

Betriebserfahrungen mit Kurzzeitspeicher-Solaranlagen zur Nahwärmeunterstützung im Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000

Reiner Croy, Michael Mies, Ulrich Rehrmann, Darius Szablinski
ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH; Verbindungsstr. 19; D-40723 Hilden
Tel.: 02103/2444-0; Fax: 02103/2444-40; zfs.energie@t-online.de

1. Systemtechnik

Im Rahmen des Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000 betreut die ZfS drei Solaranlagen, die in ein Nahwärmenetz eingebunden sind.

	Hennigsdorf	Heilbronn	Stuttg.-Burgholzhof
aktive Absorberfläche	856 m ²	376 m ²	1.543 m ²
Speichervolumen	40 m ³	42 m ³ (2x21 m ³)	90 m ³
Systemkosten inkl. Planung u. MwSt.	517.630 € 605 €/m ²	223.875 € 595 €/m ²	718.000 € 454 €/m ²
garantierter Ertrag	361 MWh/a 422 kWh/(a·m ²)	167 MWh/a 441 kWh/(a·m ²)	640 MWh/a 415 kWh/(a·m ²)
solarer Wärmepreis (geplant) ¹⁾	0,125 €/kWh	0,118 €/kWh	0,098 €/kWh

¹⁾ 6 % Zins, 20 Jahre Lebensdauer, ohne Abzug Fördermittel

Tab. 1: Systemgrößen, garantierte Erträge und Planwerte des solaren Wärmepreises

Anbindung an das Nahwärmenetz

Bei allen drei Anlagen erfolgt die Wärmeversorgung der Gebäude über ein konventionelles 2_k-Leiter-Nahwärmenetz, mit dem die in der Heizzentrale erzeugte Wärme über einen Vor- und Rücklauf an die Wärmeübergabestationen für Trinkwassererwärmung und Raumheizung geführt wird (Abb. 1). Die früher realisierte Variante, bei der zusätzlich ein Trink-Warmwassernetz verlegt wurde (sog. konv. 4_k-Leiter-Netz /1/), spielt heutzutage bei neu installierten Netzen keine Rolle mehr.

Die Anlagen Heilbronn und Hennigsdorf sind als 4-Leiter-Netz ausgeführt. Dabei werden ein Solarvorlauf und ein -rücklauf (2_s) vom Solarwärmetauscher zum Pufferspeicher verlegt. Vorteil des 4-Leiter-Netzes ist, dass der Rücklauf des Puffer-Ladekreises vom Rücklauf des Nahwärmenetzes getrennt ist, was Temperaturspitzen im Netzurücklauf vom Solarwärmetauscher fern hält (infolge Dämpfung durch Pufferspeicher). Eine Beschreibung der Anlage Hennigsdorf enthält dieser Tagungsband /2/.

Die Anlage in Stuttgart-Burgholzhof ist als 3-Leiter-Netz ausgeführt. Bei diesem Systemtyp ist in den Unterstationen der drei Gebäude, auf denen die Kollektorfelder installiert sind, ein Solarwärmetauscher in den Rücklauf des Nahwärmenetzes eingebunden. Damit die Kollektorfelder effektiv auf möglichst niedrigem Temperaturniveau arbeiten können, muss besonders in diesen Gebäuden für eine niedrige Rücklauf-temperatur gesorgt werden. Die Vorläufe der Wärmetauscher werden über eine solare Netzleitung (1_s) zum Pufferspeicher in der Heizzentrale geführt. Fließt im Gebäude selbst wegen eines geringen Wärmebedarfs nur ein sehr kleines oder kein Rücklauf-

Das Projekt Solarthermie-2000 wird vom Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördert (ehemals durch BMWa). Der BMU übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit, die Genauigkeit und die Vollständigkeit der Angaben sowie für die Beachtung privater Rechte Dritter. Verantwortlich für den Inhalt dieser Veröffentlichung sind die Autoren.

