforderte Mindestkühlung eines Gerätes nicht mehr immer gesichert. Bei der Nutzung des Energiegehalts von Rauchgasen ist es jedoch möglich, die Solaranlage vor den Wärmetauscher zur Abwärmenutzung zu schalten, wenn die Abgastemperatur hoch genug ist. Allerdings verliert man dann wegen der erhöhten Einlauftemperatur in den Abgastauscher einen geringen Teil des Potentials der Kondensationsenergie (reduzierte Brennwertnutzung). An diesen Beispielen wird deutlich, dass es wichtig ist, bei der Kombination von Abwärmenutzung und Solaranlage die Einflüsse der Systeme aufeinander sorgfältig abzuklären.

Abwärme aus Kältemaschinen

Bei einigen der im Teilprogramm 2 von ST-2000 geprüften Objekte konnten Abschätzungen zu Abwärmepotentialen von Kältemaschinen gemacht werden. Grundlagen für diese Abschätzungen waren Aufzeichnungen der Antragsteller über die Betriebsstunden und Messungen der ZfS an realisierten Abwärmeanlagen von Kältemaschinen, bei denen 50 % bzw. 75 % der elektrischen Antriebsenergie als Abwärme genutzt wurden.

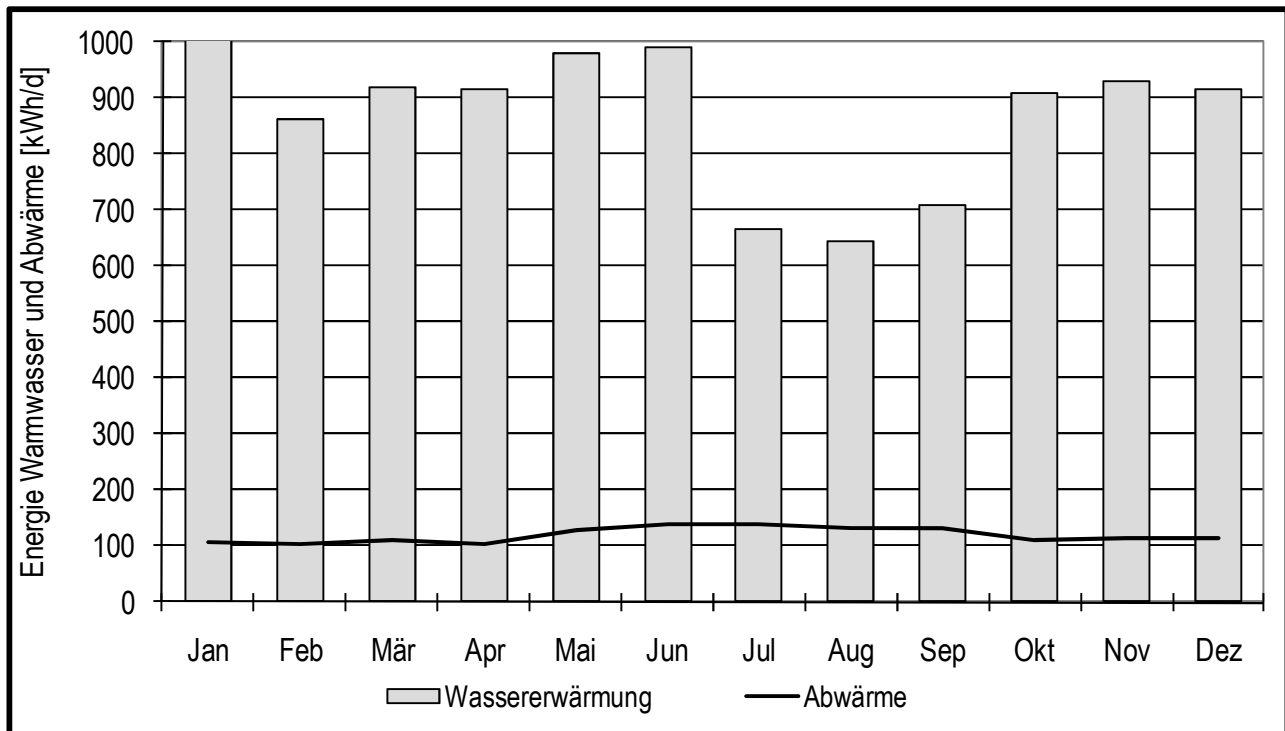


Abb. 3.2: Monatlich gemittelter Tagesenergieverbrauch für das gezapfte Warmwasser und Potential der Abwärme (65 % der el. Antriebsenergie) aus Kühlmaschinen einer Mensa

Abb. 3.2 zeigt den Jahresverlauf des monatlich gemittelten täglichen Energiebedarfs für das gezapfte Warmwasser und den Abwärmeeinfall von 14 Kühlmaschinen (geschätzt zu 65 % der el. Antriebsenergie) in einer Mensa. Der Warmwasserbedarf sinkt in den Sommersemesterferien (Juli bis September), während die nutzbare Abwärme wegen des im Sommer erhöhten Kühlbedarfs leicht ansteigt (Verhältnis Abwärme im Januar zu der im Juli etwa 2:3). Hier könnte man durch die Nutzung der Abwärme in den verbrauchsschwachen Sommermonaten ca. 20 % und im Winter etwa 12 % des Energiebedarfs für das gezapfte Warmwasser decken. Da die technischen Voraussetzungen zum Einbau der Abwärmenutzungsanlage günstig waren, wäre die Realisierung dieser Maßnahme vor bzw. zusammen mit der Installation einer dann ca. 15 % kleineren Solaranlage sinnvoll gewesen. Da bei diesem Objekt jedoch die konventionelle Heiztechnik stark sanierungsbedürftig war und Arbeiten in diesem Bereich vor der Installation einer Solaranlage durchgeführt werden sollten, wurde es nicht in das Programm Solarthermie-2000 aufgenommen.

Nach unserer Erfahrung ist die Abwärme aus der Lebensmittelkühlung in Mensen mit mehrtägiger Vorratshaltung oft so groß, dass damit ein erheblicher höherer Anteil des Energiebedarfs für das Zapfwarmwasser gedeckt werden könnte, als oben gezeigt. Die Solaranlage müsste dann wesentlich kleiner (angepasst an den Restenergiebedarf im Sommer nach Abwärmenutzung) ausgelegt werden. In den meisten Fällen unkritisch für die Planung einer

Solaranlage ist die Situation in Seniorenheimen, da dort die Abwärmemenge aus der Lebensmittelkühlung wegen der geringeren Vorratshaltung erfahrungsgemäß zu gering ist, um einen wesentlichen Beitrag zur Warmwasserbereitung leisten zu können. Bei Krankenhäusern ist zu prüfen, ob ggf. durch die Raumkühlung anfallende Abwärme zu verwerten ist.

Abwärme aus Heizkesseln

Die Nutzung der Abwärme von Heizkesseln kann z.B. durch den Einsatz von Wärmetauschern erfolgen, in denen die Energie (evtl. auch Kondensationsenergie) des Rauchgases an den Verbrauchskreis abgegeben wird. Bei derartigen Systemen ist der Abwärmeeinfall im Sommer naturgemäß beträchtlich geringer als im Winter, da im Sommer kein Wärmebedarf für die Raumheizung besteht, sondern nur Trinkwasser erwärmt wird. Das Verhältnis des Abwärmeeinfalls zwischen den Monaten Januar und Juli liegt in etwa bei 5:1, ist aber stark abhängig vom Heizenergiebedarf des Hauses und vom Warmwasserverbrauch.

Abwärme aus anderen Quellen

Wesentlich komplizierter stellen sich oft die Verhältnisse bei komplex aufgebauten Verbrauchssystemen wie z.B. in Hallenbädern dar, bei denen es eine Vielzahl von Möglichkeiten zur Abwärmenutzung gibt (Luft, Beckenwasser, Duschwasser usw.). Ist das Bad mit derartigen Techniken noch nicht voll ausgestattet, so sollte im Rahmen einer Energiestudie zunächst das technisch und wirtschaftlich günstigste Konzept ermittelt werden. Zur Installation eines Solarsystems kann nur dann geraten werden, wenn sich dies als optimale Lösung erweist, oder wenn günstigere Maßnahmen gleichzeitig ergriffen werden.

Erhöhung der Kaltwassertemperatur durch Energieaufnahme aus der Raumluft

Besonders in großen Gebäuden mit langen Kaltwasserleitungen (manchmal durch Heizzentralen) erwärmt sich das Kaltwasser auf dem Weg von der Eintrittsstelle in das Gebäude bis zum Warmwasserspeicher oftmals erheblich, weil die zur Vermeidung von Schwitzwasserbildung nur dünn gedämmten Leitungen Energie aus der Umgebungsluft im Gebäude aufnehmen. Diese Temperaturerhöhungen des Kaltwassers über das Niveau in den erdverlegten Leitungen (6-8 °C im Winter, 14-16 °C im Sommer) treten sehr häufig auf. Werden diese Leitungen auf langem Weg durch Heizzentralen mit hoher Lufttemperatur geführt, so können diese Temperaturerhöhungen bei mittlerer Zapfmenge mehrere Grad betragen; bei geringer Zapfung wird fast das Niveau der Umgebungsluft erreicht. In der Regel ist hier die Kaltwassererwärmung im Sommer geringer als im Winter, weil erstens die Kaltwassertemperatur im Sommer näher an der Raumtemperatur liegt und weil zweitens die Temperatur in Heizzentralen im Sommer niedriger ist als im Winter. Als Relation zwischen der Aufnahme von Umgebungswärme im Winter und der im Sommer wird ein Wert von 2:1 gewählt.

Die folgenden Überlegungen beschränken sich auf die Fälle, bei denen die Solaranlage der Abwärmenutzung nachgeschaltet ist (s. Abb. 3.3). Der nachrangigen Solaranlage steht dann nicht mehr das Temperaturniveau des Kaltwassers zur Verfügung, sondern ein je nach genutzter Abwärmemenge erhöhtes Niveau. Dadurch sinkt (bei gleicher Größe der Solaranlage) der Jahres-Nutzenergieertrag des Solarsystems entsprechend ab.

Um diesen Zusammenhang zu verdeutlichen, wurden für die oben aufgeführten drei Fälle (Abwärme aus Kältemaschinen, aus Heizkesseln und aus Umgebungsluft) Simulationsrechnungen mit dem Programm T*SOL durchgeführt, in das man die Kaltwassertemperaturen

für Sommer und Winter eingeben kann. (Zwischen Winter und Sommer wird der Verlauf in T*SOL berechnet.) Die Simulation erfolgte mit dem Mehrfamilienhaus-Profil von T*SOL, da das Mensa-Profil mit dem starken Verbrauchsrückgang im Sommer für die meisten anderen Gebäude untypisch ist.

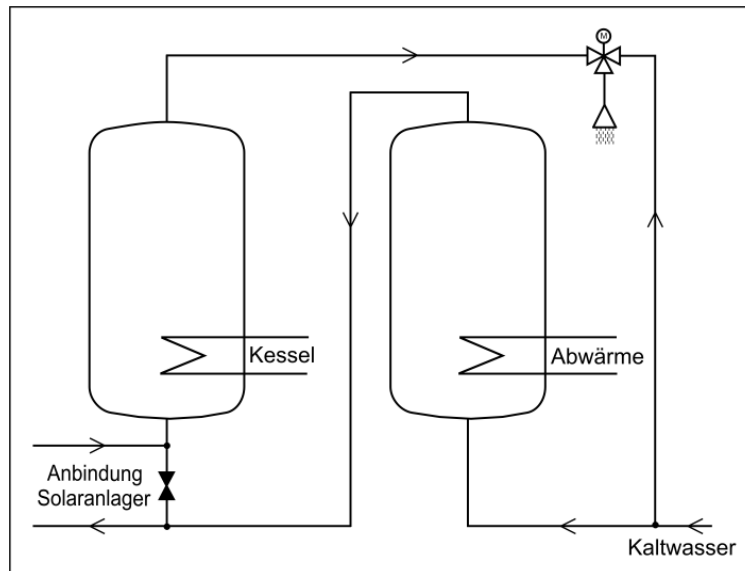


Abb. 3.3 Schema der Einbindung einer Abwärmenutzung vor der Solaranlage

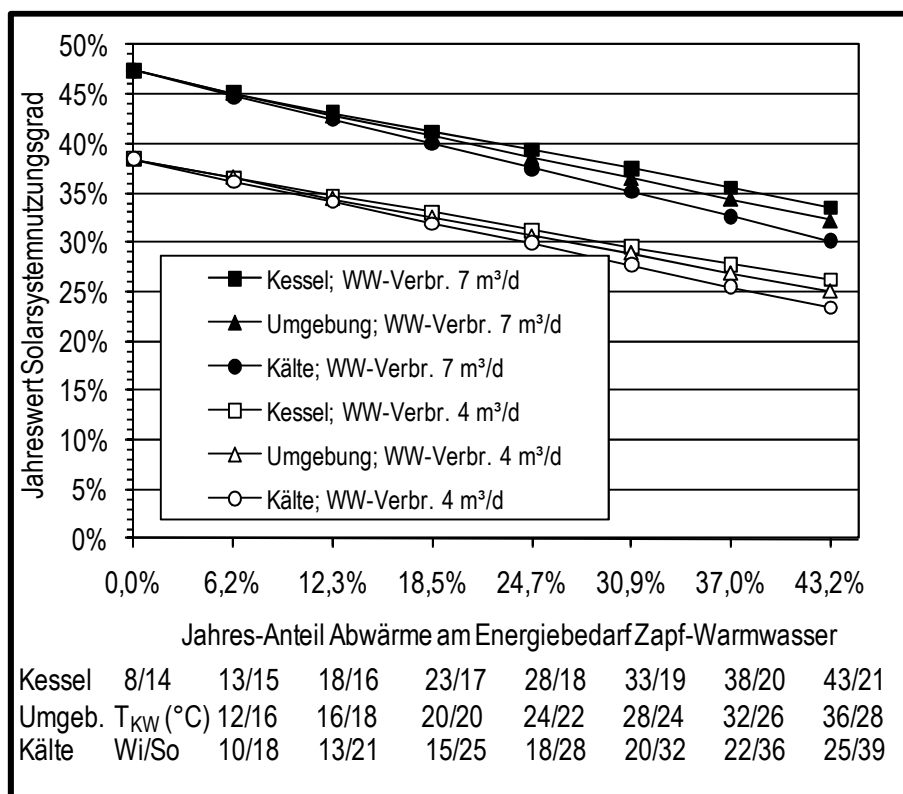


Abb. 3.4: Jahresnutzungsgrad unterschiedlich dimensionierter Solarsysteme in Abhängigkeit vom Anteil der aus drei verschiedenen Quellen genutzten Abwärme an der Energie für das gezapfte Warmwasser

Der Berechnung liegen folgende weiteren Werte zu Grunde:

- Kollektorfläche: 100 m² (Flachkollektor mittlerer Güte); Solarspeicher: 5 m³
- Tagesverbrauch in der beim Mehrfamilienhaus-Profil nur schwach ausgeprägten sommerlichen Schwachlastperiode: 7 m³/d (knapp dimensioniertes Vorwärmesystem) und 4 m³/d (groß dimensioniertes System)

Die Systemnutzungsgrade wurden für verschieden hohe Abwärmenutzung berechnet. Die Jahresanteile der Abwärmenutzung am Energiebedarf wurden für die verschiedenen Abwärmequellen (aus Kesseln, aus Kältemaschinen und aus Umgebungsluft) in gleichen Stufen erhöht. Diese Anteile wurden als Variable auf der x-Achse von Abb. 3.4 aufgetragen. Wegen des weiter oben beschriebenen unterschiedlich starken Abwärmeeinflusses im Sommer und im Winter bei den verschiedenen Quellen ergaben sich variierende Temperaturerhöhungen des Kaltwassers in beiden Jahreszeiten. Die neuen Kaltwassertemperaturen im Winter und im Sommer (gerundet auf volle °C) wurden als zusätzliche Angaben unter der x-Achse vermerkt (ohne jede Abwärmenutzung: Winter: 8 °C, Sommer: 14 °C).

Zunächst sind zwei wichtige Grundtendenzen aus Abb. 3.4 zu erkennen:

- Mit größerer Dimensionierung der Solaranlage oder mit geringerem Verbrauch bei gleichbleibender Größe der Solaranlage sinkt die Systemeffizienz erheblich ab. Mit den hier definierten Tagesverbräuchen von 7 m³/d und 4 m³/d wird der Nutzungsgrad des groß ausgelegten Systems gegenüber dem der Vorwärmanlage um ungefähr 7-9 %-Punkte (absolut) bzw. relativ ca. 15 % reduziert (dazu mehr in Kap. 6.1.1).
- Mit steigendem Anteil der Abwärme am Energiebedarf für das gezapfte Warmwasser sinkt bei allen untersuchten Abwärmequellen und bei beiden Systemdimensionierungen der Nutzungsgrad. Pro 10 % Abwärmeanteil liegt der Abfall (abhängig von der Art der Abwärme) im Bereich von 3-4 %-Punkten (absolut) bzw. relativ ca. 7 %.

Abb. 3.4 zeigt, dass der geringste Abfall des Solarsystemnutzungsgrades bei der vorgeschalteten Abwärmenutzung aus Heizkesseln auftritt, gefolgt vom Einfluss der Umgebungsluft, der stärkste dann, wenn die Abwärme aus Kältemaschinen stammt. Die Jahresverteilung der Abwärme hat also einen großen Einfluss. Ist die nutzbare Abwärme im Sommer größer als die im Winter (bei Kühlgeräten), so ist dies für die Effizienz des Solarsystems schädlicher, als wenn ihr Schwerpunkt im Winter liegt. Dieses Verhalten hat seine Ursache in folgenden Zusammenhängen:

- Große Abwärmemengen im Winter beeinflussen das System in dieser Jahreszeit wegen der dann sowieso schon schlechten Arbeitsbedingungen (wenig Solarstrahlung, niedrige Außentemperaturen) sehr negativ. Da aber der Anteil der im Winter nutzbaren Solarenergie an der Jahresenergie viel geringer ist als der im Sommer, wirken stark sinkende Winter-Nutzungsgrade auf das Ganzjahresergebnis nur sehr abgeschwächt.
- Große Abwärmemengen im Sommer sind für die Systemeffizienz in dieser Zeit nicht sehr kritisch, weil die Wetterbedingungen höhere Arbeitstemperaturen im System erlauben. Da der Großteil der Nutzwärme aus einem Solarsystem jedoch im Sommer anfällt, wirken Veränderungen in diesem Zeitraum dennoch sehr stark auf das Jahresergebnis.

Für die Planung der Solaranlage bedeutet eine vorgeschaltete Abwärmenutzung, dass die für die Bestimmung des Energiebedarfs anzusetzende Kaltwassertemperatur auf das

Niveau des vorgewärmten Trinkwassers erhöht werden muss (sie geht bei guten Simulationsprogrammen auch in die Berechnung ein). Je nach Höhe und zeitlichem Verlauf des Abwärmeanfalls ergibt sich eine mehr oder weniger deutliche Verringerung des von der Solaranlage zu deckenden Wärmebedarfs. Dies kann durch eine entsprechend knappere Dimensionierung der Solaranlage zumindest teilweise ausgeglichen werden, andernfalls sinkt der solare Nutzenergieertrag. Auf jeden Fall muss bei der Auslegung des Solarsystems der reduzierte Wärmebedarf im Sommer, der Haupt-Nutzungszeit einer Solaranlage, berücksichtigt werden, will man Stillstandszeiten des Systems in dieser Zeit vermeiden.

Auf keinen Fall vernachlässigen kann man die Erwärmung des Kaltwassers, wenn die Rohre auf langem Weg durch warme Heizungskeller geführt werden. Nur 10 K Temperaturerhöhung im Winter bzw. ca. 5 K Anstieg im Sommer gegenüber der in diesen Zeiten üblichen Kaltwassertemperaturen in den erdverlegten Leitungen bewirken ein Absinken des Systemnutzungsgrads um (relativ) ca. 10 %.

3.3 Einbindung von Solaranlagen in Nahwärmenetze

In größeren Siedlungen werden die Häuser oft über Verteilnetze von einer Energiezentrale aus mit Wärme versorgt. In den einzelnen Gebäuden oder kleinen Gebäudegruppen befinden sich dann Übergabestationen, an denen die Wärme für die Raumheizung und für die Warmwasserspeicher aus dem Verteilnetz entnommen wird. Man unterscheidet dabei große Fernwärmenetze, die z.B. ganze Stadtbereiche versorgen, und sogenannte Nahwärmenetze, die kleinere Siedlungsgebiete bedienen.

Prinzipiell gibt es dabei zwei Netzvarianten:

- das konventionelle 2-Leiter-Netz (im Folgenden bezeichnet mit 2_K -Netz) und
- das konventionelle 4-Leiter-Netz (im Folgenden bezeichnet mit 4_K -Netz).

Diverse Konfigurationen in Verbindung mit Saisonspeichern sind ausführlich in /8/ beschrieben, so dass hier nicht detailliert auf alle Aspekte der Systemtechnik eingegangen wird. In TP 2 von Solarthermie-2000 werden zudem nur Anlagen mit Tagesspeichern errichtet, keine mit Saisonspeichern. Letztgenannte sind im Teilprogramm 3 integriert.

3.3.1 Solaranlagen im konventionellen 2-Leiter-Netz

Beim 2-Leiter-Netz, in Abb. 3.5 mit eingebundener Solaranlage dargestellt, wird die in der Zentrale erzeugte Energie über einen Netzvor- und einen -rücklauf geführt. In den einzelnen Gebäuden oder Gebäudegruppen wird die Wärme für die Raumheizung und auch die für die Aufheizung der Warmwasserspeicher über Wärmetauscher dem Netz entnommen. Aufgrund der Trinkwassererwärmung muss das 2-Leiter-Netz ganzjährig in Betrieb sein. Die Vorlauftemperatur liegt immer bei mindestens 65 °C, da die Warmwasserspeicher durchgehend auf 60 °C aufgewärmt werden müssen, wenn sie größer sind als 400 l (Legionellen). Im Winter kann sie (je nach Heizungssystem in den Gebäuden) bis auf 90 °C ansteigen. Die Rücklauftemperatur hängt stark von der in den Gebäuden verwendeten konv. Haustechnik ab und kann jahreszeitlich stark schwanken.

Beim konventionellen 2-Leiter-Netz wird die Solaranlage in den Netzzücklauf eingebunden. Sie erhöht die Temperatur in diesem Strang. Fehlende Energie bis zur geforderten Netzvorlauftemperatur wird bei Bedarf vom konventionellen System nachgeliefert. Für die Einbindung der Solaranlage in den Rücklauf gibt es drei prinzipielle Möglichkeiten, die im Folgenden kurz beschrieben werden. Varianten (z.B. Installation der Kollektoren auf dem Dach der Heizzentrale) sind möglich, sie bestehen aber in der Regel nur aus Modifikationen der erläuterten Hauptprinzipien. Weitere Ausführungen sind in der Literatur /8/ zu finden.

3.3.1.1 Solaranlagen ohne Speicher im 2-Leiter-Netz

Die Einbindung einer Solaranlage ohne Solarspeicher in ein 2-Leiter-Netz stellt die einfachste Variante zur Einkopplung von Solarenergie in Wärmenetze dar (vgl. Abb. 3.5).

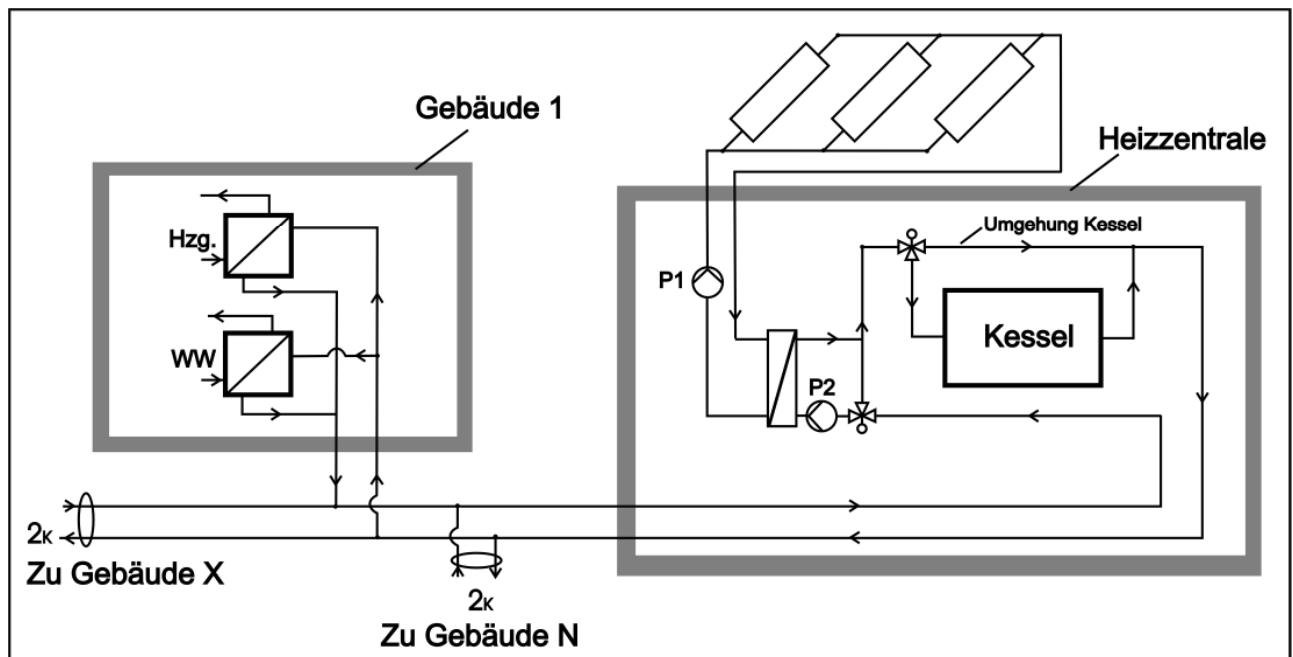


Abb. 3.5: Einbindung einer Solaranlage ohne Solarspeicher in das konv. 2-Leiter-Netz (Schema des 2_k+0_s -Netzes); [konv. Pumpen und Warmwasserspeicher in den Gebäuden nicht eingezeichnet]

Die Kollektoren werden auf einem oder mehreren Gebäudedächern (oder auf Bodenflächen) installiert. Über Wärmetauscher wird die Solarwärme an Teilströme des Netzzücklaufs abgegeben und im Netzzücklauf zur Heizzentrale transportiert. Dort findet bei Bedarf die konventionelle Nacherwärmung statt. Es sind **keine zusätzlichen Fernwärmeleitungen für den Transport der Solarwärme** notwendig. Wir bezeichnen dies kurz als 2_k+0_s -Netz.

Dem Vorteil des entfallenden Solarspeichers steht der Nachteil gegenüber, dass nur in geringem Maße ein Ausgleich zwischen Solarangebot und Energiebedarf des Netzes möglich ist. Die Solaranlage muss also so klein dimensioniert werden, dass das im Netz zirkulierende Gesamtvolumen auch in Schwachlastzeiten (bei Wohnsiedlungen meist täglich zwischen 10:00 und 12:00 sowie 14:00 und 17:00 Uhr) und bei gleichzeitig hoher Einstrahlung im Sommer nicht über das maximal im Netz erlaubte Temperaturniveau erwärmt wird. Die von den Solaranlagen kommenden Teilvolumina dürfen dabei stärker erwärmt werden, wenn

nach Beimischung zum Hauptvolumen die Temperaturgrenze im Netz eingehalten wird. Die Größe des Solarsystems hängt also sehr stark ab vom Netzvolumen, der maximal erlaubten Netztemperatur und vom Warmwasserzapfprofil sowie den Zirkulationsverlusten im Netz selbst und in den Einzelgebäuden. Heizenergiebedarf kann bei der Dimensionierung der Solaranlage nicht berücksichtigt werden, da er im Sommer nicht anfällt. Allerdings wird innerhalb der Heizperioden Solarenergie für alle Verbraucher (auch für die Heizung) bereitgestellt, da die Solaranlage ihre Energie in das gemeinsame Netz einkoppelt.

Im Programm Solarthermie-2000 (TP 2) ist eine derartige Anlage bisher noch nicht realisiert worden. Es ist jedoch geplant, auch diese Variante aufzunehmen, um Vergleiche mit den anderen Einbindungsprinzipien in Wärmenetze durchführen zu können.

3.3.1.2 Solaranlagen mit Speicher und Solarvor- sowie -rücklauf im 2-Leiter-Netz

Auch bei dieser Variante werden die Kollektoren auf einem oder mehreren Gebäuden (oder auf Bodenflächen) installiert. Der bei diesem Konzept vorgesehene Solar-Pufferspeicher befindet sich in oder bei der Heizzentrale. Er ist in der Regel als ca. 1-Tages-Puffer ausgelegt (30-50 l Speichervolumen je m^2 Kollektorfläche). Durch diesen Puffer ist die Dimensionierung des Solarsystems in erster Näherung nur noch abhängig vom täglichen Energiebedarf für das gezapfte Warmwasser, für die Zirkulationsverluste im Trinkwassernetz der Gebäude und für die Verluste im Fernwärmenetz. Das Zapfprofil während des Tages sowie die maximal erlaubte Netztemperatur sind weniger kritisch. Auch hier muss die Dimensionierung der Solaranlage jedoch auf den Energiebedarf in der sommerlichen Schwachlastzeit (nur Warmwasser, keine Heizung) abgestimmt werden, da in dem relativ kleinen Puffer keine Langzeitspeicherung von Energie möglich ist (im Gegensatz zu Systemen mit Saisonspeichern). Zur Versorgung der Verbraucher siehe Kap. 3.3.1.1.

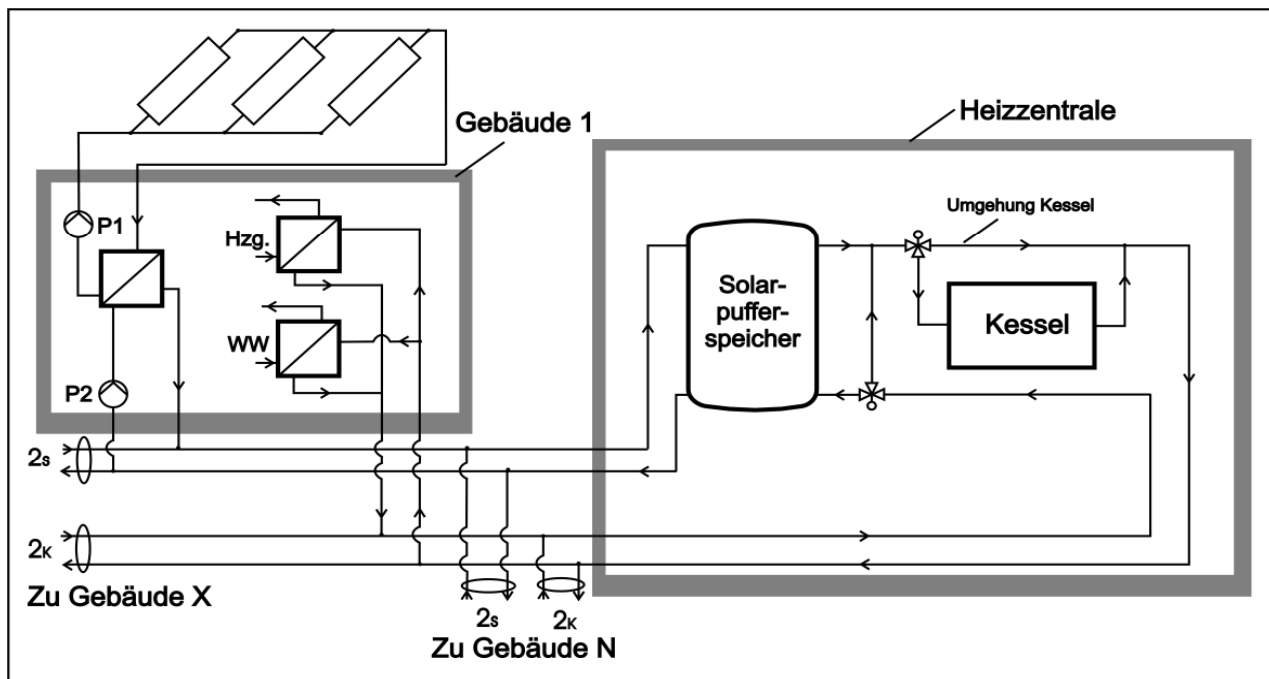


Abb. 3.6: Einbindung einer Solaranlage mit Pufferspeicher und Solarvor- und -rücklauf in das konv. 2-Leiter-Netz (Schema des 2_k+2_s -Netzes); [konv. Pumpen und Warmwasserspeicher in den Gebäuden nicht eingezeichnet]

Von den Gebäuden mit Kollektoren werden ein Solarvorlauf und ein -rücklauf zum Pufferspeicher verlegt. Es werden also zusätzlich zu den beiden konventionellen Netzleitungen weitere **zwei Fernleitungen für den Transport der Solarwärme** notwendig (Abb. 3.6). Ob in diesen Leitungen Solar-Wärmeträgermedium (Wasser-Glykol-Gemisch) geführt wird, das erst in der Heizzentrale über einen zentralen Wärmetauscher seine Energie an den Pufferspeicher abgibt oder ob (wie in Abb. 3.6 gezeichnet) an jedem einzelnen Kollektorfeld ein Wärmetauscher angeschlossen wird, der dann die Energie aus dem Kollektorkreislauf an wasserführende Solar-Fernleitungen mit direktem Anschluss an den Solarpuffer abgibt, hängt von den örtlichen Gegebenheiten ab. Liegen viele kleine Kollektorfelder vor, ist es meist vom Aufwand her günstiger, einen zentralen Wärmetauscher am Solarpuffer in der Heizzentrale zu installieren. Außerdem können bei diesem Konzept die Kollektorfeldsammlleitungen außen an den Häusern heruntergeführt und im Erdreich (bzw. in Schächten) außerhalb des Hauses mit den Solar-Fernleitungen verbunden werden. Allerdings steigt das Volumen für den benötigten Solar-Wärmeträger bei dieser Variante erheblich an (großes Volumen im Erdreich), und die Gefahr von Leckagen im Solarnetz wächst, da dieses Wasser/Glykol-Gemisch erheblich kriechfähiger ist als reines Wasser. Ob man mit einer einzigen zentralen Pumpe für das Solarnetz arbeitet oder mit jeweils einer Pumpe für jedes Kollektorfeld, hängt davon ab, ob alle Felder gleichartig ausgerichtet und aus ähnlichen Komponenten aufgebaut sind, ob sie also alle zur gleichen Zeit in etwa gleich effizient arbeiten. Eventuell muss jedoch für einen Abgleich der Strömungen in den einzelnen Kollektorfeldern gesorgt werden. Die Lösung nur mit zentralen Komponenten hat den Vorteil, dass alle Steuerelemente der Solaranlage in der Heizzentrale vereint sind. Beispiele zu solchen Systemen sind in /8,15,16/ beschrieben.

Der konventionelle Rücklauf wird nur dann durch den Solar-Pufferspeicher geführt, wenn die Temperatur im oberen Bereich dieses Speichers höher ist als die Netzzücklauftemperatur. Anderenfalls wird der Puffer über eine Bypass-Schaltung umgangen, um einen Eintrag von konventioneller Energie zu vermeiden. Die konventionelle Nachheizung erfolgt bei Bedarf über die Kessel. Der Bypass zur Umgehung der Kessel wird benutzt, wenn die Temperatur im Solarpuffer gleich oder höher ist als die geforderte Netzzücklauftemperatur.

3.3.1.3 Solaranlagen mit Speicher und nur einem Solarvorlauf im 2-Leiter-Netz

Dieses Konzept (Abb. 3.7) ist für Netze vorgesehen, bei denen der Solarpufferspeicher in bzw. in der Nähe der Heizzentrale installiert ist, die Kollektorfelder aber auf mehrere andere Gebäude verteilt sind. Bei dieser Variante wird in den Unterstationen der Gebäude mit Kollektorfeld ein zusätzlicher Solarwärmetauscher an den Gebäuderücklauf angeschlossen. Der Vorlauf dieses Wärmetauschers wird direkt zum Pufferspeicher in der Heizzentrale geführt. Da der Rücklauf des Solarwärmetauschers also überwiegend mit dem Temperaturniveau des Gebäuderücklaufs beaufschlagt wird, muss in diesem Gebäude für eine besonders niedrige Rücklauftemperatur gesorgt werden. Fließt im Gebäude selbst ein zu geringes (oder kein) Rücklaufvolumen, kann die Pumpe des Solarwärmetauschers ihr Volumen auch über den Netzzücklauf aus dem Pufferspeicher entnehmen (entgegen der normalen Strömungsrichtung im Rücklauf). Bei dieser Systemintegration entfällt eine für alle Kollektorfelder gemeinsame Solarrücklauf-Fernleitung. Die Solarwärmetauscher in den Unterstationen sind nur über **eine zusätzliche Netzleitung** (Solarvorlauf) an den Pufferspeicher angeschlossen.

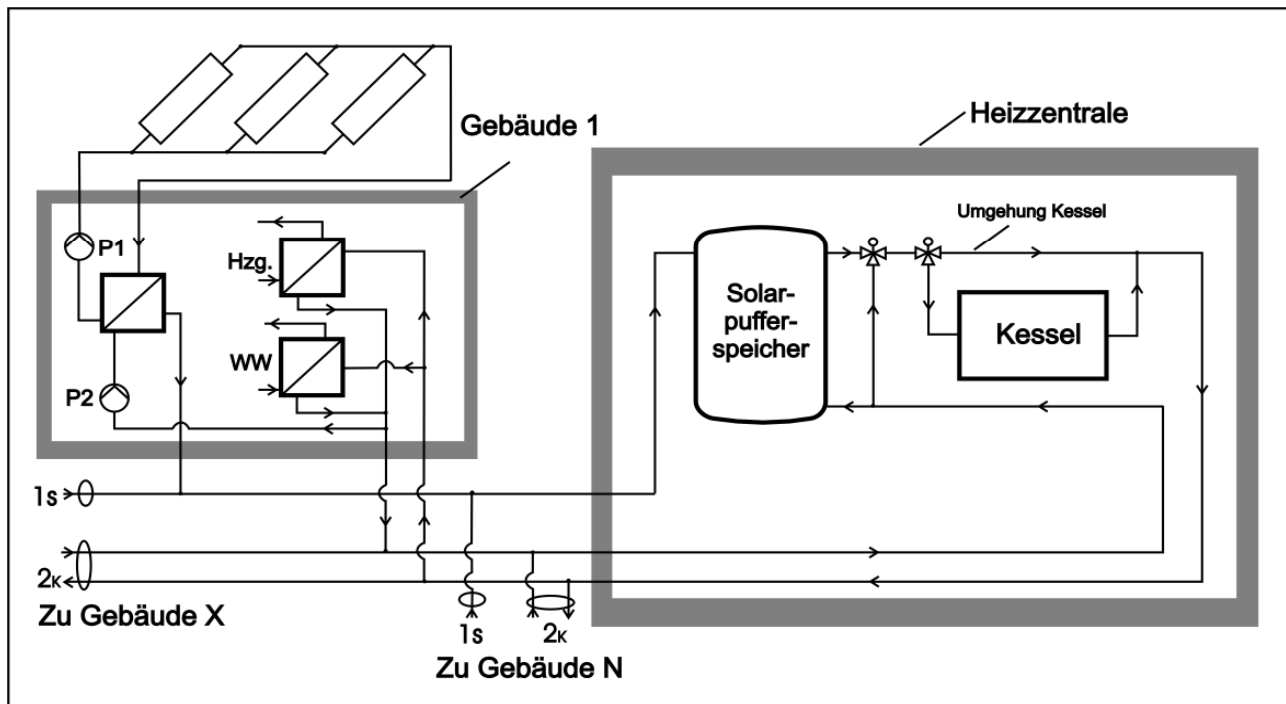


Abb. 3.7: Einbindung einer Solaranlage mit Pufferspeicher und lediglich einem Solarvorlauf (Solarrücklauf identisch mit Netzzücklauf) in das konv. 2-Leiter-Netz (Schema des 2_k+1_s -Netzes; auch bezeichnet: 3-Leiter-Netz); [konv. Pumpen und Warmwasserspeicher in den Gebäuden nicht eingezeichnet]

Der Solarspeicher wird nur dann komplett beladen, wenn er von oben nach unten durchströmt wird. Dies kann bei dieser Variante wegen der fehlenden Solarrücklaufleitung aber nur erfolgen, wenn die Pumpe des Solarwärmetauschers ihr Volumen aus dem Netzzücklauf bezieht – und zwar entgegengesetzt der normalen Netzströmungsrichtung. Ansonsten findet immer nur eine Erwärmung des oberen Teils des Solarpuffers über den Solarvorlauf statt, da auch der Abgang zum Kessel oben installiert ist. Inwieweit sich diese nicht eindeutigen Belade- und Strömungsverhältnisse auf die Effizienz des Solarsystems im Vergleich zu einer Anbindung mit eigenem (separatem) Solarrücklauf (2_k+2_s -Netz) auswirken, müssen künftige Analysen ergeben. Die prinzipielle Dimensionierung der Solaranlage und des Solarspeichers, die Wärmeabgabe des Solarpufferspeichers an das konventionelle Netz und die konventionelle Nachheizung erfolgen wie zuvor in der 2_k+2_s -Netzvariante beschrieben.

Diese Variante wurde in Stuttgart-Burgholzhof (TP 2 von ST-2000) realisiert. Praktische Erfahrungen liegen noch nicht vor, da die Anlage erst im Herbst '99 in Betrieb gehen wird.

3.3.2 Solaranlagen im konventionellen 4-Leiter-Netz

Beim konventionellen 4-Leiter-Netz (Abb. 3.8 mit Solaranlage) wird die Energie für die Raumheizung und für das Warmwasser getrennt in je einem Vor- und je einem Rücklauf geführt. Der Heizungskreislauf ist ähnlich aufgebaut wie beim 2-Leiter-Netz, es fehlt jedoch die Übergabestation für die Versorgung der Warmwasserspeicher in den Gebäuden. Das Warmwasser wird hier vielmehr zentral in einem großen Speicher in der Heizzentrale erwärmt und bevorratet. Über die zwei zusätzlichen Leiter wird nun das warme Trinkwasser direkt zu den Gebäuden geführt und dort in die Wohnungen verteilt. Der Rücklauf dieser Warmwasser (Trinkwasser) führenden Leitungen entspricht dem Zirkulationsrücklauf. Das

Trinkwassernetz wird ganzjährig betrieben, das Heizungsnetz kann eventuell in den Nicht-Heizzeiten abgeschaltet werden. Es kann – unabhängig von der Warmwassertemperatur – zudem gleitend bis zu sehr niedrigen Vorlauftemperaturen betrieben werden.

Durch die gegenüber dem 2-Leiter-Netz erhöhte Leiteranzahl steigen die Leitungskosten und auch -verluste – je nach Temperatur und Abschaltzeiten im Heizungsnetz. Zusätzlich wird ein großer Warmwasserspeicher in der Heizzentrale notwendig, im Gegenzug entfallen jedoch die einzelnen Übergabestationen für die Trinkwassererwärmung und die Warmwasserspeicher in den einzelnen Gebäuden. In der Regel werden derartige 4-Leiter-Netze nur bei sehr kleinen "Siedlungen" ausgeführt, in der Vergangenheit z.B. oft in Kasernen etc.

Da getrennte Fernleitungen für das Warmwassersystem und das Heizungssystem vorhanden sind, wird die Solaranlage beim konventionellen 4-Leiter-Netz in der Regel immer an das Warmwassernetz angeschlossen, da nur hier eine Energieabgabe auch im Sommer gewährleistet ist. Das Kollektorfeld wird bevorzugt auf oder in der Nähe der Heizzentrale installiert (vgl. Abb. 3.8); es liefert die Energie an das konv. Warmwasserbereitungssystem in der Heizzentrale. Diese Systemanbindung wurde bereits ausführlich in Kap. 3.1 beschrieben. Im Prinzip handelt es sich hier nicht um eine "solare Nahwärmeversorgung", sondern um eine "Gemeinschafts-Solaranlage" zur Trinkwassererwärmung für eine Gebäudegruppe.

Natürlich kann man auch hier – wie bei allen Solaranlagen – eine zusätzliche Anbindung an die Heizungsversorgung (hier: Heizungs-Fernwärmenetz) vorsehen. Derartige Systeme sind jedoch nicht Gegenstand dieser Broschüre, so dass darauf nicht eingegangen wird.

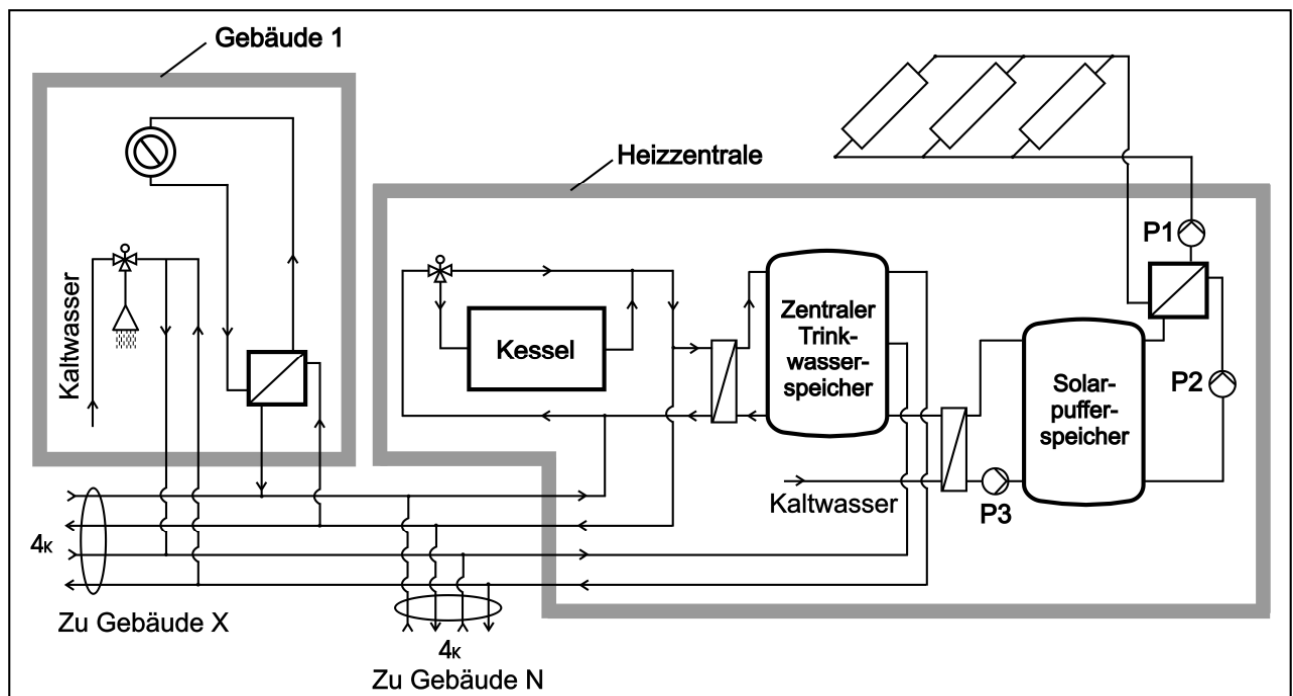


Abb. 3.8: Einbindung einer Solaranlage mit Pufferspeicher in das konv. 4-Leiter-Netz; [konv. Pumpen und Warmwasserspeicher in den Gebäuden nicht eingezeichnet]

3.3.3 Anforderungen an Nahwärmenetze zur optimalen Nutzung der Solarenergie

In den vorausgegangenen Kapiteln wurde erläutert, dass die Einbindung einer Solaranlage in ein Nah- oder Fernwärmenetz immer über den Netzzrücklauf geschieht. Demzufolge bestimmt die Temperatur in diesem Rücklauf als niedrigst mögliche Einlauftemperatur (zuzüglich eines Temperaturhubs im unvermeidbaren Wärmetauscher) in die Kollektoren vorrangig deren Arbeitstemperatur und damit den Wirkungs- oder Nutzungsgrad des Systems. Um eine hohe Effizienz des Solarsystems zu sichern, ist es also notwendig, dass die Temperatur im Netzzrücklauf möglichst gering ist.

- *Die Netzzrücklauftemperatur wird zu verschiedenen Jahreszeiten unterschiedlich stark von den angeschlossenen Verbrauchssystemen (Heizung, Warmwasserbereitung) bestimmt.*
- *Im Winter mit hohem Heizbedarf und dann in der Regel geringem Anteil der Trinkwassererwärmung sind die Heizungssysteme in den einzelnen Gebäuden dominant.*
- *In den Übergangszeiten wirken die Heizungssysteme und die Trinkwassererwärmung in etwa gleich stark auf die Netzzrücklauftemperatur ein.*
- *In der heizfreien Sommerperiode hängt die Rücklauftemperatur des Netzes nur vom Rücklauf aus den Trinkwassererwärmern in den einzelnen Gebäuden ab.*

Aus der Auflistung wird deutlich, dass beide Verbrauchssysteme in jedem einzelnen Gebäude des Netzes so gestaltet werden müssen, dass der Rücklauf im Gesamtnetz auf möglichst niedrigem Temperaturniveau verbleibt.

Abb. 3.9 zeigt, welchen Einfluss die Netzzrücklauftemperaturen auf den Jahresnutzungsgrad eines Solarsystems haben (Simulationsrechnung). Die eingezeichneten Werte können je nach Jahres-Temperaturprofil variieren. Das bei der Berechnung vereinfachend angenommene Jahresprofil der Rücklauftemperaturen (Minimum oder Maximum im Sommer oder Winter) muss nicht für alle Netze zutreffen (evtl. Minimum in den Übergangszeiten). Dennoch ist für den relativen Vergleich das Ergebnis der Simulationsrechnungen brauchbar.

Zu beachten ist, dass die winterlichen Netzzrücklauftemperaturen (am Auslegungstag) bestimmt werden von dem Rücklauf des Heizungsnetzes im Gebäude und dem Rücklauf aus dem Warmwassersystem sowie dem zusätzlichen Temperaturhub an den Wärmetauschern (ca. 5 K) zwischen Haussystemen und Fernwärmenetz. Die Werte in Abb. 3.9 beschreiben die nach den Energieanteilen für Warmwasser und Heizung gewichteten Netzzrücklauftemperaturen. Bei den Rücklauftemperaturen im Sommer ist lediglich das Warmwassersystem berücksichtigt (keine Heizung) inkl. Wärmetauschersprung von ca. 5 K. Die zu den in Abb. 3.9 angegebenen Netzzrücklauftemperaturen gehörigen Temperaturverhältnisse in den internen Rückläufen von Heizsystem (Auslegungstag) und Warmwassernetz können Tab. 3.1 entnommen werden. Die Überschriften in der Tabelle bezeichnen den Optimierungsstand.

Das Netz mit 35 °C Rücklauf im Sommer und im Winter (höchster Balken der linken 7er-Gruppe in Abb. 3.9) kann als optimales System für die Einbindung einer Solaranlage bezeichnet werden. Auch ohne die Einbindung einer Solaranlage wäre es zu empfehlen, weil die Netzverluste sehr gering sind. Von diesem Optimum aus nach links sind die Ergebnisse für warmwasser-optimierte Netze (je weiter links, desto schlechter die Heizungsoptimie-

rung) aufgetragen. Vom Optimum nach rechts stehen die Balken für heizungsoptimierte Gebäude (mit nach rechts sinkendem Optimierungsgrad für das Warmwassersystem). In der weiter rechts folgenden zweiten Balkengruppe befinden sich heizungsmäßig passable Netze mit unterschiedlich hoher Warmwasserrücklauftemperatur, wie sie heute leider noch oft anzutreffen sind, selbst bei Wärmenetzen, die eigentlich auf niedrigere Temperaturen ausgelegt waren /17-19/. Der Einzelbalken ganz rechts steht für ein indiskutabel schlechtes Netz.

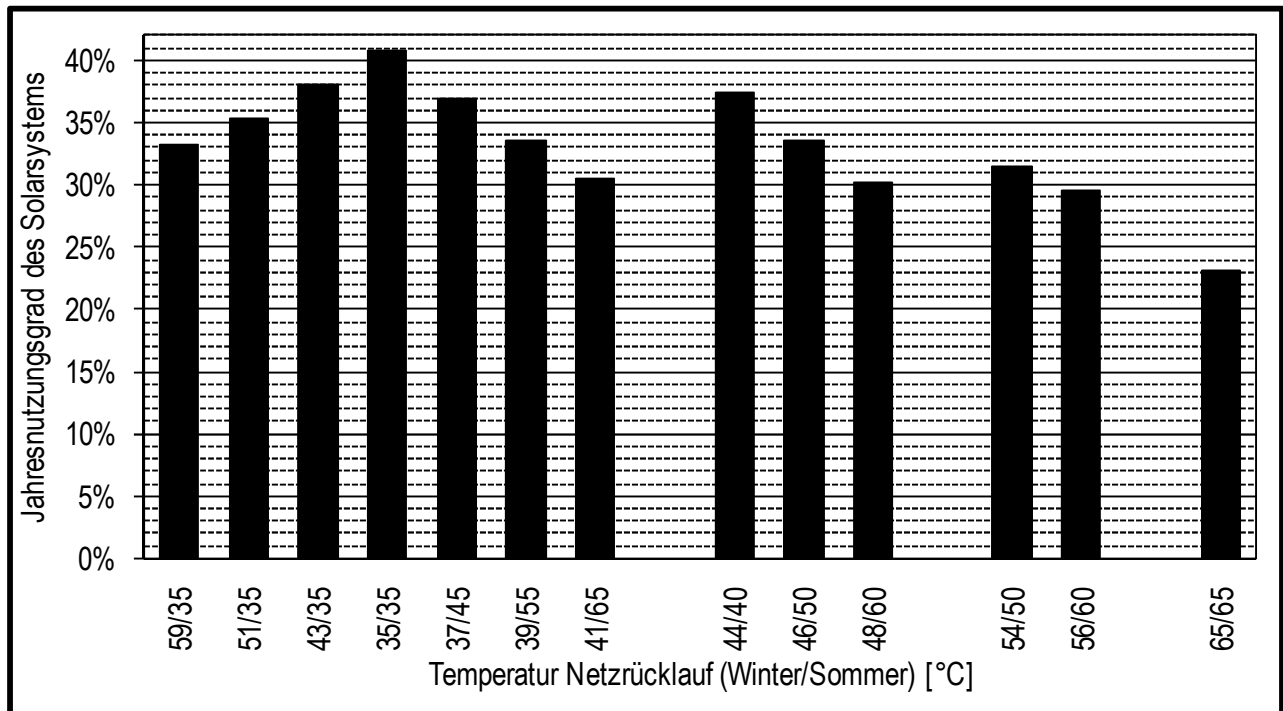


Abb. 3.9: Jahresnutzungsgrad eines Solarsystems im 2k+2s-Nahwärmenetz in Abhängigkeit von den Netzurücklauftemperaturen (Winter/Sommer)

Tab. 3.1: Rücklauftemperaturen für Heizung und Warmwasser aus dem Gebäude ins Netz bei den für Abb. 3.9 benutzten Rücklauftemperaturen (Wi/So) im Fernwärmenetz

	WW optim., Heiz. var. ————→ besser			optim.	Heiz. optim., WW var. ←———— besser			Heiz. mittel, WW var. ←———— besser			Heiz. schlecht WW schlecht		sehr schl.
Netz (Wi/So)	59/35	51/35	43/35	35/35	37/45	39/55	41/65	44/40	46/50	48/60	54/50	56/60	65/65
Heiz.int.	65	55	45	35	35	35	35	45	45	45	55	55	65
WW int.	35	35	35	35	45	55	65	40	50	60	50	60	65

Die Tendenz innerhalb der Blöcke ist immer gleich. Steigt nur ein Wert der Rücklauftemperaturen an (der vom Warmwassersystem bestimmte sommerliche oder der überwiegend vom Heizsystem bestimmte winterliche), so sinkt der Nutzungsgrad des Solarsystems. Wie aus der linken Balkengruppe zu erkennen ist, ist ein Anstieg der sommerlichen Rücklauftemperatur (rechter Teil dieser Gruppe) wesentlich schädlicher als eine Erhöhung im Winter.

Wie groß der Einfluss der Netzurücklauftemperatur ist (Annahme: Temperaturen im Sommer und im Winter annähernd gleich), kann aus dem Vergleich der beiden Balken "35/35" und "65/65" abgeleitet werden. Der Anstieg um 30 K hat ein Absinken des Solarsystemnutzungsgrades von 41 % auf nur noch 23 % zur Folge, also um absolut 18 %-Punkte bzw. relativ (bezogen auf den Wert bei "35/35 °C") um 44 %. Pro 10 K Rücklauftemperaturerhö-

hung sinkt in erster Näherung der Nutzungsgrad des Solarsystems also um ca. 6 %-Punkte. Diese Effizienzeinbuße gilt für das hier gewählte Beispiel, sie ist jedoch systemabhängig.

Bezüglich der Auslegung eines Fernwärmenetzes zur Einkopplung von Solarenergie über einen Kurzzeitspeicher kann festgehalten werden:

- *Eine Erhöhung der Netzzücklauftemperaturen wirkt sich sehr stark auf die Effizienz der Solaranlage aus. Pro 10 K Rücklauftemperaturerhöhung sinkt der Solarsystem-nutzungsgrad um absolut ca. 6 %-Punkte (relativ: 15 %) ab.*
- *Wichtiger als eine Optimierung der Heizungsnetze in den Gebäuden ist die Reduzierung der Rücklauftemperaturen aus den Warmwassersystemen. Allerdings sollten natürlich die Heizungsnetze dabei nicht ganz vernachlässigt werden. Für die Absenkung der Rücklauftemperaturen aus dem WW-System müssen noch technisch und wirtschaftlich geeignete Verfahren entwickelt werden.*
- *Anzustreben ist eine Rücklauftemperatur von unter 35 °C im Sommer (tagsüber) und ein Wert von weniger als 40 °C im Winter. Diese reduzierte Rücklauftemperatur käme nicht nur der Effizienz einer evtl. einzubindenden Solaranlage zugute, sie würde auch die Verluste im Netz erheblich reduzieren.*

Für die Heizung sollten also Niedertemperatursysteme vorgesehen werden. Dabei können bei den heute aufgrund der Wärmeschutzverordnung geringen thermischen Verlusten der Gebäude neben Fußbodenheizungen auch normale Flachheizkörper eingesetzt werden, die wegen der relativ geringen Leistungsanforderung auch im Niedertemperaturbetrieb (45/30 °C) nicht mehr unvertretbar groß werden. Allerdings verteuern derartige Heizungssysteme die Anlage etwas. Zudem können im Niedertemperatursystem für die Heizkostenabrechnung keine Verdunster eingesetzt werden, da für sie eine mittlere Heizkörpertemperatur von mindestens 55 °C gefordert wird. Hier müssen dann Wärmemengenzähler installiert werden. Bei zweckmäßiger Rohrführung halten sich jedoch auch hier die Mehrkosten in Grenzen. Zudem bieten diese Geräte die Möglichkeit, die Messwerte an entfernt liegende Auswertestellen zu übertragen, wodurch die Ablesekosten vermindert werden.

Im Bereich der Trinkwassererwärmung sind die Probleme etwas größer. Meist sind die Volumina der in den Gebäuden aufgestellten Warmwasserspeicher so groß, dass Vorsorge gegen Legionellenwachstum gemäß den DVGW-Arbeitsblättern W551 und W552 /N7,N8/ getroffen werden muss. Dies bedeutet aber, dass der gesamte Warmwasserspeicher durchgehend während aller Stunden des Tages (und nicht nur – wie fälschlicherweise oftmals behauptet – einmal am Tag!) auf einem Temperaturniveau von ca. 60 °C gehalten werden muss. Selbst wenn man annimmt, dass im untersten Teil des Warmwasserspeichers in kurzen Perioden eine etwas tiefere Temperatur vorliegt, so wird (unter Berücksichtigung des Temperatursprungs am Wärmetauscher) die Rücklauftemperatur aus dem Trinkwassererwärmungssystem und damit die Netzzücklauftemperatur nur selten unter 55 °C absinken.

Eine Lösung dieses Problems könnte so aussehen, dass man vor den auf ca. 60 °C aufgeheizten Bereitschaftsspeicher ein Vorwärmvolumen schaltet, in dem der aus dem Bereitschaftsspeicher führende Rücklauf zunächst weiter abgekühlt wird, bevor er in den Netzzücklauf einmündet. Solche Vorwärmstufen (ähnlich den Solar-Vorwärmstufen in den Abb. 3.1a und b) müssen täglich nur ein einziges Mal auf die Temperatur von 60 °C gebracht

werden. Legt man die Zeit dieser Legionellen-Desinfektion in einen Zeitraum, **in** dem noch keine Solarenergie angeboten wird, **und nach** dem der Vorwärmerspeicher durch Zapfspitzen bis zum Einsetzen nutzbarer Solarstrahlung wieder abgekühlt wird, so erreicht man eine erhebliche Absenkung der Netzzücklauftemperatur während der Sonnenscheinstunden. Außer dieser gibt es auch noch andere Varianten, auf die hier nicht näher eingegangen werden kann. Im ITW der Universität Stuttgart wird dieses Problem (lt. /20/) derzeit untersucht.

Der durch Solarenergie angehobene Netzzücklauf kann bei den konv. Kesseln zu Problemen führen. Nähert sich die Rücklauftemperatur dem Sollwert für den Netzzvorlauf stark an, wird nur noch wenig Energie zum Erreichen dieser Temperatur benötigt. Dies kann dazu führen, dass der Kessel dann sehr stark taktet. Durch eine Beimischung von nicht solar erwärmtem Rücklauf zum Gesamtrücklauf vor dem Kessel kann dieses Problem gelöst werden.

Die Erfahrungen mit den bisher in Wärmenetze eingebundenen Solaranlagen /17-20/ zeigen, dass die geplanten Netzzücklauftemperaturen im praktischen Betrieb oft teilweise erheblich überschritten wurden. Eine sorgfältige Abstimmung zwischen den Planern der konventionellen Technik und der Solartechnik, dem Bauträger sowie ggf. den Bauherren ist zwingend notwendig, will man vor derartigen "Überraschungen" sicher sein. Dies bedingt aber auch, dass schon im frühen Planungsstadium ausreichend viel Zeit für diese Abstimmung vorgesehen werden muss. Eine Vorplanung für die konventionelle Wärmeversorgungstechnik ist im Nachhinein ohne hohe Kosten meist nicht mehr umstellbar.

Die notwendigen Maßnahmen zum Erzielen niedriger Netzzücklauftemperaturen bedingen, dass den Hausbesitzern einer Nahwärmesiedlung vertraglich mit dem Bauträger festgelegte Auflagen für die Haustechnik gemacht werden. Dies kann dazu führen, dass den Hauskäufern die Wärmesysteme vorgeschrieben werden. Auch darf die Haustechnik nicht individuell von den Hausbesitzern an Installateure in Auftrag gegeben werden. Diese Restriktionen verhindern, dass wegen Fehler einzelner Installateure die Temperaturen im gesamten Netz verändert werden müssen.

4 Grundlagen für die Dimensionierung thermischer Solaranlagen

4.1 Dimensionierungsansatz bei konventionellen Systemen und bei Solaranlagen

Der konventionelle Wassererwärmer kann beliebig eingeschaltet bzw. gesteuert werden, während das Solarsystem immer dann und nur dann Energie liefert, wenn die Sonne scheint. Bei Sonnenschein erzeugt das Kollektorfeld selbst bei fehlendem Energiebedarf Wärme, die dann bei hohen Kollektortemperaturen nutzlos an die Umgebung abgegeben wird. Für die Dimensionierung einer Solaranlage gelten also grundsätzlich andere Regeln als für die Auslegung eines konventionellen Systems. Dies wird bei der Planung eines Solarsystems oft nicht beachtet.

