Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Projektträger Jülich
Forschungszentrum Jülich

Förderprogramm des BMU zu Forschung und Entwicklung im Bereich

Niedertemperatur Solarthermie

Solarthermie2000plus: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeichern - Wissenschaftliche Begleitforschung und Messprogramm

FKZ: 0329607J

Projektpartner:	Universität Stuttgart - Fakultät 4 Energie-, Verfahrens- und Biotechnik - Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW)
Zuwendungssumme:	995.461,4 EUR
Laufzeit:	**01.06.2005 – 31.07.2008**

Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeichern

D. Bauer, W. Heidemann, R. Marx, J. Nußbicker-Lux, F. Ochs,
V. Panthalookaran, S. Raab

Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart,

Prof. Dr. Dr.-Ing. habil. H. Müller-Steinhagen,
Pfaffenwaldring 6, 70550 Stuttgart,
Tel.: +49 711 685 63554, Fax: +49 711 685 63503,
Internet: www.itw.uni-stuttgart.de, Email: pm@itw.uni-stuttgart.de

1. Einleitung

Zur Erreichung der von der Bundesregierung geplanten CO_2-Emissionsminderung werden bei der zukünftigen Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland Konzepte zu verfolgen sein, die eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien, intensive Abwärmenutzung sowie einen konsequenten Ausbau der Kraft-Wärme-Koppelung beinhalten. Diese Maßnahmen sind nur mit der Bereitstellung technisch ausgereifter und wirtschaftlich attraktiver Wärmespeicher realisierbar. Dazu ist eine effiziente Speichertechnologie notwendig, um das zeitliche Ungleichgewicht von Strahlungsangebot und Wärmenachfrage auszugleichen und die Realisierung eines integrierten energieeffizienten Gesamtprozesses zu ermöglichen.

Wie Energieszenarien für die zukünftige Wärmeerzeugung zeigen, können Langzeit-Wärmespeicher in Kombination mit solaren Nahwärmenetzen dazu beitragen, zukünftig große Teile des gesamten Niedertemperatur-Wärmemarktes in Deutschland mit solarer Energie zu versorgen. Dazu ist es notwendig, Wärmespeicher zur Verfügung zu haben, die kostengünstig erstellt und zudem einfach in bestehende Siedlungs- bzw. Industriestrukturen integriert werden können.

Seit 1993 wird durch das Energieforschungsprogramm Solarthermie-2000 bzw. Solarthermie2000plus u.a. die Technik der Langzeit-Wärmespeicherung einschließlich des technischen Systems zur Nutzung der gespeicherten Wärme entwickelt und in Pilotanlagen verwirklicht. Die Arbeitsgruppe „Solar unterstützte Nahwärme“ des Instituts für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart (ITW) führt die wissenschaftlich-technische Programmbegleitung im Rahmen des BMU-Vorhabens 0329607J durch. Elf Anlagen mit Langzeit-Wärmespeicher, die im Rahmen von Solarthermie2000plus von verschiedenen Instituten begleitet werden, sind in Betrieb oder kurz vor der Inbetriebnahme.

In diesem Bericht sind die wesentlichen Ergebnisse aus der wissenschaftlich-technischen Begleitung der bestehenden Pilotanlagen in Friedrichshafen, Neckarsulm und Rostock im Projektzeitraum Juni 2005 bis Juli 2006 dargestellt. Des Weiteren sind die derzeit im Bau befindlichen Projekte in Crailsheim und Eggenstein-Leopoldshafen beschrieben.

Die Anlage in Chemnitz wurde 2006 stillgelegt und wird entsprechend nicht in diesem Bericht behandelt. Die Anlage wurde durch die TU Chemnitz wissenschaftlich betreut. Die Anlagen in Hamburg, Steinfurt und Hannover werden in einem gesonderten Bericht behandelt. Die wissenschaftliche Begleitung und das Monitoring erfolgen durch das IGS, Universität Braunschweig. Die Anlagen in Attenkirchen und München-Ackermannbogen, welche durch das ZAE Bayern wissenschaftlich begleitet und vermessen werden, werden ebenso in einem eigenen Bericht beschrieben.

Im letzten Abschnitt des vorliegenden Berichts sind Forschungsarbeiten dargestellt, die zur Weiterentwicklung saisonaler Wärmespeicherung dienen. Es finden sich Beiträge zur Entwicklung von Systemen mit solaren Deckungsanteilen von ca. 35 % zur Validierung eines Simulationsmodells für Erdsonden-Wärmespeicher, zur Untersuchung und Optimierung von Heißwasser-Wärmespeichern mit Hilfe von CFD-Simulationen sowie zur Untersuchung des Einflusses der Wärmedämmung von saisonalen Wärmespeichern auf den solaren Deckungsanteil.

2. Wissenschaftlich-technische Begleitung der Pilotanlagen

2.1. Friedrichshafen

Im Neubaugebiet Wiggenhausen Süd der Stadt Friedrichshafen am Bodensee ging im Jahr 1996 eine der beiden ersten Pilotanlagen im Rahmen des BMFT-Vorhabens ‚Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher' in Betrieb. Das ITW der Universität Stuttgart führt im Rahmen der wissenschaftlich-technischen Begleitung seit der Inbetriebnahme der Anlage ein kontinuierliches und detailliertes Monitoring des Anlagenbetriebs durch. Im Folgenden werden die Ergebnisse der wissenschaftlich-technischen Begleitung in Form von Wärmebilanzen und Betriebserfahrungen der Jahre 2005 bis 2007 dargestellt.

Tabelle 2.1-1 zeigt die Wärmebilanzen des Systems für die elf Betriebsjahre von 1997 bis 2007 im Überblick. Der jährliche Wärmebedarf des Nahwärmenetzes betrug in den ersten sechs Betriebsjahren zwischen 2 033 MWh und 2 423 MWh. Nach Anschluss des zweiten Bauabschnitts an das System beträgt nun die Wärmeabnahme der beiden Bauabschnitte gemeinsam etwas mehr als 3 000 MWh. Der solare Deckungsanteil betrug zwischen 21 % (1997/1999) und 33 % (2007). Die von den Solarkollektoren gelieferte Wärme erreichte 2007 mit 1 400 MWh den bisherigen Höchstwert. Davon konnten 172 MWh ohne Zwischenspeicherung im Langzeit-Wärmespeicher direkt genutzt werden. Die bilanzierten Wärmeverluste von saisonalem Wärmespeicher und Heizzentrale lagen in den ersten sechs Betriebsjahren bei ca. 340 MWh/a. Nach Anschluss von weiteren Kollektorfeldern des zweiten Bauabschnitts mit einer Fläche von 1 350 m² stieg das Temperaturniveau des Wärmespeichers, womit sich die bilanzierten Wärmeverluste auf bis zu 482 MWh/a im Jahr 2007 erhöhten.

