

Solaranlagen und Nahwärmenetze

Erfahrungen aus dem Programm Solarthermie-2000

D. Mangold¹⁾, Th. Schmidt¹⁾, H. Müller-Steinhagen¹⁾²⁾

*¹⁾ Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW)
Universität Stuttgart, Pfaffenwaldring 6, D-70550 Stuttgart
Tel.: 0711-685-3279, Fax: 0711-685-3242
mangold@itw.uni-stuttgart.de, www.itw.uni-stuttgart.de/sun*

²⁾ Institut für Technische Thermodynamik (ITT), DLR Stuttgart

1 Das Teilprogramm 3 von Solarthermie-2000

Vom gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland werden 30,8 % zur Bereitstellung von Raumwärme aufgewendet [1]. Der Beitrag der Haushalte allein beläuft sich auf 20,7 % des Endenergieverbrauchs und stellt damit ein beträchtliches Einsparpotential dar. Um den CO₂-Ausstoß in diesem Sektor zu reduzieren, wurde am Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart (ITW) seit Beginn der 90er Jahre das Konzept der solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher entwickelt. Dieses sieht die Substitution fossil bereitgestellter durch solar gewonnene Wärme vor, bei Einsatz eines Langzeit-Wärmespeichers von im Jahresdurchschnitt ca. 50 %. Durch den Speicher wird die zeitliche Verschiebung zwischen hohem Solarstrahlungsangebot im Sommer und maximalem Wärmebedarf im Winter ausgeglichen. Bild 1 zeigt die Ansicht des Mehrfamiliengebäudes der Anlage in Rostock mit einem Solarroof (Kollektorfläche 1000 m²).



Bild 1: Pilotanlage in Rostock-Brinckmanshöhe

Die Kollektorfelder sind in der Regel in die Dächer einiger der zu versorgenden Gebäude integriert und liefern die Solarwärme an die Heizzentrale. Bei einem Überangebot an Solarstrahlung (überwiegend im Sommer) wird Solarwärme in den Langzeit-Wärmespeicher eingespeist. Bei hohen Wärmelasten (überwiegend im Winter) wird die Solarwärme aus dem Langzeit-Wärmespeicher in das Nahwärmenetz geliefert. Bei Bedarf wird z. B. über einen Gas-Brennwertkessel nachgeheizt.

Das Forschungsprogramm Solarthermie-2000 wurde 1993 durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMFT) begonnen und seit 1998 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) weitergeführt. Es fördert im Teilprogramm 3 die Begleitforschung und den Bau von solar unterstützten Nahwärmesystemen mit Kurzzeit- und Langzeit-Wärmespeicher. Die wissenschaftlich-technische Programmbegleitung wird vom Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik in Zusammenarbeit mit einem Netzwerk von Wissenschaftlern und Praktikern aus dem gesamten Bundesgebiet durchgeführt. Innerhalb des Teilprogramms 3 von Solarthermie-2000 werden acht Pilotanlagen mit Langzeit-Wärmespeicher detailliert vermessen. Mit Hilfe der gewonnenen Messdaten kann das thermische Verhalten von Solaranlage, Langzeit-Wärmespeicher, konventioneller Nachheizung und Gebäudetechnik sowie deren Zusammenspiel überprüft werden. Im Ergebnis werden eventuell vorhandene

Schwachstellen aufgezeigt, um diese zu korrigieren und bei zukünftigen Anlagen zu vermeiden. Damit soll auch die Wirtschaftlichkeit dieser Konzepte verbessert werden. Dies ist eine wesentliche Voraussetzung für die breitere Einführung der Technik.

2 Unterschiedliche Anlagentypen

Solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Kurzzeit-Wärmespeicher werden auf 10 bis 20 % solaren Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf für Raumheizung und Trinkwassererwärmung ausgelegt. Die Einbindung solarthermischer Wärme in ein Nahwärmesystem ermöglicht den Bau großer, zusammenhängender Kollektorflächen, die im Vergleich zu Kleinanlagen wesentlich kostengünstiger sind. Der solare Deckungsanteil gibt den Prozentsatz der durch Solarenergie ersetzt und damit eingesparten fossilen Endenergiemenge an.

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

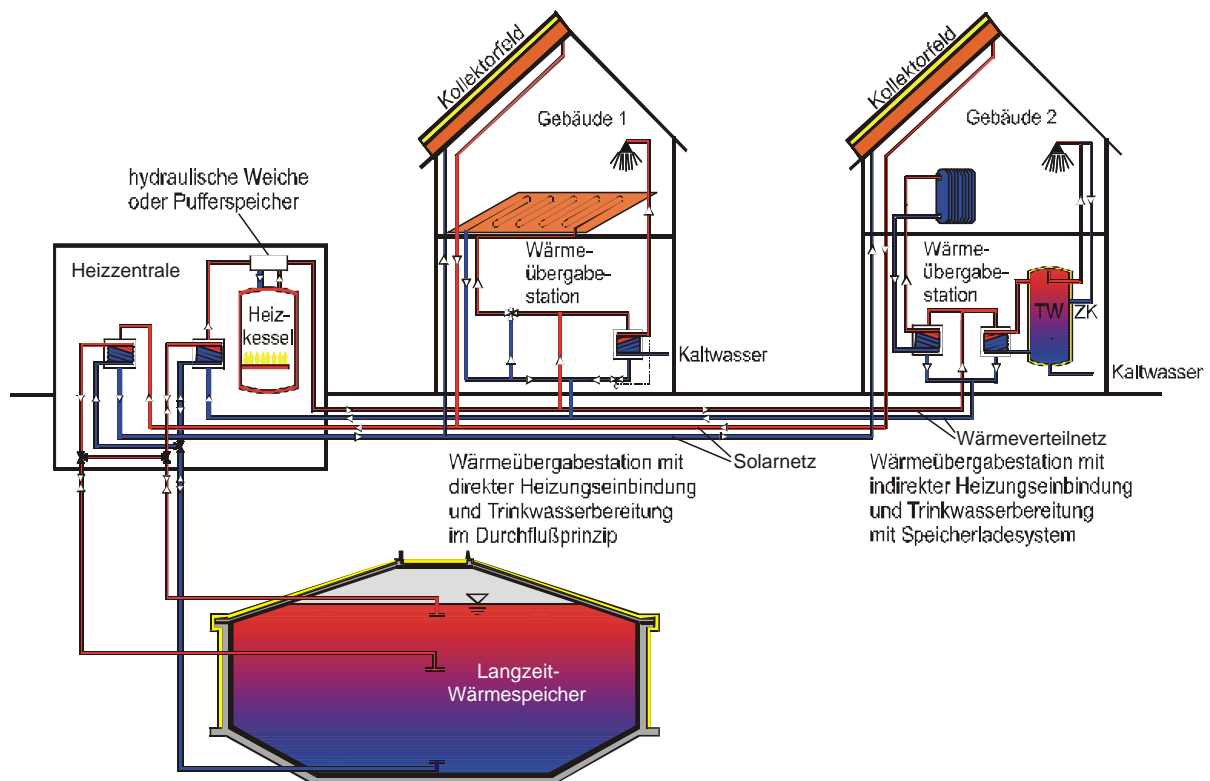


Bild 2: Anlagenschema für solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher (TW: Trinkwasserspeicher, ZK: Zirkulation)

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

Auslegungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmanlagen sind Tabelle 1 zu entnehmen. Zum Vergleich ist eine Kleinanlage zur Trinkwassererwärmung aufgeführt. Die Kennzahlen gelten für den deutschen Markt. Die solaren Wärmekosten geben die zur Einsparung von einer kWh aufzuwendenden, annuisierten Investitionskosten einschließlich der Planungs-, Betriebs- und Wartungskosten an (Kostenbasis: Marktpreise 1997/98, ohne MWSt., Zinssatz: 6%). Zur Anlagendimensionierung sollte ein genaues Verbrauchsprofil ermittelt werden. Für die Planung eines saisonalen Wärmespeichers sind detaillierte Simulationsrechnungen unerlässlich. Meist wird hierzu das Simulationsprogramm TRNSYS [3] verwendet.

Tabelle 1: Auslegungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmanlagen (WE: Wohneinheit; F_K : Flachkollektor; w : Wasseräquivalent, *Basis: TRNSYS-Berechnungen für langfristigen Betrieb) [2]

Anlagentyp	Kleinanlage zur Trinkwassererwärmung	Solare Nahwärme mit Kurzzeit-Wärmespeicher	Solare Nahwärme mit Langzeit-Wärmespeicher
Mindestanlagengröße	-	ab 30 bis 40 WE oder ab 60 Personen	ab ca. 100 WE (je 70 m ²)
Kollektorfläche	1 - 1,5 m ² _{FK} pro Person	0,8 - 1,2 m ² _{FK} pro Person	1,4 - 2,4 m ² _{FK} pro MWh jähr. Wärmebedarf 0,14 bis 0,2 m ² _{FK} pro m ² Wohnfläche
Speichervolumen	50 - 80 l /m ² _{FK}	50 - 100 l /m ² _{FK}	1,4 - 2,1 m ³ _w /m ² _{FK}
Solare Nutzenergie	350 - 380 kWh/(m ² _{FK} a)	350 - 500 kWh/(m ² _{FK} a)	230 - 350 kWh/(m ² _{FK} a)*
Sol. Deckungsanteil (im Neubau)	Trinkwasser: 50 % Gesamtwärme: 15 %	Trinkwasser: 50 % Gesamtwärme: 10 - 20 %	Gesamtwärme: 40 - 60 %
Solare Wärmekosten	15 - 30 Cent/kWh	7 - 15 Cent/kWh	16 - 26 Cent/kWh*

3 Pilotanlagen mit Langzeit-Wärmespeicher in Deutschland

Im Rahmen des Teilprogramms 3 wurden verschiedene Projekte zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung realisiert und wissenschaftlich begleitet. In ersten Pilotprojekten mit Kurzzeit-Wärmespeicher in Ravensburg [4] und Neckarsulm wurde die Dachintegration großer Kollektorfelder sowie die Anlagen- und Sicherheitstechnik solar unterstützter Nahwärmanlagen umfangreich erprobt, aufgrund der gewonnenen Erfahrungen weiterentwickelt und verbessert.

Die im Rahmen von Solarthermie-2000 begleiteten Pilotanlagen zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher befinden sich in Hamburg, Friedrichshafen, Chemnitz, Neckarsulm, Steinfurt, Rostock, Hannover und Attenkirchen. Eine weitere Anlage in München befindet sich in der Planungsphase. In Tabelle 2 und Tabelle 3 sind die Eckdaten der in Deutschland in Betrieb genommenen bzw. geplanten Anlagen dargestellt.

Die Anlage in Hamburg versorgt 124 Einfamilien-Reihenhäuser mit Wärme. In Friedrichshafen sind derzeit 280 Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern sowie ein Kindergarten an die Wärmeversorgung angeschlossen. Die Kollektorfläche beträgt 2.700 m². Die zweite Ausbaustufe des Wohngebietes wurde Ende 2001 begonnen. Dadurch wird sich die Zahl der angeschlossenen Wohnungen sowie die Kollektorfläche weiter erhöhen.

In Neckarsulm wurde erstmals ein neues Wärmesammel- und -verteilssystem gebaut. Anstelle eines separaten Solarnetzes und eines Wärmeverteilnetzes wurde ein sogenanntes Dreileitersystem instal-

liert: In den Gebäuden wird der Rücklauf des Nahwärmenetzes den Kollektorfeldern zugeführt. Dadurch entfällt eine eigene Rücklaufleitung von der Heizzentrale zu den Kollektorfeldern. Frostschutzmittel ist in diesem Fall nur in den einzelnen Kollektorkreisen, nicht jedoch im Solarnetz notwendig. Das Dreileitersystem erfordert eine sehr gut abgestimmte Netzhydraulik, die auch bei weiterem Ausbau des Netzes gleichbleibende Strömungs- und Druckverhältnisse in den einzelnen Übergabestationen aufrechterhalten muß. Die durch den Verzicht auf eine vierte Leitung erzielten Kosteneinsparungen wurden in Neckarsulm größtenteils für die dadurch aufwendigeren Übergabestationen in den einzelnen Gebäuden aufgebraucht.

