

Solarthermie-2000 TP 3: Solar unterstützte Nahwärme Ergebnisse der wissenschaftlichen Begleitforschung

D. Mangold¹⁾, M. Benner¹⁾, Th. Schmidt¹⁾, E. Hahne¹⁾ und 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*

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

Dieser Bericht stellt die im Rahmen der wissenschaftlich-technischen Programmbegleitung des Teilprogramms 3 erarbeiteten Erfahrungen bei der Planung, dem Bau und dem Betrieb der Pilotanlagen dar. Es werden nur Ergebnisse erläutert, die für die praktische Umsetzung von solar unterstützten Nahwärmeanlagen wichtig sind. Die Ergebnisse der wissenschaftlichen Auswertung der Messdaten und weiterführender Forschungsarbeiten sind unter anderem in Forschungsberichten dokumentiert [1 bis 4].

1 Das Teilprogramm 3 von Solarthermie-2000

Die Regierung der Bundesrepublik Deutschland hat beschlossen, die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 um 25 %, bezogen auf das Niveau von 1990, zu reduzieren. Die Privathaushalte verbrauchen rund 30 % des gesamten deutschen Endenergiebedarfs und bieten daher eines der größten Einsparpotentiale aller Energiesektoren. Für die Energieversorgung von Wohnsiedlungen wurden in den vergangenen Jahren Konzepte entwickelt, die bei möglichst geringen Mehrkosten den fossilen Brennstoffbedarf zur Wärmeversorgung der Siedlung um bis zu 50 % und mehr reduzieren. Ein wichtiger Baustein dieser Versorgungskonzepte ist die Nutzung von solarthermischer Energie in Nahwärmesystemen mit und ohne saisonaler Wärmespeicherung.



Bild 1: Pilotanlage in Rostock-Brinckmanshöhe

Das Forschungsprogramm Solarthermie-2000, das seit 1998 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) getragen wird, fördert im Teilprogramm 3 die Begleitforschung und den Bau von solar unterstützten Nahwärmesystemen mit Kurzzeit- und Langzeit-Wärmespeicher (Bild 1). Die wissenschaftlich-technische Programmbegleitung wird vom Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart (ITW) durchgeführt in Zusammenarbeit mit einem Netzwerk von Wissenschaftlern und Praktikern aus dem gesamten Bundesgebiet. Innerhalb der

wissenschaftlich-technischen Programmbegleitung sind mittlerweile sieben Anlagen mit Langzeit-Wärmespeicher detailliert vermessen und untersucht. Die Ergebnisse der Messprogramme dienen dazu, noch vorhandene technische Schwachstellen offenzulegen und zu verbessern. Damit soll auch die Wirtschaftlichkeit dieser Konzepte verbessert werden. Dies ist eine wesentliche Voraussetzung für die weitere Verbreitung dieser 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 ersetztten 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). Die zeitliche Verschiebung zwischen hohem Solarstrahlungsangebot im Sommer und maximalem Wärmebedarf im Winter wird über die saisonale Wärmespeicherung ausgeglichen. Bild 2 zeigt ein Anlagenschema mit unterschiedlichen Möglichkeiten zur Einbindung des Nahwärmenetzes in die Gebäudetechnik.

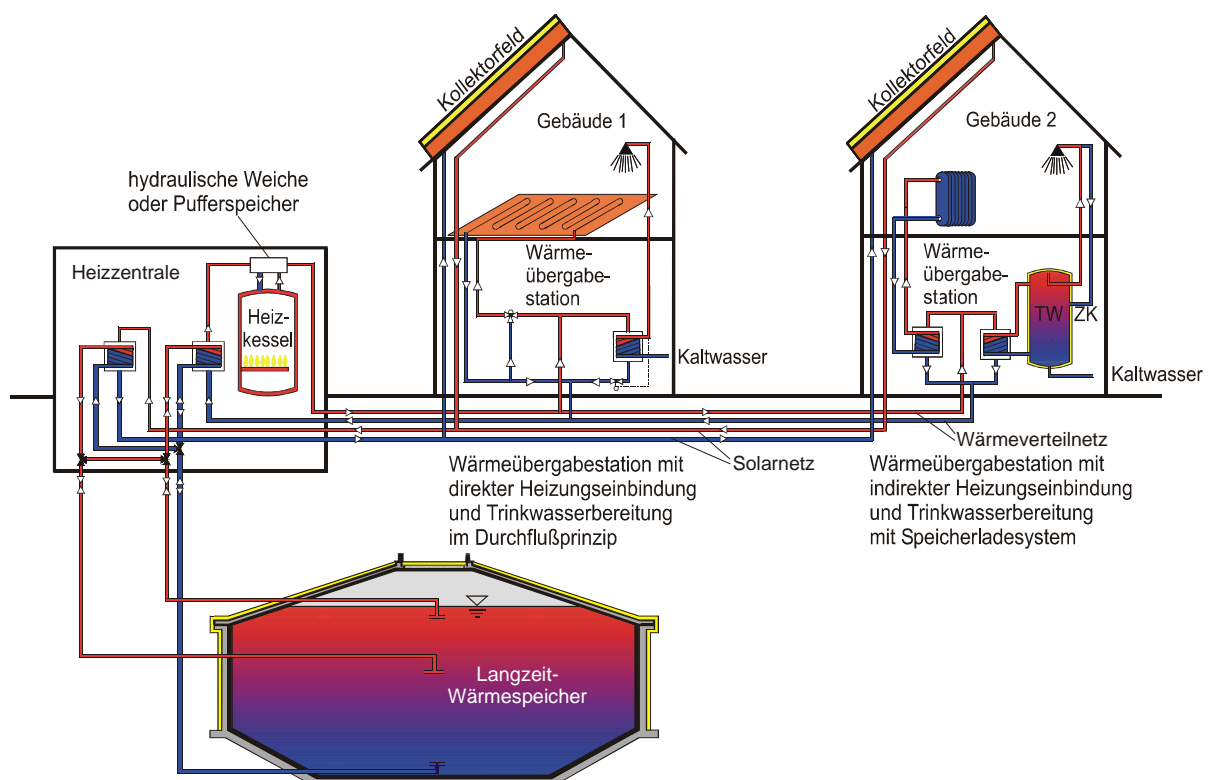


Bild 2: Anlagenschema für solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher
(TW: Trinkwasserspeicher, ZK: Zirkulation)

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 mit einem Gasbrennwertkessel nach. Die Auslegung und Planung solar unterstützter Nahwärmeanlagen ist detailliert in [5] beschrieben.

2.1 Auslegungsrichtlinien

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 [6] verwendet.

