

## **Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus**

### **Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 4)**

**Abschlussbericht zum Projekt 032 9601 Q  
gefördert mit Mitteln des BMU**

#### **Teil 3: Organisationsstruktur und Ergebnisstatistik**

Projektlaufzeit: 01.01.2007 bis 31.3.2011

**Reiner Croy**

**Michael Mies**

**Ulrich Rehrmann**

**Hans Peter Wirth**

ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH  
Verbindungsstr. 19  
40723 Hilden  
[www.zfs-energietechnik.de](http://www.zfs-energietechnik.de)

März 2011

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter dem Förderkennzeichen 032 9601 Q gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.



Inhaltsverzeichnis	Seite
1 Grundlagen zu den Förderkonzepten “Solarthermie-2000“ und “Solarthermie2000plus“ .....	1
1.1 Zielsetzung der Förderkonzepte.....	1
1.2 Zeitlicher Ablauf des Gesamtkonzepts .....	3
2 Auswahl der zu fördernden Objekte, Ablauf der Projektauswahl und der Projektbetreuung .....	6
2.1 Programmbegleitende Institutionen .....	6
2.2 Objektprüfung und vorbereitende Verbrauchsmessungen .....	7
2.3 Ausschreibung, Angebotsprüfung, Auftragsvergabe .....	10
2.4 Zeitlicher Ablauf der Objektauswahl und der Vorbereitungen zur Vergabe .....	11
2.5 Ablauf der messtechnischen Betreuung am Einzelobjekt .....	12
3 Garantierter Solarertrag und Kosten der Solarenergie.....	14
3.1 Garantierter Solarertrag .....	14
3.2 Kosten der Solarenergie.....	19
3.2.1 Definition der “Kosten der solaren Nutzwärme“ in Solarthermie-2000.....	19
3.2.1.1 Anlagen zur Trinkwassererwärmung.....	20
3.2.1.2 Anlagen zur Heizungsunterstützung und zur Unterstützung von Wärmenetzen .....	20
3.2.2 Korrekte Definition der Energiekosten .....	21
4 Messprogramm .....	24
4.1 Anforderungen an das Messprogramm .....	24
4.2 Definition der technischen Kenngrößen eines Solarsystems .....	24
4.3 Anzeigetafel .....	29
5 Statistik zu den Förderkonzepten .....	32
5.1 Überblick über die geförderten Anlagen .....	32
5.2 Zeitliche Verteilung der Anlagen.....	36
5.3 Regionale Verteilung.....	38
5.4 Verteilung auf Objekttypen .....	39
5.5 Verteilung auf Kollektorhersteller.....	40
5.6 Fördermittel für die Anlagen .....	42
6 Zusammenfassende Vergleiche zu den Solaranlagen.....	44
6.1 Kosten der Solarsysteme und Komponenten .....	44
6.1.1 Kollektorkosten.....	44
6.1.2 Solarspeicherkosten.....	45
6.1.3 Systemkosten.....	46
6.2 Kosten der solaren Nutzwärme und Solarsystemnutzungsgrad.....	53
6.3 Erfüllung der Ertragsgarantie.....	56
7 Wichtige Literaturstellen .....	59



# 1 Grundlagen zu den Förderkonzepten “Solarthermie-2000“ und “Solarthermie2000plus“

## 1.1 Zielsetzung der Förderkonzepte

In diesem Teil des Abschlussberichtes der „Wissenschaftlich-technischen Programmbegleitung“ (Projekt 032 9601 Q), die vom BMU (zuvor vom BMWi) gefördert wurde, wird auf die Organisationsstruktur und Ergebnisstatistik des Programms Solarthermie 2000 und Solarthermie2000plus eingegangen. Das Förderkonzept Solarthermie-2000 hatte zum Ziel, Demonstrations- und Forschungsanlagen zu drei Nutzungsmöglichkeiten der Solarthermie (Trinkwassererwärmung, Raumheizung (erst später mit eingeplant), Wärmenetzeinbindung) zu errichten. Im Nachfolgekonzept Solarthermie2000plus wurde die reine Trinkwassererwärmung ausgegliedert, dafür wurden die Bereiche solare Prozesswärme und solare Kühlung (Klimatisierung) aufgenommen.

Als Voraussetzung für die Aufnahme der Anlagen in die Konzepte wurden u.a. folgende wichtigen Kriterien definiert:

- Hohe Öffentlichkeitswirksamkeit der Anlagen musste gegeben sein. Optimal waren hier Anlagen mit Publikumsverkehr. Eine große Anzeigetafel (Systemschema mit einigen Messwerten) sollte die Öffentlichkeitswirksamkeit unterstützen.
- Sofern notwendig, mussten energiebedarfsmindernde Maßnahmen am Gebäude und an der Haustechnik, die wirtschaftlicher waren als die Errichtung einer Solaranlage, durchgeführt worden sein oder zeitgleich mit der Installation der Solaranlagen realisiert werden.
- Falls erforderlich, mussten die konventionellen Back-up-Systeme (z.B. konv. Kessel) an den neuen Energiebedarf angepasst worden sein (oder angepasst werden) bzw. im Falle der Überalterung durch effizientere Geräte ersetzt worden sein (bzw. werden).
- Bei komplexeren Energiesystemen musste ein Energiekonzept erstellt werden, das die Zweckmäßigkeit der Installation einer thermischen Solaranlage und ihr Zusammenspiel mit anderen Energieerzeugern und den Verbrauchern erkennen ließ.
- Das Kollektorfeld musste - unter Berücksichtigung einer zweckmäßigen Dimensionierung für den solar zu deckenden Anteil der benötigten Wärme - mindestens 100 m<sup>2</sup> groß werden.
- Es sollten am Markt erhältliche und weitgehend entwickelte Komponenten in den Solaranlagen eingesetzt werden. Die Erprobung noch nicht marktreifer Komponenten oder Komponenten-kombinationen blieb im Rahmen von sog. Pilotanlagen förderungswürdig.
- Um die System- und Komponentenvielfalt zu sichern, wurde festgelegt, dass nach der Ausschreibung nicht unbedingt der Anbieter mit dem kostengünstigsten Angebot zum Zuge kommen musste, dass vielmehr unter Abwägung des technischen und wissenschaftlichen Interesses auch ein anderer Anbieter ausgewählt werden durfte.
- Das vom Planer vorgesehene Anlagenkonzept (inkl. der Einbindung in das konventionelle System) musste mit der betreuenden Stelle (vgl. Kapitel 2) abgestimmt werden.
- Das Dach, auf dem die Kollektoren aufgestellt wurden, musste so gut erhalten sein, dass es noch mindestens 20 Jahre ohne größere Sanierung überstehen kann; ggf. musste es vor Installation der Solaranlage saniert werden.
- Die Kosten der solaren Nutzwärme durften einen vorgegebenen Maximalwert in der Regel nicht übersteigen (vgl. Kapitel 3.2).
- Der Anbieter musste für die Leistung des installierten Solarsystems einen Garantiewert (MWh/a solare Nutzenergie) angeben, der erreicht werden musste (vgl. dazu Kapitel 3.1).

Die Gesamtheit der Kriterien, die oben nicht vollständig wiedergegeben ist, wurde in entsprechenden Hinweisen zu den Förderkonzepten und in Fragebögen für die Betreiber, die eine Förderung ihrer geplanten Solaranlage beantragen wollten, zusammengestellt. Diese Informationsschriften und Fragebögen sind auf den Internetseiten zu den Förderkonzepten als PDF-Dateien zu finden und herunterzuladen /11/.

Auch im Förderkonzept Solarthermie2000plus sind die o.g. Kriterien noch weitgehend gültig, zum Teil wurden sie jedoch modifiziert und an die neuen Anwendungsfälle angepasst.

Da das Förderkonzept Solarthermie-2000 von Anfang an nicht nur als Demonstrationsprogramm, sondern auch als Forschungsprogramm zur Untersuchung des Betriebsverhaltens der geförderten Anlagen und ihrer Komponenten angelegt war, wurde jede Anlage mit einer Messtechnik ausgestattet, die diesen Untersuchungsanforderungen angepasst sein musste.

Mit der Integration der Systemuntersuchungen als Begleitforschungsaktivitäten in das Förderkonzept wurde der zu Beginn der 80er Jahre vom Bundesrechnungshof geäußerten Kritik am Zukunftsinvestitionsprogramm (ZIP; Ende der 70er bis Anfang der 80er Jahre) Rechnung getragen. Damals hatte der Bundesrechnungshof bemängelt, dass die Funktionsweise der Anlagen im ZIP und damit der Erfolg der Förderung nicht durch begleitende Messungen untersucht wurden.

Das Messprogramm sollte folgende Aussagen ermöglichen:

- Beurteilung der Effizienz (des Nutzungsgrades; vgl. Kapitel 4.2) des gesamten Solarsystems
- Überprüfung des solaren Deckungsanteils (vgl. Kapitel 4.2) am Wärmeverbrauch der an das Solarsystem angeschlossenen Verbraucher
- Bestimmung der Arbeitszahl des Solarsystems (vgl. Kapitel 4.2)
- Überprüfung des garantierten Solarertrags unter Beachtung der realen Betriebsbedingungen (Einsatz von Simulationsprogrammen notwendig; vgl. Kapitel 3.1)
- Überprüfung der Effizienz wichtiger Systemkomponenten (z.B. Kollektorfeld, Wärmeübertrager, Regelung etc.)
- Überprüfung der Zweckmäßigkeit der Einbindung der Solaranlage in das konventionelle Energiebereitstellungs- und in das Verbrauchssystem

Letztlich sollten die Ergebnisse dieser Untersuchungen an den diversen Systemvarianten und in den unterschiedlichen Objekten (Wohngebäude, Krankenhäuser, Seniorenheime, Studentenwohnheime etc.) von der ZfS zusammengefasst und für Hersteller von Komponenten, Planer, Installateure und Betreiber zur Verfügung gestellt sowie im Richtlinienbereich veröffentlicht werden.

Ziel des begleitenden Messprogramms war also keineswegs die wissenschaftlich-technische Selbstbefriedigung der durchführenden Stellen, vielmehr wurde sehr starker Wert auf die Vermittlung der Ergebnisse gelegt. In /10/ sind die Veröffentlichungen der ZfS zu den Förderkonzepten Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus zusammengestellt. Viele weitere Veröffentlichungen gab es von den Partnern im begleitenden Messprogramm.

Im Richtlinienwesen flossen die Ergebnisse der Untersuchungen in folgende Regeln ein:

- VDI 6002-1: Solare Trinkwassererwärmung – Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau /1/, zur Zeit in Überarbeitung
- VDI 6002-2: Solare Trinkwassererwärmung – Anwendung in Studentenwohnheimen, Seniorenheimen, Krankenhäusern, Hallenbädern und Campingplätzen /2/
- VDI 2169: Funktionskontrolle und Ertragsbewertung bei solarthermischen Anlagen /7/

## 1.2 Zeitlicher Ablauf des Gesamtkonzepts

Bereits bei der Vorstellung des geplanten Förderkonzepts Solarthermie-2000 beim Projektträger und beim zuständigen Ministerium (damals: Bundesministerium für Bildung, Forschung, Wissenschaft und Technologie – BMBF) wurde Wert darauf gelegt, dass das Konzept kontinuierlich über einen längeren Zeitraum laufen sollte, um die Erfahrungen an den ersten Anlagen sorgfältig sammeln und in Nachfolgeprojekten gezielt umsetzen zu können.

Das Förderkonzept wurde daher mit einer zweckmäßig langen Laufzeit von zehn Jahren angesetzt (1993 bis 2002). Bis 2002 durften Anlagen im Konzept bewilligt werden. Der Bau konnte natürlich dann auch noch in 2003 erfolgen. Ebenso wurde definiert, dass die begleitenden wissenschaftlich-technischen Untersuchungen in der gebotenen Ausführlichkeit und Sorgfalt durchgeführt werden mussten, wollte man gut abgesicherte Ergebnisse in der Öffentlichkeit und im Richtlinienwesen vermitteln.

Das Förderkonzept wurde im Jahr 1993 beschlossen und die ersten Anträge für die Begleitforschungsprojekte (zunächst für die Vorbereitungsarbeiten zur Konzeptrealisation) wurden Ende 1993 bewilligt. Der finanzielle Gesamtrahmen wurde mit ca. 5 Mio DM jährlich abgesteckt. Geplant war, dass gut die Hälfte dieser Summe auf die Förderkosten (Investitionskosten multipliziert mit Förderquote) für die zu erstellenden Systeme und die andere knappe Hälfte auf die umfangreichen Begleitbetreuungen (Planerberatung, Garantiekontrolle, Analyse des Betriebsverhaltens etc.) entfallen könnten. Dabei ist zu beachten, dass in diesem Mittelansatz wirklich nur die Kosten für die Forschungs- und Demonstrationsanlagen und für die messtechnische Betreuung dieser Anlagen enthalten waren. Andere Forschungs- und Entwicklungsprojekte aus dem Bereich der Solarthermie wurden zusätzlich separat aus anderen Geldtöpfen des Ministeriums bedient.

Erst später wurden auch solche (wenige) Forschungsprojekte in das Konzept Solarthermie-2000 integriert, die sich ganz gezielt nur mit der Verbesserung oder der vereinfachten Groberkennung des Betriebsverhaltens solarthermischer Anlagen befassten /8, 9/.

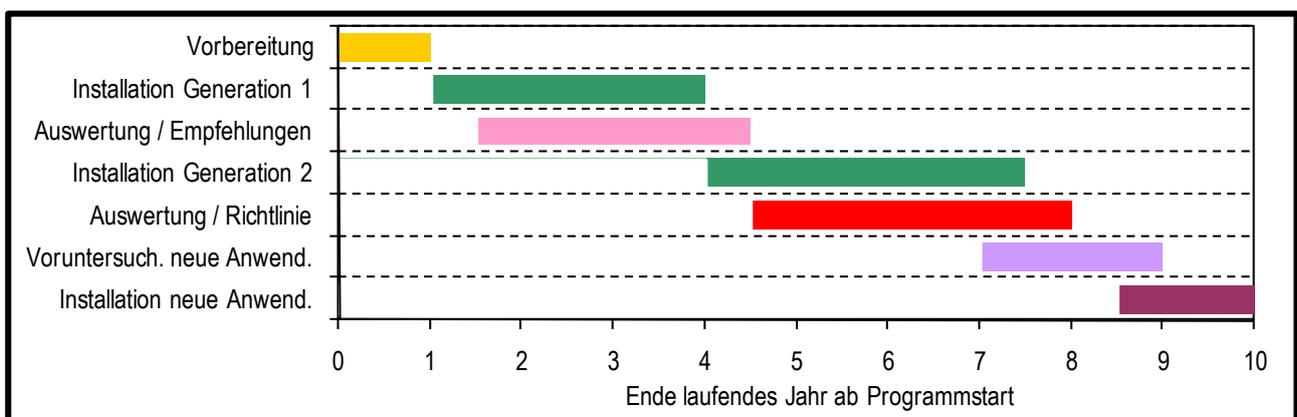


Abbildung 1: Geplanter zeitlicher Ablauf des Förderkonzepts Solarthermie-2000

In Abbildung 1 ist der damals geplante Verlauf des Förderkonzepts Solarthermie-2000 gezeigt.

In einer ersten Phase (ca. erstes Laufzeitjahr des Förderkonzeptes) sollten die Bedingungen des Konzeptes konkretisiert und die entsprechenden Informationsschriften zum Konzept sowie die Fragebögen für die Interessenten verfasst werden. Die Informationsschriften (Erläuterungen) erhielten Informationen

- zum Projektablauf
- zu den Randbedingungen für die zu fördernden Anlagen (z.B. Mindest-Kollektorfläche, Dachzustand, Gebäude- und Haustechnik)
- zu den allgemeinen Förderbedingungen (z.B. Förderquote, erlaubter Teilnehmerkreis)
- zu den erlaubten Kosten für die solare Nutzwärme
- zum Garantieverfahren

Zusätzlich gab es eine Hinweisschrift für Planer, in der folgende Informationen enthalten waren:

- Hinweise zum Aufbau des Leistungsverzeichnisses (LV); Aufteilung in Positionen für spätere Kostenanalysen (gegliedert nach Baugruppen) und -vergleiche (vgl. Kapitel 6.1)
- Hinweise für die einzubauende Messtechnik (Einbauart für Fühler, Verkabelung etc.)
- Hinweise auf Abstimmung des LV mit Auftraggeber und betreuender Stelle (z.B. ZfS)

In den Fragebögen (angepasst an Anwendungsfälle) wurden u.a. folgende Fakten abgefragt (Aufzählung nicht vollständig):

- Energiebedarf für die Verbraucher, die an das Solarsystem angeschlossen werden sollten, und Anzahl der Bewohner oder Krankenhausbetten etc.
- Angaben zum konventionellen Energiebereitstellungssystem
- Angaben zum Gebäude (Dämmung, Fenstergüte etc.)
- Vorhandensein geeigneter Dachflächen für die Kollektoren bzw. von Räumen für den (die) Solarspeicher
- Lage des Gebäudes (Öffentlichkeitswirksamkeit)
- Gewünschte Größe der Kollektorfeldfläche (wurde auf Zweckmäßigkeit von der betreuenden Stelle überprüft)
- und viele andere mehr

Erst nach Abschluss dieser vorbereitenden Arbeiten sollte das Förderkonzept öffentlich bekanntgegeben werden, so dass für jeden Interessenten zum Zeitpunkt seiner Anfrage alle wichtigen Informationen vorlagen.

Zusätzlich wurden in dieser Vorbereitungsphase Umfang und Art der Messtechnik (Sensoren, Datalogger) sowie die Auswertesystematik erarbeitet, da bei mehreren betreuenden Stellen eine Vereinheitlichung des Messprogramms und der Auswertesystematik unbedingt notwendig war, wollte man die Ergebnisse der einzelnen Gruppen später vergleichen können.

In der zweiten Phase (ab Ende des 1. Jahres nach dem Start bis zum Ende des 4. Jahres) sollten dann die ersten Anlagen errichtet werden.

Dabei hatte man zunächst nur Anlagen zur reinen Trinkwassererwärmung (ohne Heizungsunterstützung) vorgesehen, da bei derartigen Anlagen im Jahr 1994 bisher die meisten Erfahrungen – wenn auch sehr unsortiert – vorlagen und weil dies zum damaligen Zeitpunkt die einzige Nutzungstechnik war, die nicht übermäßig weit von der Konkurrenzfähigkeit zu den konventionellen Energiebereitstellungssystemen entfernt war.

Nachdem die ersten Anlagen (ca. ein halbes Jahr nach Programmankündigung) errichtet waren, begann die kontinuierliche Datenaufnahme, -analyse und -bewertung. Diese Arbeiten wurden natürlich kontinuierlich fortgeführt, es gab weder Qualitätssprünge noch Unterbrechungen.

An die zweite Phase (erste Installationsphase für die sog. Anlagen der ersten Generation) sollte sich eine zweite Installationsphase (Phase 3) anschließen. Hier sollten nur noch Anlagen installiert werden, in die in Absprache mit den Betreibern und Planern die Erfahrungen mit den ersten Anlagen bereits eingeflossen waren. Diese zweite Installationsphase für die Anlagen der zweiten Generation ist besonders wichtig. Nur in ihr erkennt man wirklich, inwieweit die bis dahin gemachten Erfahrungen im Markt umgesetzt wurden und ob die vorgeschlagene neue Systemtechnik oder die bei den Herstellern verbesserten oder neu entwickelten Komponenten (abgeleitet aus den ersten Erfahrungen) die in sie gesetzten Erwartungen erfüllen.

Ohne eine solche zweite Installationsphase bestehen folgende Gefahren:

- Das Interesse der Hersteller von Systemen oder Systemkomponenten an der Verbesserung bzw. Weiter- oder Neuentwicklung von Komponenten wird nicht ausreichend angeregt, da eine Kontrolle der Verbesserungen in der zweiten Installationsphase entfällt.
- Es gibt keine Möglichkeit, den bisherigen Erfolg des Programms sorgfältig zu prüfen, denn in der Regel werden neue Anlagen nach Ablauf eines solchen Demonstrations- und Forschungsprogramms nicht mehr auf ihr Betriebsverhalten hin untersucht.

Bereits während der zweiten Installationsphase (nach dem 7. Programmjahr) sollte langsam eine Ausweitung des Förderkonzepts auf Anlagen zur kombinierten Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung (Kombianlagen) erfolgen. Dies wurde im Verlauf der Diskussionen im Lenkungsausschuss zum Förderkonzept angeregt. Geplant war, dass man zunächst an einigen bereits frei im Markt installierten Anlagen durch ein intensives Messprogramm einige grundlegende Erfahrungen sammelt. Dadurch sollten in Zusammenarbeit mit den Planern grobe Planungs- und Installationsfehler zu Beginn der dritten Installationsphase (erste für Kombianlagen) weitgehend vermieden werden.

Durch den Wechsel des zuständigen Ministeriums nach der Bundestagswahl vom Herbst 1998 (Wechsel zum Wirtschaftsministerium – BMWi) und später einen Wechsel des Referatsleiters im BMWi sowie dann in 2002 schon wieder bevorstehende Wahlen wurde dieser Arbeitsschritt verschoben. Man wollte künftig zuständigen Personen bei dieser Entscheidung zur Konzeptausweitung nicht vorgreifen.

Schließlich wurde im Rahmen eines Verbundprojektes (FhG-ISE, ISFH, ITW und ZfS; /5, 6/) dieser Ansatz aufgegriffen, allerdings leider erst im Herbst des Jahres 2003, also mit mehreren Jahren Verspätung.

Die oben bereits angedeuteten Ministerien- und Personalwechsel und schließlich der Wechsel zum Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) nach der Bundestagswahl im Jahr 2002 waren der Kontinuität des Programms (inkl. der in 2003 beschlossenen Fortführung im Folgekonzept Solarthermie2000plus) keineswegs förderlich. So gelang es auch bis heute nicht, die für abgesicherte Analysen notwendige größere Anzahl derartiger Kombianlagen in Solarthermie-2000 bzw. Solarthermie2000plus zu fördern und zu installieren.

## 2 Auswahl der zu fördernden Objekte, Ablauf der Projektauswahl und der Projektbetreuung

### 2.1 Programmbegleitende Institutionen

Zunächst war das Förderprogramm "Solarthermie-2000" darauf ausgerichtet, die Demonstrations- und Forschungsanlagen überwiegend (zu ca. 80 %) in den neuen Bundesländern zu installieren. Lediglich ca. 20 % sollten in den alten Bundesländern errichtet werden. Diese Schwerpunktsetzung sollte auch dazu dienen, den Know-how-Transfer zur Solarthermie in die neuen Bundesländer zu intensivieren.

Da von Beginn an eine sehr sorgfältige Objektauswahl geplant war, um Fehlinvestitionen in ungeeignete Gebäude zu vermeiden, und weil zudem eine längerfristige Betreuung und messtechnische Analyse der Anlagen vorgesehen war, mussten dafür geeignete betreuende Stellen vor der öffentlichen Bekanntmachung des Förderkonzepts gefunden werden.

Die anfängliche Schwerpunktsetzung für die neuen Bundesländer führte dann auch dazu, dass – nach Prüfung durch die ZfS – durch den Projektträger fünf betreuende Stellen für die in den neuen Bundesländern zu errichtenden Systeme festgelegt wurden. Dies waren:

- TU Chemnitz (Professur Technische Thermodynamik)
- TU Ilmenau (Fakultät für Maschinenbau; Fachgebiet Thermo- und Fluidodynamik)
- Universität Potsdam (Inst. f. Berufspädagogik / Fachricht. Elektro- und Metalltechnik)
- FH Merseburg (Fachbereich Maschinenbau)
- FH Stralsund (Fachbereich Elektrotechnik)

Für die in den alten Bundesländern zu errichtenden Anlagen sollte die ZfS GmbH zuständig sein, der auch die Gesamtkoordination des programmbegleitenden Betreuungsprogramms (inkl. Definition des Messprogramms und der Auswertesystematik) zufiel.

Diese Begrenzung auf nur relativ wenige betreuende Stellen wurde gewählt, weil nur dadurch der Abstimmungs- und Kooperationsaufwand zwischen den Teams noch in überschaubaren Grenzen blieb und so ein effizientes Arbeiten der Teams miteinander möglich wurde. Eine Aufteilung der Arbeiten auf zu viele Gruppen hätte zudem die zusammenfassenden Analysen der ZfS erheblich erschwert.

Den betreuenden Stellen wurden die räumlich nahegelegenen Anlagen zur Betreuung zugewiesen. Hier wurde allerdings flexibel gehandelt, um eine etwa gleichmäßige Auslastung der betreuenden Stellen zu gewährleisten. Aufgrund der im Verlauf des Programms aufgetretenen ungleichen regionalen Verteilung der Demonstrations- und Forschungsanlagen (vgl. Kap. 5.3) konnte jedoch nicht vermieden werden, dass einige Betreuungsgruppen stärker wuchsen als andere, weil der Reiseaufwand sonst zu groß geworden wäre.

Nach einiger Zeit wurde dann die Schwerpunktsetzung für den Bereich der neuen Bundesländer aufgegeben. Dies erforderte dann natürlich auch eine Umstrukturierung bei den betreuenden Institutionen. Die Universität Potsdam und die FH Merseburg schieden aus, die FH Offenburg wurde neu aufgenommen, um dem größer werdenden Anteil von Solaranlagen in den alten Bundesländern Rechnung zu tragen.

Nachdem im neuen Förderkonzept "Solarthermie2000plus" auch solare Prozesswärmeanlagen und Systeme zur solaren Kühlung aufgenommen wurden, wurde für den Bereich der solaren Kühlung noch FhG-ISE als dafür zuständige betreuende Stelle in die Konzeptbetreuung integriert. FhG-ISE ist hier für die Objektauswahl und die detaillierten Analysen zum Betriebsverhalten der Systeme zuständig, die Grundbetreuung (Kontrolle der Messtechnik, Grobanalysen) wird von einer räumlich nahe zum System liegenden Institution aus dem Kreis der anderen betreuenden Stellen durchgeführt. Anlagen zur solaren Prozesswärme wurden von den vorhandenen Stellen mit betreut.

Derzeit gibt es also 6 betreuende Stellen für die Demonstrations- und Forschungsanlagen im Förderkonzept:

- TU Chemnitz (Professur Technische Thermodynamik)
- TU Ilmenau (Fakultät für Maschinenbau; Fachgebiet Thermo- und Magnetofluidynamik)
- FH Offenburg (Fachbereich Maschinenbau und Verfahrenstechnik)
- ZfS - Rationelle Energietechnik GmbH
- FhG-ISE (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg), nur Anlagen zur solaren Kühlung
- DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt), SIJ (Solar-Institut Jülich), Anlage zur Prozesswärme in Ennepetal

Bei besonders komplexen und sehr forschungsintensiven Pilotanlagen können auch andere Stellen die Betreuung durchführen (in der Regel die Stelle, die das sehr komplexe Forschungsprojekt initiiert hat; z.B. ZAE Bayern, Uni Kassel). Dies gilt derzeit jedoch nicht für die üblichen Demonstrations- und Forschungs- sowie Pilotanlagen. Eine zu weite Aufteilung der Betreuung hätte erhebliche Nachteile bei der Auswertung und Vergleichbarkeit der Betreuungsergebnisse (vgl. oben).

Es ist durchaus verständlich, wenn manchmal kritisiert wird, dass die Betreuung der Anlagen nur von wenigen Institutionen erfolgt. Im Hinblick auf eine möglichst effiziente Betreuung und Zusammenfassung der Betreuungsergebnisse mit überschaubarem Kooperationsaufwand ist diese Beschränkung unserer Meinung nach aber dringend notwendig.

Es wurde jedoch in der Vergangenheit immer darauf geachtet, dass beim Auftreten besonderer Probleme stets auch nicht direkt an der Betreuung beteiligte Arbeitsgruppen in spezielle Förderprojekte zur Lösung dieser Probleme eingebunden wurden. Dies war z.B. so bei der Ermittlung der optimalen Regelungsstrategie für Anlagen zur Trinkwassererwärmung, bei der Entwicklung von Kompakt-Wärmetauscherstationen, bei den ersten Untersuchungen an Kombianlagen, bei Untersuchungen zum Stillstandsverhalten von Kollektorkreisen oder bei der Entwicklung eines einfachen Geräts zur groben Kontrolle des Systemverhaltens, um nur einige zu nennen. Auf diese Weise wurden – und werden auch in Zukunft – Institutionen indirekt in das Förderkonzept eingebunden, die nicht direkt an der Betreuung der Anlagen mitarbeiten.

## **2.2 Objektprüfung und vorbereitende Verbrauchsmessungen**

Demonstrationsanlagen können nur dann eine positive Außenwirkung haben, wenn sie technisch optimal funktionieren und wenn sie zudem an Gebäuden errichtet werden, die bezüglich des Energieverbrauchs und des konventionellen Wärmeerzeugungssystems im Bereich des wirtschaftlich Sinnvollen optimiert sind.

Vor Aufnahme eines Objekts (Gebäudes) in die Förderung wurde daher geprüft, ob das Gebäude vom Energieverbrauch her die entsprechenden Forderungen erfüllt und ob (bei der Solarthermie) das konventionelle Wärmeerzeugungs- und Verbrauchssystem dem Stand der Technik entspricht.

In der Regel sollte die Reihenfolge bei der energetischen Sanierung eines Gebäudes wie folgt ablaufen:

- Reduzierung des Energiebedarfs, soweit technisch machbar und wirtschaftlich vertretbar (sowohl durch Verbesserung der Gebäudesubstanz als auch durch Optimierung der Verbrauchssysteme). Hierbei wurden bei Neubauten die zum jeweiligen Zeitpunkt geltenden Verordnungen (z.B. zum Wärmeschutz) zu Grunde gelegt. Bei Altbauten, die einen sehr hohen Anteil am Potenzial für thermische Solaranlagen haben, konnte man derartige Maßstäbe jedoch nicht anlegen. Hier wurde geprüft, ob die wirtschaftlich offensichtlich zweckmäßigen Maßnahmen durchgeführt wurden. War dies nicht der Fall, so musste der Antragsteller versichern, dass die als zweckmäßig eingestuften Maßnahmen in Verbindung mit der Installation der Solaranlage durchgeführt werden.

- Anpassung der konventionellen Energieversorgungstechnik an den reduzierten Energiebedarf (auch hier musste im Bereich der Altbauten die Anforderung etwas geringer angesetzt werden).
- Installation von Techniken (hier: solarthermische Anlagen), die den Restbedarf an konventionellen Energieträgern reduzieren.

Im Rahmen der bei jedem Objekt abgelaufenen Voruntersuchungen wurden die o.g. Punkte geprüft. Dies konnte bei komplexen Anlagen (z.B. bei Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizungsunterstützung und vor allem auch bei Prozesswärmeanlagen) auf die Aufstellung eines Energiekonzepts durch den Planer hinauslaufen. Ein solches Energiekonzept wurde dann von der betreuenden Stelle geprüft und bei Bedarf mit dem Planer und Betreiber diskutiert und modifiziert.

Die o.g. Punkte dienen dem Zweck, die Installation von thermischen Solaranlagen an solchen Objekten zu vermeiden, bei denen durch wirtschaftlich günstigere Maßnahmen die entsprechenden Mittel besser (mit höherer Energieeinsparung) hätten eingesetzt werden können. Diese Vorgehensweise sollte verhindern, dass "falsche" Vorbilder geschaffen und später im freien Markt evtl. multipliziert werden.