Nach Realisierung der zweiten Ausbaustufe im Jahr 2001 beläuft sich das Volumen des Erdsonden-Wärmespeichers auf 63.300 m³ bei einer Kollektorfläche von 6.500 m². Es werden jährlich 3960 MWh Wärme an die angeschlossenen Wohngebäude, die Schule, das Altenwohnheim und das Ladenzentrum geliefert. Die Stadtwerke Neckarsulm erhielten für das Projekt Neckarsulm-Amorbach den „Deutschen Solarpreis 1998“ von EUROSOLAR.

Die Anlage in Chemnitz verfügt über einen Kies-Wasser-Wärmespeicher mit einem Volumen von 8.000 m³, der durch Vakuumröhren-Kollektoren beladen wird. Alle anderen Anlagen sind mit Flachkollektoren ausgestattet. Der Speicher ist bei einem solaren Deckungsanteil von 42 % für einen jährlichen Wärmebedarf von 1.200 MWh/a ausgelegt. Mit den Kollektorflächen des ersten Bauabschnitts wird der Speicher seit dem Frühjahr 2000 beladen.

Tabelle 2: Technische Daten der ersten realisierten Pilotanlagen

	Hamburg	Friedrichshafen	Chemnitz ¹ 1. BA	Neckarsulm
Jahr der Inbetriebnahme	1996	1996	2000	1997
Versorgungsgebiet	124 WE	Endausbau: 570 WE	Bürogebäude	140 WE, Schule, Altenwohnheim, Ladenzentrum
beheizte Wohn-/ Nutzfläche in m²	14.800	39.500	4.680	k. A.
Solaranlage				
• Kollektorfläche in m²	3.000	5.600	540 VR	6.500
• Speichertyp	Heißwasser	Heißwasser	Kies-Wasser	Erdsonden
• Speichervolumen in m³	4.500	12.000	8.000	63.300
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale in MWh/a	1.610	4.106	1. BA: 573	3.960
Nutzwärmelieferung Solarsystem in MWh/a	789*	1.915*	1. BA:169*	2.018*
Solarer Deckungsanteil in %	49*	47*	1. BA: 30*	50*
Kosten Solarsystem in Mio. Euro	2,2	3,2	1. + 2. BA: 1,4	k. A.
Solare Wärmekosten in Ct/kWh (ohne Förderung, ohne MWSt., inkl. Planung)	25,7	15,9	1. + 2. BA: 24,0	17,2
BA: Bauabschnitt, VR: Vakuumröhre, WE: Wohneinheit, *: mit TRNSYS berechnete Werte für den langfristigen Betrieb, ¹ : Angaben TU Chemnitz, k. A.: keine Angabe				

Die Pilotanlage in Steinfurt-Borghorst ging im August 1998 in Betrieb und versorgt 42 Wohneinheiten in 15 Einfamilien- und sieben Mehrfamilienhäusern mit Wärme. Das im Rahmen des Programms „50 Solarsiedlungen in Nordrhein-Westfalen“ errichtete Projekt wurde von EUROSOLAR mit dem „Deutschen Solarpreis 2001“ ausgezeichnet. Die angeschlossenen Gebäude sind mit Fußbodenheizungen ausgeführt, wodurch niedrige Betriebstemperaturen für die Gebäudetechnik ermöglicht werden. Sind zur Trinkwassererwärmung höhere Temperaturen erforderlich, werden diese über Nachheizungen in den Gebäuden ermöglicht.

In Rostock ging Anfang 2000 die erste solar unterstützte Nahwärmanlage mit einem Aquifer-Wärmespeicher in Betrieb. Die Anlage versorgt ein großes Mehrfamilien-Reihenhaus mit 108 Wohnungen (Bild 1). Der Speicher liegt in einer Tiefe von ca. 15 bis 30 Metern und wird, um die Wärmeverluste zu reduzieren und auf eine Wasseraufbereitung verzichten zu können, auf niedrigem Temperaturniveau betrieben (max. 50 °C). Um trotzdem einen hohen Speichernutzungsgrad zu gewährleisten, ist eine Wärmepumpe in die Wärmeversorgung integriert. Zur Wärmeverteilung wurde ein Niedertemperatur-Heizsystem (VL/RL: 50/30 °C) mit Radiatoren realisiert, um niedrige Betriebstemperaturen sicherzustellen und damit günstige Betriebsbedingungen für die Solaranlage und die Wärmepumpe zu garantieren.

Die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Hannover wurde im Rahmen eines Projektes zur EXPO 2000 errichtet und ging im Juni 2000 in Betrieb. Als Wärmespeicher kommt ein Heißwasser-Wärmespeicher aus Hochleistungsbeton zum Einsatz. Dieser Baustoff weist eine ausreichende Wasserdampfdichtigkeit auf, so dass im Gegensatz zu den Wärmespeichern in Friedrichshafen und Hamburg keine innere Auskleidung aus Edelstahlblechen notwendig ist. Eine weitere Neuerung ist der Einsatz einer dritten Beladetasche im Wärmespeicher, die eine gleichzeitige Be- und Entladung des Speichers sowie ein verbessertes Schichtungsverhalten im Speicher ermöglicht.

Im Februar 2002 wurde die jüngste Anlage in Attenkirchen bei Freising in Betrieb genommen. Sie versorgt 20 Einfamilien- und fünf Doppelhäuser mit Wärme. Als Wärmespeicher kommt ein kombinierter Heißwasser/Erdsonden-Wärmespeicher („Hybridspeicher“) zum Einsatz. In der Mitte des Hybridspeichers befindet sich der Heißwasser-Wärmespeicher (500 m³), um den ringförmig ein Erdsonden-Wärmespeicher (9.350 m³) angeordnet ist. Der zentrale Wasserspeicher dient als Kurzzeit-Wärmespeicher, der umgebende Erdsonden-Wärmespeicher als Langzeit-Wärmespeicher [5].

Die geplante Anlage in München wird in der Nähe des Olympiaparks errichtet und befindet sich zur Zeit noch in der Planungsphase. Als Wärmespeicher kommt sowohl ein Kies-Wasser- als auch ein Heißwasser-Wärmespeicher in Betracht. Nach Ausschreibung beider Konzepte wird der an diesem Standort kostengünstigere Speichertyp realisiert. Es wird ein Wohngebiet mit überwiegend Geschosswohnungsbau, einigen Stadthäusern, einem kleineren Anteil an gewerblicher Nutzung (10 %) sowie mit einem Kindergarten angeschlossen werden [6].

Tabelle 3: Technische Daten weiterer realisierter Pilotanlagen

	Steinfurt	Rostock ²	Hannover ³	Attenkirchen ⁴	München ⁴
Jahr der Inbetriebnahme	1998	2000	2000	2002	2004 [#]
Versorgungsgebiet	42 WE	108 WE	106 WE	30 WE	272 WE
beheizte Wohn-/ Nutzfläche in m ²	3.800	7.000	7.365	6.200	22.610
Solaranlage					
• Kollektorfläche in m ²	510	1.000	1.350	800	2.700
• Speichertyp	Kies-Wasser	Aquifer	Heißwasser	Hybrid	
• Speichervolumen in m ³	1.500	20.000	2.750	500 + 9.350	~ 5.700
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale in MWh/a	325	497	694	487	1.976
Nutzwärmelieferung Solarsystem in MWh/a	110*	307	269*	415*	988*
Solarer Deckungsanteil in %	34*	62	39*	55 [§]	50*
Kosten Solarsystem in Mio. Euro	0,5	0,7	1,2	0,26	1,7 [#]
Solare Wärmekosten in Ct/kWh (ohne Förderung, ohne MWSt., inkl. Planung)	42,3	25,5	41,4	17,0	16,0 [#]
WE: Wohneinheit, *: mit TRNSYS berechnete Werte für den langfristigen Betrieb, ² : Angaben GTN, Neubrandenburg, ³ : Angaben IGS, Uni Braunschweig, ⁴ : Angaben ZAE Bayern, Garching, [#] : geplant, k. A.: keine Angabe, [§] : Primärenergieeinsparung					

4 Baukonzepte der Langzeit-Wärmespeicher

Zur saisonalen Wärmespeicherung stehen verschiedene Speicherkonzepte zur Verfügung (Bild 3). Als Speichermedium kann neben Wasser der natürliche Untergrund bzw. eine Kombination von beidem verwendet werden.

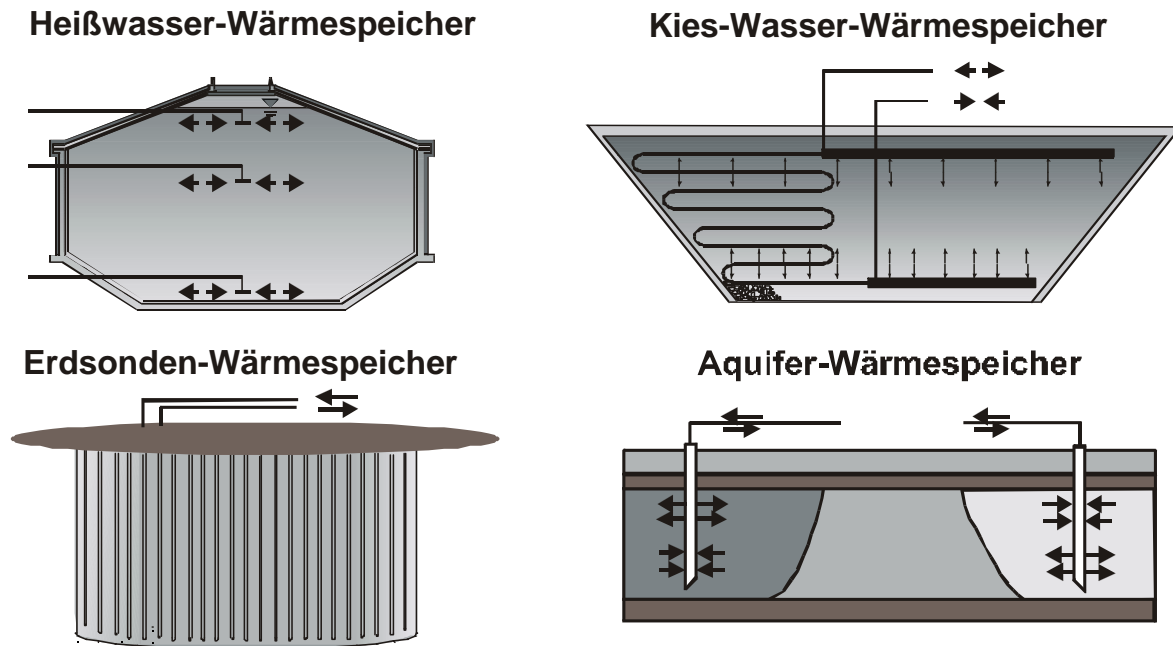


Bild 3: Bautypen von Langzeit-Wärmespeichern

Die Entscheidung für einen bestimmten Speichertyp hängt vor allem von den örtlichen Gegebenheiten, der Systemeinbindung, dem Volumen und insbesondere von den geologischen und hydrogeologischen Verhältnissen im Untergrund des jeweiligen Standortes ab. Zur Minimierung der Wärmeverluste benötigen die Speicher eine Wärmedämmung und sollten ein kleines Oberflächen/Volumen-Verhältnis (A/V -Verhältnis) aufweisen. Die Bautechnik und die bisherigen Entwicklungen werden im folgenden für jeden Bautyp getrennt dargestellt.

4.1 Heißwasser-Wärmespeicher

Dieser Speichertyp ist universell einsetzbar. Er kann, fast unabhängig von der Geologie, auch in kleiner Baugröße, z. B. als Wärmespeicher für einen Zeitraum von Tagen bzw. Wochen eingesetzt werden. Reine Wasserspeicher benötigen eine Tragkonstruktion, die in der Regel nicht natürlich vorliegt (Stollen, Kavernen, etc.). Bei großen Behältern zur saisonalen Wärmespeicherung wird der Behälter derzeit aus Stahlbeton hergestellt und teilweise ins Erdreich eingebaut bzw. in die Landschaft des Baugebiets integriert. Falls die Wasserdichtigkeit nicht durch spezielle Betonmischungen gewährleistet ist, muß eine zusätzliche Auskleidung des Speichers erfolgen. Der Speicher wird drucklos im Temperaturbereich von 30 bis 95 °C betrieben. Da handelsübliche Kunststoffe für Temperaturen über 90 °C in der Regel keine ausreichende Zeitstandfestigkeit aufweisen, wurden die ersten in Deutschland erstellten Speicher mit einer Auskleidung aus Edelstahlblech ausgeführt. Zur Reduzierung der Wärmeverluste wird am Speicher eine außenliegende Wärmedämmung (je nach Speichergröße mindestens 30 cm Dämmstoff der WLG 040, oder vergleichbar) angebracht, die mindestens den Bereich des Deckels und der Speicherwände umfasst. Zum Einbau des Dämmstoffs unter dem Speicher ist eine hohe Druckfestigkeit des Dämmstoffs notwendig. Je nach Temperaturbeanspruchung kommen hierbei Glas- oder Mineralfaser, Schaumglas, Schaumglasschotter oder Blähglasgranulat zum Einsatz, das gegen Feuchtigkeit geschützt werden muß.

