

Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben

# **Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher**

(Juni 2005 bis Juli 2008)

D. Bauer

W. Heidemann

R. Marx

J. Nußbicker-Lux

F. Ochs

V. Panthaloookaran

S. Raab

durchgeführt von

**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](http://www.itw.uni-stuttgart.de), Email: [pm@itw.uni-stuttgart.de](mailto:pm@itw.uni-stuttgart.de)

*Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter dem Förderkennzeichen 0329607J gefördert. Die Autoren danken für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichtes liegt bei den Autoren.*

---

# Inhalt

<b>1. EINLEITUNG</b>	<b>5</b>
<b>2. WISSENSCHAFTLICH-TECHNISCHE BEGLEITUNG DER PILOTANLAGEN</b>	<b>8</b>
<b>2.1. Friedrichshafen</b>	<b>8</b>
2.1.1. Anlagenbeschreibung	8
2.1.2. Wärmebilanz	10
2.1.3. Betriebserfahrung	12
2.1.3.1. Kollektorfelder	12
2.1.3.2. Langzeit-Wärmespeicher	17
2.1.3.3. Gas-Brennwertkessel	20
2.1.3.4. Nahwärmenetz	20
2.1.4. Sonstiges	22
2.1.5. Zusammenfassung und Ausblick	23
2.1.6. Literatur	24
<b>2.2. Neckarsulm</b>	<b>25</b>
2.2.1. Anlagenbeschreibung	25
2.2.2. Wärmebilanz	26
2.2.3. Betriebserfahrung	27
2.2.3.1. Kollektorfelder	27
2.2.3.2. Langzeit-Wärmespeicher	28
2.2.3.3. Nahwärmenetz	30
2.2.4. Zusammenfassung und Ausblick	32
2.2.5. Literatur	34
<b>2.3. Rostock</b>	<b>35</b>
2.3.1. Anlagenbeschreibung	35
2.3.2. Wärmebilanz	37
2.3.3. Betriebserfahrung	41
2.3.3.1. Kollektorfelder	41
2.3.3.2. Langzeit-Wärmespeicher	42
2.3.3.3. Gas-Brennwertkessel	47
2.3.3.4. Nahwärmenetz	48
2.3.3.5. Wärmepumpe	49
2.3.4. Wasserbeprobung und geochemische Untersuchungen	49

---

2.3.5.	Zusammenfassung und Ausblick	51
2.3.6.	Literatur	52
<b>3.</b>	<b>PROJEKTENTWICKLUNG UND BAUBEGLEITUNG NEUER PILOTPROJEKTE</b>	<b>53</b>
<b>3.1.</b>	<b>Crailsheim Hirtenwiesen II</b>	<b>53</b>
3.1.1.	Anlagenbeschreibung	53
3.1.1.1.	Baugebiet und Nahwärmenetz	54
3.1.1.2.	Funktionsprinzip und Auslegungsdaten der Solaranlage	55
3.1.1.3.	Pufferspeicher	61
3.1.1.4.	Saisonaler Wärmespeicher	63
3.1.1.5.	Sonstiges	73
3.1.2.	Monitoring	73
3.1.2.1.	Beschreibung der Messtechnik	73
3.1.2.2.	Pufferspeicher 2	74
3.1.2.3.	Erdsonden-Wärmespeicher	75
3.1.2.4.	Monitoringergebnisse	79
3.1.3.	Wärmebilanz 2006 und 2007	79
3.1.3.1.	Kollektorfelder	81
3.1.3.2.	Erdsonden-Wärmespeicher	82
3.1.3.3.	Pufferspeicher	84
3.1.3.4.	Solare Vorwärmung	85
3.1.3.5.	Nahwärmenetz HWII	87
3.1.4.	Zusammenfassung und Ausblick	88
3.1.5.	Literatur	90
<b>3.2.</b>	<b>Eggensein-Leopoldshafen</b>	<b>91</b>
3.2.1.	Einleitung	91
3.2.2.	Anlagenbeschreibung	92
3.2.2.1.	Gebäudebestand und Nahwärmenetz	92
3.2.2.2.	Funktionsprinzip und Auslegungsdaten der Solaranlage	94
3.2.2.3.	Kollektorfelder	96
3.2.2.4.	Pufferspeicher	98
3.2.2.5.	Saisonaler Wärmespeicher	99
3.2.2.6.	Wärmepumpe	104
3.2.3.	Messtechnikkonzept	106
3.2.4.	Antifouling Einheit	111
3.2.5.	Monitoring	113

---

---

3.2.6.	Zusammenfassung und Ausblick	115
3.2.7.	Literatur	116
<b>4.</b>	<b>FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN</b>	<b>117</b>
<b>4.1.</b>	<b>Entwicklung von solar unterstützten Nahwärmesystemen für solare Deckungsanteile von ca. 35 %</b>	<b>117</b>
4.1.1.	Einleitung	117
4.1.2.	Grundlagen	117
4.1.3.	Vorgehen	118
4.1.4.	Solare Wärmekosten	119
4.1.5.	Sensitivität der Kosten	121
4.1.6.	Dimensionierungsrichtlinien	123
4.1.7.	Zusammenfassung und Ausblick	125
4.1.8.	Literatur	127
<b>4.2.</b>	<b>Validierung eines Simulationsmodells für Erdsonden-Wärmespeicher</b>	<b>128</b>
4.2.1.	Einleitung	128
4.2.2.	Vorgehensweise	128
4.2.3.	Untersuchungen zu ausgewählten Parametern	130
4.2.3.1.	Erdwärmesonde und Bohrlochwiderstand	130
4.2.3.2.	Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit des Bodens	132
4.2.4.	Auswertung	136
4.2.4.1.	Vergleich gemessener und berechneter Werte im Referenzfall	136
4.2.4.2.	Parameterauswertung	138
4.2.5.	Zusammenfassung und Ausblick	141
4.2.6.	Literatur	141
<b>4.3.</b>	<b>Rechnerische Untersuchung und Optimierung von Heißwasser-Wärmespeichern</b>	<b>142</b>
4.3.1.	Einleitung	142
4.3.2.	Motivation	142
4.3.3.	Kalibrierung und Validierung von CFD-Modellen für Heißwasser-Wärmespeicher	143
4.3.3.1.	Benchmark-Laborversuche	143
4.3.3.2.	Kalibrierung von Turbulenzmodellen	144
4.3.3.3.	Kalibriertes CFD-Modell	146
4.3.3.4.	Validierung anhand Messdaten ausgeführter Anlagen	147
4.3.4.	Neues Beurteilungsschema für Heißwasser-Wärmespeicher mit Temperaturschichtung	149
4.3.5.	Beispiel für eine SEN-Analyse	156
4.3.6.	Zusammenfassung	158

---

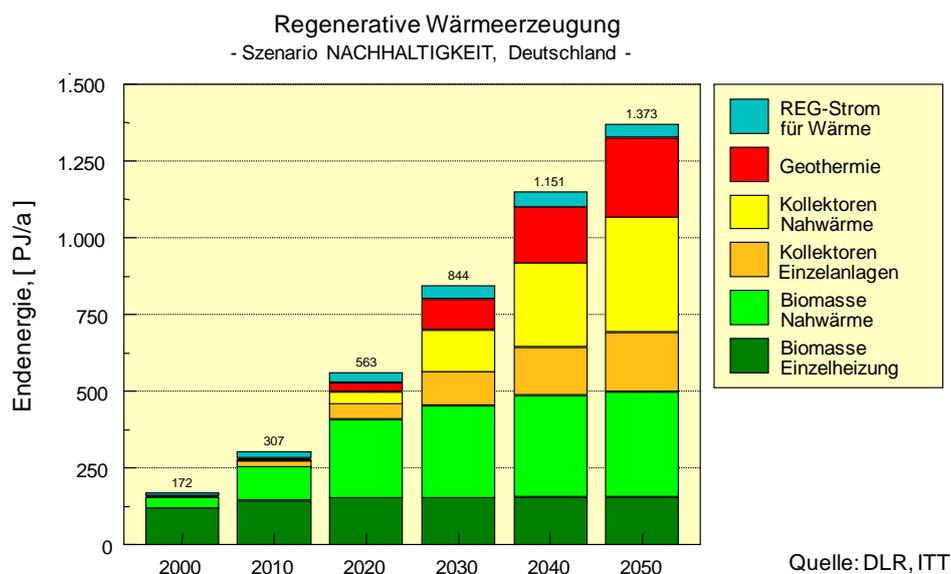
---

4.3.7. Literatur	160
<b>4.4. Untersuchung zum Einfluss der Wärmedämmung von saisonalen Wärmespeichern auf den solaren Deckungsanteil</b>	<b>161</b>
4.4.1. Einleitung	161
4.4.2. Motivation	161
4.4.3. Berechnungsmodelle	163
4.4.4. Speichermodelle in TRNSYS	164
4.4.4.1. XST-Modell	164
4.4.4.2. ICEPIT-Modell	168
4.4.5. Validierung von Simulationsergebnissen mit Messdaten	169
4.4.6. Einfluss der Zielfunktion auf die Modellgüte	170
4.4.7. Randbedingungen	173
4.4.7.1. Erdoberflächtemperatur	173
4.4.7.2. Speichertemperatur	176
4.4.7.3. Einfluss der Randbedingungen	177
4.4.8. Geometrie	181
4.4.9. Einfluss feuchte- und temperaturabhängiger Wärmeleitfähigkeiten	188
4.4.10. Schlussfolgerung und Ausblick	191
4.4.11. Literatur	193
<b>5. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK</b>	<b>195</b>
<b>6. ANHANG</b>	<b>I</b>

## 1. Einleitung

Zur Erreichung der von der Bundesregierung geplanten CO<sub>2</sub>-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 Wärmeherzeugung (vgl. Bild 2.1-1) 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.



**Bild 2.1-1: Szenario zur Entwicklung der Regenerativen Wärmeherzeugung in Deutschland**

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.

Der Stand der Technik und Forschung saisonaler Wärmespeicher ist detailliert dargestellt in einem State-of-the-Art Report, der aktuell im Rahmen des EU-Projekts HIGH-COMBI ([www.highcombi.eu](http://www.highcombi.eu)) angefertigt wurde.

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 wissenschaftliche begleitet und vermessen werden, werden ebenso in einem eigenen Bericht beschrieben.

Die wirtschaftlich-technische Begleitung der SuN Anlagen erfolgt durch Solites, Stuttgart.

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 % (Abschnitt 4.1), zur Validierung eines Simulationsmodells für Erdsonden-Wärmespeicher (Abschnitt 4.2), zur Untersuchung und Optimierung von Heißwasser-Wärmespeichern mit Hilfe von CFD-Simulationen (Abschnitt 4.3) sowie zur Untersuchung des Einflusses der Wärmedämmung von saisonalen Wärmespeichern auf den solaren Deckungsanteil (Abschnitt 4.4).

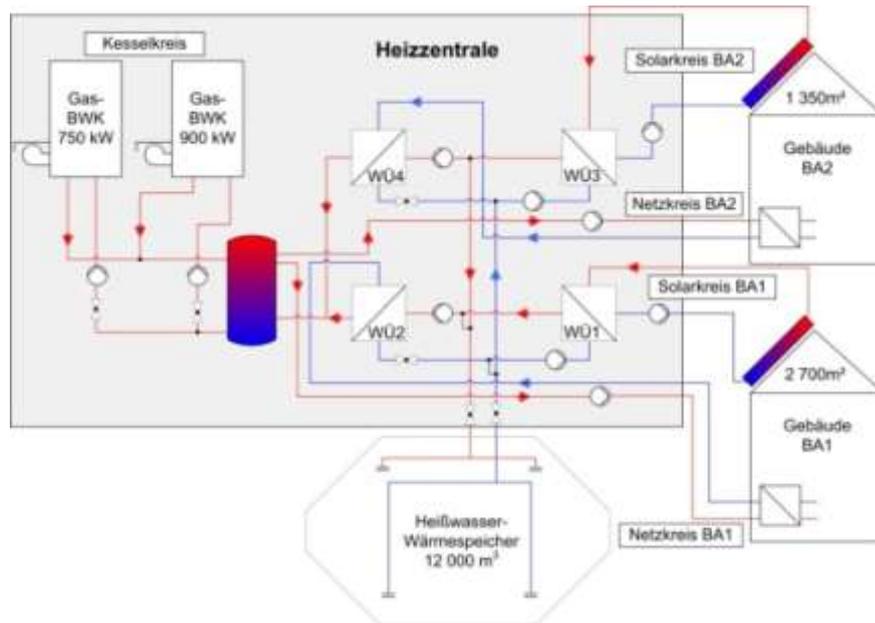
## **2. Wissenschaftlich-technische Begleitung der Pilotanlagen**

### **2.1. Friedrichshafen**

Im Neubaugebiet Wiggerhausen 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.

#### **2.1.1. Anlagenbeschreibung**

Das solar unterstützte Nahwärmesystem versorgt zurzeit zwei Bauabschnitte (BA1 und BA2, siehe Bild 2.1-2) mit Wärme für Heizung und Trinkwarmwasser. Der erste Bauabschnitt umfasst 280 Wohneinheiten mit einer Wohnfläche von ca. 21 500 m<sup>2</sup> in vier Gebäudekomplexen sowie einen Kindergarten mit ca. 1 500 m<sup>2</sup> Nutzfläche. Seit Februar 2002 werden Häuser des zweiten Bauabschnitts nacheinander fertig gestellt und an die Wärmeversorgung angeschlossen. Diese Baumaßnahmen sind aktuell noch nicht abgeschlossen. Im ersten Bauabschnitt sind 2 700 m<sup>2</sup> Kollektorfläche (Flachkollektoren) installiert, im zweiten Bauabschnitt 1 350 m<sup>2</sup>. Der saisonale Heißwasser-Wärmespeicher weist ein Volumen von 12 000 m<sup>3</sup> auf. Bild 2.1-1 zeigt schematisch den Aufbau der solar unterstützten Nahwärmeversorgung.



**Bild 2.1-1: Schema der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Friedrichshafen-Wiggenhausen-Süd**

Entgegen ursprünglicher Planung werden im zweiten Bauabschnitt statt 280 Wohneinheiten in großen Gebäudekomplexen etwa 110 Wohneinheiten hauptsächlich in Reihenhäusern realisiert. Aufgrund des daraus resultierenden Mangels an großen, zusammenhängenden Dachflächen zur Kollektormontage konnten im zweiten Bauabschnitt bisher nur 1 350 m<sup>2</sup> Kollektorfläche anstatt der geplanten 2 700 m<sup>2</sup> installiert werden. Für die Erweiterung des Baugebietes um einen dritten Bauabschnitt liegen aktuell keine konkreten Planungen vor. Sollte der dritte Bauabschnitt in den kommenden Jahren realisiert werden, ist unter Berücksichtigung von ökonomischen und ökologischen Aspekten zu untersuchen, ob der Anschluss an die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Verbindung mit einer Erweiterung um weitere Kollektorfelder zu empfehlen ist.

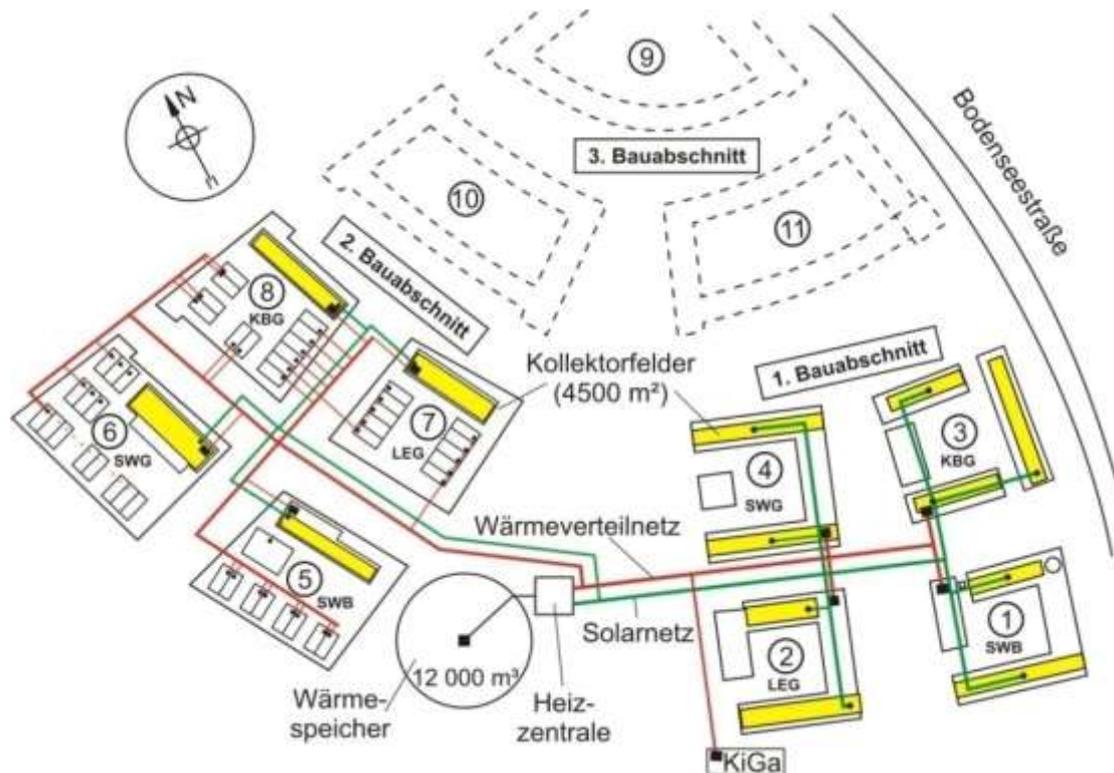


Bild 2.1-2: Lageplan des Nahwärmegebiets in Friedrichshafen-Wiggenhausen Süd

An der energietechnischen Anlage wurden keine Änderungen gegenüber dem in [1] beschriebenen Stand von 2005 durchgeführt. Eine weiterführende Beschreibung der Anlage kann [1], [2], [3] und [4] entnommen werden. Projektbeteiligte und das Regelkonzept der Anlage sind in [2] aufgeführt.

### 2.1.2. Wärmebilanz

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

## 2. Wissenschaftlich-technische Begleitung der Pilotanlagen

Betriebsjahren bei ca. 340 MWh/a. Nach Anschluss von weiteren Kollektorfeldern des zweiten Bauabschnitts mit einer Fläche von 1 350 m<sup>2</sup> 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/m <sup>2</sup> ]	1290	1305	1211	1271	1292	1306
Wärmelieferung der Kollektoren	[MWh]	1080	946	880	944	892	989
je m <sup>2</sup> Kollektorfläche	[kWh/m <sup>2</sup> ]	400	350	326	349	330	366
Einspeisung Solarwärme ins Netz	[MWh]	475	620	478	611	566	652
je m <sup>2</sup> Kollektorfläche	[kWh/m <sup>2</sup> ]	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/m <sup>2</sup> ]	1473	1323	1338	1326	1358
Wärmelieferung der Kollektoren	[MWh]	941*	808*	1179**	1200**	1400**
je m <sup>2</sup> Kollektorfläche	[kWh/m <sup>2</sup> ]	348*	299*	291**	296**	346**
Einspeisung Solarwärme ins Netz	[MWh]	886**	743**	764**	803**	962**
je m <sup>2</sup> Kollektorfläche	[kWh/m <sup>2</sup> ]	-	-	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 Netzzücklauftemperaturen (volumenstromgewichtete Jahresmittel) von unter 40 °C bisher deutlich überschritten worden. Im Jahr 2006 betrug der volumenstromgewichtete Jahresmittelwert der Netzzücklauftemperatur des ersten Bauabschnitts 56.6 °C. Zusätzlich liegen die Wärmeverluste des Langzeit-

Wärmespeichers deutlich über den berechneten Werten von 220 MWh/a. Die monatliche Wärmebilanz für das Jahr 2007 ist in Bild 2.1-3 dargestellt.

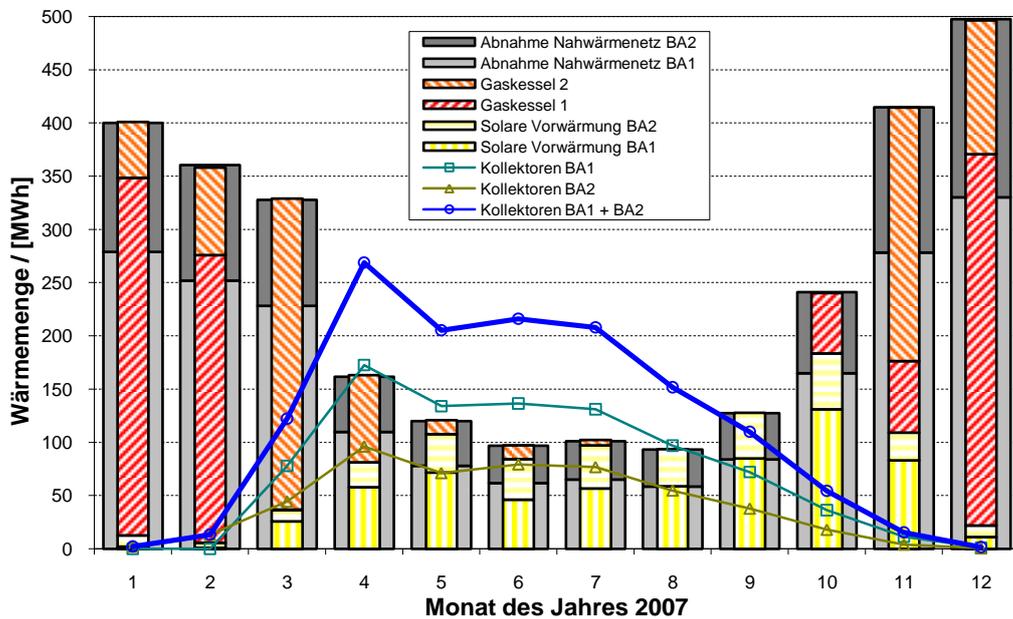


Bild 2.1-3: Monatliche Wärmebilanz des Jahres 2007

### 2.1.3. Betriebserfahrung

#### 2.1.3.1. Kollektorfelder

Der spezifische solare Bruttowärmeertrag der Kollektorfelder betrug im Jahr 2007 345 kWh/(m<sup>2</sup> a). Dies entspricht einem Nutzungsgrad der Kollektorfelder von 25.4 %. Dieser konnte damit gegenüber den Vorjahren aufgrund gesunkener Netzurücklauftemperaturen signifikant gesteigert werden. Die spezifischen solaren Bruttowärmeerträge der Kollektoren des ersten Bauabschnitts liegen mit 333 kWh/(m<sup>2</sup> a) etwas unter denen der neueren Kollektoren des zweiten Bauabschnitts (369 kWh/(m<sup>2</sup> a)). Grund dafür ist u.a. eine Zunahme der Feuchtigkeit in den Kollektoren des ersten Bauabschnitts, welche zu häufig beschlagenen Kollektorscheiben führt (Bild 2.1-4).



**Bild 2.1-4: Beschlagene Kollektorfelder im BA1 (oben) und unbeeinträchtigte Kollektorfelder im BA2 (unten); 8. Januar 2008, 12:00 Uhr**

Ein weiterer Grund für die niedrigeren spezifischen solaren Bruttowärmeerträge der Kollektorfelder des ersten Bauabschnitts ist der von Fouling (Verschmutzung) betroffene Solarwärmeübertrager. Als Ursache für das Fouling werden Ablagerungen aus organischem Material und Kupfer vermutet, welche durch Stagnation der noch nicht befüllten Kollektorfelder in der Bauphase verursacht wurden, siehe [1] und [2]. Der Solarwärmeübertrager wurde bereits im August 2002 durch den aktuell installierten Wärmeübertrager ersetzt. Nach weniger als zehn Monaten traten im neuen Wärmeübertrager erneut Verschmutzungen auf. Eine Spülung des Wärmeübertragers im Sommer 2006 blieb ohne Erfolg. Das Wärmeübertragungsvermögen des Solarwärmeübertragers des ersten Bauabschnitts ist durch das Fouling um 50 % gesunken und liegt damit unterhalb des Übertragungsvermögens des Wärmeübertragers des zweiten Bauabschnitts. Aufgrund der doppelt so großen Kollektorfläche im ersten Bauabschnitt liegt die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am dortigen Solarwärmeübertrager im Jahresmittel mit knapp sieben Kelvin deutlich über der des zweiten Bauabschnitts und steht damit einer effizienten Kollektorbetriebsweise entgegen.

In Bild 2.1-5 und Bild 2.1-6 ist die tägliche Wärmelieferung der Kollektoren in Abhängigkeit von der täglichen Globalstrahlungssumme in Kollektorebene für das Jahr 2007 dargestellt (Input-Output-Diagramm).

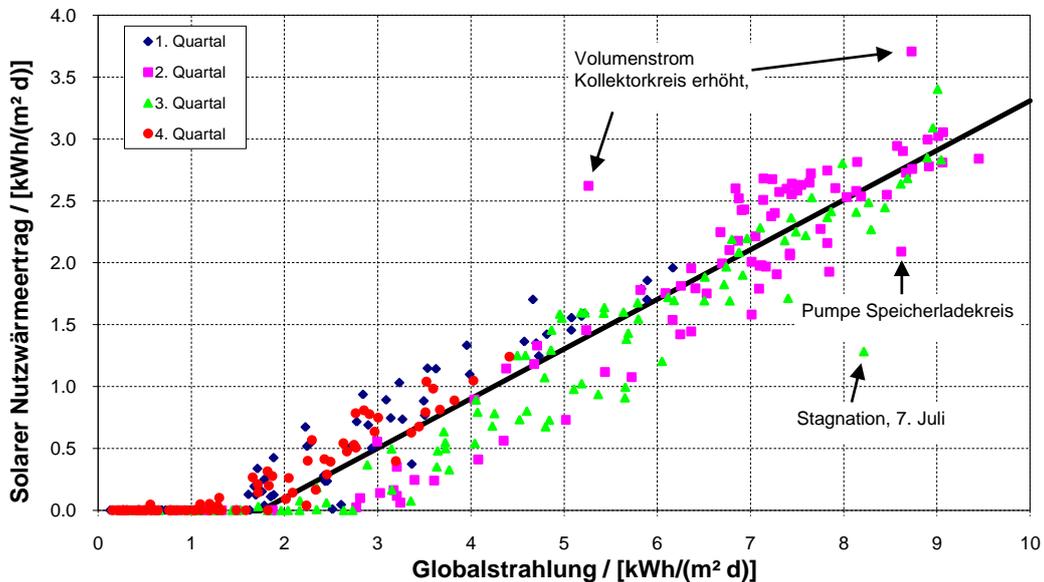


Bild 2.1-5: Input-Output-Diagramm für die Kollektorfelder des BA1 im Jahr 2007

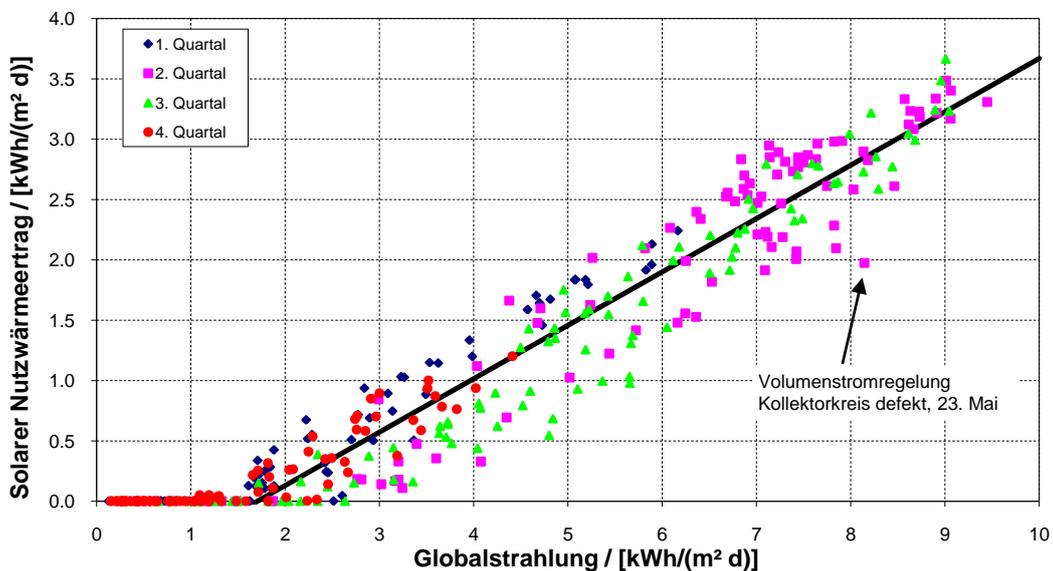
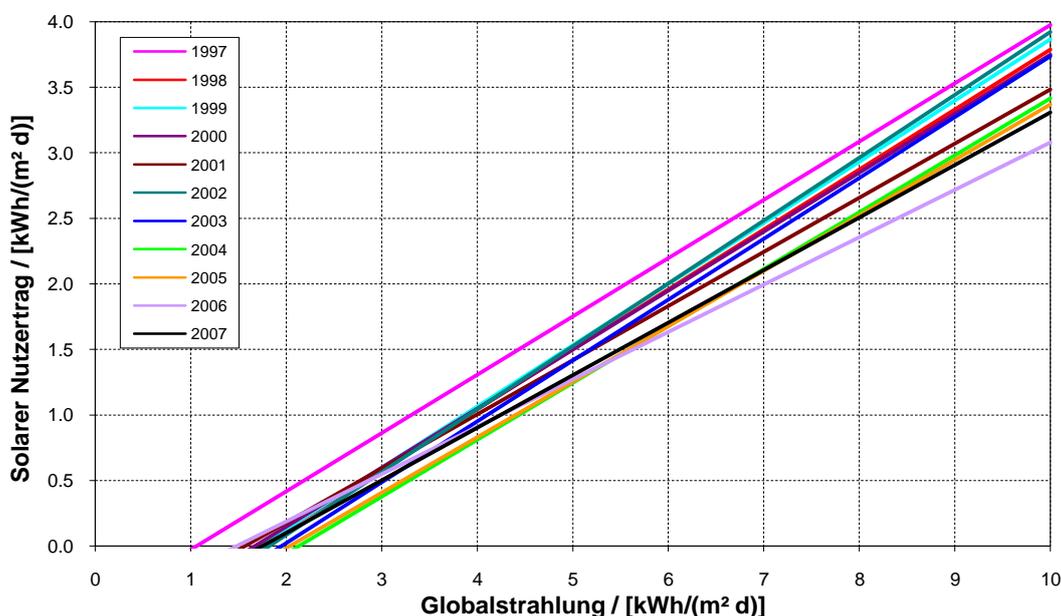


Bild 2.1-6: Input-Output-Diagramm für die Kollektorfelder des BA2 im Jahr 2007

Aufgrund hoher Speichertemperaturen durch relativ hohe solare Erträge im Frühjahr, sehr hoher Strahlungsintensität und eines von Fouling betroffenen Solar-Wärmeübertragers sind die Kollektorflächen des ersten Bauabschnitts am 7. Juli

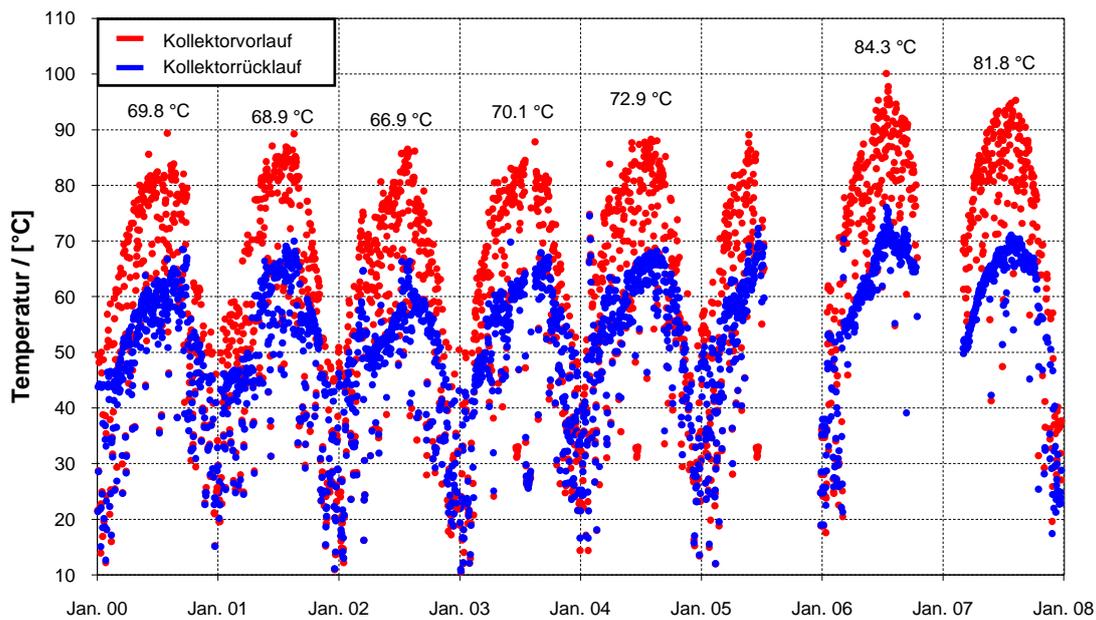
2007 in Stagnation gegangen. Eine defekte Volumenstromregelung verursachte an zwei weiteren Tagen im Mai niedrige solare Gewinne.

Die Lage und Steigung der Regressionsgeraden durch alle Punkte (mit einem solaren Nutzertrag größer Null) eines Input-Output-Diagramms für ein Jahr spiegelt den Wirkungsgrad der Kollektorfelder wider. Alterung der Kollektoren oder geänderte Betriebsweisen lassen sich somit im Jahresvergleich feststellen. Für die Kollektorfelder des ersten Bauabschnitts ist dies in Bild 2.1-7 dargestellt.



**Bild 2.1-7: Regressionsgeraden der Input-Output-Diagramme für die Kollektorfelder des BA1 für die Betriebsjahre 1997 bis 2007**

Im Jahr 2007 ist im Vergleich zum Vorjahr eine größere Steigung der Regressionsgeraden zu erkennen. Dies bedeutet vor allem im Sommer an Tagen mit hoher Globalstrahlungssumme einen höheren Wirkungsgrad der Kollektoren. Dennoch konnte das Niveau der Betriebsjahre 1997 bis 2003 nicht erreicht werden. Durch den von Fouling verursachten hohen Druckverlust des Solarwärmeübertragers des BA1 ergibt sich durch die Kollektoren des BA1 ein zu niedriger flächenspezifischer Volumenstrom ( $12.2 \text{ l}/(\text{h m}^2)$ ). Dies führt zusammen mit dem durch das Fouling verursachten zu geringen Wärmeübertragungsvermögen zu sehr hohen Kollektorvorlauftemperaturen von bis zu  $105 \text{ }^\circ\text{C}$ . Bild 2.1-8 zeigt die Kollektortemperaturen des BA1 im Tagesmittel.



**Bild 2.1-8: Kollektorvor- und -rücklauftemperatur BA1; Als Zahlenwert angegeben sind jeweils die volumenstromgewichteten Jahresmittelwerte der Kollektorvorlauftemperatur**

Der kollektorseitige Volumenstrom im BA1 kann mit den derzeit installierten Pumpen nicht erhöht werden. Um die von den Kollektoren gelieferte Wärmeleistung dennoch am Solarwärmeübertrager umsetzen zu können und die Kollektoren nicht in Stagnation gehen zu lassen, wurde der speicherseitige Volumenstrom am Solarwärmeübertrager deutlich über dem Planungswert eingeregelt. Dies führt zu einer schlechteren Temperaturschichtung im Langzeit-Wärmespeicher.

Da zur Verbesserung der Speichervorwärmung und direkten Nutzung eine Kollektorvorlauftemperatur von 80 °C ausreicht, kann der kollektorseitige Volumenstrom auf einen Wert von ca. 15 l/(h m<sup>2</sup>) angehoben werden. Gleichzeitig kann der speicherseitige Volumenstrom am Solarwärmeübertrager auf ca. 14 l/(h m<sup>2</sup>) abgesenkt werden, um eine bessere Speicherschichtung zu erzielen. Dieselben Werte sollten am Solarwärmeübertrager des BA2 eingeregelt werden. Insbesondere der speicherseitige Volumenstrom am Solarwärmeübertrager des BA2 liegt mit 27.4 l/(h m<sup>2</sup>) fast 100 % über dem Planungswert.

Die Regelung der Volumenströme gemäß Planung würde im Vergleich zur Betriebsweise der Jahre 2005 bis 2007 zu höheren Speichervorwärmtemperaturen

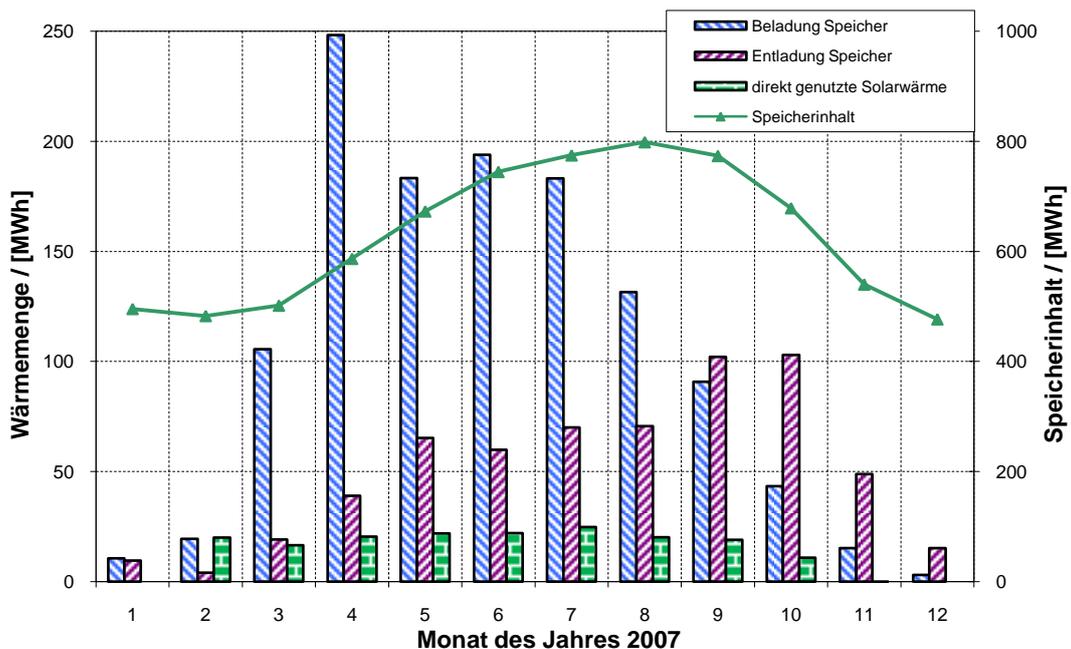
führen. Die mit den Planungswerten erzielbare geringere Speicherdurchmischung würde zu niedrigeren Temperaturen im unteren Teil des Wärmespeichers und damit wiederum zu niedrigeren Kollektortemperaturen, besseren Kollektorwirkungsgraden und niedrigeren Speicherverlusten führen. Tabelle 2.1-2 verdeutlicht die Soll- und Istwerte der Volumenströme beider Solarwärmeübertrager.

**Tabelle 2.1-2: Soll- und Istwerte der Volumenströme beider Solarwärmeübertrager**

		Volumenstrom Kollektorfeld		Volumenstrom Speicherladung	
		Ist	Soll	Ist	Soll
BA1	[l/(h m <sup>2</sup> )]	12.2	15.0	17.7	14.0
BA2	[l/(h m <sup>2</sup> )]	18.4	15.0	27.4	14.0

### 2.1.3.2. Langzeit-Wärmespeicher

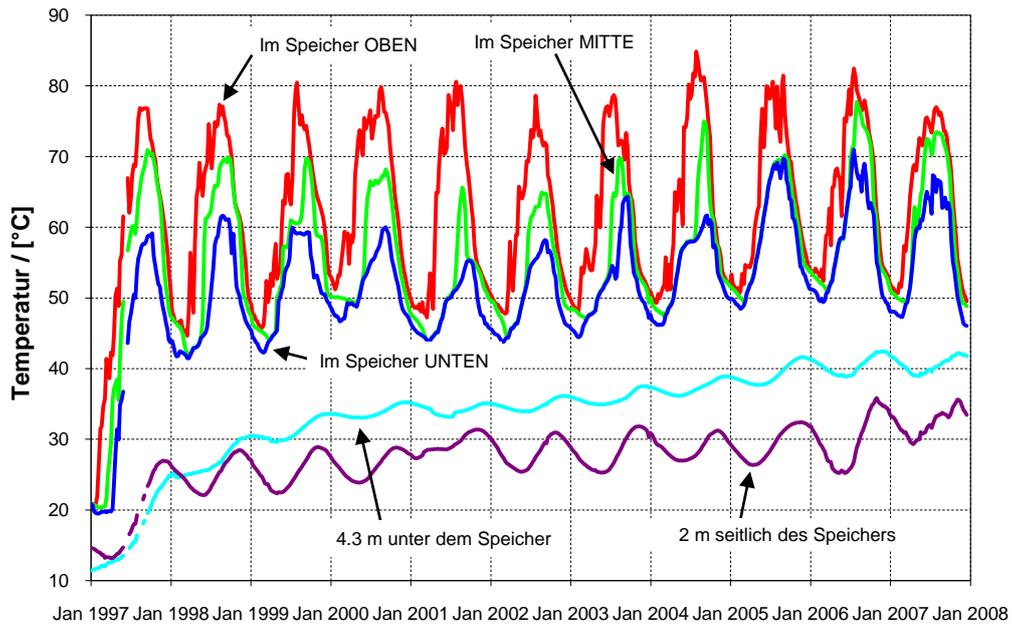
Der Langzeit-Wärmespeicher dient dazu, die Diskrepanz zwischen hohem Solarstrahlungsangebot und damit hohen Wärmegewinnen der Kollektoren im Sommer und dem zeitlich versetzten Wärmebedarf des Nahwärmenetzes im Winter auszugleichen. In Bild 2.1-9 sind die Wärmemengen der Be- und Entladung für das Jahr 2007 aufgeführt.



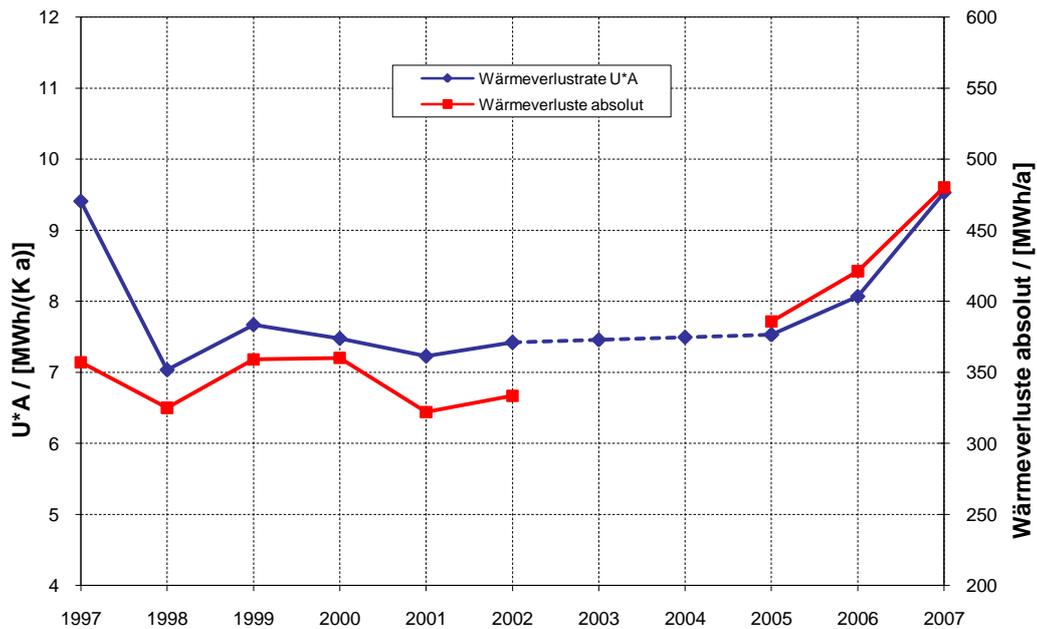
**Bild 2.1-9: Wärmemengen des Langzeit-Wärmespeichers**

Die überwiegende Beladung des Speichers erfolgte in den Monaten März bis September, die Entlade-Wärmemengen steigen im Jahresverlauf an, um im September und Oktober den Maximalwert von über 100 MWh/Monat zu erreichen. Gesunkene Netzurücklauftemperaturen ermöglichten es, den Wärmespeicher am Jahresende auf ein um 45 MWh niedrigeres Niveau zu entladen als im Jahr 2006. Bild 2.1-10 zeigt den Temperaturverlauf im Wärmespeicher am Boden, in mittlerer Höhe und oben über alle Betriebsjahre. Weiterhin sind die Temperaturen im Erdreich unterhalb des Speichers sowie seitlich des Speichers dargestellt.

Während sich die Temperatur unterhalb des Speichers seit 2005 annähernd stabilisiert hat, steigt die Erdreichtemperatur seitlich des Speichers trotz sinkender Speichertemperaturen seit 2006 unerwartet stark an. Zusammen mit den bilanzierten Wärmeverlusten des Speichers (s. Tabelle 2.1-1) ist dies ein Indiz für eine abnehmende Wirksamkeit der Speicherdämmung. So stieg die temperaturbereinigte Wärmeverlustrate des Speichers (Speichermitteltemperatur gegenüber Außentemperatur) von ca. 7.5 MWh/(K a) in den Jahren 1999 bis 2005 auf 9.5 MWh/(K a) im Jahr 2007 (Bild 2.1-11). Als Grund für die abnehmende Wirksamkeit der Speicherdämmung wird eine partielle Durchfeuchtung der Mineralfaser-Dämmung vermutet [5]. Die Durchfeuchtung geschieht vermutlich durch zunehmendes Eindringen von Regen- und Grundwasser durch die zur Außenabdichtung verwendete PVC-Folie, welche mittlerweile möglicherweise durch Versprödung oder durch von Nagern verursachte Löcher undicht geworden. Durch Dämmstoffprobenahme sollte dies überprüft werden.



**Bild 2.1-10: Temperaturverlauf des Langzeit-Wärmespeichers über alle Betriebsjahre**



**Bild 2.1-11: Temperaturbereinigte Wärmeverlustrate und absolute Verlustwärmemengen des Langzeit-Wärmespeichers**

Die Untersuchung des Wärmespeichers mit einer Infrarotkamera im Januar 2008 zeigte neben den schon bekannten Wärmebrücken durch Anschlussleitungen und Drainageschächte keine weiteren Wärmebrücken im Bereich des oberhalb der Geländeoberkante liegenden Speicherteils.

### 2.1.3.3. Gas-Brennwertkessel

Die energietechnische Anlage zur konventionellen Nachheizung besteht aus zwei Gas-Brennwertkesseln (720 kW und 900 kW), welche auf einen 1.5 m<sup>3</sup> großen Pufferspeicher arbeiten. Tabelle 2.1-3 zeigt die Bilanz der beiden Gas-Brennwertkessel für die Betriebsjahre 2003 bis 2007.

**Tabelle 2.1-3: Bilanz der Gas-Brennwertkessel für die Betriebsjahre 2003 bis 2007**

		<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>
Wärmelieferung durch Gaskessel	[MWh]	2210	2270	2440	2310	1982
Gasverbrauch bezogen auf H <sub>u</sub>	[MWh]	2595	2229	2472	2357	2244
Kesselnutzungsgrad	[%]	94	102	101	98	88

Die Modulationsgrenze der Brenner liegt für viele Betriebszustände nicht ausreichend tief genug. Wird der Wärmebedarf der Nahwärmenetze zum großen Teil von der Solaranlage gedeckt, beginnen die Kessel zu takten. Im Jahr 2007 führten niedrige Speichertemperaturen (siehe Bild 2.1-10 ) dazu, dass ein Kesselbetrieb während der Übergangszeiten im Frühjahr und Herbst notwendig war, um die geforderte Netzvorlauftemperatur sicherzustellen. Die zu diesen Zeitpunkten benötigten niedrigen Wärmeleistungen in den Nahwärmenetzen führten zu einem ungünstigen Betriebsverhalten und einem im Jahresmittel sehr niedrigen Kesselnutzungsgrad von 88 %. Das Nachrüsten eines Brennwertkessels kleinerer Leistung würde das Kesseltakten deutlich reduzieren und zu einem effizienteren Gasverbrauch führen.

### 2.1.3.4. Nahwärmenetz

Tabelle 2.1-4 zeigt die volumenstromgewichteten Jahresmittelwerte der Vor- und Rücklauftemperaturen der Nahwärmenetze sowie die Netzverluste des BA1 für die Betriebsjahre 2003 bis 2007. In Bild 2.1-12 ist der Verlauf der Netzvor- und -rücklauftemperaturen über die Betriebsjahre 1997 bis 2007 dargestellt.

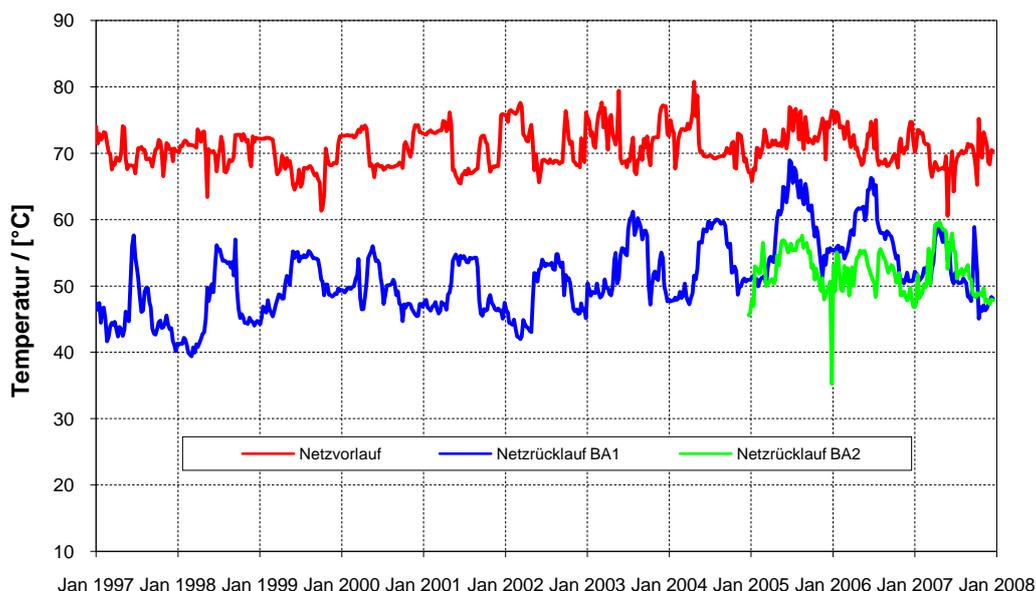
Während sich die Netzurücklauftemperatur des BA2 im Jahresverlauf der Jahre 2005 und 2006 nur wenig änderte, wurden im BA1 durch die Trinkwasserzirkulation und

nicht zufrieden stellend funktionierende Warmwasser-Speicherladesysteme im Sommer extrem hohe Netzurücklauftemperaturen von bis zu 70 °C verursacht. Die Reparatur eines defekten Regelventils im BA1 im Jahr 2006 führte zu deutlich gesunkenen Netzurücklauftemperaturen im Jahr 2007. Die Netzurücklauftemperatur des BA1 sank 2007 auf das Niveau von 2003/2004, erreichte jedoch die in den Betriebsjahren bis 2002 erzielten Werte nicht. Die Netzurücklauftemperatur des BA2 stieg im Vergleich zu den vorhergehenden Jahren etwas an. Die Rücklauftemperaturen beider Nahwärmenetze lagen dadurch im Jahresmittel 2007 bei 51.5 °C. Der Planungswert von unter 40 °C konnte bisher in keinem Betriebsjahr erreicht werden.

**Tabelle 2.1-4: Volumenstromgewichtete Jahresmittelwerten der Vor- und Rücklauftemperaturen sowie Verluste der Nahwärmenetze für die Betriebsjahre 2003 bis 2007**

		2003	2004	2005*	2006	2007
Netzvorkauftemperatur BA1+BA2	[°C]	73.1	71.2	-	72.3	69.9
Netzurücklauftemperatur BA1	[°C]	51.5	51.9	-	56.6	51.5
Netzurücklauftemperatur BA2	[°C]	-	-	-	51.2	51.5
Netzurücklauftemperatur BA1+BA2	[°C]	-	-	-	55.4	51.5
Netzverluste BA1	[%]	7.7	8.8	-	7.3	5.1

\* Wegen des zeitweisen Ausfalls und der Erneuerung der Messdatenerfassung sind keine Jahresmittelwerte verfügbar



**Bild 2.1-12: Netzvor- und -rücklauftemperaturen der Betriebsjahre 1997 bis 2007**

Die Netzverluste des BA1 betragen im Jahr 2007 5.1 %. Sie liegen damit aufgrund der gesunkenen Netzurücklaufemperatur etwas unterhalb des Niveaus der vorhergehenden Betriebsjahre.

### 2.1.4. Sonstiges

Im Januar 2006 wurde die Anlage zur Messdatenerfassung in der Heizzentrale vollständig erneuert (Bild 2.1-13). Es wurden ein HWH-System [6] und ein Industrie-PC mit Watchdog in einem belüfteten Schaltschrank installiert. Das System funktioniert seitdem absolut fehlerfrei.



**Bild 2.1-13: Erneueres Messdaten-Erfassungssystem in der Heizzentrale**

### 2.1.5. Zusammenfassung und Ausblick

In den Betriebsjahren 2005 bis 2007 wurden solare Deckungsanteile zwischen 24 % und 33 % erzielt. Die flächenspezifischen Kollektorerträge variierten von 291 kWh/(m<sup>2</sup> a) bis 346 kWh/(m<sup>2</sup> a) (brutto) bzw. von 189 kWh/(m<sup>2</sup> a) bis 238 kWh/(m<sup>2</sup> a) (netto). Die Effizienz der Anlage gemäß Auslegung konnte aus mehreren Gründen nicht erreicht werden. Zu hohe Netzurücklauftemperaturen, gegenüber der Planung geänderte Bebauung, kleinere Kollektorflächen, erhöhte Speicherverluste und ein von Fouling betroffener Solar-Wärmeübertrager sind als Hauptursachen aufzuführen. Dennoch konnten in den Betriebsjahren 2005 bis 2007 ca. 2.6 GWh fossil generierter Wärme eingespart werden. Unter Annahme eines CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors von 0.2 kg/kWh entspricht dies einer eingesparten CO<sub>2</sub> Menge von ca. 520 t.

Eine Steigerung der Anlageneffizienz wäre schon mit einfachen Mitteln möglich. Unter anderem sind dies das Einregeln der Kollektorzvolumenströme und der Volumenströme zur Speicherladung gemäß Tabelle 2.1-2 sowie der Anschluss der dritten Beladeebene im Langzeit-Wärmespeicher. Weiterhin würde die Reinigung bzw. der Ersatz des Solarwärmeübertragers im BA1 zu einer deutlich effizienteren Kollektorbetriebsweise führen.

Ein Fortführen des detaillierten Monitorings wird empfohlen, um die Entwicklung der steigenden Erdreichtemperaturen verfolgen und die Ursachen klären zu können.

### 2.1.6. Literatur

- [1] M. Bodmann, D. Mangold, J. Nußbicker, S. Raab, A. Schenke, T. Schmidt, Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher (Februar 2003 bis Mai 2005), Forschungsbericht zum BMWA / BMU-Vorhaben 0329607F, Stuttgart, 2005.
- [2] M. Benner, M. Bodmann, D. Mangold, J. Nußbicker, S. Raab, T. Schmidt, H. Seiwald, Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher (Nov. 98 bis Jan. 03), Forschungsbericht zum BMWi-Vorhaben 0329606 S, ISBN 3-9805274-2-5, Stuttgart, 2003.
- [3] M. Benner, B. Mahler, D. Mangold, T. Schmidt, M. Schulz, H. Seiwald, E. Hahne, Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeitwärmespeicher (Sept. 94 bis Okt. 98), Forschungsbericht zum BMFT-Vorhaben 0329606C, ISBN-Nr. 3-9805274-0-9, Stuttgart, 1999.
- [4] M. Guigas, R. Kübler, A. Lutz, M. E. Schulz, N. Fisch, E. Hahne, Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicherung, Forschungsbericht zum BMFT -Vorhaben 0328867C, ISBN-Nr. 3-9802243-9-2, Stuttgart, 1995.
- [5] F. Ochs, W. Heidemann, H. Müller-Steinhagen, Berechnung der Wärmeverluste erdvergrabener Wärmespeicher, 18. OTTI-Symposium thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2008.
- [6] <http://www.hwh-systemtechnik.de>

## 2.2. Neckarsulm

### 2.2.1. Anlagenbeschreibung

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, siehe Bild 2.2-1. Die Wohngebäude bestehen hauptsächlich aus Reihen- und Mehrfamilienhäusern sowie zwei Seniorenwohnheimen. Die in zehn Kollektorfelder aufgeteilte Kollektorfläche beträgt derzeit 5 670 m<sup>2</sup> bzw. 3 969 kW<sub>th</sub>. Das Volumen des Erdsonden-Wärmespeichers beträgt 63 360 m<sup>3</sup>. Eine ausführliche Beschreibung der Nahwärmeversorgung ist in [1] gegeben. Mitte des Jahres 2008 wurde eine Wärmepumpe mit maximal 512 kW<sub>th</sub> 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.

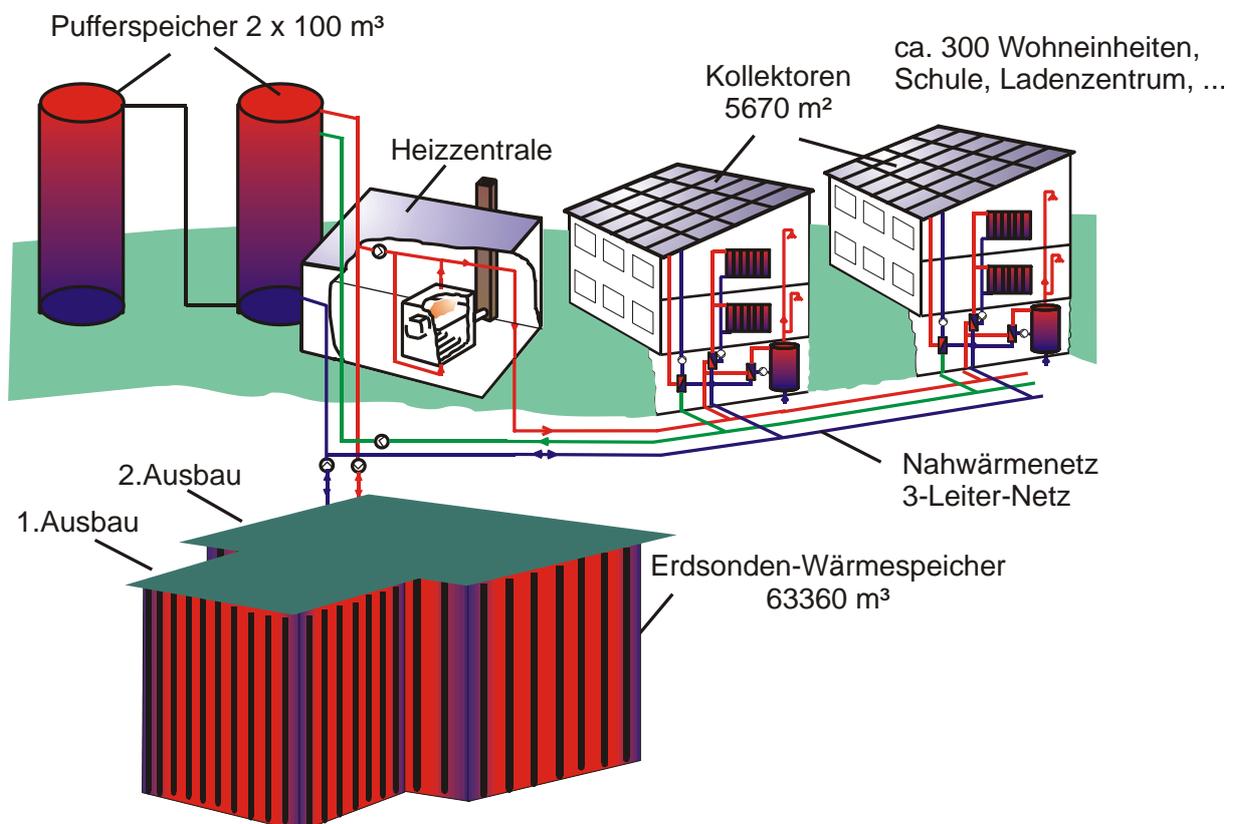


Bild 2.2-1: Schema der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Neckarsulm

### 2.2.2. Wärmebilanz

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

- 1) Nahwärmenetz Grenchenstraße
- 2) Nahwärmenetz Eugen-Bolz-Straße
- 3) für 2636 m<sup>2</sup>, da Carport (454 m<sup>2</sup>) erst Ende des Jahres angeschlossen wurde
- 4) für 5007 m<sup>2</sup>, da Pfliegerresidenz (256 m<sup>3</sup>) 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.

## 2.2.3. Betriebserfahrung

### 2.2.3.1. Kollektorfelder

Die Kollektorfläche wurde während der Projektlaufzeit um zwei Kollektorfelder erweitert und zwar um die Kollektorfelder im Weserweg (260 m<sup>2</sup>, Inbetriebnahme 2007) und Ruhrweg (147 m<sup>2</sup>, Inbetriebnahme 2008). Das Kollektorfeld „Weserweg“ mit 260 m<sup>2</sup> besteht aus Flachkollektoren von Wagner (Solar Roof SW) und das Kollektorfeld „Ruhrweg“ mit 147 m<sup>2</sup> aus Flachkollektoren von Aquasol (AS10). Der Betrieb aller Kollektorfelder erfolgte nach Aussagen der Stadtwerke Neckarsulm weitgehend ohne Störungen. Lediglich einige Kollektorabdeckscheiben mussten ausgetauscht werden, da sie vermutlich mutwillig zerstört worden waren.