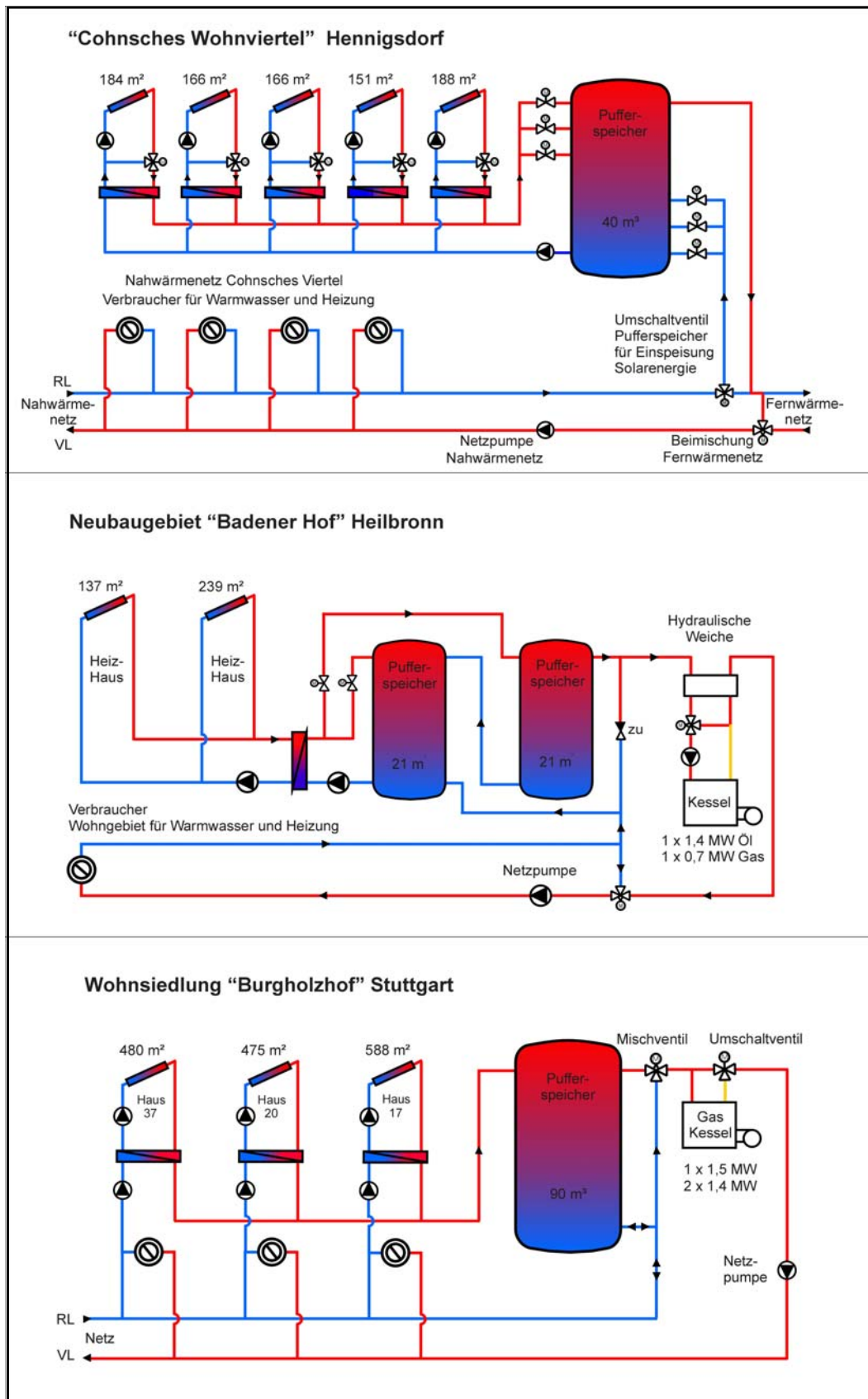


Abb. 1: Solaranlagen zur Nahwärmeunterstützung im Teilprogramm 2 von ST-2000

volumen, kann die Pumpe P2 des Solarwärmetauschers ihr Fördervolumen auch aus dem Pufferspeicher über den Netzurücklauf entnehmen. Das Netzurücklaufvolumen ist dabei minimal oder geht gegen Null (Siedlungs-Wärmeverbrauch gering), und die Strömungsrichtung im Netzurücklauf kehrt sich um, wobei die Netzurücklauftemperatur systembedingt auf das Niveau im Puffer unten ansteigt. Da eine Leitung entfällt, hat das 3-Leiter-System Kostenvorteile gegenüber dem 4-Leiter-Netz. Nachteilig ist, dass durch die gemeinsame Netz- und Ladekreisrücklaufleitung Temperaturspitzen im Netzurücklauf direkt auf den Solarwärmetauscher durchschlagen, was ungünstig für die Effektivität des Kollektorfeldes ist. Außerdem hat das System keine eindeutige Strömungshydraulik. Bei Strömungsumkehr im Netzurücklauf wird eine Rücklaufbeimischung über den Bypass am Puffer erschwert oder verhindert, was zu hohen Netztemperaturen führt, wenn der Puffer wärmer ist als die Soll-Netzurücklauftemperatur.

Umgehung des Pufferspeichers

Zur Einkoppelung der Solarwärme in das konventionelle Netz wird der Netzurücklauf durch den Pufferspeicher geführt. In Stuttgart und Hennigsdorf erfolgt dies temperaturgesteuert, wenn der Speicher oben wärmer als der Netzurücklauf ist. Ansonsten wird er über einen Bypass umgangen, wodurch der Eintrag von konv. Energie in den Puffer vermieden wird. Aus energetischer Sicht ist dies die optimale Variante.

