

Förderprogramm „Solarthermie2000plus“

Abschlussbericht für das Projekt

**Wohngebäude Magdeburger Str. Hannover
Berichtszeitraum: bis Dezember 2009**

vorgelegt durch

ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH

Verbindungsstraße 19

40723 Hilden

www.zfs-energietechnik.de

Michael Mies

Ulrich Rehrmann

September 2010

Dieser Bericht wurde im Rahmen des Monitoringprogramms „Projektbegleitendes Messprogramm zu Solarthermie-2000 und zu Solarthermie2000plus, Förderkennzeichen 032 9601Q“ des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) von der ZfS GmbH erstellt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Die Solaranlage in Hannover selbst wurde im Rahmen des Programms „Solarthermie2000plus“ des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter dem Förderkennzeichen 032 9604E gefördert.

INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG	4
2	OBJEKTBE SCHREIBUNG	5
3	TECHNISCHE DATEN UND HAUPTKOMPONENTEN DES SOLARSYSTEMS	8
4	CHRONOLOGIE	11
5	BESCHREIBUNG DES WÄRMEVERSORGUNGSSYSTEMS	12
6	REGELUNGSTECHNIK	13
7	MESSTECHNIK	16
8	DEFINITION DER KENNZAHLEN DES SOLARSYSTEMS	17
9	MESSJAHR 01.01. – 31.12.07 (1. MESSPERIODE)	18
9.1	Ertragsbilanz und Betriebserfahrungen	18
9.1.1	Summenwerte der Messperiode	18
9.1.2	Messwerte als Tagesmittelwert der Wochensummen	20
9.2	Verhalten Pufferspeicher beim Be- und Entladen	22
9.3	Verhalten des Umschaltventils V1 (Beladung Kesselpuffer mit Solarenergie)	25
9.4	Verhalten des Umschaltventils V2 (Entladung solare Pufferspeicher)	26
9.5	Verhalten des Beimischventils Wärmenetz	27
10	MESSJAHR 01.01. – 31.12.08 (2. MESSPERIODE)	31
10.1	Ertragsbilanz und Betriebserfahrungen	31
10.1.1	Summenwerte der Messperiode	31
10.1.2	Messwerte als Tagesmittelwert der Wochensummen	33
10.2	Verhalten des Beimischventils Wärmenetz	35
11	MESSJAHR 01.01. – 31.12.09 (3. MESSPERIODE)	38
11.1	Ertragsbilanz und Betriebserfahrungen	38
11.1.1	Summenwerte der Messperiode	38
11.1.2	Messwerte als Tagesmittelwert der Wochensummen	40
11.2	Verhalten des Beimischventils Wärmenetz	43
12	VERGLEICH MESSPERIODEN	44
13	GARANTIERTER SOLARERTRAG	46
14	DETAILUNTERSUCHUNGEN	49
14.1	Überprüfung der Kollektorkennlinie anhand von Messwerten	49
14.2	Leistungsfähigkeit des Wärmetauschers Kollektorkreis/ladekreis	52
15	KOSTEN SOLARSYSTEM	54
16	ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT	55

17	LITERATURHINWEISE	56
18	ADRESSEN	57
19	ANHANG	59

1 Einleitung

Das Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU) führte im Rahmen des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung mit der Fördermaßnahme „Solarthermie2000plus“ die langfristig angelegte Forschungsaktivität zur thermischen Nutzung der Sonnenenergie im Niedertemperaturbereich mit neuen Schwerpunkten fort. Im Rahmen dieser Fördermaßnahme wurde eine begrenzte Anzahl solarthermischer Pilot- sowie Forschungs- und Demonstrationsanlagen zur Teildeckung des Wärmebedarfs unterschiedlicher Verbraucher im Niedertemperaturbereich modellhaft gefördert.

Ausgehend von den bisher erreichten Ergebnissen konzentrierte sich die im Jahr 2008 auslaufende Fördermaßnahme „Solarthermie2000plus“ auf erweiterte und neue Lösungen in der Solarthermietechnik und den Abbau von rechtlichen und organisatorischen Markteintrittsbarrieren.

Vorrangiges Ziel war es, durch forschungsbegleitende Pilot- und Demonstrationsprojekte die wissenschaftlich-technischen und rechtlich-organisatorischen Voraussetzungen zu schaffen, dass die Solarthermie künftig einen deutlich höheren Beitrag am Wärmemarkt zur Substitution fossiler Brennstoffe leisten und damit auch ein wirksamer Klimaschutz erreicht werden kann. Angestrebt wurde, einen nahtlosen Übergang von der anwendungsorientierten Forschung bis hin zum Abbau von Hemmnissen bei der breiten Markteinführung der Solarthermie zu erreichen. Die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch die weitere Senkung der solaren Wärmekosten war dabei ein zentrales Ziel. Hierbei lag das größte Potenzial auf dem Gebiet der Systemtechnik, z.B. in der Erforschung effizienter und wartungsarmer Systemkonfigurationen (inkl. Verbraucher und konv. Wärmeerzeuger), der optimalen Anbindung des Solarsystems an das konventionelle Wärmeerzeugungs- und an das Verbrauchssystem oder der Komponentendimensionierung.

Aus Gründen des Klimaschutzes müssen solarthermische Anlagen künftig auch in neuen Einsatzgebieten einen höheren solaren Deckungsanteil ermöglichen als dies bisher möglich war. So wird inzwischen ein solarer Deckungsanteil von 10 – 30 % am Gesamtwärmebedarf bzw. bis 60 % für Anlagen mit saisonaler Speicherung vorgesehen, wobei sich die maximal zulässigen Wärmegegostehungskosten am solaren Deckungsanteil orientieren. Die solaren Wärmekosten sind außer von der Anlagengröße, der Systemtechnik und den Randbedingungen der jeweiligen Anwendung ganz wesentlich vom solaren Deckungsanteil abhängig.

Insbesondere wurden folgende Konzepte der solarthermischen Nutzung mit dem Bau von größeren Pilot- und Demonstrationsanlagen erprobt:

- Solaranlagen zur kombinierten Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung (solare Kombianlagen) mit mittleren solaren Deckungsanteilen am Gesamtwärmebedarf der versorgten Gebäude,
- Solar unterstützte Wärmenetze und zentrale Wärmespeicherung, einschließlich deren Kombination mit anderen umweltfreundlichen Wärmequellen (Biomasse, Geothermie, Abwärme aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, usw.) zur weitgehend CO₂-neutralen Wärmeversorgung,
- neue Anwendungsgebiete für die Solarthermie, wie z.B. die solarunterstützte Klimatisierung von Gebäuden (solares Kühlen) oder deren Einsatz für die Prozesswärme im Niedertemperaturbereich.

Gegenstand der Förderung waren insbesondere die Planung, Errichtung und Erprobung von Pilot-Forschungs- und Demonstrationsanlagen mit einer Mindestgröße von 100 m² Kollektorfläche und die intensive Begleitforschung für ca. 2- 3 Jahre nach Systemerrichtung, sowie die vereinfachte Langzeitbetreuung bis zum Auslaufen der Begleitforschung. Weitere Ziele des Programms sowie die Förder- und Auswahlkriterien sind in den Informationsschriften /1/ bis /3/ beschrieben.

2 Objektbeschreibung

Die sich im Besitz der MSV Hannover befindlichen Mehrfamilienhäuser Magdeburger Str. 2 + 4 in Hannover (Baujahr: Anfang 60er Jahre) sind durch eine komplette Sanierung, die eine neue Wärmeversorgungstechnik mit gemeinschaftlich genutztem Pelletkessel und Solaranlage, einen erhöhten Wärmeschutz sowie den Umbau in familiengerechte Wohnungen umfasste, auf einen modernen und ansprechenden Stand gebracht worden. Die beiden Blöcke bieten jetzt eine Wohnfläche von in Summe 2.930 m², aufgeteilt auf 36 Wohneinheiten mit

4	3-Zimmer-Wohnungen
26	4-Zimmer-Wohnungen
6	5-Zimmer-Wohnungen

Die max. mögliche Belegung wurde in der Planung mit 144 Personen angenommen, was einer durchschnittlichen Belegung von 4 Personen pro WE entspricht. Eine Bestimmung der Belegungszahl aufgrund der Wohnungsgrößen streng nach VDI-Richtlinie 6002-1 /4/ hätte nur etwa 100 Personen ergeben. Da man aber von einem hohen Anteil an kinderreichen Familien ausging, wurde die Belegungszahl größer als nach der VDI-Vorgabe angesetzt. Bezüglich Warmwasserverbrauch und Energiebedarf für die Heizung sah die Planung folgende Auslegungswerte vor:

Warmwasserverbrauch: 21 l/Person bei 60 °C entspricht 3 m³/d Gesamtverbrauch

Energiebedarf für Warmwasserbereitung inkl. Zirkulationsverluste und thermische Verluste Trinkwarmwasserspeicher: 84 MWh/a

Energiebedarf für Beheizung der Wohnfläche (Heizlast 157 kW bei – 14 °C): 227 MWh/a

Energiebedarf für Verluste Wärmenetz: 6 MWh/a



Abbildung 1: Ansicht Gebäude Magdeburger Str. 2 vom Nachbargebäude Magdeburger Str. 4



Abbildung 2: Ansicht Gebäude Magdeburger Str. 2 von der Durchgangsstraße

Das Kollektorfeld der thermischen Solaranlage ist auf dem Gebäude Magdeburger Str. 2 aufgestellt (Abbildung 1, Abbildung 2), die Heizzentrale mit Pelletkesselanlage (150 kW), die Pufferspeicher sowie das Pelletlager mit einem Fassungsvermögen von ca. 23 t Pellets sind im Untergeschoss des Gebäudes untergebracht. Das Gebäude Magdeburger Str. 4 ist über eine Erdleitung an die Heizzentrale angeschlossen. Jedes Gebäude verfügt über eine separate Warmwasserbereitung mit Ladewärmetauscher und 550 l Warmwasserbereitschaftsspeicher.



Abbildung 3: Gebäude Magdeburger Str. 2, Kollektorfeld über dem Trockenboden

Das Kollektorfeld auf dem Gebäude Magdeburger Str. 2 mit 123,8 m² Aperturfläche (Abbildung 3) ist auf einer den Trockenboden (4. Obergeschoss) überspannenden Stahlkonstruktion errichtet, da die Kräfte aus dem Kollektorfeld nur in den massiver Baukörper, nicht jedoch in den in Leichtbauweise errichteten Trockenboden eingeleitet werden konnten. Für die solaren Steigleitungen von der Heizzentrale im Keller bis zum Kollektorfeld wurde ein nicht mehr benötigter Kaminzug genutzt.



Abbildung 4: Pufferspeicher

In der Heizzentrale sind 3 in Reihe verschaltete Pufferspeicher mit einem Volumen von jeweils 3 m³ aufgestellt, wobei für die Solaranlage 2 x 3 m³ als Solar- und für den Pelletkessel 1 x 3 m³ als Kesselpuffervolumen (der bei bestimmten Betriebssituationen durch Umschaltung auch mit Solarenergie geladen werden kann, s.u.) zur Verfügung stehen. Zum besseren Verständnis, welcher der 3 Pufferspeicher jeweils gemeint ist, wird für den gesamten nachfolgenden Text festgelegt, dass Pufferspeicher 1 als „Kesselpuffer“ und die Pufferspeicher 2 und 3 als „Solarpuffer“ bezeichnet werden.

Bei einem Kollektorfeld von 123,8 m² wären als Solarpuffervolumen etwa 8,5 m³ angemessen gewesen /6/. Ausgeführt stehen der Solaranlage, wenn man einen Teil des Kesselpuffers als Volumen für die Solaranlage mit hinzurechnet, nur etwa 7,0 m³ zur Verfügung. Eine Vergrößerung des solaren Puffervolumens war aber auf Grund der beengten Platzverhältnisse im Untergeschoss sowie des Bedarfs für die Mieterkeller nicht möglich, da auch ein Lagerraum für die Pellets vorgesehen werden musste. Abbildung 4 (Foto wurde während der Endmontage aufgenommen, deshalb ist noch keine Wärmedämmung auf den Rohren angebracht) zeigt zwei Pufferspeicher, der dritte Pufferspeicher ist in einem Nebenraum aufgestellt. Deutlich sind die beengten Platzverhältnisse zu erkennen.

Durch eine temperaturgesteuerte Ventilumschaltung kann auch das Volumen des Kesselpuffers von der Solaranlage genutzt werden, um an strahlungsreichen Tagen die angebotene Solarenergie möglichst vollständig nutzen und damit den Pelletkessel tageweise sogar vollständig durch die Solaranlage ersetzen zu können. Prinzipiell ermöglicht die Solaranlage eine Temperaturanhebung des Netzurücklaufes, der durch den Pelletkessel aufgeladene Kesselpuffer sorgt für die Einhaltung der erforderlichen Netzvorlauftemperatur, falls die verfügbare Solarenergie alleine nicht ausreicht.

Die Planung sieht vor, dass durch die Solaranlage etwa 15 % des Gesamtwärmebedarfs gedeckt werden kann.

3 Technische Daten und Hauptkomponenten des Solarsystems

In den folgenden Tabellen sind die Hauptkomponenten des Solarsystems aufgelistet. Die Informationen wurden aus Angebotsangaben, Revisionsunterlagen und durch eigene Aufzeichnungen gewonnen, ein Ersatz für die beim Betreiber vorhandenen Anlagendokumente können sie jedoch nicht sein.

Kollektoren

Ausrichtung (Süd = 0°, Ost = -90°, West = +90°)	-27° lt. Lageplan, -23° lt. Datentabelle
Neigung	30°
Anzahl Kollektormodule	24
aktive Kollektorfläche	24 x 5,16 m ² = 123,8 m ² Aperturfläche
Wärmeträgerinhalt	24 x 3,35 l = 80,4 l
Höhe über Grund	1 EG (Hochparterre) + 3 OG + Trockenboden = ca. 16 m
Höhe über Solarspeicher (unten)	1 EG (Hochparterre) + 3 OG + Trockenboden = ca. 15 m
Volumenstrom durch Kollektorfeld	14,5 l/(m ² *h) entspricht 1,8 m ³ /h
Kollektorhersteller, Typ	Solvis Fera F552-S Art-Nr. 11185
Kennzeichnungen	CE0036, Blauer Engel
Absorbermaterial	Aluminium-Blech mit lasergeschweißten Cu-Rohren
Beschichtung	Al mit Miro-Therm-Beschichtung
Material Kollektorkasten	Aluminium
zul. Betriebsüberdruck	4 bar
Stillstandstemperatur	201 °C
Konversionsfaktor η_0	0,832, bezogen auf Aperturfläche
linearer Wärmeverlustkoeffizient	3,624 W/(m ² *K), bezogen auf Aperturfläche
quad. Wärmeverlustkoeffizient	0,0152 W/(m ² *K ²), bezogen auf Aperturfläche
Winkelkorrekturfaktor	0,922

Rohrleitung vom Kollektorfeld zum Wärmetauscher (Steigleitung)

	Außenbereich
Material Rohr	Cu
Rohrabmessung	35,0 x 1,5
einfache Länge Rohrleitung	5 m
Material der Wärmedämmung	Aeroflex SSH mit Al-Verblechung
Dicke der Wärmedämmung	40 mm
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,040 W/(m*K)
	Innenbereich
Material Rohr	Cu
Rohrabmessung	35,0 x 1,5
einfache Länge Rohrleitung	20 m
Material der Wärmedämmung	Steinwollschalen mit Zn-Verblechung
Dicke der Wärmedämmung	30 mm
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,035 W/(m*K)

Wärmeträger im Solarkreis

Hersteller	Tyforop
Markenname	Tyfocor LS
Volumenverhältnis Wärmeträger/Wasser	42 – 45 % Wärmeträger (Fertigmischung)
Basisstoff	Propylenglykol

Umwälzpumpe Solarkreis

Hersteller	Grundfos
Typ	Solar 25-120
Anzahl	2 Pumpen parallel, zum Betrieb nur 1 Pumpe erforderlich
Anzahl der Stufen	2
Spannung	230 V
Leistungsaufnahme	180 und 230 W
max. zulässige Temperatur	-10 °C bis 110 °C, kurzfristig 140 °C

Sicherheitsventil und Auffanggefäß Solarkreis

Hersteller	Ari
Typ	Fig. 903 EN ISO 4126-1
Größe Eintrittsquerschnitt	TÜV SV – 05 – 688
Anzahl	1
Abblasedruck	6 bar D/G/H (S/G)
max. zulässige Temperatur	120 °C
Einbauort	Keller
Ablauf	In Auffanggefäß
Volumen Auffanggefäß	400 l, geschlossen, mit Wrasenabzug ins Freie
Material Auffanggefäß	Stahl emailliert

Expansionsgefäß und Vorschaltgefäß

Hersteller	Reflex	Pneumatex
Typ	reflex S 300l	D22.6
Bauartzulassung	06G06205007	PED/DEP97/23/EC
Volumen	300 l	22 l
eingestellter Vordruck	3,0 bar, red. auf 2,6 bar	
zul. Betriebsüberdruck	10 bar	6 bar
max. zulässige Temperatur	120 °C, Membran-10/70 °C	-10/120 °C
Aufstellort	Keller	Keller, vor Ex-Gefäß

Wärmetauscher Solarkreis/Speicherladekreis

Hersteller	SWEP
Typ	B45H x 101 / 2P-SC-S
Fläche	12,8 m ²
Material Tauscherplatten	1.4401

Ladepumpe Pufferspeicher

Hersteller	Grundfos
Typ	UPS 32-80
Anzahl	1
Anzahl der Stufen	3
Spannung	230 V
Leistungsaufnahme	135; 205; 240 W
max. zulässige Temperatur	-10/120 °C

Pufferspeicher

Hersteller	Sirch Behältertechnik GmbH
Typ	stehender zylindrischer Speicher
Anzahl	3
Volumen je Speicher	3.000 l
Material Behälterwand	Stahl
Material Wärmedämmung	PU-Schaum
Dicke der Wärmedämmung	100 mm
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,040 W/(m*K)
Material Ummantelung	Kunststoff

4 Chronologie

18. März 2005

Eingang des Ideenpapiers (Fragebogen) bei der ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH.

26. September 2005

Bewilligung des Projektes durch den Projektträger PtJ im Rahmen des Förderkonzeptes „Solarthermie2000plus“.

28. September 2005

Vorortbesichtigung des Objektes

03. Januar 2006

Verschicken des Leistungsverzeichnisses

21. April 2006

Die Lieferung und Installation des Kollektorfeldes wird an die Firma Corona-Solar in Hannover vergeben, die Lieferung und Installation der übrigen Solaranlage (Pufferspeicher mit Verrohrung, Regelungstechnik, Wärmetauscher) und der Messtechnik der ZfS wird an die Firma Altmärkische Haustechnik in Osterburg vergeben.

20. Oktober 2006

Der Probetrieb der Solaranlage mit Erfassung der Messwerte durch die ZfS beginnt.

01. Januar 2007

Das Messjahr zur Überprüfung der vom Lieferanten des Kollektorfeldes abgegebenen solaren Ertragsgarantie beginnt.

13. Juli 2007

Umbau Regelventil Wärmenetz

31. Dezember 2007

1. Messjahr (01.01. – 31.12.07) ohne größere Datenausfälle bei stabilem Anlagenbetrieb beendet.

31. Dezember 2008

2. Messjahr (01.01. – 31.12.08) ohne größere Datenausfälle bei stabilem Anlagenbetrieb beendet.

31. Dezember 2009

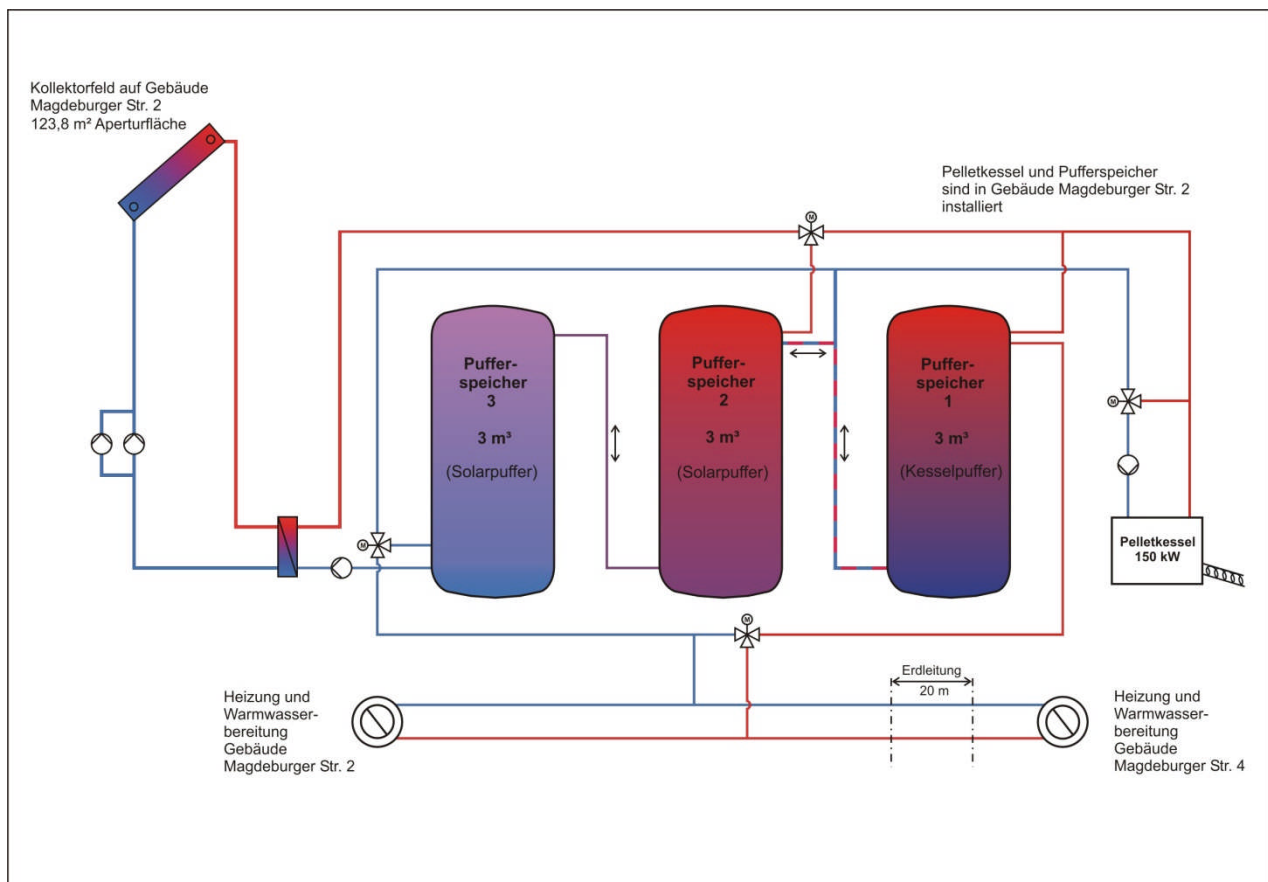
3. Messjahr (01.01. – 31.12.09) ohne größere Datenausfälle bei stabilem Anlagenbetrieb beendet.

5 Beschreibung des Wärmeversorgungssystems

Abbildung 5 zeigt ein vereinfachtes Hydraulikschema des Wärmeversorgungssystems. Das Kollektorfeld auf dem Gebäude Magdeburger Str. 2 mit einer Aperturfläche von 123,8 m² (Neigung: 30°, Ausrichtung: -23°; SSO) führt die Solarenergie über eine Steigleitung, die in einen nicht mehr benötigten Kaminzug verlegt wurde, dem gelöteten Plattenwärmetauscher zwischen Kollektorkreis mit Wärmeträger und dem Speicherladekreis zu. Der Speicherladekreis lädt die beiden in Reihe geschalteten solaren Pufferspeicher mit je 3 m³ Volumen. Bei einer Temperatur im Ladekreis von mehr als 74 °C wird zusätzlich auch der Kesselpuffer mit Solarenergie beladen. Die Kollektorkreispumpe wird über einen Temperaturvergleich zwischen Kollektor und Pufferspeicher, die Ladekreispumpe durch einen Temperaturvergleich zwischen Kollektorkreis und Pufferspeicher ein- bzw. ausgeschaltet. Hierzu mehr im Kapitel Regelung.

Der Rücklauf aus dem Wärmenetz wird durch die Solarpuffer geleitet, wenn die Temperatur oben im solaren Pufferspeicher um eine einstellbare Temperaturdifferenz größer ist als die Rücklaufftemperatur aus dem Wärmenetz. Die Solarpuffer werden dann entladen und die Temperatur des Wärmenetzrücklaufs auf diese Weise angehoben.