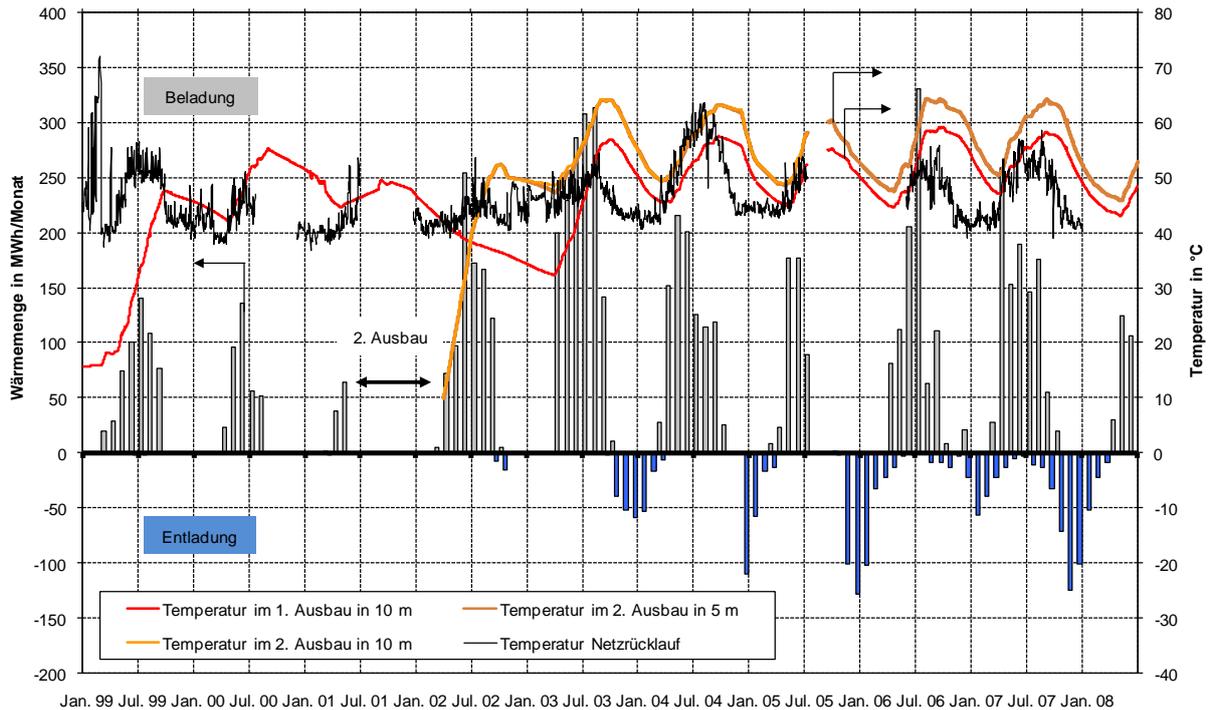
### 2.2.3.2. Langzeit-Wärmespeicher

Im Bild 2.2-2 sind die monatlichen Be- und Entladewärmemengen des Erdsonden-Wärmespeichers sowie die Temperaturen im Speicherbereich des 1. bzw. 2. Ausbaus in 5 m bzw. 10 m Tiefe und die Netzurücklauftemperatur aufgetragen. Seit dem Jahr 2003 werden jeweils im Frühherbst die Maximaltemperaturen erreicht und es scheint sich ein eingeschwungener Zustand eingestellt zu haben. Die Maximaltemperaturen betragen im Bereich des 2. Ausbaus 64 °C und im Bereich des 1. Ausbaus 59 °C, d. h. die erwartete Angleichung der Temperaturen der Speicherbereiche wurde noch nicht erreicht. Nachdem in den ersten Betriebsjahren der Wärmespeicher erwärmt wurde, konnten seit dem Winter 2003/04 erstmals nennenswerte Wärmemengen entladen werden; die bisher höchsten Entladewärmemengen wurden im Jahr 2007 mit 496 MWh erreicht. Die Entladung des Speichers kann systembedingt nur bis auf das Temperaturniveau des Netzurücklaufs<sup>1</sup> erfolgen. Da die Netzurücklauftemperatur in den Herbst- und Wintermonaten ca. 40 °C bis 45 °C beträgt, kann der Wärmespeicher nur bis auf Temperaturen von ca. 45 °C entladen werden. Um den Wärmespeicher zukünftig besser auskühlen zu können und die Wärmeverluste des Speichers zu senken, wurde Mitte des Jahres 2008 eine elektromotorisch betriebene Wärmepumpe installiert.

---

<sup>1</sup> Für die Netzurücklauftemperaturen können für das Jahr 2008 keine Werte angegeben werden, da durch die Einbindung der Wärmepumpe die Hydraulik geändert wurde, d. h. Rohrleitungen umgebaut wurden.

---



**Bild 2.2-2: Be-/Entladewärmemengen des Erdsonden-Wärmespeichers und Temperaturen**

Im Bild 2.2-3 sind die Temperaturen in 5 m bzw. 10 m Tiefe in der Mitte bzw. auf der Nord- und Südseite des Bereichs 2. Ausbau aufgetragen. Durch einen Blitzeinschlag in unmittelbarer Speichernähe im Jahr 2005 wurde ein Großteil der Temperatursensoren im Erdreich irreparabel beschädigt, sodass sich der Vergleich auf die wenigen verbliebenen Temperatursensoren beschränken muss<sup>2</sup>. Die Temperaturen auf der Nord- und Südseite des Bereichs 2. Ausbau sollten aufgrund der Spiegelsymmetrie gleich sein, entwickelten sich jedoch ab Beladebeginn unterschiedlich. Aufgrund der hohen Anzahl an Erdwärmesonden (360 EWS im 2. Ausbau, 528 gesamt) ist eine exakte hydraulische Einregulierung äußerst aufwändig und praktisch kaum durchführbar. Im Jahr 2004 wurde dennoch eine nochmalige hydraulische Einregulierung vorgenommen, seitdem haben sich die Verhältnisse umgekehrt. Die Temperaturdifferenzen sind allerdings deutlich niedriger. Nachdem von der Messlanze M18 alle Temperatursensoren ausgefallen sind, kann der weitere Verlauf nicht mehr verfolgt werden.

<sup>2</sup> Die Temperaturen in der Speichermitte in 5 m bzw. 10 m Tiefe sind nahezu gleich.

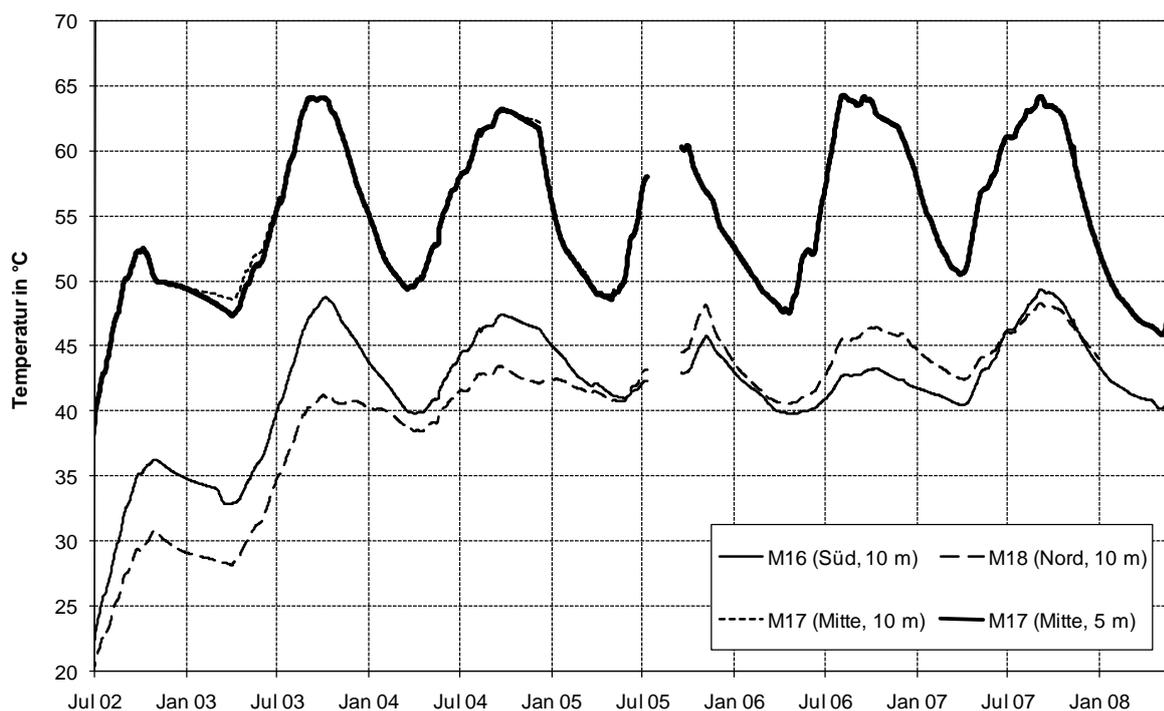


Bild 2.2-3: Temperaturen in der Mitte, auf der Nord- und Südseite im Bereich des 2. Ausbaus

### 2.2.3.3. Nahwärmenetz

Im Bild 2.2-4 sind die Netzvor- und Netzurücklauftemperaturen sowie die Durchflüsse im Nahwärmenetz für die Jahre 2004 bis 2007 aufgetragen. In Tabelle 2 sind die volumenstromgewichteten Jahresmittelwerte der Netzvor- und Netzurücklauftemperaturen für die Jahre 2004 bis 2007 zusammengefasst. Die Netzvorlauftemperatur liegt zwischen 67.1 °C (2007) und 71.2 °C (2006) und die Netzurücklauftemperatur konnte von 50.5 °C im Jahr 2004 auf ca. 47 °C in den Jahren 2006 und 2007 gesenkt werden.

Tabelle 2: Volumenstromgemittelte Jahresmittelwerte der Netzvor- und Netzurücklauftemperaturen

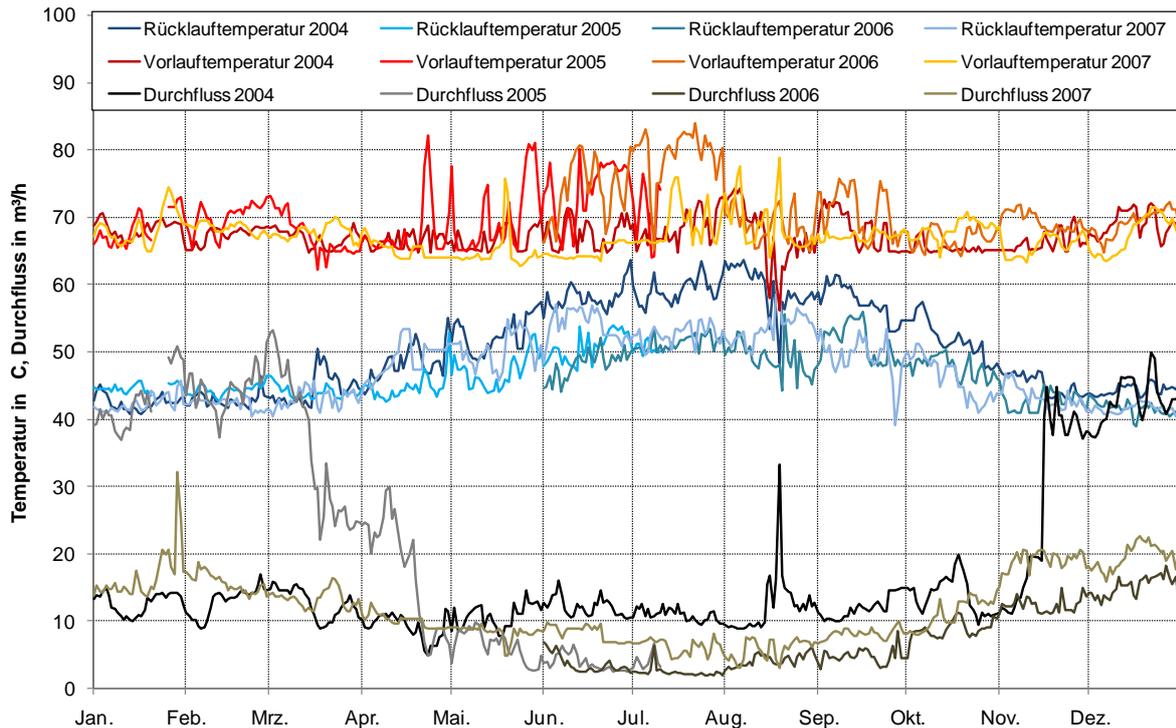
		2004	2005 <sup>3</sup>	2006 <sup>4</sup>	2007
Vorlauftemperatur	°C	67.4	69.6	71.2	67.1
Rücklauftemperatur	°C	50.5	45.9	47.3	47.2

<sup>3</sup> Wert für Jan. - Juni, danach Messdatenausfall (Blitzeinschlag)

<sup>4</sup> Wert für Juni - Dez.

In Bild 2.2-4 ist zu erkennen, dass die Netzvorlauftemperaturen in den Sommermonaten teilweise deutlich höher sind als in der Heizperiode. In den Sommermonaten ist der Wärmeverbrauch im Nahwärmenetz gering. Wenn außerdem der Erdsonden-Wärmespeicher bereits relativ hohe Temperaturen erreicht hat und für eine weitere Auskühlung des Solarvorlaufs nicht mehr ausreicht, wird die von den Solaranlagen gelieferte Wärme mit den entsprechenden hohen Temperaturen ins Nahwärmenetz abgegeben. Da der Wärmeverbrauch im Netz gering ist, steigen somit auch die Netzurücklauftemperaturen im Sommer an. Eine Verringerung des Netzdurchflusses zur Senkung der Netzurücklauftemperatur ist jedoch wegen der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit nur eingeschränkt möglich.

Die Senkung der Netzurücklauftemperatur von 50.5 °C auf 47.2 °C wurde zum einen durch den Anschluss weiterer Wärmeabnehmer und zum anderen durch hydraulische Maßnahmen erreicht. Ende 2004 wurde eine hydraulische Verbindung zwischen zwei Strängen des Nahwärmenetzes hergestellt, sodass ein weiterer Strang mit wenigen angeschlossenen Wärmeabnehmern stillgelegt werden konnte. Dadurch konnte der Durchfluss in diesem Teil des Nahwärmenetzes gesenkt werden. Allerdings musste im Winter 2004/05 das benachbarte Nahwärmenetz Eugen-Bolz-Straße mit Wärme mitversorgt werden, sodass der Gesamtnetzdurchfluss während dieser Zeit deutlich erhöht war. Die kurzzeitig sehr niedrigen Netzvorlauftemperaturen im Jahr 2004 wurden durch einen Reglerausfall des Gaskessels verursacht.



**Bild 2.2-4: Volumenstromgemittelte Netzvor- und -rücklauftemperaturen sowie Netzdurchflüsse**

### 2.2.4. Zusammenfassung und Ausblick

In den vergangenen Jahren wurde die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Neckarsulm weiter ausgebaut. Die Wärmeabgabe an das Nahwärmenetz liegt im Bereich des Planungswertes (2846 MWh). Der Planungswert für den solaren Nutzwärmeertrag betrug 224 kWh/(m<sup>2</sup>·a) und wurde im Jahr 2007 mit 218 kWh/(m<sup>2</sup>·a) nur geringfügig unterschritten. Der Wärmeertrag der Kollektoren ab Solarübergabestation betrug im Jahr 2007 336 kWh/(m<sup>2</sup>·a) und ist damit höher als der Planungswert (310 kWh/(m<sup>2</sup>·a)). Durch die gegenüber der Planung erhöhten Wärmeverluste des Erdsonden-Wärmespeichers und den damit verbundenen niedrigeren Erdreichtemperaturen kann mehr Wärme ins Erdreich eingespeichert werden. Der Erdsonden-Wärmespeicher befindet sich in einem für den derzeitigen Ausbauzustand des Nahwärmenetzes und der Kollektorflächen eingeschwungenen Zustand mit Minimaltemperaturen von ca. 40 °C und Maximaltemperaturen von ca. 65 °C in der Speichermitte des Bereichs 2. Ausbau. Die geplanten Maximaltemperaturen von ca. 85 °C konnten noch nicht erreicht werden, allerdings ist auch die Kollektorfläche noch 630 m<sup>2</sup> geringer als geplant. Transiente

Simulationen mit TRNSYS haben für den eingeschwungenen Zustand<sup>5</sup> einen Speichernutzungsgrad von 60 % ergeben [2], erreicht wurde im Jahr 2007 ein Speichernutzungsgrad von 48 %. Um den Erdsonden-Wärmespeicher auf ein niedrigeres Temperaturniveau entladen zu können und damit den Speichernutzungsgrad zu erhöhen sowie die Wärmeverluste zu minimieren, wurde Mitte des Jahres 2008 eine Wärmepumpe installiert. Außerdem wurden auf Basis eines von EGS-Plan und den Stadtwerken erarbeiteten Konzeptes umfangreiche Änderungen an der Hydraulik des 3-Leiter-Nahwärmenetzes durchgeführt. Hierbei wurden u. a. der Solarvorlauf und der Wärmerücklauf verbunden, statt wie bisher Solar- und Wärmerücklauf.

---

<sup>5</sup> für den derzeitigen Ausbauzustand des Erdsonden-Wärmespeichers und Nahwärmenetzes, aber mit 6 300 m<sup>2</sup> Kollektorfläche

---

### 2.2.5. Literatur

- [1] Benner M., Bodmann M., Mangold D., Nußbicker J., Raab S., Schmidt T., Seiwald H., Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher (Nov. 1998 bis Jan. 2003) Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben 0329606S
- [2] Seiwald H., Hahne E., Underground seasonal heat storage for a solar heating system in Neckarsulm / Germany, Germany; Terrastock Conference, Stuttgart, 28.8. – 1.9.2000

### 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.

#### 2.3.1. Anlagenbeschreibung

Das solar unterstützte Nahwärmesystem versorgt ein Mehrfamiliengebäude (Bild 2.3-1) mit 108 Wohnungen und insgesamt 7000 m<sup>2</sup> Wohnfläche mit Solarwärme zur Warmwasserbereitung und Raumheizung. Die thermische Solarenergie, die mit Kollektoren mit einer Absorberfläche von insgesamt 980 m<sup>2</sup> auf dem Gebäude gesammelt wird, wird in einen 30 m<sup>3</sup> fassenden Pufferspeicher gespeist. Diese Wärme wird von dort zum Teil direkt genutzt und die Überschüsse zum anderen Teil in einem unter dem Gebäude liegenden Aquifer-Wärmespeicher eingespeichert. Der Aquifer-Wärmespeicher (ATES – Aquifer Thermal Energy Store) ist mit einem Brunnenpaar ausgestattet. Er wird als saisonaler Wärmespeicher betrieben, um die Lücke zwischen hohem Solarstrahlungsangebot im Sommerhalbjahr und großem Wärmebedarf des Wohngebäudes im Winterhalbjahr zu schließen. Die Temperatur des ATES ist auf maximal 50 °C beschränkt, um die Wärmeverluste des ATES zu minimieren und da bei höheren Temperaturen die Zusammensetzung des Grundwassers verändert wird (Ausfällungen, Löslichkeitsgleichgewicht etc., siehe [1]). Aufgrund der Vorlauftemperaturen von mindestens 45 °C für den Heizkreislauf kann im Entladezyklus nur ein geringer Teil der im ATES gespeicherten Wärme direkt genutzt werden. Um die gespeicherte Wärme besser nutzen zu können, wird eine Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 110 kW eingesetzt. Diese Wärmepumpe ist eine Spezialanfertigung, die den ATES als Wärmequelle nutzt und Nutzwärme auf zwei Nutztemperaturniveaus erzeugt. Bedarfsgerecht können diese dann direkt für die Raumheizung oder Warmwasserbereitung genutzt werden. Dabei

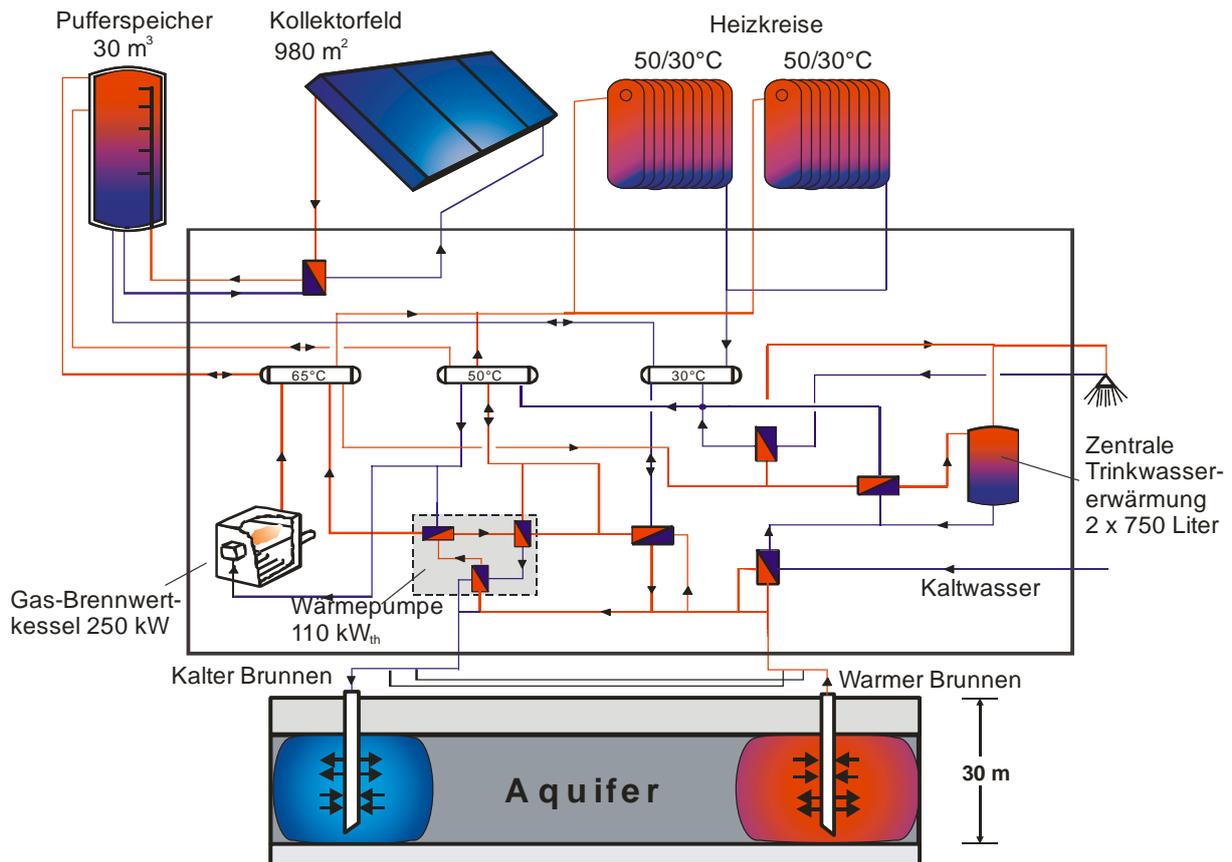
kann der ATES auf Temperaturen bis 10 °C abgesenkt werden. Das Hydraulikschema ist in Bild 2.3-2 dargestellt.



**Bild 2.3-1: Aufnahme des Gebäude HELIOS in Rostock-Brinckmanshöhe**

Das Solarsystem einschließlich des Langzeit-Wärmespeichers wurde so ausgelegt, dass etwa die Hälfte des jährlichen Wärmebedarfs für Raumheizung und Warmwasserbereitung durch Solarenergie gedeckt wird. Dieses Ziel konnte im Jahr 2005 mit einem solaren Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf von 57 % erreicht werden.

An der energietechnischen Anlage wurden keine Änderungen gegenüber dem in [1] beschriebenen Stand von 2005 durchgeführt. Eine weiterführende Beschreibung der Anlage kann aus [1], [2] und [3] entnommen werden. Projektbeteiligte und das Regelkonzept der Anlage sind in [1] aufgeführt.



**Bild 2.3-2: Hydraulikschema der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Rostock**

### 2.3.2. Wärmebilanz

In Tabelle 2.3-1 sind die Kenndaten der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Rostock aufgetragen. Die Wärmelieferung der Kollektoren beträgt nach Planung  $417 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ , erreicht wurde in den Jahren 2005 bis 2007 eine solare Wärmelieferung von  $375 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  bis  $391 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ . Dem gegenüber steht ein Wärmebedarf von geplanten  $538 \text{ MWh/a}$ . Tatsächlich verbraucht wurden in den Jahren 2005  $605 \text{ MWh/a}$  bis hin zum bislang niedrigsten Bedarf im Jahr 2007 mit  $571 \text{ MWh/a}$  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<sup>6</sup>. Von Mitte März 2006 bis Mitte November 2007 war die Wärmepumpe aufgrund einer Undichtigkeit in einem

<sup>6</sup> Die Auswertung bis zum Jahr 2004 erfolgte durch Thomas Schmidt (SWT, jetzt Solites).

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 <sup>2)</sup>	2005	2006	2007
Einstrahlung in Kollektorebene	[kWh/m <sup>2</sup> ]	-	1158	1194	1387	1276	1243	1286 <sup>5)</sup>
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 m <sup>2</sup> Kollektorfläche	[kWh/m <sup>2</sup> ]	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 <sup>3)</sup>	[MWh]	306	211	278	304	346	238	204
je m <sup>2</sup> Kollektorfläche	[kWh/m <sup>2</sup> ]	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 <sup>4)</sup>	[%]	62	32	43	49	57	40	36

<sup>2)</sup> zeitweise Messdatenausfälle von Durchflussmessern im Jahr 2003 wurden durch Daten aus der DDC-Regelung oder durch interne Wärmebilanzrechnungen ergänzt.

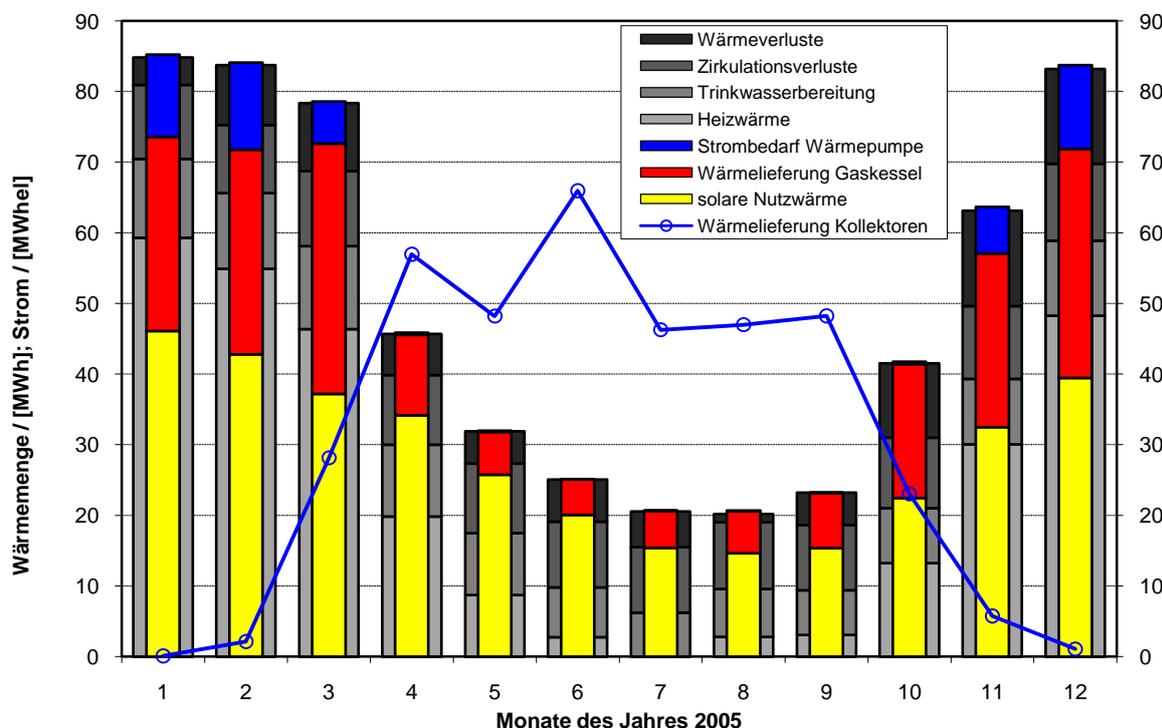
<sup>3)</sup> solare Wärmelieferung an das Gebäude: Summe aus direkt genutzter Solarwärme plus Wärmeausspeicherung aus dem Aquifer (aus direkter Nutzung und kondensatorseitig vor der Wärmepumpe)

<sup>4)</sup> bezogen auf Endenergie

<sup>5)</sup> im Jahr 2007 Ausfall der Messwerterfassung für die Einstrahlung vom 27.09. bis 13.11. Ergänzung durch Daten des Deutschen Wetterdienstes.

In Bild 2.3-3 ist die monatliche Wärmebilanz für das Jahr 2005 dargestellt. Der Wärmebedarf war in diesem Jahr bis Ende März überdurchschnittlich hoch. Im April war die solare Einstrahlung sehr hoch, während die solare Einstrahlung in den Sommermonaten vergleichsweise gering war. Im Jahr 2005 konnte der bisher höchste solare Deckungsgrad mit 57 % erzielt werden. Der hohe solare Deckungsanteil ist nicht auf eine überdurchschnittliche Strahlung in diesem Jahr zurückzuführen, sondern auf eine sehr gute Nutzung der solaren Wärme. Die spezifische solare Nutzwärme betrug in diesem Jahr 353 kWh/m<sup>2</sup>. Dieser hohe Anteil an solarer Nutzwärme setzt sich zum einen aus einer guten direkten Nutzung zusammen und zum anderen aus einem sehr guten Speichernutzungsgrad von

86.6 %. Der Wärmeverbrauch ist seit Inbetriebnahme der Anlage jährlich gesunken, liegt aber immer noch über dem Planungswert.



**Bild 2.3-3: Monatliche Wärmebilanz des Jahres 2005**

Die monatliche Wärmebilanz des Jahres 2006 ist in Bild 2.3-4 dargestellt. Diese zeigt einen hohen Wärmeverbrauch bis April, eine vergleichsweise große solare Wärmelieferung der Kollektoren im Juli sowie eine geringe solare Wärmelieferung im August. Die Wärmepumpe war nur bis einschließlich 12.03.06 funktionstüchtig. Bis zu dieser Zeit konnte der Aquifer-Wärmespeicher entladen werden. Der Ausfall der Wärmepumpe führte bereits im März zu einem hohen Gasverbrauch, um den Wärmebedarf decken zu können. Über die Sommermonate hinweg konnte 40 % der Solarenergie direkt genutzt werden. Mit der überschüssigen Solarwärme wurde der Aquifer-Wärmespeicher beladen. Insbesondere im November und Dezember sank der solar nutzbare Wärmeanteil stark ab. Der zusätzliche Wärmebedarf musste durch den Gaskessel bereitgestellt werden, wodurch am Ende des Jahres der Gasverbrauch erneut deutlich anstieg.

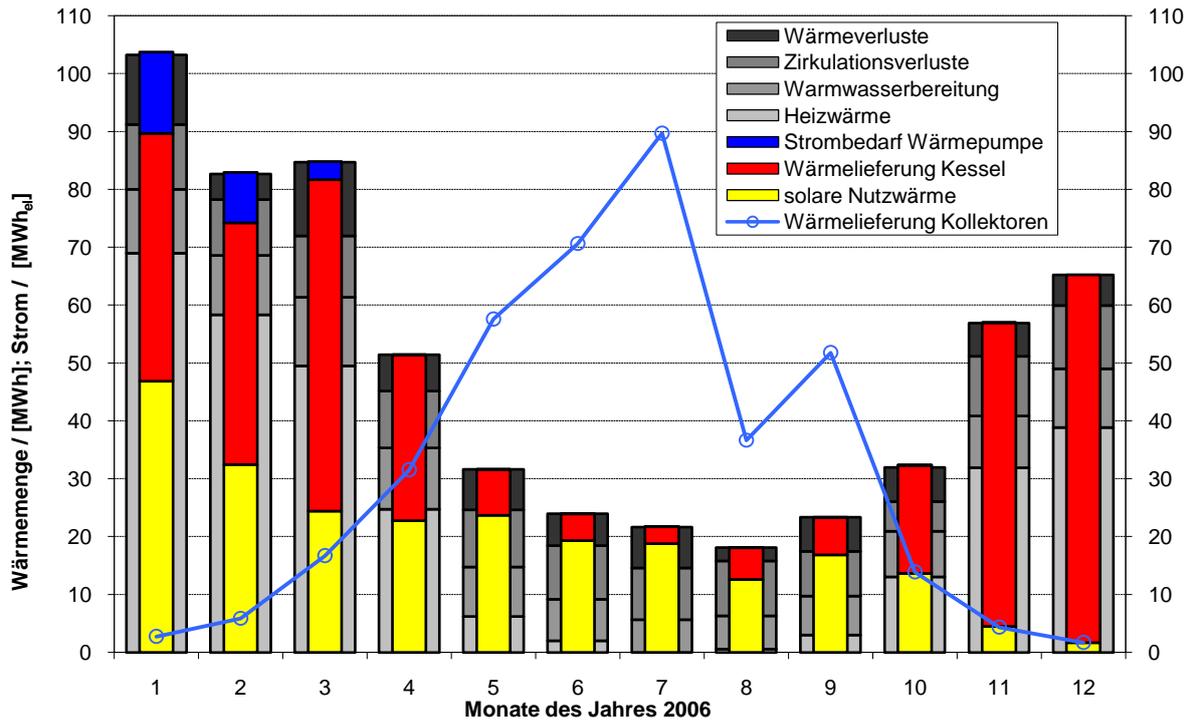


Bild 2.3-4: Monatliche Wärmebilanz des Jahres 2006

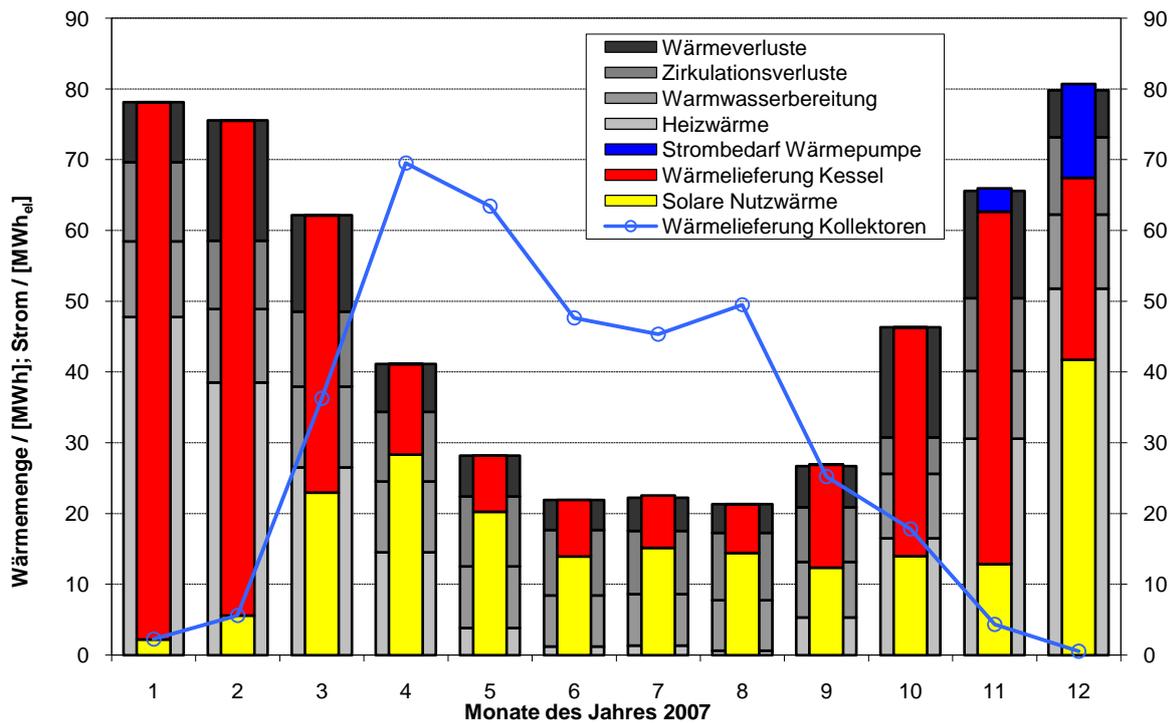


Bild 2.3-5: Monatliche Wärmebilanz des Jahres 2007

Die monatliche Wärmebilanz des Jahres 2007 ist in Bild 2.3-5 dargestellt. Sie zeigt milde Wintermonate am Anfang und Ende des Jahres. Im Januar und Dezember

wurden jeweils nur knapp 80 MWh Wärme benötigt, was unter dem monatlichen Mittel liegt. Im April wurde ein sehr hoher solarer Ertrag erzielt. Durch den Ausfall der Wärmepumpe musste am Anfang des Jahres der Gaskessel den Großteil der Wärmemenge bereitstellen. Die Temperatur des ATES war zu gering, um diesen direkt entladen zu können. Dadurch resultierte ein hoher Gasverbrauch in diesem Zeitraum. Ab dem 21.11.07 wurde die Wärmepumpe wieder in Betrieb genommen. Somit konnte der Wärmespeicher entladen und der solare Nutzwärmeertrag im Dezember erheblich auf rund 50 % gesteigert werden. Die erzielte Primärenergieeinsparung<sup>7</sup> betrug 41 % im Jahr 2005, 25 % im Jahr 2006 und 21 % im Jahr 2007.

### **2.3.3. Betriebserfahrung**

#### **2.3.3.1. Kollektorfelder**

Der spezifische solare Bruttowärmeertrag der Kollektorfelder im Jahr 2006 betrug 391 kWh/(m<sup>2</sup> a) entsprechend einem Nutzungsgrad der Kollektorfelder von 31.4 %. Im Jahr 2007 betrug der spezifische solare Bruttowärmeertrag 375 kWh/(m<sup>2</sup> a). Dies entspricht einem Nutzungsgrad von 29.1 %. Im Jahr 2005 lag der Ertrag mit 380 kWh/(m<sup>2</sup> a) und einem Nutzungsgrad von 29.8 % zwischen den beiden letzteren Jahren. In Bild 2.3-6 ist die tägliche Wärmelieferung der Kollektoren in Abhängigkeit von der täglichen Globalstrahlungssumme in Kollektorebene der Jahre 2006 und 2007 dargestellt (Input-Output-Diagramm). Die minimale Verschlechterung des Nutzungsgrades im Jahr 2007 (siehe berechnete Regressionskurven) ist auf die längere Ausfallzeit der Wärmepumpe zurückzuführen. Da der Aquifer-Wärmespeicher im Winter 06/07 nicht entladen werden konnte, befand sich die mittlere Wärmespeichertemperatur im darauf folgenden Frühling und Sommer auf einem höheren Niveau. Somit stieg die Rücklaufemperatur der Kollektorfelder an, was zur Verschlechterung des Kollektorwirkungsgrades führte.

---

<sup>7</sup> Primärenergiefaktor Stromherstellung 3, Erdgas 1.1

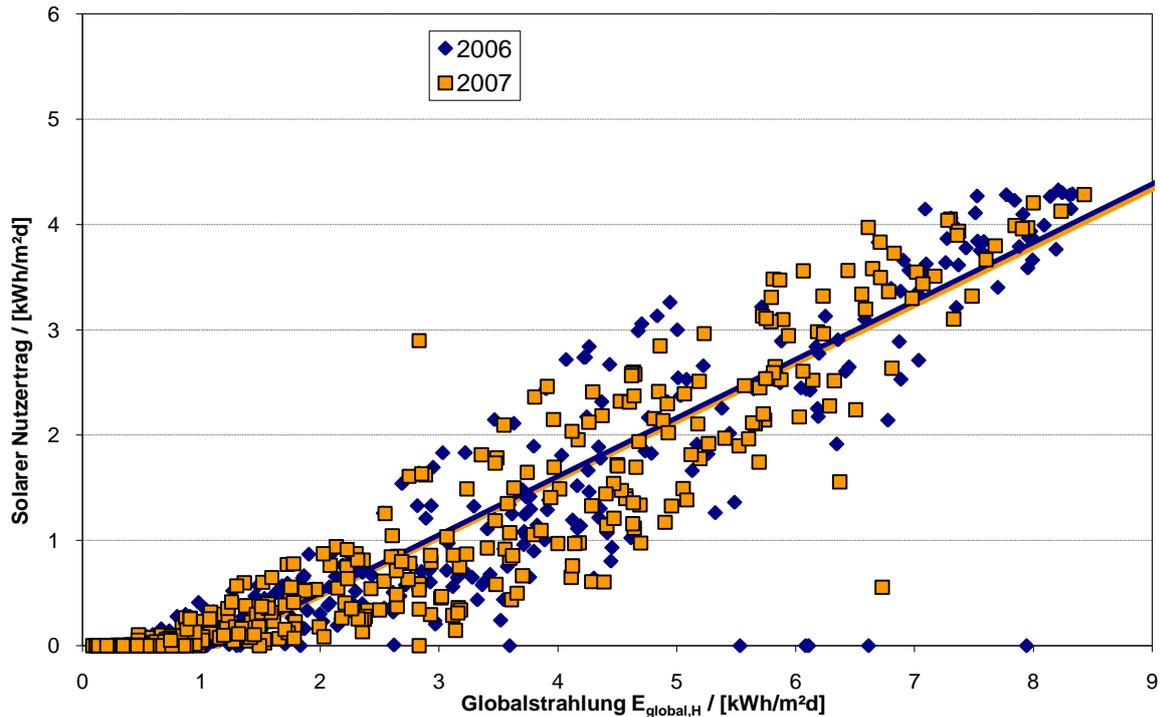


Bild 2.3-6: Input-Output-Diagramm des Kollektorfeldes Rostock für die Jahre 2006 und 2007

### 2.3.3.2. Langzeit-Wärmespeicher

Die monatlichen Wärmebilanzen des ATES sind für das Jahr 2005 in Bild 2.3-7 dargestellt. Zu erkennen ist der durch den Einsatz der Wärmepumpe hohe Anteil der entladenen Wärmemengen im Januar und Februar. Charakteristisch ist der Verlauf der Temperaturen in den Brunnen. Auffällig ist der Anstieg des Temperaturniveaus im kalten Brunnen im April, Mai und Oktober. Dieser wird durch den unregelmäßigen Wechsel von Ent- und Beladung in diesem Zeitraum verursacht, wodurch die Rücklauftemperaturen leicht angehoben werden. Der Aquifer-Wärmespeicher wurde im Jahr 2005 mit einer Wärmemenge von 205 MWh beladen und 178 MWh wurden entladen. Daraus resultiert ein Speichernutzungsgrad von 86,8 %.

In Bild 2.3-8 sind die Wärmemengen der Be- und Entladung der Jahre 2006 und 2007 aufgeführt. Im Jahr 2006 wurde der Wärmespeicher mit 230 MWh und im Jahr 2007 mit 214 MWh Wärme beladen. Des Weiteren ist zu erkennen, dass eine Entladung des ATES ohne Wärmepumpe kaum erfolgen kann. Nur im Jahr 2006 war im Oktober eine kurze Zeit lang die direkte Nutzung der Wärme aus dem Wärmespeicher möglich. Die entladene Wärmemenge betrug 3,2 MWh. Insgesamt

wurde dem Wärmespeicher im Jahr 2006 eine Wärmemenge von 84 MWh und im Jahr 2007 eine Wärmemenge von 51 MWh entnommen. Dies entspricht einem Speichernutzungsgrad von 36.5 % bzw. 23.8 %, bezogen auf jährliche Bilanzwerte. Für den Zyklus von Beladebeginn Frühjahr 2005 bis Ausfall der Wärmepumpe am Ende des Entladezyklus im März 2006 betrug der Speichernutzungsgrad 74.2 % und für den darauffolgenden Zyklus 06/07 1.4 %.

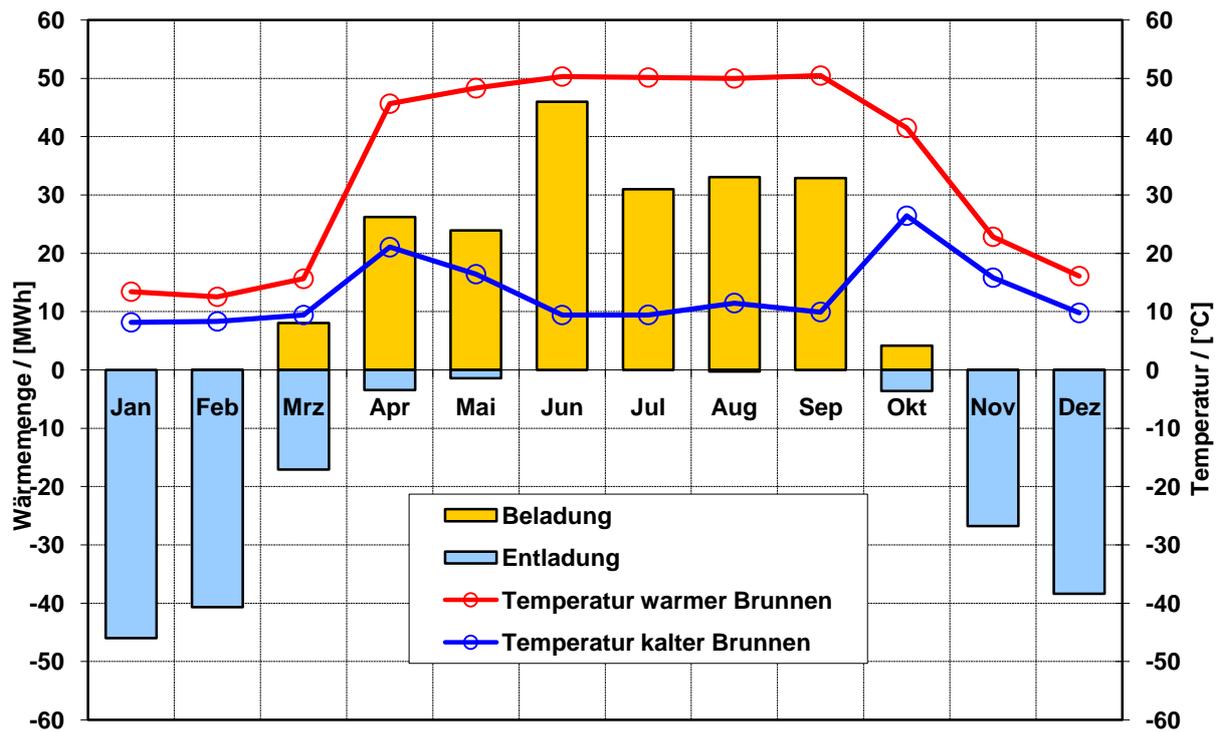


Bild 2.3-7: Monatliche Wärmebilanz des Aquifer-Wärmespeichers im Jahr 2005

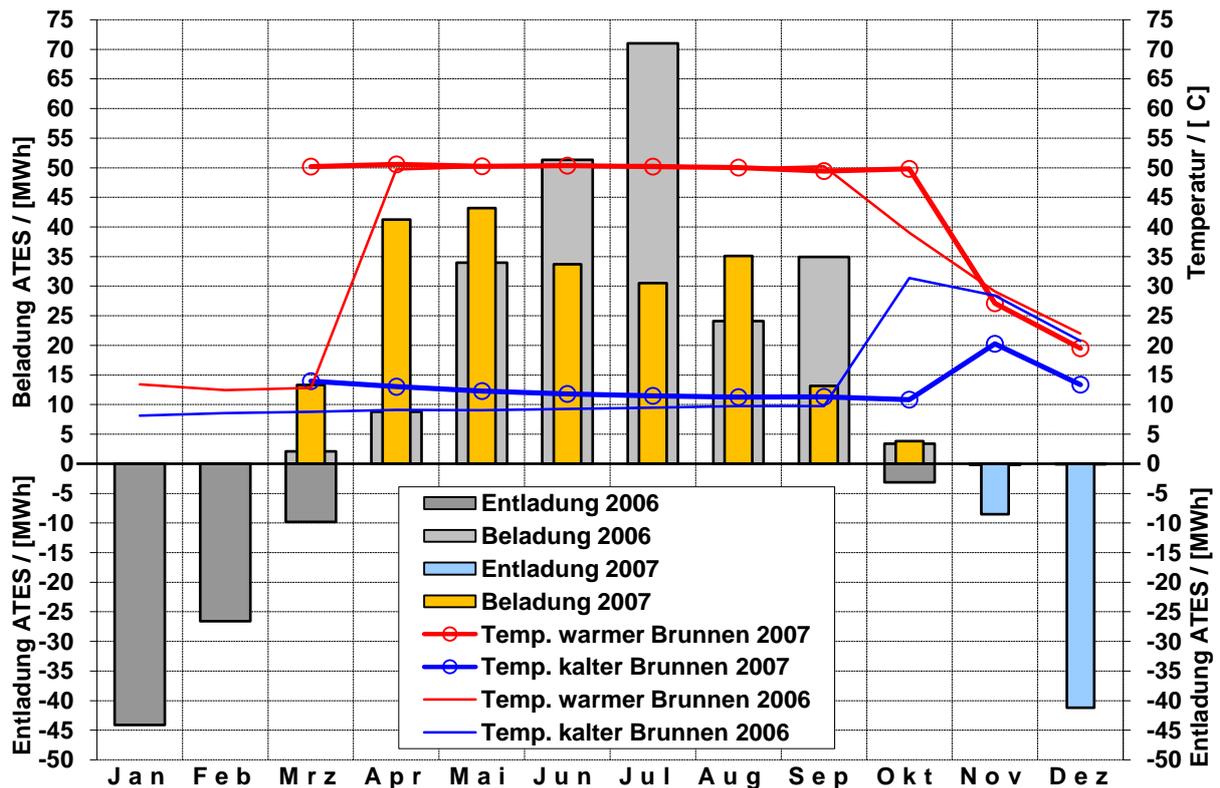


Bild 2.3-8: Monatliche Wärmebilanz des Aquifer-Wärmespeichers Im Jahr 2006 und 2007

Obwohl wegen des Ausfalls der Wärmepumpe (Winter 06/07) der Aquifer-Wärmespeicher fast nicht entladen wurde, sank das Temperaturniveau stark ab. Dies ist nicht allein auf den kurzen Zeitraum der direkten Wärmenutzung aus dem Wärmespeicher zurückzuführen. Zu erklären ist dieser Effekt durch erhöhte Wärmeverluste an das umliegende Erdreich durch eine Grundwasserströmung, welche die um den warmen Brunnen herum gebildete Wärmeblase abtransportiert. Diese Vermutung wird belegt durch Bild 2.3-9 und Bild 2.3-10. Die Bilder zeigen den Temperaturverlauf im Erdreich zu verschiedenen Zeitpunkten in Fließrichtung des Grundwassers 5 m entfernt von der warmen Bohrung. Die stärkste Abnahme des Temperaturniveaus im Winter 06/07 erfolgt im Oktober. Dies liegt neben dem Wärmeabtransport durch die Grundwasserströmung auch an der kurzen direkten Entladung in diesem Monat. Danach kühlt das Erdreich noch um weitere 15 K ab auf ca. 21 °C (März 07).

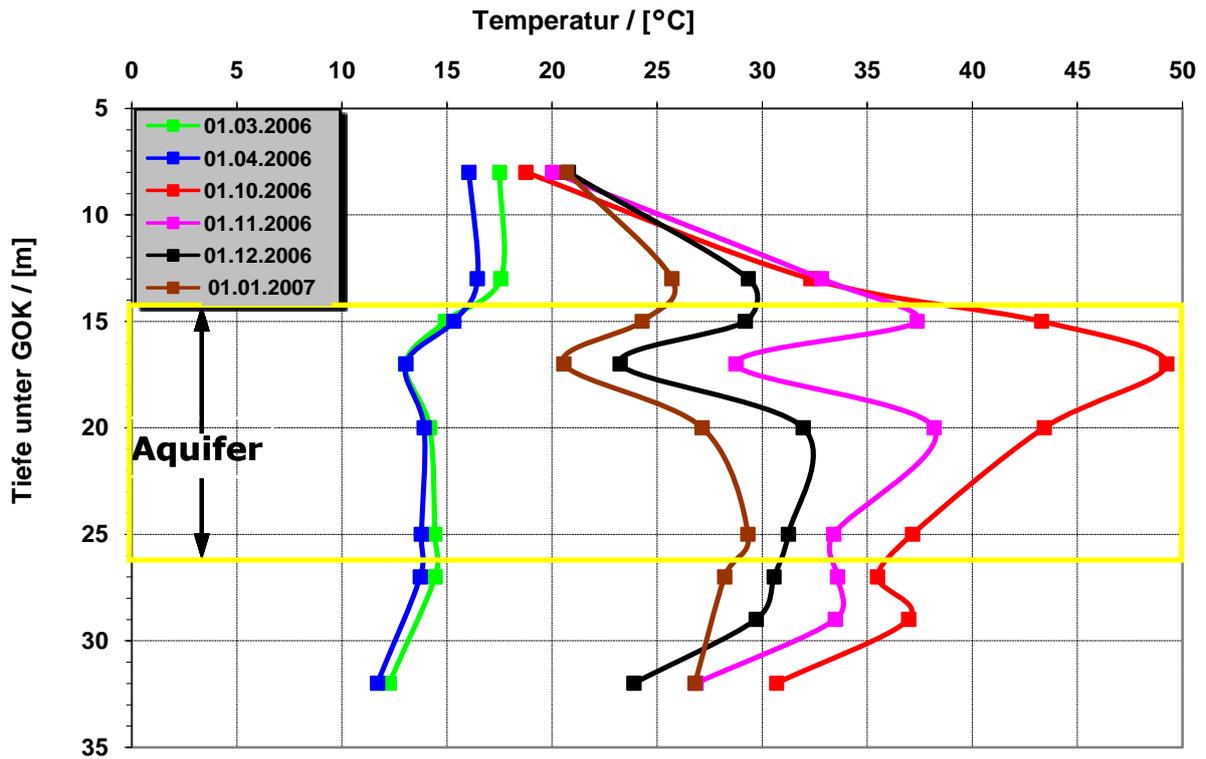


Bild 2.3-9: Erdreichtemperaturen in einer Entfernung von 5 m von der warmen Bohrung in Grundwasser-Fließrichtung zu verschiedenen Zeitpunkten im Jahr 2006 (GOK: Gelände-Oberkante)

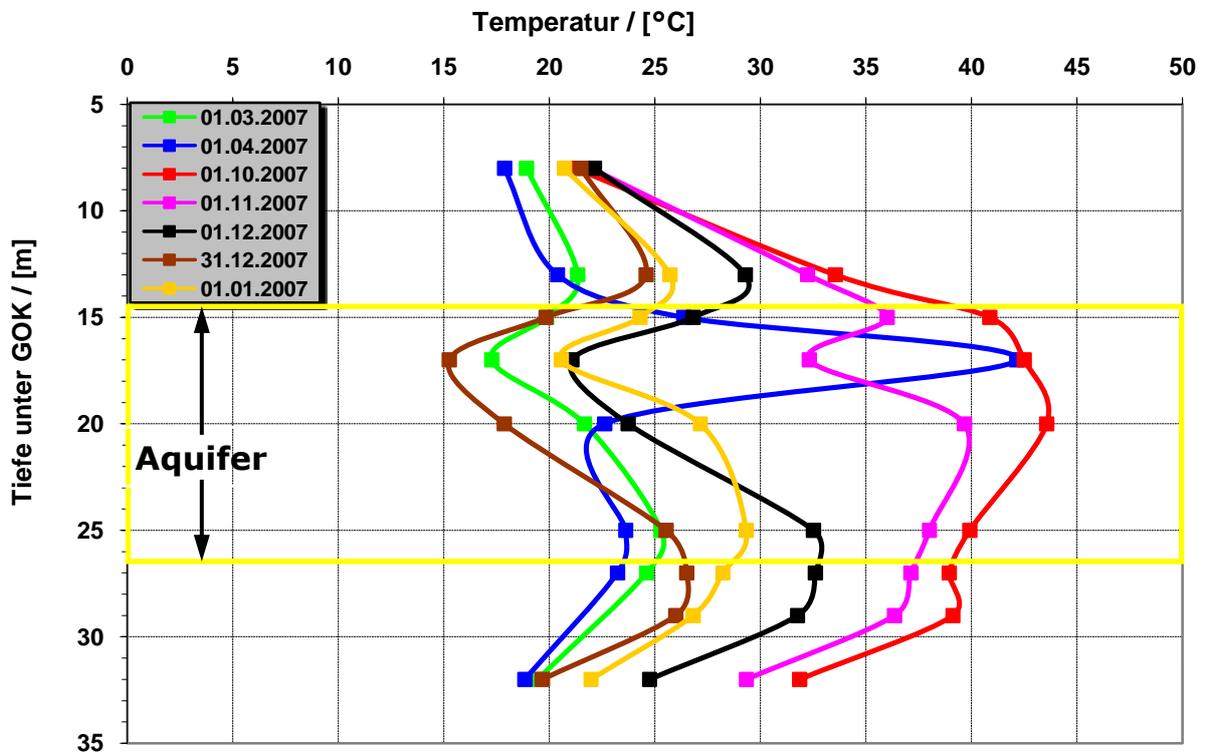


Bild 2.3-10: Erdreichtemperaturen in einer Entfernung von 5 m von der warmen Bohrung in Grundwasser-Fließrichtung zu verschiedenen Zeitpunkten im Jahr 2007

Der Wärmeverlust aufgrund der Grundwasserströmung wird noch deutlicher bei Betrachtung des Temperaturverlaufs der Messlanze in 5 m Entfernung von der warmen Bohrung gegen die Grundwasser-Fließrichtung. Dort kühlt sich das Erdreich ohne Entladung über die Wärmepumpe sogar auf 17 °C ab (siehe Bild 2.3-11 und Bild 2.3-12).

Der Vergleich der Erdreichtemperaturen am Ende der Beladezeit des Jahres 2007 (01.10.) zeigt, dass das mittlere Temperaturniveau an beiden Messlanzen um ca. 7 K niedriger liegt als im Jahr 2006. Dies kann anhand der solaren Einstrahlung in Verbindung mit der Grundwasserströmung erklärt werden. Im Jahr 2007 war die solare Einstrahlung im April sehr hoch, während die solare Einstrahlung in den Sommermonaten vergleichsweise gering war. Durch die Grundwasserströmung wurde die im April eingespeicherte Wärme teilweise abtransportiert und konnte nicht mehr zurückgewonnen werden.

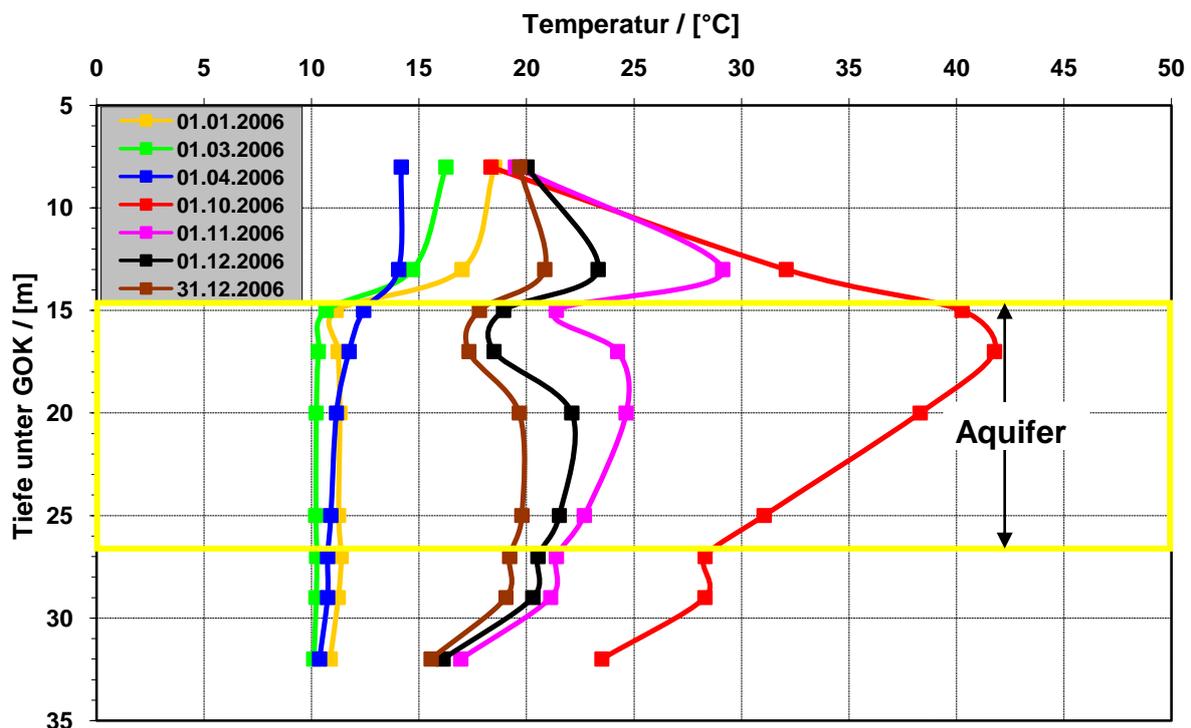


Bild 2.3-11: Erdreichtemperaturen in einer Entfernung von 5 m von der warmen Bohrung gegen die Grundwasser-Fließrichtung zu verschiedenen Zeitpunkten im Jahr 2006

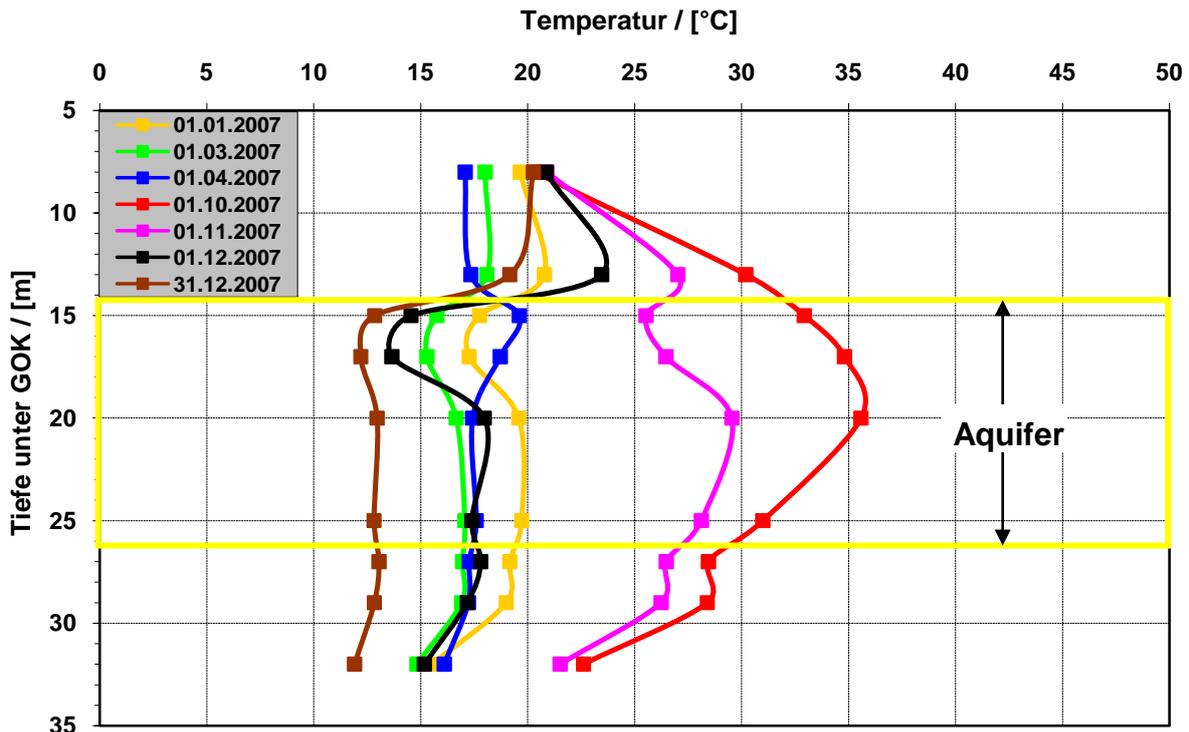


Bild 2.3-12: Erdreichtemperaturen in einer Entfernung von 5 m von der warmen Bohrung gegen die Grundwasser-Fließrichtung zu verschiedenen Zeitpunkten im Jahr 2007

### 2.3.3.3. Gas-Brennwertkessel

Der Gasverbrauch im Jahr 2005 betrug 228 MWh und die vom Kessel gelieferte Wärme 210 MWh. Somit resultiert ein Kesselnutzungsgrad (bezogen auf  $H_u$ ) von 91.7 %. Dies ist der geringste Gasverbrauch seit der Inbetriebnahme der Anlage und entspricht eine Einsparung von 34.2 % im Vergleich zu dem mittleren Jahresverbrauch der Vorjahre. Im Jahr 2006 betrug der Gasverbrauch 356 MWh und im Jahr 2007 387 MWh. Die vom Kessel gelieferte Wärmemenge betrug 333 MWh im Jahr 2006 und 351 MWh im Jahr 2007. Der resultierende Kesselnutzungsgrad beträgt somit 93.3 % bzw. 90.5 % für die beiden Jahre. Der Anstieg des Gasverbrauchs zum mittleren Verbrauch der Vorjahre beträgt 9.3 % bzw. 16.6 %. Jedoch liegt der Verbrauch im Vergleich zum Jahr 2005, als nur 228 MWh verbraucht wurden um 35.9 % in 2006 bzw. 41.0 % in 2007 höher. Der Gaskessel musste im Winter 06/07 den Ausfall der Wärmepumpe kompensieren, daher stieg der Gasverbrauch an.