Tabelle 2.1-1: Wärmebilanz der solar unterstützten Nahwärmeversorgung Friedrichshafen

		1997	1998	1999	2000	2001	2002
Einstrahlung in Kollektorebene	[kWh/m²]	1290	1305	1211	1271	1292	1306
Wärmelieferung der Kollektoren	[MWh]	1080	946	880	944	892	989
je m² Kollektorfläche	[kWh/m²]	400	350	326	349	330	366
Einspeisung Solarwärme ins Netz	[MWh]	475	620	478	611	566	652
je m² Kollektorfläche	[kWh/m²]	176	230	177	226	210	241
Speicherverluste	[MWh]	357	325	359	360	322	333
Wärmemenge Gesamt ins Netz	[MWh]	2262	2245	2278	2033	2173	2423
Netzverluste (BA1)	[%]	7.2	8.8	7.1	3.8	4.8	6.0
Wärmelieferung durch Gaskessel	[MWh]	1788	1623	1768	1426	1604	1773
Solarer Deckungsanteil	[%]	21	28	21	30	26	27

		2003	2004	2005	2006	2007
Einstrahlung in Kollektorebene	[kWh/m²]	1473	1323	1338	1326	1358
Wärmelieferung der Kollektoren	[MWh]	941*	808*	1179**	1200**	1400**
je m² Kollektorfläche	[kWh/m²]	348*	299*	291**	296**	346**
Einspeisung Solarwärme ins Netz	[MWh]	886**	743**	764**	803**	962**
je m² Kollektorfläche	[kWh/m²]	-	-	189**	198**	238**
Speicherverluste	[MWh]	-	-	386	421	482
Wärmemenge Gesamt ins Netz	[MWh]	3325**	3013**	3205**	3017**	2942**
Netzverluste (BA1)	[%]	7.7	8.8	-	7.3	5.1
Wärmelieferung durch Gaskessel	[MWh]	2210	2270	2440	2310	1982
Solarer Deckungsanteil	[%]	27	25	24	26	33

* nur Bauabschnitt 1; Bauabschnitt 2 nicht erfasst ** Bauabschnitt 1 + Bauabschnitt 2

Für den ersten Bauabschnitt wurde im Vorfeld durch Simulationen ein solarer Deckungsanteil von 43 % berechnet. Dieser Wert konnte aus mehreren Gründen bisher nicht erreicht werden. Zum einen ist der Wärmebedarf der Gebäude des ersten Bauabschnitts geringfügig höher als erwartet. Zum anderen sind die ursprünglich angestrebten Netzrücklauftemperaturen (volumenstromgewichtetes Jahresmittel) von unter 40 °C bisher deutlich überschritten worden. Im Jahr 2006 betrug der volumenstromgewichtete Jahresmittelwert der Netzrücklauftemperatur des ersten Bauabschnitts 56.6 °C. Zusätzlich liegen die Wärmeverluste des Langzeit-Wärmespeichers deutlich über den berechneten Werten von 220 MWh/a.

2.2. Neckarsulm

An die solar unterstützte Nahwärmeversorgung (SUN) mit Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm (Grenchenstraße) waren Mitte 2008 etwa 300 Wohneinheiten

sowie eine Schule mit Turnhalle und ein Ladenzentrum angeschlossen. Die Wohngebäude bestehen hauptsächlich aus Reihen- und Mehrfamilienhäusern sowie zwei Seniorenwohnheimen. Die in zehn Kollektorfelder aufgeteilte Kollektorfläche beträgt derzeit 5 670 m² bzw. 3 969 kW_{th}. Das Volumen des Erdsonden-Wärmespeichers beträgt 63 360 m³. Mitte des Jahres 2008 wurde eine Wärmepumpe mit maximal 512 kW_{th} installiert, die zur Entladung des Erdsonden-Wärmespeichers genutzt werden soll. Das Nahwärmenetz Eugen-Bolz-Straße, das unmittelbar an das Nahwärmenetz Grenchenstraße anschließt, wird seit Anfang 2008 bei Bedarf mit Wärme mitversorgt.

Die Kenndaten der Nahwärmeversorgung für die Jahre 1999 bis 2007 sind in Tabelle 2.2-1 aufgeführt. Für das Jahr 2001 können aufgrund der Erweiterung des Erdsonden-Wärmespeichers und des damit verbundenen Umbaus der Messdatenerfassung keine Werte angegeben werden. Für das Jahr 2005 können wegen des Ausfalls der Messdatenerfassung aufgrund eines Blitzeinschlags nicht alle Kenndaten angegeben werden.

Die solare Einstrahlung in der Kollektorebene (des Kollektorfeldes Turnhalle, 15° Neigung) liegt für die Jahre 2006/2007 im Bereich des Mittels der Jahre 1999 bis 2007. Der spezifische Wärmeertrag der Kollektoren betrug im Projektzeitraum zwischen 310.5 kWh/(m²·a) im Jahr 2005 und 343 kWh/(m²·a) im Jahr 2006. Der niedrige Wert für das Jahr 2005 resultiert hauptsächlich aus einem vergleichsweise niedrigen Solarwärmeertrag der Kollektorfelder Schule / Turnhalle und Ladenzentrum im Juli 2005, die durch einen Blitzeinschlag betroffen waren.