Der Pelletkessel (Leistung 150 kW) belädt nur den Kesselpuffer. Je nach solarem Energieangebot, kann der Pelletkessel auch über längere Phasen hinweg abgeschaltet bleiben, da durch die Reihenschaltung der Pufferspeicher einschl. Kesselpuffer gewährleistet ist, dass beim Entladen heißes Speicherwasser aus den Solarpuffern immer in den Kesselpuffer und von dort zum Netzbeförderer gelangt. Ein Mischventil im Netzbeförderer regelt die Netztemperatur so, dass auch bei max. aufgeladenen Pufferspeichern (ca. 95 °C) die Netzbeförderertemperatur nicht über den voreingestellten Sollwert hinaus ansteigt. Das Gebäude Magdeburger Str. 4 ist über eine Erdleitung (Länge ca. 20 m) an die Heizentrale im Gebäude Magdeburger Str. 2 angeschlossen.



PC_RL_D:\00daten\1\Projekte\Zeichnungen\Corel_danf\Hannover_Schaltchema_neu.cdr
Stand 13.02.2009

Abbildung 5: Vereinfachter Schaltplan Wärmeversorgung Gebäude Magdeburger Str. 2 + 4

6 Regelungstechnik

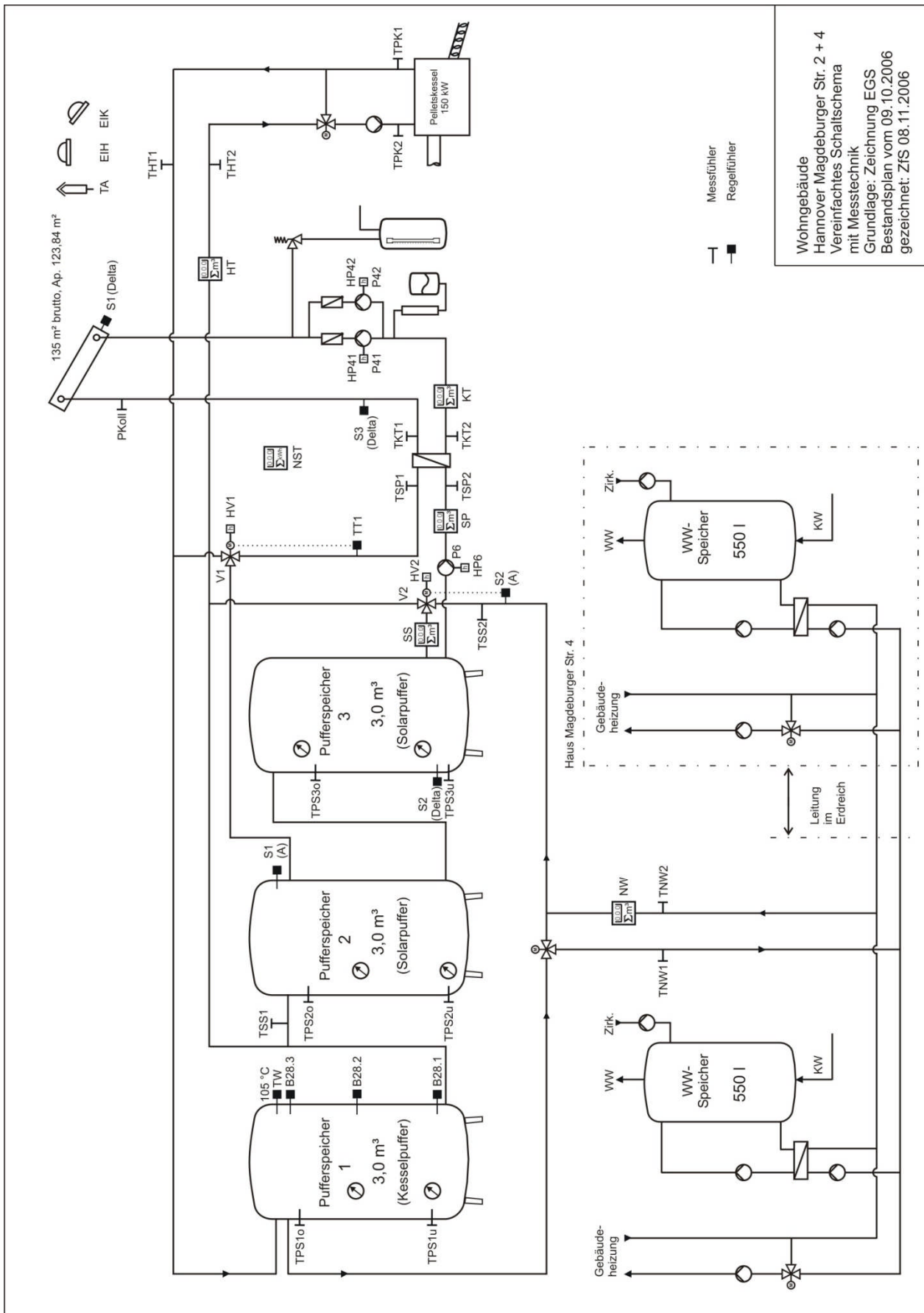
Die Regelungsfunktionen sowie die aktuellen Einstellwerte sind in Tabelle 1 aufgelistet. Die Einbaupositionen der erforderlichen Fühler können aus dem Schaltschema Abbildung 6 entnommen werden. Grundgedanke bei der Konzeption der Regelungstechnik war, eine möglichst kostengünstige und einfache Regelung mit standardmäßig zu beziehenden Regelgeräten aufzubauen und insbesondere die Anschaffung und Programmierung einer komplexen DDC zu vermeiden.

Die Regelbedingungen sind im Wesentlichen:

- Kollektorkreispumpe P1 EIN/AUS durch ΔT -Vergleich zwischen Temperaturwert im Kollektorfeld (S1 Delta) und Temperaturwert im solaren Pufferspeicher unten (S2 Delta).
- Pufferspeicherbeladepumpe P2 EIN/AUS durch ΔT -Vergleich zwischen Temperaturwert im Vorlauf Kollektorkreis (S3 Delta) und Temperaturwert im solaren Pufferspeicher unten (S2 Delta).
- Beladung Kesselpuffer mit Solarenergie (Ventil V1 umschalten), wenn Temperatur am Fühler TT1 in der Vorlaufleitung solarer Beladekreis $>$ Einstellwert
- Pufferspeicherentladung durch ΔT -Vergleich zwischen Temperaturwert im Rücklauf Wärmenetz (S2 A) und Temperaturwert im solaren Pufferspeicher oben (S1 A).
- Pelletkessel EIN wenn Temperaturwert am Fühler B28.3 im Kesselpuffer oben $<$ Einstellwert, Pelletkessel AUS, wenn Temperaturwert am Fühler B28.1 im Kesselpuffer unten $>$ Einstellwert.
- Erhöhung oder Reduzierung der Kesselleistung durch Vergleich Mittelwert der Temperaturwerte an den Fühlern B28 1, B28.2 und B28.3 mit einem Einstellwert

Regelfühler	Regelfunktion	Messtechnikfühler
Regelungstechnik Holzkesselanlage; Regler Resol TLR2		
B28.3 < 65 – 70 °C	Kessel Ein	TPS1o < 65 – 70 °C
B28.1 > 70 °C	Kessel Aus (Ausbrand)	TPS1u > 70 °C
KVL = 82 °C	Kessel Sollwert	
[B28.3 + B28.2 + B28.1]/3 > 60 °C	Kessel reduziert Leistung	[TPS1o + TPS1u]/2 > 60 °C
[B28.3 + B28.2 + B28.1]/3 < 60 °C	Kessel erhöht Leistung	[TPS1o + TPS1u]/2 < 60 °C
Regelung Solaranlage, Regler Resol DeltaSol Pro		
TW > 105 °C	P1 gesperrt	
TW < 105 °C und 6 h Zeit	P1 entsperrt	
S1(Delta) – S2(Delta) > 9,5 K	P1 ein	~TKT1 - TPS3u > 10 K
S1(Delta) – S2(Delta) < 5,0 K	P1 aus	~TKT1 - TPS3u < 5 K
S3(Delta) – S2(Delta) > 7,0 K	P2 ein	TKT1 - TPS3u > 7 K
S3(Delta) – S2(Delta) < 5,0 K	P2 aus	TKT1 - TPS3u < 5 K
Beladung Pufferspeicher 1 durch Solarenergie, Regler Resol TT1		
TT1 > 74 °C, 3 min Verweilzeit	V1 auf PS1 oben, PS1 + PS2 + PS3 werden beladen	TSP1 > 74 °C
TT1 < 70 °C, 3 min Verweilzeit	V1 auf PS2 oben, PS2 + PS3 werden beladen	TSP1 < 70 °C
Entladung Pufferspeicher, Regler Resol A		
S1(A) – S2(A) > 3,0 K	V2 auf PS3 unten, PS1 + PS2 + PS3 werden entladen	TPS2o – TSS2 > 3,0 K
S1(A) – S2(A) < 1,6 K	V2 auf PS1 unten, PS1 wird entladen	TPS2o – TSS2 < 1,6 K

Tabelle 1: Regelfunktionen



Wohngebäude
 Hannover Magdeburger Str. 2 + 4
 Vereinfachtes Schaltschema
 mit Messtechnik
 Grundlage: Zeichnung EGS
 Bestandsplan vom 09.10.2006
 gezeichnet: ZfS 08.11.2006

Abbildung 6: Vereinfachtes Schaltschema mit Regelungs- und Messfühlern

PC_RI_D:\00Dateien\1\Bilder\Zeichnungen\Corel_datt\Hannover_Schalt_Messtech_c.cdr

7 Messtechnik

Die Position der Messfühler ist dem vereinfachten Schaltplan Abbildung 6 zu entnehmen.

Messstellenverzeichnis

Wärmeenergie (kWh)

EIH	Strahlungsenergie (Einstrahlung) in die horizontale Ebene	
EIK	Strahlungsenergie (Einstrahlung) in die Kollektorfläche	
QKT	Solarenergie aus Kollektorkreis (Primärseite WT)	(berechnet mit VKT, TKT1, TKT2)
QSP	Solarenergie aus Kollektorkreis (Sekundärseite WT) bzw. Solarenergie zur Beladung Solarpuffer	(berechnet mit VSP, TSP1, TSP2)
QHT	Heizenergie aus Kesselkreis	(berechnet mit VHT, THT1, THT2)
QSS	Solarenergie aus Entladung Solarpuffer	(berechnet mit VSS, TSS1, TSS2)
QNW	Nutzenergie an Wärmenetz bzw. Energiebedarf Wärmenetz	(berechnet mit VNW, TNW1, TNW2)
QS_Sy	Solarenergie aus Solarsystem	(berechnet)
QH_Sy	Heizenergie aus Kesselsystem	(berechnet)

Volumenströme (m³/h)

VKT	Volumenstrom Kollektorkreis
VSP	Volumenstrom Wärmetauscher Kollektorkreis Sekundärseite bzw. Beladung Solarpuffer
VHT	Volumenstrom Kesselkreis
VSS	Volumenstrom Entladung Solarpuffer
VNW	Volumenstrom Wärmenetz (Umlauf im Netz)

Elektrische Energie für Solarsystem (kWh)

NST	Elektr. Energie für Solarsystem (Strombedarf Pumpen P41, P42 und P61, Ventile V1 und V2)
-----	--

Betriebsstunden (h)

HP41	Betriebsstunden Pumpe P41 Kollektorkreis
HP42	Betriebsstunden Pumpe P42 Kollektorkreis
HP6	Betriebsstunden Pumpe P6 Beladekreis Solarpuffer
HV1	Betriebsstunden Umschaltventil V1
HV2	Betriebsstunden Umschaltventil V2

Temperaturen (°C)

TKT1	Temperatur Kollektorkreis Vorlauf, WT Primärseite (Warmseite)
TKT2	Temperatur Kollektorkreis Rücklauf, WT Primärseite (Kaltseite)
TSP1	Temperatur Ladekreis Vorlauf, WT Sekundärseite (Warmseite) bzw. Temperatur Beladung Solarpuffer Vorlauf (Warmseite)
TSP2	Temperatur Ladekreis Rücklauf, WT Sekundärseite (Warmseite) bzw. Temperatur Beladung Solarpuffer Rücklauf (Kaltseite)
THT1	Temperatur Kesselkreis Vorlauf (Warmseite)
THT2	Temperatur Kesselkreis Rücklauf (Kaltseite)
TSS1	Temperatur Entladung Solarpuffer Vorlauf (Warmseite) bzw. Temperatur Vorlauf aus Solarpuffer
TSS2	Temperatur Entladung Solarpuffer Rücklauf (Kaltseite) bzw. Temperatur Rücklauf zum Solarpuffer
TNW1	Temperatur Wärmenetz Vorlauf, Netzvorlauftemperatur
TNW2	Temperatur Wärmenetz Rücklauf, Netzurücklauftemperatur
TPS1o	Temperatur Pufferspeicher 1 oben
TPS1u	Temperatur Pufferspeicher 1 unten
TPS2o	Temperatur Pufferspeicher 2 oben
TPS2u	Temperatur Pufferspeicher 2 unten
TPS3o	Temperatur Pufferspeicher 3 oben
TPS3u	Temperatur Pufferspeicher 3 unten
TA	Außentemperatur

Druck (bar)

PKoll	Druck im Kollektorfeld
-------	------------------------

8 Definition der Kennzahlen des Solarsystems

Alle Kennwerte werden auf die Aperturfläche A_{Apert} bezogen.

Kollektorkreisnutzungsgrad brutto g_{KB}

Der Kollektorkreisnutzungsgrad g_{KB} drückt aus, welcher Anteil der Einstrahlungsenergie in die Kollektorfläche vom Kollektorkreis (ohne Berücksichtigung der benötigten elektrischen Energie des Kollektorkreises) an den Solarpuffer abgegeben wird.

$$g_{\text{KB}} = \frac{\text{Solarenergie aus Kollektorkreis}}{\text{Strahlungsenergie in die Kollektorfläche}} * 100 \% = \frac{Q_{\text{SP}}}{E_{\text{IK}}} * 100 \%$$

Solarer Systemnutzungsgrad brutto g_{SB}

Der solare Systemnutzungsgrad g_{SB} zeigt auf, welcher Anteil der Einstrahlungsenergie in die Kollektorfläche vom Solarsystem (ohne Berücksichtigung der benötigten elektrischen Energie für das Solarsystem) an das konventionelle System abgegeben wird

Ein Systemnutzungsgrad kann hier nicht exakt gebildet werden, da die Solarenergie aus dem Kollektorkreis unter bestimmten Bedingungen (durch Ventilumschaltung) auch in den Kesselpuffer eingespeist werden kann. Bei einer Energiemessung nur hinter den Solarpuffern (QSS) würde deshalb ein nicht korrekter solarer Systemenergieertrag ermittelt werden. Aus diesem Grund musste auch für die solare Ertragsgarantie des Lieferanten der Solaranlage nicht der Ertrag aus den Solarpuffern sondern der Ertrag am Wärmetauscher Kollektorkreis angegeben werden. Nur dort ist ein Vergleich mit einem eindeutigen Messwert möglich. Um nun doch **angenähert** einen solaren Systemnutzungsgrad sowie einen solaren Deckungsanteil angeben zu können, wird der Ertrag aus dem Solarsystem $Q_{\text{S_Sy}}$ (Solarenergie aus den Solarpufferspeichern und aus dem Kesselpuffer) unter Abschätzung eines Mehrertrages durch die Beladung des Kesselpuffers mit Solarenergie bestimmt zu:

$$Q_{\text{S_Sy}} = Q_{\text{SS}} * \text{Faktor}$$

$$g_{\text{SB}} = \frac{\text{Solarenergie aus Solarsystem}}{\text{Strahlungsenergie in die Kollektorfläche}} * 100 \% = \frac{Q_{\text{S_Sy}}}{E_{\text{IK}}} * 100 \%$$

Solarer Deckungsanteil am Netzbedarf D_{Netz}

Der solare Deckungsanteil D_{Netz} gibt an, welcher Anteil am Energiebedarf des Wärmenetzes vom Solarsystem gedeckt wird.

$$D_{\text{Netz}} = \frac{\text{Solarenergie aus Solarsystem}}{\text{Nutzenergie an das Wärmenetz}} * 100 \% = \frac{Q_{\text{S_Sy}}}{Q_{\text{NW}}} * 100 \%$$

Arbeitszahl Solarsystem A

Die Arbeitszahl A drückt das Verhältnis zwischen der aus dem Solarsystem gewonnenen solarthermischen Energie und der zu seinem Betrieb benötigten elektrischen Energie aus.

$$A = \frac{\text{Solarenergie aus Solarsystem}}{\text{Elektr. Energie für Solarsystem}} = \frac{Q_{\text{S_Sy}}}{N_{\text{ST}}}$$

9 Messjahr 01.01. – 31.12.07 (1. Messperiode)

9.1 Ertragsbilanz und Betriebserfahrungen

9.1.1 Summenwerte der Messperiode

Die Anlage ging im Oktober 2006 in den Probebetrieb. Nachdem sich ein stabiles Betriebsverhalten eingestellt hatte, konnte zum 01.01.2007 das Messjahr für die Nachrechnung der solaren Ertragsgarantie des Lieferanten beginnen. Während des Messjahres gab es nur sehr vereinzelt Störungen in der Messdatenaufzeichnung. Die entstandenen Datenlücken konnten problemlos ersetzt bzw. repariert werden, so dass für die Auswertung ein komplettes und belastbares Messjahr zur Verfügung steht.

Bezeichnung	Abkürzung	Messwerte absolut	Messwerte bezogen
Strahlungsenergie in die horizontale Ebene	EIH	./.	1.012 kWh/(m ² *a)
Strahlungsenergie in die Kollektorfläche	EIK	142,0 MWh/a	1.147 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Kollektorkreis (Primärseite WT)	QKT	42,37 MWh/a	342,1 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Kollektorkreis (Sekundärseite WT) bzw. Solarenergie zur Beladung Solarpuffer	QSP	43,28 MWh/a	349,5 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Entladung Solarpuffer (Puffer 2 + 3)	QSS	40,71 MWh/a	328,8 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Solarsystem, PS 1 bis 3, (berechnet)	QS_Sy	41,12 MWh/a	332,1 kWh/(m ² *a)
Heizenergie aus Kesselkreis	QHT	199,8 MWh/a	./.
Konv. Energieverluste Kesselpuffer (berechnet)	QVK	3,4 MWh/a	./.
Heizenergie aus Kesselsystem (berechnet)	QH_Sy	196,4 MWh/a	./.
Nutzenergie an das Wärmenetz	QNW	237,5 MWh/a	./.
Betriebsstunden Kollektorkreispumpe P41	HP41	1.054 h/a	2,89 h/d
Betriebsstunden Kollektorkreispumpe P42	HP42	1.054 h/a	2,89 h/d
Betriebsstunden Umschaltventil V1	HV1	343,0 h/a	0,94 h/d
Betriebsstunden Umschaltventil V2	HV2	2.868 h/a	7,86 h/d
Elektrische Energie für das Solarsystem	NST	621,2 kWh/a	5,0 kWh/(m ² *a)
Temperatur Wärmenetz Vorlauf im Jahresmittel	TNW1	72,2 °C	./.
Temperatur Wärmenetz Rücklauf im Jahresmittel	TNW2	47,0 °C	./.
Volumenstrom Wärmenetz n. Beimischung (Uml.Netz)	VNW	10.146 m ³ /a	./.
Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g _{KB}	30,5 %	./.
Solarer Systemnutzungsgrad brutto	g _{SB}	29,0 %	./.
Solarer Deckungsanteil am Netzbedarf	D _{Netz}	17,3 %	./.
Arbeitszahl Solarsystem	A	66,0	./.

Tabelle 2: Messwerte und Kennzahlen 01.01. – 31.12.2007

Tabelle 2 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Kennzahlen, die im ersten Messjahr gewonnen wurden. Von der Strahlungsenergie in die Kollektorfelder (EIK) in Höhe von 142,0 MWh/a wurden 43,28 MWh/a vom Kollektorkreis über den Wärmetauscher (sekundärseitig) an die Solarpuffer (QSP) abgegeben. Dabei wurde ein Kollektorkreisnutzungsgrad brutto (g_{KB}) von 30,5 % erreicht. Die Differenz zwischen Strahlungsenergie und der an den Ladekreis abgegebenen Solarwärme resultiert aus optischen Verlusten der Kollektoren und thermischen Verlusten im Kollektorkreis. Die gemessene Solarenergie aus dem Kollektorkreis, die dem Wärmetauscher primärseitig zugeführt wurde (QKT), wird in der Tabelle nur der Vollständigkeit halber aufgeführt. Für weitere Bewertungen wird QKT hingegen nicht verwendet, da wir den Messwert auf der Sekundärseite des Wärmetauschers (Wasser und kein Wasser/Glykol-Gemisch als Wärmeträger!) für belastbarer halten.

Aus den Solarpuffern (Pufferspeicher 2 und 3) wurden 40,71 MWh/a (QSS) abgegeben, die (wegen der Reihenschaltung aller Pufferspeicher) über den Kesselpuffer (Pufferspeicher 1) dem Wärmenetz zugeführt wurden. Wie oben ausgeführt, ist QSS nicht die gesamte Solarenergie, die aus dem Solarsystem abgeführt wurde, da unter bestimmten Voraussetzungen Solarenergie auch direkt durch Ventilumschaltung (V1) in den Kesselpuffer (Pufferspeicher 1) eingespeist werden kann. Der Wert QSS gibt somit also einen zu geringen Wert für die tatsächlich aus dem Solarsystem gewonnene Solarenergie an. Wir schätzen den Mehrertrag an Solarenergie aus dem Solarsystem (unter Berücksichtigung der Gesamtbilanz der Anlage, des Temperaturniveaus im Pufferspeicher 1, der möglichen thermischen Verluste im Pufferspeicher 1 und der Ventilumschaltzeiten HV1) gegenüber der gemessenen Solarenergie QSS nur aus Pufferspeicher 2 und 3 für die 1. Messperiode auf 1 %. Die Energie aus dem Solarsystem QS_{Sy} ermittelt sich dann zu:

$$QS_{Sy} = QSS * 1,01 = 40,71 \text{ MWh/a} * 1,01 = 41,12 \text{ MWh/a.}$$

Man erkennt, dass die Energie QS_{Sy} aus dem Solarsystem (einschl. der thermischen Verluste der Solarenergie im Pufferspeicher 1) im Vergleich zur Energie nur aus den Solarpuffern QSS mit 40,71 MWh/a nur geringfügig größer ausfällt. Der Systemnutzungsgrad g_{SB} beträgt 29,0 %. Der Wert für den Heizenergieaustrag aus dem Kesselsystem (also Pelletkessel mit Kesselpuffer) lässt sich dann rechnerisch bestimmen zu:

$$QH_{Sy} = QNW - QS_{SY} = 237,5 \text{ MWh/a} - 41,12 \text{ MWh/a} = 196,4 \text{ MWh/a}$$

Die Verluste im Pufferspeicher 1 nur für die konv. Energie aus dem Pelletkessel ergeben sich zu:

$$QVK = QHT - QH_{Sy} = 199,8 \text{ MWh/a} - 196,4 \text{ MWh/a} = 3,4 \text{ MWh/a}$$

Von Pelletkessel und Solaranlage wurden bei einer Temperatur Wärmenetz Vorlauf (TNW1) von im Jahresmittel 72,2 °C insgesamt 237,5 MWh/a (QNW) an das Wärmenetz abgegeben. Als Planwert für den Energiebedarf des Netzes war mit 317 MWh/a gerechnet worden. Der geringere tatsächliche Verbrauch lässt sich damit erklären, dass zum einen während der Messperiode die Gebäude noch keine vollständige Belegung erreicht hatten, zum anderen die Winter sowohl 2006/2007 als auch 2007/2008 besonders mild ausfielen. Als Temperatur Wärmenetz Rücklauf (TNW2) wurden im Jahresmittel 47,0 °C gemessen, die Planwerte sahen hier 40,3 °C vor. Die höhere tatsächliche Rücklauf-temperatur hatte Auswirkungen auf die Effizienz der Solaranlage und muss bei der Berechnung der solaren Ertragserfüllung entsprechend berücksichtigt werden. Die gemessene Temperatur Wärmenetz Vorlauf (TNW1) lag bis Mitte 2007 bei etwa 80 °C und damit deutlich zu hoch, da für die Warmwasserbereitung bei gleichzeitig sehr kurzen Leitungen des Wärmenetzes (20 m zwischen den Gebäuden) etwa 65 °C ausgereicht hätten. Die zu hohe Vorlauftemperatur wurde dadurch verursacht, dass das Mischventil für das Wärmenetz nicht korrekt eingebaut war. Der Mangel wurde erkannt und das Ventil im Juli 2007 umgebaut. Danach konnte die Vorlauftemperatur (im Mittel um 60 °C) deutlich niedriger und auch gleichmäßiger gefahren werden.