### 2.3.3.4. Nahwärmenetz

In Bild 2.3-13 sind die Netzvor- und Netzurücklauftemperaturen sowie der netzseitige Wärmebedarf dargestellt.

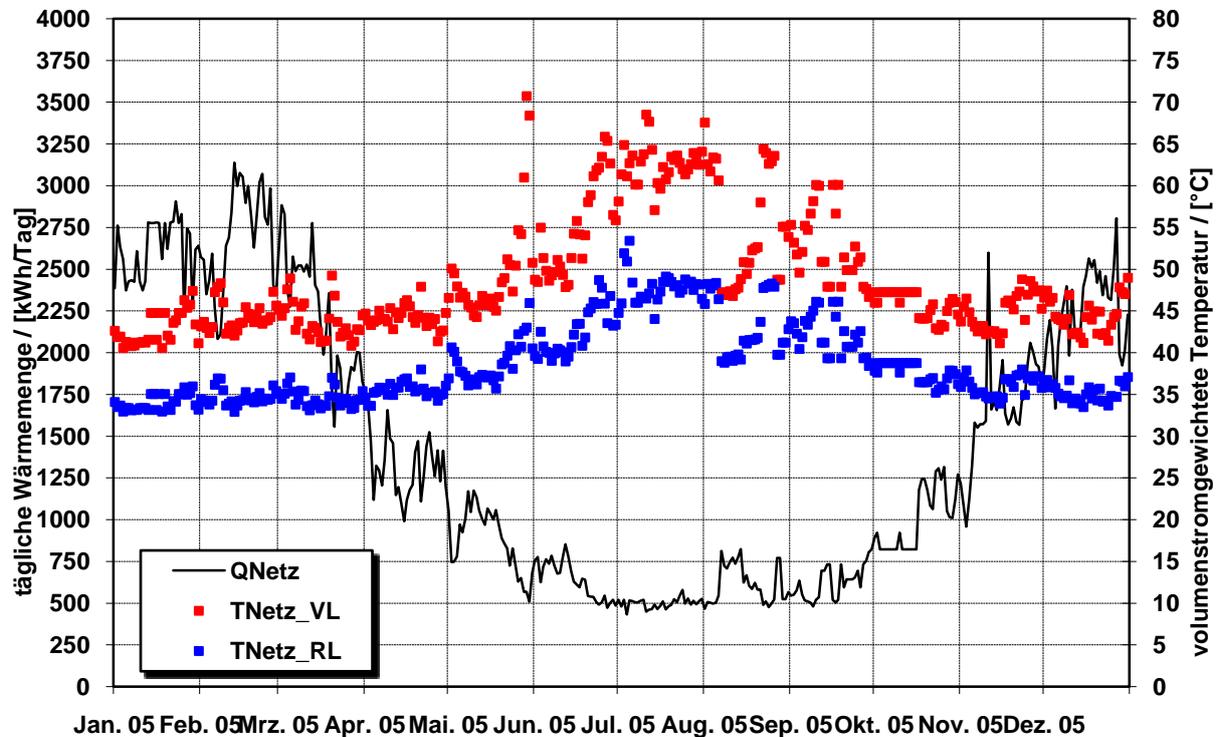


Bild 2.3-13: Tagesgemittelte und volumenstromgewichtete Netztemperaturen und Wärmebedarf des Netzes im Jahr 2005

Im Jahr 2005 betrug die durchschnittliche volumenstromgewichtete Netzvorlauf-temperatur (gemittelt aus Trinkwarmwasservorlauf, Heizungs- und Zirkulationsvorlauf) 45 °C und die durchschnittliche volumenstromgewichtete Netzurücklauf-temperatur 36 °C. Für die Jahre 2006 und 2007 betrug die durchschnittliche volumenstromgewichtete Netzvorlauf-temperatur 44 °C bzw. 47 °C und die durchschnittliche volumenstromgewichtete Netzurücklauf-temperatur 34 °C bzw. 37 °C. In den Sommermonaten ist außerhalb der Heizperiode ein deutlicher Anstieg der Netzvorlauf-temperaturen zu verzeichnen. Dies ist darin begründet, dass in diesem Zeitraum der Heizwasservolumenstrom sehr gering ist. Dadurch steigt die Netzvorlauf-temperatur auf das Niveau der Brauchwassertemperatur und Zirkulation.

### **2.3.3.5. Wärmepumpe**

Im Jahr 2005 konnte mit der Wärmepumpe 178 MWh an Wärme aus dem ATES entladen werden. Die Wärmepumpe stellte 221 MWh an Nutzwärme bereit. Dabei verbrauchte sie 50 MWh Strom (exkl. Hilfsenergie). Die daraus resultierende Arbeitszahl betrug in diesem Jahr 4.5.

Die Wärmepumpe war vom 13.03.06 bis zum 20.11.07 außer Betrieb. Grund des Ausfalls war eine Undichtigkeit in einem Wärmeübertrager, die zu Verlusten an Kältemittel führte und den Speicherkreislauf kontaminierte. Der Grund für die Leckage des Wärmeübertragers konnte nicht geklärt werden. Zudem fiel die Brunnenpumpe zum Entladen des Speichers zum Zeitpunkt der Wiederinbetriebnahme der Wärmepumpe aus.

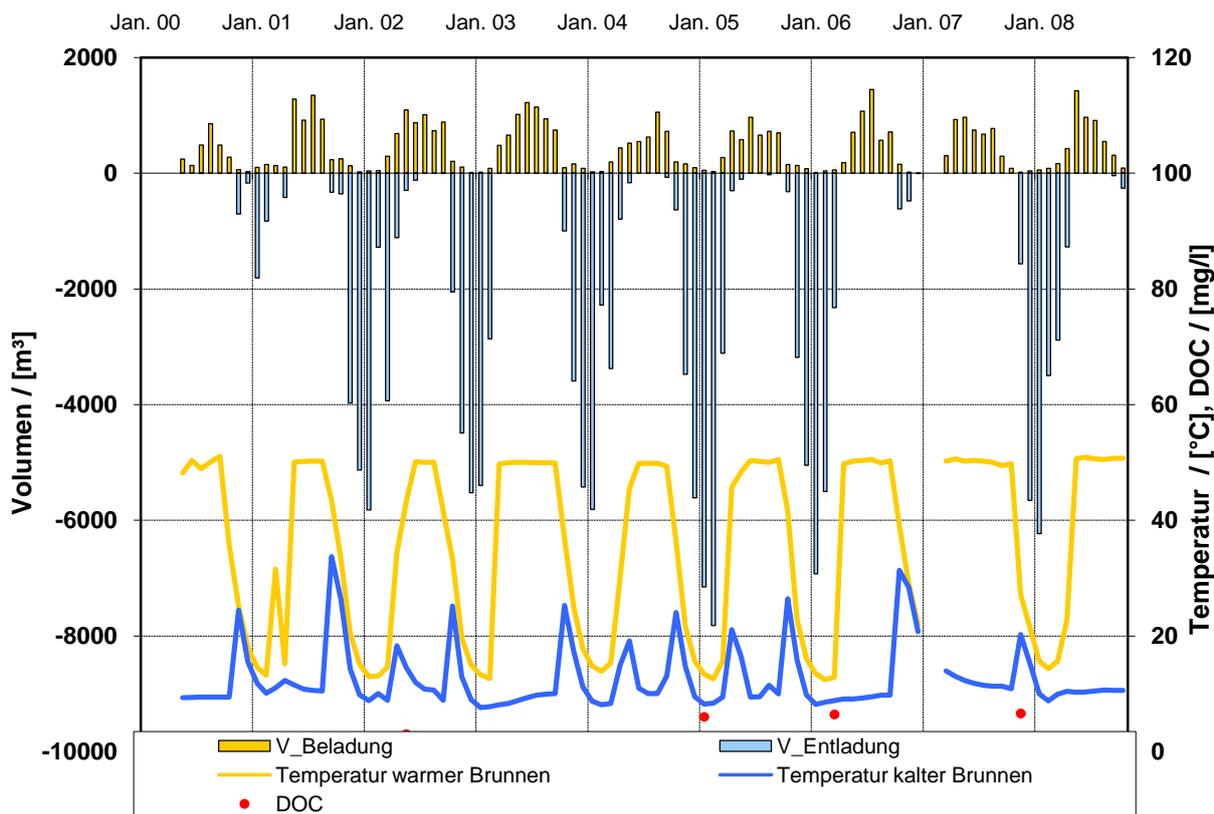
Während der ersten 2 ½ Monate des Jahres 2006 betrug die Arbeitszahl der Wärmepumpe 4.0; in den 1 ½ Monaten des Jahres 2007 betrug sie 4.1. Somit liegt die Arbeitszahl in beiden Jahren leicht unter dem Durchschnitt der Vorjahre, was auf die zu diesem Zeitpunkt vorherrschenden tieferen Speichertemperaturen zurückzuführen ist (s.o.). Die über die Wärmepumpe entladene Wärmemenge aus dem Aquifer-Wärmespeicher betrug für die beiden Jahre 84 MWh bzw. 51 MWh und lag somit um 52.8 % bzw. 71.4 % unter dem Wert von 2005.

### **2.3.4. Wasserbeprobung und geochemische Untersuchungen**

Im Jahr 2005 zeichnete sich bei den routinemäßigen Wasserbeprobungen ein vergleichsweise hoher DOC- und Eisengehalt ab. Der DOC-Gehalt bezieht sich auf den gelösten organischen Kohlenstoff (dissolved organic carbon) und gibt Aufschluss über mikrobielle Aktivitäten im Grundwasser. Da dies auf Sauerstoffeintrag oder Verunreinigungen zurückzuführen sein kann, wurden von GTN eine monatliche Beprobung sowie mikrobiologische Untersuchungen für den Zeitraum von einem Jahr vorgeschlagen. Die Untersuchungen zur Herkunft des erhöhten DOC-Gehaltes wurden durchgeführt, da mikrobielle Aktivität zu einer Verstopfung der Brunnen bzw. Fäulnis führen kann. Unter anderem wurden ein molekularbiologisches

„Fingerprinting“-Verfahren (PCR-SSCP) und petrographische Untersuchungen an Feststoffen wie z.B. den Filtrerrückständen der Pumpenfilter durchgeführt. Durch das Untersuchungsprogramm wurden Erkenntnisse bezüglich der Herkunft und Charakterisierung der Biozönose des thermisch veränderten Untergrundes erwartet.

Die Untersuchungen wurden aufgrund des Wärmepumpendefektes und einer defekten Brunnenpumpe (Schaden im November 2006) nicht wie geplant monatlich, sondern entsprechend des Speicherbetriebs durchgeführt. Die Auswertungen erfolgten durch GTN und sind in den Berichten [5] bis [9] dargestellt. Demnach wurde bei der Probe am 19.11.2007 ein sehr hoher Gehalt an TOC (gesamter organischer Kohlenstoff) festgestellt, der wahrscheinlich durch Verunreinigungen durch die defekte Brunnenpumpe (Öl) zu erklären ist. Der hohe TOC-Gehalt dieser Probe kann aber nicht als Erklärung für die hohen DOC-Gehalte der übrigen Proben dienen (Januar 05 und März 06). Für die weiteren Beprobungen kann festgestellt werden, dass sich die Biozönose während des Untersuchungszeitraums verändert hat, was auf mikrobielle Aktivität schließen lässt. In Bild 2.3-14 sind neben den gemessenen DOC-Gehalten die monatlichen ein- bzw. ausgespeicherten Wärmemengen sowie die Brunnentemperaturen dargestellt. Eine endgültige Aussage zur Herkunft des DOC-Gehaltes kann noch nicht getroffen werden, da durch die Betriebsunterbrechungen kein normaler Zyklus mit Be- und Entladen des Aquifers stattfand. Bis Ende 2008 sind noch drei weitere Messungen vorgesehen. Eine weitergehende Fortführung der Messungen wird empfohlen.



**Bild 2.3-14:** Darstellung der monatlichen Be- und Entlademengen, Brunnentemperaturen und DOC-Werte

### 2.3.5. Zusammenfassung und Ausblick

Im Jahr 2005 wurde in der solar unterstützten Nahwärmeversorgung ein solarer Deckungsanteil von 57 % erzielt. In den Jahren 2006 und 2007 konnte dieser hohe solare Deckungsanteil wegen des Ausfalls der Wärmepumpe nicht erreicht werden und betrug 40 % bzw. 36 %. Es wurden spezifische Bruttokollektorerträge zwischen 391 kWh/(m<sup>2</sup> a) und 275 kWh/(m<sup>2</sup> a) und spezifische Nettokollektorerträge zwischen 365 kWh/(m<sup>2</sup> a) und 208 kWh/(m<sup>2</sup> a) erreicht. Der solare Nutzwärmeertrag beträgt zwischen 346 MWh/a und 204 MWh/a. Die solar unterstützte Wärmeversorgung hat in den Jahren 2006 und 2007 trotz der Betriebsstörungen eine Primärenergie-Einsparung<sup>6</sup> von 25.0 % bzw. 20.9 % erreicht. Im Jahr 2005 erzielte die Anlage eine Primärenergie-Einsparung<sup>6</sup> von 40.8 %.

<sup>6</sup> Berechnungsgrundlage basierend auf dem Forschungsbericht zum BMWA/BMU-Vorhaben „Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher“ (Februar 2003 bis Mai 2005) Bericht vom ITW in Zusammenarbeit mit Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (SWT)

### 2.3.6. Literatur

- [1] M. Bodmann, D. Mangold, J. Nußbicker, S. Raab, A. Schenke, T. Schmidt, Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher (Februar 2003 bis Mai 2005), Forschungsbericht zum BMWA / BMU-Vorhaben 0329607F, Stuttgart, 2005.
- [2] M. Benner, M. Bodmann, D. Mangold, J. Nußbicker, S. Raab, T. Schmidt, H. Seiwald, Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher (Nov. 98 bis Jan. 03), Forschungsbericht zum BMWi-Vorhaben 0329606 S, ISBN 3-9805274-2-5, Stuttgart, 2003.
- [3] M. Benner, B. Mahler, D. Mangold, T. Schmidt, M. Schulz, H. Seiwald, E. Hahne, Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeitwärmespeicher (Sept. 94 bis Okt. 98), Forschungsbericht zum BMFT-Vorhaben 0329606C, ISBN-Nr. 3-9805274-0-9, Stuttgart, 1999.
- [4] F. Ochs, W. Heidemann, H. Müller-Steinhagen, Berechnung der Wärmeverluste erdvergrabener Wärmespeicher, 18. OTTI-Symposium thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2008.
- [5] A. Seibt, M. Wolfgramm, Dokumentation Probenahme HELIOS Rostock-Brinckmanshöhe, GTN Geothermie Neubrandenburg GmbH, 21.11.2005
- [6] A. Seibt, M. Wolfgramm, Dokumentation Probenahme HELIOS Rostock-Brinckmanshöhe, GTN Geothermie Neubrandenburg GmbH, 22.02.2006
- [7] A. Seibt, M. Wolfgramm, Dokumentation Probenahme HELIOS Rostock-Brinckmanshöhe, GTN Geothermie Neubrandenburg GmbH, 05.05.2006
- [8] A. Seibt, M. Wolfgramm, ZW-Ergebnisbericht Geothermische Untersuchungen am Standort Rostock-Brinckmanshöhe (Mecklenburg-Vorpommern), GTN Geothermie Neubrandenburg GmbH, 24.08.2007
- [9] A. Seibt, M. Wolfgramm, K. Rauppach, Dokumentation Geothermische Untersuchungen am Standort Rostock-Brinckmanshöhe (Mecklenburg-Vorpommern) Zwischenbericht, GTN Geothermie Neubrandenburg GmbH, 03.03.2008

## **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<sub>2</sub>-Einsparung von 50 % im Vergleich zum vorgeschriebenen Baustandard. Die Projektverwirklichung begann mit dem „ersten Meilenstein“ am 6.12.2002 und ist aktuell (September 2008) noch nicht vollständig abgeschlossen. Mit einer Kollektorfläche von bis zu 10 000 m<sup>2</sup> soll die Anlage die größte solar unterstützte Nahwärmeversorgung Deutschlands werden.

#### **3.1.1. Anlagenbeschreibung**

Nach umfangreichen Untersuchungen und Auslegungsstudien [1] 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 und damit niedrige solare Wärmekosten zu erzielen. Im Folgenden werden die wichtigsten bereits realisierten Systemkomponenten beschrieben.

#### **3.1.1.1. Baugebiet und Nahwärmenetz**

Auf einem ehemaligen Militärgelände entsteht das Neubaugebiet ‚Hirtenwiesen II‘ in zwei Bauabschnitten. Neben einem schon errichteten Gymnasium und einer Sporthalle werden im ersten Bauabschnitt nach dem Bebauungsplan der Stadt Crailsheim 259 Wohneinheiten – überwiegend Einfamilien- und Reihenhäuser – gebaut und über ein Nahwärmenetz mit Wärme zur Heizung und Trinkwarmwasserbereitung versorgt. Die Trinkwassererwärmung in den Wohngebäuden erfolgt im Durchflussprinzip. Die Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes soll nach Fertigstellung des Baugebietes bei 65 °C liegen, die durchschnittliche Rücklauftemperatur bei 35 °C. Der zu erwartende Wärmebedarf des Nahwärmenetzes des ersten Bauabschnitts nach Fertigstellung beträgt 4 100 MWh/a [1] und soll zu mindestens 50 % solar gedeckt werden.

Bild 3.1-1 zeigt ein Siedlungsmodell des Baugebietes. Die fünf Mehrfamiliengebäude der Crailsheimer Bau- und Entwicklungsgesellschaft (CBE) auf der linken Seite, ehemalige Kasernengebäude, werden sukzessive renoviert und mit jeweils ca. 400 m<sup>2</sup> großen Kollektorfeldern eingedeckt. Drei dieser fünf CBE-Gebäude werden durch das solar unterstützte Nahwärmesystem mit Wärme versorgt. Im Bereich des ersten Bauabschnitts Hirtenwiesen II wurden bereits viele Häuser errichtet. Der zwischen dem ersten Bauabschnitt und den CBE-Gebäuden liegende zweite Bauabschnitt ist bisher nur als städtebaulicher Entwurf vorhanden und noch unbebaut. Im Süden wird das Neubaugebiet durch einen zweigeteilten Lärmschutzwall begrenzt, der das Wohngebiet von einem Gewerbegebiet trennt und das Abbruchmaterial der Kasernengebäude aufnimmt. Hier wird der Großteil der Kollektorfläche installiert. Der Lärmschutzwall bildet zusammen mit der angrenzenden Grünfläche das zukünftige Naherholungsgebiet der Hirtenwiesen. Nördlich des Walls befindet sich die vorgesehene Fläche für den Erdsonden-Wärmespeicher. Aufgrund der großen Entfernung zwischen den Kollektorfeldern auf den CBE-Gebäuden und denen auf dem Lärmschutzwall verfügt die Solaranlage über zwei Pufferspeicher und Heizzentralen, eine in der Sporthalle und eine am Lärmschutzwall.



Bild 3.1-1: Siedlungsmodell des Baugebietes [Modell: Stadt Crailsheim]

#### 3.1.1.2. Funktionsprinzip und Auslegungsdaten der Solaranlage

Die Solaranlage besteht aus zwei Teilen:

- Der erste Anlagenteil besteht aus Kollektorfeldern auf den fünf CBE-Gebäuden (in Summe 1737 m<sup>2</sup>), weiteren Kollektorfeldern auf dem Gymnasium und der Sporthalle (535 m<sup>2</sup> bzw. 220 m<sup>2</sup>), dem 100 m<sup>3</sup> großen Pufferspeicher 1 und einer Heizzentrale in der Sporthalle, über welche die Solaranlage an das Nahwärmenetz angeschlossen ist.
- Der zweite Anlagenteil ist ein überwiegend saisonal betriebener Anlagenteil mit zunächst etwa 5000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche auf dem Lärmschutzwall, dem Erdsonden-Wärmespeicher, dem Pufferspeicher 2 mit 480 m<sup>3</sup> Inhalt und einer separaten Heizzentrale mit Wärmepumpen am Lärmschutzwall.

Die beiden Anlagenteile sind durch eine ca. 300 m lange Leitung miteinander verbunden. Bild 3.1-2 zeigt die Verschaltung der Komponenten.

Die Kollektorflächen auf dem Wall dienen der Beladung des Erdsonden-Wärmespeichers. Die maximale Beladeleistung des Erdsonden-Wärmespeichers liegt deutlich unter der maximalen Wärmeleistung der Kollektoren, so dass diese nicht zeitgleich eingebracht werden kann. Durch den Pufferspeicher 2 kann die hohe

Kollektorleistung am Tag aufgenommen und über 24 Stunden verteilt an den Erdsonden-Wärmespeicher abgegeben werden. Die Entladung des Erdsonden-Wärmespeichers durch zwei Wärmepumpenmodule erhöht die thermische Effizienz des saisonalen Anlagenteils und damit auch die Wirtschaftlichkeit. Simulationsrechnungen [1] ergaben eine optimale Einbindung der Wärmepumpen zwischen den beiden Pufferspeichern. Dies hat den Vorteil, dass die Wärmepumpen sowohl verdampfer- als auch kondensatorseitig auf große hydraulische Volumina arbeiten und dadurch lange Laufzeiten in effizienten Betriebspunkten ermöglicht werden. Weiterhin profitiert der gesamte zweite Anlagenteil von den dadurch entstehenden niedrigen Systemtemperaturen, welche hohe Nutzungsgrade der Wallkollektorfelder und des Erdsonden-Wärmespeichers ermöglichen. Die von älteren Pilotanlagen bekannten negativen Auswirkungen auf die Anlageneffizienz durch zu hohe Rücklauftemperaturen des Nahwärmenetzes werden durch die gewählte Einbindung der Wärmepumpe für den zweiten Anlagenteil fast vollständig vermieden. Die druckfesten Pufferspeicher ermöglichen einen einheitlichen Druck im Gesamtsystem und den Verzicht auf zusätzliche Wärmeübertrager.

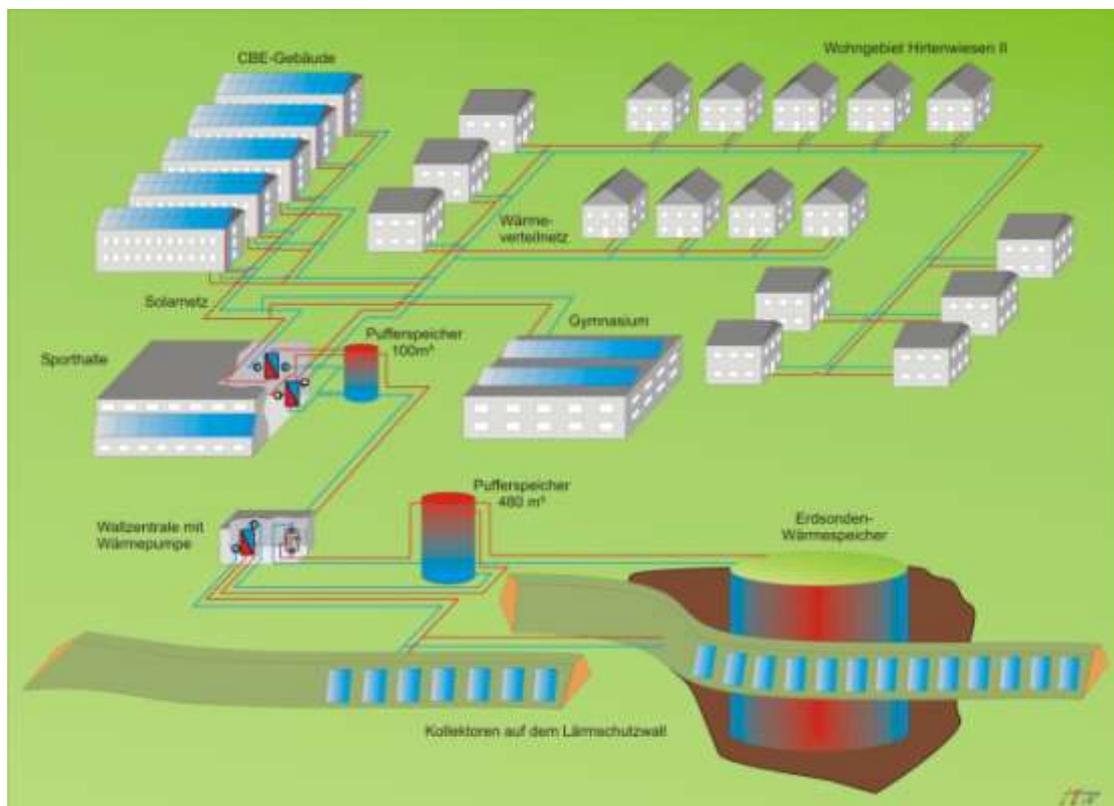
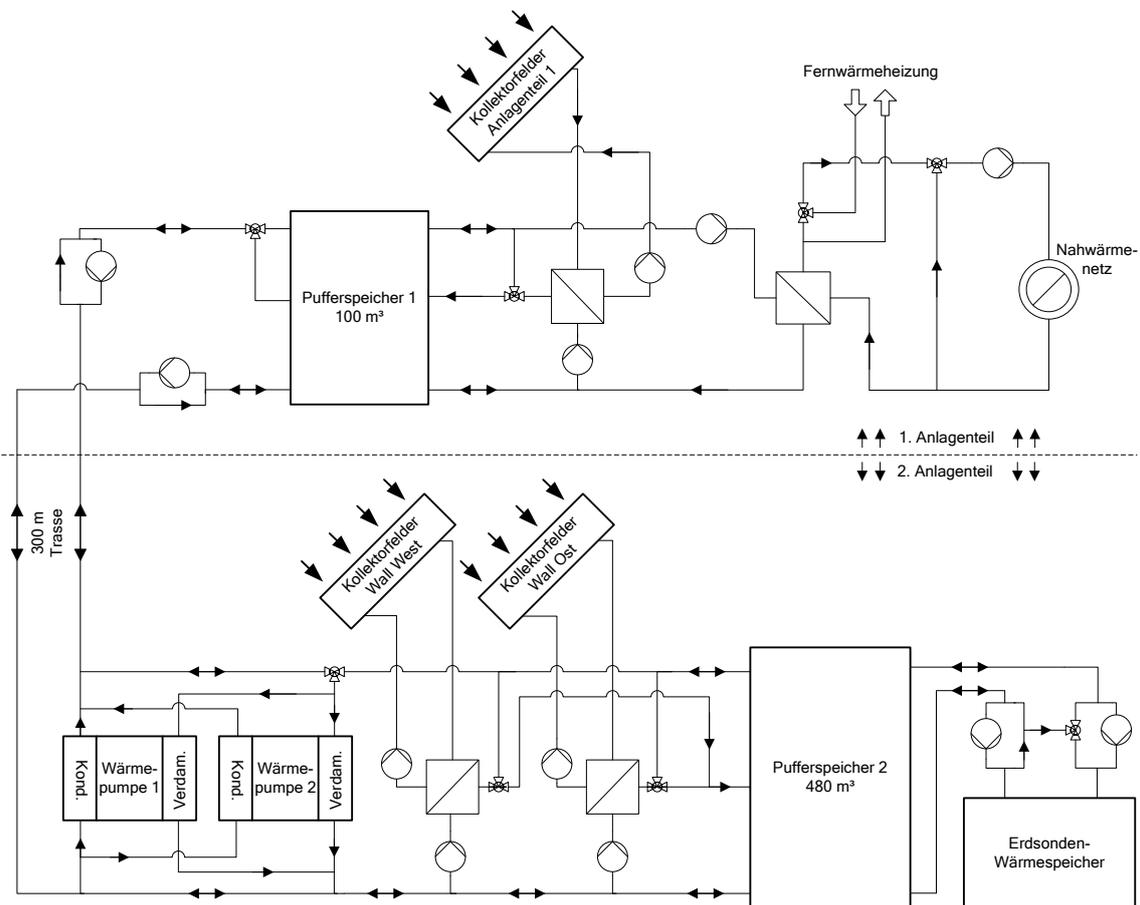


Bild 3.1-2: Verschaltung und Lage der Komponenten des solar unterstützten Nahwärmesystems

Der Anlagenteil um den Pufferspeicher 1 liefert die Wärme im Wesentlichen direkt an das angeschlossene Nahwärmenetz. Bei Bedarf wird über eine Fernwärmeleitung vom nahe gelegenen Heizwerk der Stadtwerke Crailsheim nachgeheizt. Beide Anlagenteile sind so dimensioniert, dass möglichst wenig Wärme zwischen ihnen transferiert werden muss, um Wärmeverluste beim Durchströmen der Verbindungsleitungen zu minimieren. Das bedeutet, dass im Sommer die Erträge der Kollektoren des ersten Anlagenteils gerade ausreichen, den Wärmebedarf des Nahwärmenetzes zu decken. In dieser Zeit wird der Erdsonden-Wärmespeicher fast ausschließlich durch die Kollektoren am Lärmschutzwall beladen.



**Bild 3.1-3: Vereinfachtes Anlagenschema des solar unterstützten Nahwärmesystems**

Die Kollektoren des ersten Anlagenteils sind auf den Dächern von fünf ehemaligen Kasernengebäuden (CBE 213-217), einer Schule und der dazugehörigen Sporthalle installiert. Es wurden Kollektoren der Hersteller Aquasol, Solid und Wagner

ausgewählt. In den ersten Betriebsjahren 2004 bis 2008 wurden zunächst Kollektoren mit einer Aperturfläche von insgesamt 1559 m<sup>2</sup> installiert und betrieben. Im Zuge der Erweiterung der Anlage um den zweiten Anlagenteil mit saisonalem Wärmespeicher werden weitere Kollektoren mit 933 m<sup>2</sup> Aperturfläche auf den CBE-Gebäuden 213-215 installiert. Diese werden voraussichtlich im Winter 2008/2009 in Betrieb gehen. Insgesamt ergibt sich damit eine Aperturfläche von 2492 m<sup>2</sup> im Endausbau des ersten Anlagenteils (Tabelle 3.1-1).

**Tabelle 3.1-1: : Kollektorfelder des ersten Anlagenteils**

	<b>Aperturfläche [m<sup>2</sup>]</b>	<b>Hersteller</b>	<b>Typ</b>	<b>Inbetriebnahme</b>
Sporthalle	220	Aquasol	AS 4	2004
Schule	535	Solid	gluatmugl.power	2005
CBE 217	396	Solid	gluatmugl.power	2005
CBE 216	408	Wagner	Solar-Roof	2005
CBE 215	317	Wagner	Solar-Roof	voraussichtlich 2009
CBE 214	299	Wagner	Solar-Roof	voraussichtlich 2009
CBE 213	317	Wagner	Solar-Roof	voraussichtlich 2009

Die Installation der Kollektoren auf den CBE-Gebäuden findet im Zuge der Sanierung der Gebäude statt. Die Gebäude werden dabei auf einen energetisch aktuellen Stand gebracht. Die oberste Etage der Gebäude 213, 214 und 215 wurde durch den Abriss des alten und das Aufsetzen eines neuen, stärker geneigten Daches vollkommen neu geschaffen. Durch die erhöhte Wohnraumqualität profitieren die Bewohner. Auch liefern aufgrund der stärkeren Dachneigung die Kollektoren höhere Jahreserträge. Die Kollektoren werden als Solar-Roof ausgeführt und übernehmen damit die Funktion der äußeren Gebäudehülle. Es werden große Kollektoreinheiten vorgefertigt, die auf der Baustelle dann wie Fertigdachelemente verlegt werden. Bild 3.1-4 zeigt die fünf CBE-Gebäude im Juli 2008. Im Hintergrund sind die bereits seit 2005 sanierten Gebäude 216 und 217 zu sehen. Es wurde beschlossen, zusätzlich die CBE-Gebäude 213 bis 215 an das Nahwärmenetz zur Versorgung mit Wärme für Raumheizung und Trinkwarmwasser anzuschließen. Dies war möglich, da der erwartete Wärmebedarf des Nahwärmenetzes von 4100 MWh/a noch längst nicht erreicht ist (s. Abschnitt 3.1.2). Die CBE-Gebäude 216 und 217 werden separat beheizt und sind nicht an das Nahwärmenetz angeschlossen.



**Bild 3.1-4: CBE-Gebäude (Juli 2008)**

Die Kollektoren des zweiten Anlagenteils werden vollständig auf einem zweigeteilten Lärmschutzwall (Wall Ost und Wall West) installiert. Für den Wall Ost und Wall West existieren getrennte Solarnetze. Während des Projektzeitraums Juni 2005 bis Juli 2008 wurde die endgültige Modellierung des Walls Ost durchgeführt, die Kollektorunterkonstruktionen errichtet und die Kollektoren vollständig installiert und teilweise vorübergehend in Betrieb genommen. Nach Abschluss der Installationsarbeiten wurde der Wall durch eine geeignete Bepflanzung und landschaftsgärtnerische Gestaltung zum ökologischen Gesamtobjekt, welches sich später neben einem kleinen Weinberg in das neugeschaffene Naherholungsgebiet der Stadt Crailsheim integrieren wird. Bild 3.1-5 zeigt die fertig installierten Kollektorflächen auf dem Wall Ost. Die Gesamtfläche von 3213 m<sup>2</sup> (Aperturfläche) wurde in 13 Felder mit jeweils ca. 250 m<sup>2</sup> aufgeteilt. Es wurden neun Felder vom Typ SchücoSol.2 (Kleinkollektoren mit 2.50 m<sup>2</sup> Aperturfläche) und vier Felder mit Großkollektoren des Typs SchücoSol G.2 Sonder Al Natur der Firma Schüco installiert (Tabelle 3.1-2). Erstmals kann damit ein direkter Vergleich zwischen Groß- und Kleinkollektoren im selben Solarnetz unter identischen Einsatzbedingungen durchgeführt werden. Entsprechende Messtechnik wurde verbaut (s. Abschnitt 3.1.2).



**Bild 3.1-5: Wall Ost mit Kollektorflächen**

**Tabelle 3.1-2: Kollektorfelder des zweiten Anlagenteils (nur Wall Ost)**

	Aperturfläche [m <sup>2</sup> ]	Hersteller	Typ	Inbetriebnahme
Feld 1	245	Schüco	SchücoSol.2	voraussichtlich 2009*
Feld 2	245	Schüco	SchücoSol.2	voraussichtlich 2009*
Feld 3	245	Schüco	SchücoSol.2	voraussichtlich 2009*
Feld 4	245	Schüco	SchücoSol.2	2008*
Feld 5	252	Schüco	SchücoSol G.2 Sonder AI natur	voraussichtlich 2009*
Feld 6	252	Schüco	SchücoSol G.2 Sonder AI natur	voraussichtlich 2009*
Feld 7	252	Schüco	SchücoSol G.2 Sonder AI natur	voraussichtlich 2009*
Feld 8	252	Schüco	SchücoSol G.2 Sonder AI natur	voraussichtlich 2009*
Feld 9	245	Schüco	SchücoSol.2	voraussichtlich 2009*
Feld 10	245	Schüco	SchücoSol.2	voraussichtlich 2009*
Feld 11	245	Schüco	SchücoSol.2	voraussichtlich 2009*
Feld 12	245	Schüco	SchücoSol.2	voraussichtlich 2009*
Feld 13	245	Schüco	SchücoSol.2	voraussichtlich 2009*

\* Verzögerung der endgültigen Inbetriebnahme aufgrund technischer Probleme, siehe [3]

Die Unterkonstruktion der Kollektorfelder musste den Bedingungen des aufgeschütteten Walls (lockere Aufschüttung, Neigung zum nachträglichen Setzen) genügen. Es wurde eine Unterkonstruktion aus horizontal verlaufenden Betonquerträgern und Stahlträgern senkrecht dazu gewählt (Bild 3.1-6). Die Betonquerträger ruhen auf tief im Wall verankerten Betonstützen.



**Bild 3.1-6: Unterkonstruktion der Wallkollektoren in gemischter Beton-/Stahlbauweise**

Aufgrund technischer Probleme mit der Längenkompensation thermischer Ausdehnungen konnten die Kollektorfelder mit den Kleinkollektoren bis zum Ende des Projektzeitraums nicht endgültig in Betrieb gehen. Technische Probleme mit unzureichender Belüftung und unterschiedlicher thermischer Ausdehnung der Glasscheiben gegenüber den Kollektorgehäusen aus Aluminium führten bei den Großkollektoren zu stark beschlagenen und zum Teil in die Kollektorkästen fallenden Abdeckscheiben. Unzureichend gestaltete Deckleisten führten des Weiteren zu abrutschenden Scheiben. Aus diesen Gründen konnten auch die Großkollektorfelder bis zum Ende des Projektzeitraums nicht in Betrieb gehen. Eine weitergehende Beschreibung der technischen Probleme findet sich in [3].

#### **3.1.1.3. Pufferspeicher**

Der 100 m<sup>3</sup> fassende Pufferspeicher des ersten Anlagenteils wurde aus ringförmigen Betonfertigteilen gebaut (Bild 3.1-8 links). Diese werden von sieben vertikal verlaufenden Spanngliedern zwischen Boden- und Deckelplatte so verspannt, dass ein Innendruck bis zu drei bar aufgebaut werden kann. Der Pufferspeicher des zweiten Anlagenteils ist 480 m<sup>3</sup> groß. Aufgrund der Größe war eine Konstruktion aus ringförmigen Betonfertigteilen nicht möglich. Der Pufferspeicher wurde deshalb in Ortbetonbauweise erstellt (Bild 3.1-8 rechts). Auch er ist druckfest ausgeführt. Dies ermöglicht höhere Speichertemperaturen bis 108 °C und somit eine um ca. 15 %

höhere Speicherkapazität gegenüber drucklosen Speichern des gleichen Volumens. Weiterhin kann durch den einheitlichen Systemdruck auf mehrere Wärmeübertrager verzichtet werden, welche durch ihre Grädigkeit zu einem ineffizienteren Gesamtsystem geführt hätten.

Beide Pufferspeicher sind innen mit 1.5 mm Edelstahlblech wasserdampfdicht ausgekleidet. Auch wenn die Ausführung der Auskleidung in Schwarzstahl möglich gewesen wäre, entschied man sich aufgrund des damaligen Angebots und der Verfügbarkeit für Edelstahl. Die Beladung der Wärmespeicher erfolgt temperaturgeregelt. Ist die Beladetemperatur höher als die Temperatur der obersten Speicherwasserschicht, erfolgt die Beladung direkt in die oberste Schicht. Bei niedrigerer Beladetemperatur erfolgt die Beladung durch eine Schichtbeladeeinrichtung der Firma Ratiotherm, siehe Bild 3.1-7.



**Bild 3.1-7: Schichtbeladeeinrichtung des 100 m<sup>3</sup> Pufferspeichers**

Diese Schichtbeladeeinrichtung ist aus perforierten und verzinkten Wickelfalzrohren hergestellt. Sie kommt unter anderen Einsatzbedingungen auch im Langzeit-

Wärmespeicher in München-Ackermannbogen zum Einsatz. Die Dämmung besteht bei beiden Pufferspeichern aus vor Ort geschüttetem Blähglasgranulat im Seiten- und Deckelbereich. Die Bodenplatte wird nach unten mit tragfähigen Platten aus Schaumglas bzw. Schaumglasschotter gedämmt. Der fertiggestellte Pufferspeicher des zweiten Anlagenteils ist bis ca. 75 % seiner Höhe im Lärmschutzwall eingegraben. Eine Skizze des Aufbaus sowie die Platzierung der darin installierten Messtechnik findet sich in Abschnitt 3.1.2.



Bild 3.1-8: Bauweise der Pufferspeicher mit Fertigteilen (links) bzw. in Ortbeton (rechts)

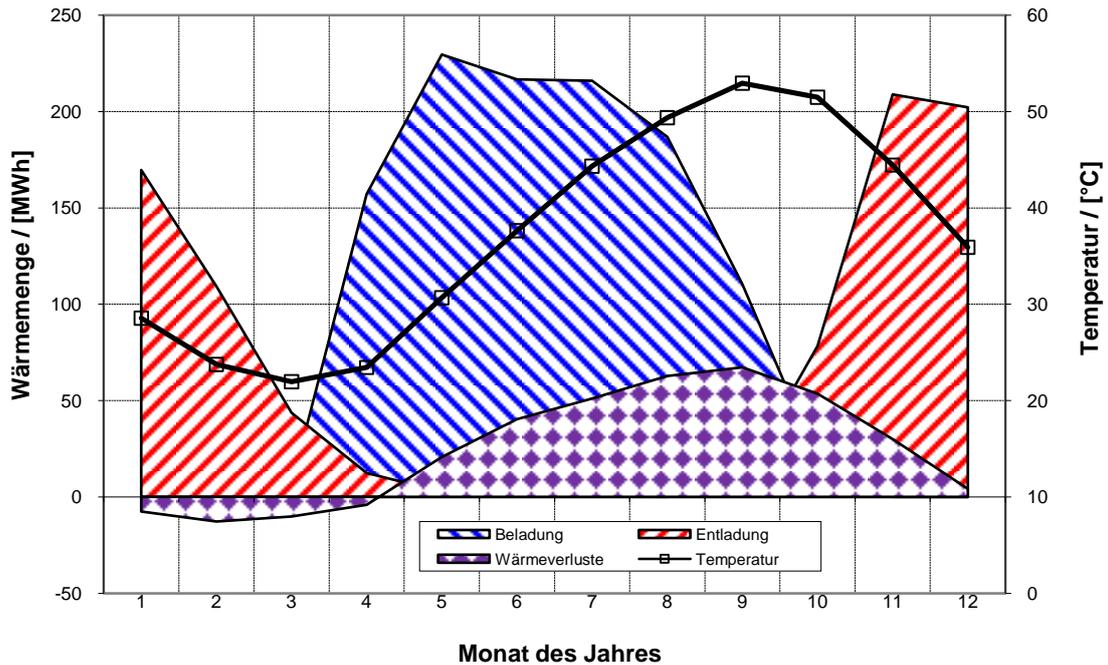
#### 3.1.1.4. Saisonaler Wärmespeicher

Der saisonale Wärmespeicher ist in Form eines Erdsonden-Wärmespeichers ausgeführt und dient dazu, die Diskrepanz zwischen hohem Solarstrahlungsangebot und damit hohen Wärmegewinnen der Kollektoren im Sommer und dem zeitlich versetzten Wärmebedarf des Nahwärmenetzes zur Raumheizung und Trinkwarmwasserwärmung im Winter auszugleichen. Dazu wird der Erdsonden-Wärmespeicher durch die Kollektorflächen auf dem Lärmschutzwall im Sommer beladen. Die maximale Beladeleistung des Erdsonden-Wärmespeichers liegt unter

der maximalen Wärmeleistung der Kollektoren, so dass diese nicht zeitgleich eingebracht werden kann. Durch den Pufferspeicher des zweiten Anlagenteils kann die hohe Kollektorleistung am Tag aufgenommen und über 24 Stunden verteilt an den Erdsonden-Wärmespeicher abgegeben werden.

In den Herbstmonaten erfolgt die Entladung des Erdsonden-Wärmespeichers bei ausreichend hohen Speichertemperaturen direkt. Sinkt die Speichertemperatur unter die Rücklaufemperatur des Nahwärmenetzes, kann der Wärmespeicher durch zwei Kompressions-Wärmepumpenmodule weiter entladen werden (s. u.). Die Wärmepumpen können den Pufferspeicher des zweiten Anlagenteils bis auf eine Temperatur von ca. 10 °C abkühlen. Durch den Wärmepumpeneinsatz kann das Temperaturniveau des Erdsonden-Wärmespeichers im Mittel gesenkt werden. Dies ermöglicht eine Verringerung der Wärmeverluste des Speichers.

Beladen wird der Erdsonden-Wärmespeicher in den Monaten April bis September, entladen von Oktober bis März. Die höchsten über das Speichervolumen gemittelten Temperaturen von 53 °C erreicht der Erdsonden-Wärmespeicher im September. Im März treten die tiefsten mittleren Speichertemperaturen von 22 °C auf. Durch den Wärmepumpeneinsatz von Januar bis März können die im Sommer und Herbst auftretenden Wärmeverluste des Speichers teilweise rückgewonnen werden. Am ITW der Universität Stuttgart durchgeführte Simulationsrechnungen [1] prognostizieren einen Speichernutzungsgrad (Verhältnis von jährlich aus- zu eingespeicherter Energiemenge) im eingeschwungenen Zustand (d.h. nachdem sich nach einigen Jahren ein quasistationärer Zustand eingestellt hat) von 73%. Die jährlich eingespeicherte Energiemenge wird ca. 1135 MWh betragen. Bild 3.1-9 zeigt den Verlauf der Be- und Entladewärmemengen, Wärmeverluste und Wärmerückgewinne und die mittlere Speichertemperatur über ein Jahr im eingeschwungenen Zustand.



**Bild 3.1-9: Berechnete Belade-, Entlade- und Verlustwärmemengen sowie mittlere Temperatur des Erdsonden-Wärmespeichers im Jahresverlauf (TRNSYS-Simulation)**

Vor der Planung des Speichers musste sichergestellt werden, dass der örtliche Untergrund für einen Erdsonden-Wärmespeicher geeignet ist. Dazu wurden sowohl geologische als auch hydrogeologische Untersuchungen vor Ort durchgeführt. Die Untersuchung der Bohrkern einer 100 m tiefen Kernlochbohrung zeigt folgende geologische Formationen:

0 – 4.5 m	Gipskeuper mit Grenzdolomit
4.5 – 22 m	Lettenkeuper
22 – 92 m	Oberer Muschelkalk
Ab 92 m	Mittlerer Muschelkalk

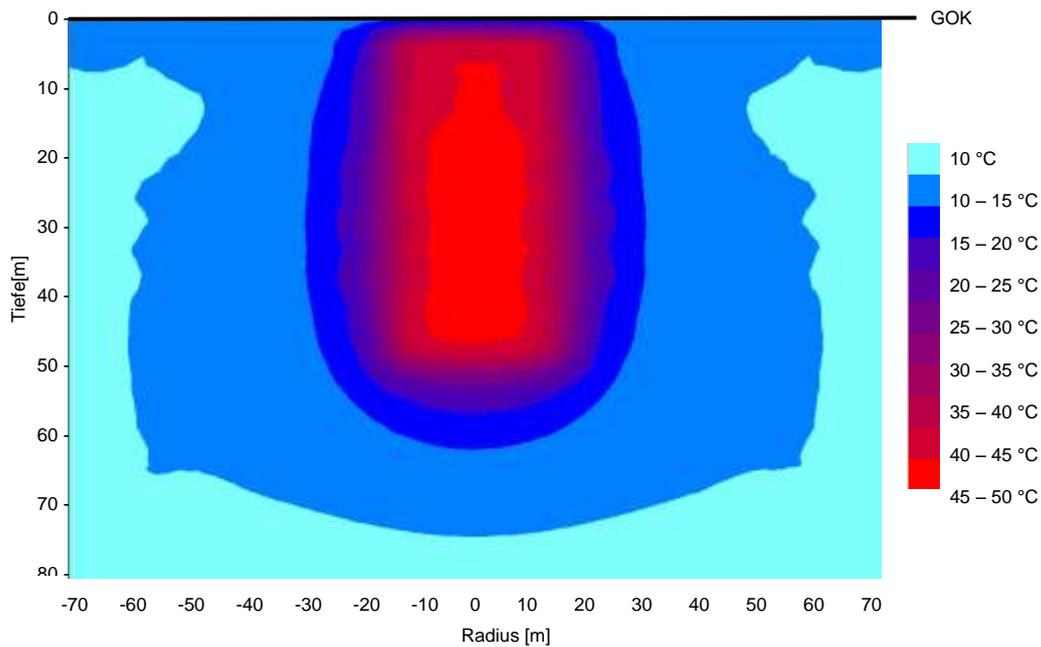
Zur Erfassung der Grundwassersituation wurden Bohrungen für ein hydrogeologisches Dreieck abgeteuft und Pumpversuche durchgeführt. Diese ergaben einen zumindest zweischichtigen Aquifer mit Transmissivitäten von 0.1 bis  $0.5 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ . Diese sehr niedrigen Werte machen den Untergrund für einen Erdsonden-Wärmespeicher geeignet. Deutliche Wasserführungen konnten im und auf dem Grenzdolomit nachgewiesen werden. Dieser oberflächennahe Grundwasserleiter kann durch bautechnische Maßnahmen, wie nachfolgend gezeigt wird, von der Wärmespeicherung weitgehend ausgeschlossen werden, so dass er sich nur gering negativ auf die Effizienz des Speichers auswirkt.

Die volumetrische Wärmekapazität des Bodens wurde im Bereich von 0 m bis 80 m zu  $2405 \text{ kJ}/(\text{m}^3 \text{ K})$  bestimmt. Ein vom ZAE BAYERN durchgeführter Thermal Response Test ergab eine Wärmeleitfähigkeit von  $2.46 \text{ W}/(\text{m K})$  für eine Tiefe von 0 m bis 80 m und  $1.95 \text{ W}/(\text{m K})$  im Bereich von 0 m bis 22 m.

Die Planung der technischen Realisierung des Erdsonden-Wärmespeichers erfolgte durch die EWS GmbH, Lichtenau, unter der technisch-wirtschaftlichen Programmbegleitung von Solites, Stuttgart. Der Erdsonden-Wärmespeicher wird in zwei Ausbaustufen gebaut. Unter Zuhilfenahme von Simulationen des ITW der Universität Stuttgart ergab sich eine unter thermischen sowie ökonomischen Gesichtspunkten optimierte Speichergestaltung der ersten Ausbaustufe unter Verwendung von 80 Erdwärmesonden, die auf einer kreisrunden Fläche von 30 m Durchmesser im Rechteckraster mit drei Metern Abstand angeordnet wurden (Bild 3.1-10). Zur Verwendung kamen Doppel-U-Rohrsonden der Dimension  $(4 \times 32 \times 2.9) \text{ mm}$ . Aufgrund des bei Pumpversuchen im Vorfeld festgestellten Aquifers in ca. 65 bis 100 m Tiefe wurde die Sondenlänge auf 55 m begrenzt. Damit ergibt sich ein Speichervolumen von ca.  $39000 \text{ m}^3$ .

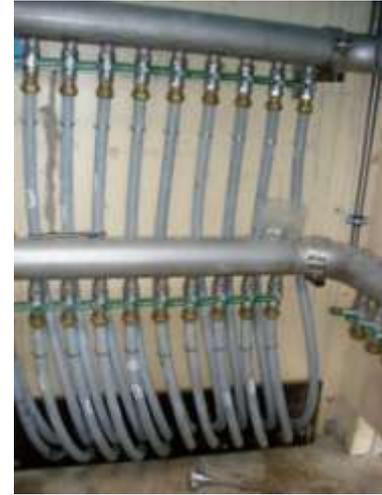
Das Abteufen der Bohrungen erfolgte aufgrund des durchfeuchteten Untergrunds und dadurch einsturzgefährdeten Bohrlochs auf den oberen Metern in mehreren Schritten: Zunächst wurden die Bohrungen in zwei Schritten bis in sieben Meter Tiefe mit erweitertem Durchmesser im Kernbohrverfahren niedergebracht und eine Stützverrohrung eingebaut. Anschließend wurde die Bohrung mit ca. 130 mm Durchmesser mit dem Im-Loch-Hammer-Bohrverfahren bis auf 55 m abgeteuft. Die Stützverrohrung der oberen sieben Meter verblieb im Boden und dient als Abschottung der Erdwärmesonde vom Wasser führenden Grenzdolomit. Um Wärmeverluste an das oberflächennahe Grundwasser zu vermeiden, wurde das Stützrohr mit einem Dämmmaterial ( $\lambda = 0.12 \text{ W}/(\text{m K})$ ) verpresst. Der thermisch aktive Teil der Erdwärmesonde von ca. 4 m bis 55 m Tiefe wurde mit einem thermisch verbesserten Verfüllmaterial ( $\lambda > 2 \text{ W}/(\text{m K})$ ) von unten nach oben





**Bild 3.1-11: Temperaturprofil des Speichers bei maximaler Beladung (nach 5 Jahren, Ende 3. Quartal); TRNSYS-Simulation, DST-Modell**

Um auf Durchflussregelventile (Strangreguliertventile) verzichten und dennoch sicherstellen zu können, dass jeder Sondenkreis mit demselben Volumenstrom beaufschlagt wird, muss die Gesamtleitungslänge jedes Sondenkreises möglichst identisch sein. Dies wird erreicht, indem alle Sondenkreise um einen von vier Wendepunkten außerhalb des Sondenfeldes geführt werden (Bild 3.1-10). An diesen Wendepunkten erfolgt jeweils die Verbindung von zwei seriell geschalteten Erdwärmesonden. Dazu wurden die Erdwärmesonden mit unterschiedlich langen Sondenschenkelängen geliefert und eingebaut. Zum einen minimiert dies die Anzahl der Verbindungspunkte, zum anderen kann an den Verbindungsstellen der Wärmespeicher bei Bedarf später einfach erweitert werden. Im zentralen Schacht erfolgte die parallele Aufschaltung aller Sondenkreise auf einen Vorlauf- und Rücklaufverteiler (Bild 3.1-12).



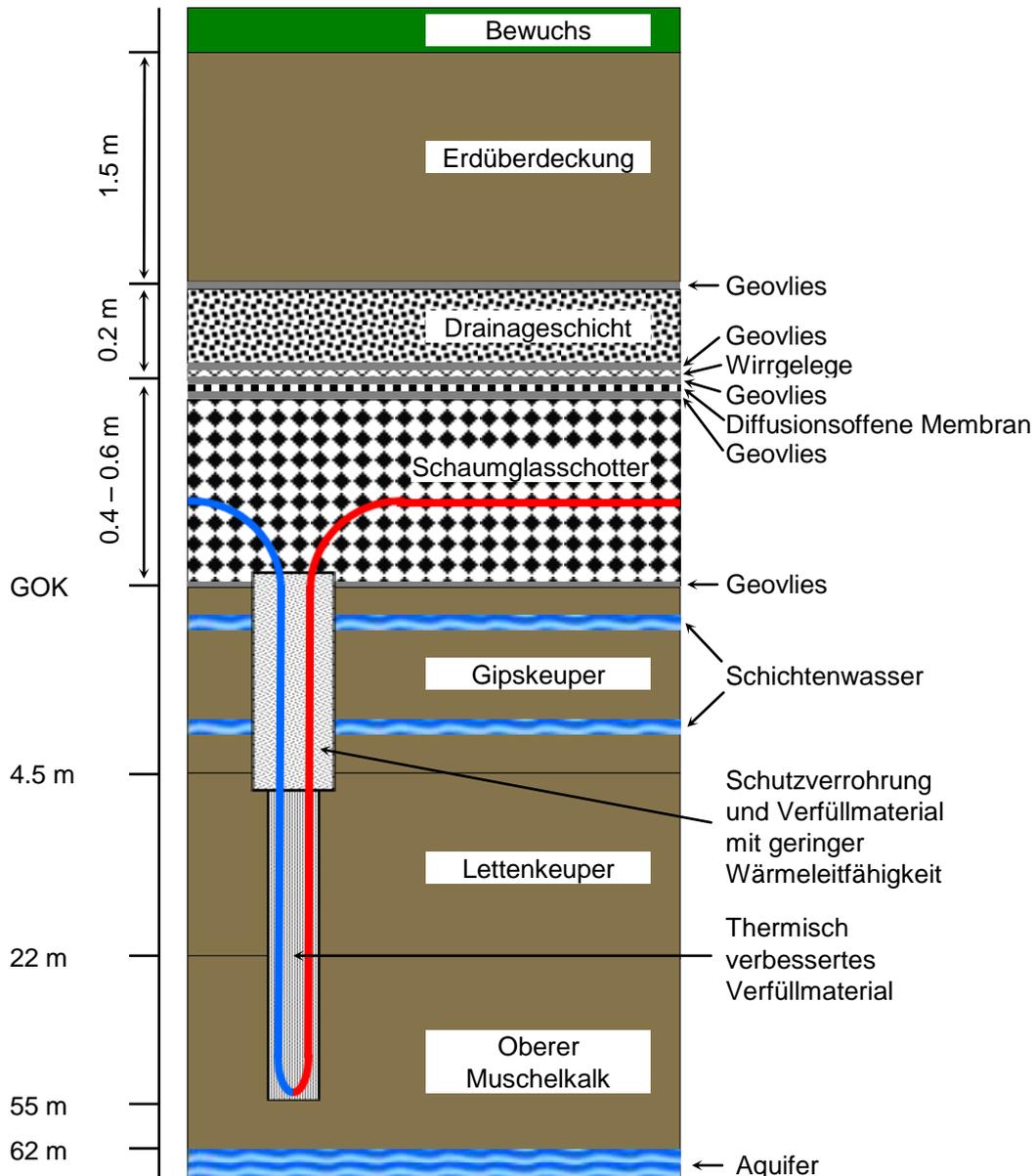
**Bild 3.1-12: Zentraler Schacht von außen (links) und innen mit Vor- und Rücklaufverteiler (rechts)**

Die Wahl der Sonden fiel auf Doppel-U-Rohrsonden aus PE-Xa der Firma Rehau (Bild 3.1-13 links). Dieses temperaturbeständige, hochdruckvernetzte Polyethylen zeichnet sich durch eine hohe Unempfindlichkeit gegenüber Spannungsrisssbildung, Kerbeinbringung und thermischer Alterung aus. Neben der sicheren thermischen Beständigkeit gegenüber den zu erwartenden Beladetemperaturen können die Sonden aus PE-Xa zur oberflächennahen horizontalen Anbindung aufgrund ihrer Unempfindlichkeit gegenüber Kerbeinbringung ohne Sandbett in Schaumglasschotter verlegt werden (Bild 3.1-12 links). Dies ist mit ursprünglich ebenfalls in Erwägung gezogenen Sonden aus anderen Materialien (PB, PE-RT) nicht möglich [7]. Des Weiteren lassen sich U-Rohrsonden aus PE-Xa durch enge Biegeradien am Sondenfuß nahtlos, d. h. aus einem Rohr, fertigen. Die Sonden wurden untereinander durch ein spezielles Schiebehülensystem verbunden (Bild 3.1-13 rechts).



**Bild 3.1-13 Doppel-U-Rohrsonde aus PE-X (links) und direkte Lage im Schaumglasschotter mit Schiebehülensverbindung (rechts)**

Die horizontale Anbindung der Erdwärmesonden wird mittig in einer 40 cm bis 60 cm starken Schicht aus Schaumglasschotter eingebettet, um sowohl Wärmeverluste an die Umgebungsluft als auch an den oberflächennahen Grundwasserleiter im und auf dem Grenzdolomit sowie den thermischen Kurzschluss der Sondenleitungen untereinander zu minimieren. Durch eine wasserundurchlässige, wasserdampfdiffusionsoffene Folie, eine Drainageschicht und ein leichtes Gefälle wird die Wärmedämmung vor Feuchtigkeit geschützt. Nach oben wird der Aufbau durch eine ca. 1.5 m mächtige Erdüberdeckung abgeschlossen. Bild 3.1-14 zeigt den Aufbau des Erdsonden-Wärmespeichers im vertikalen Schnitt.



**Bild 3.1-14: Aufbau des Erdsonden-Wärmespeichers im vertikalen Schnitt (nicht maßstäblich)**

Aufgrund längerer Schlechtwetterperioden und starken Regenfällen während der Bauphase des Erdsonden-Wärmespeichers wurde vermutet, dass die Dämmung aus Schaumglasschotter feucht geworden war. Deshalb wurden am 11.08.2008 acht Proben der verdichteten Dämmung entnommen. Die Proben wurde direkt nach Entnahme Wasser- und Wasserdampfdicht verpackt und ans ITW geliefert. Dort erfolgte die Analyse auf Wassergehalt gravimetrisch durch vollständige Trocknung der Proben. Es konnten Massenbezogene Wasseranteile in der Wärmedämmung von 0.5 % bis 42.7 % festgestellt werden. Trotz des nicht unerheblichen Feuchtigkeitsgehalts wurden die Dämmung nicht ausgetauscht. Stattdessen wurde

durch die Vergrößerung der Dämmstärke für eine ausreichende Dämmwirkung gesorgt. Die Austrocknung wird durch den diffusionsoffenen Aufbau der Abdeckung möglich sein.

Um den Erdsonden-Wärmespeicher möglichst vom Grundwassereinfluss zu entkoppeln, wurde zum einen die mit Verfüllmaterial geringer Wärmeleitfähigkeit gefüllte Schutzverrohrung der Sonden im Gipskeuper installiert. Zum anderen wurde die Tiefe der Sonden gegenüber der ursprünglichen Planung um fünf Meter auf 55 m reduziert. Somit wird der Untergrund erst sieben Meter unterhalb des Sondenfußes von Grundwasser im Oberen Muschelkalk durchströmt. Dennoch wird eine gewisse gegenseitige Beeinflussung zwischen Grundwasser und Erdsonden-Wärmespeicher erwartet. Die Errichtung eines Erdsonden-Wärmespeichers im grundwasserbeeinflussten Karstgebiet stellt ein Novum dar. Es ist dadurch die Gelegenheit gegeben, in einem parallel vom BMU geförderten Projekt die Grundwasserbeeinflussung von Erdsonden-Wärmespeichern näher zu erforschen (Förderkennzeichen 0329289A) [5].

In Vorstudien wurde am ITW mit Simulationsrechnungen die Erwärmung des Grundwassers und des Untergrunds durch den Erdsonden-Wärmespeicher am Standort Crailsheim untersucht. Diese dabei erzeugten Daten waren ein wichtiger Bestandteil der Genehmigungsunterlagen für das Landratsamt Schwäbisch Hall und dienten dem Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau in Stuttgart als Entscheidungsgrundlage für eine hydrogeologische Stellungnahme an das Landratsamt Schwäbisch Hall. Dieses erteilte am 04.09.2007 nach einem langwierigen und umfangreichen Entscheidungsverfahren die wasserrechtliche Erlaubnis zur Errichtung und zum Betrieb des Erdsonden-Wärmespeichers. Um in Zukunft derartige Genehmigungsverfahren zu beschleunigen ist es notwendig, den Wissensstand über Erdsonden-Wärmespeicher in Grundwasser durchflossenen geologischen Strukturen sowie die Berechnungsmöglichkeiten eines solchen Speichers zu verbessern. Damit kann den genehmigenden Ämtern eine schnellere und aussagekräftigere Entscheidungsgrundlage gegeben werden. Dieses Ziel wird im oben genannten BMU-Projekt (Förderkennzeichen 0329289A) [5] unter anderem verfolgt.