Der solare Nutzwärmeertrag (Einspeisung Solarwärme ins Netz), der sich aus der direkt genutzten und der aus dem Erdsonden-Wärmespeicher (ESWSp) ausgespeicherten Solarwärme zusammensetzt, betrug im Jahr 2006 185 kWh/(m²·a) und im Jahr 2005 232 kWh/(m²·a). Im Jahr 2006 war die Entladewärmemenge des Erdsonden-Wärmespeichers (232 MWh/a) im Vergleich zur Beladewärmemenge (936 MWh/a) sehr niedrig, daher ist der solare Nutzwärmeertrag niedrig. Die Entladewärmemenge war gering, da das Regelungssystem in der Heizzentrale komplett ersetzt wurde, diese Maßnahme dauerte etwa vier Monate. Im Jahr 2005 wurde die Solarwärme hauptsächlich direkt genutzt, sodass sowohl die Be- als auch die Entladewärmemenge vergleichsweise niedrig war (477 MWh/a bzw. 321 MWh/a). Die Gesamtwärmemenge ins Netz (Gebäude sowie Nahwärme- und Solarnetz) betrug im

Jahr 2005 4825 MWh und im Jahr 2006 2647 MWh. Im Jahr 2005 musste über eine längere Zeit das Nahwärmenetz Eugen-Bolz-Straße mit Wärme mitversorgt werden, sodass sich ein hoher Wärmeverbrauch und entsprechend ein niedriger solarer Deckungsanteil ergibt. In den Jahren 2006 und 2007 waren die Wärmeverbräuche vergleichbar und die solaren Deckungsanteile betrugen 39.6 % bzw. 44.8 %. Der hohe solare Deckungsanteil im Jahr 2007 resultiert u. a. aus dem gestiegenen Speichernutzungsgrad von 48% gegenüber 25% im Jahr 2006.

Tabelle 2.2-1: Wärmebilanz der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Neckarsulm

		1999	**2000**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**
Einstrahlung in Kollektorebene	[kWh/m²]	1138	1174	1136	1445	1252	k. A.[6]	1311	1254
Wärmeertrag der Kollektoren	[MWh]	802	577	1696	2050[1] 71[2]	1629[1] 38[2]	1634	1805	1854
je m² Kollektorfläche	[kWh/m²]	304	219[3]	339	406[1)]	318[1,4]	310.5	343	336
Einspeisung Solarwärme ins Netz	[MWh]	224	213[3]	822	700[1,2,5]	755[1,2,5]	1221	1011	1204
je m² Kollektorfläche	[kWh/m²]	85	81[3]	164	126[1]	143[1]	232	185	218
Wärmemenge Gesamt ins Netz	[MWh]	1252	1247	2126	1810 +81 Solarleit.-verluste	2236[1] +120 Solarleit.-verluste 879[2]	4825	2647	2807
Wärmelieferung durch Gaskessel	[MWh]	1028	1034	1303	1109	1481[1] 879[2]	3311	1510	1485
Solarer Deckungsanteil	[%]	18	17	39	39	34[1)]	26.7	39.6	44.8

1) Nahwärmenetz Grenchenstraße
2) Nahwärmenetz Eugen-Bolz-Straße
3) für 2636 m², da Carport (454 m²) erst Ende des Jahres angeschlossen wurde
4) für 5007 m², da Pflegeresidenz (256 m³) erst im Laufe des Jahres angeschlossen wurde
5) Bei der Berechnung wurden die Solarleitungsverluste abgezogen. Es wurde die solare Wärmelieferung der Kollektoren in der Grenchenstraße, nicht jedoch der Kollektoren des benachbarten Nahwärmegebiets Eugen-Bolz-Str. berücksichtigt. Die Berechnung der solaren Nutzwärmeerträge der Jahre 1999–2003 erfolgte ohne Abzug der Solarleitungsverluste.
6) Durch einen Blitzeinschlag war die Messtechnik einige Zeit außer Betrieb.

2.3. Rostock

Im Mai 2000 ging in Rostock die erste solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit einem Aquifer-Wärmespeicher in Deutschland in Betrieb. Das ITW der Universität Stuttgart führt im Rahmen der wissenschaftlich-technischen Begleitung seit der Inbetriebnahme der Anlage ein kontinuierliches und detailliertes Monitoring des Anlagenbetriebs durch. Im Folgenden werden die Ergebnisse der wissenschaftlich-technischen Begleitung des Projektzeitraums dargestellt.

In Tabelle 2.3-1 sind die Kenndaten der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Rostock aufgetragen. Die Wärmelieferung der Kollektoren beträgt nach Planung 417 kWh/(m² a), erreicht wurde in den Jahren 2005 bis 2007 eine solare Wärmelieferung von 375 kWh/(m² a) bis 391 kWh/(m² a). Dem gegenüber steht ein Wärmebedarf von geplanten 538 MWh/a. Tatsächlich verbraucht wurden in den

Jahren 2005 605 MWh/a bis hin zum bislang niedrigsten Bedarf im Jahr 2007 mit 571 MWh/a Wärme. Der Vergleich der Planungs- mit den Istdaten zeigt, dass die Wärmelieferung der Kollektoren etwas geringer und der Wärmebedarf etwas höher waren als geplant. Die Messergebnisse der Jahre 2001-2005 zeigen im Wesentlichen, dass die Anlage sehr gut funktioniert[1]. Von Mitte März 2006 bis Mitte November 2007 war die Wärmepumpe aufgrund einer Undichtigkeit in einem Wärmeübertrager nicht in Betrieb. Dadurch konnte im Winter 06/07 nur eine minimale direkte Entladung des Aquifer-Wärmespeichers erfolgen.

Tabelle 2.3-1: Wärmebilanz der solar unterstützten Nahwärmeversorgung Rostock

Jahr		**Planung**	**2001**	**2002**	**2003** [2)]	**2005**	**2006**	**2007**
Einstrahlung in Kollektorebene	[kWh/m²]	-	1158	1194	1387	1276	1243	1286[5)]
Mittlere Umgebungstemperatur	[°C]	-	9.1	9.7	9.3	9.4	10.0	10.3
Wärmelieferung der Kollektoren	[MWh]	400	348	364	456	373	383	368
je m² Kollektorfläche	[kWh/m²]	417	355	371	465	380	391	375
Wärmeeinspeicherung in den Aquifer	[MWh]	234	214	245	295	205	230	214
Wärmeausspeicherung aus dem Aquifer	[MWh]	222	78	158	143	178	84	51
Solare Nutzwärme [3)]	[MWh]	306	211	278	304	346	238	204
je m² Kollektorfläche	[kWh/m²]	319	216	283	310	353	242	208
Gesamtwärmebedarf inkl. Leitungsverluste	[MWh]	538	656	644	623	605	596	571
Wärmelieferung des Kessels	[MWh]	61	420	322	279	210	333	351
Stromverbrauch der Wärmepumpe	[MWh]	55	24	44	40	50	26	16
Arbeitszahl der Wärmepumpe	[-]	5	4.1	4.3	4.4	4.5	4.0	4.1
solarer Deckungsanteil [4)]	[%]	62	32	43	49	57	40	36

