

10 Jahre Solarthermie-2000 – Ein Überblick über die realisierten solar unterstützten Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher

S. Raab¹⁾, D. Mangold¹⁾, H. Müller-Steinhagen¹⁾²⁾

¹⁾Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW)

Universität Stuttgart, Pfaffenwaldring 6, D-70550 Stuttgart

Tel.: 0711/685-3229, Fax: 0711/685-3242

e-mail: raab@itw.uni-stuttgart.de, Internet: www.itw.uni-stuttgart.de

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

Kurzfassung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) fördert im Programm Solarthermie-2000 den Bau von Pilot- und Demonstrationsanlagen und im Teilprogramm 3 die Begleitforschung von solar unterstützten Nahwärmesystemen mit Kurzzeit- und Langzeit-Wärmespeicher. Das ITW der Universität Stuttgart führt die wissenschaftlich-technische Programmbegleitung des Teilprogramms 3 durch.

Derzeit werden acht Anlagen im Rahmen des Teilprogramms 3 vermessen. Die vorausberechneten Ergebnisse wurden im wesentlichen bestätigt. Schwachpunkte der Anlagentechnik werden durch die wissenschaftlich-technische Begleitforschung identifiziert und die Systemtechnik somit stetig weiterentwickelt.

Als wesentliche Hindernisse bei der Realisierung hoher solarer Deckungsanteile wurden die unerwartet lange Aufheizphase der Langzeit-Wärmespeicher bis zum Erreichen des quasistationären Betriebszustands von fünf bis sechs Jahren und hohe Rücklauftemperaturen im Nahwärmenetz von mehr als 45 °C ermittelt.

Einführung



Abbildung 1: Ansicht des Mehrfamiliengebäudes in Rostock mit einem Solarroof mit einer Kollektorfläche von 1000 m²

Der Beitrag zur Bereitstellung von Raumwärme beträgt 30,8 % des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland [1]. Der Beitrag der Haushalte beläuft sich auf 20,7 % des Endenergieverbrauchs und stellt damit ein beträchtliches Einsparpotential dar. Das Konzept der solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher sieht die Substitution fossil bereitgestellter durch solar gewonnene

Wärme vor. Durch Einsatz des Langzeit-Wärmespeichers wird die zeitliche Verschiebung zwischen hohem Solarstrahlungsangebot im Sommer und maximalem Wärmebedarf im Winter ausgeglichen. Abbildung 1 zeigt die Ansicht des Mehrfamiliengebäudes der Anlage in Rostock mit einem Solarroof (Kollektorfläche 1000 m²), Abbildung 2 das Anlagenschema einer derartigen Wärmeversorgung. 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. Die berechneten solaren Deckungsanteile der realisierten Pilotanlagen zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher betragen 40 % bis 60 % des Gesamtwärmebedarfs der angeschlossenen Wohnsiedlungen.

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 identifiziert werden. Im Ergebnis werden eventuell vorhandene Schwachstellen aufgezeigt, um diese 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.