#### **3.1.1.5. Sonstiges**

Zur Effizienzsteigerung und wirtschaftlicheren Betriebsweise des solar unterstützten Nahwärmesystems ist geplant, zwei Wärmepumpenmodule in die Anlage gemäß Anlagenschema (Bild 3.1-3) zu integrieren. Aufgrund des noch geringen Wärmebedarfs des noch nicht vollständig ausgebauten Nahwärmenetzes wird zunächst nur ein Modul installiert werden. Geplant ist die Installation einer elektromotorisch angetriebenen Kompressionswärmepumpe mit dem Kältemittel R-227ea. Der Schraubenverdichter mit dreistufiger Leistungsregelung wird im Betrieb eine Leistungsaufnahme zwischen 25 kW und 68 kW haben. Die verdampferseitige Eintrittstemperatur darf laut Hersteller zwischen 15 °C und 52 °C liegen. Je nach Zieltemperatur am Kondensator werden dabei COP zwischen 3.87 und 8.22 erwartet (Herstellerangabe). Die Installation und Inbetriebnahme des ersten Wärmepumpenmoduls ist für das Jahr 2009 geplant.

Für die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Crailsheim wurde ein umfassendes Regelungsschema erarbeitet. Nähere Informationen können bei Hamburg Gas Consult, M. Ebel, und dem ITW angefragt werden.

#### **3.1.2. Monitoring**

##### **3.1.2.1. Beschreibung der Messtechnik**

Wie auch schon bei älteren SuN-Systemen werden sowohl im ersten als auch im zweiten Anlagenteil alle relevanten Volumenströme und Systemtemperaturen kontinuierlich gemessen. Daraus lassen sich die im System zirkulierenden Energiemengen detailliert bestimmen. In Ergänzung dazu wurden insgesamt 26 Wärmemengenzähler in den Heizzentralen in der Sporthalle und am Lärmschutzwand installiert. Diese werden ebenfalls kontinuierlich via MBus ausgelesen und die gemessenen bzw. berechneten Daten archiviert.

Im Folgenden wird die installierte Messtechnik des Langzeit-Wärmespeichers (bestehend aus Erdsonden-Wärmespeicher und Pufferspeicher 2) näher beschrieben.

#### **3.1.2.2. Pufferspeicher 2**

Die Wassertemperatur wird an 15 Positionen in horizontalen Abständen von einem Meter gemessen, um über das Schichtverhalten des Pufferspeichers zwei Aussagen treffen zu können. Zusätzlich zu den Messstellen innerhalb des Speichers kommen noch weitere Temperatursensoren hinzu, mit denen die Temperaturen im Erdreich bis vier Meter unter dem Wärmespeicher sowie auf beiden Seiten der Wärmedämmung gemessen werden. In Verbindung mit Wärmestrom-Messplatten am Speicherboden und an der Speicherwand können so die Speicherverluste besser quantifiziert werden. Weiterhin kann die Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung kontinuierlich gemessen und auf eingedrungene Feuchtigkeit hin überprüft werden.

Da der Pufferspeicher 2 nicht wie der Pufferspeicher 1 freistehend aufgestellt, sondern zum größten Teil eingegraben wird, ist bei ihm die Gefahr, dass Feuchtigkeit in die Wärmedämmung eindringt, größer als beim Pufferspeicher 1. Für die Statik des Speichers sind die Temperaturbelastung und die Änderungsgeschwindigkeit der Temperaturen an der Bodenplatte und am Deckel des unter Innendruck stehenden Speichers von Interesse. Um diese ermitteln zu können wurden auf beiden Seiten des Betons Temperatursensoren angebracht. Bild 3.1-15 zeigt die installierten Temperatur- und Wärmestrom-Messstellen am Pufferspeicher 2.

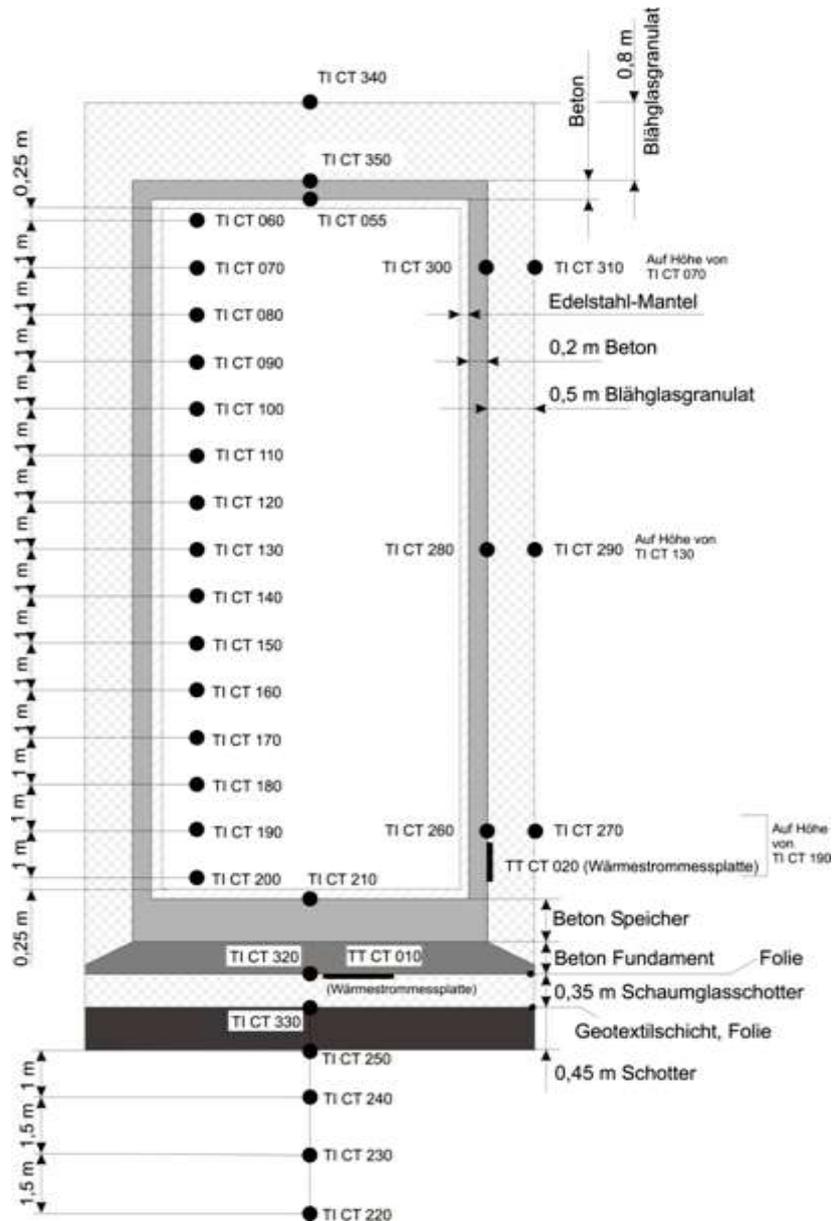


Bild 3.1-15: Aufbau des Pufferspeicher 2 mit installierter Messtechnik; TI CT XXX: Temperatursensor; TT CT XXX: Wärmestrom-Messplatte

### 3.1.2.3. Erdsonden-Wärmespeicher

Zur Anlagenregelung und für wissenschaftliche Untersuchungen wird das Temperaturprofil des Erdsonden-Wärmespeichers in Crailsheim während des Betriebs kontinuierlich (in 30 s-Intervallen) detailliert vermessen. Um eine langjährige verlässliche Vermessung des Wärmespeichers gewährleisten zu können, werden hochwertige, wasserdampfdiffusionsdichte Widerstandstemperatursensoren der Firma Jumo verwendet. Vor dem Einbau erfolgt eine Kalibrierung der Sensoren.

Insgesamt 83 Temperatursensoren, die an neun Messlanzen (Bild 3.1-17) angebracht sind, wurden eingebaut. Tabelle 3.1-3 zeigt die Anzahl und Positionierung der Temperatursensoren an den Messlanzen. Die Position der Messlanzen geht aus Bild 3.1-16 hervor. Es werden an allen Messlanzen Temperaturen bis in 80 m Tiefe, d. h. bis 25 m unterhalb des aktiven Speichers erfasst. An der Messlanze M1 konnte zusätzlich zu den Widerstandstemperatursensoren der Firma Jumo faseroptische Temperaturmesstechnik, welche von der Firma INFAP kostenlos zur Verfügung gestellt wurde, installiert werden. Faseroptische Temperaturmesstechnik bietet gegenüber den bisher eingesetzten Widerstandstemperatursensoren insbesondere Vorteile bei der Installation und Datenübertragung. Die Messgenauigkeit und Langzeitstabilität soll anhand des Vergleichs mit der konventionellen Messtechnik in den folgenden Betriebsjahren untersucht werden.

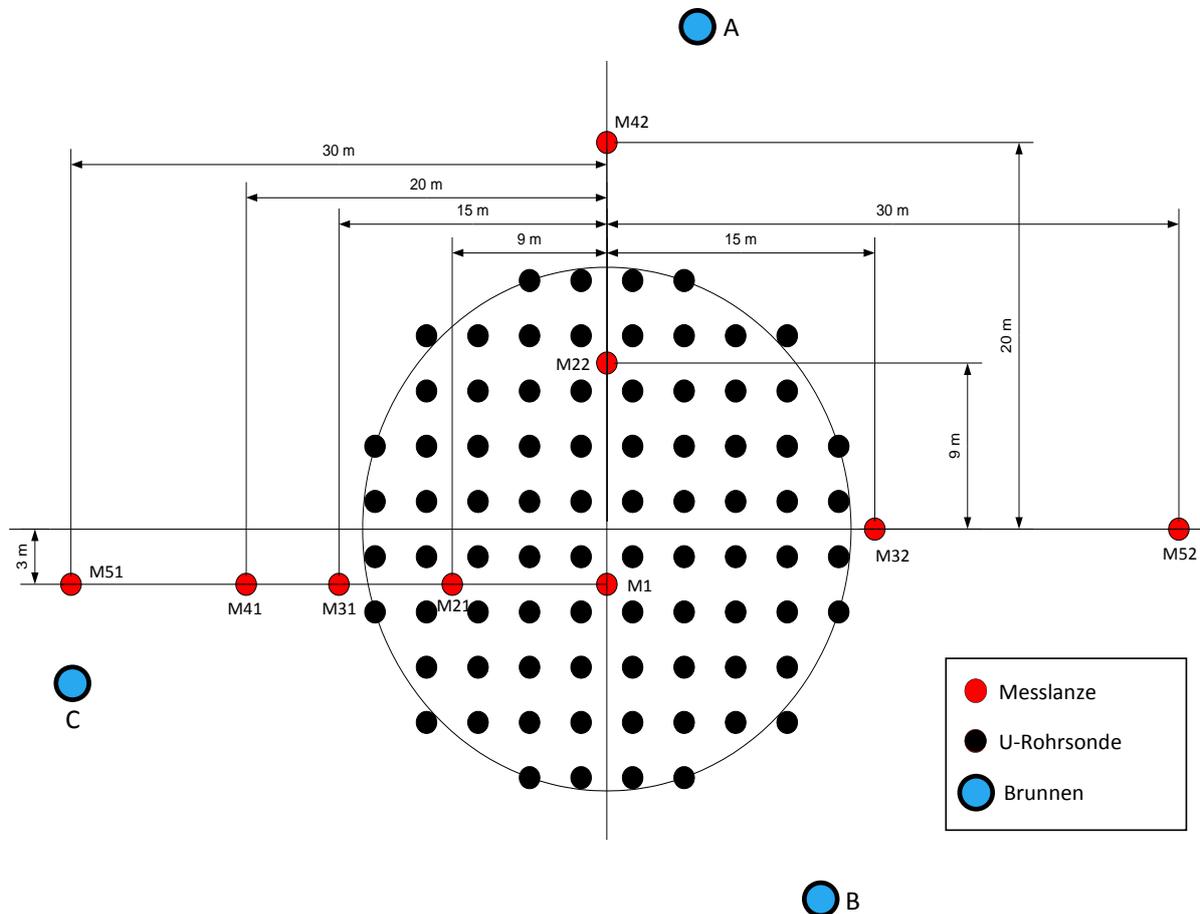
**Tabelle 3.1-3: Anzahl und Position der Temperatursensoren an den Messlanzen**

Bezeichnung Messlanze	Sensor-Position unter GOK / [m]												Summe
	oberhalb WD*	auf GOK	5	10	20	30	40	50	60	65	70	80	
M1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
M21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
M22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
M31	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
M32	1	1	1	1	1	1	1	1		1	1	1	11
M41		1		1		1		1		1		1	6
M42		1		1		1		1		1		1	6
M51		1		1		1		1		1		1	6
M52		1		1		1		1		1		1	6
Summe	7	9	5	9	5	9	5	9	5	9	5	9	83

\* WD: Wärmedämmung

Um der erwarteten asymmetrischen Ausbreitung der Wärme infolge Grundwasserflusses Rechnung zu tragen, wurden sieben der neun Messlanzen in einer Reihe parallel zum Grundwasserfluss im Oberen Muschelkalk installiert. Die Entfernung der Messlanzen von der Speichermitte erstreckt sich bis zum Doppelten des Speicherdurchmessers. Weiterhin wurden ausgehend von der Speichermitte im rechten Winkel zur erwarteten Grundwasserfließrichtung zwei weitere Messlanzen installiert (M22 und M42).

Durch die gewählte Anordnung der Messlanzen lässt sich die thermische Beeinflussung des Grundwassers im Abstrom sowohl in Richtung West-Südwest als auch in Richtung Nord-Ost erfassen.



**Bild 3.1-16: Positionen der Erdwärmesonden, der neun Messlanzen sowie der drei bereits vorhandenen Grundwassermessstellen (Brunnen)**

Zusätzlich zu den Temperaturmessstellen an den neun Messlanzen wird die Grundwassertemperatur in drei Brunnen um den Wärmespeicher (Bild 3.1-16) sowie in einem weiteren Brunnen in ca. 100 m Entfernung in Abstromrichtung des Grundwassers jeweils in 50 m Tiefe gemessen. Die Messung der Grundwassertemperatur an diesen vier Stellen wurde vom Landratsamt Schwäbisch Hall zur Auflage beim Speicherbetrieb gemacht. Die drei Grundwassermessstellen um den Wärmespeicher konnten in den bereits bestehenden Bohrpunkten des geologischen Dreiecks der hydrogeologischen Voruntersuchungen ohne großen Aufwand eingerichtet werden. Die Grundwassermessstelle in 100 m Entfernung musste neu abgeteuft und eingerichtet werden.

Um in die Wärmedämmung eindringende Feuchtigkeit detektieren zu können, wurden an den Messlanzen M1, M21 und M31 Wärmestrom-Messplatten auf der Wärmedämmung installiert. Mithilfe der Temperatursensoren unterhalb und oberhalb der Wärmedämmung lässt sich damit die Wärmeleitfähigkeit des verbauten Schaumglasschotters ermitteln. Bild 3.1-17 (rechts) zeigt den Einbau einer Wärmestrom-Messplatte auf der Wärmedämmung.



**Bild 3.1-17: Messlanze (links) und Wärmestrom-Messplatte (rechts) am Erdsonden-Wärmespeicher**

Die Messtechnik für die wissenschaftliche Überwachung wurde auf die SPS der Anlagenregelung aufgeschaltet, um damit Mess- und Regelungstechnik zeitgleich online überwachen zu können. Durch die Mess- und Regelungstechnikintegration konnten Doppel-Installationen von Sensoren vermieden werden. Gegenüber den in älteren SuN-Anlagen verwendeten eigenständigen Systemen zur Messdatenerfassung des ITW zeigten sich jedoch erhebliche Nachteile der Integration der Messtechnik hinsichtlich der Ausfallsicherheit. So kam es während des Projektzeitraums häufig zu Messdatenausfällen, weil die für die MSR-Technik verantwortliche Firma durch Arbeiten am System die Messdatenaufzeichnung stoppte. Insbesondere während der Programmierungsarbeiten zur Anlagenerweiterung um den zweiten Anlagenteil wurden über längere Zeiträume

keine Daten bzw. unvollständige Daten aufgezeichnet. Auch durch die Zugriffsmöglichkeit des Betreibers auf die MSR-Technik ist eine weitere (menschliche) Fehlerquelle gegeben.

Nachteilig wirkte sich auch aus, dass im Falle eines Ausfalls der Messtechnik, das ITW den Ausfall nicht selbst beheben konnte, sondern die für die MSR-Technik zuständige Firma beauftragen musste. Somit dauerte die Problembehebung meist länger als bei eigenständigen Messsystemen. Durch die redundant installierten Wärmemengenzähler konnten trotz der häufigen Ausfälle der MSR-Technik genügend Daten für eine detaillierte Systembilanz gesammelt werden. Zusammenfassend ist jedoch festzustellen, dass aufgrund der häufigen Ausfälle des Messsystems und der anschließend länger dauernden Zeit zwischen Feststellung und Wiederherstellung des Messsystems, welche vom ITW nicht selbstständig durchgeführt werden konnte, die Messtechnikintegration für zukünftige Anlagen nicht empfohlen werden kann.

#### **3.1.2.4. Monitoringergebnisse**

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.

#### **3.1.3. Wärmebilanz 2006 und 2007**

Tabelle 3.1-4 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 3.1-4: Wärmebilanz der solar unterstützten Nahwärmeversorgung 2006 und 2007 (1. BA)**

		<b>2006</b>	<b>2007</b>
Einstrahlung in Kollektorebene	[kWh/m <sup>2</sup> ]	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 m <sup>2</sup> Kollektorfläche	[kWh/m <sup>2</sup> ]	350	363
Einspeisung Solarwärme gesamt	[MWh]	473	507
je m <sup>2</sup> Kollektorfläche	[kWh/m <sup>2</sup> ]	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 Netzurücklauftemperatur HWII	[°C]	41	41

\* Einspeisung Solarwärme in HWII / Wärmemenge gesamt in HWII

Die monatliche Wärmebilanz für das Jahr 2007 ist in Bild 3.1-18 dargestellt. Sie zeigt einen ungewöhnlich niedrigen Wärmebedarf von Januar bis Februar und einen sehr solarstrahlungsreichen April. Im vorläufigen Betrieb ohne saisonalen Wärmespeicher zeichnete sich der 100 m<sup>3</sup> große Pufferspeicher als zu klein für den Wärmeumsatz im Sommer ab. Obwohl in allen Monaten des Jahres die solar gewonnene Wärmemenge niedriger lag, als die vom Netz HWII benötigte Wärmemenge, musste an Tagen mit hoher Einstrahlungssumme Wärme in den Rücklauf von HWI eingespeist werden, um Stagnation zu vermeiden. Der Anschluss des zweiten Anlagenteils mit Erdsonden-Wärmespeicher wird die Rücklaufanhebung des Netzes HWI unnötig machen.

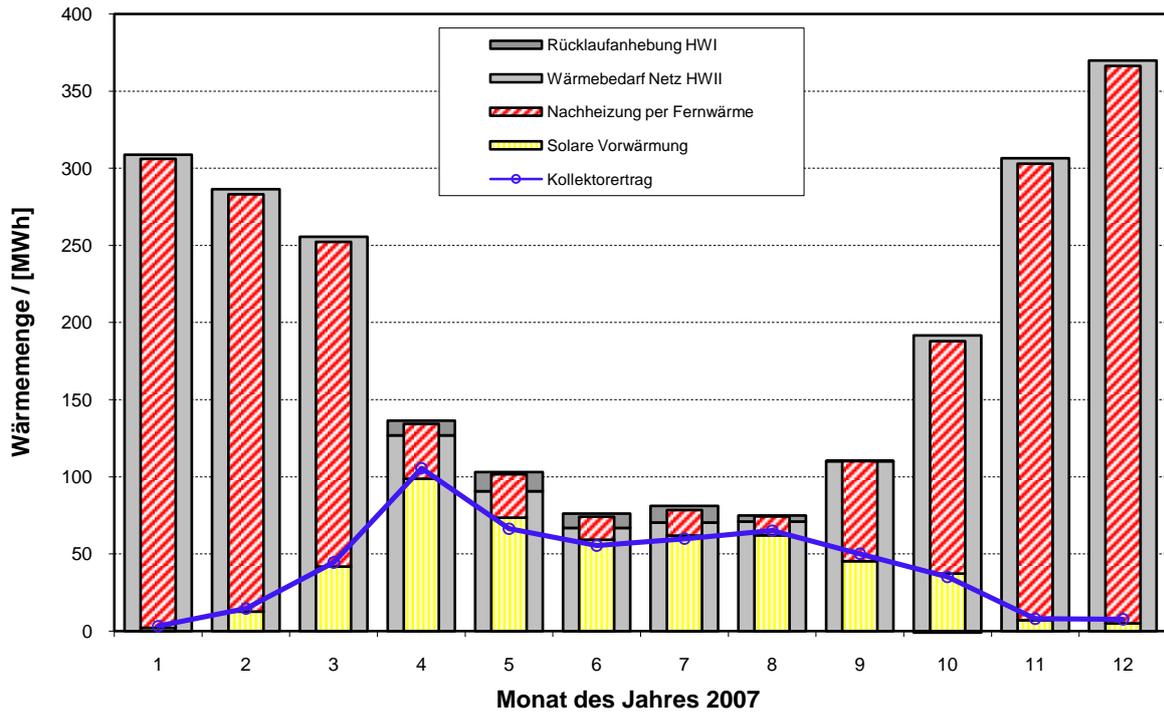


Bild 3.1-18: Monatliche Wärmebilanz des Jahres 2007

#### 3.1.3.1. Kollektorfelder

Der spezifische solare Bruttowärmeertrag der Kollektorfelder betrug  $363 \text{ kWh/m}^2$  im Jahr 2007. Dies entspricht einem Nutzungsgrad der Kollektorfelder von 27.3 %. In Bild 3.1-19 ist die tägliche Wärmelieferung der Kollektoren in Abhängigkeit von der täglichen Globalstrahlungssumme in Kollektorebene dargestellt. Durch die Einspeisung in HWI ist keine Stagnation aufgetreten. Außer zwei ertragsarmen Tagen im Januar aufgrund sehr kalter Außentemperaturen sind keine Unregelmäßigkeiten aufgetreten. Die Regelung der kollektor- und speicherseitigen Volumenströme am Solarwärmeübertrager funktionierte im Jahr 2007 ohne Probleme.

Durch die in Relation zur Kollektorfläche kleine Wärmekapazität des Pufferspeichers war dieser vor allem im Sommer sehr schnell beladen und beaufschlagte die Kollektorfelder mit hohen Rücklauftemperaturen, wodurch der Kollektorwirkungsgrad signifikant reduziert wurde. Diese Problematik wird nach Fertigstellung des zweiten Anlagenteils mit Langzeit-Wärmespeicher nicht mehr auftreten. In Bild 3.1-19 sind die Regressionsgeraden durch alle Punkte mit solarem Nutzertrag größer Null der

Jahre 2006 und 2007 aufgeführt. Die größere Steigung im Jahr 2007 bescheinigt den Kollektorfeldern vor allem im Sommer bessere Wirkungsgrade als 2006. Grund dafür sind die gestiegene Wärmeabnahme des Nahwärmenetzes und damit geringere Wärmespeicher- und Kollektortemperaturen.

Das Wärmeübertragungsvermögen ( $U \cdot A$ -Wert) des Solarwärmeübertragers lag im Jahresmittel bei 132 kW/K und verursachte eine mittlere logarithmische Temperaturdifferenz von 2.5 K. Es ist gegenüber den vorausgehenden Betriebsjahr keine Verschlechterung durch Verschmutzung (Fouling) aufgetreten. Der Solarwärmeübertrager besitzt noch Potential für den Anschluss der Kollektorflächen von drei CBE-Gebäuden im Jahr 2009.

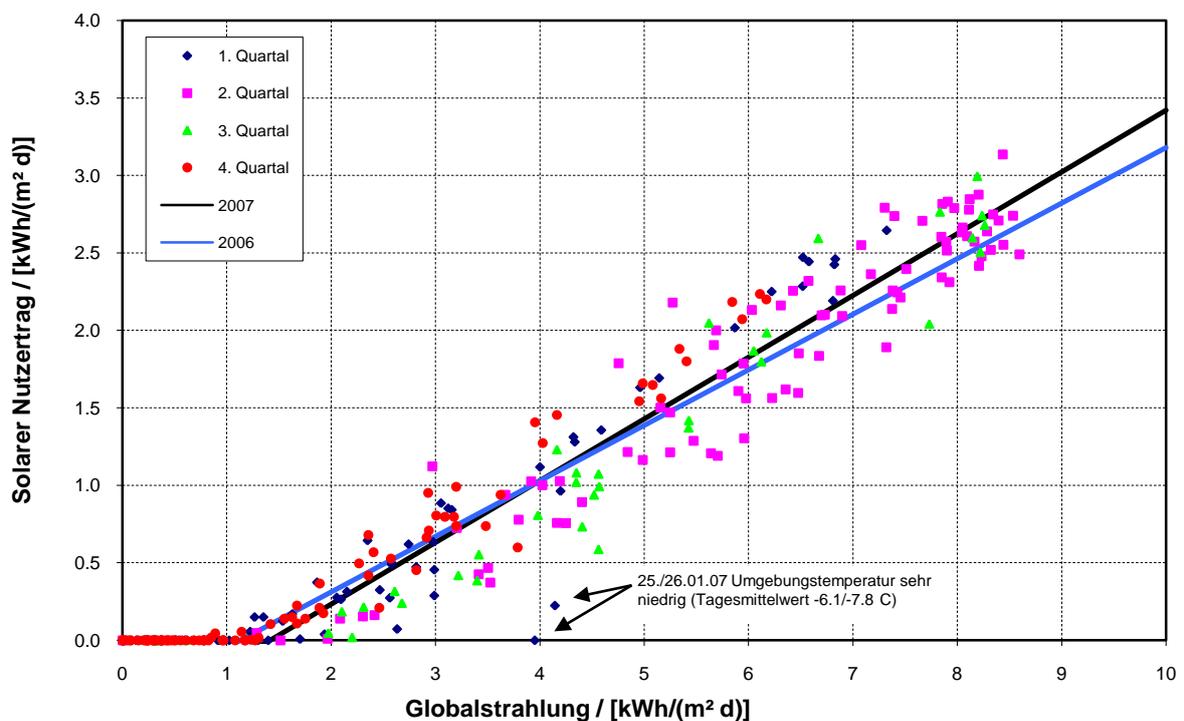


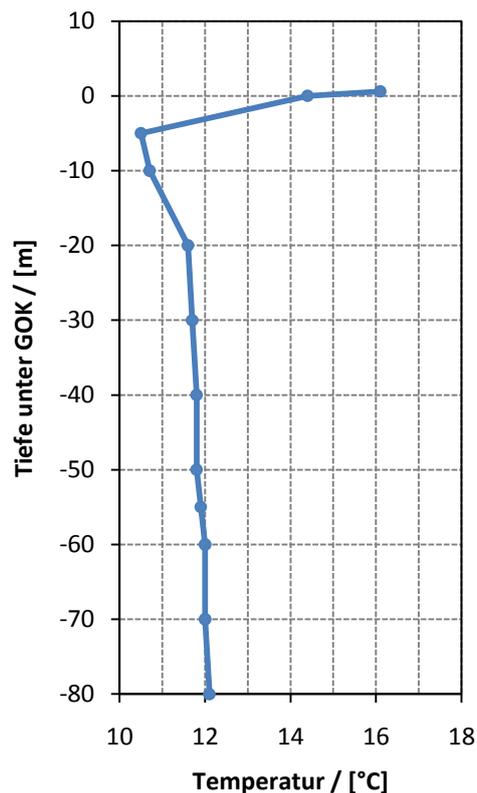
Bild 3.1-19: Input-Output-Diagramm der Kollektorfelder des ersten Anlagenteils

#### 3.1.3.2. Erdsonden-Wärmespeicher

Im August 2008 wurde der Erdsonden-Wärmespeicher erstmalig in Betrieb genommen. Bei dieser Gelegenheit wurden die ungestörten Erdreichtemperaturen

gemessen. Die Messung wurde durchgeführt, bevor ein Wärmeeintrag bzw. –entzug durch die Erdwärmesonden statt fand. Bild 3.1-20 zeigt die Temperaturen bis in 80 m Tiefe an der Messlanze M1. Die Position und Ausführung der Messtechnik wird in Abschnitt 3.1.2 beschrieben.

Anhand des Temperaturverlaufs über der Tiefe lässt sich der Einfluss der Umgebungstemperaturen feststellen: In fünf und zehn Metern Tiefe hat das Erdreich im August noch die kalten Temperaturen, die ihm im Winter und Frühjahr aufgeprägt wurden. An der Erdoberfläche sind die Temperaturen entsprechend der Jahreszeit hoch. Unterhalb von 20 m ist kein Einfluss der Jahreszeiten mehr festzustellen. Aufgrund des geothermischen Wärmestroms steigt die Temperatur nach unten fast linear an.



**Bild 3.1-20: Ungestörte Erdreichtemperatur am Standort des Erdsonden-Wärmespeichers; August 2008**

### 3.1.3.3. Pufferspeicher

Durch eine Schichtbeladeeinrichtung und die Möglichkeit, Wasser, welches höhere Temperaturen hat als die obere Speichertemperatur, unter Umgehung der Schichtbeladeeinrichtung direkt am oberen Ende des Pufferspeichers einspeisen zu können, schichtet der Wärmespeicher sehr gut. Temperaturdifferenzen von bis zu 50 K zwischen oberer und unterer Speichertemperatur konnten erreicht werden. Die oberste Schicht des unter Innendruck stehenden Speichers erreichte am 13. Juni 2006 ein Temperaturmaximum von 105 °C (Bild 3.1-21). Der Wärmespeicher wurde allerdings überwiegend unter 90 °C betrieben. Die Regelung der unterschiedlichen Beladetechniken funktionierte in den Betriebsjahren 2006 und 2007 ohne Probleme.

Die bilanzierten Speicherverluste sind im Jahr 2007 gegenüber 2006 um 13 MWh auf 59 MWh gesunken. Grund dafür sind die gestiegene Wärmeabnahme des Nahwärmenetzes und damit geringere Speichertemperaturen. Eine Abnahme der Wirksamkeit der Wärmedämmung des Speichers gegenüber dem Vorjahr ist nicht aufgetreten.

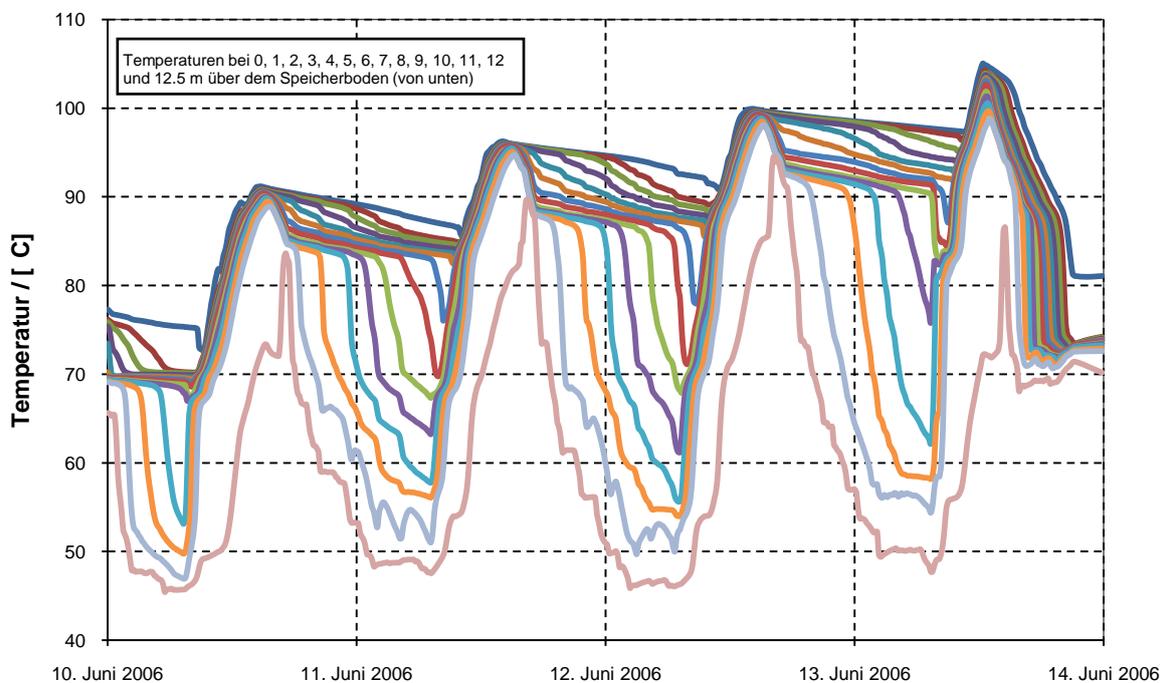


Bild 3.1-21: Schichtverhalten von Pufferspeicher 1

#### **3.1.3.4. Solare Vorwärmung**

Das Wärmeübertragungsvermögen ( $U \cdot A$ -Wert) des Vorwärm-Wärmeübertragers lag 2007 im Jahresmittel bei 43 kW/K und verursachte eine mittlere logarithmische Temperaturdifferenz von 2.5 K. Es ist gegenüber den Vorjahren keine Verschlechterung durch Verschmutzung (Fouling) aufgetreten.

Durch die Rücklaufanhebung des Netzes HWI und die noch nicht ausgereifte Regelung des primärseitigen (=speicherseitigen) Volumenstroms am Vorwärm-Wärmeübertrager konnte die Rücklauftemperatur des Netzes HWII von 41.1 °C (volumenstromgewichtetes Jahresmittel 2007) nicht effizient an die Solaranlage weitergegeben werden. So betrug die sekundärseitige (=netzseitige) Rücklauftemperatur des Vorwärm-Wärmeübertragers 44.9 °C (volumenstromgewichtetes Jahresmittel 2007) und die volumenstromgewichtete primärseitige (=speicherseitige) Rücklauftemperatur am Vorwärm-Wärmeübertrager im Jahresmittel 2007 53.1 °C. Bild 3.1-22 zeigt den Jahresverlauf der Temperaturen am Vorwärm-Wärmeübertrager.

Die nicht ausgereifte Volumenstromregelung führt dazu, dass zeitweise der speicherseitige Volumenstrom deutlich höher ist als der netzseitige. Dadurch steigt die speicherseitige Rücklauftemperatur stark an. Speicherdurchmischung und hohe Kollektortemperaturen und damit eine ineffiziente Betriebsweise der Solaranlage sind die Folgen. Bild 3.1-23 zeigt beispielhaft den Betrieb des Vorwärm-Wärmeübertrager am 7. und 8. Juli 2007.

Für das Betriebsjahr 2009 ist geplant, die Volumenstromregelung so abzuändern, dass der speicherseitige Volumenstrom maximal so groß werden darf, wie der netzseitige.

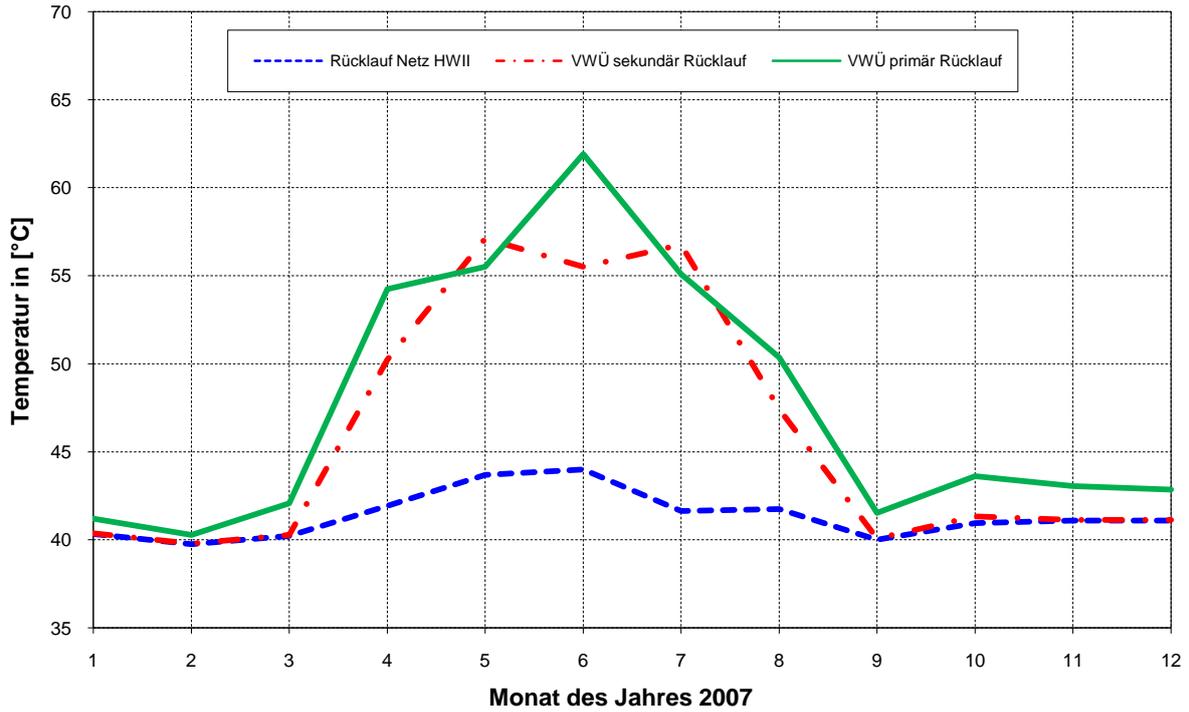


Bild 3.1-22: Temperaturen am Vorwärm-Wärmeübertrager im Betriebsjahr 2007

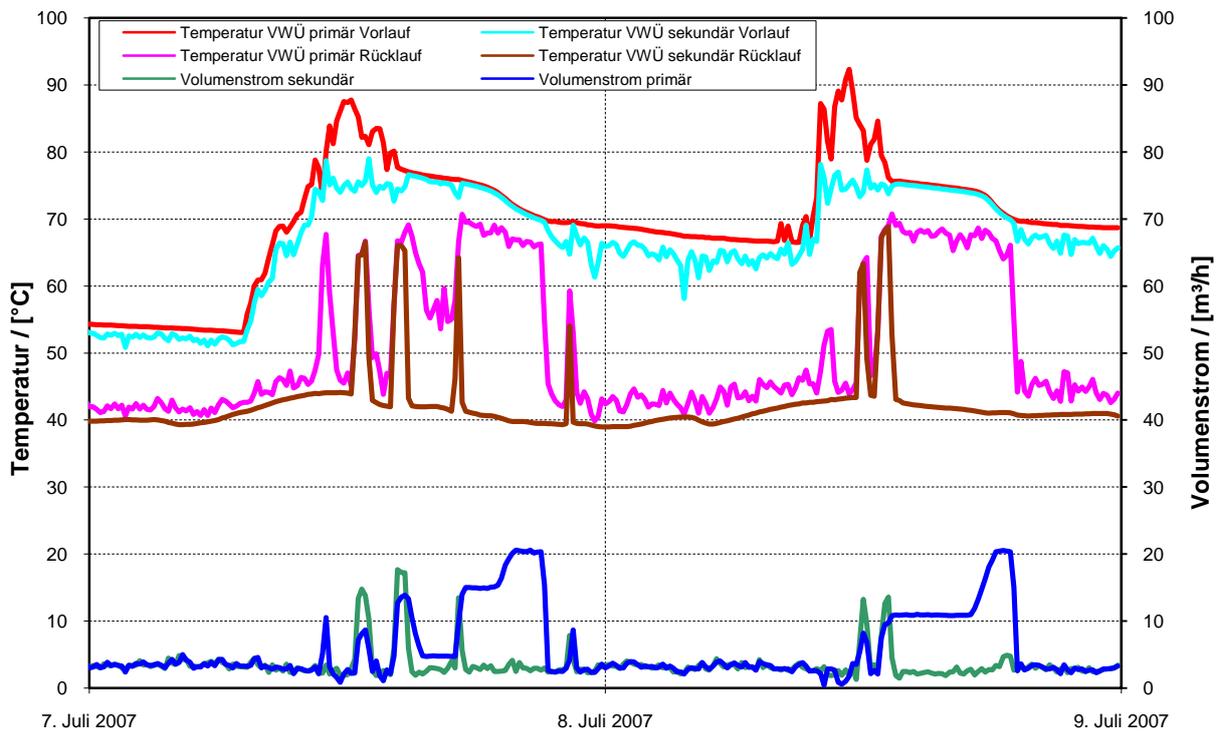


Bild 3.1-23: Volumenströme und Temperaturen am Vorwärm-Wärmeübertrager

### 3.1.3.5. Nahwärmenetz HWII

Bild 3.1-24 zeigt die Vor- und Rücklaufemperatur und den Volumenstrom des Nahwärmenetzes Hirtenwiesen II (HWII) sowie die Außentemperatur im Jahresverlauf 2007. Die volumenstromgewichtete Netzvorlaufemperatur betrug im Jahresmittel 74.7 °C, die Netzurücklaufemperatur 41.1 °C. Die mittlere Außentemperatur betrug 10.8 °C. Trotz höherer Außentemperaturen lag die mittlere Netzvorlaufemperatur 2007 um 0.7 K höher als im Jahr 2006.

Die Absenkung der Netzvor- und Rücklaufemperaturen von den 2007 erzielten 74.7 °C / 41.1 °C auf die geplanten und zur Auslegung der Anlage verwendeten Temperaturen von 65 °C / 35 °C kann erst nach weiterem Baufortschritt der Wärmeabnehmer erfolgen. Dies wird zu einer deutlichen Steigerung der Effizienz der Gesamtanlage führen.

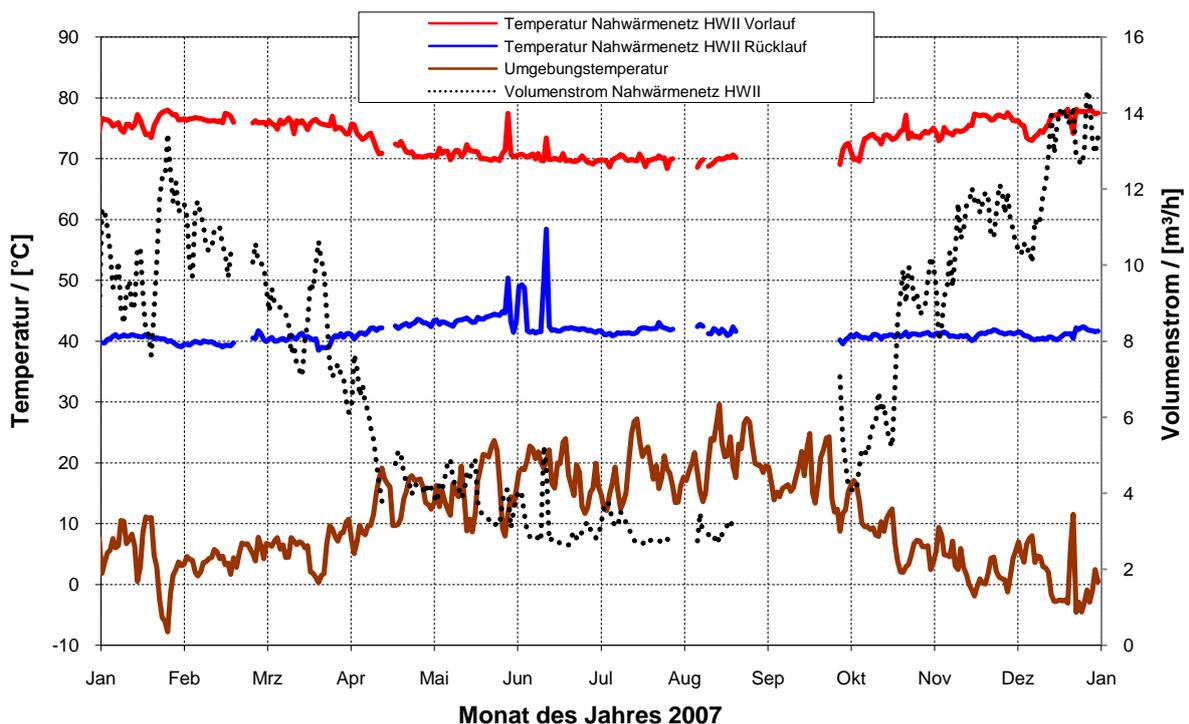


Bild 3.1-24: Netztemperaturen und -volumenstrom sowie Außentemperatur 2007

#### **3.1.4. Zusammenfassung und Ausblick**

In den Betriebsjahren 2006 und 2007 erzielte die solar unterstützte Nahwärmeversorgung einen solaren Deckungsanteil von 20 %. Die spezifischen Kollektorerträge erreichten Werte von 350 kWh/m<sup>2</sup> bzw. 363 kWh/m<sup>2</sup>. Insgesamt wurden 473 MWh bzw. 507 MWh Solarwärme in die Netze Hirtenwiesen I und II eingespeist. Dies übertrifft den für diesen Ausbaustand durch TRNSYS-Simulationen im Vorfeld berechneten Wert um 11 % bzw. 18 %. Der erste Anlagenteil funktioniert damit auch ohne saisonale Wärmespeicherung sehr effizient.

Der im Jahr 2008 in Betrieb gegangene zweite Anlagenteil wird den solaren Deckungsanteil weiter erhöhen. Um den dann zum Einsatz kommenden Erdsonden-Wärmespeicher zu beladen, wird in den ersten Jahren in diesen wesentlich mehr Wärme eingespeichert werden müssen, als entladen werden kann. Aufgrund dieser so genannten „Anfangsinvestition“ wird der für den eingeschwungenen Zustand berechnete solare Deckungsanteil von 51 % in den kommenden Jahren nur dann erreicht werden, wenn die Wärmeabnahme des Nahwärmenetzes weiterhin auf niedrigem Niveau bleibt.

Betriebserfahrungen aus älteren SuN-Anlagen haben gezeigt, dass die effiziente Zusammenarbeit der einzelnen Anlagenkomponenten innerhalb des Gesamtsystems durch Abweichungen der Bauausführung gegenüber der energetischen Auslegung signifikant gestört werden kann. Beispielsweise sind hier zu kleine Kollektorflächen (in Friedrichshafen) und zu hohe Netzzrücklauftemperaturen (u.a. in Neckarsulm) zu nennen. Für die SuN-Ablage in Crailsheim ist es darum wichtig, die Bauausführung gemäß energetischer Auslegung zu Ende zu führen. Hierzu fehlen noch geplante 1787 m<sup>2</sup> Kollektoren (Aperturfläche) auf dem Wall West im zweiten Anlagenteil. Die Installation der beiden Wärmepumpenmodule gemäß Auslegung ist für die Funktionalität des großen zweiten Anlagenteils und insbesondere des saisonalen Wärmespeichers außerordentlich wichtig. Gemäß energetischer Auslegung [1] ist vorgesehen, dass lediglich 19 % der Wärmemenge des zweiten Anlagenteils ohne Wärmepumpeneinsatz zur Verfügung gestellt wird. Um dieses Ziel zu erreichen, wird die Installation eines zweiten Wärmepumpenmoduls notwendig sein. Möglicherweise

kann dieses zweite Modul in einer ökologischeren Variante als die elektromotorisch angetriebene Version des ersten Moduls ausgeführt werden. Die Möglichkeit des Einsatzes eines verbrennungsmotorisch angetriebenen Moduls mit Kraft-Wärme-Kopplung (Nutzung der Motorabwärme) wird im Nachfolgeprojekt (Förderkennzeichen 032960P) weiter verfolgt.

### 3.1.5. Literatur

- [1] M. Bodmann, D. Mangold, J. Nußbicker, S. Raab, A. Schenke, T. Schmidt, Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher (Februar 2003 bis Mai 2005), Forschungsbericht zum BMWA / BMU-Vorhaben 0329607F, Stuttgart, 2005.
- [2] M. Benner, M. Bodmann, D. Mangold, J. Nußbicker, S. Raab, T. Schmidt, H. Seiwald, Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher (Nov. 98 bis Jan. 03), Forschungsbericht zum BMWi-Vorhaben 0329606 S, ISBN 3-9805274-2-5, Stuttgart, 2003.
- [3] M. Ebel, M. Schopf, Umsetzungserfahrungen Solare Nahwärme Hirtenwiesen 2 in Crailsheim, 18. OTTI-Symposium thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2008.
- [4] D. Bauer, W. Heidemann, H. Müller-Steinhagen, Der Erdsonden-Wärmespeicher in Crailsheim, 17. OTTI-Symposium thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2007.
- [5] <http://www.forschungsjahrbuch.de>; [http://idserver.fiz-karlsruhe.de/cgi-bin/ih?ID=6130.1.0.3436186034&ACTION=grep&PARAM=htmpdf&term=pdf;2008\\_0329289A.1.pdf](http://idserver.fiz-karlsruhe.de/cgi-bin/ih?ID=6130.1.0.3436186034&ACTION=grep&PARAM=htmpdf&term=pdf;2008_0329289A.1.pdf)
- [6] M. Riegger, Saisonaler Erdsonden-Wärmespeicher in Crailsheim, bbr – Fachmagazin für Brunnen und Leitungsbau, 09/2008, Bonn, 2008.
- [7] V. Liebel, M. Reuß, PE-X borehole heat exchanger for high temperature UTES applications, Proceedings of Tenth International Conference on Thermal Energy Storage, Ecstock, 2006.

## **3.2. Eggensein-Leopoldshafen**

### **3.2.1. Einleitung**

In Eggenstein-Leopoldshafen 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 Oktober 2008). Durch die Sanierung des Gebäudebestands und die Integration des solar unterstützten Nahwärmenetzes soll eine Primärenergie Einsparung von 65 % erzielt und dabei der jährliche Ausstoß an CO<sub>2</sub> um 390 t reduziert werden. Der geplante solare Deckungsanteil beträgt 40 % [7].

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, vgl. Bild 3.2-1.

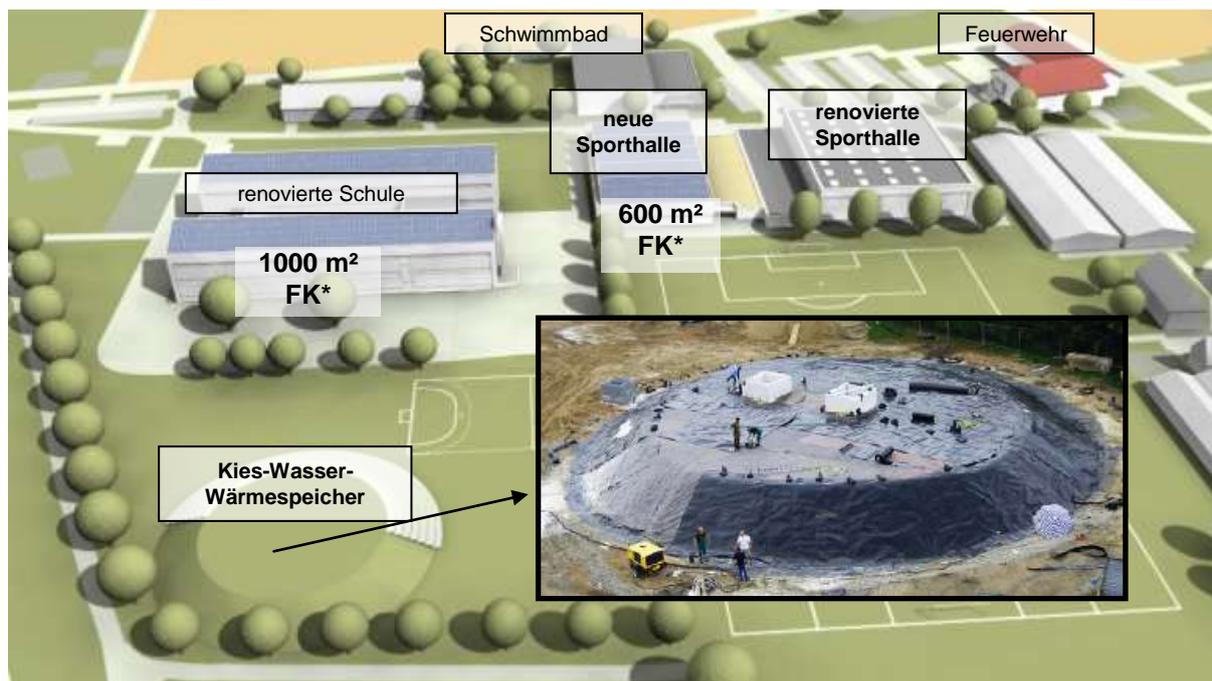


Bild 3.2-1: Schematische Darstellung der im solar unterstützten Nahwärmenetz eingebundenen Gebäude zuzüglich des KWWS (Quelle: PKi; \*FK = Flachkollektor)

#### 3.2.2. Anlagenbeschreibung

Nach umfangreichen Untersuchungen und Auslegungsstudien [1] [2] und [3] wurde primär 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. Im Folgenden werden die wichtigsten Systemkomponenten beschrieben.

##### 3.2.2.1. Gebäudebestand und Nahwärmenetz

Im Jahr 2002 wurden die ersten baulichen Arbeiten mit der Sanierung des Nahwärmenetzes und der Erneuerung der Heizzentrale begonnen. Dabei ist der veraltete Ölkessel durch zwei Gaskessel (2 x 600 kW) ersetzt worden. Im Jahr 2004 hat der Neubau der Sporthalle begonnen, auf die 600 m² Kollektorfläche als Sheddächer installiert wurden. Zusammen mit einem 30 m<sup>3</sup> umfassenden

Pufferspeicher wurde der erste Ausbau des solar unterstützten Nahwärmenetzes in Betrieb genommen, der ca. 15 % solaren Deckungsanteil erbrachte. Des Weiteren wurde im Jahr 2005 die Generalsanierung der Wettkampf-Sporthalle abgeschlossen. Dem folgte die Generalsanierung des Schulgebäudes der Grund- und Hauptschule, die je nach Gebäudeflügel in zwei Abschnitten unterteilt wurde. Auf dem Gebäude wurden zwei Kollektorfelder mit insgesamt 1000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche installiert, welche die ursprünglichen Flachdächer ersetzten. In dem entstandenen Raum unterhalb des Solardachs konnte die Technik zur Gebäudelüftung installiert werden. Alle Gebäude sind mit neusten Gebäudebelüftungssystemen mit Wärmerückgewinnung ausgerüstet. Nicht nur die Sporthallen sondern besonders das Schulgebäude ist hierbei hervorzuheben. Jedes Klassenzimmer kann je nach Belegung individuell gesteuert und geregelt werden um energetisch eine möglichst effiziente Nutzung zu gewährleisten. So sind z.B. CO<sub>2</sub>-Sensoren (vgl. Bild 3.2-2) in jedem Raum installiert, die beim Absinken der Luftqualität automatisch die Lüftung ansteuern. Zudem werden die Temperaturniveaus der Klassenzimmer bei Nichtbelegung abgesenkt. Der Lehrer kann beim Betreten der Klassenzimmer eine „Präsenztaste“ betätigen, die dann dafür sorgt, dass das Temperaturniveau wieder angehoben wird. Die Regelung der Heizung und Lüftung erfolgt über CO<sub>2</sub>-Gehalt und Raumtemperatur.



Bild 3.2-2 Energiekonzept des Schulgebäudes (Quelle: PKi, [9])

Als letztes Gebäude wurde das Hallenbad saniert. Dessen Sanierung ist noch nicht völlig abgeschlossen. Im Jahr 2007 wurde zudem der Bau des KWWS begonnen,

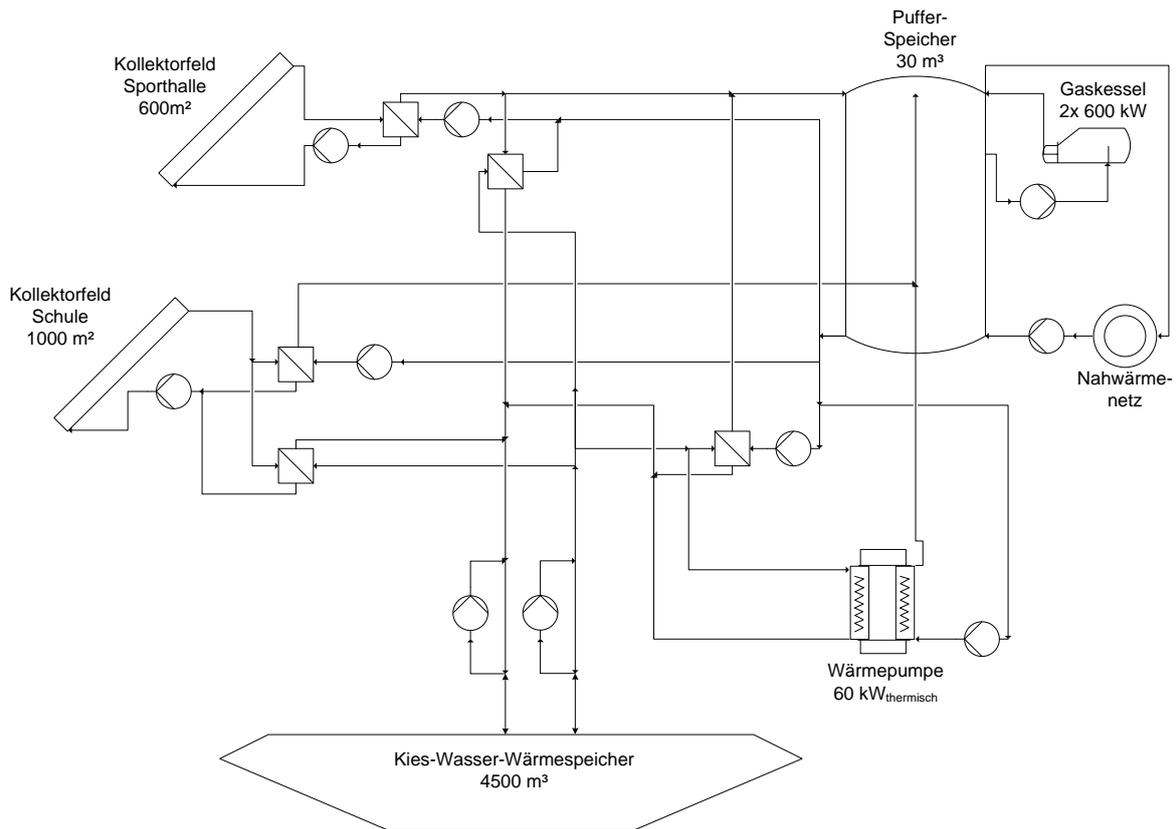
---

der im September 2008 das erste Mal testweise in Betrieb genommen werden konnte.

In allen Gebäuden erfolgt die Trinkwassererwärmung im Durchflussprinzip. Somit ist keine Zwischenpufferung in den abnehmenden Gebäuden erforderlich. Die Netzvorlauftemperatur des Nahwärmenetzes soll nach Fertigstellung bei 60 °C liegen, die durchschnittliche Netzurücklauftemperatur bei 30 °C. Der berechnete Jahresgesamtwärmebedarf des Nahwärmenetzes beträgt nach der Sanierung 1150 MWh (910 MWh nach Sanierung Schwimmbad). Bereits im Jahr 2007 betrug der von der Gemeinde gemessene Wärmebedarf 1050 MWh und liegt somit unter dem berechneten, obwohl die Sanierung noch nicht abgeschlossen war. Der milde Winter in 2007 muss jedoch berücksichtigt werden.

#### **3.2.2.2. Funktionsprinzip und Auslegungsdaten der Solaranlage**

Aufgrund der relativ geringen Größe des Nahwärmenetzes und der ganzheitlichen Planung, konnte der Aufbau des Systems relativ kompakt gewählt werden. Als zentrale Schnittstelle der Anlage dient der 30 m<sup>3</sup> fassende Pufferspeicher. Ausschließlich aus ihm wird der Netzwärmebedarf gedeckt. Im Gegenzug werden alle Wärmequellen in ihn gespeist. Bild 3.2-3 zeigt ein vereinfachtes Anlagenschema.



**Bild 3.2-3: Vereinfachtes Anlagenschema des solar unterstützten Nahwärmenetzes in Eggenstein**

Die Solaranlage kann je nach Temperatur die von den Kollektoren bereitgestellte Wärme in den Pufferspeicher speisen. Bei Solarvorlauftemperaturen über 60 °C erfolgt die Beladung des Pufferspeichers oben, bei Temperaturen unter 60 °C in der Mitte des Pufferspeichers. Können die Solarkollektoren nicht genügend Wärme liefern, wird über die Gaskessel nachgeheizt, um den Wärmespeicher im Bereitschaftsvolumen von 6 m<sup>3</sup> permanent auf mindestens 60 °C zu halten. Herrscht ein Überangebot an solarer Wärme, kann der Langzeit-Wärmespeicher über Wärmeübertrager bis hin zu einer Temperatur von 80 °C beladen werden. Dieser dient zur saisonalen Speicherung der Wärme. In der Heizperiode wird der KWWS direkt in den Pufferspeicher bis auf ein Temperaturniveau von 40 °C entladen. Fällt das nutzbare Temperaturniveau des KWWS unter die 40 °C-Grenze, wird die Speichervorlauftemperatur mit der Wärmepumpe angehoben. Mit Hilfe der Wärmepumpe kann der KWWS bis auf 10 °C entladen werden. Die Entladung des KWWS durch die Wärmepumpe erhöht die thermische Effizienz der Anlage und damit die Wirtschaftlichkeit. Eine Simulationsstudie [3] ergab eine optimale thermische Leistung der Wärmepumpe von 60 kW. Dieser Studie zugrunde lagen

nicht nur thermische und energetische Randbedingungen sondern auch eine Wirtschaftlichkeitsrechnung. Durch die Einbindung der Wärmepumpe profitiert insbesondere der Langzeit-Wärmespeicher. Bei der Absenkung des Speichers auf niedrige Temperaturniveaus wird die nutzbare Speicherkapazität vergrößert und Wärmeverluste werden minimiert.

#### **3.2.2.3. Kollektorfelder**

Die Kollektorfelder sind dreigeteilt. Zunächst wurden 600 m<sup>2</sup> Kollektorfläche auf der neuen Sporthalle installiert. Daraufhin folgten zweimal 500 m<sup>2</sup> auf den beiden Flügeln des Schulgebäudes. Bei allen Kollektoren handelt es sich um den Typ Solar Roof des Herstellers Wagner & Co. Solartechnik.

Das Kollektorfeld auf der Sporthalle ist direkt in die Dachkonstruktion in Form von Sheddächern integriert. Die Bauteile wurden vormontiert geliefert und mussten nur noch vor Ort zusammengebaut werden (Bild 3.2-4). Die Kollektorfläche ist um 30° geneigt und um 41° Richtung Westen ausgerichtet. Der Wärmeübertrager des Solarkreislaufs befindet sich in der Sporthalle.

Die beiden 500 m<sup>2</sup> großen Kollektorfelder der Schule ersetzen das ursprüngliche Flachdach (Bild 3.2-5). Sie wurden ebenfalls als vormontierte Elemente à acht Einzelkollektoren auf einer Holzunterkonstruktion installiert.



**Bild 3.2-4: Einbau der Kollektorelemente in das Sheddach der neuen Sporthalle (Quelle PKi)**

Aus architektonischen Gründen sind die Kollektorflächen nur um 21° geneigt bei gleicher Ausrichtung Richtung Westen wie das Sporthallenfeld. Die Wärmeübergabe des Kollektorfelds der Schule erfolgt in der Heizzentrale mittels zweier Wärmeübertrager mit je 500 kW Leistung. Je nach Betriebsweise wird der eine Wärmeübertrager verwendet, um den Pufferspeicher zu beladen oder der andere Wärmeübertrager, um den KWWS zu erwärmen. Das Kollektorfeld auf der Schule wurde erstmalig Ende September 2008 in Betrieb genommen, um testweise die solar gewonnene Wärme in den Langzeit-Wärmespeicher zu speisen.