Der solare Deckungsanteil am Energiebedarf des Netzes (bezogen auf die gesamte aus dem Solar- und Kesselsystem zugeführte Energie) D_{Netz} betrug 17,3 %. Die Werte aus der Planung sahen hier etwa 15 % vor. Es ist aber zu berücksichtigen, dass die Gebäude noch nicht voll belegt waren und somit im nächsten Jahr ein tendenziell niedrigerer solarer Deckungsanteil zu erwarten ist.

Die Arbeitszahl A ist mit einem gemessenen Wert von 66 zufrieden stellend hoch und zeigt die gute Abstimmung der elektrischen Verbraucher des Solarsystems.

9.1.2 Messwerte als Tagesmittelwert der Wochensummen

In Tabelle 2 sind bei Energie- und Volumenwerten Jahressummen, bei Temperaturen die Jahresmittelwerte angegeben. Um genauere Informationen über die Entwicklung der Mess- und Anlagenkennwerte im Verlauf des Messjahres zu geben, sind in den folgenden 3 Diagrammen die wichtigsten der Energie- und Volumenwerte als Tagesmittel aus Wochensummen sowie Temperaturen als Wochenmittel angegeben.

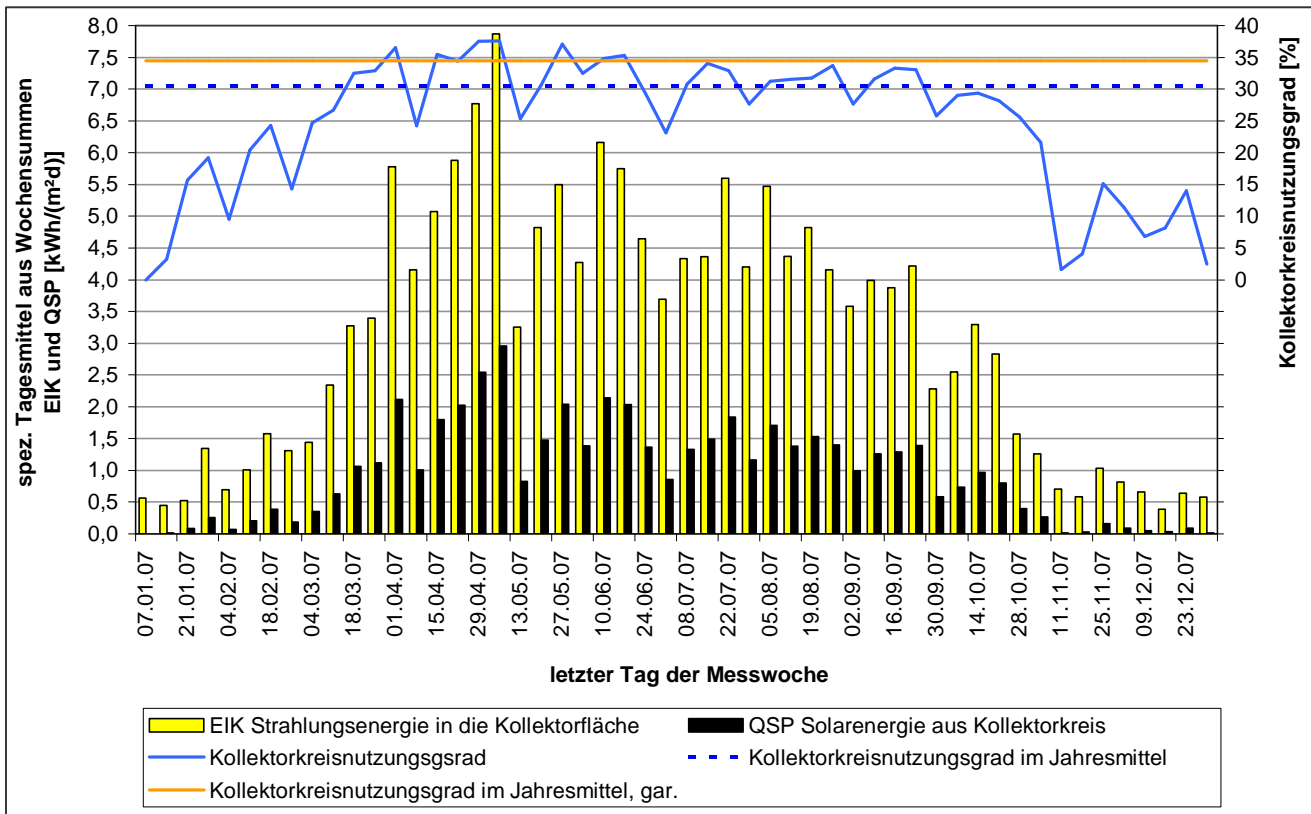


Abbildung 7: Strahlungsenergie in die Kollektorfläche, Solarenergie aus Kollektorkreis und Kollektorkreisnutzungsgrade

Abbildung 7 zeigt für die komplette Messperiode den Verlauf der Strahlungsenergie in die Kollektorfläche (EIK), die Solarenergie aus dem Kollektorkreis (QSP) und den Kollektorkreisnutzungsgrad als Tageswert im Wochenmittel. Deutlich erkennbar ist, dass der Zeitraum von Anfang November bis Ende Februar kaum etwas zum Solarertrag beiträgt, was bei Wärmenetzen wie in Hannover wegen des dort im Vergleich zu Trinkwasservorwärmanlagen höheren Temperaturniveaus besonders ausgeprägt ist. Eingezeichnet sind auch der geplante (garantierte) **Kollektorkreisnutzungsgrad** (34,5 %) und der gemessene Nutzungsgrad im Jahresmittel (30,5 %). Die Planwerte werden somit um 4 %-Punkte verfehlt oder anders ausgedrückt, die Anlage hat im betrachteten Zeitraum nur etwa 88 % des Garantiewertes erreicht. Diese Werte ergeben sich, wenn man die Garantiewerte direkt mit den Messwerten vergleicht, ohne dabei die jeweiligen Randbedingungen für den Betrieb (die bei der Garantieabgabe zugrunde gelegt wurden bzw. die sich während der Messperiode einstellten) zu berücksichtigen. In Kap. 13 wird das spezielle Verfahren zur Nachrechnung der solaren Ertragsgarantie unter Berücksichtigung der **realen** Randbedingungen während der Messperiode aufgezeigt und der aus dieser Korrekturrechnung resultierende Wert für den Solarertrag genannt, der gegenüber dem Bieter zur Beurteilung der Vertragserfüllung hinsichtlich der abgegebenen Ertragsgarantie ausschlaggebend ist.

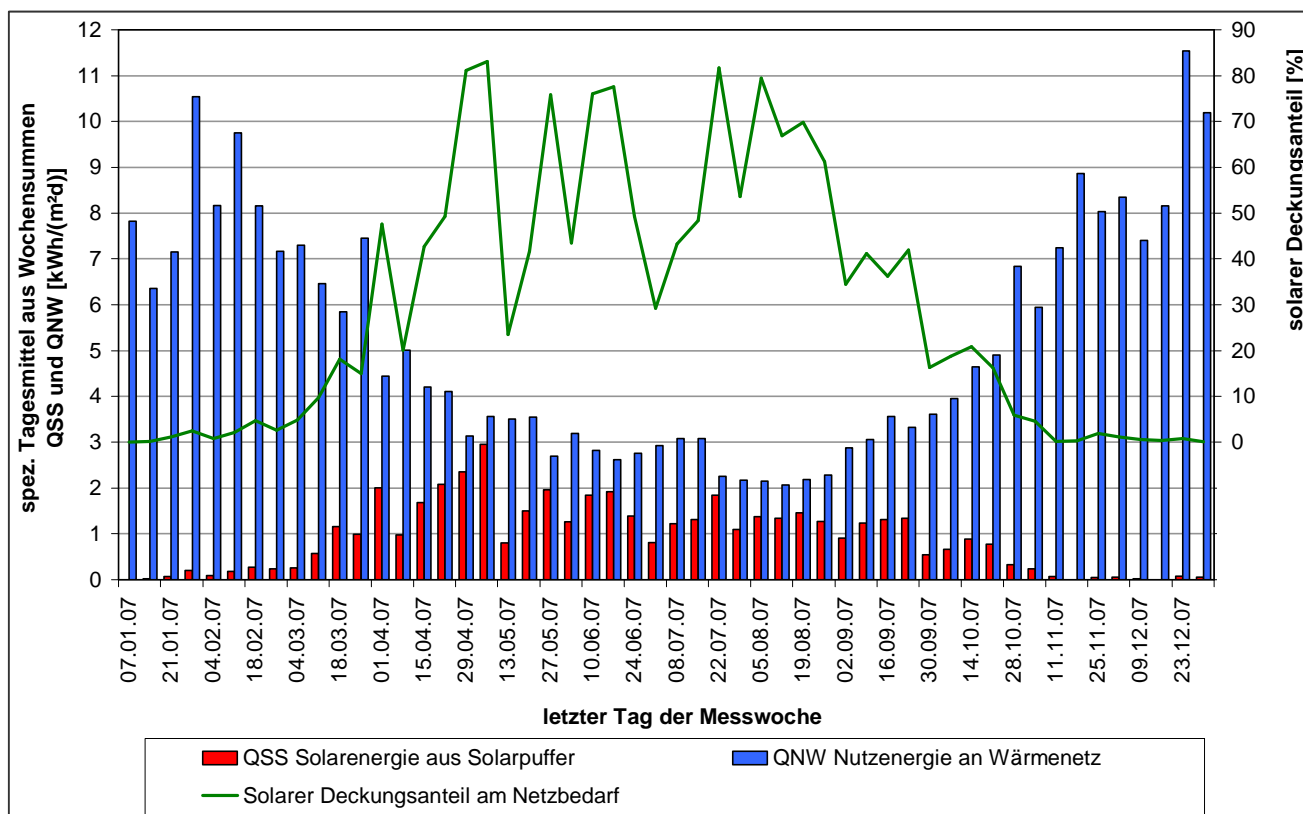


Abbildung 8: Ertrag aus Solarsystem, Energie für Netzbedarf und solarer Deckungsanteil am Netzverbrauch

Abbildung 8 zeigt den Verlauf der Solarenergie aus dem Solarpuffer QSS, den Energiebedarf des Wärmenetzes QNW über das Jahr und den daraus berechneten solaren Deckungsanteil am Netzbedarf. Wie schon oben erwähnt, gibt die Energie QSS nicht die gesamte Solarenergie QS_{Sy} an, die aus dem Solarsystem abgegeben wird. Eine Darstellung von QS_{Sy} als Wochensumme ist (wegen der Berechnung der Kesselpufferverluste) aber schwer möglich, für die Diagrammdarstellung wird deshalb, zumal die Abweichungen klein sind, der Wert QSS benutzt. In strahlungsreichen Wochen wird mehrmals ein Deckungsanteil von etwa 70 % erreicht. Ein Angebotsüberschuss an Solarenergie ist im Wochenmittel nicht zu erkennen. Auch eine Durchsicht von Diagrammen in 5-min-Auflösung ergab keinen Hinweis auf einen Anlagenstillstand durch Abschaltung der Kollektorkreispumpe P1 nach Erreichen der max. Solarpuffertemperatur oben von 105 °C. Anfang 2007 sind die Verbrauchswerte für das Netz wesentlich geringer als gegen Ende des Jahres, was auf in dieser Zeit noch nicht vollständig belegte Gebäude hinweist.

Abbildung 9 zeigt den Verlauf der Wärmenetzttemperaturen TNW1 und TNW2 über das Jahr im Tagesmittel /5/. Auffallend ist das Absinken der Netzvorlauftemperatur im Juli von etwa 80 °C auf 65 °C. Zu diesem Zeitpunkt wurde das falsch eingebaute Mischventil im Wärmenetz umgebaut, was unmittelbar zu einer fortan korrekten Regelung der Netzvorlauftemperatur führte. In den folgenden Monaten sinkt TNW1 kontinuierlich bis auf etwa 60 °C ab, da während dieser Zeit versucht wurde, die Netzvorlauftemperatur weiter zu optimieren. Ende 2007 musste nochmals eingegriffen werden, da die Zündvorrichtung des Pelletkessel ausfiel und sich deshalb atypische Betriebszustände einstellten. Interessant ist, dass die Netzurücklauftemperatur TNW2 von der Einstellung der Netzvorlauftemperatur offensichtlich nicht beeinflusst wird, wohl aber das Umlaufvolumen VNW im Netz. Bei sinkender Netzvorlauftemperatur und gleich bleibender Netzurücklauftemperatur muss sich, um die Energiemenge konstant zu halten, der Netzumlauf VNW erhöhen, was deutlich zu erkennen ist. Vergleicht man den Energiebedarf für das Netz (QNW) aus Abbildung 8 im Winter und Herbst 2007 mit dem Netzumlauf (VNW) aus Abbildung 9, so erkennt man, dass sich der Energiebedarf zum Herbst 2007 gegenüber dem Winter 2007 etwas erhöht, der Netzumlauf sich im Vergleich dieser Zeiträume aber etwa verdoppelt hat.

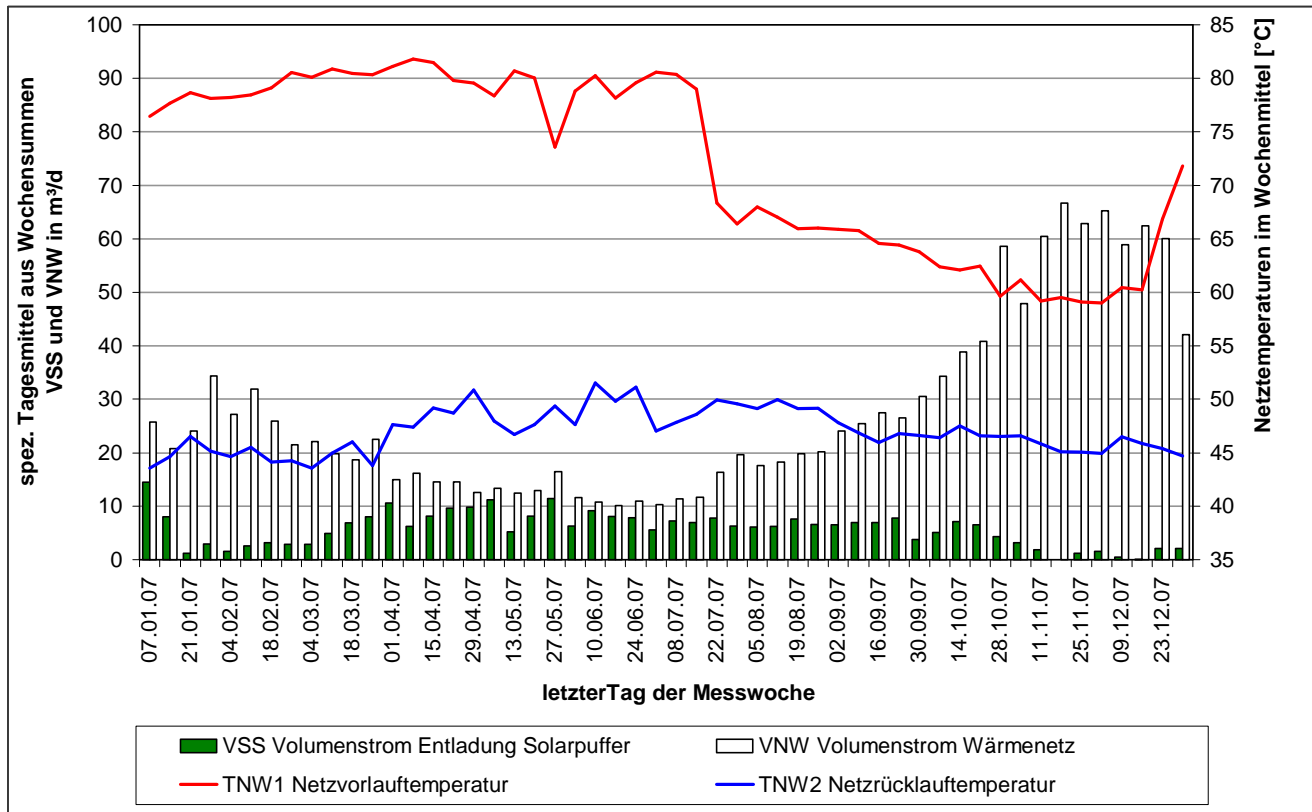


Abbildung 9: Temperaturen und Volumenströme Wärmenetz

9.2 Verhalten Pufferspeicher beim Be- und Entladen

Eine weitere wichtige Komponente des Solarsystems ist der Pufferspeicher, der in Hannover aus drei Einzelspeichern besteht. Neben einem auf Energieeintrag und –verbrauch abgestimmten Puffervolumen ist es genauso wichtig, dass die Speicher korrekt im und mit dem Gesamtsystem verschaltet sind, dass Be- und Entladevorgänge nachvollziehbar sind und dass sich eine über die Speicherhöhe günstige Temperaturschichtung ausbildet.

An zwei ausgewählten Tagen soll untersucht werden, ob die Pufferspeicher in der Anlage Hannover diesen Anforderungen genügen. Als typischer Tag mit einer starken Beladung der Pufferspeicher durch die Solaranlage und einer nur geringen Beladung durch den Pelletkessel wurde der 26.04.07 ausgewählt (Abbildung 10).

Am 26.04.2007 ist zu erkennen, dass der Kesselpuffer (Pufferspeicher 1) nur einmal für längere Zeit vom Pelletkessel beladen wird. Der Ladevorgang findet zwischen 5:00 Uhr und 7:00 Uhr statt (in Abbildung 10 am Volumenstrom VHT durch den Kessel zu erkennen), die Temperatur im gesamten Kesselpuffer (TPS1o, TPS1u) erreicht etwa 90 °C, der Pufferspeicher 1 wird also vollständig durchgeladen. Die Ursache für die 3 kurzzeitigen Volumenströme im Kesselkreis (VHT), die am 26.04. um 06:00 Uhr, um 08:00 Uhr und um 10:30 Uhr (aber auch an anderen Tagen zu jeweils unterschiedlichen Zeiten und in unterschiedlicher Häufigkeit auftreten) konnte bisher nicht ermittelt werden. Sie haben aber auf Grund ihrer geringen Dauer nur wenig Auswirkung auf die Beladung des Kesselpuffers. Vom Kesselhersteller wurde als Erklärung eine Abfuhr von Restwärme aus dem Kessel genannt. Wir vermuten auf Grund der langen Zeitspanne zwischen letztem Kesselbetrieb und Auftreten der kurzzeitigen Volumenströme eine Abgabe von Restwärme aus der Asche.

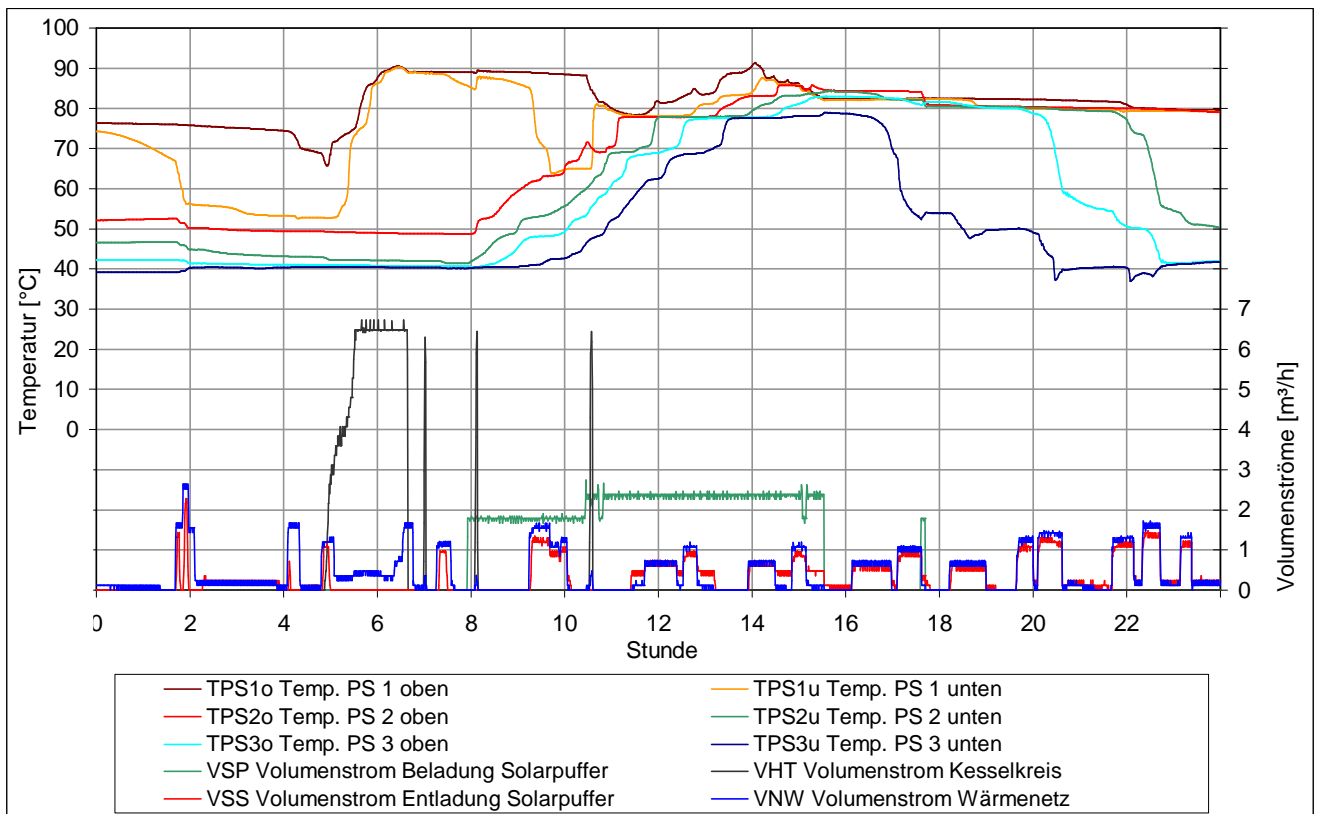


Abbildung 10: Temperaturen in den Pufferspeichern, Volumenströme durch Be- und Entladen der Pufferspeicher und Volumenstrom im Wärmenetz am 26.04.2007

Ab 08:00 Uhr setzt die Beladung der Solarpuffer (Pufferspeicher 2 und 3) durch die Solaranlage mit dem Volumenstrom VSP ein, deutlich zu erkennen an den steigenden Temperaturen TPS3u bis TPS2o (in Abbildung 10 oben die Temperaturen, unten der Volumenstrom VSP). Um 10:30 Uhr wird das Ventil V1 bei einer Temperatur im Ladekreis von 74 °C umgeschaltet, sodass ab diesem Zeitpunkt auch der Kesselpuffer (Pufferspeicher 1) mit Solarenergie beladen wird. Zu erkennen ist dies daran, dass TPS1o von 88 auf 78 °C abfällt, während hingegen TPS1u gleichzeitig deutlich ansteigt. 88-gradiges Wasser im Kesselpuffer oben wird durch etwa 74-gradiges Wasser aus dem Beladekreis verdrängt. Durch die Verschiebung der Temperaturschichten im Kesselpuffer von oben nach unten steigt die Temperatur im Pufferspeicher unten dann schlagartig an. Dieser Effekt ist (in jeder Solaranlage) immer dann zu beobachten, wenn der Beladekreis auf Grund einer brauchbaren Temperaturdifferenz zwischen Kollektorkreis und Pufferspeicher unten einschaltet, der Beladestrom aber nicht so warm ist, wie der noch (vom Vortag) aufgeladene Pufferspeicher oben (bzw. in Hannover wie der vom Kessel aufgeladene Kesselpuffer). Berechnungen mit dem Simulationsprogramm T*SOL an anderen Anlagen haben aber gezeigt, dass der Solarertrag in der Jahressumme dabei trotzdem **größer** ist als bei einer Ladestrategie, die nur dann solare Energie in den Solarpuffer einspeist, wenn die Temperatur im Ladekreis mindestens so hoch ist wie im oberen Teil des Solarpuffers.

Die Temperatur TPS2o (Pufferspeicher 2 oben) verharrt ab 11:00 Uhr auf dem erreichten Niveau und steigt erst dann wieder an, wenn infolge der Beladung des Kesselpuffers heißeres Wasser von dort in den Pufferspeicher 2 strömt. Um 14:00 Uhr werden zunächst im Kesselpuffer über 90 °C erreicht, um 16:00 Uhr schließlich stellt sich die Durchladung der gesamten Speichergruppe ein. Die Temperaturen liegen dabei zwischen 79 und 85 °C. Etwa zu diesem Zeitpunkt endet auch die Beladung der Pufferspeicherguppe durch die Solaranlage. Dies geschieht nicht, weil keine Strahlung mehr vorhanden ist, sondern weil sich auf Grund der nun schon sehr hohen Temperaturen in den Speichern bei geringerer solarer Einstrahlung kein nutzbares ΔT mehr zwischen Kollektorkreisvorlauf und Pufferspeicher einstellt und somit Kollektorkreis- und Beladepumpe ausgeschaltet werden.