Bei der Auslegung eines konventionellen Energiesystems für die Trinkwassererwärmung steht die unbedingte Versorgungssicherheit im Vordergrund. Das heißt, dass das konv. System auch bei einem außergewöhnlich hohen Warmwasserbedarf in der Lage sein muss, den Energiebedarf bereitzustellen, da sonst evtl. Klagen der Nutzer zu erwarten sind.

Diese Anforderungen an das konventionelle System werden berücksichtigt, indem

- der Warmwasserverbrauch relativ hoch angesetzt wird (im oberen Bereich des Streubandes; vgl. weiter unten),
- der Energiebedarf oft auf die Periode mit dem höchsten Wert (i.d.R. der Winter) berechnet wird,
- zusätzlich noch Sicherheitszuschläge (obwohl nicht vorgesehen!) bei der Auslegung des Energiesystems gemacht werden und
- ein evtl. zu erwartender Mehrverbrauch (z.B. durch Erweiterungsvorhaben) berücksichtigt wird.

Bei der Solartechnik besteht im Gegensatz dazu die Forderung, dass in Perioden mit geringem Warmwasserverbrauch das System nicht mehr Energie liefern soll, als in diesen Zeiträumen benötigt wird, damit Stillstandszeiten des Kollektorfeldes vermieden werden. (Ausnahme: Systeme mit sehr großen Speichern zur Überbrückung längerer Zeiten mit schwacher Einstrahlung oder Anlagen zur Heizungsunterstützung). Zu groß dimensionierte Solaranlagen mit häufigen Stillstandszeiten sind unnötig teuer, haben eine schlechte Jahreseffizienz, führen zu vermeidbar hohen Kosten für die solare Nutzwärme und werden zudem thermisch vor allem während der Stillstandszeiten wesentlich stärker belastet (evtl. Verkürzung der Lebensdauer) als knapp ausgelegte Systeme.

Die Überdimensionierung einer Solaranlage kann man nur vermeiden, wenn man bei bestehenden Gebäuden den Warmwasserverbrauch in den verbrauchsschwachen Perioden misst und auf diese Werte das System auslegt. Die Schwankungen des spezifischen Verbrauchs (pro Kopf) bei gleichartig genutzten Gebäuden sind nach unseren Erfahrungen derart groß (Faktor 2), dass bei bestehenden Gebäuden auf Messungen nicht verzichtet werden sollte. Kann man bei einem geplanten Objekt den Verbrauch nicht messen, dann muss man bei der Planung einer Solaranlage

- das System auf einen Verbrauchswert im unteren Bereich der Streubandbreite für gleichartig genutzte Gebäude auslegen,
- den Energiebedarf in sommerlichen Schwachlastperioden zur Auslegung heranziehen, da die Solarstrahlung in dieser Zeit am stärksten ist (auch Berücksichtigung der sommerlichen Kaltwassertemperatur!),
- eher Sicherheitsabschläge machen, damit mit großer Wahrscheinlichkeit keine Stillstandszeiten während der Schwachlastperioden im Sommer auftreten,
- einen evtl. zu erwartenden Minderverbrauch (z.B. durch geplante Installation von energiesparenden Armaturen) berücksichtigen und
- auch Kaltwasservorwärmstufen oder andere Änderungen im Temperaturniveau des Kalt- oder Warmwassers (vor allem im Sommer; vgl. Kap. 3.2) beachten.

4.2 Nutzen von Normwerten zum Warmwasserverbrauch für die Solartechnik

Für die Abschätzung des Warmwasserverbrauchs gibt es mehrere Anleitungen in Regelwerken, z.B. in VDI 2067 Blatt 12 (Entwurf Nov.1998) /N9/, DIN 4708-2 /N10/ etc. In einer neueren Literaturstelle /21/ wird ein Warmwasserverbrauch (bezogen auf 60 °C) von ca. 50-60 Litern pro Kopf und Tag und eine Streubreite von 20-80 l/(p·d) angegeben. Diese Bandbreite entspricht im wesentlichen unseren Erfahrungen, allerdings kann man daraus nicht auf einen Mittelwert von 50 $((80+20)/2)$ schließen. Vielmehr ist der entsprechenden Mittelwert **gewichtet** über die Anzahl der Einzelwerte zu berechnen. Da nach unseren Messungen der Tagesverbrauch pro Kopf in Mehrfamilienhäusern (also bei einer großen Personenzahl) lediglich bei 22–33 Litern liegt, ist anzunehmen, dass im gesamten Wohnungsbereich (inkl. EFH) der gewichtete Mittelwert tiefer als 50 l/(p·d) liegt. Die Mittelwerte in VDI 2067 Blatt 12 sind erheblich geringer angesetzt und treffen daher die Realität sehr gut (je nach Wohnungsausstattung ca. 30-60 l/(p·d) bei nur 40 °C! Das entspricht ca. 18-36 l/(p·d) bei 60 °C) und deckt sich gut mit neueren Erfahrungen aus Österreich und Deutschland /22,36/.

Dennoch können auch neuere "Normwerte" eine sorgfältige Messung nicht ersetzen, da sie – wie VDI 2067 darlegt – eine sehr große Bandbreite der Streuung aufweisen. Zudem wurden die angegebenen Mittelwerte, die letztlich später immer als "Standard" benutzt werden, auch hier leider wieder nur als Mittelwert aus Minimum und Maximum – also ohne jede Wichtung mit der Häufigkeit ihres Auftretens – gebildet. Auch wurden die für die Solartechnik wichtigen sommerlichen Schwachlastzeiten nicht berücksichtigt. (Sie kommen erst in der Jahressumme durch den Ansatz von nur 345 Tagen Nutzungsdauer zum Tragen.) Lediglich bei Neubauvorhaben, bei denen die Messung nicht möglich ist, kann man die in VDI 2067 Blatt 12 angegebenen Mittelwerte (l/(p·d)) nach Abzug von ca. 10-20 % für die reduzierte Last im Sommer und Umrechnung auf eine Speichertemperatur von 60 °C (VDI: Zapftemperatur überwiegend 40 °C) benutzen. Diese Aussage gilt nur für große Mehrfamilienhäuser (MFH). In EFH, ZFH oder kleinen MFH ist eine individuelle Anpassung empfehlenswert. Ältere "Normwerte" sollten in keinem Fall weiterhin verwendet werden. Derzeit wird eine neue VDI-Richtlinie 6002 erarbeitet, die sich auch mit der Dimensionierung von Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung befassen wird.

4.3 Relevanter Warmwasserverbrauch für die Planung eines Solarsystems

Für Solaranlagen ist in der Regel der Warmwasserverbrauch im Sommer für die Dimensionierung maßgebend, da in dieser Zeit die größte Gefahr für Überhitzungen besteht. Dies ist besonders bei stark schwankender saisonaler Nutzung zu beachten. Der Messzeitraum für den Verbrauch sollte daher möglichst so gewählt werden, dass man die für die Auslegung des Systems wichtige Schwachlastzeit im Sommer erfasst. Dies wird jedoch nicht immer möglich sein, will man nicht erhebliche Zeitverzögerungen von u.U. mehreren Monaten in Kauf nehmen. In vielen Fällen wird man daher gezwungen sein, aus Messwerten beliebiger Zeiträume auf den Verbrauch im Sommer zu schließen.

Für Umrechnungen der zu beliebigen Zeiten ermittelten Verbrauchswerte auf die sommerliche Schwachlastperiode sind einige Punkte zu beachten:

- Im Sommer ist die Kaltwassertemperatur in der Regel ca. 6-8 K höher als im Winter. Bei einer konstanten Solltemperatur im Warmwasserspeicher (z.B. 60 °C) muss im Sommer also zum Erreichen einer Zapftemperatur von ca. 40 °C an der Zapfstelle mehr Kaltwasser beigemischt werden. Damit sinkt bei gleichbleibendem Zapfvolumen automatisch der Durchsatz durch den Speicher. Dieser Effekt macht eine Verbrauchsminderung am Speicher (=Messstelle für den Warmwasserverbrauch; vgl. Kap. 5.1.2) um ca. 10 % aus.
- Im Hochsommer wird in der Regel bei etwas niedrigerem Temperaturniveau geduscht als an kalten Tagen. Dies dürfte in solchen Gebäuden, in denen der Duschwasserverbrauch den Hauptanteil des Warmwasserverbrauchs ausmacht, einen Unterschied von weiteren 5-10 % ergeben. Manchmal wird dieser Abfall jedoch teilweise kompensiert durch häufigeres Duschen im Sommer.

Insgesamt ergibt sich allein wegen der o.g. Faktoren ein Rückgang um ca. 15 % beim Entnahmevolumen aus dem Bereitschaftsspeicher vom Winter zum Sommer. Beim Energiebedarf ist zusätzlich die im Sommer höhere Kaltwassertemperatur zu berücksichtigen. Der tägliche Energieverbrauch wird also vom Winter zum Sommer um ca. 25 % (15 % wegen der Mengenänderung, weitere 10 % wegen der geringeren Aufheizspanne) absinken.

Diese Änderungen beim täglichen Zapfvolumen bzw. beim Energiebedarf für die Aufheizung des gezapften Warmwassers sind in den meisten Gebäuden zu erwarten. Sie können jedoch stark überlagert (verstärkt, kompensiert oder gar überkompensiert) werden durch veränderte Nutzerzahlen (z.B. Rückgang der Belegung in Urlaubszeiten; Ausweichen von Sporthallen auf Sportanlagen im Freien, Anstieg der Belegung in Hotels in Ferienzeiten u.v.a.m.) und unterschiedliches Nutzerverhalten. In vielen größeren öffentlichen Gebäuden gibt es einen (zumindest im Wochen- oder Monatsmittel) relativ konstanten Verbrauchssockel für die Reinigung von Gemeinschafts- oder Sozialräumen (z.B. Küche, Wäscherei etc.) und einen belegungsabhängigen Anteil für den individuellen Verbrauch. Diese "Grundlast" ist in Krankenhäusern, Ferienheimen etc. sicher – relativ gesehen – höher als in Gebäuden mit wenigen Allgemeinräumen (z.B. in Wohnhäusern).

Man kann daher nicht davon ausgehen, dass für alle Gebäudetypen Umrechnungsempfehlungen von Verbrauchsmessungen zu beliebigen Zeiträumen auf die Sommerzeit gegeben werden können. Lediglich bei angenähert gleichmäßig belegten Gebäuden (Wohngebäude, Seniorenheime, Krankenhäuser etc.) wird dies wahrscheinlich möglich sein. Bei starker

saisonaler Abhängigkeit des Warmwasserverbrauchs (z.B. in Sporthallen o.ä.) wird es voraussichtlich nicht gelingen, allgemein gültige Umrechnungsvorschläge zu erarbeiten, so dass hier Messungen im Sommer (unter Einschluss eventueller Schließungszeiten) notwendig bleiben. Für Neubauvorhaben dieser Art empfiehlt sich ein Vergleich mit ähnlich genutzten Gebäuden und sicherheitshalber eine Systemdimensionierung auf untere Grenzwerte der dort gemessenen Verbrauchsbandbreiten.

5 Messwerte zum Warmwasserverbrauch an verschiedenen Gebäuden

5.1 Vorgehensweise bei der Verbrauchsmessung

Für eine hinreichend genaue Dimensionierung einer Solaranlage müssen gesicherte Daten zum Warmwasserverbrauch vorliegen. In bestehenden Gebäuden kann durch den Einbau von Volumenzählern sehr einfach eine Verbrauchsmessung durchgeführt werden. Sind mittelfristig keine größeren Umbauten oder Nutzungsänderungen zu erwarten, erhält man so normalerweise sichere Auslegungswerte. Voraussetzung ist jedoch, dass man den Verbrauch im sommerlichen Schwachlastzeitraum gemessen hat oder dass Messwerte aus beliebigen Zeiträumen auf diese Perioden umgerechnet werden (vgl. Kap. 5.2).

Schwieriger ist die Situation, wenn es sich um ein Gebäude handelt, das saniert werden soll. Auch hier können zwar Messungen durchgeführt werden, es ist aber unklar, welche Auswirkungen die Sanierung auf den Verbrauch haben wird. Wird z.B. im Rahmen einer Modernisierung die Bettenzahl verringert, so kann der dadurch zu erwartende Minderverbrauch durchaus durch einen höheren Pro-Kopf-Verbrauch wegen Komforterhöhungen im Bereich der Sanitärräume kompensiert werden. Dieser Tendenz kann allerdings durch den Einbau wassersparender Armaturen und Duschköpfe entgegengewirkt werden. Hinweise zum Pro-Kopf-Verbrauch aus gleichartig genutzten sanierten Gebäuden sind dann hilfreich.

5.1.1 Messgrößen für die Dimensionierung

Bei der Verbrauchsermittlung sollten mindestens folgende Größen gemessen werden:

- Volumen durch den Wassererwärmer
- Temperatur am Austritt des Wassererwärmers (meistens ein Speicher)
- Temperatur des in den Wassererwärmer einströmenden Wassers (meistens Kaltwasser)
- Nach Möglichkeit: Anzahl der Bewohner
- Bei Systemen, die sehr groß dimensioniert werden sollen: Zirkulationsverluste

Wichtig ist, dass nur **das** Volumen gemessen wird, das durch den Wassererwärmer (bei großen Gebäuden meist ein Speicher) strömt, da dieser Wert den Auslegungsverbrauch der Solaranlage bestimmt (vgl. Kap. 6.1). Der Durchsatz durch den Speicher ist – bei gleicher Zapfmenge – um so kleiner, je höher die Speichertemperatur über der Zapftemperatur (in der Regel ca. 40 °C) liegt. **Nicht** relevant ist das Volumen an den Zapfstellen selbst, weil hier – je nach Speichertemperatur – mehr oder weniger Kaltwasser beigemischt wird, das nicht durch die zu installierende Solaranlage strömen kann. Die Speichertemperatur bestimmt mit dem Volumen den Energieverbrauch, auf den das Solarsystem auszulegen ist. Sie muss daher bei den vorbereitenden Messungen mit erfasst werden. Spätere Veränderungen an der Speicher-Solltemperatur wirken sich auf die Auslastung der Solaranlage aus.

In Tabelle 5.1 sind für drei unterschiedliche Speichertemperaturen die Wassermengen angegeben, wenn 1.000 l Warmwasser mit 40 °C an der Zapfstelle entnommen werden.

Man erkennt, dass eine erhöhte Speichertemperatur den Durchsatz durch den Speicher reduziert. Zur Minimierung der Energieverluste im Warmwassersystem wäre es sinnvoll, die Speichertemperatur möglichst niedrig zu halten. Die Empfehlung des DVGW zur thermischen Legionellendesinfektion /N7,N8/ sieht jedoch in Speichern mit über 400 l Inhalt eine Temperatur von 60 °C vor. Daher ist in größeren Objekten meist dieser Wert eingestellt.

Tab. 5.1: Durchsatz durch einen Speicher bei 1.000 l Zapfvolumen (40 °C) und unterschiedlichen Temperaturen im Speicher (Kaltwasser im Sommer: 14 °C)

Temperatur im Speicher	[40 °C] theoretisch	45 °C	50 °C	55 °C	60 °C
Durchsatz durch Speicher	1.000 l	839 l	722 l	634	565 l

Häufig wird der Warmwasserverbrauch aus anderen Messwerten abgeleitet, z.B. der gemessenen Energie für das gesamte Warmwassersystem oder aus dem gesamten Wasserverbrauch (Kalt- und Warmwasser) im Gebäude. Diese Abschätzungen sind stark fehlerbehaftet, da im ersten Fall der von Gebäude zu Gebäude stark variierende Anteil der Zirkulationsverluste im Messwert enthalten ist und im zweiten Fall die Schätzung anhand von sog. "Richtwerten" aus der Literatur für den Anteil des Warmwasserverbrauchs am gesamten Wasserverbrauch erfolgen muss, die zwar manchmal zutreffend sein mögen, meist jedoch sicher nicht. Solche Schätzungen können eine Messung daher keinesfalls ersetzen.

5.1.2 Einbauposition für die Messsensoren

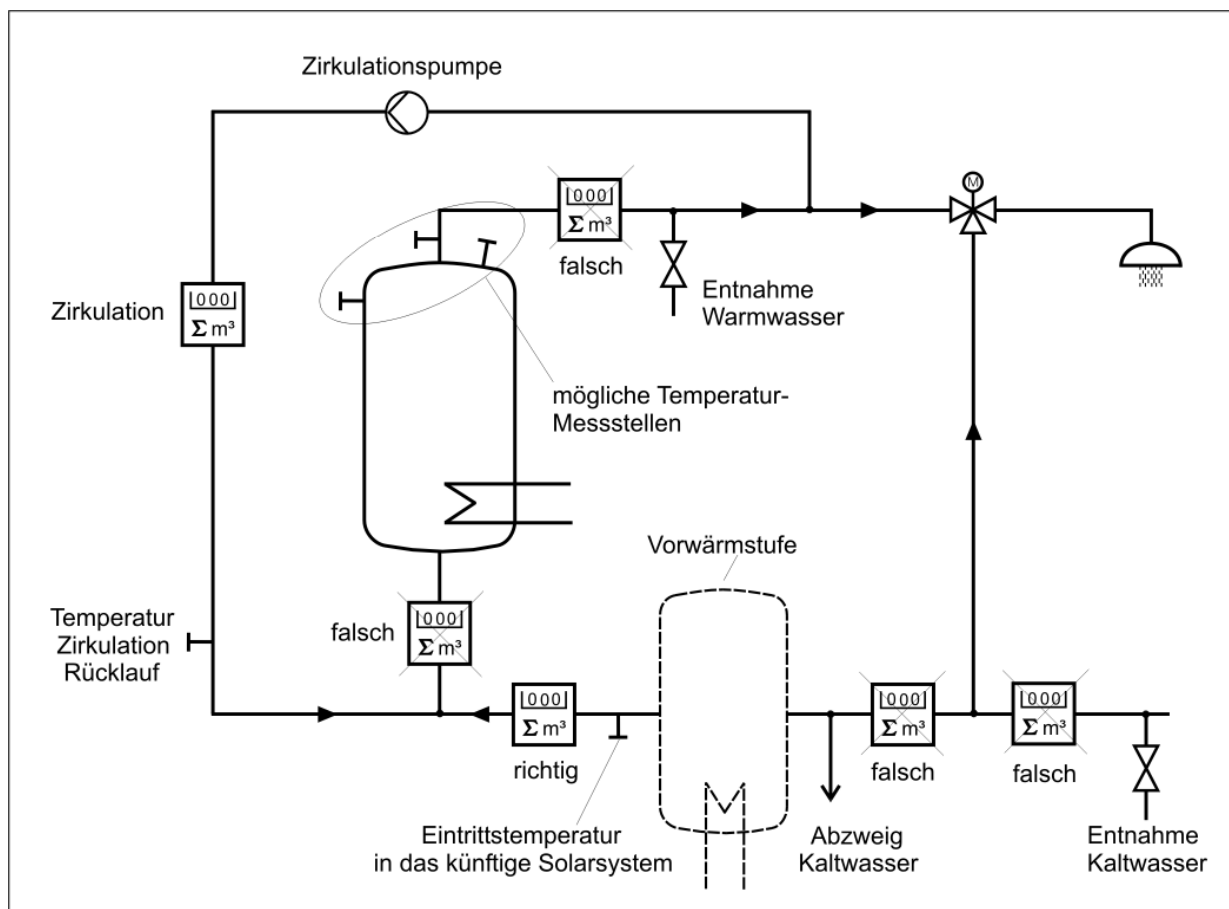


Abb. 5.1: Richtige und falsche Einbaupositionen für die Messfühler der Verbrauchsmessung

Von entscheidender Bedeutung für die Genauigkeit der Messung ist die richtige Positionierung der Volumenzähler und Temperaturfühler (vgl. Abb. 5.1). Die richtige Position für den Warmwasserzähler ist am Kaltwassereintritt zum Bereitschaftsspeicher. Zwischen dem Volumenstromzähler und dem Eintritt der Kaltwasserleitung in den Bereitschaftsspeicher dürfen keine weiteren unabgesperrten Abzweige vorhanden sein, und natürlich auch keine zusätzlichen Kaltwasserzuflüsse. Wird jedoch der Zirkulationsrücklauf nicht direkt separat in den Warmwasserspeicher geführt, sondern vor dem Speicher in die Kaltwasserleitung, so muss die Messstelle so gesetzt werden, dass das Zirkulationsvolumen nicht mit erfasst wird. Sind Abzweige/Zuflüsse vorhanden, hinter bzw. vor denen aus Platzgründen nicht gemessen werden kann, so muss geklärt werden, wo sie hinführen und ob sie für die Dauer der Messungen zuverlässig abgesperrt werden können. Ist dies nicht möglich, so müssen evtl. Anschlüsse verlegt oder in den Abzweigen/Zuflüssen zusätzliche Zähler eingebaut werden, damit man deren Messwerte bei der Korrektur des gemessenen (falschen) Warmwasserverbrauchs berücksichtigen kann. Ein genaues Kontrollieren (und Abtasten bei nicht rundum einsehbaren Rohren) ist also unbedingt erforderlich, auch wenn Pläne nicht auf solche Abzweige/Zuflüsse hinweisen. Leider jedoch werden Pläne bei Umbauten oft nicht ergänzt, so dass bei alten Anlagen die Realität nur selten mit dem Plan übereinstimmt. Der Volumenstromzähler darf nicht in den Warmwasserabgang des Speichers installiert werden, da er dort den Zirkulationsvolumenstrom mitmessen würde. Diese Position ist lediglich dann erlaubt (aber nicht anzustreben), wenn das Zirkulationsvolumen mit einem zweiten Zähler im Zirkulationsrücklauf separat erfasst wird. Ein an der richtigen Stelle installierter Volumenstromzähler kann, wenn er ausreichend weit vom Speichereingang entfernt ist, später für die Messtechnik im Solarsystem benutzt werden (vgl. Kap. 9.3).

Bei größeren Objekten empfehlen wir, die Zirkulationsverluste (Volumen, Vor- und Rücklauftemperatur) ebenfalls zu erfassen, da sie interessante Informationen zum Zustand des Warmwassernetzes liefern und oftmals große Einsparungspotentiale erkennen lassen.

Beim Einbau der Volumenzähler sind die Vorschriften des Herstellers genau zu beachten. Besonders wichtig ist es, den Nenndurchfluss des Zählers, der sorgfältig abzuschätzen. Da die Rohrleitungen meist überdimensioniert sind, genügt für den Zähler vielfach eine um eine Stufe geringere Nennweite. Wählt man den Zähler deutlich zu groß, besteht die Gefahr, dass kleine Volumenströme nicht erfasst werden und die Messung ungenau wird.

Für die Messung der Temperatur im Warmwasserspeicher genügt es meist, wenn man mehrmals eine Wasserprobe am Ausgang des Speichers entnimmt (Zapfstelle ohne Kaltwasserbeimischung), deren Temperatur misst und aus den Messungen einen Mittelwert bildet. Diese Messung ist dann hinreichend genau, wenn die Speichertemperatur über den Tag weitgehend konstant gehalten wird. Auch die Kaltwassertemperatur lässt sich durch das Entnehmen mehrerer Zapfproben am Tag bestimmen. Das Wasser sollte zu unterschiedlichen Zeiten während des Tages an einer Zapfstelle nahe am Speichereingang entnommen werden, so dass man aus den Messwerten auch eine Aussage über die Streubreite der Kaltwassertemperatur machen kann. Diese Streuung gibt Aufschluss über die Kaltwasservorwärmung durch Aufnahme von Energie aus der Umgebungsluft im Keller. Schwanken die Temperaturen des aus dem Speicher auslaufenden Warmwassers und des in den Speicher eintretenden Wassers stark (weil z.B. Vorwärmstufen vorhanden sind), so ist ihre automatische Erfassung mit einem kleinen Datalogger unumgänglich (vgl. folgendes Kapitel).

5.1.3 Zeitliche Auflösung der Verbrauchsmessung

Bei der Verbrauchsmessung stellt sich die Frage, mit welcher Zeitauflösung die Daten erfasst werden sollten (z.B. als Wochen-, Tages- oder Halbstundenwerte). Für die Messung von Wochen- oder Tageswerten ist es sicherlich ausreichend, wenn ein Volumenzähler entsprechend oft vom Betriebspersonal abgelesen wird. Zeitlich höhere Auflösungen (z.B. Halbstundenwerte) über einen längeren Zeitraum erfordern i.d.R. eine elektronische Datenerfassung, die der Betreiber meist nicht mehr selbst durchführen kann. Gute Ingenieur- bzw. Planungsbüros sollten in der Lage sein, einen Datalogger zu günstigen Leihgebühren zur Verfügung zu stellen und an die Messfühler anzuschließen. In diesem Fall sollte das Ingenieurbüro auch die Positionen für die Messfühler festlegen. Die Installation der Fühler erfolgt in der Regel durch das Fachhandwerk. Wir schlagen bei großen Solaranlagen diese elektronische Datenerfassung vor. Die Kosten werden durch eine optimal an den Verbrauch angepasste Solaranlage leicht wieder eingespart. So ist das dynamische Verhalten des Zapfverbrauchs z.B. entscheidend für die Dimensionierung der Solarspeicher und des Wärmetauschers zwischen Solarspeicher und Trinkwasser (vgl. Kap. 6).

Wir untersuchen derzeit, ob man die Dimensionierung dieser Komponenten mit ausreichender Zuverlässigkeit aus Tagessummen des Verbrauchs ableiten kann. Endgültige Aussagen dazu bedürfen jedoch einer größeren Datenbasis, die erst zum Ende des Programms Solarthermie-2000 vorliegen wird. Bis dahin empfehlen wir, bei geplanten Großanlagen die Erfassung der in Abb. 5.1 eingezeichneten Größen mit Hilfe eines Dataloggers mit guter zeitlicher Auflösung vorzunehmen (5-min-Werte, wenn ein System mit direkt vom Kaltwasser durchströmtem Wärmetauscher gemäß Abb. 3.1a geplant ist, sonst Halbstundenwerte).

Eine zweite Forderung zur Zeitauflösung von Verbrauchsmessungen ergibt sich aus den Simulationsprogrammen zur Bestimmung des voraussichtlichen Energieertrages. Bei Programmen, die nur eine Jahressumme des Verbrauchs und die monatliche Verteilung benötigen, ist eine hohe zeitliche Auflösung nicht erforderlich. Dagegen stellt sich bei Simulationsprogrammen mit der Möglichkeit, Tagesprofile einzugeben (z.B. Halbstundenwerte im Programm T*SOL), die Frage, ob man ein für das Gebäude typisches Tagesprofil in dieser Auflösung messen muss oder ob es ausreicht, ein in der Literatur oder vom Simulationsprogramm vorgeschlagenes Profil zu wählen oder ob gar ein realitätsnah abgeschätztes Profil genügt. Auch zu diesem Punkt sind unsere Untersuchungen derzeit noch nicht abgeschlossen.

5.2 Verbrauchsmessungen in bestehenden Gebäuden

Im Folgenden werden für einige ausgewählte Gebäude die gemessenen Jahreszapfprofile (Tagesmittelwerte pro **Vollbelegungsperson** aus Wochensummen) dargestellt und erläutert. Dabei geht es hier weniger um die absolute Höhe des Verbrauchs als um den jahreszeitlichen Verlauf, um Aussagen zu sommerlichen Schwachlastzeiten machen zu können, die bestimmend sind für die Auslegung eines Solarsystems. **Die Tagesverbräuche wurden hier bezogen auf die Anzahl der geplanten Vollbelegungspersonen (vp) und nicht auf die Anzahl der tatsächlich in den einzelnen Wochen im Gebäude lebenden Personen.** Wir haben diese Bezugsgröße gewählt, da dies in der Regel die einzige Zahl ist, die ein Planer bei der Auslegung der Solaranlage vom Betreiber erhält. Bei einem Neubauvorhaben

kann es gar keine andere Zahl geben. Zwar liegen bei bestehenden Gebäuden oft auch die Zahlen der echten Belegung vor, doch werden diese oft nicht Außenstehenden mitgeteilt. Bei Wohngebäuden ist oftmals nicht bekannt, wie viele Personen nun wirklich in den einzelnen Wohnungen leben. Auch hier hat man also üblicherweise nur die geplante Vollbelegungszahl (Anzahl der Wohneinheiten multipliziert mit Planpersonen je Wohneinheit z.B. nach DIN 4708-2, 10/79). Für einen Planer, der keine Belegungszahlen hat, ist es daher einfacher, mit der Vollbelegungszahl (als feststehender Planzahl) zu rechnen und einem auf diese Vollbelegungszahl bezogenen variierenden Verbrauch, als von einem etwa gleichbleibenden Verbrauch pro anwesender Person ausgehen zu können, dann aber die Anzahl der wirklich anwesenden Personen irgendwie abschätzen zu müssen.

In einem künftigen Schritt werden wir versuchen, für alle Gebäude, an denen im Programm Solarthermie-2000 Solaranlagen errichtet wurden, auch den Verbrauch pro echt anwesender Person zu ermitteln. Die Ergebnisse dazu werden an anderer Stelle veröffentlicht werden.

In den Abbildungen der folgenden Unterkapitel erkennbare Veränderungen im Tagesverbrauch je Vollbelegungsperson können zwei Ursachen haben:

- Der Verbrauch pro Person hat sich verändert (wenn die Anzahl der anwesenden Personen konstant blieb).
- Die Anzahl der anwesenden Personen hat sich (z.B. in Ferienzeiten) verändert, der Verbrauch pro anwesender Person ist aber mehr oder weniger konstant geblieben.

Natürlich sind auch Überlagerungen beider Effekte denkbar, ja sogar wahrscheinlich. Alle Warmwasservolumina wurden auf eine Temperatur von 60 °C bezogen, weil dies inzwischen die am häufigsten benutzte Speichertemperatur ist.

5.2.1 Große Wohngebäude

Das in Abb. 5.2 gezeigte Jahresprofil wurde in einem Mehrfamilienhaus in München gemessen (Beschreibung der Solaranlage in Kap. 10.1.2), das für ca. 240 Bewohner und einen dem Gebäude angeschlossenen Kindergarten/Kinderhort für 70 Kinder geplant war. Da es sich bei dem Objekt um einen Neubau handelte, musste der Warmwasserverbrauch für die Auslegung der Solaranlage geschätzt werden. Angenommen wurde ein Verbrauch von ca. 5 l/d pro Kind sowie ein Verbrauch im Wohngebäude von 30 l/d pro Plan-Bewohner.

Es ist ein Verbrauchsrückgang von ca. 41 l/(vp·d) im Winter auf etwa 34 l/(vp·d) Anfang/Mitte Juli (also um etwa 17 %) zu erkennen, der vor allem durch die bereits vorher beschriebenen Effekte (Kaltwassertemperatur, Duschtemperatur) bedingt ist. Der verstärkte Abfall ab Anfang August bis ca. Mitte September (Tiefpunkt Mitte August) auf im Mittel etwa 28 l/(vp·d) in diesen 5-6 Wochen wird durch die Urlaubszeit während der Sommer-Schulferien erklärt. Da in den Ferien die Zahl der vorhandenen Bewohner geringer ist als die Bezugszahl, sinkt der Verbrauch pro Vollbelegungsperson. Zum Winter hin steigt er wieder an.

Aus diesem Jahresprofil kann man folgende Aussage zur Korrektur von Verbrauchswerten aus Messperioden außerhalb der 5-6-wöchigen Sommer-Urlaubssaison (Auslegungsperiode) ableiten, auch wenn Absicherungen durch weitere Messwerte noch nötig sind:

- Wird in einem Wohngebäude der Verbrauch im Winter gemessen, so ist dieser Wert um ca. 30 % zu reduzieren, will man den Auslegungsverbrauch für die sommerliche Urlaubsperiode erhalten.
- Ein im Frühjahr oder Herbst gemessener Verbrauch sollte zur Definition des Auslegungsverbrauchs um ca. 20 % vermindert werden.

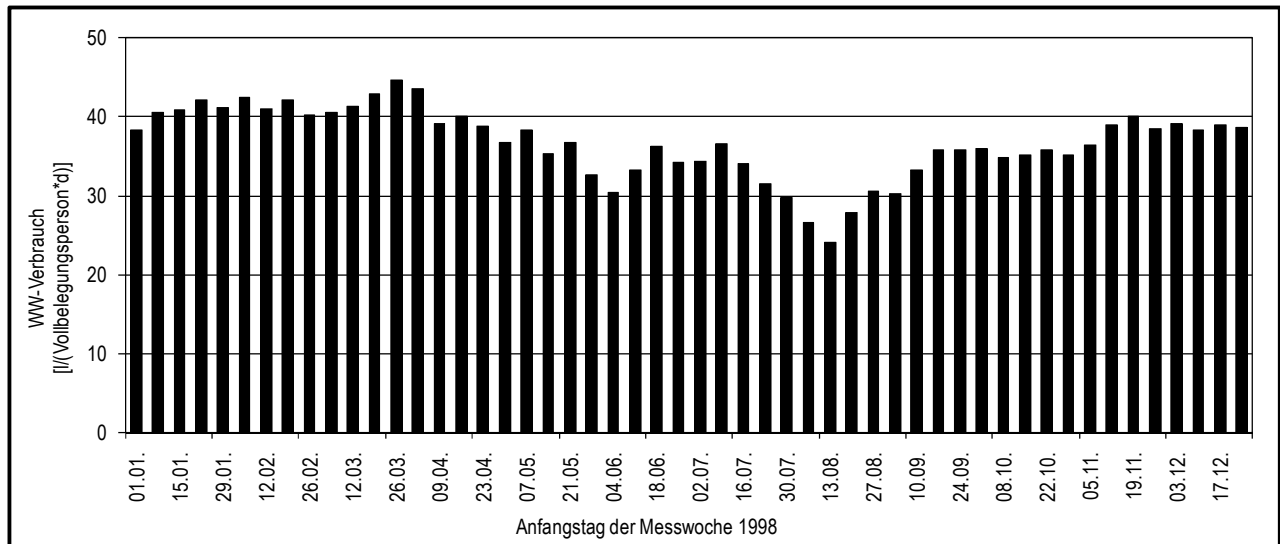


Abb. 5.2: Wöchentlich gemittelter Tages-Warmwasserverbrauch pro Vollbelegungsperson (vp) in einem Mehrfamilienhaus mit Kindergarten in München

Der Verbrauch pro Vollbelegungsperson ist in diesem Mehrfamilienhaus im Vergleich zu anderen recht hoch (Jahresmittel ca. 38 l/(vp·d) bei 60 °C). Er kann daher wohl nicht als typisch für große Mehrfamilienhäuser angesehen werden. Der hohe Wert ist nach unseren Informationen darauf zurückzuführen, dass mehrere Wohnungen gegenüber der Planung zumindest zeitweise überbelegt sind. Die echte Bewohnerzahl ist also höher als die Planzahl, auf die der Verbrauch in Abb. 5.2 bezogen wurde. Hier zeigen sich die typischen Probleme bei der Feststellung der echten Belegungszahlen in Wohngebäuden: Meist ist nur die Personenzahl bekannt, die bei der Bauplanung zu Grunde gelegt wurde, und nicht die echte Belegung; zudem kann niemand sagen, zu welchen Zeiten wie viele Bewohner in Urlaub sind. Der Verbrauch im Kindergarten ist niedriger als von uns geschätzt und vernachlässigbar gering, so dass er sich kaum auf den Pro-Kopf-Verbrauch im Gebäude auswirkt.

5.2.2 Krankenhäuser und Seniorenheime

In **Krankenhäusern** ist die tägliche Belegung in der Regel bekannt. Allerdings werden diese Zahlen ungern an Dritte abgegeben. Wie weiter oben beschrieben, sind also auch hier wieder alle Pro-Kopf-Verbrauchswerte auf die theoretische Vollbelegungszahl bezogen.

Abb. 5.3 zeigt ein Jahresprofil dieses spezifischen Warmwasserverbrauchs. Das Profil ist typisch für alle Krankenhäuser in ST-2000. Allerdings treten von Objekt zu Objekt in den absoluten Zahlen große Unterschiede auf. In Krankenhäusern hängt der Verbrauch wesentlich davon ab, welche Einrichtungen (Küche, Wäscherei, Therapiebecken etc.) zusätzlich

zur Bettenstation an die Warmwasserbereitung angeschlossen sind. Im Gegensatz zum Verbrauchsprofil sind die spez. Verbrauchszahlen nicht auf andere Krankenhäuser übertragbar.

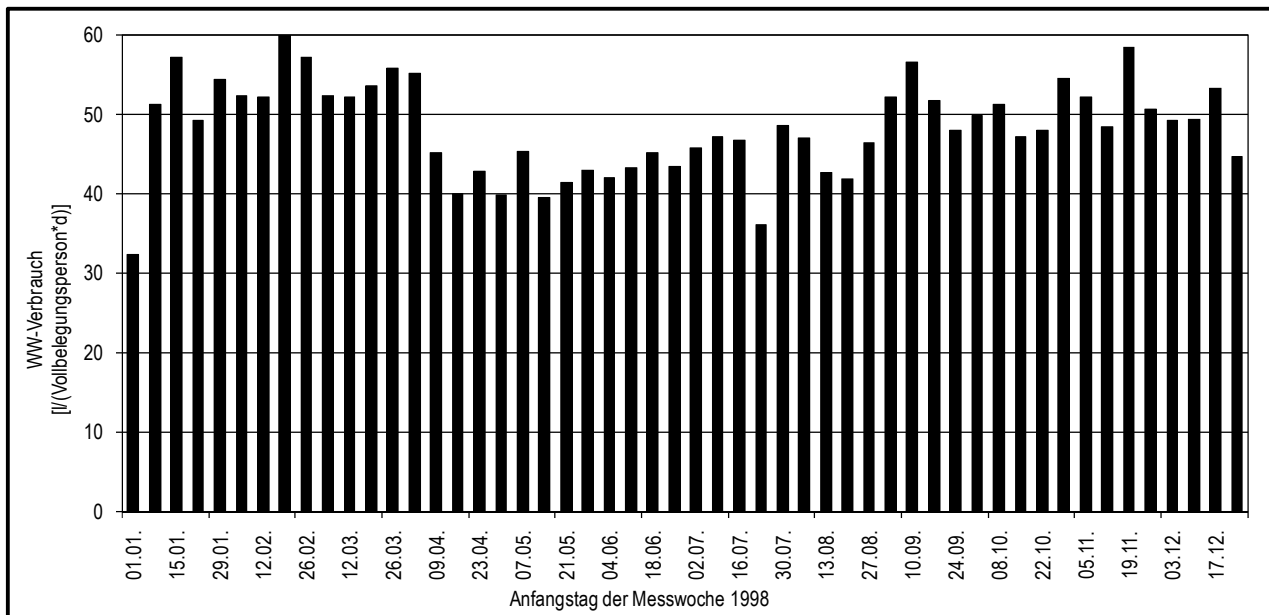


Abb. 5.3: Wöchentlich gemittelter Tages-Warmwasserverbrauch pro Vollbelegungsperson (vp) in einem Krankenhaus (Wolgast)

Es ist zu erkennen, dass die Schwankungen im Tagesverbrauch pro Vollbelegungsperson zwischen den einzelnen Wochen erheblich stärker sind als im vorher gezeigten Wohngebäude. Dies liegt in erster Linie daran, dass die reale Belegung in einem Krankenhaus öfter und schneller wechselt als in einem Wohnhaus. Dies wirkt sich bei dem hier gewählten Bezug auf den spezifischen Verbrauch aus. Im Winter liegt er überwiegend bei 50-55 l/(vp·d), zum Sommer hin sinkt er auf 40-45 l/(vp·d), also um ca. 15-20 %. Dieser Abfall entspricht der üblichen Reduzierung des Warmwasserverbrauchs aufgrund der unterschiedlichen Temperaturen des Kaltwassers etc. (vgl. Kap. 4.3). Der relativ schroffe Abfall Anfang April ist wahrscheinlich durch Überlagerung verschiedener Einflußfaktoren (Kaltwassertemperatur und Belegung) entstanden. Der Anstieg vom Sommer zum Winter ist kontinuierlicher. Ein zusätzlicher Abfall im Sommer aufgrund von Ferienzeiten ist nicht vorhanden.

In **Seniorenheimen** ist die Bewohnerzahl und -struktur (und damit das Nutzerverhalten) meist sehr konstant. Derartige Heime sind zudem auch fast immer voll belegt. Die Anzahl der angemeldeten Bewohner wird genau erfasst, jedoch nicht deren wirkliche Anwesenheit. Das Jahres-Verbrauchsprofil, die Verbrauchswerte pro Person und die Unterschiede im Verbrauch zwischen verschiedenen Heimen sind ähnlich wie in Krankenhäusern.

Für die Umrechnung von Messungen in Krankenhäusern und Seniorenheimen außerhalb des Sommers auf den sommerlichen Auslegungsverbrauch für eine Solaranlage ergibt sich somit:

Messwerte aus dem Winter sollten um 15-20 % reduziert werden, Daten aus dem Frühjahr oder Herbst um ca. 10 %.

5.2.3 Studentenwohnheime

In Studentenwohnheimen ist nur die Zahl der angemeldeten Bewohner bekannt. Nicht bekannt ist, ob evtl. öfter auch andere Personen dort übernachten oder ob der angemeldete Bewohner in Urlaub ist. Reale Belegungszahlen sind somit nicht zu erhalten.

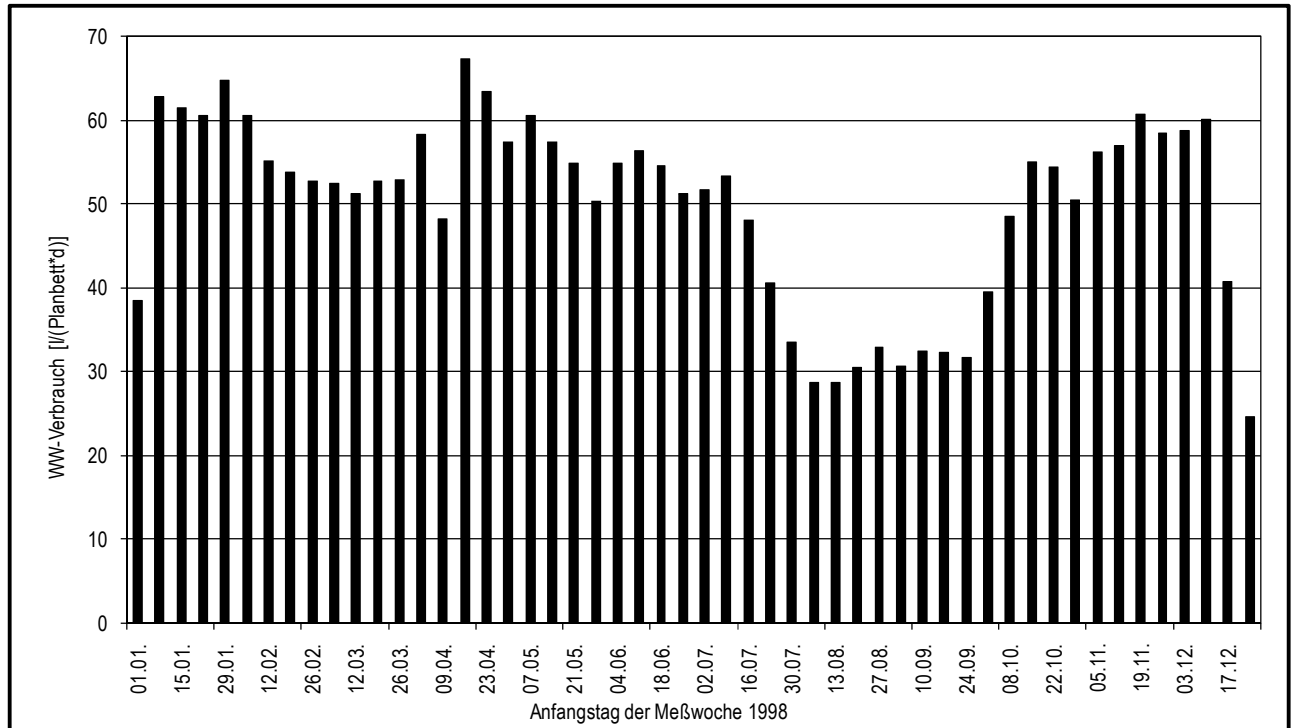


Abb. 5.4: Wöchentlich gemittelter Tages-Warmwasserverbrauch pro Vollbelegungsperson (vp) in einem Studentenwohnheim (Magdeburg)

Abb. 5.4 zeigt ein Jahresprofil des täglichen Warmwasserverbrauchs pro Vollbelegungsperson (Wochenmittel). Schwach ausgeprägt ist der Verbrauchsrückgang während der Semesterferien im Frühjahr, sehr deutlich jedoch der in den Sommer-Semesterferien (ca. Mitte Juli bis Anfang Oktober) mit einem relativ konstanten Minimum ab etwa Anfang August. In dieser Zeit liegt der Verbrauch ($30 \text{ l}/(\text{vp} \cdot \text{d})$) um 50 % unter dem im Winter ($60 \text{ l}/(\text{vp} \cdot \text{d})$). Der übliche Abfall vom Winter zum Sommer beträgt auch hier wieder etwa 15 % aus den schon erwähnten Gründen (vgl. Kap. 4.3). Zusätzlich ist oft an Wochenenden ein Verbrauchsrückgang zu beobachten, der durch "Heimfahrer" bedingt ist (in Abb. 5.4 wegen der Mittelung über Wochen nicht zu erkennen). Diese Wochenendsenke ist jedoch nicht sehr stark und muss bei der empfohlenen knappen Anlagenauslegung nicht beachtet werden.

Der Verbrauchsrückgang in den sommerlichen Semesterferien ist hier im Vergleich zu anderen Studentenwohnheimen (Absinken auf nur 1/3 des Winterverbrauchs) relativ gering.

Für den Auslegungsverbrauchs ergeben sich daher folgende Empfehlungen:

Die Messung sollte nicht in den Frühjahrs-Semesterferien durchgeführt werden, da in dieser Zeit schon ein Verbrauchsrückgang zu verzeichnen ist. Wurde im Wintersemester (nicht in den Weihnachtsferien!) gemessen, so sollte der Messwert auf 40 % vermindert werden. Ergebnisse aus dem Sommersemester sollten auf 45 % reduziert werden.

Besteht die Meinung, dass die o.g. Reduzierungen für die spezielle Hochschule zu stark sind, so sollten in den Sommersemesterferien (August/September) Messungen durchgeführt werden, damit die Schwachlast direkt erfasst wird.

5.2.4 Freizeitobjekte mit saisonal schwankendem Verbrauch

Bei Freizeitobjekten wie Sporthallen, Sportanlagen oder Bädern können zusätzlich zu Verbrauchsschwankungen zwischen Werktagen und Wochenenden große saisonale oder witterungsbedingte Unterschiede auftreten. Bei Sportanlagen wurde häufig der Verbrauch während der Hauptnutzungszeit der Sportanlage als Auslegungswert genannt. Dieser Zeitraum liegt aber oft außerhalb der Hauptnutzungszeit der Solaranlage, der gemessene Verbrauch ist somit also nicht relevant für die Dimensionierung eines Solarsystems.

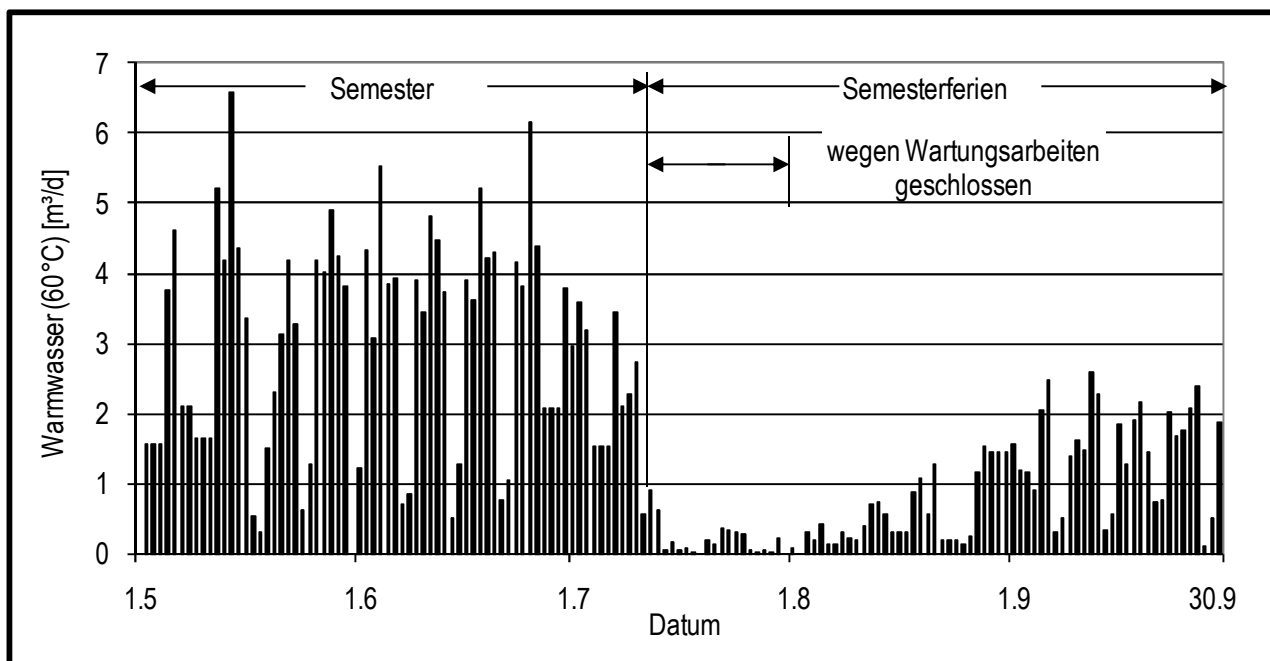


Abb. 5.5: Täglicher Warmwasserverbrauch in einer Sportanlage

So wurde z.B. beim Antrag eines einer Universität angegliederten, aber öffentlich nutzbaren Sportzentrums ein Warmwasserverbrauch von $10 \text{ m}^3/\text{d}$ bei einer realen Zapftemperatur von 43°C (entspricht ca. $6,3 \text{ m}^3/\text{d}$ bei 60°C) genannt und zusätzlich angegeben, dass der Verbrauch in den Ferien nur leicht zurückgehen würde. In Abb. 5.5 sind die gemessenen Verbrauchswerte (diesmal im m^3/d , da es weder eine sinnvolle Vollbelegungszahl gab, noch uns die echten Besucherzahlen bekannt waren) eingezeichnet. Wie man erkennt, wurde der angegebene Wert im Zeitraum Mai bis September nur an zwei Tagen erreicht. In den Sommerferien (nach den Wartungsarbeiten) lag der Verbrauch an Werktagen nur bei 2 bis $4 \text{ m}^3/\text{d}$ (43°C), also erheblich niedriger als während des Semesters. Anstatt einer Solaranlage mit ca. 90 m^2 Kollektorfläche (Basis: $6,3 \text{ m}^3/\text{d}$; Temperatur 60°C) wäre eine etwa 30 m^2 große Anlage, ausgelegt auf ca. $2 \text{ m}^3/\text{d}$ bei 60°C (ca. $3 \text{ m}^3/\text{d}$ bei 43°C) ausreichend gewesen. Beantragt war sogar eine Anlage mit 140 m^2 , weil der Fehler gemacht wurde, den Verbrauch von $10 \text{ m}^3/\text{d}$ bei 43°C nicht auf 60°C umzurechnen (vgl. Kap. 6.1.1).

Ein ähnliches wie das hier gezeigte Verbrauchsverhalten kann z.B. in Tennishallen oder auch Hallenbädern auftreten, weil im Sommer oft Freianlagen benutzt werden.

In Gebäuden mit stark saisonal schwankendem und von der Witterung abhängigem Verbrauch muss zur optimalen Dimensionierung der Solaranlage in den drei Monaten Juli, August und September der tatsächliche Verbrauch gemessen werden, wenn man die Solaranlage optimal dimensionieren will.

5.2.5 Sonstige Gebäude

In Programm ST-2000 wurden auch Jugendherbergen, Kindertagesstätten, Ferienheime, Hallenbäder etc. mit Solaranlagen ausgestattet. Nur für die Jugendherberge liegen derzeit Messergebnisse über längere Zeiträume vor. Zum Ende des Programms werden auch zum Warmwasserverbrauch in den anderen Objekten Aussagen möglich sein.

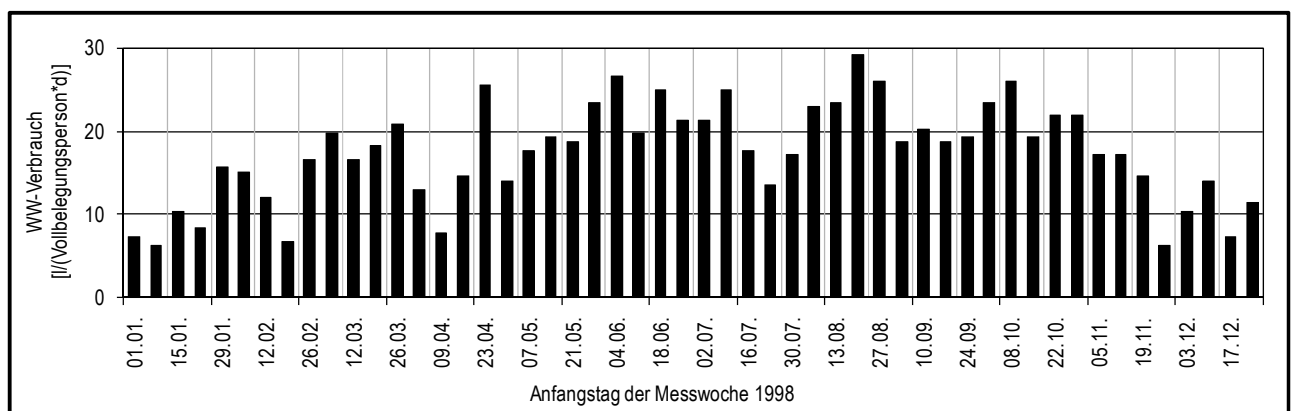


Abb. 5.6: Wöchentlich gemittelter Tages-Warmwasserverbrauch pro Vollbelegungsperson (vp) in einer Jugendherberge (Saarbrücken)

Abb. 5.6 zeigt das Jahresprofil des Warmwasserverbrauchs je Vollbelegungsperson und Tag. Die starken Schwankungen der Wochenmittel des Tagesbedarfs hängen mit dem Bezug des Tagesverbrauchs auf die Vollbelegung (nicht auf die reale Belegung! vgl. Kap. 5.2) zusammen. Der Bedarf pro wirklich anwesender Person liegt bei etwa 30 l/(p·d) inkl. des Verbrauchs in der Küche und für Reinigungsarbeiten im Gebäude. Er kann aus den Spitzenwerten in Abb. 5.6 abgeleitet werden, da in diesen Wochen die reale Belegung oft etwa der Vollbelegung entsprach. Allerdings gab es an Tagen, an denen die Jugendherberge nicht voll ausgelastet war, auch Werte bis 45 l/(p·d). Ob dieses Nutzerverhalten auf andere Einrichtungen dieser Art übertragbar ist, kann derzeit noch nicht beurteilt werden.

Im Gegensatz zu allen anderen bisher betrachteten Gebäuden steigt hier der Verbrauch vom Winter zum Sommer hin an, da die Jugendherberge im Sommer stärker belegt ist. Für die Solartechnik ist dieses Jahres-Verbrauchsprofil optimal, da es nahezu synchron mit dem Verlauf der Solarstrahlung ist. Die kurzzeitigen Einbrüche Mitte April und Mitte Juni bis Anfang August hängen mit den Schulferien zusammen. Diese Perioden sind jedoch so kurz, dass sie bei der Auslegung einer Solaranlage nicht besonders berücksichtigt werden müssen.

Wir würden auf der Basis der hier gezeigten Messwerte eine Auslegung auf einen spezifischen Verbrauch von ca. 20-23 l/(vp·d) bzw. diesen Wert multipliziert mit der Vollbele-

gungszahl vorschlagen, möchten zum jetzigen Zeitpunkt diese Empfehlung aber nicht allgemein für solche Objekte geben.

5.3 Auslegungsverbrauch bei Neubauvorhaben

Bei der Planung von Solaranlagen in Neubauten können naturgemäß keine Messungen vorgenommen werden. Man ist daher gezwungen, auf Messwerte aus vergleichbaren Objekten für die Dimensionierung der Solaranlage zurückzugreifen. Dabei hat es sich als vorteilhaft erwiesen, lieber mit einem geringeren Verbrauch zu rechnen, als zu hohe Werte anzusetzen.

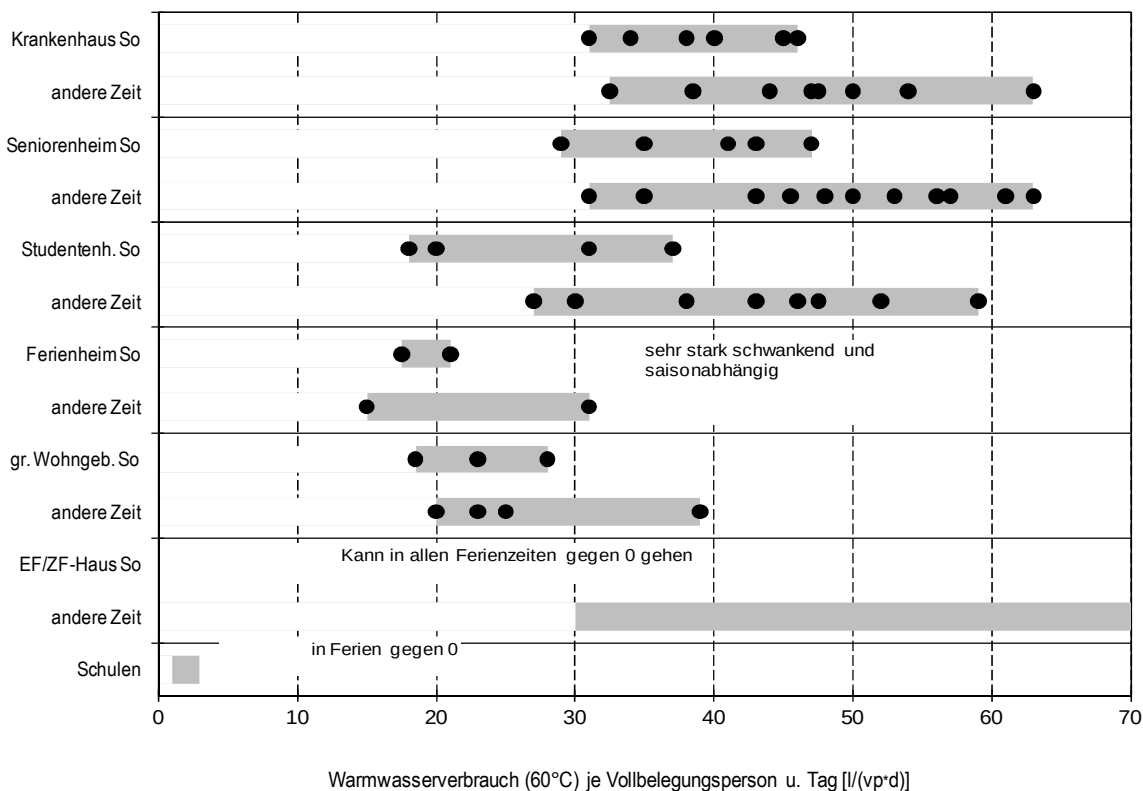


Abb. 5.7: Täglicher Warmwasserverbrauch pro Vollbelegungsperson (vp) in verschiedenen Gebäuden (So=Schwachlastzeit im Sommer)

Abb. 5.7 zeigt Bandbreiten des mittleren täglichen Warmwasserverbrauchs pro Vollbelegungsperson (vp) (Wochenmittel) in Gebäuden unterschiedlicher Nutzung. Der Bezug auf die Vollbelegung erfolgte aus den in Kap. 5.2 erläuterten Gründen. Die Messwerte wurden einheitlich auf Temperaturen von 60 °C im Nachheizspeicher bezogen. Die in Abb. 5.7 gezeigten Bandbreiten sind aufgeteilt nach folgenden Zeitperioden:

- Für die Auslegung des Solarsystems relevante Sommerwochen (evtl. Schwachlast-Wochen)
- Perioden außerhalb des Sommers, die jedoch für die Dimensionierung eines Solarsystems **nicht** maßgebend sind

Frühere Veröffentlichungen der ZfS zeigten in ähnlichen Abbildungen größere Bandbreiten, weil dort – wo möglich – der Bezug auf real anwesende Personen gewählt wurde und weil

auch Kurzzeitmessungen berücksichtigt wurden, die jetzt durch besser abgesicherte Langzeitmessungen ersetzt wurden. Diese alten Bilder sind nicht mehr aktuell.

Es wird deutlich, dass die Bandbreiten des spezifischen täglichen Warmwasserverbrauchs pro Vollbelegungsperson in fast allen Objekttypen (Ausnahme: Wohngebäude) sehr groß sind. Diese Streuung ist bedingt durch zusätzliche Einrichtungen in einigen Objekten (Krankenhäusern, Seniorenheimen) wie z.B. Küchen, Wäschereien, Therapiebecken etc., weniger durch stark wechselnde reale Belegung. In Krankenhäusern und Seniorenheimen ist der Unterschied zwischen Sommer und Winter nicht sehr ausgeprägt (Achtung: teils unterschiedliche Objekte in den Balken von Sommer und sonstigen Perioden).

Große Schwankungen wurden auch in Studentenwohnheimen festgestellt. Hier ist wohl die stark schwankende tatsächliche Belegung die Ursache, die bei dem Bezug auf die theoretische Vollbelegungszahl voll in die Ergebnisse durchschlägt. Bei Studentenwohnheimen fällt zudem der große spezifische Verbrauchsabfall in den Sommer-Semesterferien auf. Hier erkennt man besonders gut, wie wichtig es ist, entweder in dieser Ferienzeit zu messen oder aber Werte aus anderen Perioden entsprechend umzurechnen (vgl. Kap. 5.2.4).

Die großen Bandbreiten des Warmwasserverbrauchs belegen, dass die Messungen des Verbrauchs in bestehenden Gebäuden für die optimale Dimensionierung einer Solaranlage erforderlich ist. Das Benutzen von Erfahrungswerten kann immer nur dort als Notlösung akzeptiert werden, wo Messungen nicht möglich sind.

Lediglich in Wohngebäuden sind die Bandbreiten schmaler, da die Belegung relativ konstant ist und zudem meist keine "Sondereinrichtungen" mit hohem Warmwasserverbrauch vorhanden sind. Die Werte für Ein- und Zweifamilienhäuser sind nur der Vollständigkeit halber aufgenommen worden. Messergebnisse zu solchen Gebäuden wurden im Programm Solarthermie-2000 nicht ermittelt. Gleiches gilt für den Verbrauch in Schulen. Die Streubreite bei Ferienheimen ist wegen der geringen Zahl der Messwerte noch ungesichert.

Aus den gezeigten Warmwasserverbräuchen je Vollbelegungsperson und Tag können zwar Empfehlungen abgeleitet werden, die Datenbasis ist jedoch derzeit noch sehr schmal. Prinzipiell sollte bei einem Neubauvorhaben der Auslegungsverbrauch für eine Solaranlage aus dem unteren Bereich des Streubandes abgeleitet werden, da dann Überdimensionierung vermieden wird. Eine evtl. zu knappe Systemauslegung ist unproblematisch, man erhält sogar bessere Systemnutzungsgrade bei allerdings sinkenden Deckungsanteilen.

Tab. 5.2: Für die Auslegung eines Solarsystems empfohlener täglicher Warmwasserverbrauch je Vollbelegungsperson ($l/(vp \cdot d)$; $60^\circ C$); ermittelt aus sommerlichen Schwachlastzeiten

	Krankenhaus	Seniorenheim	Studentenheim	Ferienheim	Wohngebäude
spez. Verbr. $l/(vp \cdot d)$	30 - 35	30 - 35	20 - 25	ca. 20 (?)	20 - 25

In Tab. 5.2 sind unsere Empfehlungen für den spezifischen täglichen Auslegungsverbrauch (Tagesverbrauch je Vollbelegungsperson in $l/(vp \cdot d)$) aufgelistet (Bezugstemperatur: $60^\circ C$). Um den absoluten Tagesverbrauch zu erhalten (l/d), muss man die in der Tabelle angegebenen Zahlen lediglich mit der Plan-Vollbelegungszahl (nicht mit erwarteten realen Belegungszahlen, die meist sowieso unsicher sind!) multiplizieren. An dieser einfachen Rech-

nung wird der Vorteil unseres Bezugs auf die Vollbelegungszahl für Planungsaufgaben deutlich. Er macht Spekulationen über zu erwartende Belegungen überflüssig.