Zusätzlich wurde bei den Voruntersuchungen geprüft, ob Kollektorflächen und Solarspeicher in zweckmäßiger Konfiguration in das Gebäude integriert werden können. Durch schlechte Konfiguration der Kollektorfelder oder der Solarspeicher kann die Effizienz des Solarsystems erheblich gemindert werden.

Sofern das Kollektorfeld oberhalb einer vorhandenen Dachhaut (Schrägdach oder Flachdach) installiert werden sollte, wurde geprüft, ob die Qualität des Daches ausreichend hoch war. Es wurde davon ausgegangen, dass das Dach mindestens weitere 20 Jahre (Mindestlebensdauer einer solarthermischen Anlage) ohne größere Reparaturen funktionstüchtig bleiben muss, da Arbeiten an einem Dach, das von Solarkollektoren überspannt wird, meist nicht mehr ohne großen Aufwand durchführbar sind. Es gibt ausreichend alte Fälle (nicht aus den hier behandelten Förderkonzepten), bei denen das Kollektorfeld wegen einer notwendigen Dachsanierung deinstalliert werden musste. Oft wurde es dann nicht wieder aufgebaut, weil die Kosten für die Gesamtmaßnahme dann zu hoch geworden wären. Ggf. wurde der Betreiber des Gebäudes verpflichtet, das Dach vor Aufbringen der Solaranlage zu sanieren.

Im Rahmen der Voruntersuchungen wurden (bei Anlagen zur Trinkwassererwärmung) der Trinkwarmwasserverbrauch gemessen, um die Anlage richtig auslegen zu können. Im späteren Verlauf des Förderkonzepts wurde auch der Zirkulationsenergieverbrauch erfasst, da im Rahmen der Messungen an den ersten Anlagen festgestellt wurde, dass die Trinkwarmwasserzirkulation oftmals einen sehr hohen Energieverbrauch aufweist, der durch einfache Maßnahmen reduziert werden kann. Wenn die Trinkwarmwasserzirkulation in das Solarsystem eingebunden werden sollte, um auch diesen Verbraucher teilweise mit Solarwärme zu versorgen, war die Messung der Zirkulationsenergie obligatorisch. Ohne diese vorbereitenden Messungen kann eine Solaranlage zur Trinkwassererwärmung nicht optimal ausgelegt werden. In der Richtlinie VDI 6002-1 wird daher bei Bestandsgebäuden eine **mindestens 6-wöchige** Messung des Verbrauchs vor der Planung einer Solaranlage dringend empfohlen.

Der Verbrauch an Trinkwarmwasser pro Person oder pro Bett (z.B. im Krankenhaus) wurde nach unseren Erfahrungen meist überschätzt, da er im Normalbetrieb in der Regel nicht gemessen wird. Unterstützt wurde diese Überschätzung durch zu hohe Verbrauchswerte in alten Richtlinien. In den Richtlinien VDI 6002-1 und VDI 6002-2 sind für diverse Objekte (Wohngebäude, Krankenhäuser, Studentenwohnheime, Seniorenwohnheime etc.) Werte für die Jahres-, Wochen- und Tagesprofile des Trinkwarmwasserverbrauchs sowie die spezifischen Verbrauchszahlen (je Person, je Bett etc.) enthalten. Diese Profile bzw. spezifischen Verbrauchszahlen basieren auf den Messergebnissen, die im Rahmen der Begleitforschung an den Demonstrations- und Forschungsanlagen aus den hier behandelten Förderkonzepten ermittelt wurden. Die in diesen Richtlinien genannten Zahlen können bei Neubauplanungen nunmehr benutzt werden, ohne dass man zu große Fehler bei der Systemdimensionierung macht.

Auf der Basis der o.g. Voruntersuchungen und vorbereitenden Verbrauchsmessungen wurde von der betreuenden Stelle eine Stellungnahme für den Projektträger des zuständigen Ministeriums erarbeitet. Sie mündete in eine Empfehlung zur Aufnahme in die Förderkonzepte oder in eine Empfehlung zur Ablehnung. Der Projektträger blieb jedoch frei in der Entscheidung, ob er der Empfehlung folgt oder nicht.

Gleichzeitig wurde die Systemgröße mit dem Betreiber und Planer auf der Basis der durchgeführten vorbereitenden Messungen festgelegt. Auf dieser Dimensionierungsbasis wurde eine Kostenschätzung erarbeitet, damit der Betreiber darüber informiert war, wie teuer das System ungefähr werden könnte bzw. wie hoch sein Eigenanteil – abhängig von der vom Projektträger definierten Förderquote – voraussichtlich sein würde.

Da die weiteren Voruntersuchungen durchaus zeitaufwändig (und damit kostenaufwändig) waren, wurde stets versucht, bereits vor der Durchführung der Voruntersuchungen vom Betreiber eine Zusage zur Bereitstellung seines Eigenanteils zu erhalten. Die dazu (in der ersten Phase der Voruntersuchungen) von uns erarbeiteten Abschätzungen zu den Systemkosten konnten wegen fehlender Informationen zur endgültigen Auslegung des Solarsystems noch nicht sehr genau sein. Dennoch zeigte es sich in Einzelfällen, dass die Betreiber schon im Vorfeld der Untersuchungen ihre Interessensbekundung zurückzogen, wenn sie die Grobschätzung zu den bei ihnen anfallenden Kosten hörten. Diese Gefahr erhöht sich logischerweise mit sinkender Förderquote.

Ein weiterer Punkt der Voruntersuchungen diente der Definition des Messprogramms (vgl. Kapitel 4). Dieser Schritt konnte natürlich erst dann durchgeführt werden, wenn zwischen der betreuenden Stelle, dem Planer und dem Betreiber Einigkeit über das Systemkonzept und die Anlagen- und Komponentendimensionierung bestand. Das prinzipielle Konzept der Messtechnik war von der ZfS bereits im ersten Laufzeitjahr (Vorbereitungsjahr) von Solarthermie-2000 erarbeitet worden. Es musste nur noch an die im Einzelfall gegebenen Systemgrößen und -besonderheiten angepasst werden.

Ergebnisse dieses Arbeitspunktes waren ein Leistungsverzeichnis (LV) zur Messtechnik, das der Planer an sein LV zum System anhängen konnte, und eine Kostenschätzung zum Messprogramm für den Projektträger. Da das Messprogramm – im Gegensatz zum System – voll (zu 100 %) gefördert wurde, mussten diese Kosten bei der Planung der Fördermittel vom Projektträger zusätzlich zum Förderanteil für das Solarsystem berücksichtigt werden.

Die o.g. Voruntersuchungen mit den entsprechenden Stellungnahmen an PtJ wurden anfangs nur von der ZfS durchgeführt. Später – mit zunehmendem Know-how bei den Partnern im Betreuungsprogramm – wurden sie von derjenigen betreuenden Stelle durchgeführt, die auch für die weitere Projektbegleitung (Intensiv- und Langzeitmessphase) zuständig sein sollte.

### 2.3 Ausschreibung, Angebotsprüfung, Auftragsvergabe

Das Leistungsverzeichnis (LV) musste vom Planer der ZfS (bzw. der betreuenden Stelle) zur Freigabe vorgelegt werden, damit geprüft werden konnte, ob die Absprachen zu Dimensionierung und Technik des Systems und die vorgegebene Form des Angebots vom Planer entsprechend beachtet wurden.

Die Ausschreibung musste grundsätzlich öffentlich durchgeführt werden. Es wurde jedoch festgelegt, dass nicht unbedingt der Bieter mit dem günstigsten Angebot (der Mindestbietende) den Zuschlag erhalten musste. Vielmehr wurde die Möglichkeit offen gehalten, auch einen Anbieter mit einem etwas teureren Angebot auszuwählen, wenn die Untersuchung seines Systemkonzeptes bzw. seiner Komponenten von technisch-wissenschaftlichem Interesse war. Diese Vorgehensweise diente auch dazu, Fabrikate von möglichst vielen Herstellern und unterschiedliche Systemvarianten im Programm zu installieren.

Als niedrigstes Angebot wurde nicht das mit den niedrigsten Kosten für das Solarsystem gewertet, sondern das Angebot mit den geringsten Kosten der solaren Nutzwärme (vgl. Kapitel 3.1 und 3.2). Auch das Angebot zur Messtechnik floss in die Bewertung ein.

Die detaillierte Ausschreibung des Planers musste in einer von der ZfS festgelegten Aufgliederung auf diverse Positionen erfolgen, damit später die geplanten Kostenvergleiche zu den entsprechenden Komponenten oder Komponenten- bzw. Leistungsgruppen von der ZfS durchgeführt werden konnten.

Gewünscht wurde, dass möglichst in der Nähe des Installationsortes ansässige Installationsfirmen anbieten sollten. Diese Ortsnähe wurde bevorzugt, weil es sich erwiesen hat, dass eine schnelle Reaktion bei Anlagenmängeln bei ortsnahen Firmen eher gesichert ist als bei Firmen mit einem weit entfernten Sitz. Erfahrung mit der Installation von thermischen Solaranlagen musste nachgewiesen werden. Alternativ konnte sich eine im Bereich der Solartechnik unerfahrene Firma mit einer – auch weiter entfernt sitzenden – Firma zu einer Arbeitsgemeinschaft zusammenschließen. Dies eröffnete im Rahmen des Förderkonzepts die Möglichkeit des Know-how-Transfers auch im Bereich der Installationsfirmen.

Die Angebotsprüfung und die Erarbeitung des begründeten Vergabevorschlags unterlagen dem Planer (in Zusammenarbeit mit dem Betreiber). Der Vergabevorschlag wurde - bei Bedarf – zwischen dem Betreiber, dem Planer und der betreuenden Stelle diskutiert.

Ein wichtiger Punkt der Prüfung durch die betreuende Stelle war dabei das Nachrechnen des garantierten Ertrags mit einem geeigneten Simulationsprogramm durch die betreuende Stelle (vgl. Kapitel 3.1). So sollte vermieden werden, dass Anbieter evtl. unbewusst (durch fehlerhafte Bedienung des Simulationsprogramms oder durch Überschätzung der Systemleistung) unrealistische Garantiewerte abgaben.

Konnte kein Angebot die geforderten Randbedingungen des Förderkonzepts, vor allem die erlaubten Kosten der solaren Nutzwärme (vgl. Kapitel 3.2), erfüllen, so konnte die Ausschreibung aufgehoben und – auch beschränkt – wiederholt werden.

Letztendlich wurde gegenüber dem Projektträger eine Empfehlung zur Vergabe ausgesprochen. Stimmt der Projektträger dem gemeinsam erarbeiteten Vergabevorschlag zu, so gab er die zuvor gesperrten Investitionsmittel frei und mit dem Bau der Anlage konnte begonnen werden.

## 2.4 Zeitlicher Ablauf der Objektauswahl und der Vorbereitungen zur Vergabe

Arbeitsschritt (Unter "Betreuer" ist die betreuende Hochschule bzw. die ZfS zu verstehen)	Zeitdauer ca. Monate
Formlose Interessensbekundung (Vorantrag) bei Projektträger [oder Betreuer]	
Ausfüllen und Absenden des Fragebogens durch Betreiber/Planer	0,5 <sup>1)</sup>
Bewertung des Fragebogens durch Betreuer und Projektträger; Ergebnismitteilung (Ablehnung oder weitere Bearbeitung) an den Interessenten durch Projektträger	0,5 - 1
Besprechung der Förderbedingungen zwischen Betreiber und Projektträger; Zusicherung zur Erbringung der erforderlichen Eigenbeteiligung des Betreibers auf der Basis einer vorläufigen Kostenschätzung des Betreuers; Zusage zur Durchführung evtl. notwendiger Sanierungen am konv. System, Gebäude oder Dach	1 - 2 <sup>1)</sup>
Detailprüfungen des Objektes vor Ort durch Betreuer; Stellungnahme von Betreuer an Projektträger; Ergebnismitteilung (Ablehnung des Objekts oder Aufnahme in das weitere Untersuchungsprogramm; evtl. Auflagen für Sanierungen) vom Projektträger an Betreiber	1
Zustimmung des Interessenten zu den evtl. gemachten Auflagen	0,5 - 1 <sup>1)</sup>
Vorbereitende Messung des Energieverbrauchs; Ergebnismitteilung (Ablehnung oder Aufnahme in das Förderkonzept) an Interessenten	2
Diskussion und Enddefinition der Technik, Festlegung der Maximalkosten für das System; Zusendung der Antragsunterlagen zur Förderung im Förderkonzept durch Projektträger an Betreiber; Definition Messtechnik und Messtechnikkosten durch Betreuer	0,5 - 1
Förmliche Antragstellung des Betreibers beim Projektträger	0,5 - 1 <sup>1)</sup>
Antragsprüfung bei Ministerium/Projektträger; Bewilligung oder Ablehnung; Bei Bewilligung: Übergabe der Randbedingungen für die Ausschreibung; Vorläufige Sperre der Investitionsmittel (nur Freigabe Planungsmittel) bis zur Genehmigung des Vergabevorschlags	1 - 2
Erstellung des LV durch den Planer unter Beachtung der definierten Randbedingungen	1 <sup>1)</sup>
Abstimmung des LV mit dem Betreuer; Ergänzung um LV Messtechnik des Betreuers	0,5
Ausschreibung des Solarsystems (Verantwortung bei Betreiber/Planer)	1 <sup>1)</sup>
Prüfung des Ausschreibungsergebnisses durch den Planer; Erarbeitung des Vergabevorschlags durch Betreiber/Planer (in Kooperation mit Betreuer)	0,5 - 1 <sup>1)</sup>
Stellungnahme des Betreuers zum Vergabevorschlag an Projektträger	0,5
Bei Akzeptanz des Vergabevorschlags durch den Betreiber: Freigabe der gemäß Antrag vorgesehenen Investitionsmittel für Solaranlage und Messtechnik durch Projektträger	0,5
Vergabe des Auftrags durch den Betreiber	0,5 <sup>1)</sup>
Gesamtzeitbedarf ab Interessensbekundung bis Auftragsvergabe ca.	12 - 18

<sup>1)</sup> Dauer liegt nicht im Beeinflussungsbereich von Projektträger oder Betreuer

*Tabelle 1: Schritte von der Interessensbekundung bis zum Bau der Anlage*

In Tabelle 1 sind die einzelnen Schritte von der Interessensbekundung des Betreibers bis zum Bau der Anlage aufgelistet. Der in Tabelle 1 aufgezeigte Zeitraum von der Interessensbekundung bis zur Auftragsvergabe (bzw. dem Bau der Anlage) erscheint relativ lang, obwohl er schon enger begrenzt ist, als in der Anfangsphase des Förderkonzeptes Solarthermie-2000 angenommen wurde. Es ist hier jedoch zu bedenken, dass im aufgezeigten Fall noch keine Vorarbeiten vom Antragsteller bzw. Betreiber geleistet wurden. Hat sich der Betreiber bzw. der Planer vor der Interessensbekundung sorgfältig über die Fördermodalitäten informiert, den Fragebogen sorgfältig ausgefüllt und bereits die Bereitstellung der Eigenmittel gesichert, so kann das Verfahren auch schneller durchgeführt werden. Mit ca. 8 Monaten ab Interessensbekundung bis zur Bauvergabe muss jedoch mindestens gerechnet werden. Die Bewilligung der Fördermittel durch den Projektträger im Auftrag des Ministeriums kann bereits ca. 8 (in günstigen Fällen 6) Monate nach der eingereichten

Interessensbekundung erfolgen. Der in Tabelle 1 skizzierte Zeitablauf wurde im Verlauf des Förderkonzepts mehrfach aufgrund der gemachten Erfahrungen modifiziert.

Die Erfahrungen haben jedoch gezeigt, dass in den meisten Fällen die o.g. 12 bis 18 Monate (teilweise auch mehr) von der Interessensbekundung bis zur Auftragsvergabe für die Errichtung der Solaranlage vergingen.

Dies hing in vielen Fällen auch davon ab, wie gut die Zusammenarbeit zwischen Planer, Betreiber und betreuender Stelle funktionierte, da bei vielen Punkten eine Abstimmung (z.B. des technischen Konzepts der Anlage, ihrer Integration in das konv. System etc.) zwischen Planer (und Betreiber) und der betreuenden Stelle notwendig ist. Diese Abstimmung war erforderlich, um das technische Ziel im Rahmen dieser Förderkonzepte zu erreichen - wie vor allem den Bau preiswerter und dennoch bezüglich Qualität und Effizienz guter Anlagen unter Berücksichtigung der neuesten Erfahrungen, die nur bei den betreuenden Stellen vorlagen.

## **2.5 Ablauf der messtechnischen Betreuung am Einzelobjekt**

In den vorangegangenen Kapiteln wurde bereits mehrfach erwähnt, dass im Rahmen der Förderkonzepte Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus nicht nur Anlagen errichtet werden sollten. Diese Anlagen sollten wissenschaftlich-technisch vielmehr bezüglich ihres Betriebsverhaltens beobachtet und bewertet werden, um Empfehlungen zur Auslegung und zum Aufbau sowie zur Integration künftiger Systeme geben zu können.

Um diesen Forderungen gerecht zu werden, wurde an jedem System eine aufwändige Messtechnik installiert (vgl. Kapitel 4). Das begleitende Messprogramm lief in folgenden Stufen ab:

- **Probetriebsmessung**  
Nach Fertigstellung der Anlage wurde zunächst der Probetrieb mit voller Messtechnikausstattung gestartet. Sinn dieses Probetriebs von etwa 2 Monaten – der vor der Abnahme stattfinden sollte – ist es, grobe Systemmängel anhand der aufgezeichneten Messdaten zu erkennen. Diese Mängel sollten dann zunächst behoben werden, bevor eine Abnahme des Systems stattfindet.
- **Erste Intensivmessphase**  
An die Abnahme schloss sich die erste Intensivmessphase an, die sich in der Regel über ein volles Jahr (muss kein Kalenderjahr sein) erstreckte. Die Ergebnisse dieses ersten Jahres dienten dazu, das Betriebsverhalten der Anlage sehr genau zu erforschen. Gleichzeitig wurden die Ergebnisse dieses Jahres dazu benutzt, die Korrektheit des garantierten Ertrags (vgl. Kapitel 3.1) zu kontrollieren.

Die Dauer dieser ersten Intensivmessphase konnte unter folgenden Bedingungen abgekürzt werden:

- Das System lief zu voller Zufriedenheit über ein volles Kalenderhalbjahr, und eine Hochrechnung der Betriebsergebnisse aus diesem Kalenderhalbjahr auf ein volles Jahr war möglich.
- Das System zeigte immer noch sehr erhebliche Mängel. In diesem Fall wurde die erste Intensivmessphase abgebrochen, und ein Optimierungsvorschlag wurde von der betreuenden Stelle in Kooperation mit dem Planer und dem Betreiber erarbeitet (vgl. unten).
- **Optimierungsvorschlag für das System**  
In vielen Fällen stellte sich bei den detaillierten Untersuchungen während der ersten Intensivmessphase heraus, dass die Anlage noch Verbesserungspotenzial aufwies. Um dieses Potenzial zu nutzen, wurde in Kooperation zwischen der betreuenden Stelle, dem Planer, dem Betreiber und dem Installateur versucht, einen wirtschaftlich vertretbaren Optimierungsvorschlag für das System oder seine Einbindung in die konventionelle Technik zu erarbeiten.
- **Umbau des Systems**  
Wurde ein von allen Beteiligten getragener Optimierungsvorschlag gefunden, so wurde die Anlage umgebaut. Die Kosten für diese Optimierung wurden entweder aus Mitteln des Förderpro-

jekts des Betreibers finanziert (wenn dort die Laufzeit noch nicht ausgelaufen war und noch Mittel zur Verfügung standen) oder aus den Fördermitteln, die bei den betreuenden Stellen für derartige Aktivitäten eingeplant waren. Leider wurden im Verlauf der Förderkonzepte die Ansätze für derartige Optimierungsmaßnahmen immer stärker reduziert, so dass nicht bei allen Anlagen aus der letzten Zeit diese Optimierungen durchgeführt werden konnten.

- **Zweite Intensivmessphase**  
An die durchgeführten Umbauten schloss sich eine zweite Intensivmessphase an. Ihr Ablauf und ihr Ziel entsprechen dem der ersten Intensivmessphase. Wichtig war hier vor allem die Prüfung, ob die durchgeführten Systemveränderungen zu dem erwarteten Erfolg geführt hatten.
- **Langzeitmessung**  
Nach Abschluss der Intensivmessungen verbleibt die Anlage bis zum Ende des Förderkonzepts in der Langzeitbetreuung. Während dieser Beobachtungsphase wird die zeitliche Auflösung der Messwerte reduziert (je nach Bedarf z.B. auf Tages- oder Wochensummen bzw. -mittelwerte). Nur wenn auffällige Veränderungen an diesen Daten auftreten, kann auf die früher höhere Auflösung umgeschaltet werden, um eine genauere Analyse der aufgetretenen Abweichungen zu ermöglichen.  
Diese Langzeitbetreuung wurde auch dadurch notwendig, dass bei jedem geförderten System eine große Anzeigetafel installiert wurde, auf der auch einige interessante Messwerte (6 bis 9 Stück) angezeigt wurden. Damit keine unsinnigen Informationen an dieser für die Öffentlichkeit gedachten Anzeigetafel auftraten, musste dafür gesorgt werden, dass die entsprechenden Sensoren, der Datalogger und auch die Anzeigetafel selbst fehlerfrei arbeiteten bzw. Fehler behoben wurden.

Der oben und in Abbildung 2 skizzierte Ablauf der Betreuung konnte speziellen Gegebenheiten am Einzelobjekt angepasst werden, wenn dies erforderlich schien. So kann z.B. eine dritte Intensivmessphase (nach erneuter Systemmodifikation) angeschlossen werden, wenn die Anlage in den beiden ersten Messjahren den garantierten Ertrag nicht erbracht hat.

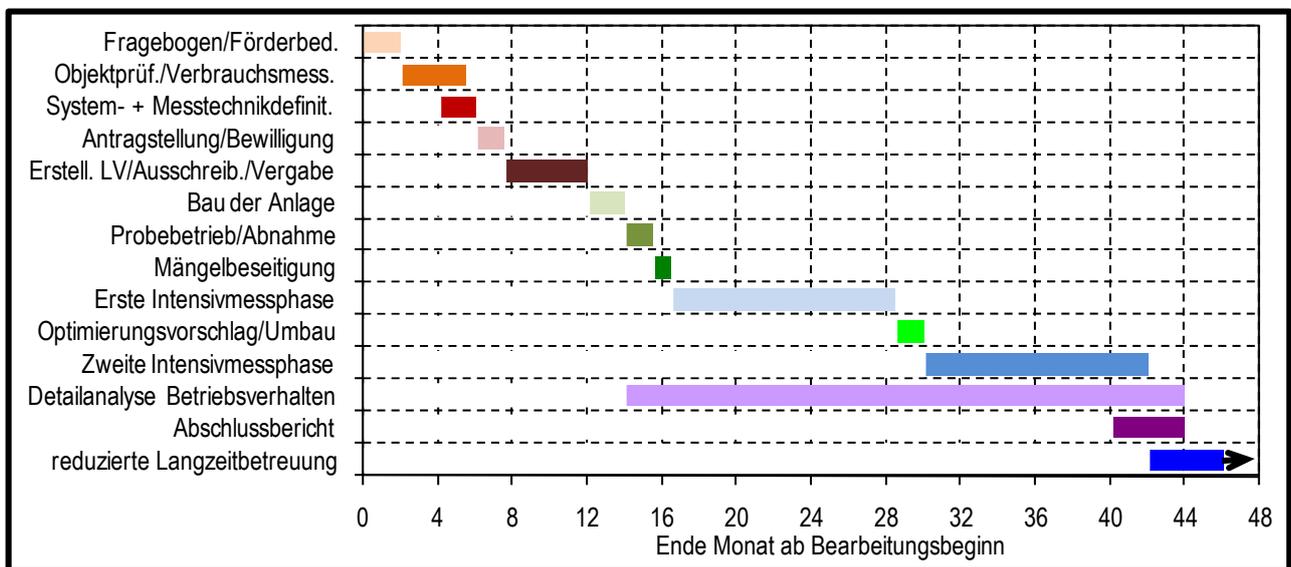


Abbildung 2: Zeitlicher Ablauf der Betreuung eines Objektes

### 3 Garantierter Solarertrag und Kosten der Solarenergie

Wichtige Bedingungen in Solarthermie-2000 und in Solarthermie2000plus waren die Abgabe einer Garantieerklärung zum erwarteten Jahresertrag des installierten Solarsystems durch den Anlagenhersteller (vgl. Kapitel 3.1) und die Einhaltung vorgegebener Kosten der solaren Nutzwärme (vgl. Kapitel 3.2).

Im Folgenden wird daher auf diese Punkte näher eingegangen.

#### 3.1 Garantierter Solarertrag

Allen Garantieverfahren gemeinsam ist die Erfordernis, eine Partnerschaft aus Hersteller, Planer, Handwerker und Betreiber herzustellen, was in der Praxis immer wieder an juristische Grenzen stößt. Daher müssen die Rahmenbedingungen eines solchen Garantieverfahrens klar definiert werden. Der Betreiber muss zudem bereit sein, die für die Überwachung der Solaranlage entstehenden Kosten während der Gewährleistungszeit zu tragen, sofern sie nicht – wie in Solarthermie-2000 – über die Messtechnik bzw. Projektkosten der betreuenden Stellen abgedeckt werden.

Für den Betreiber ist es wichtig, dass er als direkte Vertragspartner im Garantieverfahren nur diejenigen Personen oder Firmen hat, denen er direkt Aufträge für bestimmte Leistungen erteilt hat. Es kann ihm nicht zugemutet werden, dass er sich im Garantiefall z.B. mit Herstellern auseinandersetzen muss, obwohl diese nie seine direkten Auftragnehmer waren.

In den Förderkonzepten Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus ist grundsätzlich der Installateur als Garantiegebender für die zu erbringende Systemleistung vereinbart worden. Dies hat den Vorteil, dass der Betreiber im Garantiefall nur einen Ansprechpartner hat. Es wird dem Installateur jedoch freigestellt, sich beim Planer über einen entsprechenden Vertrag für dessen Leistungen abzusichern. Auch ohne diese Absicherung haftet der Planer natürlich für eindeutig ihm zuzuordnende Fehlplanungen. Die Bildung einer "Garantiegemeinschaft" ist nicht grundsätzlich ausgeschlossen.

Hintergrund des in Solarthermie-2000 schon im Jahr 1993 definierten Verfahrens war die Überlegung, dass in die Wertung der Angebote im Rahmen der Ausschreibung für eine Solaranlage nicht nur die Angebotspreise eingehen sollten, sondern auch:

- der Ertrag des Solarsystems
- die Qualität des Systemkonzepts und der angebotenen Komponenten (zur Sicherung des Ertrags über eine lange Systemlebensdauer)
- die Qualifikation des Anbieters (Referenzen)
- die Ortsnähe zum Standort der Anlage (wichtig bei Wartung und Mängelbeseitigung)

Vor allem die Tatsache, dass auch der Systemertrag in die Wertung der Angebote einfließen sollte, machte es notwendig, dass der vom Bieter genannte Ertrag auch garantiert wird. Eine reine Ertragsangabe ohne eine Verpflichtung, diesen Ertrag auch wirklich erbringen zu müssen, hätte lediglich dazu geführt, dass ohne jede weitere Konsequenz beliebig hohe Erträge hätten angegeben werden können. Bei Nicht-Erreichen dieses Ertrages wären keinerlei Forderungen auf den Bieter zugekommen. Eine Garantie für den Ertrag zwingt den Bieter jedoch dazu, den zu erwartenden Ertrag realistisch anzugeben, da beim Unterschreiten der garantierten Leistung Nachbesserungspflichten oder Minderungen auf den Bieter zukommen.

Aus den Angebotspreisen (bzw. der sich daraus ergebenden Annuität; vgl. Kapitel 3.2) werden dann in Solarthermie-2000 bzw. Solarthermie2000plus die Kosten der solaren Nutzwärme errechnet, die letztlich die Rangfolge der Bieter bestimmen. Die Prüfung der Angebote bezüglich der anderen o.g. Kriterien (Qualität des Systemkonzepts und der Komponenten, Qualifikation des Anbieters, Ortsnähe der anbietenden Firma) finden Eingang in die Vergabeempfehlung, so dass die Vergabeempfehlung nicht unbedingt auf den Bieter mit den niedrigsten Wärmekosten lauten muss.

Da es sich bei Solarthermie-2000 um ein Demonstrations- **und Forschungs**projekt handelte, wurde zudem definiert, dass auch aus forschungstechnischen Gründen ein anderer Bieter als der Mindestbietende den Zuschlag erhalten kann (wenn z.B. ein neues Kollektorfabrikat, eine neue Systemtechnik etc. ausprobiert werden sollen).

Die Erstellung der Rangfolge der Bieter nach den Kosten der solaren Nutzwärme **in Verbindung** mit einem garantierten Ertrag hat folgende Vorteile:

- Der Bieter wird bemüht sein, ein kostengünstiges System mit dennoch hohem Ertrag anzubieten. Setzt er den Ertrag sehr niedrig an, um mit Sicherheit Probleme bei der Einhaltung der Ertragsgarantie zu vermeiden, so könnte es sein, dass er bei der Berechnung der Wärmekosten zu hoch liegt. Setzt er den Ertrag zu hoch an, so erreicht er zwar niedrige Wärmekosten, sein System wird aber den garantierten Ertrag nicht erreichen, so dass er zu Nachbesserungen verpflichtet ist bzw. Minderungen oder Pönalen zu erwarten hat.
- Eine reine Ertragsgarantie, ohne dass der Ertrag durch Berechnung der solaren Wärmekosten direkt in die Wertung der Angebote eingeht, ist völlig verfehlt, da hier die Bieter den Ertrag sicherheitshalber immer sehr niedrig ansetzen werden, damit die Systeme ihn wirklich erbringen können. Verfehlt ist aber ebenso eine reine Wertung nach Angebotspreis, da dann leistungsschwache (billige) Komponenten eingesetzt werden, die zu einer schlechten Systemeffizienz führen.

Jeder Anbieter musste mit seinem Angebot eine Erklärung abgeben, welche nutzbare Menge an Solarenergie das Solarsystem im Verlauf eines Kalenderjahres an die angeschlossenen Verbraucher abgeben würde (zur Systemgrenze und zur Definition der solaren Nutzwärme siehe Kapitel 4.2 und Abschlussbericht zum Verbundprojekt „Kombianlagen“). Dieser Jahresertrag musste vom Anbieter garantiert werden.

Der garantierte Nutzenergieertrag des Systems (Abgabe von Solarenergie an die angeschlossenen Verbraucher) wurde als Jahressumme angegeben. Zusätzlich wurde aus dieser Nutzenergie und der vom Simulationsprogramm berechneten Einstrahlung in Kollektorebene der Jahres-Systemnutzungsgrad errechnet. Für den Fall, dass dieser Ertrag bzw. der Systemnutzungsgrad nicht erreicht werden sollte, sind Nachbesserungen oder Pönalen fällig. Eine Unterschreitung des garantierten Ertrages (oder Nutzungsgrades) um bis zu 10 % wurde toleriert. Diese Toleranz deckt alle Unsicherheiten und Ungenauigkeiten in der Messtechnik und bei den Simulationsprogrammen ab.