**Bild 3.2-5: Schulgebäude im Vergleich, links vor der Sanierung, rechts nach der Sanierung inklusive der 2 x 500m<sup>2</sup> großen Kollektorfelder (Quelle: PKi)**

Die Kollektorkreise werden mit einem Wasser/Glykol-Gemisch mit dem Verhältnis von 70/30 betrieben. Dies gewährt betriebsicherheit bis -15 °C. Die Propylenglykol-Fertigmischung ist das Produkt der Fa. TYFOROP CHEMIE GmbH mit dem Namen TYFOCOR LS™.

#### **3.2.2.4. Pufferspeicher**

Der Pufferspeicher umfasst ein Volumen von 30 m<sup>3</sup> und besitzt ein Bereitschaftsvolumen von 6 m<sup>3</sup>, welches mindestens auf 60 °C gehalten wird und auf das die Gaskessel arbeiten. Die Höhe beträgt 6 m. Er befindet sich in der Heizzentrale im Südflügel der Schule und erstreckt sich über zwei Stockwerke.

Ein wesentlicher Vorteil des Pufferspeichers ist, dass er als hydraulischer Entkoppler dient [2]. Hydraulische Entkoppler befinden sich zwischen Erzeuger- und Verbraucherseite einer Heizanlage. Sie ermöglichen unterschiedliche Wassermengen vor und hinter dem Entkoppler zu transportieren. Dies bringt klare Vorteile bei der hydraulischen Verschaltung. Viele Kessel benötigen eine hohe Rücklauftemperatur, aber systemseitig sollen möglichst niedrige Rücklauftemperaturen erzielt werden, um den solaren Ertrag zu steigern oder den Langzeit-Wärmespeicher während der Entladungsphase auf ein tieferes Temperaturniveau abzusenken.

Der Pufferspeicher ist ohne Schichtbeladeeinheit ausgerüstet. Die Beladung solarseitig beziehungsweise von Seiten des Langzeit-Wärmespeichers kann in zwei Ebenen erfolgen. Beträgt die Vorlauftemperatur mehr als 60 °C wird oben in den Pufferwärmespeicher beladen, bei Temperaturen unterhalb 60 °C wird in der Mitte des Pufferwärmespeichers eingespeist. Die entsprechenden Rücklaufvolumenströme werden unten aus dem Pufferspeicher entnommen. Der Netzvorlauf wird oben entnommen und der Netzurücklauf mündet unten in den Pufferwärmespeicher.

#### **3.2.2.5. Saisonaler Wärmespeicher**

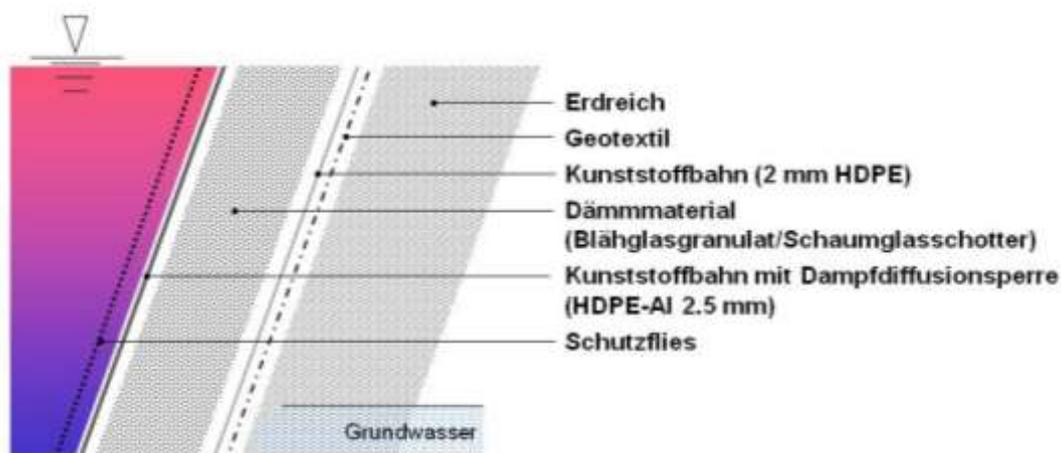
Der saisonale Wärmespeicher dient zur Schließung des zeitlich verschobenen Wärmeangebots im Sommer und des hohen Heizwärmebedarfs im Winter. Nach ursprünglichen Überlegungen einen Heißwasser-Behälterspeicher zu bauen, fiel die Entscheidung zu Gunsten eines KWWS. Die Entscheidung für den Bau eines KWWS basiert im Wesentlichen auf statischen und wirtschaftlichen Gründen. Da sich der saisonale Wärmespeicher innerhalb eines Schulhofes befindet, muss er für die Schüler unbeschränkt begehbar sein und es muss 100 prozentige Havariesicherheit gewährleistet sein. Zudem forderten die Betreiber Befahrbarkeit des Speichers. Dadurch musste eine 100-prozentig sichere Konstruktion gewählt werden, die auch einem kompletten Versagen der Speicherhülle standhält. Der Wärmespeicher besitzt die Form eines Doppelkegelstumpfs. Dabei ragt der untere Kegelstumpf bis in eine Tiefe von 7 m unter die Geländeoberkante, vgl. Bild 3.2-6. Der obere Kegelstumpf ragt 3 m über die Geländeoberkante. Der Wärmespeicher wurde nicht völlig unterirdisch gebaut, da sich in einer Tiefe von 7.5 m unter GOK der Grundwasserspiegel befindet. Unter den Grundwasserspiegel zu bauen, wäre mit erheblichen Mehrkosten verbunden gewesen. Zudem führen grundwasserführende Schichten zu höheren Wärmeverlusten [4]. In dem Fall, dass der Grundwasserspiegel steigen sollte, wird das Dämmmaterial auch von außen mit einer HDPE-Folie geschützt, um das Eindringen von Wasser zu verhindern. Bei der Ausgrabung des unteren Kegelstumpfes wurde der maximale Böschungswinkel bei sandigem Untergrund von 35° ausgeschöpft. Der obere Kegelstumpf besitzt einen Böschungswinkel von 26°.



**Bild 3.2-6: Unterschiedliche Baustadien des KWWS; Verlegung von Schutzvlies auf die Böschung, Füllen des Kies-Sand-Kies Speichermediums, obere äußere Abdichtung**

Der Wärmespeicher ist im unteren Bereich bis auf eine Höhe von 2.5 m mit gewaschenem 16-32 mm Kies aufgefüllt. Dieser Schicht schließt sich bis zur Geländeoberkante eine Schicht aus Sand und Erde an, die aus einem Teil des Aushubs der Grube besteht. Durch die Verwendung des Sandbodens als Speicherfüllmaterial konnten die Baukosten gesenkt werden. Die oberste Schicht wurde wieder mit gewaschenem 16-32 mm Kies aufgeschüttet, Bild 3.2-6 bzw. Bild





**Bild 3.2-8: Schnitt durch die Speicherhülle**

Weil nur wenige Zentimeter den Wärmespeicher vom Grundwasser trennen, wurde bei der Planung der Speicherdämmung besonderer Wert auf Art und Mächtigkeit des Dämmmaterials gelegt. Vom ITW und Solites [6] durchgeführte Simulationsstudien ergaben, dass eine gegenüber der Durchschnittsplanung dickere Dämmschicht am Boden des Speichers erforderlich ist. Aus diesem Grund wurde am Boden und an der Böschung unterhalb der Geländeoberkante Blähglasgranulat als Dämmmaterial verwendet. Im Boden ist die Dämmschicht 50 cm stark, aufsteigend nach oben nimmt die Schicht bis 70 cm zu. Als Dämmmaterial des oberirdischen Kegelstumpfes wurde Schaumglasschotter bis zu einer Mächtigkeit von 90 cm am Speicherdeckel verwendet. Sowohl Blähglasgranulat als auch Schaumglasschotter sind druckfest. Im oberen Teil des Speichers wurde Schaumglasschotter bevorzugt, da es aufgrund seines hohen Reibungswinkels formstabil ist. Die endgültige Mächtigkeit der Dämmschichten ergab sich aus einer wirtschaftlichen Optimierungskalkulation der Investitionskosten des Dämmmaterials und der Kosten der Installation.

Zum Schutz vor eindringendem Wasser, wurde das Dämmmaterial nach außen mit einer weiteren HDPE-Folie abgedämmt. Die äußere und innere Hülle wurden zu insgesamt 30 einzelnen Kammern verschweißt, die mit den Dämmmaterialien gefüllt wurden.

Basierend auf der Methode in Steinfurt-Borghorst [7] wurde für den KWWS in Eggenstein ein Leckageprüfverfahren angewandt. Die Voruntersuchungen hierzu

### 3. Projektentwicklung und Baubegleitung neuer Pilotprojekte

---

wurden bereits im BMU Forschungsprojekt FKZ 0329607 E „Weiterentwicklung der Erdbecken-Wärmespeichertechnologie“ [5] durchgeführt. Nachdem die Kammern mit dem Dämmmaterial gefüllt wurden, sind diese mit Heißluft- und Extrusionsschweißverfahren hermetisch geschlossen und auf ca. 0.5 bar evakuiert worden. Diese Vorgehensweise ermöglicht eine Leckageprüfung während des Baus und falls erforderlich auch während des Betriebs.



**Bild 3.2-9: Evakuieren einer Kammer (links; Quelle PKi), Leckageprüfsystem im „Vakuumschacht“ am Wärmespeicher (rechts)**



**Bild 3.2-10: Einbringen der Dämmmaterialien in die Kammern während des Speicherbaus**

#### **3.2.2.6. Wärmepumpe**

Für eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit saisonalem Wärmespeicher bringt die Integration einer Wärmepumpe eine Reihe von Vorteilen. Durch den Einsatz einer Wärmepumpe kann das Temperaturniveau des Langzeit-Wärmespeichers unter die Netzurücklauftemperatur abgesenkt werden. Die Netzurücklauftemperatur ist ohne den Einsatz einer Wärmepumpe das niedrigste Temperaturniveau im System. Die Möglichkeit den Langzeit-Wärmespeicher auf tiefere Temperaturen zu entladen, verringert die Wärmeverluste über die Speicherhülle. Zudem vergrößert sich der nutzbare Energieinhalt des Speichers. Geringere Temperaturen im Langzeit-Wärmespeicher wirken sich ebenfalls effizienzsteigernd auf den Betrieb der Solarkollektoren aus.

In die Anlage in Eggenstein wurde eine elektrisch betriebene Kompressionswärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 60 kW der Firma Combitherm [12] integriert, siehe Bild 3.2-11. Die Überprüfung der Dimensionierung der Wärmepumpe erfolgte durch eine Simulationsstudie [3]. Ziel dieser Studie war es ein Optimum aus Primärenergie-Einsparung, solarem Deckungsanteil (40 % angestrebt) und Wärmepumpengröße zu finden.

**Tabelle 3.2-1: Kenngrößen der Wärmepumpe**

Kältemittel	R134a
Kältemittelmenge	15 kg
Betriebsdruck	25 bar
Hubvolumen	56.25 m <sup>3</sup> /h
Leistungsaufnahme	12.5 kW
Verdampfer-Volumenstrom	6.7 m <sup>3</sup> /h
Kondensator-Volumenstrom	6.25 m <sup>3</sup> /h

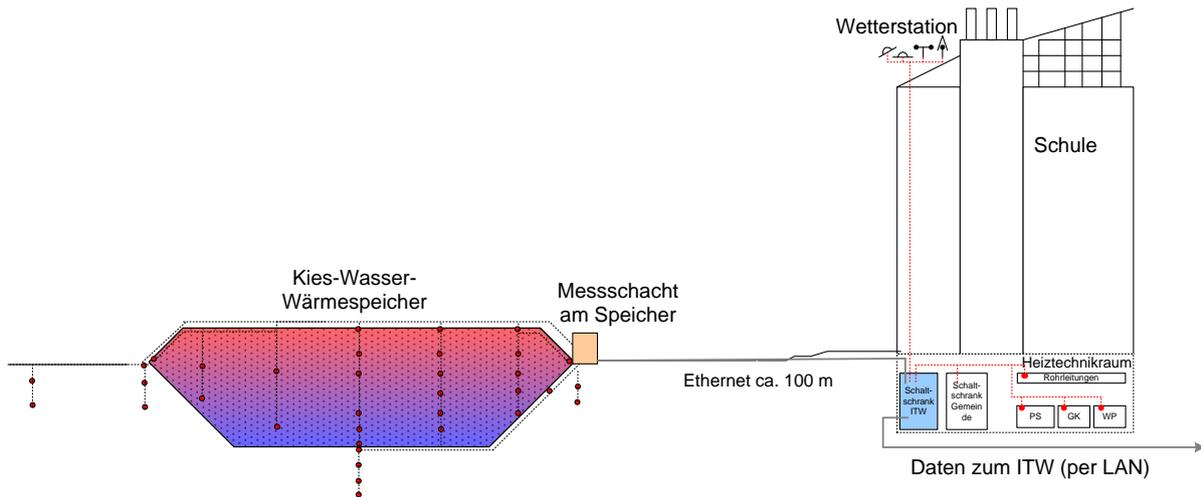
Die Wärmepumpe wird eingesetzt, wenn die Temperatur des KWWS unter 40 °C sinkt und soll den Wärmespeicher bis auf 10 °C abkühlen. Hydraulisch ist eine Rücklaufbeimischung auf der Verdampfer- sowie auf der Kondensatorseite integriert. Die Rücklaufbeimischung ist auf der Verdampferseite zwingend erforderlich um schon bei höheren Speichertemperaturen von 40 °C die Wärmepumpe in Betrieb nehmen zu können. Auf der Kondensatorseite ermöglicht die Beimischung höhere Vorlauftemperaturen. Die Verwendung dieser Beimischung ist besonders dann erforderlich, wenn sich die Verdampfer-Vorlauftemperatur des Speicherkreislaufs auf einem niedrigen Temperaturniveau befindet.



**Bild 3.2-11: Die Wärmepumpe in der Heizzentrale**

#### **3.2.3. Messtechnikkonzept**

Durch das ITW wurde ein detailliertes Monitoring-Programm der gesamten SuN-Anlage geplant. Dafür wurde umfangreiche Messtechnik geplant und installiert. Mittels dieser Messtechnik ist eine lückenlose Aufzeichnung aller Messdaten zur Wärmebilanzierung der gesamten Anlage möglich. Der Umfang der verwendeten Messtechnik beschränkt sich nicht allein auf das Erfassen sämtlicher Wärmengen seitens Wärmeerzeuger und –verbraucher, sondern auch zur detaillierten messtechnischen Erfassung der Werte einzelner Anlagenkomponenten. Auf den KWWS wurde hierbei besonderer Wert gelegt. Die Speicherhülle sowie der Aufbau im Inneren (Kies-Sand-Kies, Be- und Entladung über Brunnen) besitzen Alleinstellungsmerkmale. Aus diesem Grund wurde für den KWWS ein Messtechnikkonzept erarbeitet, welches die Vorgänge im Wärmespeicher wie auch dessen thermische Interaktion mit dem umliegenden Untergrund aufzeichnen kann. In Bild 3.2-12 ist die Einbindung der Messtechnik des KWWS an die der Heizzentrale dargestellt.



**Bild 3.2-12: Einbindung der Messtechnik des KWWS an die Heizzentrale. Darstellung der Temperaturfühler im Wärmespeicher und in den Messsonden im umliegenden Untergrund**

In Tabelle 3.2-2 ist die Messtechnik aufgelistet, die vom ITW geplant und installiert wurde. Zu erkennen ist, dass ca. die Hälfte aller Sensoren für die messtechnische Begleitung des Langzeit-Wärmespeichers verwendet wird.

**Tabelle 3.2-2: Auflistung der vom ITW verbauten Messtechnik zum Monitoring der Gesamtanlage und Einzelkomponenten**

Anzahl	Messgerät/Sensor	Einbauort
91	Pt100 Widerstandsthermometer	56 im KWWS und der näheren Umgebung 1 in Wetterstation 35 in der Heizzentrale (Hydraulik)
8	Wärmestrom-Messplatten	Speicherhülle des KWWS
1	Füllstandssensor	im KWWS
2	Pyranometer	Wetterstation
1	Windmesser	Wetterstation
14	Durchflussmessgeräte/Wärmemengenzähler	Heizzentrale
3	Wirkleistungsmessgeräte	Heizzentrale
1	Grundwasserpegelmessgerät (optional)	in der näheren Umgebung des KWWS

Allein 56 Temperatursensoren (Pt100 – Widerstandsthermometer) wurden im KWWS installiert. Dabei sind 12 Sensoren an insgesamt vier Messlanzen im Erdreich verbaut. Drei der Lanzen befinden sich neben dem KWWS bis 7 m entfernt von der Speicherhülle auf Geländeoberkantenniveau und eine Lanze unterhalb der Speichersymmetrieachse bis in eine Tiefe von 6.3 m unter dem Speicherboden. 16 weitere Temperatursensoren sind paarweise gekoppelt mit Wärmestrom-Messplatten über die Speicherhülle verteilt. Jeweils befindet sich einer der Temperatursensoren

außen auf der Speicherhülle und der andere auf der Speicherinnenhülle. Die verbleibenden 28 Temperatursensoren befinden sich in mehreren Ebenen und Achsen im KWWS. In Bild 3.2-13 ist exemplarisch der Einbau an unterschiedlichen Stellen des KWWS gezeigt.



**Bild 3.2-13: Einbringen der Messlanze unterhalb des KWWS (oben links); typische Position eines Temperatursensors im Kies (oben rechts); Messlanzen im KWWS (unten links), Wärmestrom-Messplatte mit Temperatursensor (unten rechts)**

Die Wärmestrom-Messplatten sind so angeordnet, dass an unterschiedlichen Höhen des Wärmespeichers die Wärmeströme durch die Speicherhülle quantifiziert werden können, vgl. Abschnitt 4.4. In Bild 3.2-14 sind die Positionierungen der Wärmestrom-Messplatten inklusive ihrer Temperaturfühler ersichtlich. Die Verteilung beschränkt sich auf ein Viertel des KWWS. Im tiefen Schacht des KWWS ist zusätzlich ein radargeführter Füllstandssensor installiert.

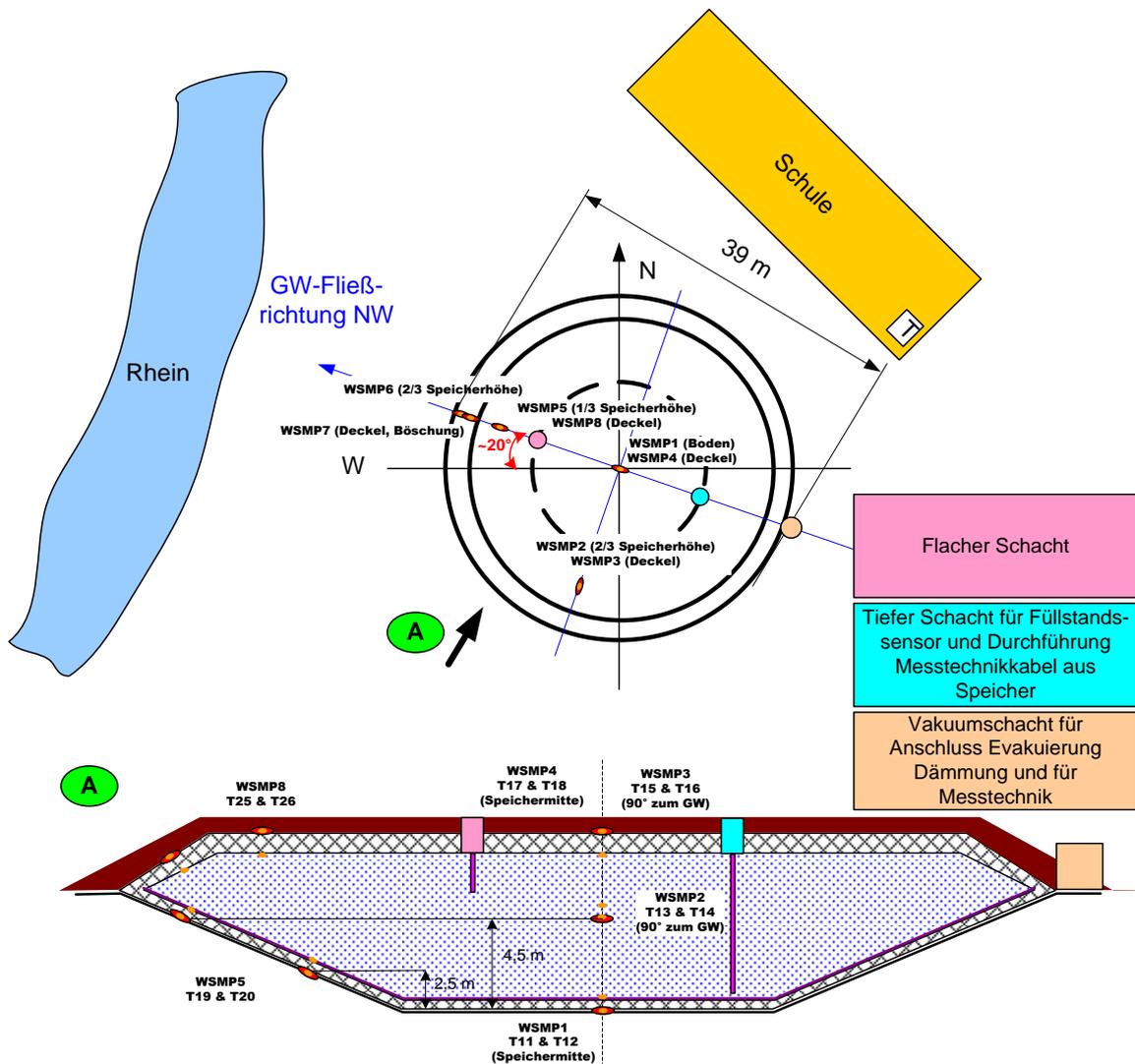
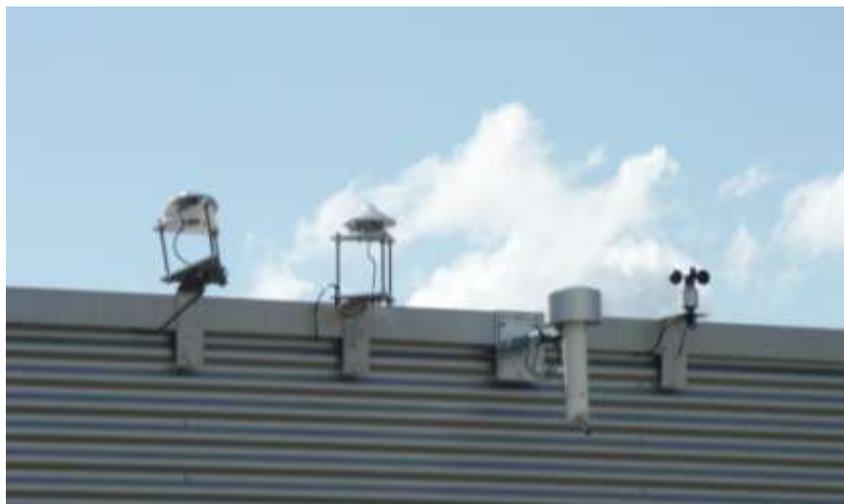


Bild 3.2-14: Schematische Darstellung der Lage der Wärmestrom-Messplatten inklusive dazugehöriger Temperatursensoren

In der Heizzentrale sind insgesamt 35 Temperatursensoren installiert. Sie dienen zur Bestimmung aller Vor- und Rücklauftemperaturen in der Heizzentrale. Zudem sind 14 Durchflussmessgeräte installiert, die in Kombination mit den entsprechenden Temperatursensoren zur Auswertung als Wärmemengenzähler verwendet werden können. Dies ermöglicht die Erfassung aller in der Heizzentrale übertragener Wärmemengen. Anhand der Wärmemengen können Energiebilanzen erstellt werden, aber z.B. auch das Wärmeübertragungsverhalten der Wärmeübertrager überwacht werden.

Zudem wurde für das exakte Monitoring der Wärmepumpe die Installation dreier Wirkleistungsmessgeräte geplant. Dadurch kann die aufgenommene elektrische Leistung der Wärmepumpe sowie die elektrische Leistung der Umwälzpumpen für den Kondensator- und Verdampferkreislauf gemessen werden. Dies sind entscheidende Messwerte neben Durchfluss und Vor- und Rücklauftemperaturen der beiden Wärmepumpenkreisläufe zur Bestimmung der Arbeitszahl der Wärmepumpe.

Um die Betriebsweise der Solarkollektoren besser beurteilen zu können, wurde am Dach des Südflügels der Schule eine Wetterstation installiert. Diese besteht aus einem belüfteten Temperatursensor zur Bestimmung der Außentemperatur, einem beheizten Windgeber und zwei Pyranometern jeweils zur Messung der horizontalen Strahlung und der Strahlung in der Kollektorebene der Schule (Bild 3.2-15).



**Bild 3.2-15: Wetterstation am Giebel des Schuldachs**

Die Messwerterfassung erfolgt in zwei getrennten Bereichen. Der erste Messbereich beschränkt sich auf die Messtechnik im KWWS. Dort befindet sich im „Vakuumschacht“ ein Schaltschrank, in dem die Speichermeßtechnik auf einen Compact FieldPoint cFP-1808 der Firma National Instruments aufgelegt ist (siehe Bild 3.2-16). Dieses Feldgerät (Field Point) ist per Ethernet-Kabel mit der Datenerfassung in der Heizzentrale verbunden. Dort kommuniziert er mit einem Compact FieldPoint cFP-2120, auf den die restliche Messtechnik gelegt wird. Der Field Point cFP-2120 besitzt eine eigene CPU und einen Flash-Speicher. Das Datenerfassungssystem kann die Daten eigenständig erfassen, weiterverarbeiten

und speichern. Auf den internen Speicher können aufgearbeitete Messdaten von bis zu 3 ½ Monate gespeichert werden. Das Datenerfassungssystem ist mit einem Industrie PC verbunden, welcher die Messdaten alle 10 s abrufen und speichert. Über einen Router kann eine Internetverbindung zum Institut aufgebaut werden, um die Messwerte online einsehen zu können und sie an das Institut zu übertragen.



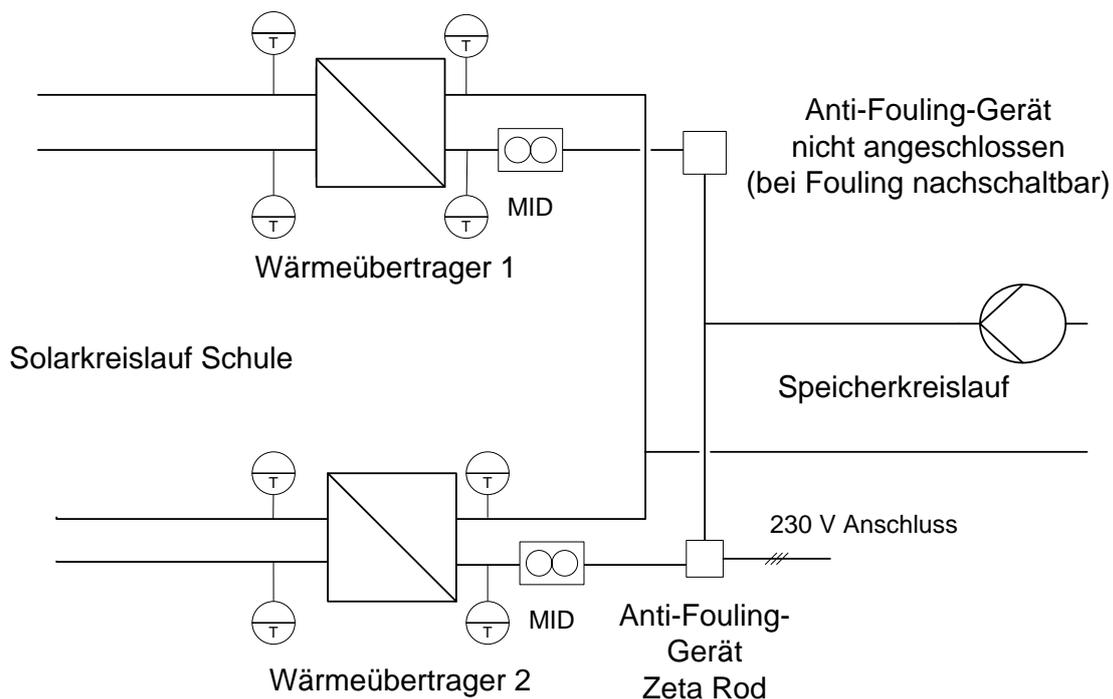
**Bild 3.2-16: Schaltschrank im „Vakuumschacht“ beim Wärmespeicher (links), Schaltschrank mit Industrie PC in der Heizzentrale (rechts)**

Mittels dieser Zusammenstellung der Messdatenerfassung und Weiterverarbeitung konnte ein mehrfach redundantes System aufgebaut werden. Der Zugriff per LAN ermöglicht eine schnelle Datenabfrage und ermöglicht größere Datenmengen in kurzer Zeit zu transferieren.

#### **3.2.4. Antifouling Einheit**

Ein weiterer Bestandteil des Messtechnikkonzeptes ist die Integration und messtechnische Begleitung eines Anti-Fouling-Systems (Bild 3.2-17). Wie bereits bei anderen Anlagen (z.B. Friedrichhafen) festzustellen ist, werden Wärmeübertrager in solar unterstützten Nahwärmeversorgungen immer wieder durch Fouling-Vorgänge zugesetzt. Dies beeinträchtigt das Wärmeübertragungsverhalten der Wärmeübertrager, was zu Lasten ihrer Effizienz geht und die Effizienz der gesamten Anlage negativ beeinflusst.

Um Möglichkeiten zur Reduktion oder Prävention von Fouling-Vorgängen unter realen Bedingungen zu untersuchen, wurde in der Anlage ein Anti-Fouling-System installiert. Dabei handelt es sich um das Zeta Rod™ System des Unternehmens ZETA CORPORATION aus den USA [13], siehe Bild 3.2-17. Das System soll mittels eines sehr hohen Spannungsfeldes die im Wasser gelösten Partikel so beeinflussen, dass sie sich nicht absetzen.



**Bild 3.2-17: Schematische Darstellung der Integration des Anti-Fouling-Systems**

Zur Integration des Geräts wurde der Wärmeübertrager zwischen Solarkreis der Schule und dem Speicherkreis des Kies-Wasser-Wärmespeichers gewählt. Dies ist der Wärmeübertrager, der am wahrscheinlichsten von Fouling betroffen sein wird. Das liegt zum einen an den hohen Temperaturen des Solarkreislaufs und zum anderen an der Wasserqualität des Speicherkreislaufs. Da ein Teil des Aushubs beim Bau des Speichers als Füllmaterial wiederverwendet wurde, besteht speicherseitig die Möglichkeit, dass feine Partikel mit umgewälzt werden oder sich Stoffe im Wasser lösen, was zu Fouling führen kann.

Um wissenschaftliche Aussagen über die Funktionsweise des Anti-Fouling-Gerätes machen zu können, wurde der Wärmeübertrager auf zwei kleinere, parallel geschaltete Wärmeübertrager aufgeteilt. Zusammen entsprechen sie der Übertragungsleistung des geplanten einzelnen. Bei beiden Wärmeübertragern wurde im Rücklauf des Speicherkreises jeweils ein Anti-Fouling-Stab installiert. Zunächst soll nur eines der beiden Geräte verwendet werden. Wird eine Verschlechterung des Wärmeübergangs des Wärmeübertragers ohne den Einsatz des Anti-Fouling-Geräts gemessen, könnte das zweite Gerät auch eingesetzt werden bzw. im Wechsel betrieben werden, wenn sich eine Fouling-Schicht sogar abbauen ließe.

#### **3.2.5. Monitoring**

Bis zum Ende der Projektlaufzeit konnte nur die Messtechnik des Langzeit-Wärmespeichers in Betrieb genommen werden. In der Heizzentrale waren die hydraulischen Arbeiten noch nicht abgeschlossen, weshalb dort noch keine Messtechnik aufgelegt werden konnte. Der Industrie-PC und die Datenerfassung (Compact FieldPoint) wurden in der Heizzentrale in Betrieb genommen, um die Messwerte des KWWS aufzeichnen zu können.

Das ausgewählte Messdatenerfassungssystem hat sich in der ersten kurzen Beurteilungsphase bewährt und als zuverlässig erwiesen. Der Compact FieldPoint cFP-1808 am KWWS musste allerdings schon nach nur vier Monaten ersetzt werden, da er aufgrund eines Produktionsfehler durchgebrannt ist. Eine Aufzeichnung der Messdaten wäre in der Heizzentrale aufgrund des dort installierten Messsystems weiterhin möglich gewesen.

In der ersten Phase nach Befüllen des Speichers konnten Messungen des unbeladenen Speichers durchgeführt werden. Die Befüllung erfolgte im Januar 07 mit Frischwasser durch den flachen Brunnen. Die Temperatur des Frischwassers betrug ca. 10 °C. Beim Durchdringen des Wassers durch die Speicherfüllung nach unten, konnte eine leichte invertierte Schichtung gemessen werden. Diese Schichtung drehte sich im Laufe der Zeit. Das Diagramm in Bild 3.2-18 zeigt die Temperaturen entlang der Speichersymmetrieachse zu unterschiedlichen Zeiten des Jahres 07. Es

befinden sich insgesamt 15 Sensoren auf dieser Achse. Zu erkennen sind die unterschiedlichen Temperaturverläufe abhängig vom Speicherfüllmaterial. Der höhere Temperaturgradient und der lineare Temperaturverlauf über die Höhe der Sandschicht deutet auf einen höheren Wärmetransport durch Wärmeleitung hin als in den Kiesschichten.

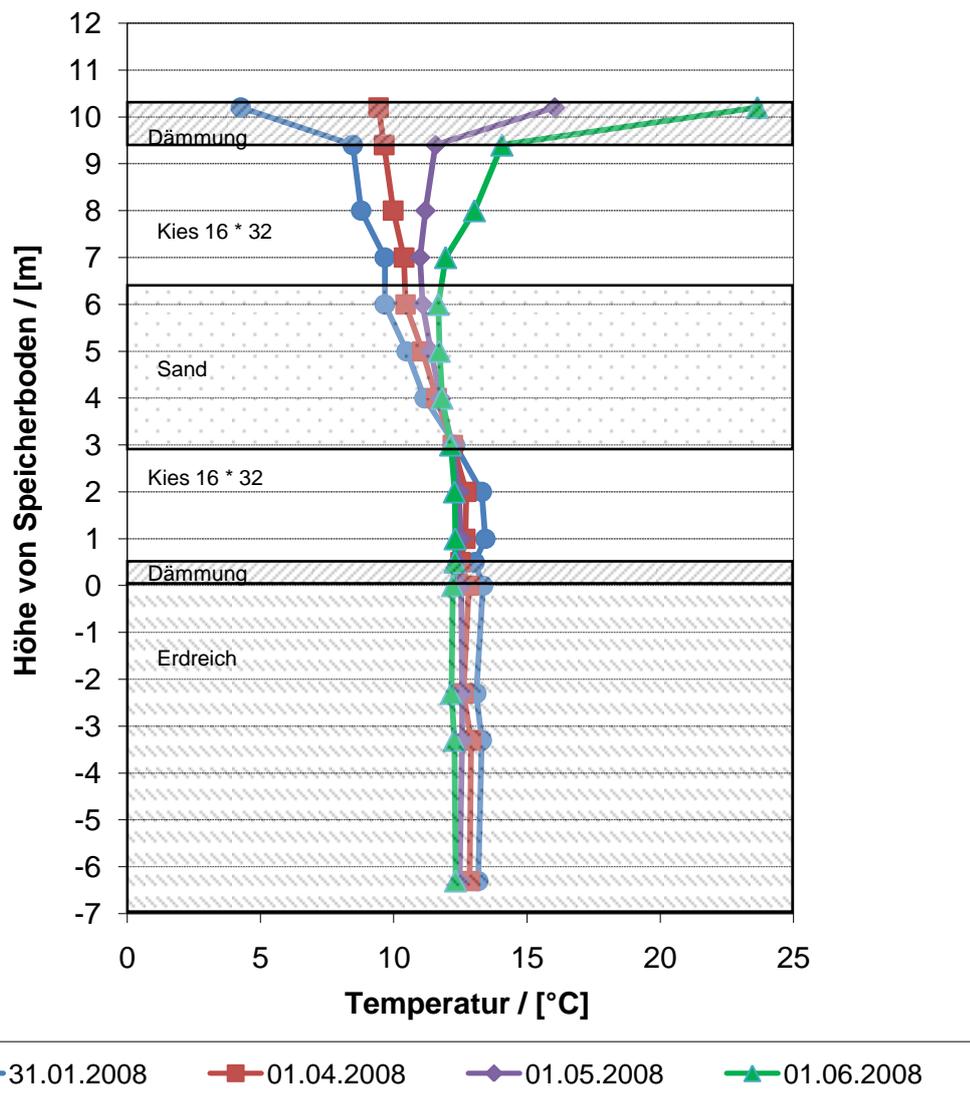


Bild 3.2-18: Temperaturverlauf in der Mittelachse des KWWS zu unterschiedlichen Zeitpunkten

Durch das Monitoring des Füllstandes war es möglich nach Fertigstellung und Befüllung des KWWS eine geringe Pegelabnahme messen zu können. Diese Pegelabnahme ist auf Setzungsvorgänge des Speichers zurückzuführen.

#### **3.2.6. Zusammenfassung und Ausblick**

In Eggenstein-Leopoldshafen wurde Deutschlands erste solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit saisonaler Wärmespeicherung im Rahmen einer Generalsanierung in einem Schul- und Sportzentrum verwirklicht. Durch die Sanierung des Gebäudebestands und die Integration des solar unterstützten Nahwärmenetzes soll eine Primärenergieeinsparung von 65 % erzielt und dabei der jährlich Ausstoß an CO<sub>2</sub> um 390 t reduziert werden. Der geplante solare Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf beträgt 40 %.

Bei vielen solar unterstützten Nahwärmeversorgungen mit saisonaler Wärmespeicherung weichen 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 derzeitige 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.

#### 3.2.7. Literatur

- [1] Schenke A., Simulationsstudie einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung im Gebäudebestand in Eggenstein-Leopoldshafen, interner Bericht ITW, Stuttgart, 2004.
- [2] Herb A., Auslegung und Optimierung der hydraulischen und regelungstechnischen Einbindung eines Erdbeckenspeichers für das Solarkonzept Schulzentrum Eggenstein, Diplomarbeit, Hochschule für angewandte Wissenschaft Hamburg, Fakultät Life Sciences, 2007.
- [3] Riegger M., Simulationsstudie einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung im Gebäudebestand in Eggenstein-Leopoldshafen, Solites Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Stuttgart, 2007.
- [4] Bauer D., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., Berechnung des Speichernutzungsgrades von Erdsonden-Wärmespeicher bei Anwesenheit von fließendem Grundwasser, 8. Internationales Anwenderforum für Oberflächennahe Geothermie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2008.
- [5] Ochs F., Abschlussbericht zum Vorhaben „Weiterentwicklung der Erdbecken-Wärmespeichertechnologie“ FKZ 0329607 E, BMU, 2008.
- [6] Riegger M., Mangold D. Planungsoptimierung und Bau des solaren Nahwärmenetzes mit saisonalem Kies-Wasser-Wärmespeicher in Eggenstein-Leopoldshafen, OTTI – 18. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2008.
- [7] Bodmann M., Mangold D., Nußbicker J., Raab S., Schenke A., Schmidt T., Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher (Februar 2003 bis Mai 2005), Forschungsbericht zum BMWA / BMU-Vorhaben 0329607F, Stuttgart, 2005.
- [8] Benner M., Bodmann M., Mangold D., Nußbicker J., Raab S., Schmidt T., Seiwald H., Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher (Nov. 98 bis Jan. 03), Forschungsbericht zum BMWi-Vorhaben 0329606 S, ISBN 3-9805274-2-5, Stuttgart, 2003.
- [9] Markus Pfeil M., Realisierung eines solaren Nahwärmesystems mit Langzeitwärmespeicher in einem Schul- und Sportzentrum der 1960er Jahre, in Tagungsband: 17. Symposium Thermische Solarenergie, 09.-11. Mai 2007, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2007
- [10] Ochs F., Heidemann, W., Müller-Steinhagen H., Modelling and Measurement of the Effective Thermal Conductivity of the Insulation of Buried Heat Stores as a Function of Temperature and Moisture Content, International Journal of Heat and Mass Transfer, Elsevier, 2007.
- [11] Ochs F., Koch H., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., Solar assisted district heating system with seasonal thermal energy storage in Eggenstein-Leopoldshafen, EuroSun 2008, 1. International Conference on Solar Heating, Cooling and Buildings, 7th to 10th October, Lisbon, Portugal, 2008.
- [12] <http://www.combitherm.de/>
- [13] <http://www.zetacorp.com/>

## **4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten**

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

#### **4.1.1. Einleitung**

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. In diesem Abschnitt werden derartige Dimensionierungsrichtlinien für Systeme mit erdvergrabenen Heißwasser-Wärmespeichern, die auf Basis der Ergebnisse umfangreicher Simulationsrechnungen erstellt wurden, vorgestellt. Dieser Abschnitt basiert auf einer Veröffentlichung von Stefan Raab [1]. Detaillierte Ergebnisse sind in seiner Dissertation [2] zu finden.

#### **4.1.2. Grundlagen**

Zur realitätsnahen Simulation des thermischen Verhaltens typischer solar unterstützter Wärmenetze wurden zwei Wärmelasttypen mit Hilfe von TRNSYS-Simulationen definiert. Der Standardlastfall 68/41 mit volumenstromgewichteten jährlichen Vor- und Rücklauftemperaturen von 68 °C bzw. 41 °C dient zur Simulation des thermischen Verhaltens eines Wärmenetzes mit Trinkwarmwasser-Bereitung mit Speicherladesystemen [3]. Zur Simulation des thermischen Verhaltens eines Wärmenetzes mit Trinkwarmwasser-Bereitung im Durchflussprinzip wird der Wärmelasttyp 60/30 verwendet. Die Heizungsauslegung beträgt für beide Lastfälle 60/30 °C (VL/RL). Beide Wärmelasttypen wurden mit Messdaten bestehender Wärmenetze validiert.

Die Wetterdaten haben als Eingangsgröße für die Simulation solarthermischer Systeme eine hohe Bedeutung. Deshalb wurden verschiedene kommerziell erhältliche Wetterdatensätze (DWD-TRY 1986, DWD-TRY 2004 und Meteororm) für deutsche Standorte mit relativ niedriger (Hamburg), mittlerer (Frankfurt/Main) und relativ hoher (Würzburg) jährlicher solarer Einstrahlung untersucht. Die Datensätze wurden mit monatlichen Messdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) von 1985 bis 2004 verglichen. Die Datensätze des DWD – TRY 1986 und TRY 2004 – bilden für die gewählten Standorte sehr häufig extreme monatliche Strahlungsverläufe ab [4, 5]. Die auf langjährigen Messdaten basierenden Meteororm-Datensätze [6] bilden ein durchschnittliches Jahr am jeweiligen Standort nach und werden im Folgenden verwendet [7].

Um das thermische Verhalten eines solar unterstützten Nahwärmesystems mit erdvergrabenem Heißwasser-Wärmespeicher detailliert zu beschreiben, wurde ein TRNSYS-Modell erstellt und mit Messdaten des Systems in Hannover validiert. Die gemessenen und berechneten Wärmemengen weichen um weniger als  $\pm 5\%$  voneinander ab [8].

Anschließend wurde das System auf Grundlage der Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse optimiert (u. a. Hydraulik, Regelung) und ein Referenzsystem definiert. Die Resultate der Sensitivitätsanalyse ermöglichen die einfache Bestimmung der Veränderung des solaren Deckungsanteils, wenn die tatsächlichen Bedingungen der zu errichtenden Anlage von den Referenzbedingungen abweichen (z. B. Neigung des Kollektorfeldes oder Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung des Wärmespeichers).

### **4.1.3. Vorgehen**

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Berechnung des thermischen Verhaltens solar unterstützter Nahwärmesysteme mit erdvergrabenem Heißwasser-Wärmespeicher dargestellt. Die Berechnungen werden für die Standorte Hamburg, Frankfurt/Main und Würzburg durchgeführt, um repräsentative Ergebnisse für die meisten Regionen in Deutschland und den angrenzenden Ländern zu erhalten. Die

jährlich in das Nahwärmenetz gelieferten Wärmemengen werden von 500 MWh/a bis 10 000 MWh/a variiert. Das Verhältnis von Wärmespeichervolumen und Kollektorfläche ( $V_{Sp}/A_{koll}$ ) wird von 0.125 bis 2.0 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup> in Schritten von 0.125 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup> variiert.<sup>8</sup> Die Kollektorfläche wird in Abhängigkeit von der Wärmemenge des Nahwärmenetzes in einem weiten Bereich (0.8 bis 5.0 m<sup>2</sup>/(MWh/a)) variiert, um Anlagen mit einem solaren Deckungsanteil von 35 % zu erreichen. Zusätzlich werden die Investitionskosten und die solaren Wärmekosten (SWK) jeder Anlage auf Basis von abgerechneten Kosten bereits errichteter Systeme ermittelt. Die Matrix der berechneten Konstellationen ist in Bild 4.1-1 dargestellt.

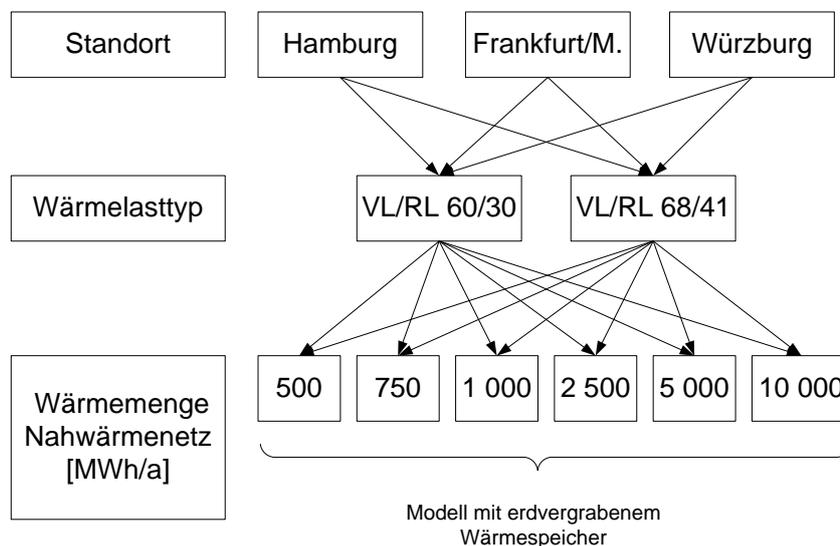


Bild 4.1-1: Matrix der berechneten Konstellationen

#### 4.1.4. Solare Wärmekosten

In Bild 4.1-2 sind die solaren Wärmekosten und die Investitionskosten für die drei untersuchten Standorte Hamburg (HH), Frankfurt (F) und Würzburg (WÜ) bei unterschiedlichen Größen des Nahwärmenetzes für den Wärmelasttyp 68/41 dargestellt. Die gezeigten Anlagen sind die kostengünstigsten Anlagen ohne Stagnation<sup>9</sup> in den Kollektorfeldern. Für den Standort Würzburg sinken die solaren Wärmekosten mit zunehmender Wärmelast von 24.2 Ct./kWh bei 500 MWh/a auf 11.6 Ct./kWh bei

<sup>8</sup> Die gewählten Grenzen ergeben sich aus Voruntersuchungen.

<sup>9</sup> Als Stagnationszeit des Kollektorfeldes wird der Zeitraum definiert, in dem die Einschaltbedingung für die Solarkreispumpe erfüllt ist, der Betrieb der Solarkreispumpe aber aufgrund eines vollständig geladenen Wärmespeichers ( $\vartheta_{max} > 98 \text{ °C}$ ) von der Regelung unterdrückt wird.

10 000 MWh/a. Der Abfall der Wärmekosten mit steigender Systemgröße ist im Wesentlichen auf einen steigenden Nutzungsgrad des Wärmespeichers und auf die zunehmende Degression der flächen- bzw. volumenbezogenen Kosten bei größerem Kollektorfeld bzw. Wärmespeicher zurückzuführen. Für gleichermaßen leistungsfähige Anlagen in Frankfurt betragen die solaren Wärmekosten zwischen 27.0 Ct./kWh bei 500 MWh/a und 13.6 Ct./kWh bei 10 000 MWh/a. Die solaren Wärmekosten und die Investitionskosten liegen damit für den Standort Würzburg um 10 bis 14 % niedriger als für den Standort Frankfurt. Die solaren Wärmekosten für Anlagen in Hamburg betragen von 26.6 Ct./kWh bei 500 MWh/a bis 14.2 Ct./kWh bei 10 000 MWh/a. Damit sind die solaren Wärmekosten bis 5 % höher als für den Standort Frankfurt. Ausgehend von der Wärmelast mit 500 MWh/a halbieren sich die auf die Wärmelast bezogenen Investitionskosten der Anlagen proportional zu den solaren Wärmekosten bis zu einer Wärmelast von 10 000 MWh/a.

Ausgewählte Dimensionierungen der verschiedenen Anlagen aus Bild 4.1-2 sind in Tabelle 4.1-1 zusammengefasst. Für eine definierte Wärmelast werden die größte Kollektorfläche und das kleinste flächenbezogene Wärmespeichervolumen am Standort Hamburg benötigt. Am Standort Würzburg werden aufgrund der vergleichsweise höchsten jährlichen Einstrahlung die kleinste Kollektorfläche und zur Stagnationsvermeidung das größte flächenbezogene Wärmespeichervolumen nötig.

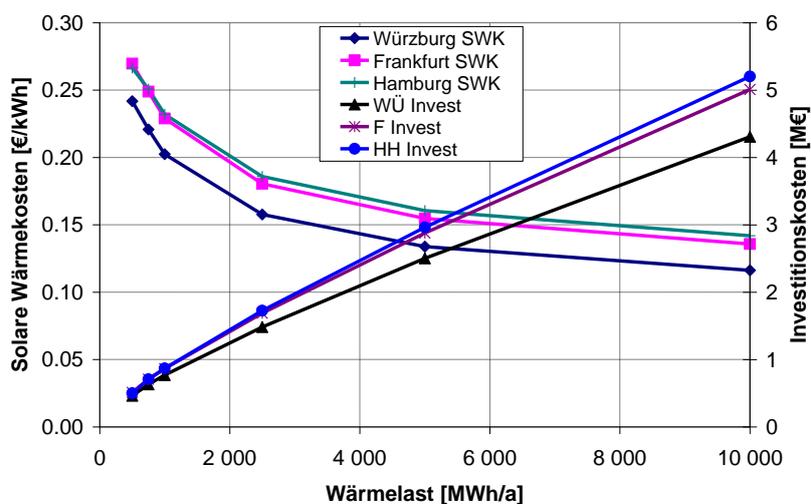


Bild 4.1-2: Solare Wärmekosten und Investitionskosten bei verschiedenen Größen des Nahwärmenetzes für die Standorte Hamburg (HH), Frankfurt (F) und Würzburg (WÜ) bei einem solaren Deckungsanteil von 35 % und dem Wärmelasttyp 68/41

Im Vergleich zu den Anlagen mit dem Wärmelasttyp 68/41 sind die solaren Wärmekosten beim Wärmelasttyp 60/30 am Standort Würzburg zwischen 10 % (500 MWh/a) und 8 % (10 000 MWh/a), am Standort Frankfurt zwischen 12 % (500 MWh/a) und 9 % (10 000 MWh/a) und am Standort Hamburg zwischen 10 % (500 MWh/a) und 7 % (10 000 MWh/a) geringer. Dies ist auf einen effizienteren Betrieb der Kollektoren im Vergleich zu den Anlagen mit dem Wärmelasttyp 68/41 zurückzuführen. Mit zunehmender Anlagengröße ist für alle Standorte ein Ansteigen des Verhältnisses  $V_{Sp}/A_{koll}$  zu verzeichnen. Wesentlicher Grund hierfür sind höhere Nutzungsgrade der Wärmespeicher durch ein günstigeres Verhältnis von Oberfläche zu Volumen. Die Zyklenzahlen der Wärmespeicher betragen zwischen 4.0 und 6.5 pro Jahr und beschreiben eine Wärmespeicherung über einen Monatszeitraum.

**Tabelle 4.1-1: Auslegungen für verschiedene jährliche Wärmelasten  $Q_{netz}$  (68/41) mit  $f_{sol} = 35\%$**

$Q_{netz}$ [MWh/a]	Standort	$A_{koll}$ [m <sup>2</sup> ]	$V_{Sp}/A_{koll}$ [m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup> ]	$A_{koll}/Q_{netz}$ [m <sup>2</sup> /(MWh/a)]	Invest. <sup>§</sup> [€/ (MWh/a)]	SWK <sup>§</sup> [Ct./kWh]
500	Hamburg	1 080	0.250	2.16	1 080	26.6
	Frankfurt	995	0.375	1.99	1 025	27.0
	Würzburg	795	0.500	1.59	926	24.2
2 500	Hamburg	4 570	0.375	1.83	690	18.6
	Frankfurt	4 190	0.500	1.68	675	18.0
	Würzburg	3 370	0.625	1.35	593	15.8
10 000	Hamburg	17 120	0.375	1.71	520	14.2
	Frankfurt	15 720	0.500	1.57	501	13.6
	Würzburg	12 640	0.625	1.26	431	11.6

<sup>§</sup>: Investitionskosten der Anlage bezogen auf die ins Nahwärmenetz gelieferte Wärmemenge; <sup>§</sup>: SWK: solare Wärmekosten

#### 4.1.5. Sensitivität der Kosten

In Bild 4.1-3 ist die relative Abweichung der solaren Wärmekosten bezogen auf das Referenzsystem (gerade noch ohne Stagnation des Kollektorfeldes) für verschiedene Größen des Nahwärmenetzes (Wärmelasttyp 68/41) bei einem solaren Deckungsanteil von 35 % am Standort Frankfurt dargestellt. Bei weiterer

Verringerung des flächenbezogenen Wärmespeichervolumens und Tolerierung von Stagnation sinken die solaren Wärmekosten. Die Kostensensitivität ist beim System mit 500 MWh/a am höchsten. Bei Tolerierung von Stagnation ( $V_{Sp}/A_{koll}$ :  $0.125 \text{ m}^3/\text{m}^2$ ) sind Kostensenkungen von ca. 13 % gegenüber dem Referenzsystem möglich. Bei einer Wärmelast von 2 500 MWh/a liegt die Kostenreduzierung bei etwa 9 %. Das System mit 10 000 MWh/a ist relativ insensitiv gegenüber Abweichungen von der Referenzauslegung. Die möglichen Einsparungen bei Tolerierung von Stagnation betragen weniger als 3 %. Bei einer Wärmelast von 500 MWh/a und bei einem Verhältnis  $V_{Sp}/A_{koll}$  von  $0.125 \text{ m}^3/\text{m}^2$  ist die Stagnationszeit am geringsten. Die Systeme mit einer Wärmelast von 2 500 MWh/a und 10 000 MWh/a weisen eine um den Faktor 2.3 höhere Stagnationszeit auf. Diese ist auf den steigenden Nutzungsgrad des Wärmespeichers aufgrund eines günstigeren Verhältnisses von Oberfläche zu Volumen bei größeren Volumina und damit geringeren relativen Wärmeverlusten zurückzuführen. Dadurch sinkt die obere Temperatur im Wärmespeicher (als Kriterium für den Zustand Stagnation) vergleichsweise langsam ab.

Bei einer Vergrößerung des Verhältnisses  $V_{Sp}/A_{koll}$  gegenüber dem Referenzsystem ergeben sich bei dem kleinsten untersuchten System (500 MWh/a) die größten, beim größten System (10 000 MWh/a) die geringsten relativen Kostensteigerungen. Weitere Untersuchungen zeigten, dass die Kostensensitivität bei Systemen mit dem Wärmelasttyp 60/30 im Vergleich zu den mit dem Wärmelasttyp 68/41 ausgelegten Systemen in Bezug auf eine Veränderung des Verhältnisses  $V_{Sp}/A_{koll}$  etwas geringer ist. Bei einer Verringerung von  $V_{Sp}/A_{koll}$  ergeben sich ähnliche Kostensenkungen, bei einer Erhöhung von  $V_{Sp}/A_{koll}$  auf einen Wert von  $1.5 \text{ m}^3/\text{m}^2$  enden die Kurven um etwa 5 Prozentpunkte niedriger als in Bild 4.1-3 gezeigt.

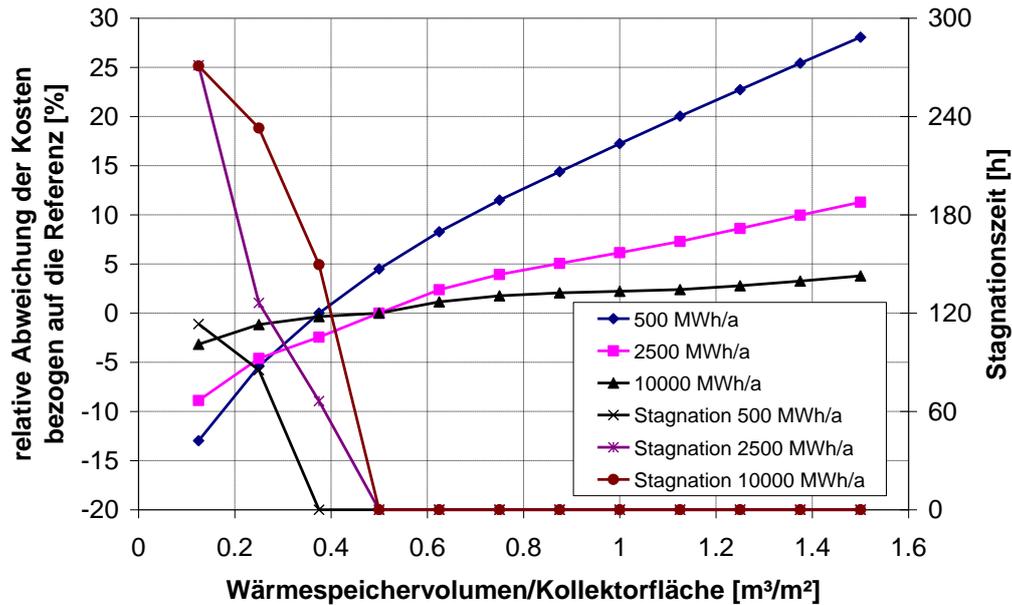


Bild 4.1-3: Relative Abweichung der solaren Wärmekosten bezogen auf die Referenzauslegung (ohne Stagnation) sowie Stagnationszeiten bei Variation von  $V_{Sp}/A_{koll}$  für verschiedene Größen des Nahwärmenetzes und einen  $f_{sol}$  von 35 % am Standort Frankfurt

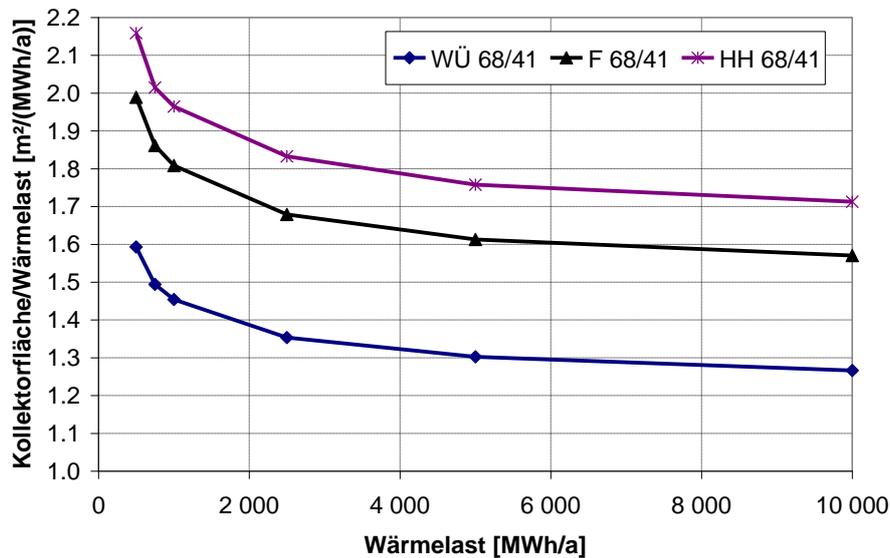
Bei einer Änderung von  $V_{Sp}/A_{koll}$  um denselben Betrag gegenüber der Referenzauslegung ergeben sich unabhängig vom Standort ähnliche relative Abweichungen.

#### 4.1.6. Dimensionierungsrichtlinien

Basierend auf den Simulationsergebnissen aus dem vorangegangenen Abschnitt werden Dimensionierungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmesysteme mit erdvergrabenem Wärmespeicher bei einem solaren Deckungsanteil von 35 % erarbeitet und im Folgenden dargestellt. Wichtigste Bezugsgröße bei der Dimensionierung des solar unterstützten Nahwärmesystems sind der üblicherweise in der Planungsphase vorliegende jährliche Wärmebedarf des Nahwärmenetzes  $Q_{netz}$  und das Temperaturniveau von Vor- und Rücklauftemperaturen des Nahwärmenetzes.

In Bild 4.1-4 ist das Verhältnis der Kollektorfläche zur jährlichen Wärmelast des Nahwärmenetzes für die Standorte Würzburg, Frankfurt und Hamburg bei variierender Wärmelast (68/41) und konstantem  $f_{sol}$  von 35 % dargestellt. In den Kollektorfeldern tritt dabei keine Stagnation auf. Das Verhältnis sinkt mit zunehmender Wärmelast des Nahwärmenetzes, z. B. am Standort Würzburg von  $1.59 m^2/(MWh/a)$  bei

500 MWh/a auf 1.27 m<sup>2</sup>/(MWh/a) bei 10 000 MWh/a. Verglichen mit den Werten für den Standort Frankfurt sind am Standort Würzburg um 20 % geringere auf die Wärmelast bezogene Kollektorflächen, am Standort Hamburg um 8 bis 9 % größere Kollektorflächen notwendig.



**Bild 4.1-4: Abhängigkeit der auf die Wärmelast bezogenen Kollektorfläche von der jährlichen Wärmelast des Nahwärmenetzes (68/41) für verschiedene Standorte bei erdvergrabenen Wärmespeicher**

Die Verhältnisse  $V_{Sp}/A_{koll}$  für den Wärmelasttyp 68/41 sind in Tabelle 4.1-2 zusammengefasst. Gegenüber dem Wärmelasttyp 68/41 weisen die mit dem Wärmelasttyp 60/30 dimensionierten Systeme abhängig von der Systemgröße am Standort Würzburg um 16 % bis 8 % niedrigere wärmelastbezogene Kollektorflächen auf. Am Standort Frankfurt unterscheiden sich die Werte um 17 % bis 13 %, am Standort Hamburg um 13 % bis 10 %. Die Unterschiede der Abweichungen zwischen den einzelnen Standorten sind auf die verschiedenen Verhältnisse  $V_{Sp}/A_{koll}$  bei verschiedenen Systemgrößen zurückzuführen.