In den Speichern sollte eine Temperaturschichtung vorherrschen, so daß der kältere untere Bereich nicht gedämmt werden muß, besonders wenn der Speicher ins Erdreich eingebaut ist. Die Ladewech-

seleinrichtungen, dies sind die Vorrichtungen zur Be- und Entladung, sind mit Pralltellern ausgeführt, um eine Durchmischung des Speicherinhaltes zu verhindern. Sie sind mindestens oben und unten im Behälter montiert, in neueren Speichern auch in einer mittleren Ebene, um unabhängig voneinander zeitgleich auf unterschiedlichem Temperaturniveau Be- und Entladen zu können.

Die Entwicklungen in Deutschland basieren auf dem Bau des 1995 errichteten Pilotspeichers in Rottweil [7], der in Verbindung mit einem BHKW als Kurzzeit-Pufferspeicher eingesetzt wird. Anhand des Baus dieses Wärmespeichers wurde die Bautechnik in kleinem Maßstab überprüft, um Optimierungsmöglichkeiten herauszuarbeiten (Bild 4: Rottweil). Nachdem die Edelstahlauskleidung in Rottweil lange Zeit undicht war, wurde beim Bau der Speicher in Hamburg und Friedrichshafen ein anderes Montageverfahren mit dickeren Blechen eingesetzt, das auf Anrieb zu einer dichten Speicherauskleidung führte. Weiterhin wurde der Erdaushub minimiert, indem als Speicherboden eine Kegelstumpfform verwirklicht wurde [8]. Eine damit einhergehende Verringerung des A/V-Verhältnisses senkt zusätzlich die Wärmeverluste. Die Kostenermittlung für den Wärmespeicher in Friedrichshafen ergab geringere Baukosten für eine stützenfreie Deckenausbildung. Das Projekt in Hamburg zeigte jedoch, daß eine stützenfreie Bauweise mit Kegelstumpfdach nicht immer das kostengünstigste Ausschreibungsergebnis liefert. Die Baupreise sind stark orts- sowie von der Erfahrung des Ausführenden mit der jeweiligen Bauform abhängig. Die Inbetriebnahme der Speicher in Hamburg und Friedrichshafen erfolgte im Herbst 1996 (Bild 4: Friedrichshafen und Hamburg).

Nach dem Bau dieser Speicher wurde ein Forschungsprogramm initiiert mit dem Ziel, einen nahezu wasserdampfdichten Beton zu entwickeln, der sowohl die Funktion des Tragwerks als auch der Dichthaut übernehmen kann [9]. Realisiert wurde solch ein Speicher in Hannover (Bild 4: Hannover). Eine Alternative zur beschriebenen Betonkonstruktion stellen Behälter aus glasfaserverstärkten Kunststoffen dar, deren Entwicklung die TU Ilmenau zusammen mit einem Industriepartner betreibt. Ein Pilotspeicher mit dieser Bautechnik ist seit 1998 erfolgreich in Betrieb (Bild 4: Ilmenau).

Tabelle 4: Baukosten von Heißwasser-Wärmespeichern (o. Planung u. MWSt.), *: Angabe IGS Universität Braunschweig

Projekt	Speicher- volumen	Baukosten	auf das Nutzvolumen bezogene Baukosten
Rottweil, 95	600 m ³	271 956 Euro	453 Euro/m ³
Friedrichshafen, 96	12.000 m ³	1 351 651 Euro	112 Euro/m ³
Hamburg, 96	4.500 m ³	960 462 Euro	213 Euro/m ³
Ilmenau, 97/98	300 m ³	140 350 Euro	468 Euro/m ³
Hannover*, 00	2.750 m ³	664680 Euro	242 Euro/m ³

Die Baukosten der realisierten Heißwasser-Wärmespeicher sind in Tabelle 4, die Querschnitte durch die Wärmespeicher, eine Darstellung der jeweiligen Wandaufbauten sowie die Kostenanteile der einzelnen Gewerke an den Gesamtkosten sind in Bild 4 angegeben.

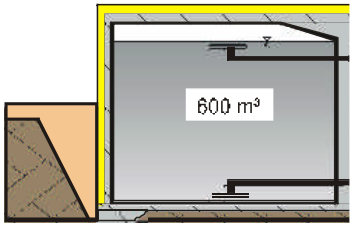
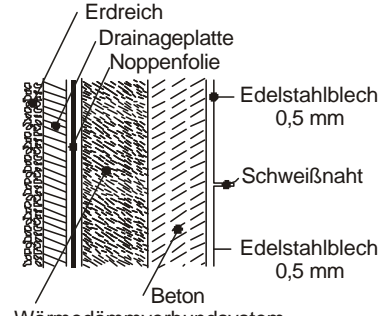
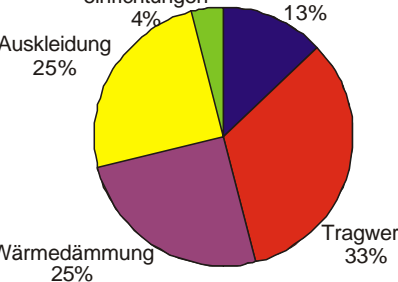
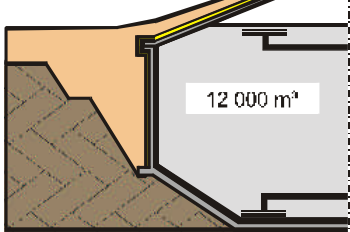
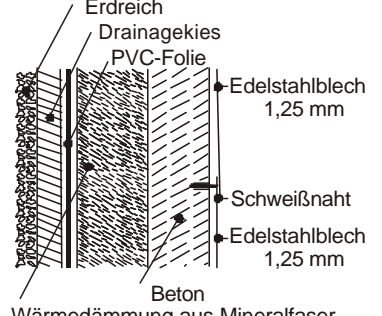
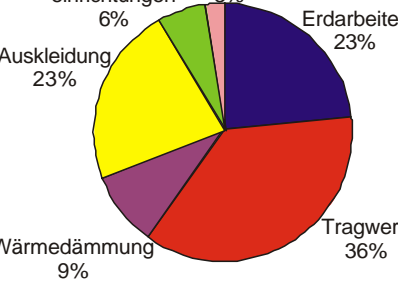
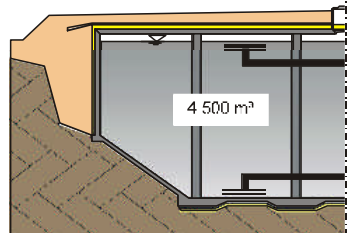
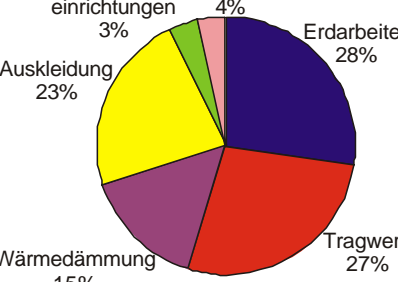
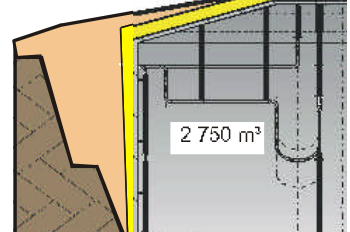
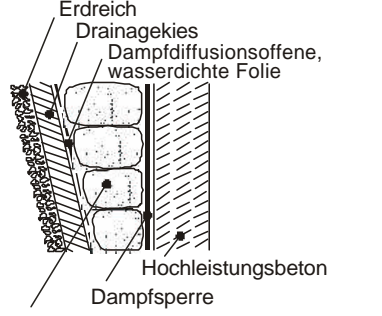
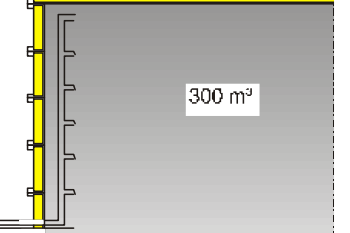
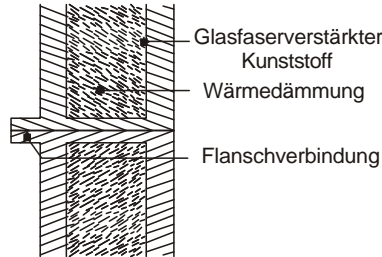
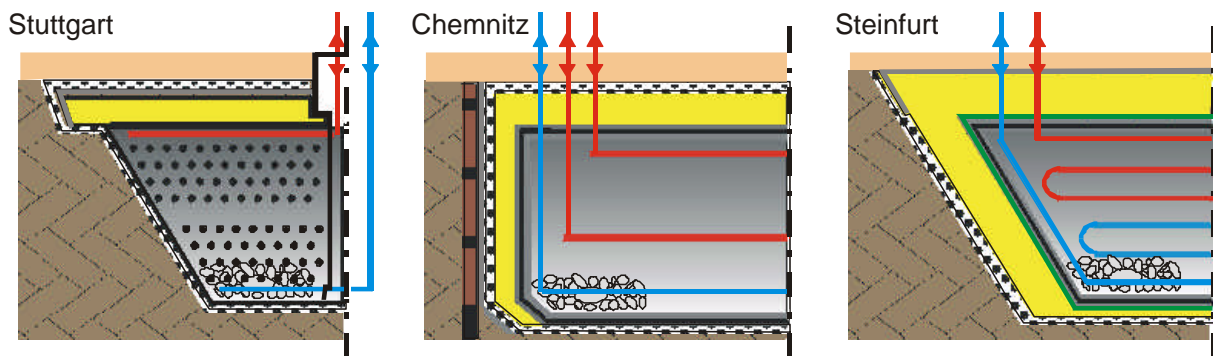
<p>Rottweil</p>  <p>600 m³</p>	 <p>Wärmedämmverbundsystem</p>	 <p>Stand 12/1996</p>
<p>Friedrichshafen</p>  <p>12 000 m³</p>	 <p>Wärmedämmung aus Mineralfaser</p>	 <p>Stand 1/2001</p>
<p>Hamburg</p>  <p>4 500 m³</p>	<p>Die Wandaufbauten in Hamburg und in Friedrichshafen sind identisch ausgeführt.</p>	 <p>Stand 1/2001</p>
<p>Hannover</p>  <p>2 750 m³</p>		<p>Eine detaillierte Kostenabrechnung liegt derzeit noch nicht vor.</p> <p>Erdarbeiten und Tragwerk bestimmen die Gesamtkosten jedoch maßgeblich.</p>
<p>Ilmenau</p>  <p>300 m³</p>		<p>Eine Kostenaufteilung ist hier nicht durchführbar, da Tragwerk, Wärmedämmung sowie Auskleidung eine Einheit darstellen und Erdarbeiten infolge der oberirdischen Aufstellung nicht notwendig waren.</p>

Bild 4: Querschnitt durch die Heißwasser-Wärmespeicher sowie Darstellung der jeweiligen Wandaufbauten und Kostenanteile

4.2 Kies-Wasser-Wärmespeicher

Bei diesen Speichern dient ein Gemisch aus Kies (auch Sand bzw. Erdreich) und Wasser als Speichermedium. Die maximal erreichbaren Speichertemperaturen sind durch die Temperaturfestigkeit der Abdichtungsfolien derzeit auf ca. 90 °C begrenzt. Vorteilhaft ist, daß im Vergleich zu einem Wasserspeicher keine tragende Deckenkonstruktion erforderlich ist. Die Speicher werden in der Regel seitlich und oben wärmedämmend und je nach Speichervolumen und -tiefe auch am Boden. Die Be- und Entladung der Speicher erfolgt bei kleineren Volumen in der Regel indirekt über in die Kiesfüllung eingelegte Kunststoff-Rohrschlangen. Der Ladewechsel bei einem Kies-Wasser-Wärmespeicher kann auch mittels direktem Wasseraustausch erfolgen. Bei beiden Varianten ist darauf zu achten, daß die Temperaturschichtung im Speicher unterstützt wird. Bedingt durch den Kiesanteil von etwa 60 bis 70 Vol.% und der gegenüber Wasser geringeren Wärmekapazität des Kieses muß ein Kies-Wasser-Wärmespeicher im Vergleich zu einem reinen Wasserspeicher ein um etwa 50 % größeres Bauvolumen aufweisen, um dieselbe Wärmemenge speichern zu können (gleiche Temperaturdifferenz vorausgesetzt). In Bild 5 sind die realisierten Speicher im Schnitt dargestellt.