Eine entsprechend formulierte Garantieerklärung lag bzw. liegt dem LV bei. Sie musste vom Bieter unterzeichnet und zusammen mit dem Angebot abgegeben werden. Die Ertragsangaben der Bieter wurden nach Angebotseingang kritisch überprüft und bei Bedarf von der betreuenden Stelle nachgerechnet. Wurde festgestellt, dass der Anbieter den Jahresertrag des Solarsystems im Vergleich zu den Berechnungen der betreuenden Stelle um mehr als 10 % zu hoch angesetzt hatte, so wurde er um Stellungnahme gebeten. blieb er bei seinem Ertragswert, so wurde in einem solchen Fall dem Betreiber jedoch vorgeschlagen, einen entsprechend hohen Prozentsatz von der Auftragssumme zunächst einzubehalten und erst dann auszuzahlen, wenn das System – belegt durch die späteren Messungen – den vom Anbieter angegebenen Ertrag wirklich erbracht hatte.

Damit der Anbieter überhaupt in der Lage war, einen solchen Jahresertrag zu bestimmen, wurden ihm von der betreuenden Stelle die zu erwartenden Verbrauchswerte (auf der Basis der durchgeführten vorbereitenden Messungen; vgl. Kapitel 2.2) sowie die zu erwartenden Jahres-, Wochen- und Tagesprofile dazu zur Verfügung gestellt. Solche Daten werden für die Ertragsberechnung mit einem Simulationsprogramm benötigt. Für die ebenfalls benötigten Wetterdaten (solare Einstrahlung auf die Horizontale, Außentemperaturen) konnte der Anbieter auf die Werte eines nahegelegenen Standorts zurückgreifen. Wetterdatensätze für verschiedene Standorte sind in den Auslegungsprogrammen in der Regel vorhanden.

Dabei wurden folgende Punkte nicht verkannt:

- Die vorgegebenen Profile ergaben sich aus Messungen des Verbrauchs (z.B. Trinkwarmwasserverbrauch und Zirkulationsenergie) vor Beginn der Systemplanung. Oftmals hat der Objektbetreiber damit erstmals Zahlen zu diesen Verbrauchswerten erhalten, da diese Werte in der Regel vorher nicht separat messtechnisch erfasst wurden. Der Betreiber wurde durch diese neuen Zahlen oftmals animiert, diesen Verbrauch möglichst zu reduzieren. Die entsprechenden Maßnahmen (z.B. Veränderung der Zapfstellen) wurden dann erst nach Installation der Solaranlage durchgeführt. Diese durchaus positiv zu sehenden Maßnahmen zur Verbrauchsreduzierung – angeregt durch die Solartechnik – führten dann dazu, dass die Solaranlage für den neuen Verbrauch in rein betriebswirtschaftlicher Hinsicht etwas zu groß dimensioniert war. Dies führte zu einer leicht reduzierten Effizienz des Solarsystems.
- Vor allem in den neuen Bundesländern wurden Gebäude vielfach – ohne dass es zum Zeitpunkt der Planung der Solaranlage bekannt war – komplett renoviert, um steigenden Komfortansprüchen gerecht zu werden. Z.B. wurden Zweibettzimmer in Seniorenheimen in Einbettzimmer umgewandelt. Damit sanken sowohl die Belegungszahl für das Objekt als auch der Verbrauch an Trinkwarmwasser. Im Ergebnis hatte dies einen reduzierten Solarsystemnutzungsgrad zur Folge.
- Die von der betreuenden Stelle vorgesehenen Verbrauchsprofile (für das Jahr, die Woche und die Tage) waren wenig abgesichert. Erst im Rahmen der Förderkonzepte sollten ja u.a. auch derartige Verbrauchsprofile auf der Basis der gewonnenen Messdaten erstellt und veröffentlicht werden – wie inzwischen in VDI 6002-1 und -2 geschehen. Auch die in einigen Simulationsprogrammen hinterlegten Profile waren noch mit großen Unsicherheiten behaftet. Unterschiede in den Profilen (vor allem im Jahres- und Wochenprofil) wirken sich jedoch auf die Solarsystemeffizienz aus.
- Das reale Wetter in den Messjahren konnte durchaus von dem Wetter abweichen, das für den gewählten Standort im Simulationsprogramm als "Standardwetter" hinterlegt war. Zudem konnte das Wetter am Ort der installierten Anlage auch vom Wetter des gewählten (nahegelegenen) Ortes, der in der Datenbank des Simulationsprogramms vorhanden war, abweichen. Änderungen im Wetter haben natürlich Auswirkungen auf den Solarsystemertrag.
- Der Bieter kann ein anderes Simulationsprogramm benutzt haben als die betreuende Stelle oder das System in demselben Simulationsprogramm anders abgebildet haben.

Natürlich haben sich die betreuenden Stellen bemüht, absehbare Veränderungen im Verbrauch bei der Erstellung der Daten für den Planer und für den Anbieter zu berücksichtigen. Nicht alle Verbrauchsänderungen waren jedoch vorhersehbar – und auch Wetteränderungen können nicht im Voraus beachtet werden. Diese Aussage gilt natürlich dann genauso für den Anbieter, der auf der Basis der von der betreuenden Stelle vorgegebenen Daten den zu garantierenden Jahresertrag ermittelt hat. Würde man die im Falle einer Wetter- oder Verbrauchsabweichung auftretenden Veränderungen im Verhalten der Solaranlage nicht entsprechend berücksichtigen, dann würde man dem Anbieter derartige Abweichungen anlasten. Dies wäre sicherlich nicht korrekt.

Das Verfahren zur Überprüfung der solaren Ertragsgarantie musste daher solche Veränderungen berücksichtigen; es wurde dementsprechend mehrstufig aufgebaut. Die Nummerierung der folgenden Schritte entspricht den Nummerierungen in Tabelle 2.

- **Erster Schritt**

Der Ersteller gibt den Garantiertrag und – sofern nicht vorgegeben – die jährliche Einstrahlung auf die geeignete Kollektorfläche an. Der Systemnutzungsgrad wird – sofern nicht vom Ersteller angegeben – in der Tabelle berechnet.

- **Zweiter Schritt**

Da unterschiedliche Simulationsprogramme vom Bieter und von der die Anlage messtechnisch betreuenden Stelle benutzt werden können, können die Rechenergebnisse etwas voneinander abweichen. Unterschiede im Ergebnis sind aber selbst bei der Benutzung desselben Programms möglich, da jeder Programm benutzer die Technik der Anlage etwas anders definieren

kann. In einem ersten Schritt wird also der Garantiertrag des Bieters mit dem Ergebnis der Simulation bei der betreuenden Stelle verglichen. Der Quotient aus Garantiertrag des Bieters und dem Ertrag gem. Nachrechnung der betreuenden Stelle ergibt einen "Korrekturfaktor", mit dem alle späteren Simulationsrechnungen der betreuenden Stelle auf das "Bieterniveau" zurückkorrigiert werden müssen. Hat der Bieter den Ertrag (oder Nutzungsgrad des Systems) gegenüber der Simulation der betreuenden Stelle überschätzt, so ist der Korrekturfaktor größer als Eins. Die künftigen Simulationsergebnisse der betreuenden Stelle müssen also um diesen Faktor erhöht werden, um die Überschätzung des Bieters zu berücksichtigen. Entsprechendes (mit einem Faktor unter Eins) gilt bei einer Unterschätzung des Bieters gegenüber der Berechnung der betreuenden Stelle.

- **Dritter Schritt**

Im nächsten Schritt wird von der betreuenden Stelle für das betrachtete Messjahr eine neue Simulation mit den echten (realen) Daten des in diesem Jahr vorliegenden Wetters und Verbrauchs (Verbrauchsmenge und Temperaturniveaus z.B. des Kaltwassers oder der Solltemperatur im Bereitschaftsspeicher) durchgeführt.

- **Vierter Schritt**

Als nächstes wird das o.g. Simulationsergebnis mit dem in Stufe 2 berechneten Korrekturfaktor multipliziert. Dies ergibt den auf die realen Betriebsbedingungen korrigierten garantierten solaren Ertrag (bzw. Nutzungsgrad).

- **Fünfter Schritt und Ergebnis**

Im letzten Schritt wird der Quotient aus dem Messergebnis für den Systemertrag und dem korrigierten garantierten Ertrag (aus Schritt 4) gebildet. Gleiches wird mit dem Nutzungsgrad durchgeführt (Begründung für beide Rechnungen in Tabelle 2). Für die Garantiefüllung ist es ausreichend, wenn einer der sich in der vierten Stufe ergebenden zwei Quotienten über 0,9 (90 %) liegt.

Das oben erläuterte Garantieverfahren ist aufwändig, schließt aber sicher aus, dass der Installateur für nicht von ihm zu verantwortende Veränderungen (Wetter, Verbrauch) haftbar gemacht wird.

Das Verfahren hat sich sehr gut bewährt, sowohl im Bereich der Bewertbarkeit der Angebote als auch im Ergebnis allgemein. Bisher haben alle Bieter das Verfahren akzeptiert und auch für korrekt gehalten, weil die Nachrechnungen sehr sorgfältig durchgeführt werden und das Verfahren in allen Schritten nachvollziehbar ist. Zudem erhielt jeder Anbieter Erläuterungen zu diesem Verfahren in Verbindung mit dem Vordruck für die Garantieerklärung, so dass er über den Ablauf der Garantienachrechnung frühzeitig informiert war.

Das in Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus benutzte Garantieverfahren ist das einzige Verfahren, das auf dem Vergleich der Daten einer **vollständigen** Messperiode (mindestens ein Kalenderhalbjahr, oder ein volles Jahr mit beliebigem Starttermin) mit zwei Komplettsimulationen (erste auf Basis der Plandaten, zweite auf der Basis der realen Verbrauchs- und Wetterdaten in der gewählten Messperiode) beruht. Fehler, die bei anderen Verfahren durch kürzere Messperioden und Berechnung fiktiver Effizienzfaktoren für einzelne Komponenten entstehen können, werden dadurch vermieden.

Für den in Tabelle 2 gezeigten Musterfall hat die Anlage die Garantie also erfüllt, obwohl der gemessene Solarertrag und der Systemnutzungsgrad erheblich unter den Garantiewerten des Installateurs zurückbleiben. Dies liegt bei diesem System jedoch daran, dass (wegen späterer Nutzungsänderungen im Gebäude) der Trinkwarmwasserverbrauch um ca. 40 % unter dem liegt, der im Verlauf der vorbereitenden Messungen ermittelt wurde. Für derartige Verbrauchsänderungen kann man natürlich nicht den Installateur verantwortlich machen.

Nachrechnung des garantierten solaren Energieertrages				
Objekt:		Musterobjekt		
1. Messperiode nach Umbau		4.3.03 - 3.3.04		
Berechnungen durchgeführt von:		ZfS- Rationelle Energietechnik GmbH		
TRNSYS 15		A		
Ohne Berücksichtigung der Zirkulation		Einheit	Wert	Anmerkungen
				Abweich.
<b>1. Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen zum LV vorgegebenen Werte</b>				
1	Warmwasserverbrauch	m <sup>3</sup> /a	6.689	vorgegeben
2	Gesamtstrahlungsenergie horizontal	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	1003	vorgegeben (T*SOL Dresden)
3	Kaltwassertemperatur Februar / August	°C	8 / 14	vorgegeben
4	Gesamtstrahlungsenergie auf aktive Absorberfläche	kWh/a	318.422	vom Bieter angegeben
5	garantierter Ertrag (QNutz <sup>gar</sup> )	kWh/a	139.446	vom Bieter garantiert
6	garantierter Sytemnutzungsgrad (g <sub>SB</sub> <sup>gar</sup> )	%	43,79	gar. eta=(A5/A4)*100%
7				
<b>2. Simulationsergebnis ZfS unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte aus Randbedingung)</b>				
9	Warmwasserverbrauch	m <sup>3</sup> /a	6.689	vorgegeben
10	Gesamtstrahlungsenergie horizontal	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	1003	vorgegeben (T*SOL Dresden)
11	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	8 / 14	vorgegeben
12	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	321.853	mit TRNSYS berechnet
13	Ertrag (QNutz <sup>TRNSYS,fiktiv</sup> )	kWh/a	150.712	mit TRNSYS berechnet
14	Systemnutzungsgrad (g <sub>SB</sub> <sup>TRNSYS,fiktiv</sup> )	%	46,83	eta=(A13/A12)*100%
15	Faktor Ertrag		0,9252	Faktor Ertrag=A5/A13
16	Faktor Systemnutzungsgrad (Faktor g <sub>SB</sub> )		0,9352	Faktor eta=A6/A14
17	Der garantierte Ertrag des Erstellers (QNutz <sup>gar</sup> ) und der garantierte Systemnutzungsgrad (g <sub>SB</sub> <sup>gar</sup> ) weichen um die			
18	o.g. Faktoren von der TRNSYS-Nachrechnung der ZfS ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und den			
19	Systemnutzungsgrad der Solaranlage (verglichen mit TRNSYS) abweichend bewertet.			
20				
<b>3. Simulationsergebnis ZfS unter realen Betriebsbedingungen (Messwerte) im o.g. Zeitraum</b>				
22	Warmwasserverbrauch (VV)	m <sup>3</sup> /a	3.723	gemessen -44,34%
23	spezifische Gesamtstrahlungsenergie horizontal (EIT3)	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	1.163	gemessen 15,95%
24	Kaltwassertemperatur, repräsentativ für Februar/August	°C	8 / 14	gemessen
25	Gesamtstrahlungsenergie auf aktive Absorberfläche	kWh/a	372.607	mit TRNSYS berechnet 15,77%
26	Ertrag (QNutz <sup>TRNSYS,real</sup> )	kWh/a	133.174	mit TRNSYS berechnet -11,64%
27	Systemnutzungsgrad (g <sub>SB</sub> <sup>TRNSYS,real</sup> )	%	35,74	eta = (A26/A25)*100% -23,67%
28				
<b>4. Umrechnung Simulationsergebnis unter realen Betriebsbedingungen mit Korrekturfaktoren</b>				
30	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb (QNutz <sup>korrr</sup> )	kWh/a	123.219	QNutz <sup>korrr</sup> = A26*A15
31	Korrigierter Systemnutzungsgrad bei realem Betrieb (g <sub>SB</sub> <sup>korrr</sup> )	%	33,43	g <sub>SB</sub> <sup>korrr</sup> = A27*A16
32	Das Ergebnis aus der TRNSYS-Rechnung unter realen Betriebsbedingungen wird mit den o.a. Faktoren			
33	umgerechnet, um so den Unterschied zwischen der Bietergarantie und dem Ergebnis mit TRNSYS unter fiktiven			
34	Betriebsbedingungen in die Bewertung der Messergebnisse einfließen lassen zu können.			
35				
<b>5. Messergebnisse unter realen Betriebsbedingungen im o.g. Zeitraum</b>				
37	Warmwasserverbrauch (VV)	m <sup>3</sup> /a	3.723	gemessen
38	spezifische Gesamtstrahlungsenergie horizontal (EIT3)	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	1.163	gemessen
39	Gesamtstrahlungsenergie auf aktive Absorberfläche (EITK)	kWh/a	386.500	gemessen
40	gemessener Ertrag (QNutz)	kWh/a	120.500	gemessen
41	gemessener Systemnutzungsgrad (g <sub>SB</sub> )	%	31,18	gem. eta=(A40/A39)*100%
42				
<b>Ergebnis:</b>				
44	erreich. Energie in % von umger. TRNSYS-Ergebnis	%	97,79	erreich. Energie=(A40/A30)*100%
45	erreich. eta in % vom umger. TRNSYS-Ergebnis	%	93,27	erreich. eta=(A41/A31)*100%
46	Garantie		erfüllt	
Liegt einer der beiden oben angegebenen Prozentsätze über 90 %, so gilt die Garantie als erfüllt.				
Die Abweichungen zwischen den Prozentsätzen von erreichtem Ertrag und erreichtem Nutzungsgrad (Zeilen 44, 45) sind begründet durch die Umrechnung mit dem Simulationsprogramm von der gemessenen horizontalen Strahlung in die (mit Umrechnungsfehlern behaftete) Strahlung auf die aktive Absorberfläche im Vergleich zu der tatsächlichen gemessenen (mit Messfehlern behafteten) Strahlungsenergie auf die aktive Absorberfläche (Zeile 25, 39).				

Tabelle 2: Rechenablauf zur Überprüfung der Ertragsgarantie  
(hellblaue Felder: einzutragende Werte; rosa Felder: berechnete Werte)

### 3.2 Kosten der Solarenergie

In Solarthermie-2000 und in Solarthermie2000plus wurden ein stark vereinfachter Rechenweg für die sog. "Kosten der solaren Nutzwärme" benutzt, da man bestrebt war, dem Anbieter eine leicht nachvollziehbare Berechnungsmethode für diese Kosten anzubieten. Da diese Kosten nur für Vergleichszwecke bei der Wertung der Angebote benutzt wurden, war es nicht wichtig, hier eine sehr genaue Kostenrechnung durchzuführen.

Es ist jedoch wichtig, festzuhalten, dass **diese Näherungskosten keinesfalls als wirkliche Kosten der solar erzeugten Wärme** zu verstehen sind – auch wenn sie ungefähr damit übereinstimmen – und dass sie schon gar nicht als Kosten der beim Verbraucher (Betreiber) eingesparten Endenergie (Gas, Öl etc.) angesehen werden dürfen.

Den Unterschied werden wir in den folgenden Kapiteln grob erläutern, ohne auf jedes Detail eingehen zu können.

#### 3.2.1 Definition der "Kosten der solaren Nutzwärme" in Solarthermie-2000

Das in Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus benutzte Berechnungsverfahren für die **Kosten der solaren Nutzwärme als Vergleichswert** – nicht als echte Kostenangabe – ist für Trinkwassererwärmungsanlagen und für Kombi- oder Netzanlagen im Prinzip gleich. Es werden je nach Systemnutzung nur andere Grenzwerte für diese Kosten zugelassen.

Aus den Investitionskosten der Solaranlage (Systemgrenze siehe Kapitel 4.2; ohne Kosten für die Messtechnik) inkl. der Planungskosten und inkl. der Mehrwertsteuer wird zunächst über die definierte mittlere Systemlebensdauer (in den ersten Jahren von Solarthermie-2000: 15 Jahre; später: 20 Jahre) in Verbindung mit einem festgeschriebenen Kapitalzinssatz von 6 % die jährliche Annuität berechnet. Bezogen auf die gesamte Investitionssumme liegt die relative Annuität bei 15 Jahren Lebensdauer bei ca. 10,3 %/a, bei 20 Jahren Lebensdauer bei ca. 8,7 %/a.

Die absolute Annuität (€/a) wird anschließend durch den Wärmeertrag, den die Solaranlage an die angeschlossenen Verbraucher als Nutzenergie abgeben soll (Zeitpunkt der LV-Bewertung) oder abgab (Zeitraum der messtechnischen Betreuung), dividiert. So erhält man diesen Vergleichswert in €/kWh.

$$\text{Nutzwärmekosten [€/kWh]} = \frac{\text{Relative Annuität} \cdot \text{Systemkosten [€/a]}}{\text{jährlicher Nutzwärmeertrag [kWh/a]}}$$

Nicht enthalten in diesem Näherungswert sind die Instandhaltungskosten (ca. 1 bis 2 % der Investitionskosten pro Jahr) und die Betriebskosten (Kosten für die elektrische Hilfsenergie für die Pumpen, Stellventile, Regelung etc.). Dafür ist in den Investitionskosten die Mehrwertsteuer enthalten (zunächst 15 %, dann 16 %, jetzt 19 %). Annuisiert man diese Mehrwertsteuer, die bei den großen Anlagen im gewerblichen Bereich meist als Vorsteuer wieder abgezogen werden kann, so erhält man – je nach Systemlebensdauer – eine Jahresbelastung von ca. 1,5 bis 2 %. Die eigentlich bei den Kosten wegen des Vorsteuerabzugs nicht einzurechnende Mehrwertsteuer kompensiert insofern also in etwa das Fehlen der jährlichen Instandhaltungskosten und der Kosten für den Betrieb.

Wie gesagt, die Kompensation ist nur in ungefährender Höhe gegeben, daher können die hier berechneten Kosten der solaren Nutzwärme auch nur näherungsweise korrekt sein. Für **Vergleichszwecke** sind sie bei relativ einfachen Systemen (Trinkwassererwärmung, Kombianlagen) durchaus geeignet, da die Auslegung der konventionellen Systemkomponenten nicht oder nur wenig von der Solaranlage beeinflusst wird. Die grobe Vereinfachung, dass die Wirkung der Solaranlage auf die Effizienz des konventionellen Energiebereitstellungssystems vernachlässigt wird, ist jedoch keineswegs unkritisch und kann - zumindest bei Kombianlagen - zu erheblichen Verfälschungen des absoluten Ergebnisses für die Kosten der Energieeinsparung führen (vgl. Kapitel 3.2.2).

Bei komplexeren Systemen mit stärkeren Rückwirkungen auf die Konfiguration der konventionellen Komponenten und auf deren Betriebsweise ist dieses Verfahren in keinem Fall anwendbar.

### **3.2.1.1 Anlagen zur Trinkwassererwärmung**

Während der ersten Phase von Solarthermie-2000 wurde als obere Grenze für die Kosten der solaren Nutzwärme (den vereinfachten Vergleichswert) ein Wert von 0,30 DM/kWh festgeschrieben. Wurde im Rahmen der Ausschreibung dieser Wert von keinem Angebot unterschritten, so wurde die Ausschreibung aufgehoben. Es konnte danach erneut (evtl. auch begrenzt) ausgeschrieben werden.

In der zweiten Phase wurde für die Lebensdauer der Anlagen der Wert von 15 Jahren auf 20 Jahre erhöht. Dadurch ergab sich eine reduzierte Annuität, so dass der Grenzwert der Nutzwärmekosten (unter Berücksichtigung der Umstellung von DM auf €) auf 0,13 €/kWh geändert wurde (Mehrwertsteuererhöhung von 15 auf 16 % enthalten).

Die o.g. Grenzwerte durften nur in besonderen Fällen (z.B. weite Rohrleitungswege, Einbindung der TWW-Zirkulation in das Solarsystem etc.) überschritten werden. Ziel in Solarthermie-2000 war jedoch, diese Werte ohne Qualitätsverlust bei den Systemkomponenten nachhaltig zu unterschreiten.

### **3.2.1.2 Anlagen zur Heizungsunterstützung und zur Unterstützung von Wärmenetzen**

Bei den Solaranlagen nur zur Trinkwassererwärmung war die knappe Dimensionierung des Solar-systems als Vorwärmesystem im Förderkonzept festgeschrieben, weil möglichst niedrige Kosten für die solare Nutzwärme erreicht werden sollten.

Bei den Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizungsunterstützung werden in Solarthermie2000plus unterschiedliche Dimensionierungsansätze, die zu niedrigeren oder höheren solaren Deckungsanteilen am Gesamtwärmebedarf führen können, zugelassen. Da mit steigendem Deckungsanteil die Kosten der solaren Nutzwärme in der Regel ansteigen, konnte nunmehr kein für alle Dimensionierungsvarianten einheitlicher Grenzwert für die Kosten der solaren Nutzwärme (gem. dem vereinfachten Berechnungsschema; vgl. Kapitel 3.2.1) mehr festgelegt werden. Es wurden daher Grenzwertkurven erarbeitet, die sowohl den solaren Deckungsanteil als auch die Systemgröße (Kostendegression mit wachsender Systemgröße) berücksichtigten. Die Grenzkostenkurven sind in Abbildung 3 dargestellt.

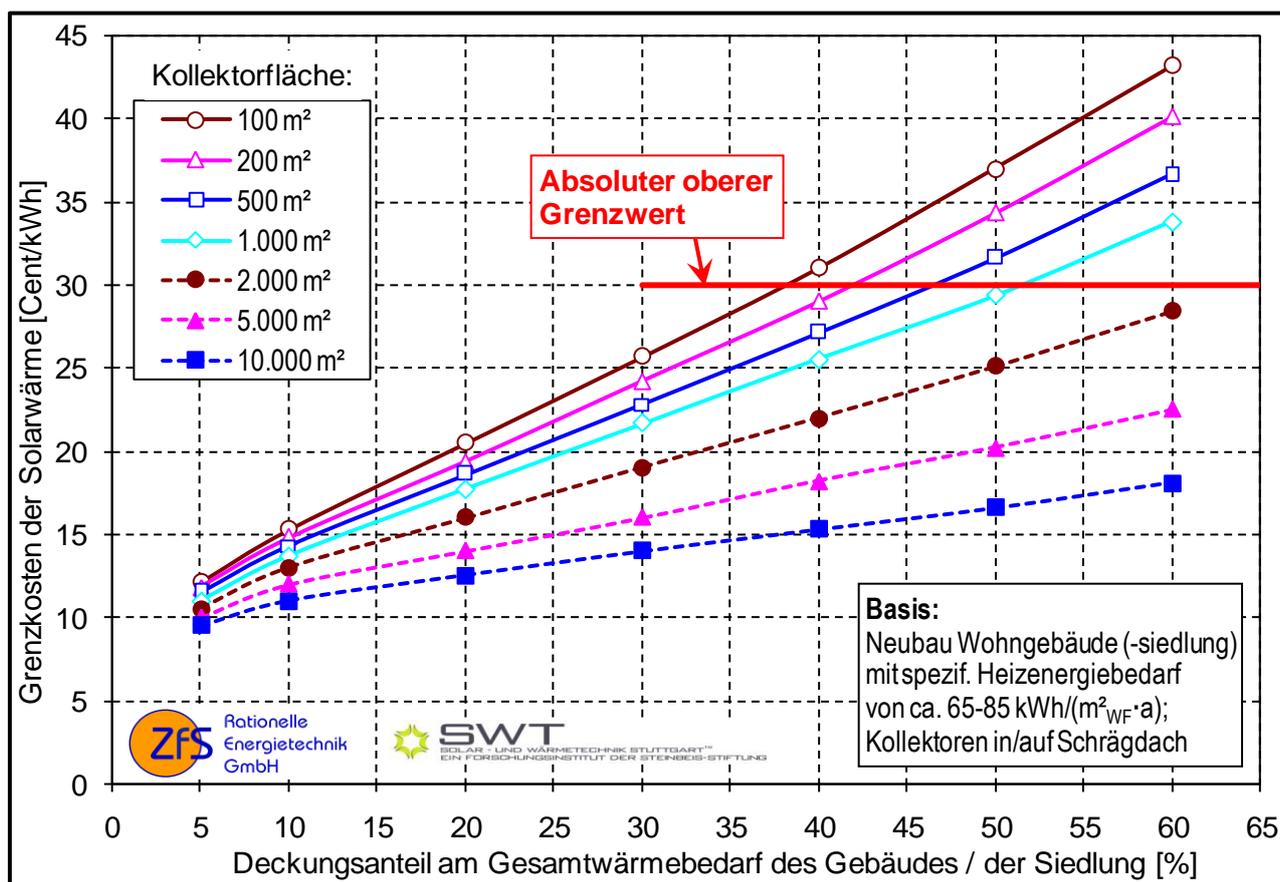


Abbildung 3: Grenzkostenkurven für solarthermische Kombi- und Netzanlagen im Förderkonzept Solarthermie2000plus (Netz: gestrichelte Kurven)

Als absolute Grenze wurde ein Wert von 0,30 €/kWh (30 Cent/kWh) festgelegt. Dieser Wert wird in der Regel erreicht bei einem solaren Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf von 38 bis weit über 70 % (niedrigere Werte bei kleineren Anlagen, höhere bei größeren).

Die in Abbildung 3 dargestellten Kurven gelten für Gebäudeneubauten, bei denen das Solarsystem in der Regel kostengünstiger zu installieren ist als im Bestand. Für die Bestandsbauten wurden daher auch Zuschläge bei den Kosten der solaren Nutzwärme erlaubt, die im Einzelfall bestimmt werden.

Als Mindestdeckungsanteil wurden zudem 10 % definiert. Die Punkte bei ca. 5 % im Diagramm markieren lediglich die Werte bei reinen Trinkwasseranlagen, bei denen die Kosten der solaren Nutzwärme überproportional absinken, weil Anbindungen an zusätzliche Verbraucher auf der Kostenseite entfallen und weil die Arbeitstemperatur dieser Systeme über lange Zeiten niedriger ist als die von Kombianlagen oder Wärmenetzen.

### 3.2.2 Korrekte Definition der Energiekosten

Die in Solarthermie-2000 und in Solarthermie2000plus bei den Kombianlagen und den in Wärmenetze integrierten Systemen benutzte Näherungsrechnung für die Kosten der solaren Nutzwärme ist – wie in Kapitel 3.2.1 beschrieben – nur ein sehr stark vereinfachter **Vergleichswert**. Er kann aber selbst für Vergleiche nur dann benutzt werden, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

- **Durch das Solarsystem gibt es keine (oder nur minimale und kostenmäßig leicht zu erfassende) Veränderungen am konventionellen System.**  
 Dies ist bei reinen Trinkwassererwärmungsanlagen und bei Kombi- oder Netzanlagen gegeben. Ein evtl. entfallender konv. TWW-Bereitschaftsspeicher kann als Gutschrift bei den Kosten der Solaranlage berücksichtigt werden.

- **Durch das Solarsystem wird das Betriebsverhalten (die Effizienz) des konventionellen Systems nicht sehr stark beeinflusst.**

Bei reinen Trinkwassererwärmungsanlagen kann man dies näherungsweise annehmen, weil das Solarsystem nur ca. 5 % des Gesamtwärmebedarfs deckt. Der Einfluss des Solarsystems auf das Kesselverhalten ist daher sehr gering. Anders sieht das aus, wenn man Kombianlagen oder in Wärmenetze integrierte Solarsysteme betrachtet. Hier werden in der Regel höhere Deckungsanteile erreicht, so dass das Solarsystem den Kessel öfter und stärker beeinflussen kann. Dennoch denken wir, dass man diesen Vergleichswert noch bis zu einem solaren Deckungsanteil von ca. 25 % für relative Vergleiche an demselben Objekt benutzen kann.

Selbst wenn man diesen Kostenwert für viele Solarsysteme, die in den Förderkonzepten Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus errichtet wurden, als **relative Vergleichsgröße** benutzen kann, so sagt er doch nur wenig aus über die wirklichen Kosten der eingesparten End- oder Primärenergie, da wesentliche Komponenten der Berechnung fehlen, wie z.B. folgende:

- Instandhaltungskosten (Inspektions-, Wartungs- und Instandsetzungskosten)
- Betriebskosten (z.B. elektrische Hilfsenergie)
- Nutzungsgrad eines normal aufgebauten rein konventionellen Energieversorgungssystems
- Nutzungsgrad des konventionellen Energieversorgungssystems nach Installation der Solaranlage
- Eventuelle Veränderungen im konventionellen System durch die Solaranlage (z.B. Wegfall einer Kompressionskältemaschine, die durch eine solarthermische Kälteanlage ersetzt wird)
- Umrechnung der von der Solaranlage nutzbar gelieferten Wärme in eingesparte Endenergie (oder Primärenergie)

Unter der vereinfachten Annahme, dass das Solarsystem weder den Aufbau noch das Betriebsverhalten des konventionellen Systems verändern würde, ergibt sich folgende "Formel" zur Bestimmung der Kosten für die eingesparte Endenergie (alle Kosten mit oder alle ohne MwSt; bei Großanlagen (meist im gewerblichen Bereich) wird man i.d.R. ohne MwSt rechnen):

**Anmerkung:** Wir haben hier die elektrische Hilfsenergie (dies wäre Endenergie) mit dem Nutzungsgrad des Kraftwerks gewichtet, obwohl dies dann nicht mehr eine Endenergie, sondern eine "Sekundärenergie" darstellt. Wir halten diese Abweichung von der Systematik hier wegen der geringen el. Hilfsenergie für vertretbar und eigentlich auch für notwendig, wenn wir mit Einsparungen an konv. Brennstoffen (Nutzwärme dividiert durch Kesselnutzungsgrad) vergleichen wollen.