In Heilbronn wurde auf den temperaturgesteuerten Bypass verzichtet, lediglich eine manuell zu betätigende Umgehung ist vorhanden. Der Netzurücklauf strömt ständig durch die Puffer und erwärmt sie auf das Niveau des Netzurücklaufes. Dadurch entstehen in dieser Anlage zusätzliche Speicherverluste von ca. 3 MWh/a (vgl. Text unten). Hinzu kommt ein verminderter Eintrag von Solarenergie, der ebenfalls einen Mehrverbrauch an konventioneller Energie verursacht. Ein Verzicht auf den geregelten Bypass ist aus wirtschaftlichen Überlegungen dann gerechtfertigt, wenn dies zu niedrigeren solaren Wärmekosten führt. Bei Kosten von ca. 10.000 € für den in dieser Anlage notwendigen DN150-Mischer inkl. Regelung wäre dies dann der Fall, wenn der Mehrverbrauch an konventioneller Energie (Speicherverluste plus Mindereintrag) nicht mehr als 8 MWh/a betragen würde (wird derzeit untersucht).

Anbindung der konventionellen Nacherwärmung

Auch bez. der hydraulischen Ankoppelung der Heizkessel an das Nahwärmenetz wurden unterschiedliche Varianten realisiert. In Stuttgart sind drei Gaskessel in das Netz integriert. Die Erfahrung in dieser Anlage zeigt, dass es wichtig ist, die Kesselleistung möglichst weit nach unten abzustufen, um ein Überschwingen der Netz-Vor- und -Rücklauftemperatur im Sommer zu vermeiden /3/.

In Heilbronn sind die Kessel über eine hydraulische Weiche an das Nahwärmenetz angeschlossen. Eine Soll-Temperaturüberschreitung im Vorlauf wird hier durch die Rücklaufbeimischung aus dem Netz und durch sehr kurze Kesselaufzeiten unterbunden. In Hennigsdorf /2/, wo die Solaranlage an den Teilstrang eines größeren Fernwärmenetzes angekoppelt ist, erfolgt die Nacherwärmung durch Beimischung von Heizwasser aus dem Fernnetz. Dadurch besteht prinzipiell die Möglichkeit, Überschusswärme aus dem Solarpuffer in das Fernwärmenetz einzuspeisen (noch nicht realisiert, wird aber erwogen). Bei vollbeladenem Puffer wird der Netzurücklauf über die Solltemperatur erwärmt, da eine entsprechende Rücklaufbeimischung am Puffer fehlt (s. Kap. 2).