- Temperatur bis 45°C
- Wärmedämmung nur an der Decke aus Lavagestein
- Auskleidung aus HD-PE

- Temperatur bis 85°C
- Wärmedämmung aus XPS
- Auskleidung aus HD-PE

- Temperatur bis 90°C
- Wärmedämmung aus Blähglasgranulat
- Zweilagige Auskleidung mit PP, Überprüfung der Dichtheit möglich
- Dampfsperre eingebaut

Bild 5: Schnitt durch die Kies-Wasser-Wärmespeicher mit Angabe der Entwicklungsschritte

Die Baukosten realisierter Kies-Wasser-Wärmespeicher sind in Tabelle 5, bezogen auf 1 m³ Wasseräquivalent, angegeben. Beim Kies-Wasser-Wärmespeicher ergeben sich gegenüber einem Wasserspeicher besondere Kostenvorteile, wenn am Speicherstandort Kies im Untergrund vorliegt, der (in gereinigtem Zustand) wieder als Speichermedium eingebaut werden kann. Ist dies

Tabelle 5: Baukosten von Kies-Wasser-Wärmespeichern (o. Planung u. MWSt., WÄ: Wasseräquivalent)

Projekt	Speichervolumen	Baukosten	auf das Nutzvolumen bezogene Baukosten
Chemnitz, 97	8.000 m ³	629 094 Euro	118 Euro/m ³ WÄ
Steinfurt, 99	1.500 m ³	406 170 Euro	406 Euro/m ³ WÄ

nicht der Fall, kann alternativ zum Kies auch Erdreich als Wärmespeichermedium verwendet werden. Dieses wird mit Wasser gesättigt, um die Wärmekapazität und, bei indirekten Ladewechselsystemen, den Wärmeübergangskoeffizienten zu erhöhen. Der Erdreich-Wasser-Wärmespeicher kann von Aufbau und Funktionsweise mit dem nachfolgend beschriebenen Erdsonden-Wärmespeicher verglichen werden, wobei die Wärmeübertragerrohre horizontal in einem künstlich wassergesättigten Untergrund angeordnet sind.

4.3 Erdsonden-Wärmespeicher

Als Speichermedium dienen hier das Erdreich bzw. die Gesteinsschichten im natürlichen Untergrund. Die Wärmeübertragung in den Untergrund bzw. aus dem Untergrund heraus erfolgt über U-Rohr-förmige oder koaxiale Wärmeübertragerrohre, die in senkrechte Bohrlöcher (Durchmesser 100 bis 200 mm) eingebracht werden (Bild 6). Der Zwischenraum zwischen dem Wärmeübertrager und der Bohrlochwand muß durch ein geeignetes Verfüllmaterial, z. B. eine Bentonit-Sand-Zement-Wasser-Mischung, ausgefüllt werden. Typische Bohrtiefen liegen zwischen 20 und 100 m, der Bohrlochabstand beträgt zwischen 1,5 und 3 m. Der Wärmetransport innerhalb des Speichers erfolgt durch Wärmeleitung. Aus diesem Grund ist die abführbare Wärmeleistung begrenzt, und Spitzenlasten müssen über einen Pufferspeicher im System ausgeglichen werden.

Erdsonden-Wärmespeicher können nur zur Oberfläche hin mit einer um einige Meter über den Speicherrand horizontal hinausragenden Wärmedämmung versehen werden. Daher können die Wärmeverluste bei kleinem Speichervolumen (bis ca. 50.000 m³) auch im sogenannten eingeschwungenen Zustand bis zu 50 % betragen. Selbstverständlich sollten durch eine geeignete Planung der Geometrie die Speicherberandungsflächen möglichst klein gehalten werden. Weiterhin ist zu beachten, daß sich der Speichernutzungsgrad aufgrund der starken Wechselwirkungen mit dem umgebenden Untergrund erst allmählich erhöht: In den ersten 5 Betriebsjahren ist teilweise mit deutlich höheren Wärmeverlusten zu rechnen als später im eingeschwungenen Betriebszustand.

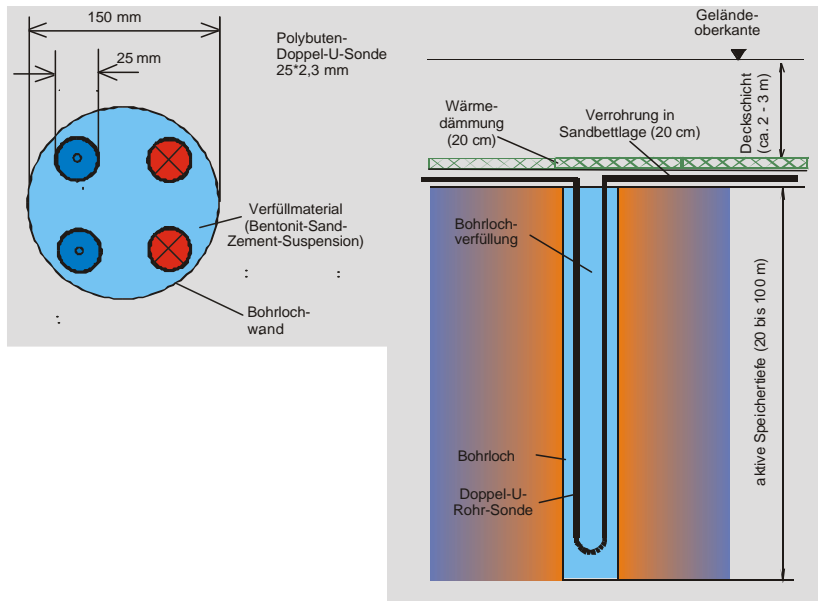


Bild 6: Aufbau der Erdwärmesonden

weitere Details zum Aufbau sind im Diagramm dargestellt. Die aktive Speichertiefe beträgt 20 bis 100 m. Die Bohrlöcher sind mit einem Verfüllmaterial (Bentonit-Sand-Zement-Suspension) ausgefüllt. Die Bohrlöcher sind durch eine Bohrlochwand getrennt. Die Bohrlöcher sind durch eine Bohrlochverfüllung gefüllt. Die Bohrlöcher sind durch eine Bohrlochverfüllung gefüllt. Die Bohrlöcher sind durch eine Bohrlochverfüllung gefüllt.

Gut geeignete geologische Formationen für Erdsonden-Wärmespeicher sind wassergesättigte Tone bzw. Tonsteine, da diese eine hohe Wärmekapazität aufweisen, gleichzeitig jedoch sehr dicht sind und somit Grundwasserbewegungen weitgehend unterbinden. Die Vorteile des Erdsonden-Wärmespeichers liegen, besonders gegenüber Heißwasser-Wärmespeichern, im relativ geringen Bauaufwand und der einfachen Erweiterbarkeit des Speichers.

Die Baukosten des bislang einzigen Projektes mit diesem Speichertyp zeigt Tabelle 6. Der Speicher in Neckarsulm wurde auf eine Größe von 63.300 m³ erweitert. Durch die geringere Wärmekapazität des Speichermediums gegenüber Wasser und aufgrund einer geringeren

Tabelle 6: Baukosten eines Erdsonden-Speichers (o. Planung u. MWSt., WÄ: Wasseräquivalent)

Projekt	Speichervolumen	Baukosten	auf das Nutzvolumen bezogene Baukosten
Neckarsulm, 97+98	20.160 m ³	464 458 Euro	93 Euro/m ³ WÄ

Speichermediums gegenüber Wasser und aufgrund einer geringeren Temperaturspreizung im Betrieb müssen Wärmespeicher dieser Bauart im Vergleich zu

Heißwasser-Wärmespeichern ein etwa 3 bis 5 mal größeres Volumen besitzen.

4.4 Aquifer-Wärmespeicher

Aquifer bezeichnet ein Locker- oder Festgestein, in dessen Poren und/oder Klufträumen sich Wasser bewegen kann. Diese natürlich vorkommenden, möglichst nach oben und unten abgeschlossenen Grundwasserschichten können zur Wärmespeicherung genutzt werden. Die Wärme wird über Brunnenbohrungen (Bild 7) in den Speicher eingebracht bzw. bei Umkehrung der Durchströmungsrichtung

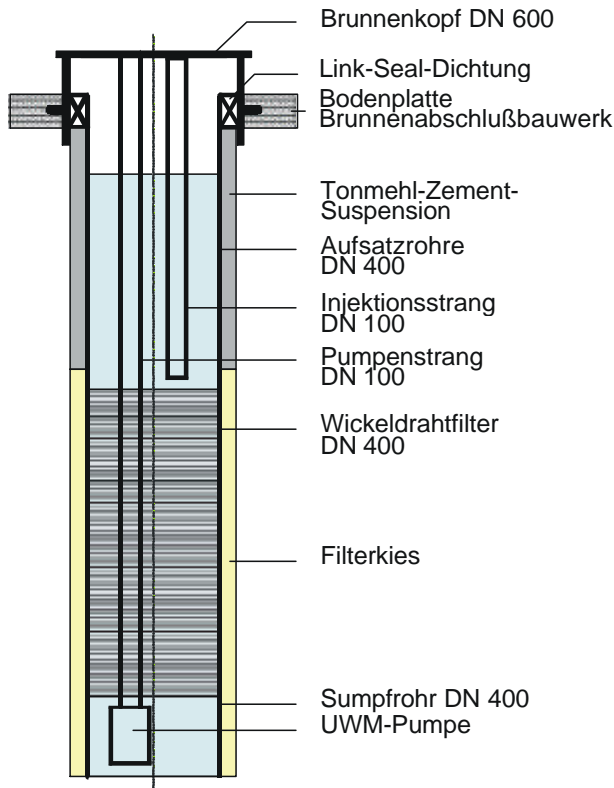


Bild 7: Aufbau eines Brunnens
Quelle: GTN, Neubrandenburg

wieder entnommen. Dieser Wasseraustausch kann speziell bei Temperaturen über 50 °C zu lokalen Veränderungen der biologischen und insbesondere der geochemischen Eigenschaften des Untergrundes durch Veränderung der Lösungsgleichgewichte der mineralischen Komponenten führen. So können einige Verbindungen einen Übersättigungsgrad erreichen und in fester Form ausgeschieden werden, was in den technischen Wasserkreislaufsystemen zu Verkrustungen führt und den Betrieb der Anlagen stören bzw. ein Erliegen der Förderung verursachen kann. Oberflächennahe Aquifere sind häufig der Trinkwassernutzung vorbehalten, daher liegen typische Tiefen geeigneter Schichten eher unter 100 m unter Geländeoberkante. Da eine Wärmedämmung des Speichers nicht möglich ist, ist ein Aquifer-Wärmespeicher auf hohem Temperaturniveau nur bei sehr großem Speichervolumen sinnvoll (minimal 100.000 m³ erschlossenes Volumen).

Von allen Speichertypen stellt der Aquifer-Wärmespeicher hinsichtlich den notwendigen hydrogeologischen Voraussetzungen die höchsten Ansprüche.

Dennoch sind unter Berücksichtigung der geologischen, der wasserrechtlichen und sonstiger Randbedingungen noch etwa 20 % der Fläche der Bundesrepublik (vor allem in Nord-Osten) als prinzipiell geeignete Standorte zur Errichtung dieses Speichertyps anzusehen.

Tabelle 7: Baukosten eines Aquifer-Wärmespeichers (o. Planung und MWSt., WÄ: Wasseräquivalent)

Projekt	Speichervolumen	Baukosten	auf das Nutzvolumen bezogene Baukosten
Rostock, 00	20.000 m ³	279 405 Euro	55 Euro/m ³ WÄ

Die Baukosten des Projektes mit Aquifer-Wärmespeicher in Rostock sind in Tabelle 7 angegeben. Solange keine aufwendige Wasseraufbereitung und -behandlung benötigt wird, läßt dieser Speichertyp die geringsten Investitionskosten von allen vorgestellten Langzeit-Wärmespeichern erwarten.