<p>Kosten der eingesparten Endenergie</p> $\frac{(\text{Rel. Annuität} \cdot \text{Systemkosten}) + \text{Instandhaltungskosten} + \text{Betriebskosten}}{(\text{Sol. Nutzwärme} / \text{Kesselnutzungsgrad}) - (\text{el. Hilfsenerg.} / \text{Nutzungsgrad Kraftwerk})}$
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Würde der obige Wert negativ (weil die bewertete elektrische Hilfsenergie größer ist als die bewertete solare Nutzwärme), dann hieße dies, dass durch das Solarsystem End- oder Primärenergie nur verbraucht würde. Eine Einsparung fände nicht statt. In negativen Bereichen für den Nenner ist die Formel unbrauchbar.

Setzt man in der obigen Formel die Instandhaltungs- und Betriebskosten sowie die Hilfsenergie auf Null und den Kesselnutzungsgrad zu 1, so erhält man die vereinfachte Formel gem. Kapitel 3.2.1.

Die obige Formel berücksichtigt jetzt aber immer noch nicht, dass sich der Nutzungsgrad der konventionellen Energieerzeugungsanlage bei Einbindung einer Solaranlage verändern kann.

Will man die unterschiedlichen Nutzungsgrade (konv. System ohne und mit Solaranlage) also vergleichen, ist man auf zwei Berechnungen mit Simulationsprogrammen angewiesen, die das dynamische Verhalten der diversen Kesselkonfigurationen (modulierende Kessel, Kesselkaskaden) sehr gut unter den diversen Betriebsbedingungen (Verbrauch, jahreszeitliche Schwankung der solaren Vorwärmung, Brennwertnutzung, Taktverhalten etc.) abbilden können. In den von uns benutzten Simulationsprogrammen (T°SOL und TRNSYS) sind die integrierten Kesselmodule für diese Berechnungen nicht genau genug.

Aus den Differenzen der verbrauchten Energien (Öl, Gas, el. Hilfsenergie) der beiden Simulationsrechnungen (mit und ohne Solaranlage) könnte man dann bestimmen, wie viel Energie das Solarsystem wirklich eingespart hat. Die annuisierten Mehrkosten (Anlage mit Solarsystem abzüglich "Standardanlage" ohne Solarsystem) unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Lebensdauern, Instandhaltungs- und Betriebskosten würden zu den Mehrkosten des Solarsystems führen.

Diese Mehrkosten dividiert durch die eingesparte Endenergie ergäben dann die Kosten der eingesparten Endenergie. (Bitte Anmerkungen zur elektrischen Hilfsenergie auf der vorhergehenden Seite beachten.)

Der oben geschilderte Weg ist – trotz vereinfachter Darstellung – schon recht kompliziert, er ist aber bei komplexeren Systemen unverzichtbar. Dies gilt vor allem dann, wenn mit starker Beeinflussung des konv. Systems durch die Solaranlage gerechnet werden muss oder wenn durch die Solaranlage der Aufbau des konv. Systems gegenüber einem "Standardsystem" erheblich verändert wird.

## 4 Messprogramm

### 4.1 Anforderungen an das Messprogramm

Das Messprogramm in Solarthermie-2000 und in Solarthermie2000plus wurde gem. den Zielen der Förderkonzepte so ausgelegt, dass nicht nur eine Ertragsbewertung bzw. Bestimmung der relevanten Kennwerte (vgl. Kapitel 4.2) für das Solarsystem erfolgen sollte, dass vielmehr auch Aussagen zum Betriebsverhalten der einzelnen Systemkomponenten möglich sein sollten. Da gem. Zielsetzung der Konzepte (Erarbeitung von Richtlinien für die Systemgestaltung und Komponentenauslegung sowie Weiterentwicklung der Komponenten im Hinblick auf die besonderen Anforderungen der Solarsysteme) sehr detaillierte Einzelbetrachtungen der Komponenten notwendig wurden, ist die Messtechnik sehr umfangreich und stellt hohe Anforderungen an die Genauigkeit sowie die zeitliche Auflösung der Messsignale.

Anforderungen an die Messtechnikausstattung:

Bei den Komponentenanalysen werden die verschiedenen Komponenten einer solarthermischen Anlage einzeln überprüft und das reale Betriebsverhalten mit dem geplanten Betriebsverhalten verglichen. Zur Komponentenkontrolle (auch der Regelung) gehören in Solarthermie-2000 bzw. Solarthermie2000plus z.B. folgende Messsignale oder -sensoren:

- Statussignale zur Erkennung des Pumpenbetriebs oder der Stellung von Umschaltventilen
- Volumenstromzähler zur Berechnung von Wärmemengen und Kontrolle der Pumpenförderung
- Sensoren zur Kontrolle von Wärmeübertragern
- Temperaturfühler zur Kontrolle der Temperaturschichtung im Speicher
- Energiebilanz zur Kontrolle der Speicherverluste
- Kontrolle der Regelung

Die hier aufgelisteten Messsignale und -sensoren sind schon im Abschlussbericht für das Projekt 9601L /10/ in Kap. 5.3 im Detail beschrieben worden, ebenso die Genauigkeitsanforderungen an die Messsensoren, die Berechnung der Wärmemenge, an die zeitliche Auflösung der Messwerte und an den Datenlogger. Einzelheiten können dort nachgelesen werden.

### 4.2 Definition der technischen Kenngrößen eines Solarsystems

Es gibt folgende wichtigen technischen Kennwerte einer thermischen Solaranlage:

- Solarsystemnutzungsgrad
- Solarer Deckungsanteil
- Durch das Solarsystem eingesparte konventionelle Endenergie inkl. vermiedener Schadstoffemission
- Arbeitszahl des Solarsystems
- Auslastung des Solarsystems
- Zusätzlich gibt es eine nicht weniger wichtige wirtschaftliche Kenngröße, die Kosten für die durch die Solaranlage eingesparte Endenergie (oder Primärenergie).

Bei der Definition der Kenngrößen ist es unabdingbar, dass man zunächst definiert, wo die Solar-systemgrenze verläuft. Unsere in Solarthermie-2000 und in Solarthermie2000plus benutzte Definition lautet verbal: **“Alle Komponenten, die man ohne Solarsystem nicht gebraucht oder installiert hätte, gehören zum Solarsystem.“**

So gehört z.B. ein Pufferspeicher für den Kessel, den man nur deshalb installiert hat, um ein zu starkes Takten des konventionellen Heizkessels wegen der vorgeschalteten Solaranlage zu ver-

meiden, konsequenterweise zum Solarsystem. Seine Kosten gehören zu den Solarsystemkosten, seine thermischen Verluste müssen von der eingetragenen Solarwärme abgezogen werden, im Gegenzug muss eine eventuelle Verbesserung des Betriebsverhaltens für den Kessel (verringertes Brennstoffeinsatz gegenüber einem System ohne Kesselpuffer) dem Solarsystem als Energieeinsparung zugerechnet werden.

Im Folgenden wird nur sehr knapp und mit einfachen Beispielen auf die Definition der Solarsystemgrenzen und der Kenngrößen eingegangen. Im Abschlussbericht zum Verbundprojekt "Kombianlagen" wird diese Problematik sehr ausführlich behandelt /5/:

### **Solarsystemnutzungsgrad $\eta_{\text{sys}}$ (auch bezeichnet mit $f_{\text{sys}}$ )**

Der Systemnutzungsgrad ist das Verhältnis von solarer Nutzwärme zur Strahlungsenergie, die im gleichen Zeitraum auf die Aperturfläche auftrifft.

$$\eta_{\text{sys}} = \frac{\text{solare Nutzenergie}}{\text{Gesamtstrahlungsenergie auf die Aperturfläche}} * 100 \%$$

$$\eta_{\text{sys}} = \frac{Q_{\text{nutz}}}{A_{\text{koll}} \cdot E_{\text{glob,k}}} * 100 \%$$

Bei einfach aufgebauten Solarsystemen kann man diese Nutzenergie oft direkt am Ausgang des Solarsystems zum Verbraucher hin messen ( $Q_{\text{sol}}$ ).

### **Solarer Gesamt-Deckungsanteil $D_{\text{ges}}$ (auch: $f_{\text{sol,ges}}$ )**

Der solare Gesamt-Deckungsanteil ist die Energie, die von der Solaranlage geliefert wird, dividiert durch die Gesamtwärmelieferung von Solaranlage und konv. Energieerzeuger.

$$D_{\text{ges}} = \frac{\text{vom Solarsystem gelieferte Wärme}}{\text{Gesamtwärmelieferung}} * 100 \%$$

$$D_{\text{ges}} = \frac{Q_{\text{sol}}}{Q_{\text{sol}} + Q_{\text{aux}}} * 100 \%$$

Bezieht man die solare Nutzwärme nur auf den Energiebedarf des Verbrauchers, der an das Solarsystem angeschlossen ist (also z.B. nur auf die Energiemenge, die zur Erwärmung des gezapften Trinkwarmwassers benötigt wird), dann erhält man Teildeckungsgrade, z.B. also den solaren Deckungsanteil am Energieverbrauch zur Erwärmung des gezapften Trinkwarmwassers, den wir auch kurz gefasst "Zapf-Deckungsanteil" nennen.

### **Endenergieeinsparung (umrechenbar auf Primärenergieeinsparung)**

Der oben definierte solare Deckungsanteil muss keineswegs identisch sein mit dem Anteil an Endenergie (Gas, Öl etc.) den man durch die Solaranlage gegenüber einem System ohne Solaranlage einspart. Die dem konventionellen Kessel vorgeschaltete Solaranlage beeinflusst nämlich das Betriebsverhalten des Kessels. Bei knapp dimensionierten Solaranlagen zur Trinkwasservorwärmung ist dieser Einfluss in der Jahressumme noch sehr gering, bei Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizungsunterstützung kann er jedoch recht groß werden. Es kann also durchaus sein, dass weniger Endenergie (oder Primärenergie) eingespart wird, als der solare Deckungsanteil angibt, wenn das Solarsystem einen schlechteren Nutzungsgrad des Kessels hervorruft (z.B. durch Anheben der Rücklaufemperatur zum Kessel oder durch häufiges Kesseltakten). Der solare

Deckungsanteil ist bei Solarsystemen mit einem hohen Wert für diese Kennziffer also eigentlich als Kennziffer nicht mehr geeignet.

### Arbeitszahl des Solarsystems Z

Die Arbeitszahl des Solarsystems wird bestimmt durch den Quotienten aus solarer Nutzenergie ( $Q_{\text{nutz}}$  bzw.  $Q_{\text{sol}}$ ) und elektrischem Hilfsenergieverbrauch ( $Q_{\text{el}}$ ) für alle Komponenten des Solarsystems (Stellventile, Pumpen, Regelung etc.; nicht jedoch die Messtechnik, da diese nicht betriebsnotwendig ist).

$$Z = \frac{\text{vom Solarsystem bereitgestellte Nutzwärme}}{\text{vom Solarsystem verbrauchte el. Hilfsenergie}}$$

$$Z = \frac{Q_{\text{sol}}}{Q_{\text{el}}}$$

### Auslastung des Solarsystems (spezifische Last) L

Die spezifische Last des Solarsystems wird als Kenngröße für die Dimensionierung des Solarsystems benutzt. Dabei wird der Verbrauch nur desjenigen Verbrauchersystems, das an die Solaranlage angeschlossen ist, auf die Kollektorfeldgröße (Aperturfläche der Kollektoren im Feld; KF) bezogen. Diese Einschränkung des Verbrauchs ist sinnvoll, da nur die an das Solarsystem angeschlossenen Verbraucher das Solarsystem "belasten" können. Bei reinen Trinkwassererwärmungssystemen ist die angeschlossene Last nur der Energieverbrauch, der für die Erwärmung des gezapften Trinkwarmwassers benötigt wird, oder direkt der tägliche Volumenverbrauch an Trinkwarmwasser (in l/d). In der letztgenannten Beschreibung ist die Auslastung auch in VDI 6002-1 /1/ definiert (also in  $l/(d \cdot m^2_{\text{KF}})$ ).

Bei Anlagen zur Trinkwassererwärmung in Kombination mit Raumheizungsunterstützung oder auch bei Solarsystemen, die in ein Wärmenetz eingebunden sind, wird man als Last den gesamten Wärmeverbrauch des Gebäudes bzw. des Netzes nehmen. Dennoch ist auch hier noch die Angabe der Trinkwasser-Auslastung (wie oben beschrieben) sinnvoll, da dieser Wert eine Aussage darüber zulässt, wie die Dimensionierung der Solaranlage in der sommerlichen Schwachlastzeit (heizfreien Periode) aussieht. Zudem wird dieser Wert auch benutzt für die Dimensionierung des Volumens des solaren Pufferspeichers (vgl. Teil 2 des Abschlussberichtes /12/).

### Systemgrenzen

Sowohl für die Berechnung der solaren Nutzwärme als auch der Systemkosten oder der Kosten für die solare Nutzenergie bzw. der eingesparten End- oder Primärenergie ist die korrekte Definition der Solarsystemgrenze wichtig. Hier wird an drei Fällen gezeigt, wo die Systemgrenze zu ziehen ist. Diese drei Systemschemata werden in Teil 2 /12/ näher besprochen. Hier dienen sie nur der schematischen Darstellung der Systemgrenzen.

Weitere Definitionen zur Systemgrenze und zur Berechnung der Systemkenngrößen auch für komplexere Systeme sind im Abschlussbericht zum Verbundprojekt „Kombianlagen“ /5/ zu finden.

- System nach dem Durchlauferhitzerprinzip

Bei einem System, das nach dem Durchlauferhitzerprinzip konzipiert ist (Abbildung 4), ist die Definition der Systemgrenze und der solaren Nutzenergie ( $Q_{\text{nutz}}$ ) sowie die Messung derselben ( $Q_{\text{sol}}$ ) sehr einfach. Die Systemgrenze liegt hinter dem Entladewärmetauscher für den Solarpuffer (auf der Trinkwasserseite). An dieser Stelle kann man die vom Solarsystem an den angeschlossenen Verbraucher abgegebene Wärmemenge ( $Q_{\text{sol}}$ ) mit einem Wärmemengenzähler messen. Da das nachgeschaltete konventionelle System durch die Vorschaltung der Solaranlage keinerlei Veränderungen erfährt, entspricht die gemessene Solarwärme gleichzeitig der solaren Nutzwärme ( $Q_{\text{nutz}}$ ). Ausgeführte Anlagen in Solarthermie-2000 mit diesem System sind in /12/ beschrieben.

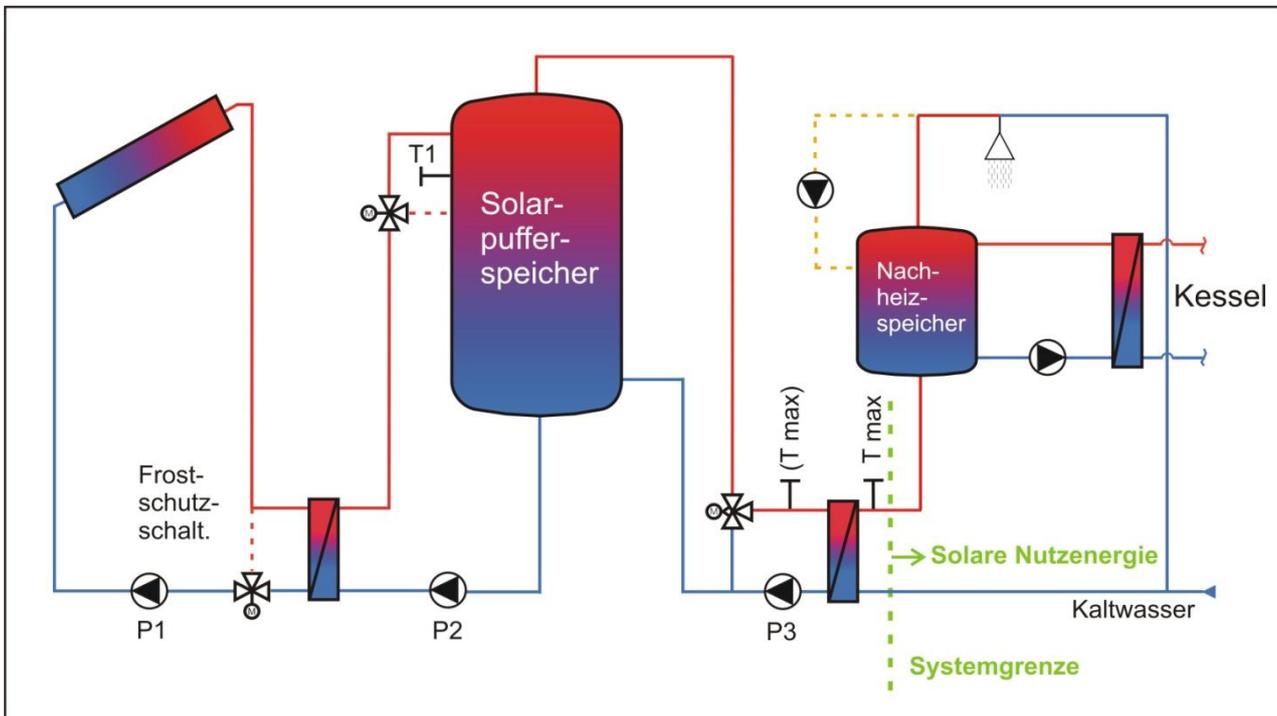


Abbildung 4: Systemgrenze bei einer Solaranlage nach dem "Durchlauferhitzerprinzip"

- System mit solarem Vorwärm-speicher und Nachheizspeicher

Bei einer Systemkonfiguration mit solarem Trinkwasservorwärm-speicher und "Legionellenschaltung" Abbildung 5 ist die Definition der Systemgrenze noch relativ klar, denn die Legionellenschaltung gehört – da sie ohne Solarsystem nicht notwendig gewesen wäre – eindeutig zum Solarsystem. Dies gilt sowohl bezüglich der Kosten als auch bezüglich der (erhöhten) Verluste, die das tägliche Aufheizen des Vorwärm-speichers auf ca. 60 °C verursacht. Um die solare Nutzenergie zu erhalten, muss man von der Energie, die dem solaren Vorwärm-speicher entnommen wird, also die Wärmemenge abziehen, die in diesen Speicher über die Legionellenschaltung eingespeist wurde. Diese Wärme wurde nämlich konventionell (im Kessel) erzeugt. Ausgeführte Anlagen in Solarthermie-2000 mit diesem System sind in /12/ beschrieben.



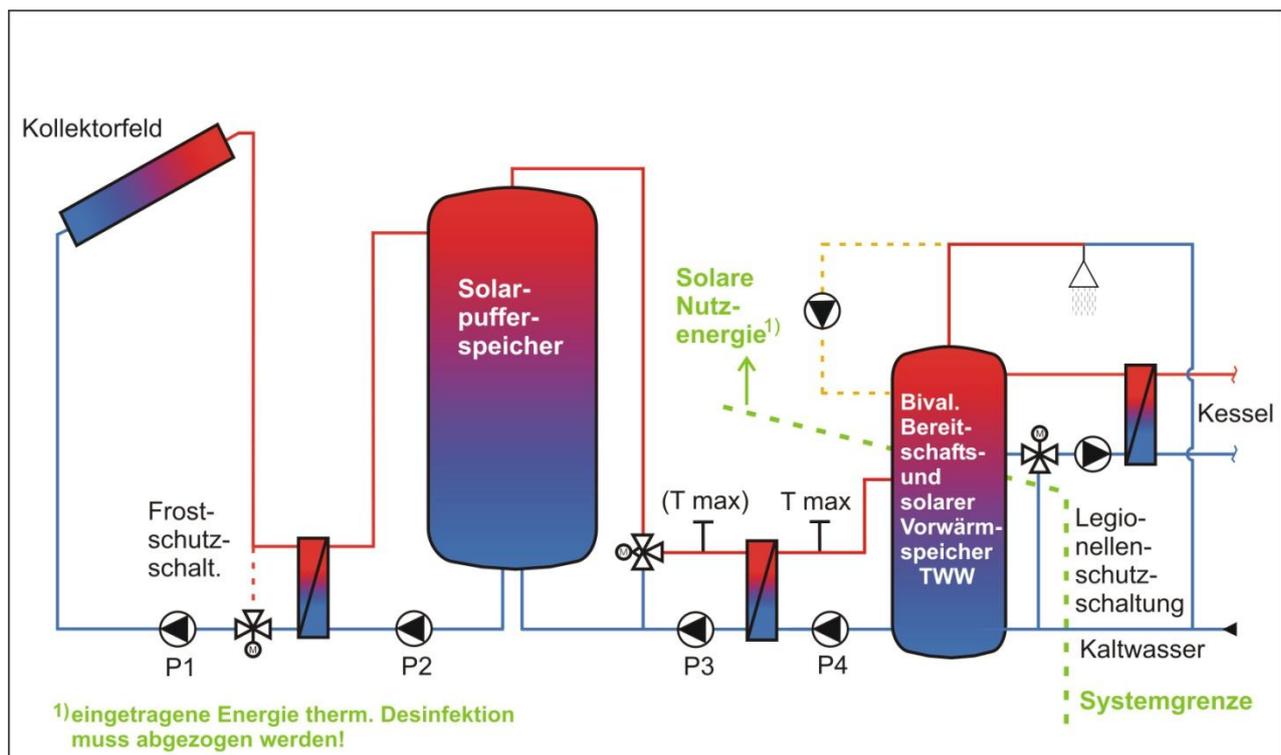


Abbildung 6: Systemgrenze bei einer Solaranlage mit bivalentem konventionellem TWW-Bereitschafts- und solarem TWW-Vorwärm-speicher (gesteuerte Schichtbeladung und gesteuerte Schichtrückführung des Entlade-rücklaufs vereinfachend hier nicht eingezeichnet)

Wie man sieht, ist es also durchaus möglich, dass eine gute Systemabgrenzung durchaus einigen Aufwand bei der Ermittlung der solaren Nutzwärme mit sich bringen kann. Weitere Informationen zu noch komplexer aufgebauten Systemen sind in /5/ zu finden. Ausgeführte Anlagen in Solarthermie-2000 mit diesem System sind in /12/ beschrieben.

In einigen der uns bekannten Simulationsprogramme ist dieser Schritt der klaren Systemtrennung nicht sorgfältig genug durchgeführt, so dass meist ein nicht ganz korrekter Wert als solarer Nutzenergieertrag definiert wird.

### 4.3 Anzeigetafel

An jedem Objekt, das im Rahmen der Solarthermie-Förderkonzepte mit einer Solaranlage ausgerüstet wurde, ist eine frei zugängliche große Anzeigetafel angebracht (ca. 1 \* 1,5 m), die einige interessante Messwerte im System und abgeleitete Größen anzeigt. Ein Layout für eine solche Anzeigetafel zeigt Abbildung 7. Die gezeigten Werte sind keine echten Messwerte, sondern Dummyzahlen. Die Anzeigetafel erhält die angezeigten Werte in einem frei einstellbaren Aktualisierungsintervall vom Datalogger. Bei Bedarf (wenn z.B. ein Messsensor einmal defekt war) kann man die integralen Werte neu setzen, um keine Zeiten mit Nullwerten (Messlücken) aufzusummieren.

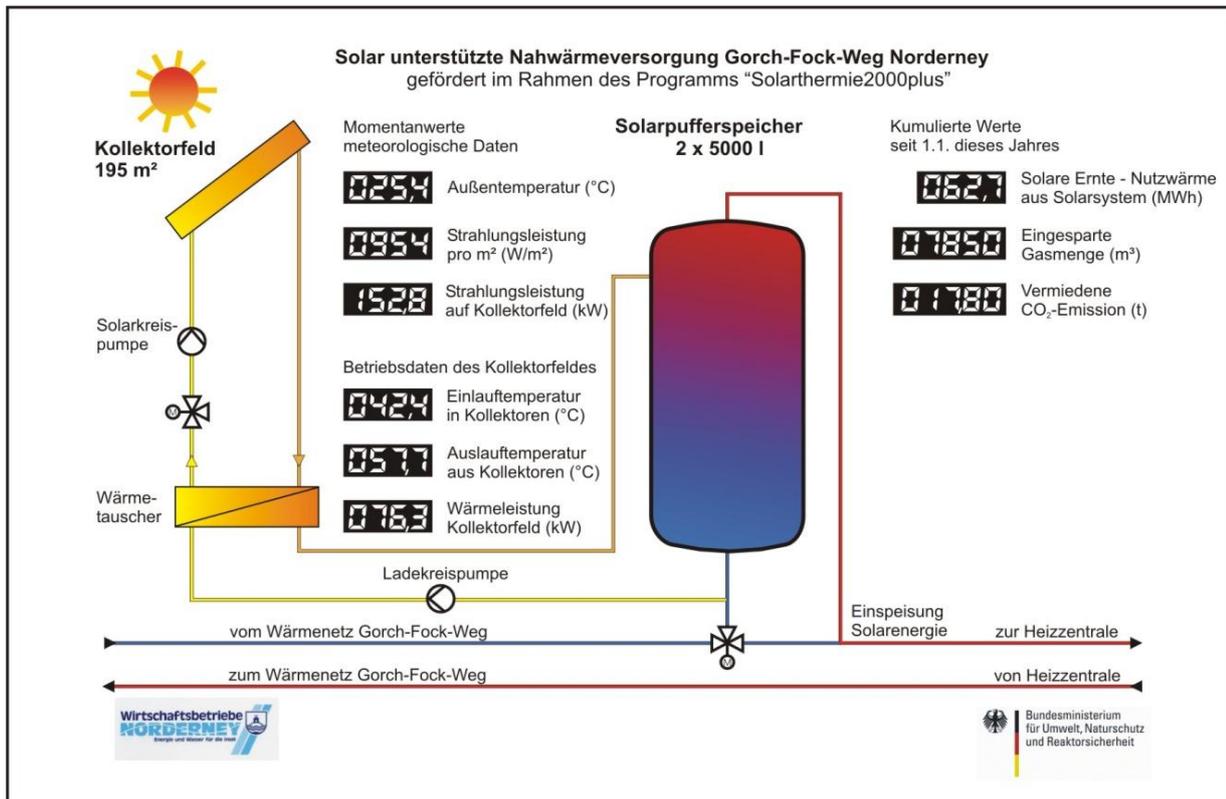


Abbildung 7: Layout für eine Anzeigetafel im Solarthermie-Förderkonzept

Da diese Anzeigetafel viele Jahre installiert bleiben soll, müssen sowohl die Sensoren als auch der Datalogger und die Elektronik der Anzeigetafel regelmäßig gewartet werden, um die Korrektheit der dargestellten Messergebnisse sichern zu können. Der Einbau einer solchen Anzeigetafel setzt also eine sehr langfristige und aufwändige Betreuung der Mess- und Anzeigetechnik voraus. Man muss sich daher vor Installation einer solchen Tafel unbedingt klar darüber sein, dass sie erhebliche Folgekosten verursacht. Scheut man den langjährigen Betreuungsaufwand, dann ist es zweckmäßiger, eine Tafel ohne Anzeigen aufzustellen, denn es ist der Öffentlichkeitswirksamkeit sicher nicht dienlich, wenn wegen Fehlern in der Technik einige "overflow" oder "-----" o.ä. angezeigt werden.

Abbildung 8 zeigt die Anzeigetafel vor der Heizzentrale in Stuttgart-Burgholzhof. Links im Bild ist der in ein Betongehäuse mit Glasbausteinen (nachts beleuchtet) eingehauste obere Teil des knapp 12 Meter hohen solaren Pufferspeichers (90 m<sup>3</sup>) zu erkennen. Der untere Teil dieses Speichers befindet sich in der unterirdischen Heizzentrale.



Abbildung 8: Anzeigetafel vor der unterirdischen Heizzentrale in Stuttgart-Burgholz Hof (linker runder Bau mit Glasbausteinen: über die Heizzentrale hinausragender Teil des solaren Pufferspeichers)

## 5 Statistik zu den Förderkonzepten

Im Folgenden werden einige statistische Aussagen zur Entwicklung der Förderkonzepte Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus gegeben. Geringe Abweichungen unserer Zahlen bei den Kosten oder den Fördermitteln gegenüber den Zahlen beim Projektträger sind möglich, da evtl. in Einzelfällen uns die Schlusszahlen des Projektträgers nicht vorlagen und beim Projektträger Mittel evtl. in anderen Zeiträumen gebucht wurden als bei uns.

### 5.1 Überblick über die geförderten Anlagen

In Tabelle 3 ist eine kurz gefasste Übersicht über die im Förderprogramm Solarthermie-2000 geförderten Anlagen gegeben, in Tabelle 4 eine Übersicht über die geförderten Anlagen aus dem Förderkonzept Solarthermie2000plus. Insgesamt sind es derzeit 76 Anlagen, die bewilligt und auch ausgeführt worden sind. Nicht mitgezählt werden hier die Projekte, die in Solarthermie2000plus im Rahmen der Begleitforschung gefördert wurden sowie Anlagen mit Langzeitspeichern (Schul-/Sportzentrum Eggenstein und Nahwärme Crailsheim). Im Laufe von Solarthermie2000 sind allerdings die Informationen, die bei der ZfS über die Anlagen vorliegen, immer unvollständiger geworden (Kosten, technische Details, Betriebsverhalten), da der Informationsfluss von Betreibern bzw. betreuenden Stellen zur ZfS zunehmend versiegt. Die Ursache liegt im Wegfall der ZfS als koordinierende Stelle der betreuenden Institute.