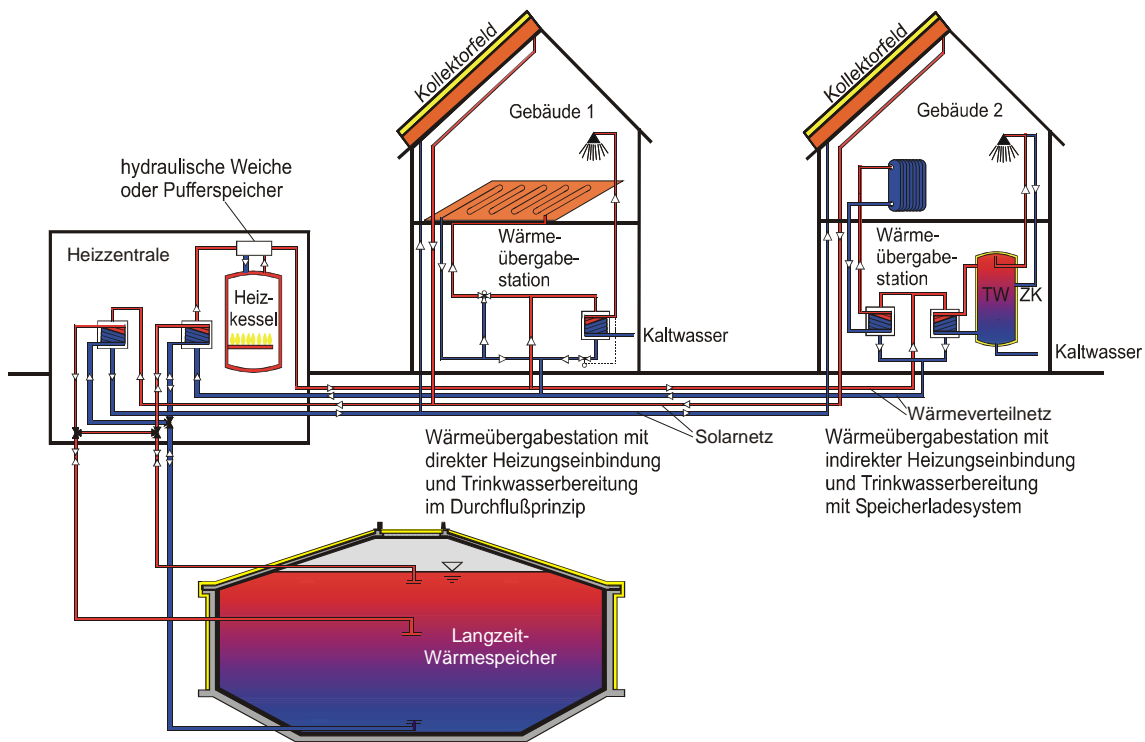


Abbildung 2: Schema für solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher (TW: Trinkwasser, ZK: Zirkulation)

Pilotanlagen in Deutschland

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 1 und Tabelle 2 sind die Eckdaten der in Deutschland in Betrieb genommenen 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.

Nach Realisierung eines weiteren Ausbaus im Jahr 2001 beläuft sich das Volumen des Erdsonden-Wärmespeichers in Neckarsulm 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.

Tabelle 1: 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 m ²	14.800	39.500	4.680	k. A.
Solaranlage				
• Kollektorfläche in m ²	3.000	5.600	540 VR	6.500
• Speichertyp	Heißwasser	Heißwasser	Kies/Wasser	Erdsonden
• Speichervolumen in m ³	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 wurde Ende 1999 die erste solar unterstützte Nahwärmanlage mit einem Aquifer-Wärmespeicher in Betrieb genommen. Von der Anlage wird ein großes Mehrfamilien-Reihenhaus mit 108 Wohneinheiten versorgt. Das Temperaturniveau des Aquifer-Wärmespeichers beträgt aus hydrochemischen Gründen maximal 50 °C. Um einen hohen Speichernutzungsgrad zu realisieren, wird der Speicher durch eine Wärmepumpe entladen.

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 Stahlblechen notwendig ist. Eine weitere Neuerung ist der Einsatz einer dritten Beladetasse im Wärmespeicher, die eine gleichzeitige Be- und Entladung des Speichers sowie ein verbessertes Schichtungsverhalten im Speicher ermöglicht. Zur Wärmedämmung des Wärmespeichers dient Blähglasgranulat [2].

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 ein Erdsonden-Wärmespeicher (9.350 m³) angeordnet ist. Der zentrale Wasserspeicher dient als Kurzzeit-Wärmespeicher, der diesen umgebende Erdsonden-Wärmespeicher als Langzeit-Wärmespeicher [3].

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 sein [4].