Lediglich wenn ganz sicher zu erwarten ist, dass aufgrund besonderer Einrichtungen, die an die Warmwasserversorgung angeschlossen sind (z.B. Therapiebecken in Krankenhäusern), der Verbrauch höher liegen wird, sollte man von den in Tab. 5.2 aufgeführten Werten nach oben abweichen, ohne aber den Zusatzverbrauch zu überschätzen.

Die genannten spez. Verbrauchswerte wurden auf eine Solltemperatur im Nachheizspeicher von 60 °C und eine sommerliche Kaltwassertemperatur von ca. 12-14 °C bezogen. Der Temperaturhub beträgt also ca. 46 K. Ist zu erwarten, dass die Kaltwassertemperatur im Sommer höher sein wird (Vorwärmstufen, lange Wege der Kaltwasserleitungen in warmen Räumen (vgl. Kap. 3.2)), so muss der Auslegungsverbrauch diesen neuen Temperaturverhältnissen angepasst werden. Wird die Aufheizspanne z.B. von 47 auf 37 K (um ca. 20 %) vermindert, weil das Kaltwasser im Sommer 23 °C erreicht, so müssen auch die spez. oder die absoluten Tages-Verbrauchswerte um ca. 20 % reduziert werden. Auf diesen verminderten Bedarf wäre dann das System auszulegen. Geringfügige Abweichungen der Kaltwassertemperatur vom Normalwert um wenige °C (K) müssen nicht unbedingt beachtet werden, da Systeme, die nach unseren Dimensionierungsvorschlägen (vgl. Kap. 6.1) gebaut werden, nicht sehr sensibel auf geringfügige Verbrauchsschwankungen reagieren. Wohl beachten muss man dies aber, wenn man das Solarsystem bewusst sehr groß dimensioniert, und auch dann, wenn man den Solarertrag mit einem Simulationsprogramm berechnen will.

Eine niedrigere Solltemperatur im Nachheizspeicher als die üblichen 60 °C muss bei der Verwendung dieser **Schätzzahlen** nicht beachtet werden (im Gegensatz zur Vorgehensweise bei **echten Messergebnissen** an bestehenden Anlagen! vgl. Kap. 6.1.1). Ist die Temperatur im Nachheizspeicher niedriger als die angegebenen 60 °C, so muss an der Zapfstelle weniger Kaltwasser beigemischt werden. Es fließt dann zwar entsprechend mehr Volumen als in Tab. 5.2 angegeben durch die Nachheizspeicher bzw. das Solarsystem, dies allerdings mit einem geringeren Temperaturhub. Die entnommene Energie (der für die Auslegung des Solarsystems maßgebende Energiebedarf) bleibt daher gleich. Dies gilt auch für den (unwahrscheinlichen) Fall höherer Speichertemperaturen als 60 °C.

6 Dimensionierung und Einbindung der Solarkomponenten

6.1 Kollektoren/Kollektorfeld

Der erste Schritt der Dimensionierung ist in der Regel die Festlegung der Kollektorfeldgröße, da zunächst geklärt werden muss, ob und wo ein Feld mit dieser Größe installiert werden kann. Wenn keine ausreichend große Fläche zur Verfügung steht, muss mit der Größe des Kollektorfeldes auch die aller anderen Systemkomponenten reduziert werden.

Die Größe des Kollektorfeldes bestimmt maßgeblich die Dimensionierung der anderen Systemkomponenten. Ihre Festlegung sollte also sehr sorgfältig erfolgen. In der Regel wird man bestrebt sein, die Kosten für die solare Nutzwärme möglichst gering zu halten. Die folgenden Dimensionierungsvorschläge sind unter diesem Gesichtspunkt erstellt worden. Es spricht jedoch nichts dagegen, ein (in Grenzen) größer ausgelegtes System zu errichten, wenn das Geld bzw. die Wirtschaftlichkeit eine nur untergeordnete Rolle spielen.

Es muss an dieser Stelle betont werden, dass die hier erarbeiteten Dimensionierungsvorschläge nur für große Anlagen (mehr als 100 m² Kollektorfläche) zur reinen Trinkwassererwärmung gelten. Kleinere Anlagen wird man in Grenzen größer auslegen, ebenso Anlagen zur Heizungsunterstützung. Informationen zu solchen Systemen sind in vielen Literaturstellen zu finden, z.B. in /23/.

6.1.1 Dimensionierung des Kollektorfeldes

In Kap. 2.1 wurde die Funktionsweise eines Kollektors erklärt. Wichtige Ergebnisse waren, dass ein Kollektor um so schlechter arbeitet, je höher seine Arbeitstemperatur gegenüber der Umgebung und je geringer die Einstrahlung ist. Es ist daher nicht sinnvoll, in unseren Klimabreiten eine sehr große Deckung des Energiebedarfs für die Trinkwassererwärmung oder gar die Raumheizung durch die Solaranlage zu fordern. Zusätzlich muss beachtet werden, dass in der Regel dann, wenn die Sonne stark scheint und die Außentemperatur hoch ist (also im Sommer), kein Heizenergiebedarf anfällt und meist auch der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung etwas absinkt. Auch in dieser Zeit sollte aber das Kollektorfeld nicht in Stagnation (Stillstand) gehen, weil es für den vorliegenden Bedarf zu groß dimensioniert wurde. Erstens ist in diesem Zustand der Stagnation die teure Investition ohne Nutzen und zweitens sind Stillstandszeiten wegen der dann auftretenden hohen Temperaturen im Kollektorkreis nicht förderlich für die Lebensdauer der Anlage.

Das Ziel der Untersuchungen war es also, eine Anlagendimensionierung zu finden, bei der sich ein optimales Nutzen/Kosten-Verhältnis ergibt oder, anders ausgedrückt, bei der sich die geringsten Kosten für die solare Nutzwärme ergeben.

Da es einige gute Simulationsprogramme gibt, mit denen man den Ertrag eines Solarsystems im relativen Vergleich sehr gut berechnen kann, wurde ein solches Rechenprogramm (T*SOL /11/) für diese Aufgabe benutzt. Etwas schwieriger ist die Bestimmung der Systemkosten bei variierender Systemgröße, da die Kosten der einzelnen Komponenten unter-

schiedlich stark mit der Systemgröße wachsen. Die Kosten für die reinen Kollektoren (ohne Verrohrung etc.) wachsen linear mit der Systemgröße, die Kosten für die Regelelektronik dagegen überhaupt nicht. Alle anderen Komponenten wachsen unterschiedlich mit der Größe zwischen diesen beiden Extremfällen. Es wurde also auf Erfahrungen mit den Kosten unterschiedlich großer Systeme und auf Preislisten von Herstellern etc. zurückgegriffen.

Grundsätzlich sinken die spezifischen Systemkosten einer Solaranlage (Kosten je m^2 Kollektorfläche) mit wachsender Anlagengröße, da einige Komponenten nicht linear mit der Systemgröße teurer werden (vgl. Kap. 11.1). Allerdings fällt auch der Energieertrag mit wachsender Anlagengröße wegen der höheren Arbeitstemperaturen und des Auftretens von Stillstandszeiten ohne Nutzenergieabgabe ab. Diese zwei Tendenzen (eine kostenmindernd (positiv) mit wachsender Größe, die andere (negativ) ertragsmindernd) sollten letztlich zu einem Optimum bei einer bestimmten Anlagenauslegung führen.

Für die folgenden Berechnungen wurde als Basis ein fiktives System zu Grunde gelegt, bei dem die Größe des Systems (aller Komponenten) bei konstantem Verbrauch variiert wurde. Die Systemkosten wurden über mehrere Anlagen aus Solarthermie-2000 mit einer Kollektorfeldgröße von ca. 150 m^2 gemittelt und – wie oben kurz erläutert – der jeweiligen Größe angepasst. Es wurde angenommen, das System sei in einem Wohngebäude mit einem Warmwasserverbrauch während der sommerlichen Schwachlastperiode von ca. $11 \text{ m}^3/\text{d}$ installiert. Ab einer Kollektorfläche von 250 m^2 wurde das Speichervolumen überproportional vergrößert, um noch vertretbare Wärmekosten zu erhalten. Die Berechnungen wurden für zwei Warmwassernetze durchgeführt, eines mit und eines ohne Zirkulation.

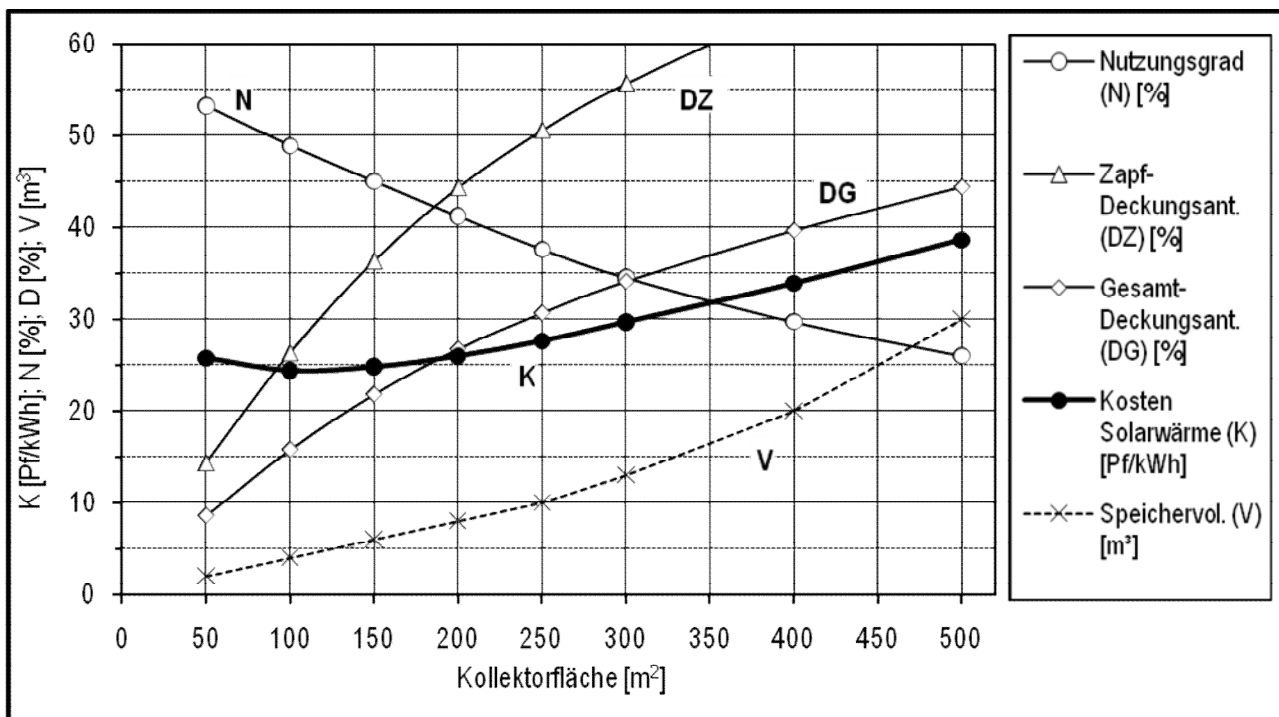


Abb. 6.1: Nutzungsgrad, Deckungsanteile und Kosten der solaren Nutzwärme bei unterschiedlich groß ausgelegten Solarsystemen und konstantem Verbrauch

In Abb. 6.1 sind – mit Ausnahme des Deckungsanteils – die Ergebnisse nur für das System ohne Zirkulationsverluste dargestellt. Der solare Deckungsanteil am Energieverbrauch des Warmwassersystems ändert sich, weil der Gesamtenergiebedarf durch die Zirkulation steigt. Die Einbeziehung der Zirkulation wirkt sich auf die anderen in Abb. 6.1 dargestellten Größen bis zu Kollektorflächen von ca. 250 m² nur minimal aus. Selbst bei 500 m² Kollektorfläche betragen die Abweichungen nur ca. 5 %. Eine zusätzliche direkte Integration der Zirkulation in das Solarsystem würde die Systemkosten erhöhen, bei sehr groß ausgelegten Systemen aber auch leicht den Nutzungsgrad. Stichproben mit einem so ausgestatteten System ergaben, dass die Nutzenergiekosten etwas schwächer ansteigen, allerdings erst ab einer Systemgröße von über 200 m². Der Wärmekostenvorteil beträgt ca. 4 Pf/kWh bei einer überdimensionierten Anlage mit 500 m². Der prinzipielle Kurvenverlauf ändert sich nicht!

Für die Kosten der solaren Nutzwärme ergibt sich aus den durchgeführten Berechnungen ein nur schwach ausgeprägtes Minimum, das etwa bei 120-130 m² Kollektorfläche liegt. Da dieses Minimum jedoch sehr flach ist, können geringfügige Änderungen am System oder an den Betriebsbedingungen seine Lage sehr leicht verschieben. Es ist jedoch sicher so, dass das Minimum kaum bei tieferen Werten als 50 m² und auch nicht bei höheren Werten als 200 m² liegen wird. Bei 11 m³/d Warmwasserverbrauch heißt dies aber auch, dass bei Anlagen dieser Größe pro Quadratmeter Kollektorfläche mindestens die Energie für ca. 50 und höchstens die für etwa 200 Liter Warmwasserverbrauch mit einer Temperaturdifferenz von ca. 46 K (vgl. unten) als Bedarf vorhanden sein sollte.

Diese Dimensionierung gilt für Systeme mit folgenden Temperaturniveaus im Sommer: Kaltwassertemperatur: ca. 13-15 °C, Solltemperatur im Nachheizspeicher: ca. 60 °C, Temperaturdifferenz ca. 46 K. Liegen die Temperaturverhältnisse zum Zeitpunkt der Verbrauchsmessung anders (vorgeschaltete Vorwärmstufen, andere Solltemperatur im Nachheizspeicher), so sind die gemessenen Verbrauchswerte umzurechnen. Für das umgerechnete Auslegungsvolumen gilt die Beziehung:

$$\text{Auslegungsvolumen} = (\text{gemess. Volumen} * \text{gemess. Temperaturdifferenz}) / 46 \text{ [K]}$$

Abweichungen in der Temperaturdifferenz um weniger als 10 % (5 K) müssen nicht besonders berücksichtigt werden, da die von uns vorgeschlagene Systemdimensionierung (vgl. unten) eine entsprechende Reserve bis zur Überdimensionierung aufweist.

Benutzt man zur Auslegung den Zapfenergiebedarf, so fließt automatisch die echt vorliegende Temperaturdifferenz in die Bestimmung der Auslegungsenergie (kWh/d; vgl. unten) ein. Eine Korrektur wie beim Volumen ist dann nicht notwendig.

Im Programm Solarthermie-2000 (TP 2) wurde als Kompromiss zwischen betriebswirtschaftlichem Optimum und angemessen hohem Deckungsanteil folgende Auslegung definiert:

70 l täglicher Warmwasserverbrauch (mit $\Delta\theta = 46 \text{ K}$) pro 1 m² Flachkollektorfläche

Bei abweichendem $\Delta\theta$ muss ein gemessenes Volumen umgerechnet werden. Zusätzliche Bedingung ist, dass der Verbrauch in den sommerlichen Schwachlastzeiten als Auslegungsverbrauch benutzt wird.

Dieser Wert von $70 \text{ l/(d}\cdot\text{m}^2)$ (bezeichnet als Anlagenauslastung) liegt nicht weit entfernt vom untersten Wert der o.g. Bandbreite, bietet aber noch genügend Spielraum bis zur unteren Grenze, damit eventuelle Verbrauchsrückgänge aufgrund sinkender Belegung, Optimierungen an den Armaturen etc. noch nicht zu Überdimensionierungen des Solarsystems führen. Er hat sich in der Praxis ohne Zweifel bewährt.

Bezieht man diesen Dimensionierungsvorschlag statt auf das Warmwasservolumen auf die Energie des Warmwassers, so ergibt sich folgende Relation:

3,7 kWh täglicher Zapfenergieverbrauch für Warmwasser pro 1 m^2 Kollektorfläche

Dies entspricht etwa der Nutzenergiemenge, die ein derart dimensioniertes Solarsystem an einem strahlungsreichen Sommertag (ca. $7 \text{ kWh/(m}^2\cdot\text{d)}$ Einstrahlung auf die Kollektorfläche) bereitstellen kann. Da in diesem Energiewert die Temperaturdifferenz enthalten ist, muss eine gemessene Energie (im Gegensatz zum gemessenen Volumen) nicht auf evtl. abweichende Temperaturverhältnisse umgerechnet werden.

Bei dieser Anlagenauslastung (entspricht etwa 150 m^2 Kollektorfläche für die Anlage gemäß Abb. 6.1) kann in der Regel mit einem Jahresnutzungsgrad des Solarsystems von ca. 45 % und einem solaren Jahresdeckungsanteil (bezogen auf die Energie für das gezapfte Warmwasser) von 30-35 % gerechnet werden. Je nach Einstrahlung am Systemstandort heißt dies, dass eine so ausgelegte Anlage ca. 450 bis 580 kWh Nutzenergie jährlich pro Quadratmeter Kollektorfläche liefern kann.

Es sei an dieser Stelle nochmals ausdrücklich betont, dass diese Dimensionierungsempfehlung nur für große Solaranlagen (Kollektorfläche $> 100 \text{ m}^2$ bzw. Warmwasserverbrauch $> 7 \text{ m}^3/\text{d}$) gilt. Bei kleineren Anlagen verschiebt sich das Kostenminimum etwas in Richtung geringerer Auslastung.

Sehr häufig richten sich die Anforderungen an die Solaranlage nach einem vom Planer oder Betreiber (teilweise auch von Förderrichtlinien) – meist aus Unkenntnis der o.g. Zusammenhänge – vorgegebenen solaren Gesamt-Deckungsanteil von 60 % am Jahres-Energieverbrauch zur Warmwasserbereitung. Dabei ist zu bedenken, dass beim Gesamt-Deckungsanteil die erzeugte solare Nutzwärme nicht nur auf den Verbrauch an Energie für das gezapfte Warmwasser bezogen wird, sondern auf die Summe aus Zapfenergie und Zirkulationsverluste inkl. Verluste des konventionellen Warmwasserspeichers. Aus Abb. 6.1 ist zu erkennen, dass der häufig genannte Deckungsanteil von 60 % (wäre er nur auf die Zapfenergie bezogen) erst mit einem System erreicht wird, das um mehr als den Faktor 2 größer ist (350 m^2) als von uns empfohlen und das weit vom Kostenminimum entfernt ist.

Berücksichtigt man jetzt noch die Zirkulationsverluste etc., so kommt man zu völligüberdimensionierten Anlagen. Die Zirkulationsverluste betragen in Wohnhäusern mit gut gedämmten Warmwasserleitungen ca. 30 % des Gesamtenergiebedarfs für das Warmwassersystem, in älteren Gebäuden mit weit verzweigten Warmwassernetzen oft über 50 % des Gesamtenergiebedarfs. Sie liegen teils also höher als der Energiebedarf für das gezapfte Warmwasser. In Abb. 6.1 ist der Deckungsanteil an der Gesamtenergie (DG) für ein Warmwassernetz mit Zirkulationsverlusten von ca. 40 % an der Gesamtenergie zusätzlich eingezeichnet. Man erkennt, dass die Systemgröße weit außerhalb des von Abb. 6.1 abge-

deckten Bereichs liegen müsste. Durch eine aktive Einbindung des Zirkulationsrücklaufs in das Solarsystem könnte man eine gewisse Reduzierung der Kollektorfläche erreichen, dennoch müsste eine solche Anlage enorm groß werden und würde weit entfernt von jeder Wirtschaftlichkeit arbeiten.

Wie sich unterschiedliche Dimensionierungen in der Realität bei stark schwankendem Warmwasserbedarf auswirken (und nicht in einem Simulationsprogramm mit annähernd gleichmäßigem Verbrauch), zeigt Abb. 6.2. In Teil (a) der Abbildung ist der Nutzenergieertrag aus dem System (also Energieabgabe aus dem Solarspeicher) über der Einstrahlung auf das Kollektorfeld aufgetragen. Teil (b) zeigt die Abhängigkeit des Systemnutzungsgrades von der Einstrahlung. Die einzelnen Punkte stellen jeweils Tagessummen bzw. -mittelwerte dar. Die Punkte wurden approximiert, so dass sich die eingezeichneten Verläufe ergaben. Die starken Schwankungen zwischen den Punkten ergeben sich durch unterschiedliches Benutzerverhalten an den einzelnen Tagen, durch die zeitverzögernden Einflüsse der Solarspeicher und die unterschiedlich hohen Anteile von Tagesperioden mit nicht-nutzbarer Strahlungsleistung (z.B. unter 200 W/m^2), die hier nicht ausgeklammert wurden. Es handelt sich um Ergebnisse aus dem Zukunftsinvestitionsprogramm (Messjahre 1983/1984). Die Wirkungsgrade liegen generell etwas unter denen heutiger Anlagen, da die damals eingesetzten Systemkomponenten noch nicht so effizient waren wie heute.

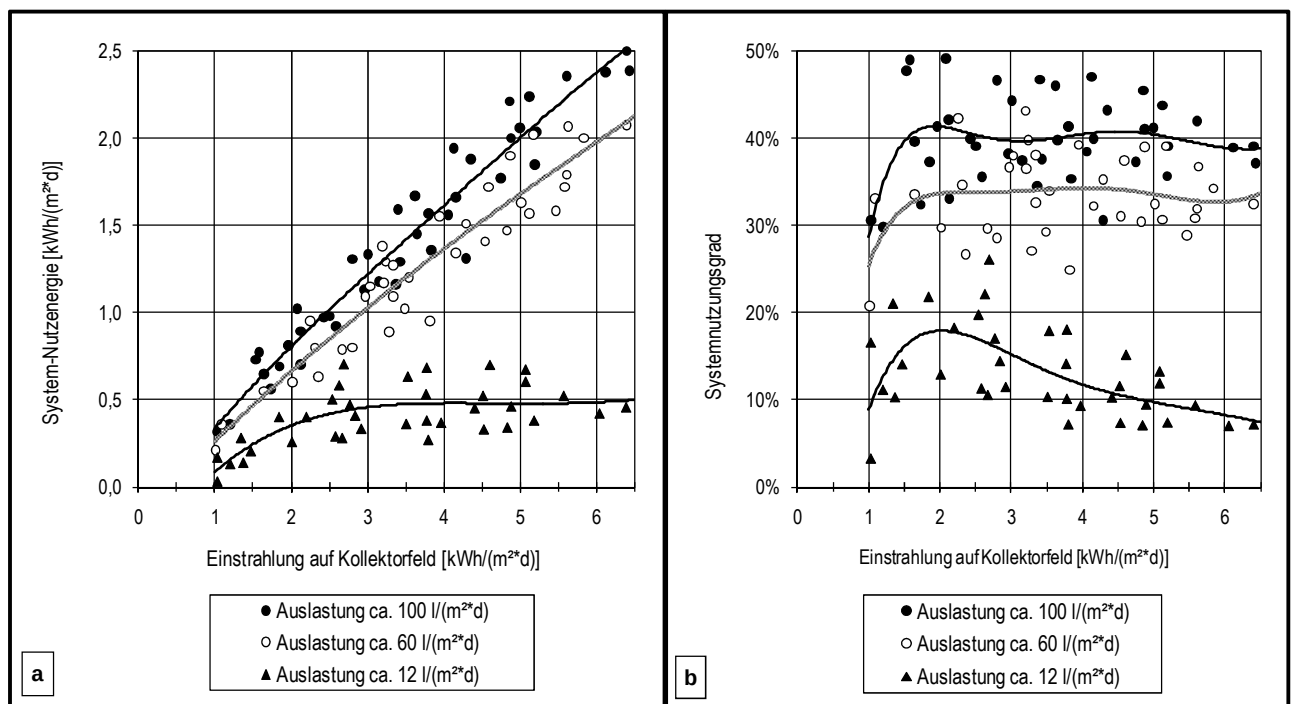


Abb. 6.2: Nutzenergieabgabe aus dem Solarspeicher (a) und Systemnutzungsgrad (b) in Abhängigkeit von der Tageseinstrahlung bei unterschiedlich dimensionierten Solaranlagen

Aus Teil (a) von Abb. 6.2 ist zu ersehen, dass bei dem groß dimensionierten System (niedrige Auslastung) die Nutzenergieabgabe bei geringen Strahlungssummen erwartungsgemäß zunächst ansteigt, dass bei höheren Einstrahlungen die Nutzenergieabgabe aber nahezu stagniert. Dies liegt daran, dass das System wegen schwachen Verbrauchs bereits nach nur einer geringen eingestrahltten Energiemenge voll beladen ist und daher in Stagnation geht. Bei den stärker ausgelasteten (knapper ausgelegten Anlagen) tritt dieser Effekt nicht auf.

Das System mit der stärksten Auslastung nimmt am meisten Energie auf und gibt daher auch am meisten Nutzwärme ab.

Teilbild (b) zeigt den Verlauf der Nutzungsgrade in Abhängigkeit von der Tageseinstrahlung. Alle drei Kurven steigen zunächst an, da der Anteil der nicht-nutzbaren Strahlungssumme mit steigender Tagesstrahlung abnimmt. Während jedoch die Nutzungsgrade bei den kleiner ausgelegten Systemen bei höherer Strahlungssumme schließlich annähernd konstant bleiben, sinkt der Nutzungsgrad beim überdimensionierten System mit wachsender Tagesstrahlungssumme wieder ab, weil dieses System selbst bei bester Einstrahlung wegen Vollladung der Speicher keine Energie mehr aufnehmen kann. Diese Bilder belegen eindeutig die Nutzlosigkeit zu großer Kollektorfelddimensionierung, wenn man nicht gleichzeitig für eine sehr hohe Speicherkapazität (mehrere Tage / einige Wochen) sorgt. Selbst wenn die Speicherkapazität aber sehr groß wäre, würde ein derart überdimensioniertes System nicht die geforderten niedrigen Wärmekosten erreichen.

Bei der Trinkwassererwärmung sehen wir keine Notwendigkeit für den Einsatz von Vakuumröhrenkollektoren (vgl. Kap. 2.1.5). Da sie zudem meist erheblich teurer sind als Flachkollektoren, steigen bei ihrem Einsatz die Systemkosten stark an. Diese Mehrkosten werden nicht durch einen entsprechend höheren Gewinn an solarer Nutzwärme kompensiert. Simulationsrechnungen und Erfahrungen aus der Praxis haben dies ausreichend oft belegt. In der Regel steigen die Kosten der solaren Nutzwärme beim Einsatz von Vakuumröhren um ca. 20-30 % an, die Wirtschaftlichkeit solcher Systeme ist also schlechter als bei Flachkollektoranlagen. Selbst wenn der Vakuumröhrenkollektor eine erheblich längere Lebensdauer als ein Flachkollektor (20-25 Jahre) hätte, würde dies am wirtschaftlichen Ergebnis nichts Grundlegendes ändern, da bei derart langen Lebensdauern die Annuität fast nur noch vom Zinssatz, aber nicht mehr von der Lebensdauer bestimmt wird. Das richtige Einsatzgebiet für diese hocheffizienten Kollektoren liegt im Bereich der Prozesswärme auf einem Temperaturniveau um 100 °C. Hier können sie ihre Effizienzvorteile ausspielen.

Aus technischen Gründen kann der Einsatz von Vakuumröhren bei der Trinkwassererwärmung in Einzelfällen sinnvoll sein, wenn z.B. nur eine begrenzte Dachfläche zur Verfügung steht und dies durch eine höhere spezifische Kollektorleistung teilweise ausgeglichen werden soll oder wenn das Dach nur eine beschränkte Dachlast erlaubt. Die Röhren können ohne aufwändige Aufständerkonstruktion auf dem Flachdach montiert werden (sofern keine Heat-Pipe). Die flache Ausrichtung kann meist durch Verdrehen der Röhren (und damit der Absorber) teilweise ausgeglichen werden. Daher bietet sich auch ihr Einsatz in Fassaden an. Ihre Windlast ist wegen der Formgebung gering. Nur in besonderen Fällen dürften diese Vorteile jedoch die Kostennachteile aufwiegen. Für die Dimensionierung von Solaranlagen mit Vakuumröhren zur Trinkwassererwärmung empfehlen wir eine Auslastung von ca. 80-90 l Warmwasser pro Tag pro Quadratmeter Kollektorfläche.

6.1.2 Aufbau der Kollektoren auf dem Dach

Meist werden die Kollektoren auf Gebäudedächern installiert, wenn dort eine ausreichend große und möglichst zusammenhängende freie Fläche vorhanden ist, aber auch der Aufbau zu ebener Erde ist möglich. Da bei der letztgenannten Variante – abgesehen von der Gefahr

einer Beschädigung des Kollektorfeldes durch Vandalismus – keine besonderen Probleme auftreten, beschränkt sich dieses Kapitel auf die Errichtung von Kollektoren auf Dächern.

6.1.2.1 Allgemeine Anforderungen an das Dach

Erfahrungen aus Teilprogramm 1 von Solarthermie-2000 /6/ belegen, dass die Lebensdauer eines Kollektorfeldes 20 Jahre oder mehr beträgt. Dieser Zeitraum verdeutlicht, dass der bauliche Zustand des Daches, auf das Kollektoren installiert werden sollen, eine sehr große Bedeutung hat. Grundsätzlich gilt für alle Dachformen:

- *Die Statik muss eine Aufnahme der Kollektoren zulassen. Ggf. muss die Last der Kollektoren (unter Beachtung evtl. zusätzlicher Windlasten durch das Kollektorfeld) auf tragfähige Dachpunkte oder Wände abgeleitet werden (Kap. 6.1.2.3).*
- *Die Dachabdichtung sollte neu oder neu saniert sein, damit Sanierungsarbeiten nach Installation der Kollektoren mit höchster Wahrscheinlichkeit nicht erforderlich werden. Derartige Sanierungsarbeiten nach Aufbau des Kollektorfeldes sind meist nur unter erschwerten Bedingungen und zu hohen Kosten durchführbar, manchmal sogar erst nach Demontage des Kollektorfeldes.*
- *Die Dachfläche muss so groß sein, dass sie das Kollektorfeld aufnehmen kann, ohne dass die Kollektoren sich gegenseitig verschatten (vgl. Kap. 6.1.2.3). Bei Flachdächern ist deshalb überschlägig die 3-fache Kollektorfläche als Dachfläche notwendig.*
- *Die Dachfläche, die die Kollektoren aufnehmen soll, darf nicht durch andere Gebäude, Bäume etc. verschattet werden.*
- *Die Dachfläche sollte nicht zu stark durch Aufbauten (Kamine, Lüftungs- und Lichtschächte, Aufbauten für Aufzüge, Dachgauben) zergliedert sein, da sonst die Kollektoren in weit verteilten Teilfeldern angeordnet werden müssen. Dies erhöht die Anlagenkosten erheblich. Architekten sollten dies bei Neuplanungen berücksichtigen. Die Erfahrungen im Programm ST-2000 haben gezeigt, dass etwa ein Drittel der besichtigten Dachflächen wegen einer zu großen Zahl von Aufbauten für die kostengünstige Installation von Kollektorfeldern ungeeignet war.*
- *Bei Schrägdächern ist die Neigung und die Ausrichtung der Dachfläche (und damit auch der Kollektoren) vorgegeben; sie sollte i.d.R. nicht durch eine Aufständerkonstruktion wie bei Flachdächern korrigiert werden.*

6.1.2.2 Aufbau von Kollektoren auf Schrägdächern

Das Schrägdach sollte eine Ausrichtung von Südost bis Südwest haben und eine Neigung zur Horizontalen zwischen 15 und 50°. In diesem Bereich ist nur mit einer geringen Effizienzeinbuße der Solaranlage gegenüber der optimalen Südausrichtung bei einer Neigung von 30 - 45° zu rechnen. Stärkere Abweichungen aus der Südrichtung (Südost bis Ost oder Südwest bis West) verursachen stärkere Effizienzeinbußen. So ist z.B. bei Westausrichtung und einer Neigung von 30° gegenüber der optimalen Südausrichtung und einer Neigung von ebenfalls 30° mit einem solaren Minderertrag von etwa 25 % zu rechnen. (Bei flacher geneigten West- oder Ostdächern fällt der Unterschied etwas geringer aus.) Daher sind derartige Orientierungen nur dann akzeptabel, wenn ansonsten eine kostengünstige Integration

der Anlage in das Gebäude möglich ist. Nicht sinnvoll ist es, durch eine Aufständerkonstruktion die Neigung oder die Ausrichtung des Schrägdaches zu korrigieren. Meist sind die Kosten dafür so hoch, dass sie durch die Effizienzsteigerung nicht ausgeglichen werden. Allenfalls bei einer Montage der Kollektoren auf einem Dach mit sehr geringer Neigung (z.B. 10°) kann erwogen werden, durch eine einfache Unterkonstruktion an der Kollektoroberkante einen etwas steileren Anstellwinkel zu erreichen.

Für die Installation von Kollektoren auf Schrägdächern gibt es im Wesentlichen drei Möglichkeiten, die im Folgenden näher beschrieben werden.

Aufdachmontage



Abb. 6.3: Aufdachmontage eines Kollektorfeldes (Anlage Pößneck)

Hierbei werden die Kollektoren auf dachparallelen Befestigungspunkten oberhalb der eigentlichen Dachhaut aufgebracht (Abb. 6.3). Dabei bleibt die normale Dachhaut vollständig in ihrer Abdichtfunktion erhalten. Es müssen lediglich Halter (befestigt an den Dachsparren) unter der Dacheindeckung herausgeführt werden. An den Haltern werden dann Montage-schienen für die Kollektoren angebracht. Dichtrahmen etc. sind nicht notwendig, so dass der Austausch einzelner Kollektoren relativ einfach möglich ist. Die Dachentwässerung von höher gelegenen Dachteilen kann ohne Behinderung unter den Kollektoren hindurch erfolgen. Die vom Kollektorfeld abgehenden Rohre sollten – wo immer möglich – unter dem Dach verlegt werden. Dies setzt i.d.R. allerdings ein nicht ausgebautes Dachgeschoss voraus. Auf dem Dach verlegte Rohre werden als optische Beeinträchtigung empfunden, zudem sind die Anforderungen an ihre Wärmedämmung höher (Blechummantelung; vgl. Kap. 6.6.1) als bei innenliegenden Rohren. Da eine Zusatzlast (etwa $30\text{--}40\text{ kg je m}^2$ Kollektorfläche; Kollektoren und Rohre mit Wärmeträger, Befestigungseisen) auf das Dach aufgebracht wird, ist zu prüfen, ob noch genügend statische Reserven vorhanden sind.

Integration in die Dachhaut

Werden Kollektoren bei Schrägdächern in die Dachhaut integriert, so treten meist keine Probleme bezüglich der Statik auf, da die Kollektoren die schwereren Dachziegel ersetzen. Es ist zu beachten, dass die Dichtigkeit der Dachhaut auch nach der Integration der Kollektoren erhalten bleibt und keine Schwachstellen eingebaut werden. Abhängig vom Kollektorfabrikat kann eine Minstdachneigung vorgeschrieben sein, ab der der Kollektorhersteller noch für eine zuverlässige Dachdichtigkeit garantiert. Sollte die Dachneigung für eine Integration zu gering sein, so muss auf die Aufdachmontage ausgewichen werden. Die Integration der Kollektoren in die Dachhaut führt zu einem besseren optischen Gesamteindruck des Kollektorfeldes als eine Aufdachmontage. Der Installateur des Kollektorfeldes sollte jedoch belegen, wie und zu welchen Kosten ein Kollektor im Notfall auszutauschen ist.



Abb. 6.4: Solar-Roof im Projekt Neckarsulm-Amorbach
(Bild: Dirk Mangold, ITW, Universität Stuttgart)

Bei großen Kollektorfeldern kann der Einsatz eines Solar-Roof in Erwägung gezogen werden. Hier werden die Kollektoren mitsamt Dachsparren, Dachlattung und Unterspannfolie vorgefertigt und in großen Modulen mit einem Kran auf das vorbereitete Dachgeschoss gesetzt, so dass eine schnelle und preisgünstige Montage erreicht werden kann. Auf diese Weise kann das gesamte Dach mit Kollektoren belegt werden, es können aber auch Dachfenster oder Blindelemente (abgeschattete Dachbereiche) integriert werden (vgl. Abb. 6.4). Ein derartiges Dach kann komplett vom Kollektorhersteller geliefert werden, so dass bauseits lediglich die tragenden Wände und Auflagepunkte für das Dach vorbereitet werden müssen. Architektonisch ist dies die gelungenste Form der Dachmontage für Kollektoren. Bezüglich der evtl. notwendigen Austauschbarkeit einzelner Kollektoren gilt das oben Gesagte.

6.1.2.3 Aufbau von Kollektoren auf Flachdächern

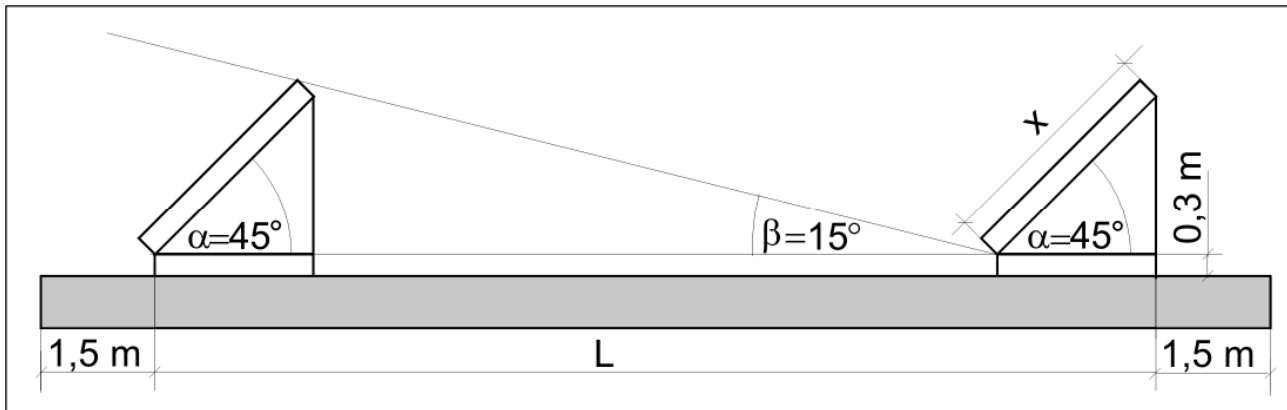


Abb. 6.5: Installation und Abschattung von Kollektoren mit 45° Neigung auf Flachdächern

Bei der Aufstellung von Kollektoren auf Flachdächern wird vielfach nicht beachtet, dass es zu einer erheblichen Abschattung der Kollektorreihen untereinander kommt, wenn die Reihen zu dicht hintereinander stehen. Abschattungen vermindern jedoch den Jahres-Energieertrag. Da Simulationsprogramme ohne Abschattung der Kollektoren untereinander (wie bei Schrägdachmontage) rechnen, weist das Ergebnis einen zu hohen Solarertrag auf. Es sind deshalb gewisse Mindestabstände der Kollektorreihen untereinander in Abhängigkeit von der Länge x der aufgeständerten Seite der Kollektoren, dem Aufstellwinkel und der geografischen Breite einzuhalten. Zusätzlich sollte zu Wartungszwecken ein mindestens $1,5\text{ m}$ breiter Umgang um das Kollektorfeld freigehalten werden.

Abb. 6.5 liegt die Überlegung zu Grunde, dass die Kollektoren sich mindestens dann nicht untereinander verschatten sollen, wenn die Sonne am Tag ihres Tiefstandes (21. Dez.) die Mittagshöhe erreicht hat. Die Wahl von 15° trifft nach dieser Überlegung in etwa auf Gebiete mit einer NB von 52° zu. Für weiter nördlich gelegene Standort sollte der Winkel entsprechend reduziert werden, im Süden kann ein größerer Winkel zugelassen werden.

Für die Aufstellung von Kollektorreihen mit einer beliebigen Neigung α zur Horizontalen, einem beliebigen Sonnenwinkel β und einer aufgeständerten Länge der Kollektoren von x Metern kann die Dachtiefe L für n Kollektorreihen wie folgt berechnet werden:

$$L = x(n \cdot \cos\alpha + (n-1) \cdot \sin\alpha / \tan\beta)$$

Als Beispiel für eine 2-reihige Kollektoraufstellung ohne Verschattung bei einem Sonnenstand von 15° über dem Horizont und 45° Kollektorneigung ergibt sich für einen Kollektor mit 1 m Seitenlänge (x) eine Dachtiefe L von

$$L = 1\text{ m} \cdot (2 \cdot \cos 45^\circ + (2-1) \cdot \sin 45^\circ / \tan 15^\circ) \approx 4\text{ m}$$

Jede weitere Reihe zusätzlich zu den beiden ersten benötigt weitere ca. $3,3\text{ m}$. Zu der so bestimmten Tiefe des Kollektorfeldes kommen noch je ca. $1,5\text{ m}$ vor und nach der ersten und letzten Reihe als Umgehung für das Feld (Wartung etc.).

Wenn es ohne Probleme und ohne erhebliche Mehrkosten möglich ist, sollten die Reihenabstände größer gewählt werden, da nach obiger Definition zwar keine winterliche Abschattung während der Mittagszeit erfolgt, wohl aber am Vor- und Nachmittag. Ggf. muss ein

Kompromiss zwischen Effizienz und Kosten (Simulationsprogramm, Angebotsvarianten) gesucht werden.

Zwischen Kollektorunterkante und Dachfläche sollte ein Abstand von mindestens 30 cm gelassen werden. Dieser Abstand ermöglicht, dass Schnee abrutscht, ohne sich an der Kollektorunterkante bis auf die Kollektorfläche aufzuhäufen.

Statische Belastung der Flachdächer durch Kollektoren

Bei Flachdächern ist durch einen Statiker zu prüfen, inwieweit eine zusätzliche Belastung durch ein Kollektorfeld unter Berücksichtigung der Gewichts- und Windkräfte zulässig ist. Hier ist die DIN 1055 "Lastannahmen für Bauten" /N11/ maßgebend; zusätzlich werden in der SolarDachFibel /24/ Hilfen für den Planer und Statiker gegeben. In der Regel führen Unklarheiten, welche aerodynamischen Kraftbeiwerte c_f für geneigte Kollektoren (evtl. hintereinander aufgestellt) anzuwenden sind, zu Problemen bei der statischen Berechnung. In Anlehnung an die DIN 1055 werden in der SolarDachFibel Angaben hierzu für geneigte Kollektoren (Aufständigungswinkel von 35 bis 55°) gemacht.

Vollflächig belastbares Flachdach

Im Fall eines statisch vollflächig belastbaren Daches können die Kollektoren ohne massive Unterkonstruktion mit nur einer leichten Trägerkonstruktion zur Neigung der Kollektoren direkt auf das Dach aufgesetzt werden. Die Sicherung gegen Windkräfte (Sog und Verschiebung) kann durch Betonplatten (vgl. Abb. 6.6), kiesgefüllte Wannen oder Abspannungen mit Drahtseilen erfolgen. Die zusätzliche Belastung für das Dach durch die o.g. Gewichte ist abhängig von den anzusetzenden Windkräften je nach Gebäudehöhe. Hierzu sind die Angaben in der DIN 1055 zu beachten. Auch ist zu untersuchen, inwieweit die Dachhaut und ggf. die darunter angebrachte Dämmung eine zusätzliche Belastung aufnehmen können.



Abb. 6.6: Flachdachaufständigung mit dachaufliegenden Betonplatten (M-Baumgartnerstr.)

Eine Dachsanierung nach Installation des Kollektorfeldes ist bei einer großflächigen Auflagerung der Kollektoren direkt auf dem Dach nicht mehr ohne Demontage einiger oder aller Kollektoren möglich. Die Haltbarkeit des kompletten Dachaufbaus muss also für mindestens 25 Jahre gesichert sein. Dies setzt normalerweise voraus, dass ein vorhandenes Flachdach grundsätzlich vollständig mit hochwertigen Materialien saniert und bei Neubauten eine entsprechend dauerstandsfeste und statisch belastbare Konstruktion gewählt werden muss. Ohne diese Maßnahmen ist von einer großflächigen Belegung der Dachhaut mit Platten o.ä. dringend abzuraten.

Punktuell belastbares Flachdach

Ist das Dach nur punktuell belastbar, so müssen mit einer Aufständerkonstruktion die nicht belastbaren Dachteile überspannt werden. Die Stützpunkte müssen durch die Dachhaut auf den belastbaren Teilen aufsetzen. Besondere Sorgfalt ist dabei der Abdichtung dieser Stützpunkte zu widmen. Auch ist darauf zu achten, dass diese Stützpunkte keine Wärmebrücken bilden; eine thermische Trennung kann ggf. erforderlich werden. Für die Unterkonstruktion können herkömmliche Stahlbauteile (vgl. Abb. 6.7) verwendet werden, deren Dimensionierung in Abhängigkeit von den Stützweiten und der Belastung berechnet und statisch geprüft werden muss.



Abb. 6.7: Flachdachaufständerkonstruktion mit punktuell abgestützter Stahlbaukonstruktion (B-Lichttg.)

Bisher lagen die Kosten für die diversen Ausführungen derartiger Aufständerkonstruktionen zwischen 100 und 400 DM pro Quadratmeter Kollektorfläche (ca. 10-30 % der Systemkosten). Eine Konstruktion mit Elementen aus dem Gerüstbau (vgl. Abb. 6.8) stellt hierbei eine kostengünstige Variante dar.

Um spätere Dachsanierungen zumindest in Teilbereichen zu ermöglichen, sollten die Unterkonstruktionen auf mindestens 30 cm (besser: 50 cm) hohen Füßen stehen, damit ein Mini-

mum an Arbeitsraum unterhalb der Aufständering zur Verfügung steht. Trotzdem ist eine Dachsanierung durch eine Unterkonstruktion für ein Kollektorfeld stark behindert, es gilt also auch hier, dass die Dachhaut noch eine Lebensdauer von 25 Jahren aufweisen sollte.

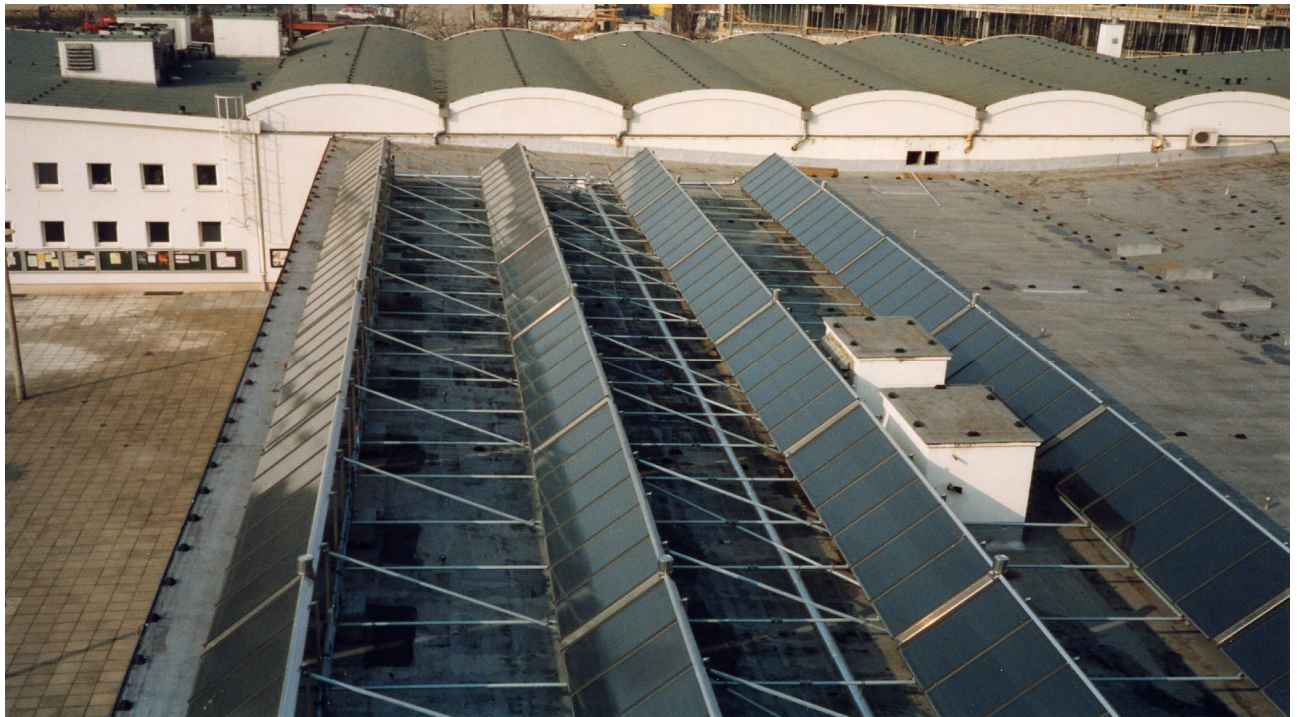


Abb. 6.8: Flachdachaufständering mit punktuell abgestützter Gerüstbaukonstruktion (Magdeb.)

Nicht belastbares Flachdach

Ist das Dach auch auf Stützstellen nicht belastbar, so muss die gesamte Dachfläche mit einer Konstruktion, die auf den äußeren Gebäudewänden aufsetzt, überbaut werden. Dabei sind oft erhebliche Stützweiten zu überspannen. Die Konstruktion muss dabei so massiv ausgeführt werden, dass sie auch evtl. auftretenden Schwingungen standhält. Auch ist zu klären, ob alle Kräfte in die äußeren Wände eingeleitet werden können oder ob es hier zu Überlastungen kommt. Da auf dem Dach keine Stützen eingelassen sind, bleibt – bei ausreichendem Abstand der Konstruktion von der Dachfläche – die Dachhaut komplett für eventuelle spätere Reparaturen zugänglich. Dieser Vorteil wird allerdings mit sehr hohen Kosten für die Unterkonstruktion erkauft.

6.1.3 Hydraulische Kollektorverschaltung (Low-Flow- und Standardanlagen)

Kollektoren können in Reihe oder parallel zu einem Feld verschaltet werden. Während früher die Parallelschaltung bevorzugt wurde, wird bei Großanlagen heute fast nur noch die Reihenschaltung angewandt. Diese bietet den entscheidenden Vorteil, dass der Verbindungsaufwand stark verringert wird, da eine Verrohrung nach Tichelmann (gleiche Rohrlängen bei der Verteil- und der Sammelleitung für jeden einzelnen Kollektor) zur Sicherung gleicher Durchströmung jedes einzelnen Kollektors nicht notwendig ist. Je nach Größe des Gesamtfeldes müssen jedoch einzelne Teilstränge mit je einigen in Reihe geschalteten Kollektoren weiterhin parallel an die Hauptvertei- und -sammelleitung angeschlossen werden. Wenn mehrere Kollektoren in Reihe geschaltet werden, so kann der spezifische Wärmeträ-

gerdurchsatz durch das Feld (in $l/(h \cdot m^2)$) gegenüber der Parallelschaltung reduziert werden, da jeder der hintereinandergeschalteten Kollektoren zwangsweise vom Gesamtvolumenstrom des Strangs durchflossen wird. Für den Einzelkollektor wird dabei der spezifische Volumenstrom so groß, dass unangeströmte Ecken nicht entstehen können /6/.

Solche Solarsysteme mit geringer spezifischer Durchströmung des Kollektorfeldes (Gesamtvolumenstrom des Kollektorfeldes dividiert durch seine Gesamtfläche) werden als **Low-Flow-Anlagen** bezeichnet. Während bei Anlagen mit Standard-Durchströmung der spezifische Volumenstrom bei etwa 30 bis 45 l pro Stunde und pro Quadratmeter aktiver Absorberfläche liegt, beträgt er bei Low-Flow-Systemen nur etwa 12 bis 15 $l/(h \cdot m^2)$.

Low-Flow-Systeme haben sich in den letzten Jahren immer stärker durchgesetzt. Die Mehrzahl der Solaranlagen aus Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000 wurde derart konzipiert. Es sind zahlreiche Punkte zu beachten, damit die Vorteile, die die Low-Flow-Technik bietet, nicht durch Effizienzeinbußen aufgehoben werden. Wir haben den Eindruck, dass die Abstimmung aller Komponenten bei Low-Flow-Systemen meist eher intuitiv erfolgt. Im Folgenden wird daher ausführlich auf diese Technik und die Voraussetzungen für ihre Anwendung eingegangen.

Zusammen mit den Kollektorkennwerten, den meteorologischen Bedingungen, der Temperatur im Solarspeicher u.v.a. bestimmt der Volumenstrom durch die Kollektoren maßgeblich die Differenz zwischen Kollektorein- und -auslauftemperatur. Aus diesen beiden Temperaturen kann durch die hinreichend genaue lineare Mittelwertbildung die (mittlere) Arbeitstemperatur eines Kollektors bestimmt werden. Je höher die Arbeitstemperatur des Kollektors ist, desto schlechter ist bei gleichbleibender Umgebungstemperatur sein Wirkungsgrad.

Verringert man bei gleichbleibender Eintrittstemperatur den Volumenstrom durch einen Kollektor, so steigt seine Austrittstemperatur an. Dies hat zugleich eine höhere mittlere Arbeitstemperatur und damit eine Effizienzeinbuße zur Folge. Dieser negative Effekt kann vollständig kompensiert werden, wenn bei niedriger spezifischer Felddurchströmung (Low-Flow) die Einlauftemperatur in die Kollektoren so stark abgesenkt wird, dass sich dieselbe mittlere Arbeitstemperatur wie bei Standard-Durchströmung ergibt. Wie stark die Einlauftemperatur abgesenkt werden müsste, um bei verringertem Durchsatz denselben Kollektorstufigen Wirkungsgrad wie mit Standard-Durchströmung zu erhalten, ist in /25/ beschrieben.

Das Beispiel in Tab. 6.1 zeigt, dass die Einlauftemperatur beim Low-Flow-System erheblich unter der beim System mit Standard-Durchströmung liegen muss, will man für beide Anlagen die gleiche mittlere Kollektorarbeitstemperatur erzielen. Die in der Tabelle für das Low-Flow-System angegebene Kollektoreinlauftemperatur von 24 °C entspricht in etwa dem sommerlichen Minimalwert, der erreicht werden kann. Zwar liegt die Kaltwassertemperatur im Sommer nur bei ca. 14 °C, zwischen den einzelnen Wärmeübertragungsstufen (Kollektor → Speicher → Kaltwasser) treten jedoch Temperatursprünge auf. In der Praxis liegt die niedrigste erreichbare Eintrittstemperatur für den Kollektor daher um etwa 10 K über der Kaltwassertemperatur, also bei dem in Tab. 6.1 für das Low-Flow-System angegebenen Wert von 24 °C. Diese Temperatur wird aber nur dann erreicht, wenn im Solarspeicher eine sehr gute Temperaturschichtung beibehalten werden kann. Verwirbelungen im Speicher sind also durch geeignete Maßnahmen mög-

lichst weitgehend zu vermeiden. Beim Low-Flow-System sollte kein einzelner liegender Speicher verwendet werden, in dem die Temperaturschichtung naturgemäß nicht sehr ausgeprägt ist. Müssen liegende Speicher eingesetzt werden, so sollten ca. 3 Speicher in Reihe geschaltet werden, da dann gesichert ist, dass in dem der Kaltwasserseite am nächsten liegenden Behälter immer eine recht niedrige Temperatur vorliegt. Voraussetzung hierzu ist aber, dass der trinkwasserseitige Wärmeübergang optimiert ist und dass Rücklaufverhinderer in die Speicherverbindungsrohre eingebaut werden, damit das Be- und Entladen nur über die davor vorgesehenen Anschlüsse erfolgt.

Tab. 6.1: Kollektorein- und -auslauftemperaturen bei Standard-Durchströmung und bei Low-Flow zum Erreichen gleicher mittlerer Kollektortemperaturen (hohe solare Einstrahlung; Kollektorleistung konstant)

Spez. Durchströmung $v_{\text{spez}} [l/(h \cdot m^2)]$	Kollektoreinlauf- temp. $\vartheta_{\text{Ein}} [^{\circ}\text{C}]$	Kollektorauslauf- temp. $\vartheta_{\text{Aus}} [^{\circ}\text{C}]$	Temperaturdifferenz $\vartheta_{\text{Aus}} - \vartheta_{\text{Ein}} [\text{K}]$	Mittlere Kollektortemp. $\vartheta_m = (\vartheta_{\text{Ein}} + \vartheta_{\text{Aus}})/2 [^{\circ}\text{C}]$
Standard: 45	36	48	12	42
Low-Flow: 15	24	60	36	42

Auch bei einem System mit Standard-Durchströmung kann man durch geeignete Maßnahmen eine sehr gute Temperaturschichtung erreichen. Wegen der höheren Strömungsgeschwindigkeiten (auch im Speicher) wird sie aber nicht ganz so stabil sein wie bei einer Low-Flow-Anlage. Dennoch dürfte sie nicht so schlecht ausfallen, dass die Kollektoreinlauftemperatur so weit wie in Tabelle 6.1 angegeben über der eines Low-Flow-Systems liegt. Vielmehr werden auch bei einer gut ausgelegten Anlage mit Standard-Durchströmung minimale Kollektoreinlauftemperaturen (im Sommer) von ca. 25 °C oder nur wenig darüber erzielt. Dies bedeutet aber, dass ein System mit Standard-Durchströmung - sofern auf eine gute Temperaturschichtung im Speicher geachtet wird - in der Regel eine etwas niedrigere mittlere Arbeitstemperatur für die Kollektoren und damit eine geringfügig höhere Effizienz aufweisen müsste als eine Low-Flow-Anlage.

Wie groß diese Effizienzunterschiede bei großen Solaranlagen durch die unterschiedliche Felddurchströmung wirklich sind, müsste durch einen Parallelvergleich von zwei großen und völlig gleichartig betriebenen Systemen im Detail untersucht werden. Simulationsprogramme können (mit den dann üblichen Grenzen der Übertragbarkeit der Ergebnisse auf reale Systeme) hierzu nur erste Tendenzen liefern /12/. Beim Vergleich zweier verschiedener Anlagen an unterschiedlichen Standorten und mit abweichendem Benutzerverhalten kann eine quantitative Aussage zu diesem Unterschied nicht gemacht werden. Er ist mit Sicherheit so gering, dass er von den vielfältigen zusätzlichen Einflussgrößen dieser zwei unterschiedlichen Systeme völlig überlagert würde. Frühere Untersuchungen an zwei gleichartig betriebenen Kleinanlagen /26/ erbrachten das Ergebnis, dass die Low-Flow-Anlage minimal günstiger arbeitete als das System mit Standard-Durchströmung. Diese Ergebnisse sind aber nicht auf Großanlagen übertragbar.

Der oben geschilderte geringfügige energetische Nachteil großer Low-Flow-Systeme wird aus exergetischer Sicht teilweise kompensiert. Low-Flow-Systeme erreichen wegen der höheren Temperaturspreizung im Kollektorfeld eher die geforderte Solltemperatur für das Warmwasser, wenngleich auch nur in kleineren Volumenbereichen des Solarspeichers. Dennoch kann dadurch eventuell der Vorteil gegeben sein, dass die konventionelle Nacherwärmungsanlage nicht so oft in Betrieb gehen muss, um kleine Zapfvolumina auf die gefor-

derte Solltemperatur aufzuheizen. Besonders bei Kesseln mit schlechtem Wirkungsgrad kann dies dazu führen, dass Energie (konventioneller Brennstoff) eingespart wird, da ein häufiges Takten vermieden wird. Trotz geringer Einbußen beim Nutzungsgrad des Solarsystems kann daher der solare Deckungsanteil eines Standard-Systems erreicht oder sogar geringfügig übertroffen werden.

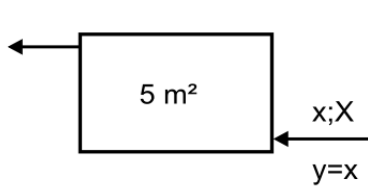
Der eigentliche Vorteil von Low-Flow-Systemen liegt auf der Kostenseite. Die Verrohrung zwischen Solarspeicher und Kollektoren kann mit geringerem Querschnitt ausgeführt und mehrere Kollektoren können in Reihe geschaltet werden. Der Kostenvorteil beim Materialeinsatz durch kürzere und dünnere Rohrleitungen, kleinere Armaturen etc. wird nach unserer Einschätzung häufig überbewertet. Stärker wirkt sich dagegen die Einsparung bei den Lohnkosten durch die weniger aufwändige Wärmedämmung aufgrund der vereinfachten Rohrleitungsführung aus.

Bei Low-Flow-Anlagen sind zusätzlich zu der bereits genannten besonders guten Speicherschichtung noch wichtig: Gleichmäßige Durchströmung und Druckabfall im Kollektorfeld.

Wird ein einzelner Kollektor mit niedrigem Volumen durchströmt, so muss die hydraulische Verschaltung der Wärmeträgerkanäle im Absorber dafür geeignet sein, da sonst nicht alle Bereiche des Absorbers gleichmäßig durchströmt werden ("tote Ecken") /6/. Wird z.B. ein 5 m^2 großer Kollektor erst bei einem Volumenstrom von 225 l/h ($45 \text{ l/(h} \cdot \text{m}^2)$) vollständig durchströmt, so müssten bei einem Low-Flow-Betrieb von z.B. $15 \text{ l/(h} \cdot \text{m}^2)$ mindestens drei dieser Kollektoren in Reihe geschaltet werden. Damit ergäbe sich eine Mindest-Kollektorfläche von 15 m^2 . Die Frage nach der Eignung der Absorberbauform stellt sich also vor allem bei Kleinanlagen, bei denen man – weil nur eine kleine Kollektorfläche benötigt wird – nicht mehrere Kollektoren in Reihe schalten will. Bei Großanlagen besteht dieses Problem nicht. Abb. 6.9 dient der Erläuterung dieser Strömungsverhältnisse.