4.5 Zusammenfassung

Tabelle 8 faßt die wichtigsten Daten der unterschiedlichen Speichertypen zusammen.

Tabelle 8: Daten der unterschiedlichen Baukonzepte für Langzeit-Wärmespeicher

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

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

Das benötigte Volumen für saisonale Wärmespeicher in Kombination mit solarthermischen Anlagen kann ohne eine Simulation nur geschätzt werden, da sich je nach Randbedingungen (Wärmebedarf, Deckungsanteil, Speichertyp und -geometrie, thermische und hydraulische Bodenparameter, etc.) relativ große Unterschiede ergeben. Daher sollte die Auslegung immer mit dynamisch rechnenden Simulationsprogrammen erfolgen (z. B. [3]). Grobe Richtwerte für einen solaren Deckungsanteil von rund 50 % können Tabelle 9 entnommen werden. Tabelle 10 führt die maßgeblich an der Weiterentwicklung der Speicherkonzepte beteiligten Institutionen auf.

Tab. 9: Richtwert des Speichervolumens je m² Kollektorfläche für einen solaren Deckungsanteil von 50 % (FK: Flachkollektor)

Heißwasser-Wärmespeicher	Kies-Wasser-Wärmespeicher	Erdsonden-Wärmespeicher	Aquifer-Wärmespeicher
1,5 bis 2,5 m ³ /m ² _{FK}	2,5 bis 4 m ³ /m ² _{FK}	8 bis 10 m ³ /m ² _{FK}	4 bis 6 m ³ /m ² _{FK}

Tab. 10: An der Weiterentwicklung der Speicherkonzepte maßgeblich beteiligte Institutionen

Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Stuttgart Projektentwicklung, Systemsimulation, energetische Optimierung und bautechnische Beratung	
Heißwasser-Wärmespeicher Institut für Leichtbau, Konstruktion und Entwerfen, Uni Stuttgart Planungsgem. Reineck und Lichtenfels, Leonberg Ing.-Büro Lichtenfels, Keltern FG Thermo- und Fluidynamik, TU Ilmenau	Kies-Wasser-Wärmespeicher Pfeil und Koch Ingenieure, Stuttgart Lehrstuhl Techn. Thermodynamik, TU Chemnitz
Erdsonden-Wärmespeicher Zentrum für Angewandte Energieforschung, Abt. 4, Garching Institut für angewandte Geowissenschaften, Gießen Steinbeis Transferzentrum EGS, Stuttgart	Aquifer-Wärmespeicher Institut für angewandte Geowissenschaften, Gießen Geothermie Neubrandenburg, Neubrandenburg

Die Technik der Langzeit-Wärmespeicherung befindet sich derzeit noch in der Entwicklungsphase. Es existiert kein Standardkonzept, die Wärmespeicher müssen für den jeweiligen Standort individuell geplant werden und sind darum oft Bestandteil eines Forschungs- und Entwicklungsprojektes. Weitere Forschungsarbeiten sowie der Bau von Pilotanlagen werden Bautechnik, Baumaterialien sowie Aufbau der Wärmespeicher weiter verändern und die Baukosten senken. Dies hat die Vergangenheit bewiesen, indem durch jedes realisierte Projekt die praktischen Erfahrungen erweitert wurden sowie durch dieses Wissen national wie international verbesserte Systeme errichtet werden konnten.

5 Technische Ergebnisse und Erfahrungen

5.1 Die Kollektorfelder



Bild 8: Montage von großen Kollektorflächen in Hamburg

oder es werden große, industriell gefertigte Kollektormodule verwendet. Die **on-site-Montage** hat den Vorteil, daß das Kollektorfeld gut der Dachflächenform angepaßt werden kann, doch wird sie heute

In Skandinavien werden die Kollektorflächen für solar unterstützte Nahwärmanlagen meist sehr einfach und dadurch kostengünstig auf einem Grundstück neben der Heizzentrale direkt auf dem Erdboden aufgeständert. Aufgrund der hohen Kosten für Bauland kann dies in Deutschland in der Regel nicht realisiert werden, so daß die Kollektorflächen auf die Dächer der Gebäude montiert werden.

Entweder wird das Kollektorfeld aus seinen Einzelteilen direkt vor Ort auf das Dach, d. h. „on-site“, montiert,

aufgrund der Witterungsabhängigkeit der Montage nur noch selten ausgeführt. Dagegen können die **großen Kollektormodule**, mit einer Fläche von 8 bis 12 m², bei fast jedem Wetter montiert werden. Eine Reihe von Kollektorherstellern bietet heute erprobte Dichtsysteme an, so daß das Kollektorfeld die Dacheindeckung ersetzt und die Kollektoren direkt auf ein Unterdach montiert werden (Bild 8). In diesem Fall kostet ein Kollektorfeld ab 100 m² einschließlich Planung, Montage und Verrohrung auf dem Dach zwischen 200 und 300 Euro je m² Flachkollektorfläche (ohne Mehrwertsteuer).



Bild 9: Kollektoren auf der Sporthalle in Neckarsulm-Amorbach

Muß das Kollektorfeld aufgeständert werden, ist die Unterkonstruktion im Neubau mit durchschnittlichen Kosten von rund 75 Euro/m² bei einer Preisspanne von 35 bis über 150 Euro/m² teuer. Aus diesem Grund sollten Kollektorflächen im Neubau möglichst dachintegriert installiert werden. Eine Aufständigung von Kollektoren im Neubau ist nur dann sinnvoll, wenn, wie z. B. bei der Sporthalle in Neckarsulm-Amorbach (Bild 9), die Fachwerkträger des Daches durch eine Umkehrung der üblichen Dach-

konstruktion für die Montage der Kollektoren ohne Mehrkosten zur Verfügung stehen. Bei der Abhängung des Daches von den außenliegenden Fachwerkträgern wurden Wärmebrücken soweit wie möglich vermieden.

Bei Aufständigungen im Bestand können aufgrund der Notwendigkeit, die statischen Lasten in das Gebäude abzutragen, Mehrkosten für die Unterkonstruktion entstehen, die über den Kosten für das eigentliche Kollektorfeld liegen. Im Rahmen eines vom BMWi geförderten Forschungsvorhabens wurden unter anderem Musterstatiken für Aufständigungen großer Kollektorfelder entwickelt, um seither vorhandene Unsicherheiten bei den Planern zu beseitigen.

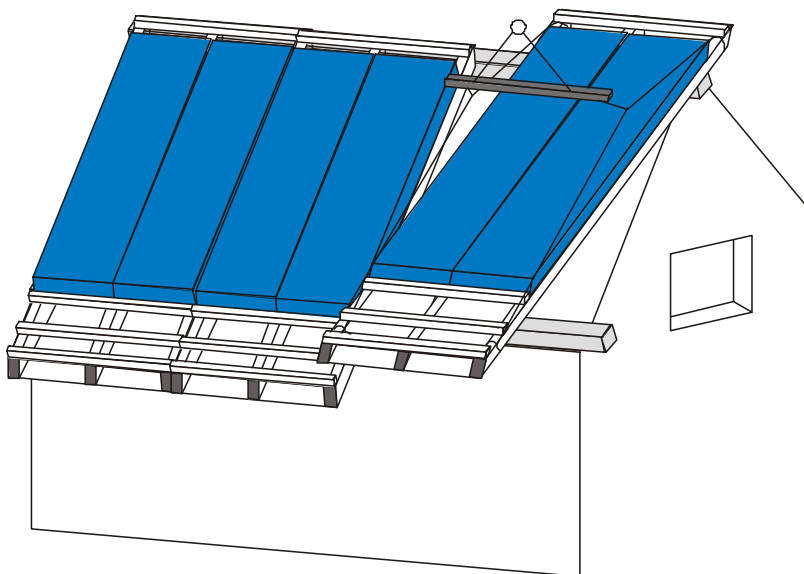


Bild 10: Prinzipskizze eines Kollektordachs als Fertigdachelement mit integriertem Kollektor

In den vergangenen Jahren wurden in Deutschland und Schweden sogenannte **Kollektordächer** entwickelt (Bild 10): Dies sind vollständige Dachmodule einschließlich Sparren und Wärmedämmung, die anstelle der herkömmlichen Dacheindeckung einen Kollektor tragen. Die meisten der installierten Kollektordächer haben hinterlüftete Kollektorflächen, um die aus dem Gebäude unter die Kollektorfläche diffundierende Feuchtigkeit abführen zu können. Bei richtiger Ausführung ist ein Verzicht auf die Hinterlüftung jedoch möglich, mit dem Vorteil, daß die Kollektor-

dämmung gleichzeitig als Dachdämmung verwendet werden kann.

Das in Bild 11 gezeigte Kollektordach auf der Grundschule in Neckarsulm-Amorbach führte zu



Bild 11: Kollektordach auf der Grundschule in Neckarsulm-Amorbach

Kollektorfeldkosten von 290 Euro/(m² Kollektorfläche) einschließlich Montage und Verrohrung (ohne MWSt.). Aufgrund der äußerst knappen Bauzeiten mußte zunächst ein Notdach montiert werden, so daß bei diesem Objekt die eigentlichen Vorteile eines solchen integrierten Daches und die damit verbundene Kosteneinsparung nicht genutzt werden konnten. Ohne Aufbau des Notdaches wären unter 200 Euro/m² erzielbar gewesen. Das modernste Solardach mit eingebauten Dachfenstern und Blindelementen ist auf dem Gebäude „Helios“ in Rostock montiert (Bild 1).



Bild 12: Vakuumröhren-Kollektorfeld in Schwäbisch-Gmünd (100 m²)

In Schwäbisch-Gmünd (Bild 12) und in Chemnitz sind Vakuumröhrenkollektoren installiert: Das Kollektorfeld ist jeweils nahezu horizontal montiert. Durch eine einmalige Drehung der Absorber zur Sonne (ca. 20 ° gegen die Horizontale) bei Montage der Röhren ist eine effiziente Solarenergienutzung möglich.

Hinweise zur Planung und Ausführung von großen Kollektorfeldern

Zur Erzielung eines möglichst hohen Solarertrages müssen die Kollektorflächen, je nach Art des Gesamtsystems, ca. 35 bis 45° gegen die Horizontale geneigt sein. Die architektonische Integration solcher stark geneigter Kollektorflächen ist insbesondere bei Mehrfamiliengebäuden schwierig. Aus diesem Grund weisen etliche installierte Kollektorflächen nur 15 bis 25 ° Neigung gegen die Horizontale auf. Der Minderertrag im Vergleich zu steiler geneigten Kollektorflächen muß mit einer Vergrößerung der Kollektorfläche ausgeglichen werden. Bei einer Neigung von nur 15 ° gegen die Horizontale muß das Kollektorfeld ca. 13 bis 15 % vergrößert werden, sofern ein Anlagenschema wie in Bild 2 vorliegt.

Meist sind die Kollektoren im Feld nicht gemäß dem System nach Tichelmann verrohrt. Die gleichmäßige Durchströmung der Kollektoren ist durch eine dem Druckverlust entsprechende Dimensionierung einzelner Rohrleitungsabschnitte sichergestellt. Die Überprüfung einer gleichmäßigen Kollektorfeld-durchströmung ist durch eine Temperaturmessung in den Rohrleitungen oder, bei Flachkollektoren,

durch eine Thermografie des Feldes bzw. durch eine Begehung des Kollektorfeldes bei Sonnenschein mit Kontrolle der Kollektorscheibentemperatur möglich.

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

Zur Überprüfung der Dichtigkeit der Kollektorfeldverrohrung wird diese meist mit Wasser abgedrückt und gemessen, ob der aufgebrachte Druck in den zu überprüfenden Feldabschnitten über Nacht erhalten bleibt. In frostfreien Nächten mit klarem Himmel und Außentemperaturen, die nur gering über 0 °C liegen, kann durch den Strahlungsaustausch zwischen den Absorberflächen und dem klaren, kalten Himmel das Wasser in den Kollektoren einfrieren und Frostschäden verursachen. Dies ist in mehreren Anlagen aufgetreten. Selbst in einem im Sommer geprüften Kollektorfeld entstand ein Frostschaden, als im Winter ein durch das Abdrücken mit Wasser gefülltes Blindrohr einfrohr. Ein unbeabsichtigtes Einfrieren von Kollektoren kann vermieden werden, wenn mit Luft oder Stickstoff abgedrückt wird. Dies muß mit den ausführenden Firmen abgestimmt werden, da eine Wasserdichtigkeit der Rohrverbindungen nicht mit einer Gasdichtigkeit gleichgesetzt werden kann - ein wasserdichtes Rohr muß nicht gasdicht sein.