	Nutzung	Koll.- Fläche m <sup>2</sup>	Typ Koll.	Hersteller	Bundes- land
Anlagen ST2000					
Kreiskrankenhaus Wolgast	TWW	172,2	F	Solvis	MV
Wohngebäude Baumgartnerstr. München	TWW+Z	109,2	F	Amcor	BY
Seniorenheim „Käthe Kollwitz“ Jena	TWW	201,0	F	Solvis	TH
Seniorenheim Berlin-Lichtenberg	TWW	136,1	F	Ikarus	BE
Seniorenheim Hilbersdorf	TWW+Z	107,9	F	Wagner	SN
Seniorenheim Pößneck	TWW	118,2	F	Solvis	TH
Seniorenheim Berlin-Mitte	TWW+Z	108,5	F	UFE	BE
Studentenwohnheim Universität Magdeburg	TWW	657,7	F	UFE	ST
Jugendherberge Saarbrücken	TWW+Z	130,7	F	Solvis	SL
Gewerbeschulzentrum Zschopau	TWW	122,3	F	Wagner	SN
Kreiskrankenhaus Neuhaus	TWW+Z	98,4	F	Solvis	TH
Seniorenheim „M. A. Nexö“ Leipzig “	TWW	294,4	F	Sonnenkraft	SN
Studentenwohnheim Zwickau	TWW	157,6	F	Solvis	SN
Studentenwohnheim Leipzig	TWW	398,4	F	SET	SN
Städtisches Klinikum Solingen	TWW	191,8	F	Solvis	NW
Großgarage Stadtreinigung Dresden	TWW	151,2	F	UFE	SN
Seniorenheim Berlin-Pankow	TWW	109,2	F	AET	BE
Krankenhaus Burglengenfeld	TWW	203,8	F	Ikarus	BY
Wohnsiedlung „Burgholzhof“ Stuttgart	Netz	1.543,4	F	Solar Diamant	BW
Kreiskrankenhaus Hettstedt	TWW+Z	203,2	F	Wagner	ST
Hallenbad Chemnitz	TWW+S	288,8	F	Wagner	SN
Südharzkrankenhaus Nordhausen	TWW	716,8	F	Sunset	TH
Wohngebäude Gaußstr. Leinefelde	TWW	164,0	F	Thüsolar	TH
Kreiskrankenhaus Mindelheim	TWW	119,6	F	Wagner	BY
Hegau Klinikum Singen	TWW	263,6	F	Wagner	BW

Studentendorf Vauban Freiburg	TWW	142,8	F	Aquasol	BW
Kinder- u. Jugendzentrum Arendsee	TWW	79,2	F	Solar Diamant	ST
Pleißenburgwerkstätten Leipzig	TWW	98,4	F	Solvis	SN
Seniorenheim Manzostr. München	TWW	238,7	F	thermosolar	BY
Stadtklinik Baden-Baden	TWW	276,4	F	Wagner	BW
Seniorenheim Koserow	TWW	100,8	F	UFE	MV
Zoo Magdeburg	TWW	115,3	F	Sesol	ST
Krankenhaus Wittenberg	TWW	152,0	F	Wagner	ST
Neubaugebiet „Badener Hof“ Heilbronn	Netz	376,2	F	Sonnenkraft	BW
Kreiskrankenhaus Sonneberg	TWW+Z	95,5	F	Thüsolar	TH
Malteser-Krankenhaus Berlin-Charlottenburg	TWW+Z	286,0	F	Ikarus	BE
Kreiskrankenhaus Kirchberg	TWW+Z	181,5	F	Sesol	SN
Wohngebäude Gradestr. Berlin-Tempelhof	TWW	100,0	F	Viessmann	BE
Kreiskrankenhaus Ilmenau	TWW	168,4	F	Sesol	TH
Studentenwohnheim Chemnitz	TWW	96,0	V	Viessmann	SN
Wohngebäude Wilmersdorferstr. Freiburg	TWW	228,2	F	Wagner	BW
Wohngebäude Juri-Gagarin-Ring Erfurt	TWW	127,5	V	Sesol	TH
„Cohnsches Viertel“ Hennigsdorf	Netz	856,4	F	UFE	BB
Ferienanlage Günthersberge	TWW	216,0	F	Sonnenkraft	ST
Wohngebäude Lungwitzerstr. Glauchau	TWW+H	114,1	F	Paradigma	SN
Betriebshof BSG Berlin	TWW+Z	99,6	F	Wagner	BE
Altenpflegeheim „Am Stadtwald“ Stralsund	TWW+Z	101,2	F	Solar Diamant	MV
Albtherme Waldbronn	TWW	226,2	F	SET	BW
Wohngebäude Kugelberg Weißenfels	TWW	104,0	F	Thüsolar	ST
Kreiskrankenhaus Belzig	TWW	195,8	F	Schüco	BB
Geipeltbad Pira	TWW	105,0	F	Solar Diamant	SN
Wohngebäude Warschauerstr. Weimar	TWW	115,2	F	Sesol	TH
Wohngebäude Eiselstr. Gera	TWW	98,5	F	Schüco	TH
Reha-Klinik Bad Frankenhaus	TWW+H	646,2	F	Schüco	TH
Wohngebäude Windthorststr. Frankfurt	TWW+Z	264,6	F	Schüco	HE
Klinikneubau Universität Rostock	TWW	144,4	F	Wagner	MV
Sportgymnasium Oberhof	TWW+H	117,3	F	Thüsolar	TH
Wohnsiedlung „Normand“ Speyer	Netz	286,4	F	Wagner	RP

*Tabelle 3: Kurzübersicht über die im Förderprogramm Solarthermie-2000 geförderten Anlagen (ohne Anlagen, die zwar bewilligt aber nicht realisiert worden sind)*

	Nutzung	Koll.- Fläche m <sup>2</sup>	Typ Koll.	Hersteller	Bundes- land
Anlagen ST2000plus					
Wohngebiet "Am Schlachthof" Speyer	Netz	548,9	F	Wagner	RP
Neubaugebiet Holzgerlingen	Netz	251,7	F	Aquasol	BW
Jugendherberge Harsberg	TWW+H	135,9	F	Solvis	TH
Wohngebäude Magdeburgerstr. Hannover	Netz	123,8	F	Solvis	NI
Bürogebäude IBA Fürth	Kühl+H	100,0	F	Solvis	BY
Bürogebäude ZAE Bayern Garching	Kühl+H	57,4	F	Wagner	BY
Wohngebäude Wiershäu. Weg Hann. Münden	Netz	105,0	V	Paradigma	NI
Prozesswärme Alanod Ennepetal	Proz	108,0	Par	Solitem	NW
Technikerschule Wetteraukreis Butzbach	Kühl+H	60,0	V	Paradigma	HE
Solare Kühlung Festo Berkheim	Kühl+H	1.218,0	V	Paradigma	BW
Nahwärme „Gorch-Fock-Weg“ Norderney	Netz	194,9	F	Viessmann	NI
Wohngebäude Siegfried-Czapski-Str. Jena	Netz	317,0	F	Schüco	TH
Prozesswärme Eichstätt	Proz	735,5	V	Solarbayer	BY
Seniorenwohnheim Ilmenau	TWW+H	146,0	F	Sesol	TH
Prozesswärme Hütt-Brauerei Kassel	Proz	150,0	F	Thüsolar	HE
Brauerei Dessau	Kühl+H	503,1	F	Thüsolar	ST
Klimatisierung Ärztehaus Berlin	Kühl	32,9	V	Phönix Sonnen.	BE
Klimatisierung Telekom-Gebäude Rottweil	Kühl	455,0		S-Power	BW

*Tabelle 4: Kurzübersicht über die im Förderkonzept Solarthermie2000plus geförderten Anlagen (ohne Anlagen, die zwar bewilligt aber nicht realisiert worden sind, ohne Anlagen, die im Rahmen der Begleitforschung gefördert worden sind und ohne Anlagen mit Saisonspeichern)*

In Tabelle 5 sind die 18 Anlagen aufgeführt, die von der ZfS betreut wurden.

	Nutzung	Koll.- Fläche m <sup>2</sup>	Bewilli- gung am	Beginn Intensiv- mess- phase	Abschluss- bericht erstellt, anschließend Langzeitbe- treuung
Anlagen ST2000 und ST2000plus					
Wohngebäude Baumgartnerstr. München	TWW	109,2	16.08.95	17.07.97	Nov. 2003
Jugendherberge Saarbrücken	TWW+Z	130,7	05.01.96	26.06.97	Dez. 2003
Seniorenheim „M. A. Nexö“ Leipzig	TWW	294,4	22.01.96	04.03.03	Juli 2004
Städtisches Klinikum Solingen	TWW	191,8	18.07.96	22.07.99	Dez. 2003
Krankenhaus Burglengenfeld	TWW	203,8	27.09.96	30.09.99	Juni 2002
Seniorenheim Manzostr. München	TWW	238,7	22.05.97	02.10.03	Dez. 2006
Wohnsiedlung „Burgholzof“ Stuttgart	Netz	1.543	25.06.97	03.07.02	Juli 2007
Neubaugebiet „Badener Hof“ Heilbronn	Netz	376,2	07.12.98	04.11.01	Aug. 2006
"Cohnsches Viertel" Hennigsdorf	Netz	856,4	27.03.00	01.01.03	Aug. 2007
Altenpflegeheim „Am Stadtwald“ Stralsund	TWW	101,2	18.06.01	01.01.07 <sup>1)</sup>	Dez. 2010
Wohnsiedlung „Normand“ Speyer	Netz	286,4	27.02.02	07.05.08	Dez. 2009
Wohngebäude Windthorststr. Frankfurt	TWW+Z	264,6	19.06.03	18.09.08	April 2010
Wohngebiet „Am Schlachthof“ Speyer	Netz	548,9	03.11.03	21.06.07	Sept. 2009
Wohngebäude Magdeburgerstr. Hannover	Netz	123,8	26.09.05	01.01.07	Sept. 2009
Wohngebäude Wieshäu. Weg Hann. Münden	Netz	105,0	08.09.06	01.05.10	Dez. 2010
Nahwärme „Gorch-Fock-Weg“ Norderney	Netz	194,9	24.01.07	01.01.08	Sept. 2010
Technikerschule Wetteraukreis Butzbach	Kühl	60,0	11.12.07	01.01.09	entfällt
Prozesswärme Alanod Ennepetal	Proz	108,0	20.02.07	01.05.10	entfällt

Tabelle 5: Von der ZfS in ST2000 und ST2000plus betreute Anlagen

## 5.2 Zeitliche Verteilung der Anlagen

In Abbildung 9 ist dargestellt, wie viele Anlagen in den einzelnen Jahren bewilligt und wie viele installiert wurden. Nicht mitgezählt werden hier die Projekte, die in Solarthermie2000plus im Rahmen der Begleitforschung gefördert wurden sowie Anlagen mit Langzeitspeichern. Logischerweise gibt es zwischen der Zahl der Bewilligungen und der Zahl der Installationen zwischen den einzelnen Jahren Verschiebungen, da viele Anlagen nicht mehr im Bewilligungsjahr, sondern erst im Folgejahr oder noch später gebaut wurden. Nicht mitgezählt werden hier Anlagen, die zwar bewilligt, aber nicht realisiert worden sind.

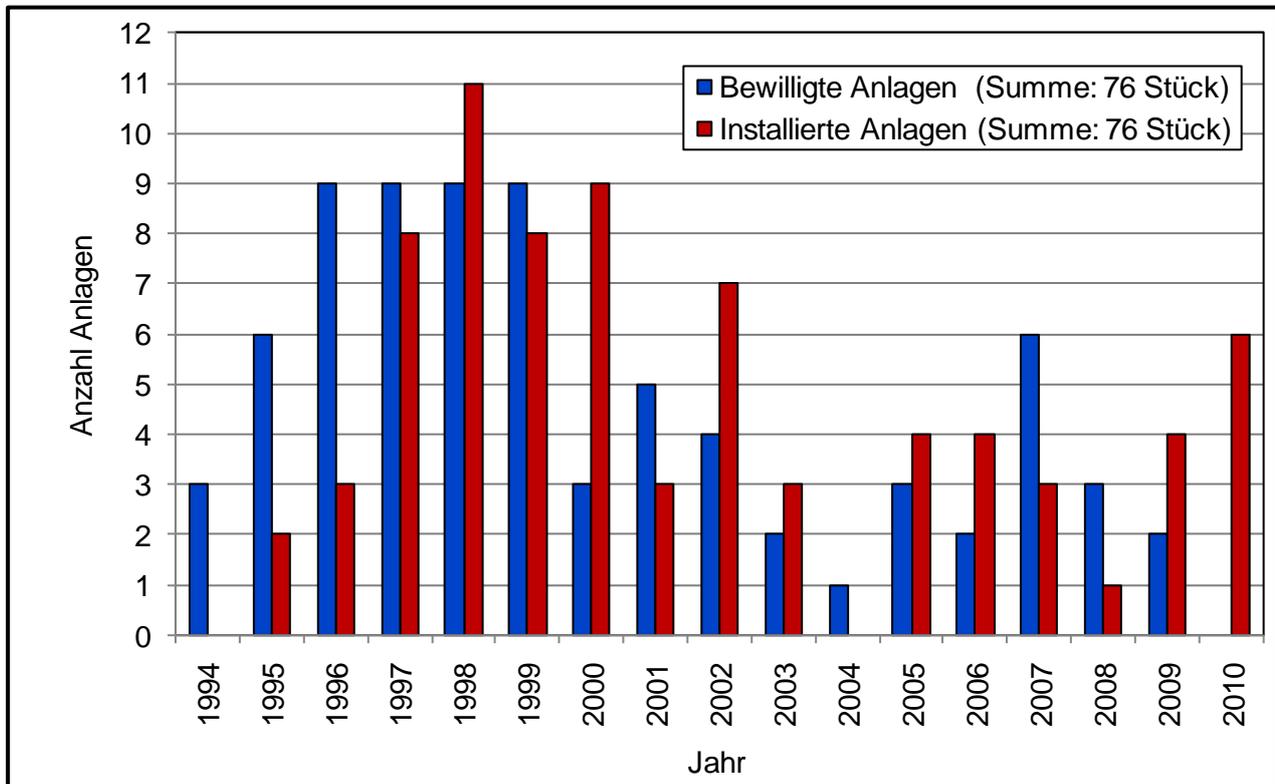


Abbildung 9: Jahresverteilung der Bewilligungen und Errichtungen der Anlagen in Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus

Es war geplant, jedes Jahr ca. 10 Anlagen in Solarthermie-2000 zu bewilligen. Insgesamt war in diesem Förderkonzept während der Laufzeit (Herbst 1993 bis Ende 2003) die Bewilligung von bis zu 100 Solarsystemen vorgesehen.

Wie man aus Abbildung 9 ersehen kann, wurde das Ziel der Bewilligung von ca. 10 Systemen pro Jahr nach der Vorbereitungs- und Anlaufphase des Projektes (im Jahr 2004) von 1995 bis zum Jahr 1999 nahezu erreicht. Danach gab es jedoch einen deutlichen Einbruch der Bewilligungen.

Dieser starke Rückgang der Bewilligungen war unter anderem dadurch begründet, dass nach den Bundestagswahlen im Herbst 1998 das Förderkonzept vom Ministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) zum Ministerium für Wirtschaft (BMW) wechselte. Mit diesem Wechsel verbunden war zunächst eine Einarbeitungsphase in das Projekt beim BMW und dann dort auch eine Diskussion über die künftige Prioritätensetzung. Bereits in Vorbereitung befindliche Bewilligungen wurden im Jahr 1999 zwar noch durchgezogen, danach aber wurde zwar häufig über die Prioritätensetzung (z.B. Aufnahme der Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung, zur Prozesswärme etc.) diskutiert, ohne jedoch zu greifbaren Ergebnissen zu kommen – mit der Ausnahme, die Anzahl der zu fördernden reinen TWW-Anlagen zu reduzieren. So wurden also zwar Teilreduzierungen (TWW-Systeme) beschlossen, ohne diese durch die notwendigen neuen Schritte zu ersetzen.

Die Entscheidungsfindung zur künftigen Gestaltung des Konzeptes wurde zudem dadurch erschwert, dass Referatsleiterwechsel anstanden und die ausscheidende Leitung der neuen in der Konzeptausgestaltung nicht vorgreifen wollte.

Schließlich standen im Jahr 2002 wieder Neuwahlen an – mit der Aussicht, dass erneut ein neues Ministerium für das Förderkonzept zuständig werden könnte. Auch dies erhöhte die Entscheidungsfreudigkeit im BMWi zur Konzeptmodifikation nicht.

Schließlich erfolgte dann auch der Wechsel zum Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Dort wurde dann etwa 1 Jahr lang (bis 2004) das neue Förderkonzept Solarthermie2000plus diskutiert und definiert, so dass eigentlich erst ab diesem Jahr wieder eine neue Grundlage für die Fortführung des Konzeptes mit neuen Schwerpunkten vorhanden war. Mit der entsprechenden (unvermeidlichen) Verzögerung ist ab 2005 wieder ein Anwachsen der Bewilligungen pro Jahr zu erkennen, ohne dass jedoch bisher die für eine zweckmäßige Weiterführung des Programms notwendige Anzahl für die Demonstrations- und Forschungsanlagen erreicht wurde. Bis Ende 2010 mit Auslaufen des Förderkonzeptes sind jedoch nur 18 Anlagen bewilligt und realisiert worden.

In Abbildung 10 ist gezeigt, wie sich die bewilligte Gesamtkollektorfläche von 18.546 m<sup>2</sup> bzw. die bis Ende 2010 dann installierte Kollektorfläche (18.546 m<sup>2</sup>) von den o.a. 76 Anlagen auf die einzelnen Jahre verteilt. Zu den hier mitgezählten Anlagen gilt das schon zu Abbildung 9 Gesagte. Einzelne sehr große Anlagen (z.B. Stuttgart mit rund 1.500 m<sup>2</sup> bewilligt in 1997, Installation 1999) führen hier zu teilweise extremen Ausreißern in einzelnen Jahren. Auch hier ist wieder die übliche zeitliche Verschiebung zwischen Bewilligungs- und Installationsjahr zu erkennen.

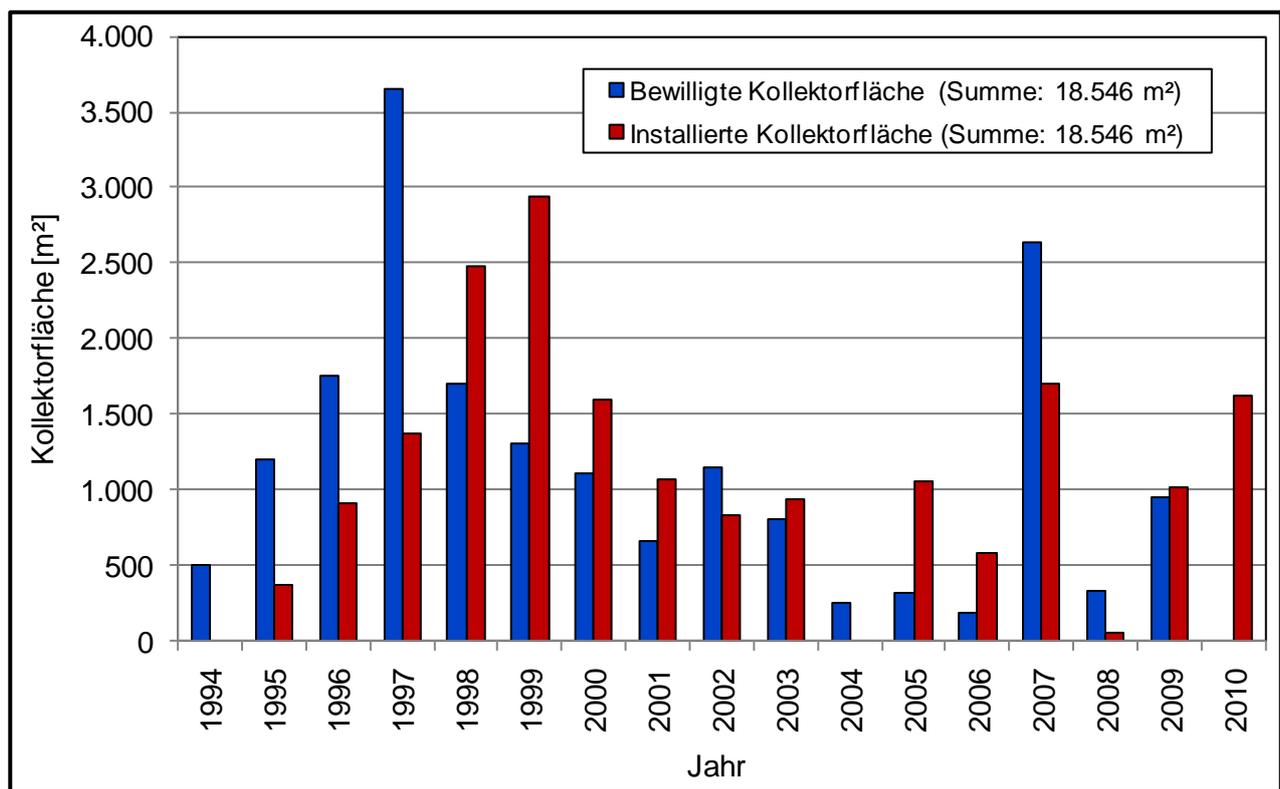


Abbildung 10: Jährlich bewilligte und installierte Kollektorfläche in Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus

### 5.3 Regionale Verteilung

Das Förderkonzept Solarthermie-2000 war so definiert, dass die überwiegende Zahl der Anlagen (ca. 80 %) in den neuen Bundesländern errichtet werden sollte. Erst ab ca. 2000 wurde diese Schwerpunktsetzung aufgehoben und die alten Länder wurden gleichwertig behandelt.

Es ist daher nicht verwunderlich, dass bei der regionalen Verteilung, die in Abbildung 11 dargestellt ist, die Anzahl der Anlagen in den neuen Bundesländern (hellblaue Balken) die in den alten Bundesländern (dunkelblaue Balken) meist übertrifft. Lediglich Baden-Württemberg und Bayern erreichen ähnliche Zahlen wie die neuen Bundesländer.

Bei der Anzahl der Anlagen (76 Stück) kann man beim Vergleich der neuen Bundesländer ein Süd-Nord-Gefälle erkennen, ebenso in etwa beim Vergleich nur der alten Bundesländer. Dies gilt auch in etwa, wenn man die installierte Kollektorfläche je Bundesland betrachtet, wie Abbildung 12 belegt. Hier liegt allerdings ein altes Bundesland (Baden-Württemberg) ganz weit vorne (hier steht allerdings auch die größte Anlage mit rund 1.500 m<sup>2</sup> (Stuttgart)).

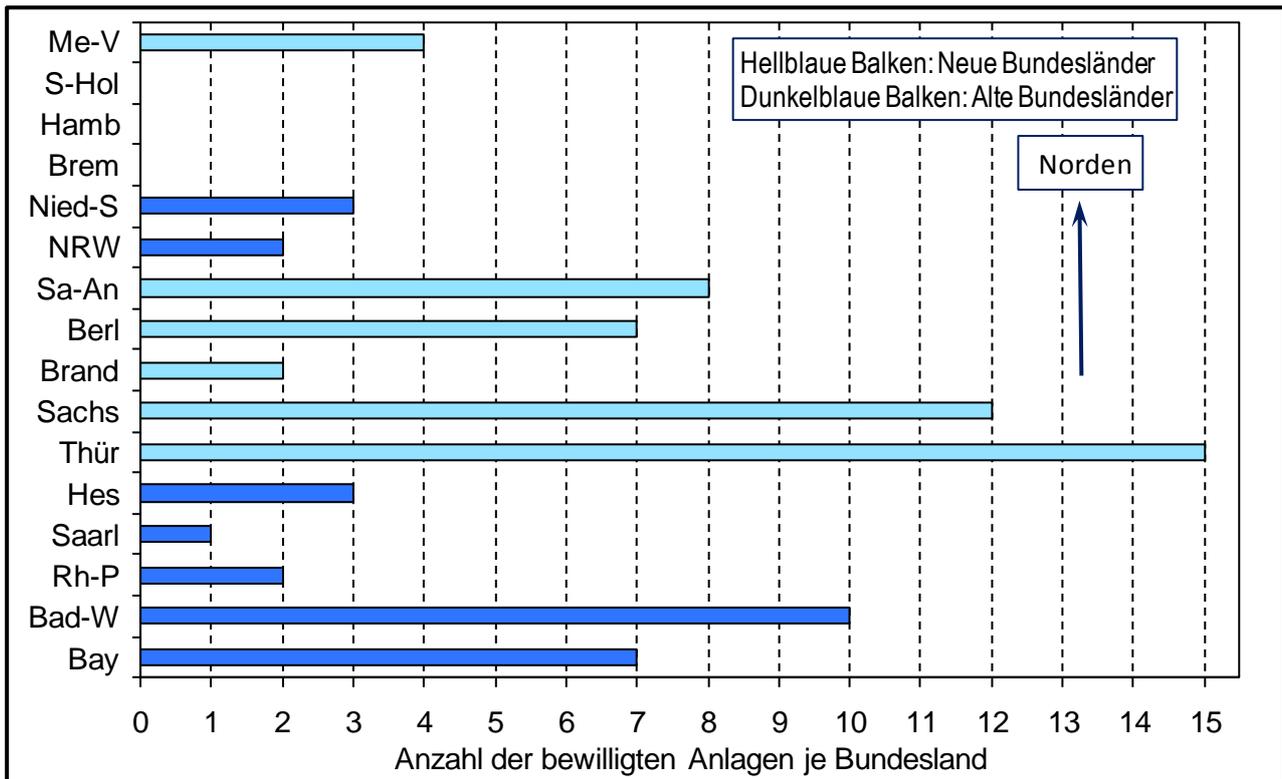


Abbildung 11: Regionale Verteilung der Solaranlagen auf die einzelnen Bundesländer

Bezieht man jedoch die Kollektorfläche auf die Anzahl der Einwohner im Bundesland (schmäler roter Balken in Abbildung 12), so zeigt sich, dass Thüringen führend ist. Auch das Süd-Nord-Gefälle ist nicht mehr so stark ausgeprägt vorhanden.

Sehr schwach stehen die Länder Schleswig-Holstein, Hamburg und Bremen da. Auch diese Bundesländer haben genügend Sonneneinstrahlung, so dass auch dort der Einsatz der Solarthermie durchaus zweckmäßig ist.

Insgesamt kann man jedoch sagen, dass die regionale Streuung der Anlagen weitgehend gelungen ist, wobei es sicherlich auch eine Frage des Umweltbewusstseins der Bevölkerung ist, ob sie sich für die Solarthermie begeistern kann. Für den nördlichen Bereich kann die Schwäche der Solarthermie möglicherweise mit der dort mehr im Fokus stehenden Windenergie erklärt werden. Gezielte Informationsarbeit durch besondere Veranstaltungen für Planer und Installateure könnte jedoch sicher nicht schaden. Dies sollte man bei einer evtl. geplanten der Fortführung des Förderkonzepts berücksichtigen, ohne dabei nun bereits stärker vertretene Länder aus dem Konzept ausschließen zu wollen.

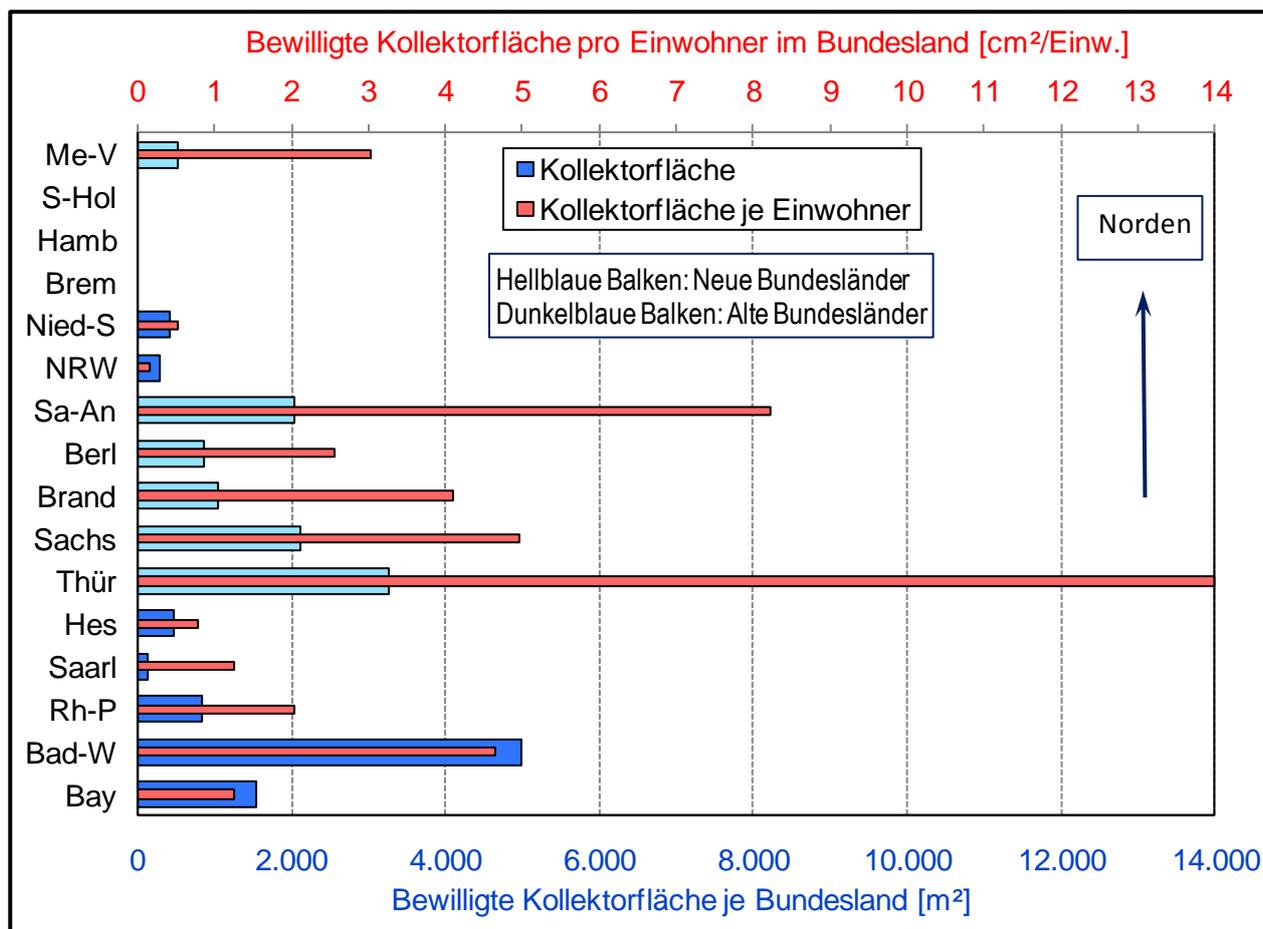


Abbildung 12: Installierte Kollektorfläche je Bundesland (absolut und im Bezug auf die Einwohnerzahl im Bundesland)

#### 5.4 Verteilung auf Objekttypen

Im Förderprogramm Solarthermie-2000 war eine Mindestgröße für die Solaranlage von 100 m<sup>2</sup> Kollektorfläche vorgegeben. Zudem muss man bedenken, dass die Betreiber, die selbst von der Energieeinsparung der Solaranlage profitieren (z.B. Krankenhaus-GmbH, Seniorenheim-GmbH oder -e.V. etc.), am ehesten ein Interesse an der Installation eines Solarsystems haben. Dort, wo der Heizungsanlagenbetreiber die Heizkosten auf die Mieter abwälzen kann, er also selbst – vordergründig betrachtet – keinen wirtschaftlichen Vorteil von dem Solarsystem hat, sondern nur mehr Betreuungsaufwand, ist das Interesse in der Regel geringer. Ausnahmen bilden hier Betreiber mit hohem Umweltbewusstsein. Insofern ist es auch nicht verwunderlich, dass in Krankenhäusern, Seniorenheimen etc. in Summe die meisten Solaranlagen installiert wurden, während wir erhebliche Mühe hatten, Wohnungsbaugesellschaften und Netzbetreiber für die Nutzung der Förderung zu begeistern. Im Förderkonzept Solarthermie2000plus sind dann auch Anwendungsgebiete wie solare Klimatisierung und Prozesswärme hinzugekommen, so dass dadurch vermehrt Anlagen im gewerblichen Bereich gebaut wurden.