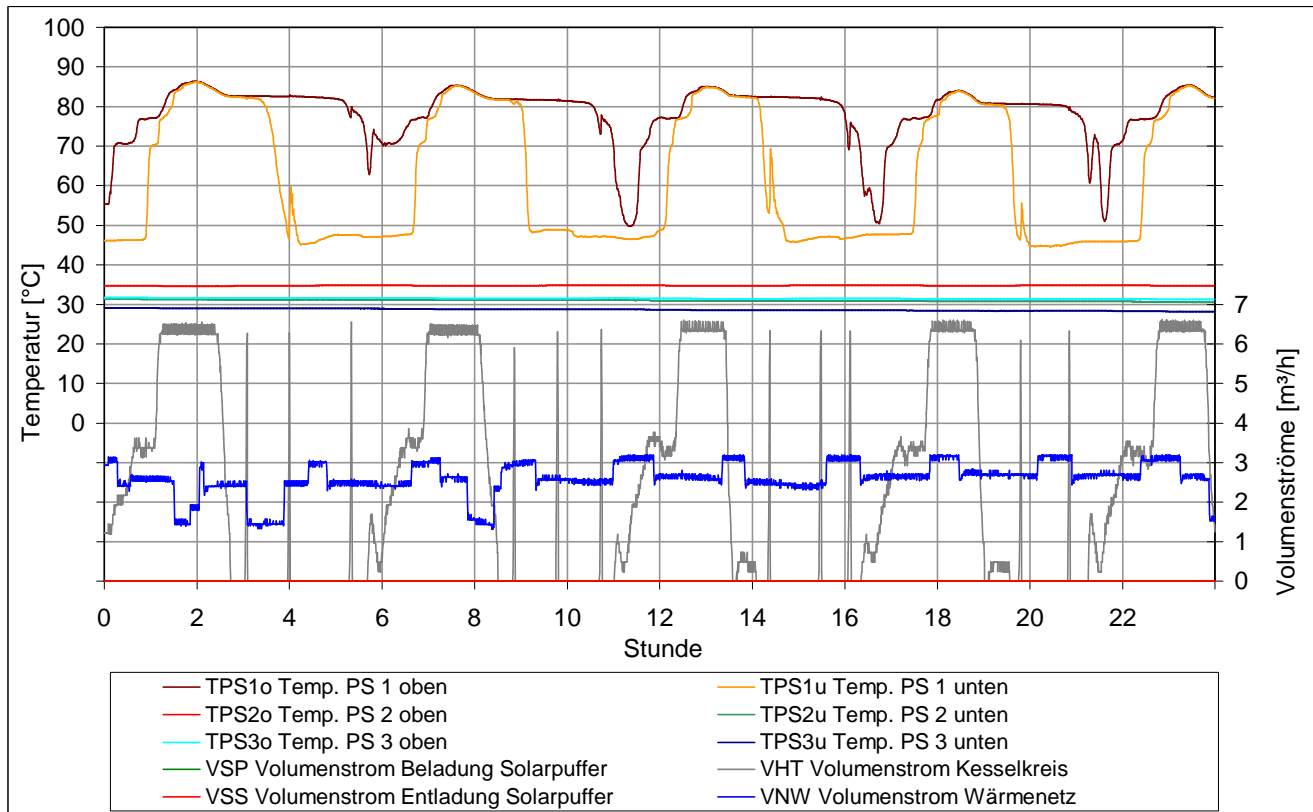


Abbildung 11: Temperaturen in den Pufferspeichern, Volumenströme durch Be- und Entladen der Pufferspeicher und Volumenstrom im Wärmenetz am 12.12.2007

Bis Mitternacht ist der Solarpuffer 3 ganz, der Solarpuffer 2 teilweise und der Kesselpuffer noch nicht entladen, eine Nachheizung durch den Pelletkessel ist daher noch nicht nötig. Das Diagramm in Abbildung 10 zeigt, dass sich sowohl beim Be- als auch beim Entladen die gewollte Temperaturschichtung in der Pufferspeichergruppe richtig einstellt. Der Kesselpuffer ist immer der wärmste Speicher (hier erfolgt die Ausspeisung in den Vorlauf Wärmenetz); über Speicher 2 nimmt die Temperatur zum kältesten Speicher 3 hin ab (hier ist die Einspeisung des Rücklaufes Wärmenetz). Die Ventilumschaltung zur Beladung des Kesselpuffers mit Solarenergie bei Temperaturen im solaren Beladekreis von mehr als 74 °C funktioniert wie gewünscht und führt nicht zu Konflikten mit der Kesselregelung. Die Volumenströme im Wärmenetz (VNW) schwanken zwischen 0 und 1,5 m³/h, was durch die zyklische Beladung der Warmwasser-Bereitschaftsspeicher in den Gebäuden verursacht wird. Fast der gesamte Volumenstrom Wärmenetz VNW wird als Entladestrom VSS durch die Solarpuffer und wegen der Reihenschaltung dann auch durch den Kesselpuffer geführt. Interessant ist der Sprung im Beladestrom VSP um 11.30 Uhr von 1,8 auf 2,4 m³/h. Dies ist der Zeitpunkt, an dem das Ventil V1 umschaltet. Wir erklären uns dieser Sprung damit, dass sich der hydraulische Widerstand durch den Umschaltvorgang verändert und deshalb der Volumendurchsatz plötzlich ansteigt.

Im Folgenden soll nun ein Tag aus dem Dezember beschrieben werden, an dem nur der Kesselpuffer be- und entladen wird, der Solarpuffer ohne Be- und Entladung in Ruhe verharret.

Am 12.12.2007 (Abbildung 11) wird der Kesselpuffer 5mal für längere Zeit vom Pelletkessel beladen. Eine Einspeisung von Solarenergie findet nicht statt (VSP = 0). Die Temperatur im Kesselpuffer sinkt zwischen den Beladezyklen im oberen Bereich bis auf etwa 50 °C, im unteren Bereich bis auf ca. 45 °C ab. Der Pelletkessel wird dann für etwa 1,5 Stunden eingeschaltet und der Kesselpuffer so wieder auf etwa 85 °C aufgeladen. Das Absinken des Kesselpuffers im oberen Bereich auf etwa 50 °C ist erheblich zu tief. Auf diesem Temperaturniveau ist eine kontinuierliche Warmwasserbereitung in den Bereitschaftsspeichern auf 60 °C nicht mehr möglich. Hier besteht Bedarf für eine Optimierung der Kesselregelung, mit dem Ziel, dass der Pelletkessel frühzeitiger einschaltet. Bedingt durch die benötigte Wärmeenergie für die Raumheizung in den Gebäuden liegt der Volumenstrom im

Wärmenetz zwischen 2,5 und 3,0 m³/h. Es wird kein Entladestrom VSS durch die Solarpufferspeicher geführt, da die Rücklauftemperatur des Wärmenetzes höher liegt als die Temperatur im Speicher 2 oben (TPS2o).

9.3 Verhalten des Umschaltventils V1 (Beladung Kesselpuffer mit Solarenergie)

Das Regelkonzept sieht vor, dass ab einer Temperatur von mehr als 74 °C im Vorlauf des solaren Beladekreises (TSP1) die Beladung nicht in die Solarpuffer (Pufferspeicher 2 und 3) sondern in den Kesselpuffer (Pufferspeicher 1) erfolgt. Durch diese Strategie wird versucht, den Kessel an strahlungsreichen Tagen möglichst nicht in Betrieb gehen zu lassen (da dann die Solaranlage in der Lage ist, den Kesselpuffer ausreichend aufzuladen) und gleichzeitig das Pufferspeichervolumen für die Solaranlage von 6 auf theoretisch 9 m³ zu erweitern. Da die 3 m³ Kesselpuffer solar aber nur von ca. 75 auf 95 °C (20 K) aufgeladen werden können, während an den Solarpuffern ein Hub von ca. 60 K zur Verfügung steht, wirken die 3 m³ Kesselpuffer für die Solaranlage nur wie ein Solarpuffer mit effektiv 1 m³ Volumen.

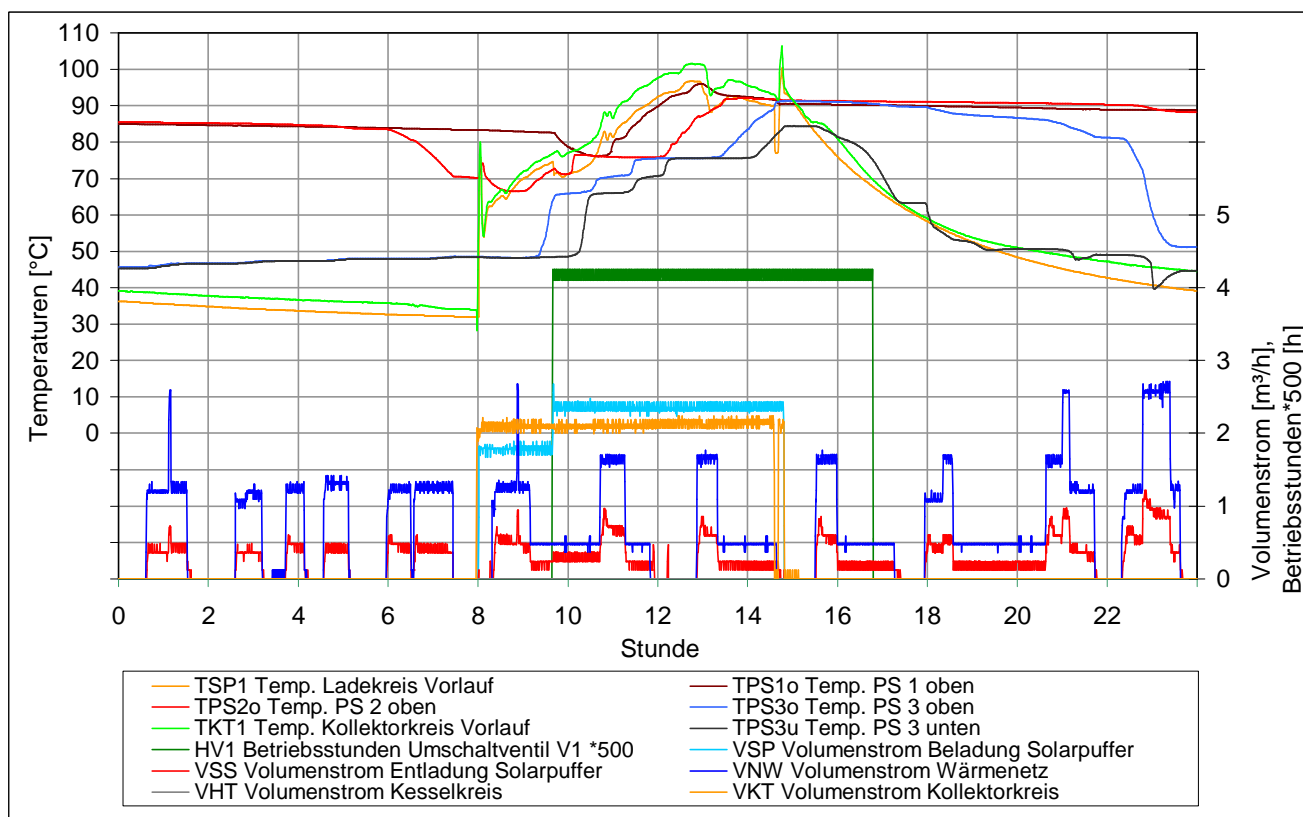


Abbildung 12: Umschalten Ventil V1 und Temperaturen in den Pufferspeichern oben sowie Be- und Entladeströme Pufferspeicher am 06.08.07

Abbildung 12 zeigt den Verlauf der Temperatur Kollektorkreis Vorlauf TSP1 sowie die Betriebsstunden des Umschaltventils V1 am 06.08.07. Die Beladung der Solarpuffer mit Solarenergie (VSP) beginnt um 08:00 Uhr und endet um 14:40 Uhr. Um 09:40 Uhr sind für TSP1 ca. 74 °C erreicht, das Ventil V1 schaltet um (Betriebsstunden werden gezählt). Gegen 16:40 Uhr unterschreitet TSP1 dann wieder 70 °C und das Ventil schaltet zurück. Der Beginn der Beladung und das Umschalten des Ventils V1 erfolgen nicht zeitgleich, sondern mit deutlicher Verzögerung. Dies ist auch durchaus richtig, da der Kollektorkreis bei zunehmender Einstrahlung erst die zum Umschalten erforderliche Temperatur zur Verfügung stellen muss. Weniger einsichtig ist, warum das Ventil V1 nicht mit Ende des Ladevorgangs der Pufferspeicher um 14:40 Uhr (kein ausreichendes ΔT mehr) wieder zurückschaltet, sondern erst um 16:40 Uhr. Die Verzögerung tritt auf, da die Rohrtemperatur am Regelfühler erst wieder durch Abkühlen auf unter 70 °C sinken muss (deutlich an der Abklingkurve von TSP1 zu sehen), bevor das Signal zum Umschalten generiert wird. Von Nachteil ist diese Verzögerung aber

nicht, da seit Ende des Ladevorgangs auch kein Volumen mehr fließt. Der Pelletkessel war während des gesamten Tages nicht in Betrieb, die Energie aus der Solaranlage hat zur Versorgung des Wärmenetzes alleine ausgereicht.

Bei Umschalten des Ventils V1 um 09:40 Uhr kommt es zu einem Anstieg des Beladevolumenstroms VSP von ca. 1,8 auf 2,3 m³/h. Obwohl es widersprüchlich erscheint, erklären wir uns das mit einem geringeren hydraulischen Widerstand des Strömungsweges durch den Kesselpuffer und die Solarpuffer als nur durch den Solarpuffer. Möglicherweise verursacht das Ventil in der Stellung „durch Solarpuffer“ diesen höheren hydraulischen Widerstand.

Der Volumenstrom im Wärmenetz VNW ist deutlich größer als der Entladestrom VSS durch die Pufferspeicher. Dies muss auch so sein, da die Erwärmung auf Sollvorlauftemperatur durch die Beimischung von heißem Wasser aus dem Pufferspeicher zum Umlauf im Wärmenetz VNW erfolgt. Das zugemischte Volumen (entspricht dem Volumenstrom Entladung Pufferspeicher VSS) kann somit höchstens genau so groß wie der Netzumlauf werden, ist in aller Regel aber kleiner. Ist VSS **größer** als VNW, so ist dies ein Hinweis darauf, dass das Beimischventil (durch einen Schaden oder falsche Auslegung) ungewollt Volumen vom Vorlauf in den Rücklauf strömen lässt, was eine unerwünschte Anhebung der Temperatur Wärmenetz Rücklauf TNW2 verursacht (siehe Kap. 9.5).

Um 14:40 Uhr kommt es zu einem Abschalten, kurz darauf zu einem Wiedereinschalten des Kollektorkreises VKT mit erneutem Abschalten um 14:50 Uhr. Die Temperaturen für den VL Kollektorkreis (TKT1) und den VL Ladekreis (TSP1) zeigen in dieser Zeit einen kurzen Temperaturabfall und dann einen Anstieg auf 105 °C. Die Temperaturen in den Pufferspeichern oben betragen dabei etwa 90 bis 93 °C. Dieser Effekt tritt immer dann auf, wenn die Strahlung nicht mehr ausreicht, die Temperatur im Kollektorfeld (gemessen am Regelfühler S1(Delta)) um mehr als 5 K (Regelbedingung) über die Temperatur im Solarpuffer unten (gemessen am Regelfühler S2 (Delta)) aufzuheizen. Die Kollektorkreispumpe schaltet dann ab. Falls weiterhin Strahlung zur Verfügung steht, heizt sich der Wärmeträger im Kollektorfeld wieder auf (wobei aber wegen der ausgeschalteten Kollektorkreispumpe kein Transport von Energie aus dem Kollektorfeld erfolgt). Dadurch wird eine Temperaturdifferenz zum Solarpuffer von mehr als 10 K erreicht, die Kollektorkreispumpe schaltet noch einmal ein und heißer Wärmeträger wird umgewälzt. An den Temperaturfühlern TKT1 und TPS1 sind dann deutliche Temperatursprünge zu beobachten. Dieser Vorgang wird als Takten bezeichnet und ist typisch für das Abschalten des Kollektorkreises bei sinkender Einstrahlung.

Zu unterscheiden ist dieser Vorgang von einem Abschalten der Solaranlage wegen Erreichens der max. zulässigen Temperatur von 105 °C im Kesselpuffer oben am Temperaturwächter TW. Nach den Regelbedingungen werden dann die Kollektorkreisumpen ausgeschaltet und erst nach einer Zeitverzögerung von 6 h wieder freigegeben. Die Verzögerungszeit soll ein Abkühlen des Kollektorfeldes ermöglichen und Dampfschläge beim Wiedereinfahren des Kollektorkreises verhindern. Das Abschalten durch den Temperaturwächter wird als Anlagenstillstand bezeichnet ist ggf. mit einem Ausdampfen des Kollektorfeldes und einem starken Anstieg des Anlagendruckes verbunden. Bei falscher Auslegung des Expansionsgefäßes und/oder des Sicherheitsventils besteht dann die Gefahr, dass aus dem Kollektorkreis Wärmeträger abgeblasen wird.

9.4 Verhalten des Umschaltventils V2 (Entladung solare Pufferspeicher)

Die Regelung sieht vor, dass der Rücklauf des Wärmenetzes dann durch die Solarpuffer geführt wird (um diese zu entladen), wenn die Temperatur im Pufferspeicher 2 oben (TPS2o) um 3 K größer ist, als die Temperatur Wärmenetz Rücklauf TSS2. Das Ventil wird wieder zurückgeschaltet (keine Entladung der Solarpuffer mehr, Netzurücklauf im Bypass), wenn die Temperaturdifferenz unter 1,6 K sinkt.

Abbildung 13 zeigt die Entladung des Solarpuffers am 10.09.07. Dieser Tag wurde bewusst gewählt, um das häufige Umschalten des Ventils im Verlauf eines Tages bei stark schwankenden Netzurücklauftemperaturen zu zeigen. Die Temperatur des Pufferspeichers 2 oben (TPS2o) liegt um die 50 °C, vormittags etwas unter 50 °C, infolge einer kurzen Aufladung um 14:00 Uhr bei etwas über 50 °C. Die Rücklauftemperatur aus dem Wärmenetz TNW2 liegt an diesem Tag bei starken Schwankungen **im Mittel** um die 45 °C, somit im Bereich der Temperatur des Solarpuffers. Durch das stark ausge-

prägte Profil der Rücklauftemperatur (von unter 20 bis knapp 60 °C) kann beobachtet werden, wie das Umschalten des Ventils zuverlässig entsprechend den Regelbedingungen umgesetzt wird. An diesem Tag erfolgen etwa 20 Umschaltungen.

Sehr auffallend ist, dass die Netzurücklauftemperatur (TNW2) so stark schwankt. Wir erklären uns die beträchtlichen Temperaturspitzen nach unten damit, dass genau zu diesen Zeiten die Warmwasserbereitschaftsspeicher aufgeladen wurden, wodurch kurzzeitig (zu Beginn der Aufladung) sehr niedrige Rücklauftemperaturen aus der WW-Bereitung in das Wärmenetz gelangten. Zudem war im Oktober auch die dämpfende Wirkung der (zu diesen Zeitpunkten wärmeren) Heizungsrückläufe wegen geringer Heizlast noch wenig ausgeprägt, sodass die durch die Beladezyklen der Warmwasserbereiter verursachten Temperatursenken bis in den Netzurücklauf durchschlagen konnten. Hinzu kommt, dass bei nur 2 angeschlossenen Bereitschaftsspeichern und 2 Heizkreisen anders als bei einem großen Nahwärmenetz mit einer Vielzahl angeschlossener Stationen eine schon daraus resultierende ausgleichende Wirkung hier gänzlich fehlt.

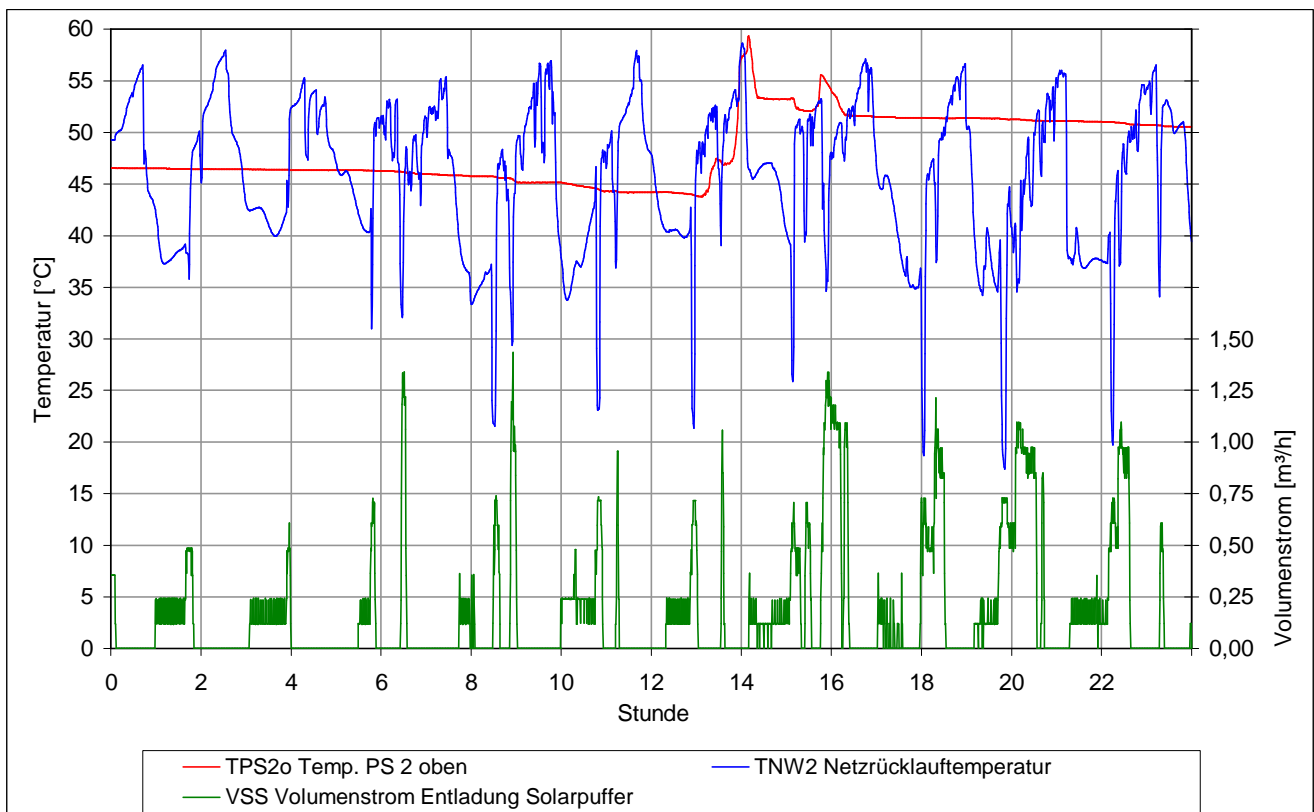


Abbildung 13: Entladung Solarpuffer am 10.09.2007

9.5 Verhalten des Beimischventils Wärmenetz

Das Beimischventil zwischen Vor- und Rücklauf des Wärmenetzes (Typ eigenenergiegesteuertes Ventil mit Dehnstofffühler und Kapillarrohr) hat die Aufgabe, die Netzvorlauftemperatur auf einem eingestellten Wert zu halten. Die gewünschte Temperatur kann dabei an einem Einstellknopf mit Skala manuell eingestellt werden. Die nachfolgenden Diagramme sollen zeigen, ob das Beimischventil diesen Anforderungen gerecht wird.