Tabelle 2: Technische Daten weiterer realisierter Pilotanlagen

	Steinfurt	Rostock ²	Hannover ³	Attenkirchen ⁴	München ⁴
Jahr der Inbetriebnahme	1998	1999	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

Ergebnisse und Erfahrungen

Die Art der Trinkwassererwärmung sowie die Auslegung des Heizsystems bestimmen die Rücklauftemperatur des Nahwärmenetzes. Diese hat einen signifikanten Einfluss auf die Höhe des solaren Nutzwärmeertrags. Überschlägig führt eine um ein Kelvin gesenkte Netzurücklauftemperatur zu einer Erhöhung des solaren Deckungsanteils von einem Prozentpunkt. Durch den Einsatz von Niedertemperaturheizungen (Abbildung 1, Gebäude 1) können im Vergleich zu konventionellen Heizsystemen niedrigere Netzurücklauftemperaturen erreicht und der solare Deckungsanteil des Gesamtsystems deutlich gesteigert werden. In Bezug auf die Trinkwassererwärmung führt der Einsatz von Durchlauferhitzern in der Regel zu tieferen Netzurücklauftemperaturen als die Verwendung von Speicherladesystemen (Abbildung 1, Gebäude 2). Im Projekt in Steinfurt kommen Niedertemperaturheizungen in Verbindung mit Durchlauferhitzern zur Trinkwassererwärmung zum Einsatz. Die über den Volumenstrom gemittelte Rücklauftemperatur beträgt im Jahresdurchschnitt 34 °C, in der Sommerperiode 33 °C (keine Heizlast). In großen Mehrfamiliengebäuden kommen überwiegend Speicherladesysteme zum Einsatz. Durch die notwendige Erwärmung des Rücklaufs der Trinkwasserzirkulation treten insbesondere in den Sommermonaten mit minimalen Heizlasten hohe Netzurücklauftemperaturen von 50 bis 55 °C auf. Abbildung 3 verdeutlicht diesen Sachverhalt am Beispiel des Projektes in Friedrichshafen. Im Sommer beträgt die gemittelte Netzurücklauftemperatur 54 °C, in der Heizperiode 47 °C. Dass auch im Mietwohnungsbau bei Verwendung von Speicherladesystemen niedrige Rücklauftemperaturen erreichbar sind, zeigt das Projekt Rostock. Hier beträgt die Rücklauftemperatur 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.

In der Anlage in Neckarsulm konnte die Netzurücklauftemperatur im Jahr 2000 im Vergleich zum Jahr 1999 von 48 °C auf 43 °C gesenkt werden [5]. Dies wurde durch Optimierung der Wärmeübergabestationen (z. B. Austausch von Regelventilen, Vergrößerung des Trinkwasserspeichervolumens, Einbau größerer Platten-Wärmeübertrager) und durch eine kontrollierte Absenkung der Netzvorlauftemperatur erreicht.

Tabelle 3: Messergebnisse des Jahres 2001 ausgewählter Pilotanlagen

Projekt		Friedrichshafen	Neckarsulm [§]	Hannover ³	Steinfurt ³	Rostock
Netzvorlauftemperatur ⁺ in °C	gemessen 2001	71	68	69	43 [§]	42
	Auslegungsfall	70	73	70	50	50
Netzurücklauftemperatur ⁺ in °C	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 3 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 langfristig geplante solare Deckungsanteil noch nicht erreicht wird. Die solar