5.2 Das Solarnetz

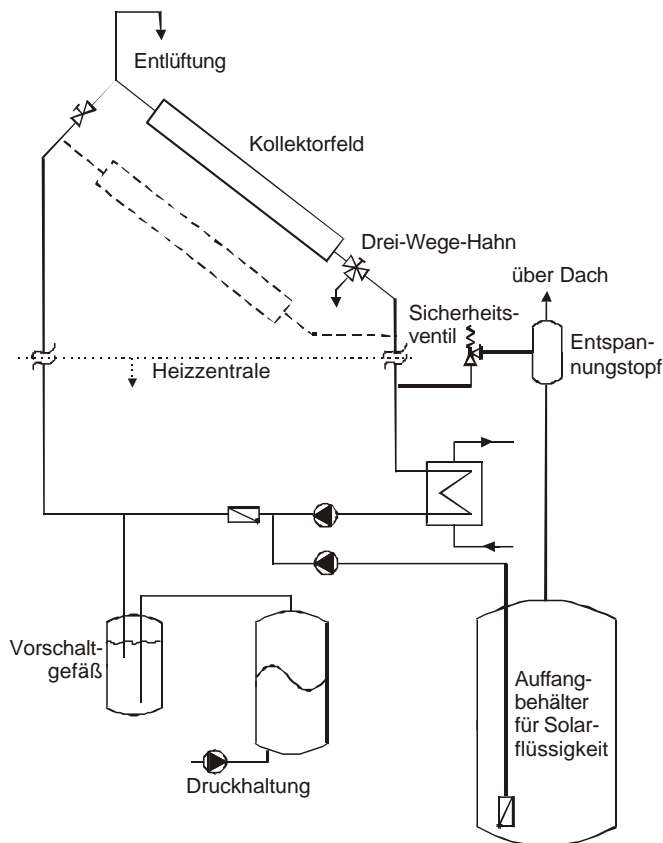


Bild 13: Sicherheitstechnik großer Kollektorfelder

Die Sicherheitstechnik großer Kollektorfelder hat sich seit deren Aufnahme in die Dampfkesselverordnung geklärt. Das für die Pilotanlage in Hamburg entwickelte System ist in Bild 13 dargestellt: Alle Kollektorfelder sind ohne feldinterne Absperrhähne installiert. Um bei Wartungsarbeiten nicht das gesamte Solarnetz entleeren zu müssen, kann jedes einzelne Feld mit einem Absperr- und einem Drei-Wege-Hahn vom Solarnetz getrennt werden. Der Drei-Wege-Hahn öffnet hierbei das Kollektorfeld und die Solarflüssigkeit läuft in einen mobilen Auffangbehälter. So kann in den einzelnen Kollektorfeldern auf ein Sicherheitsventil verzichtet werden. Alle Kollektorfelder sind nur über das Sicherheitsventil in der Heizzentrale abgesichert.

Ist bei starker Sonneneinstrahlung auf das Kollektorfeld keine ausreichende Wärmeabnahme gewährleistet, drückt der entstehende Dampf über das Sicherheitsventil die Solarflüssigkeit aus dem Kollektorfeld in den Auffangbehälter. Mündet die Abblaseleitung entsprechend den Vorschriften

der DIN 4757 „beobachtbar“ frei in den Auffangbehälter, kann dies zu einer Luftanreicherung in der Solarflüssigkeit führen, so daß der Solarkreis nach mehrmaligem Abblasen entlüftet werden muß. Anlagen, die die Abblaseleitung unter Luftabschluß in den Auffangbehälter führen, weisen diese Probleme nicht auf.

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

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

5.3 Die Systemeinbindung

Wird mit der Solaranlage ein Langzeit-Wärmespeicher mit Wasser als Speichermedium erwärmt, kann die von der Solaranlage gelieferte Wärme über einen Wärmeübertrager direkt in den Wärmespeicher übertragen werden. Reicht die vom Speicher entnommene Temperatur nicht aus, wird über einen Kessel nachgeheizt, der z. B. seriell zum Speicher über eine hydraulische Weiche an das Nahwärmenetz angeschlossen ist (Bild 14). Sind im Nahwärmenetz nur wenige Wärmeübergabestationen mit großen Wärmelasten vorhanden, führt dies zu hohen Leistungsschwankungen im Nahwärmenetz, die über die hydraulische Weiche und die Regelung des Heizkessels nur unzureichend ausgeglichen werden können. Die Folge ist eine stark, bis über 10 K schwankende Netzvorlauftemperatur. In diesem Fall wäre eine parallele Einbindung des Heizkessels (Bild 15) besser, da die Leistungsschwankungen im Nahwärmenetz durch einen Pufferspeicher ausgeglichen werden können. Sind im Nahwärmenetz viele Wärmeübergabestationen mit kleiner Anschlußleistung installiert, wie z. B. in einer Reihenhaussiedlung, treten die beschriebenen Probleme nicht auf.

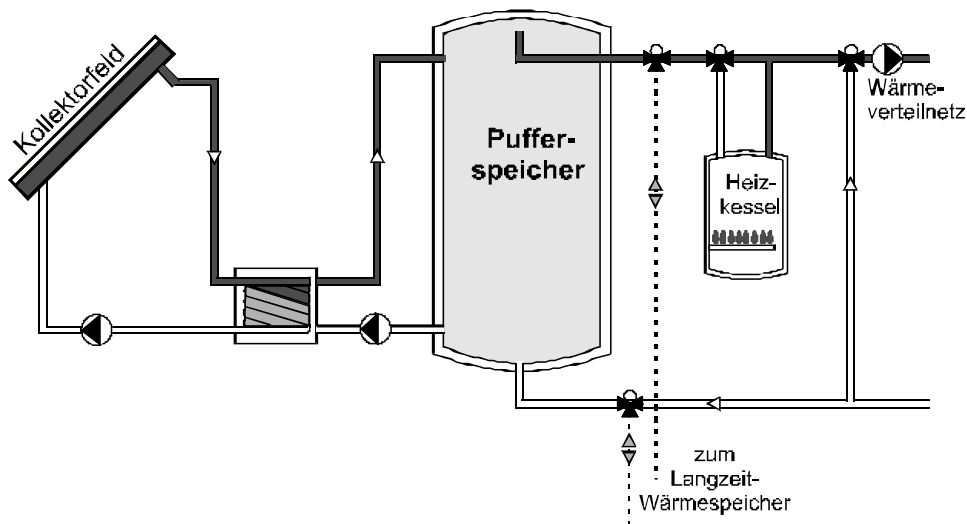


Bild 14: Anlagenschema mit serieller Einbindung des Heizkessels nach dem Speicher

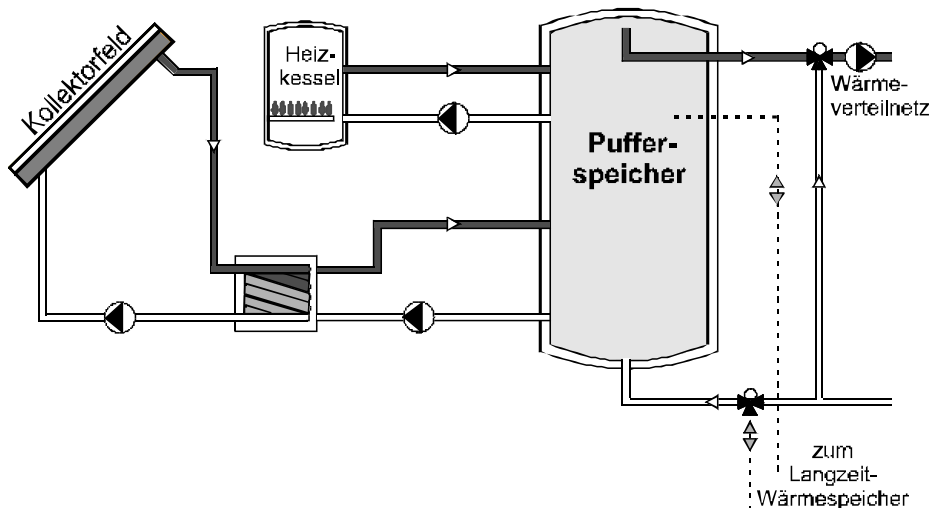


Bild 15: Anlagenschema mit paralleler Einbindung des Heizkessels in den Speicher

Bei Langzeit-Wärmespeichern, die keine hohen Beladeleistungen aufweisen, wie z. B. bei Erdsonden- oder Aquifer-Wärmespeichern, oder Anlagen mit Kurzzeit-Wärmespeicher ist ein Pufferspeicher notwendig. Hierbei kann der Pufferspeicher von der Solaranlage und dem Heizkessel **parallel** genutzt werden (Bild 15), oder der Pufferspeicher wird nur von der Solaranlage genutzt und der Heizkessel wird **seriell** nachgeschaltet (Bild 14).

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

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

Eine Erwärmung des unteren Speichervolumens durch die vom Kessel erwärmten oberen Speicherschichten würde den Solarertrag verringern. Die in den Pilotanlagen eingebauten Pufferspeicher ohne Schichtbeladeeinrichtung weisen keine gute Temperaturschichtung auf. Teilweise wurden von den Betreibern selbst entworfene Schichtbeladeeinrichtungen eingebaut, die die Durchmischung des Pufferspeichers zwar reduzieren, aber noch keine Temperaturschichtung im Speicher erreichen, die eine parallele Einbindung des Heizkessels in den Pufferspeicher ohne Nachteile für den Betrieb der Solaranlage ermöglichen. An der TU Ilmenau wurden im Rahmen eines Forschungsprojektes Schichtbeladeeinrichtungen für große Speichervolumina untersucht und entwickelt.

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

In mehreren Anlagen wurden Sicherheitstemperaturwächter in den Pufferspeicher eingebaut, die bei einer oberen Pufferspeichertemperatur von 90 °C die Beladepumpe abschalteten. Diese Standardein-

stellung kann nicht bei allen Fabrikaten erhöht werden, so daß auch Sicherheitstemperaturwächter ausgetauscht werden mußten, um eine maximale Temperatur im Pufferspeicher von 98 °C zu ermöglichen und dadurch den Speicher vollständig nutzen zu können. In einer Anlage mußte der Pufferspeicher umgebaut werden, da aufgrund ungünstig angebrachter Anschlüsse nur rund 85 % des Speichervolumens genutzt werden konnten.

Weitere Hinweise zur Planung und Ausführung von solarthermischen Großanlagen können [2] und [10] entnommen werden.

5.4 Die Haustechnik

Auslegung des Heizsystems und Art der Trinkwassererwärmung

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

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

Niedertemperatur-Heizsysteme (Bild 2, Geb. 1) sind einem konventionellen Heizsystem vorzuziehen, da durch sie tiefere Netzurücklaufemperaturen zu erreichen sind. Da die Verwirklichung von Niedertemperatur-Heizsystemen zu Mehrkosten im Vergleich zu einem konventionellen Heizsystem führen, ist die Netzurücklaufemperatur und dadurch letztendlich der solare Nutzwärmeertrag abhängig vom Engagement des Bauträgers, des Planers und des Betreibers. Daß selbst im Mietwohnungsbau ein Niedertemperatur-Heizsystem möglich ist, zeigt das Projekt in Rostock.

Eine Trinkwassererwärmung mit an das Nahwärmenetz angeschlossenen Durchlauferhitzern führt in der Regel zu tieferen Netzurücklaufemperaturen als bei Speicherladesystemen (Bild 2, Geb. 1). In großen Mehrfamiliengebäuden werden in der Regel jedoch nur Speicherladesysteme eingesetzt (Bild 2, Geb. 2). Durch die notwendige Erwärmung des Rücklaufs der Trinkwasserzirkulation treten insbesondere in den Sommermonaten mit minimalen Heizlasten hohe Netzurücklaufemperaturen von 50 bis 55 °C auf. Bild 16 verdeutlicht diesen Sachverhalt am Beispiel des Projektes in Friedrichshafen. Im Sommer beträgt die gemittelte Netzurücklaufemperatur 54 °C, in der Heizperiode 47 °C.