**Tabelle 4.1-2: Vergleich der flächenbezogenen Wärmespeichervolumina (Kollektorfeld ohne Stagnation) für verschiedene  $Q_{netz}$  (68/41) und Standorte**

Standort	Hamburg	Frankfurt	Würzburg
$Q_{netz}$ [MWh/a]	$V_{Sp}/A_{koll}$ [m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup> ]		
500	0.250	0.375	0.500
750 – 10 000	0.375	0.500	0.625

Wie in Abschnitt 4.1.5 gezeigt, können die Investitions- und solaren Wärmekosten gegenüber den Referenzsystemen ohne Stagnation in den Kollektorfeldern besonders bei Systemgrößen von 500 MWh/a (um 13 %) bis 2 500 MWh/a (um 9 %) reduziert werden, indem das Verhältnis  $V_{Sp}/A_{koll}$  verringert wird. Dabei sollten Stagnationszeiten durch regelungstechnische oder konstruktive Maßnahmen möglichst vermieden werden. Da zum einen noch keine Langzeit-Erfahrungen von solarthermischen Anlagen mit häufigen Stagnationszeiten vorliegen und die vorgestellten Systeme mit Wetterdatensätzen ausgelegt wurden, die auf einem durchschnittlichen jährlichen Witterungsverlauf basieren, sollten die jährlichen Stagnationszeiten der Systeme unter Referenzbedingungen 100 Stunden nicht überschreiten. Bei Jahren mit extremer Einstrahlung (abgebildet durch die TRY 1986 und TRY 2004 am Standort Würzburg) führt dies je nach Standort ohne regelungstechnische Vermeidungsmaßnahmen zu Stagnationszeiten von bis zu 280 h. Eine Verringerung von  $V_{Sp}/A_{koll}$  um  $0.125 \text{ m}^3/\text{m}^2$  führt zu einer Erhöhung der Kollektorfläche um 2.5 % für den Wärmelasttyp 68/41. Im Falle des Wärmelasttyps 60/30 führt eine Verringerung um  $0.125 \text{ m}^3/\text{m}^2$  zu einer Erhöhung der Kollektorfläche um 3.0 % an den Standorten Würzburg und Frankfurt und um 4.0 % am Standort Hamburg. Die Verringerung von  $V_{Sp}/A_{koll}$  ist lediglich für Systemgrößen bis 1 000 MWh/a empfehlenswert. Bei größeren Systemen führt eine weitere Verringerung von  $V_{Sp}/A_{koll}$  zu Stagnationszeiten von deutlich über 100 h bei Kosteneinsparungen von weniger als 3 % gegenüber der Referenz. Die minimalen empfohlenen Verhältnisse von  $V_{Sp}/A_{koll}$  sind in Tabelle 4.1-3 aufgeführt.

**Tabelle 4.1-3: Vergleich der flächenbezogenen Wärmespeichervolumina (Kollektorfeld mit maximal 100 h Stagnation) für verschiedene  $Q_{netz}$  (68/41) und Standorte**

Standort	Hamburg	Frankfurt	Würzburg
$Q_{netz} / [\text{MWh/a}]$	$V_{Sp}/A_{koll} / [\text{m}^3/\text{m}^2]$		
500	0.125	0.250	0.375
2 500	0.250	0.375	0.625
10 000	0.375	0.500	0.625

#### 4.1.7. Zusammenfassung und Ausblick

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.

#### 4.1.8. Literatur

- [1] Raab S., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., Dimensionierungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmesysteme mit einem solaren Deckungsanteil von etwa 35 %, 16. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, 2006.
- [2] Raab S., Simulation, Wirtschaftlichkeit und Auslegung solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Heißwasser-Wärmespeicher, Diss., ITW, Universität Stuttgart, Cuvillier Verlag, ISBN 3-86727-049-X, 2006.
- [3] Schönbauer S., 2000, Durchführung von Simulationsrechnungen zum Lastverhalten von solar unterstützten Nahwärmenetzen unter Berücksichtigung verschiedener Varianten zur Wärmeübergabe. Studienarbeit Nr. 9901, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart, Stuttgart.
- [4] Blümel K., Hollan E., Kähler M., Peter R., 1986, Entwicklung von Testreferenzjahren für die Klimaregionen der Bundesrepublik Deutschland. BMFT-Forschungsbericht T 86-051 FU Berlin, Berlin.
- [5] Christoffer J., Deutschländer T., Webs M., 2004, Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY. Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes, Offenbach am Main. ISBN 3-88148-398-5
- [6] Meteotest, 1999, Meteonorm 4.0 (November 1999). Bern (Schweiz).
- [7] Raab S., Mangold D., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., 2004, Einfluss des Klimas auf die Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit solar unterstützter Nahwärmesysteme. 14. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, 12. – 14. Mai.
- [8] Raab S., Mangold D., Müller-Steinhagen H., 2005, Validation of a computer model for solar assisted district heating systems with seasonal hot water heat store. Solar Energy 79 (5), pp. 531-543.

## 4.2. Validierung eines Simulationsmodells für Erdsonden-Wärmespeicher

### 4.2.1. Einleitung

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 gewonnenen Erkenntnisse zur Sensitivität der einzelnen Parameter können auch bei der Auslegung neuer Wärmespeicher bzw. solar unterstützter Nahwärmeversorgungen verwendet werden. Dazu wurde das Simulationsmodell angepasst und eine detaillierte Parameteranalyse durchgeführt. Die ausführliche Behandlung des Themas wird Gegenstand einer Dissertation sein.

### 4.2.2. Vorgehensweise

Die Abbildung des transienten thermischen Verhaltens des Erdsonden-Wärmespeichers erfolgte mit dem Simulationsmodell „Superposition Borehole Model for TRNSYS“ (TRNSBM [1], [2]). Für die Validierung des Simulationsmodells wurde eine Referenzvariante definiert, welche die geometrischen und hydraulischen Speicherparameter sowie die gemessenen Speichereintritts- und Bodentemperaturen, die Speicherdurchflüsse und Wetterdaten berücksichtigt, siehe Tabelle 4.2-1.

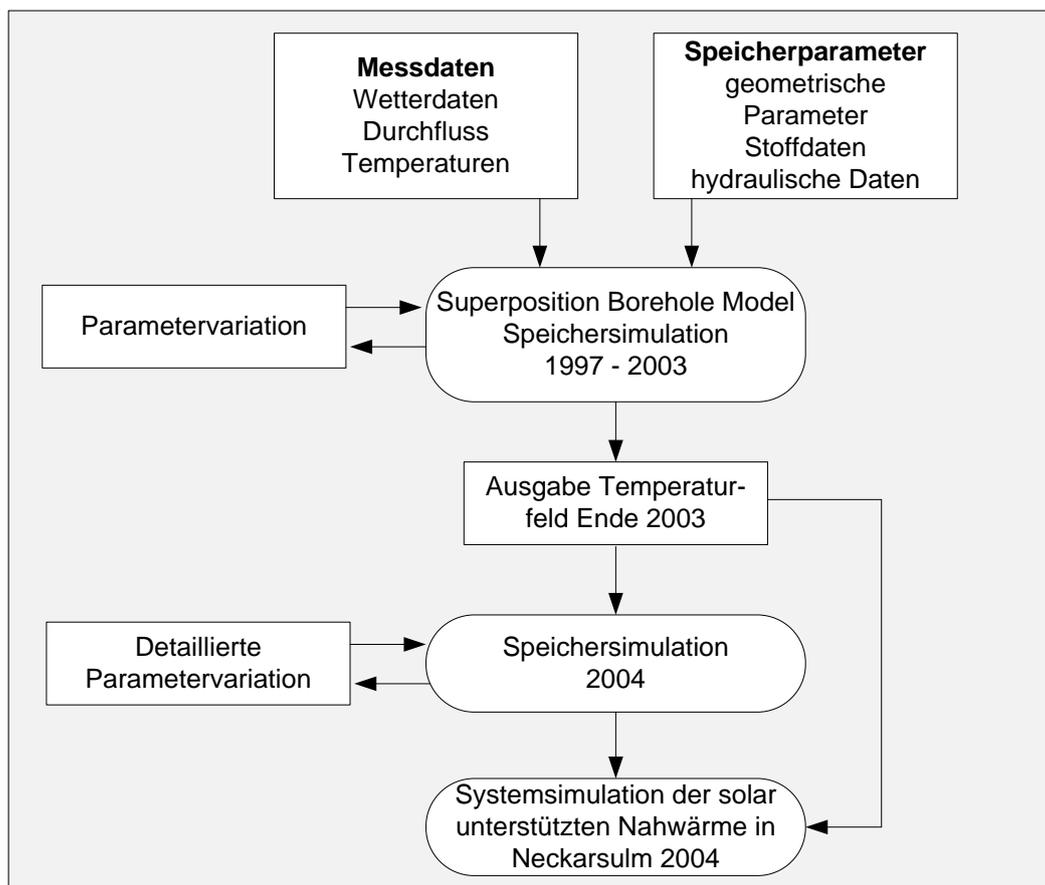
Tabelle 4.2-1: Speicherparameter der Referenzvariante

Sondenanzahl	528 (36 x Pilotsp., 132 x 1. Ausbau, 360 x 2. Ausbau)
Sondenlänge	30 m
Sondenmaterial u. -ausführung	Polybuten, Doppel-U-Rohr, 0.025 m Außendurchmesser
Sondenabstände	2 m Pilotsp. & 1. Ausbau, 1.5 – 2.5 m 2. Ausbau
Bohrlochdurchmesser	0.115 m Pilotspeicher / 0.15 m 1. & 2. Ausbau

Bei der Parametervariation wurden die Parameter des Simulationsmodells überprüft, um zum einen die Sensitivität bezüglich der Be- und Entladewärmemengen sowie Speichertemperaturen zu ermitteln. Zum anderen wurden auf diese Weise die Eingabewerte auf Fehler überprüft. Die Parametervariation umfasst unter anderem die im Folgenden aufgeführten Parameter des Speichermodells:

- *Erdwärmesonden (EWS) und Bohrlochwiderstand:* Ausführung bzw. Materialdaten der EWS, Bohrlochdurchmesser, Wärmeleitfähigkeit der Bohrlochverfüllung, Bohrlochwiderstand
- *Boden:* Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität von Boden bzw. Dämmung.

Um einen Vergleich mit an verschiedenen Positionen und in verschiedenen Tiefen gemessenen Speichertemperaturen zu ermöglichen, wurden durch das Simulationsmodell 25 Bodentemperaturen berechnet und ausgegeben. Außerdem wurden durch das Simulationsmodell die Speicheraustrittstemperaturen, die Massenströme und die be- bzw. entladenen Wärmemengen ausgegeben. Einen schematischen Überblick über die Validierungsprozedur gibt Bild 4.2-1.



**Bild 4.2-1: Vereinfachtes Schema der Validierungsprozedur**

### 4.2.3. Untersuchungen zu ausgewählten Parametern

#### 4.2.3.1. Erdwärmesonde und Bohrlochwiderstand

Der temperatur- und strömungsabhängige thermische Bohrlochwiderstand wird entsprechend der Ausführung der Erdwärmesonden mit dem Programm BOR [3] berechnet und über eine externe Datei in das Simulationsprogramm eingelesen. Die Eingabedaten zur Berechnung des Bohrlochwiderstandes sind:

- die Wärmeleitfähigkeit des Bodens,
- der Bohrlochdurchmesser,
- der Schenkelabstand zwischen den Rohren der Erdwärmesonden,
- die Wärmeleitfähigkeit des Erdwärmesondenmaterials,
- die Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials,
- der Kontaktwiderstand zwischen der Erdwärmesonde und der Verfüllung.

Der Bohrlochdurchmesser beträgt beim Pilotspeicher 0.115 m sowie beim 1. und 2. Ausbau 0.15 m. Die Berechnungen wurden für den gesamten Speicherbereich mit 0.15 m durchgeführt. Eine Verringerung des Bohrlochdurchmessers um 10 % auf 0.135 m führt bei gleich bleibendem U-Rohr-Schenkelabstand zu einem gegenüber der Referenzvariante 2 % geringeren Speichernutzungsgrad<sup>10</sup>, während eine Erhöhung des Bohrlochdurchmessers um 10 % auf 0.165 m einen um 0.4 % erhöhten Speichernutzungsgrad hat, siehe Bild 4.2-2. Ursache hierfür ist die überproportional höhere Beladewärmemenge bei dem geringeren Bohrlochdurchmesser bei unterproportional steigender Entladewärmemenge.

Für die Wärmeleitfähigkeit des Erdwärmesondenmaterials  $\lambda_{U-Rohr}$  wurde in der Referenzvariante ein Wert von 0.22 W/(m·K), nach [4] verwendet. Eine Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit führt tendenziell zu höheren Be- und Entladewärmemengen, da die Wärme besser vom bzw. zum Wärmeträgerfluid an das bzw. von dem umgebende(n) Verfüllmaterial abgegeben werden kann. Bei einer Erhöhung von  $\lambda_{U-Rohr}$  auf 0.24 W/(m·K) bzw. 0.44 W/(m·K) steigt der Speichernutzungsgrad um 0.2 % bzw. 1.1 %.

---

<sup>10</sup> Speichernutzungsgrad = Verhältnis von aus- zu eingespeicherter Wärmemenge des Erdsonden-Wärmespeichers (bezogen auf ein Kalenderjahr)

---

Die Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials hat zum einen Einfluss auf die Wärmeabgabe von der Erdwärmesonden an das Erdreich bzw. umgekehrt und zum anderen auf den thermischen Kurzschluss zwischen den ab- bzw. aufsteigenden Rohren. Beim Bau des betrachteten Erdsonden-Wärmespeichers wurde das Verfüllmaterial im mehreren Chargen auf der Baustelle aus Bentonit, Sand, Zement und Wasser gemischt und eine einheitliche Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials für alle EWS ist daher nicht zu erwarten. Bei der Referenzvariante wurde ein Wert von  $1.2 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$  verwendet. Eine Änderung der Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials um  $\pm 17 \%$  führt zu einem  $0.7\text{-}0.9 \%$  geänderten Speichernutzungsgrad, siehe Bild 4.2-2.

Beim Pilotspeicher wurden keine Abstandshalter für die U-Rohre der Erdwärmesonden verwendet, sondern die Rohre wurden am Verfüllschlauch befestigt. Der Schenkelabstand zwischen den U-Rohren ist demzufolge nicht einheitlich. Bei den beiden Ausbaustufen wurden Abstandshalter zwischen den U-Rohren in Abständen von ca. 1 m angebracht. Der Schenkelabstand zwischen den U-Rohren beträgt  $0.078 \text{ m}$ . In Bild 4.2-2 ist zu erkennen, dass eine Änderung des U-Rohr-Schenkelabstandes um  $\pm 10 \%$  eine Änderung des Speichernutzungsgrades um  $0.7\text{-}0.8 \%$  zur Folge hat. Neben dem Bohrlochdurchmesser zählt er damit zu den stärksten Einflussfaktoren. Eine Verringerung bzw. Vergrößerung des Abstandes zwischen den U-Rohren vergrößert bzw. verringert die thermische Beeinflussung zwischen den auf- bzw. absteigenden Bereichen der U-Rohre. Es gibt daher Überlegungen, den Bereich zwischen den U-Rohren mit einem gering wärmeleitfähigen Material zu füllen, was bisher jedoch nicht praktisch umgesetzt wurde.

Der Kontaktwiderstand zwischen Rohr und Verfüllung wurde mit  $0.02 \text{ (K}\cdot\text{m)/W}$  angenommen und auf  $0.01$  bzw.  $0.03 \text{ (K}\cdot\text{m)/W}$  verringert bzw. erhöht. Die Ergebnisse für die beiden Varianten sind nahezu identisch.

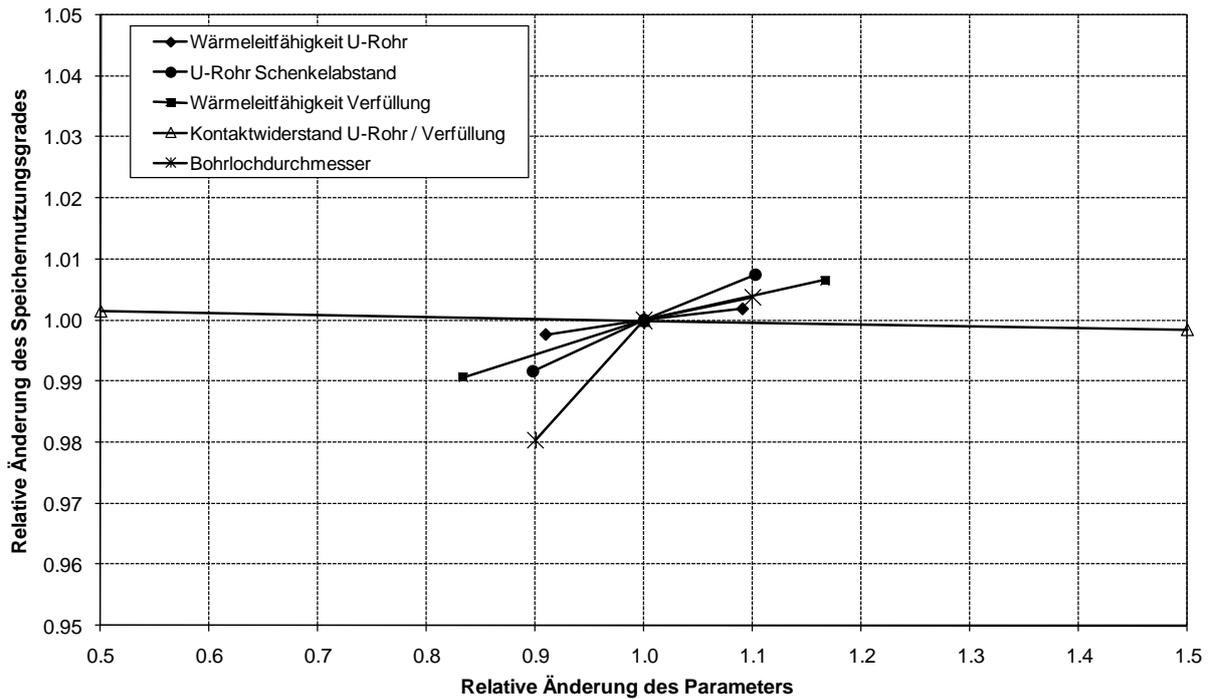


Bild 4.2-2: Parametervariation der Eingabewerte für den thermischen Bohrlochwiderstand

#### 4.2.3.2. Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit des Bodens

In Bild 4.2-4 ist die relative Änderung des Speichernutzungsgrades in Abhängigkeit von der volumetrischen Wärmekapazität und der Wärmeleitfähigkeit des Bodens für den Speicherbereich, siehe Bild 4.2-3, dargestellt.

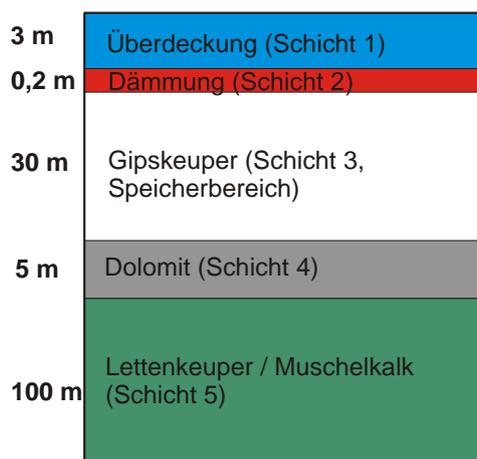
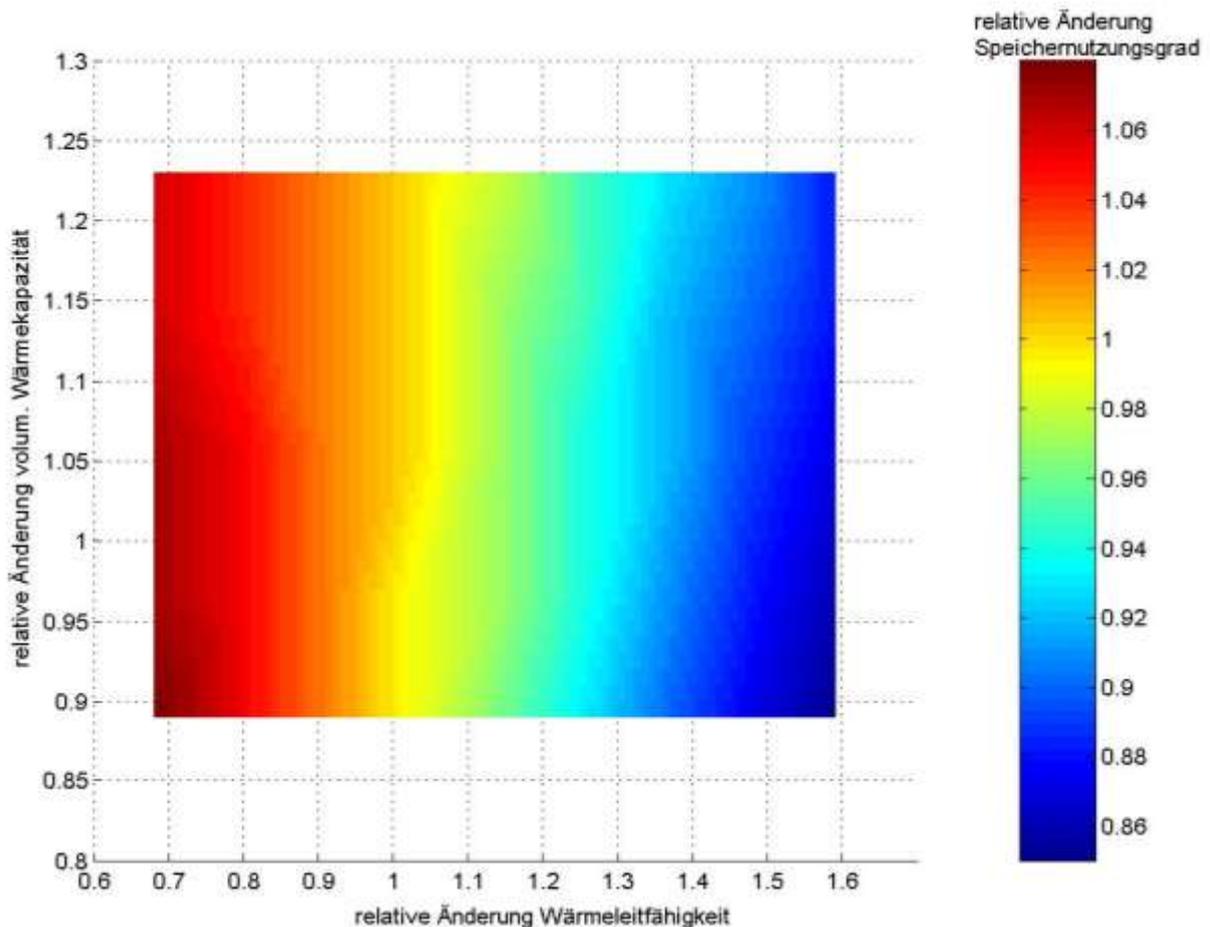


Bild 4.2-3: Schichten Simulationsmodell

Die Wärmeleitfähigkeiten wurden von 1.5 bis 3.5 W/(m·K) und die Wärmekapazitäten von 2.5 bis 3.5 MJ/(m<sup>3</sup>·K) variiert. Dies entspricht dem Bereich, der in der Literatur [4] für den am Standort anstehenden Boden angegeben wird. Bei einer Wärmekapazität von 2.5 MJ/(m<sup>3</sup>·K) und einer Wärmeleitfähigkeit von 1.5 W/(m·K) bzw. 3.5 W/(m·K) ergeben sich gegenüber dem Referenzfall ( $\lambda = 2.2$  W/(m·K),  $\rho c_p = 2.85$  MJ/(m<sup>3</sup>·K)) 8 % höhere bzw. 15 % niedrigere Speichernutzungsgrade.

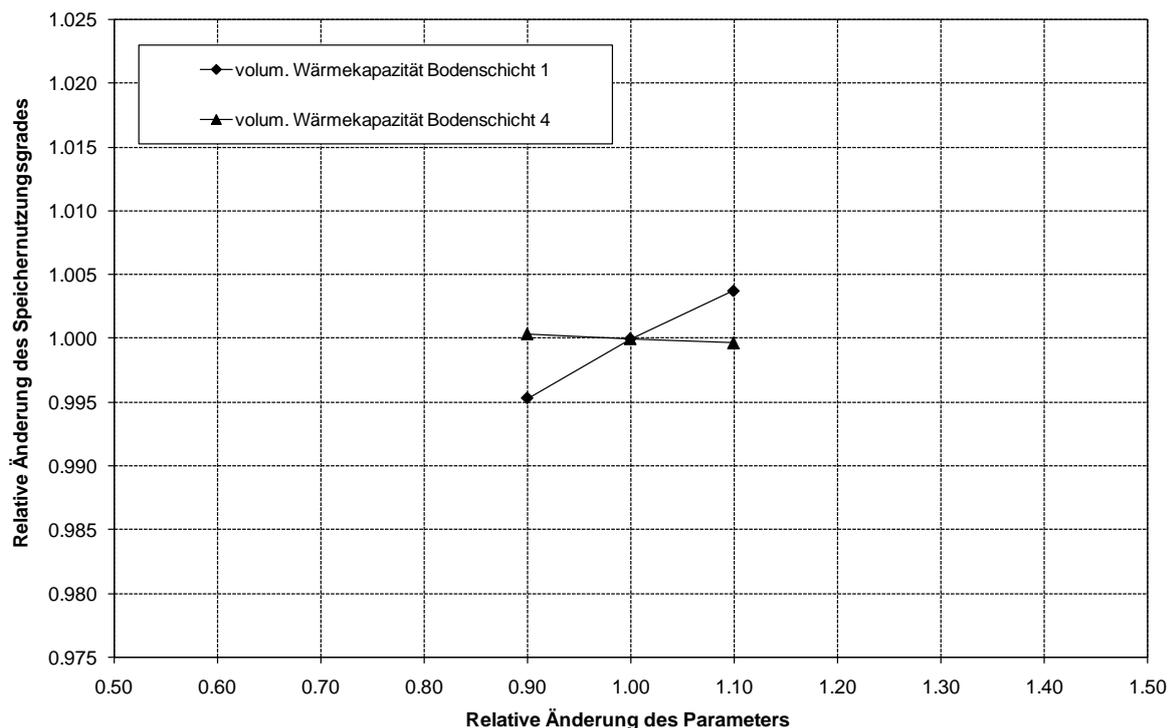


**Bild 4.2-4: Parametervariation der volumetrischen Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeiten im Speicherbereich**

Von den volumetrischen Wärmekapazitäten der Bodenschichten über bzw. unterhalb des Speicherbereichs hat nur die Wärmekapazität der obersten Bodenschicht einen Einfluss auf das Ergebnis, siehe Bild 4.2-5<sup>11</sup>. Obwohl der Wärmespeicher zur Erdoberfläche hin wärmedämmend ist, hat er durch die Wärmedämmung hindurch

<sup>11</sup> Die Schichten 2 und 5 sind im Bild 4.2-5 nicht enthalten, da die relative Änderung des Speichernutzungsgrades vernachlässigbar gering ist.

nicht vernachlässigbare Wärmeverluste, da im oberen Speicherbereich die höchsten Temperaturen erreicht werden. Damit beeinflusst die Wärmekapazität dieser Bodenschicht die Be- und Entladewärmemengen und Speichertemperaturen, wenngleich dieser Effekt gering ist. Bei einer Änderung der volumetrischen Wärmekapazität der obersten Bodenschicht um  $\pm 10\%$  ändert sich der Speichernutzungsgrad um  $\pm 0.5\%$ .



**Bild 4.2-5: Parametervariation der volum. Wärmekapazität außerhalb des Speicherbereichs**

Bei den Wärmeleitfähigkeiten der Schichten über ( $\lambda_1, \lambda_2$ : Wärmedämmung) und unter ( $\lambda_4, \lambda_5$ ) dem Speicherbereich ergibt sich ein differenzierteres Bild, siehe Bild 4.2-6. Eine Änderung der Wärmeleitfähigkeiten der unmittelbar an den Speicherbereich angrenzenden Schichten (2 und 4) hat die größte Änderung des Speichernutzungsgrades zur Folge.

Die einzige Schicht des Erdsonden-Wärmespeichers, deren Wärmeleitfähigkeit gezielt beeinflusst werden kann, ist die Wärmedämmung<sup>12</sup>. Die Wärmeleitfähigkeit

<sup>12</sup> Wärmedämmung ist nur an der Speicheroberseite angebracht, nicht jedoch an den Seiten bzw. am Boden.

der Wärmedämmung ( $\lambda_2$ ) wurde in einem weiten Bereich variiert, um einen Wärmespeicher ohne Wärmedämmung bzw. mit perfekter Wärmedämmung zu simulieren, siehe Bild 4.2-6. Bei einem Wärmespeicher ohne Wärmeverluste nach oben ergäbe sich ein 11.4 % höherer Speichernutzungsgrad, während er bei einem Wärmespeicher ohne Wärmedämmung ca. 25 % niedriger wäre. Bei einem für die gegebene Einbausituation realistischen Wert ( $\lambda_2 \sim 0.1 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ ) ergibt sich gegenüber dem Referenzfall ( $\lambda_2 = 0.06 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ ) ein 4.5 % niedrigerer Speichernutzungsgrad.

Eine Verringerung von  $\lambda_4$  um 40 % führt zu einem 4 % höheren Speichernutzungsgrad bzw. eine Erhöhung von  $\lambda_4$  um 40 % zu einem 2.5 % niedrigeren Speichernutzungsgrad. Bei der Verringerung der Wärmeleitfähigkeit sinkt die Beladewärmemenge gegenüber dem Referenzfall nur geringfügig, während die Entladewärmemenge zunimmt. Bei Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit nimmt sowohl die Be- als auch die Entladewärmemenge ab.

Bei der Schicht 1 sinkt bei einer Verringerung der Wärmeleitfähigkeit der Speichernutzungsgrad geringfügig. Dies liegt daran, dass sowohl die Be- als auch die Entladewärmemenge sinkt. Bei der Schicht 5 bleibt die Beladewärmemenge bei einer Verringerung der Wärmeleitfähigkeit nahezu konstant, während die Entladewärmemenge geringfügig steigt. Die Beeinflussung des Speichernutzungsgrades durch die beiden äußeren Schichten gegenüber den anderen Schichten vernachlässigbar.

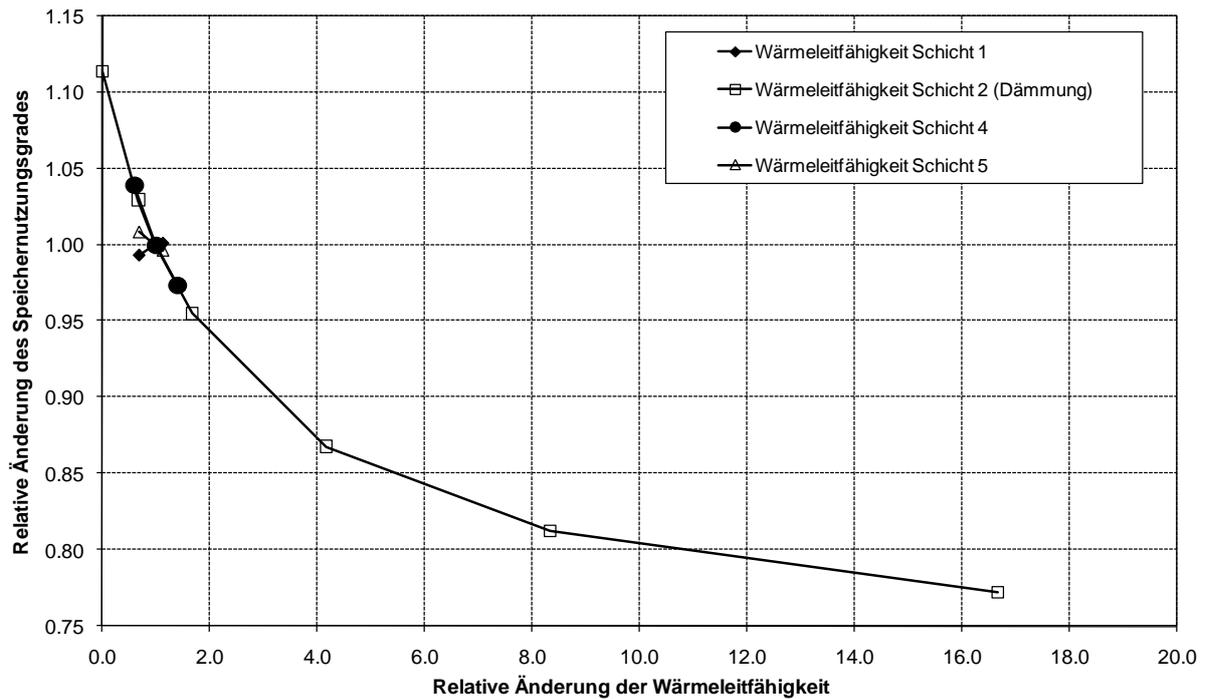
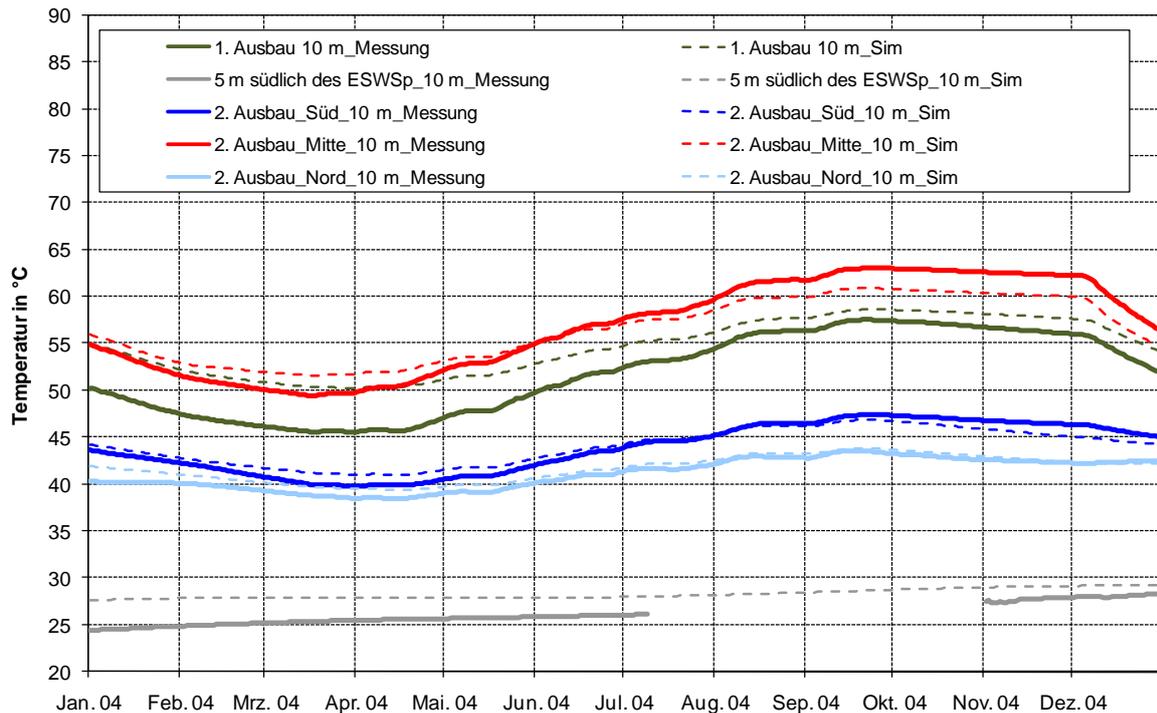


Bild 4.2-6: Parametervariation der Wärmeleitfähigkeiten außerhalb des Speicherbereichs

#### 4.2.4. Auswertung

##### 4.2.4.1. Vergleich gemessener und berechneter Werte im Referenzfall

In Bild 4.2-7 sind die gemessenen und berechneten Temperaturverläufe verschiedener Speicherbereiche für das Jahr 2004 exemplarisch für eine Tiefe von 10 m aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass die Temperaturverläufe sowohl im Bereich des 1. und 2. Ausbaus als auch 5 m außerhalb des Wärmespeichers gut übereinstimmen. Die Temperaturdifferenzen zwischen Anfang und Ende des Jahres betragen für die betrachteten Messpositionen maximal 2.7 K (M174). Die maximale Differenz zwischen gemessenen und berechneten Temperaturen beträgt im Jahresverlauf (Stundenwerte) +4.8 K (beim Einlesen des Anfangstemperaturfeldes) für die Messposition M144. Bei den Messpositionen des 2. Ausbaus beträgt die maximale Temperaturdifferenz 2.4 K (M174).



**Bild 4.2-7: Gemessene und berechnete Temperaturen in 10 m Tiefe in verschiedenen Speicherbereichen**

Die gemessene Be- bzw. Entladewärmemenge beträgt (am Wärmespeicher) 886 MWh bzw. 194 MWh für das Jahr 2004. Mit den gemessenen Durchflüssen und Speichereintrittstemperaturen ergibt sich in der Simulation eine Beladewärmemenge von 844 MWh (95.3 %) bzw. Entladewärmemenge von 215 MWh (110.9 %) für den gesamten Wärmespeicher bzw. 153 MWh (101.7 %) für den 2. Ausbau. Der Fehler für die Entladewärmemenge des gesamten Wärmespeichers ist relativ hoch und resultiert aus einer ungenügenden Abbildung des Bereichs 1. Ausbau. Hier sind auch die Abweichungen bei den Temperaturen am höchsten und zwar bereits beim Einlesen des Temperaturfeldes. Die berechnete Temperatur ist höher als die gemessene Temperatur, daher ist auch die berechnete Entladewärmemenge höher. Da der Speicherbereich des 2. Ausbaus das größere Volumen und die größere Anzahl Erdwärmesonden (360 von 528) beinhaltet, kann davon ausgegangen werden, dass das thermische Verhalten des Wärmespeichers mit den verwendeten Parametern hinreichend gut abgebildet wurde.

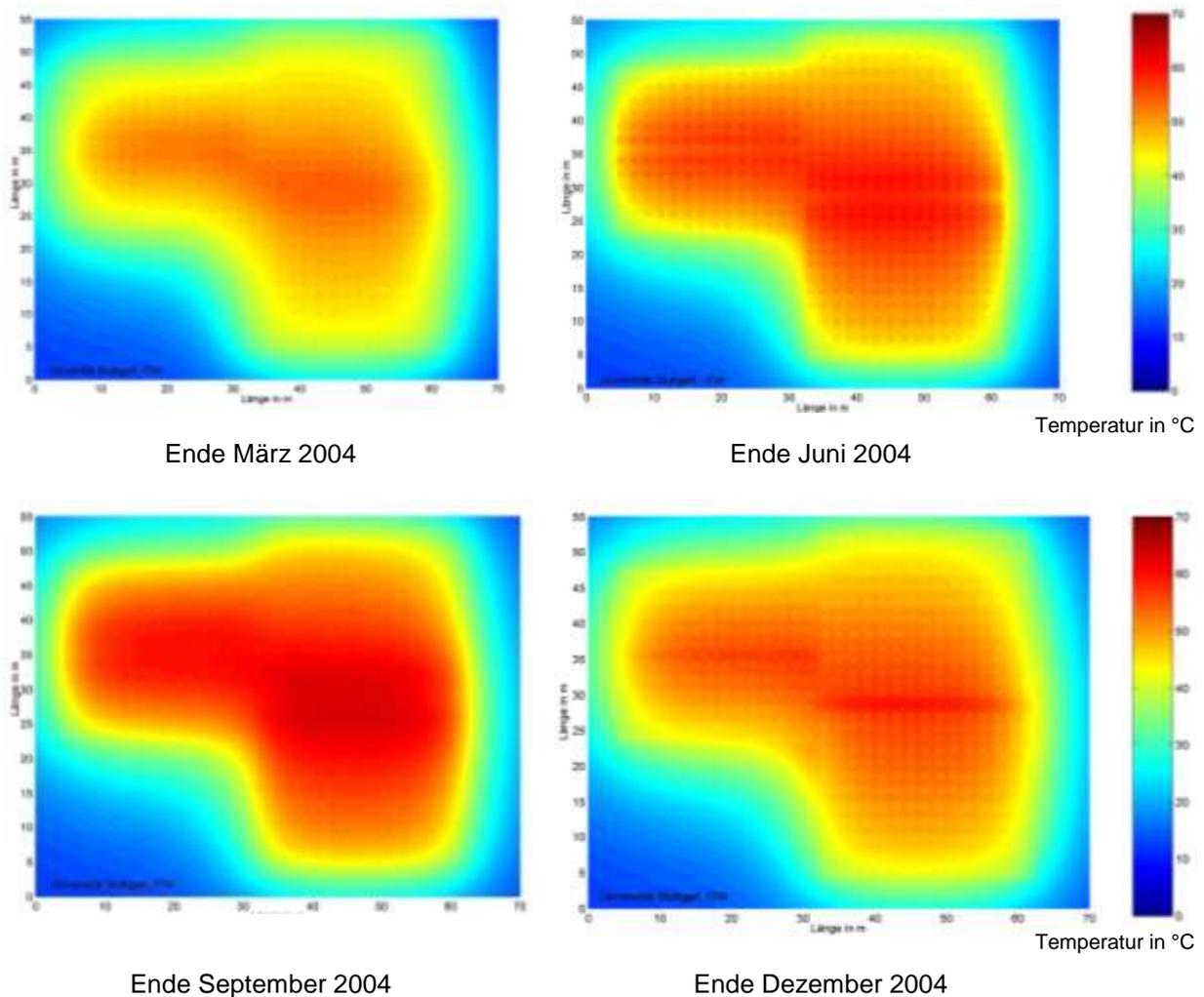
#### 4.2.4.2. Parameterauswertung

Von den untersuchten Parametern wird nur bei den im Folgenden genannten Parametern eine Verringerung der Fehler bei den Wärmemengen bei gleichzeitiger Verringerung oder nur geringfügigen Vergrößerung der Fehler bei den Temperaturen erreicht. Bei einer Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit der Dämmung (Schicht 2) von  $0.06 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$  auf  $0.1 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$  ergeben sich für den Fehler bei der Beladewärmemenge  $-3.8 \%$  und bei der Entladewärmemenge  $-1.8 \%$ . Eine erhöhte Wärmeleitfähigkeit führt zu erhöhten Wärmeverlusten und damit zu einer verringerten Entladewärmemenge bzw. einem verringerten Speichernutzungsgrad.

Während der Bauarbeiten des 2. Ausbaus wurden Materialproben der Wärmedämmung entnommen, die im Labor mit einer Zweiplattenapparatur vermessen wurden [6]. Dabei ergab sich eine Wärmeleitfähigkeit von  $0.06 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$  bei  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ . Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass die Dämmung im Laufe der Zeit weiter durchfeuchtet wurde, was zu einer Steigerung der Wärmeleitfähigkeit ebenso beiträgt wie höhere Temperaturen. Bei einer Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit der Schicht 4 von  $2.5 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$  auf  $3.5 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$  sinken die Fehler auf  $-4.2 \%$  (Beladung) bzw.  $-0.3 \%$  (Entladung). Die Schicht 4 schließt an die Speicherunterseite an und besteht entsprechend der Bohrkerne aus dolomitischem Gestein. Dolomitisches Gestein hat aufgrund von Auswaschungen der leicht löslichen Mineralbestandteile eine unregelmäßige Struktur und daher eine anisotrope Wasserdurchlässigkeit. Die niedrigeren Fehler der Wärmemengen bei einer erhöhten Wärmeleitfähigkeit der Schicht 4 können durch eine gegenüber dem Referenzfall höhere Wärmeleitfähigkeit des anstehenden Bodens verursacht sein. Sie können aber auch ein Hinweis auf eine Grundwasserströmung im Untergrund sein. Bei der Variation der Wärmeleitfähigkeit und der Wärmekapazität des Erdreichs im Speicherbereich werden die niedrigsten Fehler bei einer Wärmeleitfähigkeit von  $2.5 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$  und bei Wärmekapazitäten von  $2.5$  bis  $3.0 \text{ MJ}/(\text{m}^3\cdot\text{K})$  erreicht. Die Wärmekapazität liegt damit im Bereich der Annahme, während die Wärmeleitfähigkeit ca.  $10 \%$  höher ist, als angenommen wurde. Bei der Überprüfung des Pilotspeichers, bei dem zum damaligen Zeitpunkt niedrigere Temperaturen vorlagen, ergab eine Wärmeleitfähigkeit von  $2.2 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$  die beste Übereinstimmung zwischen Messung und Berech-

nung. Das Simulationsmodell kann nur eine konstante Wärmeleitfähigkeit (d. h. nicht in Abhängigkeit von der Temperatur) berücksichtigen. Da die Fehler durch die konstante Wärmeleitfähigkeit vergleichsweise gering sind, wurde von einer Änderung des Simulationsmodells abgesehen.

In Bild 4.2-8 ist die horizontale Temperaturverteilung im und um den Wärmespeicher jeweils am Ende des Quartals in einer Tiefe von 20 m dargestellt. Die Temperaturskala reicht von 0 °C (dunkelblau) bis 70 °C (dunkelrot). Es ist zum einen die Temperaturverteilung um die einzelnen Erdwärmesonden herum zu erkennen und zum anderen die Temperaturverteilung durch die Asymmetrie des Wärmespeichers sowie die Beeinflussung des umgebenden Erdreichs durch Wärmeverluste. Die höchsten Temperaturen werden am Ende der Beladesaison (Ende September) in der Mitte des Bereichs der 2. Ausbaustufe des Wärmespeichers erreicht. In Bild 4.2-8 unten rechts ist zu erkennen, dass der Wärmespeicher entladen wird: die Temperatur in und direkt um die Erdwärmesonden herum ist niedriger als das umgebende Erdreich.



**Bild 4.2-8: Konturplot - Temperaturen im horizontalen Schnitt durch den Wärmespeicher in einer Tiefe von 20 m am Ende jedes Quartals**

Nach dem Abschluss der Parametervariation wurde der Wärmespeicher mit den angepassten Parametern nachgerechnet. Es wurden dabei die in Tabelle 4.2-2 angegebenen Werte verwendet. Die Ergebnisse der Varianten 1, 3 und 5 sind annähernd gleich, während bei den Varianten 2 und 4, bei denen die Wärmeleitfähigkeit der zweiten Schicht (=Wärmedämmung)  $0.1 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$  betrug, die Beträge der Fehler für die Entladewärmemenge deutlich höher sind. Die Auswertung ergibt für den Wärmespeicher folgende Parameter:

- Wärmeleitfähigkeit der Schicht 2 (Dämmung)  $0.08 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$
- Wärmeleitfähigkeit der Schicht 3 (Speicherbereich)  $2.3\text{-}2.4 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$
- Wärmeleitfähigkeit der Schicht 4 (unter dem Wärmespeicher)  $3.0\text{-}3.25 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ .

Tabelle 4.2-2: Zusammenfassende Parametervariation und Ergebnisse für den Wärmespeicher

	Einheit	Ref.	1	2	3	4	5
Wärmeleitfähigkeit Schicht 2	W/(m·K)	0.06	0.08	0.1	0.08	0.1	0.08
Wärmeleitfähigkeit Schicht 3	W/(m·K)	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4
Vol. Wärmekapazität Schicht 3	MJ/(m <sup>3</sup> ·K)	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85
Wärmeleitfähigkeit Schicht 4	W/(m·K)	2.5	3.0	3.0	3.25	3.25	3.0
Fehler Beladewärmemenge	%	-4.7	-3.5	-3.1	-3.3	-2.9	-3.0
Fehler Entladewärmemenge	%	1.7	-1.8	-3.4	-2.2	-3.9	-2.3

#### 4.2.5. Zusammenfassung und Ausblick

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.

#### 4.2.6. Literatur

- [1] TRNSYS, A Transient System Simulation Program, Version 16, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin – Madison, 2005
- [2] Pahud D., Fromentin A., Hadorn J.-C., The Superposition Borehole Model for TRNSYS (TRNSBM), User Manuel, Internal Report, LASEN-EPFL, Lausanne CH, 1996
- [3] Pahud D., BOR, Borehole Pre-Processor for TRNVDST in TRNSYS, Department of Mathematical Physics, University of Lund, Lund/Sweden, 1997
- [4] VDI 4640, Thermische Nutzung des Untergrundes, Unterirdische Thermische Energiespeicher, Blatt 3, Juni 2001
- [5] Hellström G., Sanner, B., Earth Energy Designer EED, Vers. 2.0, 10/2000
- [6] Benner M., Bodmann M., Mangold D., Nußbicker J., Raab S., Schmidt T., Seiwald H., Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher (Nov. 1998 bis Jan. 2003) Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben 0329606S

### **4.3. Rechnerische Untersuchung und Optimierung von Heißwasser-Wärmespeichern**

#### **4.3.1. Einleitung**

Innerhalb der Vorhabenslaufzeit wurden CFD-Softwaretools zur Nachrechnung, Analyse und Optimierung von Heißwasser-Wärmespeichern eingesetzt. Es konnten Erfahrungen zum notwendigen Detaillierungsgrad bei der Modellierung, den zu verwendenden Modellansätzen (Turbulenzbehandlung) sowie die Eignung der erstellten Modelle zur Berechnung von Temperatur- und Geschwindigkeitsfeldern im Speicherinneren gesammelt werden. Die vorhandene Messdatenbasis der SUN-Pilotanlagen stellte die Grundlage für die Verifizierung der numerischen Modelle dar. Es wurde zudem ein auf CFD-Berechnungen basierendes Charakterisierungsschema für Heißwasser-Wärmespeicher entwickelt, welches Kennzahlen (storage evaluation numbers SEN) basierend auf dem 1. und 2. Hauptsatz der Thermodynamik verwendet. Diese Bewertungsmethode wurde eingesetzt, um die Einflüsse verschiedener 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 [1-7] veröffentlicht und stellen die Grundlage für eine von Varghese Panthaloorkaran abgeschlossene Dissertation dar. Im Folgenden werden einige Aspekte der durchgeführten Forschungsarbeiten vorgestellt.

#### **4.3.2. Motivation**

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.

### **4.3.3. Kalibrierung und Validierung von CFD-Modellen für Heißwasser-Wärmespeicher**

Die Anwendung des Werkzeugs „CFD“ erfordert dessen Kalibrierung, bevor es dazu verwendet werden kann, Strömungsszenarien zu simulieren, um nützliche Hinweise für ein verbessertes Design zu erhalten. Besonders die verfügbaren Turbulenzmodelle, die zur Beschreibung der thermischen Mischvorgänge an den Ein- und Auslassquerschnitten des Wärmespeichers zu verwenden sind, müssen die Effekte der geschichteten Umgebungsbedingung wiedergeben, welche die Turbulenzproduktion und –dissipation beeinflussen.

#### **4.3.3.1. Benchmark-Laborversuche**

Laborversuche wurden so konzipiert, dass der Beladevorgang eines Wärmespeichers nachgebildet werden kann, der mit einem konstanten, durch ein Kollektorfeld erwärmten Fluidmassenstrom erfolgt. Die Temperatur des Belademassenstroms kann im Bereich von (335-355) K variieren. Damit können variable Kollektoraustrittstemperaturen infolge schwankender Solarstrahlung berücksichtigt werden. Als Wärmespeicher dient ein aus galvanisiertem Stahl gefertigter zylindrischer Tank (Wanddicke 5 mm, Innendurchmesser 0.32 m, Höhe 0.59 m), der außen wärmegeämmt ist (Wärmeleitfähigkeit 0.038 W/(m K), Dicke 2 cm) und dessen Zu- und Ablauf achsensymmetrisch am Deckel und Boden des Tanks angeordnet sind, vgl. Bild 4.3-1. Die Beladung erfolgt durch ein isoliertes Messingrohr mit einem Innendurchmesser von 0.124 m, welches 5 cm vom Deckel in das Tankinnere ragt.



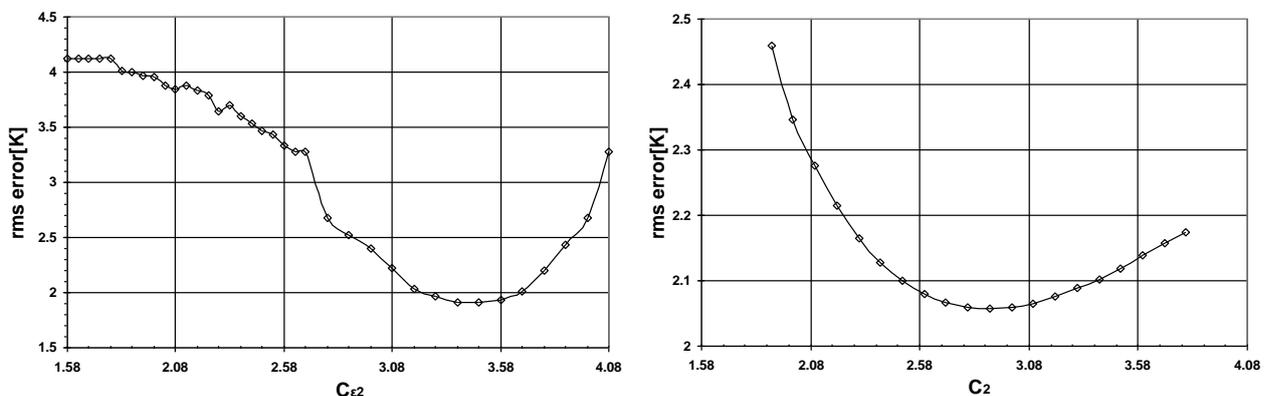
**Bild 4.3-1: Versuchsaufbau – Benchmark Versuch**

Der Wasserspiegel im Tank steht mit der Atmosphäre in Verbindung und wird während der Versuche konstant gehalten. Neun gegen ein Standard-Pt-25 Widerstandsthermometer kalibrierte Thermoelemente dienen dazu, die senkrechte thermische Schichtung im Wassertank während einer Beladezeit von dreißig Minuten punktuell zu messen. Die Beladung erfolgt mit vier verschiedenen Massenströmen im Bereich von 20 bis 50 l/h, wodurch sich Reynolds-Zahlen am Eintritt in den Wassertank von 1500, 2500, 3000 und 3500 ergeben. Der Wärmespeicher wird anfänglich mit kaltem Wasser von etwa 293.15 K gefüllt und danach für ca. 30 Minuten nicht beladen, wodurch ein Abklingen aller wandnahen Fluidbewegungen erreicht wird. Die anschließende Beladung von 30 min. erfolgt mit einem heißen Wasserstrahl. Alle Temperatur- und Durchfluss-Messdaten werden automatisiert erfasst. Der bei der Temperaturmessung mit Thermoelementen resultierende Fehler wird mit  $\pm 0.2$  K abgeschätzt. Der durchschnittliche Kalibrierungsfehler des Durchflussmessers beträgt  $\pm 3$  %.

### **4.3.3.2. Kalibrierung von Turbulenzmodellen**

Numerische Berechnungen wurden durchgeführt, um die Ergebnisse der Laborversuche mit Hilfe des kommerziellen CFD-Programms FLUENT Version 6.1.18 nachzubilden. Zur Modellierung des Turbulenzfeldes wurde das RNG  $k$ - $\epsilon$  Eddy-Viskositätsturbulenzmodell [1] und das Realizable  $k$ - $\epsilon$ -Turbulenzmodell [2]

berücksichtigt. Beide Modelle tragen der Auswirkung der Schwerkraft auf die Turbulenzentwicklung durch einen auftriebskraftabhängigen Quellenausdruck in der Gleichung für die turbulente kinetische Energie ( $k$ ) Rechnung. Das Auftriebskraftfeld kann die Turbulenzentwicklung verbessern oder reduzieren, je nachdem ob das Wärmespeicherfluid in Richtung oder entgegengesetzt zur Auftriebskraft strömt. Die erwähnten Turbulenzmodelle sind standardmäßig so eingestellt, dass homogene turbulente Strömungen gut wiedergegeben werden können. Versuchsergebnisse und direkte numerische Simulationen (DNS) zeigen, dass z.B. die Dissipationsrate ( $\varepsilon$ ) in thermisch geschichteten turbulenten Strömungen im Gegensatz zu homogenen turbulenten Strömungen abnimmt, weshalb eine Kalibrierung der Modelle erforderlich ist. Dazu wurden Koeffizienten, die zur Beschreibung der Dissipation von  $\varepsilon$  in der  $\varepsilon$ -Gleichung des RNG und Realizable  $k$ - $\varepsilon$ -Modells ( $C_{\varepsilon 2}$  und  $C_2$ ) systematisch vergrößert, das Temperaturfeld für die Laborversuchsanordnung numerisch berechnet und mit den Messergebnissen verglichen. Die Variationen der mittleren Fehlerquadrate für die Abweichung zwischen Messung und Rechnung ist in Bild 4.3-2 gezeigt. Für die kalibrierten Koeffizienten, die in der  $\varepsilon$ -Gleichung des RNG  $k$ - $\varepsilon$ -Modells ( $C_{\varepsilon 2}$ ) und des Realizable  $k$ - $\varepsilon$ -Modells ( $C_2$ ) auftreten, ergeben sich Werte von 3.4 bzw. 2.9 gegenüber den Standardwerten von 1.68 bzw. 1.9.



**Bild 4.3-2: Kleinste Fehlerquadrate (root mean square: rms) links: Kalibrierung von  $C_{\varepsilon 2}$  (RNG  $k$ - $\varepsilon$  Modell) und rechts: Kalibrierung von  $C_2$  (Realizable  $k$ - $\varepsilon$  Modell)**

Eine weitere Anpassungsmöglichkeit von Turbulenzmodellen an reale Gegebenheiten besteht hinsichtlich der Verwendung modifizierter Definitionen für die turbulente Prandtl-Zahl  $Pr_t$ , mit deren Hilfe der turbulenten Diffusion von Temperatur bei thermischer Schichtung Rechnung getragen werden kann. Gegenüber dem RNG

k-ε Turbulenzmodell, welches eine analytisch abgeleitete Funktion für das turbulente Diffusionsvermögen [1] verwendet, berücksichtigt das Realizable k-ε Turbulenzmodell standardmäßig nur konstante Werte für  $Pr_t$ . Durch Verwenden eines von Kays [4] angegebenen Ansatzes

$$Pr_t = 0,7/Pe_t + 0.85 \quad (1)$$

mit

$$Pe_t = (\eta_t / \eta) \cdot Pr \quad (2)$$

als turbulenter Peclet Zahl,  $\eta_t$  als turbulenter Viskosität,  $Pr$  als molekularer Prandtl-Zahl und  $\eta$  als dynamischer Viskosität konnte eine Verbesserung der Simulationsergebnisse erzielt werden. Ein Vergleich zwischen den kalibrierten Turbulenzmodellen zeigt Vorteile des Realizable k-ε Modells gegenüber dem RNG k-ε Turbulenzmodell bei der Vorhersage des vorliegenden thermo-fluiddynamischen Verhaltens.

#### **4.3.3.3. Kalibriertes CFD-Modell**

Die Reynolds-gemittelten Navier-Stokes-Gleichungen, gekoppelt mit den modifizierten k-ε Turbulenzmodellen wurden unter Berücksichtigung von Anfangs- und Randbedingungen numerisch mit FLUENT gelöst. Während für die Zeitdiskretisierung ein Verfahren erster Ordnung (Zeitschrittweite 1s) verwendet wird, erfolgt die Ortsdiskretisierung der Erhaltungsgleichungen für Masse, Impuls, Energie, turbulenter kinetischer Energie und turbulenter Dissipationsrate mit einem Verfahren 2. Ordnung. Die durch Kalibrierung der Turbulenzmodelle erzielbare Genauigkeitsverbesserung bei der Ergebnisvorhersage gegenüber Modellen mit Standardeinstellung wird in Bild 4.3-3 am Beispiel des RNG k-ε Modells verdeutlicht.

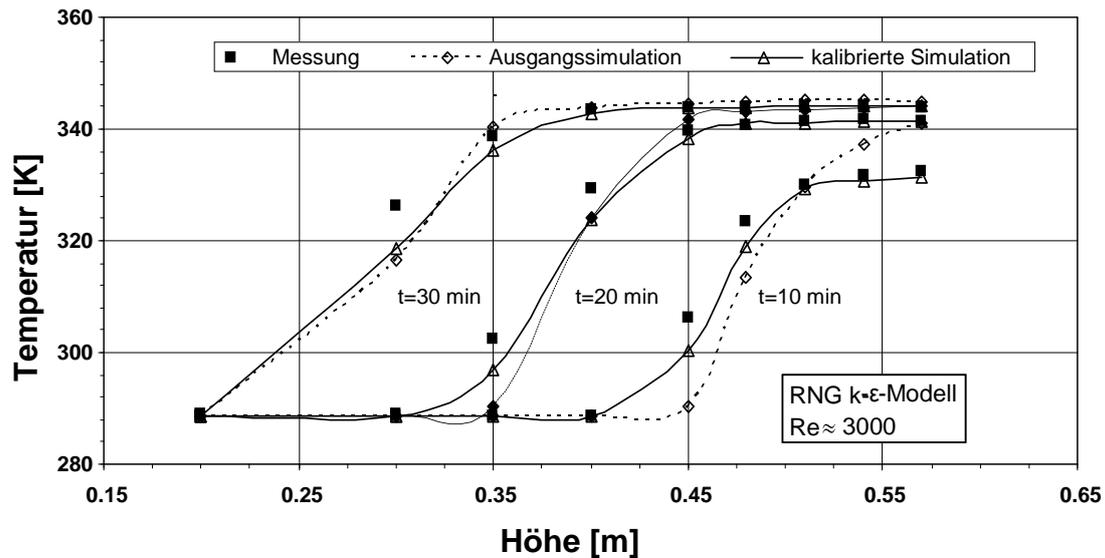
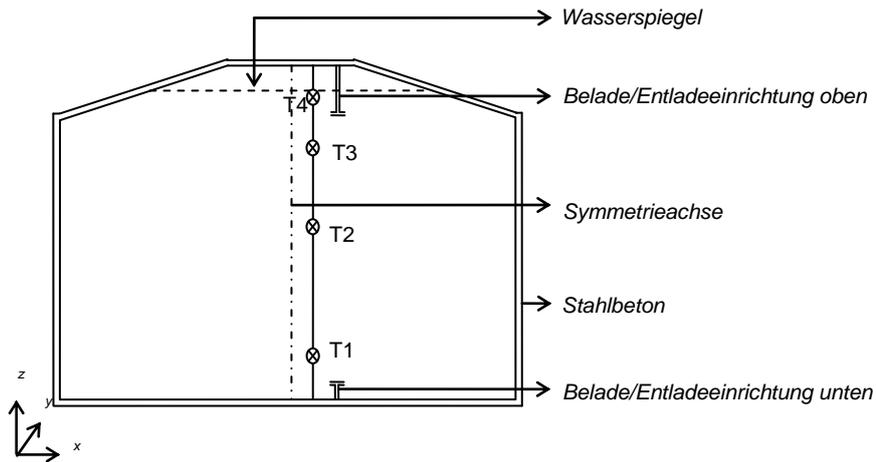


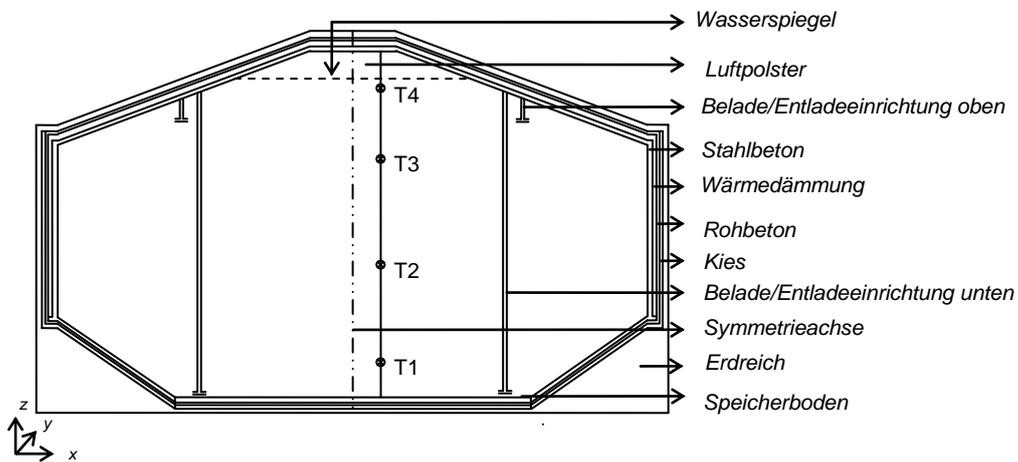
Bild 4.3-3: Vergleich von Rechenergebnissen (Standard- und kalibriertes RNG k-ε Modell) mit Messwerten

#### 4.3.3.4. Validierung anhand Messdaten ausgeführter Anlagen

Zur Überprüfung des erstellten CFD-Modells wurde dieses für die Simulation des thermischen Verhaltens zweier großer Heißwasser-Langzeit-Wärmespeicher (HWLWS) im Bestand eingesetzt. Es handelt sich dabei um die in Bild 4.3-4 und Bild 4.3-5 gezeigten HWLWS des solar unterstützten Nahwärmesystems in Hannover-Kronsberg (Speichervolumen ca. 2500 m<sup>3</sup>) und Friedrichshafen-Wiggenhausen (ca. 12000 m<sup>3</sup>). Die in den Bild 4.3-4 und Bild 4.3-5 gezeigte Geometrie stellt gleichzeitig das Berechnungsgebiet für die numerische Simulation dar, wobei durch Ausnutzung der Achsensymmetrie lediglich eine Speicherhälfte berücksichtigt werden musste. Als Randbedingungen für die CFD-Simulation wurden gemessene zeitabhängige Fluidtemperaturen und Geschwindigkeiten am Eintritt in den Wärmespeicher aufgeprägt. Für den Auslass des Wärmespeichers wurde eine Standard-Outflow-Randbedingung vorgegeben.