Tabelle 1: Auslegungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmanlagen
(WE: Wohneinheit; F_K : Flachkollektor; w : Wasseräquivalent, *Basis: TRNSYS-Berechnungen für langfristigen Betrieb) [5]

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 _{F_K} pro Person	0,8 - 1,2 m ² _{F_K} pro Person	1,4 - 2,4 m ² _{F_K} pro MWh jähr. Wärmebedarf 0,14 bis 0,2 m ² _{F_K} pro m ² Wohnfläche
Speichervolumen	50 - 80 l /m ² _{F_K}	50 - 100 l /m ² _{F_K}	1,4 - 2,1 m ³ _{w} /m ² _{F_K}
Solare Nutzenergie	350 - 380 kWh/(m ² _{F_K} a)	350 - 500 kWh/(m ² _{F_K} a)	230 - 350 kWh/(m ² _{F_K} a)*
Sol. Deckungsanteil (im Neubau)	Trinkwasser: 50 % Gesamtwärme: 15 %	Trinkwasser: 50 % Gesamtwärme: 10 - 20 %	Gesamtwärme: 40 - 60 %
Solare Wärmekosten	30 - 60 Pf/kWh	15 - 30 Pf/kWh	33 - 50 Pf/kWh*

2.2 Wirtschaftlichkeit

Der Vergleich der solaren Wärmekosten einer solar unterstützten Nahwärmanlage mit Kurzzeit-Wärmespeicher mit dem einer Kleinanlage zur Trinkwassererwärmung zeigt, daß das Kosten-Nutzen-Verhältnis einer Kleinanlage mehr als zweimal höher ist als für solar unterstützte Nahwärmanlagen. Der Preisvorteil solarer Großanlagen im Vergleich zu Kleinanlagen wird vor allem durch deren günstigeren Systempreis verursacht: während Kleinanlagen im Durchschnitt 1950 DM/m² Flachkollektorfläche kosten, werden bei Großanlagen ohne Langzeit-Wärmespeicher rund 900 bis 1100 DM/m² Systemkosten erzielt (einschließlich Planung, ohne MWSt.) [7].

Solar unterstützte Nahwärmeversorgungen mit Langzeit-Wärmespeicher erfordern mit 150 bis 280 DM/m² Wohnfläche die höchsten Investitionskosten. 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 (70 bis 140 DM/m² Wohnfläche) oder Großanlagen mit Kurzzeit-Wärmespeicher (30 bis 40 DM/m² Wohnfläche).

Eine neuere Untersuchung zeigt, daß ab einer Wärmeenergieeinsparung von ca. 20 %, bezogen auf den durch die Wärmeschutzverordnung 1995 vorgeschriebenen Jahresheizwärmebedarf, große Solaranlagen mit alternativen Energieeinsparmaßnahmen, wie z. B. zusätzlicher Wärmedämmung oder Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung, wirtschaftlich konkurrieren können [8]. Die Novellierung der Wärmeschutzverordnung (Energieeinsparverordnung) fordert im Wohnungsbau Energieeinsparungen von 20 bis 30 %.

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 [3] und Neckarsulm wurde die Dachintegration großer Kollektorfelder sowie die Anlagen- und Sicherheitstechnik solar unterstützter Nahwärmeanlagen umfangreich erprobt, aufgrund der gewonnenen Erfahrungen weiterentwickelt und verbessert.

Die ersten Pilotanlagen zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher wurden im Herbst 1996 (Hamburg, Friedrichshafen) und im Januar 1999 (Neckarsulm) in Betrieb genommen. In Tabelle 2 sind die wichtigsten technischen Daten der ersten Projekte zusammengestellt.

Tabelle 2: Technische Daten der Pilotanlagen in Hamburg, Friedrichshafen, Chemnitz und Neckarsulm (BA: Bauabschnitt, MFH: Mehrfamilienhaus, VR: Vakuumröhre, *: mit TRNSYS berechnete Werte für langfristigen Betrieb, ¹⁾: Angaben TU Chemnitz)

	Hamburg	Friedrichshafen	Chemnitz 1. BA ¹⁾	Neckarsulm
Versorgungsgebiet	124 Einfamilien-Reihenhäuser	Konzeption 1996: 570 Wohnungen in 8 MFH	Bürogebäude	1. BA: 6 MFH, Schule, Altenwohnheim, Ladenzentrum
beheizte Wohn-/ Nutzfläche in m ²	14.800	39.500	4.680	20.000
Solaranlage				
Kollektorfläche in m ²	3.000	5.600	540 VR	2.700
Speichertyp	Heißwasser	Heißwasser	Kies/Wasser	Erdsonden
Speichervolumen in m ³	4.500	12.000	8.000	20.000
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale in MWh/a	1.610	4.106	1. BA: 573	1.663
Nutzwärmelieferung Solarsystem in MWh/a	789*	1 915*	1. BA: 169*	832*
Solarer Deckungsanteil in %	49*	47*	1. BA: 30*	50*
Kosten Solarsystem in Mio. DM	4,3	6,3	1. + 2. BA: 2,8	2,9
Solare Wärmekosten in Pf/kWh (ohne Förderung, ohne MWSt., inkl. Planung)	50,2	31,1	1. + 2. BA: 47	33,7

In Chemnitz wurde im Rahmen einer notwendigen Bodensanierung 1996 ein Kies/Wasser-Wärmespeicher gebaut, der für eine Maximaltemperatur von 85 °C ausgelegt ist und direkt be- und entladen wird. 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.

In Neckarsulm wurde erstmals ein neues Wärmesammel- und -verteilsystem gebaut. Anstelle eines separaten Solarnetzes und eines Wärmeverteilsystems wurde ein sogenanntes Dreileitersystem installiert: 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 verwendet.

Die Langzeit-Wärmespeicherung über Erdsonden direkt im Erdreich wurde in einem Vorprojekt erforscht [4]. Der 1997 in Neckarsulm gebaute Pilotspeicher mit einem Volumen von ca. 4.300 m³ bestätigte die Forschungsergebnisse. Der erste Bauabschnitt des Speichers (20.000 m³) wurde 1998 fertig-

gestellt. Bis zum Sommer 2001 wird der zweite Bauabschnitt des Wärmespeichers gebaut. Das Volumen wird auf rund 63.000 m³ erweitert.

Im August 1998 ging die Pilotanlage in Steinfurt-Borghorst in Betrieb. Sie wurde im Rahmen des Programms „50 Solarsiedlungen in Nordrhein-Westfalen“ errichtet und versorgt 42 Wohneinheiten in 15 Einfamilien- und 7 Mehrfamilienhäusern mit Wärme (Tabelle 3). Als Langzeit-Wärmespeicher kommt ein Kies/Wasser-Wärmespeicher zum Einsatz, der über Rohrschlangen indirekt be- bzw. entladen wird.