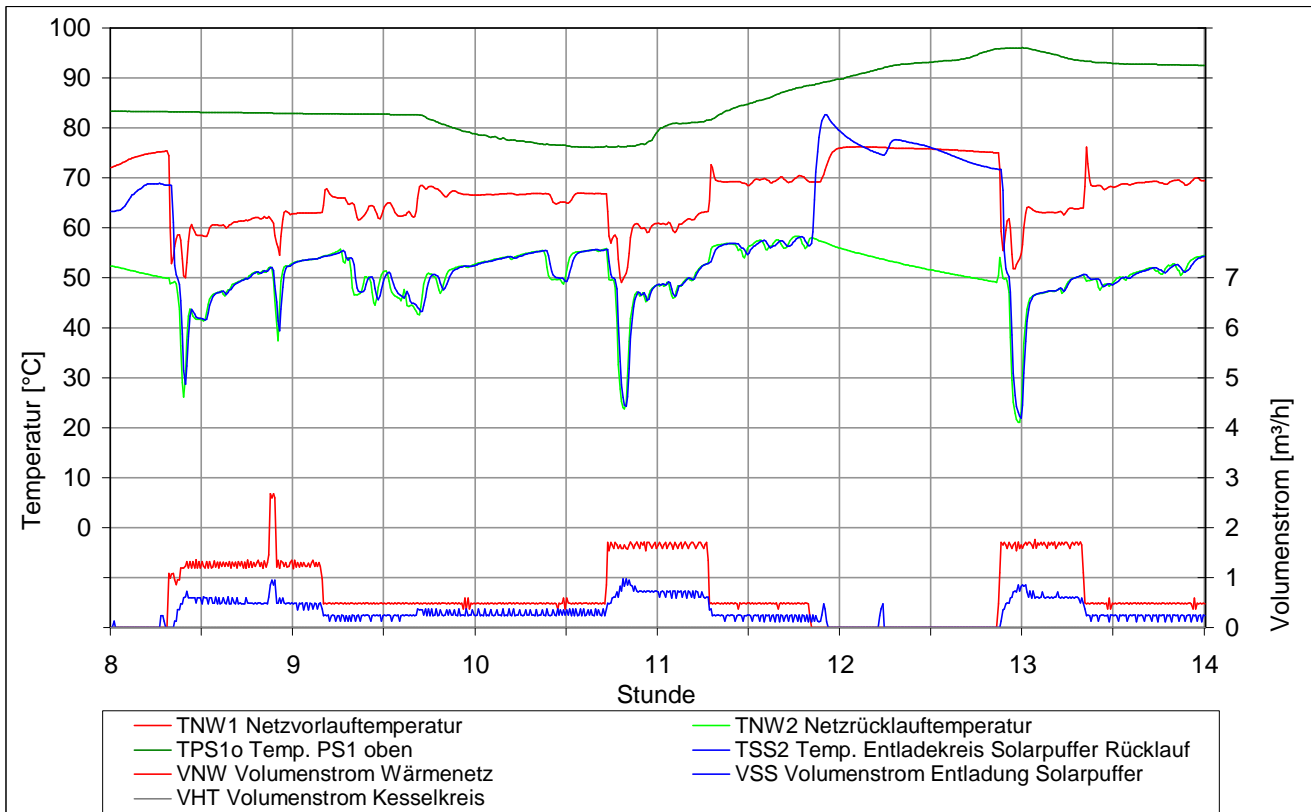


Abbildung 14: Temperaturen und Durchflüsse im Wärmenetz am 06.08.07

Abbildung 14 zeigt die Situation am 06.08.07 von 08:00 bis 14:00 Uhr. Der Kesselpuffer ist durch die Solaranlage auf etwa 75 bis 95 °C aufgeladen (kein Kesselbetrieb, VHT = 0), das Beimischventil soll den Vorlauf des Wärmenetzes auf eine Temperatur von etwa 70 °C einregeln. Aufgetragen sind die Volumenflüsse im Wärmenetz (VNW), im Entladekreis Solarpuffer (VSS) und im Kesselkreis (VHT). Das Wärmenetz läuft in der Zeit von 08:20 bis 11:50 Uhr und von 12:50 bis 14:00 Uhr mindestens mit einem Grundumsatz von 0,5 m³/h, von 11:50 bis 12:50 Uhr wird kein Durchsatz gemessen, da keine Bedarfsanforderung von Verbrauchern vorliegt. Der Netzumlauf steigt in der genannten Zeit 3mal plateauartig auf etwa 1,5 m³/h; es ist zu vermuten, dass genau dann die Warmwasser-Bereitschaftsspeicher geladen werden. Zeitlich synchron mit dem Netzumlauf findet auch die Entladung des Pufferspeichers (VSS) statt, was bedeutet, dass während der gesamten Zeit eine ausreichende Temperaturdifferenz zwischen Netzurücklauf und Solarpuffer unten vorhanden ist. Die Rücklauftemperatur aus dem Wärmenetz (TSS2) liegt im Mittel bei 55 °C, bricht aber 3mal deutlich ein (08:20, 10:45 und 13:00 Uhr, dabei Temperaturabfall bis auf 20 °C). Diese Temperatureinbrüche stehen offensichtlich in direktem Zusammenhang mit einem Aufladen der (im unteren Bereich mit Kaltwasser nachgespeisten) Warmwasser-Bereitschaftsspeicher. Genau lässt sich dies leider nicht belegen, weil im Bereich der Warmwasserbereitung (wie auch im Bereich der Gebäude-Heizkreise) keine Messtechnik installiert ist.

Interessant ist nun zu beobachten, wie unter diesen Gegebenheiten die Netzvorlauftemperatur TNW1 vom Beimischventil geregelt wird. In Zeiten, in denen nur ein Grundumsatz im Wärmenetz gefahren wird (Volumenstrom etwa 0,5 m³/h) gelingt es dem Beimischventil bei einer Kesselpuffertemperatur TPS1o zwischen 81 und 95 °C, die eingestellte Vorlauftemperatur von 70 °C in etwa einzuhalten. Sobald aber die Bereitschaftsspeicher aufgeladen werden (Plateau im Netzvolumen bei etwa 1,5 m³/h), sinkt die Netzvorlauftemperatur auf 65 bis 60, in Spitzen bis auf 50 °C ab. Es gelingt nicht mehr, eine konstante Vorlauftemperatur aufrecht zu halten. Die Netzurücklauftemperatur TNW2 und die Temperatur Rücklauf zum Solarpuffer (TSS2) weichen in Zeiten, in denen ein Entladestrom VSS durch die Speichergruppe fließt, nicht voneinander ab. Man kann daraus ableiten, dass das Beimischventil keinen Volumenstrom ungewollt als Bypassstrom vom Netzvorlauf- zum Netzurücklauf durchlässt. In Zeiten, in denen kein Volumenstrom VSS fließt, sind die Temperaturen nicht aussagekräftig, da es sich

lediglich um Stillstandstemperaturen (ggf. beeinflusst durch Schleichströmungen) handelt. Zusammenfassend lässt sich auf Grund der Messwerte vom 06.08.07 sagen:

Das Beimischventil regelt die eingestellte Vorlauftemperatur zufriedenstellend, solange der Netzlumlauf gering ist. Bei höheren Netzlüufen mit stark schwankenden Netzlücklauftemperaturen (während der Beladung der Bereitschaftsspeicher), ergeben sich deutliche Abweichungen vom Sollwert. Für ein ungewolltes Überleiten von Volumen aus dem Vorlauf direkt in den Rücklauf liegen keine Anzeichen vor.

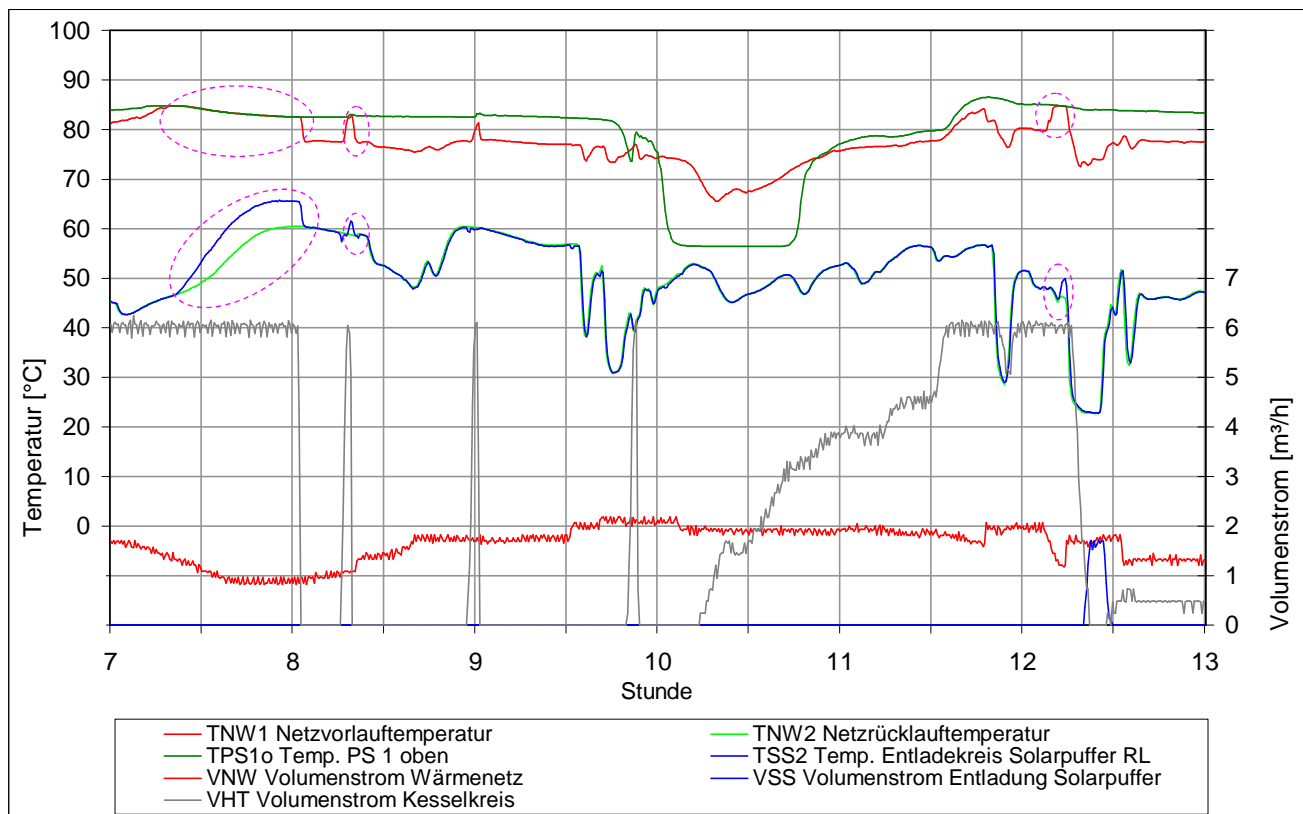


Abbildung 15: Temperaturen und Durchflüsse im Wärmenetz am 28.12.07

Abbildung 15 zeigt nun die Situation am 28.12.07. von 08:00 bis 14:00 Uhr. Der Kesselpuffer ist durch den Pelletkessel auf etwa 85 °C aufgeladen, das Beimischventil soll die Netzvorlauftemperatur auf etwa 75 °C einregeln. Aufgetragen sind wiederum die Volumenflüsse im Wärmenetz (VNW), im Entladekreis Solarpuffer (VSS) und im Kesselkreis (VHT). Das Wärmenetz läuft in der dargestellten Zeit mit einem Durchsatz von 1,0 bis 2,0 m³/h. Eine Entladung aus dem Solarpuffer (VSS) erfolgt lediglich um 12:20 Uhr, da die Netzlücklauftemperatur TNW2 dann für kurze Zeit auf etwa 20 °C absinkt (Aufladen Warmwasser-Bereitschaftsspeicher). Der Kesselpuffer wird in der Zeit von 07:00 bis 08:05 Uhr und von 10:30 bis 12:20 Uhr beladen, wobei der Volumenstrom im Kesselkreis VHT bis auf 6 m³/d ansteigt. Zusätzlich treten noch 3 Entladespitzen um 08:20, 09:00 und 09:50 Uhr und ein geringer Durchfluss von 0,5 m³/h von 12:30 bis 13:00 Uhr. Wie schon oben ausgeführt, resultieren diese Entladungen vermutlich aus der Abfuhr von Restwärme aus dem Kessel. Ähnlich wie schon für den Sommertag 06.08.07 soll nun auch für den Wintertag 28.12.07 dokumentiert werden, wie sich das Beimischventil verhält.

In Zeiten, in denen keine Beladung des Pufferspeichers durch den Pelletkessel stattfindet, regelt das Beimischventil die Netzvorlauftemperatur TNW1 in etwa auf 75 °C. Wenn der Kesselpuffer nicht mehr genügend geladen ist (etwa von 10:00 bis 10:45 Uhr) kann natürlich auch die Netzvorlauftemperatur nicht mehr auf dem Sollwert gehalten werden. Setzt nun die Beladung des Kesselpuffers durch den Pelletkessel (Volumenstrom Kesselkreis VHT) ein, so gelingt es dem Beimischventil immer weniger, die eingestellte Netzvorlauftemperatur von 75 °C einzuhalten. Vielmehr wird um 07:20 bis 08:00 und nochmals um 12:20 Uhr die Temperatur im Kesselpuffer oben (TPS1o) zur Netzvorlauftemperatur. Wir schließen daraus, dass das Beimischventil durch das Aufschalten der Kesselkreispumpe und den

damit veränderten Druckverhältnissen im Anlagensystem nicht mehr in der Lage ist, den eingestellten Wert für die Netzvorlauftemperatur zu gewährleisten. Auch zwischen den Temperaturen TNW2 und TSS2 wird von 07:20 bis 08:05 Uhr sowie um 08:20 und 12:20 Uhr eine deutliche Abweichung beobachtet. Das lässt als einzigen Schluss zu, dass im Beimischventil Volumen direkt von der Vorlauf- auf die Rücklaufseite geführt wird.

Durch diese ungewollte Vermischung von Vor- und Rücklauf kommt es ungünstigerweise im Rücklauf zu den Solarpuffern an der Messstelle TSS2 zu einer höheren Temperatur als direkt im Rücklauf Wärmenetz an der Messstelle TNW2.

Zusammenfassend lässt sich nach Analyse der Messwerte vom 06.08.07 und 28.12.07 sagen:

- Das Beimischventil regelt in etwa die eingestellte Netzvorlauftemperatur, solange kein Kesselbetrieb vorliegt, der Netzumlauf gering ist und die Netzurücklauftemperaturen nicht zu stark schwanken.
- Bei Kesselbetrieb kann die Regelung der Netzvorlauftemperatur völlig versagen, die Temperatur des Kesselpuffers oben (TPSo1) wird zur Netzvorlauftemperatur (TNW1).
- Bei starken Einbrüchen in der Netzurücklauftemperatur TNW2 (bis auf 20 °C) gelingt es nicht mehr, eine stabile Netzvorlauftemperatur zu erhalten.
- Änderungen im Volumenstrom des Wärmenetzes (VNW) beeinflussen die Netzvorlauftemperatur.
- Bei Kesselbetrieb kann es zu einem ungewollten Überleiten von Volumen aus dem Vorlauf direkt in den Rücklauf kommen, TSS2 liegt dann höher als TNW2.
- Aufgrund dieser Betriebsergebnisse muss zu einem neuen, ggf. fremdenergiegesteuerten Ventil geraten werden.

10 Messjahr 01.01. – 31.12.08 (2. Messperiode)

10.1 Ertragsbilanz und Betriebserfahrungen

10.1.1 Summenwerte der Messperiode

Während des Messjahres 2008 gab es vom 28.07 bis 18.08 einen Ausfall des Datenerfassungsgerätes, sodass für diesen Zeitraum keine Betriebsdaten aus der Anlage verfügbar sind. In die entstandene Datenlücke wurden ausgewählte Messtage aus benachbarten Zeiträumen eingesetzt und damit die Jahresdatei so repariert, dass für die Auswertung ein komplettes und noch hinreichend belastbares Messjahr zur Verfügung steht.

Bezeichnung	Abkürzung	Messwert absolut	Messwerte bezogen
Strahlungsenergie in die horizontale Ebene	EIH	./.	1.017 kWh/(m ² *a)
Strahlungsenergie in die Kollektorfläche	EIK	141,4 MWh/a	1.142 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Kollektorkreis (Primärseite WT)	QKT	38,99 MWh/a	314,8 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Kollektorkreis (Sekundärseite WT) bzw. Solarenergie zur Beladung Solarpuffer	QSP	39,97 MWh/a	322,8 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Entladung Solarpuffer (Puffer 2 + 3)	QSS	36,30 MWh/a	293,1 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Solarsystem, PS 1 bis 3, (berechnet)	QS_Sy	37,03 MWh/a	299,0 kWh/(m ² *a)
Heizenergie aus Kesselkreis	QHT	221,7 MWh/a	./.
Konv. Energieverluste Kesselpuffer (berechnet)	QVK	2,6 MWh/a	./.
Heizenergie aus Kesselsystem (berechnet)	QH_Sy	219,1 MWh/a	./.
Nutzenergie an das Wärmenetz	QNW	256,1 MWh/a	./.
Betriebsstunden Kollektorkreispumpe P41	HP41	979,7 h/a	2,66 h/d
Betriebsstunden Kollektorkreispumpe P42	HP42	979,7 h/a	2,66 h/d
Betriebsstunden Umschaltventil V1	HV1	442,3 h/a	1,17 h/d
Betriebsstunden Umschaltventil V2	HV2	2.108,8 h/a	5,87 h/d
Elektrische Energie für das Solarsystem	NST	571,8 kWh/a	4,31 kWh/(m ² *a)
Temperatur Wärmenetz Vorlauf im Jahresmittel	TNW1	78,2 °C	./.
Temperatur Wärmenetz Rücklauf im Jahresmittel	TNW2	51,8 °C	./.
Volumenstrom Wärmenetz n. Beimischung (Uml.Netz)	VNW	10.375 m ³ /a	./.
Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g _{KB}	28,3 %	./.
Solarer Systemnutzungsgrad brutto	g _{SB}	26,2 %	./.
Solarer Deckungsanteil am Netzbedarf	D _{Netz}	14,5 %	./.
Arbeitszahl Solarsystem	A	66,3	./.

Tabelle 3 Messwerte und Kennzahlen 01.01. – 31.12.2008

Tabelle 3 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Kennzahlen, die im zweiten Messjahr gewonnen wurden. Von der Strahlungsenergie in die Kollektorfelder (EIK) in Höhe von 141,4 MWh/a wurden 39,97 MWh/a vom Kollektorkreis über den Wärmetauscher (sekundärseitig) an die Solarpuffer (QSP) abgegeben. Dabei wurde ein Kollektorkreisnutzungsgrad brutto (g_{KB}) von 28,3 % erreicht. Die Differenz zwischen Strahlungsenergie und der an den Ladekreis abgegebenen Solarwärme resultiert aus optischen Verlusten der Kollektoren und thermischen Verlusten im Kollektorkreis. Die gemessene Solarenergie aus dem Kollektorkreis, die dem Wärmetauscher primärseitig zugeführt wurde (QKT), wird in der Tabelle nur der Vollständigkeit halber aufgeführt. Für weitere Bewertungen wird QKT hingegen nicht verwendet, da wir den Messwert auf der Sekundärseite des Wärmetauschers (Wasser und kein Wasser/Glykol-Gemisch als Wärmeträger!) für belastbarer halten.

Aus den Solarpuffern (Pufferspeicher 2 und 3) wurden 36,3 MWh/a (QSS) abgegeben, die (wegen der Reihenschaltung aller Pufferspeicher) über den Kesselpuffer (Pufferspeicher 1) dem Wärmenetz zugeführt wurden. Wie oben ausgeführt, ist QSS nicht die gesamte Solarenergie, die aus dem Solarsystem abgeführt wurde, da unter bestimmten Voraussetzungen Solarenergie auch durch Ventilumschaltung (V1) direkt in den Kesselpuffer (Pufferspeicher 1) eingespeist werden kann. Der Wert QSS gibt somit also einen zu geringen Wert für die tatsächlich aus dem Solarsystem gewonnene Solarenergie an. Wir schätzen den Mehrertrag an Solarenergie aus dem Solarsystem (unter Berücksichtigung der Gesamtbilanz der Anlage, des Temperaturniveaus im Pufferspeicher 1, der möglichen thermischen Verluste im Pufferspeicher 1 und der Ventilumschaltzeiten HV1) gegenüber der gemessenen Solarenergie QSS nur aus Pufferspeicher 2 und 3 für die 2. Messperiode auf 2 %. Die Energie aus dem Solarsystem QS_{Sy} ermittelt sich dann zu:

$$QS_{Sy} = QSS * 1,02 = 36,30 \text{ MWh/a} * 1,02 = 37,03 \text{ MWh/a}.$$

Man erkennt, dass die Energie QS_{Sy} aus dem Solarsystem (einschl. der thermischen Verluste der Solarenergie im Pufferspeicher 1) im Vergleich zur Energie nur aus den Solarpuffern QSS mit 36,30 MWh/a nur geringfügig größer ausfällt. Der Systemnutzungsgrad g_{SB} beträgt 26,2 %. Der Wert für den Heizenergieaustrag aus dem Kesselsystem (also Pelletkessel mit Kesselpuffer) lässt sich dann rechnerisch bestimmen zu:

$$QH_{Sy} = QNW - QS_{Sy} = 256,1 \text{ MWh/a} - 37,03 \text{ MWh/a} = 219,1 \text{ MWh/a}$$

Die Verluste im Pufferspeicher 1 nur für die konv. Energie aus dem Pelletkessel ergeben sich zu:

$$QVK = QHT - QH_{Sy} = 221,7 \text{ MWh/a} - 219,1 \text{ MWh/a} = 2,6 \text{ MWh/a}$$

Von Pelletkessel und Solaranlage wurden bei einer Temperatur Wärmenetz Vorlauf (TNW1) von im Jahresmittel 78,2 °C insgesamt 256,1 MWh/a (QNW) an das Wärmenetz abgegeben. Als Planwert für den Energiebedarf des Netzes war mit 317 MWh/a gerechnet worden. Der etwas geringere tatsächliche Verbrauch lässt sich mit der noch nicht ganz vollständigen Belegung der Gebäude erklären.

Als Temperatur Wärmenetz Rücklauf (TNW2) wurden im Jahresmittel 51,8 °C gemessen, die Planwerte sahen hier 40,3 °C vor. Die höhere tatsächliche Rücklauftemperatur hatte Auswirkungen auf die Effizienz der Solaranlage und muss bei der Berechnung der solaren Ertragserfüllung entsprechend berücksichtigt werden. Die gemessene Temperatur Wärmenetz Vorlauf (TNW1) lag in 2008 bei etwa 78,2 °C und damit immer noch deutlich zu hoch, da für die Warmwasserbereitung bei gleichzeitig sehr kurzen Leitungen des Wärmenetzes (20 m zwischen den Gebäuden) etwa 65 °C ausgereicht hätten. Die zu hohe Vorlauftemperatur wurde durch das nicht mehr einwandfreie Funktionieren des Beimischventils Wärmenetz verursacht.

Der solare Deckungsanteil am Energiebedarf des Netzes (bezogen auf die gesamte aus dem Solar- und Kesselsystem zugeführte Energie) D_{Netz} betrug 14,5 %. Die Werte aus der Planung sahen hier etwa 15 % vor.

Die Arbeitszahl A ist mit einem gemessenen Wert von 66 zufrieden stellend hoch und zeigt die gute Abstimmung der elektrischen Verbraucher des Solarsystems.

10.1.2 Messwerte als Tagesmittelwert der Wochensummen

In Tabelle 3 sind bei Energie- und Volumenwerten Jahressummen, bei Temperaturen die Jahresmittelwerte angegeben. Um genauere Informationen über die Entwicklung der Mess- und Anlagenkennwerte im Verlauf des Messjahres zu geben, sind in den folgenden 3 Diagrammen die wichtigsten der Energie- und Volumenwerte als Tagesmittel aus Wochensummen sowie Temperaturen als Wochenmittel angegeben.