**Bild 4.3-4: Skizze des Hannover-Kronsberg – Heißwasser-Langzeit-Wärmespeichers**



**Bild 4.3-5: Skizze des Friedrichhafen-Wiggenhausen – Heißwasser-Langzeit-Wärmespeichers**

Die Simulation für Hannover-Kronsberg wurde für einen Zeitraum von fünf Stunden beim Beladen zwischen 10:05 Uhr und 15:05 (30. Mai 2003) durchgeführt. Der Wärmespeicher ist dabei im Rahmen seines jährlichen Betriebs nahezu vollständig beladen. Die Simulation für den Friedrichhafen-Wiggenhausen – Heißwasser-Langzeit-Wärmespeicher wurde zu Beginn der jährlichen Beladephase für den 4. März 2004 durchgeführt und berücksichtigt sieben Stunden während des Beladens sowie sechs Stunden, während denen der Wärmespeicher entladen wird.

Der Vergleich zwischen gemessenen und simulierten Temperaturen für die beiden untersuchten Wärmespeicher (vgl. Bild 8) zeigt eine sehr gute Übereinstimmung.

Das kalibrierte CFD-Modell scheint gut geeignet zu sein, um die thermische Schichtung in großen Heißwasser-Langzeit-Wärmespeichern quantitativ beschreiben zu können, womit ein Einsatz für weitergehende Designuntersuchungen und Optimierung gerechtfertigt ist. Dies ist wichtig und empfohlen, da Optimierung basierend auf Labor- oder Feldversuchen aufgrund von Größe und Betriebsweise dieser Speicherbauwerke unpraktisch und teuer ist.

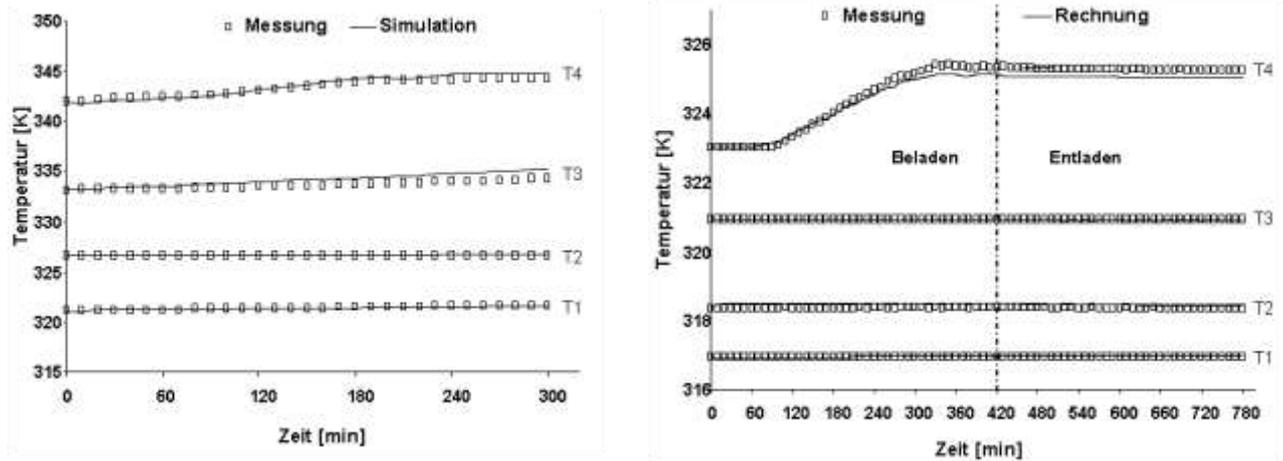
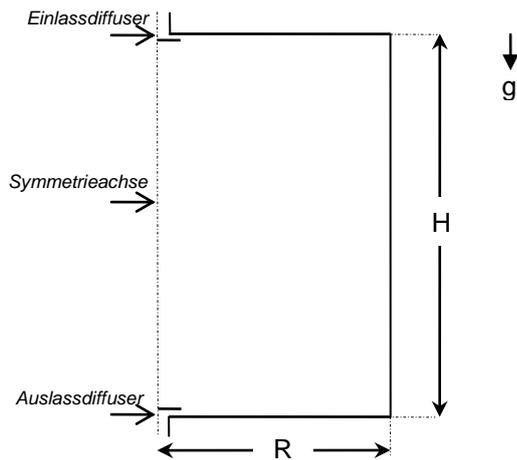


Bild 4.3-6: Vergleich von Messung und Rechnung (links Hannover-Kronsberg-HWLWS, rechts Friedrichshafen-Wiggenhausen-HWLWS)

Um Auswirkungen eines geänderten Designs nicht allein durch Simulationsrechnungen über einen längeren Berechnungszeitraums verifizieren zu müssen, wurde ein auf Prinzipien des 1. und 2. Hauptsatzes basierendes Beurteilungsschema entwickelt. Mit diesem Beurteilungsschema können vergleichende Bewertungen unterschiedlicher Designmerkmale (z.B. Änderungen von Be- und Entladeeinrichtungen) basierend auf der damit zu erwartenden Entropieerzeugung ermöglicht werden.

#### 4.3.4. Neues Beurteilungsschema für Heißwasser-Wärmespeicher mit Temperaturschichtung

Für die Herleitung eines allgemeinen Bewertungsschemas wurde von dem in Bild 9 gezeigten allgemeinen Aufbau eines Heißwasser-Wärmespeichers ausgegangen.



**Bild 4.3-7: Schematischer Aufbau eines Heißwasser-Langzeit-Wärmespeichers**

Ein idealer Heißwasser-Wärmespeicher sollte so ausgelegt werden, dass das Beladen, Entladen und Speichern mit der maximalen Energiemenge (1. Hauptsatz) möglich ist und dabei die geringst mögliche Entropieerzeugung (2. Hauptsatz) auftritt. Mit dem Begriff "Energieantwort" (energy response) kann die Änderung der gespeicherten (inneren) Energie oder die Energiemenge, welche dem Wärmespeicher während eines Zeitintervalls entzogen wird, bezeichnet werden. Je größer die Änderung der gespeicherten Energie oder der entzogenen Energie, desto größer (besser) ist die Energieantwort. Der Be- und Entladevorgang eines Heißwasser-Wärmespeichers ist thermodynamisch vergleichbar und unterscheidet sich grundlegend vom Prozess der Speicherung. Beim Be- bzw. Entladevorgang tritt eine große Energieantwort und eine kleine Entropieerzeugung auf. Im Gegensatz dazu sind die Anforderungen an einen effizienten Speichervorgang eine kleine Energieantwort und eine geringe Entropieerzeugung durch Irreversibilitäten. Aufgrund dieser unterschiedlichen Anforderungen beim Beladen/Entladen und Speichern hinsichtlich der Energieantwort ist es sinnvoll, zwei voneinander unabhängige Wirkungsgrade für die Bewertung des Belade-/Entladevorgangs und des Speichervorgangs zu definieren. Die Herleitung dieser Wirkungsgrade wird im Folgenden gezeigt.

Die Entropieänderung eines System  $\Delta S_{12}$  während einer beliebigen Zustandsänderung von 1 nach 2 setzt sich aus einem Anteil  $\Delta s_{\text{ext}}$ , der die

Wechselwirkung des Systems mit der Umgebung berücksichtigt, und der durch Irreversibilitäten verursachten inneren Entropieerzeugung  $\Delta s_{\text{int}}$  zusammen:

$$\Delta s_{12} = \Delta s_{\text{ext}} + \Delta s_{\text{int}} \quad (3)$$

Für einen thermischen Energiespeicher, der bei konstantem Druck mit einem inkompressiblen Arbeitsmittel, dessen spezifische Wärmekapazität  $c$  näherungsweise temperaturunabhängig ist, resultiert

$$\Delta s_{12} = s_1 - s_2 = c \ln \frac{T_2}{T_1} \quad (4)$$

Gl. (4) ist gültig für jeden Prozess, bei dem ein System ausgehend vom thermodynamischen Gleichgewichtszustand 1 in den Gleichgewichtszustand 2 übergeführt wird, unabhängig davon, auf welchem Weg die Zustandsänderung erfolgt. Zur vereinfachten Schreibweise wird  $\Delta s_{12}$  nachfolgend abgekürzt als  $\Delta s$  bezeichnet. Die gesamte Entropieänderung eines Systems kann durch Integrieren der spezifischen Entropieänderungen über das System ermittelt werden. Eine Integration entspricht dem Aufsummieren von spezifischen Entropieänderungen, welche in verschiedenen Teilbereichen des Gesamtsystems auftreten, multipliziert mit der Masse der Teilbereiche. Letzteres ist erforderlich, da die Entropie eine extensive und somit von der Größe des Systems abhängige Systemeigenschaft darstellt:

$$\Delta S = \int_V \rho \Delta s dV \approx \sum_{i=1}^n m_i \Delta s_i \quad (5)$$

Gl. (5) ermöglicht die Bestimmung der Gesamtentropieänderung eines Systems in Verbindung mit CFD-Simulationen, bei denen das gesamte Berechnungsgebiet in  $n$  kleine Teilelemente bzw. -volumen unterteilt (diskretisiert) wird. Bei einem Beladevorgang eines thermischen Energiespeichers nimmt die Gesamtentropie  $\Delta S$

zu, falls die durch Wärmeverluste verursachte Entropieänderung  $\Delta S_{\text{ext}}$  (vgl. Gl. (3)) vernachlässigbar ist. Demgegenüber kann die Entropieänderung beim Entladen zunehmen, abnehmen oder konstant bleiben, je nach Größenordnung von  $\Delta S_{\text{ext}}$  und  $\Delta S_{\text{int}}$ . Ganz allgemein kann  $\Delta S_{\text{int}}$  entweder gleich Null - im Falle einer reversiblen Zustandsänderung - oder größer als Null - im Fall eines irreversiblen Prozesses - sein. Zur Definition einer für die Beurteilung von thermischen Energiespeichern geeigneten Größe, die von der Entropieerzeugung  $\Delta S_{\text{int}}$  abhängt, ist es erforderlich  $\Delta S_{\text{int}}$  in Gl. (3) zu separieren, wozu wie folgt vorgegangen wird:

$\Delta S_{\text{real}}$  sei die gesamte Entropieänderung eines thermischen Energiespeichers zu einem beliebigen Zeitpunkt an dem die Entropiebetrachtung während des Beladens, Entladens oder der Energiespeicherung durchgeführt wird. Für diesen Zeitpunkt sei angenommen, dass das System nicht in Wechselwirkung mit der Umgebung tritt. Man betrachtet somit einen „eingefrorenen“ Momentanzustand, wodurch die äußere Entropieänderung  $\Delta S_{\text{ext}}$  zu null wird. Die gesamte Entropie des Systems wird dann durch irreversible interne Mischungsvorgänge verursacht, die zum Zeitpunkt der Betrachtung auftreten. Die Entropieänderung wird bestimmt zwischen solchen Momentanzuständen und es gilt

$$\Delta S_{\text{real}} = \Delta S_{\text{int, real}} \quad (6)$$

Ausgehend von einem derartigen momentanen Systemzustand kann die gespeicherte Energie entsprechend der Temperatur fiktiv neu geordnet werden: Im oberen Speicherbereich soll die höchste Temperatur des realen momentanen Systemzustandes einheitlich herrschen. Dieser Speicherbereich sei adiabat von einem darunterliegenden Bereich abgetrennt, in dem die minimale Temperatur des realen momentanen Systemzustandes einheitlich vorherrscht. Die Grenze zwischen den beiden unterschiedlichen Speicherbereichen mit unterschiedlichen konstanten Temperaturen stellt sich so ein, dass die gespeicherte gesamte (innere) Energie gegenüber dem realen momentanen Systemzustand unverändert bleibt. Dieser so entstandene fiktive Systemzustand soll als geschichtetes System bezeichnet werden:

$$\Delta S_{\text{stratified}} = \Delta S_{\text{int, stratified}} \quad (7)$$

Des Weiteren ist ein Systemzustand vorstellbar, bei dem die gleiche Energiemenge wie im realen momentanen Zustand vorliegt, der allerdings vollständig durchmischt ist und somit eine einheitliche Temperatur aufweist:

$$\Delta S_{\text{mixed}} = \Delta S_{\text{int, mixed}} \quad (8)$$

Unter Verwendung der Ansätze (6) – (8) lässt sich ein Faktor einführen, welcher zur Bewertung der Qualität der gespeicherten Energiemenge (2. Hauptsatz) herangezogen werden kann und als sogenannte „Entropieerzeugungsrate“  $R_{EG}$  bezeichnet wird:

$$R_{EG} = \frac{\Delta S_{\text{real}} - \Delta S_{\text{stratified}}}{\Delta S_{\text{mixed}} - \Delta S_{\text{stratified}}} \quad (9)$$

mit

$$\Delta S_{\text{mixed}} \geq \Delta S_{\text{real}} \geq \Delta S_{\text{stratified}} \quad (10)$$

Nachdem mit der Entropieerzeugungsrate der 2. Hauptsatz der Thermodynamik bei der Bewertung von Speichersystemen berücksichtigt werden kann, soll nachfolgend eine für die Energieantwort (1. Hauptsatz) geeignete Größe eingeführt werden:

Wie bereits erwähnt, wird eine große Energieantwort beim Be- und Entladen und eine kleine Energieantwort beim Speichervorgang erwartet. Beim Beladevorgang hängt die Energieantwort von der dem System zugeführten Netto-Energie und den Wärmeverlusten zur Umgebung hin ab. Beim Entladevorgang hängt die Energieantwort von der abgeführten Energie einschließlich Wärmeverlusten ab. Während des Speichervorgangs ohne Be- und Entladen resultiert die Energieantwort

ausschließlich aus den Wärmeverlusten an die Umgebung. Zur Definition einer Bewertungsgröße für die Energieantwort thermischer Energiespeicher wird ein fiktiver Referenzprozess mit der maximal möglichen Energieantwort eingeführt. Für diesen Referenzvorgang sei angenommen, dass z.B. beim Beladen heißes Arbeitsmittel vom Speicherdeckel einströmt, sich nach unten ausbreitet und dabei das schon im Wärmespeicher befindliche Arbeitsmittel - einem reibungsfrei beweglichem Kolben gleich - nach unten verdrängt. Beim Verdrängen treten keine Vermischungen auf. Der Entladevorgang läuft in umgekehrter Reihenfolge entsprechend ab. Solch ein idealer Referenzprozess verläuft reversibel und nach außen hin adiabat. Damit kann der folgende Faktor für die (prozentuale) Energieantwort gebildet werden:

$$E_R = \frac{\Delta E_{\text{real}}}{\Delta E_{\text{ideal}}} \quad (11)$$

und es gilt

$$\Delta E_{\text{real}} \leq \Delta E_{\text{ideal}} \quad \Delta E_{\text{real}} = E_{t2,\text{real}} - E_{t1,\text{real}} \quad \Delta E_{\text{ideal}} = E_{t2,\text{ideal}} - E_{t1,\text{ideal}} \quad (12)$$

Dabei ist  $\Delta E$  die Energieänderung eines Systems innerhalb eines spezifischen Zeitintervalls  $t_2-t_1$  für den Beladevorgang. Für den Entladevorgang wird  $\Delta E$  berechnet als die Energie, die im vorgegebenen Zeitintervall dem System entzogen wird. Abschließend muss ein idealer Referenzprozess auch für die Speicherung definiert werden. Ein ideal wärmegeämmter thermischer Energiespeicher ohne Wärmeverluste nach außen würde  $\Delta E=0$  ergeben und damit Gl. (10) unsinnig machen. Statt dessen wird ein thermischer Energiespeicher angenommen, bei dem ausschließlich Wärmeleitung im Speicherinneren auftritt. Dazu hat sich das Speichermedium (Arbeitsmittel) ähnlich einem Festkörper zu verhalten. Ansonsten werden die Wärmetransportvorgänge zur Umgebung hin wie beim realen Prozess berücksichtigt.

Damit lassen sich nun abschließend zwei zur Charakterisierung von thermischen Energiespeichern geeignete Kennzahlen definieren, die auf Prinzipien des 1. und 2. Hauptsatzes der Thermodynamik basieren und Speicherbewertungs-Kennzahlen (Storage Evaluation Numbers: SEN) genannt werden:

- Für Beladen und Entladen:

$$\eta_{\text{SEN1}} = \left[ 1 - \frac{R_{\text{EG}}}{E_{\text{R}}} \right] \cdot 100\% = \left[ 1 - \frac{\Delta S_{\text{real}} - \Delta S_{\text{stratified}}}{\Delta S_{\text{mixed}} - \Delta S_{\text{stratified}}} \cdot \frac{\Delta E_{\text{ideal,c}}}{\Delta E_{\text{real,c}}} \right] \cdot 100\% \quad (13)$$

- Für Speicherung:

$$\eta_{\text{SEN2}} = \left[ 1 - R_{\text{EG}} \cdot E_{\text{R}} \right] \cdot 100\% = \left[ 1 - \frac{\Delta S_{\text{real}} - \Delta S_{\text{stratified}}}{\Delta S_{\text{mixed}} - \Delta S_{\text{stratified}}} \cdot \frac{\Delta E_{\text{real,s}}}{\Delta E_{\text{ideal,s}}} \right] \cdot 100\% \quad (14)$$

Die Werte für  $\eta_{\text{SEN1}}$  and  $\eta_{\text{SEN2}}$  nehmen zu, wenn der Vorgang der Speicherung, des Be- und Entladens sich den jeweiligen idealen Referenzprozessen annähert. Damit stellen  $\eta_{\text{SEN1}}$  and  $\eta_{\text{SEN2}}$  sinngemäß Wirkungsgrade dar.

Die zwei 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 Temperaturentwicklung im Speicherinneren während des Speicherbetriebs. Diese Temperaturfeldinformation kann entweder experimentell oder mit numerischen Simulationen ermittelt werden. Die neue Charakterisierungsmethode ist ideal geeignet für eine CFD-unterstützte Design-Analyse. Dabei lässt sich die Temperaturfeld-Information, welche jederzeit im Verlauf einer CFD-Simulation verfügbar ist, direkt für eine SEN-Bewertung verwenden. Ausgehend von der zeitlichen Entwicklung der Temperaturverteilung aus CFD-Berechnungen, lassen sich zeitgemittelte SEN-Wirkungsgrade bestimmen und somit thermische Energiespeicher charakterisieren:

CFD Berechnung → SEN Berechnung → Bewertung thermischer Energiespeicher

#### 4.3.5. Beispiel für eine SEN-Analyse

Experimente und Simulationen, die an bzw. für kleine Heißwasser-Wärmespeicher durchgeführt wurden, zeigen, dass eine Zunahme des  $h/(2R)$ -Verhältnisses (vgl. Bild 4.3-9) zu einer Verbesserung des Speicherwirkungsgrades führt. Dieser Effekt ist besonders ausgeprägt für  $h/(2R) \leq 3$ . In der Praxis ist ein großes  $h/(2R)$ -Verhältnis für ganz oder auch teilweise erdvergrabene Heißwasser-Wärmespeicher aus wirtschaftlichen aber auch geophysikalischen Gründen (z.B. Vorhandensein von Grundwasserströmungen) nicht praktikabel. Dennoch soll die Sensitivität dieses Designparameters im Hinblick auf den SEN-Wirkungsgrad im Folgenden exemplarisch gezeigt werden. Dazu wurde das  $h/(2R)$ -Verhältnis im Bereich zwischen 0.5 – 3.0 variiert. Alle anderen Parameter des Heißwasser-Langzeit-Wärmespeichers wie Form, Speichergröße ect. sowie Anfangs- und Randbedingungen wurden konstant gehalten. Die SEN-Analyse soll nachfolgend für Be- und Entladevorgänge demonstriert werden. Da bei Langzeit-Wärmespeichern der Speichervorgang gegenüber den Be- und Entladevorgängen dominiert, sind die nachfolgenden Ergebnisse zur Bewertung von großen Pufferspeichern geeignet, jedoch nur bedingt auf saisonale Heißwasser-Wärmespeicher übertragbar.

Die zeitliche Entwicklung des SEN-Wirkungsgrades  $\eta_{SEN1}$ , der Entropieerzeugungsrate  $R_{EG}$  und der Energieantwort  $E_R$  während 12 Stunden des Beladens und 12 Stunden des Entladens ist in Bild 4.3-8 für ein  $h/(2R)$ -Verhältnis von 0.5 gezeigt.

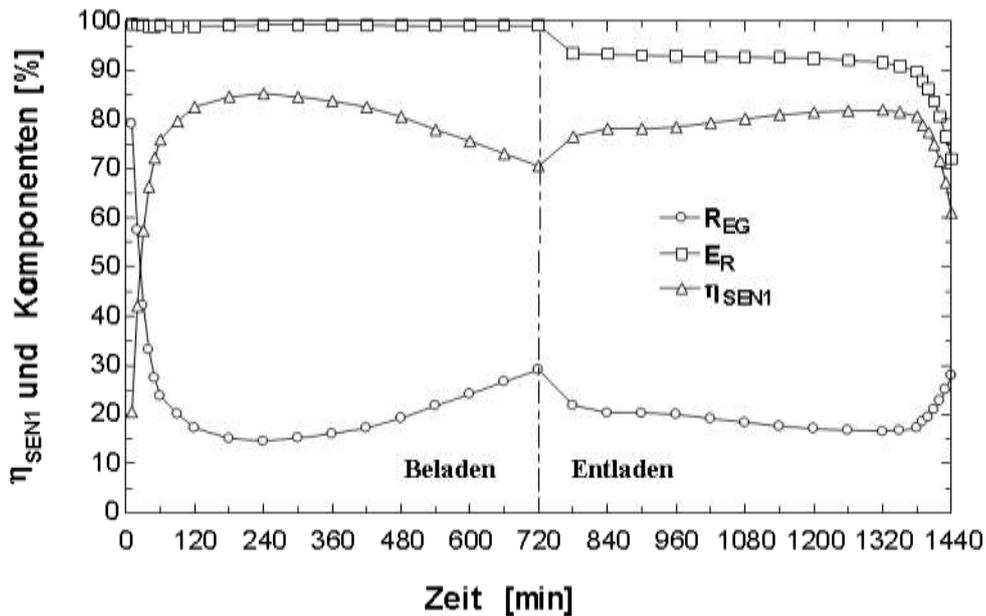


Bild 4.3-8: Entwicklung von  $\eta_{\text{SEN1}}$  und seiner Komponenten für  $h/(2R)=0.5$

Die Energieantwort  $E_R$  ist nahezu konstant während des Beladens, was bedeutet, dass lediglich ein Energieverlust durch den Auslass des Wärmespeichers auftritt. Während des Entladens des Wärmespeichers nimmt die Energieantwort zuerst kontinuierlich und dann zum Ende der Entladezeit hin rapide ab. Der Grund dafür ist eine thermische Vermischung des Wärmespeicherinhalts in der oberen Speicherregion. Die Entropieerzeugungsrate  $R_{EG}$  zeigt große Werte am Anfang des Beladens. Dies stimmt mit experimentellen Beobachtungen überein [8], wonach das thermische Vermischen zu Beginn des Beladens groß ist. Im weiteren Verlauf fällt  $R_{EG}$  zuerst und steigt dann mit zunehmender Beladungszeit wieder langsam an. Dieser Anstieg ist verursacht durch die Zunahme der Dicke der thermischen Trennschicht zwischen heißem oberem und kaltem unterem Speicherbereich, verursacht durch Wärmeleitung und turbulente Konvektion. Zu Beginn des Entladens fällt  $R_{EG}$  ab und nimmt dann im weiteren Verlauf kontinuierlich ab, bis am Ende der Entladeperiode ein starker Anstieg zu verzeichnen ist. Dieser Anstieg von  $R_{EG}$  zum Ende des Beladens kann durch die Tatsache erklärt werden, dass im oberen Bereich sich nun die thermische Trennschicht befindet, welche sich im Laufe des Gesamtprozesses (Laden und Entladen) ausgebildet hat. Der Verlauf von  $\eta_{\text{SEN1}}$  zeigt die kombinierten Effekte von  $R_{EG}$  und  $E_R$ .

In Bild 4.3-9 wird der zeitgemittelte  $\eta_{\text{SEN1}}$  – Wert in Abhängigkeit des  $h/(2R)$ -Verhältnisses dargestellt. Es zeigt sich, dass das Gesamtbetriebsverhalten von Heißwasser-Wärmespeichern während des kombinierten Be- und Entladens um 5 % verbessert werden kann durch eine Vergrößerung des Höhen/Durchmesser-Verhältnisses von 0.5 auf 3. Bei einem Höhen/Durchmesserverhältnis von 1.5 wird bereits 75 % der maximal möglichen Verbesserung im Betriebsverhalten gegenüber den Verhältnissen bei  $H/(2R)=0.5$  erzielt.

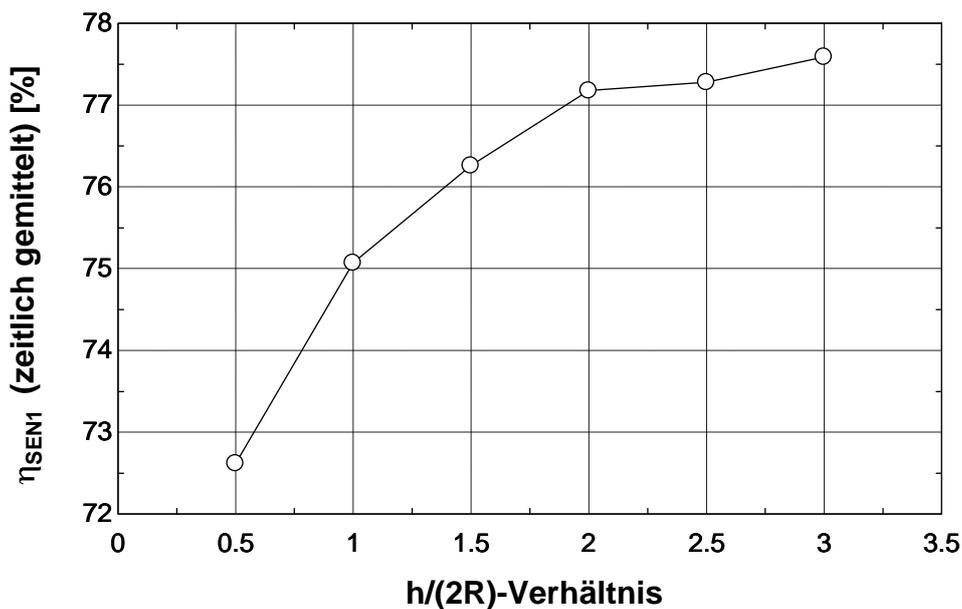


Bild 4.3-9: Zeitgemittelter  $\eta_{\text{SEN1}}$ -Wert in Abhängigkeit des  $h/(2R)$ -Verhältnisses

#### 4.3.6. Zusammenfassung

Durch die innerhalb der Vorhabenslaufzeit 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 Temperaturlausbreitung 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 verschiedener 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 [3].

#### 4.3.7. Literatur

- [1] Panthaloakaran V., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., CFD-unterstütztes Design von Heißwasser-Langzeit-Wärmespeichern, 16. Symposium Thermische Solarenergie 17.05.-19.5.2006, Seiten 383 -389, OTTI, Regensburg, ISBN 3-934681-45-X.
- [2] Panthaloakaran V., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., CFD-based design and characterization of hot water seasonal heat store, Proceedings of Ecostock, The 10<sup>th</sup> International Conference on Thermal Energy Storage, The Richard Stockton College of New Jersey, May 31 – June 2, 2006.
- [3] Panthaloakaran V., CFD-assisted characterization and design of hot water seasonal heat stores, Diss. Universität Stuttgart 2007, ISBN 978-3-8322-6189-4.
- [4] Panthaloakaran V., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., A new method of characterization for stratified thermal energy stores, Solar Energy 81 (2007), pp. 1043-1054.
- [5] Panthaloakaran V., El-Amin M. F, Heidemann W., Müller-Steinhagen H., Calibrated models for simulation of stratified hot water heat stores, Int. J. Energy Res. 32 (2008), pp. 661-676.
- [6] Panthaloakaran V., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., The effect of momentum diffusers and flow guides on the efficiency of stratified hot water seasonal heat stores, Int. J. Energy Res. 32 (2008), pp. 911-925.
- [7] Panthaloakaran V., El-Amin M. F, Heidemann W., Müller-Steinhagen H., Calibrated models for simulation of stratified hot water heat stores, Int. J. Energy Res. 32 (2008), pp. 661-676.
- [8] Baines W.D., Martin W.W., Smith D.M., Development of stratification in a rectangular tank by horizontal inflow. Journal of Fluids Engineering 105, 59-64, 1983.

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

### **4.4.1. Einleitung**

Der Inhalt des folgenden Abschnitts basiert teilweise auf einer Veröffentlichung von Fabian Ochs [1]. Weiterführende Beschreibungen und Untersuchungen, im Speziellen der Vergleich unterschiedlicher Wärmespeichermodelle sind in [2] zu finden. Die Autoren bedanken sich beim IGS, Uni Braunschweig, für das zur Verfügung stellen der Messdaten des Behälterspeichers in Hannover-Kronsberg.

### **4.4.2. Motivation**

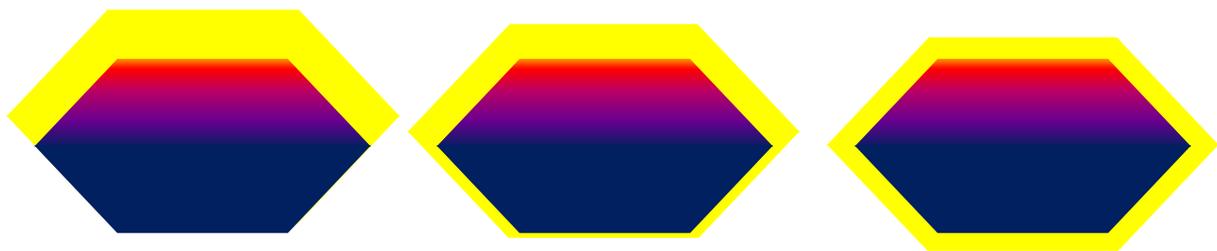
Bis heute wurden in Deutschland über zehn Forschungs- und Pilotprojekte mit Langzeit-Wärmespeicher für solar unterstützte Nahwärmesysteme realisiert. International sind ca. 30 Projekte dokumentiert, die überwiegend in Europa und dort in den skandinavischen Ländern betrieben werden. Durch diese Projekte 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 [3], [4] und [5]. 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 (vgl. 1. [6]) gegenüber dem bei der Planung als konstant angenommen Wert auf Basis der DIN 4108 [7] 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 [8] verwendet.

Generell besteht die Forderung die Investitionskosten zu minimieren. Dabei kann z.B. wie folgt vorgegangen werden: Bei vorgegebenem Budgets muss eine bestimmten Menge Wärmedämmung auf Boden, Seitenwand und Deckel des Wärmespeichers mit dem Ziel der Minimierung der Wärmeverluste verteilt werden. Verschiedene Möglichkeiten sind in Bild 4.4-1 skizziert.



**Bild 4.4-1: Optimale Verteilung der Wärmedämmung in Abhängigkeit von den Systemparametern (Speichertemperatur, thermische Schichtung sowie Zyklenzahl) und den Randbedingungen (Bodenparameter, Grundwasser)**

Die optimale Verteilung der Wärmedämmung hängt maßgebend von den Systemparametern (Speichertemperatur und Temperaturschichtung sowie Zyklenzahl CN) und von den Randbedingungen (Bodenparameter, Grundwasser) ab. Die Zyklenzahl ist definiert als ausgespeicherte Wärmemenge im Verhältnis zur maximal speicherbaren Wärmemenge und liegt bei saisonalen Wärmespeichern im Bereich zwischen 1 und 2.

$$CN = \frac{Q_{S,out}}{Q_{S,max}} \quad (15)$$

In diesem Beitrag wird untersucht, ob die Qualität der vorhandenen Wärmespeicher-Modelle ausreichend ist, um erdvergrabene saisonale Wärmespeicher realitätsnah abbilden zu können. Es soll dabei gezeigt werden, mit welchen Vereinfachungen noch akzeptable Ergebnisse erzielt werden können und welche Annahmen und Vereinfachungen nicht tolerierbare Fehler bei der Berechnung der Verluste eines erdvergrabenen Wärmespeichers zur Folge haben. Darauf aufbauend sollen Verbesserungsvorschläge aufgezeigt werden.

### **4.4.3. Berechnungsmodelle**

Für die Abbildung des thermo-hydraulischen Verhaltens lassen sich prinzipiell Fein- und Grobstrukturmodelle einsetzen. Feinstrukturmodelle oder CFD-Modelle ermöglichen eine geometrisch exakte, fein aufgelöste 3D Abbildung der Speicherstruktur sowie eine Berücksichtigung aller in Realität vorkommenden Wärmetransportvorgänge. Feinstrukturmodelle erfordern die Lösung partieller Differentialgleichungssysteme für die interessierenden physikalischen Größen wie Temperatur, Druck und Geschwindigkeit. Aufgrund des sehr großen Rechenaufwands können mit CFD-Simulationen keine Jahressimulationen von Langzeit-Wärmespeichern durchgeführt werden. Nachteilig ist zudem, dass jede Geometrieänderung eine aufwändige Rechengittergenerierung nach sich zieht.

In [18] wurden Kies-Wasser-Wärmespeicher am Beispiel Chemnitz und in [19] Heißwasser-Wärmespeicher (Friedrichshafen, Hannover) mittels CFD-Berechnungen untersucht. Instationäre Berechnungen der Strömungsvorgänge in Langzeit-Wärmespeichern sind zudem in [16] zu finden.

Grobstrukturmodelle verwenden zur Berechnung abhängig von der vorliegenden Aufgabenstellung vereinfachende Annahmen bei Geometrie, Stoffwerten und Randbedingungen, wodurch sich der Rechenaufwand stark reduzieren lässt.

Die Simulationsumgebung TRNSYS verwendet eine umfangreiche Sammlung von Grobstrukturmodellen zur Beschreibung von Solarkollektoren, Wärmespeichern,

Rohrleitungen, Kessel und ggf. Wärmepumpe. Weitere kommerzielle Simulationsumgebungen auf Basis von Grobstrukturmodellen sind MINSUN [13], SMILE [15] oder SIMSIS, die allerdings für wissenschaftliche Zwecke weniger geeignet sind, vgl. [14] bzw. [15]. Carnot für Matlab/Simulink, welches vom Solarinstitut Jülich entwickelt wurde, ist möglicherweise eine interessante Alternative. Im Vergleich zu TRNSYS ist der Benutzerkreis jedoch gering. Erfahrungen mit saisonalen Wärmespeichern sind nicht vorhanden.

Trotz der erwähnten Einschränkungen und Vereinfachungen von Grobstrukturmodellen sind derzeit für praxisrelevante Berechnungen keine besseren Simulationsumgebungen als TRNSYS vorhanden. Mit den vorhandenen Modellen gelingt es solar unterstützte Nahwärmesysteme für verschiedene Randbedingungen (meteorologische Daten, Lastprofile) bezüglich der Systemparameter und des Regelungsverhaltens auszulegen. Dimensionierungsvorschläge wie z.B. Verhältnis von Wärmespeichervolumen zu Kollektorfläche lassen sich dadurch ableiten. Die in TRNSYS vorhandenen Wärmespeichermodelle werden im Folgenden kurz charakterisiert und bewertet.

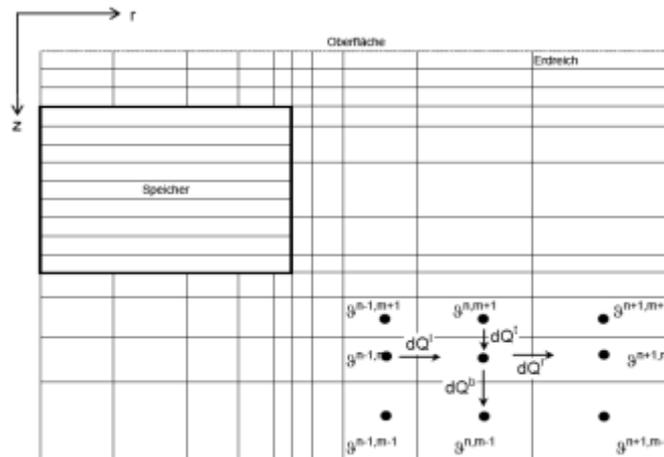
### **4.4.4. Speichermodelle in TRNSYS**

Für TRNSYS gibt es mehrere Modelle zur Berechnung von Wärmespeichern. Ein sehr flexibles Modell ist das Multiport-Store-Modell (Type 340, [9]). Wie bei der Mehrheit der TRNSYS-Speichermodelle kann das Multiport-Store-Modell nur für freistehende zylindrische Wärmespeicher verwendet werden. Für die Modellierung erdvergrabener Wärmespeicher stehen in TRNSYS zwei sogenannte Non-Standard-Types zur Verfügung. Das XST-Modell (TYPE 342, [10]) und das ICEPIT-Modell (TYPE 343, [11]).

#### **4.4.4.1. XST-Modell**

Das XST-Modell basiert auf dem SST/MST-Modell (Eftring and Hellström: SST-Modell [12] später durch Mazzarella erweitert zum MST-Modell [10]). Detaillierte Beschreibungen sind in [14] und [22] zu finden. Das XST-Modell erlaubt die

energetische Modellierung erdvergrabener zylindrischer Wärmespeicher. Das Wärmespeichervolumen wird in horizontale Segmente mit einheitlicher Temperatur innerhalb eines Volumensegments aufgeteilt. Dadurch kann lediglich eine vertikale Temperaturschichtung im Wärmespeicher berücksichtigt werden.



**Bild 4.4-2: Typisches FDM-Gitter des XST-Modells, radialsymmetrischer Zylinder**

In jedem Segment kann sich pro Zeitschritt die Innere Energie durch Massen- und somit Enthalpietransport oder durch Wärmeleitung zum oder vom Nachbarsegment ändern. Außerdem findet Wärmeleitung über die Wärmespeicherhülle statt.

$$\frac{dU_i}{dt} = \dot{m}_{in} \cdot c_w \cdot \mathcal{G}_{in} + \dot{m}_{out} \cdot c_w \cdot \mathcal{G}_{out} + Q_{dif,+} + Q_{dif,-} + A_i \cdot q_i \quad (16)$$

Dabei ist

$$\dot{m}_{in} = \dot{m}_{out} \quad (17)$$

und  $q_i$  die Wärmestromdichte durch die Segmenthülle mit der Fläche

$$A_i = 2\pi \cdot r_z \cdot dz \quad (18)$$

Die Wärmeleitung zwischen benachbarten Segmenten erfolgt nach

$$Q_{\text{dif},z} = \lambda_w \cdot \pi \cdot r_z^2 \cdot \frac{\vartheta_i - \vartheta_{i+1}}{dz} \quad (19)$$

Der Einfluss der Anzahl der Volumensegmente auf die Ergebnisgüte wurde in [22] untersucht. Ab einer Segmentzahl von 30 Schichten verbessert sich das Ergebnis nicht mehr (für den untersuchten Wärmespeicher in Hannover). Es wird daraufhin gewiesen, dass das unterste Segment nicht mit Be- bzw. Entladetasche modelliert werden soll, da ansonsten die ermittelten Erdreichtemperaturen nicht mit der Realität übereinstimmen. Es muss allerdings davon ausgegangen werden, dass dies nicht auf Wärmespeicher mit Bodenwärmedämmung übertragbar ist.

Wärmeströme durch die Wärmespeicherhülle ins umliegende Erdreich werden mittels Wärmedurchgangswiderständen berechnet.

$$\dot{q}_i = \frac{1}{R_i} \cdot (\vartheta_w - \vartheta_s) \quad (20)$$

mit

$$R_i = \frac{s \cdot f_n}{\lambda} \quad (21)$$

wobei  $f_n$  der jeweilige Anteil an der Dämmstoffschichtdicke an Boden, Seitenwand und Deckel bezogen auf die Dicke  $s$  ist. Die thermische Masse der Wärmespeicherhülle bleibt somit unberücksichtigt.

Der Wärmetransport im Erdreich um den Wärmespeicher erfolgt durch zweidimensionale Wärmeleitung. Zur numerischen Lösung wird die Finite-Differenzen-Methode (FDM) verwendet. Bild 4.4-2 zeigt ein typisches FDM Gitter des XST-Modells.

$$dQ^{m,p} = dQ^l + dQ^r + dQ^t + dQ^b \quad (22)$$

Der Nutzer hat mit Ausnahme der Definition der Zylindergeometrie (Speichervolumen und -höhe, Höhe der Erdreichüberdeckung) und der Anzahl der Speichersegmente keinen Einfluss auf die Gittergenerierung. Die Betrachtung variabler Dämmstoffdicken und Wärmeleitfähigkeit ist nicht möglich.

Das XST-Modell ermöglicht die Berechnung von Wärmespeichern mit Wasser und Kies-Wasser als Speichermedium. Im XST-Modell wird die Wärmeleitfähigkeit des Kies-Wasser-Gemisches ( $\lambda_{mix}$ ) durch die Verwendung eines Darcy-Exponenten und der Dispersionslänge ( $l_{dis}$ ) nach Gleichung (23) berücksichtigt:

$$\lambda_{mix} = \lambda_{mix,o} + \rho \cdot c_{mix,o} \cdot l_{dis} \cdot w \quad (23)$$

mit  $w$  der mittleren Fluidgeschwindigkeit. Nach [17] ist der Einfluss auf das Ergebnis hinsichtlich der Energiebilanz und der Temperaturen im Wärmespeicher gering, jedoch erhöht sich die Rechenzeit signifikant, wenn die Dispersionslänge und der Darcy-Exponent entsprechend den Empfehlungen in [11] berücksichtigt werden.

Solar unterstützte Nahwärmesysteme mit erdvergrabenen Langzeit-Wärmespeichern wurden beispielhaft von

- Dalenbäck (1993): Sarö (S) [14],
- Mahler (2004): Friedrichshafen [21] und
- Raab (2006): Hannover [22] simuliert.

Dalenbäck [14] zeigte 1993, dass solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher mit TRNSYS-Modellen abgebildet werden können. Der zylindrische Wärmespeicher in Sarö ist in Fels gebaut. Die Übereinstimmung der gemessenen

und berechneten Wärmeverluste und Temperaturen war zufriedenstellend. Für den Vergleich von mit dem XST-Modell berechneten mit den gemessenen Daten wurden nur Speichertemperaturen betrachtet, nicht jedoch die Felstemperaturen.

Das solar unterstützte Nahwärmesystem mit Langzeit-Wärmespeicher in Friedrichshafen wurde 2004 von Mahler [21] untersucht mit dem Ziel einer energetischen Optimierung. In der Arbeit ist jedoch nicht ausreichend nachvollziehbar wie der Langzeit-Wärmespeicher abgebildet wurde (A/V- bzw. h/d-Verhältnis, Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung und des Erdreichs).

Eine umfangreiche Studie erfolgte 2006 durch Raab [22] , [23]. Der Vergleich von Modell- und Messdaten erfolgte am Beispiel des solar unterstützten Nahwärmesystems mit Langzeit-Wärmespeicher in Hannover. Mit Hilfe des DF-Tools [24], ein dynamische Parameteridentifikations-Software, welche den Levenberg-Marquardt-Algorithmus verwendet, wurden die Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung und des umgebenden Erdreichs ermittelt. Das DF-Tool ist über ein Serviceprogramm mit TRNSYS gekoppelt. Als zu minimierende Zielfunktion wurde die Differenz aus berechneten und gemessenen Be- und Entlade-Wärmemengen verwendet. Gute Übereinstimmung zwischen Modell- und Messwerten wurde erzielt mit Wärmeleitfähigkeiten für Wärmedämmung und Erdreich von 0.1 W/(m K) bzw. 2.8 W/(m K). Im Unterschied zur Arbeit von Dalenbäck [14] wurden auch Temperaturen im Erdreich betrachtet. Die Abweichung der berechneten und gemessenen Erdreichtemperaturen war für den Zweck der Arbeit ausreichend, lag jedoch mit bis zu 3 K deutlich über der Abweichung zwischen berechneten und gemessenen Speichertemperaturen.

#### **4.4.4.2. ICEPIT-Modell**

Eine detaillierte Beschreibung des ICEPIT Modells findet sich in [11]. Im Unterschied zum XST-Modell erlaubt das ICEPIT-Modell von Hornberger die Berücksichtigung eines einfachen Kegelstumpfs als Speichergeometrie, wobei der Böschungswinkel  $\beta$  im Bereich von 30° bis 60° variabel ist.

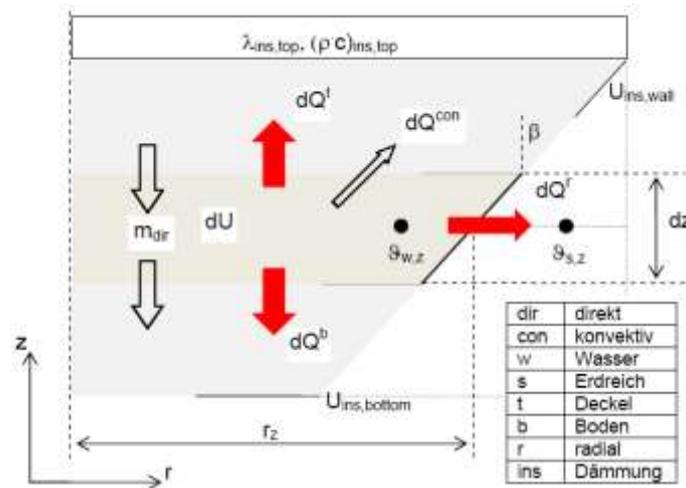


Bild 4.4-3: Speicheraufbau und Energieströme des ICEPIT-Modells, Kegelstumpf mit Böschungswinkel  $\beta$

Während die Wärmedämmung des Speicherdeckels bei der Berechnung der transienten Temperaturfelder mit thermischer Masse berücksichtigt wird, erfolgt die Berechnung der Wärmeströme durch die Wärmedämmung der Seitenwand und des Bodens analog zum XST-Modell durch Wärmedurchgangswiderstände ( $1/U$ ). Es ergeben sich die radialen Wärmeverluste durch die Speicherhülle nach Gl. (24).

$$\dot{dQ}^r = U \cdot (\vartheta_w - \vartheta_s) \cdot 2\pi \cdot r_z \cdot \frac{dz}{\cos\beta} \quad (24)$$

Die Betrachtung von über die Höhe der Wärmespeicherwand variabler Dämstoffdicken und Wärmeleitfähigkeit ist auch beim ICEPIT-Modell nicht möglich. Das ICEPIT-Modell ermöglicht die Modellierung eines indirekten Beladesystems mit Rohrschlangen. Zudem kann Latentwärmespeicherung simuliert werden. Mit dem ICEPIT-Modell wurden die Kieswasser-Wärmespeicher in Stuttgart [11] und in Chemnitz [18] berechnet.

#### 4.4.5. Validierung von Simulationsergebnissen mit Messdaten

Bisher wurden die in TRNSYS verfügbaren Wärmespeichermodelle nicht validiert, sondern vielmehr den Gegebenheiten einer vorliegenden Anlage angepasst. Dazu

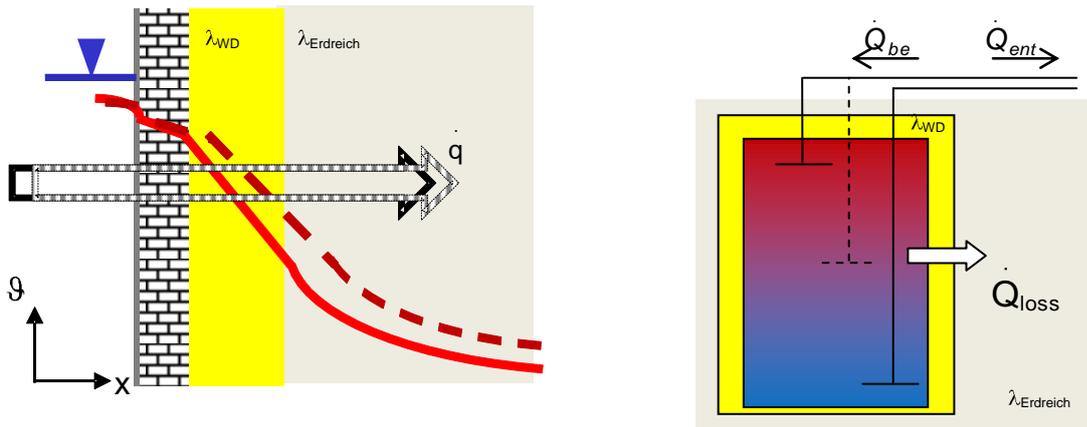
wurden mittels Parameteridentifikation freie (physikalische oder empirische) Parameter derart angepasst (gefittet), dass sich eine möglichst gute Übereinstimmung zwischen Mess- und Rechenwert einstellt. Mathematisch gesehen muss eine vorab definierte Zielfunktion z.B. nach der Methode der kleinsten Fehlerquadrate minimiert werden.

$$S = \sum_{i=1}^n (y_i - f(\vec{x}_i, \vec{a}))^2 \quad (25)$$

Die Lösung des Optimierungsproblems können z.B. die entsprechenden Werte der Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung und des Erdreichs darstellen.

#### **4.4.6. Einfluss der Zielfunktion auf die Modellgüte**

Als zu minimierende Zielfunktion wurde bei bisherigen Arbeiten [11], [14], [21], [22] die Differenz aus mit TRNSYS berechneten und gemessenen Be- und Entlade-Wärmemengen verwendet. Je nach der Vertrauenswürdigkeit der vorhandenen Messdatensätze ist es besser, stattdessen gemessene und berechnete Wärmestromdichten oder Temperaturen in einer Schicht der Speicherhülle und/oder im umgebenden Erdreich oder beides zu verwenden. Theoretisch sollte die Güte der Modellanpassung unabhängig von der verwendeten Zielfunktion sein. Aufgrund von Messungenauigkeiten bzw. numerischen Fehlern dürfte dies in der Praxis allerdings in den seltensten Fällen zutreffen, wie im Folgenden gezeigt werden soll.



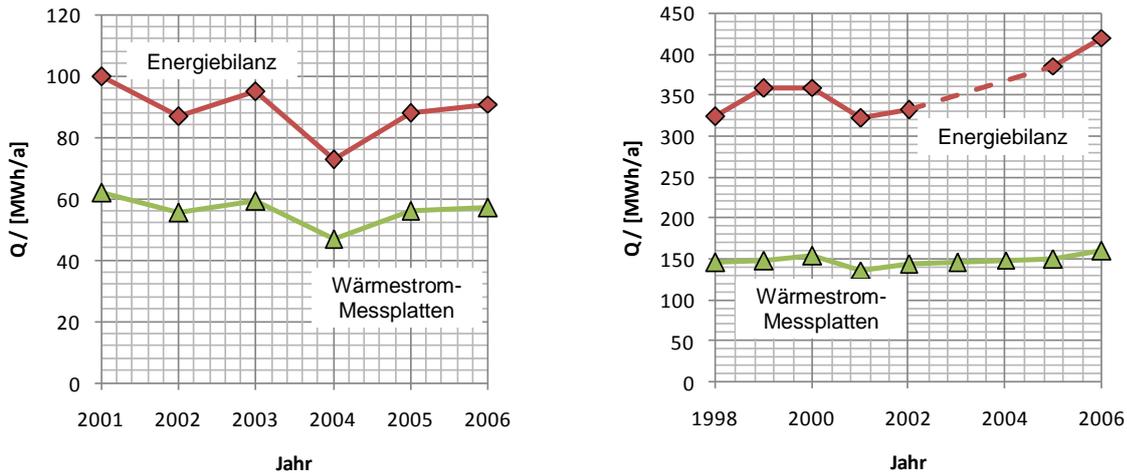
**Bild 4.4-4: Minimierung der Differenz aus (links) berechneten und gemessenen Daten: Wärmeströme durch die Speicherhülle und/oder Temperaturen in der Speicherhülle bzw. im umliegenden Erdreich und (rechts) Differenz aus berechneten und gemessenen Be- und Entlade-Wärmemengen**

Die Wärmeströme durch die Speicherhülle bzw. die Wärmeverluste können entweder durch energetische Bilanzierung des Wärmespeichers oder direkt mit Wärmestrom-Messplatten ermittelt werden. Beispielhaft sind für die Langzeit-Wärmespeicher und Hannover und Friedrichshafen jeweils die mit den beiden Methoden bestimmten jährlichen Speicher-Wärmeverluste über 6 bzw. 8 Jahre in (Bild 4.4-5) aufgetragen.

Für beide Wärmespeicher ist eine signifikante Abweichung der auf die verschiedenen Arten bestimmten Wärmeverluste zu erkennen. Im Gegensatz zu den Messwerten für den Wärmespeicher in Friedrichshafen zeigen die Verläufe der Wärmeverluste für den Wärmespeicher in Hannover zumindest ähnliche Tendenzen: beide Kurven weisen 2004 ein Minimum auf und steigen danach wieder an, wenn auch auf sehr unterschiedlichen Niveaus. Als mögliche Gründe für die großen Abweichungen (Hannover: 70 % bzw. Friedrichshafen: 130 %) sind u.a. zu nennen:

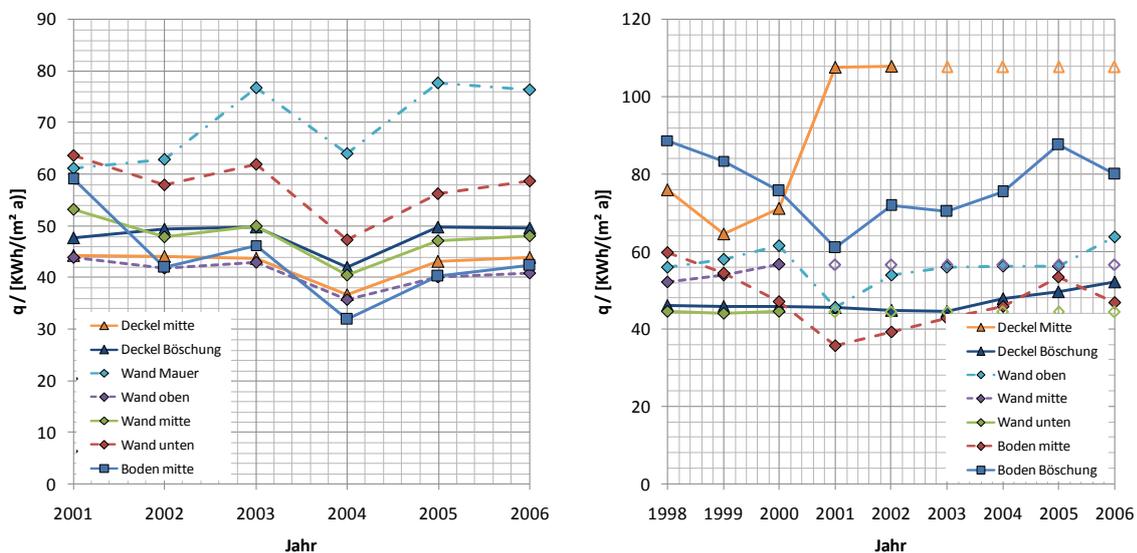
- Punktuelle Messung der Wärmestromdichte, wodurch inhomogene Wärmeverluste durch partielle Durchfeuchtung der Wärmedämmung oder Grundwasserströmung und Wärmebrücken nicht erfasst werden können
- Durch Bilanzierung werden Wärmeverluste der Be- und Entladeleitungen erfasst

## 4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten



**Bild 4.4-5: Jährliche Wärmeverluste von Hannover (links, Messdaten: IGS, Braunschweig) und Friedrichshafen<sup>13</sup> (rechts, Messdaten: ITW, Stuttgart) ermittelt über Bilanzierung der Be- und Entlade-Wärmemengen sowie über Messung der Wärmestromdichten mit Wärmestrom-Messplatten.**

Zudem sind Ungenauigkeiten durch Messfehler bei Wärmemengenzählern und Wärmestrom-Messplatten sowie Fehler durch Datenlücken infolge von Sensorausfällen, die durch Interpolation geschlossen werden, zu nennen. Für die Langzeit-Wärmespeicher und Hannover (H) und Friedrichshafen (FN) sind jeweils die jährlichen gemessenen Wärmestromdichten (Bild 4.4-6) aufgetragen.



**Bild 4.4-6: Jährliche gemessene Wärmestromdichten<sup>14</sup> durch die Speicherhülle, gemessen mit Wärmestrom-Messplatten (WSMP) an verschiedenen Stellen (Boden, Wand, Deckel) Hannover (links) und Friedrichshafen (rechts)**

<sup>13</sup> Die energetische Bilanzierung für Friedrichshafen kann aufgrund fehlender Messwerte der Kollektorfelder des zweiten Bauabschnitts in den Jahren 2004 und 2005 nicht durchgeführt werden.

<sup>14</sup> Messdaten Hannover IGS, Uni Braunschweig, Messdaten Friedrichshafen: ITW, Uni Stuttgart.

Die Wahl der Zielfunktion für die Parameteridentifikation hängt von der Aufgabenstellung ab. Dient die Parameteridentifikation dazu, ein angepasstes Modell für Systemsimulationen z.B. zur Optimierung der Regelstrategie zu erzeugen, sollte die Minimierung der Abweichung aus gemessenen und berechneten Be- und Entlademengen bzw. Wärmeverlusten aus der Gesamtenergiebilanz im Vordergrund stehen.

Ist demgegenüber das Ziel der Untersuchung die Bestimmung der Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung und des umgebenden Erdreichs um Detailaussagen zur Speicherkonstruktion oder zu Optimierungsmaßnahmen treffen zu können, sollte für die Parameteridentifikation auf Messwerte der Wärmestrom-Messplatten (Wärmestromdichte) und/oder auf die Temperaturen von Speicherhülle oder Erdreich zurückgegriffen werden.

### 4.4.7. Randbedingungen

#### 4.4.7.1. Erdreichtemperatur

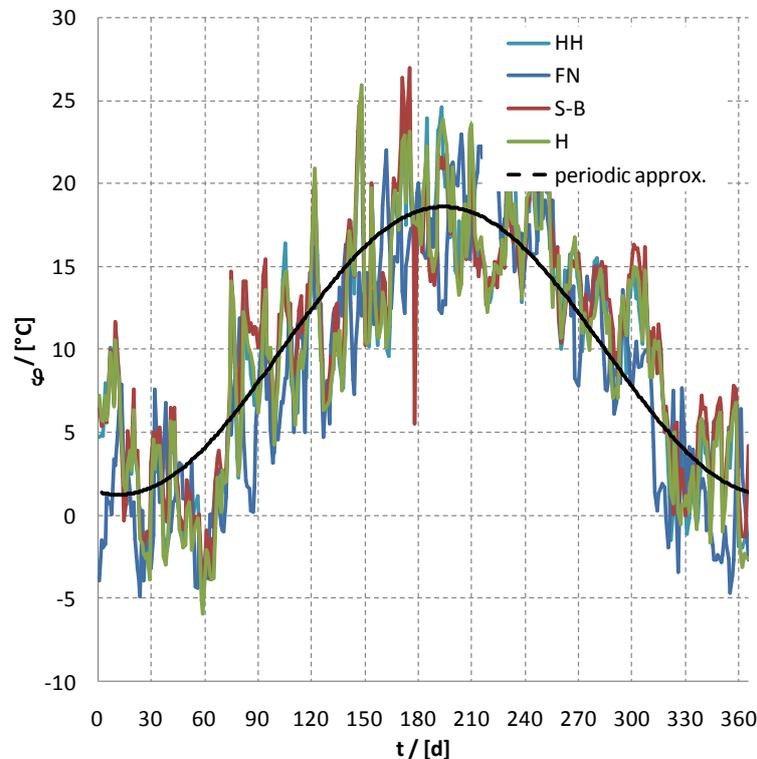
Die Erdreichtemperatur wird von der Umgebungstemperatur und durch Einstrahlung beeinflusst. Während ersteres sowohl im XST-Modell als auch im ICEPIT-Modell betrachtet wird, gibt es nur beim ICEPIT-Modell die Möglichkeit die Erwärmung des Erdreichs durch Solarstrahlung zu berücksichtigen. Die Umgebungstemperatur kann in einfachster Näherung als periodische Schwingung angenommen werden.

$$\vartheta(t) = \vartheta_m - \Delta\vartheta \cdot \cos[w \cdot t - \Delta t] \quad (26)$$

mit

$$w = \frac{2 \cdot \pi}{t_0} \quad (27)$$

In Bild 4.4-7 sind die Umgebungstemperaturen als Tagesmittel von Hamburg (HH), Friedrichshafen (FN), Steinfurt-Borghorst (SB) und Hannover (H) dargestellt. Die periodische Approximation erfolgte durch Regression.