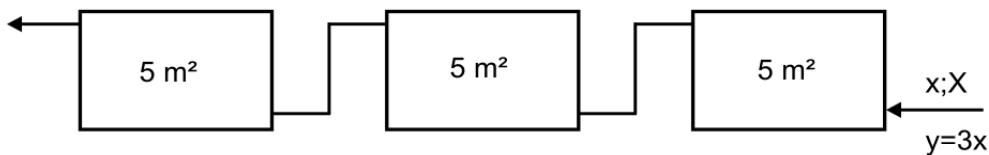
Bei der Reihenschaltung der Kollektoren fällt zwar die Durchströmung je Quadratmeter Kollektorfläche (bezogen auf den Strang oder das Gesamtfeld) sehr gering aus (Low-Flow), jeder der in Reihe geschalteten Kollektoren wird jedoch mit der vollen Durchströmung für die Gesamtreihe (den Strang) beaufschlagt. Um eine gleichmäßige Durchströmung der Kollektoren mit Sicherheit zu gewährleisten, könnte man vordergründig den Ansatz verfolgen, möglichst viele Kollektoren zu einem Strang in Reihe zu schalten. Dies würde jedoch zu einem übermäßig hohen Druckverlust im Kollektorfeld führen. Bei Großanlagen verfährt man deshalb so, dass man mehrere Stränge parallel an die Sammelleitungen anschließt. Da der Druckverlust in den Strängen mit einigen hintereinandergeschalteten Kollektoren recht groß ist, bestimmt er eindeutig den Gesamtdruckverlust im Kollektorfeld. Die Einflüsse der Verteil- und Sammelleitungen sind daher gering, eine materialaufwendige, arbeitsintensive und teure Verschaltung nach Tichelmann ist in der Regel nicht notwendig. Die Rohrführung kann statt dessen auf kürzestem Weg relativ material-, zeit- und damit kostensparend erfolgen. So lässt sich immer eine bezüglich Durchströmung der Kollektoren und Druckverlust im Kollektorfeld sinnvolle Kombination von parallel verschalteten Strängen mit je Strang einigen in Reihe installierten Kollektoren finden. Oft sind zur Angleichung der Druckverluste in den zu- und abführenden Rohrleitungen lediglich Querschnittsanpassungen und noch nicht einmal Strangregulierventile notwendig.

a) 1 Kollektor (5 m²); Feldgröße: 1 * 5 m² = 5 m²



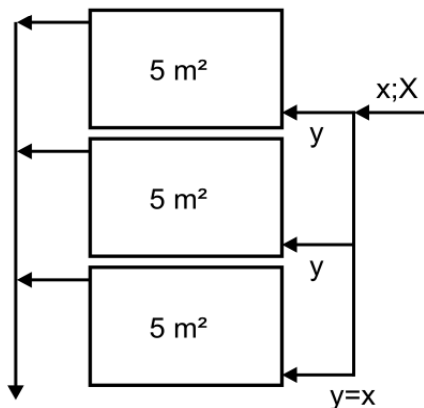
	Standard geeignet	Low-Flow ungeeignet
$x = \text{spez.Felddurchsatz [l/(m}^2\text{*h)]}$	45	15
$X = \text{gesamter Felddurchsatz [l/h]}$	225	75
$y = \text{spez.Kollektordurchsatz [l/(m}^2\text{*h)]}$	45	15

b) 3 Kollektoren (je 5 m²) in Reihe; Feldgröße: 3 * 5 m² = 15 m²



	Standard ungeeignet	Low-Flow geeignet	Standard-Durchfluss evtl. ungeeignet wg. zu hohem Druckabfall im Kollektor. Die Zahl der in Reihe geschalteten Kollektoren wird durch den maximal erlaubten Druckabfall begrenzt!
$x = \text{spez.Felddurchsatz [l/(m}^2\text{*h)]}$	45	15	
$X = \text{gesamter Felddurchsatz [l/h]}$	675	225	
$y = \text{spez.Kollektordurchsatz [l/(m}^2\text{*h)]}$	135	45	

c) 3 Kollektoren (je 5 m²) parallel; Feldgröße: 3 * 5 m² = 15 m²



	Standard geeignet	Low-Flow ungeeignet
$x = \text{spez.Felddurchsatz [l/(m}^2\text{*h)]}$	45	15
$X = \text{gesamter Felddurchsatz [l/h]}$	675	225
$y = \text{spez.Kollektordurchsatz [l/(m}^2\text{*h)]}$	45	15

Die Bemerkungen zur Eignung oder Nicht-Eignung in den Bildtabellen gelten nur für die im Text genannten Bedingungen bei einem speziellen Kollektor!
Sie sind wegen der unterschiedlichen Kollektorbauformen (Strömungsverhältnisse, Druckverluste etc.) nicht generell gültig (vgl. Text)!

Abb. 6.9: Volumenströme in verschieden aufgebauten Kollektoren (Standard-Durchströmung und Low-Flow)

Untersuchungen an den großen Kollektorfeldern der Universität Magdeburg haben gezeigt, dass bei vollständig geöffneten Strangreguliertventilen die Abweichungen in der Durchströmung der Kollektorfelder gering waren; die Durchströmung war fast gleichmäßig /27/.

Zu beachten ist, dass die Energiekapazität des Speichers bei Low-Flow-Systemen gegenüber Anlagen mit Standard-Durchströmung etwas reduziert wird, weil beim Low-Flow-System eine stärkere Temperaturschichtung im Solarspeicher auftritt. Wird beim Low-Flow-System ein Temperaturniveau von ca. 90 °C oben in den Solarspeicher eingespeist, so wird das System bei einer erlaubten Maximaltemperatur im Speicher von ebenfalls 90 °C abschalten. Diese 90 °C bei der Einspeisetemperatur werden allerdings bei guter Sonneneinstrahlung schon bei einer Temperatur im unteren Speicherbereich von etwa 60 °C erreicht. Damit ergibt sich in erster Näherung eine mittlere Speichertemperatur von ungefähr 75 °C. Beim System mit Standard-Durchströmung werden 90 °C Einspeisetemperatur jedoch erst bei etwa 80 °C unterer Speichertemperatur erreicht. Damit beträgt die mittlere Speichertemperatur etwa 85 °C bei Vollladung. Der nutzbare Energieinhalt des Speichers wird bestimmt durch sein Volumen und die Differenz dieser mittleren Speichertemperatur zur niedrigsten vom Verbraucher verwertbaren Speichertemperatur, die bei der Trinkwassererwärmung etwa 20 °C beträgt. Die nutzbare Temperaturdifferenz liegt beim Low-Flow-System also bei etwa 55 K, beim Standard-System bei ca. 65 K. Bei gleichem Speichervolumen ist die Speicherkapazität eines Standard-Systems also theoretisch fast 20 % größer als die einer Low-Flow-Anlage. In der Praxis mit variablen Betriebsbedingungen dürfte dieser Wert jedoch auf ca. 10 % sinken.

Bezüglich der Speicherkapazität bzw. der Regelmäßigkeit des Energieverbrauchs unterliegt das Low-Flow-System einigen Beschränkungen. Wie bereits oben ausgeführt wurde, erfordert das Low-Flow-System möglichst niedrige Kollektoreinlaufttemperaturen. Diese sind jedoch nur gewährleistet, wenn der Speicher, aus dem der Kollektoreinlauf (bzw. der Ladewärmetauscher) gespeist wird, möglichst gut abgekühlt werden kann. Dies ist in der Regel nur dann gegeben, wenn das Speichervolumen in Relation zum Verbrauch nicht zu groß gewählt wird und wenn der Verbrauch an den meisten Tagen in etwa gleichmäßig ist. Ein Kurzzeitspeicher mit einem Volumen von etwa 60 bis 80 % des Tagesverbrauchs (je nach Zapfprofil), der zu Beginn eines Tages normalerweise gut abgekühlt ist, erfüllt diese Bedingungen. Gebäude mit verbrauchslosen Tagen (z.B. an Wochenenden) oder längeren sehr verbrauchsschwachen Zeiträumen sind für Low-Flow-Systeme weniger geeignet, da eine regelmäßige Speicherabkühlung nicht gesichert ist.

6.1.4 Anwendung der Dampfkesselverordnung auf thermische Solaranlagen

Solaranlagen unterliegen unter bestimmten Umständen den Vorgaben aus der Dampfkesselverordnung (DampfKV) /N12/. Um hier einen Überblick zu geben, werden zuerst die für die Solaranlagen anzuwendenden Paragraphen aus der DampfKV zitiert, dann wird ein Papier des Deutschen Dampfkesselausschusses DDA vom April 1999 zur Einordnung der Solaranlagen in die DampfKV wörtlich wiedergegeben und dann die für die Praxis sich daraus ergebenden Konsequenzen aufgeführt. Es muss darauf hingewiesen werden, dass die Einordnung der Solaranlagen zwar im Frühjahr 1999 durch den DDA neu formuliert wurde, die

Auslegung und Interpretation aber während der Vorbereitung dieses Buches teilweise noch in der Diskussion war, so dass ggf. hier nicht der endgültige Stand wiedergegeben wird.

6.1.4.1 Auszug aus der Dampfkesselverordnung

§2 (2) Dampfkessel im Sinne dieser Verordnung sind Behälter und Rohranordnungen, in denen

1. Wasserdampf von höherem als atmosphärischem Druck zum Zwecke der Verwendung außerhalb dieser Anordnung erzeugt wird (Dampferzeuger) oder
2. Heißwasser von einer höheren Temperatur als der dem atmosphärischen Druck entsprechenden Siedetemperatur zum Zwecke der Verwendung des Heißwassers außerhalb dieser Anordnung erzeugt wird (Heißwassererzeuger).

§4 (2) Dampfkessel der Gruppe II sind Dampfkessel mit einem Wasserinhalt von mehr als 10 Liter, wenn

1. bei Dampferzeugern der zulässige Betriebsüberdruck höchstens 1 bar,
2. bei Heißwassererzeugern die zulässige Vorlauftemperatur höchstens 120 °C beträgt.

§4 (3) Dampfkessel der Gruppe III sind Dampfkessel mit einem Wasserinhalt von mehr als 10 Liter und höchstens 50 Liter, wenn

1. bei Dampferzeugern der zulässige Betriebsüberdruck mehr als 1 bar beträgt und das Produkt aus Wasserinhalt in Litern und dem zulässigen Betriebsüberdruck in Bar die Zahl 1000 nicht überschreitet,
2. bei Heißwassererzeugern die zulässige Vorlauftemperatur mehr als 120 °C beträgt und das Produkt aus Wasserinhalt in Litern und dem der zulässigen Vorlauftemperatur entsprechenden Dampfdruck in Bar die Zahl 1000 nicht überschreitet.

Anmerkung:

Die Formulierung "**Heißwasser von einer höheren Temperatur als der dem atmosphärischen Druck entsprechenden Siedetemperatur**" bedeutet, dass die Wassertemperatur über 100 °C liegt (entsprechender Druck vorausgesetzt, damit keine Dampfbildung einsetzt), da Wasser bis max. 100 °C als Warmwasser bezeichnet wird. Bei Heißwassererzeugern nach Gruppe II bis 120 °C Vorlauftemperatur wird keine Druckbegrenzung angegeben.

6.1.4.2 Formulierung des Deutschen Dampfkesselausschusses für Solaranlagen

Im April 1999 hat der Deutsche Dampfkesselausschuss (DDA) die Einordnung der Solaranlagen bezüglich der Dampfkesselverordnung durch folgende zwei Abschnitte modifiziert:

1. Sonnenheizungsanlagen, deren gesamtes technisches Konzept sicherstellt, dass **Warmwasser zu Heizzwecken** erzeugt wird, und eine **hinreichende Wärmeabnahme** gewährleistet, erfüllen nicht die Voraussetzungen des §2 (2) DampfkV. Sie unterliegen in diesem Fall nicht der Dampfkesselverordnung und somit auch nicht dem nachgeordneten technischen Regelwerk.
2. Eine Einstufung als Dampfkessel der Gruppe II, unabhängig von der Höhe der Stillstandstemperatur, ist dann möglich, wenn die **Heißwasservorlauftemperatur nicht**

mehr als 120 °C beträgt und die Sonnenkollektoren bzw. Sonnenkollektorengruppen **eigensicher** ausgeführt sind.

6.1.4.3 Auswirkungen der Dampfkesselverordnung auf Solaranlagen

Da ein Flach- oder Vakuumröhrenkollektor in Abhängigkeit vom Anlagenbetrieb Temperaturen über 100 °C erreichen kann, fällt er formal in den Bereich der Dampfkesselverordnung. Nach bisheriger Einteilung durch die DampfKV durften Solaranlagen mit bauartzugelassenen Kollektoren ein Füllvolumen von 50 l im Kollektorfeld (das als Dampfkessel betrachtet wird) nicht überschreiten, wenn sie noch in die Gruppe III einzuordnen sein sollten. Das bedingte, dass große Kollektorfelder mit einem Füllvolumen von über 50 l in absperrbare und durch Sicherheitsventile abgesicherte Teilfelder aufgegliedert werden mussten, damit die Solaranlage insgesamt diese Forderung erfüllte. Diese Maßnahmen haben die Baukosten der Solaranlagen entsprechend erhöht. Bei großen Indach-Kollektorfeldern gab es zum Teil konstruktive Schwierigkeiten, die Sicherheitsventile, Absperrventile und Abflaufleitungen im Dachbereich unterzubringen.

Die vom DDA nun vorliegenden Formulierungen lassen folgende Interpretationen zu:

Zu Abschnitt 1:

Warmwasser zu Heizzwecken bedeutet, dass die Vorlauftemperatur aus dem Kollektorfeld der Solaranlage 100 °C nicht überschreiten darf. Ist dies erfüllt, kommt die DampfKV nicht zur Anwendung, da sie erst für Heißwasser (mehr als 100 °C) greift. Welche Temperatur dabei im Kollektorfeld herrscht (bei regulärem Betrieb oder auch bei Anlagenstillstand), ist nicht maßgeblich. Unter dem hier gebrauchten Begriff **Warmwasser** ist entsprechend der DIN 4757 Teil 1 Abs.1 /N13/ Folgendes zu verstehen: "Als Wärmeträger werden Wasser, Wasser mit Zusatz von Frostschutzmitteln oder synthetische Wärmeträger, die mit Wasser vermischt sind und deren Gemischsiedepunkt über dem des Wassers liegt, verwendet. Diese Mischung darf nicht brennbar sein."

Eine **hinreichende Wärmeabnahme** aus dem Solarsystem muss, damit diese Voraussetzung erfüllt ist, durch eine sorgfältige Auslegung der Solaranlage nachgewiesen werden. Da die Vorlauftemperatur aus dem Kollektorfeld am Wärmetauscher dabei 100 °C nicht überschreiten darf, wäre auch keine Bauartzulassung der Kollektoren notwendig.

Kommentar:

In der Praxis wird es kaum möglich sein, die Solaranlage so genau zu berechnen, dass niemals Temperaturen im Vorlauf von mehr als 100 °C auftreten. Der Einsatz eines (stets notwendigen) Sicherheitstemperaturbegrenzers (STB) kann zwar die hohen Temperaturen im Solarvorlauf durch Abschalten der Solarkreispumpe verhindern, eine Wiederinbetriebnahme der Anlage ist aber dann ohne Fachpersonal nicht ohne weiteres möglich. Eine Solaranlage nach Abs. 1 zu bauen, halten wir zumindest bei Großanlagen nicht für empfehlenswert.

Zu Abschnitt 2:

Die **Gruppe II** findet Anwendung für Solaranlagen bis zu einer **Vorlauftemperatur aus dem Kollektorfeld von 120 °C**. Bei Verwendung von **bauartzugelassenen Kollektoren** ist

bis 32 bar im Kollektorkreis nur eine Anzeige zur Errichtung der Solaranlage notwendig. Bei Drücken über 32 bar und/oder der Verwendung nicht bauartzugelassener Kollektoren ist eine Erlaubnis notwendig. Die **Eigensicherheit** kann entweder durch eine ausreichende Bemessung des Ausdehnungsgefäßes im Solarkreis (dabei sind die Temperaturgrenzen des Gefäßes zu beachten) oder durch ein kontrolliertes Abblasen der Anlage in ein Auffanggefäß mit anschließender automatischer Wiederbefüllung erreicht werden.

Kommentar:

Das Überschreiten der Kollektorvorlauftemperatur von 120 °C ist dann kaum möglich, wenn die Pufferspeichertemperatur auf max. 90 °C festgelegt wird. Die Regelung schaltet die Solarkreispumpe und die Pufferspeicherladepumpe aus, wenn die Pufferspeichertemperatur 90 °C überschreitet. Bei einem Versagen der Regelung findet dann über den notwendigen STB ein Abschalten der Kollektorkreispumpe mit Verriegelung bei spätestens 110 °C Pufferspeichertemperatur statt. Ein STB im Pufferspeicher ist nach DIN 4753 /N14/ dann notwendig, wenn die Heizmitteltemperatur mehr als 110 °C erreichen kann, was bei einer erlaubten Kollektorvorlauftemperatur von 120 °C nicht auszuschließen ist. Durch die Einstufung in Gruppe II fällt die Aufteilung des Kollektorfeldes entsprechend den Anforderungen der Gruppe III in einzeln abzusichernde Teilfelder von max. 50 l Inhalt weg. Dies bedeutet eine große Erleichterung für die Planung und die Installation von thermischen Solaranlagen.

6.2 Solarspeicher

6.2.1 Dimensionierung des Solarspeichers

Die Dimensionierung des Solarspeichers hängt sehr stark ab vom Gesamt-Energieverbrauch und vom Profil des Verbrauchs während der gewünschten Speicherzeit (z.B. während eines Tages) und auch vom Zapfprofil über längere Perioden (verbrauchsfreie Wochenenden etc.). Würde der Energieverbrauch den gleichen zeitlichen Verlauf wie die auf das Kollektorfeld einfallende Strahlung zeigen, so wäre theoretisch kein Speicher notwendig. Würde im anderen Extrem der Bedarf nur während einer kurzen Zeitspanne am Tag anfallen, so müsste der Solarspeicher den gesamten Tages-Energiebedarf aufnehmen können.

Die optimale Größe des Pufferspeichers im Verhältnis zum Warmwasserverbrauch und zur Anlagenauslastung soll anhand der Ergebnisse mehrerer Simulationsrechnungen mit verschiedenen Speichergrößen für zwei Objekte mit unterschiedlichem Wochenprofil gezeigt werden. Für die Berechnungen wurden Systeme mit den folgenden Spezifikationen gewählt:

T*SOL-Anlagentyp E; Strahlung und Außentemperatur: Köln

Kollektorfläche: 100 m² (Auslastung 70 l/(m²·d)) und 170 m² (Auslastung 41 l/(m²·d))

Ausrichtung: Süd; Neigung: 45°; Kollektordurchfluß: Low-Flow mit 15 l/(m²·h)

Pufferspeicher mit Schichtbeladung: Volumen: 1 bis 10 m³ (stets ein Speicherbehälter)

Zapfverbrauch: a) 7 m³/d (alle Tage der Woche etwa gleich); Zapfprofil: Mehrfamilienhaus

b) 7 m³/d (nur werktags); Zapfprofil: Werkstatt (T*SOL-Profil)

Die Ergebnisse sind für das Mehrfamilienhaus (Verbrauch $7 \text{ m}^3/\text{d}$ an allen Wochentagen) und für einen Gewerbebetrieb (Werkstatt; $7 \text{ m}^3/\text{d}$ nur werktags) für je zwei Anlagenauslastungen in Abb. 6.10 dargestellt. Bei allen Simulationsläufen wurde das Speichervolumen auf einen Behälter konzentriert. In der Realität wird man aufgrund baulicher Gegebenheiten große Speichervolumina oft aufteilen müssen. Die Speicherverluste würden dadurch gegenüber den durchgeführten Berechnungen etwas steigen, die realen Systemnutzungsgrade würden bei großen Volumina etwas unter den dargestellten Kurven liegen.

Bei Gebäuden mit einem in etwa gleichmäßigen Verbrauch während aller Wochentage (Wohngebäude, Seniorenwohnheime etc.) ist bei einer Anlagenauslastung mit $70 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$, so wie sie im Rahmen des Programms Solarthermie-2000 Teilprogramm 2 gewählt wurde, ab einer Speichergröße von 4 m^3 kaum mehr eine nennenswerte Steigerung des Systemnutzungsgrades zu erkennen. Die Mehrkosten für das vergrößerte Speichervolumen würden nicht durch einen entsprechend höheren Ertrag ausgeglichen. Ein Wert von 4 m^3 entspricht einem Speichervolumen von ca. 60-65 % eines Tagesverbrauchs. Da ein Pufferspeicher aber bis auf etwa $80\text{-}90^\circ\text{C}$ aufgeheizt werden kann, enthält dieses Volumen bei Vollladung dennoch in etwa einen ganzen Tages-Energieverbrauch. Bezogen auf die Kollektorfläche ergibt sich für das Puffervolumen ein Wert von ca. $40 \text{ l}/\text{m}^2$. Ein mit Trinkwasser gefüllter Solarspeicher, dessen Temperatur auf 65°C (Verkalkungsgefahr) begrenzt würde, müsste etwa ein Volumen von 6 m^3 (ca. 90 % eines Tagesverbrauchs) haben, um die gleiche Energie aufnehmen zu können.

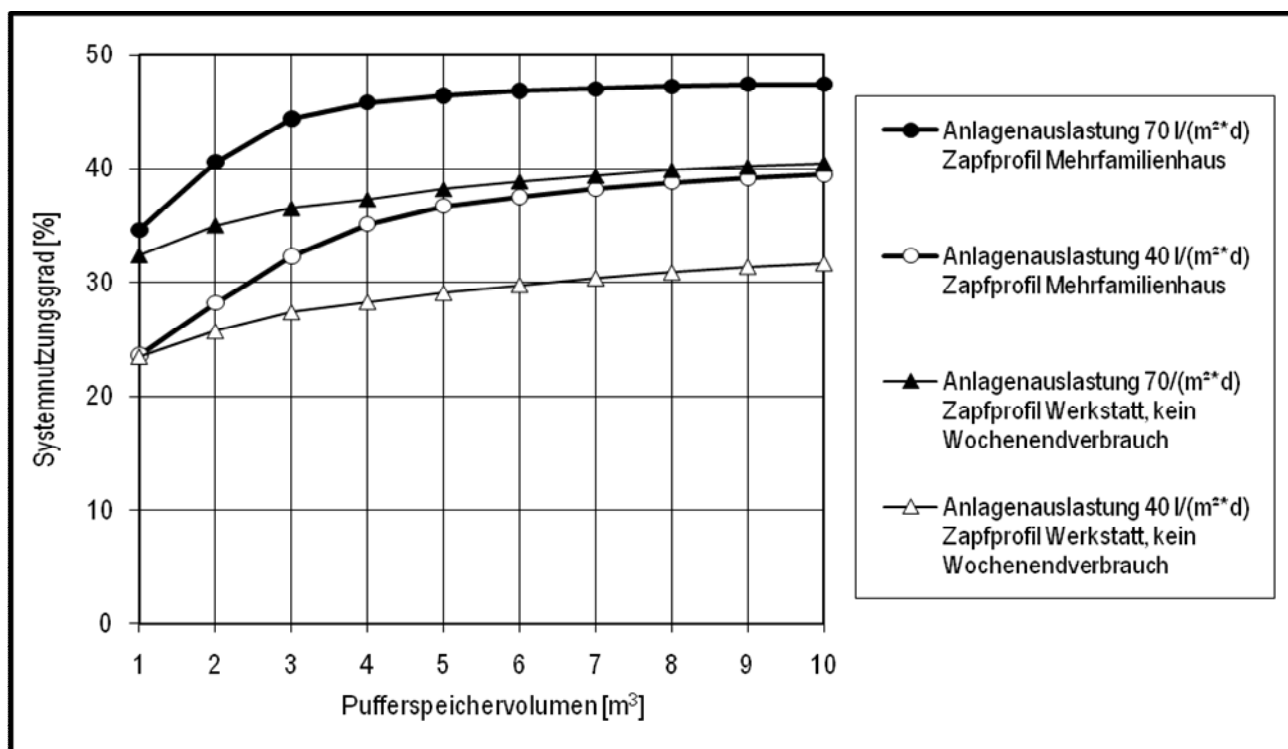


Abb. 6.10: Nutzungsgrad der Solaranlage in Abhängigkeit vom Solarspeichervolumen bei zwei Objekten mit unterschiedlicher Verbrauchsstruktur und zwei Anlagenauslastungen

Bei Anlagen mit niedriger Auslastung (ca. $40 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$; 170 m^2 Kollektorfläche) verschiebt sich die optimale Speichergröße zu größeren Speichervolumina hin. Zudem flacht die Kurve langsamer ab. Hier wäre bei Gebäuden mit gleichmäßigem Verbrauch als Kompromiss zwischen Solarertrag und Speichergröße ein Volumen von ca. 7 m^3 angebracht (etwa 100 %

des Tagesverbrauchs). Bezogen auf die Kollektorfläche ergibt sich auch hier wieder ein spezifisches Volumen von ca. $40 \text{ l/m}^2_{\text{KF}}$. Ein derart dimensioniertes System hat aber einen Jahres-Systemnutzungsgrad, der um ca. 10 %-Punkte (absolut) bzw. relativ fast 20 % unter dem eines knapp dimensionierten Vorwärmersystems liegt. Dieser Unterschied ist auch durch eine erhebliche Vergrößerung des Speichervolumens nur unwesentlich zu reduzieren. Die gezeigte Effizienzeinbuße bei groß dimensionierten Anlagen gegenüber einem Vorwärmersystem ist bei Großanlagen (nur noch geringe Kostendegression) nicht mehr durch geringere spezifische Systemkosten (Kosten je m^2 Kollektorfläche) zu kompensieren (vgl. Kap. 11.1).

Abb. 6.10 ist zudem zu entnehmen, dass bei fehlendem Wochenend- und Feiertagsverbrauch (Werkstatt) der Nutzungsgrad einer Solaranlage bei gleicher Dimensionierung um ca. 8 %-Punkte (absolut) bzw. relativ 15-20 % unter dem einer Anlage mit gleichmäßigem Verbrauch liegt. Diese Effizienzeinbuße kann abgemildert werden, wenn man das Solarsystem der Werkstatt verkleinert, indem man den Wochenverbrauch ($5\cdot7 \text{ m}^3/\text{d}$) rechnerisch auf alle 7 Wochentage verteilt (ergäbe hier $5 \text{ m}^3/\text{d}$) und das Kollektorfeld auf den so bestimmten Mittelwert des Verbrauchs auslegt (Empfehlungen in Kap. 6.1.1). Dadurch würde werktags (wegen der dann höheren Auslastung des Solarsystems) der Nutzungsgrad ansteigen.

Im Übrigen liegen die Verhältnisse beim Vergleich zwischen den beiden Dimensionierungsvarianten für die Werkstatt ähnlich wie beim Wohngebäude. Auch hier sinkt beim groß ausgelegten System der Nutzungsgrad im Vergleich zu einer Vorwärmanlage um absolut ca. 10 %-Punkte (relativ: ca. 25 %) ab. Die optimale Speichergröße liegt beim Vorwärmersystem bei etwa 7 m^3 , bei einer groß dimensionierten Anlage bei 10 m^3 (oder etwas höher). Die spezifische Speichergröße beträgt etwa $70 \text{ l/m}^2_{\text{KF}}$. Dieser Wert liegt – wegen der Notwendigkeit des Speicherns von Energie über verbrauchsfreie Tage hinweg – höher als bei einem an allen Tagen gleichmäßig ausgelasteten System. Abweichungen hiervon sind bei den Anlagen notwendig, deren Wochenzapfprofil stark von dem hier in der Simulation gewählten Mehrfamilienhaus-Zapfprofil abweichen. Das könnte z.B. bei einer eingeschränkten Nutzung des Objektes an Wochenenden (z.B. bei Werkstätten) der Fall sein. Hier muss das Pufferspeichervolumen vergrößert werden, um einen zu großen Verlust an strahlungsreichen Tagen zu vermeiden.

Zusammenfassend kann also bezüglich der Dimensionierung eines Solarpufferspeichers festgehalten werden:

- *Ein spezifisches Speichervolumen von etwa $40 \text{ l/m}^2_{\text{KF}}$ bietet bei großen Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung ein optimales Nutzen/Kosten-Verhältnis, wenn der Warmwasserverbrauch an allen Wochentagen etwa gleichmäßig ist. Dieser Wert ist für unterschiedliche Dimensionierungen des Kollektorfeldes in etwa gleich, solange hierfür sinnvolle Werte eingehalten werden.*
- *Wird eine Solaranlage in einem Gebäude installiert, in dem es verbrauchsfreie Wochentage gibt, so empfiehlt es sich, den Wochenverbrauch rechnerisch auf alle 7 Tage zu verteilen, damit die Effizienzeinbuße gegenüber einem gleichmäßig ausgelasteten System teilweise kompensiert wird. Für diesen reduzierten Tagesverbrauch sollte das Kollektorfeld mit den in Kap. 6.1.1 genannten Empfehlungen dimensioniert werden. Das Volumen des Pufferspeichers sollte mit etwa 70 l pro m^2 der reduzierten Kollektorfläche angesetzt werden.*

6.2.2 Integration großer Speichervolumina in das System

Wenn nicht die Notwendigkeit besteht, unterschiedliche Verbraucher mit stark voneinander abweichenden Temperaturniveaus mit Solarenergie zu versorgen, sollte man bestrebt sein, das Solarpuffervolumen in einem einzigen Behälter zusammenzufassen. Eine Aufteilung auf maximal vier Speicher kann unter Umständen toleriert werden. Bei liegenden Speichern ist eine Aufteilung mit Reihenschaltung sogar zweckmäßig, da nur dann gesichert ist, dass für die Speisung des Kollektoreinlaufs ein ausreichend kaltes Volumen zur Verfügung steht. Bei einer größeren Zahl steigen die Wärmeverluste wegen des ungünstigen Verhältnisses von Oberfläche zu Volumen stark an. Zudem werden die Kosten für die Speicher selbst und auch für ihre Verrohrung untereinander erheblich höher.

Die Auswahl des Aufstellortes für den Solarpufferspeicher ist von dem erforderlichen Volumen, von den Räumlichkeiten im Objekt und von der Zugänglichkeit des Aufstellortes abhängig. Es ist dem Planer und dem Bieter überlassen, hier entsprechende Lösungen zu realisieren (kellergeschweißter Speicher, maximal vier kleinere Einzelspeicher, außenstehender Speicher, vorhandene liegende oder stehende Speicher, wenn ihre Lebensdauer noch ausreichend erscheint). Zu liegenden Speichern ist allerdings anzumerken, dass sie wegen der schlechten Temperaturschichtung für Low-Flow-Systeme nicht geeignet sind, sofern ihr Volumen nicht auf ca. 3 in Reihe geschaltete Behälter mit Rückflußverhinderern in den Verbindungsleitungen aufgeteilt wird.

Die Aufteilung auf zu viele kleine Speicher sollte aus den oben bereits genannten Gründen auf jeden Fall vermieden werden. Bei beengten räumlichen Verhältnissen besonders der Einbringwege (Türen, Treppen, Kippmaß) sollte geprüft werden, ob anstelle von mehreren kleinen Pufferspeichern ein großer kellergeschweißter Speicher installiert werden kann. Ein derartiger Speicher muss nicht teurer sein als eine Vielzahl von kleinen Einzelspeichern. Den nur evtl. höheren Kosten des kellergeschweißten Speichers stehen Einsparungen an Verrohrung und evtl. Ventilen mit Regelung sowie reduzierte Wärmeverluste gegenüber. Korrosionsprobleme sind nicht zu erwarten, da in den geschlossenen Pufferspeicherkreislauf kein Sauerstoff eintritt. Die Erfahrungen im Programm Solarthermie-2000 haben zudem gezeigt, dass sich die für die Leistungsfähigkeit der Solaranlage wichtige Temperaturschichtung in einem großen Speicher besser ausbildet als in mehreren kleinen Speichern.

Ist im Gebäude selbst kein ausreichender Platz für den Solarspeicher vorhanden, kann eine Aufstellung im Freien überlegt werden. Dabei sind folgende Punkte zu beachten:

- In den meisten Fällen ist ein Fundament erforderlich, dessen Belastbarkeit für den gefüllten Speicher ausgelegt sein muss (statischer Nachweis). Ein Aufstauen von Regenwasser am Speicherfuß muss vermieden werden.
- Die Dicke der Wärmedämmung des Speichers sollte mindestens 15 cm betragen; die Ummantelung muss wetterfest ausgeführt werden. Bezüglich der einzusetzenden Materialien und Ausführung der Ummantelung gelten sinngemäß die Hinweise in Kap. 6.6 zu außenliegenden Rohrleitungen.
- Die mit Wasser gefüllten zu- und abführenden Teile der Rohrleitungen, die im Außenbereich liegen (Be- und Entladekreis), sind gegen Einfrieren zu schützen. Dies kann z.B. durch thermostatgesteuerte Heizbänder erfolgen. Ideal sind getrennte Thermostatfühler

für den Be- und Entladekreis, da die Leitungen zu unterschiedlichen Zeiten auskühlen können. Eine andere Möglichkeit besteht darin, die Rohrleitungen bei Frostgefahr mit einem geringen Volumenstrom aus dem Speicher durchströmen zu lassen. Zu diesem Zweck können im Gebäudeinneren (am Durchgang der Rohrleitungen durch die Außenwand) kleine thermostatisch gesteuerte Bypasspumpen installiert werden. Der so erzeugte Volumenstrom darf nicht durch den Trinkwasser-Wärmetauscher fließen, weil sonst das Trinkwasser abgekühlt wird. Ein besonderer Frostschutz für das Wasser im Speicher ist in normalen Lagen nicht erforderlich, da aufgrund des großen Volumens keine Einfriergefahr besteht und der kalte Speicher schon bei geringer Einstrahlung leicht beladen werden kann. Das Speichervolumen sollte allerdings nicht auf mehrere Behälter aufgeteilt werden. Um die der Frostgefahr ausgesetzten Rohrleitungen möglichst kurz zu halten, sollten solche Speicher nahe der Hauswand aufgestellt werden, oder die Rohre sollten weitestgehend im Erdreich verlegt werden.

Der bisher einzige außenstehende Speicher (13 m^3), der im Rahmen des Teilprogramm 2 zu Solarthermie-2000 realisiert wurde, kostete inkl. Fundament ($3 \text{ m} \times 3,5 \text{ m}$; Tiefe: 1 m), Erdarbeiten, verstärkter Wärmedämmung, Aluminium-Blechmantel, Frostschutz für die Leitungen ca. 35.000 DM. Konfigurationen mit 3 im Keller aufgestellten Speichern zu je 4 m^3 (12 m^3 insgesamt) kosteten inkl. Verrohrung untereinander an zwei anderen Anlagen jeweils ca. 30.000 DM. Reduziert man das Volumen für den außen aufgestellten Speicher von 13 auf 12 m^3 , so dürften seine Kosten bei rund 32.000 DM liegen. Dieser Wert liegt also nur unwesentlich über den Kosten für drei im Keller aufgestellte Behälter. Müsste man das Speichervolumen im Keller auf mehr als drei Einzelspeicher aufteilen, so wäre der Außenspeicher sogar wahrscheinlich die kostengünstigere Lösung. Die Mehrkosten außenstehender Speicher durch das Fundament, die stärkere Dämmung und die Frostschutzmaßnahmen für die Rohrleitungen werden also durch Einsparungen bei den Kosten für den Speicher selbst und für die Verrohrung kompensiert. Immer dann, wenn das Speichervolumen also im Keller auf vier Gefäße oder mehr aufgeteilt werden muss, sollte man die Variante des großen Außenspeichers prüfen.

Wenn das Solarspeichervolumen aus räumlichen Gründen auf mehrere Einzelgefäße aufgeteilt werden muss, gibt es für die Verschaltung und Ansteuerung zur Be- und Entladung der einzelnen Speicher zahlreiche Varianten. Es werden im Folgenden nur die am häufigsten vorkommenden Varianten aufgeführt. Weitergehende Informationen sind z.B. in /12/ zu finden. Generell gibt es Unterschiede beim:

- **Durchströmen** zum Be- und Entladen (parallel, in Reihe oder gesteuert wechselweise)
- **Verrohren** der Speicher (bei gesteuerter Anströmung der Speicher muss die Durchströmungsart nicht gleich der Verrohrungsart sein)
- **Regelkonzept** der Speicherbe- und -entladung bei gesteuerter Durchströmung

Für die ungesteuerte **Durchströmung** von Speichern (heißt: nicht durch Umschaltventile in irgendeiner Weise gesteuerte Be- oder Entladung einzelner Speicher) bieten sich zwei Varianten an:

- Be- und Entladung parallel
- Be- und Entladung in Reihe (=seriell)

Kombinationen von ungesteuerter Beladung in Reihe mit ungesteuerter paralleler Entladung (oder umgekehrt) sind wenig sinnvoll, da sich dabei durch die Reihendurchströmung zwar

unterschiedliche Temperaturniveaus in den Speichern einstellen, die bei der ungesteuerten Paralleldurchströmung dann aber wieder vermischt werden. Sowohl die ungesteuerte Reihen- als auch die Parallelschaltung der Speicher haben Vor- und Nachteile (vgl. Tab. 6.2), die es im Einzelfall abzuwägen gilt.

Tab. 6.2: Vor- und Nachteile der ungesteuerten parallelen oder seriellen Speicherdurchströmung

	Beladung/Entladung: parallel/parallel	Beladung/Entladung: Reihe/Reihe (seriell/seriell)
Vorteile	Lade- und Entladevolumenstrom teilen sich auf die Anzahl der parallelen Speicher auf; geringe Durchströmung im Einzelspeicher; Ausbildung und Stabilität der Temperaturschichtung gut. Wegen geringer Durchströmung der Einzelspeicher besonders gut geeignet für den Einsatz von Speicherladelanzen (vgl. Kap. 2.2)	Voller Lade- und Entladevolumenstrom fließt durch alle Speicher; hohe Strömung in allen Speichern; stärkere Durchmischung im einzelnen Speicher mit Störung der Temperaturschichtung. Aber unter normalen Betriebsbedingungen meist gute Schichtung zwischen den Speichern. Lade- und Entladevolumenstrom für alle Speicher genau gleich; Verrohrung völlig unproblematisch. Klar definierter kältester und wärmster Speicher unter den meisten Betriebsbedingungen; problemlose Positionierung der Temperatursensoren für die Be- und Entladeregelung.
Nachteile	Gleichmäßige Durchströmung aller Speicher sehr schwierig, da Volumenaufteilung nur vom Druckabfall in den einzelnen Zu- und Ableitungssträngen abhängt; extrem sorgfältige Tichelmann-Verrohrung notwendig, aber oft nicht ausreichend. Wegen der Schwierigkeiten beim Erzielen gleichmäßiger Durchströmung in allen Speichern kritisch bezüglich der Positionierung der Temperaturfühler für die Be- und Entladeregelung und den Temperaturbegrenzer; alle Schaltsignale können zu früh oder zu spät gegeben werden.	Strömung in allen Speichern evtl. zu hoch für den Einsatz von Speicherladelanzen (vgl. Kap. 2.2); in Grenzen lösbar durch Bündelung mehrerer Lanzen im Speicher. Bei starken Temperaturunterschieden zwischen kältester Stelle im "kalten" Speicher und wärmster Stelle im "warmen" Speicher evtl. Verschieben der Temperaturniveaus zwischen den Speichern. Automatischer Aufbau einer neuen Schichtung zwischen getrennten Speichern nicht möglich, wohl aber in den Einzelvolumina.

Der theoretisch größte Nachteil der ungesteuerten Reihenschaltung ist die Verschiebung der Temperaturniveaus zwischen den einzelnen Speichern, vor allem beim Beladen. Ein sofortiger neuer Aufbau einer Temperaturschichtung über das Gesamtvolumen ist wegen der thermischen Trennung der Einzelspeicher nicht möglich. Dieses Verhalten ist in der Praxis jedoch weitgehend unproblematisch, da es sich in der Regel nur bei (im Verhältnis zum täglichen Zapfverbrauch) sehr groß dimensionierten Speichern und bei sehr stark tages- oder wochenzeitlich schwankenden Zapfvolumina störend bemerkbar macht. Es beeinflusst nur unwesentlich die energetische Effizienz des Systems (solange die Solaranlage nicht zu groß dimensioniert ist), da dadurch keine Energie vernichtet wird, sondern nur Exergie (vgl. unten). Zudem wird bei "normaler" Speicherdimensionierung schon nach einem einzigen Tag ohne starke Solarstrahlung durch das an solch einem Tag vollständige Entladen wieder eine geordnete Schichtung hergestellt. Die Einbaupositionen für die Regelfühler sind eindeutig durch die Be- und Entladerichtung (Gegenstrom) definiert.

Die Tatsache, dass bei der Parallelschaltung in der Praxis weder die Be- noch die Entladedurchströmungen durch die Einzelspeicher gleich groß sind, ist wesentlich kritischer zu betrachten, weil sich dadurch unterschiedliche Temperaturverhältnisse in den einzelnen

Speichern einstellen. Da jeder Regelfühler jedoch nur einmal vorhanden und somit nur in einem der Speicher installiert ist, wird eine optimale Anlagensteuerung dann eigentlich unmöglich. Dieser Mangel der Parallelschaltung von Speichern wäre nur dadurch zu beheben, dass man bei jedem einzelnen Speicher in den Zu- oder Ablauf zusätzliche einheitliche Druckverluststrecken einbaut, deren Druckabfall erheblich höher ist als der der Verrohrung. Damit würden sich die in der Praxis (trotz Tichelmann) wohl unvermeidlichen Druckabfälle in der Verrohrung kaum mehr auf die Durchströmung auswirken. Allerdings müssten dann die Leistungen der Be- und Entladepumpen entsprechend ansteigen. Das System würde mehr elektrische Hilfsenergie verbrauchen.

Auf Grund der leidvollen Praxiserfahrungen mit dem ungleichmäßigen Be- und Entladeverhalten von parallel durchströmten Speichern und im Bestreben, möglichst solche Systeme zu empfehlen, die auch ohne besonders aufwändige Vorkehrungen zu planen und zu installieren sind, raten wir zu der einfach ausführbaren Schaltung der Speicher in Reihe sowohl be- als auch entladeseitig. Diese Variante hat – wie oben aufgeführt – einige Nachteile, diese wiegen aber nicht so schwer wie die der Parallelschaltung. Bei einigen Speicherkonzepten (z.B. mit Lanzenbeladung) kann allerdings die Parallelschaltung notwendig sein. Hier ist dann besondere Sorgfalt bei der Installation, aber auch bei der Lanzenherstellung notwendig sowie eine Prüfung der Durchströmung der einzelnen Speicher (oder Kontrolle der Temperaturschichtungen in allen Speichern über längere Zeit) nach der Inbetriebnahme des Systems. Diese Kontrollen dürften jedoch im Normalfall nicht durchgeführt werden; zudem sind nachträgliche Korrekturen der Strömungsverteilung sehr aufwändig.

Im Bestreben, klare Temperaturschichtungen zwischen den Speichern und innerhalb der einzelnen Volumina sowie möglichst günstige Temperaturbedingungen für das Kollektorfeld und für die Energieabgabe an den Verbraucher zu schaffen, werden öfter auch Systeme mit gesteuerten Be- und Entladedurchströmungen installiert. Eine Variante ist z.B. die, dass zwei Speicher wechselweise be- und entladen werden (der jeweils kältere Speicher wird beladen, der wärmere wird entladen). Es würde den Rahmen dieser Broschüre sprengen, wollte man auf die unerschöpfliche Vielfalt dieser Varianten eingehen.

Grundsätzlich kann man jedoch sagen, dass solche Konzepte zwar die Schwachstellen der ungesteuerten Durchströmung teilweise vermeiden können, dass sie jedoch einen höheren Regelaufwand erfordern, der die Systeme erstens verteuert und zweitens bei der Einstellung aufwändiger und – wegen zusätzlicher Fühler, Stellventile oder Pumpen – anfälliger macht. Inwieweit die Effizienzvorteile solcher Zusatzsteuerungen den o.g. Mehraufwand rechtfertigen, ist derzeit auf der Basis der vorliegenden Daten aus Solarthermie-2000 noch nicht zu beurteilen. Wichtig sind derartige Steuerungen sicher immer dann, wenn man bestrebt ist, die Solarenergie dem Verbraucher auf höchstmöglichem Temperaturniveau anzubieten. Dies ist jedoch bei der solaren Trinkwasservorwärmung meist nicht zwingend erforderlich.

Bei der **Verrohrung** der Speicher sollte darauf geachtet werden, dass jeweils zwei separate Leitungen für den Be- und Entladekreis vorhanden sind. Die Anschlüsse für die Leitungen sollten möglichst weit oben bzw. unten angebracht sein, damit das volle Speichervolumen genutzt werden kann. Wichtig ist, dass in die entsprechenden Leitungen Rückschlagventile für die jeweils vorgesehene Strömungsrichtung eingebaut werden, um Fehlströmungen zu

vermeiden. Die Probleme der Parallelschaltung der Speicher wurden oben bereits angesprochen. Weitere Informationen zum Punkt "Rohrleitungen" sind in 6.6 zu finden.

Die **Regelstrategie** zur Be- und Entladung der Speicher sollte grundsätzlich so ausgerichtet sein, dass der Kollektorrücklauf (Einlauf in die Kollektoren) immer aus dem Volumen des kältesten Speichers (Speicherteils) gespeist wird, da dann die Solaranlage mit dem bestmöglichen Wirkungsgrad arbeitet (energetisch optimierte Regelstrategie). Regelkonzepte, die auf das Erreichen einer möglichst hohen Speichertemperatur ausgerichtet sind, damit der Nachheizkessel möglichst früh (wenngleich auch dann meist nur für kurze Zeiträume) außer Betrieb gehen kann, führen dazu, dass die Solaranlage sehr häufig auf hohem Temperaturniveau mit ungünstigem Wirkungsgrad arbeiten muss. Derartige exergetisch optimierte Strategien (z.B. einen Speicher mit unbedingtem Vorrang erst auf ca. 60 °C erwärmen, dann vorgeschaltete Speicher nachziehen) waren früher teilweise berechtigt, z.B. dann, wenn die Solaranlage auf eine Vollerwärmung ausgelegt und ihr ein alter Kessel nachgeschaltet war, der im Teillastbereich mit sehr schlechtem Wirkungsgrad arbeitete. Da eine Solaranlage aber meist nur als Teildeckungssystem und nicht auf eine Volldeckung über längere Zeiträume hinweg konzipiert ist, muss der Kessel – will man nicht auf den Komfort des ständig ausreichend warmen Wassers verzichten – ohnehin ständig in Bereitschaft bleiben, um bei Bedarf fehlende Energie nachliefern zu können. Ein moderner Kessel hat heute zudem auch im Teillastbereich einen hohen Wirkungsgrad. Exergetisch ausgerichtete Beladestrategien sind daher heute in den meisten Fällen nicht mehr notwendig, sieht man von Systemen ohne Nachheizmöglichkeit ab. Man muss jedoch stets darauf achten, dass der Teil des Speichervolumens, aus dem der Rücklauf zum Wärmetauscher des Kollektorkreises gespeist wird, möglichst kühl bleibt.

6.3 Wärmetauscher

6.3.1 Auslegung des Wärmetauschers Kollektorkreis/Pufferspeicher

Die Auslegung der Wärmetauscher (WT) zwischen Solarkreis und Solarspeicher wie auch zwischen Pufferspeicher und konventionellem System beeinflusst sehr stark die Leistungsfähigkeit des gesamten Solarsystems. Für den Solarkreis kann folgende Abschätzung zur Dimensionierung des Wärmetauschers gemacht werden:

Bei relativ guter Einstrahlung von 700 bis 800 W/m² auf das Kollektorfeld werden im Mittel der Betriebsbedingungen (mittlere Kollektortemperatur) etwa 500 W/m² Wärme erzeugt, die aus dem Solarkreis über den Wärmeträger abgeführt werden müssen. Bei einer Solaranlage von 100 m² Fläche sind dies etwa 50 kW. Ausgelegt auf Low-Flow mit 15 l/(h·m²) beträgt dann die Temperaturspreizung (Wasser-Glykol-Gemisch) zwischen Kollektorauslauf und -einlauf (fast gleich auch am Wärmetauscher) ca. 35 K. Auf der Sekundärseite (Wasser) entspricht dies einer Temperaturdifferenz von ca. 30 K. Das Temperaturniveau des Kollektorkreises soll bei dem zweimaligen Wärmeübergang (2 Tauscher) bis zum Verbraucher hin nicht zu sehr abgesenkt werden. Gleichzeitig soll der Kollektoreinlauf eine Temperatur möglichst nahe bei der des Kaltwassers haben. Die zur Übertragung der Wärme am Tauscher notwendigen Temperatursprünge sollen also nicht zu groß werden. Wir empfehlen daher, pro Wärmetauscher einen mittleren Temperatursprung (mittlere log. Temperaturdifferenz) von nur etwa 5 K zuzulassen (vgl. dazu auch die Ausführungen weiter unten).

Setzt man realistische Betriebspunkte von derartigen Anlagen ein, so erhält man die für die Berechnung des Wärmetauschers maßgeblichen Temperaturen (aufgelistet in Tab. 6.3). Es sei aber ausdrücklich darauf hingewiesen, dass sich in den Solaranlagen in Abhängigkeit von Einstrahlung und Verbrauch auch andere Betriebspunkte einstellen können, die Temperaturverhältnisse also variabel sind. Auf jeden Fall ist zu beachten, dass die Eintrittstemperatur auf der Kollektorseite des Wärmetauschers umgekehrt proportional auf eine Änderung des Volumenstroms reagiert, ebenso die Austrittstemperatur auf der Sekundärseite. Auch die Art des Wärmeträgers im Kollektorkreis (Mischungsverhältnis Wasser/Glykol und Glykoltyp) hat Einfluss auf die Temperaturverhältnisse.

Tab. 6.3: Charakteristische Auslegungswerte für einen Wärmetauscher zwischen Solar- und Speicherladekreis (Werte für Temp. auf volle °C gerundet)

	Low-Flow		"normal" Flow	
	Primärseite	Sekundärseite	Primärseite	Sekundärseite
Durchsatz	<u>12</u> bzw. 15 l/(h·m ²) Glykol: 40% Wasser: 60%	<u>12</u> bzw. 15 l/(h·m ²) Wasser	<u>35</u> bzw. 45 l/(h·m ²) Glykol: 40% Wasser: 60%	<u>35</u> bzw. 45 l/(h·m ²) Wasser
spez. Leistung Kollektorfeld	ca. 500 W/m ²			
mittleres log. $\Delta\vartheta$	ca. 5 K			
mittlere spez. Leistung WT	ca. 100 W/K/m ² _{KF} (KF: Kollektorfläche)			
Temperatur Eintritt	<u>75</u> bzw. 67 °C	Vorgabe: 30 °C	<u>58</u> bzw. 56 °C	Vorgabe: 40 °C
Temperatur Austritt	33 °C	<u>68</u> bzw. 60 °C	44 °C	<u>52</u> bzw. 50 °C
Druckverlust	max. 100 mbar			

Bei diesen Auslegungsgrößen ist eine mittlere spezifische Übertragungsleistung des Wärmetauschers von ca. 100 W/K je m² Kollektorfläche erforderlich. Dieser Wert gilt für Low-Flow und "normal" Flow. Im Simulationsprogramm T*SOL /11/ kann für die Spezifikation des Wärmetauschers dieser Wert (100 W/K je m²_{KF}) oder auch die gewünschte mittlere Temperaturdifferenz ($\Delta\vartheta_m = 5$ K) bei einer spezifischen Kollektorfeldleistung von z.B. 500 W/m² eingegeben werden. Es ist aber zu beachten, dass T*SOL selbst keinen Wärmetauschertyp berechnet und vorschlägt. Es kann mit T*SOL oder auch anderen Simulationsprogrammen nur festgestellt werden, welcher Solarertrag sich einstellt, wenn die mittlere Temperaturdifferenz ($\Delta\vartheta_m$ in K) bei einer bestimmten spezifischen Kollektorkreisleistung (in W/m²_{KF}) oder die mittlere spez. Übertragungsleistung (in W/K/m²_{KF}) eines fiktiven Wärmetauschers eingegeben werden. Für die Auswahl des auf diese Eingabewerte passenden Tauschers sowie den rechnerischen Nachweis müssen Rechenprogramme der Wärmetauscherhersteller benutzt werden. Diese Aufgabe wird auch direkt von den Herstellern erfüllt.

Bei gleicher Tauscherfläche werden Tauscher mit unterschiedlicher innerer Schaltung angeboten, so dass z.B. der Druckverlust bei gleicher Flächengröße und gleichem Durchfluss durch Auswahl bestimmter Wärmetauschertypen (z.B. ein- oder zweiwegig) variiert werden kann. Wärmetauscher mit hohem Druckverlust bei zwei- oder mehrwegiger Verschaltung erreichen meist wegen der längeren Strömungswege und der höheren Geschwindigkeiten in den Strömungskanälen einen besseren inneren Wärmeübergang als einwegige Tauscher. Die geforderte mittlere Temperaturdifferenz von höchstens 5 K ist daher oft erst mit diesen Tauschern zu erreichen. Erst eine sorgfältige Nachrechnung durch den Hersteller oder mit

den vom Hersteller zur Verfügung gestellten Berechnungsprogrammen stellt sicher, dass der Druckverlust eine vorgegebene Grenze (z.B. 100 mbar pro Seite) nicht überschreitet.

Die oben beschriebenen Betriebspunkte für die Auslegung der Wärmetauscher haben sich technisch in der Praxis bewährt. Wie sich Änderungen des Wärmetauschers (am Beispiel des Tauschers zwischen Kollektorkreis und Speicher) auf die Systemeffizienz auswirken, wurde mit Hilfe des Simulationsprogramms T*SOL untersucht. Variiert wurde dabei die mittlere log. Temperaturdifferenz zwischen Primär- und Sekundärseite des Tauschers.

Für die Rechnungen mit T*SOL Version 3.1 zur Ermittlung des Anlagenertrags bei den unterschiedlichen Bedingungen wurde eine Anlage mit den folgenden Spezifikationen gewählt:

Wetter: Köln: T*SOL-Anlagentyp E mit Pufferspeicher 5 m^3 mit Schichtbeladung
 Kollektorfläche: 100 m^2 , Ausricht. Süd, Neigung 45° ; Felddurchfluss: Low-Flow $15 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$
 Zapfverbrauch: $7 \text{ m}^3/\text{d}$ (Anlagenauslastung $70 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$); Profil: T*SOL-Mehrfamilienhaus
 mittlere log. Temperaturdifferenz WT: 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10 K (bei konstant $500 \text{ W pro m}^2_{\text{KF}}$)
 mittlere spez. Leistung des WT: 167, 125, 100, 83, 71, 63, 50 $\text{W/K/m}^2_{\text{KF}}$ [KF=Kollektorfläche]

Aus T*SOL ergab sich, dass man pro 1 K höherer mittlerer Temperaturdifferenz mit etwa 0,7 bis 0,8 % weniger Ertrag des Solarsystems rechnen muss. In großen Solaranlagen werden üblicherweise zwei Wärmetauscher (Be- und Entladetauscher für den Pufferspeicher) eingesetzt. Würde man beide Tauscher verschlechtern bzw. verbessern, so würden sich der oben beschriebenen Effekt bezüglich Systemertrag und auch die Auswirkungen auf die Systemkosten und auf die in Abb. 6.11 gezeigten Kosten der solaren Nutzwärme verdoppeln.

In das Berechnungsprogramm für Wärmetauscher der Firma Alfa-Laval /28/ wurden die benötigten Daten (mittl. log. Temperaturdifferenz, max. erlaubter Druckverlust (100 mbar) etc.) eingegeben. Die vom Programm vorgeschlagenen Wärmetauscher wurden für die verschiedenen Bedingungen übernommen. In das Programm wurde nicht durch Vorgabe von Größe oder Typ des Tauschers eingegriffen.

Für die Berechnung der solaren Nutzwärmekosten wurden Anlagenkosten von 140.000 DM inkl. Planung und MwSt, aber ohne den untersuchten Tauscher zu Grunde gelegt. Zu diesen Kosten wurden die Kosten für die verschiedenen Wärmetauscher (inkl. des auf ihre Kosten entfallenden Planungshonorars) hinzugerechnet. Schließlich ergaben sich also für jede gewählte mittlere log. Temperaturdifferenz am Wärmetauscher der Systemertrag und die mit den Tauscherkosten variierenden Systemkosten. Nach dem in Solarthermie-2000 üblichen Verfahren (vgl. Kap. 11.2.1) wurden schließlich die einzelnen Nutzwärmekosten berechnet.

Das Ergebnis dieser Rechnungen ist in Abb. 6.11 dargestellt. Es ist zu beachten, dass der Nullpunkt der Y-Achse bei dieser Darstellung unterdrückt wurde, so dass die Unterschiede überzeichnet werden. Ohne diese Maßnahme wären die Unterschiede jedoch kaum sichtbar gewesen. Die Kurve zeigt ein flaches Minimum bei einer mittleren log. Temperaturdifferenz von 5 K, dem Wert, der von uns für die Auslegung empfohlen wird. Da das Minimum nicht besonders ausgeprägt ist, ist es durchaus möglich, dass es bei anderen Anlagenkonfigurationen leicht nach links oder nach rechts verschoben ist. Dies bedeutet jedoch auch, dass die Empfehlung sicher richtig ist, dass man aber durchaus prüfen sollte, wie der Preissprung bei

den Wärmetauschern aussieht, wenn man in besonderen Fällen von diesen 5 K abweicht und evtl. 6 K oder (maximal!) 7 K oder auch 4 K wählt. Zudem ist zu erkennen, dass der maximale Unterschied in den Nutzwärmekosten im hier betrachteten Bereich nur ca. 0,5 Pfennige/kWh beträgt. Dies ist zwar nicht viel, aber in der Summe der Optimierungen ergeben mehrere dieser kleinen Werte letztlich die gewünscht kostengünstige Solarenergie. Zudem verdoppeln sich die gezeigten Effekte, wenn man beide Wärmetauscher berücksichtigt.

Die folgenden Ausführungen sollen zeigen, wie sich ein Wärmetauscher zwischen Solar- und Speicherladekreis im tatsächlichen Betrieb verhält und inwieweit die vorher berechneten Austrittstemperaturen bzw. die mittleren log. Temperaturdifferenzen und die spezifische Leistung erreicht werden. Wärmetauscher an dieser Systemstelle sind relativ leicht zu spezifizieren, da Pumpen sowohl auf ihrer Primär- als auch ihrer Sekundärseite nahezu konstante Volumenströme vorgeben.

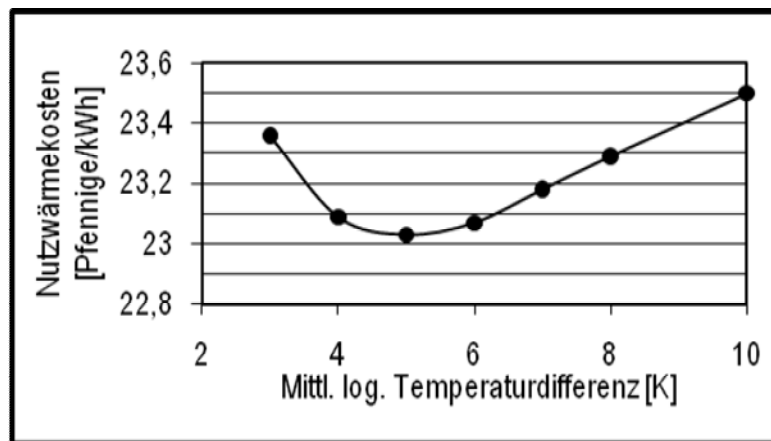


Abb. 6.11: Kosten der solaren Nutzwärme in Abhängigkeit von der mittl. log. Temperaturdifferenz des Wärmetauschers

Der hier vorgestellte einwegige Wärmetauscher (Alfa-Laval CB51-U60H) ist in der Anlage München-Baumgartnerstr. eingebaut (vgl. Kap. 10.1.2). Die Kollektorfläche beträgt 109 m². Der Wärmeträger auf der Primärseite des Tauschers besteht aus 40 % Ethylenglykol und 60 % Wasser, auf der Sekundärseite fließt Wasser. In Tab. 6.4 sind die Empfehlungen der ZfS, die Auslegung des Planers (Auslegungsprogramm von Alfa-Laval) sowie für drei Betriebspunkte die tatsächlichen Messwerte und die Ergebnisse der Nachrechnungen mit dem Auslegungsprogramm für die gemessenen Eintrittstemperaturen und Volumenströme (Eingabeparameter) gegenübergestellt.

In dieser Anlage hat der Ersteller einen von den oben beschriebenen Empfehlungen der ZfS abweichenden Wärmetauscher mit einer log. Temperaturdifferenz von 7,3 K bei einer spezifischen Kollektorkreisleistung von knapp 360 W/m² (39,1 kW bei 109 m² Kollektorfläche; vgl. Tab. 6.4) installiert. Die mittlere spez. Übertragungsleistung des Wärmetauschers liegt mit nur 49 W/K/m²_{KF} um den Faktor 2 schlechter als von uns empfohlen (100 W/K/m²_{KF}). Bei einer spezifischen Kollektorkreisleistung von 500 W/m²_{KF} (ca. Betriebspunkt 12:00 h in Tab. 6.4) stellt sich somit an diesem Tauscher ein $\Delta\theta$ von 10 K ein und nicht der von uns empfohlene Wert von 5 K. Dies führt, allein bedingt durch diesen einen schlechteren Wärmetauscher, zu einer Ertragseinbuße von ca. 4 % gegenüber unseren Empfehlungen. Erst mit diesem (kostengünstigen) Wärmetauscher (und anderen Abstrichen am System) konnte jedoch ein Angebotspreis erzielt werden, der (bei gleichbleibendem Garantieertrag!) zu akzeptablen Kosten für die solare Nutzwärme führte. Der Ersteller konnte trotz reduzierter Anforderungen an diese (und einige andere) Komponenten die ursprüngliche Ertragsgaran-

tie beibehalten, weil er diesen Wert relativ tief angesetzt hatte (u.M. nach ca. 10 % unter den echten Systemmöglichkeiten).

Tab. 6.4: Vergleich Auslegung und Nachrechnung Wärmetauscher mit realen Messwerten

Kollektorfläche: 109 m ²		Auslegungsvor- schlag (s. oben)	Auslegung des Planers	Messpunkt 9.00 h (Messwerte real)	Nachrechnung Messpunkt 9.00 h	Messpunkt 12.00h (Messwerte real)	Nachrechnung Messpunkt 12.00 h	Messpunkt 15.00 h (Messwerte real)	Nachrechnung Messpunkt 15.00 h
Einlauf primär ϑ_{1E}	°C	vgl. Aus- füh- rung oben	57,0	58,0	58,0	93,7	93,7	94,2	94,2
Auslauf primär ϑ_{1A}	°C		25,8	37,0	36,2	48,2	46,8	61,3	60,3
Einlauf sekundär ϑ_{2E}	°C		20,0	31,5	31,5	38,3	38,3	53,4	53,4
Auslauf sekundär ϑ_{2A}	°C		48,1	52,8	52,9	82,7	83,4	86,9	87,6
spez. Volumenstrom Koll.-F.	l/(m ² ·h)	15	11	10,9	10,9	10,7	10,7	11,2	11,2
Volumenstrom primär	m ³ /h	1,64	1,20	1,188	1,188	1,164	1,164	1,224	1,224
Druckverlust primär	mbar	100 max.	21,5	./.	20,3	./.	17,7	./.	19,0
Volumenstrom sekundär	m ³ /h	1,64	1,20	1,104	1,104	1,104	1,104	1,116	1,116
Druckverlust sekundär	mbar	100 max.	18,0	./.	15,0	./.	14,7	./.	14,7
Übertragungsleistung	kW	55	39,1	28,2	27,2	61,8	57,2	47,1	43,7
mittleres log. $\Delta\vartheta$	K	ca. 5	7,3	5,4	4,9	10,4	9,4	7,6	6,7
mittl. spez. Leist. pro m ² _{KF}	W/K/m ² _{KF}	100	49	48	51	55	56	57	60
k·A-Wert	kW/K	11	5,4	5,2	5,6	5,9	6,1	6,2	6,5

Aus Tab. 6.4 ist zu ersehen, dass der Druckverlust im Tauscher erheblich niedriger ist als der empfohlene Maximalwert. Dies ist bedingt durch die Wahl eines einwegigen Tauschers. Mit einem z.B. zweiwegigen Tauscher wäre bei einem höheren Druckverlust eine bessere Übertragungsleistung möglich gewesen. Der Vergleich der Planerauslegung mit den realen Messwerten in drei Betriebspunkten (9:00, 12:00 und 15:00 Uhr; vgl. Tab. 6.4) und den Nachrechnungen auf der Basis dieser Werte zeigt eine recht gute Übereinstimmung zwischen theoretischem und echtem Betriebsverhalten. Die realen mittl. log. Temperaturdifferenzen liegen um etwa 10 % (absolut: 0,5-1 K) höher als die vom Tauscher-Auslegungsprogramm berechneten. Da das Programm die übertragene Wärmeleistung leicht unterbewertet (ca. 5 % weniger als in der Realität), sind die in der Praxis erzielten k·A-Werte nur etwa 5 % niedriger als berechnet.