[2)] zeitweise Messdatenausfälle von Durchflussmessern im Jahr 2003 wurden durch Daten aus der DDC-Regelung oder durch interne Wärmebilanzrechnungen ergänzt.
[3)] solare Wärmelieferung an das Gebäude: Summe aus direkt genutzter Solarwärme plus Wärmeausspeicherung aus dem Aquifer (aus direkter Nutzung und kondensatorseitig vor der Wärmepumpe)
[4)] bezogen auf Endenergie
[5)] im Jahr 2007 Ausfall der Messwerterfassung für die Einstrahlung vom 27.09. bis 13.11. Ergänzung durch Daten des Deutschen Wetterdienstes.

[1] Die Auswertung bis zum Jahr 2004 erfolgte durch Thomas Schmidt (SWT, jetzt Solites).

3. Projektentwicklung und Baubegleitung neuer Pilotprojekte

3.1. Crailsheim Hirtenwiesen II

Durch die Fortsetzung des deutschen Energieforschungsprogramms Solarthermie-2000 unter dem Namen Solarthermie2000plus durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) wurde die Möglichkeit geschaffen, weitere Pilotanlagen der solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit saisonaler Wärmespeicherung zu realisieren und wissenschaftlich zu begleiten. Auf Grund dessen entsteht im Rahmen der Umnutzung eines ehemaligen Kasernengeländes in Crailsheim das Neubaugebiet ‚Hirtenwiesen II' als solar unterstütztes Nahwärmesystem. Ziel ist die möglichst wirtschaftliche CO_2-Einsparung von 50 % im Vergleich zum vorgeschriebenen Baustandard. Die Projektverwirklichung begann mit dem „ersten Meilenstein" am 6.12.2002 und ist aktuell (Anfang 2009) noch nicht vollständig abgeschlossen. Mit einer Kollektorfläche von bis zu 10 000 m² soll die Anlage die größte solar unterstützte Nahwärmeversorgung Deutschlands werden.

Nach umfangreichen Untersuchungen und Auslegungsstudien wurde die Entscheidung getroffen, das System als zweigeteilte Anlage mit saisonaler Wärmespeicherung mit Erdsonden-Wärmespeicher auszuführen. Weiterhin wurde beschlossen eine Wärmepumpe in das System zu integrieren, um zum einen höhere Nutzungsgrade bei der Wärmegewinnung und Wärmespeicherung und zum anderen niedrige Investitionskosten (durch die Reduzierung der Größe des Langzeit-Wärmespeichers) und damit niedrige solare Wärmekosten zu erzielen.

Während des Projektzeitraums Juni 2005 bis Juli 2008 befand sich der zweite Anlagenteil im Bau und war hydraulisch noch nicht endgültig an das Gesamtsystem angekoppelt. Aus diesem Grund sind im Folgenden die Monitoringergebnisse in Form von Wärmebilanzen und Betriebsdetails einzelner Systemkomponenten für den ersten Bauabschnitt aufgeführt.

Tabelle 3.1-1 zeigt die Wärmebilanz der solar unterstützten Nahwärmeversorgung für die Betriebsjahre 2006 und 2007. Der Wärmebedarf des Nahwärmenetzes erreichte bei einer Gradtagzahl von 3682 Kd bzw. 3282 Kd mit 2022 MWh bzw. 2255 MWh nur etwa die Hälfte der für das fertige Baugebiet prognostizierten Wärmemenge. 20 % (entspricht 408 MWh bzw. 462 MWh) davon konnten solar gedeckt werden. Weitere

65 MWh bzw. 45 MWh solar erzeugter Wärme wurden während der Sommermonate zur Stagnationsvermeidung in den Rücklauf des Netzes Hirtenwiesen I (HWI) eingespeist. Die von den Solarkollektoren gelieferte Wärme betrug 545 MWh bzw. 566 MWh. Die bilanzierten Wärmeverluste von Pufferspeicher und Heizzentrale summierten sich auf 72 MWh bzw. 59 MWh.

Tabelle 3.1-1: **Wärmebilanz der solar unterstützten Nahwärmeversorgung 2006 und 2007 (1. BA)**

		2006	**2007**
Einstrahlung in Kollektorebene	[kWh/m²]	1307	1330
Gradtagzahl (ganzjährig)	[Kd]	3682	3282
Gradtagzahl in der Heizperiode (1.9.-31.5.)	[Kd]	3509	3182
Wärmelieferung der Kollektoren	[MWh/a]	545	566
je m² Kollektorfläche	[kWh/m²]	350	363
Einspeisung Solarwärme gesamt	[MWh]	473	507
je m² Kollektorfläche	[kWh/m²]	303	326
Einspeisung Solarwärme in HWII	[MWh/a]	408	462
Einspeisung Solarwärme in HWI Rücklauf	[MWh/a]	65	45
Wärmemenge Gesamt ins Netz HWII	[MWh/a]	2022	2255
Wärmelieferung durch Fernwärme	[MWh/a]	1630	1765
Verluste von Speicher und Heizzentrale aus Bilanz	[MWh/a]	72	59
Solarer Deckungsanteil HWII*	[%]	20	20
Mittlere Netzrücklauftemperatur HWII	[°C]	41	41

* Einspeisung Solarwärme in HWII / Wärmemenge gesamt in HWII

3.2. Eggensein-Leopoldshafen

In Eggenstein-Leoploldshafen wurde Deutschlands erste solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit saisonaler Wärmespeicherung im Rahmen einer Generalsanierung in einem Schul- und Sportzentrum verwirklicht. Die ersten baulichen Schritte der Sanierungsmaßnahme an den 1960/70er Jahren stammenden Gebäude wurden im Jahr 2002 eingeleitet. Noch stehen der Abschluss der Sanierungsarbeiten des Hallenbades sowie die geregelte Einbindung des Langzeit-Wärmespeichers aus (Stand Anfang 2009). Durch die Sanierung des Gebäudebestands und die Integration des solar unterstützten Nahwärmenetzes soll eine Primärenergieeinsparung von 65 % erzielt und dabei der jährliche Ausstoß an CO_2 um 390 t reduziert werden. Der geplante solare Deckungsanteil beträgt 40 %.