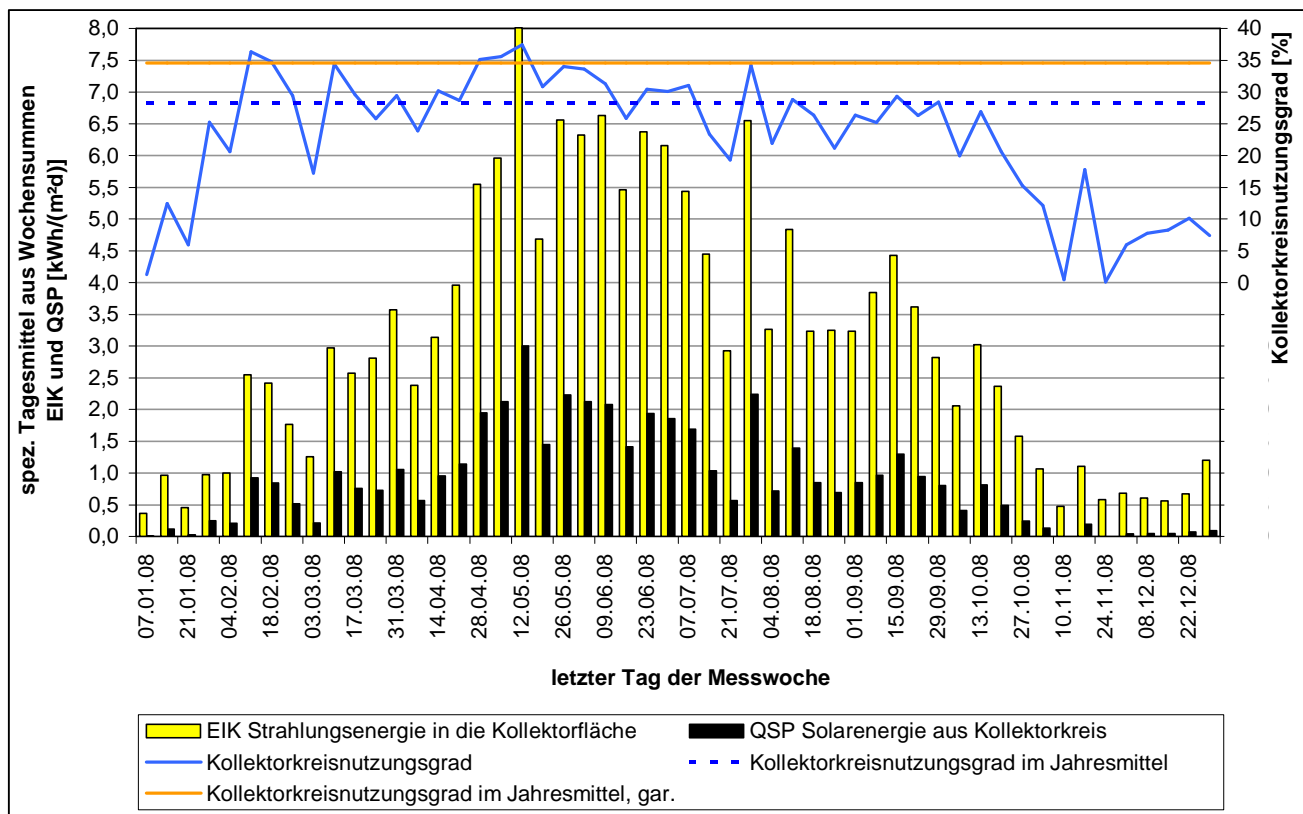


Abbildung 16: Strahlungsenergie in die Kollektorfläche, Solarenergie aus Kollektorkreis und Kollektorkreisnutzungsgrade

Abbildung 16 zeigt für die komplette Messperiode den Verlauf der Strahlungsenergie in die Kollektorfläche (EIK), die Solarenergie aus dem Kollektorkreis (QSP) und den Kollektorkreisnutzungsgrad als Tageswert im Wochenmittel. Deutlich erkennbar ist, dass der Zeitraum von Anfang November bis Anfang Februar kaum etwas zum Solarertrag beiträgt, was bei Wärmenetzen wie in Hannover wegen des dort im Vergleich zu Trinkwasservorwärmanlagen höheren Temperaturniveaus besonders ausgeprägt ist. Eingezeichnet sind auch der geplante (garantierte) **Kollektorkreisnutzungsgrad** (34,5 %) und der gemessene Nutzungsgrad im Jahresmittel (28,3 %). Die Planwerte werden somit um 6 %-Punkte verfehlt oder anders ausgedrückt, die Anlage hat im betrachteten Zeitraum nur etwa 82 % des Garantiewertes erreicht. Diese Werte ergeben sich, wenn man die Garantiewerte direkt mit den Messwerten vergleicht, ohne dabei die jeweiligen Randbedingungen für den Betrieb (die bei der Garantieabgabe zugrunde gelegt wurden bzw. die sich während der Messperiode einstellten) zu berücksichtigen. In Kap. 11 wird das spezielle Verfahren zur Nachrechnung der solaren Ertragsgarantie unter Berücksichtigung der **realen** Randbedingungen während der Messperiode aufgezeigt und der aus dieser Korrekturrechnung resultierende Wert für den Solarertrag genannt, der gegenüber dem Bieter zur Beurteilung der Vertragserfüllung hinsichtlich der abgegebenen Ertragsgarantie ausschlaggebend ist.

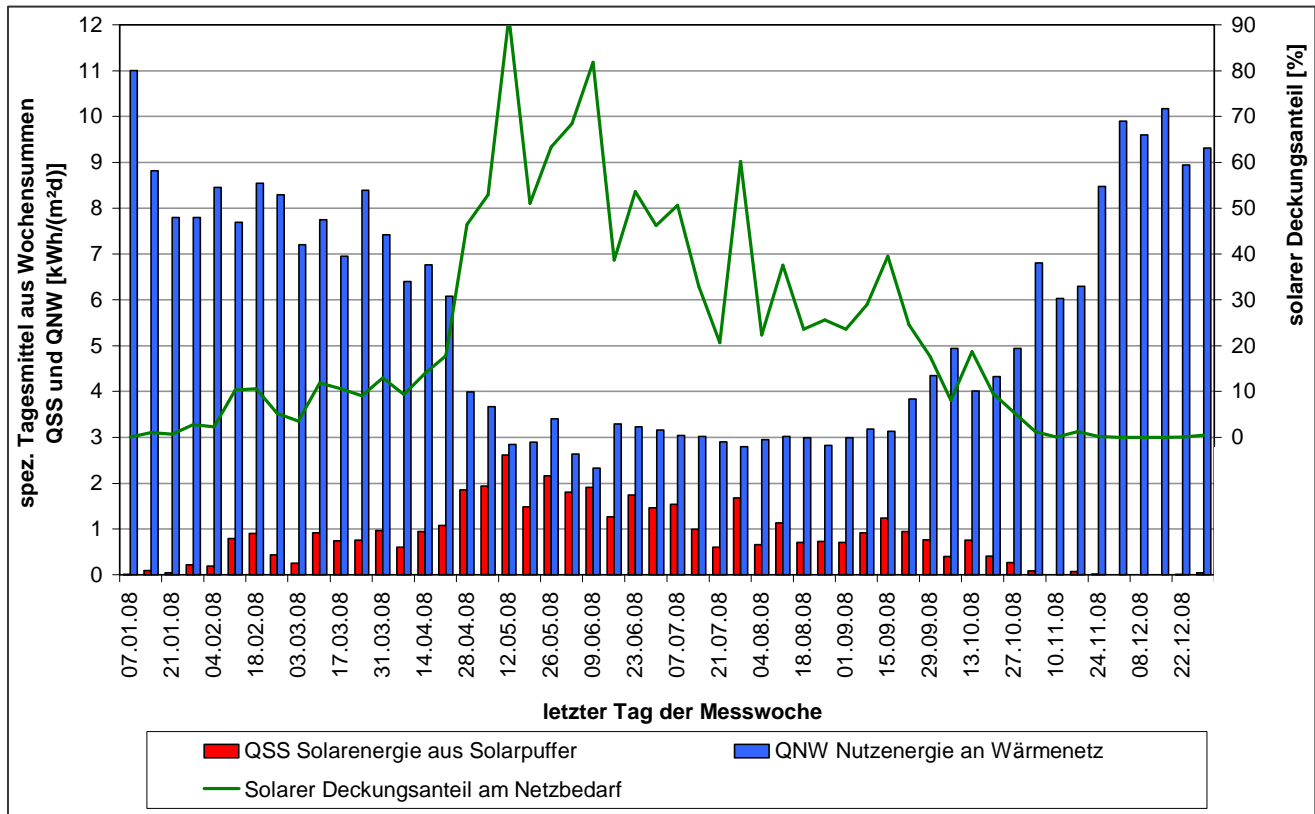


Abbildung 17: Ertrag aus Solarsystem, Energie für Netzbedarf und solarer Deckungsanteil am Netzverbrauch

Abbildung 17 zeigt den Verlauf der Solarenergie aus dem Solarpuffer QSS, den Energiebedarf des Wärmenetzes QNW über das Jahr und den daraus berechneten solaren Deckungsanteil am Netzbedarf. Wie schon oben erwähnt, gibt die Energie QSS nicht die gesamte Solarenergie QS_{Sy} an, die aus dem Solarsystem abgegeben wird. Eine Darstellung von QS_{Sy} als Wochensumme ist (wegen der Berechnung der Kesselpufferverluste) aber schwer möglich, für die Diagrammdarstellung wird deshalb, zumal die Abweichungen klein sind, der Wert QSS benutzt. In strahlungsreichen Wochen wird mehrmals ein Deckungsanteil von über 70 % erreicht. Ein Angebotsüberschuss an Solarenergie ist im Wochenmittel nicht zu erkennen. Auch eine Durchsicht von Diagrammen in 5-min-Auflösung ergab keinen Hinweis auf einen Anlagenstillstand durch Abschaltung der Kollektorkreispumpe P1 nach Erreichen der max. Solarpuffertemperatur oben von 105 °C. Ende 2008 sind die Verbrauchswerte für das Netz etwa gleich hoch wie Anfang 2008, was auf eine konstante Belegung der Gebäude schließen lässt.

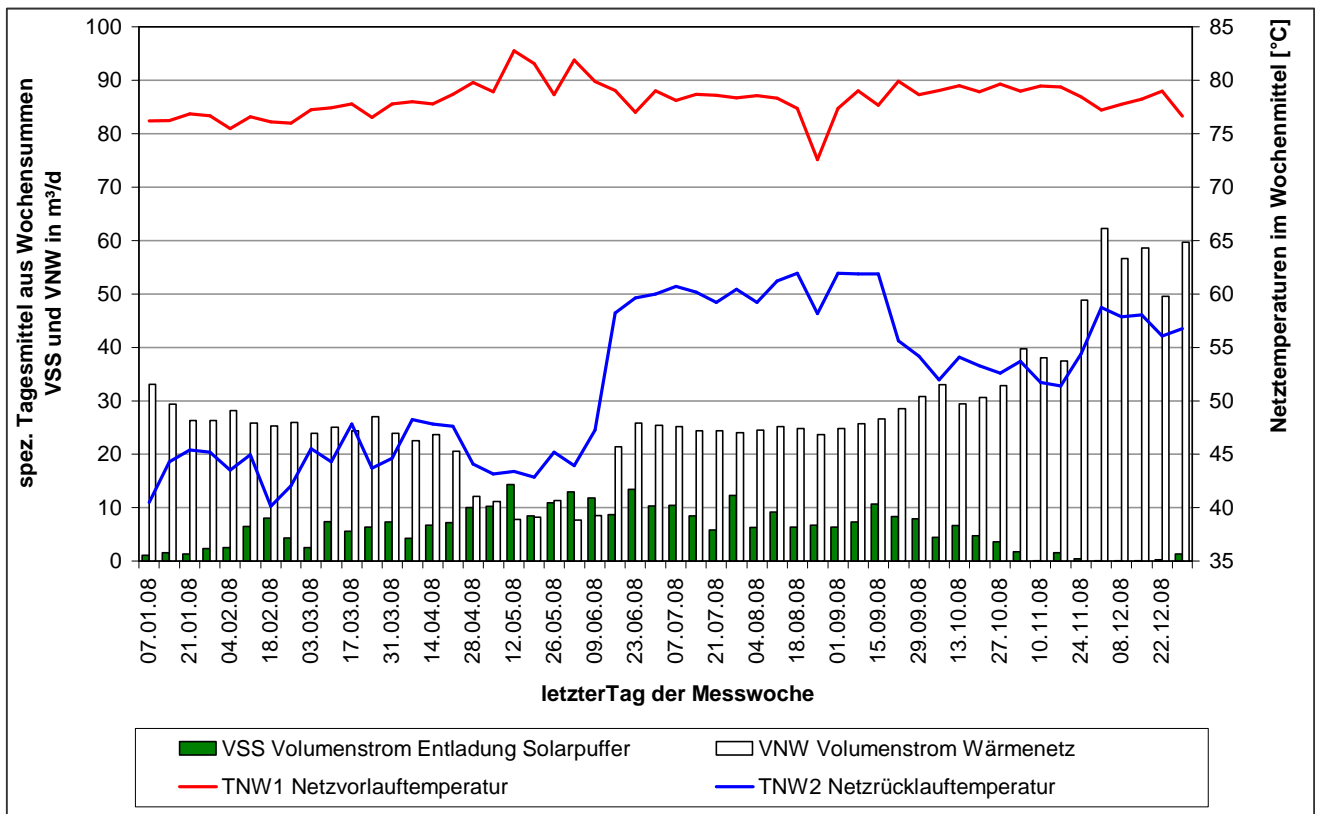


Abbildung 18: Temperaturen und Volumenströme Wärmenetz

Abbildung 18 zeigt den Verlauf der Wärmenetztemperaturen TNW1 und TNW2 über das Jahr im Tagesmittel /5/. Die Netzvorlauftemperatur TNW1 schwankt im Jahr 2008 etwa zwischen 75 und 80 °C, was für die benötigte Wärmelieferung für Heizung und Warmwasser unnötig hoch ist. Eine Netzvorlauftemperatur von etwa 65 bis 70 °C halten wir (zumindest im Sommer) für ausreichend, wenn dadurch die Aufwärmung des Trinkwassers in den Bereitschaftsspeichern zuverlässig auf 60 °C wegen der thermischen Desinfektion von Legionellen gewährleistet ist. Vergleiche zwischen der Temperatur im Pufferspeicher 3 oben und der Netzvorlauftemperatur lassen den Schluss zu, dass das Mischventil im Wärmenetz defekt ist und keine Einstellung der Vorlauftemperatur auf etwa 60 °C mehr erlaubt. Ebenfalls auffallend ist das Ansteigen der Netzurücklauftemperatur im Juni von etwa 45 °C auf 60 °C. Wir vermuten, dass zu diesem Zeitpunkt die Einstellung der Anschlussstationen verändert wurde, so dass sich bei einem höheren Volumenstrom im Wärmenetz (bei gleicher Netzvorlauftemperatur und in etwa gleichem Wärmebedarf) eine höhere Netzurücklauftemperatur eingestellt hat. Vergleicht man den Energiebedarf für das Netz (QNW) aus Abbildung 17 im Winter und Herbst 2008 mit dem Netzumlauf (VNW) aus Abbildung 18, so erkennt man, dass sich der Energiebedarf zum Herbst 2008 gegenüber dem Winter 2008 etwas erhöht hat, sich der Netzumlauf im Vergleich dieser Zeiträume aber etwa verdoppelt hat. Wie zu erwarten war, hat die geringere Temperaturdifferenz zwischen Netzvor- und -rücklauf bei etwa gleichem Energiebedarf automatisch einen gestiegenen Netzumlauf zur Folge.

10.2 Verhalten des Beimischventils Wärmenetz

Das Beimischventil zwischen Vor- und Rücklauf des Wärmenetzes (Typ eigenenergiegesteuertes Ventil mit Dehnstofffühler und Kapillarrohr) hat die Aufgabe, die Netzvorlauftemperatur auf einem eingestellten Wert zu halten. Die gewünschte Temperatur kann dabei an einem Einstellknopf mit Skala manuell eingestellt werden. Die nachfolgenden Diagramme sollen zeigen, ob das Beimischventil diesen Anforderungen gerecht wird.

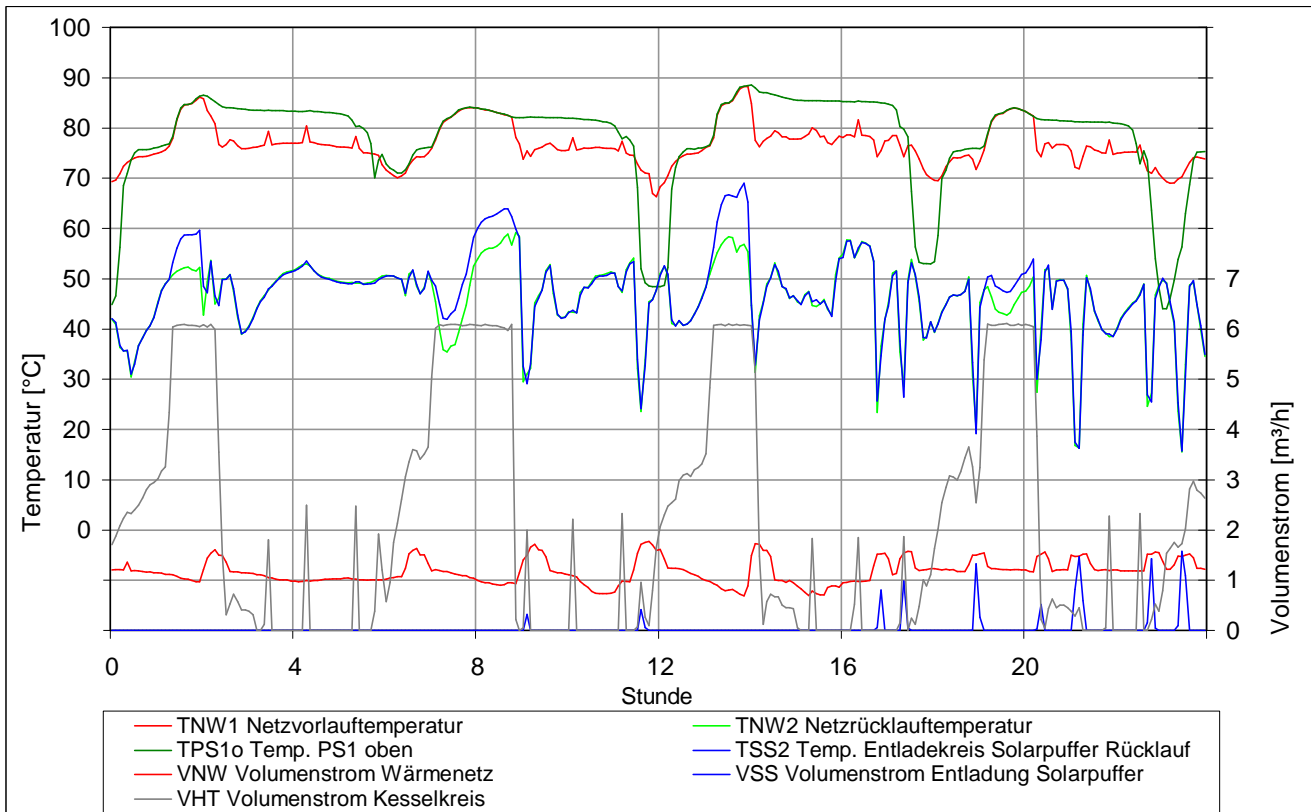


Abbildung 19: Temperaturen und Durchflüsse im Wärmenetz am 16.01.08

Abbildung 19 zeigt die Situation am 16.01.08 von 00:00 bis 24:00 Uhr. In dieser Zeit wird der Kessel-puffer 4mal aufgeladen, die Temperatur im Kessel-puffer oben TPS1o erreicht dann etwa 85, in Spit-zen bis an 90 °C. Während des ganzen Tages wird aber der Kessel-puffer durch den Netzurücklauf entladen. Das Beimischventil Wärmenetz sollte nun die Netzvorlauf-temperatur TNW1 auf die ge-wünschte Netzvorlauf-temperatur (etwa 70 bis 75 °C) einregeln. Dies gelingt aber nur unvollständig, die Netzvorlauf-temperatur TNW1 ist zeitweise gleich der Temperatur im Kessel-puffer oben TPS1o. Exemplarisch soll dies für den Zeitraum 06:00 bis 12:00 Uhr im Detail gezeigt werden. Um 06:00 Uhr beginnt ein Ladezyklus zur Aufladung des Kessel-puffers durch den Pelletkessel. Die Temperatur im Kessel-puffer oben TPS1o beträgt 70 °C, der Volumenstrom Kesselkreis VHT setzt ein. Um 09:00 Uhr ist der Ladevorgang beendet, die Temperatur im Kessel-puffer oben TSPo1 beträgt dann etwa 83 °C. Während der gesamten Beladephase läuft gleichzeitig aber auch die Entladung des Kessel-puffers, da das Wärmenetz versorgt werden muss. Das Mischventil hat nun die Aufgabe, die Temperatur des Kessel-puffers von etwa 83 °C auf die gewünschte Netzvorlauf-temperatur TNW1 von etwa 70 °C ab-zumischen. In der Zeit der Beladung von 06:00 bis 09:00 Uhr gelingt dies nicht, die Temperatur des Netzvorlaufs TNW1 entspricht der Temperatur im Kessel-puffer oben TSP1o und ist mit bis zu 83 °C viel zu hoch. Nach Beendigung des Ladevorgang des Kessel-pufferbeladung um 09:00 Uhr regelt das Mischventil bei einer Temperatur im Kessel-puffer oben TSPo1 von 82 °C die Netzvorlauf-temperatur wieder auf etwa 75 °C ein. Um 12:00 Uhr setzt ein neuer Ladezyklus einsetzt, das zuvor geschilderte Betriebsverhalten wiederholt sich.

Zwischen den Temperaturen TNW2 und TSS2 wird während des Tages 4mal, und zwar immer wäh-rend der Pufferspeicherbeladung (etwa um 1:30, 08:30, 09:30 und 19:30 Uhr) eine deutliche Abwei-chung beobachtet. Im Rücklauf zu den Solarpuffern an der Messstelle TSS2 kommt es zu einer höhe-ren Temperatur als direkt im Rücklauf Wärmenetz an der Messstelle TNW2, was durch einen unge-wollten Kurzschluss von Vor- und Rücklaufseite im Beimischventil verursacht wird, vermutlich durch veränderte hydraulische Verhältnisse während der Ladezeiten des Pufferspeichers.

Zusammenfassend lässt sich nach Analyse der Messwerte vom 16.01.08 sagen:

- Das Beimischventil regelt die eingestellte Netzvorlauftemperatur nur sehr unzureichend, was im Verlauf von 2008 nicht mehr verbessert hat.
- Während der Beladezeiten des Kesselpuffers durch den Pelletkessel versagt die Regelung der Netzvorlauftemperatur völlig, die Temperatur des Kesselpuffers oben (TPSo1) wird zur Netzvorlauftemperatur (TNW1), zeitweise bis 90 °C und mehr.
- Während der Beladezeiten des Kesselpuffers kommt es zu einem ungewollten Überleiten von Volumen aus dem Netzvorlauf direkt in den Netzurücklauf, in Folge davon liegt dann TSS2 zeitweise höher als TNW2.
- Aufgrund dieser Ergebnisse muss dringend zu einem neuen, ggf. fremdenergiegesteuerten Ventil geraten werden.

11 Messjahr 01.01. – 31.12.09 (3. Messperiode)

11.1 Ertragsbilanz und Betriebserfahrungen

11.1.1 Summenwerte der Messperiode

Während des Messjahres 2009 gab es keinen Ausfall des Datenerfassungsgerätes, sodass für diesen Zeitraum ein vollständiges Messjahr zur Verfügung steht.

Bezeichnung	Abkürzung	Messwert absolut	Messwerte bezogen
Strahlungsenergie in die horizontale Ebene	EIH	./.	1.064 kWh/(m ² *a)
Strahlungsenergie in die Kollektorfläche	EIK	148,7 MWh/a	1.201 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Kollektorkreis (Primärseite WT)	QKT	43,03 MWh/a	347,5 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Kollektorkreis (Sekundärseite WT) bzw. Solarenergie zur Beladung Solarpuffer	QSP	40,22 MWh/a	324,9 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Entladung Solarpuffer (Puffer 2 + 3)	QSS	38,11 MWh/a	307,8 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Solarsystem, PS 1 bis 3, (berechnet)	QS_Sy	38,87 MWh/a	313,9 kWh/(m ² *a)
Heizenergie aus Kesselkreis	QHT	234,3 MWh/a	./.
Konv. Energieverluste Kesselpuffer (berechnet)	QVK	2,1 MWh/a	./.
Heizenergie aus Kesselsystem (berechnet)	QH_Sy	232,2 MWh/a	./.
Nutzenergie an das Wärmenetz	QNW	271,0 MWh/a	./.
Betriebsstunden Kollektorkreispumpe P41	HP41	932,6 h/a	2,56 h/d
Betriebsstunden Kollektorkreispumpe P42	HP42	932,6 h/a	2,56 h/d
Betriebsstunden Umschaltventil V1	HV1	499,6 h/a	1,37 h/d
Betriebsstunden Umschaltventil V2	HV2	2.081,2 h/a	5,79 h/d
Elektrische Energie für das Solarsystem	NST	525,6 kWh/a	4,25 kWh/(m ² *a)
Temperatur Wärmenetz Vorlauf im Jahresmittel	TNW1	79,2 °C	./.
Temperatur Wärmenetz Rücklauf im Jahresmittel	TNW2	57,0 °C	./.
Volumenstrom Wärmenetz n. Beimischung (Uml.Netz)	VNW	12.226 m ³ /a	./.
Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g _{KB}	27,0 %	./.
Solarer Systemnutzungsgrad brutto	g _{SB}	26,1 %	./.
Solarer Deckungsanteil am Netzbedarf	D _{Netz}	14,3 %	./.
Arbeitszahl Solarsystem	A	76,5	./.