6.3.2 Auslegung des Wärmetauschers Pufferspeicher/Trinkwasserkreis

Wenn das Solarsystem mit einem trinkwassergefüllten Solar-Vorwärmespeicher ausgestattet ist (Kap. 3.1, Abb. 3.1 b und c), so ist die Auslegung des Wärmetauschers an der Schnittstelle zwischen Solarpuffer und Trinkwassersystem ähnlich der bereits oben beschriebenen. Vereinfachend enthalten sowohl der Primär- als auch der Sekundärkreislauf nunmehr jedoch Wasser. Als Auslegungsbedingungen können die in Tab. 6.5 aufgelisteten Werte angenommen werden. Auch hier wurden – wie beim Kollektorkreis – z.B. bei der primärseitigen Eintrittstemperatur nicht Maximalwerte sondern häufig auftretende Arbeitspunkte eingesetzt.

Tab. 6.5: Charakteristische Auslegungswerte für einen Wärmetauscher zwischen Solarpuffer und Trinkwasser-Vorwärmespeicher [Die Vorgabe zum Volumenstrom ist systemabhängig!]

	Primärseite (Solarpuffer)	Sekundärseite (Vorwärmsp.)
Auslegungs-Durchfluss (vgl. Tab.6.6)	<u>systemabh. Vorgabe: 1,5 m³/h (beide Seiten des WT etwa gleich)</u>	
mittleres log. $\Delta\theta$	<u>Ziel:</u> ca. 5 K (max. erlaubt ca. 5,3 K = 5 % höher)	
Temperatur Eintritt	Vorgabe: 50 °C	Vorgabe: 15 °C
Temperatur Austritt	Vorgabe: ca. 19,8 °C (evtl. var.)	Ergebnis WT-Progr.: ca. 44,8 °C
Druckverlust	Vorgabe (je nach Planerwunsch): z.B. max. 100 mbar	
Übertragungsleistung	<u>Ziel:</u> ca. 52 kW (Abweichung nach unten höchstens 5 %)	
k·A-Wert des WT	<u>Ziel: 10,4 kW/K (Abweichung nach unten höchstens 10%)</u>	

In Tab. 6.5 sind die für ein Wärmetauscher-Auslegungsprogramm notwendigen Eingaben grau hinterlegt und fett gedruckt. Da die Sekundärseite des Wärmetauschers nicht vom gezapften Trinkwasser durchströmt werden muss (der nahezu druckverlustlose Vorwärmespeicher liegt parallel dazu), kann ein WT mit relativ hohem Druckverlust (z.B. 100 mbar) und gutem Wärmeübergang eingesetzt werden. Die mittlere log. Temperaturdifferenz ergibt sich auch hier erneut aus dem Kompromiss zwischen möglichst geringem Verlust im Temperaturniveau und vertretbaren Kosten für den Tauscher (vgl. oben). Die sekundärseitige Wärmetauschereintrittstemperatur entspricht in etwa der Kaltwassertemperatur (kleiner Vermischungszuschlag). Die primärseitige Eintrittstemperatur orientiert sich an den in Low-Flow-Systemen im Sommer im Mittel erreichbaren Temperaturen im oberen Teil des Solarpuffers. Die Beachtung dieser Sommertemperatur ist wichtig, weil gerade im Sommer (hoher Solargewinn) die Energie möglichst gut abgeführt werden sollte. Sie ist aber nach oben meist dadurch begrenzt, dass auf der Primärseite des WT oft nur eine Maximaltemperatur von 65 °C zugelassen wird, um Verkalkung auf der Sekundärseite (Trinkwasser) vorzubeugen. Der gewählte Mittelwert von 50 °C berücksichtigt zudem auch strahlungsarme Zeiten im Sommer. Die Einlauftemperatur auf der Primärseite ist (im Gegensatz zum Wärmetauscher im Kollektorkreis) nicht volumenstromabhängig, da die zu übertragende Leistung nicht extern aufgezwungen wird (wie bei der Strahlung bzw. der Kollektorfelddleistung). Vielmehr bestimmt hier der gewählte Volumenstrom die zu übertragende Leistung. Letztlich muss dieser Volumenstrom also sinnvoll gewählt werden, damit der Verbraucher ausreichend mit Solarenergie versorgt werden kann und eine effiziente Entladung des Pufferspeichers gesichert wird. Anhand der folgenden Überlegungen soll versucht werden, die kritische Frage nach der zweckmäßigen Wahl des Volumenstroms (auf beiden Seiten des WT etwa gleich) zu beantworten. Da die Erfahrungen im Programm Solarthermie-2000 noch nicht sehr umfangreich sind, müssen die folgenden Ausführungen mit großem Vorbehalt gemacht werden. Sie sind durch künftige Ergebnisse noch abzusichern.

Sollte das WT-Berechnungsprogramm als Ergebnis einen Wärmetauscher vorschlagen, bei dem die Zielwerte (Mindestleistung, maximales mittleres $\Delta\theta$) um mehr als 5% schlechter liegen, so muss ein zweiter Auslegungsversuch mit leicht geänderten Temperaturverhältnissen (wir empfehlen, die primärseitige Austrittstemperatur zu variieren) durchgeführt werden, bis ein WT vorgeschlagen wird, der bezüglich der Leistung nicht zu stark nach unten und bezüglich der Temperaturdifferenz nicht zu weit nach oben abweicht (Effizienzverschlechterung). Abweichungen in die jeweils entgegengesetzte Richtung sind effizienzverbessernd (unkritisch), aber leider kostensteigernd. Der k·A-Wert sollte nicht unter den ange-

gebenen Minimalwert (knapp 10 % unter Zielwert) absinken. Da er aus dem Quotienten von Leistung und Temperaturdifferenz berechnet wird, ist klar, dass nicht z.B. die Leistung stark nach unten und gleichzeitig $\Delta\vartheta$ erheblich nach oben abdriften dürfen. Der kostenbewusste Planer wird jedoch auch prüfen, ob geringfügig (!) größere Abweichungen nach unten evtl. den Einsatz eines erheblich (!) preiswerteren WT ermöglichen.

Prinzipiell sollte die Leistung des Wärmetauschers so bemessen werden, dass in den meisten Zapfzeiträumen der Energiebedarf des Warmwassers möglichst weitgehend (soweit es die Temperaturen im Solarpuffer zulassen) gedeckt wird. Da der Solar-Vorwärm Speicher Zapfspitzen (wegen seines normalerweise kleinen Volumens allerdings nur beschränkt) abpuffern kann, ist eine Auslegung des Wärmetauschers auf Zapfspitzen nicht unbedingt notwendig. Diese Spitzen können vielmehr (in Relation zum Volumen des Pufferspeichers) für die Auslegung rechnerisch reduziert werden. Die Berücksichtigung extremer Zapfspitzen, die nur sehr selten auftreten, ist bei dieser Anlagenvariante nicht notwendig.

Nach Auswertung einiger Messergebnisse an Gebäuden mit relativ gleichmäßigem Tagesprofil (Wohngebäude, Krankenhäuser, Seniorenwohnheime etc.) im Programm Solarthermie-2000 haben wir festgestellt, dass – von Extremfällen abgesehen – die "üblichen" Zapfspitzen während eines Tages (Spitzen in m^3/h während einer Minute oder 30 Sekunden) im Bereich von 40 bis 20 % des Tagesverbrauchs (in m^3/d) liegen. (Beispiel: Tagesverbrauch: $10 \text{ m}^3/\text{d}$; übliche Zapfspitzen 30 %: $3 \text{ m}^3/\text{h}$.) Inwieweit für diese und völlig anders genutzte Gebäude (z.B. Sporthallen, Hallenbäder etc.) aus künftigen Daten besser abgesicherte Relationen abzuleiten sein werden, bleibt abzuwarten. Wir halten es für vertretbar, hier vorläufig die Empfehlung auszusprechen, in Gebäuden mit relativ gleichmäßiger Verteilung des Zapfverbrauchs während des Tages für "normale" Zapfspitzen (in m^3/h) mit ca. einem Drittel des Wertes für den Tagesverbrauch (in m^3/d) zu rechnen. Da auch diese "nor-

malen" Spitzen nicht oft auftreten und zudem der Solar-Vorwärm Speicher eine gewisse Glättungsfunktion erfüllt, halten wir bei Systemen mit Vorwärm Speicher (je nach Größe dieses Speichers) einen Volumenstrom von ca. 50-70 % der so abgeschätzten "Normalspitzen" für ausreichend. Der Druckabfall bei

Tab. 6.6: Rechengang zur Bestimmung des Soll-Durchflusses am Wärmetauscher zwischen Solarpuffer und Solar-Vorwärm Speicher

Tagesverbrauch	gemessener Wert	$7,5 \text{ m}^3/\text{d}$
"Normalspitzen"	ca. 1/3 Tagesverbrauch	$2,5 \text{ m}^3/\text{h}$
Soll-Durchfluss	60 (50-70)% "Normalspitze"	$1,5 \text{ m}^3/\text{h}$

diesem Auslegungsdurchfluss (Soll-Durchfluss) sollte nicht mehr als 100 mbar (beide Seiten) betragen, damit die Energieaufnahme der Pumpen nicht zu hoch wird. Der Druckverlust auf der Trinkwasserseite hat keinen Einfluss auf das Warmwassernetz, da parallel zum Wärmetauscher der nahezu druckverlustfreie Vorwärm Speicher liegt.

In Tab. 6.6 ist der Weg zur Abschätzung des Auslegungsdurchflusses durch diesen WT zusammengefasst. Es wird nochmals ausdrücklich betont, dass dieser Rechengang noch als vorläufig zu betrachten ist, da die Datenbasis sehr klein ist.

Wesentlich komplizierter sind die Verhältnisse an diesem Wärmetauscher, wenn er ohne Vorwärm Speicher an das Trinkwassernetz angekoppelt ist, also immer von der gerade gezapften Warmwassermenge durchströmt wird (vgl. Abb. 3.1a in Kap. 3.1). Hier muss der

Tauscher so ausgelegt werden, dass auch noch bei sekundärseitig geringen Durchflussmengen ein guter Wärmeübergang stattfindet. Gleichzeitig darf bei hohem Durchsatz (auch bei Extremspitzen!) der Druckabfall nicht so groß werden, dass der Druck im Warmwassernetz zusammenbricht. Der Durchsatz auf der Primärseite sollte möglichst stufenlos (geregelter Pumpe; vgl. Kap. 6.7.3) dem auf der Sekundärseite angepasst werden, damit sowohl primärseitig eine gute Abkühlung als auch eine gute Erwärmung auf der Sekundärseite stattfindet.

Für die Temperaturverhältnisse gelten die gleichen Auslegungsbedingungen wie beim Wärmetauscher mit Vorwärm Speicher. Wesentliche Änderungen ergeben sich jedoch bei der Definition des Auslegungs-Volumenstroms und des erlaubten Druckverlusts in diesem Arbeitspunkt, die sich auch auf unsere Empfehlung bezüglich des mittleren $\Delta\theta$ auswirken.

Da das gezapfte Warmwasser immer durch den Wärmetauscher fließen muss (ein Vorwärm Speicher als druckverlustfreier Bypass fehlt), muss der Wärmetauscher auf den vom Betreiber oder Planer vorgegebenen maximal erlaubten Druckverlust beim Auftreten des höchsten Wertes für den Durchfluss ausgelegt werden. Diese Extremspitze (kurzzeitig für wenige Sekunden auftretende Spitze in m^3/h) hängt sehr stark von der Nutzung des Objektes ab. Sie kann bei Sporthallen, die fast nur abends genutzt werden, bei einem Mehrfachen des Tagesverbrauchs (m^3/d) liegen. Uns scheint es bei Solaranlagen ohne Vorwärm Speicher unumgänglich, die Verbrauchswerte mit Hilfe eines Dataloggers in kurzen Summenwerten zu erfassen und dann auf Stundendurchsatz (m^3/h) umzurechnen. (Beispiel: Messung von 1 m^3 in 1 Minuten; Multiplikation mit 60 ergibt den Stundenwert dieser 1-min-Spitze von 12 m^3/h .) Bei Gebäuden mit relativ gleichmäßigem Verbrauch während des Tages scheint es nach dem Sichten der bisher vorliegenden (wenigen!) Daten so zu sein, dass die kurzzeitige Spitze (in m^3/h) bei etwa 50-80 % des Tagesverbrauchs (m^3/d) liegt. (Beispiel: Tagesverbrauch: 10 m^3/d ; Kurzzeitspitze: 5-8 m^3/h .) Diese Werte müssen aber durch künftige Untersuchungen noch abgesichert werden. Erlaubt man bei den 5-min-Extremspitzen nur 100 mbar Druckabfall, so dürften auch bei durchaus möglichen höheren Spitzen, die in noch kürzeren Zeiträumen evtl. auftreten können, keine Probleme zu erwarten sein.

Würde man den Wärmetauscher aber auch bezüglich der Leistung und der mittleren log. Temperaturdifferenz auf diesen Extremdurchsatz auslegen, müsste man ihn sehr groß dimensionieren. Zudem besteht dann die Gefahr, dass bei niedrigen Volumenströmen die Übertragungseigenschaften wegen geänderter Strömungsverhältnisse stark einbrechen.

Tab. 6.7: Rechengang zur Bestimmung von Soll-Durchfluss und Extremspitze am Wärmetauscher zwischen Solarpuffer und Trinkwasserleitung

Tagesverbrauch	gemessener Wert	7,5 m^3/d
"Normalspitzen"	ca. 1/3 Tagesverbrauch	2,5 m^3/h
Soll-Durchfluss	80 (70-80)% "Normalspitze"	2 m^3/h
Extremspitze	ca.65 (50-80)% Tagesverbr.	5 m^3/h

Während also bezüglich des Druckverlustes die extremen Durchflussspitzen berücksichtigt werden müssen, sollte bezüglich der sonstigen Auslegung des Wärmetauschers (ähnlich wie oben erläutert) wieder ein Kompromisswert für den Auslegungsdurchsatz gesucht werden.

Als (vorläufige) Faustformel kann wieder angenommen werden, dass in Gebäuden mit relativ gleichmäßigem Tages-Zapfprofil die kurzzeitigen "Normalspitzen" (ca. 1-min-Summen in m^3/h) bei einem Drittel des Tagesverbrauchs (m^3/d) liegen. Auch hier treten diese "Nor-

malspitzen" nicht sehr oft auf, so dass eine Reduzierung des Wertes erlaubt ist, ohne dass der Wärmetauscher zu oft mit zu hohem mittleren log. $\Delta\theta$ arbeitet. Allerdings kann hier der Abschlag nicht so groß sein wie bei Systemen mit glättendem Solar-Vorwärmespeicher. Wir schlagen hier daher nur eine Reduzierung auf 70-80 % der "Normalspitze" vor. Der Rechengang ist Tab. 6.7 zu entnehmen.

Wie man erkennt, ist hier der Soll-Durchfluss (Auslegungsdurchfluss) erheblich höher als bei dem gleich großen System mit Vorwärmespeicher. Würde man hier die Forderung nach einem maximalen mittleren log. $\Delta\theta$ von 5 K aufrechterhalten, so müsste der Wärmetauscher sehr groß (und teuer) werden. Wir reduzieren daher hier die Anforderungen und schlagen ein maximales $\Delta\theta$ von 6 K vor. Tab. 6.8 enthält alle vorgeschlagenen Werte.

Tab. 6.8: Charakteristische Auslegungswerte für einen Wärmetauscher zwischen Solarpuffer und Trinkwasserleitung (ohne Vorwärmespeicher)

	Primärseite (Solarpuffer)	Sekundärseite (Trinkwasser)
Auslegungs-Durchfluss (vgl. Text); Vorgabe systemspezifisch!	Vorgabe: 2 m³/h (Faktor 2,5 unter Extremspitze; vgl. Text) (beide WT-Seiten ≈ gleich; primär: geregelte Pumpe)	
mittleres log. Δθ	<u>Ziel:</u> ca. 6 K (max. 6,3 K = 5 % höher)	
Temperatur Eintritt	Vorgabe: 50 °C	Vorgabe: 15 °C
Temperatur Austritt	Vorgabe: 20,8°C (evtl.var.)	Ergebn. WT-Progr.:ca. 43,8°C
Druckverlust bei Auslegungs-Durchsatz	Vorgabe: max. ca. 20 mbar (<u>wichtig: vgl. Text!!</u>)	
Übertragungsleistung	<u>Ziel:</u> 68 kW (Abweichung nach unten höchstens 5 %)	
k·A-Wert des WT	<u>Ziel:</u> 11,3 kW/K (Abweichung nach unten höchstens 10 %)	
WICHTIG!! Randbedingungen für Druckverlustberechnung bei extremer Zapfspitze (vgl. Text)		
Durchsatz bei extremer Zapfspitze (vgl. Text)	5 m³/h (hierfür <u>unbedingt</u> Druckabfall rechnen! < Max.!!)	
max. erlaubter Druckverlust bei extremer Spitze	<u>Grunddefinition!!</u> beispielhaft: 100 mbar (vgl. Text)	

Der Druckabfall in dem vom Auslegungsdurchfluss bestimmten Arbeitspunkt muss gegenüber dem erlaubten Druckabfall bei der Extremspitze reduziert werden. In erster Näherung kann man für die Praxis annehmen, dass bei Halbierung des Durchsatzes der Druckverlust um etwa den Faktor 3,5-4 abnimmt, bei einer Drittelung um etwa den Faktor 7-8. Liegt der Auslegungsvolumenstrom wie hier um den Faktor 2,5 unter dem Extremvolumenstrom, so empfiehlt sich eine Reduzierung des max. erlaubten Druckverlustes um den Faktor 5-5,5 für eine erste Versuchsrechnung. Eine Nachrechnung des WT für den Extremdurchsatz muss anschließend unbedingt durchgeführt werden, damit geprüft werden kann, ob der erlaubte Druckverlust im Extremfall wirklich nicht überschritten, aber doch in etwa erreicht wird. Ggf. ist die Rechenprozedur mit einem anderen WT erneut durchzuführen, bis befriedigende Ergebnisse erreicht werden. Wird auf der Primärseite des WT eine geregelte Pumpe eingesetzt, so ist es ausreichend, wenn ihr Maximaldurchsatz den Solldurchsatz auf der Sekundärseite erreicht. Sie muss nicht auf die sekundärseitige Extremspitze ausgelegt werden. Bezüglich der tolerierbaren Abweichungen bei Leistung, $\Delta\theta$ und k·A-Wert sowie einer evtl. notwendigen Zweitauslegung gilt das weiter oben bereits Gesagte.

An einem Beispiel soll ein solcher Wärmetauscher ausgelegt und für verschiedene Volumenströme durchgerechnet werden.

Tagesverbrauch Warmwasser (Durchfluss Sekundärseite des Wärmetauschers): 14 m³/d
 "normale" Zapfspitzen (gemessen): 5,3 m³/h (ca. 38% des Tagesverbrauchs in m³/d)
 Auslegungsdurchsatz sekundärseitig (berechnet als 80 % der "normalen" Spitzen): 4,2 m³/h
 Extreme Zapfspitze (gemessen): 8,9 m³/h (ca. 64% des Tagesverbrauchs)
 Vorgabe für max. Druckabfall bei Extremspitze: ca. 100 mbar (Annahme)
 Drehzahlgeregelte Pumpe auf der Primärseite; Durchfluss max. 4,2 m³/h
 Reduz. Druckabfall bei Auslegungsdurchsatz: 25 mbar (Reduziert gegenüber Wert bei Extremspitze um Faktor 4, da Auslegungsdurchsatz Faktor 2,1 kleiner als Extremdurchsatz)

Tab. 6.9: Vergleich Auslegung Wärmetauscher und Nachrechnung für unterschiedliche Volumenströme auf der Trinkwasserseite (Wärmetauscher stets zwangsdurchflossen vom gesamten gezapften Warmwasser; System ohne Vorwärmespeicher)

		Vorgaben (Ziele) für Auslegung WT	vom Programm vorgeschlag. WT	Nachrechnung für 2 m ³ /h	Nachrechnung für 1 m ³ /h	Nachrechnung für 0,5 m ³ /h	Nachrechnung für 0,2 m ³ /h	Nachrechnung für "normale" Spitze	Nachrechnung für extreme Zapfsp.
θ _{1E}	°C	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
θ _{1A}	°C	20,8	20,8	19,5	18,5	17,7	17,6	18,4	16,0
θ _{2E}	°C	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
θ _{2A}	°C	(43,8)	43,8	45,1	46,1	46,9	47,0	39,7	30,8
Volumenstrom primär	m ³ /h	4,2	4,2	2,0	1,0	0,5	0,2	4,2	4,2
Druckverlust primär	mbar	100 max	24	6,2	2,0	0,7	0,2	24,4	24,9
Volumenstrom sekundär	m ³ /h	4,2	4,2	2,0	1,0	0,5	0,2	5,3	8,9
Druckverlust sekundär	mbar	25 max	25	6,4	2,1	0,8	0,2	38,7	102,3
Leistung	kW	(142)	140,5	69,9	36,1	18,5	7,4	152,1	163,7
mittl. log. Δθ	K	(6)	6	4,7	3,7	2,9	2,8	6,2	6,2
k·A-Wert	kW/K	(23,7)	23,4	14,9	9,8	6,4	2,6	24,5	26,4

Auf der Basis der Auslegungsdaten (grau hinterlegt und fett gedruckt in Tab. 6.9; eingeklammerte Werte werden nicht für die Auslegung benötigt, dies sind Zielwerte) schlug das Auslegungsprogramm des WT-Herstellers einen Wärmetauscher mit den in Tab. 6.9. aufgeführten Betriebswerten im Arbeitspunkt vor. Die geforderten Zielwerte (Leistung, mittl. log. Δθ, k·A-Wert) werden fast genau eingehalten (vgl. Tab. 6.8; erlaubte Abweichungen). Die Nachrechnung für den sekundärseitigen Extremdurchsatz (Spalte ganz rechts in Tab. 6.9) ergab einen Druckverlust von 102,3 mbar. Dieser Wert liegt geringfügig (aber sicher tolerierbar wenig) über dem erlaubten Maximalwert. Der Wärmetauscher erfüllt also die gesetzten Randbedingungen. Wäre der Druckverlust bei der Extremspitze zu hoch, müsste man den Auslegungsverlust auf (in diesem Beispiel) 24 mbar vermindern und neu auslegen.

Anschließend wurde der Volumendurchsatz durch beide Seiten des Wärmetauschers (primärseitig geregelte Pumpe mit max. 4,2 m³/h) in einigen Schritten jeweils um den Faktor von etwa 2 reduziert, damit festgestellt werden konnte, wie das Übertragungsverhalten des Tauschers bei geringen Durchsätzen ist. Der Wärmetauscher scheint gut ausgewählt zu sein, da bis zu einer Durchströmung von 0,5 m³/h (entspricht ca. 12 % des Auslegungsdurchsatzes) der k·A-Wert und auch Δθ gleichmäßig mit dem Durchsatz abfallen. Erst bei 0,2 m³/h

bricht der $k \cdot A$ -Wert stärker ein, weil $\Delta\theta$ nicht weiter zurückgeht. Bei einem etwas geringeren Durchsatz als $0,5 \text{ m}^3/\text{h}$ scheint also die Strömung vom turbulenten zum laminaren Zustand umgekippt zu sein, zumindest haben sich ab diesem Punkt die Tauschereigenschaften erheblich verschlechtert. Wenn man annimmt, dass dieser Umschlagpunkt bei $0,5 \text{ m}^3/\text{h}$ liegt (entspricht ca. dem Durchfluss eines voll geöffneten Wasserhahns), so kann man sicher sagen, dass dieses Verhalten nicht kritisch ist, da die bei diesen geringen Zapfdurchflüssen zu übertragende Energie nur einen geringen Anteil an der Gesamtübertragung ausmacht.

Bisher konnten wir allerdings nicht in Erfahrung bringen, ob ein derartiger Strömungsumschlag überhaupt in dem Auslegungsprogramm berücksichtigt ist. Wir würden es sehr begrüßen, wenn die Tauscherhersteller einen Minstdurchsatz für ihre Wärmetauschertypen angeben würden, unterhalb dem evtl. mit stark verschlechtertem Wärmeübertragungsvermögen zu rechnen ist, und wenn die Auslegungsprogramme klare Warnhinweise gäben.

6.4 Pumpen

Bei der Auswahl der Pumpen sind die folgenden Punkte zu berücksichtigen:

- Die geplanten Werte für Volumenstrom und Förderhöhe müssen erreicht werden.
- Sie muss für das Fördermedium geeignet sein
(im Kollektorkreis für Wasser/Glykol-Gemische: 50 %/50 %).
- Sie muss ausreichend temperaturfest sein (z.B. ca. $130 \text{ }^\circ\text{C}$ im Kollektorkreis).
- Sie soll im vorgesehenen Betriebspunkt mit gutem Wirkungsgrad laufen.
- Sie soll dauerstandsfest bei relativ häufigen Schaltvorgängen sein.
- Sie soll preislich in einem akzeptablen Rahmen bleiben.

Beim Sichten der Pumpenkataloge stellt man schnell fest, dass nur wenige Pumpen alle oben aufgeführten Kriterien gleichermaßen gut erfüllen. Besondere Probleme wirft hier die Auslegung einer Pumpe für den Kollektorkreis auf, da hier (besonders bei Low-Flow-Anlagen) einem geringen Volumenstrom eine große Förderhöhe gegenübersteht. Zudem ist eine Temperaturfestigkeit von $130 \text{ }^\circ\text{C}$ und die Eignung für Glykolgemische gefordert. Die weiteren Ausführungen beziehen sich wegen der besonderen Probleme deshalb nur auf die Auslegung einer Pumpe im Kollektorkreis. An die anderen Pumpen in den Pufferspeicherlade- und -entladekreisen werden keine besonderen Anforderungen gestellt; sie können wie in der konventionellen Heizungschnik ausgelegt werden.

In einigen von uns betreuten Anlagen konnte durch Messungen festgestellt werden, dass der projektierte Volumendurchsatz durch das Kollektorfeld nicht erreicht wurde. Bei der Suche nach den Ursachen zeigte sich, dass es Schwierigkeiten macht, den Druckverlust im Kollektorkreis hinreichend genau zu berechnen. Zunächst muss natürlich der Druckverlust in den Kollektoren gemäß Herstellerangabe berücksichtigt werden. Dazu kommen die Verluste in der Verrohrung und im Wärmetauscher. Die Druckverlustberechnung für das gerade Rohr ist einfach, wenn die Rohrabmessungen und das Medium (Glykolgemisch) bekannt sind, doch schon bei der Anzahl der zu erwartenden Rohrbögen, Abzweigen und Einbauten kommt es zu Unsicherheiten. Erst bei Kenntnis des wirklich auftretenden Gesamt-Druckverlustes im Kreis kann die Pumpe ausgewählt werden.

Am Beispiel einer Solaranlage mit 100 m^2 Kollektorfläche und Low-Flow-Betrieb wird die Problematik gezeigt:

Die Pumpe für den Kollektorkreis soll für einen Volumenstrom von $1,2 \text{ m}^3/\text{h}$ entsprechend einem spezifischen Durchsatz durch das Kollektorfeld von $12 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ und eine Temperaturfestigkeit bis 130°C ausgelegt werden. Aus der Berechnung für den Druckverlust im Kollektorkreis ergibt sich ein Wert von 8 m für die notwendige Förderhöhe. Die von einem Pumpenhersteller zur Verfügung gestellte Auslegungssoftware [29] erstellte eine Liste der angeblich für diese Betriebsbedingungen geeigneten Pumpen. Die Überprüfung dieser Liste ergab jedoch sehr schnell, dass ein Teil der vorgeschlagenen Pumpen entweder für Temperaturen bis 130°C nicht zugelassen ist oder den geforderten Betriebspunkt (Volumendurchsatz $1,2 \text{ m}^3/\text{h}$ bei 8 m Förderhöhe) überhaupt nicht erreichen kann. Vorgeschlagene Inlinepumpen liegen im Preis um ein Mehrfaches über den Normalpumpen.

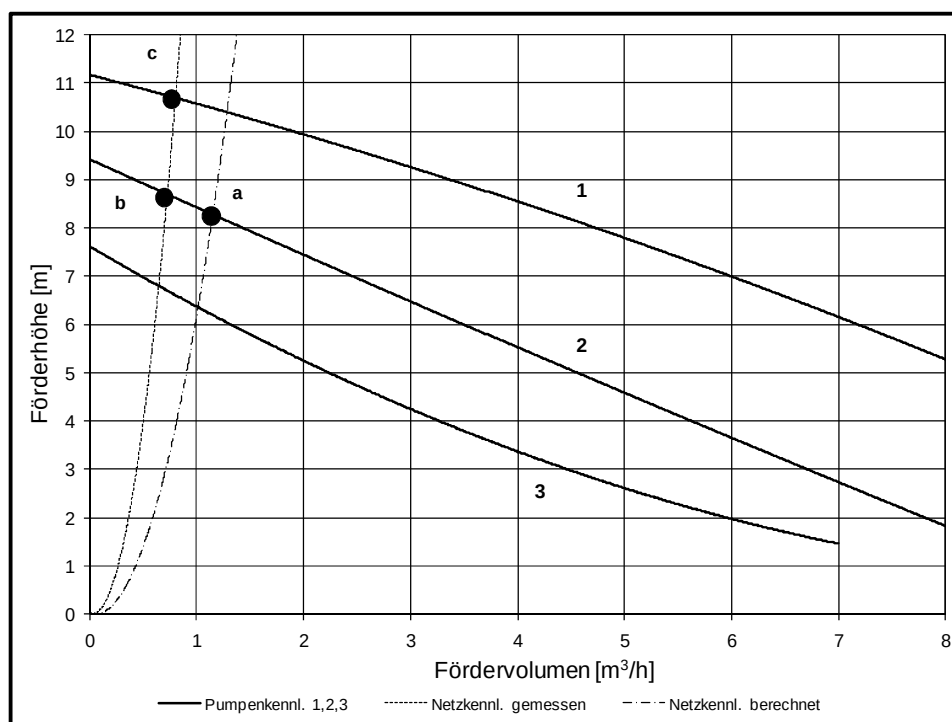


Abb. 6.12: Pumpenkennlinien sowie berechnete und reale Netzkennlinien mit berechnetem und gemessenem Betriebspunkt

Abb. 6.12 zeigt die Betriebscharakteristik der Pumpe, die von den vorgeschlagenen am ehesten den geforderten Werten entspricht.

Da die Kollektorkreiskennlinie (Netzkennlinie) sehr steil verläuft, liegt ihr Schnittpunkt mit der Pumpenkennlinie weit links im Diagramm (Betriebspunkt a, Pumpenstufe 2). Dies hat aber zur Folge, dass bei einem nur geringen Überschreiten des berechneten Druckverlustes im

realen Betrieb eine (prozentual) große Abweichung vom geforderten Volumenstrom eintritt. Wird die berechnete Förderhöhe von 8 m im realen Betrieb um nur $0,5 \text{ m}$ (ca. 6%) überschritten, so läuft der Betriebspunkt auf der Pumpenkennlinie nach links zu erheblich geringeren Volumenströmen. In unserem Beispiel stellen sich mit $0,7 \text{ m}^3/\text{h}$ nur noch knapp 60% des geforderten Volumenstromes ein (Betriebspunkt b). Die Leistungsfähigkeit der Solaranlage sinkt dann durch wachsende thermische Verluste (höhere Arbeitstemperatur des Kollektors) und verringerte Übertragungsleistung des Wärmetauschers (Verminderung der Strömungsgeschwindigkeit im Wärmetauscher, dadurch Verschlechterung des inneren Wärmeübergangs). Bei einer derart steilen Rohrnetzkennlinie kann das Problem durch Umschalten auf eine höhere Pumpenstufe mit mehr Leistung kaum gelöst werden. Ein Wechsel

in die höchste Pumpenstufe (1) lässt die Förderhöhe zwar auf etwa 10,5 m ansteigen, der Durchfluss erhöht sich aber nur unwesentlich (Punkt c in Abb. 6.12). Damit wird das Ziel, den Auslegungsvolumenstrom zu erreichen, verfehlt.

Die Pumpe läuft zudem in einem Bereich mit schlechtem Wirkungsgrad bei unnötig hohem Energieeinsatz. Erwünscht ist der Betrieb einer Pumpe etwa im mittleren Drittel der Pumpenkennlinie (in diesem Fall bei etwa 4 bis 7 m³/h in der höchsten Stufe), da hier der Wirkungsgrad der Pumpe am besten ist. (In Abb. 6.12 ist der rechte Bereich der Pumpenkennlinie für die Stufe 1 (bis etwa 11 m³/h) abgeschnitten.) Der optimale Wirkungsgrad (Förderleistung/el. Wirkleistung) üblicher Heizungspumpen liegt bei der höchsten Pumpenstufe in etwa der Mitte der Kennlinie. Er beträgt dort ungefähr 25-35 % je nach Pumpe in dem hier betrachteten Leistungsbereich (ca. 200 - 500 W_{el}). Der Wirkungsgrad sinkt zu den Rändern der Kennlinie hin stark bis auf etwa 10 % ab. Er sinkt auch, wenn die Pumpe in eine schwächere Stufe geschaltet wird. Im hier betrachteten Fall dürfte die Pumpe mit einem Wirkungsgrad von 10 bis maximal 15 % arbeiten. Wir halten einen solchen Wert für nicht vertretbar. Anstrengungen zur prinzipiellen Verbesserung des Wirkungsgrades von Pumpen sind daher dringend notwendig. Zusätzlich wäre zu wünschen, dass Pumpenhersteller auch bereit sind, spezielle Pumpen für die Kollektorkreise von thermischen Solaranlagen zu entwickeln, die bei den dort vorliegenden (und beispielhaft oben gezeigten) Arbeitsbedingungen einen guten Wirkungsgrad (> 50 %) aufweisen. Es erscheint uns irgendwie paradox, mit einer Solaranlage zur Energieeinsparung und zum Umweltschutz beitragen zu wollen, und gleichzeitig zum Betrieb solcher Systeme "Energievernichtungsmaschinen" (Pumpen mit miserabilem Wirkungsgrad) einsetzen zu müssen. Das Energieeinsparpotential im Bereich der Pumpen ist riesig, wenn man an die gewaltige Zahl von Pumpen denkt, die in allen möglichen Bereichen eingesetzt sind. Es ist lobenswert, dass derzeit zumindest ein Forschungs- und Entwicklungsprojekt in dieser Richtung vom BMWi gefördert wird /30/.

Aus den obigen Betrachtungen folgt aber – zumindest derzeit noch – für die Solartechnik, dass man schon bei der Planung der Solaranlage darauf achten muss, zu hohen Druckverlust im Kollektorkreis (in Relation zur Fördermenge) zu vermeiden. Das Durchströmen mehrerer Kollektoren in Reihe ist bei Low-Flow-Systemen zwar prinzipiell gewünscht (vgl. Kap. 6.1.3), jedoch muss die Anzahl der in Reihe geschalteten Kollektoren in Grenzen bleiben. Auch der Wärmetauscher muss im Hinblick auf nicht zu hohen Druckverlust (vgl. Kap. 6.3.1) ausgewählt werden. Allerdings muss auch sichergestellt sein, dass im Wärmetauscher noch turbulente Strömung vorliegt. Gleichzeitig ist darauf zu achten, dass während des Anlagenbetriebs die Druckverluste nicht ansteigen (regelmäßige Reinigung der Schmutzfänger und Filter im Solarkreis, Entlüftung des Kollektorfeldes). Ein Abdrosseln von Teilkollektorfeldern zum Erreichen gleichmäßiger Durchströmung sollte nur im unbedingt notwendigen Maß erfolgen. In vielen Fällen kann eine sorgfältige Verrohrungsberechnung derartige Drosselventile weitgehend ersetzen /27/.

Es ist ohne Zweifel sinnvoll, den Volumenstrom im Kollektorkreis durchgehend zu erfassen, damit festgestellt werden kann, ob der Durchfluss dem Planwert entspricht oder ob er sich im Laufe der Zeit evtl. ändert (Hinweis auf Filterverschmutzung o.ä.).

Die Auslegung der anderen im Solarsystem benötigten Pumpen (Speicherladekreis, Speicherentladekreis) bereitet weit weniger Probleme, da hier erheblich geringere Förderhöhen bei ähnlichen großen Volumenströmen wie im Kollektorkreis zu überwinden sind. Die Betriebspunkte liegen also mehr im mittleren Bereich der Pumpenkennlinie, wodurch sich ein im Betrieb gegenüber der Berechnung evtl. etwas höherer Druckverlust nicht so stark auf das Fördervolumen auswirkt. Zudem ist die Berechnung der Druckverluste in diesen Kreisen weitaus einfacher als im Solarkreis. Die Komponente mit dem höchsten Druckverlust ist i.d.R. der Plattenwärmetauscher; hier geben die Rechenprogramme für die Tauscher bzw. die Auslegung durch die Hersteller ausreichend Sicherheit. Für Systeme ohne solaren Vorwärmespeicher muss lediglich die Pumpe im Entladekreis des Pufferspeichers noch besonders sorgfältig bezüglich ihres regelbaren Durchflussbereichs ausgewählt werden.

6.5 Ausdehnungsgefäße

In einer großen Solaranlage mit Pufferspeicher sind je ein Ausdehnungsgefäß für den Kollektorkreis und für den Pufferspeicher vorzusehen. Das Ausdehnungsgefäß für den Pufferspeicher soll ein Ansprechen des Sicherheitsventils bei Aufheizung vermeiden. Seine Auslegung sollte keine Schwierigkeiten bereiten, da die Dimensionierungsmethode aus der konventionellen Heizungstechnik bekannt ist /N15/.

Anders stellt sich die Situation beim Ausdehnungsgefäß des Kollektorkreises dar. Vor einer Dimensionierung ist zunächst die Frage zu beantworten, welche Strategie bei der Umsetzung der Eigensicherheit der Solaranlage gewählt werden soll. Die DIN 4757 Teil 1 /N13/ fordert hier in den Absätzen 2.4 und 3.8, dass die Solaranlagen eigensicher ausgeführt werden müssen. Eigensicher im Sinne der Norm ist eine Anlage, wenn "anhaltende Wärmeaufnahme ohne Wärmeverbrauch nicht zu einem Störfall führt, dessen Behebung über den üblichen Bedienungsaufwand hinausgeht". Um der Forderung der Norm gerecht zu werden, sind zwei Strategien möglich:

1. Die Anlage wird so ausgeführt, dass auch bei anhaltender Wärmeaufnahme ohne Wärmeverbrauch ein Ansprechen des Sicherheitsventils im Solarkreis mit Sicherheit verhindert wird. Dabei spielt die Dimensionierung des Ausdehnungsgefäßes die entscheidende Rolle. Das Expansionsgefäß muss hier nicht nur die Volumendehnung des Wärmeträgers durch die Temperaturzunahme aufnehmen (so wie dies auch in jeder Heizungsanlage der Fall ist), sondern auch das gesamte Füllvolumen des Kollektorfeldes, da bei einem anhaltenden Anlagenstillstand bei voller Einstrahlung mit dem Verdampfen des gesamten Wärmeträgers im Kollektorfeld gerechnet werden muss. Die Volumenvergrößerung durch das Verdampfen ist dabei erheblich stärker als diejenige durch die Wärmeausdehnung der Flüssigkeit. Die Expansionsgefäße werden dadurch erheblich größer als in der konv. Heizungstechnik. Da die üblichen Wärmeträger auf Glykolbasis nur eine begrenzte Temperaturfestigkeit haben, ist der Anlagenenddruck auf die maximal erlaubte Wärmeträgertemperatur auszulegen. Für einen Wärmeträger, dessen Temperaturgrenze bei 150 °C liegt, bedeutet dies, dass auch der Siedepunkt nicht höher als 150 °C liegen darf, entsprechend ist der Anlagenenddruck durch die Dimensionierung des Expansionsgefäßes einzustellen.

2. Die Anlage wird so ausgeführt, dass bei anhaltender Wärmeaufnahme ohne Wärmeverbrauch ein Ansprechen des Sicherheitsventils im Solarkreis durchaus in Kauf genommen wird. Damit für den Betreiber daraus aber kein Störfall im Sinne der DIN 4757 Teil 1 wird, muss eine Wiederbefüllung nach ausreichendem Absinken der Wärmeaufnahme (also nach starkem Rückgang der Sonnenstrahlungsintensität) oder bei wieder einsetzendem Wärmeverbrauch automatisch erfolgen. Das Expansionsgefäß ist in diesem Falle lediglich auf die Aufnahme der Volumendehnung des Wärmeträgers durch die Temperaturerhöhung im Kollektorkreis auszulegen. Zusätzlich ist dann aber ein größeres Auffanggefäß mit Einrichtungen zur kontrollierten und sicheren Expansion des Wärmeträgers (Abscheidetöpfe, Wrasenabzug etc.) notwendig. Eine Anlage, in der die Eigensicherheit auf diese Art erreicht wird, kann unserer Meinung nach nicht als eigensicher im strengen Sinne der DIN 4757 betrachtet werden. Bei einem eventuellen Ausfall der automatischen Befüllung geht sie nämlich nicht wieder in Betrieb, jedoch ist die Anlage deshalb nicht unsicherer als eine "echt" eigensichere mit ausreichend großem Ausdehnungsgefäß. Bei der Wartung der Anlage ist aber im Vergleich zu Lösung 1) ein höherer Kontrollaufwand notwendig, da eine Regelung mit Drucksensor, Temperaturfühler und Pumpe notwendig ist.

Bei Kleinanlagen wird man i.d.R. die Eigensicherheit nach Punkt 1 durch ein ausreichend bemessenes Expansionsgefäß herstellen. Wenn während der Ferienzeit im Sommer kein Verbrauch auftritt, wird die Anlage sonst oft abblasen. Bei Großanlagen, die meist auch im Sommer über eine ausreichende Wärmeabnahme verfügen, kann die Lösung mit kontrolliertem Abblasen und automatischer Wiederbefüllung günstiger sein, zumal die Regelung – anders als in Privathäusern – durch das haustechnische Personal überprüft werden kann.

Weiter ist zu beachten, dass die Expansionsgefäße nur für eine Temperatur von 120 °C bauartzugelassen sind, die Membran im Gefäß sogar für nur 70 °C ausgelegt ist. Es wird deshalb in den Bauartzulassungen der Kollektoren gefordert, das Expansionsgefäß so einzubauen, dass der Inhalt der Leitungen zwischen den Kollektoren und dem Expansionsgefäß mindestens 50 % der Aufnahmefähigkeit des Expansionsgefäßes beträgt. Ist dies nicht der Fall, so muss zum Schutze des Expansionsgefäßes ein Vorschaltgefäß eingebaut werden. Wir raten in jedem Fall dazu, das Ausdehnungsgefäß in die i.d.R. kältere Rücklaufleitung vom Wärmetauscher zu den Kollektoren einzubauen und zusätzlich eine längere Anschlussleitung vom Kollektorkreis zum Gefäß vorzusehen.

Das Expansionsgefäß ist nicht nur für die Eigensicherheit des Solarkreises wichtig, es muss auch verhindern, dass bei Abkühlung des Kollektorkreises Luft durch undichte Entlüfter oder Verschraubungen eingesaugt wird. Wie beim Heizungssystem auch, muss das "Atmen" der Anlage und damit das Eindringen von Sauerstoff verhindert werden. Dazu muss der Vordruck des Expansionsgefäßes unter Berücksichtigung der geodätischen Höhe so eingestellt sein, dass an der höchsten Stelle des Systems (normalerweise das Kollektorfeld) der Wärmeträger auch im kalten Zustand immer noch einen Überdruck von etwa 1 bar hat.

Aus dem oben Gesagten ergeben sich nun die Eckpunkte für die Dimensionierung des im Keller aufgestellten Expansionsgefäßes: Vordruck, Enddruck, aufzunehmendes Volumen durch Wärmedehnung und Verdampfung. Anhand eines vereinfachten Beispiels soll der Rechengang dargestellt werden.

Anlagedaten für Beispielaufgabe

geodät. Höhe Kollektorfeld über Expansionsgefäß:	$p_{k,geo} = 3 \text{ bar}$ (entspricht 30 m)
max. Stillstandstemperatur der Kollektoren:	189 °C
max. zulässige Temperatur des Wärmeträgers:	150 °C (darüber: Verdampf.)
Füllvolumen nur der Kollektoren:	43,2 l
Füllvol. des gesamten Kollektorkreises mit Kollektoren:	113 l
Anlagenvordruck im Kollektorfeld $p_{k,vor}$ (kalt):	$p_{k,vor} = 1 \text{ bar}_{\ddot{u}}$
Anlagenenddruck im Kollektorfeld $p_{k,end}$ (warm):	$p_{k,end} = 3 \text{ bar}_{\ddot{u}}$
Anlagenvordruck am Expansionsgefäß p_0 (kalt):	$p_0 = 4 \text{ bar}_{\ddot{u}}$ ($p_{k,vor} + p_{k,geo}$)
Anlagenenddruck am Expansionsgefäß p_e (warm):	$p_e = 6 \text{ bar}_{\ddot{u}}$ ($p_{k,end} + p_{k,geo}$)
Ansprechdruck Sicherheitsventil unten:	6,6 bar _ü (ca. 10% über p_e)
Volumendehnung des Füllvolumens Kollektorkreis:	12,7 l (von 10 °C auf 150 °C)
Aufzunehmendes Volumen bei Anlagenenddruck:	$V_{ges} = 43,2 \text{ l} + 12,7 \text{ l} = 55,9 \text{ l}$

Druckfaktor: $D_f = (p_e - p_0)/(p_e + 1) = (6 \text{ bar}_{\ddot{u}} - 4 \text{ bar}_{\ddot{u}})/(6 \text{ bar}_{\ddot{u}} + 1) = 0,286$

Mindestgröße Expansionsgefäß: $V_n = V_{ges}/D_f = 55,9 \text{ l}/0,286 = 196 \text{ l}$

Gewähltes Expansionsgefäß: 200 l

Für das notwendige Volumen des Expansionsgefäßes ist neben dem Füllvolumen die Wahl des Anlagenvor- und -enddruckes entscheidend. Je größer die Differenz zwischen diesen zwei Werten ist, um so kleiner wird das Gefäß. Der Anlagenenddruck wird nach oben begrenzt durch die Druckfestigkeit der Komponenten im Kollektorkreis und, wie oben erwähnt, die Temperaturfestigkeit des Wärmeträgers (z.B. max. 150 °C).

Der Anlagenvordruck ist im kalten Zustand der Anlage einzustellen. Da bei Erwärmung des Wärmeträgers die in ihm gelösten Gase teilweise entweichen und über Luftabscheider oder Entlüfter abgeführt werden, sinkt der Druck im System wieder. Daher muss der Anlagenvordruck so oft neu aufgebaut werden, bis nach einiger Zeit der Wärmeträger keine Gase mehr abgibt. Zum Neuaufbau des Anlagenvordrucks muss im kalten Zustand Wärmeträger (in der richtigen Konzentration!) nachgespeist werden, was oft nicht beachtet wird. Dieses wiederholte Nachspeisen kann (theoretisch) durch die Einrechnung einer Wasservorlage bei der Auslegung des Expansionsgefäßes vermieden werden, wie es auch in der Heizungstechnik üblich ist. Wir halten es jedoch für sicherer, sich nicht auf die Wasservorlage zu verlassen, sondern tatsächlich im kalten Zustand den Anlagenvordruck am Manometer zu kontrollieren und bei Bedarf Wärmeträger zu ergänzen. Die Entlüftung muss stets sehr sorgfältig vorgenommen werden, damit mit Sicherheit keine Gaspolster im System verbleiben, die die Zirkulation des Wärmeträgers behindern oder im Extremfall ganz unterbinden können.

Zur Abnahme der Solaranlage kann verlangt werden, dass die Stillstandssicherheit in einem "scharfen" Test demonstriert wird, in dem z.B. das Kollektorfeld an einem sonnigen Tag durch Abschalten der Kollektorkreispumpe bewusst Stillstandsbedingungen ausgesetzt wird.

6.6 Verrohrung, Armaturen, Sicherheitseinrichtungen

Die Rohrleitungswege zwischen Kollektorfeld, Solarspeicher und Wärmeübergabestation sollte man möglichst kurz halten, um Installationskosten und Wärmeverluste der Solaranlage zu minimieren.

ge zu minimieren. Dieser Anspruch lässt sich in einem bestehenden größeren Gebäudekomplex mit möglicherweise mehrfach umgebauten und erweiterten Gebäudeteilen nicht immer umsetzen. Wenn sich z.B. das Kollektorfeld auf einem anderen Gebäudeteil befindet als der Solarspeicher oder für den Solarspeicher kein Platz in der Heizzentrale (Wärmeübergabestation) vorhanden ist, sind lange Leitungswege meist nicht zu vermeiden.

Oft ist nicht nur **eine** Station zur Warmwasserbereitung vorhanden, sondern mehrere, über den Komplex verstreute Unterstationen. In diesem Fall ist abzuwägen, ob man alle Stationen an die Solaranlage anschließt (was u.U. zu getrennten Solarkreisen mit allen regelungstechnischen Problemen und erheblichem Verrohrungsaufwand führen kann) oder ob man sich nur auf ein bis zwei besonders verbrauchsstarke Stationen konzentriert. Manche Problemfälle lassen sich dadurch lösen, dass im Rahmen einer Sanierung der konventionellen Warmwasserbereitung mehrere Einzelstationen zu einer Zentrale zusammengefasst werden.

6.6.1 Verrohrung, Armaturen und Sicherheitseinrichtungen im Kollektorfeld

Die **Rohrmaterialien** im Kollektorkreis ergeben sich aus DIN 4757 Teil 1 /N13/. Danach sind für wärmeberührte Teile u.a. folgende Werkstoffe bzw. Rohre (belegt mit einem Werkszeugnis nach DIN 50049 2.2 – ersetzt durch DIN EN 10204 2.2 /N16/) zu verwenden:

- Nahtlose Rohre nach DIN 1629 Teil 3 /N17/
- Geschweißte Rohre nach DIN 1626 Teil 3 /N18/
- SF-Cu nach DIN 1787 /N19/ (für Cu-Rohr nach DIN 1786 – ersetzt durch DIN EN 1057 /N20/)
- Sonstige Werkstoffe nach TRD /N21/

Kupferrohre müssen hartgelötet werden, da Weichlot nur bis zu einer Betriebstemperatur von 110 °C angewandt werden kann.

Da folgende Rohre in der DIN 4757 nicht erwähnt werden, sind sie demnach für den Einsatz in Solaranlagen ausgeschlossen, obwohl sie fälschlicherweise des Öfteren von Planern im LV vorgesehen werden:

- Mittelschwere Gewinderohre nach DIN 2440 aus St 33-2 /N22/
- Schwere Gewinderohre nach DIN 2441 aus St 33-2 /N23/

Die Verwendung von Rohren aus unlegiertem ("schwarzem") Stahl im Solarkreis ist möglich, ohne Innenkorrosion befürchten zu müssen, da es sich (wie bei einer Heizungsanlage) um ein geschlossenes System handelt und der Solar-Wärmeträger Korrosionsinhibitoren enthält. Dieser Werkstoff kann aber auf der Rohraußenseite korrodieren, wenn die Abdeckung der Wärmedämmung nicht dicht ist und Regenwasser eindringt oder sich Schwitzwasser bildet. Als vorbeugende Maßnahme sollte deshalb bei Verwendung von unlegiertem Stahl ein Korrosionsschutz auf der Rohraußenseite vorgesehen werden.

Bei der Wahl der Rohrleitungsquerschnitte muss ein Kompromiss zwischen Druckverlust und trägen Kapazitäten sowie wärmeverluststeigernden Oberflächen gefunden werden. Die Strömungsgeschwindigkeit des Wärmeträgers sollte mindestens 0,4 m/s erreichen, da dann Luftbläschen mitgerissen werden und am Luftabscheider im Keller ausperlen können.

Bei großen Kollektorfeldern muss die Verrohrung der Kollektoren untereinander so gestaltet werden, dass die Druckverluste in den einzelnen Kollektorreihen möglichst gleich sind. Eine gleichmäßige Durchströmung aller Teile des Kollektorfeldes ist entscheidend für einen guten Solarertrag, da nicht oder nur sehr schwach durchströmte Feldbereiche keinen (oder nur wenig) Ertrag erbringen können. Bei vielen parallel geschalteten Kollektoren versucht man, eine gleichmäßige Durchströmung durch eine Verrohrung nach Tichelmann zu erreichen. Wie aber immer wieder in der Praxis festzustellen ist, gelingt der hydraulische Abgleich dadurch nicht vollständig, so dass Maßnahmen zur Androsselung der Stränge notwendig sind. Aus verständlichen Gründen (Preis, einfaches Konzept) wird für den hydraulischen Abgleich im Kollektorfeld gerne der Taco-Setter ausgewählt, da hier in einem Schauglas der Volumenstrom sehr einfach beim Einstellen kontrolliert werden kann. Für die in der Verrohrung des Kollektorfeldes auftretenden hohen Temperaturen ($> 100\text{ °C}$) ist der Taco-Setter aber **nicht** geeignet. Der Hersteller rät von einem Einsatz im Kollektorkreis aufgrund von aufgetretenen Schadensfällen (Platzen des Schauglases) durch Überhitzung ab. Nach Herstelleraussagen ist aber ein Gerät speziell für den Einsatz in Solaranlagen in der Entwicklung. Informationen lagen bis zur Drucklegung dieses Buches noch nicht vor.

Werden bei einem großen Kollektorfeld mehrere Teilfelder mit jeweils einigen in Reihe geschalteten Kollektoren parallel verschaltet, so ist in diesen Reihen der Druckverlust oft so hoch, dass ein besonderer Abgleich – abgesehen von einer sinnvoll angepassten Querschnittsveränderung – oft nicht notwendig ist. Untersuchungen in dem großen Kollektorfeld des Studentenwohnheims in Magdeburg haben dies belegt [27/].

Von besonderer Bedeutung ist die Berücksichtigung der **Wärmedehnung** der Verrohrung außerhalb wie auch innerhalb der Kollektoren. Die hierfür maßgebliche Temperaturdifferenz ΔT ist von der Stillstandstemperatur der Kollektoren abhängig (Montage bei 10 °C , max. Stillstandstemperatur ca. 200 °C , ΔT ca. 190 K). Tab. 6.10 zeigt für einige ausgewählte Materialien die Wämedehnungen bei einer Rohrlänge von 1 m .

Tab. 6.10: Ausdehnung einiger Rohrmaterialien pro 1 m Länge bei unterschiedlichem ΔT

	$\Delta T: 100\text{ K}$	$\Delta T: 150\text{ K}$	$\Delta T: 200\text{ K}$
Stahl unlegiert	1,2 mm/m	1,8 mm/m	2,4 mm/m
CrNi-Stahl (18/9) oder Kupfer	1,7 mm/m	2,6 mm/m	3,4 mm/m

Das Zusammenschalten von Kollektoren zu Kollektorreihen ist also nicht nur unter dem Aspekt der Hydraulik zu sehen, sondern es ist auch die Wärmedehnung in den Reihen zu beachten. Hier ist man auf die Angaben der Kollektorhersteller angewiesen, inwieweit Vorkehrungen zur Kompensation der Wärmedehnung getroffen werden müssen. So sind bei manchen Kollektoren Kompensatoren innerhalb der Kollektoren eingebaut, die die Wärmedehnung auffangen, so dass beliebig lange Kollektorreihen gebildet werden können. Andere Hersteller setzen flexible Verbindungen zwischen den Kollektoren ein oder beschränken die Anzahl der Kollektoren bei einer Reihenschaltung. Auch die Verrohrung der Kollektorreihen untereinander muss entsprechend der zu erwartenden Wärmedehnung ausgeführt werden. Dies gilt besonders für Felder, bei denen viele Kollektorreihen verbunden werden müssen, da dann die Verbindungsleitungen zwischen den Reihen länger werden können als die innerhalb einer Reihe. Alle Verbindungsleitungen sind (wie in der Heizungstechnik üblich) mit Fixpunkten und beweglichen Auflagern, pendelnden Aufhängungen, Kompensatoren,

Bögen oder weichen Rohrschenkeln zu versehen, so dass an den Kollektoranschlüssen oder sonstigen Fixpunkten die Kräfte aus der Wärmedehnung nicht unerlaubt groß werden.

Die Ausführung der **Rohrleitungs-dämmung** im Kollektorfeld muss sich an der gewünschten Dämmstärke und dem Einbauort der Rohrleitungen orientieren. Es hat sich bewährt, für die Dämmung der außenliegenden (d.h. im Freien der Witterung ausgesetzten) Rohrleitungen in Anlehnung an die Heizungsanlagenverordnung eine Dämmstärke von 100 % bei einer Wärmeleitfähigkeit von 0,035 W/(m·K) vorzusehen. Größere Dämmdicken können zwar bei langen Rohrleitungen die thermischen Verluste der Anlage noch etwas reduzieren, jedoch sollten hier Aufwand und erzielter Nutzen sorgfältig abgeschätzt werden.

Nur wenn es bei saugenden (wasseraufnehmenden) Dämmmaterialien (z.B. Steinwolle) nicht zu einer Durchfeuchtung kommt, bleiben ihre guten Dämmeigenschaften erhalten. Es muss also für eine wasserdichte Abdeckung dieser Materialien gesorgt werden. Unsere Erfahrungen gehen dahin, dass dies mit den üblichen Blechummantelungen nicht auf Dauer erreicht wird, so dass bei Steinwolle partielle oder auch großflächige Durchfeuchtungen mit einer entsprechenden Verschlechterung der Wärmedämmeigenschaften eintreten können. Auch imprägnierte Steinwolle neigt im Laufe der Zeit zu Feuchtigkeitsaufnahme. Dieses Problem kann vermieden werden, wenn statt Steinwolle geschlossenzellige Schäume mit minimaler Wasserabsorption (< 1 %) verwendet werden. Es sind Produkte auf dem Markt (Aeroflex, Armaflex HT), die eine Temperatur von 175 °C ohne Eigenschaftsänderungen ertragen. Wegen der Gefahr von Vogelfraß ist allerdings auch hier eine feste Ummantelung nötig, die aber nur die Funktion eines mechanischen Schutzes übernehmen muss. Eine Undichtigkeit dieser Abdeckung ist in diesem Fall unkritisch für die Dämmwirkung, nicht jedoch bezüglich der Außenkorrosion von evtl. benutzten Rohren aus unlegiertem Stahl.

Vielfach wird für die **Ummantelung der Wärmedämmung** im Außenbereich verzinktes Blech verwendet. Die Erfahrungen in Teilprogramm 1 zu Solarthermie-2000 haben jedoch gezeigt, dass die Zinkschicht von außenliegenden Zinkblech-Ummantelungen schon nach wenigen Jahren verbraucht sein kann und das Blech durchkorrodiert [6]. Aluminiumbleche zeigten sich wesentlich korrosionsbeständiger. In besonders kritischen Lagen (Küste etc.) muss man sogar evtl. seewasserfestes Aluminium einsetzen. Ausschreibungen haben ergeben, dass der Einsatz von Aluminiumblechen die Kosten für die Außenrohrummantelung nicht unbedingt erhöhen muss, da als bestimmender Kostenfaktor der Aufwand für eine sehr sorgfältige Ausführung der Arbeiten zu sehen ist, nicht die Materialkosten.

Der Einbau von **Sicherheitseinrichtungen** ist bei den bisher ausgeführten großen Anlagen im Wesentlichen von der Dampfkesselverordnung und der Einordnung der Solaranlagen in die Gruppe III der DampfKV /N12/ beeinflusst worden. So musste bisher das Kollektorfeld, sollte es nicht in die Gruppe IV eingestuft werden, in absperrbare Teilfelder mit höchstens 50 l Inhalt aufgeteilt und jedes Teilfeld mit je einem Sicherheitsventil abgesichert werden. Diese Maßnahme ist nun nach einer Niederschrift durch den Deutschen Dampfkesselausschuss (siehe Kap. 6.1.4.2) dann nicht mehr nötig, wenn die Vorlauftemperatur des Kollektorkreises 120 °C nicht überschreitet und somit eine Eingruppierung in Gruppe II DampfKV möglich ist. Da die Forderung nach Teilfeldern entfällt, sind im Bereich des Kollektorfeldes auch keine Sicherheitsventile mehr nötig. Es genügt nunmehr ein Sicherheitsventil, das normalerweise im Keller parallel zum Ausdehnungsgefäß eingebaut wird.

Im Kollektorfeld notwendige **Armaturen und Absperrventile** müssen den dort auftretenden Drücken und Temperaturen standhalten. Wir halten hier eine Auslegung auf mindestens 150 °C und die Druckstufe DN16 für notwendig.

Die **Entlüftung des Kollektorfeldes** ist sehr wichtig, da durch Luftansammlungen der Umlauf des Wärmeträgers behindert wird, im Extremfall sogar ganz zum Erliegen kommen kann. Wir empfehlen den Einsatz von Luftabscheidern im Keller. Dies setzt allerdings voraus, dass im gesamten Kollektorkreis Strömungsgeschwindigkeiten von mindestens 0,4 m/s vorliegen, damit Luftblasen mit dem Volumenstrom sicher nach unten zum Luftabscheider mitgerissen werden. Zusätzlich sollten jedoch an exponierten Stellen außenbereichtaugliche Handentlüfter, die sicher verschlossen werden können, installiert werden. Die üblicherweise für Innenanwendung konstruierten und dann im Außenbereich eingesetzten Automatikentlüfter haben keine ausreichend lang anhaltende Funktionssicherheit gezeigt. Werden speziell für den Außenbereich entwickelte (teure) Automatikentlüfter eingebaut, so müssen sie durch Handventile ergänzt werden, damit bei Anlagenstillstand kein sich evtl. bildender Wärmeträgerdampf abgeblasen werden kann. (Ein Automatikentlüfter kann nicht zwischen Luft und Dampf unterscheiden!) Die Temperaturbeständigkeit der Absperrventile vor den Entlüftern muss bis zur Stillstandstemperatur der Kollektoren gesichert sein. Gerade im Bereich der Entlüftung des Kollektorfeldes gibt es viele Lösungen, die aufgrund fehlender Dauerstandsfestigkeit oder wegen sehr unkomfortabler und zeitaufwendiger Bedienung zu Problemen führen. Auf diesem Gebiet sollten sicher noch kostengünstigere, zuverlässigere, langzeitstabilere und bedienerfreundlichere Lösungen entwickelt werden.

6.6.2 Verrohrung, Armaturen und Sicherheitseinrichtungen vom Kollektorkreis

Da die Steigleitungen im Sinne der DIN 4757 zur Solaranlage gehören, gelten auch für sie die Aussagen in Kap. 6.6.1. In der Rücklaufleitung vom Wärmetauscher zum Kollektorfeld sind i.d.R. das Sicherheitsventil und das Expansionsgefäß installiert. Das **Sicherheitsventil** soll hier im Detail erläutert werden, das Ausdehnungsgefäß und seine Auslegung unter Berücksichtigung der Eigensicherheit der Solaranlage ist in Kap. 6.5 behandelt, der Wärmetauscher wird in Kap. 6.3 näher betrachtet. Das Sicherheitsventil muss den Anforderungen der DIN 4757 Teil 1 Abs. 6.2 entsprechen, insbesondere also die Anforderungen gemäß AD-Merkblatt A2 erfüllen /24/. Das heißt unter anderem, dass, falls dies erforderlich wird, im Kollektorfeld Sicherheitsventile verwendet werden müssen, die für das Abblasen von Dampf zugelassen sind und nach TRD 421 /21/ den Kennbuchstaben D/G tragen. Für den Einbau in die Rücklaufleitung im Keller, in der keine Dampf Bildung mehr auftritt, sind Sicherheitsventile bis 120 °C nach TRD 721 mit Kennbuchstaben D/G/H ausreichend. Die Mindestventilgröße (Größe des Eintrittsquerschnitts in DN) hängt von der Kollektorfläche ab und ist, wie auch weitere Angaben zum Sicherheitsventil, der DIN 4757 Teil 1 zu entnehmen. Die Abblaseleitung des Sicherheitsventils ist in ein Auffanggefäß zu führen, das den gesamten Volumeninhalt des Solarsystems aufnehmen kann. Dabei sind das Auffanggefäß und die Abblaseleitung so zu konzipieren, dass beim Abblasen keine Gefährdung für unmittelbar danebenstehende Personen besteht. Ggf. ist ein Expansionstopf mit Wrasenabzug ins Freie vorzusehen.