Das Projekt begann im Jahr 2001, als die Gemeinde aufgrund des hohen Energieverbrauchs der sanierungsbedürftigen Bausubstanz aus den 70er Jahren des

vergangenen Jahrhunderts eine detaillierte Bestandsanalyse in Auftrag gab. Diese Bestandsanalyse führte die Pfeil & Koch ingenieursgesellschaft (PKi) aus Stuttgart durch, die anschließend mit der Entwicklung eines ganzheitlichen Energiekonzepts beauftragt wurde. PKi entwickelte daraufhin ein Sanierungskonzept für die Gebäude (inkl. Bauphysik und die Anlagentechnik) und konzipierte das Nahwärmenetz inklusive des Kies-Wasser-Wärmespeichers (KWWS) zur saisonalen Wärmespeicherung. Das Nahwärmenetz umfasst die Versorgung eines Schulgebäudes, zweier Sporthallen, eines Hallenbades und eines Feuerwehrhauses mit einer Trassenlänge von rund 300 m. Nach umfangreichen Untersuchungen wurde aufgrund statischer Gründe die Entscheidung getroffen, das System mit saisonaler Wärmespeicherung mit Kies-Wasser-Wärmespeicher (KWWS) auszuführen. Weiterhin wurde beschlossen, eine Wärmepumpe in das System zu integrieren, um zum einen höhere Nutzungsgrade bei der Wärmegewinnung und Wärmespeicherung und zum anderen niedrige Investitionskosten und damit niedrigere solare Wärmekosten zu erzielen.

Teilweise weichen bei bisher realisierten solar unterstützten Nahwärmeversorgungen mit saisonaler Wärmespeicherung die geplanten und die verwirklichten Ausbaustufen oft stark von einander ab. Entscheidende Kenngrößen sind hierbei die Abweichung in der Bebauung, was sich auf die Netzlast auswirkt und damit oft verbunden, die Kollektorfläche, die teilweise in die Dachkonstruktion der Gebäude integriert ist. Da diese Abweichungen der Komponenten zu den geplanten Kenngrößen großen Einfluss auf die Effizienz der Gesamtanlage haben, wird allein aus diesem Grund selten der geplante solare Deckungsanteil erzielt. In Eggenstein konnte aufgrund des Gebäudebestands genau die Planung umgesetzt werden. Hier wird sich in Zukunft erweisen, wie präzise die derzeitigen Planungsmöglichkeiten sind, die auf Simulationsstudien basieren. Erste Messdaten der Gemeinde Eggenstein deuten daraufhin, dass die durch die Sanierung der Gebäude erwarteten Einsparungen im Wärmeverbrauch erzielt werden konnten. Wie sich die anderen Anlagenkomponenten und ihr Zusammenspiel im Gesamtsystem verhalten werden, ist Teil der wissenschaftlichen Betreuung des Nachfolgeprojekts.

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

4.1. Entwicklung von solar unterstützten Nahwärmesystemen für solare Deckungsanteile von ca. 35 %

Solar unterstützte Nahwärmesysteme mit solaren Deckungsanteilen von ca. 35 % am Gesamtwärmebedarf ermöglichen die Substitution eines beträchtlichen Anteils fossiler Brennstoffe bei gleichzeitig moderaten Investitionskosten – verglichen mit Systemen mit einem solaren Deckungsanteil von 50 % – durch den Verzicht auf eine saisonale Wärmespeicherung. Eine ausführliche Literaturstudie hat gezeigt, dass bisher keine Auslegungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmesysteme mit erdvergrabenen oder oberirdischen Heißwasser-Wärmespeicher existieren. Im Rahmen der Dissertation von Stefan Raab [1] wurden derartige Dimensionierungsrichtlinien für Systeme mit erdvergrabenen Heißwasser-Wärmespeichern, die auf Basis der Ergebnisse umfangreicher Simulations-rechnungen erstellt wurden, erarbeitet. Detaillierte Ergebnisse sind in der zu finden.

Lerneffekte und weiterentwickelte Technologien werden bis zum Jahr 2015 zu Senkungen der Investitionskosten gegenüber dem gegenwärtigen Stand von 20 % bei Kollektoren und von 30 % bei erdvergrabenen Heißwasser-Wärmespeichern führen. Damit ergeben sich Senkungen der solaren Wärmekosten gegenüber dem Ist-Stand von 22 % (Systeme mit 500 MWh/a) bis 24 % (10 000 MWh/a) bei Systemen mit erdvergrabenen Wärmespeichern.

4.2. Validierung eines Simulationsmodells für Erdsonden-Wärme-speicher

Es wurden transiente Simulationen durchgeführt, um Vorhersagen des thermischen Verhaltens des in Neckarsulm realisierten Erdsonden-Wärmespeichers zu überprüfen und Optimierungsvorschläge für den Betrieb aufzuzeigen. Die ge-wonnenen Erkenntnisse zur Sensitivität der einzelnen Parameter können auch bei der Auslegung neuer Wärmespeicher bzw. solar unterstützter Nahwärmeversorg-ungen verwendet werden. Dazu wurde das Simulationsmodell angepasst und eine detaillierte Parameteranalyse durchgeführt. Die ausführliche Behandlung des Themas wird Gegenstand einer Dissertation von Janet Nußbicker-Lux sein.

Das thermische Verhalten des in Neckarsulm realisierten Erdsonden-Wärmespeichers wurde mit dem „Superposition Borehole Model for TRNSYS“ nachgebildet. Dabei wurde eine gute Übereinstimmung zwischen gemessenen und berechneten Wärmemengen (Abweichung ca. 3%) und Temperaturen (Abweichung ca. 3 K) erreicht.

4.3. Rechnerische Untersuchung und Optimierung von Heißwasser-Wärmespeichern

Die Charakterisierung und das Design saisonaler Heißwasser-Wärmespeicher ist aufgrund der großen geometrischen Abmessungen und langen Betriebszeiten aufwändig, zeit- und kostenintensiv. Daher ist ein auf numerischen Strömungssimulationen (CFD) basierendes Werkzeug hilfreich, um die Charakterisierung und Auslegung von neuen Speichersystemen zu vereinfachen. Zwei notwendige Komponenten eines solchen Designwerkzeuges sind:

1) ein allgemeingültiges umfassendes Beurteilungsschema, um die energetische Leistungsfähigkeit verschiedener thermischer Energiespeichersysteme (TES) miteinander vergleichen zu können,

2) ein validiertes CFD-Modell, das verschiedene fluiddynamische Abläufe und Prozesse des Wärmetransports, welche in solchen Systemen stattfinden, simuliert.