Tabelle 4 Messwerte und Kennzahlen 01.01. – 31.12.2009

Tabelle 4 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Kennzahlen, die im dritten Messjahr gewonnen wurden. Von der Strahlungsenergie in die Kollektorfelder (EIK) in Höhe von 148,7 MWh/a wurden 40,22 MWh/a vom Kollektorkreis über den Wärmetauscher (sekundärseitig) an die Solarpuffer (QSP) abgegeben. Dabei wurde ein Kollektorkreisnutzungsgrad brutto (g_{KB}) von 27,0 % erreicht. Die Differenz zwischen Strahlungsenergie und der an den Ladekreis abgegebenen Solarwärme resultiert aus optischen Verlusten der Kollektoren und thermischen Verlusten im Kollektorkreis. Die gemessene Solarenergie aus dem Kollektorkreis, die dem Wärmetauscher primärseitig zugeführt wurde (QKT), wird in der Tabelle nur der Vollständigkeit halber aufgeführt. Für weitere Bewertungen wird QKT hingegen nicht verwendet, da wir den Messwert auf der Sekundärseite des Wärmetauschers (Wasser und kein Wasser/Glykol-Gemisch als Wärmeträger!) für belastbarer halten.

Aus den Solarpuffern (Pufferspeicher 2 und 3) wurden 38,11 MWh/a (QSS) abgegeben, die (wegen der Reihenschaltung aller Pufferspeicher) über den Kesselpuffer (Pufferspeicher 1) dem Wärmenetz zugeführt wurden. Wie oben ausgeführt, ist QSS nicht die gesamte Solarenergie, die aus den Solarsystem abgeführt wurde, da unter bestimmten Voraussetzungen Solarenergie auch direkt durch Ventilumschaltung (V1) in den Kesselpuffer (Pufferspeicher 1) eingespeist werden kann. Der Wert QSS gibt somit also einen zu geringen Wert für die tatsächlich aus dem Solarsystem gewonnene Solarenergie an. Wir schätzen den Mehrertrag an Solarenergie aus dem Solarsystem (unter Berücksichtigung der Gesamtbilanz der Anlage, des Temperaturniveaus im Pufferspeicher 1, der möglichen thermischen Verluste im Pufferspeichers 1 und der Ventilumschaltzeiten HV1) gegenüber der gemessenen Solarenergie QSS nur aus Pufferspeicher 2 und 3 in der 3. Messperiode auf 2 %. Die Energie aus dem Solarsystem QS_{Sy} ermittelt sich dann zu:

$$QS_{Sy} = QSS * 1,02 = 38,11 \text{ MWh/a} * 1,02 = 38,87 \text{ MWh/a.}$$

Man erkennt, dass die Energie QS_{Sy} aus dem Solarsystem (einschl. der thermischen Verluste der Solarenergie im Pufferspeicher 1) im Vergleich zur Energie nur aus den Solarpuffern QSS mit 38,11 MWh/a nur geringfügig größer ausfällt. Der Systemnutzungsgrad g_{SB} beträgt 26,1 %. Der Wert für den Heizenergieaustrag aus dem Kesselsystem (also Pelletkessel mit Kesselpuffer) lässt sich rechnerisch bestimmen zu:

$$QH_{Sy} = QNW - QS_{Sy} = 271,0 \text{ MWh/a} - 38,87 \text{ MWh/a} = 232,2 \text{ MWh/a}$$

Die Verluste im Pufferspeicher 1 nur für die konv. Energie aus dem Pelletkessel ergeben sich zu:

$$QVK = QHT - QH_{Sy} = 234,3 \text{ MWh/a} - 232,2 \text{ MWh/a} = 2,1 \text{ MWh/a}$$

Von Pelletkessel und Solaranlage wurden bei einer Temperatur Wärmenetz Vorlauf (TNW1) von im Jahresmittel 79,2 °C insgesamt 271,0 MWh/a (QNW) an das Wärmenetz abgegeben. Als Planwert für den Energiebedarf des Netzes war mit 317 MWh/a gerechnet worden. Der etwas geringere tatsächliche Verbrauch lässt sich mit der noch nicht ganz vollständigen Belegung der Gebäude erklären.

Als Temperatur Wärmenetz Rücklauf (TNW2) wurden im Jahresmittel 57,0 °C gemessen, die Planwerte sahen hier 40,3 °C vor. Die höhere tatsächliche Rücklauftemperatur hatte Auswirkungen auf die Effizienz der Solaranlage und muss bei der Berechnung der solaren Ertragserfüllung entsprechend berücksichtigt werden. Die gemessene Temperatur Wärmenetz Vorlauf (TNW1) lag in 2009 bei etwa 79,2 °C und damit immer noch deutlich zu hoch, da für die Warmwasserbereitung bei gleichzeitig sehr kurzen Leitungen des Wärmenetzes (20 m zwischen den Gebäuden) etwa 65 °C ausgereicht hätten. Die zu hohe Vorlauftemperatur wurde durch das nicht mehr einwandfreie Funktionieren des Beimischventils Wärmenetz verursacht.

Der solare Deckungsanteil am Energiebedarf des Netzes (bezogen auf die gesamte aus dem Solar- und Kesselsystem zugeführte Energie) D_{Netz} betrug 14,3 %. Die Werte aus der Planung sahen hier etwa 15 % vor.

Die Arbeitszahl A ist mit einem gemessenen Wert von 77 zufrieden stellend hoch und zeigt die gute Abstimmung der elektrischen Verbraucher des Solarsystems.

11.1.2 Messwerte als Tagesmittelwert der Wochensummen

In Tabelle 4 sind bei Energie- und Volumenwerten Jahressummen, bei Temperaturen die Jahresmittelwerte angegeben. Um genauere Informationen über die Entwicklung der Mess- und Anlagenkennwerte im Verlauf des Messjahres zu geben, sind in den folgenden 3 Diagrammen die wichtigsten der Energie- und Volumenwerte als Tagesmittel aus Wochensummen sowie Temperaturen als Wochenmittel angegeben.

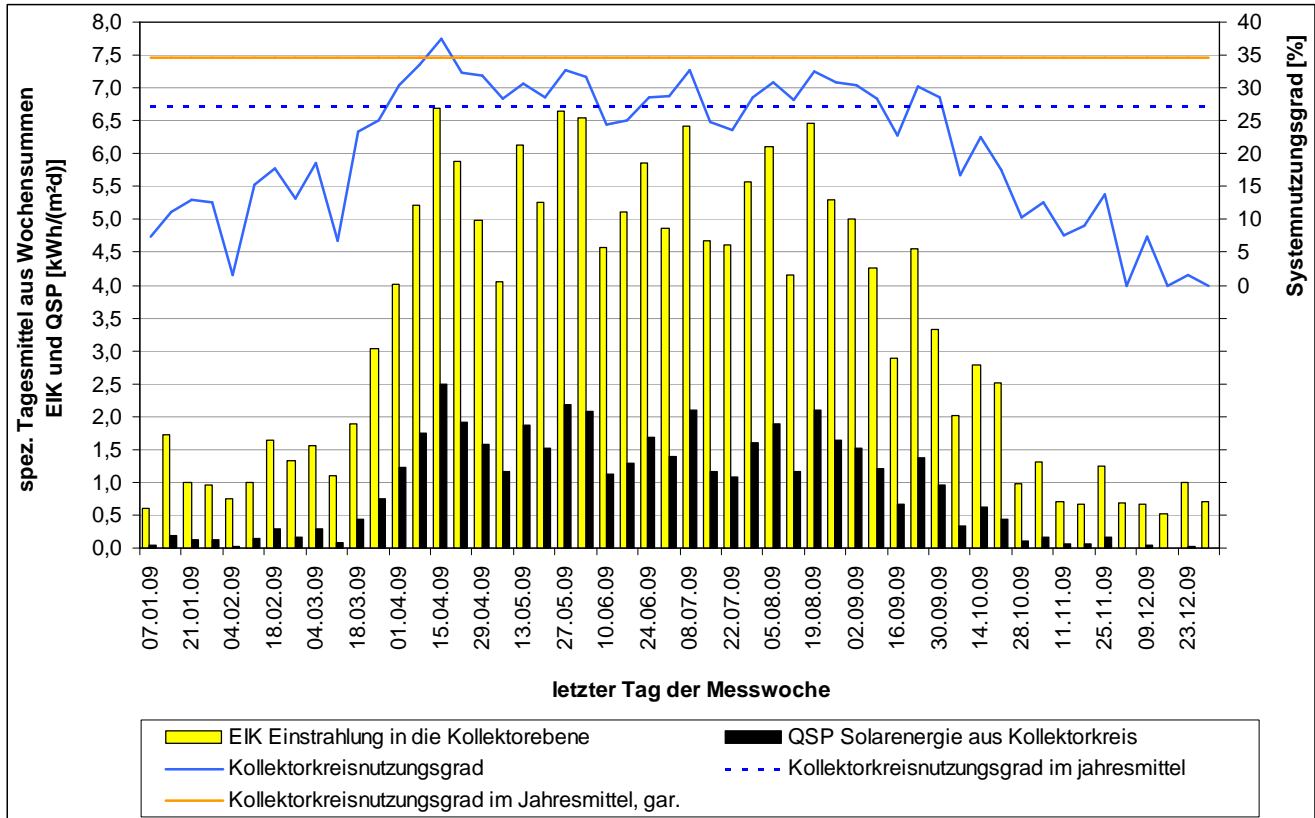


Abbildung 20: Strahlungsenergie in die Kollektorfläche, Solarenergie aus Kollektorkreis und Kollektorkreisnutzungsgrade

Abbildung 20 zeigt für die komplette Messperiode den Verlauf der Strahlungsenergie in die Kollektorfläche (EIK), die Solarenergie aus dem Kollektorkreis (QSP) und den Kollektorkreisnutzungsgrad als Tageswert im Wochenmittel. Deutlich erkennbar ist, dass der Zeitraum von Anfang November bis Anfang Februar kaum etwas zum Solarertrag beiträgt, was bei Wärmenetzen wie in Hannover wegen des dort im Vergleich zu Trinkwasservorwärmanlagen höheren Temperaturniveaus besonders ausgeprägt ist. Eingezeichnet sind auch der geplante (garantierte) **Kollektorkreisnutzungsgrad** (34,5 %) und der gemessene Nutzungsgrad im Jahresmittel (27,0 %). Die Planwerte werden somit um 7 %-Punkte verfehlt oder anders ausgedrückt, die Anlage hat im betrachteten Zeitraum nur etwa 78 % des Garantiewertes erreicht. Diese Werte ergeben sich, wenn man die Garantiewerte direkt mit den Messwerten vergleicht, ohne dabei die jeweiligen Randbedingungen für den Betrieb (die bei der Garantieabgabe zugrunde gelegt wurden bzw. die sich während der Messperiode einstellen) zu berücksichtigen. In Kap. 11 wird das spezielle Verfahren zur Nachrechnung der solaren Ertragsgarantie unter Berücksichtigung der **realen** Randbedingungen während der Messperiode aufgezeigt und der aus dieser Korrekturrechnung resultierende Wert für den Solarertrag genannt, der gegenüber dem Bieter zur Beurteilung der Vertragserfüllung hinsichtlich der abgegebenen Ertragsgarantie ausschlaggebend ist.

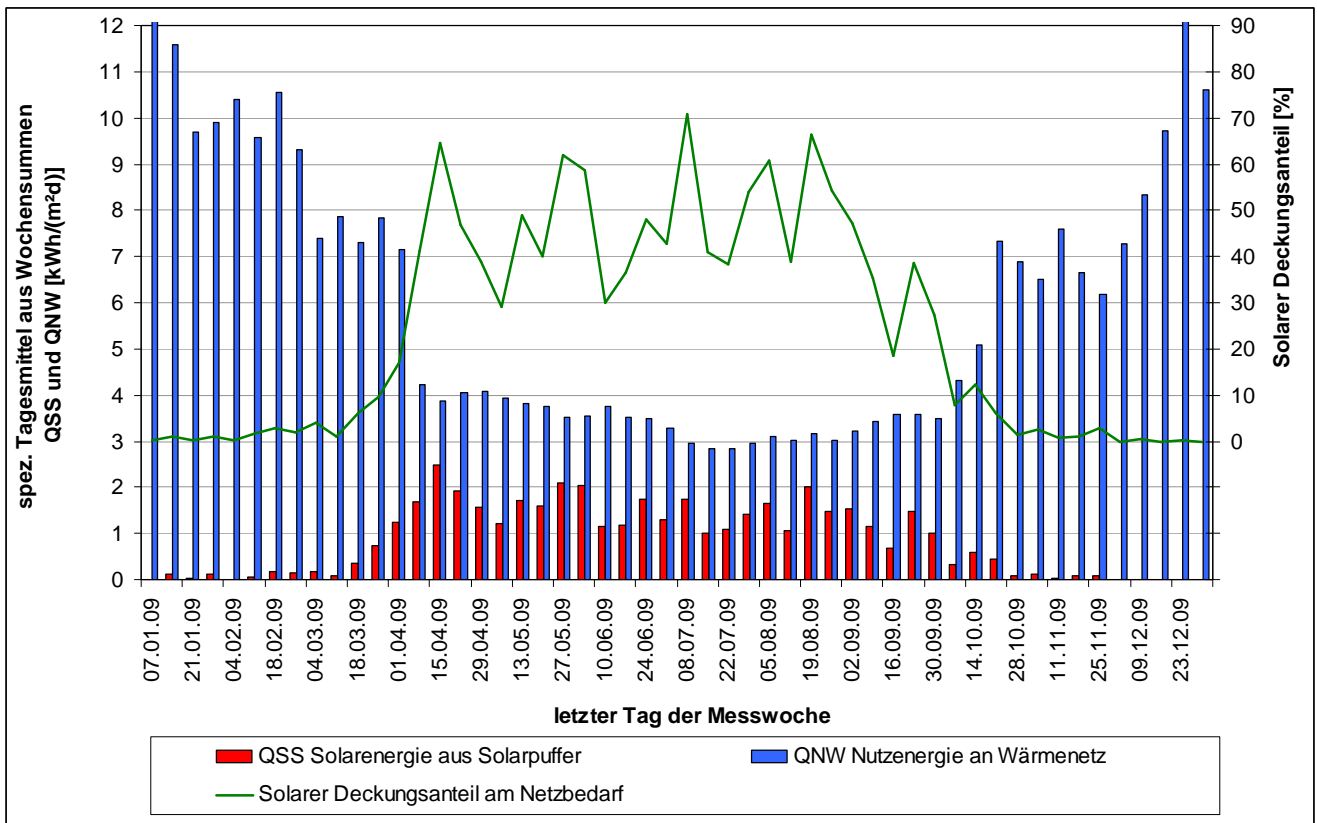


Abbildung 21: Ertrag aus Solarsystem, Energie für Netzbedarf und solarer Deckungsanteil am Netzverbrauch

Abbildung 21 zeigt den Verlauf der Solarenergie aus dem Solarpuffer QSS, den Energiebedarf des Wärmenetzes QNW über das Jahr und den daraus berechneten solaren Deckungsanteil am Netzbedarf. Wie schon oben erwähnt, gibt die Energie QSS nicht die gesamte Solarenergie QS_{Sy} an, die aus dem Solarsystem abgegeben wird. Eine Darstellung von QS_{Sy} als Wochensumme ist (wegen der Berechnung der Kesselpufferverluste) aber schwer möglich, für die Diagrammdarstellung wird deshalb, zumal die Abweichungen klein sind, der Wert QSS benutzt. In strahlungsreichen Wochen wird mehrmals ein Deckungsanteil von bis zu 70 % erreicht. Ein Angebotsüberschuss an Solarenergie ist im Wochenmittel nicht zu erkennen. Auch eine Durchsicht von Diagrammen in 5-min-Auflösung ergab keinen Hinweis auf einen Anlagenstillstand durch Abschaltung der Kollektorkreispumpe P1 nach Erreichen der max. Solarpuffertemperatur oben von 105 °C. Ende 2009 sind die Verbrauchswerte für das Netz etwa gleich hoch wie Anfang 2009, was auf eine konstante Belegung der Gebäude schließen lässt.

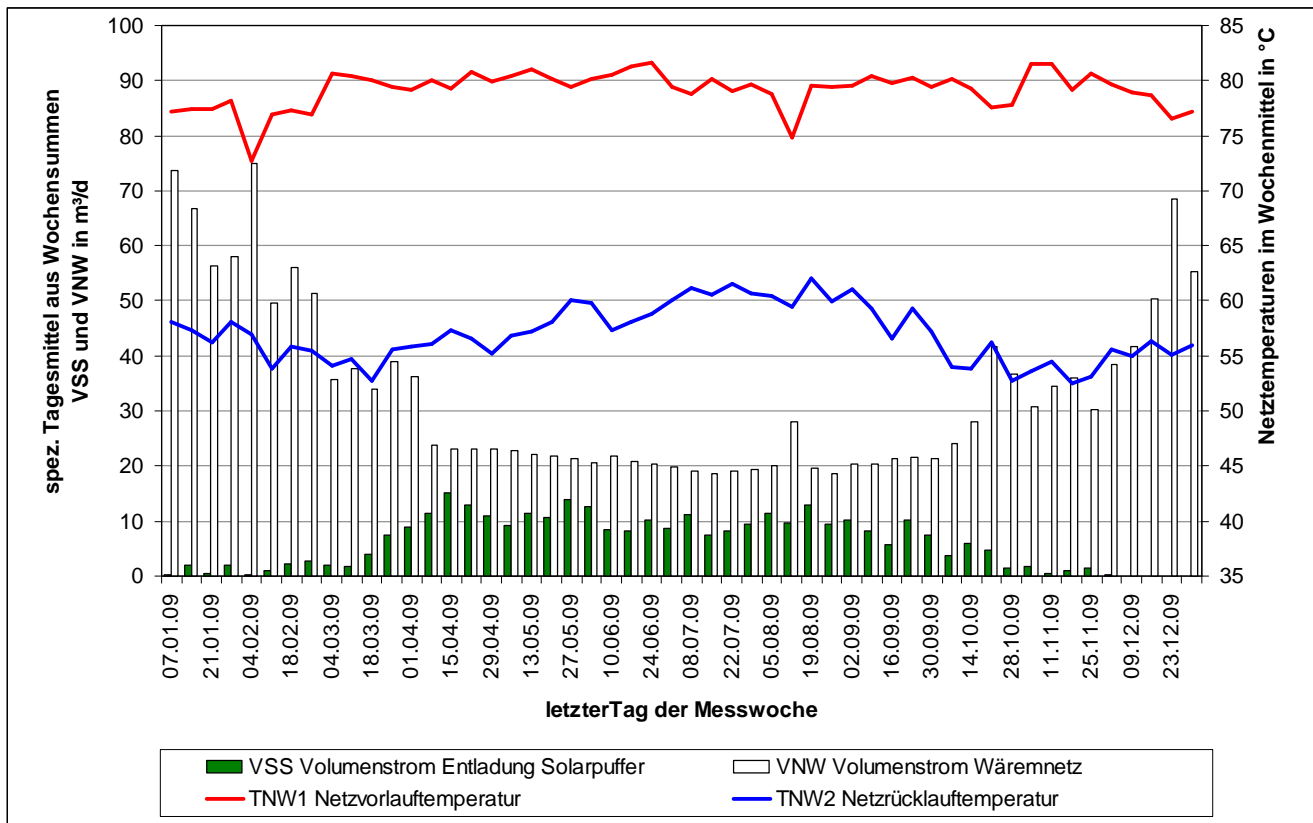


Abbildung 22: Temperaturen und Volumenströme Wärmenetz

Abbildung 22 zeigt den Verlauf der Wärmenetztemperaturen TNW1 und TNW2 über das Jahr im Tagesmittel /5/. Die Netzvorlauftemperatur TNW1 schwankt im Jahr 2009 etwa um die 80 °C, was für die benötigte Wärmelieferung für Heizung und Warmwasser unnötig hoch ist. Eine Netzvorlauftemperatur von etwa 65 bis 70 °C halten wir (zumindest im Sommer) für ausreichend, wenn dadurch die Aufwärmung des Trinkwassers in den Bereitschaftsspeichern zuverlässig auf 60 °C wegen der thermischen Desinfektion von Legionellen gewährleistet ist. Vergleiche zwischen der Temperatur im Pufferspeicher 3 oben und der Netzvorlauftemperatur lassen den Schluss zu, dass das Mischventil im Wärmenetz defekt ist und keine Einstellung der Vorlauftemperatur auf etwa 60 °C mehr erlaubt. Die Netzurücklauftemperatur liegt zwischen 55 im Winter und etwa 60 °C im Sommer. Die Rücklauftemperatur ist viel zu hoch (geplant waren 40,3 °C), was eine Folge des nicht funktionierenden Beimischventils im Netzvorlauf ist.

11.2 Verhalten des Beimischventils Wärmenetz

Das Beimischventil zwischen Vor- und Rücklauf des Wärmenetzes (Typ eigenenergiegesteuertes Ventil mit Dehnstofffühler und Kapillarrohr) hat die Aufgabe, die Netzvorlauftemperatur auf einem eingestellten Wert zu halten. Die gewünschte Temperatur kann dabei an einem Einstellknopf mit Skala manuell eingestellt werden. Die nachfolgenden Diagramme sollen zeigen, ob das Beimischventil diesen Anforderungen gerecht wird.

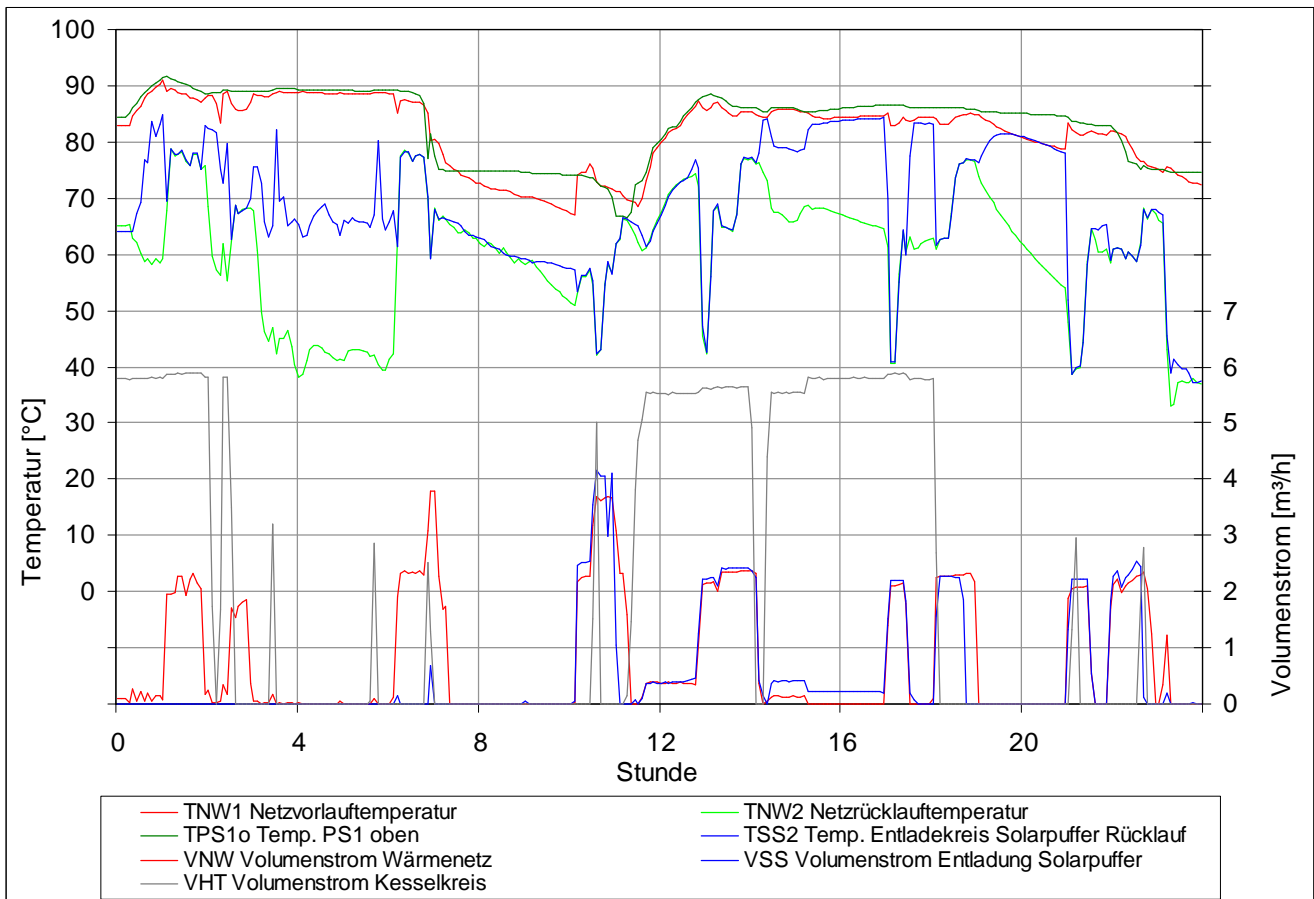


Abbildung 23: Temperaturen und Durchflüsse im Wärmenetz am 29.07.09

Abbildung 23 zeigt die Situation am 29.07.09 von 00:00 bis 24:00 Uhr. In dieser Zeit wird der Kessel-puffer 2mal durch den Kesselkreis aufgeladen (VHT etwa 5,8 m³/h), die Temperatur im Kessel-puffer oben TPS1o erreicht dann etwa 85 bis 90 °C. Während des Tages wird der Kessel-puffer durch den Netzurücklauf VNW (bzw. durch VNW und VSS, wenn die Solarpufferspeicher auch mit durchströmt werden) mehrfach entladen. Das Beimischventil Wärmenetz sollte nun die Netzvorlauftemperatur TNW1 auf die gewünschte Netzvorlauftemperatur (etwa 70 bis 75 °C) einregeln. Dies gelingt aber überhaupt nicht mehr, die Netzvorlauftemperatur TNW1 ist meistens gleich oder liegt nur geringfügig unter der Temperatur im Kessel-puffer oben TPS1o, wenn dieser eine Temperatur von 75 °C überschreitet. In der Messperiode 2008 ließ sich noch teilweise eine Regelfunktion des Mischventils feststellen, in 2009 ist das Mischventil nur noch als völlig unwirksam zu beschreiben.