Für die **Dämmung** der Rohrleitungen im Innenbereich ist keine Durchfeuchtung zu befürchten, so dass hier auch nicht brennbare Steinwolle eingesetzt werden kann. Die Abde-

ckung der Dämmung kann entweder aus Zinkblech oder auch aus Kunststoffen bestehen. Es ist aber zu prüfen, ob vom Betreiber bzw. aus der Bauordnung dahin gehend Auflagen gemacht werden, dass keine PVC-haltigen Materialien verwendet werden dürfen.

6.6.3 Verrohrung, Armaturen und Sicherheitseinrichtungen im Solarspeicherkreis

Da in diesen Anlagenteilen bei den hier vorgestellten Anlagenschaltungen kein Trinkwasser verwendet bzw. gespeichert wird und andererseits diese Anlagenteile auch nicht von der DIN 4757 Teil 1 /N13/ erwähnt werden, gelten für die **Verrohrung** die Normen aus der Heizungsinstallation und die dort zugelassenen Materialien. So sind im Gegensatz zum Solarkreis hier auch Gewinderohre nach DIN 2440 /N22/ und 2441 /N23/ zugelassen. Da in dem geschlossenen System (geschlossenes Expansionsgefäß) keine Korrosion zu erwarten ist, kann auch unlegierter Stahl verwendet werden.

Es ist ein **Sicherheitsventil** notwendig, das den Pufferspeicher, die Wärmetauscher und die Rohrleitungen absichert. Der Kennbuchstabe H ist hier normalerweise ausreichend. Ein **Expansionsgefäß** ist zu empfehlen, damit beim Aufheizen des Pufferspeichers das Sicherheitsventil nicht anspricht und eine einfache Druckhaltung gewährleistet ist. Fehlströme bzw. – je nach Betriebszustand – wechselnde und damit schwer kontrollierbare Strömungszustände können vermieden werden, wenn entsprechende Ventile, Klappen und Rückflussverhinderer eingebaut werden. Dies gilt vor allem bei der Verschaltung mehrerer Speicher. Ein Entlüfter an der höchsten Stelle des Kreislaufs ermöglicht es, die aus dem anfangs eingefüllten oder evtl. später nachgefüllten Frischwasser entweichenden Gase abzulassen.

An die Armaturen werden nicht so hohe Anforderungen gestellt wie an die im Kollektorkreis. Die Auslegung auf 100 °C und PN 6 ist (abhängig vom Sicherheitsventil) meist ausreichend, so dass hier die bereits erwähnten Taco-Setter für den Strömungsabgleich verwendet werden können. Für die Wärmedämmung können vorgefertigte Standardelemente (Dämmdicke 100 % gemäß Heizungsanlagenverordnung) verwendet werden.

6.7 Regelung

6.7.1 Anforderungen an die Bauteile der Regelung

Bereits in Kap. 2.4 wurde kurz auf die allgemeinen Anforderungen der Regelung eingegangen. Hier wird nun erläutert, welche technischen Anforderungen an die Regelfühler und -elektronik gestellt werden und wie die Sensoren im System installiert werden müssen.

Ob eine Regelung besser mit in die DDC der Haustechnik eingebunden oder als Insellösung ausgeführt wird, muss im Einzelfall geprüft werden. Nach unserer Erfahrung ist die Insellösung zumeist preiswerter und für die Funktion der Solaranlage völlig ausreichend. Allerdings kann die Anlage mit DDC-Technik besser überwacht werden.

Sehr wichtig ist, dass bei allen Regelkomponenten auf eine gute Genauigkeit geachtet wird (Hinweise zu den Anforderungen an die Sensoren finden sich in /14/). Nach unseren Erfahrungen sind gravierende Probleme durch ungenaue Fühler mittlerweile seltener geworden. Kritischer sind Messungenauigkeiten aufgrund von Mängeln bei der Installation oder fal-

scher Positionierung der Fühler. So sollten z.B. die Kabel von Temperatursensoren nicht durch einfache Lüsterklemmen verlängert werden. Es gibt inzwischen Klemmverbindungen, die für einen guten Kabelkontakt sorgen, ohne dass die Gefahr besteht, die meist dünnen Kabel beim Verschrauben abzuscheren. Weitere Sicherheit bieten Kabel-Endhülsen oder ein zusätzliches Verlöten der Kabel. Werden niederohmige Temperaturfühler (z.B. Pt 100) in 2-Leiter-Technik eingesetzt, so müssen (sofern Kabelverlängerungen notwendig sind) bei ΔT -Messungen die Kabel beider Fühler um dasselbe Maß verlängert werden, damit unterschiedliche Leitungswiderstände die Messung nicht beeinflussen. Bei hochohmigen Fühlern ist eine Kabelverlängerung unkritisch. Temperaturfühler für ΔT -Messungen sollten zudem gepaart sein (paarweise Prüfung im Werk auf gleiche Genauigkeit und parallelen Verlauf der Kennlinie).

Die Einbauposition eines Regelsensors muss so gewählt werden, dass er in jedem Betriebszustand der Anlage, in dem sein Signal benötigt wird, auch die relevante Steuergröße messen kann. Falsche Einbaupositionen kommen häufig an Speichern vor, und zwar meist deswegen, weil sich dort, wo die zur Steuerung benötigte Temperatur gemessen werden soll (i.d.R. in Höhe eines Speicherein- oder -auslaufs), kein oder keine ausreichende Anzahl freier Temperaturstutzen befindet. Nicht selten müssen zwei Temperaturfühler in derselben Höhe des Speichers installiert werden, es ist dort aber nur ein Stutzen vorhanden. Dann wird oft die nächst tiefere oder höhere Einbaumöglichkeit mit nicht optimaler Position genutzt. Falls notwendig kann man auch handelsübliche Anlagefühler einsetzen. Sie können ein für die Regelung (nur bei besonderer Anpassung aber auch für Energiemessungen!) hinreichend genaues Signal liefern, wenn sie für den Einbauort richtig geformt, mit hochwertiger Wärmeleitpaste auf der Speicherwand befestigt und gut gegen Umgebungseinflüsse gedämmt werden. Benutzt man allerdings Tauchfühler provisorisch als Anlagefühler (falsche Form der Fühler, kaum Kontakt zur Messoberfläche), oder werden die Fühler an ungeeigneten Positionen in zu- oder abführende Rohrleitungen eingebaut, so führt dies zu Fehlmessungen und falschem Regelverhalten.

Bereits bei der Konzeption der Solaranlage, spätestens jedoch bei der Angebotsprüfung, sollte also darauf geachtet werden, dass die Positionierung der Regelfühler (und ggf. der zusätzlichen Sensoren für eine Messtechnik) definiert wird. Auf diese Weise kann man Probleme mit Fühlerpositionen weitgehend vermeiden.

Bei jeder guten Regelung sollte es möglich sein, die Ein- und Ausschaltpunkte oder einen dieser beiden Punkte und dann zusätzlich die Schalthysterese frei einzustellen, damit thermische Kapazitäten oder sonstige Besonderheiten des Solarsystems berücksichtigt werden können. Kann man zudem eine Mindestlaufzeit (Nachlaufzeit) für die Pumpen vorgeben, so wird auf diese Weise das oft zu beobachtende Takten vermieden.

Wenn in diesem Kapitel Einstellwerte genannt werden, so geschieht dies nur beispielhaft zur Verdeutlichung des Regelprinzips. Die Werte müssen stets auf die Besonderheiten des einzelnen Systems abgestimmt werden. Dies setzt allerdings voraus, dass in den Herstellerunterlagen Angaben zur Genauigkeit und zu den Signalverknüpfungen gemacht werden, was leider nur selten in der erforderlichen Vollständigkeit der Fall ist (vgl. Kap. 2.4). Die Ein- und Ausschaltbedingungen von Pumpen und Ventilen in Abhängigkeit von den eingestellten Regelparametern (zumeist Temperaturen oder Temperaturdifferenzen) sollten mit

klar formulierten "Wenn/dann-Funktionen" unter Bezug auf die Einstellparameter formuliert werden (ähnlich wie in Abb. 6.13 angedeutet). Die Funktion der Regelung sollte nachvollziehbar sein, so dass sie vom Installateur an die Systembesonderheiten angepasst werden kann. Häufig mussten wir brauchbare Beschreibungen selbst verfassen, um überhaupt eine Kontrolle durch den Vergleich mit Messdaten durchführen und dem Installateur die Probleme mit der Regelung verständlich machen zu können.

Bei Großanlagen mit speziellen Systemvarianten sollte man erwarten können, dass die Regelbeschreibung für jede Anlage individuell verfasst wird. Verantwortlich für die Beschreibung sollte derjenige sein, der das Regelkonzept entworfen hat (zumeist der Planer oder der Installateur). Fühlerbezeichnungen müssen dabei einheitlich benutzt werden. In manchen Anlagen wurden bis zu drei verschiedene Bezeichnungen für denselben Fühler beobachtet (im Regelprospekt, im Schaltplan und in der Anlage vor Ort). Die leider am häufigsten anzutreffende Regelbeschreibung ist eine kommentarlose Kopie von Prospektunterlagen, die für den Betreiber meist keine besondere Hilfe darstellt.

Wir müssen den Punkt Regelung nicht nur deshalb sehr kritisch formulieren, weil Mängel an der Regelung das Betriebsergebnis sehr stark negativ beeinflussen können, sondern auch, weil eine Behebung der Fehler ohne dynamische Messungen vieler Systemwerte und aufwändige Analysen der Messwerte meist nicht möglich ist. Eine derartige Messtechnik ist in "Normalanlagen" jedoch üblicherweise nicht installiert. Während man bei einem einfachen konventionellen Heizsystem (Kessel, Speicher, Durchlauferhitzer) mit annähernd konstanter Leistung durch "Ausprobieren" unterschiedlicher Reglereinstellungen oftmals noch eine Annäherung an optimale Betriebsbedingungen erreichen kann, ist dies bei Solaranlagen wegen der stark schwankenden Leistung der Solarstrahlung ohne ein besonders tiefes Verständnis für die Funktion eines solchen Systems und der Regelung kaum möglich.

Kaum eine Anlage, die unter Mitarbeit der ZfS abgenommenen wurde, hatte zum Abnahmetermin eine einwandfrei funktionierende Regelung. Die Mängelliste reichte von falscher Parametereinstellung (durch Nachjustierung zu beheben, wenn auch teilweise zeitaufwendig erst durch einen Werkskundendienst) über falsch angesteuerte Ventile (Montagefehler) oder falsche Fühlerpositionen, bis hin zum kompletten Versagen der Regelung, weil sie den besonderen Erfordernissen der Solaranlage (z.B. in Verbindung mit Vorwärmsystemen) nicht genügte. Die meisten dieser Fehler wären ohne ein detailliertes Messprogramm und die Datenanalysen unerkant geblieben. In den meisten Fällen hätte die Solaranlage zwar auch mit den Regelungsfehlern funktioniert, allerdings mit z.T. stark eingeschränkter Leistung.

Nach unserem Eindruck ist die Zuverlässigkeit der Regelungstechnik in großen thermischen Solaranlagen äußerst kritisch zu bewerten. Die Entwicklung von einfachen Kontrollgeräten mit der Möglichkeit zur Ertragsmessung inkl. einer klaren Aussage zur Systemeffizienz (im Sollbereich oder außerhalb) halten wir daher für dringend geboten. Ein einzelner Wärmemengenzähler im Kollektorkreis (häufig als die Kontrolle angesehen) erfüllt diese Aufgabe sicher nicht.

6.7.2 Beladeregulation für den Pufferspeicher

Für die Beladeregulation sind Temperaturdifferenzregler mit oder ohne Strahlungssensor als Schwellwertgeber am Markt. Abb. 6.13 zeigt die beiden gebräuchlichsten Regelvarianten anhand von Teilbildern zweier Solaranlagen. Es sind hier nur die Beladekreise dargestellt.

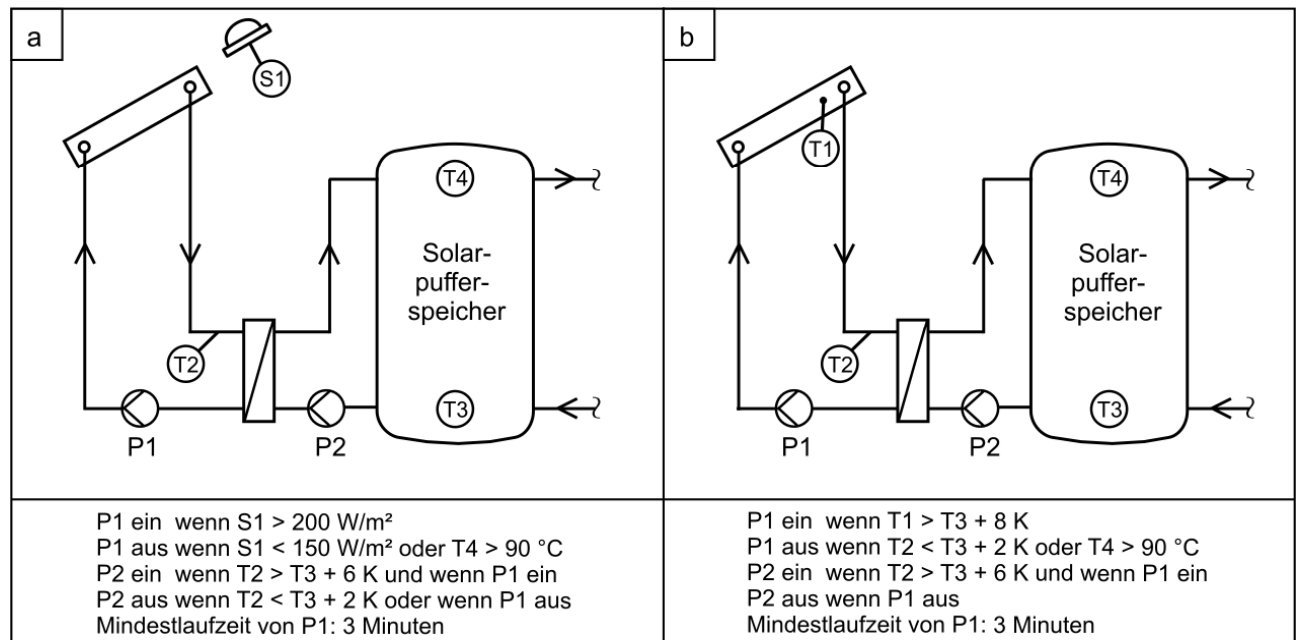


Abb. 6.13: Prinzipschaltbild der Beladeregulation
 links: Einschalten der Kollektorkreispumpe mit Strahlungssensor
 rechts: Einschalten der Kollektorkreispumpe mit ΔT -Messung

Die Ansteuerung der Kollektorkreispumpe (P1) erfolgt zumeist entweder durch einen Strahlungssensor (S1), der die Pumpe bei einer bestimmten Einstrahlung (z.B. 200 W/m^2) einschaltet oder über einen ΔT -Vergleich zwischen der Temperatur in einem Kollektor (T1) und im unteren Teil des Solarspeichers (T3). Das Einschalten der Kollektorkreispumpe (P1) über einen ΔT -Vergleich zwischen Kollektor und Solarspeicher (T1–T3) sollte nur dann in Erwägung gezogen werden, wenn ein Kollektorfabrikat eingesetzt wird, bei dem es möglich ist, die Temperatur des Wärmeträgers direkt in einem Strömungskanal des Absorbers oder in der oberen Sammelleitung im Kollektor zu messen. Dies setzt voraus, dass entsprechende "Steuerkollektoren" schon im Werk entsprechend gefertigt werden. Dieser Kollektor sollte so im Kollektorfeld platziert werden, dass an ihm eine für alle Kollektoren repräsentative Einschalttemperatur ermittelt werden kann. Bei Regelfühlern, die auf der Absorberplatte befestigt sind und nicht in den Wärmeträger eintauchen, sehen wir die Gefahr, dass die Einschalttemperatur zu früh gemessen wird, weil sich die Absorberplatte schneller erwärmt als der Wärmeträger darin. Dies würde zu unnötigen Laufzeiten der Kollektorkreispumpe führen. Einige Kollektorhersteller platzieren einen Anlegefühler auf dem Sammelrohr im Kollektor. Auch dies halten wir nicht für die optimale Lösung. Keinesfalls sollte der Regelungsfühler außerhalb des Kollektors (z.B. in einer Verbindungsleitung zwischen den Kollektoren oder gar im Hauptsammler) montiert werden, da dort bei Anlagenstillstand nicht die Wärmeträgertemperatur im Kollektor erfasst wird.

Wenn dennoch Regelfühler an ungünstigen Stellen außerhalb des Kollektors eingebaut werden, dann vor allem deshalb, weil im Kollektor keine Möglichkeit vorgesehen ist, die Temperatur abzugreifen, man aber trotzdem die Kollektorkreispumpe mit ΔT -Reglern steuern will. Bei nicht optimalen Bedingungen für die Einbauposition des Kollektorfühlers ist das Regelprinzip mit Strahlungsschwellwert vorzuziehen.

Sind Teilkollektorfelder unterschiedlich orientiert, so kann es notwendig werden, separate Regelungen und Pumpen oder Ventile für die Teilkollektorfelder zu installieren.

Die Speicherladepumpe (P2) soll erst dann zuschalten, wenn die Temperatur des Wärmeträgers am Eintritt in den Solarwärmetauscher (T2) um einen frei einstellbaren Wert höher ist als T3. Hat der Speicher seine maximal zulässige Temperatur erreicht (gemessen im Speicher oben, T4), müssen die Beladepumpe (P2) und die Kollektorkreispumpe (P1) abschalten. Würde nur P2 abschalten, die Kollektorkreispumpe (P1) aber weiterlaufen, würde sich der gesamte Kollektorkreis wegen fehlender Energieabgabe bei weiterhin vorhandener Einstrahlung auf eine sehr hohe Temperatur aufheizen (z.B. über 130 °C, je nach Systemdruck etc.). Bei dieser Temperatur könnten Kollektorkreiskomponenten (z.B. die Kollektorkreispumpe) geschädigt werden und auf der Sekundärseite des WT besteht Siedegefahr.

Die Beladepumpe (P2) darf nur dann einschalten, wenn die Kollektorkreispumpe (P1) läuft. Befindet sich der Regelfühler T2 z.B. in einem warmen Heizungskeller, so kann sich der Fühler trotz guter Rohrdämmung bei Stillstand der Kollektorkreispumpe so stark erwärmen, dass die Einschalt-Differenz zum Fühler T3 im Solarspeicher überschritten wird. Dann läuft P2 an, ohne dass Wärme übertragen wird. Eine unnötige Störung der Temperaturschichtung im Solarpuffer wäre die Folge. Wenn P1 ausgeschaltet ist, muss P2 daher verriegelt sein.

Mit der Ansteuerung der Beladepumpe (P2) über Temperaturdifferenzregelung haben wir gute Erfahrungen gemacht. Komplizierter aufgebaute Regelungen sind im Beladekreis in aller Regel nicht notwendig, es sei denn, man will unterschiedliche Verbraucher auf unterschiedlichem Temperaturniveau versorgen.

Ein Bypass mit 3-Wege-Umschaltventil im Solarkreis, mit dem die Primärseite des Wärmetauschers umgangen wird (nicht in Abb. 6.13 eingezeichnet), kann dann notwendig sein, wenn der Wärmeträger in der Rohrleitung zwischen Kollektorfeldaustritt und Wärmetauschereintritt kälter als 0 °C werden kann (z.B. bei langen außen verlegten Leitungen). Durch den Bypass wird die Gefahr unterbunden, dass beim erstmaligen Anlaufen der Kollektorkreispumpe an einem kalten Wintertag der sehr kalte Wärmeträger (Inhalt der außenliegenden Leitungen) die mit Wasser gefüllte Sekundärseite des Tauschers "schockgefriert". Bei nur kurzen außenliegenden Teilen der Kollektorkreisverrohrung (in Relation zu den Leitungen im Gebäudeinneren) ist dies weniger kritisch, da sich die Temperatur des sehr kalten Wärmeträgers mit geringem Volumen auf dem Weg durch die innenliegenden Rohrleitungen in der Regel ausreichend vorerwärmt.

Bei Wärmetauschern, die im Solarspeicher integriert sind, ist das "Schockgefrieren" nicht zu befürchten. Dennoch ist auch hier bei langen Wegen zwischen Kollektor und Speicher ein derartiger Bypass zu empfehlen, damit der Wärmeträger wirklich erst dann durch den Wärmetauscher fließt, wenn die warme "Front" aus dem Kollektor den Speicher erreicht. Integrierte Wärmetauscher werden bei großen Solaranlagen allerdings nur selten eingesetzt.

6.7.3 Entladeregelung für den Pufferspeicher

Das Konzept für die Puffer-Entladeregelung hängt vom Systemtyp der Solaranlage ab (vgl. Abb. 3.1 in Kap. 3.1).

Bei Systemen mit Trinkwasser-Vorwärmespeicher (vgl. Abb. 6.14) kann die Steuerung sehr einfach über einen ΔT -Regler (je ein Temperaturfühler im oberen Teil des Pufferspeichers (T5) und im unteren Teil des Vorwärmespeichers (T6)) realisiert werden. Ist T5 um einen zu definierenden Betrag (z.B. 6 K) höher als T6, so schalten die Puffer-Entladepumpe P3 und die Vorwärmespeicher-Ladepumpe P4 gleichzeitig ein. Derartige Entladeregelungen arbeiten problemlos, vorausgesetzt, die Temperaturfühler sitzen an den richtigen Positionen.

Die thermische Desinfektion des Vorwärmespeichers kann über einen "intelligenten" Thermostaten erfolgen. Dieser gibt nur dann die geforderte tägliche Erwärmung über konventionelle Energie frei (Einschalten von P6 mit Maximallaufzeit zum Vermeiden von Dauererwärmung bei evtl. zu hohen Zapfmengen während der Aufheizzeit), wenn der Vorwärmespeicher in der Zeit nach der letzten Aufheizung nicht mindestens einmal durch die Solaranlage vollständig auf ca. 60 °C erwärmt wurde. Diese Temperatur kann über T6 oder einen zweiten Fühler (T7) erfasst werden. Eine derartige Steuerung erfordert das Speichern der an dieser Stelle maximal erreichten Temperatur mit täglichem Reset ca. 1 h nach jeder vorgesehenen Aufheizperiode. (Zeitabstand min. 1 h, damit nicht direkt nach der Aufheizung die dann vorliegende hohe Temperatur als erreichtes Maximum registriert wird.) Ist zu erwarten, dass die Solaranlage den Vorwärmespeicher nur an wenigen Tagen im Jahr auf 60 °C

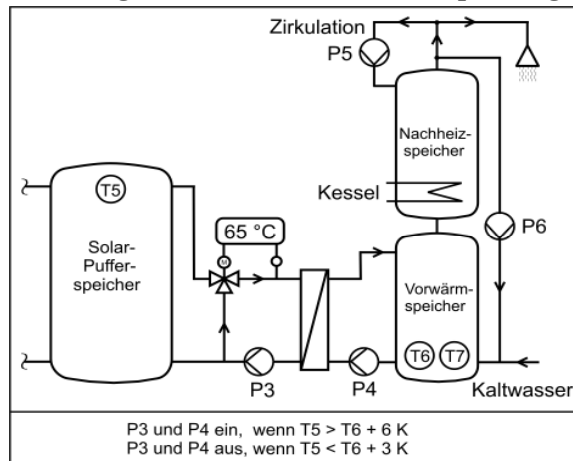


Abb. 6.14: Schema der Entladeregelung bei Solaranlagen mit Trinkwasser-Vorwärmespeicher

erwärmen kann, weil das Solarsystem knapp dimensioniert ist, so ist die Steuerung der thermischen Desinfektion über eine Zeitschaltuhr ausreichend. In den meisten Fällen dürfte dieses sehr einfache Verfahren genügen. Wenn man jedoch bei einem groß dimensionierten Solarsystem auf eine möglichst ungestörte Abgabe der Solarenergie an das Trinkwasser angewiesen ist, sollte man diese "nicht-intelligente" Variante meiden.

Die thermische Desinfektion kann z.B. über einen Wärmetauscher direkt durch den Kessel erfolgen, oder (wie in Abb. 6.14 dargestellt) durch eine zusätzliche Pumpe P6, die Warmwasser aus dem oberen Teil des konv. Speichers (oder aus dem Abgang der Zapfleitung) über den Vorwärmespeicher und zurück in den Nachheizspeicher fördert. Unabhängig davon, wie die thermische Desinfektion gestaltet ist, sollte sie zu einem Zeitpunkt erfolgen, an dem der Vorwärmespeicher durch die Solaranlage noch relativ weit vorgewärmt ist (kleiner konventioneller Energiebedarf) und gleichzeitig eine hohe Zapfspitze bevorsteht. Bei den meisten Gebäuden liegt dieser Zeitpunkt am späten Nachmittag (ca. zwischen 15 und 16 Uhr). Damit ist gesichert, dass der Vorwärmespeicher am nächsten Tag zu Strahlungsbeginn wieder abgekühlt ist.

Bei Solaranlagen ohne solaren Trinkwasser-Vorwärmespeicher (vgl. Abb. 3.1a in Kap. 3.1), bei denen das Trinkwasser nur dann aber dann auch immer vollständig durch den Entladewärmetauscher fließt, wenn gezapft wird, ist die Regelung etwas komplizierter. Erstes

Kriterium ist wieder, dass die Temperatur im oberen Teil des Solarpuffers höher sein muss als die des aufzuwärmenden (zulaufenden) Trinkwassers. Die Puffer-Entladepumpe P3 soll aber nur dann in Betrieb gehen, wenn gezapft wird, damit unnötiger Stromverbrauch, Verluste in den Rohrleitungen und unnötige Speicherdurchmischung vermieden werden. Im Idealfall sollte die Drehzahl von P3 stufenlos in Abhängigkeit vom Zapfvolumen geregelt werden. Abb. 6.15 zeigt in vereinfachter Form an drei Beispielen verschiedene Strategien für die Regelung der Pufferentladung. Die Varianten b und c wurden in heute am Markt erhältlichen Geräten umgesetzt.

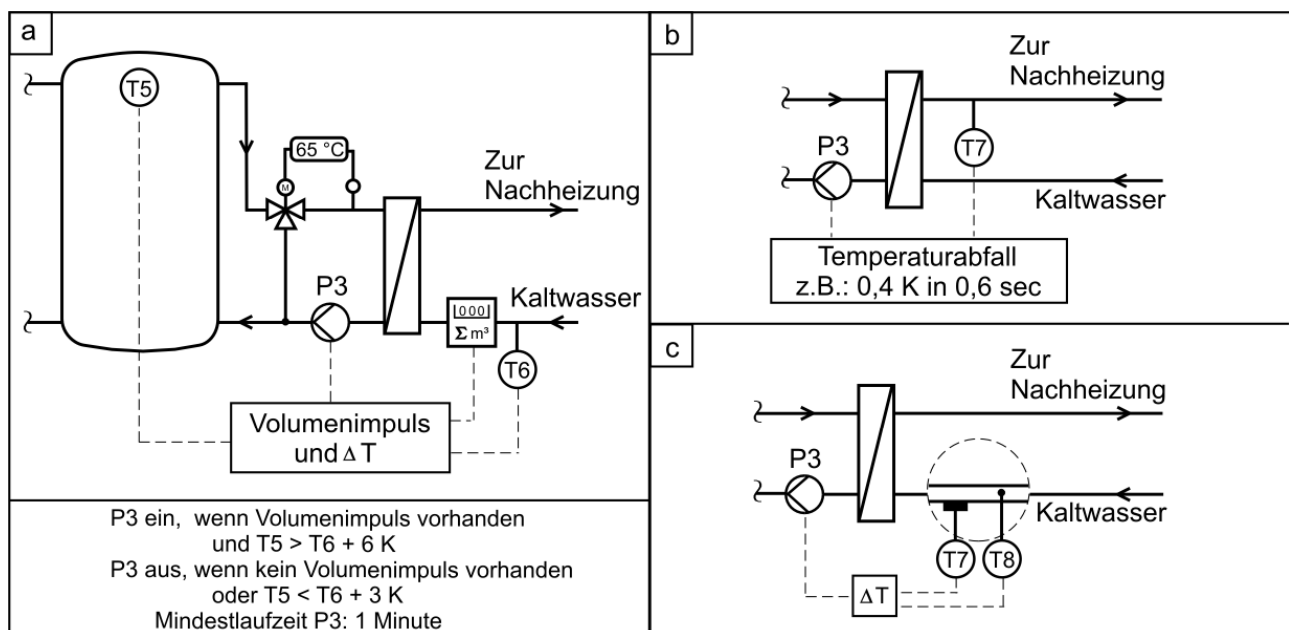


Abb. 6.15: Entladeregeln für Solaranlagen ohne solaren Vorwärmespeicher
a) (links): Volumenimpuls als Zapfsignal
b) (rechts oben): Temperaturabfall als Zapfsignal
c) (rechts unten): Unterschied im Temperaturabfall zweier Fühler als Zapfsignal

Das nahe liegende Regelprinzip ist die Ansteuerung einer drehzahlgeregelten Puffer-Entladepumpe über einen Strömungssensor in der Trinkwasserleitung in Verbindung mit einer ΔT -Abfrage zwischen dem oberen Teil des Solarpuffers und dem nachströmenden Kaltwasser (Abb. 6.15a). Strömungssensor kann zwar prinzipiell ein Paddelschalter sein, diese sind jedoch häufig zu ungenau. Besser ist es, in den Trinkwasserzulauf einen Kaltwasserzähler einzubauen und dessen Impulsfrequenz (oder eine andere elektrische Größe) für die Drehzahlregelung der Puffer-Entladepumpe zu nutzen. Evtl. notwendige Wandler zur proportionalen Umsetzung eines Signaltyps auf einen anderen gibt es in allen Varianten, ebenso eine ausreichend große Zahl drehzahlgeregelter Pumpen. Da zudem in einer großen Solaranlage eine Mindest-Messtechnik installiert sein sollte (vgl. Kap. 9.3-3), zu der auch

die Messung des Zapfverbrauchs gehört, wäre eine derartige Regelung leicht und kostengünstig aus Standardkomponenten aufzubauen.

Ein Hersteller greift dieses Prinzip näherungsweise auf und steuert die Laufzeit (nicht die Drehzahl!) der Entladepumpe in Abhängigkeit von der Impulsfrequenz des Volumenstromzählers. Bei hohem Volumenstrom des nachfließenden Kaltwassers (hohe Impulsfrequenz) läuft die Pumpe kontinuierlich, bei niedrigen Zapfraten (niedrige Impulsfrequenz) wird die Pumpe – je nach Impulsfrequenz des Volumenstromzählers – mehr oder weniger oft ein- und ausgeschaltet. Es kommt hierbei also zu einem sehr starken Takten der Pumpe. Dies ist jedoch ein Betriebszustand, der für kaum eine Pumpe zu empfehlen ist.

Bei einem anderen Konzept wird der Temperaturabfall an einem Regelfühler, der beim Zapfen durch das anströmende Kaltwasser entsteht, als Einschaltsignal für die Entladepumpe benutzt (Abb. 6.15b). Eine drittes Regelprinzip basiert auf zwei Temperaturfühlern, einem sehr schnell reagierenden "flinken" Tauchfühler und einem langsamer reagierenden Anlegefühler (Abb. 6.15c). Beim Zapfen kühlt der flinke Fühler durch das einströmende Kaltwasser schneller ab als der träge Anlegefühler. Die entstehende Temperaturdifferenz zwischen beiden Fühlern wird als Zapferkennung genutzt.

Die Funktionsprinzipien dieser beiden temperaturgeführten Regelungen sind in Abb. 6.15b und c sehr stark vereinfacht dargestellt und auf das Erkennungssignal für den Warmwasser-Zapfverbrauch reduziert. In beiden Fällen wird zusätzlich der von P3 geförderte Volumenstrom in Abhängigkeit von der Rücklauftemperatur im Entladekreis (Eintrittstemperatur in den Solarpuffer) und der Austrittstemperatur des Trinkwassers aus dem Wärmetauscher geregelt. Diese Funktionen sind hier nicht dargestellt. Dies soll jedoch keineswegs den Eindruck erwecken, dass diese Regelungsaufgabe unproblematisch sei.

Die bisherigen Erfahrungen mit temperaturgeführten Entladeregelungen geben Anlass zur Skepsis. In Anlagen, in denen eine Regelung nach Abb. 6.15b eingesetzt wird (Temperaturabfall als Signal für nachfließendes Kaltwasser), entsteht am Regelfühler (T7) nur dann ein ausreichend hoher Temperaturgradient, wenn der Sensor in zapffreien Zeiten auf einem Temperaturniveau von einigen K über der höchstmöglichen Temperatur des nachströmenden Kaltwassers gehalten wird. Daher wird dieser Fühler relativ dicht am Wärmetauscher montiert. Die Entladepumpe schaltet in gewissen (?) Abständen ein, damit der Tauscher und über Wärmeleitung auch der Fühler erwärmt werden. Die Notwendigkeit und das Verfahren zum Sichern einer solchen Mindesttemperaturdifferenz deuten darauf hin, dass dieses Konzept einige Unsicherheiten birgt. Sie werden besonders deutlich, wenn das einströmende Wasser zu warm ist. Dies wird immer der Fall sein, wenn die Kaltwasserleitungen auf langen Wegen durch warme Heizungskeller geführt werden, und natürlich erst recht dann, wenn dem Solarsystem Vorwärmstufen mit variablem Temperaturniveau vorgeschaltet sind.

Nachdem wir feststellen mussten, dass Regler mit Grundeinstellungen ausgeliefert werden, die eine ausreichende Entladung des Solarpuffers nicht sicherstellen können, ist zu befürchten, dass Solaranlagen, in denen diese Regelung installiert wurden, mit verminderter Effizienz arbeiten. In Solarthermie-2000 gelang eine befriedigende Entladung des Solarpuffers erst nach starker Veränderung der Grundeinstellungen bei ständiger Kontrolle des Systemverhaltens mit einem aufwändigen Messprogramm. Völlig indiskutabel ist es, wenn – wie in diesem Fall – der Solaranlagenlieferant gleichzeitig diesen Regler mit seiner Anla-

ge ausliefert, aber nicht in der Lage ist, das Regelprinzip so zu erläutern, dass man es nachvollziehen kann. Selbst dann, wenn er dieses Produkt von einem anderen Hersteller kauft, sollte er die Funktionsweise verstanden haben. Ein Verweis auf den Hersteller ist unserer Meinung nach nicht akzeptabel. Eine ausführliche Beschreibung des Reglers war – wie leider oft beobachtet – nicht vorhanden. Es kann einem Betreiber nicht zugemutet werden, dass er eine Regelung erst dann verstehen kann, wenn er mit mehreren Personen in verschiedenen Firmen Rücksprache genommen hat.

In einer Anlage mit einer Vorwärmstufe (Abwärme aus Kesselabgas) wurde die Variante nach Abbildung 6.15c installiert. Sie basiert auf dem Prinzip, dass in Nicht-Zapfzeiten sowohl der "flinke" als auch der "träge" Fühler annähernd Raumtemperatur (in einem üblichen Kellerraum ca. 15 °C, in einem Kesselraum auch 30 °C) annehmen. Strömt nun Kaltwasser nach, weil Warmwasser gezapft wird, so wird sich zwischen dem "flinken" und dem "trägen" Fühler ein ΔT einstellen. Dieser Temperaturunterschied dient als Einschaltsignal. Sind jedoch die Temperaturen im Installationskeller und die des strömenden Wassers annähernd gleich, so wird dieses Signal in etwa 0 sein; die Entladung schaltet demzufolge nicht ein. Ist das nachströmende Wasser (wie hier wegen der vorgeschalteten Abwärmenutzung) sogar wärmer als die Fühler im Stillstand, so kehrt sich das Vorzeichen von ΔT zwischen diesen beiden Fühlern sogar um. Was in diesem Fall passiert, konnte uns bisher vom Hersteller nicht dargelegt werden. In der o.g. Anlage (mit Abwärmenutzung) war es mit dieser Regelung unmöglich, ein wenigstens halbwegs akzeptables Entladeverhalten für den Solarpuffer zu erreichen. Wir halten es für unverantwortlich, wenn der Hersteller diese Regelung für den hier vorliegenden Fall verkauft, in seiner Gerätebeschreibung auf solche Probleme nicht hinweist und noch nicht einmal die Funktionsweise so sorgfältig und vollständig dokumentiert, dass ein Planer oder Installateur notfalls selbst die Einsatzgrenzen erkennen könnte.

Der Aufwand zur Einstellung der oben beschriebenen temperaturabhängigen (und anderer) komplexen Regelgeräte mit vielen Einstellparametern war oft sehr groß. Die Regelungen mussten durch den Kundendienst des Herstellers nachjustiert werden, da die dem Installateur genannte Grundeinstellung zu keinem befriedigenden Regelverhalten führten. Brauchbare Regelbeschreibungen konnten erst nach aufwändigen Recherchen der ZfS z.T. in Eigenarbeit erstellt werden.

Die Erfahrungen im Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000 zeigen, dass mit Entladeregelungen für direkt vom Zapfvolumen durchströmte Wärmetauscher mit sehr stark schwankendem Volumenstrom noch häufig Probleme auftreten. Hier sehen wir noch großen Entwicklungsbedarf, wenngleich es – wie oben geschildert – einen einfachen Lösungsvorschlag gibt. Die Regelung des primärseitigen Volumenstroms an diesem Puffer-Entladetauscher mit Hilfe von Temperaturabfällen oder -differenzen im sekundärseitigen Kaltwasserzustrom müssen wir derzeit leider sehr skeptisch bewerten. Zudem halten wir solch "indirekte" Verfahren zur Messung von Volumenströmen für überflüssig, weil es direkte Messmethoden gibt.

Unabhängig vom Systemtyp sollte zum Schutz gegen Verbrühung an der Zapfstelle und Verkalkung des Puffer-Entladewärmetauschers auf der Primärseite dieses Tauschers eine Temperaturbegrenzung auf max. 65 °C durch eine Rücklaufbeimischung vorgesehen werden. Diese Beimischung kann bei kalkarmem Trinkwasser entfallen, wenn ein anderer Verbrühschutz (z.B. nach dem konv. Nachheizspeicher) vorhanden ist.

7 Planung, Ausschreibung, Montage und Abnahme einer Solaranlage

7.1 Erfahrungen bei der Planung und Ausschreibung

Die formalen Anforderungen an ein Leistungsverzeichnis (LV) sind in der Verdingungsordnung für Bauleistungen (VOB) beschrieben. In §9 wird unterschieden nach

- Leistungsbeschreibung mit Leistungsverzeichnis
- Leistungsbeschreibung mit Leistungsprogramm (auch Funktional-LV genannt)

7.1.1 Leistungsbeschreibung mit Leistungsverzeichnis

Die ZfS hat im Rahmen ihrer Projektarbeit zahlreiche Leistungsverzeichnisse geprüft. Im Wesentlichen konnten zwei Ansätze zum Aufbau eines LV ausgemacht werden:

- präzise Beschreibung des Systems (Detail-LV)
- konzeptionelle Beschreibung des Systems (Konzept-LV).

In einem **Detail-LV** werden die technischen Einzelheiten der ausgeschriebenen Komponenten sehr genau beschrieben (z.B. mit dem Ausschreibungstext eines Herstellers). Der Planer definiert die Solaranlage und ihre Anbindung an das konventionelle System bis hin zur Dimensionierung aller Einzelkomponenten sehr detailliert. Häufig wird mit der Beschreibung auch ein Fabrikat empfohlen, wobei allerdings gleichwertige Produkte zugelassen sein müssen. Bei einigen Komponenten, wie z.B. dem Kollektor, ist die Empfehlung von Fabrikaten jedoch nur dann sinnvoll, wenn die Grenzen bei der Gleichwertigkeit von anderen angebotenen Produkten eng definiert werden, da sonst die Gefahr besteht, dass durch andere Fabrikate große Teile der Detailplanung neu überarbeitet werden müssen.

Wird z.B. ein Kollektorfabrikat mit einem anderen Wärmeträgerinhalt als das ausgeschriebene Fabrikat angeboten und erfordert es evtl. auch noch einen anderen Volumenstrom im Kollektorkreis (z.B. Standard-Durchströmung ausgeschrieben, Low-Flow angeboten), muss die gesamte Planung des Kollektorkreises (Kollektorfeldverschaltung und -Verrohrung, Sicherheitskomponenten, Dimensionierung des Solarwärmetauschers) überprüft werden. Zudem ändern sich mit dem Kollektorfabrikat oft auch andere Komponenten, da manche Bieter oft das Gesamtpaket des von ihnen vertretenen Herstellers anbieten, statt sich an die ausgeschriebenen Einzelkomponenten zu halten. Ähnliches gilt für andere Komponenten.

Für den Planer liegt der Hauptaufwand in der Erstellung des LV. Er hat aber geringeren Prüfungsaufwand, weil die angebotenen Systeme i.d.R. technisch sehr ähnlich sein werden.

Mit einem **Konzept-LV** will der Planer lediglich ein von ihm vorgegebenes Systemkonzept realisieren, ist aber im Detail bezüglich der Umsetzung offen. So kann er Angebote von möglichst vielen Kollektorherstellern einholen. Es empfiehlt es sich dann, das LV bei den Komponenten Kollektor und Speicher möglichst allgemein und herstellernerneutral zu verfassen. Im LV und Ausführungsplan sind zwar alle notwendigen Einzelkomponenten aufgeführt, jedoch sind die Komponenten nicht detailliert definiert. Vorgegeben sind die technischen Anforderungen (Temperaturbeständigkeit, Material, Prüfbescheinigungen etc.) sowie

alle durch das Gebäude und die Anbindung an das konventionelle System bestimmten Randbedingungen (statische Belange, Mauerdurchbrüche, Rohrleitungsführung etc.).

Der Hauptaufwand liegt hier im Gegensatz zum Detail-LV nicht in der Erstellung des LV, sondern in der Angebotsprüfung. Diese Prüfung setzt allerdings voraus, dass von den Bietern zu den vorgesehenen Komponenten genaue technische Angaben gemacht werden, was im Übrigen immer gilt, wenn Alternativkomponenten angeboten werden. Im Prinzip müssten dem LV dann entsprechende Formulare zu den verschiedenen Systemkomponenten beiliegen (ähnlich wie im Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000), in die alle für die Detailplanung relevanten Daten vollständig einzutragen und die mit dem Angebot abzugeben sind.

Die Erfahrung zeigt, dass derartige Formulare selten vollständig ausgefüllt werden und oft unplausible Angaben enthalten (z.B. Auslegung des Kollektorkreises mit einem anderen Volumenstrom als im Wärmetauscher), so dass meistens Nachfragen erforderlich sind. Normalerweise werden diese Nachfragen nicht so konsequent erfolgen wie im Rahmen von Solarthermie-2000 durch die betreuenden Stellen. Wir empfehlen daher, das LV eher mit enger gesteckten Vorgaben zu verfassen, um weitgehende Planungssicherheit zu erhalten.

7.1.2 Leistungsbeschreibung mit Leistungsprogramm (Funktional-LV)

Die größtmögliche Freiheit bei den Angeboten lässt ein Funktional-Leistungsverzeichnis zu. Im Funktional-LV werden nur die Eckwerte der Solaranlage beschrieben, wie Größe und Aufstellort von Kollektorfeld und Solarspeicher, technische Anforderungen an die Systemkomponenten, einzuhaltende technische Regelwerke sowie Fakten zur Dachstatik, zur Rohrleitungsführung etc. Das LV enthält jedoch keinen Ausführungsplan, aus dem der Systemaufbau und die Anbindung an das konventionelle System hervorgehen. Mit dem Angebot muss der Bieter also einen Ausführungsplan abgeben. Er ist somit auch Planer der Solaranlage. Vollständig ausgefüllte Datenblätter zu den einzelnen Komponenten sowie eine genaue Funktionsbeschreibung zum System sind hier unumgänglich, damit die Angebote technisch bewertet werden können. Für die Abgabe eines vollständigen Angebots inkl. Ausführungsplan etc. ist daher lt. VOB auch eine Vergütung vorgesehen. Je nach Anzahl der eingehenden vollständigen Angebote kommen hier erhebliche Kosten auf den Betreiber zu.

Bedingung für die Aushändigung eines Funktional-LV sollte sein, dass der Interessent an einer Objektbesichtigung teilnimmt, da die besonderen örtlichen Gegebenheiten nicht aus einem derartigen LV hervorgehen. Damit Preisabsprachen zwischen den Bietern möglichst vermieden werden, sind Einzelbesichtigungen notwendig, die sich je nach Dauer (1-2 Stunden pro Besichtigung) und Anzahl der Interessenten über mehrere Tage hinziehen können. Dies bedeutet für den zukünftigen Betreiber der Solaranlage einen entsprechenden Mehraufwand gegenüber der Ausschreibung durch ein Planungsbüro.

Da bei einer Funktional-Ausschreibung Angebote mit sehr unterschiedlichen technischen Konzepten und Komponenten eingehen können, ist der Aufwand für die technische Prüfung der Angebote sehr hoch. Diese Prüfung ist nur dann beim Betreiber zu bewältigen, wenn ihm sehr gut in dieser Technik ausgebildetes Personal zur Verfügung steht oder wenn er die Prüfung der Angebote an eine im Umgang mit dieser Technik erfahrene Stelle vergibt. In beiden Fällen fallen erhebliche Kosten an. Zudem muss der Betreiber oder der Prüfer die Bauüberwachung durchführen können.

Im Programm Solarthermie-2000 wurde eine Ausschreibung in dieser Form bisher nur einmal durchgeführt. Es sollte dabei vor allem auch geprüft werden, ob bei dieser Ausschreibungsvariante Planungskosten eingespart werden können, ob neue Systemkonzepte angeboten werden und wie generell der technische Standard derart frei erstellter Angebote ist. Die Ergebnisse aus dem ersten Versuch waren in allen Punkten eher unbefriedigend.

Ein endgültiges Fazit über die Erfahrungen mit Funktional-Leistungsverzeichnissen kann auf der Basis einer einzigen Ausschreibung dieser Art von uns noch nicht gezogen werden. Zudem ist diese Anlage derzeit noch im Bau. Dennoch sollen die bisherigen Erfahrungen ohne eine endgültige Wertung dieses Verfahrens geschildert werden. Besser abgesichert werden die Erfahrungen erst dann sein, wenn weitere Systeme mit Hilfe eines Funktions-LV ausgeschrieben wurden. Es ist derzeit geplant, dieses Verfahren noch ein- bis zweimal anzuwenden, um dann ein Resümee zu ziehen.

15 Interessenten hatten das LV abgeholt und die örtlichen Gegebenheiten besichtigt. Vier Firmen gaben Angebote ab, davon eine Firma zwei. Die Qualität der Angebote war sehr unterschiedlich.

- Eines war wegen fehlender technischer Angaben nicht prüfbar (die fehlenden Angaben wurden nicht eingeholt, da es das mit Abstand teuerste Angebot war).
- In einem Fall war die Anbindung der Solaranlage an das konventionelle System so ungünstig geplant, dass in dem Gebäude (Krankenhaus) die Versorgungssicherheit mit Warmwasser gefährdet worden wäre.
- Ein Angebot hatte ein mangelhaftes Speicherbeladekonzept und hätte erheblich nachgebessert werden müssen.
- Ein Angebot schied wegen "Legionellengefahr" aus (Solarspeicher als Trinkwasserspeicher wie in früheren Systemen; wg. Hygieneforderung (Krankenhaus) nicht akzeptiert).
- Nur ein Angebot war technisch zufriedenstellend. (Es kam zudem von einer Firma, die sich schon im Vorfeld mit einer Solaranlage an diesem Objekt beschäftigt hatte.)

7.2 Häufige Fehler bei Planung, Montage und Abnahme

Wir halten es für erforderlich, an dieser Stelle erneut auf einige wichtige Problembereiche bei der Planung und Installation von thermischen Solaranlagen hinzuweisen, weil hier immer wieder Fehler auftreten, obwohl darüber bereits mehrfach berichtet wurde. Im Folgenden werden mögliche Ursachen für das Auftreten der Mängel angeführt, ohne dass im Rahmen dieser Broschüre auf alle beobachteten Fehler detailliert eingegangen werden kann.

Die beobachteten Mängel können im **Bereich der Planung** beruhen auf

- fehlerhafter Ermittlung von Planungsgrundlagen (Verbrauch, Daten des konv. Systems, Gebäudestruktur (z.B. Statik) etc.),
- grundlegenden Planungsfehlern (Systemkonzept, Anbindung an das konv. System),
- falsch dimensionierten oder für die Betriebsbedingungen falsch ausgewählten Komponenten,

und im **Bereich der Installation und Installationskontrolle** auf

- fehlerhafter Montage der Komponenten,

- unzureichender Bauüberwachung durch den Planer,
- zu ungenauer Abnahme (Mängel werden nicht erkannt).

Zusätzlich können Mängel durch unzureichende **Betriebsüberwachung** auftreten.

Im Folgenden soll kurz angesprochen werden, wie man diese Mängel mit hoher Wahrscheinlichkeit vermeiden kann:

7.2.1 Vermeidung fehlerhafter Planung des Systems und seiner Komponenten

Grundlage jeder Planung sollte eine Objektbesichtigung sein. Bei komplexen Systemen ist die sorgfältige Erkundung der bestehenden Verhältnisse unbedingt notwendig. Dazu gehört die genaue Prüfung der realen Rohrführung und der wirklich vorhandenen Komponenten bei der vorhandenen Technik. Wegen späterer Modifikationen, Ergänzungen, Umbauten etc. stimmen die vorliegenden Pläne nur selten mit der Realität überein. Besonders hilfreich sind Gespräche mit dem Betriebspersonal, da diese Personen die vorhandene Technik am besten kennen und über Eigenheiten und Schwachstellen des Systems Bescheid wissen. Auswirkungen dieser Besonderheiten auf die Anbindung des Solarsystems sind möglich. Der Aufwand für diese sorgfältige Grundinformation kann einige Stunden betragen.

Vorbereitende Messungen zur Ermittlung des Verbrauchs sollten in jedem Fall durchgeführt werden, da die vom Betreiber geschätzten Werte meist viel zu hoch liegen. Eine sorgfältige Durchführung dieser Messungen beinhaltet das Markieren der Einbauposition für die Sensoren, die Kontrolle der Messposition und der Messgeräte nach dem Einbau und eine ausreichend lange Dauer der Messung während der relevanten sommerlichen Schwachlastperiode oder eine Umrechnung der in anderen Zeiträumen ermittelten Messergebnisse (vgl. Kap. 5 und 6.1.1). Auch wenn die Messdaten elektronisch aufgezeichnet werden, sollten Volumenzähler zusätzlich täglich abgelesen werden (Redundanz). Von Dritten erfasste Messwerte sollten kritisch geprüft werden (Zeitraum, Fühlerposition usw.).

Planungsfehler bei den Installateuren kann man weitgehend durch die Formulierung eines möglichst präzisen Leistungsverzeichnisses vermeiden. Wichtige Komponenten sollten konkret festgelegt werden, mindestens sollten jedoch wichtige Eigenschaften eindeutig definiert sein (ggf. auch mit Vorschlag geeigneter und Ausschluss ungeeigneter Geräte). Oft werden dem Installateur zu viele Freiheiten bei der Wahl, der Einbauposition und der technischen Beschreibung der Komponenten gelassen.

Viele Mängel an Komponenten beruhen auch darauf, dass sie für einen Zweck eingebaut wurden, für den sie nicht geeignet sind. Oftmals liegt dies daran, dass die Hersteller die Einsatzgrenzen für ihre Geräte nicht eindeutig genug formulieren. Wichtige Hinweise zu Einsatzbedingungen und -grenzen müssen deutlich auffallend und abgehoben von langen Beschreibungen platziert werden. Mehr "Ehrlichkeit" bei der Angabe der Einsatzgrenzen und die Berücksichtigung zweckmäßiger Arbeitsbereiche auch in Auslegungsprogrammen (z.B. Wärmetauscher) könnten bei vielen Produktbeschreibungen nicht schaden. Eine benutzerfreundlichere Gestaltung der Auslegungsprogramme und deren kostenlose Abgabe an Planer würde dazu beitragen, dass der Planer sich mit diesem Produkt intensiver beschäftigt. Klare Typenbezeichnungen, die in einer Produktreihe logisch durchgehalten werden und Rückschlüsse auf wichtige Kenngrößen geben, würden eine erste Typenübersicht deutlich

vereinfachen. Hier herrscht leider oft ein undurchschaubares Chaos. Eine Datenbank mit wichtigen Komponenten unter Einschluss der Randbedingungen für den Betrieb (evtl. mit Ergebnissen aus Eignungs- oder Funktionstests) könnte eine gute Hilfe für Planer sein.

Eine Standardisierung der Solaranlagen bezüglich Systemaufbau und Anbindung an das konventionelle System könnte künftige Planungen stark vereinfachen. Dies ist u.a. Ziel des Programms Solarthermie-2000 (TP 2). Diesem Vorhaben sind aber immer dort Grenzen gesetzt sind, wo besondere Verbrauchsstrukturen oder untypische konventionelle Systeme vorhanden sind. Selbst im "Normalfall" wird der Fachplaner Standardlösungen stets noch auf Zweckmäßigkeit kontrollieren müssen. Dennoch dürften derartige "Standardempfehlungen" eine große Hilfe bei der Planung von Solaranlagen sein.

7.2.2 Vermeidung von Fehlern bei der Installation und der Abnahme

Bei der Installation von Komponenten sollten die Montageanweisungen der Hersteller sorgfältig beachtet werden. Zu oft stehen die Monteure unter Zeitdruck, so dass dieser wichtige Punkt nicht ausreichend beachtet wird. Vielfach sind allerdings auch die Anweisungen der Hersteller nicht klar und vor allem nicht kurz genug. Kein Installateur hat die Zeit, in einer umfangreichen Broschüre Informationen über alle Feinheiten der gekauften Komponente zu lesen, um darin die wichtigsten Informationen zu finden. Eine vorgestellte knappe und gut verständliche Montageanleitung (ggf. mit Verweis auf nähere Erläuterungen bei Unklarheiten) würde wahrscheinlich besser aufgenommen und befolgt werden.

Der Planer erhält gemäß HOAI einen sehr hohen Anteil seines Honorars für die Bauüberwachung. Leider muss man immer wieder feststellen, dass einige Planer meinen, mit der Auftragsvergabe sei ihre Arbeit getan und man müsse erst wieder zur Abnahme erscheinen. Eine sorgfältige Bauüberwachung hilft, Installationsfehler frühzeitig zu erkennen und beugt "schludriger" Arbeit vor. Bei der Fertigstellung wichtiger Arbeitsabschnitte sollte der Planer in jedem Fall auf der Baustelle erscheinen, Mängel anmahnen und die weiteren Ausführungsschritte im Detail mit dem Monteur besprechen. Frühzeitig erkannte Fehler sind meist recht leicht zu beheben. Ist das System erst einmal komplett installiert und befüllt, ist die Fehlerbeseitigung i.d.R. sehr viel zeit- und kostenaufwendiger.

Eine sorgfältige Bauüberwachung erleichtert dem Planer zudem die Abnahme, hat er doch vorher ständig prüfen können, ob die Ausführung mit der Planung übereinstimmt oder ob notwendig Änderungen korrekt durchgeführt wurden. Zur Abnahme sollte eine "Inventarliste" der zum Einbau vorgesehenen Komponenten erstellt werden, die mit den wirklich installierten Geräten verglichen wird. Bereits vor dem Abnahmetermin sollte ein Funktionstest der Regelung auf der Basis eines Ablaufplans durchgeführt werden. Bei Bedarf sollten kritische Betriebszustände künstlich herbeigeführt werden, damit das Regel- und Sicherheitskonzept der Anlage überprüft werden kann. Wichtige Systemgrößen (Vordrücke, Einstellungen an Sicherheitsventilen, Wärmeträgermischung) müssen kontrolliert werden.

Die Abnahme sollte verweigert werden, wenn keine präzise Systembeschreibung (inkl. Plan) vorliegt oder wenn die Funktion der Regelung nicht sorgfältig und nachvollziehbar dokumentiert wurde. Bei komplexen Reglern sollte zudem ein Einfahrprotokoll vorliegen. Selbstverständlich muss die Abnahme verweigert werden, wenn klar ersichtliche grobe Mängel vorliegen (Leckagen, fehlende Wärmedämmung, inkorrekt arbeitende Ventile etc.).

8 Garantierter Solarertrag

In die Wertung der Angebote für eine Solaranlage sollten nicht nur die Angebotspreise eingehen, sondern natürlich auch die Qualität der angebotenen Komponenten sowie die Qualifikation des Anbieters (Referenzen). Ortsnähe zum Standort der Anlage ist wichtig bei Wartung und Mängelbeseitigung. Zusätzlich kann aber auch erwartet werden, dass der Bieter bei Abgabe des Angebotes eine Angabe zur Jahresenergielieferung aus dem Solarsystem an die konventionelle Anlage macht und diese Angabe auch garantiert. Bei Heizungsanlagen ist es ganz selbstverständlich, dass für festgelegte Randbedingungen die angegebenen Temperaturen in den Wohnräumen garantiert werden. So kann auch in der Solartechnik gefordert werden, dass – basierend auf definierten Betriebsbedingungen (Wetter, Verbrauch) – ein Solarertrag aus dem Solarsystem zugesagt wird. Aus den Angebotspreisen und den Solarerträgen können dann für alle Angebote die Kosten der solaren Nutzwärme errechnet werden, die letztlich (neben anderen oben genannten Kriterien) die Auswahl bestimmen können. Eine Vergabe nur nach Angebotspreisen (ohne Wertung des Ertrags) halten wir für verfehlt.

8.1 Grundlagen für die Abgabe einer Ertragsgarantie

Damit alle am Ausschreibungsverfahren teilnehmenden Bieter von gleichen Voraussetzungen ausgehen können, müssen im Leistungsverzeichnis (LV) auch die Randbedingungen festgelegt werden, unter denen die Solaranlage arbeiten soll. Die wesentlichen Einflussgrößen für den Ertrag einer Solaranlage sind der Energiebedarf (Warmwasserverbrauch bei Anlagen zur Trinkwassererwärmung), die Strahlung und die Außentemperatur sowie natürlich die Aufstellungsbedingungen für die Kollektoren (Neigung, Ausrichtung). (Im Falle einer Heizungseinbindung oder der Integration in ein Nahwärmenetz sind hier weitere Angaben zu machen.)

Im Programm Solarthermie-2000 werden für die Strahlung und die Außentemperatur Dateien aus dem weit verbreiteten Simulationsprogramm T*SOL vorgegeben. Der Warmwasserverbrauch (in vorbereiteten Verbrauchsmessungen ermittelt) wird objektspezifisch anhand einer Tabelle mit ½-Stundenwerten, die für Simulationsprogramme verwendbar ist, vorgegeben, ebenso die Wochen- und Jahresprofile. Damit werden die Berechnungen der Bieter vergleichbar, da alle – gleich welches Simulationsprogramm sie benutzen – auf gleichen Arbeitsbedingungen für das System basieren. Der garantierte Nutzenergieertrag des Systems (Abgabe von Solarenergie an das konv. System) wird als Jahressumme angegeben. Für den Fall, dass dieser Ertrag nicht erreicht wird, sind Nachbesserungen oder Pönalen fällig. Eine Toleranzabweichung um -10 % vom Garantiewert ist erlaubt. Diese Toleranz deckt alle Unsicherheiten und Ungenauigkeiten in der Messtechnik und bei den Simulationsprogrammen ab. Eine entsprechend formulierte Garantieerklärung liegt dem LV bei. Sie muss vom Bieter unterzeichnet und zusammen mit dem Angebot abgegeben werden. Wichtig ist eine kritische Prüfung des garantierten Ertrages, da der Bieter versucht sein könnte, diesen Wert überhöht anzusetzen, um bei der Berechnung der Nutzwärmekosten scheinbare Vorteile zu haben.

In den obigen Ausführungen ist vom Bieter die Rede, der den Solarertrag garantieren soll. Dies kann der Installateur sein, der das Angebot abgibt, ebenso ist aber auch denkbar, dass der Installateur und der Planer gemeinschaftlich garantieren. Damit für den Betreiber im Garantiefall nur ein Ansprechpartner zuständig ist, ist im Programm ST-2000 grundsätzlich der Installateur als Garantiegebender vereinbart worden. Es ist ihm aber natürlich freigestellt, sich beim Planer über einen entsprechenden Vertrag für dessen Leistungen abzusichern.

8.2 Überprüfung der Garantieerfüllung

Um nachprüfen zu können, ob die Anlage den garantierten Ertrag im Verlauf eines Jahres geliefert hat, muss eine Mindest-Messtechnik im System installiert werden (vgl. Kap. 9.3.3). Derzeit wird in einem Forschungsprojekt untersucht, ob mit einem Kurzzeitmessverfahren von ca. 8 Wochen und mit Messfühlern, die keinen Eingriff in die Rohrleitung bedingen, eine ausreichend genaue Hochrechnung auf den Jahresertrag eines Systems möglich ist /31/. Wenn die Aussage zutrifft, dass eine derartige Messung etwa 20.000 DM kosten soll, wäre jedoch zu überlegen, ob nicht eine für die Garantieüberprüfung ausreichende Minimal-Messtechnik schon bei der Anlagenerrichtung mit installiert wird. Die Kosten dafür sind geringer als der o.a. Wert, allerdings ist die Auswertung der Ergebnisse je nach installierter Messtechnik nicht ganz einfach. Eine dauerhaft installierte Messtechnik bietet zudem den Vorteil, dass man die Anlage auch im weiteren Betrieb kontrollieren kann. Es sind jedoch auch Entwicklungen für Geräte denkbar, die im Rahmen einer dauerhaften Messtechnik direkt intern derartige Garantieberechnungen durchführen können. Im Prinzip müsste in einem solchen Gerät nur ein geeignetes Simulationsprogramm hinterlegt sein.

Eine Schwierigkeit besteht grundsätzlich darin, den in der Messperiode festgestellten Ertrag aus dem Solarsystem mit dem garantierten, anhand von vorgegebenen Randbedingungen abgegebenen Solarertrag zu vergleichen. Dabei reicht der einfache Vergleich des Messwertes für die Jahresnutzenenergie mit dem Garantieertrag des Bieters in der Regel nicht aus, da die im LV vorgegebenen Randbedingungen für Strahlung, Außentemperatur und Warmwasserverbrauch während der Messsaison meist nicht den Vorgaben entsprechen. Es kann nicht dem Bieter angelastet werden, wenn im tatsächlichen Betrieb z.B. der Warmwasserverbrauch niedriger ausfällt als im LV vorgegeben und deshalb die Solaranlage nicht den garantierten Ertrag erreicht hat. Ebenso wenig darf es aber sein, dass die mangelnde Leistung einer Solaranlage nur deshalb nicht auffällt, weil z.B. in einem besonders guten Strahlungsjahr der gemessene Solarertrag den garantierten erreicht. Im Programm ST-2000 wurde daher ein einfaches Verfahren entwickelt, das die Abweichungen bei Strahlung, Außentemperatur und Warmwasserverbrauch während des tatsächlichen Betriebes gegenüber den im LV vorgegebenen Werten berücksichtigt, um ein Unterschreiten der Ertragsgarantie nachvollziehbar feststellen zu können. Gleichzeitig werden dabei Über- oder Unterschätzungen des Bieters bezüglich des Ertrags durch entsprechende Korrekturen berücksichtigt. Informationen dazu können bei der ZfS angefordert werden.

9 Betriebsüberwachung von großen thermischen Solaranlagen

Das Betriebsverhalten einer Solaranlage kann nur beurteilt werden, wenn in dem System eine Mindest-Messtechnik installiert ist. Eine unzureichende Leistung eines Solarsystems wird ohne Messtechnik nur selten erkannt, weil das konventionelle Heizsystem immer die vom Verbraucher geforderte Energiemenge bereitstellt und weil die jährlichen Schwankungen im Energieverbrauch meist so groß sind, dass ein geringer Solarertrag kaum auffällt.