Durch die durchgeführten Forschungsarbeiten konnte der Vertrauensbereich für den Einsatz von CFD bei der Nachrechnung, Analyse und Optimierung von Heißwasser-Wärmespeichern weiter gesteigert werden. Wie sich zeigt, können mit den bereits standardmäßig verfügbaren Modellansätzen in kommerziellen Programmen qualitativ gute Ergebnisse erzielt werden bei der Nachrechnung von z.B. Temperatur- und Strömungsfeldern in großen Heißwasser-Wärmespeichern. Eine Steigerung der Abbildungsgüte wird durch Anpassung freier Parameter in Turbulenzmodellansätzen an die jeweils vorliegende Aufgabenstellung erzielt (Kalibrierung von Turbulenzmodellen).

Es wurde ein Charakterisierungsschema für Heißwasser-Wärmespeicher entwickelt, welches Kennzahlen (storage evaluation numbers SEN) basierend auf dem 1. und 2. Hauptsatz der Thermodynamik verwendet. Die SEN-Wirkungsgrade können verwendet werden, um unterschiedliche Vorgänge in und an thermischen

Energiespeichern zu analysieren und zu bewerten. Die Grundvoraussetzung für eine SEN-Analyse ist die Kenntnis der Temperaturausbreitung im Speicherinneren während des Speicherbetriebs. Diese Temperaturfeldinformation kann z.B. mit numerischen Simulationen ermittelt werden. Die neue Charakterisierungsmethode ist ideal geeignet für eine CFD-unterstützte Design-Analyse. Diese Bewertungsmethode wurde eingesetzt, um die Einflüsse verschiedender Designparameter – wie z.B. die Behälterhülle, deren Größe, Form und Aufbau, die interne Struktur und die Gestalt der Be- und Entladeeinbauten – auf deren jeweilige Effizienz zu untersuchen.

Die erarbeiteten Modelle sowie die damit erzielbaren Ergebnisse wurden in zahlreichen Publikationen veröffentlicht und stellten die Grundlage für eine von Varghese Panthalookaran abgeschlossene Dissertation [2] dar.

4.4. Untersuchung zum Einfluss der Wärmedämmung von saisonalen Wärmespeichern auf den solaren Deckungsanteil

Bis heute wurden in Deutschland über zehn Forschungs- und Pilotprojekte mit Langzeit-Wärmespeicher für solar unterstützte Nahwärmesysteme realisiert. International sind ca. 30 Projekte dokumentiert, die überwiegend in Europa und dort in den skandinavischen Ländern betrieben werden. Durch diese Projekte konnte demonstriert werden, dass derartige Systeme technisch machbar sind und gut funktionieren. Jedoch hat die Mehrzahl der bisher unterirdisch ausgeführten Langzeit-Wärmespeicher höhere Wärmeverluste als bei der Planung prognostiziert wurde. Die Gründe dafür sind:

1. höhere mittlerer Speichertemperaturen aufgrund geänderter Bebauung und damit Wärmelasten oder Systemkonfigurationen
2. geringere Temperaturschichtung gegenüber dem Planungsstand
3. höhere Rücklauftemperaturen im Nahwärmenetz und damit höhere Speicherbodentemperaturen mit den daraus resultierenden höheren Wärmeverlusten im nur gering oder nicht gedämmten Bodenbereich
4. durch Feuchtigkeit und hohe Temperatur nimmt die effektive Wärmeleitfähigkeit der eingesetzten Wärmedämmung signifikant gegenüber dem bei der Planung als konstant angenommen Wert auf Basis der DIN 4108 zu

Während die drei erst genannten Gründe systembedingt und somit vorab nicht kalkulierbar sind, ist die Zunahme der Wärmeverluste durch Feuchtigkeit und hohe Temperaturen theoretisch modellierbar. Mit derzeitig verfügbaren Wärmespeicher-Modellen ist dies jedoch nicht möglich. Um die zur Auslegung und Nachrechnung von Nahwärmesystemen erforderlichen (Mehr-) Jahressimulationen in akzeptablen Rechenzeiten durchführen zu können, müssen teilweise starke Vereinfachungen in Kauf genommen werden. Bisher wird für die Planung und Auslegung von solar unterstützten Nahwärmesystemen mit Langzeit-Wärmespeicher fast ausschließlich die Simulationsumgebung TRNSYS verwendet.

Bisherige Wärmespeicher-Modelle in TRNSYS erlauben nur die Eingabe eines konstanten Wertes für die Wärmeleitfähigkeit bei sehr eingeschränkter Möglichkeit die Geometrie des Wärmespeichers zu variieren. Eine allgemeingültige Validierung der vorhandenen Speichermodelle kann aufgrund dieser Einschränkungen (Stoffwerte, Geometrie, Randbedingungen) nicht durchgeführt werden. Anstelle von Validierungen wurde bisher eher Modell-Anpassungen durchgeführt.

Detaillierte Berechnungen mit dem Ziel einer Optimierung der Speichergeometrie bzw. der Verteilung der Wärmedämmung können folglich mit derzeit verfügbaren Modellen nicht durchgeführt werden. Aufgrund der Komplexität von solar unterstützten Nahwärmesystemen kann zur Dimensionierung der Systemparameter mangels besserer Modelle jedoch nicht auf die vorhandenen TRNSYS-Speichermodelle verzichtet werden.

Es konnte gezeigt werden, dass eine Implementierung des Modells der temperatur- und feuchteabhängigen Wärmeleitfähigkeit aufgrund der durch die zahlreichen Vereinfachungen (Geometrie, Randbedingungen) resultierenden Ungenauigkeiten heutiger Wärmespeichermodelle nicht sinnvoll ist. Vielmehr sollten die vorhandenen Modelle grundlegend überarbeitet bzw. neue Modelle entwickelt werden.