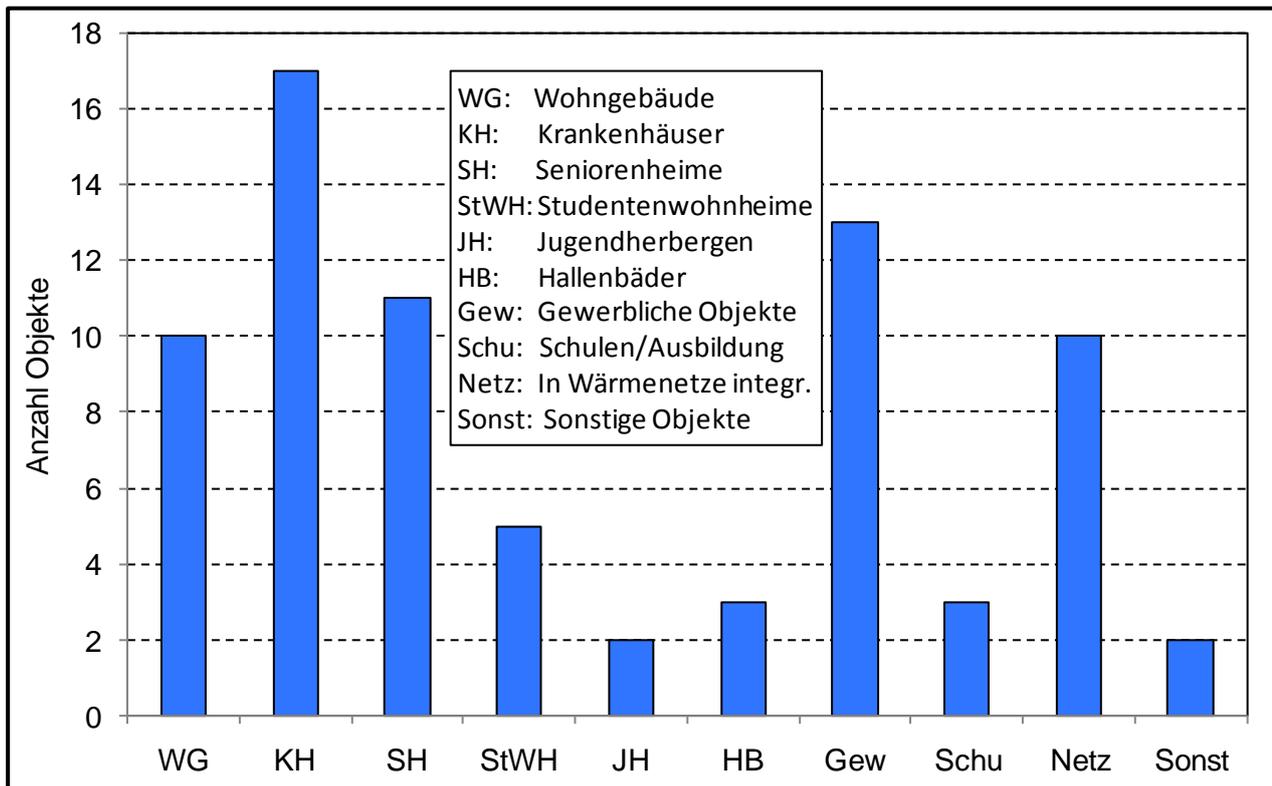


Abbildung 13: Verteilung der Anlagen aus den Förderkonzepten auf die unterschiedlichen Objekte

In Abbildung 13 ist die Verteilung der 76 Anlagen auf die diversen Objekte grafisch dargestellt. Insgesamt ist es in diesem Programm trotz einer gewissen Ungleichgewichtung gelungen, einen weiten Bereich der Objekte abzudecken. Sicher hätten wir uns bei dem einen oder anderen Objekttyp etwas mehr Anlagen gewünscht oder auch überhaupt nicht vertretene Objekte (z.B. Hotels) gern in das Förderkonzept aufgenommen, doch wo trotz umfangreicher Informationstätigkeit kein Antrag kommt, kann man auch keine Bewilligung aussprechen.

### 5.5 Verteilung auf Kollektorhersteller

Ziel im Förderkonzept Solarthermie-2000 war es auch, allen interessierten Kollektorherstellern die Möglichkeit zu geben, ihre Kollektoren in realen Großanlagen installieren und das Betriebsverhalten überprüfen zu lassen. Dies ist weitgehend gelungen, insgesamt sind in dem Programm 21 Kollektorhersteller vertreten (vgl. Abbildung 14). Die Verteilung entspricht aber natürlich nicht der Marktstärke der einzelnen Hersteller.

Es ist nicht unbedingt der Schluss zu ziehen, dass sich Kollektorhersteller, die mit einer großen Flächenzahl im Programm vertreten sind, besonders stark um förderungswürdige Objekte bemüht haben, wir meinen aber, es ist ein Indiz dafür. Natürlich aber spielten im Rahmen der Ausschreibung auch die Angebotskosten eine Rolle – und hier können Systeme mit Großkollektoren in der Regel etwas günstiger sein als Anlagen, die aus sehr vielen Kleinkollektoren aufgebaut werden. Dass Solar Diamant mit den Kleinkollektoren mit einer so hohen Gesamtfläche vertreten ist, liegt an der Großanlage in Stuttgart mit ca. 1.500 m<sup>2</sup> Kollektorfläche, die zu extrem günstigen (wohl eher nicht marktgerechten) Preisen angeboten wurde. Wie Solar Diamant, so haben sich natürlich aber auch andere Hersteller um "Vorzeiganlagen" in Solarthermie-2000 bemüht, so dass nicht alle Kosten echte Marktkosten sind.

Abbildung 15 zeigt die Verteilung der Kollektorhersteller, aufgetragen nur auf die Anzahl der geförderten Anlagen. Bei dieser Art der Darstellung wird entgegen der Darstellung nach Kollektorfläche der Einfluss von Großanlagen herausgenommen.

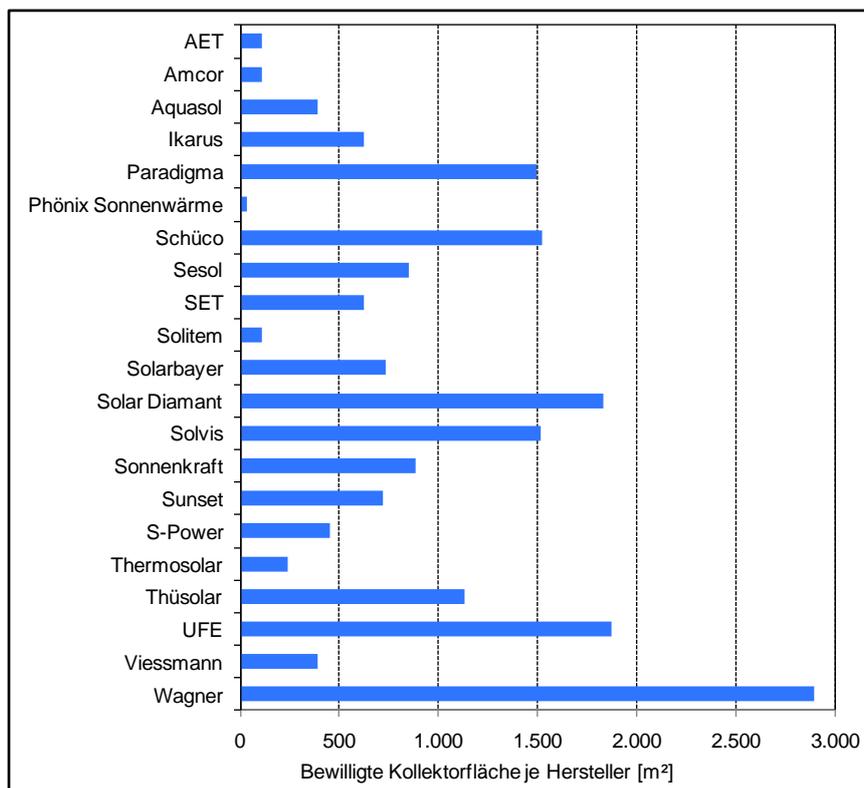


Abbildung 14: Verteilung der im Förderkonzept installierten Kollektorfläche auf die Kollektorhersteller

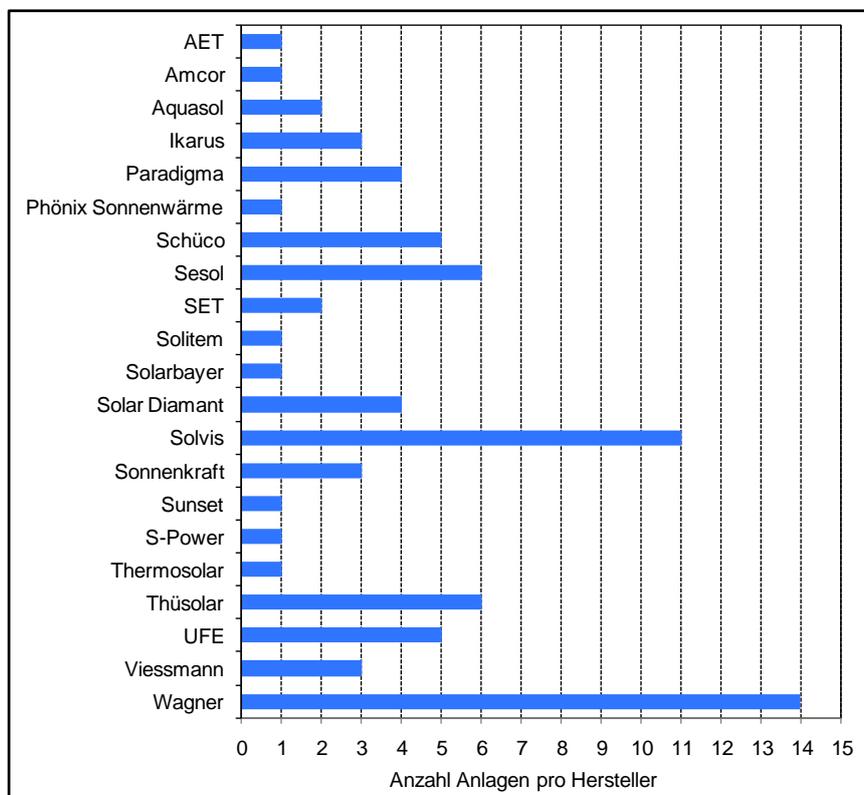


Abbildung 15: Verteilung der im Förderkonzept installierten Anlagen auf die Kollektorhersteller

## 5.6 Fördermittel für die Anlagen

Zum Schluss dieses statistischen Teils soll noch kurz auf die in den Konzepten Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus für die Solaranlagen und die eingebaute Messtechnik zur Verfügung gestellten Fördermittel eingegangen werden. Aus der letzten Zeit bis 2010 liegen uns nicht mehr genügend Daten vor, so dass wir die Darstellung mit dem Jahr 2006 hier beenden. Zudem kann es zu den offiziellen Zahlen leichte Abweichungen geben, da die Datenbasis dort aktueller sein kann.

In Abbildung 16 sind die entsprechenden Werte für die abgerechneten Gesamtkosten sowie die Fördersumme jeweils aufsummiert für das Jahr der Bewilligung der Anlage (nicht das Abrechnungsjahr!) sowie die sich daraus ergebende mittlere Jahresförderquote eingetragen. Diese Zahlen können von den Bewilligungszahlen des Projektträgers bzw. des Ministeriums etwas abweichen, da nicht bei allen Anlagen die Bewilligungssumme voll ausgeschöpft wurde. Nur bei den zuletzt bewilligten Anlagen (teils aus den Jahren 2005 und 2006), bei denen bisher noch keine Endabrechnung vorliegt, haben wir die Bewilligungssummen eingesetzt.

In den Gesamtkosten sind nicht nur die Systemkosten der Anlagen, sondern auch die Kosten für die installierte Messtechnik und die Anzeigetafeln enthalten. Man kann aus den in Abbildung 16 dargestellten Kosten und den im Jahr bewilligten Kollektorflächen in Abbildung 10 nicht auf die spezifischen Systemkosten je m<sup>2</sup> Kollektorfläche schließen. Detaillierte Systemkostenanalysen sind in Kapitel 6 zu finden. Die Kosten beinhalten keine Umsatzsteuer.

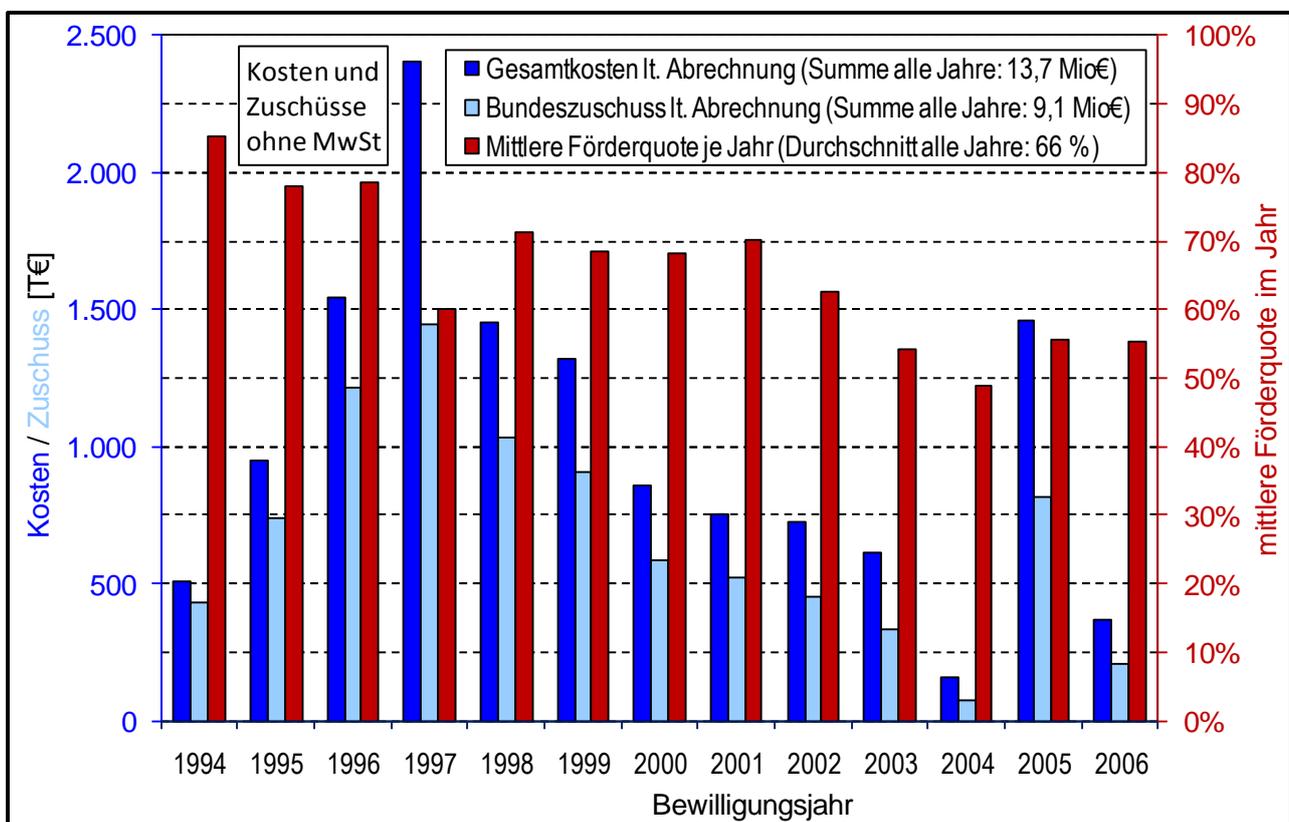


Abbildung 16: Jährliche Verteilung der abgerechneten Gesamtkosten und der Zuwendungssumme des Bundes auf die Bewilligungsjahre sowie mittlere Jahresförderquote

Insgesamt betragen die Kosten der hier betrachteten 65 Anlagen in Summe rund 14 Mio €. Gefördert wurden sie mit einer Summe von rund 9 Mio €. Dies entspricht einer über alle Jahre gemittelten Förderquote von ca. 66 %.

Zu diesen Fördermitteln kommen bei Betrachtung der Gesamtkosten natürlich noch die Fördersummen für die betreuenden Stellen, die etwas höher lagen als die Fördersumme für die Solaranlagen. Als Gesamtfördersumme für die Solaranlagen inkl. deren Betreuung (ohne periphere Projekte) kann man ganz grob ca. 20 Mio € von Beginn des Förderkonzepts bis zum Ende des

Jahres 2006 (13 Jahre) ansetzen. Dies liegt unter dem anfangs für ca. 10 Jahre kalkulierten Betrag von ca. 25 Mio € für die 10 Jahre Solarthermie-2000.

Auch in Abbildung 16 ist zu erkennen, dass in den ersten Jahren (bis ca. 1999) mehr Mittel ausgegeben (und als Förderung zur Verfügung gestellt) wurden als in den Jahren 2000 bis 2004 (mit einem positiven Ausreißer in 2002). In 2005 stiegen die Summen wieder an, um dann in 2006 jedoch wieder stark einzubrechen (Bewilligung kleinerer Anlagen; generelle Knappheit der Fördermittel im Bereich der Solarthermie-Forschung).

Im ursprünglichen Konzept von Solarthermie-2000 war mit einer Investitionssumme für die Anlagen (inkl. Messtechnik und Anzeigetafel) von ca. 2 bis 2,5 Mio € und einer Fördersumme von rund 1,2 bis 1,5 Mio € jährlich gerechnet worden. Diese Zahlen wurden nur in den Anfangsjahren (nach der Anlaufphase) knapp erreicht, in den letzten Jahren wurden sie meist ganz erheblich unterschritten.

Die Förderquote setzt sich zusammen aus zwei Teilen:

- Förderquote für das komplette Solarsystem (inkl. Planung) mit einer je System veränderlichen Höhe. Die Höhe der Förderquote wurde mit der Zeit verändert und wurde zudem auch dem Antragsteller angepasst.
- Förderquote für die Forschungs-Messtechnik (inkl. Anzeigetafel) mit konstant 100 %. Diese 100 % sind gerechtfertigt, da es sich hier um den Forschungsbereich an diesen Systemen handelt, der in vollem Bundesinteresse liegt und nicht im Interesse des Anlagenbetreibers.

So ergibt sich also für eine Anlage eine Mischförderquote zwischen der Systemförderquote (veränderlich) und der konstanten Förderquote von 100 % für die Messtechnik. Bei sehr großen Systemen wird die Systemförderquote dabei nur gering durch die 100 % Förderquote der Messtechnik (nahezu konstante Kosten bei kleinem oder großem System) beeinflusst, bei kleinen Anlagen kann der Einfluss der Messtechnik-Förderquote aber erheblich sein. Diesem Umstand wurde unserer Meinung nach bei der derzeitigen Vorgehensweise, die Mischförderquote mit 50 % (in Ausnahmen 60 %) festzuschreiben, nicht ausreichend Rechnung getragen.

## 6 Zusammenfassende Vergleiche zu den Solaranlagen

Bei den folgenden Zusammenfassungen werden einige wichtige summarische Ergebnisse für die in Solarthermie-2000 errichteten Solaranlagen dargestellt. Es wurden nur Systeme betrachtet, bei denen die entsprechenden Angaben bereits vorlagen, bei denen also z.B. die Kosten (zumindest lt. Bewilligung, sofern noch nicht abgerechnet) oder Messergebnisse für mindestens eine volle Messperiode vorliegen.

Im Rahmen dieser Zusammenfassung kann nicht mehr im Detail auf die einzelnen Abweichungen der realen Werte von den Planwerten eingegangen werden, da diese oft vielschichtig begründet sind. Der interessierte Leser kann diese Gründe jedoch in den Berichten zu den einzelnen Anlagen nachlesen. Die Berichte sind im Internet zu finden unter:

[www.solarthermie2000.de](http://www.solarthermie2000.de)

oder

[www.solarthermie2000plus.de](http://www.solarthermie2000plus.de)

oder

[www.zfs-energietechnik.de](http://www.zfs-energietechnik.de)

### 6.1 Kosten der Solarsysteme und Komponenten

Die für die Kollektoren und für die großen Solarpufferspeicher dargestellten Kosten wurden zum einen ermittelt aus Herstellerangaben, zum anderen natürlich aus den realen Kosten bei den in Solarthermie-2000 errichteten Solarsystemen. Die Kostenrecherchen von Listenpreisen wurden im Jahr 2004 durchgeführt. Die Preisentwicklung der letzten Jahre wurde für diesen Abschlussbericht bewusst nicht angepasst, da auch die tatsächlich angebotenen Preise von Komponenten (Kollektoren, Speicher) aus den Ausschreibungen zu den Anlagen aus dem Förderprogramm Solarthermie-2000 etwa bis zu diesem Datum für Vergleiche verwendet wurden.

Wir haben uns nach langer Überlegung dafür entschieden, bei allen Kostenanalysen (Komponenten- und Systemkosten sowie Kosten der solaren Nutzwärme) die Mehrwert- oder Umsatzsteuer aus den Betrachtungen herauszunehmen, da sie sich im Verlauf der Förderkonzepte Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus zweimal geändert hat. Diese Veränderungen würden die Betrachtung der Kosten verzerren. Zudem werden Großanlagen meist im gewerblichen Bereich installiert, wo die Umsatzsteuer sowieso wieder als Vorsteuer abgezogen werden kann, sie also nicht kostenwirksam ist.

Durch dieses Ausklammern der Umsatzsteuer fehlt jetzt natürlich die Kompensation der nicht in den Wärmekosten enthaltenen Kostenpositionen für Instandhaltung und Betrieb. Will man diese berücksichtigen, so kann man in erster Näherung die Nettokosten der solaren Nutzwärme um ca. 15 bis 20 % erhöhen.

Die solaren Nutzwärmekosten dürfen auch nach dieser Erhöhung nicht gleichgesetzt werden mit den Kosten der eingesparten Endenergie (vgl. Kapitel 3.2), da wesentliche Gesichtspunkte (Einwirkung der Solaranlage auf das konventionelle System, z.B. den Kesselnutzungsgrad) fehlen.

#### 6.1.1 Kollektorkosten

In Abbildung 17 haben wir die Listenpreise der Hersteller als blaue Punkte eingezeichnet. Sie liegen erheblich über den Kosten, die in Solarthermie-2000 (rote Punkte) erzielt wurden. Wir haben daher von der Trendkurve für die Listenpreise ein Drittel (33 %) abgezogen, um auf realitätsnahe Kosten zu kommen (vgl. Trendkurve mit Abschlag 33 %). Dies ist gerechtfertigt, weil die Hersteller ihren Stamm-Installateuren zum Teil erhebliche Rabatte auf die Listenpreise von bis zu 50 % einräumen. Die Höhe dieses Rabatts hängt überwiegend ab von der Bestellsumme des Installateurs beim Hersteller in der Vergangenheit, aber sicher auch von der im Einzelfall bestellten Menge.

Dass diese Annahme durchaus zu realitätsnahen Ergebnissen führt, zeigt sich daran, dass die um 33 % reduzierte Kostentrendlinie (Hersteller) bei Verlängerung die Trendlinie der Kollektorkosten bei den Anlagen aus Solarthermie-2000 in etwa erreicht.

Gem. der Trendlinie für die Anlagen aus Solarthermie-2000 ergeben sich bei "kleineren" Großanlagen (ca. 150 m<sup>2</sup> Kollektorfläche) spezifische Kollektorkosten von ca. 190 €/m<sup>2</sup>. Bei sehr großen Anlagen (ca. 1.000 m<sup>2</sup>) sinkt dieser Wert auf ca. 170 €/m<sup>2</sup>.

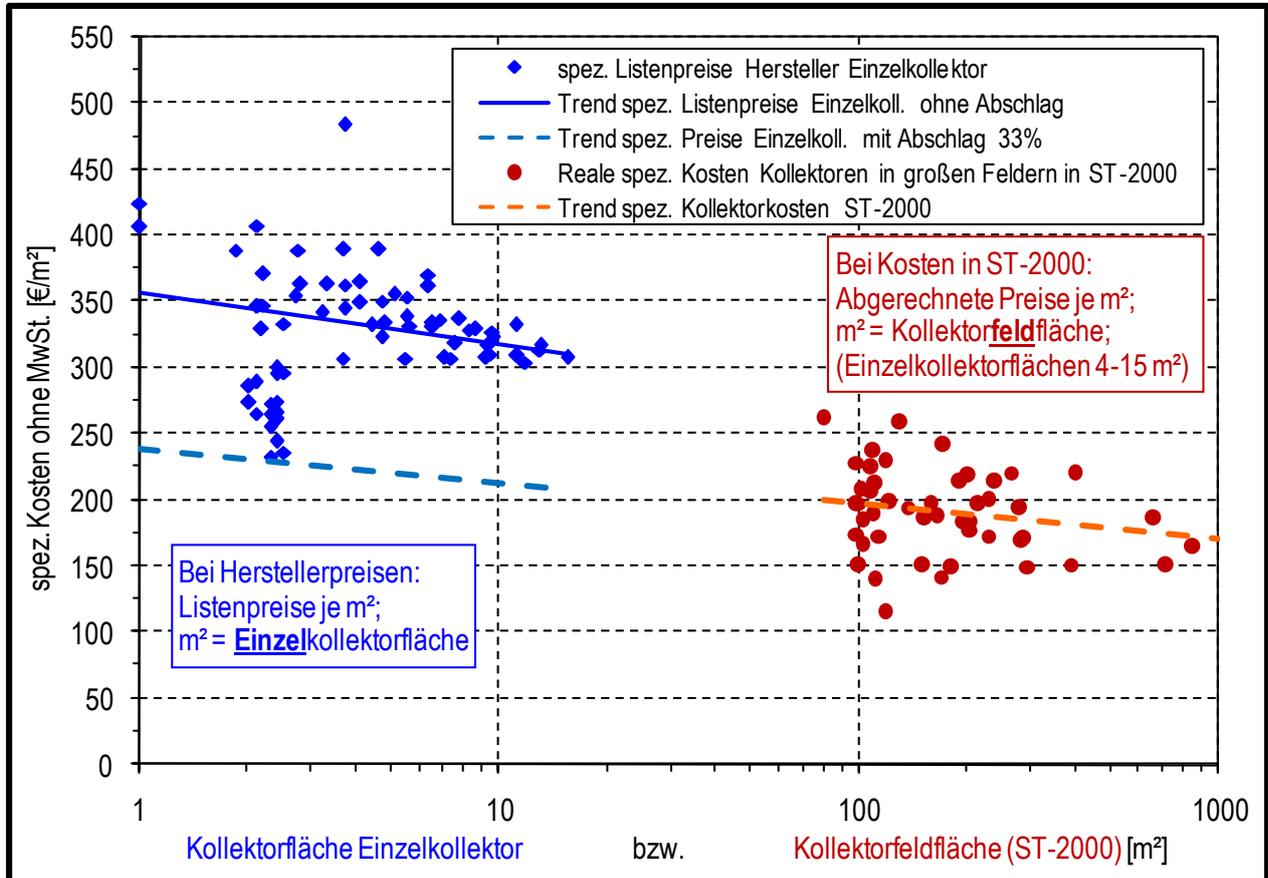


Abbildung 17: Spezifische Kollektorkosten für Einzelkollektoren lt. Herstellerliste und für Kollektorfelder in Solarthermie-2000 (ohne MwSt)

### 6.1.2 Solarspeicherkosten

Bei den Kosten für die solaren Pufferspeicher haben wir ebenfalls im Jahr 2004 Hersteller-Preislisten (blaue Punkte) und die real in Solarthermie-2000 entstandenen Kosten (rote Punkte) ausgewertet. Auch hier haben wir einen Abschlag von den Herstellerpreislisten gemacht, hier allerdings nur 15 %. Man erhält damit die in Abbildung 18 gezeigte Trendkurve für die Preise bzw. Kosten (ohne MwSt) für solare Pufferspeicher.

Hier ist zu beachten, dass in Solarthermie-2000 die Speicher oftmals stärker gedämmt wurden und dass in einigen Fällen zusätzliche Messstutzen für Temperaturfühler installiert und Schichtbeladungseinrichtungen integriert wurden.

Danach liegen die spezifischen Kosten bei einem Pufferspeicher mit 1 m<sup>3</sup> Volumen bei etwa 1.000 €/m<sup>3</sup>, bei einem Speicher mit 1.000 m<sup>3</sup> Fassungsvermögen bei ca. 500 €/m<sup>3</sup>.

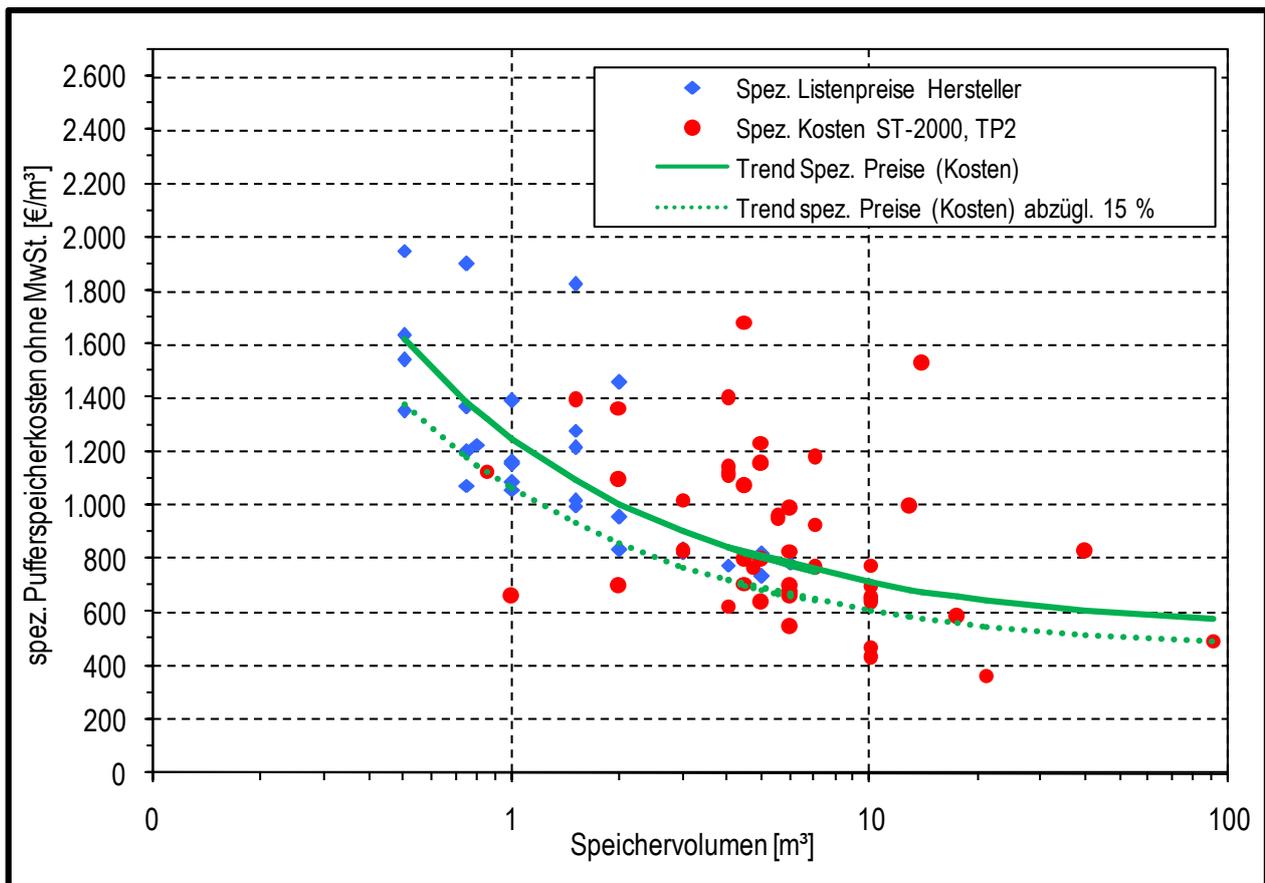


Abbildung 18: Spezifische Kosten für Pufferspeicher lt. Herstellerliste und für real in Solarthermie-2000 installierte Speicher (ohne MwSt)

### 6.1.3 Systemkosten

Die Systemkosten der in Solarthermie-2000 installierten Solaranlagen haben wir bereits im Leistungsverzeichnis auf diverse Komponenten bzw. Komponentengruppen aufteilen lassen, um eine Analyse der Kostenanteile später vornehmen zu können. Dort, wo diese Aufteilung im LV nicht eingehalten wurde, mussten in mühsamer Kleinarbeit die einzelnen Kostenpositionen unseren Gruppen zugeordnet werden. Dies war manchmal nicht ganz eindeutig möglich, so dass in den folgenden Bildern kleine Ungenauigkeiten enthalten sind. Alle Kosten sind ohne MwSt zu verstehen.