9.1 Planung eines Messprogramms

Bevor ein Messprogramm konzipiert wird, sollte überlegt werden, welcher Umfang für die betreffende Solaranlage angemessen (oder gewünscht) ist. Die wichtigsten Kriterien sind:

- Systemaufbau
- Zweck der Messung (mit Folgen für die Genauigkeit der Sensoren und die zeitliche Auflösung der Messwerte)
- Qualifikation des Personals und Zeitaufwand für die Datenerfassung und -auswertung
- Kosten für das Messprogramm

Der **Systemaufbau** ist maßgebend für den Umfang der Messtechnik. Solaranlagen zur reinen Trinkwassererwärmung mit einem immer direkt vom Zapfvolumen durchströmten Wärmetauscher haben eine klar definierte Systemgrenze. Je mehr Schnittstellen jedoch die Solaranlage mit dem konventionellen System hat, desto mehr Funktionen sollten nach unserer Erfahrung kontrolliert werden.

Vor allem in großen Heizzentralen mit verzweigtem Rohrnetz und oftmals vielen abgesperrten Bypassleitungen können leicht Fehlfunktionen eintreten, wenn Ventilstellungen verändert oder Schieber undicht werden. Hier sind daher je nach Einzelfall auch Kontroll-einrichtungen (z.B. Temperatursensoren) zwischen der Solaranlage und dem konventionellen Teil zu empfehlen. Für komplexe Anbindungen ist es sehr schwierig, allgemein gültige Messpositionen anzugeben. Die im Folgenden beschriebenen Anforderungen an Messprogramme beschränken sich daher weitgehend auf Solarsysteme zur Trinkwassererwärmung.

Im nächsten Schritt sollte der **Zweck der Messungen** definiert werden. Ob die Messeinrichtungen beispielsweise für Funktionskontrollen, quantitative Bestimmung der Systemkenngrößen oder für Demonstrations- und Forschungszwecke benutzt werden, hat wesentlichen Einfluss auf den erforderlichen Umfang des Messprogramms. Bei Kleinanlagen reicht in der Regel eine gute Funktionskontrolle aus. Ein Messprogramm für große Solaranlagen sollte als Mindeststandard die Bestimmung der wichtigsten Systemkenngrößen (vgl. Kap. 9.2) erlauben. Für detailliertere Untersuchungen können zusätzlich Energiebilanzen einzelner Solarsystemkomponenten und die Kontrolle der Regelung (bzw. deren dynamisches Verhalten) etc. aufgenommen werden. Je detaillierter das Messprogramm wird, um so höher sind die Anforderungen an Genauigkeit der Sensoren und die zeitliche Auflösung der Daten.

Die Anforderungen an die **Qualifikation des Personals und der Zeitaufwand** für die Bearbeitung der Messdaten steigen mit der Detaillierung des Messprogramms erheblich an. Steht

für die Betreuung der Solaranlage nur sporadisch anwesendes, fachfremdes Personal zur Verfügung, ist eine einfache und leicht verständliche Mindest-Messtechnik angebracht. Hat das Objekt dagegen eine ständig durch Fachpersonal besetzte Technikzentrale, kann ein höherer Messaufwand zweckmäßig sein. Der für das Fachpersonal zusätzliche Zeitaufwand für die Kontrolle und Analyse der Messdaten sollte jedoch nicht unterschätzt werden. Wenn hohe Investitionen für ein detailliertes Messprogramm getätigt werden, so muss auch sichergestellt sein, dass für die Analyse der Daten gut vorgebildetes Personal im notwendigen Zeitumfang für diese Aufgabe freigestellt wird.

Bei einer "normalen" Betriebskontrolle sollten die **Kosten des Messprogramms** in einer akzeptablen Relation zu den Investitionskosten für das Solarsystem stehen. Sie sollten 5 % der Anlagenkosten in der Regel nicht überschreiten, es sei denn, es sollen im Rahmen eines Forschungsmessprogramms detaillierte Erfahrungen zum Betriebsverhalten aller Komponenten gesammelt werden, wie im Programm Solarthermie-2000. Bei Kleinanlagen (Kosten ca. 10.000 DM) bedeutet dies, dass die Mehrkosten für eine Überprüfung der Anlagenfunktion nicht erheblich mehr als 500 DM betragen dürfen. Diese Bedingung erfüllt wohl nur die im Regler zusätzlich integrierte Funktionskontrolle (vgl. Kap. 9.3.1 und 9.3.2). Bei einer Anlage mit z.B. Kosten von 100.000 DM (ca. 60-70 m² Kollektorfläche) dürfte die Messtechnik dann schon 5.000 DM kosten. Mit dieser Summe kann die einfache Mindest-Messtechnik (vgl. Kap. 9.3.3) realisiert werden.

Natürlich steht es jedem Betreiber frei, in die Messtechnik einen höheren Betrag zu investieren. Die Mehrkosten für die Messtechnik sind in vielen Fällen gut angelegt, weil man so effizienzmindernde Schwachstellen des Systems leichter erkennen und beseitigen kann.

9.2 Definition der wichtigsten Kenngrößen eines thermischen Solarsystems

Zur Beurteilung der Dimensionierung, der Betriebsweise und der Wirtschaftlichkeit eines Solarsystems gibt es einige Kennwerte. Alle im Folgenden definierten Kennwerte sind wichtig zur Beurteilung einer thermischen Solaranlage. Fehlt nur eine dieser Größen, ist eine Solaranlage nicht ausreichend beschrieben. Ebenso gilt, dass nur ein guter Kennwert (z.B. ein hoher solarer Deckungsanteil) nichts über die Qualität des Solarsystems aussagt.

Auslastung

Die Auslastung gibt an, wie viel Liter Kaltwasser täglich pro Quadratmeter Kollektorfläche zur Erwärmung durch das Solarsystem geleitet werden. Die Auslastung ist ein wichtiges Merkmal für die Dimensionierung des Solarsystems. Knapp ausgelegte Großanlagen zur reinen Trinkwassererwärmung liegen bei ca. 60-70 l/(d·m²) oder darüber. Großzügig dimensionierte Systeme haben eine Auslastung von ca. 50-60 l/(d·m²), unter 50 l/(d·m²) liegt i.d.R. eine Überdimensionierung vor.

Kollektorkreisnutzungsgrad

Der Kollektorkreisnutzungsgrad ist das Verhältnis von Wärme, die aus dem Kollektorkreis an einen Wärmetauscher oder Solarspeicher abgegeben wurde, zur Sonnenenergie, die im gleichen Zeitraum auf das Kollektorfeld auftrifft.

Systemnutzungsgrad

Der Systemnutzungsgrad ist das Verhältnis von solarer Nutzwärme, die aus dem Solarsystem (inkl. aller Solarspeicher und Wärmetauscher) an das konventionelle System abgegeben wurde, zur Sonnenenergie, die im gleichen Zeitraum auf das Kollektorfeld auftraf.

Solarer Zapf-Deckungsanteil

Der solare Deckungsanteil am Zapfverbrauch ist der Anteil der solaren Nutzwärme am Energiebedarf für die Erwärmung des gezapften Warmwassers. Der Energieaufwand zur Deckung der Verluste im konv. Speicher und der Zirkulation ist hier nicht enthalten.

Solarer Zapf- und Zirkulations-Deckungsanteil

Der solare Deckungsanteil am Zapf- und Zirkulationsverbrauch ist der Anteil der solaren Nutzwärme am Energiebedarf für das gezapfte Warmwasser und die Warmwasserzirkulation. Der Energiebedarf zur Deckung der Verluste im konv. Speicher ist hier nicht enthalten.

Solarer Gesamt-Deckungsanteil

Der solare Deckungsanteil am Gesamtenergieverbrauch des Warmwassersystems ist der Anteil der solaren Nutzwärme am Energiebedarf für das gesamte Warmwassersystem (Zapfverbrauch, Zirkulation, Verluste im konv. Speicher). Da die Verluste im konventionellen Bereitschaftsspeicher anteilmäßig in der Regel gering sind (gute Wärmedämmung vorausgesetzt), liegt der Gesamt-Deckungsanteil meist nur wenig niedriger als der Zapf- und Zirkulations-Deckungsanteil. Normalerweise können beide Werte in erster Näherung gleichgesetzt werden.

System-Arbeitszahl

Die Arbeitszahl beschreibt das Verhältnis von gelieferter Nutzenergie aus dem Solarsystem zur aufgewendeten (elektrischen) Hilfsenergie ohne Messtechnik. Sie gibt an, wie viel kWh solarer Nutzwärme pro eingesetzter kWh Strom geliefert wurden.

Kosten der solaren Nutzwärme

Die Kosten für die solare Nutzwärme geben an, wie teuer eine kWh solarthermische Energie ist. Sie werden berechnet aus dem Quotienten von absoluter Annuität (in DM; definiert durch die vollständigen Baukosten für die Solaranlage, die Lebensdauer des Systems und den Zinssatz für das einzusetzende Kapital) und dem Ertrag an solarer Nutzwärme während eines Jahres. Im Programm Solarthermie-2000 werden folgende Werte zu Grunde gelegt: Systemlebensdauer: 20 Jahre, Kapitalzins: 6 %. Daraus ergibt sich die Annuität von 8,72 %.

9.3 Beschreibung unterschiedlicher Stufen von Messprogrammen

9.3.1 Grundsätzliche Messausstattung an jeder Anlage

Folgende Messsensoren sollten grundsätzlich in jeder Solaranlage vorhanden sein:

Manometer im Kollektorkreis

Ein Manometer im Kollektorkreis muss in jeder thermischen Solaranlage vorhanden sein. Durch regelmäßige Überprüfung der Anzeige kann festgestellt werden, ob der Kollektorkreis Wärmeträgerflüssigkeit verliert. Eine Kontrolle des Füllstandes in den Auffangbehältern für abgeblasenes Wärmeträgermedium gibt einen Hinweis darauf, ob der Flüssigkeitsverlust durch Ansprechen des Sicherheitsventils oder durch Leckagen verursacht wurde.

Betriebsstundenzähler für wichtige Pumpen und Ventile

Die Betriebsstunden für wichtige Systempumpen geben einen ersten Hinweis auf das Betriebsverhalten des Systems. Sind gesteuerte Ventile installiert, so können Betriebsstundenzähler Aufschluss über deren Ansprechen durch die Regelung geben. Da Betriebsstundenzähler mit Statusanzeige relativ preiswert sind, sollten sie in keiner Anlage fehlen. Ihre Anzeige sollte regelmäßig notiert werden, in der Einfahrphase möglichst täglich, später evtl. wöchentlich. Im Vergleich mit den beobachteten Wetterbedingungen und evtl. angezeigten Temperaturniveaus im System erlauben sie eine grobe Abschätzung des Betriebsverhaltens der Anlage. Die Interpretation der Werte setzt allerdings ein Mindestverständnis für die Funktion einer Solaranlage voraus.

Da Betriebsstundenzähler in aller Regel direkt oder über Relaiskontakte parallel zu dem ihnen zugeordneten Gerät angeschlossen sind, erfassen sie nur die Dauer der Ansteuerung der Komponente. Ihre Anzeige sagt also nichts über die Funktionstüchtigkeit des Geräts selbst aus. Wollte man die Arbeitsweise z.B. einer Pumpe kontrollieren, so müsste ein Volumenstromzähler installiert werden. Trotz dieses Mangels sind sie brauchbare Indikatoren für die Betriebstüchtigkeit der Anlage.

Signale von Regelfühlern

Bei den meisten Reglern werden die Eingangsgrößen (Temperaturen, Strahlung) angezeigt. In einigen Geräten sind sogar Messwertespeicher integriert, die ausgelesen werden können. Diese Momentanwerte ermöglichen in Verbindung mit Betriebsstundenzählern mit Statusanzeige eine Kontrolle des momentanen Betriebszustandes des Systems.

Temperaturanzeigen

Werden nicht bereits durch den Regler wichtige Systemtemperaturen (Kollektorvor- und -rücklauf, untere und obere Speichertemperatur) erfasst und angezeigt, so sollten entsprechende Anzeigegeräte installiert werden. Es empfiehlt sich hierbei, zumindest im Kollektorkreis auf qualitativ höherwertige Geräte mit einer guten Genauigkeit zurückzugreifen, da in diesem Kreis die Temperaturdifferenzen oftmals recht gering sind. Die vielfach eingesetzten Zeiger-Rundinstrumente sind meist zu ungenau.

Mit einer derartigen Minimalausstattung können die Regelfunktionen überprüft und eventuell vorhandene grobe Fehler erkannt werden, wenn man an mehreren Tagen mit unterschiedlichem Wetter die Anzeigen während mehrerer Stunden in viertel- bis halbstündigen Abständen abliest. Besondere Betriebszustände können künstlich erzeugt werden, indem man z.B. die Entladung des Solarspeichers an einem sonnigen Tag einige Stunden lang unterbindet oder die Kollektorkreispumpe von Hand für kurze Zeit abschaltet. Auf diese Weise kann recht einfach das Verhalten des Systems (und evtl. der Sicherheitseinrichtung)

gen) in kritischen Situationen überprüft werden. Derartige Kontrollen empfehlen sich in jedem Fall nach Installation der Anlage und später in größeren Abständen (z.B. halbjährlich).

9.3.2 Geräte zur automatischen Funktionskontrolle

Da im Rahmen der Anlagensteuerung bereits einige Sensoren (meist für Temperaturen) installiert sind und an der Ansteuerung der Schaltausgänge für Pumpen etc. Signale zum Status und zur Zeiterfassung (Betriebsstunden) abgegriffen werden können, bietet es sich an, diese Messsignale für eine reglerinterne Funktionskontrolle zu benutzen. Durch logische Verknüpfung der Signale (Formulierung von Abhängigkeiten bei normalen und gestörten Betriebsbedingungen) kann man definieren, wann ein System (in Bandbreiten) korrekt, wann es außerhalb der üblichen Bereiche oder wann es wahrscheinlich fehlerhaft arbeitet. Das Ergebnis dieser internen Prüfung könnte im Klartext auf einem Display oder durch mehrere beschriftete Leuchtdioden unterschiedlicher Farbe dem Betreiber angezeigt werden (grün: System arbeitet korrekt; gelb: System arbeitet in einem untypischen Bereich; rot: Anlage zeigt klares Fehlverhalten). Eine weitere Untergliederung zu eindeutig erkannten Fehlern wäre wünschenswert. Daher wäre ein Display in Verbindung mit drei auffallenden Leuchtdioden (grün, gelb, rot) wohl die eleganteste Lösung.

Eine derartige reine "Funktionskontrolle" macht jedoch lediglich eine qualitative Aussage zum Anlagenverhalten, jedoch noch keine quantitative zur Systemeffizienz. Geräte mit Ansätzen in dieser Richtung sind auf dem Markt oder in der Entwicklung. Wenn die oben beschriebenen Funktionskontrollen im Regler integriert sind, halten sich die Mehrkosten im Rahmen, so dass die Geräte auch bei Kleinanlagen die Gesamtkosten nicht zu stark in die Höhe treiben (Mehrkosten ca. DM 500).

9.3.3 Mindest-Messprogramm für quantitative Systemanalysen

Bei großen Solaranlagen sollte (evtl. zusätzlich zu der zuvor skizzierten Funktionskontrolle mit logischen Signalverknüpfungen) die Möglichkeit zur Kontrolle der Leistungsfähigkeit selbstverständlich sein. Auch hier gibt es einige Neuentwicklungen, bei denen aber oft der Fehler gemacht wird, lediglich die Wärmemenge im Kollektorkreis zu messen. Diese eine Wärmemenge genügt jedoch keineswegs für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit des Systems, da weder die für das Kollektorfeld signifikante Einstrahlung (abhängig von Standort, Neigung und Ausrichtung der Kollektoren) noch das Benutzerverhalten (Verbrauch) bei der Analyse berücksichtigt werden können. (Im Prinzip wäre das so, als wolle man aus dem Benzinverbrauch eines Autos auf die gefahrenen Kilometer schließen, ohne zu wissen, welche Strecken (Stadt, Landstraße, Autobahn) mit welchem Fahrerverhalten ("sportlich", zurückhaltend etc.) und welchem Autotyp zurückgelegt wurden.) Für eine sinnvolle Systemanalyse müssen neben der solaren Nutzenergielieferung zusätzlich also mindestens noch die solare Strahlungsenergie (wünschenswert auch die Außentemperatur) und der Energiebedarf des Verbrauchers, an den die Solaranlage angeschlossen ist, gemessen werden (s. Abb. 9.1). Mit einer solchen Messausstattung kann zudem grob überprüft werden, ob der garantierte Solarertrag (vgl. Kap. 8) eingehalten wurde, sofern die Abweichungen der realen Betriebsbedingungen von den Auslegungsbedingungen nicht zu groß sind. Eine Kontrolle mit Simulationsprogrammen ist in dieser Stufe noch nicht möglich.

Die Aussagekraft der Messergebnisse hängt stark ab von der Genauigkeit der Sensoren sowie der Sorgfalt bei der Wahl der Einbauposition und bei der Installation. Hohe Genauigkeit bei Wärmemengenmessungen werden nur erreicht, wenn Volumenstromzähler und Temperaturfühler sorgfältig an die Betriebsbedingungen angepasst werden. Volumenstromzähler müssen passend zum vorliegenden Durchfluss ausgewählt werden. Insbesondere Kreisläufe mit geringen Temperaturdifferenzen (z.B. Kollektorkreis, Zirkulationsnetz) erfordern eine hohe Genauigkeit der Temperaturfühler. Die Einbaupositionen und die Verkabelung der Messsensoren sollten bei der Abnahme überprüft werden, damit eine korrekte Erfassung der Messwerte gesichert ist.

Je nach den Anforderungen und Möglichkeiten des Betreibers können integrierende Anzeigen mit etwa wöchentlicher Ablesung benutzt werden oder elektronische Datalogger, die die Daten aufnehmen, über einstellbare Zeitintervalle (z.B. Stunden) mitteln bzw. summieren und speichern.

Strahlungsenergie

Der Strahlungssensor sollte mit gleicher Neigung und Ausrichtung wie das Kollektorfeld installiert werden. Für ein einfaches Messprogramm sind genau kalibrierte fotoelektrische Empfänger (Silizium-Solarzellen) mit einer guten Temperaturkompensation und geringer Abhängigkeit vom Einstrahlungswinkel ausreichend. Genauer arbeiten Geräte auf der Basis von Thermosäulen, allerdings sind diese erheblich teurer. Da das Ausgangssignal der Sensoren proportional zur Leistungsdichte der Solarstrahlung (z.B. W/m^2) ist, muss dem Fühler eine integrierende Elektronik mit der Möglichkeit zur Eingabe des Sensor-Kalibrierfaktors nachgeschaltet werden (Solarintegrator).

Solare Nutzenergie

Die solare Nutzenergie wird immer an der Stelle gemessen, an der das komplette Solarsystem (inkl. aller Solarspeicher und Wärmetauscher) an das konventionelle System angeschlossen ist. Bei Großanlagen ist dies in der Regel die Sekundärseite des Entladewärmetauschers (vgl. Abb. 3.1a und Abb. 9.1). Lediglich bei Anlagen mit bivalent (solar und konventionell) genutzten Speichern als letztem Glied der Solaranlage muss man die Messstelle vor diese Speicher legen und bei Bedarf die der Solaranlage zuzurechnenden Verluste des bivalenten Speichers schätzen und vom Messwert abziehen.

Falls an die Solaranlage weitere Verbraucher angeschlossen sind (z.B. direkte solare Teildeckung von Zirkulationsverlusten oder Unterstützung der Raumheizung), kann der Messaufwand zur Ermittlung der solaren Nutzwärme erheblich größer werden.

Energie des Verbrauchers

Die folgenden Aussagen gelten für Systeme zur Trinkwassererwärmung. Bei anderer Nutzung sind entsprechende Anpassungen notwendig.

Wird das Zapfvolumen bereits im Zuge der Nutzenergiemessung mit einem Volumenstromzähler erfasst (Anlagen ohne Vorwärmespeicher; vgl. Abb. 9.1), so ist die Verbrauchsmessung am einfachsten und preiswertesten durch eine Messstelle in der konventionellen Nachheizung für den Bereitschaftsspeicher zu realisieren. Die Summe aus solarer Nutzenergie und konventioneller Nachheizenergie ergibt dann den gesamten Energiebedarf für das kom-

plette Warmwassersystem. Wesentlich aussagekräftiger ist die Messung jedoch, wenn die Zirkulationsverluste zusätzlich gemessen werden, da diese Verluste oft einen hohen Anteil am Gesamtenergieverbrauch ausmachen und ein hohes Einsparpotential bieten. Wird bei Systemen mit Vorwärm Speicher oder bivalentem Speicher die solare Nutzenergie jedoch vereinfacht vor diesem Speicher erfasst, ist zur Messung des Warmwasserverbrauchs ein zweiter Volumenzähler im Kaltwasserzulauf erforderlich, da die Kenntnis des Warmwasserverbrauchs eine der wichtigsten Größen für die Beurteilung des Systemverhaltens ist. Wurden bereits in der Planungsphase Messungen des Warmwasserverbrauchs durchgeführt, kann zumeist der dafür eingebaute Zähler benutzt werden (vgl. Kap. 5.1.2).

Mit Hilfe der o.g. Messwerte können alle wichtigen Kennwerte der Solaranlage ermittelt werden (vgl. Kap. 9.2):

- **Systemauslastung** (über Warmwasserzapfvolumen und Kollektorfeldfläche)
- **Systemnutzungsgrad** (über solare Nutzenergie und Einstrahlung)
- **Solarer Deckungsanteil** (Bezug auf erfasste Verbrauchsenergie (Kap. 9.2) angeben!!)
- **Kosten der solaren Nutzwärme** (über Investitionskosten und solare Nutzenergie)

Wird zusätzlich der Stromverbrauch des Solarsystems ohne Messtechnik! erfasst, kann auch die **Arbeitszahl** der Solaranlage bestimmt werden.

9.3.4 Komponenten-Messprogramm

Beim Mindest-Messprogramm wird die gesamte Solaranlage als "black box" betrachtet. Im Rahmen eines Komponenten-Messprogramms wird die Anzahl der Messfühler so gewählt, dass zusätzlich die energetische Beurteilung jeder wichtigen Komponente des Solarsystems (Kollektorkreis, Solarspeicher, Speicherlade- und -entladepumpen, Wärmetauscher etc.) möglich ist. In diesem Programm können evtl. noch je Messstelle einzelne Geräte zur Erfassung des Volumenstroms und der Wärmemenge etc. (allerdings mit einem Ausgang zur Anzeige der Momentanwerte) eingesetzt werden. In der Regel ist es hier aber bereits preiswerter, einen kleinen Datalogger zur Aufnahme, Verarbeitung und Speicherung der Messgrößen zu benutzen. Je nach Untersuchungsanforderung kann man mit Hilfe der Datalogger auch die zeitliche Auflösung der Messwerte frei bestimmen.

Mit einem solchen Messprogramm (vollständige Ausstattung gemäß Abb. 9.1) kann man nicht nur alle Systemkennwerte ermitteln, man ist auch in der Lage, die Effizienz der einzelnen Komponenten (bei hoher zeitlicher Auflösung auch die der Regelung) zu beurteilen.

9.3.5 Forschungs-Messprogramm

Im Forschungs-Messprogramm werden zusätzlich zum Komponenten-Messprogramm alle Regelfühler redundant gemessen und zusätzliche Sensoren zur Untersuchung des dynamischen Verhaltens von Einzelkomponenten installiert (z.B. mehrere in der Höhe versetzte Temperaturfühler im Solarspeicher zur Erfassung der Schichtung, mehrere Temperaturfühler im Kollektorfeld zur Kontrolle der Gleichmäßigkeit der Durchströmung etc.). Im Prinzip entspricht ein Forschungsmessprogramm, wie es auch in Solarthermie-2000 benutzt wird, einem etwas erweiterten Komponenten-Messprogramm. Die Anforderungen an die Messgenauigkeit und die zeitliche Auflösung der Messwerte sind sehr hoch.

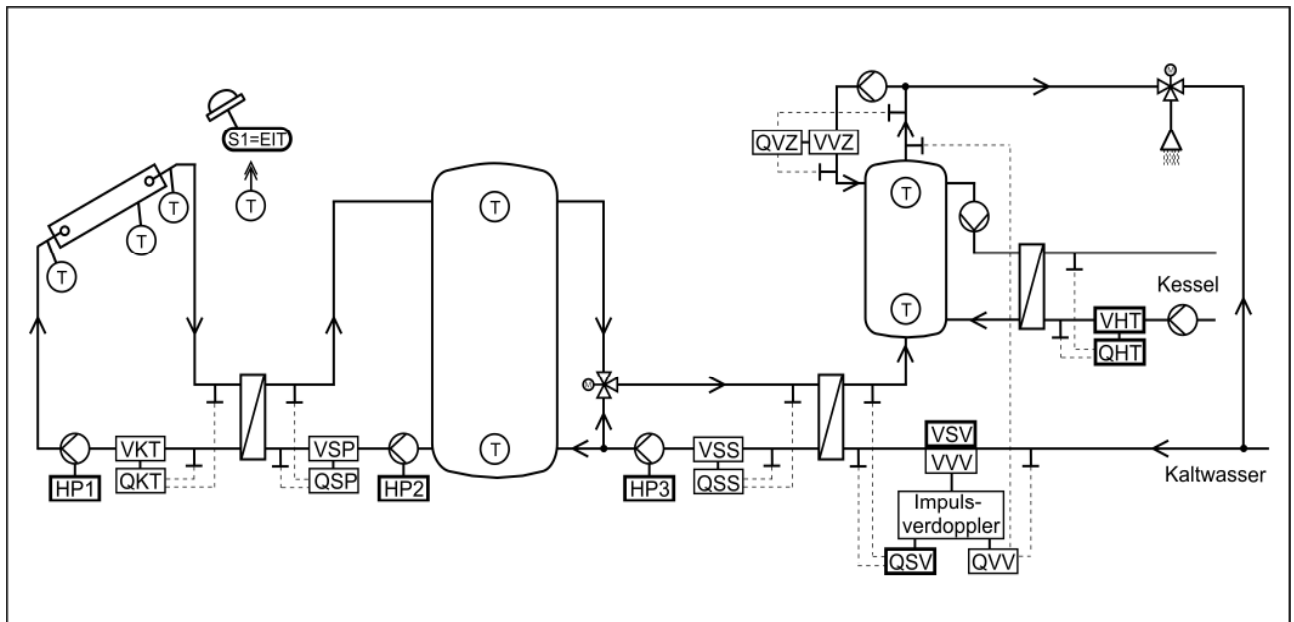


Abb. 9.1: Prinzip einer Komponenten- oder Forschungsmesstechnik an einer großen Solaranlage (fett gezeichnete Fühler (inkl. Strahlung): Mindest-Messtechnik für größere Anlagen)

Will man jedoch aus Demonstrations- und Forschungsanlagen auf künftige Systeme übertragbare Aussagen zur Betriebsweise der einzelnen Komponenten machen, so müssen diese Bauteile des Systems sehr sorgfältig unter den vielfältig wechselnden Betriebsbedingungen analysiert werden. Normalerweise kaum zu erkennende Fehler in der Regelung können z.B. nur auf diese Weise festgestellt und abgestellt werden. Abb. 9.1 zeigt das Prinzip einer detaillierten Messtechnik für ein Solarsystem und den konventionellen Anlagenteil, an den die Solaranlage angekoppelt ist. Die in Abb. 9.1 benutzten Kürzel sind in Tab. 9.1 erläutert. Bezüglich zusätzlicher Messstellen bestehen je nach Bedarf große Freiheiten, da die eingesetzten Datalogger erweiterbar sind.

Tab. 9.1: Erläuterung der in Abb. 9.1 benutzten Messstellenbezeichnungen

Kürzel	Messgröße	Kürzel	Messgröße
EIT(an S1)	Strahlungsenergie auf Kollektorfeld	QVV	Energie für gezapftes Warmwasser
QKT	Wärmemenge Kollektorkreis	QVZ	Zirkulationsverluste
QSP	Wärmemenge an Solarspeicher	QHT	Energie für Nachheizung
QSS	Wärmemenge aus Solarspeicher	V..	jeweils zu Q.. gehörige Volumina
QSV	Solare Nutzwärme an Verbraucher	H..	Betriebsstunden v. Pumpen, Ventilen
		T	Temperaturen

Im Programm Solarthermie-2000 wurden mit Hilfe dieser Messtechnik sehr viele Mängel an den installierten Systemen entdeckt, die zwar einzeln gesehen (abgesehen von gravierenden Mängeln in der Regelung) das System nicht sehr stark beeinflusst haben, in der Summe aber doch zu merklichen Ertragsminderungen führten. Die Erfahrungen aus der Analyse dieser Schwachstellen sind sehr wichtig, will man für die Zukunft Empfehlungen für System- und Komponentenstandardisierungen bezüglich Auslegung, Installation und Betriebsweise geben. Genau dies aber ist eines der wesentlichen Ziele des Programms Solarthermie-2000.

10 Betriebsergebnisse an ausgeführten Anlagen

Die im Programm Solarthermie-2000 eingesetzte Messtechnik entspricht der in Kap. 9.3.5 beschriebenen Forschungsmesstechnik. Sie wird je nach Besonderheit der Anlage erweitert.

10.1 Ergebnisse an ausgewählten Anlagen in Solarthermie-2000 (TP 2)

In den folgenden Kapiteln sind Messergebnisse und Betriebserfahrungen an drei ausgewählten Anlagen aus Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000 beschrieben. Zu jeder Anlage sind die wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen mindestens einer vollständigen Jahres-Messperiode zusammengefasst.

10.1.1 Solaranlage im Kreiskrankenhaus Wolgast

Daten zum Objekt

Typ	Krankenhaus	Planbelegung	ca. 230 Betten
Baujahr	Mitte 50-er Jahre	sonst. Einrichtungen	3 Therapiebecken, Küche
Träger	Landkreis Ostvorpommern	konv. Energie	Erdgas (Reserve: Fernwärme)
		Baujahr Solaranlage	1995/1996

Informationen zum Solarsystem



Abb. 10.1: Ansicht des Kollektorfeldes auf dem Kreiskrankenhaus Wolgast

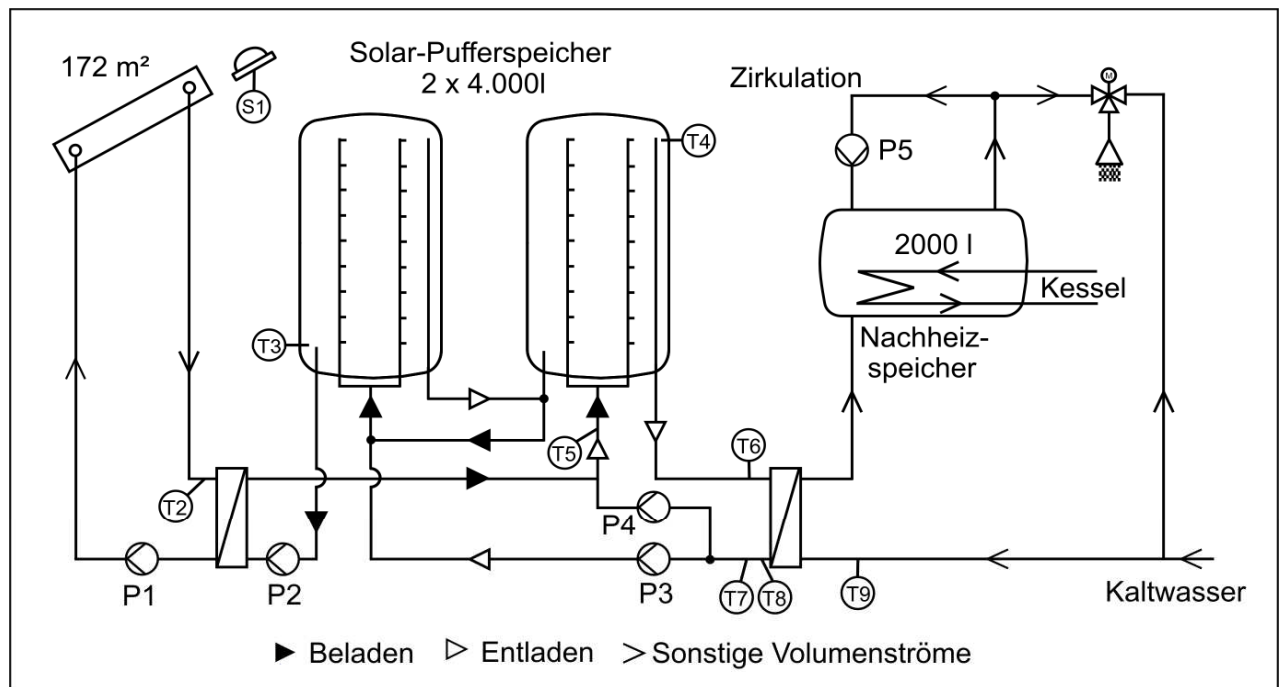


Abb. 10.2: Prinzipschaltbild der Solaranlage im Kreiskrankenhaus Wolgast

Die wesentlichen Komponenten der Solaranlage sind der unten folgenden Aufstellung zu entnehmen. Eine Besonderheit sind die zwei Kollektorfelder, die auf nur gering geneigten und unterschiedlich orientierten Schrägdächern mit ziemlich großem Aufwand zusätzlich aufgeständert sind.

Kollektoren

Hersteller; Typ: Solvis; F60
 Aktive Absorberfläche: Feld 1 und 2: je 86,1 m², Summe: 172,2 m²
 Ausrichtung: Feld 1: +20° (SSW), Feld 2: -10°(SSO)
 Neigung: Feld 1 und Feld 2: 40°

Wärmetauscher Solarkreis/Speicherladekreis

Hersteller; Typ: Funke; 1 gelöteter Platten-WT TPL 01-L-54-22
 Übertragungsfläche: 8,5 m²
 Übertragungsleistung: 86 kW bzw. 82 (W/K)/m²_{KF} [KF: Kollektorfläche]
 Werkstoff Platten: 1.4301 (XCrNi1810)

Pufferspeicher

Hersteller; Typ: Kleusberg GmbH; stehende Druckspeicher m. Schichtladelanzen
 Gesamtvolumen: 8 m³ (2 * 4 m³)

Wärmetauscher Speicherentladekreis/Trinkwasser

Hersteller; Typ: Funke; 1 geschraubter Platten-WT FPH 125-075-A-316-N
 Übertragungsfläche: 10,4 m²
 Werkstoff Platten: 1.4401 (XCrNiMo17122)

Betriebserfahrungen und Messergebnisse

Seit 18.4.1996 ist die Anlage im Messbetrieb. Die erste Jahresmesssaison wurde am 17.4.97 beendet, die zweite am 17.4.98, die dritte nach kleinen Optimierungen im Juni 99 /32/.

Tab. 10.1: Auslegungs- und Messwerte der Solaranlage im Kreiskrankenhaus Wolgast

Messperiode		Auslegung/ Garantie	18.04.96 - 17.04.97	18.04.97 - 17.04.98	12.06.98 - 11.06.99
Kollektorfläche: 172,2 m ²					
Strahlung auf das Kollektorfeld	MWh	196,8	206,4	209,2	188,8
Jahres-Zapfverbrauch Warmwasser	m ³	3.956	4.661	3.724	4.370
Auslastung Solaranlage(Jahresdurchschnitt)	l/(d·m ²)	63	73,8	59,3	69,9
Durchfluss Kollektorfeld (Jahresdurchschnitt)	l/(h·m ²)	12	9,3	9,6	11,9
Jahres-Solarertrag	MWh	91,0	91,4	83,9	82,3
Jahresmittel Systemnutzungsgrad	%	46,2	44,3	40,1	43,6
Korrigierter garantierter Jahres-Solarertrag	MWh	-	97,0	92,8	89,7
Korr. garant. Systemnutzungsgrad	%	-	49,2	45,4	47,7
Erreicht vom korr. gar. Solarertrag	%	-	94,2	90,4	91,7
Erreicht vom korr. gar. Systemnutzungsgrad	%	-	90,0	88,2	91,4
Solarer Deckungsanteil am Zapfverbrauch	%	-	33,0	40,4	35,1
Solarer Deckungsanteil am Gesamtverbrauch	%	-	14,9	11,6	12,9
Arbeitszahl des Solarsystems	-	-	40,9	40,7	47,2

Der Warmwasserverbrauch lag im ersten Messzeitraum ca. 18 % höher als der während der vorbereitenden Verbrauchsmessungen ermittelte. Die gemessene Einstrahlung in die Kollektorebene überstieg den Planwert um 5 %. Der garantierte Solarertrag für diese erheblich verbesserten Betriebsbedingungen wurde durch das in Kap. 8 beschriebene Verfahren daher von 91 MWh auf 97 MWh korrigiert, der garantierte Systemnutzungsgrad entsprechend auf 49,2 %. Der gemessene Solarertrag erreichte 94,2 % des korrigierten garantierten Ertrags, der gemessene Systemnutzungsgrad erreichte 90,0 % des korrigierten Garantiewertes. Die Garantieleistung galt somit als erbracht.

In der zweiten Messperiode ergab sich ein Warmwasserverbrauch von nur noch 3.724 m³/a, der damit 6 % unter dem Planwert lag. Die Einstrahlung in die Kollektorebene war noch etwas höher als im ersten Messzeitraum. Die weiteren Werte sind Tab. 10.1 zu entnehmen. Auch in diesem Jahr wurde die Garantieleistung noch knapp erbracht.

Interessant ist hier, dass durch den Warmwasserverbrauchsrückgang in der 2. Messperiode der Solarertrag wesentlich stärker zurückging, als dies nach der Simulationsrechnung mit den gemessenen Strahlungs- und Verbrauchswerten zu erwarten gewesen wäre. Die Energiegarantie wird daher nur noch knapp erfüllt. Eventuell reagiert die ausgeführte Solaranlage auf die Verbrauchsreduzierung und die daher behinderte Energieabgabe empfindlicher, als dies durch die Simulationsrechnung dargestellt wird. Zum Teil ist dieser Rückgang aber sicher auch durch Langzeiteffekte /6/ bedingt, die erst nach einiger Zeit voll wirksam werden, dann aber relativ stabil bleiben.

Der Warmwasserverbrauch während des Jahres 1998 wurde bereits in Kap. 5.2.2 dokumentiert. Der Tagesverbrauch (60 °C) schwankt überwiegend zwischen 10 und 13 m³/d. Mit einem Jahresmittel von ca. 50 Litern pro Vollbelegungsperson (vp) und Tag (Sommer: ca. 45; Winter: ca. 55 l/(vp·d)) liegt er im oberen Bereich der Bandbreite bei Krankenhäusern. Umgerechnet auf die echte Belegung entspricht dies etwa Werten von 50-70 l/(p·d). Der

Verlauf war in den drei Jahren der bisherigen Messperiode sehr ähnlich, lediglich im Winter 1996/97 (erste Messphase) wurde ein bisher nicht abklärbarer Anstieg auf ca. 90 l/(p*d) registriert. In den zwei folgenden Perioden wiederholte sich dieser ungewöhnliche Vorgang nicht.

Beim Vergleich der in Tab. 10.1 angegebenen Deckungsanteile fällt auf, dass der Gesamt-Deckungsanteil erheblich niedriger ist als der Zapf-Deckungsanteil. Dieser sehr große Unterschied ist bedingt durch die besonders hohen Zirkulationsverluste von ca. 410 MWh/a, die weit höher sind als die Energie zur Erwärmung des Zapfwarmwassers (ca. 220 MWh/a). Sie verursachen etwa 2/3 des Gesamtenergiebedarfs. Auch wenn man davon ausgehen muss, dass in Krankenhäusern sehr weit verzweigte Warmwassernetze vorliegen, so ist dieser Zustand sicherlich nicht befriedigend. Eine Verbesserung kann nur durch Sanierung des Warmwasserleitungsnetzes (z.B. durch bessere Wärmedämmung) und evtl. eine bessere Steuerung der Zirkulation erreicht werden. Wie auch aus Tab. 10.1 zu ersehen ist, liegt der Jahreswert des Zapf-Deckungsanteils bei 35-40 % je nach Höhe des Zapfverbrauchs und des solaren Nutzenergieertrags. Dies ist ein Wert, wie er üblicherweise bei Vorwärmanlagen erzielt wird. Im Sommer liegt er natürlich erheblich höher, im Winter wesentlich niedriger.

Investitionskosten und Kosten der solaren Nutzwärme

Tab. 10.2 zeigt eine kurze Übersicht über die Kosten des Solarsystems. Aus dem Angebotspreis und dem garantierten Solarertrag wurden die Kosten der solaren Nutzwärme berechnet, die gemäß den Vorgaben im Programm Solarthermie-2000 bei den ersten Anlagen 0,30 DM/kWh nicht überschreiten durften. Inzwischen wurde dieser Wert wegen der höher angesetzten Lebensdauer für die Solarsysteme auf 0,25 DM/kWh gesenkt. Die Werte der älteren Anlagen (wie auch hier) wurden nachträglich entsprechend umgerechnet, um die Vergleichbarkeit im Programm zu erhalten. Die sich mit der Ausschreibung ergebenden Nutzwärmekosten von 0,262 DM/kWh (umgerechnet) wurden toleriert, da es sich hier um die erste Anlage im Programm ST-2000 handelte und bei Bietern wie auch Planern Erfahrungen im Umgang mit dem Programm fehlten. Die abgerechneten Kosten lagen wegen unvorhersehbarer baulicher Zusatzmaßnahmen um etwa 10.000 DM über dem Angebotspreis. Die mit den tatsächlich entstandenen Kosten und dem gemessenen Solarertrag berechneten Nutzwärmekosten (vgl. Tab. 10.2) variieren naturgemäß mit den Betriebsbedingungen in den einzelnen Jahren. Die realen Nutzwärmekosten liegen nur wenig (ca. 5-10%) höher als die projektierten. 4% sind bedingt durch die unvorhersehbar erhöhten Investitionskosten.

Tab. 10.2: Investitions- und Nutzwärmekosten der Solaranlage im Kreiskrankenhaus Wolgast

angebotene Systemkosten inkl. Planung, inkl. MwSt 15%	273.274 DM
abgerechnete Kosten Solarsystem inkl. Planung und MwSt	283.118 DM
Nutzwärmekosten (Lebensdauer: 20 a; Zins: 6 %; Annuität: 8,72 %) für angebotene Kosten und garantierten Ertrag (91 MWh/a) abger. Kosten und realen Ertrag im 1./2./3. Messjahr (vgl. Tab. 10.1)	0,26 DM/kWh 0,27 / 0,29 / 0,30 DM/kWh

Optimierungen

Der Durchfluss im Kollektorkreis war bei der Planung mit 12 l/(h·m²) festgelegt worden. Die Messungen ergaben, dass nur etwa 9,5 l/(h·m²) im Jahresdurchschnitt erreicht wurden, der Planwert also um 20 % unterschritten wurde. Nachdem keine Ursachen (verstopfte

Filter, Luft im Kollektorfeld usw.) für den unzureichenden Durchfluss gefunden werden konnten, wurde nach dem zweiten Messzeitraum eine stärkere Pumpe eingebaut. Daraufhin stieg der Durchfluss auf $11,9 \text{ l/(h}\cdot\text{m}^2)$ an und damit auf den ursprünglich vorgesehenen Sollwert. Diese Veränderung wirkte sich positiv auf das Systemverhalten aus, wie man am leichtesten an den erreichten %-Werten vom korrigierten garantierten Ertrag bzw. Nutzungsgrad im Vergleich zum Vorjahr sehen kann (Tab. 10.1). Diese Werte sind um ca. 2 % gegenüber denen des Vorjahres angestiegen. Ein Vergleich mit der ersten Messperiode ist wegen der oben schon angesprochenen Langzeiteffekte nicht sinnvoll. Gleichzeitig stieg die Arbeitszahl des Systems, da vor dem Umbau eine Doppelpumpe (parallel geschaltet) im Kollektorkreis eingebaut war, die nun durch nur eine besser angepasste Einfachpumpe ersetzt wurde. Der Einsatz von zwei parallel geschalteten Pumpen war wenig sinnvoll bei dem sich hier einstellenden Arbeitspunkt im Pumpendiagramm (vgl. Kap. 6.4).

Auslegung und Betriebsverhalten des Wärmetauschers im Kollektorkreis

Der Wärmetauscher ist auf eine zu übertragende Leistung aus dem Kollektorfeld von 90 kW ausgelegt worden. Bei einer geplanten mittl. log. Temperaturdifferenz von 6 K stellt sich dann ein Wärmeübergang ($k\cdot A$ -Wert) von ca. 14.000 W/K ein. Bezogen auf die Kollektorfläche von 172 m^2 sind dies 82 W/K pro m^2 Kollektorfläche. Dieser Wert liegt unter der Empfehlung von $100 \text{ W/(K}\cdot\text{m}^2)$. Der Volumendurchsatz sollte auf beiden Seiten des Tauschers $2,5 \text{ m}^3/\text{h}$ betragen. Der Durchsatz auf der Primärseite des WT beträgt lt. Messungen aber nur ca. $1,9 \text{ m}^3/\text{h}$, der auf der Sekundärseite nur $1,6 \text{ m}^3/\text{h}$. (Bezüglich des Auslegungsvolumenstroms auf der Primärseite des Wärmetauschers in Höhe von $2,5 \text{ m}^3/\text{d}$ besteht eine Unklarheit: Der spez. Volumenstrom im Kollektorfeld sollte lt. Auslegung $12 \text{ l/(h}\cdot\text{m}^2)$ betragen. Multipliziert mit 172 m^2 Kollektorfläche ergäbe dies einen Volumenstrom von nur $2,06 \text{ m}^3/\text{h}$.)

An einem guten Strahlungstag erreicht die Leistung des Kollektorkreises über 90 kW. Die aus den vier am Wärmetauscher gemessenen Temperaturen berechnete mittl. log. Temperaturdifferenz liegt jedoch nicht wie geplant bei 6 sondern bei fast 11 K. Damit ergibt sich ein $k\cdot A$ -Wert von nur ca. 8.000 W/K. Die Kollektoren müssen also auf einem höheren Temperaturniveau arbeiten als vorgesehen, was sich leicht negativ auf den Systemertrag auswirkt. Der Grund für diese geringe Wärmetauschereffizienz muss noch gesucht werden.

10.1.2 Solaranlage in einem Wohngebäude in München

Daten zum Objekt

Typ	Mehrfamilienhaus	Planbelegung	ca. 240 Personen in 79 WE
Baujahr	1996	sonst. Einrichtungen	Kindergarten (70 Plätze)
Eigentümer	GWG München	konv. Energie	Erdgas
		Baujahr Solaranlage	1997

Bei dem Gebäude wurden besondere gestalterische, konstruktive und bauphysikalische Maßnahmen (Immissionsschutzwand vor der Südfassade, kompakter Baukörper, hybride Solarheizsysteme aus Luftkollektoren und Speicherwänden als Testanlage an 8 Wohnungen) realisiert /33/. Der geplante spezifische Heizwärmebedarf liegt unter $50 \text{ kWh/(m}^2\cdot\text{a)}$.

Diese innovative und energiesparende Gebäudetechnik mit Vorbildfunktion für den öffentlichen Wohnungsbau förderte die Aufnahme des Objekts in Solarthermie-2000.

Informationen zum Solarsystem



Abb. 10.3: Teilansicht des Kollektorfeldes auf dem Wohngebäude München-Baumgartnerstr.

Bei dem Neubau musste der Warmwasserverbrauch geschätzt werden. Die Anzahl der Bewohner (240 Personen) und Kindergartenplätze (70 Kinder) sowie die Temperatur im konventionell beheizten Trinkwasserspeicher (60 °C) wurden vom Betreiber vorgegeben. Für das Wohnhaus wurde ein täglicher Pro-Kopf-Verbrauch von 30 l, für den Kindergarten von 5 l angenommen. Daraus ergaben sich ein Auslegungsverbrauch von insgesamt 7,5 m³/d und eine Kollektorfläche von ca. 110 m² (ca. 70 l/(d·m²)).

Die in den Angeboten garantierten solaren Nutzwärmekosten lagen zwischen 0,32 und 0,58 DM/kWh. Da diese Werte die in Solarthermie-2000 zugelassene Höchstgrenze (damals 0,30 DM/kWh) überschritten, wurde die Ausschreibung aufgehoben. In Nachverhandlungen mit dem günstigsten Bieter und durch die Bereitschaft des Planungsbüros, reduzierte Planungskosten anzusetzen, wurde ein solarer Wärmepreis von 0,30 DM/kWh erzielt. Unter der Bedingung, dass der garantierte Nutzenergieertrag Gültigkeit behält, durfte der Bieter Komponenten verwenden, die von den Vorgaben des LV abwichen.

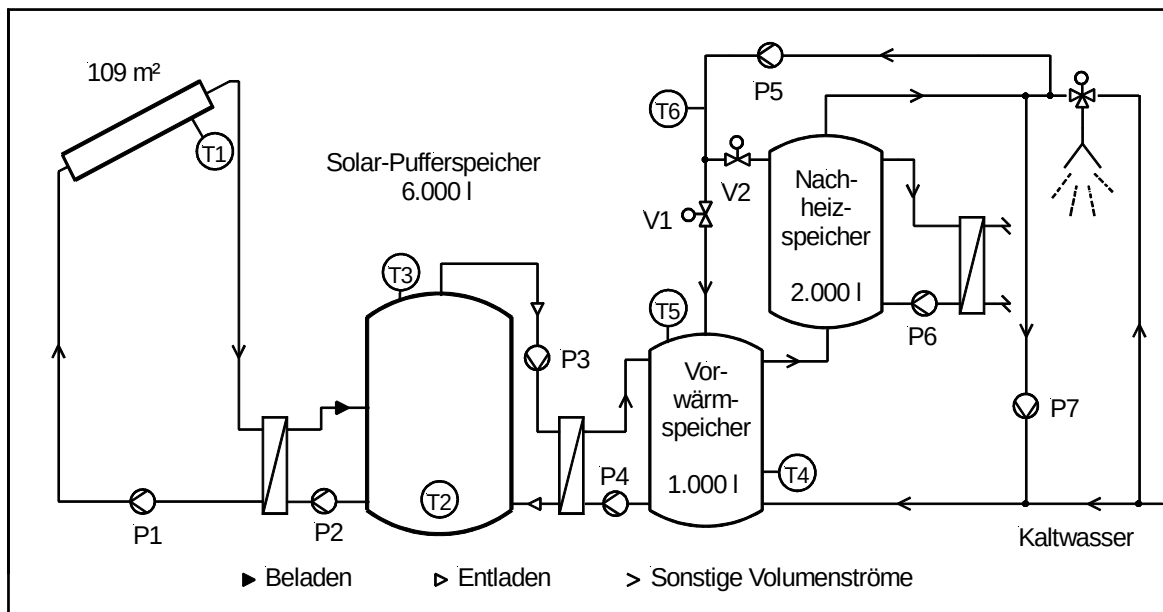


Abb. 10.4: Prinzipschaltbild der Solaranlage im Wohngebäude München-Baumgartnerstr.

Kollektoren

Hersteller, Typ: Amcor AM 2121 (identisch mit Pro Solar ps 2170)
 Aktive Absorberfläche: 109 m²
 Ausrichtung; Neigung: +10° (SSW); 30°

Wärmetauscher Solarkreis/Speicherkreis

Hersteller; Typ: Alfa Laval; gelöteter Platten-WT CB 51 – U 60 H
 Übertragungsfläche: 3 m²
 Übertragungsleistung: 39,1 kW bzw. 50 (W/K)/m²_{KF} [KF: Kollektorfläche]
 Werkstoff Platten: Edelstahl (AISI 316)

Pufferspeicher

Hersteller; Typ: Pro Solar; PS 6000
 Gesamtvolumen: 6 m³ (1 Speicher)

Wärmetauscher Speicherentladekreis / Trinkwasser

Hersteller; Typ: Cetetherm; geschraubter Platten-WT CT 110-MP / 55
 Übertragungsfläche: 3 m²
 Werkstoff Platten: Edelstahl (AISI 316)

Betriebserfahrungen und Messergebnisse

Seit Mitte Juli 1997 ist die Anlage seit nunmehr 2 Jahren im Messbetrieb /34/. Der Warmwasserverbrauch während eines vollen Jahres wurde bereits in Kap. 5.2.1 dargestellt. Das Zapfvolumen ist etwa 10-15 % höher als der geplante Verbrauch. Nach inoffiziellen Informationen sind einige Wohnungen stärker belegt als geplant, die genaue Belegungszahl ist jedoch nicht bekannt. Die bei der Planung angenommenen Pro-Kopf-Verbräuche für das Wohnhaus und den Kindergarten waren wohl realistisch, nicht jedoch die Belegungszahlen. Die Auslastung der Solaranlage liegt bis auf die Schulferienzeit (Anfang August bis Mitte

September) im Jahresverlauf über dem Planwert von 70 l/(d·m²). Durch diese geringere Auslastung wird die Effizienz der Solaranlage verbessert.

Tab. 10.3: Auslegungs- und Messwerte der Solaranlage in München (Baumgartnerstr.)

Messperiode Kollektorfläche: 109 m²		Auslegung/ Garantie	17.07.97- 16.07.98	17.07.98- 16.07.99
Strahlung auf das Kollektorfeld	MWh	145,5	150,1	137,9
Jahres-Zapfverbrauch Warmwasser	m³	2.737	3.083	3.293
Auslastung Solaranlage (Jahresdurchschnitt)	l/(d·m²)	68,8	77,4	82,8
Jahresertrag solare Nutzenergie	MWh	55,0	56,6	48,1
Jahresmittel Systemnutzungsgrad	%	37,8	37,7	34,8
Korrigierter garantierter Jahres-Solarertrag	MWh	-	55,4	48,2
Korr. garant. Systemnutzungsgrad	%	-	38,6	37,2
Erreicht vom korr. gar. Solarertrag	%	-	102,1	99,8
Erreicht vom korr. gar. Systemnutzungsgrad	%	-	97,6	93,8
Solarer Deckungsanteil am Zapfverbrauch	%	-	31,7	27,6
Solarer Deckungsanteil am Gesamtverbrauch	%	-	22,4	19,6
Arbeitszahl des Solarsystems	-	-	36,8	35

Trotz anfänglicher Probleme (vgl. unten) und der Verwendung einiger gegenüber den Forderungen im LV leistungsschwächerer Komponenten (z.B. Wärmetauscher) hat die Solaranlage in den betrachteten Betriebsjahren die Erwartungen voll erfüllt. Der auf die realen Betriebsbedingungen umgerechnete Garantiewert wurde im ersten Jahr sogar leicht überschritten. Dies liegt allerdings auch daran, dass der Bieter die Leistung des Systems sehr vorsichtig kalkuliert hatte.

Im Jahresmittel liegt der Systemnutzungsgrad bei 35 %, der solare Zapf-Deckungsanteil bei 30 %. An strahlungsreichen Tagen während der sommerlichen Schwachlastperiode (Ferienzeit) erreicht er 100 % - wie bei unserer Auslegungsempfehlung vorgesehen. Der Unterschied vom Zapf- zum Gesamt-Deckungsanteil beträgt etwa -30 %. Die für diese Differenz maßgeblichen Zirkulationsverluste betragen etwas über 70 MWh/a; sie machen knapp 30 % des Gesamtenergiebedarfs (ca. 250 MWh/a) für das Warmwassersystem aus. Pro WE sind das Verluste in Höhe von knapp 0,9 MWh/a. Da es sich hier um einen Neubau handelt, dürfte dieser Wert in etwa die untere Grenze für die Zirkulationsverluste in einem nach heutigem Standard gebauten Mehrfamilienhaus darstellen.

Besonderheiten, Fehler, Optimierungen

Als besondere Zusatzmaßnahme wurde an dieser Solaranlage die **gesteuerte Einspeisung des Zirkulationsrücklaufs in den Solar-Vorwärmespeicher** realisiert. Immer, aber auch nur dann, wenn die Temperatur im Zirkulationsrücklauf unter der im oberen Teil des Solar-Vorwärmespeichers liegt, wird der Rücklauf in diesen Speicher geführt. Auf diese Weise wurden knapp 2 MWh/a vom Solar-Vorwärmespeicher direkt an die Zirkulation abgegeben. Wie zu erwarten war, hat sich der Aufwand für diese Maßnahme (2 gesteuerte Ventile, 1 Regler, Rohrverbindung, Arbeitslohn) nicht gelohnt, da in einer knapp dimensionierten solaren Vorwärmanlage Temperaturen oberhalb der Zirkulationsrücklauftemperatur von ca.

55 °C nicht sehr häufig auftreten. Ohne diese Maßnahme wäre diese Wärmemenge – evtl. nach etwas längerer Speicherung – ohnehin an das Zapfwarmwasser abgegeben worden. Beim Einbau waren zudem die entsprechenden Ventilansteuerungen vertauscht worden, so dass der Solar-Vorwärmerspeicher anfangs durch den Zirkulationsrücklauf (konv. Energie) aufgeheizt wurde. An diesem Beispiel wird klar, dass Zusatzmaßnahmen das System fehler- und störanfälliger machen können.

Der Kellerraum, in dem der Nachheiz- und Vorwärmerspeicher stehen, liegt ca. 1,5 m tiefer als der Aufstellraum des Solar-Pufferspeichers. War der Vorwärmerspeicher nach konventioneller Aufheizung durch die Legionellenschaltung wärmer als der Solarspeicher, entstand eine **thermosiphonische Rückströmung**, die den Solarspeicher ungewollt mit konventioneller Energie erwärmt hat. Diese Fehlströmungen wurden durch den Einbau von Rückschlagklappen behoben. Bei ähnlichem Anlagenaufbau muss dies künftig beachtet werden.

Wenn die Pumpe P7 für die **thermische Legionellendesinfektion** (tägliches Aufheizen des Vorwärmerspeichers auf 60 °C) in Betrieb ging, schaltete fälschlicherweise gleichzeitig die Gebäudezirkulationspumpe (P5) ab, was zu Beschwerden der Bewohner geführt hat. Anstatt diesen Regelungsfehler sofort zu beheben, wurde der Einschaltzeitpunkt in die Nacht (wenig Warmwasserbedarf) verlegt. Hierbei wurde jedoch nicht bedacht, dass in der Nacht die Heizkessel mit reduziertem Temperaturniveau arbeiten. Dies führte dazu, dass die geforderten 60 °C im Vorwärmerspeicher nicht erreicht wurden. Nach Behebung des Fehlers (P5 nicht aus, wenn P7 ein) wurde die Legionellenschaltung auf 16:30 MEZ eingestellt. Die vollständige Durchladung des Vorwärmerspeichers (unten und oben auf 60 °C) wird nun erreicht.

Die oben aufgeführten Fehler im Betriebsverhalten konnten (mit Ausnahme der Legionellenschaltung) nur mit Hilfe der installierten Messtechnik erkannt werden. Dies macht deutlich, wie wichtig eine an das System angepasste Messtechnik zur Betriebsüberwachung ist.

Garantierter Energieertrag und Systemkosten

Tab. 10.4: Investitions- und Nutzwärmekosten der Solaranlage in München (Baumgartnerstr.)

angebotene Systemkosten inkl. Planung, inkl. MwSt	161.000 DM
abgerechnete Kosten Solarsystem inkl. Planung und MwSt	160.995 DM
Nutzwärmekosten (Lebensdauer: 20 a; Zins: 6 %; Annuität: 8,72 %) für angebotene Kosten und garantierten Ertrag (91 MWh/a) abger. Kosten und realen Ertrag im 1./2. Messjahr (vgl. Tab. 10.3)	0,25 DM/kWh 0,25 / 0,29 DM/kWh

10.1.3 Solaranlage der Studentenwohnheime der Universität Magdeburg

Daten zum Objekt

Typ	Studentenwohnheim	Planbelegung	ca. 1200 Personen
Baujahr	1958-1990	sonst. Einrichtungen	2 Institute
Eigentümer	Uni Magdeburg	konv. Energie f. WW	Erdgas
	mehrere Geb. im Campus	Baujahr Solaranlage	1996/97

Informationen zum Solarsystem



Abb. 10.5: Teilansicht des Kollektorfeldes auf der Mensa (Studentenwohnheim Uni Magdeburg)

Die Unterkonstruktion für die Kollektoren wurde aus Elementen aus dem Gerüstbau erstellt. Diese Lösung war sehr kostengünstig. Aus Platzgründen musste das Kollektorfeld auf zwei Flachdächer aufgeteilt werden.

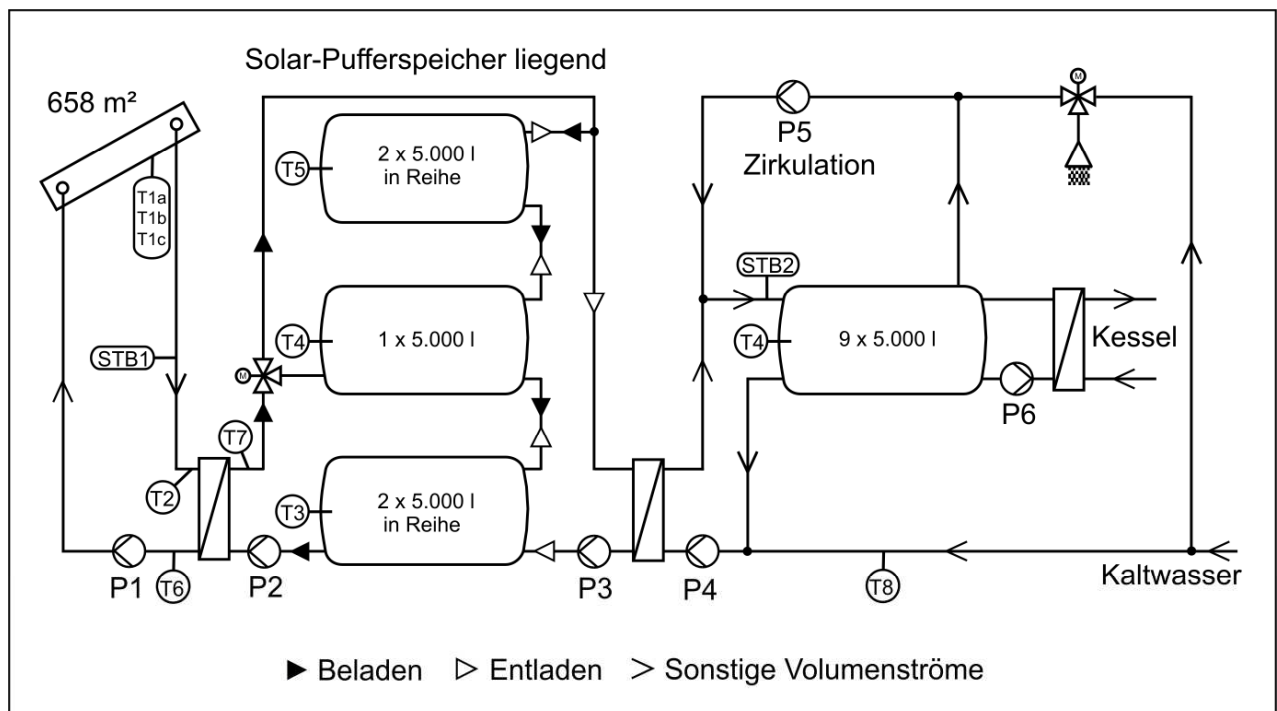


Abb. 10.6: Prinzipschaltbild der Solaranlage Studentenwohnheim Uni Magdeburg

Kollektoren

Hersteller, Typ: Wagner; LB 2,6; LB 6,4; LB 7,5
 Aktive Absorberfläche: 658 m²
 Ausrichtung; Neigung: 0° (Süd); 45°

Wärmetauscher Solarkreis/Speicherkreis

Hersteller; Typ: SWEP; gelöteter Platten-WT B65-H
 Übertragungsfläche: 58,9 m²
 Übertragungsleistung: 379 kW bzw. 111 (W/K)/m²_{KF} [KF: Kollektorfläche]
 Werkstoff Platten: 1.4401 (XCrNiMo17122)

Pufferspeicher

Hersteller: SKET;
 Gesamtvolumen: 25 m³ (5 liegende Speicher mit je 5 m³; gebrauchte Speicher)

Wärmetauscher Speicherentladekreis / Trinkwasser

Hersteller; Typ: SWEP; geschraubter Platten-WT GX-18P
 Übertragungsfläche: 16,4 m²
 Werkstoff Platten: 1.4401 (XCrNiMo17122)

Betriebserfahrungen und Messergebnisse

Seit 26.06.1997 ist die Solaranlage im Messbetrieb /35/.