5. Zusammenfassung und Ausblick

In den letzten 12 Jahren sind im Rahmen der Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus Programme elf solar unterstützte Nahwärmesysteme in Deutschland entstanden. Vier verschiedene Konzepte für saisonale Wärmespeicher konnten erfolgreich demonstriert werden. Zumindest ein Beispiel jedes Wärmespeicherkonzepts ist erfolgreich in Betrieb und wird vermessen und analysiert. Die Wahl für ein bestimmtes Speicherkonzept hängt von den lokalen Gegebenheiten, vom Nahwärmenetz und vom Anlagensystem ab. Die gewählte Ausführung der Nahwärmesysteme und der Langzeit-Wärmespeicher variiert teilweise stark.

Als Bewertungsgröße für die Effizienz von solar unterstützten Nahwärmesystemen kann neben dem solaren Deckungsanteil (Zielgröße 50 %) die eingespeiste Solarwärme ins Netz je m² Kollektorfläche (solarer Nutzwärmeertrag) herangezogen werden. Bild 5-1 zeigt die Verläufe der jährlichen Wärmelieferung der Kollektoren je m² Kollektorfläche für die Anlagen in Friedrichshafen (FN), Hamburg (HH)[2], Neckarsulm (NSU), Rostock (R), Hannover (H), Steinfurt-Borghorst (SB) und Crailsheim (CR). Die entsprechenden Verläufe der solaren Nutzwärmeerträge sind in Bild 5-2 aufgetragen.

Trotz der höchsten solaren Einstrahlung weist die Anlage in Friedrichshafen geringe bis durchschnittliche solare Nutzwärmeerträge aus. Sowohl die Wärmelieferung der Kollektoren als auch die solaren Nutzwärmeerträge sind in Rostock am höchsten, brechen allerdings in 2006 und 2007 aufgrund des Ausfalls der Wärmepumpe ein. Die Wärmelieferung der Kollektoren in Neckarsulm ist vergleichbar mit den anderen Anlagen, jedoch erreicht der solare Nutzwärmeertrag erst nach sieben Jahren das Niveau der anderen Anlagen. Nur Hamburg liegt aufgrund großer Wärmeverluste des Heißwasser-Wärmespeichers noch darunter. Der niedrige Solarertrag in Hannover ist auf Undichtigkeiten im Kollektorfeld zurückzuführen.

In Bild 5-3 ist das Verhältnis aus ins Netz eingespeister Solarwärme Q_N bezogen auf die von den Kollektoren gelieferte Wärme Q dargestellt. Der Wert schwankt im Jahr 2007 zwischen 0.45 und 0.7. Crailsheim bildet eine Ausnahme, da die Anlage noch

---

[2] Messdaten von Hamburg, Hannover und Steinfurt von IGS, Uni Braunschweig: http://www.igs.bau.tu-bs.de/

mit niedrigen solaren Deckungsanteilen ohne saisonale Wärmespeicherung betrieben wird. Im Mittel werden 62 % der von den Solarkollektoren gelieferten Wärme ins Netz eingespeist. Es sind keine eindeutigen Tendenzen für oder gegen ein Systemkonzept erkennbar.

Durch die Wärmepumpe in Rostock kann der Aquifer-Wärmespeicher auf niedrigere Temperaturen entladen werden, wodurch der Speichernutzungsgrad sehr hohe Werte annehmen kann. Das Verhältnis aus ins Netz eingespeister Solarwärme Q_N bezogen auf die von den Kollektoren gelieferte Wärme Q in Bild geht bei dem Aquifer-Wärmespeicher in Rostock im Jahr 2005 gegen 1. Bei geothermischer Nutzung des umliegenden Erdreichs könnten Werte über 1 erreicht werden. Die Entwicklung in den nächsten Jahren nach Wiederinbetriebnahme der Wärmepumpe bleibt abzuwarten. Für Aquifer- und Erdsonden-Wärmespeicher wird die Integration einer Wärmepumpe dringend empfohlen.

Die Erfahrungen die beim Bau und Betrieb der Systeme und Langzeit-Wärmespeicher gewonnen wurden, führten zu technischer Verbesserung der Komponenten und Systeme. Die Effizenz konnte gesteigert werden bei gleichzeitiger Kostenreduktion. Schwerwiegende Probleme und Fehler (z.B. Leckagen) wurden nicht beobachtet.

Behälter- und Erdbecken-Wärmespeicher sind technisch machbar und funktionieren gut, jedoch sind die Wärmeverluste zu hoch und die Baukosten müssen reduziert werden. Verbesserungen in mehreren Bereichen werden benötigt: Optimierung im Bereich des Erdbaus (Geometrie, Grundwasser, Spezialtiefbauverfahren), Optimierung des Speicherbaus (Verbundwand, freitragende oder schwimmende Abdeckung) und Optimierung der verwendeten Materialien (Leistungsfähigkeit und Alterungsbeständigkeit von Abdichtung und Wärmedämmung). Insbesondere ist der Schutz der Wärmedämmung vor Durchfeuchtung von herausragender Bedeutung. Die Systemintegration ist zudem zu verbessern. So wird die Speicherkapazität der Wärmespeicher durch die Netztemperaturen begrenzt. Hohe Netzrücklauftemperaturen verursachen zudem höhere Wärmeverluste des Wärmespeichers und geringere thermische Schichtung und folglich einen geringeren Wirkungsrad der Kollektoren.

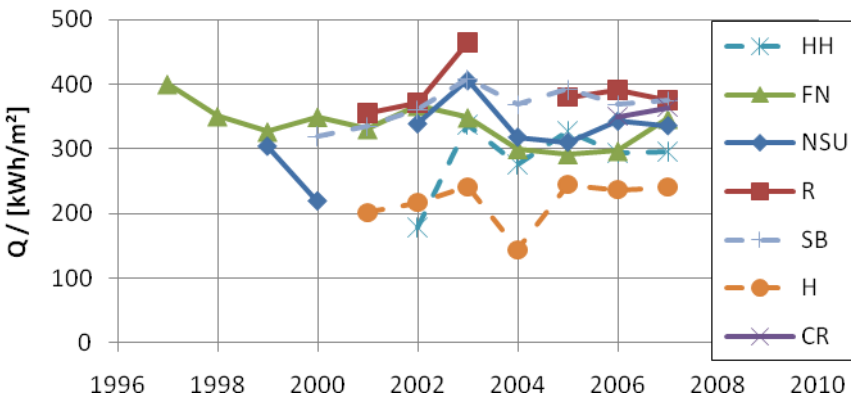

Bild 5-1: Wärmelieferung der Kollektoren je m² Kollektorfläche, Hamburg (HH), Friedrichshafen (FN), Neckarsulm (NSU), Rostock (R), Steinfurt-Borhorst (SB), Hannover (H) und Crailsheim (CR)