Tabelle 3: Technische Daten der Pilotanlagen in Steinfurt, Rostock und Hannover
(EFH: Einfamilienhaus, MFH: Mehrfamilienhaus, WE: Wohneinheit, *: mit TRNSYS berechnete Werte für langfristigen Betrieb, ²⁾: Angaben GTN, Neubrandenburg; ³⁾: Angaben IGS, Uni Braunschweig)

	Steinfurt	Rostock²⁾	Hannover³⁾
Versorgungsgebiet	42 WE in 15 EFH und 7 MFH	108 WE in MFH	106 WE
Beheizte Wohn-/Nutzfläche in m ²	3.800	7.000	7.365
Solaranlage			
Kollektorfläche in m ²	510	1.000	1.350
Speichertyp	Kies/Wasser	Aquifer	Heißwasser
Speichervolumen in m ³	1.500	20.000	2.750
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale in MWh/a	325	497	694
Nutzwärmelieferung Solarsystem in MWh/a	110*	307*	269*
Solarer Deckungsanteil in %	34*	62*	39*
Kosten Solarsystem in Mio. DM	1,0	1,4	2,4
Solare Wärmekosten in Pf/kWh (ohne Förderung, ohne MWSt., inkl. Planung)	82,8	49,9	81

Die Gebäude in Steinfurt sind mit Fußbodenheizungen ausgeführt, wodurch niedrige Betriebstemperaturen für die Gebäudetechnik ermöglicht werden. Das Nahwärmenetz wird in der Heizzeit auf dem niedrigen Temperaturniveau der Heizungen betrieben, um die Netzverluste zu reduzieren und möglichst niedrige Netzzurücklauftemperaturen zu erzielen. Sind zur Trinkwassererwärmung höhere Temperaturen erforderlich, werden diese über Nachheizungen in den Gebäuden ermöglicht.

In Rostock ging Ende 1999 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.

In Hannover befindet sich die derzeit jüngste Anlage. Als Wärmespeicher wird hier ein Heißwasser-Wärmespeicher aus einem neuartigen Hochleistungsbeton verwendet. Dieses Material besitzt eine genügend hohe Wasserdampfdichtigkeit, um auf eine innere Auskleidung aus Edelstahlblech verzichten zu können. Weiterhin wurde hier als Neuerung eine zusätzliche, in der Höhe variable Beladetasche in mittlerer Speicherhöhe angebracht. Hiermit kann das Schichtungsverhalten im Speicher verbessert werden und ein gleichzeitiges Ein- und Ausspeichern wird ermöglicht. Die Anlage ist seit Juni 2000 in Betrieb.

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.

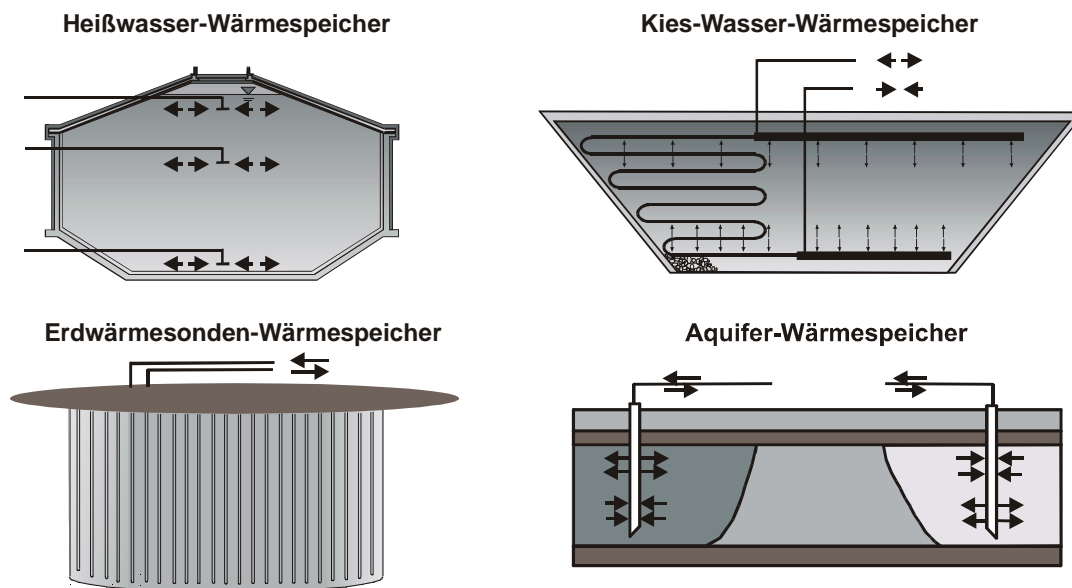


Bild 3: Bautypen von Langzeit-Wärmespeichern

Die Entscheidung für einen bestimmten Speichertyp hängt vor allem von den örtlichen Gegebenheiten, 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 Speichergöße mindestens 20 bis 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 notwendig. Als Dämmstoff kommt je nach Temperaturbeanspruchung 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 Ladewecheinrichtungen, dies sind die Vorrichtungen zur Be- und Entladung, sind als Prallteller ausgeführt, um eine Durchmischung des Speicherinhaltes zu verhindern. Sie sind mindestens oben und unten im Be-

hälter montiert, im jüngsten Speicher 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 [9], 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 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 [10]. 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 [11]. 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	531 900 DM	886 DM/m ³
Friedrichshafen, 96	12.000 m ³	2 643 600 DM	220 DM/m ³
Hamburg, 96	4.500 m ³	1 878 500 DM	417 DM/m ³
Ilmenau, 97/98	300 m ³	274 500 DM	915 DM/m ³
Hannover*, 00	2.750 m ³	1 300 000 DM	473 DM 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.