2 Betriebsergebnisse

Die Bilanztabellen der Anlagen Burgholzof und Heilbronn zeigen die wichtigsten Energiewerte und Kennzahlen der Solaranlagen für die jeweiligen Messjahre (Bilanz Hennigsdorf s. /2/). Noch keines der drei Wohngebiete ist vollständig bewohnt bzw. bebaut. Dies ist bei Betrachtung der Ergebnisse zu berücksichtigen, da es sich negativ auf das Betriebsergebnis auswirken kann, weil die konventionelle Technik und die Solaranlagen auf Vollbelegung ausgelegt wurden.

Wohngebiet Stuttgart-Burgholzof

Knapp 27 % der eingestrahlten Solarenergie wurden an den Ladekreis übertragen. Legt man die Planwerte der Verluste des Speichers und des dritten Leiters vom Solar-WT zum Puffer von insgesamt 4 % zugrunde (exakte Messung wäre aufgrund der anlagenspezifischen Strömungsumkehr in der Netzurücklaufleitung sehr aufwändig), hat die Anlage 478 MWh Nutzwärme geliefert, bei einem Systemnutzungsgrad von 25,7 %. Die Planwerte liegen mit 640 MWh/a bzw. 34,6 % deutlich höher. Hauptursache für die Abweichung ist, dass die Netzurücklauf-temperatur aufgrund des schlechten Regelverhaltens der Kessel bei geringer Wärmeabnahme im Sommer zu hoch ist (oft über 60 °C /3/). Erste Abschätzungen deuten darauf hin, dass unter Berücksichtigung dieser ungünstigen Betriebsbedingungen der entsprechend korrigierte garantierte Solarertrag im Rahmen der in ST-2000 erlaubten Toleranz (90 % des Garantiewertes) dennoch eingehalten werden kann. Dies heißt aber nicht, dass die Effizienz der Solaranlage den Erwartungen entspricht.

1	Strahlungsenergie auf Kollektoren	1860 MWh
2	Solarenergie an Puffer-Ladekreis	500 MWh
3	Nutzenergie aus Puffer	478 MWh
4	Kollektorkreisnutzungsgrad (2)/(1)	26,8 %
5	Systemnutzungsgrad real (3)/(1)	25,7 %
	garantiert	34,6 %

Tab 2: Bilanz 1.8.2000 – 3.7.2001

Bei den Bilanzwerten in Tab. 3 ist zu berücksichtigen, dass die Anlage noch im Probebetrieb lief, und Datenausfälle korrigiert werden mussten. Außerdem waren gegen Ende der Messperiode nur 140 der geplanten 540 WE belegt (zu Beginn noch weniger). Von 446 MWh Einstrahlung auf die Kollektorfelder wurden 138 MWh (31 %) an die Puffer abgegeben und zusätzlich 38 MWh konventionelle Energie eingespeist (Summe: 176 MWh). Aus den Pufferspeichern wurden 159 MWh an das Wärmenetz abgegeben. Die recht hohen Speicherverluste von rd. 10 % entstehen durch die Aufteilung auf zwei Behälter in Verbindung mit einer nur 10 cm dicken Wärmedämmung (zu beachten sind hier auch evtl. Messungenauigkeiten). Man kann demnach davon ausgehen, dass dem Puffer ca. 124 MWh von der eingespeisten Solarwärme und 35 MWh von der eingespeisten konv. Energie entnommen werden (Solarsystemnutzungsgrad knapp 28 %). Dies würde bedeuten, dass 3 MWh/a zusätzliche konv. Verluste durch den fehlenden Bypass entstehen. Mindestens weitere 2 – 5 MWh/a könnte das Solarsystem noch liefern, wenn dieser Bypass vorhanden wäre. Insgesamt führt der fehlende Bypass zu einem Zusatzverbrauch von 5 – 8 MWh/a. Genauere Untersuchungen sind im Gange.