Tab. 10.5: Auslegungs- und Messwerte der Solaranlage Studentenwohnheim Uni Magdeburg

Messperiode		Auslegung/ Garantie	26.06.97- 25.06.98	25.06.98- 24.06.99
Kollektorfläche: 658 m ²				
Strahlung auf das Kollektorfeld	MWh	699,1	805,3	715,7
Jahres-Zapfverbrauch Warmwasser	m ³	29.786	29.704	24.214
Auslastung Solaranlage (Jahresdurchschnitt)	l/(d·m ²)	124	124	101
Jahresertrag solare Nutzenergie	MWh	297,3	389,9	317,5
Jahresmittel Systemnutzungsgrad	%	42,5	48,4	44,4
Korrigierter garantierter Jahres-Solarertrag	MWh	-	369,5	312,2
Korr. garant. Systemnutzungsgrad	%	-	47,2	44,4
Erreicht vom korr. gar. Solarertrag	%	-	105,5	101,7
Erreicht vom korr. gar. Systemnutzungsgrad	%	-	102,6	100,0
Solarer Deckungsanteil am Zapfverbrauch	%	-	22,5	22,1
Solarer Deckungsanteil am Gesamtverbrauch	%	-	12,8	11,5
Arbeitszahl des Solarsystems	-	-	59,7	57,1

In Kap. 5.2.4 ist der Warmwasserverbrauch für ein volles Kalenderjahr dargestellt. Um einen Überschuss an Solarenergie zu vermeiden, wurde die Solaranlage auf die Schwachlast von ca. 45 m³/d in den Sommer-Semesterferien ausgelegt. Im Semester wurden bis zu 120 m³/d gemessen. Mit einer Auslastung von 70 l/(d·m²) in der Schwachlastzeit ergab sich eine Kollektorfläche von 660 m², die auf 2 Felder (Mensa und Zwischenbau) aufgeteilt wurde.

Im 1. Messzeitraum erbrachte die Anlage etwa 30 % mehr Energie als garantiert. Dies lag hauptsächlich daran, dass der Warmwasserverbrauch in den Sommer-Semesterferien 1996

nicht so stark zurückging, wie während der vorbereitenden Messungen festgestellt und im Auslegungs-Jahresprofil definiert wurde. Dadurch konnte die Anlage bei höherer Auslastung im Sommer mit einem erheblich besseren Nutzungsgrad arbeiten. Zusätzlich lag die Solarstrahlung in dieser ersten Messperiode ca. 15 % über der Auslegungsstrahlung. Da diese Einflüsse bei der Berechnung des korrigierten Garantiertrages (vgl. Kap. 11.2) berücksichtigt werden, hat die Anlage aber "nur" 105 % des korrigierten Garantiewertes erreicht. Auch im zweiten Messjahr hat sie besser gearbeitet als garantiert (102 %).

Die Systemnutzungsgrade sind mit 45-50 % sehr hoch, bedingt durch die ausgesprochen knappe Dimensionierung, bezogen auf den Ganzjahresverbrauch. Diese Auslegung war aber aufgrund des starken Verbrauchsrückgangs in den Sommer-Semesterferien notwendig. Der solare Zapf-Deckungsanteil liegt wegen dieser besonders knappen Systemauslegung bei nur 22 %. Der Unterschied vom Zapf- zum Gesamt-Deckungsanteil beträgt -45 % während der ersten und fast -50 % in der zweiten Periode. Die Zirkulationsverluste (ca. 1.300 MWh/a) machen also – je nach Warmwasserverbrauchsmenge – bis zu 50 % des Gesamtenergiebedarfs für das Warmwassersystem aus; sie liegen also fast so hoch wie die Energie für das gezapfte Warmwasser. In den Wohnhäusern wird schrittweise eine Sanierung mit Austausch der Wasserleitungen vorgenommen. Eine weitere Absenkung ist nur durch eine Sanierung des erdverlegten Trinkwassernetzes auf dem Campus mit besserer Wärmedämmung möglich.

Garantierter Energieertrag und Systemkosten

Tab. 10.6: Investitions- und Nutzwärmekosten der Solaranlage Studentenwohnheim Magdeburg

angebotene Systemkosten inkl. Planung, inkl. MwSt	638.495 DM
abgerechnete Kosten Solarsystem inkl. Planung und MwSt	701.778 DM
Nutzwärmekosten (Lebensdauer: 20 a; Zins: 6 %; Annuität: 8,72 %) für angebotene Kosten und garantierten Ertrag (297,3 MWh/a) abger. Kosten und realen Ertrag im 1./2. Messjahr (vgl. Tab. 10.5)	0,19 DM/kWh 0,16 / 0,19 DM/kWh

Bei den in Tab. 10.6 angegebenen Kosten ist zu bedenken, dass keine neuen Solarpufferspeicher benötigt wurden, da überzählige alte Warmwasserspeicher benutzt werden konnten. Hätte man neue Speicher installieren müssen, so lägen die solaren Nutzwärmekosten etwa 0,01-0,02 DM/kWh höher.

10.2 Übersicht über das Betriebsverhalten der Anlagen in Solarthermie-2000 (TP2)

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über garantierte Erträge und die wichtigsten Kennzahlen bei den Anlagen aus dem Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000, die bereits mindestens ein vollständiges Jahr lang vermessen wurden. Die bei diesen Systemen berechneten Kosten für die solare Nutzwärme sind in Kapitel 11.2 zu finden.

Tab. 10.7: Planungswerte und Betriebsergebnisse von Solaranlagen aus dem Programm Solarthermie-2000 (Teilprogramm 2)

Anlage	Kollektorfläche [m ²]	Auslegung/Planung			Messwerte 1. Messjahr				Messwerte 2. Messjahr			
		Jahres-Ø der Anlagen- auslastung [l/(m ² ·d)]	Jahres- garantierter spez. Jahres- Solarertrag [kWh/(m ² ·a)]	Jahres- garantierter ¹⁾ Jahres- Systemnutzungsgrad [%]	Jahres-Ø der Anlagen- auslastung [l/(m ² ·d)]	spezifischer Jahres- Solarertrag [kWh/(m ² ·a)]	Jahres- Systemnutzungsgrad [%]	solarer Jahres- Deckungsanteil ²⁾ [%]	Jahres-Ø der Anlagen- auslastung [l/(m ² ·d)]	spezifischer Jahres- Solarertrag [kWh/(m ² ·a)]	Jahres- Systemnutzungsgrad [%]	solarer Jahres- Deckungsanteil ²⁾ [%]
Kreiskrankenhaus Wolgast	172	62,9	528	46,2	74,0	531	44,3	33,0 15,0	59,3	487	40,1	40,4 11,6
Wohngebäude München	109	68,8	504	37,8	77,4	518	37,7	31,7 22,4	82,8	504	34,8	27,6 19,6
Altenheim Jena	201	91,8	507	47,4	67,0	412	41,3	33,3 22,2	69,1	463	40,3	38,9 27,2
Seniorenheim Berlin-Lichtenberg	136	86,9	492	43,2	44,8	374	29,4	42,4 15,8	liegt noch nicht vor			
Kreispflegeheim Hilbersdorf	108	68,0	454	39,3	40,7	361	33,6	44,9 26,9	liegt noch nicht vor			
Seniorenheim Pößneck	118	62,1	385	35,8	46,9	347	32,9	35,0 25,1	50,4	317	33,2	30,2 23,0
Seniorenheim Berlin-Mitte	109	70,7	452	42,5	53,8	353	33,7	29,9 25,0	liegt noch nicht vor			
Studentenwohnheime Uni Magdeburg	658	124,1	452	42,5	123,7	593	48,4	22,5 12,8	100,9	483	44,4	22,1 11,5
Jugendherberge Saarbrücken	131	65,4	534	46,9	26,0	314	28,0	71,4 32,4	liegt noch nicht vor			
Kreiskrankenhaus Neuhaus	98	65,7	508	47,8	58,4	442	40,3	41,1 31,2	liegt noch nicht vor			

¹⁾ nicht korrigiert auf reale Betriebsbedingungen; bezogen auf Auslegungsbedingungen (vgl. Kap. 8)

²⁾ oberer Wert in der Zeile = Deckungsanteil an Energie zur Erwärmung des gezapften Warmwassers (Zapfenergie); unterer Wert (*kursiv*) = Deckungsanteil an Summe aus Zapfenergie und Zirkulationsverlusten

Aus Tab. 10.7 ist zu entnehmen, dass die Systemauslastung bei 5 Anlagen gegenüber der Planung (und den vorgenommenen vorbereitenden Messungen) erheblich zurückgegangen ist, in der Jugendherberge Saarbrücken sogar um ca. 60 %. Die Anlage in Jena ist trotz des Verbrauchsrückganges noch knapp dimensioniert, da die Planauslastung wegen der nur kleinen Dachfläche sehr hoch war. In den meisten Fällen ist dieser Rückgang auf schwächere Belegung zurückzuführen, sei es durch Verringerung der Bettenzahl, weniger Bewohner oder auch zeitweise völlig fehlende Belegung wegen Totalsanierungen (Berlin-Lichtenberg). Diese Rückgänge im Warmwasserverbrauch wirken sich natürlich auf die Systemeffizienz aus, die z.B. in Saarbrücken stark gegenüber der Planung abgesunken ist. Dies sind jedoch keine Mängel am Solarsystem, es handelt sich vielmehr um aufgezwungene Veränderungen im Betriebsverhalten. Bei einigen Anlagen stieg der Verbrauch allerdings leicht an. Wurde die Planauslastung in etwa erreicht, so liegen die Nutzungsgrade bei 40 %.

Der solare Zapf-Deckungsanteil liegt – sofern nicht sehr starke Abweichungen von der "normalen" Planauslastung vorkamen – bei etwa 30 %. Bei der Anlage in Saarbrücken beträgt er wegen der jetzt vorliegenden Überdimensionierung im Jahresmittel aber über 70 %. Betrachtet man die Gesamt-Deckungsanteile (hier vereinfachend gleichgesetzt mit dem Zapf- und Zirkulations-Deckungsanteil), so erkennt man, dass diese oft erheblich unter den Zapf-Deckungsanteilen liegen. Ist der Unterschied vom Zapf- zum Gesamt-Deckungsanteil z.B. 30 oder 50 %, so heißt dies, dass die Zirkulationsverluste 30 bzw. 50 % am gesamten Energiebedarf für das Warmwassersystem ausmachen. Dabei ist ein Wert von 30 % als gut zu bezeichnen, Verluste über 50 % sind jedoch sehr hoch.

Die Werte in den ersten Messperioden sind mit Vorsicht zu werten, da im ersten Betriebsjahr vielfach noch Mängel vorlagen, die das Betriebsergebnis zumindest für einen Teil des Messjahres negativ beeinflussten. Allerdings wurden Kurzdefekte (z.B. kurzzeitiger Pumpenausfall) in den Messdatensätzen so korrigiert, als sei das System mit "normaler" Effizienz in Betrieb gewesen. Erkannte Kurzstörungen beeinflussen die Bilanz daher nicht.

In Abb. 10.7 ist aufgetragen, welchen Anteil am korrigierten (auf die realen Betriebsbedingungen umgerechneten) Garantieertrag die verschiedenen Systeme in den einzelnen Messperioden erreicht haben. Bei diesem Umrechnungsverfahren werden Rückgänge oder Zunahmen im Verbrauch oder bei der Einstrahlung berücksichtigt (vgl. Kap. 8). Aus dieser Abbildung kann man also ersehen, ob ein System – je nach Betriebsbedingungen – im erwarteten Rahmen läuft oder ob gravierende Systemmängel vorhanden sind.

Alle Systeme (Ausnahme: "Berlin-Mitte") haben die Garantieleistung erbracht (Mindestwert: 90 %). Lediglich drei Anlagen verfehlen das Ziel (90 %). Das System in Berlin-Weinbergsweg liegt nur ganz knapp darunter. Hier sind noch Optimierungen im Gange ebenso wie an der Anlage in Leinefelde, die nur etwas über 80 % erreicht. Es wird erwartet, dass auch diese Anlage nach den Optimierungen die mindestens geforderten 90 % erzielt. Das Solarsystem in Leipzig (Nexö) fällt deutlich ab. Bei dieser Anlage findet die Nacherwärmung nicht erst im konventionellen Bereitschaftsspeicher statt, sondern bereits im Auslauf aus dem Solarpuffer. Die vom Hersteller patentierte Wärmeübergabestation (WÜG, in der wir nicht messen durften) scheint nach Messungen außerhalb der WÜG den Rücklauf zum Solarpuffer nicht ausreichend abzukühlen, so dass der Solarpuffer im unteren Bereich (auch durch konv. Energie) unnötig hoch erwärmt wird (40 °C oder mehr). Dadurch wird dem Kollektorfeld nie die mögliche Temperatur von ca. 20 °C angeboten und die Effizienz des Kollektorkreises sinkt notgedrungen stark ab. Derzeit finden Verhandlungen mit dem Hersteller statt, inwieweit diese WÜG verbessert werden kann.

Erfreulich ist, dass einige Systeme sogar mehr Energie lieferten, als vom Anlagenersteller garantiert wurde. Auch hier wurde natürlich die in Kapitel 8 beschriebenen Umrechnungen unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen durchgeführt. Es ist also keineswegs so, dass nur verbesserte Betriebsbedingungen zu diesem Ergebnis geführt haben. Die Anlagen arbeiten grundsätzlich besser als bei der Planung angesetzt.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass Anlagen, die sorgfältig geplant und installiert wurden, die vorhergesagten Erträge (unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen) durchaus erfüllen, wenn keine prinzipiellen Systemfehler vorliegen. Eine Scheu vor derartigen Garantieverfahren ist unangebracht.

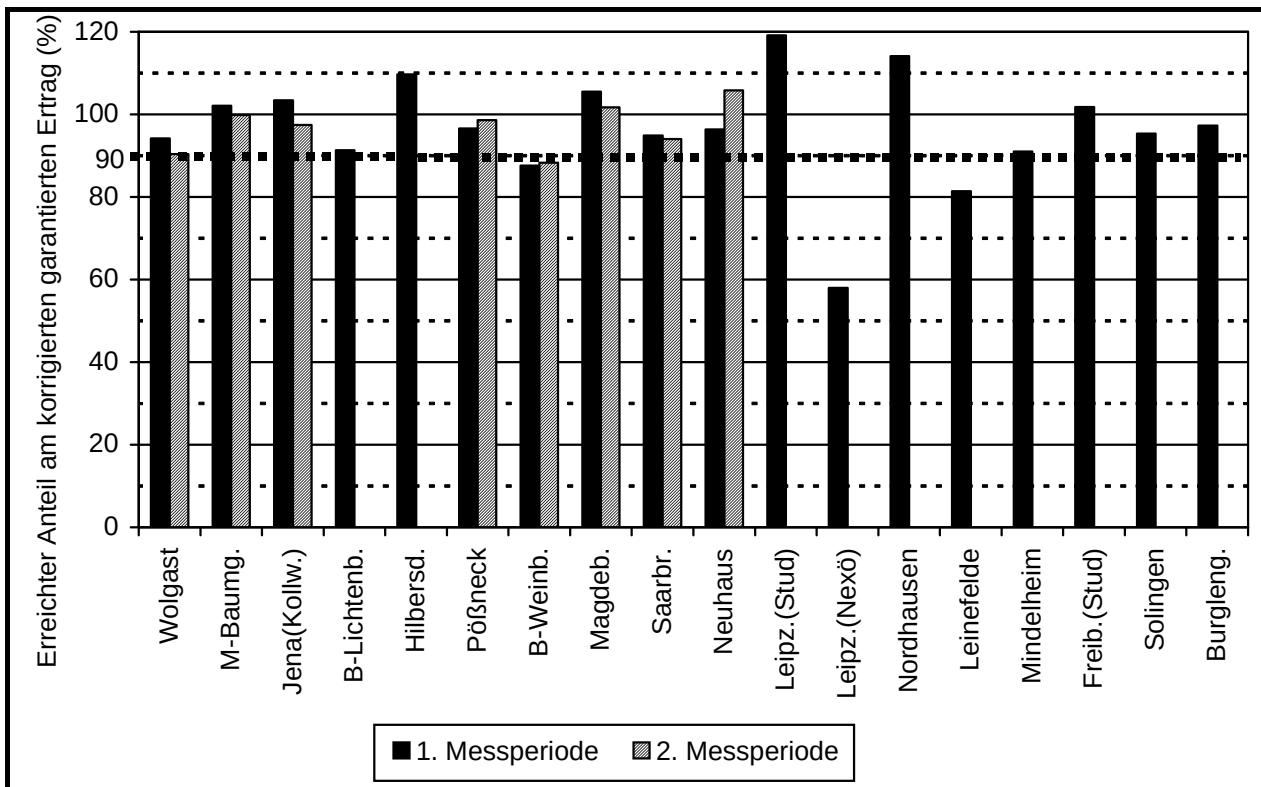


Abb. 10.7: Erreichter Anteil am korrigierten garantierten Solarertrag

11 Kostenanalysen

11.1 Investitionskosten

In Abb. 11.1 ist die Verteilung der Investitionskosten (inkl. Planungshonorar und inkl. MwSt) auf die angegebenen Komponenten bzw. Kostenpositionen bei den Anlagen, die in Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000 errichtet wurden, dargestellt. Die Kosten der Einzelanlagen wurden bei der Mittelwertbildung nach ihrer Größe gewichtet und auf die Fläche des Kollektorfeldes bezogen. Der mittlere spezifische Systempreis (inkl. Planung und MwSt) beträgt 1.284 DM/m². Ohne Planung und ohne Mehrwertsteuer ergibt sich ein mittlerer spezifischer Betrag von 955 DM/m². Die Systemkosten der Einzelanlagen schwanken zwischen rd. 800 und 1.800 DM/m². Ohne Berücksichtigung der Planungskosten und der MwSt entspricht dies Systemkosten von ca. 620 bis 1.350 DM/m².

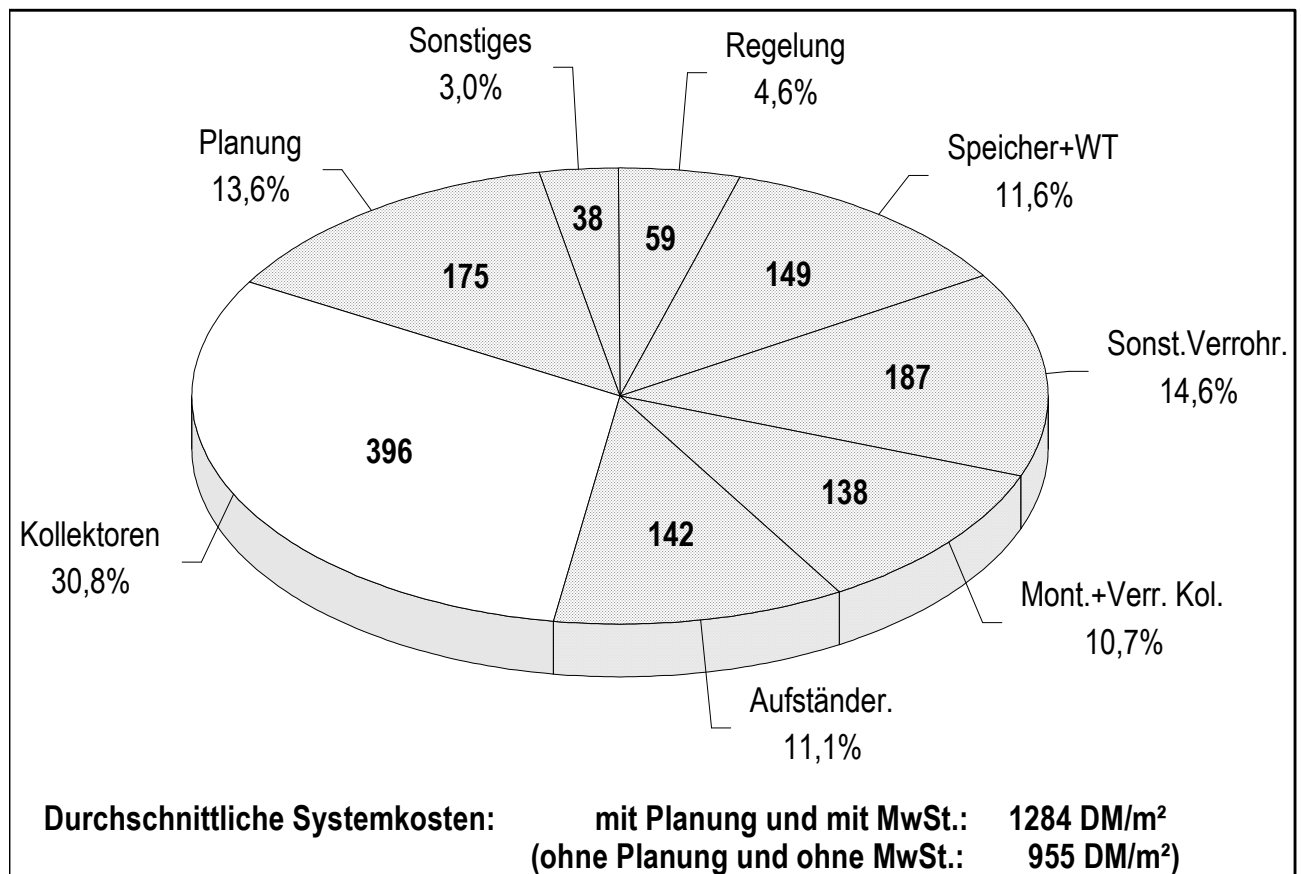


Abb. 11.1: Aufteilung der mittleren spezifischen Systemkosten der in Solarthermie-2000 (TP 2) erbauten Solaranlagen [Regelung: Elektronik, Fühler, Pumpen und gesteuerte Ventile]

Die Werte in Abb. 11.1 sind über die Angebotskosten gemittelt, da viele Anlagen noch nicht abgerechnet sind. Sonderfälle (z.B. Nutzung vorhandener Speicher) wurden so korrigiert, als seien normale Anlagen gebaut worden. Bei einigen der abgerechneten Systeme mussten Erhöhungen gegenüber dem Angebotspreis wegen unvorhersehbarer Probleme akzeptiert werden. Die Nachträge betrafen oft die Aufständerkonstruktion und die Verlegung der

Rohre durch das Gebäude. Die Mehrkosten betragen jedoch immer nur einige Prozent der Angebotssumme. Im Mittel aller Anlagen liegen sie bei etwa 3 %. Da auch bei künftigen Installationen derartige kostensteigernde Probleme auftreten können, dürfte ein gegenüber den in Abb. 11.1 angegebenen Gesamtkosten um etwa 3 % erhöhter Wert realistischer sein.

Knapp ein Drittel der Systemkosten entfällt auf die Kollektoren. Dies bedeutet, dass selbst dann, wenn die Kollektoren durch Produktionsrationalisierung um ca. 30 % preiswerter würden, die Systemkosten nur um ca. 10 % sinken würden. Will man die Systemkosten stärker reduzieren, so muss das Kostenreduzierungspotential bei vielen anderen Positionen genutzt werden.

Mit ca. 14 % sind die Planungskosten die drittgrößte Position. Hätten alle Planer den im Programm akzeptierten Höchstsatz nach HOAI Zone II Mitte (85 %) abgerechnet, läge dieser Prozentsatz bei ca. 16 %. Einige Planer haben jedoch ein geringeres Honorar angesetzt. In Solarthermie-2000 werden den Planern wegen umfangreicher Vorarbeiten der programmbegleitenden Institutionen nur 85 % der Planungskosten nach HOAI zugestanden. Daher läge der Anteil der Planungshonorare normalerweise eher bei 18 %. Dieser hohe Wert belegt, wie wichtig es ist, den Anlagenaufbau und die Komponentendimensionierung möglichst weit zu standardisieren, damit der Planungsaufwand geringer wird. Es ist zu hoffen, dass die Planer Solaranlagen dann auch in eine niedrigere Gruppe der HOAI einstufen werden.

Der Kostenanteil für den Unterbau (die Aufständering) ist mit 11 % deshalb so hoch, weil bei den meisten der bisher ausgeschriebenen Anlagen die Kollektoren auf Flachdächern installiert wurden bzw. werden, bei denen eine Aufständeringkonstruktion erforderlich war bzw. sein wird. Gerade in dem Bereich der Flachdachaufständering dürften noch erhebliche Einsparungspotentiale zu erschließen sein. Derzeit läuft ein Forschungsvorhaben des BMWi, das sich mit dieser Problematik beschäftigt. Ergebnisse dazu liegen noch nicht vor.

Auch bei der Verrohrung im Außenbereich kann noch mit einigen kostenmindernden Entwicklungen gerechnet werden. Dies betrifft vor allem den sehr hohen Arbeitsaufwand für den Schutz der Wärmedämmung gegen Beschädigung durch Umwelteinflüsse.

Wenig Einsparpotential sehen wir bei den Verrohrungen im Gebäude, bei Speichern und Wärmetauschern, also bei allen Komponenten, die als Serienprodukte auch bei der konventionellen Heizungstechnik standardmäßig benutzt werden.

Die Streubreite der spezifischen Kosten für die in Abb. 11.1 aufgeführten Einzelpositionen ist in Abb. 11.2 dargestellt. Bei den Kollektoren ist das Band recht schmal, bei den Aufständeringkonstruktionen (Unterbau) dagegen besonders breit. Bei einer Schrägdachintegration fallen kaum Kosten für die Befestigung der Kollektoren an, es können sogar Kosten durch den Wegfall der üblichen Dacheindeckung eingespart werden. Auch die Installation oberhalb eines eingedeckten Schrägdaches ist relativ preiswert (20-70 DM/m²), bei Flachdächern schwanken die Kosten jedoch sehr stark im Bereich von 100 bis über 400 DM/m² je nach Belastbarkeit des Daches und dementsprechend notwendiger Unterkonstruktion.

Bei den anderen Kostenpositionen sind die Bandbreiten unterschiedlich groß. Der Aufwand für die Verrohrungsarbeiten ist dabei sehr stark abhängig von den Strecken, die überbrückt

werden müssen (Anlage auf eingeschossiger Heizzentrale oder auf einem Hochhausdach). Die starken Schwankungen bei der Regelung sind dadurch bedingt, dass teils einfache Inselregler eingesetzt wurden, teils aber auch DDC-Anlagen, die nicht immer nötig sind.

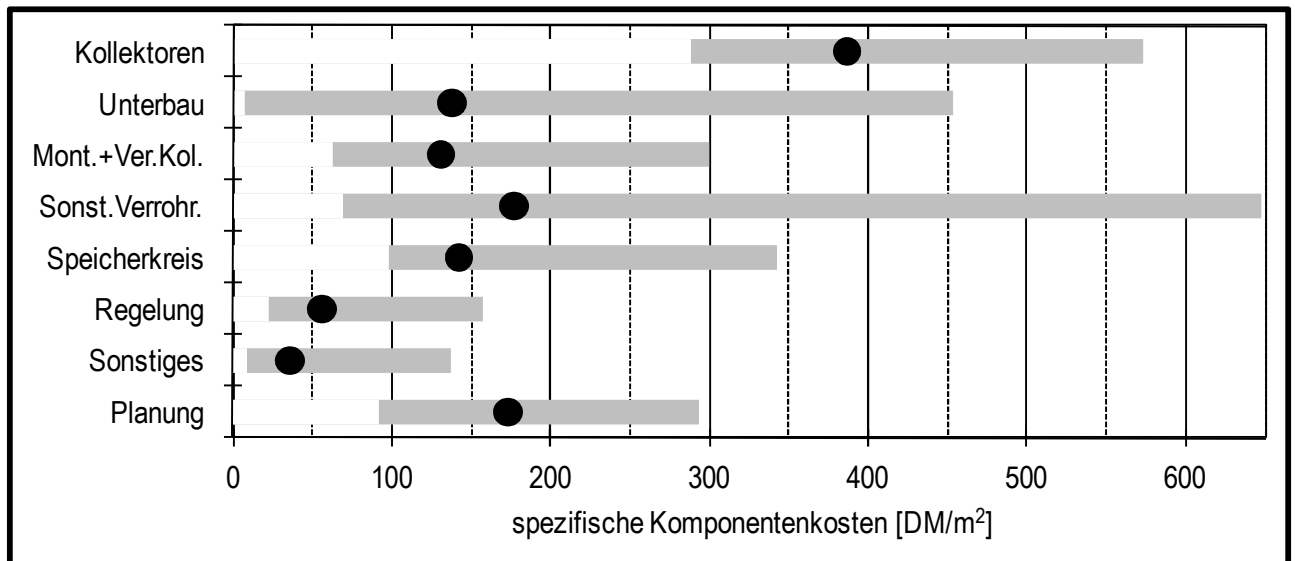


Abb. 11.2: Bandbreiten der einzelnen Kostenpositionen bei den großen Solaranlagen aus ST-2000 [Punkte in den Balken markieren die entsprechenden Mittelwerte]

Wie die spez. Kosten ($\text{DM/m}^2_{\text{KF}}$) der in Solarthermie-2000 (TP 2) errichteten Solaranlagen von der Systemgröße abhängen, zeigt Abb. 11.3. Es wurde unterschieden nach Anlagen, die in Schrägdächer integriert oder oberhalb (ohne besondere Aufständering) des Schrägdaches errichtet wurden und solchen, die auf Flachdächern aufgeständert wurden. Trotz der natürlich großen Streuung der Werte wegen besonderer Installationsbedingungen und unterschiedlicher Niveaus bei den Installationskosten (vor allem im Lohnbereich) ist die grundsätzliche Tendenz zu erkennen: Mit wachsender Systemgröße sinken die spezifischen Kosten. Dies liegt daran, dass einige Kostenpositionen (Regelung, Speicher, Verrohrung vom Dach zum Keller u.a.) nicht linear mit der Kollektorfläche wachsen, sondern teilweise nur stark gedämpft.

Während bei "kleinen" Großanlagen (im Bereich um $100 \text{ m}^2_{\text{KF}}$) die spez. Kosten (inkl. Planung und inkl. MwSt.) bei etwa $1200\text{--}1600 \text{ DM/m}^2$ liegen, sinken sie bei Systemen mit mehr als 600 m^2 bis auf rund 1100 DM/m^2 ab. Bei noch größeren Anlagen dürfte das Kostenminimum bei etwa 800 DM/m^2 liegen, dem Wert der bei der größten Anlage mit ca. 1600 m^2 erzielt wurde. Der Kostenvorteil für Anlagen in oder auf Schrägdächern beträgt etwa 100 DM/m^2 , er ist jedoch nicht klar zu erkennen, da bisher noch nicht viele dieser Systeme in Solarthermie-2000 (TP 2) installiert wurden.

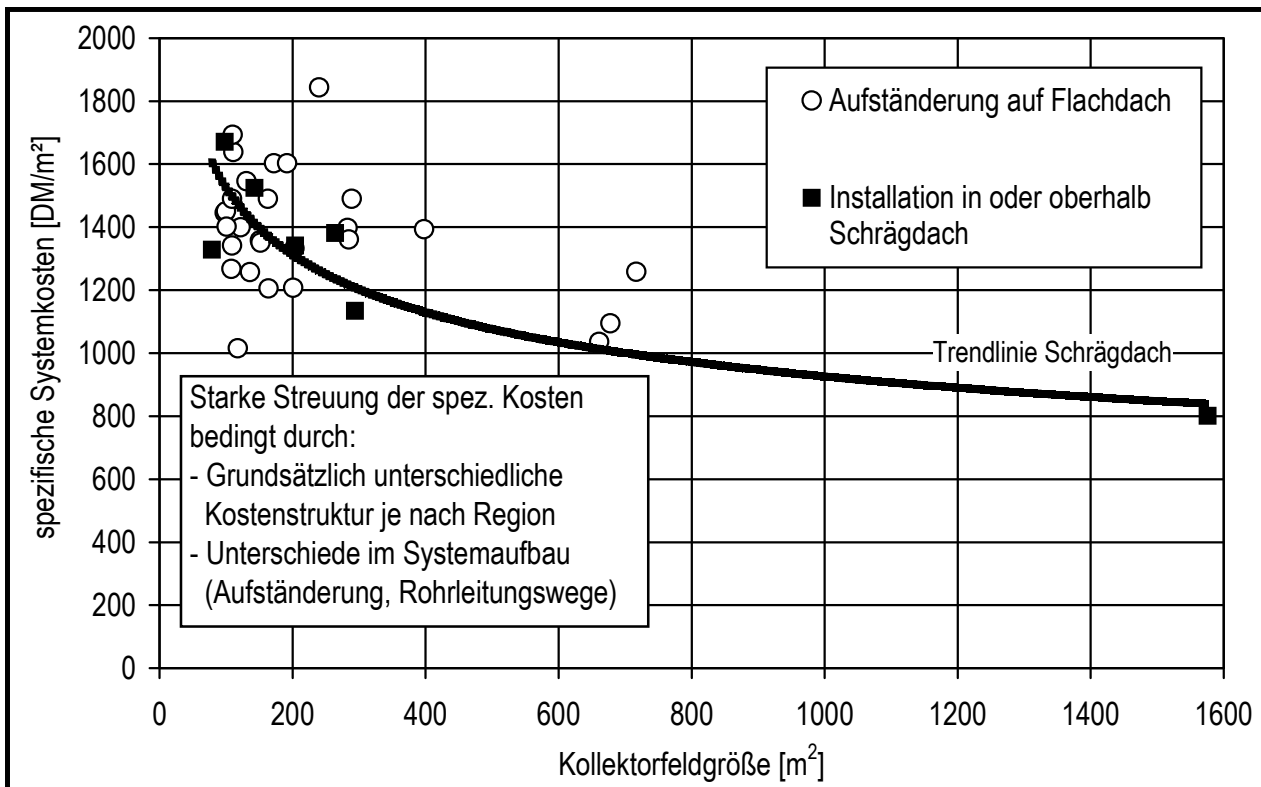


Abb. 11.3: Abhängigkeit der spezifischen Systemkosten von der Solaranlagengröße

11.2 Kosten der solaren Nutzwärme

11.2.1 Berechnungsschema zur Bestimmung der Solarwärmekosten

Im Programm Solarthermie-2000 werden die Kosten der solaren Nutzwärme nach einem vereinfachten Schema berechnet, dem lediglich vier Werte zu Grunde liegen:

- Die Investitionskosten für das System (inkl. Planungskosten und inkl. MwSt.)
- Die Lebensdauer des Gesamtsystems (aus Teilprogramm 1 zu ST-2000 ergab sich, dass mit einer Lebensdauer von 20 Jahren gerechnet werden kann /6/)
- Der Zins für das eingesetzte Kapital (6 %)
- Der Jahresertrag an solarer Nutzwärme

Aus Zinssatz und Lebensdauer ergibt sich die rel. Annuität zu 8,72 %. Die Kosten der solaren Nutzwärme werden dann durch Division der absoluten Annuität (in DM/a) durch den Jahres-Nutzenergieertrag (in kWh/a) berechnet. Hier wird vereinfachend angenommen, dass alle Komponenten des Systems die gleiche Lebensdauer haben. Bei anderen Verfahren werden unterschiedliche Lebensdauern für die Komponenten angesetzt (Regelung 15 a; Rohre 25 a usw.). Die Unterschiede im Ergebnis sind gering. Zudem ist zweifelhaft, ob diese Unterscheidung besonders sinnvoll ist, geht sie voraussetzt, dass, so lange wie noch eine Komponente (und sei es die billigste) eine theoretische Restlebensdauer hat, alle anderen evtl. defekten Komponenten (und seien sie noch so teuer) ersetzt werden. Wer aber installiert ein Kollektorfeld neu, nur weil ein paar Rohre (theoretisch) noch einige Jahre nutzbar sind?

Nicht berücksichtigt in dem vereinfachten Verfahren aus ST-2000 sind:

- Die Wartungskosten (Sie betragen bei großen Anlagen jährlich ca. 1-1,5 % der Investitionssumme, würden also die vereinfacht bestimmten Nutzwärmekosten um ca. 15 % erhöhen, also z.B. von 0,24 DM/kWh um 0,036 auf 0,276 DM/kWh.)
- Die Kosten für die elektrische Hilfsenergie (Bei einer angenommenen Arbeitszahl von 50 und einem Strompreis von 0,25 DM/kWh ergäbe dies einen Zuschlag von 0,005 DM/kWh auf die ermittelten Nutzwärmekosten.)
- Die eingesparten Kosten für konv. Energieträger (Bei Ölpreisen von 0,65 DM/l bzw. 0,065 DM/kWh und einem angenommenen Kesselnutzungsgrad von 80 % (Großanlagen!) würden pro kWh solarer Nutzwärme 0,081 DM/kWh eingespart werden.)

Da die Wartungskosten je kWh Nutzenergie investitionskostengebunden sind und zudem von der Systemeffizienz abhängen, die Betriebskosten (Strom) und die eingesparten Brennstoffkosten (Öl) aber nur vom Energiepreis bestimmt werden, kann man für diese Positionen keinen allgemein gültigen Zu- oder Abschlag definieren. Für das obige Beispiel ergäben sich folgende Gesamt-Nutzwärmekosten: $0,24 + 0,036 + 0,005 - 0,081 = 0,20$ DM/kWh. Dies entspräche bei einem System mit guter Effizienz einem Abschlag von 0,04 DM/kWh bzw. knapp 17 % der gemäß dem vereinfachten Verfahren ermittelten Nutzwärmekosten.

11.2.2 Kosten der solaren Nutzwärme

In Abb. 11.4 sind die Kosten der solaren Nutzwärme gemäß Planung sowie auf der Basis der Schlussabrechnungen und der während der bisherigen Messperioden (mindestens ein volles Jahr, bei einigen Systemen zwei oder drei Jahre) gelieferten Nutzwärme dargestellt. Die angesetzten Kosten beinhalten jeweils sowohl die Planungshonorare als auch die MwSt.

Um die Nutzwärmekosten vergleichbar zu machen, wurde auch bei den ersten in Solarthermie-2000 errichteten Anlagen, bei denen die Annuität noch für eine angenommene Lebensdauer von 15 Jahren berechnet wurde, nunmehr von einer Lebensdauer von 20 Jahren

ausgegangen. Damit sank der obere Grenzwert für die solare Nutzwärme auch bei diesen Anlagen auf 0,25 DM/kWh (vorher: 0,30 DM/kWh). Durch die Umrechnung auf die zwischenzeitlich erhöhte Mehrwertsteuer liegt der Planwert bei den ersten Anlagen leicht über diesem Wert.

Die Abweichung der Ist- von den Planwerten hat u.a. folgende Ursachen:

- Höhere Investitionskosten wegen unvorhersehbarer Arbeiten
- Reduzierte Anlagenleistung im Rahmen der erlaubten Garantie-Defizits von 10 %
- Sinkende oder steigende Systemeffizienz durch Verbrauchsrückgang bzw. -anstieg
- Änderung der Wetterbedingungen gegenüber den Planungsvorgaben

Dabei gab es nur bei der Anlage in Magdeburg reale Nutzwärmekosten unterhalb des Planwerts. Bei vier weiteren Anlagen war der Anstieg der Istkosten nur gering, in fünf Fällen jedoch stark, da der Verbrauch gegenüber dem während der vorbereitenden Messungen ermittelten erheblich zurückging. Besonders hoch war der Anstieg bei der Anlage in Berlin-

Lichtenberg. Dieses Seniorenheim stand während einiger Monate in der Messphase völlig leer, da es komplett saniert wurde. In der Jugendherberge Saarbrücken ging der Verbrauch um über 50 % zurück. Da bei der Berechnung der Garantierfüllung diese besonderen Betriebsbedingungen jedoch berücksichtigt werden, haben die Anlagen trotz der zum Teil erheblichen Einbuße im Energieertrag die Garantie erfüllt (vgl. Kap. 10.1).

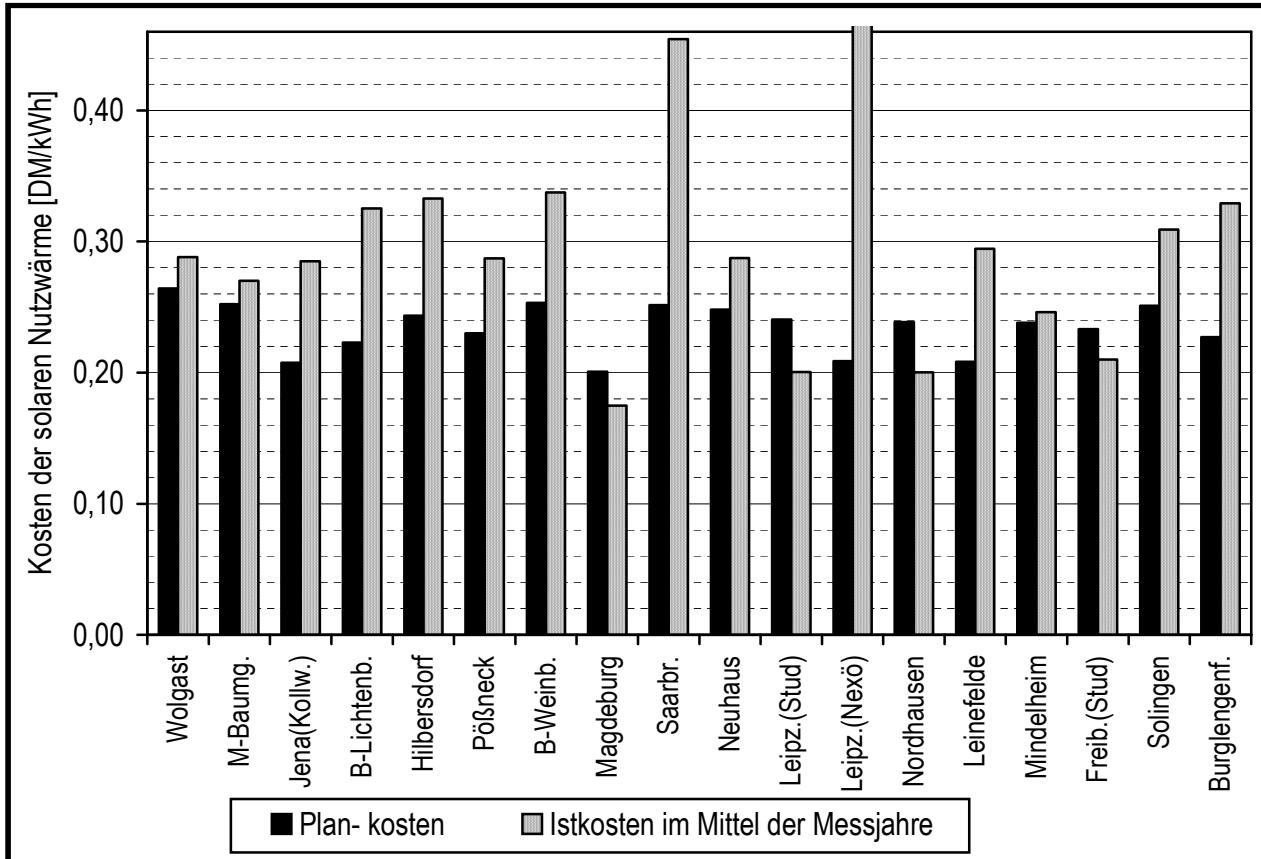


Abb. 11.4: Kosten der solaren Nutzwärme der in Solarthermie-2000 (TP 2) installierten Anlagen (Vergleich Plan- und Istkosten im Mittel der bisher erfassten Betriebsjahre)

Bei einigen Systemen wurden zwischenzeitlich Optimierungen durchgeführt, bei anderen sind sie noch in der Durchführung oder auch erst in Planung. Es ist also zu erwarten, dass vor allem bei den besonders negativ auffallenden Ausreißern künftig günstigere Nutzwärmekosten erzielt werden können. Da bei keiner der Anlagen bisher ein volles Jahr nach Optimierung vergangen ist, konnten sich diese Verbesserungen noch nicht in Abb. 11.4 auswirken. Ein fehlender Verbrauch kann aber auch durch diese Optimierungsmaßnahmen nicht kompensiert werden.

Gerade aber durch die intensive messtechnische Kontrolle der Auswirkungen solcher Optimierungsmaßnahmen und durch Vergleiche mit dem früheren Betriebsverhalten können sehr wichtige Erkenntnisse zu besonderen Zusatzmaßnahmen im System oder zu einfachen Modifizierungen gewonnen werden, da hierbei Standortbedingungen (Meteorologie) und Nutzerverhalten (Verbrauch) wenigstens in Grenzen vergleichbar bleiben

12 Ausblick

Die bisher vorliegenden Ergebnisse an großen Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung aus den Demonstrations- und Forschungsprogrammen des BMBF bzw. BMWi (Zukunftsinvestitionsprogramm, Teilprogramme 1 und 2 zu Solarthermie-2000) haben gezeigt, dass die thermische Solartechnik in den letzten 20 Jahren erhebliche Fortschritte bezüglich der Leistungsfähigkeit, der Betriebszuverlässigkeit und der Wirtschaftlichkeit gemacht hat. Gab es im Zukunftsinvestitionsprogramm noch erhebliche Missverständnisse bezüglich der Dimensionierung der Solaranlagen aber auch große Schwächen bei einzelnen "Sonderformen" von Kollektoren und bei der Abstimmung der Komponenten aufeinander, so konnten im Programm Solarthermie-2000 durch eine von Anfang an eingerichtete intensive wissenschaftlich-technische Programmbegleitung diese Mängel weitgehend vermieden werden.

Dennoch muss festgestellt werden, dass es im Detail noch eine Vielzahl von Problemen gibt, die im Rahmen dieses Programms zu lösen sein werden. Dies betrifft nicht mehr die Dimensionierung der Kollektorfelder von großen Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung. Hierzu gibt es inzwischen gut abgesicherte Empfehlungen, die in diesem Buch ausführlich erläutert wurden und die in der geplanten VDI-Richtlinie 6002 "Solare Trinkwassererwärmung" ihren Niederschlag finden werden. Offene Fragen gibt es aber immer noch zum günstigsten Systemaufbau bei den verschiedenen Gebäudetypen mit sehr unterschiedlicher Verbrauchscharakteristik, zur optimalen Abstimmung der Systemkomponenten aufeinander und vor allem auch zur Regelung der Systeme und zu ihrer zweckmäßigen Anbindung an das konventionelle System, die je nach Objekttyp durchaus unterschiedlich aussehen wird.

Von dem im Programm u.a. definierten Ziel der Erarbeitung von Standardsystemschaltungen und Standardabstimmungen der Komponenten ist man verständlicherweise zu diesem Zeitpunkt (ca. 2 ½ Jahre vor Ende der Installationsphase) noch ein gutes Stück weit entfernt, auch wenn in diesem Buch schon einige vorläufige Empfehlungen ausgesprochen werden konnten, die aber zum großen Teil noch auf einer recht unsicheren Datenbasis stehen. Die im Programm Solarthermie-2000 errichteten und noch geplanten Solarsysteme bieten große Möglichkeiten für die notwendigen Detailuntersuchungen zur Erfüllung dieser dringend zu lösenden Aufgabe.

Die im Programm Solarthermie-2000 an den Anlagen aufgetretenen Mängeln haben – im Gegensatz zu früheren Programmen – die Funktion der Solaranlage meist nicht übermäßig stark eingeschränkt. Bei einem "normalen" System ohne detaillierte Messtechnik und ohne eine besonders intensive Auswertung der Messergebnisse wären sie evtl. überhaupt nicht aufgefallen. Dennoch haben diese Mängel die Systemeffizienz zum Teil stark negativ beeinflusst. Dem Betreiber kann dies in der Regel nicht auffallen, da das nachgeschaltete konventionelle System immer dafür sorgt, dass die angeforderte Energiemenge jederzeit zur Verfügung steht. In der Regel verfügt er nicht über eine so umfangreiche Messtechnik und auch nicht über entsprechend ausgebildetes Personal, dass er in der Lage wäre, Schwachstellen des Systems zu analysieren. Nur ein Demonstrationsprogramm wie Solarthermie-2000 mit einer derart intensiven messtechnischen Betreuung der errichteten Systeme durch sehr gut ausgebildetes Personal kann dazu führen, dass die notwendigen Empfehlungen für Weiterentwicklungen zum Ausmerzen dieser Schwachstellen gegeben werden.

Die künftigen Investitionsaktivitäten im Programm Solarthermie-2000 sollten unserer Meinung nach dazu führen, dass verstärkt an solchen Objekten Solaranlagen installiert werden, bei denen die Anzahl der bisher im Programm vertretenen Gebäude noch zu gering ist für eine ausreichende Statistik. Dies trifft zum Beispiel zu auf den Bereich des Geschosswohnungsbaus, auf Freizeiteinrichtungen, Ferienheime, Hotels etc. Eine Ausweitung in den gewerblichen Bereich – bei entsprechend angepassten Förderquoten – wäre unter dem Aspekt einer breiten Untersuchungsbasis hier sehr wünschenswert.

Im Rahmen der wissenschaftlich-technischen Betreuung werden die Schwerpunkte künftig stärker in den Bereichen der Systemvariation und -anbindung je nach Gebäudetyp, an dem die Anlage installiert ist, der Komponentenabstimmung und der Langzeitbeobachtung der Systeme liegen.

Besonders hervorzuheben ist die Notwendigkeit der Umsetzung der Erfahrungen aus diesem Programm. Ein wichtiger Schritt wurde mit diesem Buch dazu getan. Wir hoffen, dass wir bei einer eventuellen Neuauflage dieses Buches über die erzielten Fortschritte in den Hauptprogrammen von Solarthermie-2000 und vielleicht auch anderen Forschungs- und Demonstrationsprogrammen sowie möglichst vielen Begleitprojekten berichten können, damit das Programm Solarthermie-2000 zu einem vollen Erfolg für die Solartechnik werden kann.

Für die bisherige Unterstützung der Forschung auf dem Gebiet der Solartechnik und die konsequente Durchführung des Programms Solarthermie-2000 im bisherigen Umfang gebührt aber schon jetzt unser Dank dem BMWi und seinem Projektträger BEO sowie den für die Programmbetreuung dort verantwortlichen Mitarbeitern.

13 Literatur

13.1 Normen, Regelwerke, Richtlinien

- /N1/ DIN V 4757 (1995): Solarthermische Anlagen
- /N2/ DIN 4757 Teil 4 (1982) (nicht mehr gültig!)
- /N3/ ISO 9806-1 (1994): Thermal Performance Test for Solar Collectors, Part 1
- /N4/ Rapperswiler Testverfahren (1999); SPF-Info auf CD-ROM
- /N5/ DIN EN 12975 (Entw. 1998): Thermische Solaranlagen und ihre Bauteile, Kollektoren T2
- /N6/ DruckbehV: Verordnung über Druckbehälter (Druckbehälterverordnung)
- /N7/ DVGW Arbeitsbl. W551 (1993): Maßnahmen zur Verminderung des Legionellenwachstums
- /N8/ DVGW Arbeitsbl. W552 (1996): Maßnahmen zur Verminderung des Legionellenwachstums
- /N9/ VDI 2067 Blatt 12 (Entw. 1998): Nutzenergiebedarf für die Trinkwassererwärmung
- /N10/ DIN 4708-2 (1993): Zentrale Wassererwärmungsanlagen, Wärmebedarf
- /N11/ DIN 1055: Lastannahmen für Bauten, Teile 1-5 (Erscheinungsdatum unterschiedlich)
- /N12/ DampfKV: Verordnung über Dampfkesselanlagen (Dampfkesselverordnung)
- /N13/ DIN 4757 Teil 1 (1980): Sonnenheizungsanlagen mit Wasser oder Wassergemischen
- /N14/ DIN 4753: Wassererwärmer und Wassererwärmungsanlagen für Trink- und Betriebswasser
- /N15/ DIN 4807: Ausdehnungsgefäße
- /N16/ DIN EN 10204 (1995): Metallische Erzeugnisse, Arten von Prüfbescheinigungen
- /N17/ DIN 1629 (1984): Nahtlose kreisförmige Rohre aus unlegierten Stählen
- /N18/ DIN 1626 (1984): Geschweißte kreisförmige Rohre aus unlegierten Stählen
- /N19/ DIN 1787 (1973): Kupfer, Halbzeug
- /N20/ DIN EN 1057 (1996): Kupfer und Kupferlegierungen, nahtlose Rundrohre aus Kupfer
- /N21/ TRD: Technische Regeln für Dampfkessel (TÜV Essen)
- /N22/ DIN 2440 (1978): Stahlrohre; Mittelschwere Gewinderohre
- /N23/ DIN 2441 (1978): Stahlrohre; Schwere Gewinderohre
- /N24/ AD-Merkblätter: Hrsg.: TÜV Essen
- /N25/ DIN EN 12976 (Entw. 1997): Thermische Solaranlagen und ihre Bauteile, vorgefertigte Anl.
- /N26/ DIN EN 12977 (Entw. 1997): Thermische Solaranlagen und ihre Bauteile, kundenspez. Anl.
- /N27/ DIN 1988 (1988): Technische Regeln für Trinkwasserinstallationen, Techn. Regeln DVGW
- /N28/ DIN 4102 (1981): Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen
- /N29/ DIN 4140 (1983): Dämmen betriebstechnischer Anlagen
- /N30/ AGI Arbeitsblatt Q 101 (1978): Dämmarbeiten an Dampferzeugern; Arge Industriebau, Köln
- /N31/ AKG Merkblatt 1: Regeln zum Korrosionsschutz von Solaranlagen zur Wassererwärmung
- /N32/ LBauO: Landesbauordnung

13.2 Zitierte Literatur

- /1/ Wagner, H.-J.: Ermittlung des Primärenergieaufwandes und Abschätzung der Emissionen zur Herstellung und zum Betrieb von ausgewählten Absorberanlagen zur Schwimmbadwassererwärmung und von Sonnenkollektoranlagen zur Brauchwassererwärmung. Düsseldorf : VDI-Verl., 1995. 74 S. ISBN 3-18-332506-3. Fortschritt-Berichte VDI. Reihe 6. Nr. 325.
- /2/ Wagner, H.-J.; Peuser, F.A.: Emission von Luftschadstoffen und CO₂ bei Herstellung und Betrieb von ausgewählten thermischen Solaranlagen. Düsseldorf : VDI-Verl., 1997. 76 S. : Ill. ISBN 3-18-336606-1. Fortschritt-Berichte VDI. Reihe 6. Nr. 366.
- /3/ Croy, R.; Rehrmann, U.; Peuser, F.A.: Erfahrungen mit Solaranlagen zur Schwimmbadwassererwärmung in öffentlichen Bädern. Zentralstelle für Solartechnik (ZfS), Hilden (Hrsg.). 1993. S. 2. Aufl. (Bezug bei ZfS, Verbindungsstr. 19, 40723 Hilden).
- /4/ Marko, A. (Hrsg.); Braun, P. (Hrsg.): Thermische Solarenergienutzung an Gebäuden. Berlin : Springer, 1997. 458 S. ISBN 3-540-60359-7.
- /5/ „Solarthermie-2000“. Informationen. Projektträger Biologie, Energie, Ökologie (BEO) des BMBF, Jülich. Forschungszentrum Jülich GmbH (Hrsg.). 1996. 32 S. (Bezug bei Projektträger BEO, Außenstelle Berlin, Wallstraße 17-22, 10179 Berlin).
- /6/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J. u.a.: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen. (Abschlußbericht zu TP1 von ST-2000). Zentralstelle für Solartechnik (ZfS), Hilden (Hrsg.). 1997. (Bezug bei ZfS, Verbindungsstr. 19, 40723 Hilden gegen Einsendung von DM 7,00 in Briefmarken).
- /7/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2: Messprogramm – Demonstrationsprogramm für thermische Solaranlagen in den neuen Bundesländern – Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung; Abschlußbericht 1. Projektphase. BMBF-Forschungsvorhaben 0329601A. 1998. (Kopie des Berichts Bezug bei der Zentralstelle für Solartechnik (ZfS), Verbindungsstr. 19, 40723 Hilden gegen Einsendung von DM 10,00 in Briefmarken).
- /8/ Hahne, E.: Solare Nahwärme: Ein Informationspaket. Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für Wissenschaftlich-Technische Information mbH, Eggenstein-Leopoldshafen (Hrsg.). Köln : TÜV-Verl., 1998. 120 S. ISBN 3-8249-0470-5.
- /9/ Duffie, J.A.; Beckmann, W.A.: Solar Engineering of Thermal Processes. New York : John Wiley & Sons Inc., 1991. 2. Ausg.
- /10/ Khartchenko, N.V.: Thermische Solaranlagen – Grundlagen, Planung und Auslegung. Berlin : Springer, 1995. 446 S. : zahlr. Ill. ISBN 3-540-58300-9.
- /11/ T*SOL (Vers. 3.1) Programm zur Auslegung und Simulation Thermischer Solaranlagen. 1998. (Entwicklung und Vertrieb: Dr.-Ing. Gerhard Valentin, Köpenicker Str. 9, 10997 Berlin).
- /12/ Kübler, R.; Fisch, N.: Wärmespeicher: Ein Informationspaket. Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für Wissenschaftlich-Technische Information mbH, Eggenstein-Leopoldshafen (Hrsg.). Köln : TÜV-Verl., 1998. 118 S. : Ill. ISBN 3-8249-0442-X.

-
- /13/ Wagner, W.: Wärmetauscher. Würzburg : Vogel Buchverl., 1993. ISBN 3-8023-1451-4.
 - /14/ Peuser, F.A.; Croy, R.: Erfahrungen mit Solaranlagen zur Warmwasserbereitung. Zentralstelle für Solartechnik (ZfS), Hilden (Hrsg.). Dez. 1994. 83 S. 2., aktualisierte Aufl. (Bezug bei ZfS, Verbindungsstr. 19, 40723 Hilden).
 - /15/ Fisch, M.N.: Solare Nahwärme – eine Option für die zukünftige Energieversorgung im Siedlungsbereich. In: Forschungsverbund Sonnenenergie c/o DLR, Köln (Hrsg.): Forschungsverbund Sonnenenergie Nachhaltigkeit und Energie „Themen 98/99“. 1999, S. 77-85.
 - /16/ Steinbeis-Transferzentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik, Stuttgart (Hrsg.): Status-Seminar '98: Solarunterstützte Nahwärmeversorgung, Saisonale Wärmespeicherung, Neckarsulm, 19.-20. Mai 1998. 1998. 203 S.
 - /17/ Tepe, R.; Vanoli, K.: Einbindung von Sonnenenergie in die Nahwärmeversorgung der Stadtwerke Göttingen AG. Koordination und wissenschaftlich-technisches Begleitprogramm. Abschlußbericht. BMBF-Forschungsvorhaben 0328867D. Institut für Solarenergieforschung (ISFH), Hameln (Hrsg.). 1. Nov. 1996. 136 S.
 - /18/ Brüning, D.; Rindelhardt, U.: Solare Warmwasserbereitung und Fernwärme-Einspeisung – Waldblickschule Freital. Forschungszentrum Rossendorf e.V., Dresden (Hrsg.). April 1996. 67 S. FZR-137.
 - /19/ Schulz, M.E.; Mahler, B.; Hahne, E.: Solare Nahwärmeversorgung mit Langzeitspeicher in Friedrichshafen-Wiggenhausen und Hamburg-Bramfeld. In: /16/, S. 91-99.
 - /20/ Mahler, B.; Hahne, E.: Solare Nahwärme mit Langzeit-Wärmespeicher. In: Ostbayerisches Technologie Transfer Institut e.V. (OTTI), Regensburg (Hrsg.): Neuntes Symposium Thermische Solarenergie, Regensburg, 05.-07. Mai 1999. 1999. S. 139-143.
 - /21/ Feurich, H.: Wasser- und Energieeinsparung trotz Nutzungskomfort – Ökologisch, ökonomisch, hygienisch. Teil 1. SBZ Sanitär-, Heizungs-, Klima- und Klempnertechnik, Jg 17 (1999), S. 34-44.
 - /22/ Fink, C.; Purkarthofer, G.; Müller, A.: Thermische Solaranlagen in Mehrfamilienhäusern – Erfahrungen aus Österreich. In: Ostbayerisches Technologie Transfer Institut e.V. (OTTI), Regensburg (Hrsg.): Neuntes Symposium Thermische Solarenergie, Regensburg, 05.-07. Mai 1999. 1999. S. 131-138.
 - /23/ Remmers, K.-H.: Große Solaranlagen – Einstieg in Planung und Praxis. Wien : Uranus, 1999. 461 S. ISBN 3-901626-16-60.
 - /24/ Delzer, T.; Remmers, K.-H.: SolarDachFibel. Berlin : Solarpraxis 1998. 136 S. (Loseblattsammlung DIN A 4).
 - /25/ Mack, M.; Fünfgeld, C.: Moderne Konzepte solarer Brauchwassererwärmung – Chancen, Grenzen und Möglichkeiten. In: 8. Internationales Sonnenforum, Berlin, 30. Juni – 3. Juli 1992. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), München (Hrsg.). 1992. S. 254-262.
 - /26/ Fünfgeld, C.; Mack, M.: Bestimmung der Effizienz und Optimierung einer preiswerten sogenannten Low-Flow-Kollektoranlage zur Brauchwassererwärmung. Abschlussbericht zu einem Unterauftrag im Projekt der ZfS GmbH. Institut für Solarenergieforschung (ISFH), Hameln (Hrsg.). 1994.

- /27/ Valentin, G.; Gatzka, B.; Schramek, E.-R. u.a.: Hydraulisches Anpassungsprogramm für große Kollektorfelder. Schlussbericht zum BMBF-Projekt 0329586A. 1998.
- /28/ Alpha-Laval GmbH (Hrsg.): Berechnungsprogramm CAS 200 Vers. 2.4 für gelötete Plattenwärmetauscher. 1999.
- /29/ Wilo GmbH, Dortmund (Hrsg.): WILO-Select, Planungssoftware für Heizungs- und Sanitärpumpen Vers. 2.2. 1998.
- /30/ Kech: Neue energiesparende Pumpenantriebe. In: Projektträger Biologie, Energie, Umwelt (BEO) des BMBF und des BMWi, Forschungszentrum Jülich (Hrsg.): Jahresbericht 1998. Energieforschung und Energietechnologien, erneuerbare Energiequellen, rationelle Energieverwendung. 1999. S. 396.
- /31/ Beikircher, T.; Gut, M.; Kronthaler, P. u.a.: Entwicklung eines dynamischen Kurzzeittestverfahrens für installierte thermische Solaranlagen. In: /16/ S. 100-108.
- /32/ Lehmann; Olejnik; Hülsmann: Zwischenbericht zur Solaranlage im Kreiskrankenhaus Wolgast. Fachhochschule Stralsund. Fachbereich Elektrotechnik und Informatik (Hrsg.). 1999.
- /33/ Gemeinnützige Wohnstätten- und Siedlungsgesellschaft (GWG), München (Hrsg.): Geförderter Wohnungsbau in München – Niedrigenergiehaus Baumgartner-/Ganghoferstr. 1997.
- /34/ Croy, R.; Wirth, H.-P.: Zwischenbericht zur Solaranlage „Wohngebäude Baumgartner-/Ganghoferstraße München“. 1999. (Bezug bei Zentralstelle für Solartechnik (ZfS), Verbindungsstr. 19, 40723 Hilden gegen Einsendung von DM 5,00 in Briefmarken).
- /35/ Picht; Kranz; Zwarg: Zwischenbericht zur Solaranlage der Universität Magdeburg. Fachhochschule Merseburg, Fachbereich Maschinenbau (Hrsg.). 1999.
- /36/ Mack, M.; Schwenk, C.; Köhler, S.: Kollektoranlagen im Geschosswohnungsbau – eine Zwischenbilanz. In: Tagungsband. 11. Internationales Sonnenforum. Deutschlands Weg in eine solare Zukunft, Köln, 26.-30. Juni 1998. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), München (Hrsg.). 1998. S. 45-52.