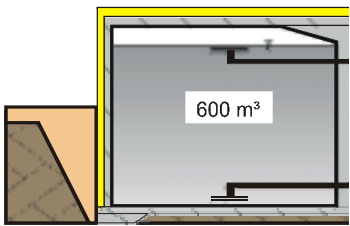
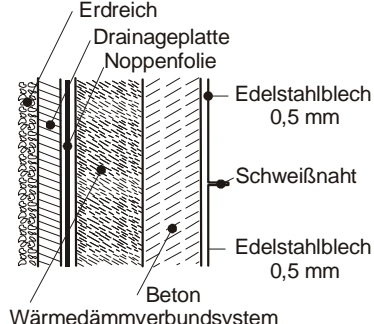
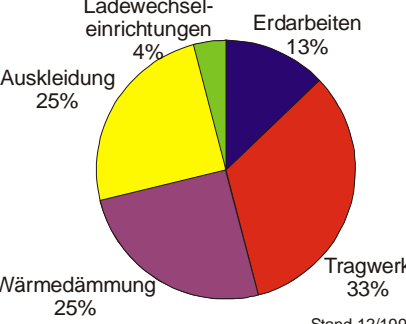
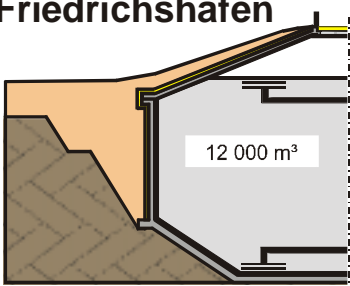
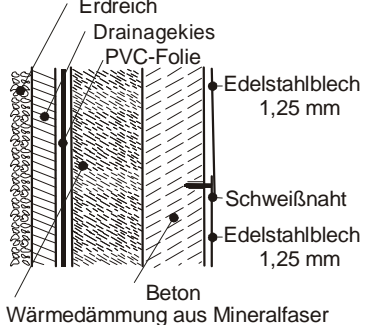
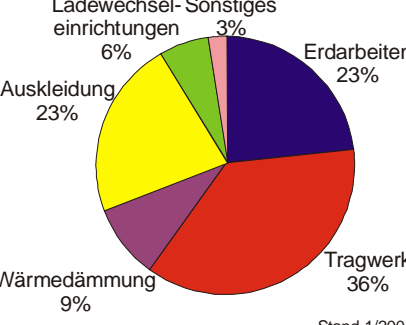
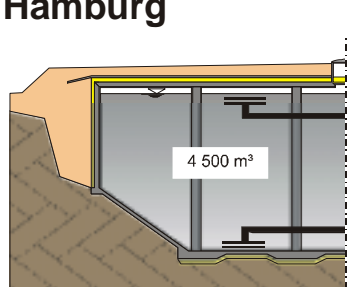
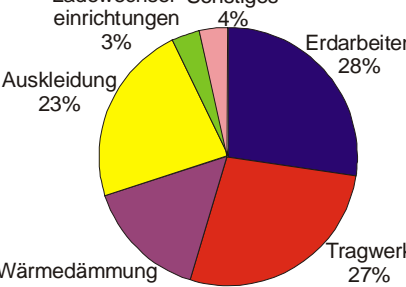
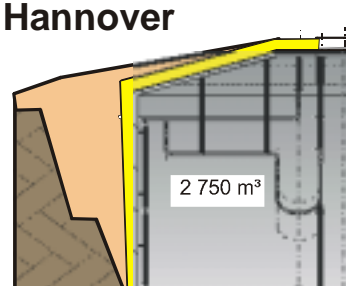
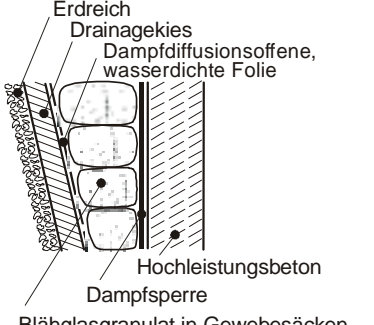
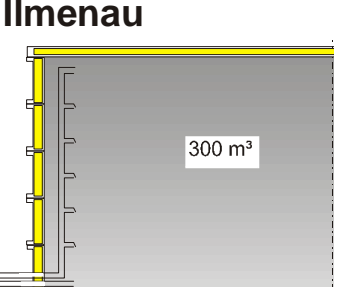
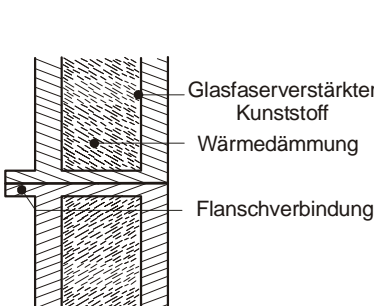
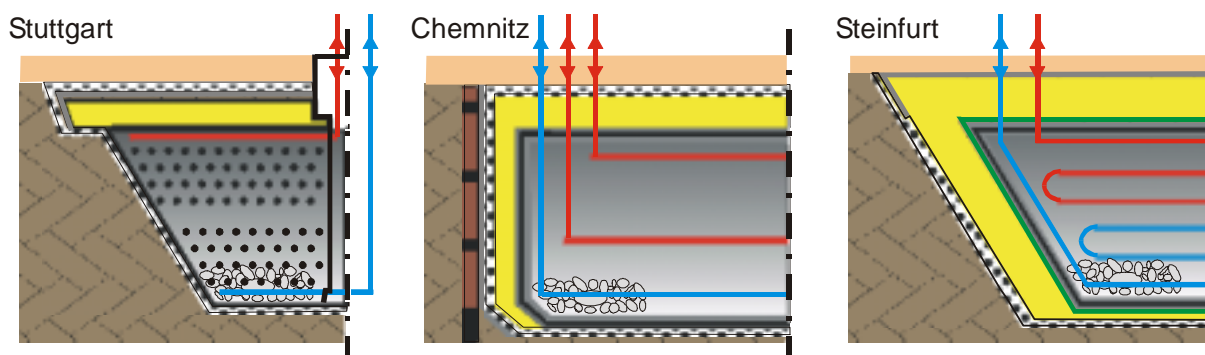
<p>Rottweil</p>  <p>600 m³</p>	 <p>Wärmedämmverbundsystem</p>	 <p>Stand 12/1996</p>
<p>Friedrichshafen</p>  <p>12 000 m³</p>	 <p>Wärmedämmung aus Mineralfaser</p>	 <p>Stand 1/2001</p>
<p>Hamburg</p>  <p>4 500 m³</p>	<p>Die Wandaufbauten in Hamburg und in Friedrichshafen sind identisch ausgeführt.</p>	 <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 Volumina 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	1 230 400 DM	230 DM/m ³ WÄ
Steinfurt, 99	1.500 m ³	794 400 DM	794 DM/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 Erdwärmesonden-Wärmespeicher verglichen werden, wobei die Wärmeübertragerrohre horizontal in einem künstlich wassergesättigten Untergrund angeordnet sind.

4.3 Erdwärmesonden-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. Derzeit wird in Attenkirchen ein sogenannter Hybrid-Wärmespeicher gebaut. Dabei handelt es sich um einen eingegrabenen Heißwasser-Wärmespeicher mit diesen einfassenden Erdwärmesonden.