Wohngebiet Badener Hof Heilbronn

Bei den Bilanzwerten in Tab. 3 ist zu berücksichtigen, dass die Anlage noch im Probebetrieb lief, und Datenausfälle korrigiert werden mussten. Außerdem waren gegen Ende der Messperiode nur 140 der geplanten 540 WE belegt (zu Beginn noch weniger). Von 446 MWh Einstrahlung auf die Kollektorfelder wurden 138 MWh (31 %) an die Puffer abgegeben und zusätzlich 38 MWh konventionelle Energie eingespeist (Summe: 176 MWh). Aus den Pufferspeichern wurden 159 MWh an das Wärmenetz abgegeben. Die recht hohen Speicherverluste von rd. 10 % entstehen durch die Aufteilung auf zwei Behälter in Verbindung mit einer nur 10 cm dicken Wärmedämmung (zu beachten sind hier auch evtl. Messungenauigkeiten). Man kann demnach davon ausgehen, dass dem Puffer ca. 124 MWh von der eingespeisten Solarwärme und 35 MWh von der eingespeisten konv. Energie entnommen werden (Solarsystemnutzungsgrad knapp 28 %). Dies würde bedeuten, dass 3 MWh/a zusätzliche konv. Verluste durch den fehlenden Bypass entstehen. Mindestens weitere 2 – 5 MWh/a könnte das Solarsystem noch liefern, wenn dieser Bypass vorhanden wäre. Insgesamt führt der fehlende Bypass zu einem Zusatzverbrauch von 5 – 8 MWh/a. Genauere Untersuchungen sind im Gange.

1	Strahlungsenergie auf Kollektoren	446 MWh
2	Solarenergie an Pufferspeicher	138 MWh
3	Kollektorkreisnutzungsgrad (2)/(1)	31,0 %
4	konv. Energie an Pufferspeicher	38 MWh
5	Nutzenergie aus Puffer (sol+konv)	159 MWh
6	Pufferverluste gesamt (5)/[(2)+(4)]	9,8 %
7	nutzbare Solarwärme (s. Text)	124 MWh
8	Solarsystemnutzungsgrad (7)/(1)	27,8 %
	garantiert	38,2 %

Tab 3: Bilanz 4.11.2001 bis 3.11.2002

Bei den Bilanzwerten in Tab. 3 ist zu berücksichtigen, dass die Anlage noch im Probebetrieb lief, und Datenausfälle korrigiert werden mussten. Außerdem waren gegen Ende der Messperiode nur 140 der geplanten 540 WE belegt (zu Beginn noch weniger). Von 446 MWh Einstrahlung auf die Kollektorfelder wurden 138 MWh (31 %) an die Puffer abgegeben und zusätzlich 38 MWh konventionelle Energie eingespeist (Summe: 176 MWh). Aus den Pufferspeichern wurden 159 MWh an das Wärmenetz abgegeben. Die recht hohen Speicherverluste von rd. 10 % entstehen durch die Aufteilung auf zwei Behälter in Verbindung mit einer nur 10 cm dicken Wärmedämmung (zu beachten sind hier auch evtl. Messungenauigkeiten). Man kann demnach davon ausgehen, dass dem Puffer ca. 124 MWh von der eingespeisten Solarwärme und 35 MWh von der eingespeisten konv. Energie entnommen werden (Solarsystemnutzungsgrad knapp 28 %). Dies würde bedeuten, dass 3 MWh/a zusätzliche konv. Verluste durch den fehlenden Bypass entstehen. Mindestens weitere 2 – 5 MWh/a könnte das Solarsystem noch liefern, wenn dieser Bypass vorhanden wäre. Insgesamt führt der fehlende Bypass zu einem Zusatzverbrauch von 5 – 8 MWh/a. Genauere Untersuchungen sind im Gange.