Dass auch im Mietwohnungsbau bei Verwendung von Speicherladesystemen niedrige Rücklaufemperaturen erreichbar sind, zeigt das Projekt Rostock. Hier beträgt die Rücklaufemperatur der Trinkwassererwärmung im Jahresdurchschnitt 43 °C. Für die Erwärmung der Trinkwasserzirkulation ist hier ein separater Wärmeübertrager vorgesehen. Die Zirkulation ist damit vollständig vom Trinkwasserspeicher getrennt. Dadurch kann eine Durchmischung des Trinkwasserspeichers durch den Zirkulationsrücklauf sicher vermieden werden. Tiefere Temperaturen werden in den Pilotanlagen nur durch viel Erfahrung erreicht, in dem jede einzelne Wärmeübergabestation im Hinblick auf eine möglichst tiefe Netzurücklaufemperatur verbessert wird.

Da jeder Wärmeübertrager die Rücklaufemperatur durch die zur Wärmeübertragung notwendige Temperaturdifferenz um 5 bis 10 K anhebt, ist ein Raumheizsystem, das direkt, ohne Wärmeübertrager, an das Nahwärmenetz angeschlossen wird, einem indirekt angeschlossenen System vorzuziehen (Bild 2, Geb. 1). In den Pilotanlagen ist die direkte Heizungseinbindung jedoch nicht überall verwirklicht, da die Betreiber des Nahwärmenetzes durch den Einbau eines Wärmeübertragers ihr Netz vom Hausnetz trennen wollen.

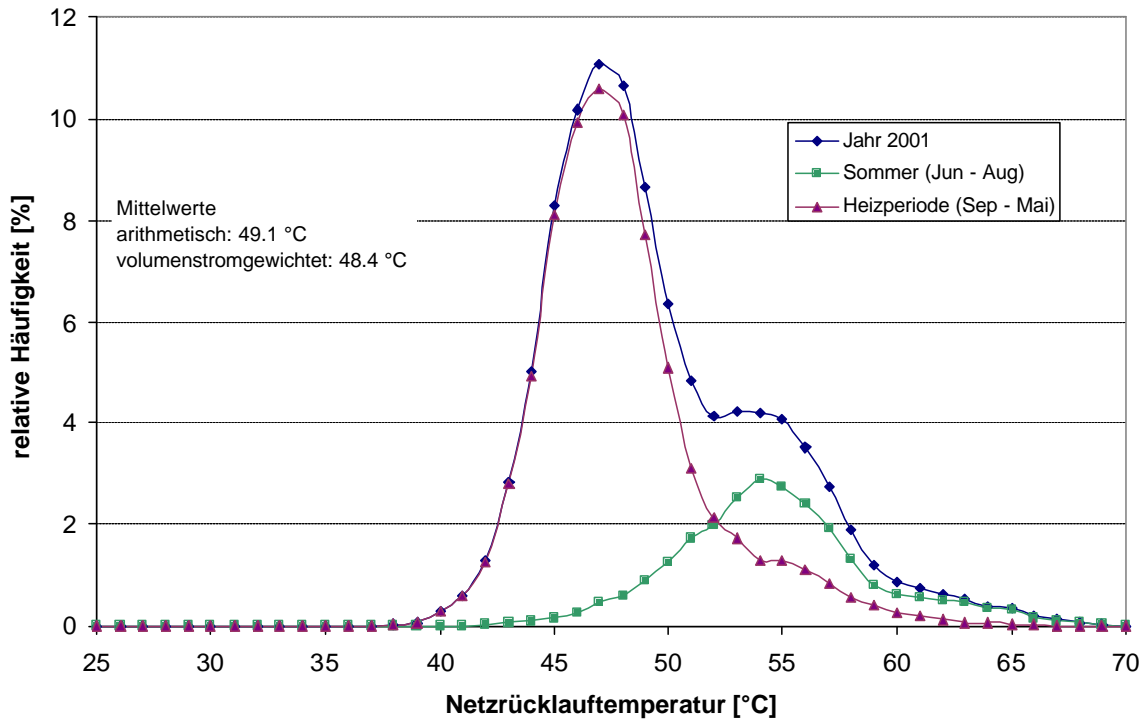


Bild 16: Netzrücklauftemperaturen im Wärmeverteilnetz der solar unterstützten Nahwärmeverversorgung Friedrichshafen-Wiggenhausen

Tabelle 11: Messergebnisse des Jahres 2001 ausgewählter Pilotanlagen

Projekt		Friedrichshafen	Neckarsulm [§]	Hannover ³	Steinfurt ³	Rostock
Netzvorlauftemperatur ⁺ in °C (Mittelwert)	gemessen 2001	71	68	69	43 [§]	42
	Auslegungsfall	70	73	70	50	50
Netzrücklauftemperatur ⁺ in °C (Mittelwert)	gemessen 2001	48	43	46	34 [§]	34
	langfristig geplant	40	40	40	25	30
Solarer Deckungsanteil in %	gemessen 2001	26	17	22	29	38
	langfristig geplant	43 [§]	30 [§]	39	34	62

³: Angaben IGS, Uni Braunschweig, [§]: Werte aus dem Jahr 2000, ⁺: gemittelt über Volumenstrom, [§]: bezogen auf den realisierten Bauabschnitt

In Tabelle 11 sind neben den Netztemperaturen die solaren Deckungsanteile vergleichend – gemessen und für den langfristigen Betrieb berechnet – dargestellt. Langzeit-Wärmespeicher benötigen eine Aufheizphase von einigen Jahren. In dieser Zeit wird der Wärmespeicher und das ihn umgebende Erdreich aufgeheizt (sog. Anfangsinvestition). Anschließend geht der Wärmespeicher in den quasistationären Zustand über. Die meisten Pilotanlagen befinden sich noch in der Aufheizphase, so dass der langfristige geplante solare Deckungsanteil noch nicht erreicht wird. Die solar unterstützte Nahwärmeverversorgung in Friedrichshafen erreichte im Jahr 2001 einen solaren Deckungsanteil von 26 % (2000: 30 %). Dieser Rückgang des solaren Deckungsanteils im Vergleich zum Vorjahr ist dem kälteren Winter und der Betriebsweise des Solarkreises mit relativ hohen Rücklauftemperaturen von bis zu 90 °C und dem damit verbundenen Betrieb bei vergleichsweise geringerer Kollektoreffizienz zuzuschreiben. Das Zurückbleiben des gemessenen solaren Deckungsanteils gegenüber dem berechneten Wert von 43 % (bezogen auf den realisierten Bauabschnitt) ist größtenteils den hohen Netzrücklauftemperaturen, aber auch der länger andauernden Aufheizphase des Wärmespeichers zuzuschreiben. Im Spei-

cherkreis kam es durch den Ausfall der Drainagepumpe im Winter 2000/2001 zu erhöhten Wärmeverlusten. Zum anderen ist eine schleichende Verschlechterung des Wärmeübertragungsvermögens des Solar-Wärmeübertragers über die letzten vier Betriebsjahre zu verzeichnen. Es zeigte sich, dass das Wärmeübertragungsvermögen abnimmt und die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz des Wärmeübertragers bei einer Leistung von 1300 kW ansteigt. Diese Veränderung des Wärmeübertragers ist vermutlich durch Bildung von Ablagerungen (Ausfällen von Kalk) an der wärmsten Stelle des Speicherkreises (Sekundärseite des Solar-Wärmeübertragers) verursacht. Eine bewährte Maßnahme zur Beseitigung der Ablagerungen ist die Spülung des Wärmeübertragers mit Zitronensäure.

Der für das zweite Betriebsjahr berechnete solare Deckungsanteil der Anlage in Neckarsulm von 30 % konnte noch nicht erreicht werden, da die Erträge der Solaranlage aufgrund von Regelproblemen deutlich niedriger als geplant ausfielen. Weiterhin muss der Erdsonden-Wärmespeicher in der Aufheizphase durch die gelieferte Solarwärme erst auf entsprechende Temperaturen gebracht werden, bevor er in der Heizperiode entladen werden kann. In der Anlage in Neckarsulm konnte die Netzurücklauftemperatur im Jahr 2000 im Vergleich zum Jahr 1999 von 48 °C auf 43 °C gesenkt werden [11]. Dies wurde durch Optimierung der Wärmeübergabestationen (z. B. Austausch von Regelventilen, Vergrößerung des Trinkwasserspeichervolumens, Einbau größerer Platten-Wärmeübertrager) und durch eine kontrollierte Absenkung der Netzurücklauftemperatur erreicht.

Die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Hannover ging im Juni 2000 in Betrieb und befindet sich voraussichtlich bis zum Jahr 2005 in der Aufheizphase. Damit sowie mit den gegenüber der Planung höheren Netzurücklauftemperaturen ist auch der erreichte solare Deckungsanteil von 22 % zu erklären. Der Betreiber der Anlage beabsichtigt, die Hausübergabestationen zu optimieren, um die Netzurücklauftemperaturen zu senken und die Effizienz der Gesamtanlage zu steigern.

Die Anlage in Steinfurt erreichte im Jahr 2001 einen solaren Deckungsanteil von 29 %. Der Wärmespeicher wurde im Jahr 1999 erstmals beladen, so dass er den quasistationären Betriebszustand noch nicht erreicht hat. Weiterhin wurde die Wärmedämmung des Kies-Wasser-Wärmespeichers im Sommer 2000 durch einen Ausfall der Drainagepumpe vollständig durchnässt. Ende 2001 erreichte die Wärmeleitfähigkeit des von selbst getrockneten Dämmmaterials fast wieder den ursprünglichen Wert. Durch die Verbesserung der ungünstigen Regelung von einigen Hausübergabestationen kann der geplante solare Deckungsanteil von 34 % in den nächsten Jahren erreicht werden.

Die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Rostock erzielte im ersten kompletten Betriebsjahr einen solaren Deckungsanteil von 38 %. Neben ersten Optimierungsmaßnahmen im Jahr 2001 zur weiteren Absenkung der bereits niedrigen Rücklauftemperaturen (siehe oben) wurde im August 2002 eine Intensivierung der kalten Brunnenbohrung des Aquifer-Wärmespeichers durchgeführt. Diese war notwendig, um im Sommer die notwendige Beladeleistung des Wärmespeichers sicherzustellen und damit den angestrebten solaren Deckungsanteil von 62 % zu erreichen.

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

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

6 Wirtschaftlichkeit

Um die Wirtschaftlichkeit von Solarsystemen bewerten zu können, werden deren Investitionskosten über die Nutzungsdauer der technischen Anlagenteile annuiert. Hierbei werden für die Kollektorfelder 20 Jahre Nutzungsdauer angesetzt, für den Langzeit-Wärmespeicher 40 Jahre und für die weiteren Anlagenteile die nach VDI 2067 vorgegebene Abschreibungszeit. Zu diesen Kosten werden die jährlichen Instandhaltungskosten (für Kollektorfelder und Langzeit-Wärmespeicher 1 % der Investitionskosten) und jährlichen betriebsgebundenen Kosten (für Kollektorfelder und Langzeit-Wärmespeicher 0,25 % der Investitionskosten) addiert. Der dadurch erhaltene jährliche finanzielle Aufwand wird auf den Nutzen – die jährliche Energieeinsparung – bezogen. Dies ergibt die solaren Wärmekosten in Cent/(kWh a), die angeben, welche Kosten entstehen, um eine kWh fossil bereitgestellter Endenergie einzusparen.

Der Vergleich der solaren Wärmekosten einer solar unterstützten Nahwärmanlage mit Kurzzeit-Wärmespeicher mit denen einer Kleinanlage zur Trinkwassererwärmung zeigt, daß das Kosten-Nutzen-Verhältnis einer Kleinanlage rund zweimal höher ist als für solar unterstützte Nahwärmanlagen (Tabelle 1). Bild 17 zeigt die spezifische Kostendegression des Kollektorfeldes bei steigender Gesamtkollektorfläche der Anlage. Die Kosten beinhalten hierbei die Kollektoren einschließlich Montage, deren Verrohrung bis zur Heizzentrale und die vollständige Einblechung der Kollektoren auf dem Dach. Aufgetragen sind nur abgerechnete Kosten dachintegrierter Flachkollektorfelder.