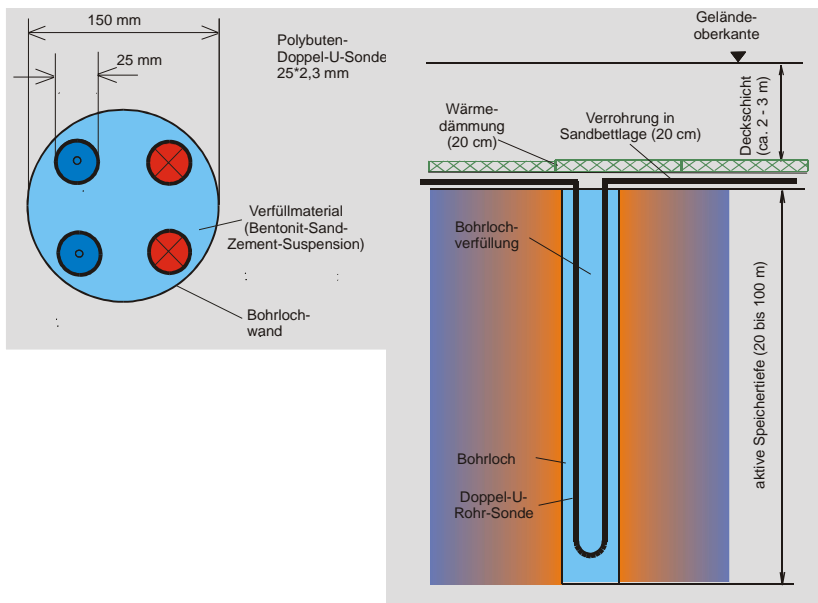


Bild 6: Aufbau der Erdwärmesonden

Erdwärmesonden-Speicher können nur zur Oberfläche hin mit einer um einige Meter über den Speicherrand 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. Gut geeignete geologische Formationen für Erdwärmesonden-Speicher sind wassergesättigte Tone bzw. Tonsteine, da diese eine hohe Wärmekapazität aufweisen, gleichzeitig jedoch sehr dicht sind und somit Grundwasserbewegungen weitgehend unterbinden. Die Vorteile des Erdwärmesonden-Speichers 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 wird zur Zeit erweitert auf eine Größe von 63.360 m³. Durch die geringere Wärmekapazität des 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.

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.

Gut geeignete geologische Formationen für Erdwärmesonden-Speicher sind wassergesättigte Tone bzw. Tonsteine, da diese eine hohe Wärmekapazität aufweisen, gleichzeitig jedoch sehr dicht sind und somit Grundwasserbewegungen weitgehend unterbinden. Die Vorteile des Erdwärmesonden-Speichers 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 wird zur Zeit erweitert auf eine Größe von 63.360 m³. Durch die geringere Wärmekapazität

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

Projekt	Speichervolumen	Baukosten	auf das Nutzvolumen bezogene Baukosten
Neckarsulm, 97+98	20.160 m ³	908 400 DM	182 DM/m ³ WÄ

des 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

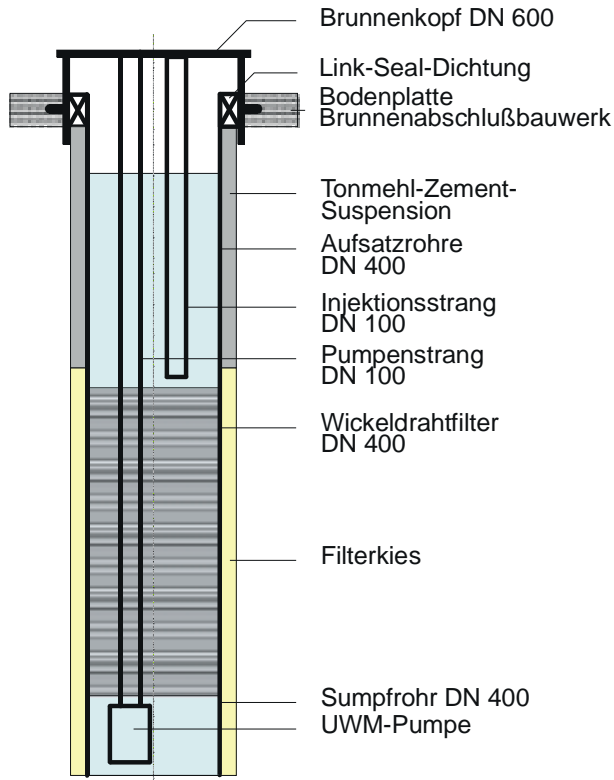


Bild 7: Aufbau eines Brunnens
Quelle: GTN, Neubrandenburg

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). Weiterhin gilt auch hier, daß die Wärmeverluste in den ersten Betriebsjahren deutlich höher sind als im späteren quasistationären Betrieb.

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, 99	20.000 m ³	335 260 DM	66 DM/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.

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	Erdwärmesonden-Wärmespeicher	Aquifer-Wärmespeicher
Speicheraufbau			
Wärmegeämmteter, wassergefüllter, ins Erdreich eingegrabener Behälter mit Tragwerkkonstruktion meist aus Stahlbeton	Wärmegeämmtetes, 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, 20.160 m ³ , 98	Berlin, keine Angabe, 99 Rostock, 20.000 m ³ , 99

Bei allen Speichertypen, insbesondere bei Aquifer- und Erdwärmesonden-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 ist nur grob zu schätzen, 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. [6]). 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: Grober Richtwert des Speichervolumens je m² Kollektorfläche für einen solaren Deckungsanteil von 50 % (FK: Flachkollektor)

Heißwasser-Wärmespeicher	Kies/Wasser-Wärmespeicher	Erdwärmesonden-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 Thermodynamik und Wärmetechnik, Uni Stuttgart Schlaich, Bergemann und Partner, Stuttgart Windels, Timm & Morgen, Hamburg Institut für Konstruktion und Entwurf II, Uni Stuttgart Planungsgem. Reineck und Lichtenfels, Leonberg Ing.-Büro Lichtenfels, Keltern FG Thermo- und Fluidodynamik, TU Ilmenau	Kies/Wasser-Wärmespeicher Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Uni Stuttgart Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-forschung, Stuttgart Pfeil und Koch Ingenieure, Stuttgart Lehrstuhl Techn. Thermodynamik, TU Chemnitz
Erdwärmesonden-Wärmespeicher Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Uni Stuttgart Landtechnik Weihenstephan, München 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 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

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, 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 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 400 und 600 DM 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 150 DM/m² bei einer Preisspanne von 70 bis über 300 DM/m² teuer. Aus diesem Grund sollten Kollektorflächen im Neubau möglichst dachintegriert installiert werden. Eine Aufständigung von Kollektoren im Neubau ist nur dann sinnvoll, wenn, wie z. B. wie bei der Sporthalle in Neckarsulm-Amorbach (Bild 9), die Fachwerkträger des Daches durch eine Umkehrung der üblichen Dachkonstruktion für

die Montage der Kollektoren ohne Mehrkosten zur Verfügung stehen. Bei der Abhängung des Daches von den außenliegenden Fachwerkträgern 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. Zur Zeit werden im Rahmen eines vom BMWi geförderten Forschungsvorhabens unter anderem Musterstatiken für Aufständigungen großer Kollektorfelder entwickelt, um seither vorhandene Unsicherheiten bei den Planern zu beseitigen.