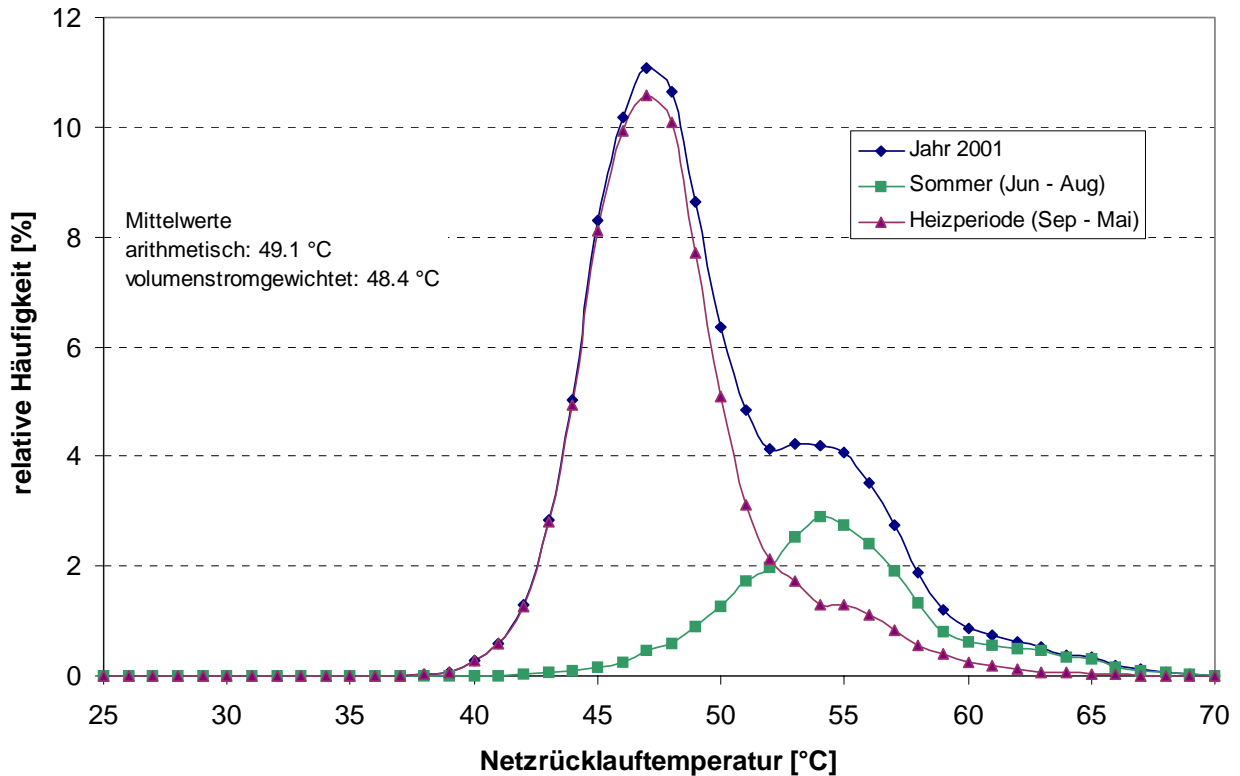


Abbildung 3: Netzurücklauftemperaturen im Wärmeverteilnetz der solar unterstützten Nahwärmeversorgung Friedrichshafen-Wiggenhausen

unterstützte Nahwärmeversorgung 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 Netzurücklauftemperaturen als auch der länger andauernden Aufheizphase des Wärmespeichers zuzuschreiben. Im Speicherkreis kam es durch den Ausfall der Drainagepumpe (Nov. 2000 bis April 2001) zu erhöhten Wärmeverlusten. Zum anderen ist eine schleichende Verschlechterung des Wärmeübertragungsvermögens des Solar-Wärmeübertragers über die letzten vier Betriebsjahre zu verzeichnen. In Abbildung 4 sind die Ergebnisse einer Bestimmung des Wärmeübertragungsvermögens ($k \cdot A$ -Wert) mit Hilfe des Simulationsprogramms TRNSYS [6] auf Basis von Messdaten dargestellt. Es zeigt sich, dass das Wärmeübertragungsvermögen abnimmt und die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz des Wärmeübertragers bei einer Leistung von 1300 kW ansteigt. Diese Veränderung des Wärmeüber-

tragers 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.