Zudem ist bei den folgenden Abbildungen zu beachten, dass die Mittelwerte über die Summen bei den jeweils betrachteten Anlagentypen (Summe der Kosten, Summe der installierten Quadratmeter Kollektorfläche) gebildet wurden und nicht über die spez. Kosten, die sich bei den Einzelanlagen ergeben. Dadurch wurde also ein flächengewichteter Mittelwert gebildet. Eine sehr große Anlage mit relativ niedrigen spezifischen Kosten geht dadurch stärker in die Mittelwertbildung ein als z.B. 5 oder 10 sehr viel kleinere Systeme.

Wir haben nicht unterschieden zwischen der Installation eines Solarsystems im Rahmen eines Neubausvorhabens und im Bestand. Die spezifischen Besonderheiten an jedem einzelnen Gebäude hätten keine signifikanten Unterschiede bei dieser Aufteilung erkennen lassen. Da in Solarthermie-2000 die meisten Anlagen in Bestandsbauten integriert wurden, gelten die im Folgenden vorgestellten Zahlen eher für den Bestandsbereich (Ausnahme: Anlagen, die in Netze integriert sind). Prinzipiell kann man in etwa sagen, dass im Neubau die Kosten ca. 5 bis 10 % niedriger liegen dürften.

Es werden hier 4 Diagramme gezeigt, die die Kostenaufteilung für die häufigsten in ST2000 gebauten Solaranlagentypen wiedergeben:

- a) Trinkwarmwasser-Erwärmungssysteme mit Flachkollektoren und Installation in oder auf Schrägdach, 17 Anlagen ausgewertet
- b) Trinkwarmwasser-Erwärmungssysteme mit Flachkollektoren und Installation auf Flachdächern oder auf dem Erdboden, 32 Anlagen ausgewertet
- c) Trinkwarmwasser-Erwärmungssystem mit Vakuumröhren-Kollektoren und Installation an der Fassade, 2 Anlagen ausgewertet
- d) In Wärmenetze integrierte Solaranlagen mit Flachkollektoren und Installation in oder auf Schrägdächern, 4 Anlagen ausgewertet

Um den Überblick über die Solarsysteme zu erleichtern, sind die 4 Diagramme auf 2 Seiten so angeordnet, dass sie ohne Seiten umzublättern gleichzeitig eingesehen werden können. Die erste Segmentzahl gibt die Kosten in Euro pro Quadratmeter installierte Kollektorfläche an, die zweite Segmentzahl die Kosten in % an den Gesamtkosten ohne MwSt. Über die Vergleichbarkeit der Diagramme untereinander werden im folgenden Text Anmerkungen gemacht.

#### **a) Trinkwarmwasser-Erwärmungssysteme mit Flachkollektoren und bei Installation der Kollektoren in oder auf Schrägdächern**

In Abbildung 19 ist die Aufteilung der spezifischen Kosten für dieses System dargestellt. Hierin sind auch die Anlagen enthalten, bei denen eine geringe Teilerwärmung des TWW-Zirkulationsrücklaufs erfolgen kann, da nur für diese Teilerwärmung keine besonderen Maßnahmen erforderlich sind, für Zirkulationseinbindungen mit zeitweiser Volldeckung jedoch schon (vgl. /12/).

Insgesamt haben wir die Kosten von 17 derartigen Anlagen ausgewertet. Die mittlere Größe der Kollektorfläche bei diesen Systemen beträgt ca. 150 m<sup>2</sup>. Der Durchschnittswert der spezifischen Gesamtkosten bei diesen 17 Anlagen liegt bei 605 €/m<sup>2</sup>. Die Kollektoren kosten im Mittel ca. 185 €/m<sup>2</sup> und machen rund 30 % der gesamten Systemkosten aus, die Solarspeicher und Wärmetauscher kosten rund 80 €/m<sup>2</sup> (je m<sup>2</sup> Kollektorfläche, nicht je m<sup>3</sup> Volumen!); ihr Anteil an den Gesamtkosten liegt bei 14 %.

Die Kosten für die Montage des Kollektorfeldes, seine Verrohrung sowie die sonstigen Verrohrungen (vom Dach zum Keller und Komponentenverrohrung im Keller) sowie für die Sicherheitseinrichtungen (MAG, SV) liegen zusammen bei ca. 170 €/m<sup>2</sup> oder bei ca. 27 % der Gesamtkosten. Wir haben die hier zusammengefasst genannte Position in Abbildung 19 zwar auf zwei Segmente aufgeteilt, bei dieser Aufteilung ist die Unsicherheit jedoch etwas größer als bei den anderen Zahlen, da die Anbieter hier oft keine genauen Zuordnungen gemacht haben.

Die Kosten für die Regelung enthalten nicht nur die Elektronik und die Regelfühler, sondern auch alle Systempumpen und **gesteuerten** Stellventile etc. Ihr Anteil liegt bei 7 %.

In der Position "Sonstiges" sind enthalten: Inbetriebnahme, Wärmeträgermedium im Kollektorkreis, Legionellenschutzschaltung etc.

Eine der größeren Positionen stellt mit 15 % noch die Planung der Solarsysteme dar. Hierbei ist zu beachten, dass eine Abrechnung gem. 80 % HOAI Stufe II-Mitte akzeptiert wurde. Die 20 % Abschlag wurden vorgenommen, weil die betreuenden Stellen den Planern bei der Systemkonzeption beratend zur Verfügung standen. Ohne diesen Abschlag lägen die Planungskosten bei ca. 18 bis 19 % (Anlagengröße ca. 150 m<sup>2</sup> Kollektorfläche). Dieser Wert ist unserer Meinung nach nur dann angemessen, wenn der Planer den Arbeitspunkt "Bauüberwachung" wirklich sehr ernst nimmt. Hier mussten wir leider feststellen, dass einige Planer diesen Punkt, der immerhin einen großen Anteil am Planungshonorar ausmacht, sehr nachlässig wahrgenommen haben.

Wir empfehlen daher dringend, dass der Bauherr den Planer ganz gezielt auf diesen wichtigen Arbeitspunkt hinweist und ihn zu einer sorgfältigen Bauüberwachung verpflichtet.

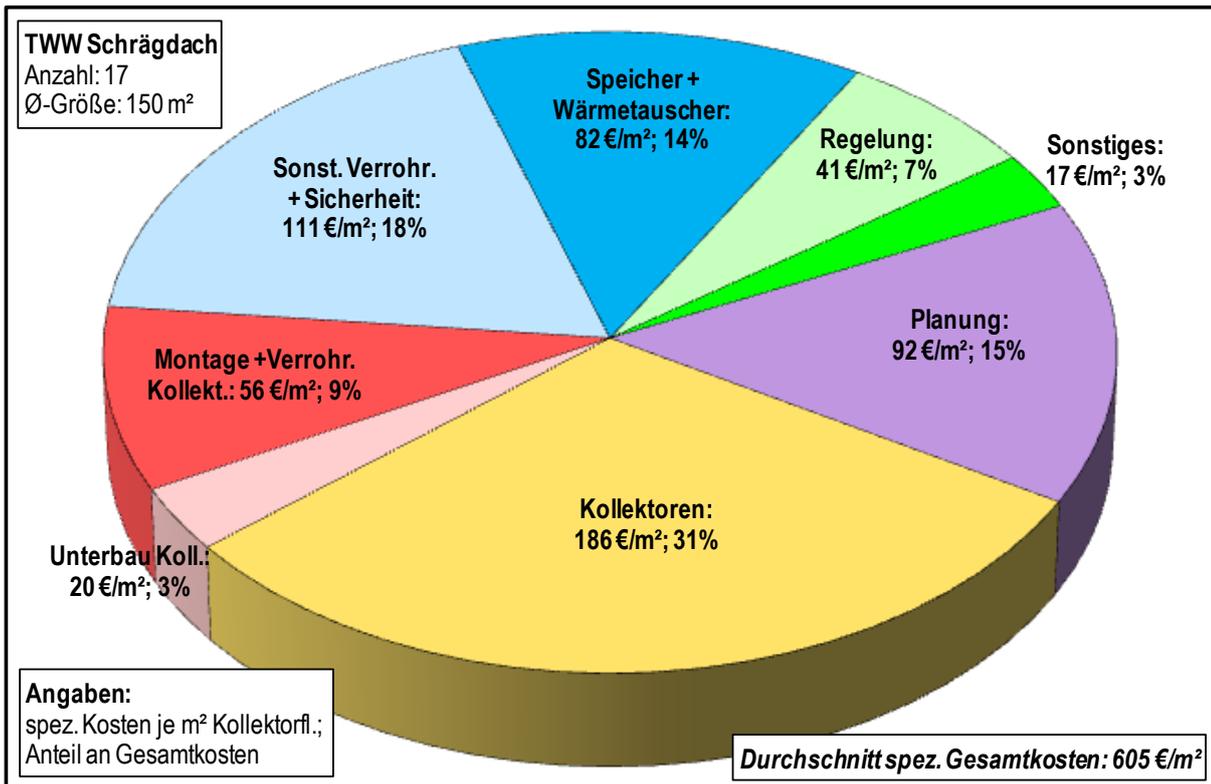


Abbildung 19: Kostenaufteilung: Trinkwarmwasser-Erwärmungssysteme mit Flachkollektoren und Installation in oder auf Schrägdächern (ohne MwSt.)

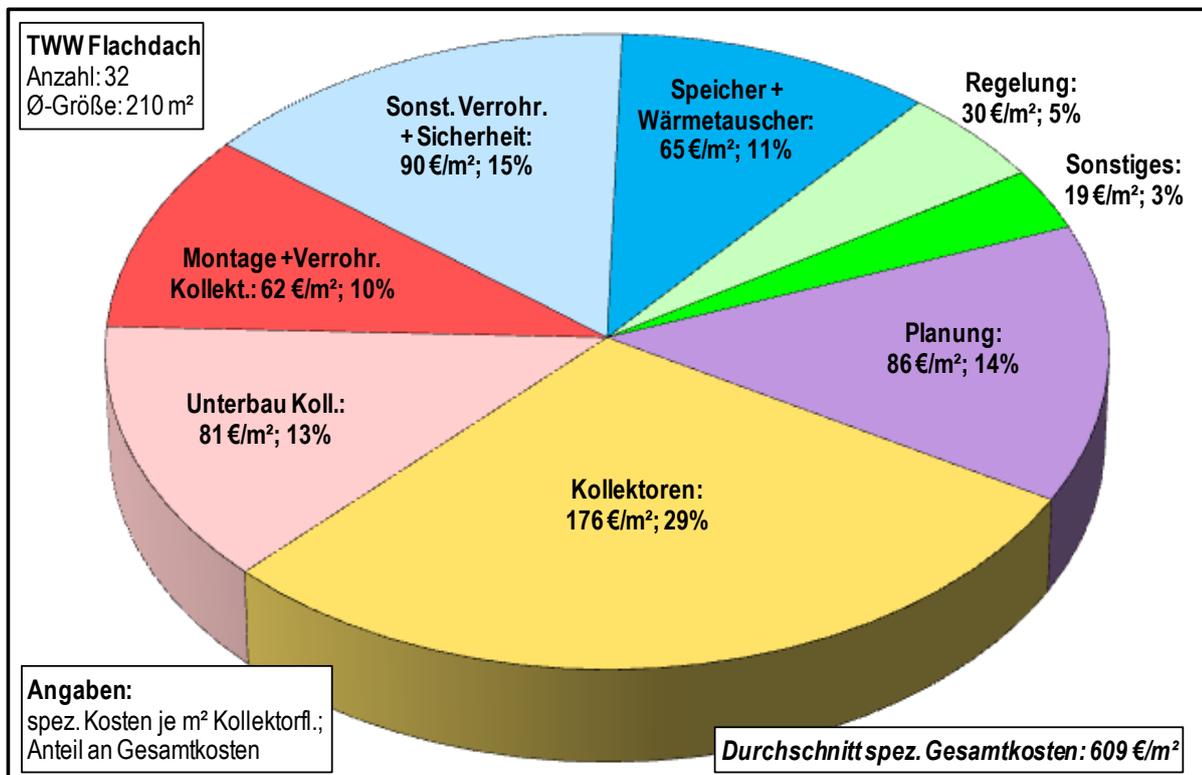


Abbildung 20: Kostenaufteilung: Trinkwarmwasser-Erwärmungssysteme mit Flachkollektoren und Installation auf Flachdächern oder Erdboden (ohne MwSt.)

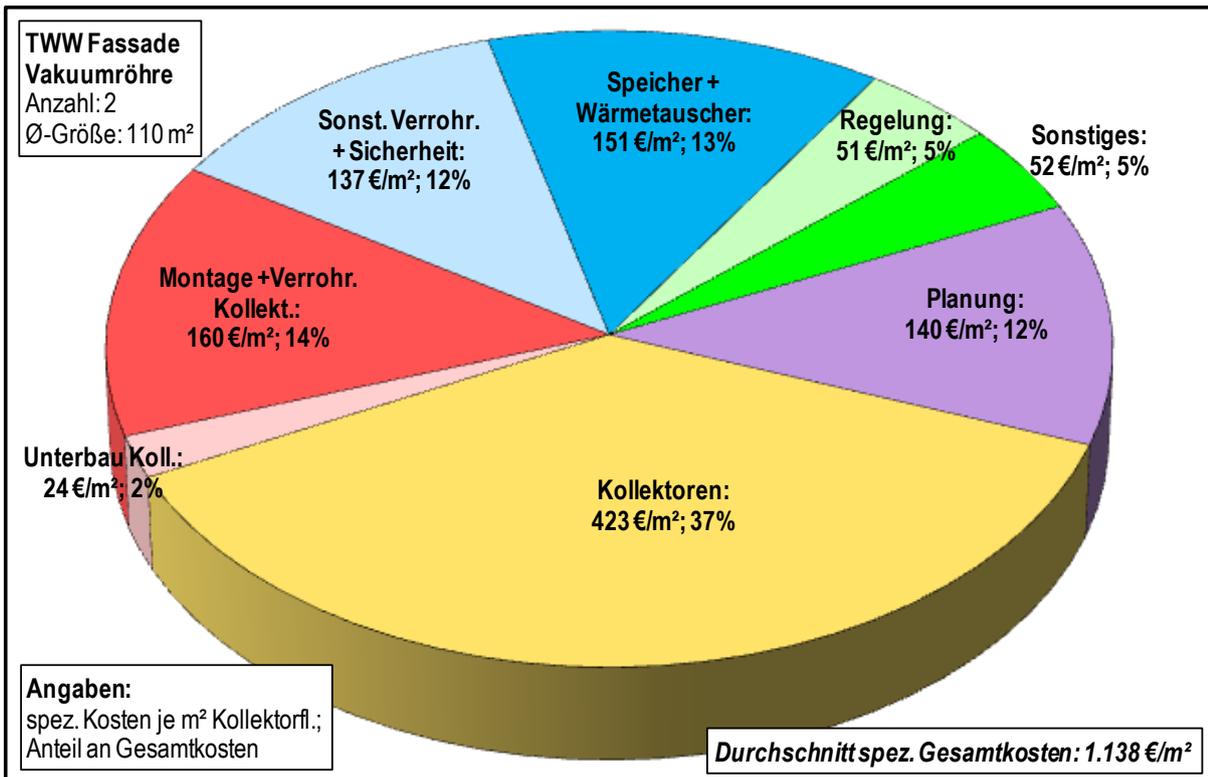


Abbildung 21: Kostenaufteilung: Trinkwarmwasser-Erwärmungssysteme mit Vakuurröhren-Kollektoren und Installation an der Fassade (ohne MwSt.)

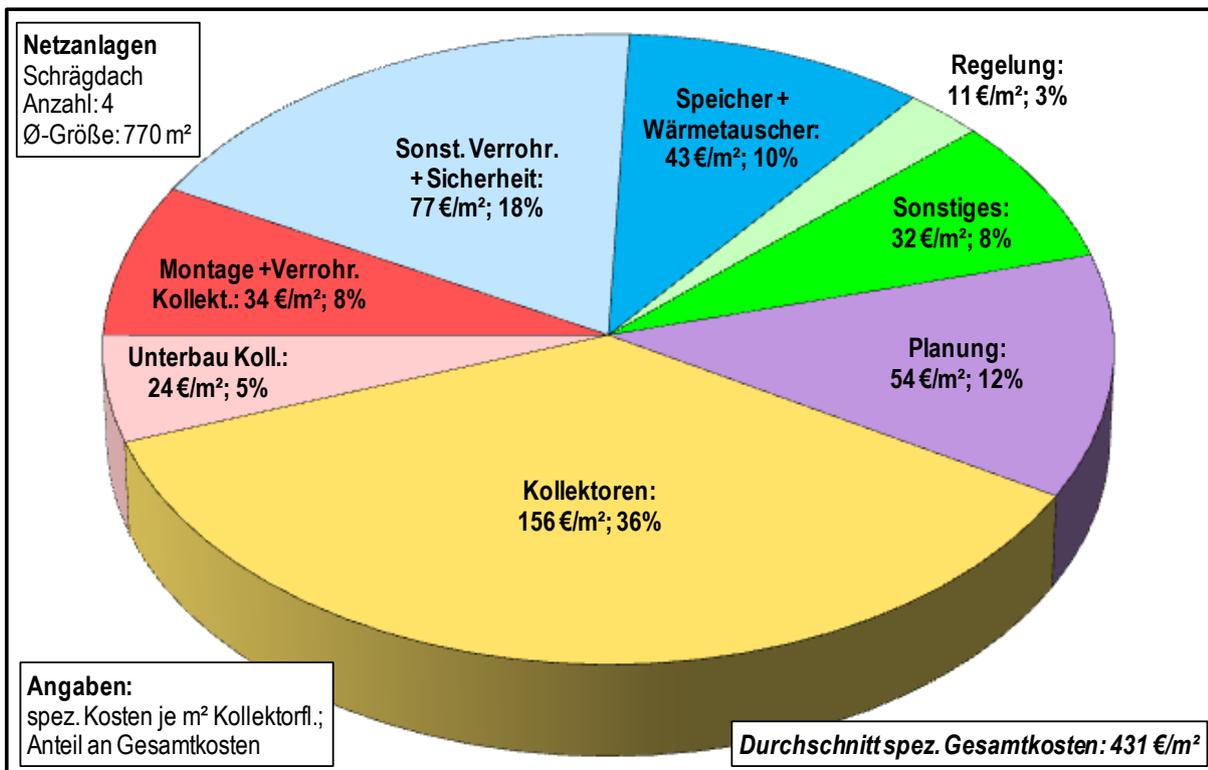


Abbildung 22: Kostenaufteilung: In Wärmenetze integrierte Solaranlagen mit Installation in oder auf Schrägdächern (ohne MwSt.)

## **b) Trinkwarmwasser-Erwärmungssysteme mit Flachkollektoren und Installation auf Flachdächern oder auf dem Erdboden**

In Abbildung 20 ist das entsprechend aufgeteilte Tortendiagramm gezeigt. In beiden Fällen ist in der Regel eine Unterkonstruktion für die Kollektoren erforderlich, um die Kollektoren geneigt ausrichten zu können.

Von diesen Systemen standen uns für die Kostenanalyse 32 Anlagen zur Verfügung. Die mittlere Kollektorfläche beträgt bei diesen Anlagen ca. 210 m<sup>2</sup>, sie sind also im Mittel größer als die Anlagen auf Schrägdächern. Wegen der – wenn auch geringen – Degression der spezifischen Kosten mit steigender Systemgröße können die spez. Kosten für diese Anlagen nicht ohne weiteres mit denen auf den Schrägdächern verglichen werden. In Abbildung 23 haben wir daher eine zusammenfassende Darstellung erarbeitet, die diese Größenunterschiede rechnerisch ausgleicht.

Der offensichtliche Unterschied bei den Flachdachanlagen gegenüber den Schrägdachsystemen liegt jedoch eindeutig darin, dass die Kosten für die Unterkonstruktion zum Aufstellen und Befestigen der Kollektoren erheblich höher liegen (bei ca. 80 €/m<sup>2</sup> statt ca. 20 €/m<sup>2</sup>).

Die spezifischen Gesamtkosten liegen nach Abbildung 20 mit 609 €/m<sup>2</sup> zwar in der gleichen Höhe wie bei den Schrägdachanlagen, hier spielt allerdings wieder die Kostendegression mit wachsender Systemgröße eine Rolle. Bei einer mittleren Systemgröße (150 m<sup>2</sup> Kollektorfläche) wie bei den Schrägdachanlagen lägen sie bei ca. 665 €/m<sup>2</sup>, also ca. 60 €/m<sup>2</sup> höher als bei einer Schrägdachinstallation (vgl. Abbildung 23).

## **c) Trinkwarmwasser-Erwärmungssysteme mit Vakuumröhren-Kollektoren und Installation an der Fassade**

Obwohl in Solarthermie-2000 nur zwei Solaranlagen mit Vakuumröhren-Kollektoren zur Trinkwassererwärmung gefördert wurden und diese zusätzlich noch statt auf Dächern an Fassaden installiert wurden, möchten wir auch für diese Systeme den entsprechenden Kostenkuchen (Abbildung 21) zeigen, da er eindeutig belegt – was vorher schon bekannt war –, dass Systeme mit Vakuumröhren-Kollektoren sehr viel teurer sind.

Die mittleren spezifischen Systemkosten der beiden Vakuumröhren-Systeme liegen bei ca. 1.140 €/m<sup>2</sup>. Auch wenn man berücksichtigt, dass eine Anlage aus sehr vielen klein zergliederten Teilfeldern (zum Teil an Balkonen) aufgebaut wurde und daher die Kosten für die Montage und die Verrohrung sehr hoch wurden, ändert dies nichts an der obigen Aussage. Unter Herausrechnung dieser ungünstigen Installationsbedingungen lägen die spezifischen Systemkosten immer noch bei ca. 1.000 €/m<sup>2</sup> bei einem ca. 110 m<sup>2</sup> großen Kollektorfeld. Unter Berücksichtigung der Kostendegression würde ein ca. 150 m<sup>2</sup> großes System noch ca. 900 bis 950 €/m<sup>2</sup> kosten. Dies sind rund 60 % mehr als bei einem Flachkollektorsystem gleicher Größe. Einen entsprechenden Mehrertrag kann das System mit Vakuumröhren-Kollektoren bei der Trinkwassererwärmung auf keinen Fall erbringen (realistisch: etwa 25 % mehr oder: um ca. 25 % reduzierte Kollektorfläche bei gleichem Solarwärmeertrag wie ein Flachkollektorsystem).

Der Vakuumröhren-Kollektor ist unserer Meinung nach – bei den derzeitigen Kollektorkosten – im Bereich der Trinkwassererwärmung nicht konkurrenzfähig gegenüber dem Flachkollektor. In Solarthermie-2000 wurden diese zwei Systeme installiert, um zu zeigen, dass es durchaus technisch die Möglichkeit gibt, Vakuumröhren-Kollektoren architektonisch gelungen in die Fassade zu integrieren.

Die Idee, die Absorber (bzw. die kompletten Röhren) so zu drehen, dass die Absorber nicht senkrecht ausgerichtet waren sondern in einem Winkel von ca. 45 bis 60° gegen die Horizontale, damit sie im Sommer besser angestrahlt werden, erwies sich als Flop. Da die Röhren zu dicht nebeneinander (untereinander) angeordnet waren, verschatteten sich die Absorber im Sommer bei hochstehender Sonne nun gegenseitig. Der Erfolg war eine um ca. 30 % reduzierte Energieausbeute gegenüber der theoretischen Berechnung ohne Beschattung. Dieses vielfach vorgebrachte Argument für den Einsatz von waagrecht oder senkrecht installierten Röhren kann also bei normalen Vakuumröhrenmodulen nicht generell unterstützt werden. Diese Drehungen kann man nur dann vorneh-

men, wenn die Röhren im Modul nicht dicht an dicht sitzen, sondern wenn etwa eine Röhrenbreite Abstand zwischen ihnen eingehalten wird.

Die Garantie erfüllt hat diese Anlage nur dadurch, dass man diesen Leistungsverlust durch die vom Planer vorher nicht berücksichtigte Abschattung nachträglich vom Garantievertrag abgezogen hat. Wir halten diese Vorgehensweise für zumindest strittig, denn ein Planer muss auch eventuelle Abschattungen bei der Planung des Systems und bei der Abgabe der Ertragsgarantie entsprechend berücksichtigen (vgl. Kapitel 6.3).

#### **d) In Wärmenetze integrierte Solaranlagen mit Flachkollektoren und Installation in oder auf Schrägdächern**

In Abbildung 22 ist der Kostenkuchen für die größten der in Solarthermie-2000 installierten Systeme, die in Wärmenetze integrierten Anlagen, dargestellt (nicht eingeschlossen sind die Großsysteme mit saisonalem Speicher gem. dem ehemaligen Teilprogramm 3).

Insgesamt konnten die Kosten von vier Systemen (mit Kurzzeitspeicher) ausgewertet werden. Die mittlere Kollektorfläche dieser vier Anlagen liegt bei 770 m<sup>2</sup>. Die größte (und bei weitem preiswerteste) Anlage hat eine Kollektorfläche von ca. 1.500 m<sup>2</sup>. Sie bestimmt damit den Mittelwert der spezifischen Gesamtkosten (nur ca. 430 €/m<sup>2</sup>) und die spezifischen Kosten für die diversen Komponentengruppen sehr stark.

Die Kollektoren bei dieser Großanlage wurden vom Hersteller so preiswert angeboten, dass wir davon ausgehen müssen, dass dies kein echter Marktpreis gewesen sein kann. Die in Abbildung 22 genannten mittleren spezifischen Kollektorkosten von nur 156 €/m<sup>2</sup> erscheinen daher – selbst unter der Berücksichtigung einer moderaten Kostendegression mit wachsender Systemgröße – etwas zu niedrig. Wir würden bei einer mittleren Anlagengröße von ca. 800 m<sup>2</sup> diese Kosten eher bei ca. 170 €/m<sup>2</sup> sehen.

Dennoch wirkt sich die Kostendegression natürlich in völlig normalem Umfang auch bei den anderen Positionen spürbar aus – logischerweise wesentlich stärker als bei den Kollektoren. Beispiel: Der Arbeitsaufwand (Lohn) für die Verrohrung bleibt trotz Systemvergrößerung ungefähr gleich, nahezu unabhängig davon, dass man beim größeren System etwas dickere Rohre installieren muss. Nur die Materialkosten steigen an – allerdings auch diese nur unterproportional. Dies erkennt man deutlich beim Vergleich der Angaben der spez. Kosten in Abbildung 22 mit denen in den vorangegangenen Tortendiagrammen.

Von den spezifischen Kosten her sind die hier betrachteten großen Netzanlagen mit Kurzzeitspeicher sehr günstig – allerdings haben sie Effizienz Nachteile, da sie immer auf dem recht hohen Temperaturniveau des Netzurücklaufs betrieben werden.

#### **Zusammenfassung**

In Abbildung 23 sind nun – wie oben mehrfach erwähnt – die spezifischen Komponentengruppenkosten für die unterschiedlichen Systeme zur Trinkwassererwärmung nach der Anpassung auf eine einheitliche Systemgröße (150 m<sup>2</sup>) dargestellt.

Bei den Kombianlagen (Trinkwassererwärmung und Raumheizung) stehen uns leider Kostentabellen von nur drei Anlagen in Solarthermie-2000 / Solarthermie2000plus zur Verfügung, so dass zu den Kosten dieser Systeme noch keine ausreichend belastbaren Aussagen gemacht werden können.

Die notwendigen Anpassungen der spez. Systemkosten an eine andere Größe nehmen wir dabei so vor, dass wir für jede Komponente einen eigenen Kostendegressionsexponenten definieren. Dieser ist klein bei den Kollektoren (geringe Kostendegression) und groß z.B. bei der Verrohrung (vgl. im Text weiter oben) oder bei der Regelung.

#### **Beispiel:**

Die Kosten für eine Komponentengruppe steigen bei einem doppelt so großen System nicht um den Faktor zwei, sondern nur um den Faktor  $2 \exp 0,8 = 1,74$ . Damit sinken die spezifischen Kosten entsprechend.

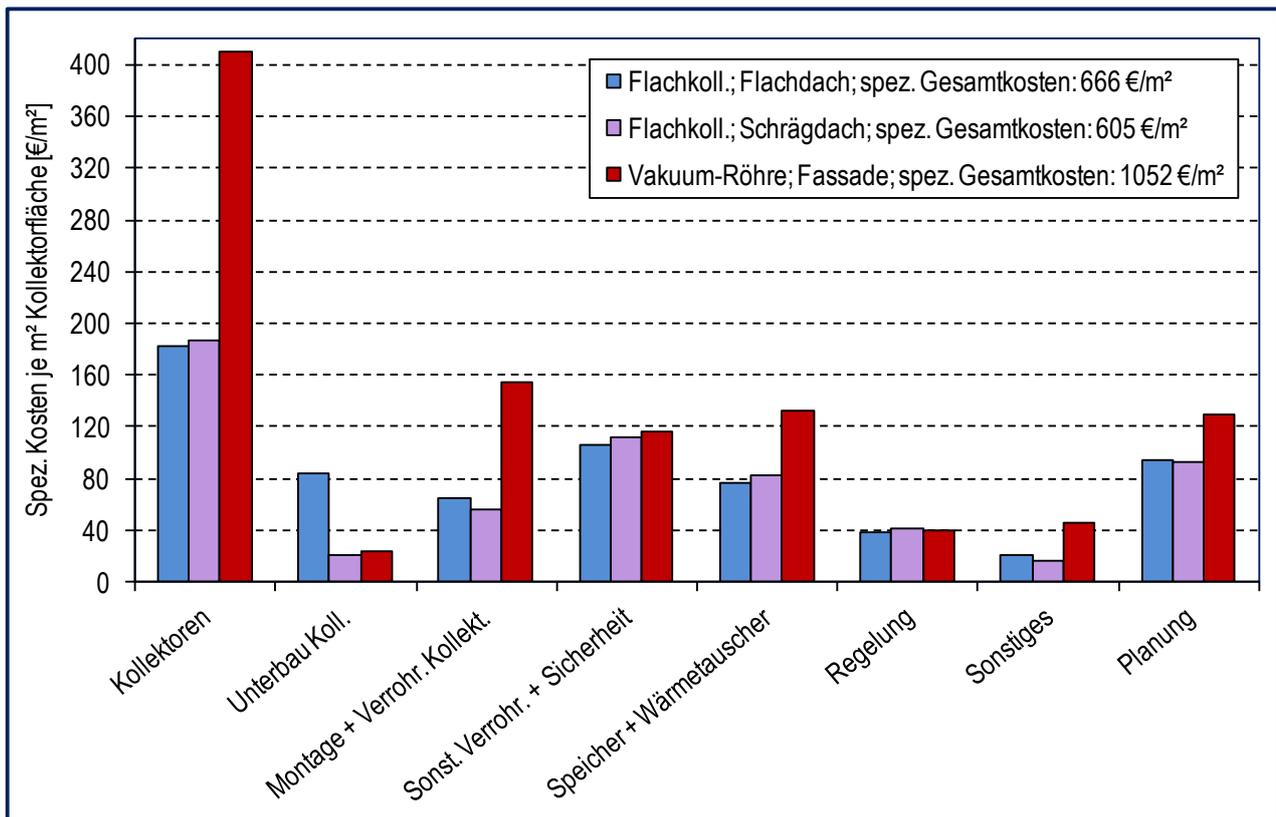


Abbildung 23: Kostenverteilung bei TWW-Solarsystemen mit Flach- oder Vakuumröhren-Kollektoren in Schräg- oder Flachdächern bzw. Fassaden (ohne MwSt)

Wir haben also die mittleren spezifischen Kosten aus dem Kostenkuchen für die Flachkollektoranlagen mit 150 m<sup>2</sup> mittlerer Kollektorfläche beibehalten und die 210 m<sup>2</sup> großen Flachdachanlagen auf diese Größe heruntergerechnet sowie die 110 m<sup>2</sup> großen Anlagen mit Vakuumröhren-Kollektoren hochskaliert.