Die nutzbare Solarwärme liegt noch deutlich unter dem garantierten Ertrag von 167 MWh (Tab. 1). Wenn es gelingt, die Netzurücklauftemperaturen zu senken (vor allem im Sommer) können eine höhere Anlageneffizienz und niedrigere solare Wärmekosten erreicht werden (real derzeit 0,16 €/kWh). Beim Systemnutzungsgrad gilt bez. des Verhältnisses real/garantiert sinngemäß das zu Burgholzof Gesagte.

Be- und Entladung des Pufferspeichers der Solaranlage Hennigsdorf

Bilanzdaten zur Anlage sind in /2/. Abb. 2 zeigt Speicher- und Netzurücklauftemperaturen, sowie den Energieein- und -austrag in den Puffer an drei strahlungsreichen Tagen. Von 9:00 bis 18:00 Uhr wird der Pufferspeicher bis zu 85 °C beladen, die Entladung läuft mit kurzen morgendlichen Unterbrechungen fast drei Tage durch. Gegen Ende jeder Entladung ist der Speicher wieder auf das Vortagesniveau abgekühlt, was zeigt, dass der Puffer als 1-Tagesspeicher ausgelegt ist (Flächenintegral der Entladekurve etwa gleich Fläche der Ladekurve abzgl. Speicherverluste). Solange wegen der hohen Speichertemperatur keine Beimischung aus dem Fernwärmenetz erforderlich ist, gleicht sich die Netzurücklauftemperatur an die Temperatur im Speicher oben an. Da die Vorlauftemperatur an den Wärmeübergabestationen nicht vollständig abgebaut werden kann, steigt die Rücklauftemperatur mit an. Zur Abhilfe wird erwogen, Überschusswärme in das Fernwärmenetz einzuspeisen.