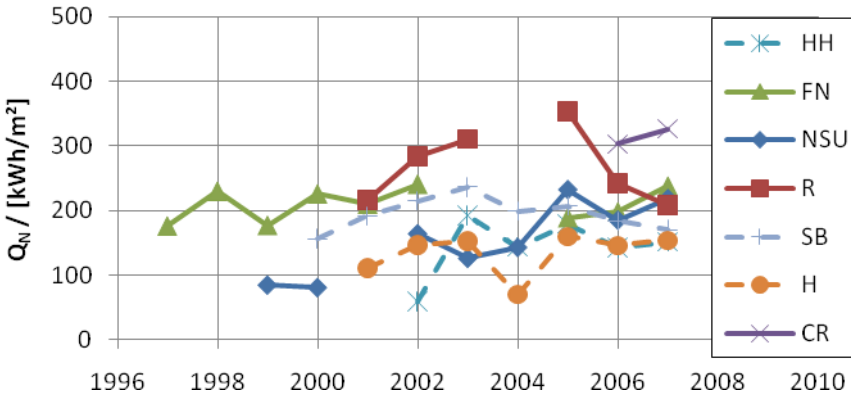

Bild 5-2: Einspeisung Solarwärme ins Netz je m² Kollektorfläche (solarer Nutzwärmeertrag), Hamburg (HH), Friedrichshafen (FN), Neckarsulm (NSU), Rostock (R), Steinfurt-Borhorst (SB), Hannover (H) und Crailsheim (CR)

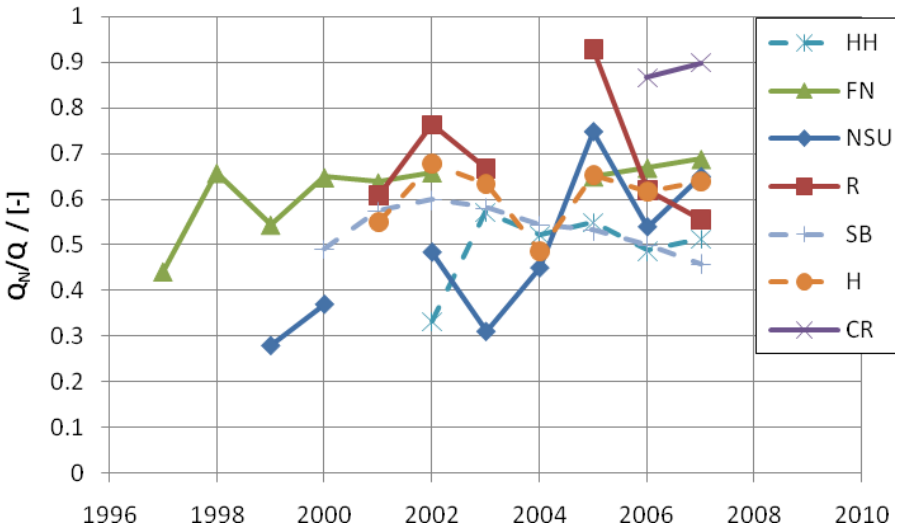

Bild 5-3: Ins Netz eingespeiste Solarwärme Q_N bezogen auf die von den Kollektoren gelieferte Wärme Q für Hamburg (HH), Friedrichshafen (FN), Neckarsulm (NSU), Rostock (R), Steinfurt-Borhorst (SB), Hannover (H) und Crailsheim (CR)

Auch Erdsonden-Wärmespeicher und Aquifer-Wärmespeicher sind technisch machbar und funktionieren gut, jedoch muss der Speichernutzungsgrad erhöht werden. Dazu ist sowohl die Senkung der Netzrücklauftemperaturen als auch die Entwicklung optimierter Wärmepumpen erforderlich. Um die Auswahl möglicher Standorte für System mit Erdsonden- bzw. Aquifer-Wärmespeicher zu vergrößern, ist die Entwicklung von Wärmespeicherkonzepten für Standorte mit (fließendem) Grundwasser zu forcieren. Da Erdsonden-Wärmespeicher aufgrund der begrenzten Be- bzw. Entladeleistung nur in Verbindung mit Pufferspeichern betrieben werden können, ist auch deren Entwicklung voranzutreiben.

Aufgrund der Trägheit solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher können Entwicklungen teilweise erst spät erkannt werden bzw. Maßnahmen, die zur Optimierung getroffen werden, wirken sich erst nach einigen Heizperioden aus. Detailliertes Monitoring über lange Zeiträume wird daher empfohlen. Neben dem Langzeitmonitoring ist die Weiterentwicklung der Speicher- und Systemtechnik im Rahmen von parallel durchgeführten Forschungsarbeiten notwendig. Eine wesentliche Aufgabe besteht dabei in der Neu- und Weiterentwicklung von Wärmespeicher-Modellen, um im Rahmen von Systemsimulationen verschiedene Konzepte besser vergleichen zu können und neue Systeme realistischer prognostizieren zu können. Verbesserte Berechnungsmodelle werden helfen, die Weiterentwicklung saisonaler Wärmespeicher voranzutreiben.

Zukünftig bleibt die Hauptaufgabe die Steigerung des Systemwirkungsgrades sowie die Reduktion der Investitions- und solaren Wärmekosten durch verbesserte Systemintegration, Verbindung von verschiedenen Wärmequellen (Fernwärme, Abwärme, Biomasse und -gas) sowie kombinierter Wärme- und Kältespeicherung.

Literatur

[1] Raab S., Simulation, Wirtschaftlichkeit und Auslegung solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Heißwasser-Wärmespeicher, Diss., Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart, Cuvillier Verlag, ISBN 3-86727-049-X, 2006.

[2] Panthalookaran V., CFD-Assisted Characterization and Design of Hot Water Seasonal Thermal Heat Stores, Thesis, Institute for Thermodynamics and Thermal Engineering (ITW), University of Stuttgart, Stuttgart, 2006.