In Abbildung 23 sieht man nun sehr deutlich, dass die Vakuumröhren-Kollektoren bei gleicher Systemgröße mit ca. 410 €/m<sup>2</sup> mehr als doppelt so hohe spez. Kosten aufweisen wie die Flachkollektoren (ca. 180 €/m<sup>2</sup>). Auch die spez. Kosten der Solarspeicher sind bei den Vakuumkollektoranlagen höher als bei den Flachkollektoranlagen, weil wegen der auch im Sommer etwas höheren Effizienz der Vakuumröhren das spez. Speichervolumen (Volumen je m<sup>2</sup> Kollektorfläche) etwas (um ca. 10 %) erhöht wird.

Die relativ hohen spez. Kosten für die Kollektormontage und Verrohrung bei den Vakuumröhren-Systemen sind bedingt durch die Besonderheit der kleinflächigen Kollektorfeldverteilung bei einem der beiden Systeme. Rechnet man diese Mehrkosten heraus, so ergibt sich für ein 150 m<sup>2</sup> großes Vakuumröhren-System ein spezifischer Gesamtpreis von rund 950 €/m<sup>2</sup>. Für das Flachkollektorsystem auf dem Flachdach ergeben sich rund 760 €/m<sup>2</sup>, für das auf dem Schrägdach ca. 600 €/m<sup>2</sup> (Wegfall der teuren Aufständering).

## 6.2 Kosten der solaren Nutzwärme und Solarsystemnutzungsgrad

An dieser Stelle sei nochmals wiederholt, dass hier die Kosten der solaren Nutzwärme besprochen werden, die nicht mit den Kosten der eingesparten Endenergie gleichgesetzt werden können (vgl. Kapitel 3.2), und dass wir wegen mehrfacher Änderungen des Umsatzsteuersatzes während der Laufzeit der Förderkonzepte auf die Integration dieser Steuer in die Kosten verzichtet haben. Diese Steuer wird im gewerblichen Bereich sowieso nicht kostenwirksam. Näherungsweise kann man die Instandhaltungs- und Betriebskosten durch einen Aufschlag von ca. 15 bis 20 % auf die von uns im Folgenden dargestellten Wärmekosten berücksichtigen.

In Abbildung 24 sind die geplanten und die realen Kosten der solaren Nutzwärme gegenübergestellt (nur Anlagen mit mindestens einem Messjahr). Die Rechenbasis für die geplanten Kosten sind die Kosten, die bei Vergabe des Auftrages festgelegt wurden, für die realen Kosten wurden die abgerechneten Kosten benutzt, wobei die abgerechneten Kosten bei einiger Anlagen sowohl höhere als auch niedriger als die geplanten Kosten ausgefallen sind. Im Förderkonzept Solarthermie2000plus wurden zunehmend Anlagen gebaut, für die auf Grund des besonders innovativen Einsatzes (solare Kühlung, Dampferzeugung mit Parabolrinnenkollektoren) keine solare Ertragsgarantie abgegeben werden konnte. Hier wurde ggf. nur eine Zielgröße für die Nutzwärmekosten definiert. Insofern mehren sich gegen Ende der Projektlaufzeit die Anlagen, für die keine Werte angegeben werden können. Hinzu kommt, dass uns nur von wenigen Anlagen gemessene Solarerträge vorliegen, um damit die tatsächlichen Nutzwärmekosten bestimmen zu können.

In vielen Fällen konnten die Planwerte nicht eingehalten werden. Im Wesentlichen liegt dies daran, dass der vorher gemessene Verbrauch an Trinkwarmwasser nach der Installation der Solaranlagen zurückging. Die Gründe dafür waren u.a.:

- Modernisierung der Gebäude (meist Gebäude aus den neuen Bundesländern) mit Vergrößerung der Räume und dadurch Reduzierung der Bewohner
- Nachträgliche Sanierungen im Sanitärbereich zur Reduzierung des TWW-Verbrauchs (oft aufgrund der mit unserem Messprogramm ermittelten Verbrauchswerte, die vorher dem Betreiber nicht bekannt waren)

Obwohl letzteres zwar die Effizienz der Solarsysteme verminderte, so sind solche Maßnahmen natürlich sehr zu begrüßen, reduzieren sie doch grundsätzlich den Energieverbrauch. Ohne die Messtechnik aus dem Programm Solarthermie-2000 wäre der Betreiber sicher nicht angeregt worden, derartige Maßnahmen durchzuführen.

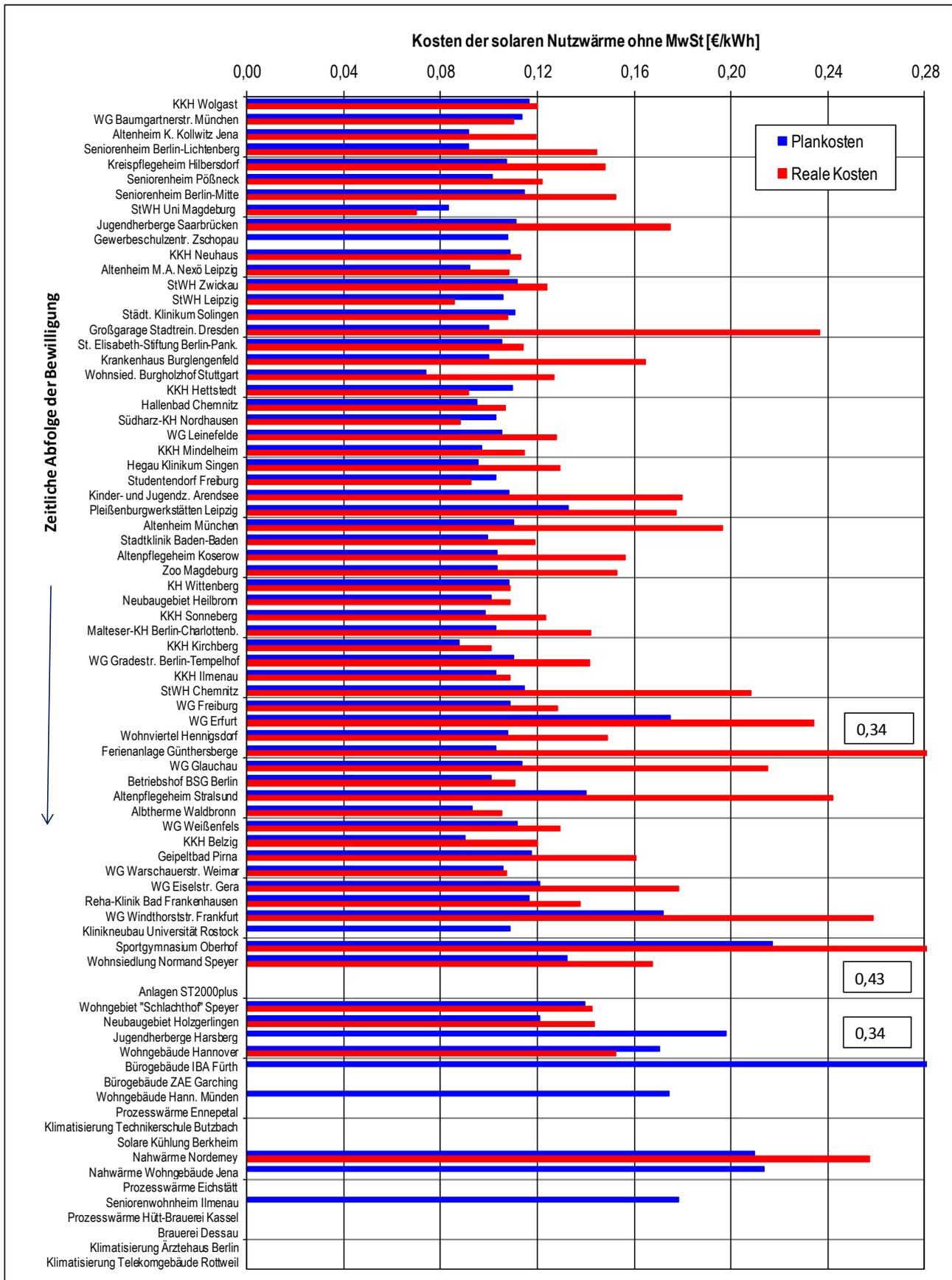


Abbildung 24: Geplante und reale solare Nutzwärmekosten

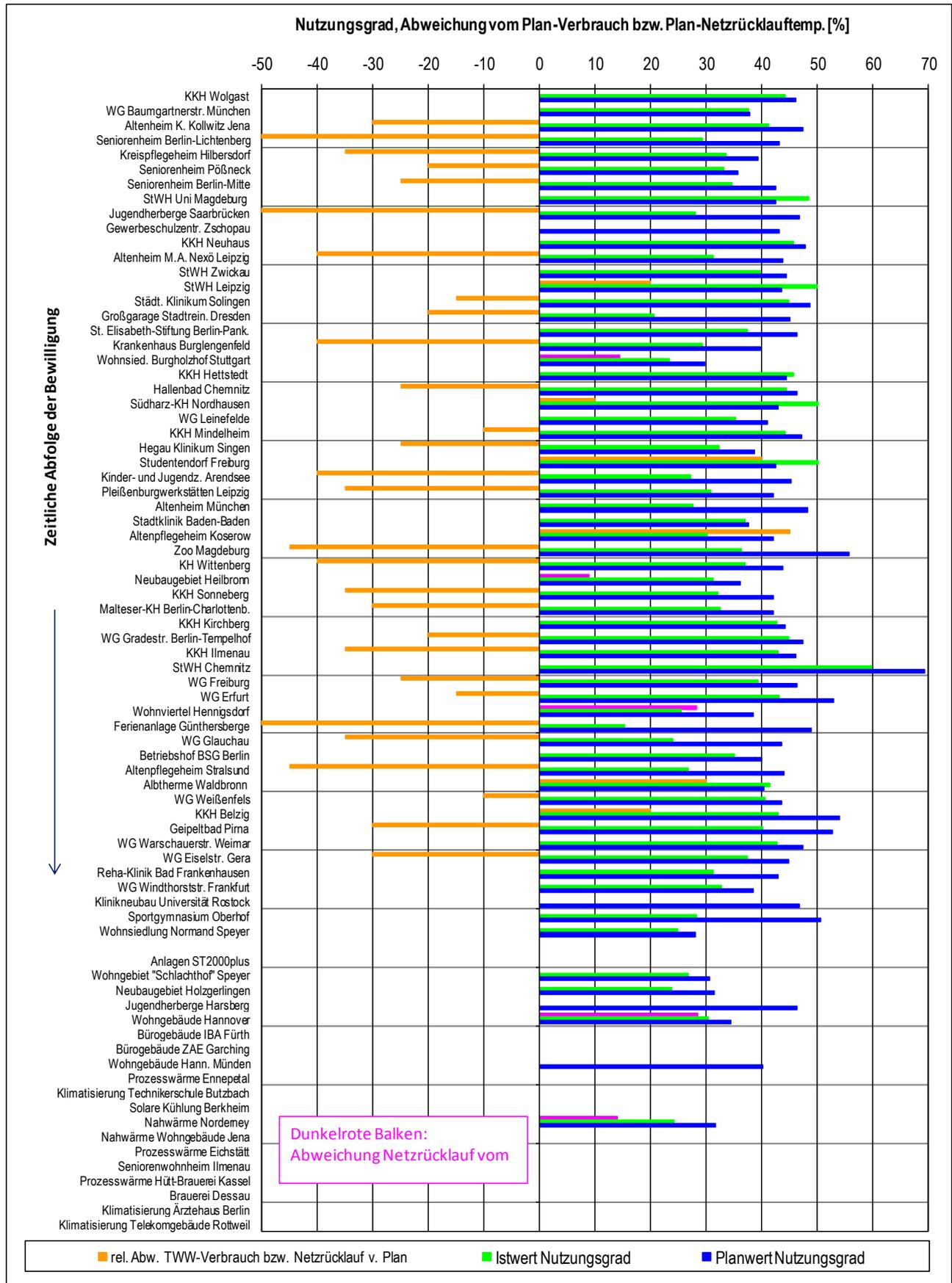


Abbildung 25: Geplanter und erreichter Systemnutzungsgrad und Abweichung von Planwerten

Wie in vielen anderen Fällen ist es also auch hier so, dass durch die Solaranlage und die Messdaten das Energiebewusstsein des Verbrauchers (Betreibers) gestärkt wurde und dass die Solartechnik auch im konventionellen Bereich zu Einsparungen geführt hat.

In einigen Fällen beeinträchtigten jedoch auch Systemmängel die Systemeffizienz. Diese Mängel wurden jedoch im Rahmen der Optimierungsarbeiten – soweit möglich – behoben. In Abbildung 24 sind in solchen Fällen die Nutzwärmekosten nach der Optimierung notiert.

Es kann hier nicht mehr auf alle Details, die zur Steigerung der Nutzwärmekosten gegenüber der Planung geführt haben, eingegangen werden. Die Detailinformationen dazu sind in den Einzelberichten zu den Anlagen enthalten.

Um den Einfluss des wichtigsten Parameters, des TWW-Verbrauchs, klarzumachen, sind in Abbildung 25 die relativen Abweichungen des realen TWW-Verbrauchs gegenüber den Planwerten aufgeführt (orangefarbene Balken). Bei Netzanlagen ist die relative Abweichung der realen Netzurücklaufemperatur von der geplanten eingezeichnet (dunkelrote Balken nach oben, weil der reale Wert über dem Planwert liegt). Ebenso sind der geplante und der reale Systemnutzungsgrad eingezeichnet.

Es ist zu erkennen, dass mit sinkendem TWW-Verbrauch der reale Systemnutzungsgrad gegenüber dem Planwert abnimmt. Je höher das Defizit im TWW-Verbrauch ist, desto schlechter wird der Systemnutzungsgrad. Ein gegenüber der Planung verschlechterter Systemnutzungsgrad (entspricht weniger nutzbarer Solarwärme) erhöht die Kosten der solaren Nutzwärme entsprechend.

Steigen die Netzurücklaufemperaturen bei Anlagen, die in ein Wärmenetz integriert sind, gegenüber dem Planwert an, tritt derselbe Effekt ein: Die Kosten der solaren Nutzwärme steigen an.

Nur in wenigen Fällen liegen die realen Kosten der solaren Nutzwärme unter den Planwerten. Wenn dies so ist, dann war der reale TWW-Verbrauch höher als lt. Planung angenommen.

### 6.3 Erfüllung der Ertragsgarantie

In Abbildung 26 sind die bei den einzelnen Solaranlagen (mit mindestens einem Messjahr) erreichten Anteile am korrigierten garantierten Ertrag (oder Nutzungsgrad) dargestellt. Wichtig zum Verständnis dieses Bildes ist Kenntnis zum Ablauf des Verfahrens zur Garantieüberprüfung. Dieses ist ausführlich in Kapitel 3.1 beschrieben.

Im Förderkonzept Solarthermie2000plus sind zunehmend Anlagen gebaut worden, für die keine solare Ertragsgarantie mehr abgegeben wurde. Insofern kann in Abbildung 26 für diese Anlagen auch keine Erfüllung der Ertragsgarantie angezeigt werden. Dazu kommt dass für einige Anlagen (z.B. Wohngebäude Hann. Münden zwar eine Ertragsgarantie abgegeben wurde, aber noch keine auswertbare Messperiode vorliegt).

Nur kurz der wichtigste Punkt zur Erinnerung: Ein besonders wichtiger Schritt ist die Umrechnung des garantierten Ertrages, der für definierte Plan-Betriebsbedingungen abgegeben wurde, auf die realen Betriebsbedingungen in den Messjahren. Dies ergibt dann den **korrigierten** garantierten Ertrag. Schließlich kann man den Installateur nicht dafür haftbar machen, dass z.B. der Verbrauch an Trinkwarmwasser im Messjahr niedriger oder die Rücklaufemperatur im Wärmenetz höher war, als bei der Planung angenommen wurde. Diese Veränderungen in den Betriebsbedingungen sind also bei der Ertragsbewertung und damit auch aus Abbildung 26 herausgerechnet.

Das heißt aber auch: Ein Solarsystem kann durchaus die Garantie erfüllen, dennoch bleibt es in der Effizienz hinter der Planung zurück, weil die Betriebsbedingungen schlechter sind als geplant. Eine Erfüllung der Garantie ist also keineswegs gleichbedeutend mit einer Erfüllung der Planwerte für den Ertrag oder die Effizienz.

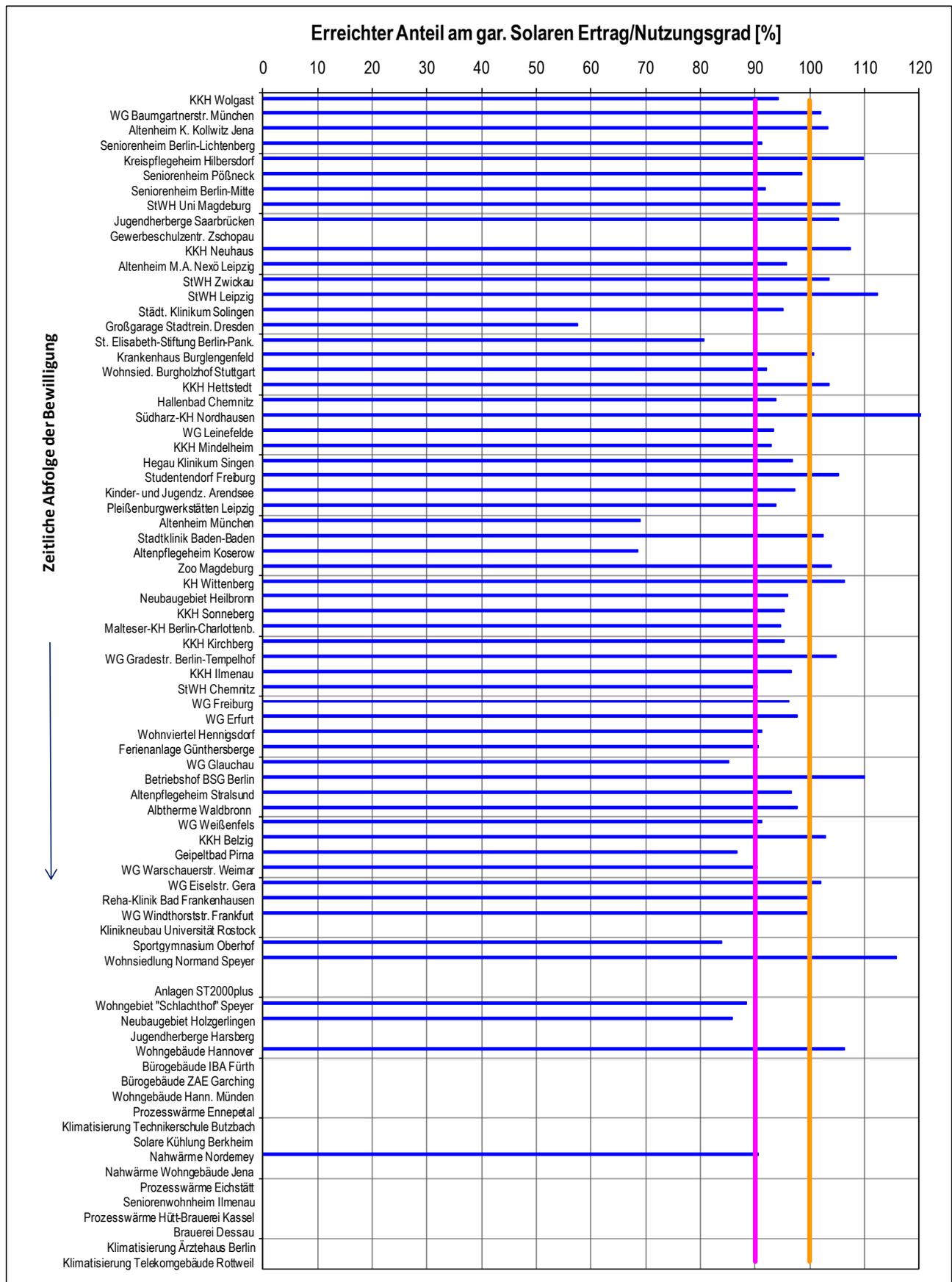


Abbildung 26: Erreichter Anteil am korrigierten garantierten Ertrag (Ertragsgarantie korrigiert auf die realen Betriebsbedingungen)

Wird die Garantie erfüllt, so heißt dies lediglich, dass das System – auch unter schlechteren Betriebsbedingungen – so gut läuft, wie es eben unter diesen veränderten Bedingungen laufen kann.

In den Förderkonzepten ist eine Unterschreitung des korrigierten Garantiewertes um 10 % erlaubt, die Anlage muss also 90 % des korrigierten garantierten Ertragswertes (solare Nutzwärme oder Solarsystemnutzungsgrad) im Messjahr erreichen. Die Erfüllung der Garantie nach Anlagen aus ST2000 und ST2000plus stellt sich wie folgt dar:

#### ST2000

Von 58 gebauten Anlagen sind 58 mit einer Ertragsgarantie versehen, davon haben 49 Anlagen die Garantie erfüllt, 9 Anlagen haben die Ertragsgarantie (bisher) nicht erfüllt. Die Anlage in Zschopau ist außer Betrieb (ohne angeschlossenen Verbraucher), die Anlagen in Berlin-Pankow, Dresden, München (Seniorenheim Manzostr.) und Koserow haben die Ertragsgarantie definitiv nicht bestanden, für die Anlagen in Pirna, Glauchau, Rostock und Oberhof besteht noch eine Chance der Erfüllung.

#### ST2000plus

Von 18 gebauten Anlagen sind 9 mit einer Ertragsgarantie versehen, davon haben 3 Anlagen die Garantie erfüllt, 6 Anlagen konnten dieses Ziel bisher noch nicht erreichen. Wir sind optimistisch, dass die Anlagen in Holzgerlingen, Harsberg, Fürth, Hann. Münden, Jena und Ilmenau die Garantie noch erreichen werden, zumal bei einigen Anlagen bis zur Fertigstellung dieses Berichtes überhaupt noch kein vollständiges Messjahr gewonnen werden konnte.

Betrachtet man nur ST2000, so haben von 58 Anlagen 49 die Ertragsgarantie erfüllt. Etwa 85 % der Anlagen haben also die Garantie erfüllt. Dies ist – so meinen wir – ein exzellent hoher Wert, der allerdings auch auf die intensiven Beratungen mit den Planern, die intensive Betreuung und die teilweise vorgenommenen Optimierungsmaßnahmen zurückzuführen ist.

Welche Gründe für das Nichterreichen der Garantie bei den Anlagen Ausschlag gebend waren, ist den Abschlussberichten Stellen zu entnehmen. Es würde den Rahmen dieses Berichtes sprengen, hier im Detail darauf eingehen zu wollen.

An zwei von der ZfS betreuten Anlagen haben wir die in den Garantiebedingungen festgelegte Pönaleregulierung angewandt. Es waren dies die Anlagen in Stuttgart und in Stralsund. Durch die Zahlung der Pönale musste natürlich der garantierte Ertrag entsprechend reduziert werden, so dass Stuttgart-Burgholzhof statt der früheren ca. 80 % Garantiertrag nunmehr leicht über 90 % erreicht. Gleiches gilt für Stralsund, auch hier konnte der Garantiewert durch Zahlung einer Pönale gesenkt und damit die Garantie erreicht werden.

Das Anziehen der Pönale setzt natürlich voraus, dass man durch sehr aufwändige Detailuntersuchungen abgesichert und glaubhaft belegen kann, wo die Ursachen für die Systemminderleistung liegen. Nur dann kann man den Verhandlungspartner von der Rechtmäßigkeit der Pönale überzeugen und eine gemeinsam tragbare Lösung finden. Aus diesem Grund sehen wir uns auch außerstande, in München (Seniorenheim Manzostr.) aktiv zu werden, denn hier sind wir in Beweisnot, weil die notwendigen Untersuchungen, die sich während der Abschaltphase angeboten hätten, nicht durchgeführt werden konnten. Nach der Wiederinbetriebnahme stellt die 1½-jährige Stillstandszeit mit Demontage und Einlagerung von Komponenten eine derart untypische Belastung dar, dass für dadurch hervorgerufene Leistungseinbußen niemand mehr zur Rechenschaft herangezogen werden kann.

In Hennigsdorf wurden die in Abbildung 26 eingezeichneten 91 % nur dadurch erreicht, dass wir die Minderleistung der dort installierten Kollektorkreiswärmetauscher berücksichtigt haben. Diese WT liegen jedoch in ihrer Leistung um ca. 50 % unter dem Sollwert. Dadurch erreicht die Anlage real nur ca. 87 bis 88 % des korrigierten Garantiewertes. Würden die Wärmetauscher die Leistung lt. Hersteller-Rechenprogramm erbringen, dann läge die Effizienz des Solarsystems um 3 - 4 % höher. Das Versagen dieser Komponente kann man jedoch nicht dem Installateur zur Last legen. Daher haben wir den garantierten Ertrag um 3,5 % abgesenkt. Von einer Pönale gegen den Anlagenersteller müssen wir in diesem Fall absehen, da er keine Schuld am Versagen der Wärmetauscher trägt.

## 7 Wichtige Literaturstellen

- /1/ Richtlinie VDI 6002-1  
Solare Trinkwassererwärmung – Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau  
Beuth Verlag GmbH, Berlin (2004)  
[Beuth Verlag VDI 6002-1](#)
- /2/ Richtlinie VDI 6002-2  
Solare Trinkwassererwärmung – Anwendung in Studentenwohnheimen, Seniorenheimen, Krankenhäusern, Hallenbädern und Campingplätzen  
Beuth Verlag GmbH, Berlin (Gründruck: voraussichtlich September 2007; Endfassung voraussichtlich April 2008)  
[Beuth Verlag VDI 6002-2](#)
- /3/ Peuser, Felix A.; Remmers, Karl-Heinz; Schnauss, Martin:  
Langzeiterfahrung Solarthermie – Wegweiser für das erfolgreiche Planen und Bauen von Solaranlagen, Hrsg.: Solarpraxis Supernova AG, Berlin; Verlag: Solarpraxis (2001); ISBN 3-934595-01-4  
[Langzeiterfahrung Solarthermie](#)
- /4/ Peuser, Felix A. et al.:  
Solarthermie-2000 – Teilprogramm 2 – Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung; Abschlussbericht zum Projekt 0329601G des BMWi (2001)  
[Abschlussbericht Projekt 0329601G](#)
- /5/ Croy, Reiner; Wirth, Hans Peter:  
Analyse und Evaluierung großer Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung;  
Abschlussbericht zum Teilprojekt 0329268B des BMU-Verbundprojekts:  
Systemuntersuchung großer solarthermischer Kombianlagen;  
Berichtsteil der ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden; (2007)  
[Abschlussbericht Teilprojekt 0329268B](#)
- /6/ Schenke Amaya; Drück Harald:  
Analyse und Evaluierung großer Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung;  
Abschlussbericht zum Teilprojekt 0329268B des BMU-Verbundprojekts:  
Systemuntersuchung großer solarthermischer Kombianlagen;  
Berichtsteil von SWT Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (2007)  
[Abschlussbericht Teilprojekt 0329268B](#)
- /7/ Richtlinie VDI 2169  
Funktionskontrolle und Ertragsbewertung bei solarthermischen Anlagen  
Beuth Verlag GmbH, Berlin (Gründruck September 2010)  
[Beuth Verlag VDI 2169](#)
- /8/ Staudacher, Lars et al.:  
Feldtest eines Verfahrens zur Vermessung solarthermischer Großanlagen – ISTT-Verfahren  
Abschlussbericht zum Projekt 0329728B des BMU (2004)
- /9/ Pärisch, Peter; Vanoli, Klaus:  
Wissenschaftlich-technische Untersuchung des ISFH-Input/Output-Verfahrens zur Ertragskontrolle solarthermischer Systeme sowie Entwicklung und Erprobung von Input/Output-Controllern  
Abschlussbericht zum Projekt 0329718A des BMU

/10/ Peuser, F. A.; Croy, R., Mies, M., Rehrmann, U., With, H. P.:  
Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus  
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3)  
Abschlussbericht zum Projekt 032 9601L, gefördert mit Mitteln des BMU  
Teil I (veröffentlichter Teil): Wissenschaftlich-technische Ergebnisse  
[Abschlussbericht zum Projekt 032 9601L](#)

/11/ Informationsschriften zu Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus

- Programm „Solarthermie-2000“  
Information zum Teilprogramm 2  
„Solarthermische Demonstrationsanlagen für öffentlichen Gebäude mit Schwerpunkt in den neuen Bundesländern“ von 1993 bis 2002  
Projektträger Biologie, Energie, Umwelt des BMFT und des BMWi  
Forschungszentrum Jülich GmbH  
Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie BMWi
- Programm „Solarthermie-2000“  
Erläuterungen zur Information von BMWi/PtJ zum Teilprogramm 2:  
„Solarthermische Demonstrationsanlagen in öffentlichen Gebäuden mit Schwerpunkt in den neuen Bundesländern und den östlichen Bezirken von Berlin“
- Förderkonzept „Solarthermie2000plus“  
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit  
Forschungszentrum Jülich, Projektträger Jülich (PtJ)  
[Förderkonzept Solarthermie2000plus](#)
- Erläuterungen zum Förderkonzept „Solarthermie2000plus“ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit  
Organisation, Projektablauf, Messprogramme und Kosten der solaren Nutzwärme  
Forschungszentrum Jülich, Projektträger Jülich (PtJ)  
Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (SWT)  
ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden  
[Erläuterungen zum Förderkonzept Solarthermie2000plus](#)
- Hinweise für Planer  
ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden
- Fragebogen zur Vorauswahl von Objekten für das Teilprogramm 2 im Rahmen des Programms „Solarthermie-2000“
- Fragebogen zur Vorauswahl von Objekten  
Solare Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung in Einzelgebäuden bzw. Gebäudegruppen  
[Fragebogen: Kombianlagen-WW-Heizung](#)
- Fragebogen zur Vorauswahl von Objekten  
Solaranlagen zur Unterstützung der Wärmeversorgung in 2-Leiter-Wärmenetzen (solare Nahwärme)  
[Fragebogen: 2-Leiter-Wärmenetze](#)
- Fragebogen zur Vorauswahl von Objekten  
Solaranlagen zur Raumkühlung in Einzelgebäuden bzw. Gebäudegruppen  
[Fragebogen: Solare-Kühlung](#)
- Fragebogen zur Auswahl von Objekten  
Integration solarer Prozesswärme in industrielle Anwendungen  
[Fragebogen: Solare Prozesswärme](#)

- /12/ Croy, R., Mies, M., Rehrmann, U., With, H. P.:  
Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus  
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3)  
Abschlussbericht zum Projekt 032 9601Q, gefördert mit Mitteln des BMU  
Teil 2: Abschlussbericht Systemtechnik und Planungshinweise
- /13/ Croy, R., Mies, M., Rehrmann, U., With, H. P.:  
Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus  
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3)  
Abschlussbericht zum Projekt 032 9601Q, gefördert mit Mitteln des BMU  
Teil 1: Stand der Technik und Langzeitverhalten von Solaranlagen