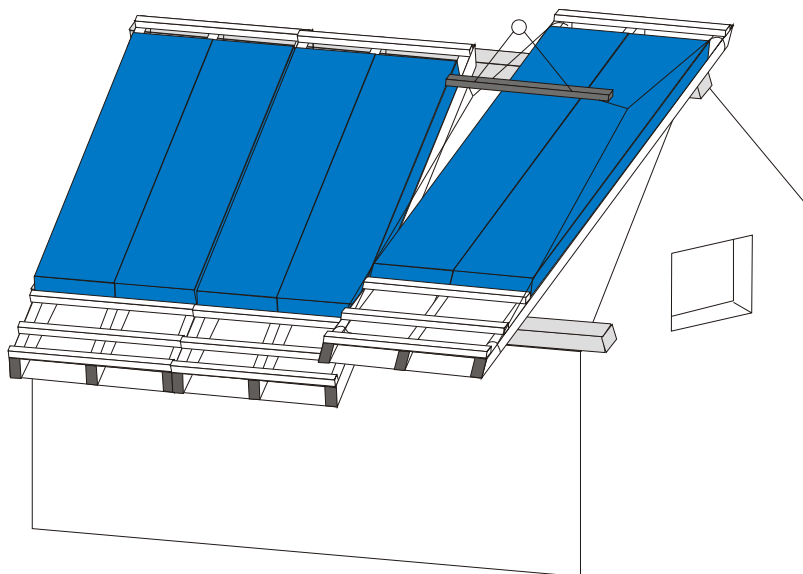


Bild 10: Prinzipskizze eines Kollektordachs als Fertigdachelement mit integriertem Kollektor

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 Kollektordämmung gleichzeitig als Dachdämmung verwendet werden kann.



Bild 11: Kollektordach auf der Grundschule in Neckarsulm-Amorbach

Das in Bild 11 gezeigte Kollektordach auf der Grundschule in Neckarsulm-Amorbach führte zu Kollektorfeldkosten von 570 DM/(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 400 DM/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

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.

Zur Erzielung eines möglichst hohen Solarertrages müssen die Kollektorflächen, je nach der Art des Gesamtsystems, ca. 35 bis 45° gegen die Horizontale geneigt sein. Die architektonische Integration solch stark geneigter Kollektorflächen ist insbesondere bei Mehrfamiliengebäuden schwierig. Aus diesem Grund weisen etliche installierte Kollektorflächen nur 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.

Hinweise zur Planung und Ausführung von großen Kollektorfeldern

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

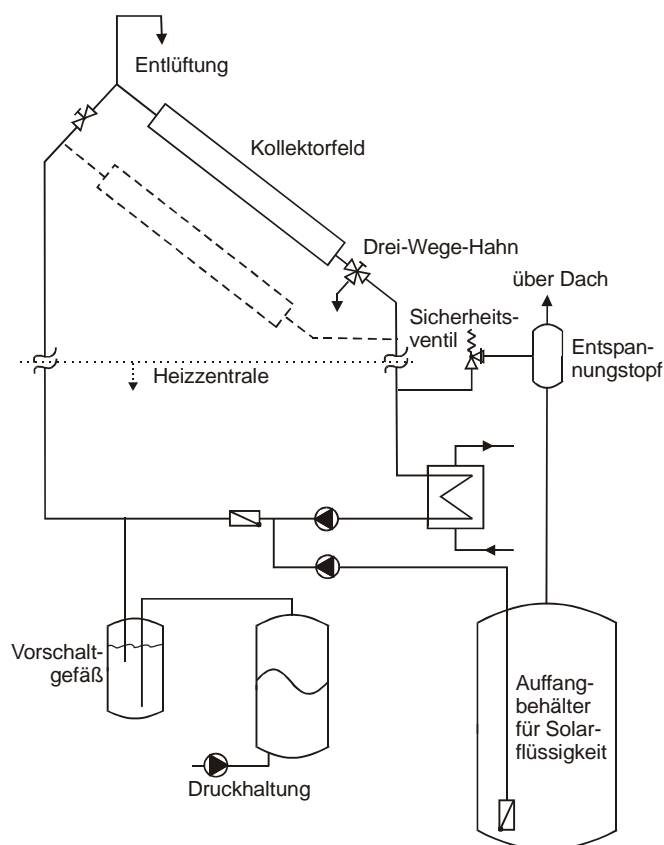


Bild 13: Sicherheitstechnik großer Kollektorfelder

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.

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

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

5.3 Die Systemeinbindung

Wird mit der Solaranlage ein Langzeit-Wärmespeicher mit Wasser als Speichermedium erwärmt, kann die von der Solaranlage gelieferte Wärme 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 den 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.

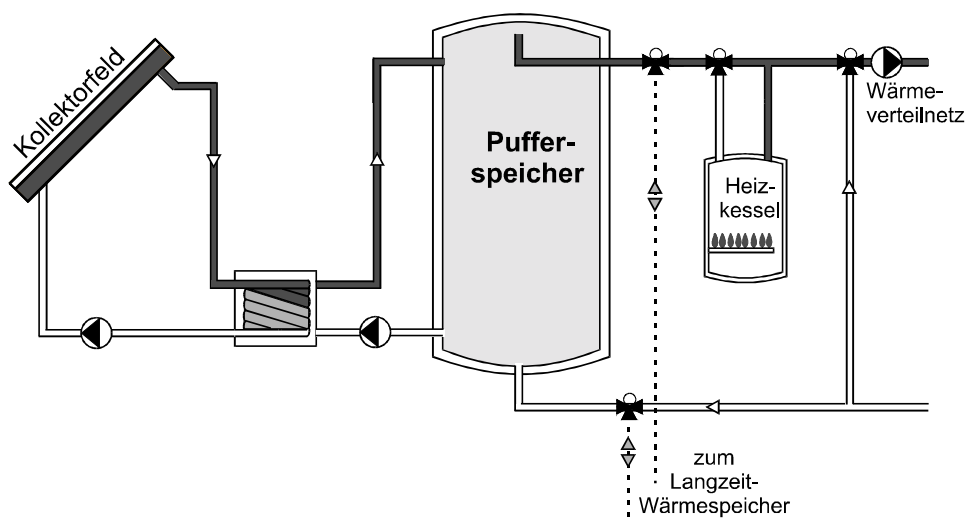


Bild 14: Anlagenschema mit serieller Einbindung des Heizkessels nach dem Speicher