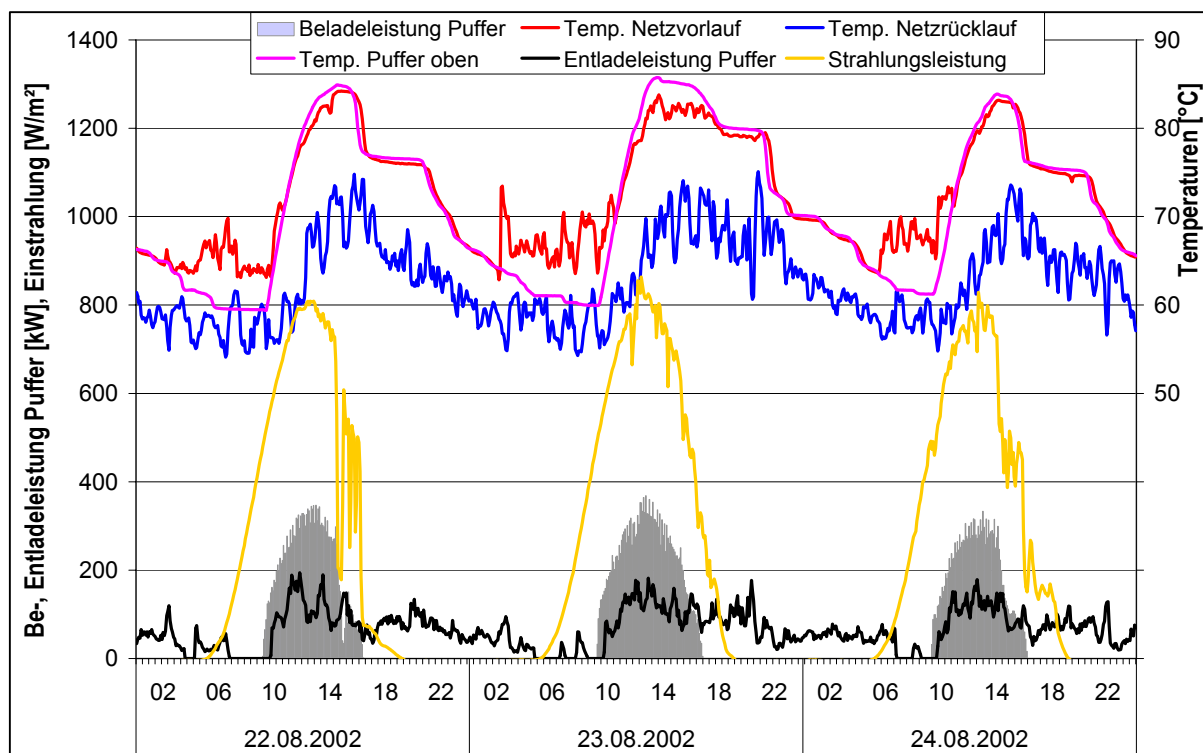


Abb. 2: 5-Min-Mittelwerte von Temperaturen und Energien vom 21.8.bis 24.8.2002

3 Literatur

/1/ Peuser, F. A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen – Praktische Erfahrungen, TÜV-Verlag GmbH Köln, 1999, ISBN: 3-8249-0541-8

in diesem Tagungsband:

/2/ Mies, M.; Rehrmann U.: Solar unterstütztes Nahwärmesystem Cohnsches Viertel, Hennigsdorf

/3/ Peuser, F. A.; Croy, R.; Mies, M.; Rehrmann, U.: Ursachen zu hoher Netzurücklauftemperaturen und deren Einfluss auf das Betriebsverhalten von Solaranlagen zur Nahwärmeunterstützung

Operational Experiences with Short Term Storage Solar Systems to Support Local Heat Supply Networks in Subprogramme 2 of Solarthermie-2000

Abstract

In the context of sub-programme 2 of Solarthermie-2000, ZfS is monitoring three different types of solar system, connected to local heating networks to back-up the water and space heating systems (Fig. 1).

With 3-pipe networks (plant in Stuttgart-Burgholzhof) a solar heat exchanger is connected to the returning pipes of the local heat supply in the substations of the buildings on which collector fields have been installed. The advance flow of the heat exchangers is fed along a solar pipe to the buffer in the central heating installation. If, as a result of a low heat requirement, there is only a very small or no return volume from the building, the pump of the solar heat exchanger can also transport its flow volume from the buffer through the network return flow, whereby the direction of flow in the network return pipe is reversed and the return temperature rises, depending on the system, to the level in the lower part of the buffer. With the 4-pipe network (Heilbronn and Hennigsdorf) a solar advance flow pipe and a return flow pipe are laid between the solar heat exchanger and the buffer.

The solar storage should only be flowed through by the network return flow when the network return flow is at a higher temperature. If the buffer is too cold, it is avoided by means of a bypass circuit, making an input from conventional energy into the buffer impossible. The bypass can be omitted for economic reasons, if this leads to lower costs for the solar heat costs. Extra costs for the bypass must be seen in relation to the increased consumption of conventional energy (additional buffer losses, decreased yield from solar energy).

It should be possible to set the performance of the boilers for reheating to as low a level as can be achieved, in order to avoid an overshooting of the network advance and return temperatures on days with high solar radiation and with a low flow rate in the network (small heat requirement). An overheating of the advance temperature can also be prevented by a return admixture or by feeding the heat into a buffer. If back-up heating takes place via an admixture of heating water from a district heating network, it should be investigated whether the feeding-in of excess heat from the solar buffer into the district heating network is possible.

Looking at these operating results it must be remembered that the housing areas are not yet completely inhabited, whereas the conventional technology and the solar plants were designed for full occupancy. Beside the too high return temperatures in the local heat supply network (s. contribution /4/ in this volume of proceedings) this could be a reason for the guaranteed yields, which lie between 415 and 441 kWh/(a·m²), not being reached. The actual yield in the 1st measuring year is about 25 % lower in the plants Stuttgart-Burgholzhof and Heilbronn (Hennigsdorf see /3/). Hence the solar heat prices offered (between 9.8 and 12.5 Ct/kWh) cannot be achieved yet.