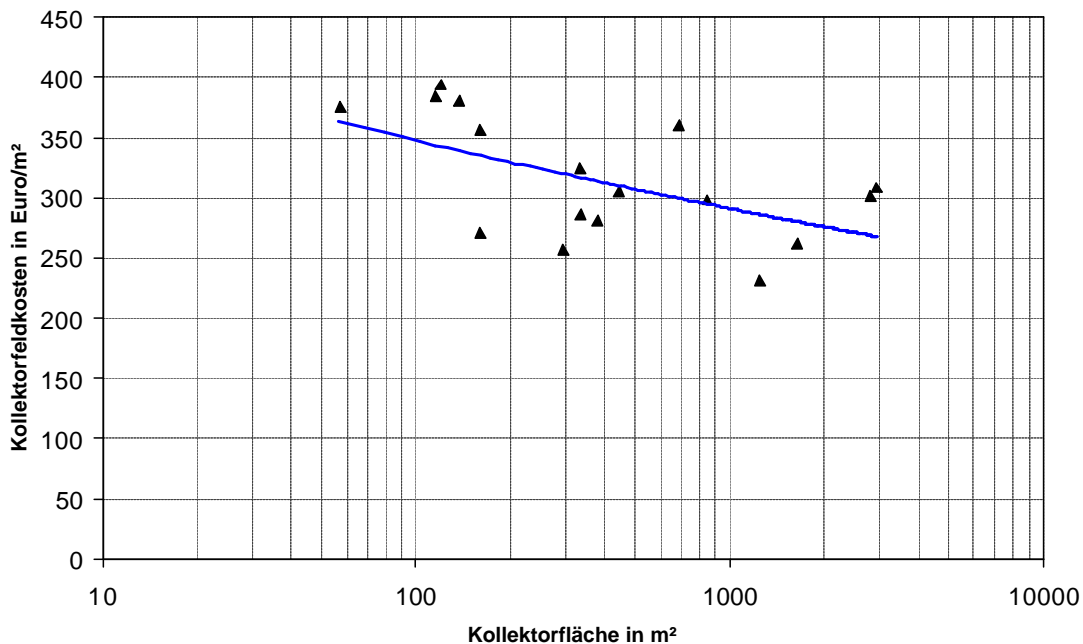


Bild 17: Kollektorfeldkosten ausgeführter Großanlagen einschließlich Planung und MwSt.

Kleinanlagen mit 5 m² Kollektorfläche weisen Kosten im Bereich von 500 Euro/m² auf. Mit zunehmender Kollektorfläche sinken die spezifischen Kosten je m² auf rund 270 Euro/m², bei sehr günstigen Randbedingungen sind Kosten unter 250 Euro/m² möglich.

Die Kosten für das gesamte solarthermische System orientieren sich an den Kollektorfeldkosten: Während Kleinanlagen etwas unter 1000 Euro/m² Flachkollektorfläche kosten, werden bei Großanlagen ohne Langzeit-Wärmespeicher rund 480 bis 620 Euro/m² Systemkosten erzielt (einschließlich Planung und MwSt.) [12].

Für Bauträger und Investoren sind auch die auf die Wohnfläche bezogenen, zusätzlich für die Solaranlage aufzubringenden Investitionskosten wichtig, da diese zum eigentlichen Verkaufspreis addiert wer-

den. Hierbei erfordern solar unterstützte Nahwärmanlagen mit Langzeit-Wärmespeicher Investitionskosten zwischen 75 und 140 Euro/m² Wohnfläche. Dies entspricht ca. 5 bis 8 % der Baukosten für die Wohngebäude. Hierbei ist jedoch zu beachten, daß diese Anlagen einen weitaus höheren solaren Deckungsanteil erreichen als Kleinanlagen (35 bis 70 Euro/m² Wohnfläche) oder Großanlagen mit Kurzzeit-Wärmespeicher (15 bis 20 Euro/m² Wohnfläche).

Die Energieeinsparverordnung (EnEV), die seit Anfang 2002 gilt, ermöglicht die Berücksichtigung der durch eine Solaranlage geplanten Energieeinsparung. Ein Gebäude mit Solaranlage muß demnach, um den Grenzwert der EnEV einzuhalten, einen geringeren Wärmeschutz aufweisen als dasselbe Gebäude ohne Solaranlage. Je nach den Randbedingungen einzelner Bauprojekte kann dies dazu führen, dass die Verwirklichung einer solaren Großanlage mit Kurzzeit-Wärmespeicher zu geringeren Kosten führt als die alternativ notwendigen Wärmeschutzmaßnahmen. In diesem Fall ist die solare Großanlage die wirtschaftlichste Bauausführung.

Solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher sind, besonders durch das Speicherbauwerk, Forschungs- und Demonstrationsprojekte, die unter anderem zur Weiterentwicklung der Technik gebaut werden. Anlagen dieser Art haben aufgrund ihres Pilotcharakters Kosten, die über der Wirtschaftlichkeit der Systeme liegen. Aus diesem Grund wird die Projektbegleitung und der Bau solcher Anlagen durch das BMWi im Forschungsprogramm Solarthermie-2000 gefördert. Im Zuge der Projektentwicklung wird für jedes Projekt ein an dessen Bedingungen angepasstes Finanzierungskonzept erstellt. Dieses beinhaltet neben den Fördergeldern des Forschungsprogrammes entweder Baukostenzuschüsse der Bauträger zum Bau der Solaranlage oder einen Aufschlag auf den Baulandpreis, der als Zuschuß für den Bau der Solaranlage verwendet wird.

Solarthermische Großanlagen, die mit mehreren 1000 m² Kollektorfläche in Fernwärmenetze zur Vorwärmung des Rücklaufes eingebunden werden, existieren zur Zeit nur in Skandinavien. In der schwedischen Stadt Kungälv wurde 2001 ein bodenaufgeständertes Kollektorfeld mit 10.000 m² Kollektorfläche in Betrieb genommen. In Marstal auf der dänischen Insel Aerö wird zur Zeit ein bestehendes Kollektorfeld auf eine Gesamtfläche von 19.000 m² erweitert. Für diese Anlage werden solare Wärmekosten prognostiziert, die ca. 4 Cent/kWh betragen und damit im Bereich des Wärmeverkaufspreises liegen. Somit bieten solche Anlagen die Möglichkeit, ohne Mehrkosten und dadurch wirtschaftlich gebaut und betrieben werden zu können.

Insgesamt ist mit der Frage nach der Wirtschaftlichkeit auch immer die Frage nach der Kostenentwicklung fossiler Brennstoffe verbunden, da diese und damit deren Kosten durch eine Solaranlage eingespart werden. Es ist davon auszugehen, dass in Zukunft die Kosten für fossile Brennstoffe steigen. Für solarthermische Anlagen bedeutet dies, dass sich ihre Mehrkosten im Vergleich zu fossilen Brennstoffen verringern oder dass sogar eine Kosteneinsparung erzielbar sein wird.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen des Forschungsprogramms Solarthermie-2000 wurden solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher errichtet und deren Betriebsverhalten messtechnisch erfasst. Derzeit werden acht Anlagen im Rahmen des Teilprogramms 3 von Solarthermie-2000 vermessen. Neuere Anlagen wie Steinfurt oder Rostock profitieren deutlich von den durch den Betrieb der ersten Anlagen (z. B. Friedrichshafen, Hamburg) erzielten Erfahrungen, was sich auch in den erreichten solaren Deckungsanteilen widerspiegelt.

Aufgrund der steigenden Nachfrage nach solar unterstützten Nahwärmesystemen sowie sinkender solarer Wärmekosten durch die stetige Weiterentwicklung der Systemtechnik werden in naher Zukunft weitere Projekte in Betrieb gehen. So werden am Ackermannbogen in München Anfang des Jahres 2004 die ersten Gebäude an das solar unterstützte Nahwärmesystem angeschlossen werden. Ein weiteres Projekt wird derzeit in Crailsheim geplant. Ein Wohngebiet mit einem Wärmebedarf von 7.700 MWh/a sowie einer Wohn- und Nutzfläche von 89.000 m² wird über ein solar unterstütztes Nahwärmesystem mit einem solaren Deckungsanteil von 50 % mit Wärme beliefert. Die solaren Wärmekosten beider Projekte werden ohne Förderung rund 15 bis 16 Cent/kWh betragen. Durch die Weiterentwicklung der Systemtechnik werden solare Wärmekosten von 8 bis 12 Cent/kWh angestrebt, die etwa doppelt so hoch wie die derzeitigen Wärmekosten einer konventionellen Wärmeversorgung sind.

Ein weiteres Einsatzgebiet ergibt sich in der Wärmeversorgung von Wohngebieten im Gebäudebestand. Derzeit wird in einer Studie am ITW die Möglichkeit einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher für das Hegau-Jugendwerk in der Nähe von Singen überprüft. Auch die Einbindung großer Kollektorflächen in Fernwärmenetze bietet Potenziale zur kostengünstigen Integration regenerativer Energien.

Abschließend kann festgehalten werden, dass zur Gewährleistung einer nachhaltigen zukunftsfähigen Energieversorgung in Deutschland sowie zur Erfüllung der deutschen Ziele hinsichtlich des Klimaschutzes die Errichtung weiterer Langzeit-Wärmespeicher unabdingbar ist [13].

8 Literatur

- [1] Geiger, B.; Wittke, F., 2002: Energieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland. BWK 54 (1-2), pp. 50-56
- [2] Hahne, E. et. al.:
Solare Nahwärme - Ein Leitfadens für die Praxis, BINE-Informationspaket,
TÜV-Verlag, Köln, 1998, ISBN 3-8249-0470-5
- [3] TRNSYS, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison und Transsolar, Stuttgart, 1999/2000
- [4] Guigas, M.; Fisch, N.; Kübler, R.; Hahne, E.:
Solar unterstützte zentrale Warmwasserversorgung für 29 Reihenhäuser in Ravensburg,
Forschungsbericht, ITW, Universität Stuttgart, 1995, ISBN 3-9802243-7-6
- [5] Reuß, M.: Erdsonden-Wärmespeicher – Erfahrungen mit Anlagen in Neckarsulm und Attenkirchen. OTTI-Fachseminar Oberflächennahe Geothermie. 19./20. Februar 2002, München.
- [6] Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung e. V.: Vorplanung Solare Nahwärme München-Ackermannbogen. März 2000, München.
- [7] Hirt, N.; Benner, M.:
Pilotvorhaben Erdbecken-Heißwasserwärmespeicher in Rottweil; Forschungsbericht zum BMBF-Vorhaben 0329383A, Stadtwerke Rottweil, 1997
- [8] Reineck, K.-H.; Lichtenfels A.:
Entwurf und Bemessung von Heißwasser-Wärmespeichern aus Konstruktionsbeton, Bautechnische Studie, Universität Stuttgart, Institut für Konstruktion und Entwurf II, April 1997
- [9] Reineck, K.-H. et al:
Dichte Heißwasser-Wärmespeicher aus Hochleistungsbeton, Forschungsbericht zum BMBF-Vorhaben 0329606J, Universität Stuttgart, Juni 2000
- [10] Peuser, F. A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H.:
Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen, BINE-Informationspaket,
TÜV-Verlag, Köln, 1999, ISBN 3-8249-0541-8
- [11] Nußbicker, J.; Mangold, D.; Heidemann, W.; Müller-Steinhagen, H.: *Erfahrungen aus Betrieb und Ausbau der solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm-Amorbach*. 12. Symposium Thermische Solarenergie. 24.-26. April 2002, Bad Staffelstein.
- [12] Mangold, D.; Hahne, E.:
Aktuelle und künftige Kosten von Solaranlagen, 8. Symposium thermische Solarenergie, OTTI, Tagungsband, S. 420-427, Kloster Banz, 1998
- [13] Nitsch, J.; Nast, M. et al.: *Schlüsseltechnologie Regenerative Energie*. Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“ DLR Stuttgart, Institut für Technische Thermodynamik; Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung und Forschungszentrum Karlsruhe, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, November 2001
- [14] Benner, M.; Mahler, B.; Mangold, D.; Schmidt, T.; Schulz, M.; Seiwald, H.; Hahne, E.:
Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher;
Forschungsbericht zum BMFT-Vorhaben 0329606C, ITW, Universität Stuttgart, Nov. 1999,
ISBN-Nr.: 3-9805274-0-9

Danksagung

Das am ITW durchgeführte wissenschaftliche Begleitprogramm wird im Rahmen des Vorhabens 0329606S aus Mitteln des BMWi finanziert. Die Autoren danken für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt der Veröffentlichung liegt bei den Autoren.