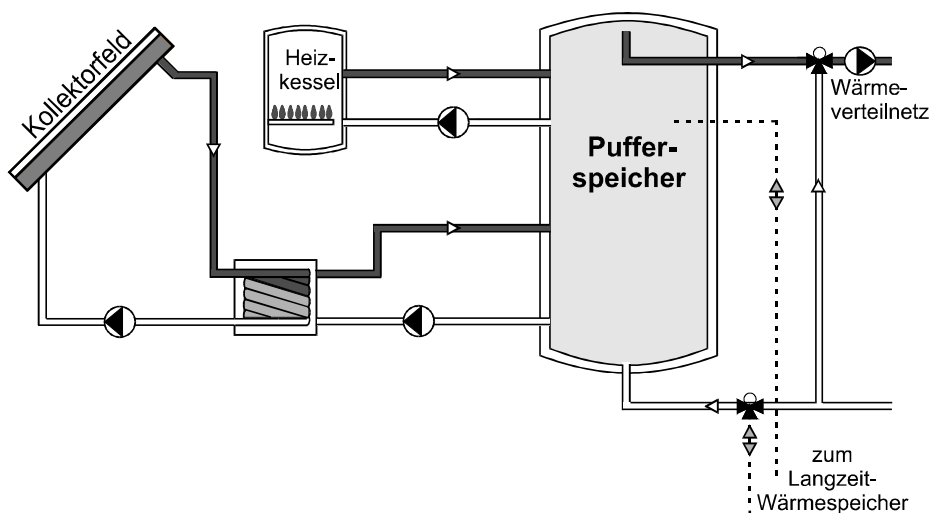


Bild 15: Anlagenschema mit paralleler Einbindung des Heizkessels in den Speicher

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 Wirkungsgrad 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. Zur Zeit werden an der TU Ilmenau Schichtbeladeeinrichtungen für große Speichervolumina untersucht.

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 Standardeinstellung 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 [5] und [12] entnommen werden.

5.4 Die Haustechnik

Auslegung des Heizsystems und Art der Trinkwassererwärmung

Die Auslegung des Heizsystems und die Art der Trinkwassererwärmung bestimmen die Rücklauftemperatur des Nahwärmenetzes. Diese ist entscheidend für die Höhe des solaren Nutzwärmeertrages. Niedertemperatur-Heizsysteme (Bild 2, Geb. 1) sind einem konventionellen Heizsystem vorzuziehen, da durch sie tiefere Netzzücklauftemperaturen zu erreichen sind. Da die Verwirklichung von Niedertemperatur-Heizsystemen zu Mehrkosten im Vergleich zu einem konventionellen Heizsystem führt, ist die Netzzücklauftemperatur 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 Netzzücklauftemperaturen 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 können diese Systeme zu hohen Netzzücklauftemperaturen von im Durchschnitt 50 bis 55 °C führen. Tiefere Temperaturen werden in den Pilotanlagen nur durch viel Erfahrung erreicht, in dem jede einzelne Wärmeübergabestation im Hinblick auf eine möglichst tiefe Netzzücklauftemperatur verbessert wird.

Da jeder Wärmeübertrager die Rücklauftemperatur durch die zur Wärmeübertragung notwendige Temperaturdifferenz um bis zu 5 K anhebt, ist ein Raumheizsystem, das direkt, ohne Wärmeübertrager, an 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.

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 Netzzrücklauf-temperatur 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.

Einfluß der Netzzrücklauf-temperatur

Der Einfluß der Netzzrücklauf-temperatur auf den solaren Deckungsanteil ist beträchtlich. Bild 16 zeigt eine Vorausberechnung des solaren Deckungsanteils auf Basis von Meßwerten für die Pilotanlage in Neckarsulm. Aufgrund der anfangs notwendigen Aufheizphase des Langzeit-Wärmespeichers können konstante Betriebsbedingungen erst nach 5 bis 6 Betriebsjahren erreicht werden. Können die Betreiber die Netzzrücklauf-temperatur im Vergleich zum Jahr 1999 um 5 K auf durchschnittlich ca. 40 °C reduzieren, steigt der solare Deckungsanteil absolut um ca. 7 % und der geplante solare Deckungsanteil von 50 % (Tabelle 2) wird fast erreicht.

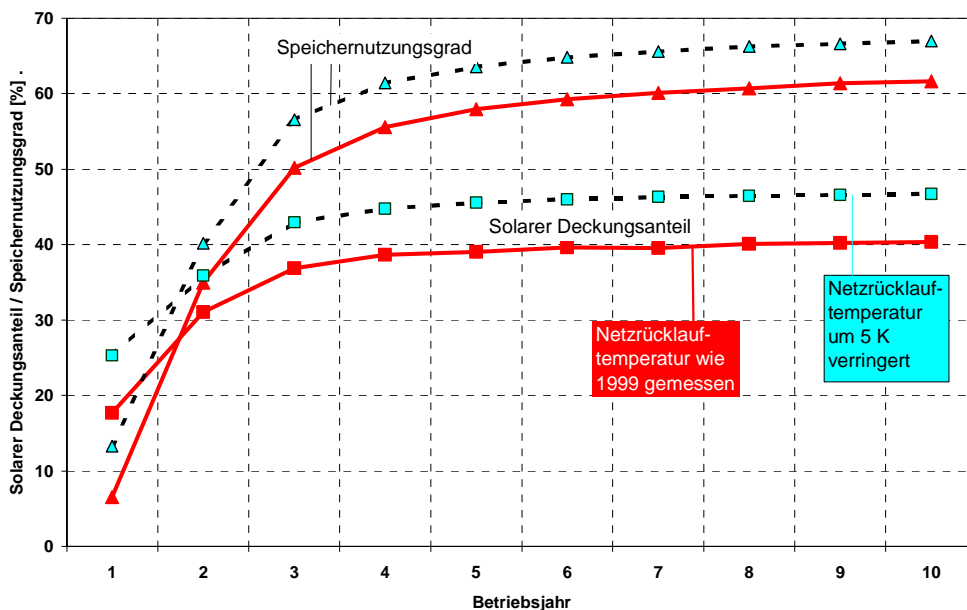


Bild 16: Vorausberechnung des solaren Deckungsanteils und des Speichernutzungsgrades für die Pilotanlage in Neckarsulm auf Basis der Meßwerte des Jahres 1999

6 Zusammenfassung und Ausblick

Mit den ersten Pilotanlagen, die, wie z. B. die Anlage in Ravensburg, dem Solarthermie-2000-Programm vorausgingen, wurden die Kollektorbau- und Solarsystemtechnik für solar unterstützte Nahwärmanlagen (über 100 m² Kollektorfläche) entwickelt. Heute wird die Ausführung und die Wartung großer Kollektorflächen von mindestens acht Firmen am Markt in guter Qualität angeboten. Mit dem Bau der Pilotanlagen in Hamburg und Friedrichshafen wurde vom ITW eine technisch sinnvolle Bewertung großer Kollektorflächen in der Dampfkesselverordnung initiiert, die mittlerweile zu einer Klärung der Sicherheitstechnik für große Kollektorfelder geführt hat.