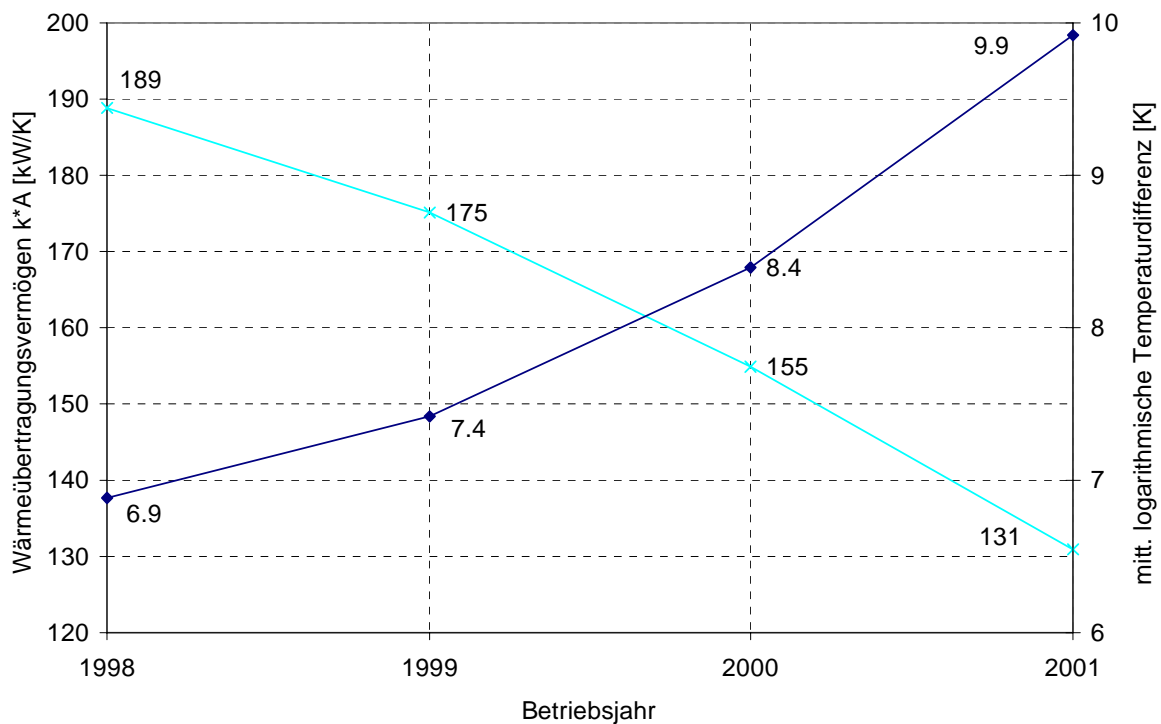


Abbildung 4: Veränderung des Wärmeübertragungsvermögens sowie Anstieg der mittleren logarithmischen Temperaturdifferenz (bei $P_{WT} = 1300$ kW) des Solar-Wärmeübertragers über die letzten vier Betriebsjahre

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 betrug die Wärmeleitfähigkeit des 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) ist im Jahr 2002 eine Intensivierung der kalten Brunnenbohrung des Aquifer-Wärmespeichers geplant. Diese ist notwendig, um im Sommer die notwendige Beladeleistung des Wärmespeichers sicherzustellen sowie den angestrebten solaren Deckungsanteil von 62 % zu erreichen.

Weitere Erfahrungen bezüglich der Solaranlagen und der Systemeinbindung von Pufferspeicher und Kessel sind in [7] dargestellt.

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 solarem Deckungsanteil von 50 % mit Wärme beliefert. Die solaren Wärmekosten beider Projekte werden ohne Förderung rund 15 bis 16 Ct/kWh betragen. Durch die Weiterentwicklung der Systemtechnik werden solare Wärmekosten von 8 bis 12 Ct/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.

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 [8].

Literatur

- [1] Geiger, B.; Wittke, F., 2002: *Energieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland*. BWK 54 (1-2), pp. 50-56
- [2] Raab, S.; Schmidt, T.; Benner, M.; Heidemann, W.; Müller-Steinhagen, H.: *Saisonale Wärmespeicher – aktuelle Speichertechnologien und Entwicklungen bei Heißwasser-Wärmespeichern*. OTTI-Fachseminar Oberflächennahe Geothermie. 19./20. Februar 2002, München.
- [3] Reuß, M.: *Erdwärmesonden-Speicher – Erfahrungen mit Anlagen in Neckarsulm und Attenkirchen*. OTTI-Fachseminar Oberflächennahe Geothermie. 19./20. Februar 2002, München.
- [4] Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung e. V.: *Vorplanung Solare Nahwärme München-Ackermannbogen*. März 2000, München.
- [5] 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.
- [6] TRNSYS Version 14.2, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison und Transsolar, Stuttgart.
- [7] Mangold, D.; Heidemann, W.; Hahne, E.; Müller-Steinhagen, H.: *Solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher – Erfahrungen aus dem Programm Solarthermie 2000*. VDI-Tagung Fortschrittliche Energiewandlung und –anwendung. 13./14. März 2001, Bochum.
- [8] 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

Danksagung

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 0329606S gefördert. Die Autoren danken für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.