**Bild 4.4-7: Umgebungstemperatur (Tagesmittel) von Hamburg (HH), Friedrichshafen (FN), Steinfurt-Borghorst (SB) und Hannover (H) von 2006; Periodische Approximation, „best fit“ mit  $\vartheta_m=9.9\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $\Delta\vartheta=8.7\text{K}$ ,  $\Delta t=-1.4\text{ d}$**

Die Eindringtiefe der Umgebungstemperatur hängt von der Temperaturleitfähigkeit des Erdreichs ab und bewegt sich im Bereich zwischen 10 und 20 m, d.h. im für erdvergrabene Wärmespeicher relevanten Bereich. Der Einfluss der Umgebungstemperatur kann mit periodischer Temperaturänderung [27] abgeschätzt werden.

$$\vartheta(x, t) = \vartheta_m + \Delta\vartheta \cdot \eta \cdot e^{-2\pi \cdot x/\Lambda} \cdot \cos \left[ 2\pi \cdot \left( \frac{t}{t_0} - \frac{x}{\Lambda} \right) - \varepsilon \right] \quad (28)$$

mit

$$\Lambda = 2 \cdot \sqrt{\pi \cdot a \cdot t_0} \quad (29)$$

wobei  $t_0$  die Periodendauer und  $a$  die Temperaturleitfähigkeit

$$a = \frac{\lambda}{\rho \cdot c} \quad (30)$$

ist. Die Konstanten  $\eta$  und  $\varepsilon$ , die sich aus den Randbedingungen ergeben, sind

$$\eta = \sqrt{1 + 2 \cdot k + 2 \cdot k^2} \quad (31)$$

bzw.

$$\varepsilon = \arctan\left(\frac{k}{1+k}\right) \quad (32)$$

Dabei ist

$$k = \frac{b}{\alpha^*} \cdot \left(\frac{\pi}{t_0}\right) \quad (33)$$

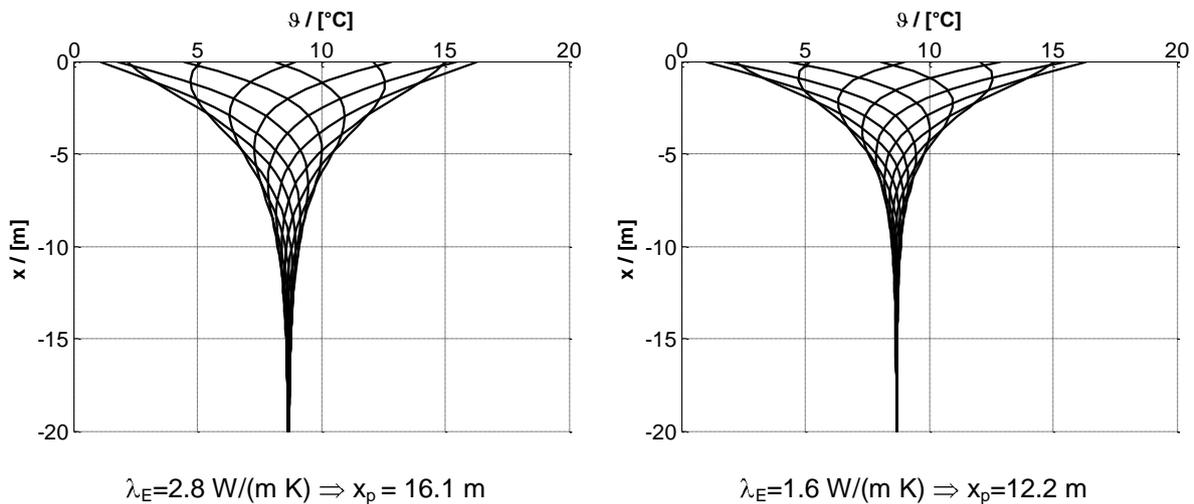
und

$$\alpha^* = \frac{1}{\alpha} + \frac{d}{\lambda} \quad (34)$$

Der Wärmeeindringkoeffizient  $b$  in Gl. (33) ist eine Funktion der Dichte  $\rho$ , der spezifischen Wärmekapazität  $c$  und der Wärmeleitfähigkeit  $\lambda$

$$b = \sqrt{\lambda \cdot \rho \cdot c} \quad (35)$$

Beispielhaft sind für eine Wärmeleitfähigkeit von  $\lambda_{\text{Boden}}=2.8 \text{ W/(m K)}$  bzw.  $1.6 \text{ W/(m K)}$  die Temperaturwellen um eine Mitteltemperatur von  $8.8 \text{ °C}$  dargestellt.



**Bild 4.4-8:** Eindringtiefe  $x_p$  im Erdreich berechnet mit periodischer Temperaturänderung ( $\rho = 2300 \text{ kg/m}^3$ ,  $c = 1400 \text{ kJ/(kg K)}$ )

#### 4.4.7.2. Speichertemperatur

Für einfache Abschätzungen kann mit geringem Fehler die Speichertemperatur als periodische Schwingung analog zur in Abschnitt 4.4.7.1 beschriebenen Methode angenähert werden, wie in Bild 4.4-9 zu erkennen ist.

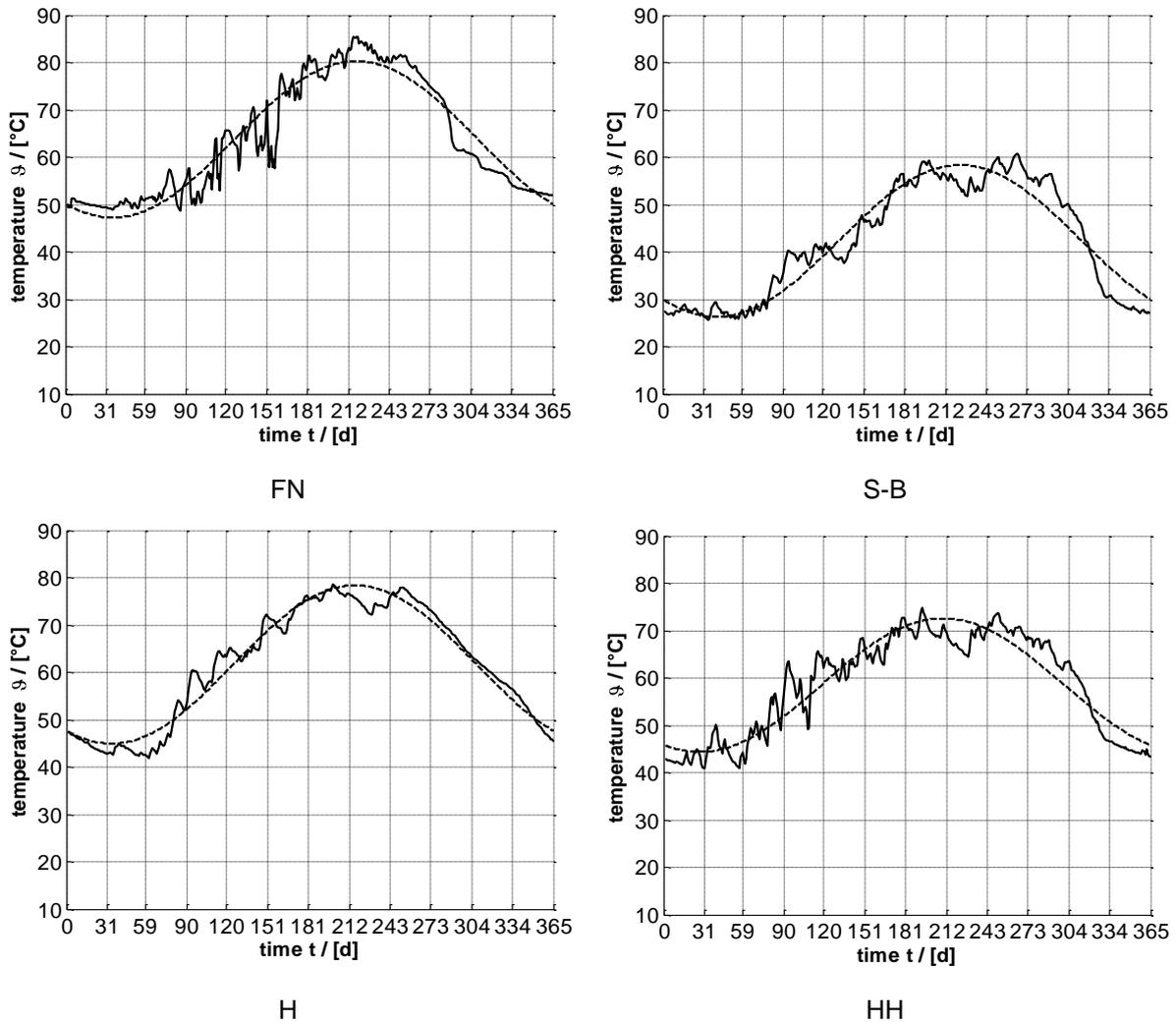


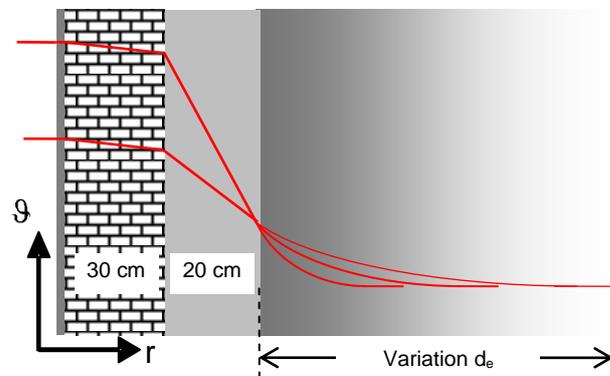
Bild 4.4-9: Messwerte (—) der oberen Speichertemperatur (Tagesmittel, 2006) und periodische Approximation (---) der Wärmespeicher (Tagesmittel) in Friedrichshafen (FN), Steinfurt-Borghorst (SB) Hannover (H) und Hamburg (HH)

#### 4.4.7.3. Einfluss der Randbedingungen

Wie in Abschnitt 4.4.3 beschrieben, kann die Gittergenerierung beim XST-Modell nicht beeinflusst werden. Für die Berechnung der transienten Temperaturfelder mit der Finite Differenzen Methode wird eine (Anfangs)-Erdreichtemperatur angesetzt. An den Grenzen des Rechengitters wird am Boden eine Dirichlet Randbedingung (Anfangsbedingung gleich Randbedingung mit  $\vartheta_{\text{Rand}} = \text{const.}$ ) und in radialer Richtung die Neumann Randbedingung angenommen.

$$\frac{\partial \dot{q}}{\partial r} = 0 \Rightarrow \frac{\partial \vartheta}{\partial r} = 0 \quad (36)$$

Es wird zudem angenommen, dass die Grenzen des Gitters einen ausreichend großen Abstand vom Wärmespeicher haben, so dass die Temperatur am Gitterrand unbeeinflusst bleibt. Folglich steht im Modell die Erdreichmasse um den Wärmespeicher komplett als Speichermasse zur Verfügung. Im Falle des XST-Modells wird die Gitterausdehnung entsprechend der Temperaturleitfähigkeit des Erdreichs und der Anzahl der zu simulierenden Jahre angepasst.



**Bild 4.4-10: Eindimensionale Berechnungen transienter Temperaturfelder am Beispiel einer Wärmespeicherwand, Variation der rechten Randbedingung**

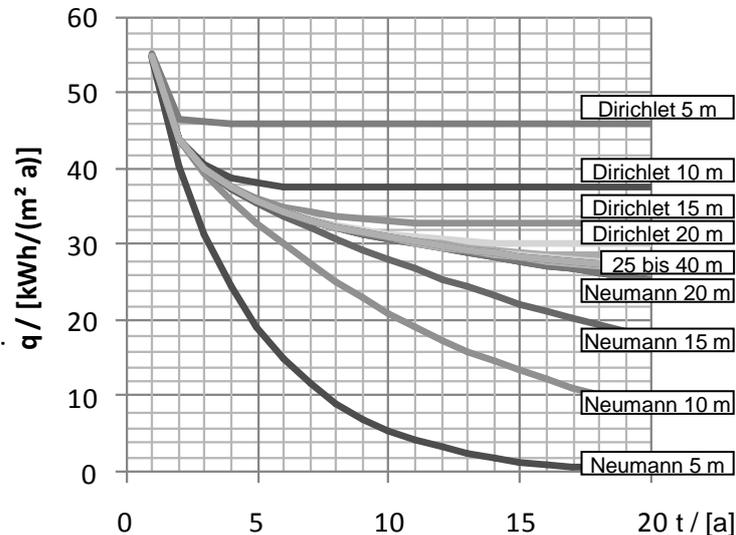
Die Auswirkung dieser Annahmen auf die Ergebnisgüte wird anhand eines einfachen Beispiels überprüft. Die Lösung der partiellen Differentialgleichung (DGL)

$$\rho \cdot c \frac{\partial \vartheta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda_{\text{eff}} \cdot \rho, u \frac{\partial \vartheta}{\partial x} \right) \quad (37)$$

erfolgt in Matlab®

In Bild 4.4-11 sind die jährlichen spezifischen Wärmeverluste durch eine Zylinderwand mit 0.2 m Steinwolle und 0.3 m Beton (Innendurchmesser 20 m) dargestellt. Die eindimensionale Berechnung der Wärmeverluste erfolgt über 20 Jahre. Als Anfangsbedingung wird eine Erdreichtemperatur von 10 °C angenommen.

Als linke Randbedingung wird eine periodische Speichertemperatur zwischen 20 °C und 80 °C angesetzt. Die rechte Randbedingung wird variiert.



**Bild 4.4-11: Jährliche spezifische Wärmeverluste in Abhängigkeit von der Betriebszeit mit dem Abstand der rechten Randbedingung (Dirichlet-RB und Neumann-RB) von der Speicherhülle ( $d_e$ ) als Parameter.**

Im Rahmen numerischer Berechnungen wurde zum einen der Abstand der rechten Randbedingung von der Speicherhülle verändert und zum anderen die Art der Randbedingung variiert. Die bei der Berechnung verwendeten Stoffwerte sind in Tabelle 4.4-1 aufgeführt.

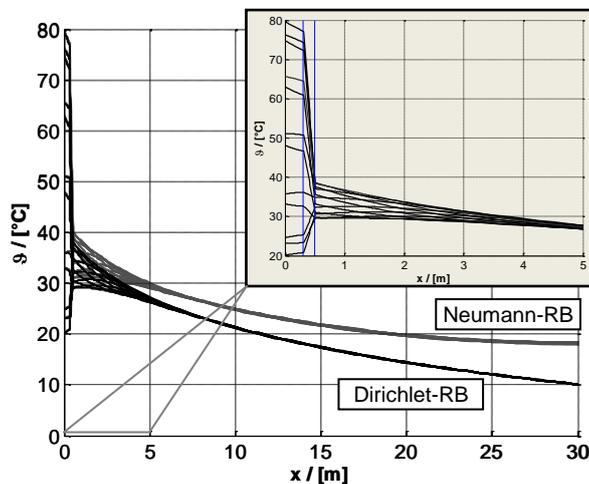
**Tabelle 4.4-1: Stoffwerte für die 1d-Berechnung, Variabler Abstand der Randbedingung  $d_e$**

		Beton	Wärme-dämmung	Boden
d	[m]	0.3	0.2	variabel
$\lambda$	[W/(m K)]	1.0	0.04	2.8
$\rho$	[kg/m <sup>3</sup> ]	2100	100	2300
c	[kJ/(kg K)]	0.88	0.8	1.4

Deutlich zu erkennen sind die großen Unterschiede bei den berechneten Wärmeverlusten in Abhängigkeit von der Lage und Art der Randbedingung, die sich ab dem zweiten Jahr einstellen. In einem Simulationszeitraum von 20 Jahren tritt erst ab einem Abstand der Randbedingung von etwa 30 m kein Einfluss mehr auf. Es

werden für diesen Fall mit Dirichlet und mit Neumann Randbedingung identische Ergebnisse erzielt.

Zwischen dem Fall „Dirichlet 5 m“ und „Dirichlet 40 m“ treten Abweichung bei den berechneten spezifischen Wärmeverlusten von 60 % auf. Die Temperaturwellen sind für eine Erdreichschicht von 30 m für beide Randbedingungsvarianten in Bild 4.4-12 dargestellt. Für die hier gesetzten Stoffwerte und Randbedingungen unterscheiden sich die Ergebnisse der Simulation ab Schichtdicken des Erdreichs von 30 m nur noch marginal.

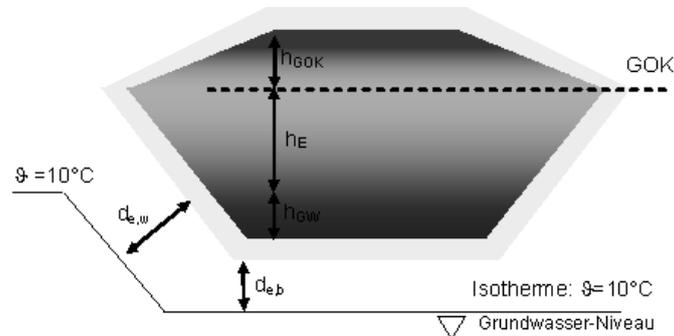


**Bild 4.4-12: Temperaturwellen für eine Erdreichschicht von 30 m nach 25 Jahren. Stoffwerte entsprechend Tabelle 4.4-1, Dirichlet-RB und Neumann-RB.**

Die hierbei getroffene Annahme der ungestörten Wärmeleitung zwischen Wärmespeicher und „rechtem“ Gitterrand dürfte jedoch in den wenigsten Fällen in der Realität zutreffen. Aufgrund von Umwelteinflüssen wie Grund- oder Schichtenwasser kann die Erdreichtemperatur in Speichernähe deutlich niedriger liegen, als sie unter der Annahme der unberührten Erdreichtemperatur berechnet wird. Die Wärmeverluste sind für diesen Fall entsprechend höher.

Wird eine Parameteridentifikation unter dieser Annahme durchgeführt, kann dies zu signifikanten Fehlern führen. Eine vereinfachte Berücksichtigung des Einflusses von Grundwasser (konstanter Temperatur) könnte durch Anpassung des Abstandes der

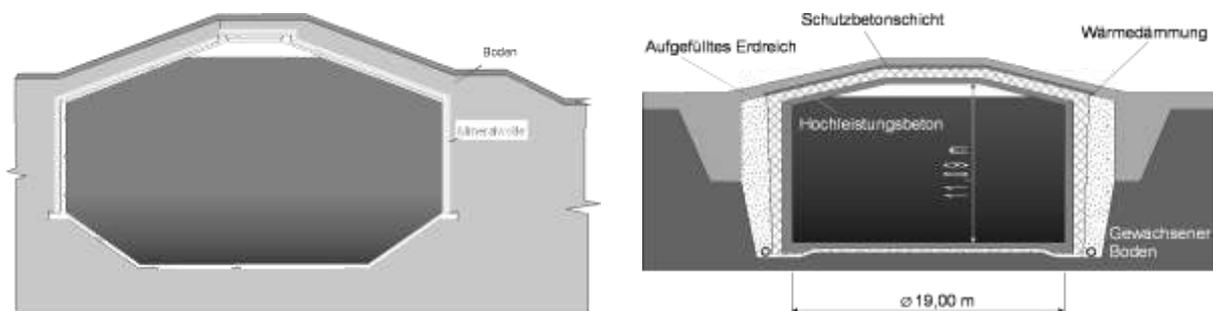
isothermen Randbedingung des linken Randes des Berechnungsgebiets vorgenommen werden, vgl. Bild 4.4-13.



**Bild 4.4-13: Vereinfachte Berücksichtigung von Grundwasser durch Variation des Abstandes der Isotherme (unberührte Erdreichtemperatur)**

#### 4.4.8. Geometrie

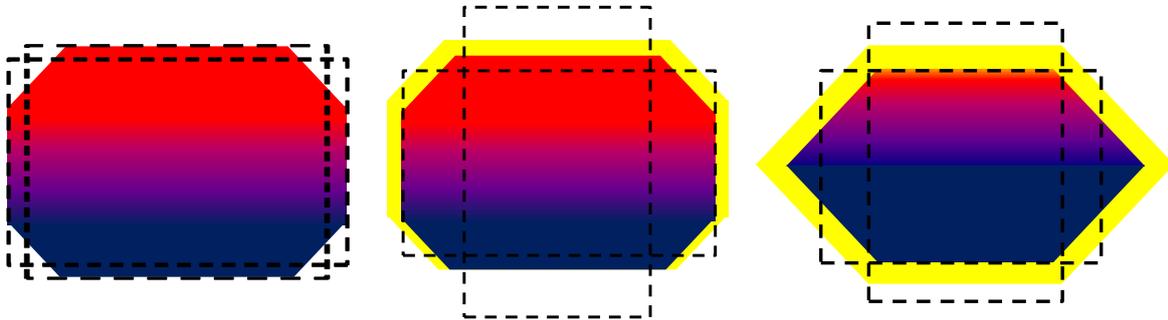
Erdvergrabene Wärmespeicher werden entweder als Quader, Zylinder, als Pyramiden- oder Kegelstumpf oder als Mischform ausgeführt. Die Mehrheit bisher realisierter erdvergrabener Wärmespeicher hat zudem keine homogen verteilte Wärmedämmung. Frühere Wärmespeicher wie z.B. in Friedrichshafen, Hamburg, Chemnitz, Hannover und Steinfurt sind im Bodenbereich nicht wärmegeklämt, die Wandwärmedämmung der Wärmespeicher in Hannover, München und Eggenstein (Bild 4.4-14) nimmt nach oben hin zu, vgl. [21].



**Bild 4.4-14: Behälter-Wärmespeicher mit 12000 m<sup>3</sup> in Friedrichshafen und 2795 m<sup>3</sup> in Hannover**

Wie in Abschnitt 4.4.3 diskutiert, kann mit den vorhandenen TRNSYS-Simulationsmodellen keine komplexe Speichergeometrie abgebildet werden. Sowohl beim XST-Modell (Zylinder) als auch beim ICEPIT-Modell (Kegelstumpf) müssen

wesentliche Vereinfachungen bei der Abbildung realer Wärmespeicher in Kauf genommen werden.



**Bild 4.4-15: Alternativen zur Abbildung einer komplexen Speichergeometrie auf eine zylindrische Geometrie**

Unter der Voraussetzung, dass sich Modell- und Realvolumen entsprechen, können mindestens drei Kriterien zur Abbildung realer Speicherformen angewendet werden:

1. Höhe-Durchmesser-Verhältnis ( $h/D$ ),
2. Fläche-Volumen-Verhältnis ( $A/V$ ) und
3. Verhältnis von wärmegeämmter Fläche zu Gesamtfläche ( $A_{wd}/A$ ).

Die Wahl des zu verwendenden Kriteriums hängt von der Optimierungsaufgabe ab. Soll die Speicherschichtung möglichst genau abgebildet werden, ist das  $h/D$ -Verhältnis (Kriterium 1) anzuwenden. Um die Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung und des umgebenden Erdreichs möglichst realitätsnah zu bestimmen, muss die Fläche (Kriterium 2) bzw. das Flächenverhältnis (Kriterium 3) im Modell der Realität entsprechen.

Der Einfluss geometrischer Vereinfachungen soll am Beispiel des Wärmespeichers in Friedrichshafen gezeigt werden, welcher ohne Bodenwärmedämmung ausgeführt wurde. Eine Abbildung der Speichergeometrie als Zylinder hat eine Veränderung der Bodenfläche zur Folge. Folglich ist mit signifikantem Einfluss auf die Gesamtwärmeverluste zu rechnen. Je nach Abbildungsmethode ergeben sich Abweichungen bei der Bodenfläche für Friedrichshafen von 31 %, 83 % bzw. 2 % (vgl. Tabelle 4.4-2).

**Tabelle 4.4-2: Reale Geometrie und Zylindermodell des 12000 m<sup>3</sup> Behälter-Wärmespeichers in Friedrichshafen**

Merkmal	Realität		Variante		
	Max.	Mittel	1	2	3 <sup>#)</sup>
V	12000		12000		
h	19.1 <sup>§)</sup>		18.0	25.0	14.0
d	32.4	27.5	29.1	24.7	33.0
h/d	0.59	0.70	<b>0.62</b>	1.01	0.42
A/V	0.23		0.25	<b>0.24</b>	0.26
A <sub>tot</sub>	2796		2980	2901	3168
A <sub>Boden</sub>	876		667	480	<b>857</b>
A <sub>Wand</sub>	977		1647	1942	<b>1453</b>
A <sub>Deckel</sub>	943		667	480	<b>857</b>

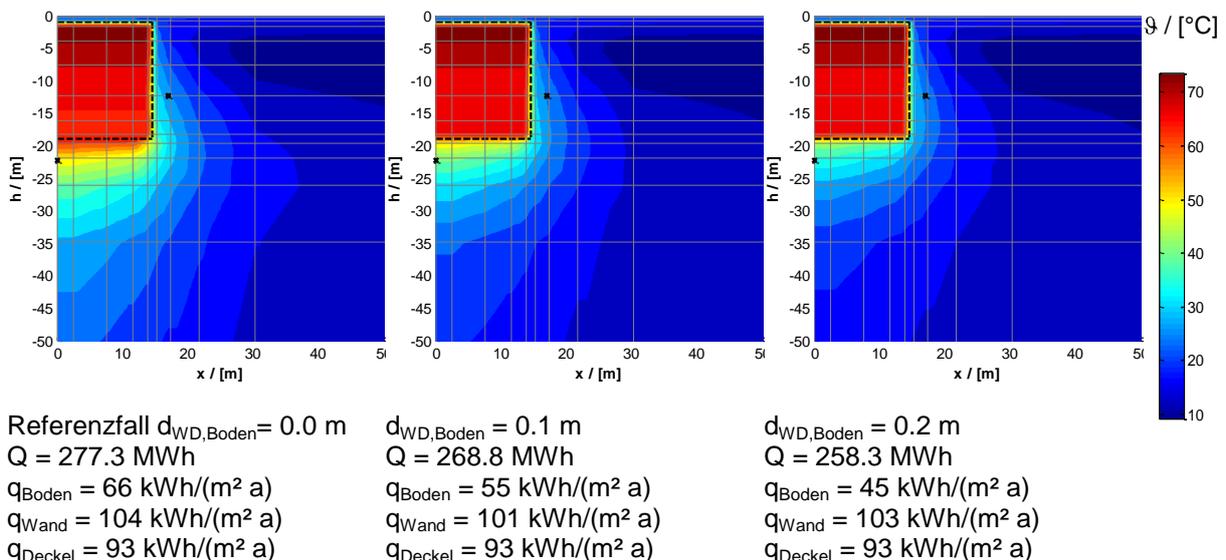
§) h<sub>Kegelstumpf,Deckel</sub> = 4.8 m, h<sub>Zylinder</sub> = 9.6 m, h<sub>Kegelstumpf,Boden</sub> = 4.65 m

#) 3a) A<sub>Boden</sub> (d<sub>WD</sub> = 0 cm): h<sub>Zylinder</sub> = 12.5 m

3b) A<sub>Wand</sub> (d<sub>WD</sub> = 20 cm): h<sub>Zylinder</sub> = 6.5 m

3c) A<sub>Deckel</sub> (d<sub>WD</sub> = 30 cm): h<sub>Zylinder</sub> = 14 m

Der Einfluss der Bodenwärmedämmung hängt ab vom Temperaturniveau im Wärmespeicher sowie von der Schichtung. In Bild 4.4-16 wird der Einfluss deutlich. Verglichen wird ein 12000 m<sup>3</sup> großer Zylinder mit einer Höhe von 18 m ohne Bodenwärmedämmung sowie mit 0.1 m und 0.2 m Wärmedämmung. Die spezifischen Wärmeverluste über den Boden reduzieren sich auf 68 % verglichen zum Wert ohne Bodenwärmedämmung. Bezogen auf die gesamten jährlichen Wärmeverluste ist für dieses Beispiel jedoch nur eine Reduktion von 93 % erreichbar.



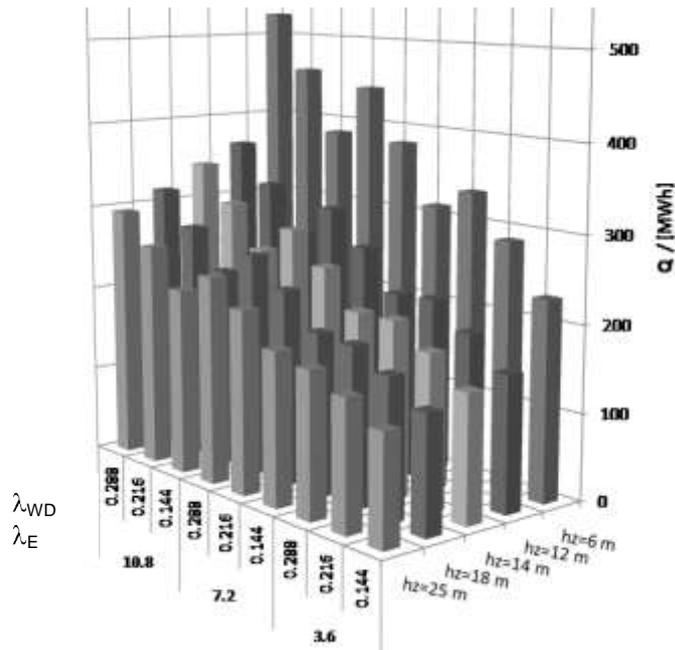
**Bild 4.4-16: Einfluss der Bodendämmung am Beispiel eines Zylinders mit der Höhe h=18 m, d<sub>WD,Deckel</sub>=0.3m, d<sub>WD,Wand</sub>=0.2m**

Im Unterschied zu Friedrichshafen ist die reale Geometrie des Wärmespeichers in Hannover einem Zylinder sehr ähnlich. Bezogen auf das Speichervolumen sind 86 % des Wärmespeichers der Form eines Zylinders. Dennoch ergeben sich Abweichung bei der ungedämmten Bodenfläche von 4 % für Hannover (Tabelle 4.4-3).

**Tabelle 4.4-3: Reale Geometrie und Zylindermodell des Behälter-Wärmespeichers in Hannover nach [20]**

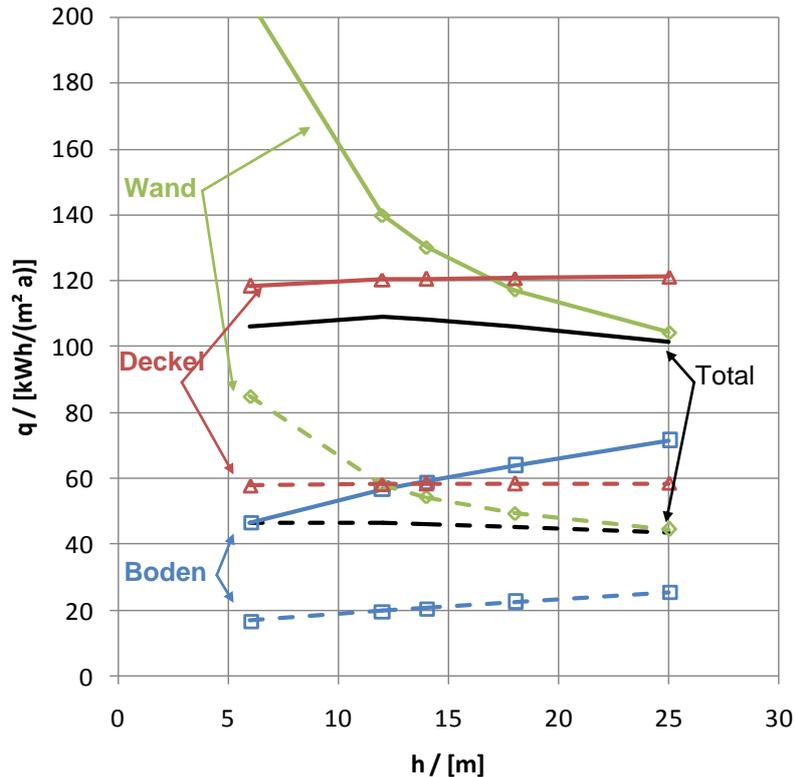
Merkmal		Realität	Model	Abweichung [%]
V	[m <sup>3</sup> ]	2795	2795	0
<b>h</b>	<b>[m]</b>	<b>11.09</b>	<b>10.17</b>	+ 9
d <sub>max</sub>	[m]	19.1	18.7	+ 2
d <sub>mean</sub>	[m]	17.7	-	-
h/D	[-]	0.584	0.544	+ 7
A/V	[m <sup>-1</sup> ]	0.395	0.410	- 4
A <sub>tot</sub>	[m <sup>3</sup> ]	1103	1147	- 4
<b>A<sub>Deckel</sub></b>	<b>[m<sup>3</sup>]</b>	<b>42</b>	<b>275</b>	+12
A <sub>Böschung</sub>	[m <sup>3</sup> ]	265	-	
A <sub>Zylinder</sub>	[m <sup>3</sup> ]	510	597	-15
A <sub>Boden</sub>	[m <sup>3</sup> ]	286	275	+ 4

In Bild 4.4-17 sind die mit dem XST-Modell simulierten jährlichen Wärmeverluste für den Wärmespeicher in Friedrichshafen als Funktion der Zylinderhöhe ( $h_z$ ) für verschiedene Werte der Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs ( $\lambda_E / [W/(m K)] = 1/2/3$ ) und der Wärmedämmung ( $\lambda_{WD} / [W/(m K)] = 0.04/0.06/0.08$ ) dargestellt. Als Randbedingungen werden in 2006 gemessene Be- und Entlade-Temperaturen und Volumenströme verwendet, vgl. [20]. Die Höhe des im Modell betrachteten Zylinders variiert von  $h_z = 6$  m bis  $h_z = 25$  m bei unveränderlichem Volumen des Wärmespeichers von  $V = 12000$  m<sup>3</sup>, vgl. Tabelle 4.4-2.



**Bild 4.4-17: Mit dem XST-Modell simulierte jährliche Wärmeverluste als Funktion der Zylinderhöhe ( $h_z$ ) bei konstantem Volumen sowie der Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs ( $\lambda_E$ ) und der Wärmedämmung ( $\lambda_{WD}$ ) in [kJ/(h m K)]**

Die berechneten Wärmeverluste weichen abhängig von der gewählten Wärmeleitfähigkeit von Wärmedämmung und Erdreich um bis zu 100 % voneinander ab. Absolut liegen die berechneten jährlichen Wärmeverluste für die betrachteten Parameter in einem Bereich zwischen 127 MWh und 525 MWh. Im Vergleich dazu liegen die gemessenen Wärmeverluste in 2006 bei 160 MWh berechnet mit Messwerten der Wärmestrom-Messplatten und bei 420 MWh berechnet aus der Energiebilanz.



**Bild 4.4-18: Spezifische Wärmeverluste durch die Speicherhülle sowie durch Boden, Wand und Deckel als Funktion der Modellzylinderhöhe (h) für variierende Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs und der Wärmedämmung Vollinie:  $\lambda_E = 1 \text{ W/(m K)}$  und  $\lambda_{WD} = 0.04 \text{ W/(m K)}$ , gestrichelte Linie:  $\lambda_E = 3 \text{ W/(m K)}$   $\lambda_{WD} = 0.08 \text{ W/(m K)}$**

In Bild 4.4-19 ist für den Wärmespeicher in Friedrichshafen der Vergleich von Simulation und Messung für einen Zylinder mit einer Höhe von 18 m für eine Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs von  $3 \text{ W/(m K)}$  sowie der Wärmedämmung von  $0.06 \text{ W/(m K)}$  dargestellt. Die jährlichen thermischen Verluste summieren sich für diesen Fall zu 277 MWh im Vergleich zu gemessenen 160 MWh (Wärmestrom-Messplatten) bzw. 420 MWh (Wärmemengenzähler). Die ermittelte Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung liegt mit einem Wert von  $0.06 \text{ W/(m K)}$  50 % über dem Bemessungswert nach DIN 4108.

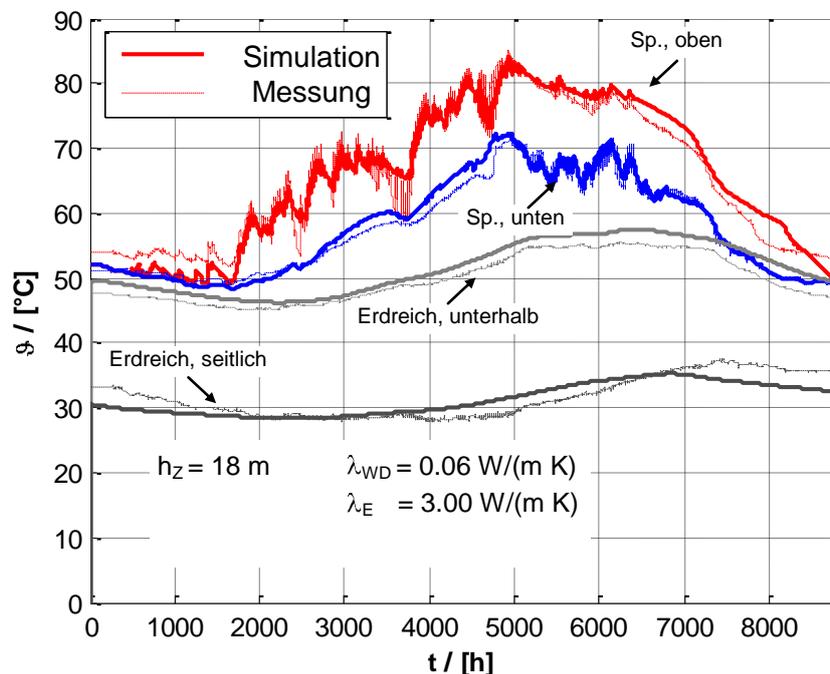
Für den Vergleich zwischen Modell- und Messwerten muss die reale Position des Temperatursensors neben dem Wärmespeicher in der Höhe angepasst werden. Der Abstand des unteren Sensors von der Speicherunterkante ist  $h_{\text{sensor}} = 7 \text{ m}$ . Im Modell wird die Höhe entsprechend dem Verhältnis von realer Speicherhöhe zu Modellzylinderhöhe angepasst.

$$h_{\text{sensor,modell}} = \frac{h_{\text{s,real}}}{h_{\text{s,modell}}} \cdot h_{\text{sensor,real}} \quad (38)$$

**Tabelle 4.4-4: Variation der Zylindergeometrie,  $V=12000 \text{ m}^3$ , Vergleich der Formfaktoren mit Wärmeleitung durch ebene Wand**

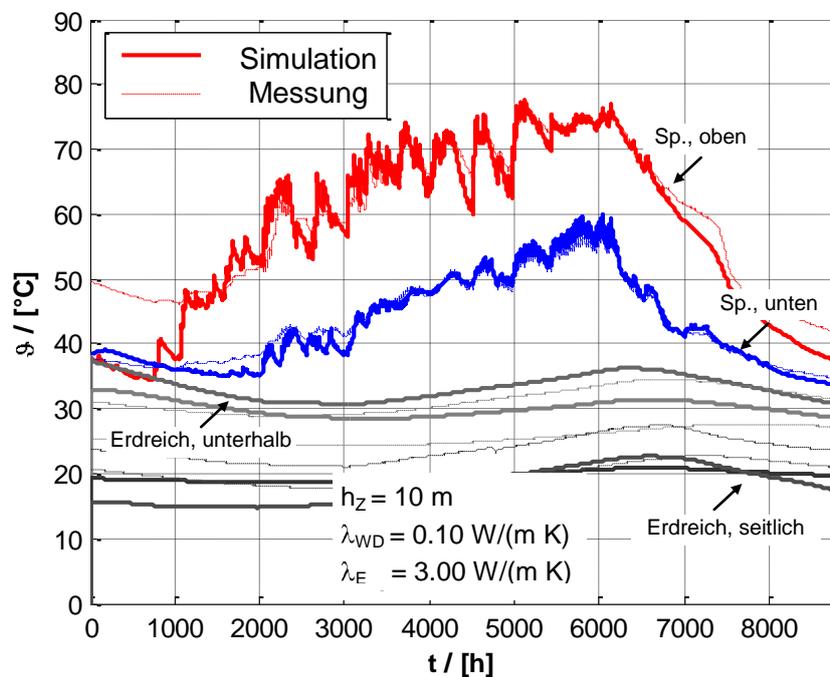
h / [m]	d / [m]	A/V / [1/m]	hsensor,modell / [m]
Ebene Wand			
6	50.5	0.413	2.2
12	35.7	0.279	4.4
14	33.0	0.264	5.2
18	29.1	0.248	6.6
25	24.7	0.242	9.2

Die Übereinstimmung der Simulationsergebnisse mit Messwerten ist zufriedenstellend für die Speichertemperaturen, jedoch bestehen Abweichungen im Bereich von bis zu 3 K bei den Erdreichtemperaturen.



**Bild 4.4-19: Wassertemperatur oben und unten im Wärmespeicher sowie Bodentemperatur (zentral 3.3 m unter sowie 2.5 m seitlich neben der Speicherhülle); simulierte Daten (—) und Messwerte von 2006 (---) für den Wärmespeicher in Friedrichshafen**

Für den Behälter-Wärmespeicher in Hannover wurden in [22] im Rahmen einer Validierung des XST-Modells Werte für die Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung (Blähglasgranulat mit  $\lambda_R = 0.08 \text{ W/(m K)}$ ) von  $0.10 \text{ W/(m K)}$  und für das Erdreich von  $2.78 \text{ W/(m K)}$  auf Basis der gemessenen Be- und Entlade-Wärmemengen von 2002 ermittelt. Die Übereinstimmung zwischen berechneten und gemessenen Speichertemperaturen ist dabei sehr gut, jedoch gibt es Abweichungen von 2 bis 3 K bei den Erdreichtemperaturen. Nach eigenen Berechnungen ergeben sich für diese Stoffwerte Wärmeverluste von rund 70 MWh im Vergleich zu gemessenen Wärmeverlusten von 87 MWh (Bilanz) und 56 MWh (Wärmestrom-Messplatten).



**Bild 4.4-20: Wassertemperatur oben und unten im Wärmespeicher sowie Bodentemperatur (zentral 2.5 m und 4.5 m unter sowie auf halber Zylinderhöhe 0.6 m und 2.5 m seitlich neben der Speicherhülle); simulierte Daten (-) und Messwerte von 2006 (--)**

#### 4.4.9. Einfluss feuchte- und temperaturabhängiger Wärmeleitfähigkeiten

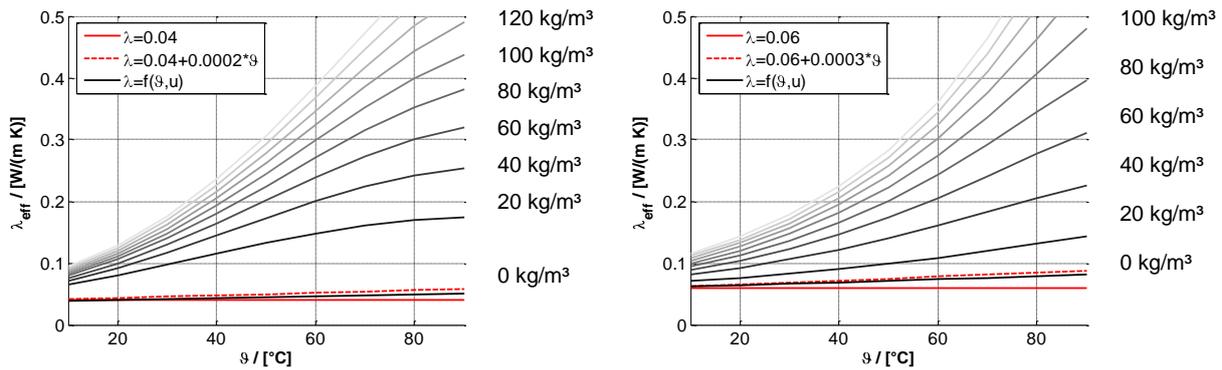
Ein Grund für die im Vergleich zur Planung zu hohen Wärmeverluste der realisierten erdvergrabenen Wärmespeicher wird darin vermutet, dass die Wärmedämmung aufgrund von Durchfeuchtung degradiert. Eine In-situ Feuchtebestimmung der Wärmedämmung ist derzeit mit vertretbarem Aufwand nicht möglich.

Zur Parameteridentifikation wird die Abweichung zwischen berechneten und gemessenen Wärmestromdichten (Wärmestrom-Messplatte) und ein bzw. zwei Erdreichtemperaturen minimiert (vgl. Tabelle 4.4-5).

**Tabelle 4.4-5: Aufbau der Wärmespeicher an Boden und Wand in Friedrichshafen und Hannover, verfügbare Messwerte sowie gesuchte Parameter**

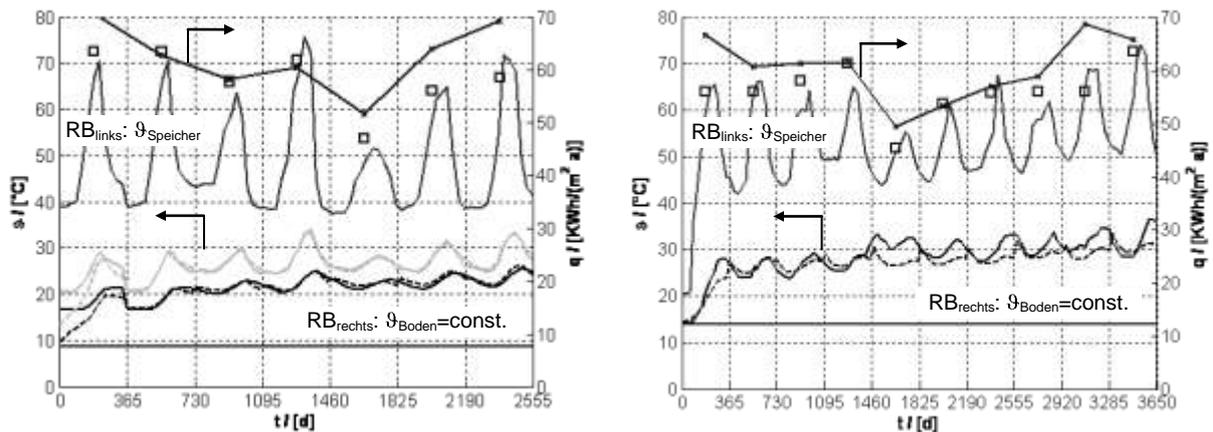
<b>H</b>	<b>FN</b>
<b>Boden</b> 20 cm Beton 1 Wärmestromdichte 2 Erdreichtemperaturen (2.5 m, 4.5 m unter Wsp.) Parameter: $\lambda_E, d_E$	<b>Boden</b> 30 cm Beton 1 Wärmestromdichte 2 Erdreichtemperaturen (3.3 m, 5.3 m unter Wsp.) Parameter: $\lambda_E, d_E$
<b>Seitenwand</b> 20 cm Beton, 30-70 cm BGG 1 Wärmestromdichte 2 Erdreichtemperaturen (0.6 m, 2.5 m neben Wsp.) Parameter: $\lambda_{WD}, \lambda_E, d_E$	<b>Seitenwand</b> 30 cm Beton, 20 cm Mineralwolle 1 Wärmestromdichte 1 Erdreichtemperatur (2.5 m neben Wsp.) Parameter: $\lambda_{WD}, \lambda_E, d_E$

Der Rechenaufwand zur numerischen Lösung der gekoppelten Wärme- und Feuchtetransportvorgänge ist zu groß, um in Wärmespeichermodellen Anwendung zu finden. Stattdessen wird ein analytisches Modell zur Berechnung der Temperatur- und Feuchteabhängigkeit der Wärmeleitfähigkeit von Wärmedämmung eingesetzt. Das Modell basiert auf einem von Krischer und Kast [25] entwickelten Ansatz und beinhaltet Erweiterungen zur Abbildung von Dämmstoffschüttungen mit teilweise geschlossener Porenstruktur. Das neue Modell wird detailliert in [6] beschrieben. In Bild 4.4-21 ist für Mineralwolle mit  $\lambda_{\text{trocken}} = 0.04 \text{ W}/(\text{m K})$  und Blähglasgranulat mit  $\lambda_{\text{trocken}} = 0.06 \text{ W}/(\text{m K})$  die effektive Wärmeleitfähigkeit in Abhängigkeit von Feuchte und Temperatur dargestellt.



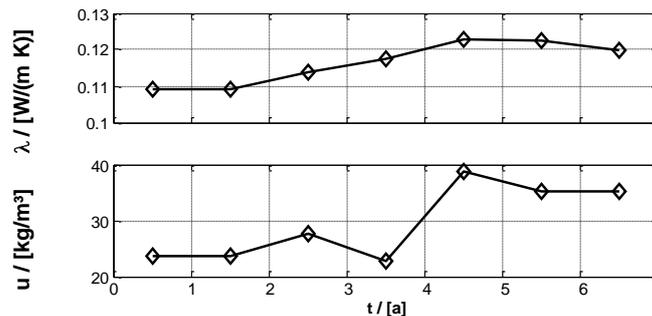
**Bild 4.4-21: Wärmeleitfähigkeit von Mineralwolle (links) und Blähglasgranulat (rechts) als Funktion der Temperatur für unterschiedliche Feuchtigkeitsgehalte; zum Vergleich Wärmeleitfähigkeit im trockenen Zustand und lineare Temperaturabhängigkeit**

Anhand eindimensionaler transienter Berechnungen des Temperaturprofils in der Wärmespeicherwand und des umgebenden Erdreichs können die Wärmeverluste abhängig von der Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs ( $\lambda_E$ ) und der Wärmedämmung ( $\lambda_{WD}$ ) bestimmt werden. Am Beispiel der Wärmespeicher in Friedrichshafen und Hannover wird mit Parameteridentifikation die Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung und des Erdreichs ermittelt. Dafür wird die Abweichung zwischen berechneten und gemessenen Wärmestromdichten (Wärmestrom-Messplatte) und ein bzw. zwei Erdreichtemperaturen minimiert.



**Bild 4.4-22: Gemessene (—) und berechnete (---) Erdreichtemperaturen für die Seitenwand der Wärmespeicher in Hannover (links) und Friedrichshafen (rechts), sowie gemessene (□) und berechnete Wärmestromdichte (—)**

Sowohl für Friedrichshafen als auch für Hannover lassen sich die Messdaten mit einer zeitlich (= jährlich) variierenden Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung besser wiedergeben, wobei die Übereinstimmung für den Wärmespeicher in Hannover besser ist. Die relative gute Übereinstimmung der berechneten und gemessenen Wärmestromdichten kann als Indiz dafür gelten, dass die Messwerte der Wärmestrom-Messplatten plausibel sind.



**Bild 4.4-23: Zeitliche Abhängigkeit der Wärmeleitfähigkeit ( $\lambda$ ) und Wassergehalt ( $u$ ) der Wärmedämmung der Seitenwand (Zeitraum 2000 bis 2006, Hannover)**

Für den Fall des mit Blähglasgranulat gedämmten Wärmespeichers in Hannover ergibt die Parameteridentifikation eine gering steigende effektive Wärmeleitfähigkeit von 0.11 auf 0.12 W/(m K) bzw. einen Wassergehalt der von 25 kg/m<sup>3</sup> auf 35 kg/m<sup>3</sup> zunimmt, vgl. Bild 4.4-23. Damit liegt die effektive Wärmeleitfähigkeit rund 50 % über dem Bemessungswert bzw. 100 % über dem Messwert im trockenen Zustand bei 10 °C. Für den Wärmespeicher in Friedrichshafen liefert die Parameteridentifikation mit  $\lambda > 0.06$  W/(m K) ebenfalls Werte der effektiven Wärmeleitfähigkeit, die signifikant über dem Bemessungswert von 0.04 W/(m K) liegen.

#### 4.4.10. Schlussfolgerung und Ausblick

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.

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

#### 4.4.11. Literatur

- [1] Ochs F., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., Berechnung der Wärmeverluste erdvergrabener Wärmespeicher, OTTI, 18. Symposium „Thermische Solarenergie“, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2008.
- [2] Rodenhausen M., Modellierung und Simulation von Langzeit-Wärmespeichern, Studienarbeit am ITW, Uni Stuttgart, 2008.
- [3] Ochs, F., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., Effektive Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung von erdvergrabenen Hochtemperatur-Langzeit-Wärmespeichern, OTTI, 16. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, 2006.
- [4] Ochs F., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., Weiterentwicklung der Erdbecken-Wärmespeichertechnologie, Proc. PtJ Statusseminar Thermische Energiespeicherung - mehr Energieeffizienz zum Heizen und Kühlen, 2. + 3. November, Freiburg, 2006.
- [5] Ochs F., State of the Art of Seasonal Heat Storage, Report, ITW, Uni Stuttgart, 2007.
- [6] Ochs F., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., Effective Thermal Conductivity of Moistened Insulation Materials as a Function of Temperature, International Journal of Heat and Mass Transfer, Elsevier, 2007.
- [7] DIN 4108 Teil 4, Thermal insulation and energy economy in buildings - Part 4: Hygrothermal design values, 2004.
- [8] TRNSYS, A Transient System Simulation Program, Solar Energy Laboratory University of Wisconsin, Madison and Transsolar, Stuttgart, Germany, 2000.
- [9] Drück H., Mathematische Modellierung und experimentelle Prüfung von Warmwasser-speichern für Solaranlagen, Diss., Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart, Stuttgart, 2006.
- [10] Mazzarella L., Multi-flow stratified thermal storage model with full mixed layers. PdM—XST. TRNSYS Version September 1992, ITW, University of Stuttgart, Germany and Dipartimento di Energetica, Politecnico di Milano, Italy, 1994.
- [11] Hornberger M., Solar unterstützte Heizung und Kühlung von Gebäuden, Forschungsberichte des Deutschen Kälte- und Klimatechnischen Vereins, Nr. 47, Diss. ITW, 1998.
- [12] Efring B., Hellström G., Stratified Temperature Model, Manual for Computer Code, Department of Mathematical Physics, University of Lund, 1989.
- [13] Mazzarella L., The Minsun Program, Application and User's Guide, Dipartimento de Energetica, Politecnico di Milano, Italy, 1989.
- [14] Dalenbäck J. O., Solar Heating with Seasonal Storage – Some Aspects of the Design and Evaluation of Systems with Water Storage, Chalmers University of Technology, Göteborg, 1993.
- [15] Jochum P., Rechenprogramme zur Simulation solar unterstützter Heizsysteme, Technische Universität Berlin, Institut für Energietechnik, Berlin.
- [16] Daniels H., Numerische Berechnungen instationärer Strömungsvorgänge in Wärmespeichern, Diss., RWTH Aachen, 1990.
- [17] Riegger M., Simulationsstudie einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung im

- Gebäudebestand in Eggenstein-Leopoldshafen, Solites, Stuttgart, 2007.
- [18] Urbaneck T., Berechnung des thermischen Verhaltens von Kies-Wasser-Speichern, Diss. (2003), TU Chemnitz, Shaker Verlag, ISBN: 3-8322-2762, Aachen, 2004.
- [19] Panthaloorkan 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.
- [20] Bodmann M., Mangold D., Nußbicker J., Raab S., Schenke A., Schmidt T., Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher, Forschungsbericht zum BMWA / BMU-Vorhaben (Februar 2003 bis Mai 2005), Stuttgart, 2006.
- [21] Mahler B., Ganzheitliche Optimierung von solaren Nahwärmesystemen mit Langzeit-Wärmespeicher, Diss., TU Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig, 2004.
- [22] Raab S., Simulation, Wirtschaftlichkeit und Auslegung solar unterstützter Nahwärme-systeme mit Heißwasser-Wärmespeicher, Diss., ITW, Universität Stuttgart, Cuvillier Verlag, ISBN 3-86727-049-X, 2006.
- [23] Raab S., Mangold D., Müller-Steinhagen H., Validation of a computer model for solar assisted district heating systems with seasonal hot water thermal energy store, Solar Energy 79 (5), p. 531-543, 2005.
- [24] Spirkel, W., DF—Dynamic fitting Version 2.7. InSitu- Scientific Software, Germering, Germany, 1997.
- [25] VDI-Wärmeatlas, Kap. Dee, 9. Auflage, Springer Verlag, 2002.
- [26] D. Bauer, W. Heidemann, H. Müller-Steinhagen: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung – Langzeiterfahrungen der Anlage in Friedrichshafen, 18. OTTI-Symposium thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2008
- [27] Baehr H. D., Stephan K., Wärme- und Stoffübertragung, 2. Auflage, Springer Verlag, ISBN: 3-540-60374-3, Berlin, 1996.

## 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.

Die Erfahrungen die beim Bau und Betrieb der Systeme und Langzeit-Wärmespeicher gewonnen wurden, führten zu technischer Verbesserung der Komponenten und Systeme. Die Effizienz 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 mehrere Richtungen 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 Netzurücklauftemperaturen verursachen zudem höhere Wärmeverluste des Wärmespeichers und geringere thermische Schichtung und folglich einen geringeren Wirkungsrad der Kollektoren.

Auch Erdsonden-Wärmespeicher und Aquifer-Wärmespeicher sind technisch machbar und funktionieren gut, jedoch muss der Speichernutzungsgrad erhöht werden. Dazu ist sowohl die Senkung der Netzzücklauftemperaturen 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.

Als Bewertungsgröße für die Effizienz von solar unterstützten Nahwärmesystemen kann neben dem solaren Deckungsanteil (Zielgröße 50 %) die eingespeiste Solarwärme ins Netz je m<sup>2</sup> Kollektorfläche (solarer Nutzwärmeertrag) herangezogen werden. Die Einstrahlung in Kollektorebene ist in Bild 4.4-1 für die Anlagen in Friedrichshafen (FN), Hamburg (HH)<sup>15</sup>, Neckarsulm (NSU), Rostock (R), Hannover (H), Steinfurt-Borghorst (SB) und Crailsheim (CR) dargestellt. Bild 4.4-2 zeigt die entsprechenden Verläufe der jährlichen Wärmelieferung der Kollektoren je m<sup>2</sup> Kollektorfläche. Die Verläufe der solaren Nutzwärmeerträge sind in Bild 4.4-3 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 der immensen Wärmeverluste des Heißwasser-Wärmespeichers noch darunter. Der niedrige Solarertrag in Hannover ist auf Undichtigkeiten im Kollektorfeld zurückzuführen.

---

<sup>15</sup> Messdaten von Hamburg, Hannover und Steinfurt von IGS, Uni Braunschweig: <http://www.igs.bau.tu-bs.de/>

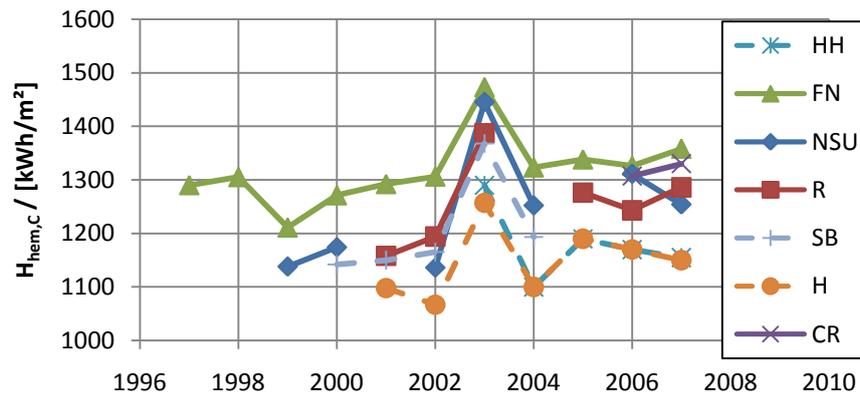


Bild 4.4-1: Einstrahlung in Kollektorebene, Hamburg (HH), Friedrichshafen (FN), Neckarsulm (NSU), Rostock (R), Steinfurt-Borhorst (SB), Hannover (H) und Crailsheim (CR)

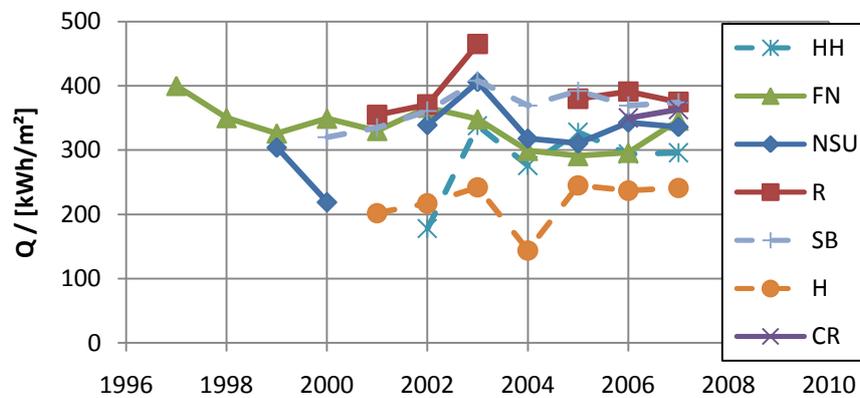


Bild 4.4-2: Wärmelieferung der Kollektoren je m² Kollektorfläche, Hamburg (HH), Friedrichshafen (FN), Neckarsulm (NSU), Rostock (R), Steinfurt-Borhorst (SB), Hannover (H) und Crailsheim (CR)

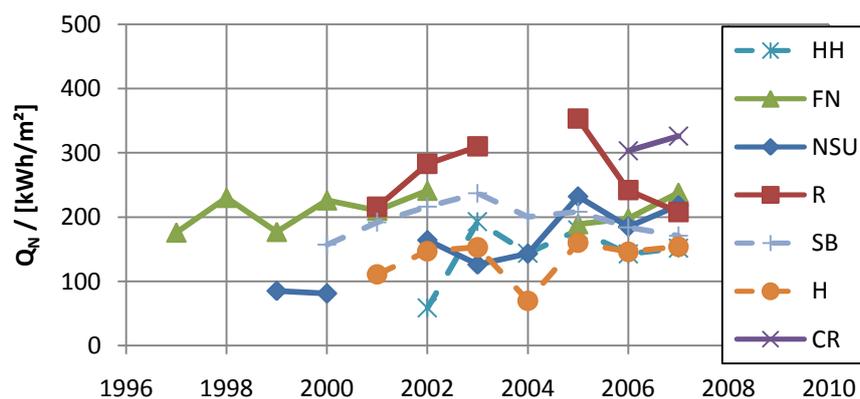
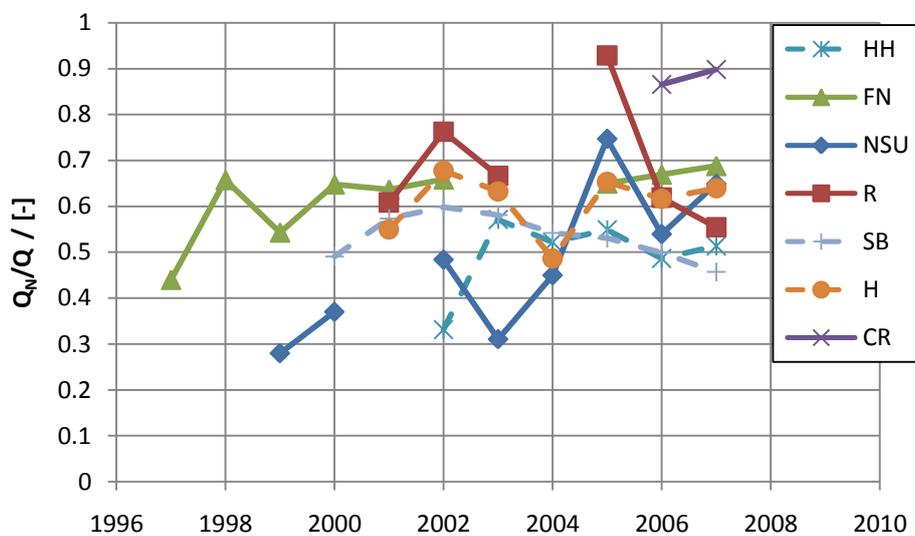


Bild 4.4-3: Einspeisung Solarwärme ins Netz je m² Kollektorfläche (solarer Nutzwärmeertrag), Hamburg (HH), Friedrichshafen (FN), Neckarsulm (NSU), Rostock (R), Steinfurt-Borhorst (SB), Hannover (H) und Crailsheim (CR)

In Bild 4.4-4 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 mit niedrigen solaren Deckungsanteilen ohne saisonale Wärmespeicherung betrieben wird. Die Inbetriebnahme des Erdsonden-Wärmespeichers erfolgte im Herbst 2008. Im Mittel werden 62 % der von den Solarkollektoren gelieferten Wärme ins Netz eingespeist. Es sind keine eindeutigen Tendenzen für oder gegen ein Systemkonzept erkennbar.



**Bild 4.4-4:** 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)

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 4.4-4 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.

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.

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.

## 6. Anhang