Zur Langzeit-Wärmespeicherung von Wärme werden vier Konzepte entwickelt: Heißwasser-, Kies/Wasser-, Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeicher. Seit Beginn des Jahres 2000 ist jeder Speichertyp in mindestens einer Pilotanlage gebaut und in Betrieb.

Neben den wissenschaftlichen Ergebnissen der Projektbegleitung durch das Monitoringprogramm wurde deutlich, daß weitere Entwicklungen zur Kostenreduzierung des Solarsystems und des Langzeit-Wärmespeichers notwendig sind. Zusätzlich ist eine Erweiterung des betrachteten Systems wichtig: Es muß ein integraler Planungsablauf entwickelt werden, der von stadtplanerischen Festlegungen bis zur Wohnungsheizung und Trinkwassererwärmung alle Systeme und Randbedingungen umfaßt, die ein solar unterstütztes Nahwärmesystem mit Langzeit-Wärmespeicher beeinflussen. Und es muß eine Gebäudetechnik eingesetzt werden, die den größten, noch vorhandenen beschränkenden Faktor für den solaren Nutzwärmeertrag – die Netzurücklauftemperatur – auf ein Minimum beschränkt. Zielgröße ist eine volumenstromgewichtete Netzurücklauftemperatur von unter 35 °C im Jahresmittel.

Erste Ansätze hierfür wurden in den Projekten in Friedrichshafen und Neckarsulm umgesetzt, in denen nun Gebäudeheizsysteme mit maximal 60 °C Vorlauf- und 30 °C Rücklauftemperatur im Auslegungsfall gefordert werden.

In den neuen Projekten, die zur Zeit entwickelt werden, beginnt die wissenschaftlich-technische Projektbegleitung schon vor der Erstellung des Bebauungsplanes, so dass frühzeitig alle Voraussetzungen für eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung beachtet werden können. Im Projekt Ackermannbogen in München sollen Wohnungsübergabestationen eingesetzt werden, die eine Trinkwassererwärmung im Durchflussprinzip ohne Zirkulation zu ermöglichen. Für das Raumheizsystem sollen Niedertemperaturheizungen vorgeschrieben werden. In Crailsheim kann ein Abnahmeverfahren zur Überprüfung der hydraulisch korrekten Installation und Einregulierung der Hausheizsysteme eingesetzt werden, das durch die Stadtwerke vor Ort schon eingeführt ist.

Für zukünftige Projekte wird also nicht nur die Integration der Kollektorflächen und die Art und Bauweise des Langzeit-Wärmespeichers ausschlaggebend sein, sondern insbesondere die Systemtechnik der Nahwärmeversorgung. Und hierzu gehört das Zusammenspiel von solarer und fossiler Wärmeerzeugung ebenso wie die Wärmeversorgung für Heizung und Trinkwassererwärmung – in jeder Wohnung.

Dieser Bericht ist eine Zusammenstellung aus unseren Veröffentlichungen „Technische Erfahrungen aus den solar unterstützten Nahwärmanlagen des Förderprogramms Solarthermie-2000“ beim 10. Symposium thermische Solarenergie, OTTI, 2000, und den Veröffentlichungen „Solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher – Erfahrungen aus dem Programm Solarthermie-2000“ sowie „Entwicklungen bei Langzeit-Wärmespeichern – Erfahrungen aus den in Deutschland realisierten Projekten“, veröffentlicht im VDI-Bericht 1594, VDI-Gesellschaft Energietechnik, Fortschrittliche Energiewandlung und –anwendung, 2001 mit einigen Ergänzungen.

7 Literatur

- [1] Guigas, M.; Kübler, R.; Lutz, A.; Schulz, M.; Fisch, N.; Hahne, E.:
Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeitwärmespeicher,
Forschungsbericht, ITW, Universität Stuttgart, 1995, ISBN 3-9802243-9-2
- [2] 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
- [3] 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
- [4] Seiwald, H.; Kübler, R.; Fisch, N.; Hahne, E.:
Saisonale Wärmespeicherung mit vertikalen Erdsonden im Temperaturbereich von 40 bis 80 °C,
Forschungsbericht, ITW, Universität Stuttgart, 1995
- [5] Hahne, E. et. al.:
Solare Nahwärme - Ein Leitfaden für die Praxis, BINE-Informationspaket,
TÜV-Verlag, Köln, 1998, ISBN 3-8249-0470-5
- [6] TRNSYS, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison und Transsolar, Stuttgart,
1999/2000
- [7] Mangold, D.; Hahne, E.:
Aktuelle und künftige Kosten von Solaranlagen, 8. Symposium thermische Solarenergie,
OTTI, Tagungsband, S. 420-427, Kloster Banz, 1998
- [8] Mangold, D.; Schmidt, T.; Hahne, E.:
Solaranlagen auf dem Weg zur Wirtschaftlichkeit - integrale Wärmeenergiekonzepte für Neubau-
ten, 8. Symposium thermische Solarenergie, OTTI, Tagungsband, S. 350-354, Kloster Banz, 1998
- [9] Hirt, N.; Benner, M.:
Pilotvorhaben Erdbecken-Heißwasserwärmespeicher in Rottweil; Forschungsbericht zum BMBF-
Vorhaben 0329383A, Stadtwerke Rottweil, 1997
- [10] Reineck, K.-H.; Lichtenfels A.:
Entwurf und Bemessung von Heißwasser-Wärmespeichern aus Konstruktionsbeton, Bautechni-
sche Studie, Universität Stuttgart, Institut für Konstruktion und Entwurf II, April 1997
- [11] Reineck, K.-H. et al:
Dichte Heißwasser-Wärmespeicher aus Hochleistungsbeton, Forschungsbericht zum BMBF-Vor-
haben 0329606J, Universität Stuttgart, Juni 2000
- [12] Peuser, F. A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H.:
Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen, BINE-Informationspaket,
TÜV-Verlag, Köln, 1999, ISBN 3-8249-0541-8

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.