12 Vergleich Messperioden

Tabelle 5 zeigt auszugsweise die Messwerte und Kennzahlen aus der 1. bis 3. Messperiode. Die Einstrahlung in die Kollektorebene EIK war in den Messjahren 2007/2008 etwa gleich (142,0 bzw. 141,7 MWh/a), in 2009 etwas höher mit 148,7 MWh/a. Die Solarenergie aus dem Kollektorkreis QSP war jedoch in 2007 mit 43,28 MWh/a deutlich höher als in 2008 mit 39,97 MWh/a bzw. in 2009 mit 40,22 MWh/a, ein ähnlicher Trend war auch bei der Solarenergie aus dem Solarsystem QS_Sy zu beobachten (41,12; 37,03 und 38,87 MWh/a). Als Ursache sehen wir die gestiegene Netzvorlauftemperatur TNW1, die in 2007 im Jahresmittel 72,2 °C betrug, im Messjahr darauf aber schon 78,2 °C und in 2009 im Jahresmittel 79,2 °C erreicht. Als Ursache ist das nicht mehr funktionierende Mischventil des Wärmenetzes zu nennen, das die Temperatur des Kesselpuffers ungeregelt in den Vorlauf des Wärmenetzes gelangen ließ. Die angestiegene Netzvorlauftemperatur TNW1 übertrug sich auf die Netzurücklauftemperatur TNW2, die von 47,0 °C in 2007 über 51,8 °C in 2008 und auf 57,0 °C in 2009 anstieg. Eine steigende Netzurücklauftemperatur verschlechtert die Betriebsbedingungen für die Solaranlage, da deren Wirkungsgrad mit steigendem Arbeitstemperaturniveau sinkt. Infolgedessen sinkt auch der Energieertrag, der vom Solarsystem (bei sonst gleichen Randbedingung, z.B. gleicher Einstrahlung in die Kollektorebene) geliefert werden kann. Seinen Niederschlag findet dieser Zusammenhang auch im solaren Systemnutzungsgrad g_{SB} , der von 29,0 % in 2007 auf 26,1 % in 2009 zurückging.

Der Bedarf für das Wärmenetz QNW stieg von 237,5 MWh/a in 2007 über 256,1 MWh/a in 2008 auf 271,0 MWh/a in 2009. Dass der Planwert von 317 MWh/a bei einer fast vollständigen Belegung der Gebäude in 2009 noch nicht erreicht wurde, spricht für einen realistischen Planungsansatz des zu erwartenden Energiebedarfs. Da die Energielieferung des Solarsystems QS_Sy von 2007 auf 2009 gesunken ist, gleichzeitig aber der Bedarf für das Wärmenetz QNW anstieg, vergrößerte sich auch die eingespeiste Energie aus dem Kesselkreis QHT von 199,8 MWh/a in 2007 auf 234,3 MWh/a in 2009. Der solare Deckungsanteil am Netzbedarf D_{Netz} sank dadurch von 17,3 in 2007 auf 14,3 % in 2009.

Mit sinkendem Ertrag aus dem Solarsystem QS_Sy reduzierte sich auch der Strombedarf NST von 621 kWh/a in 2007 auf 526 kWh/a in 2009. Die Arbeitszahl Solarsystem A lag zwischen 66 und 77, eine Zeichen dafür, dass sich die elektrischen Verbraucher, in erster Linie die Kollektorkreisumpen, nicht verschlechtert haben.

Bezeichnung	Abkürzung		Messwerte 01.01.- 31.12. 2007	Messwerte 01.01. – 31.12. 2008	Messwerte 01.01. – 31.12. 2009
Strahlungsenergie in die Kollektorfläche	EIK	MWh/a	142,0	141,4	148,7
Solarenergie aus Kollektorkreis (Sekundärseite WT) bzw. Solarenergie zur Beladung Solarpuffer	QSP	MWh/a	43,28	39,97	40,22
Solarenergie aus Entladung Solarpuffer (Puffer 2 + 3)	QSS	MWh/a	40,71	36,30	38,11
Solarenergie aus Solarsystem, PS 1 bis 3, (berechnet)	QS_Sy	MWh/a	41,12	37,03	38,87
Heizenergie aus Kesselkreis	QHT	MWh/a	199,8	221,7	234,3
Konv. Energieverluste Kesselpuffer (berech.)	QVK	MWh/a	3,4	2,6	2,1
Heizenergie aus Kesselsystem (berechnet)	QH_Sy	MWh/a	196,3	219,1	232,2
Nutzenergie an das Wärmenetz	QNW	MWh/a	237,5	256,1	271,0
Elektrische Energie für das Solarsystem	NST	kWh/a	621,2	571,8	525,6
Temperatur Wärmenetz VL im Jahresmittel	TNW1	°C	72,2	78,2	79,2
Temperatur Wärmenetz RL im Jahresmittel	TNW2	°C	47,0	51,8	57,0
Volumenstrom Wärmenetz nach Beimischung (Umlauf Netz)	VNW	m ³ /a	10.146	10.375	12.226
Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g _{KB}	%	30,5	28,3	27,0
Solarer Systemnutzungsgrad brutto	g _{SB}	%	29,0	26,2	26,1
Solarer Deckungsanteil am Netzbedarf	D _{Netz}	%	17,3	14,5	14,3
Arbeitszahl Solarsystem	A		66,0	66,3	76,5

Tabelle 5: Zusammenstellung Messwerte und Kennzahlen im Auszug für 1. bis 3. Messperiode

13 Garantierter Solarertrag

Das Verfahren im Rahmen des Programms Solarthermie2000plus sieht vor, dass der Bieter für die Installation eines Solarsystems unter Zugrundelegung der im Leistungsverzeichnis genannten Randbedingungen (Netzurücklauftemperatur und Einstrahlung) den Energieertrag aus dem Solarsystem garantiert. Da die Betriebsbedingungen während der Messperiode nicht mit den in den Ausschreibungsunterlagen festgelegten Standardbedingungen übereinstimmen, wird der vom Anbieter garantierte Ertrag unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen mit Hilfe eines Simulationsprogramms korrigiert. Verschlechterungen der realen Betriebsbedingungen (geringere Einstrahlung, höhere Netzurücklauftemperaturen) oder Verbesserungen (höhere Einstrahlung, niedrigere Netzurücklauftemperaturen) gegenüber den vorgegebenen Werten werden also dem Anbieter weder angelastet noch gutgeschrieben, wohl aber werden sie – was die Rücklauftemperaturen betrifft – den an der Planung oder Errichtung der konventionellen Technik beteiligten Firmen "zur Last gelegt". Unvermeidliche Betriebsausfälle, die nicht auf einer fehlerhaften Installation beruhen, werden so berücksichtigt, als seien sie nicht aufgetreten. Für die Anlage in Hannover wurden die notwendigen Berechnungen vom Institut für Gebäude- und Solartechnik (IGS) in Braunschweig mit dem Simulationsprogramm TRNSYS durchgeführt worden

In Tabelle 6 ist das Ablaufschema wiedergegeben, wie die vom Bieter abgegebene Ertragsgarantie auf die tatsächlichen Betriebsbedingungen umgerechnet wird. Die Spalten mit den Werten repräsentieren die Ergebnisse im Messjahr 2007.

Zeile	Wert	Ertrag ab Wärmetauscher Kollektorkreis	Kollektorkreisnutzungsgrad ab Wärmetauscher Kollektorkreis
1	Garantie des Bieters auf Grund der Randbedingungen LV	44,87 MWh/a	34,52 %
2	Ergebnis Simulation IGS mit Randbedingungen LV	44,60 MWh/a	34,31 %
3	Faktor Garantie/IGS-Simulation [Zeile 1/Zeile 2]	1,0061 (Überschätzung Ertrag durch den Anbieter)	1,0061 (Überschätzung Kollektorkreisnutzungsgrad durch den Anbieter)
4	Ergebnis Simulation IGS mit realen Betriebsbedingungen	42,23 MWh/a	29,58 %
5	korrigierte Simulation IGS mit realen Betriebsbedingungen [Zeile 4 * Faktor Zeile 3]	42,49 MWh/a (Überschätzung durch den Anbieter eingearbeitet, da garantiert)	29,76 % (Überschätzung durch den Anbieter eingearbeitet, da garantiert)
6	Messergebnis ZfS 01.01. bis 31.12.2007	43,29 MWh/a	30,49 %
7	Verhältnis Messergebnis zu korrigierter Simulation [Zeile 6 zu Zeile 5]	101,9 %	102,5 %

Tabelle 6: Berechnung der Garantierfüllung

Das Verfahren sieht vor, zunächst die Ertragsgarantie des Bieters mit einem möglichst realistischen TRNSYS-Simulationsmodell des Solarsystems und den Randbedingungen aus dem Leistungsverzeichnis nachzurechnen (Zeile 2). Daraus ergibt sich ein Faktor, um wieviel der Anbieter die Systemeffizienz gegenüber der Rechnung der IGS über- oder unterschätzt hat (Zeile 3). In einem zweiten Schritt erfolgt eine nochmalige Simulation, diesmal mit den tatsächlichen Messwerten für Strahlung, Netzdurchfluss (angenähert) und Netzurücklauftemperatur (Zeile 4). Das dabei erzielte Ergebnis wird

mit dem Faktor aus der ersten Simulation bewertet (Zeile 5) und mit dem tatsächlich erzielten Energieertrag (Messwert, Zeile 6) verglichen (Zeile 7). Die Garantie ist erfüllt, wenn einer der beiden Werte in Zeile 7 größer oder gleich 90 % ist.

Die Ermittlung des garantierten Ertrags für die Solaranlage wurde vom IGS vorgenommen, da eine Berechnung mit dem komplexen Simulationsprogramm TRNSYS für die Bieter kaum möglich ist. Bei einer Strahlungsenergie in die geneigte Kollektorebene von 130 MWh/a bzw. 1.049,7 kWh/(m²*a) wurden vom IGS **44,87 MWh/a Solarenergie ab Wärmetauscher Kollektorkreis** errechnet, der laut Randbedingungen zum Leistungsverzeichnis als Garantiegrenze für die Abgabe von Solarenergie festgelegt war. Vom Bieter wurde dieser Wert als Garantiewert übernommen. Der Kollektorkreis-Nutzungsgrad von 34,52 % taucht expliziert nicht in den Ertragsgarantie des Bieters auf, sondern wurde von der ZfS nachträglich anhand des Garantieblattes ausgerechnet, um wie bei allen anderen Anlagen im Förderprogramm ST2000 auch für den solaren Nutzungsgrad eine Ertragserfüllung angeben zu können.

	Einheit	Garantie des Bieters	Nachrechnung IGS mit Werten aus Randbedingung	Nachrechnung IGS mit realen Betriebsbedingungen (Messwerte)	Beaufschlagung der Nachrechnung unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren	Messung ZfS 01.01. bis 31.12.2007
Globalstrahlung	kWh/(m ² *a)	928,9	928,9	1.012	./.	1.011,4
Einstrahlungsenergie in Koll.	MWh/a	130,0	130,0	142,8	./.	142,0
Solarertrag ab WT (QSP)	MWh/a	44,87	44,60	42,23	42,49	43,29
Kollektorkreisnutzungsgrad	%	34,52	34,31	29,58	29,76	30,49
Mittl. Netzurücklauftemperatur	°C	40,3	40,3	46,1	./.	47,0
Garantieerfüllung für Solarertrag aus Kollektorkreis in %						101,9
Garantieerfüllung für Kollektorkreisnutzungsgrad in %						102,5

Tabelle 7: Werte zur Berechnung der Garantieerfüllung für Messperiode 2007

In Ergänzung zur Tabelle 6 gibt Tabelle 7 zusätzliche Werte an, aus der sich der Ablauf der Garantieberechnung im Detail erkennen lässt. Insbesondere sieht man, wie die Netzurücklauftemperatur, die auf den Ertrag der Solaranlage einen entscheidenden Einfluss hat, in die Rechnung eingeht. Bei der Garantie des Bieters wurde von einer Netzurücklauftemperatur von 40,3 °C im Jahresmittel ausgegangen. Die Nachrechnung vom IGS mit den tatsächlichen Messwerten ergab dann eine Netzurücklauftemperatur von 46,1 °C und einen Solarertrag aus dem Kollektorkreis (ab Wärmetauscher) von 42,23 MWh/a. Die Realität mit 47,0 °C Netzurücklauftemperatur und einem gemessenen Solarertrag von 43,29 MWh/a wurde damit recht genau getroffen. Unter Anwendung der oben genannten Faktoren ergibt sich ein korr. Simulationsergebnis für den realen Betrieb von 42,49 MWh/a entsprechend einem Kollektorkreisnutzungsgrad von 29,76 %. Das Verhältnis zwischen diesem korr. Simulationsergebnis und den tatsächlichen Messwerten führt zur Feststellung der solaren Ertragsgarantie, die mit **101,9 %** für den solaren Ertrag und mit **102,5 %** für den Kollektorkreisnutzungsgrad im Messjahr 2007 klar erfüllt wurde.

An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass für die Netzurücklauftemperatur die Temperatur des inneren Netzurücklaufes verwendet wurde (TNW2). Die Solaranlage „sieht“ aber die Temperaturen des Netzurücklaufes am Eingang des Pufferspeichers (TSS2), die bei den Messwerten durch das nicht einwandfrei arbeitende Mischventil im Netzvorlauf etwas höher gelegen haben als TNW2. Trotzdem wird hier (unter Inkaufnahme dieser Unschärfe) mit den Werten für die eigentlichen Netzurücklauftemperatur TNW2 gerechnet, da das Simulationsprogramm TRNSYS in der Nachrechnung die unzu-

längliche Regelung des Mischventils nicht berücksichtigen kann. Da die Solaranlage tatsächlich noch mit einer etwas höheren Netzurücklauftemperatur beaufschlagt wurde, ergäbe sich gegenüber der oben gezeigten Rechnung der solaren Garantieerfüllung noch eine höhere prozentuale Erfüllung.

Auch für das Messjahr 2008 wurde, obwohl es für die Feststellung der Vertragserfüllung nicht mehr notwendig ist, eine erneute Berechnung der solaren Garantieerfüllung vorgenommen. Im Unterschied zu 2007 konnte für die Messperiode 2008 die gesamte Rechnung von der ZfS durchgeführt werden, da auf Grund der Weiterentwicklung des Simulationsprogramms T*SOL jetzt auch eine Nachrechnung von Nahwärmenetzen möglich ist. Im Detail kommt es auf Grund des etwas unterschiedlichen Rechenverfahrens zwar zu Abweichungen zwischen der TRNSYS- und der T*SOL-Berechnung, für die Bestimmung der Garantieerfüllung ist die Berechnung mit T*SOL aber noch genau genug.

	Einheit	Garantie des Bieters	Nachrechnung ZfS mit Werten aus Randbedingung	Nachrechnung ZfS mit realen Betriebsbedingungen (Messwerte)	Beaufschlagung der Nachrechnung unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren	Messung ZfS 01.01. bis 31.12.2008
Globalstrahlung	kWh/(m ² *a)	928,9	987,6	./.	./.	1.017
Einstrahlungsenergie in Koll.	MWh/a	130,0	130,0	137,7	./.	141,4
Solarertrag ab WT (QSP)	MWh/a	44,87	45,76	37,40	36,67	38,99
Kollektorkreisnutzungsgrad	%	34,52	35,19	27,17	26,65	27,56
Mittl. Netzurücklauftemperatur	°C	40,3	40,3	51,8	./.	51,8
Garantieerfüllung für Solarertrag aus Kollektorkreis in %						106,3
Garantieerfüllung für Kollektorkreisnutzungsgrad in %						103,4

Tabelle 8: Werte zur Berechnung der Garantieerfüllung für Messperiode 2008

Auch für die Messperiode 2008 konnte die solare Ertragsgarantie mit **106,3 %** für den solaren Ertrag und mit **103,4 %** für den Kollektorkreisnutzungsgrad klar erfüllt werden.

14 Detailuntersuchungen

14.1 Überprüfung der Kollektorkennlinie anhand von Messwerten

Da das Kollektorfeld offen über dem 4. Obergeschoss auf einer Ständerkonstruktion aufgebaut ist und zudem am hinteren Ende aus architektonischen Gründen eine hochgezogene Segelform ausbildet (und damit dem Windangriff besonders ausgesetzt ist), haben wir trotz des für uns erhöhten Bearbeitungsaufwandes eine Detailuntersuchung zum Leistungsverhalten des Kollektorfeldes durchgeführt. So wurden für den Kollektorkreis (Kollektoren und Verrohrung) mit Hilfe der gewonnenen Daten aus dem Messjahr 2007 Wirkungsgrade gebildet und mit den theoretischen Kennlinien der in Hannover eingesetzten Kollektoren verglichen. Diese erhält man aus den bekannten Testberichten zertifizierter Prüfinstitute.

Die Kennlinie bezeichnet den Verlauf des Kollektorwirkungsgrades (Energieabgabe aus dem Kollektor bezogen auf das Energieangebot in Abhängigkeit von der Temperaturdifferenz zwischen der mittleren Kollektortemperatur (Ein- und Austritt) und der Außentemperatur bezogen auf die Strahlung). Ermittelt wird die Kennlinie unter genormten Bedingungen in Prüfstandsversuchen. Die Kenntnis der Kollektorkennlinie und der sich daraus ableitenden Kollektorkennwerte ist notwendig, um eine thermische Solaranlage mit Hilfe eines Simulationsprogramms berechnen zu können. Mit Hilfe von gewonnenen Messwerten lässt sich durch Vergleich mit der theoretischen Kennlinie die tatsächliche Leistungsfähigkeit der Kollektoren bestimmen. In der Anlage in Hannover ist dabei zu beachten, dass die zur Ermittlung des Wirkungsgrades benötigten Temperaturen aus baulichen Gründen am Wärmetauscher im Keller des Gebäudes (Heizzentrale) und nicht, wie es nach den Testverfahren der Prüfinstitute richtig wäre, direkt am Kollektor auf dem Dach abgegriffen werden.

In die gemessenen Temperaturen gehen deshalb nicht nur die Verluste am Kollektor (die durch die Kennlinie aufgezeigt werden), sondern zusätzliche thermische Verluste durch die Verrohrung des Kollektorfeldes und durch die Steigleitung vom Kollektorfeld bis zum Wärmetauscher zwischen Kollektorkreis und Ladekreis ein. Die aus den Messdaten gewonnenen Wirkungsgradpunkte stellen somit Kennlinienpunkte für den Kollektorkreis dar. Trägt man diese tatsächlichen Betriebspunkte trotzdem in ein Diagramm für die theoretische Kollektorkennlinie ein, so äußern sich die **zusätzlich** darin enthaltenen Rohrleitungsverluste in einem Abstand zur vorgegebenen Wirkungsgradkurve des Kollektors. Realistischerweise muss also von einer Differenz zwischen Kollektorkennlinie und den Wirkungsgradpunkten für den Kollektorkreis ausgegangen werden. Unter Berücksichtigung der baulichen Gegebenheiten (Kollektorfeld über dem 4. OG frei aufgeständert, keine Indachmontage der Kollektoren) sollte der Abstand bei der Anlage in Hannover höchstens etwa 15 % betragen.

Die folgende Aufstellung zeigt in knapper Übersicht die Formeln zur Berechnung der Kollektorkennlinie, die Kollektorkennwerte aus den Prüfberichten, daraus berechnete Stützwerte für die Kollektorkennlinien und die für die Auswertung der Messwerte notwendigen Formeln.

Nachrechnung Kollektorkennlinie Solvis Fera F-552-S			
a) Formel für Kollektorkennlinie		$\eta_{\text{theor}} = \eta_0 - (c_1 \cdot x) - (c_2 \cdot EI \cdot x^2)$	
b) Kollektorkennwerte aus Prüfbericht: Werte aus Ertragsgarantie Bieter			
			Die hier angegebenen Kollektorkennwerte sind auf die Aperturfläche bezogen.
η_0	0,832		
C_1	3,624		
C_2	0,0152		
c) Berechnung der Kollektorkennlinien für Diagramme mit Kollektorkennwerten			
	Fera F-552		Die theoretische Kollektorkennlinie ist hier für eine Einstrahlung von 1.000 W/m ² berechnet.
X	η_{theor}		
0,0000	0,8320		
0,0200	0,7534		
0,0400	0,6627		
0,0600	0,5598		
0,0800	0,4448		
0,1000	0,3176		
d) Berechnung der Wirkungsgradpunkte für Diagramm aus Messwerten			
T_m	=	$(TKT1 + TKT2) / 2$	
X	=	$(T_m - T_A) / EIK$	
η	=	QSP/EIK = Solarertrag aus Kollektorkreis/Einstrahlung in Kollektorebene	

Abbildung 24 zeigt die Verhältnisse am 05.08.07. Dieser Tag wurde ausgewählt, da er von allen Tagen in der Messperiode die gleichmäßigste Einstrahlung aufwies (glockenförmige Strahlungskurve) und somit von einem möglichst gleichmäßigen Betrieb ohne mehrfaches An- und Abfahren der Solaranlage ausgegangen werden konnte. Eingetragen sind die Kennlinie aus dem Prüfbericht des eingebauten Kollektors sowie Punkte von Wirkungsgraden des Kollektorkreises, bei denen die notwendigen Voraussetzungen für eine zuverlässige Wirkungsgradermittlung erfüllt waren. Dies ist nämlich auch an einem ausgewählt guten Tag wie dem 05.08.2007 nicht für sämtliche verfügbaren 30-sec-Messwerte der Fall. Im Einzelnen müssen folgende Kriterien erfüllt sein:

1. Stabiler Betriebszustand der Solaranlage ohne An- und Abfahrvorgänge, was nur bei einer glockenförmigen Einstrahlung über den Tag erreicht werden kann.
2. Die Kollektorkreis- und Ladepumpe müssen während des gesamten Messintervalls dauerhaft eingeschaltet sein.
3. Die Einflüsse der Strahlungsreflexion an der Glasscheibe des Kollektors und eine dadurch verursachte Wirkungsgradreduzierung sollen möglichst gering sein. Dies bedingt Betriebsphasen mit ungefähr senkrechter Einstrahlung auf die Kollektoren, wie dies auch bei der Ermittlung der Kennlinie im Prüfinstitut stets eingehalten wird (nach DIN EN 12975-2 darf der Win-

kelkorrekturfaktor nicht größer als $\pm 2\%$ werden). Das bedingt, dass die Einstrahlung nicht mehr als 20° von der Senkrechten auf die Kollektorebene abweicht. Dieses Kriterium ist dadurch zu erfüllen, dass eine vom Datum der Messwerte abhängige Sonnenstandsanalyse durchgeführt wird, die dann zu einer Uhrzeiteinschränkung der verwendeten Messwerte führt. Grobe Faustformel: Für nach Süden ausgerichteten und etwas geneigten Kollektorflächen ist das brauchbare Zeitfenster etwa von 11:00 bis 13:00 Uhr. Da das hier betrachtete Kollektorfeld eine Ausrichtung nach SSO hat, verschiebt sich das Zeitfenster mehr in den Vormittag.

- Die Betriebseinflüsse von der konventionellen Anlagenseite sollen nicht zu stark auf die Solaranlage rückwirken und dort ein unstabiles Betriebsverhalten verursachen (keine zu starken Volumen- oder Temperaturschwankungen vom Netzurücklauf beim Entladen der Solarpuffer).

Angewandt auf die Messwerte vom 05.08.07 müssen folgende Filterungen durchgeführt werden:

- Einstrahlung in die Kollektorebene (EIK) mehr als 950 W/m^2
- Durchfluss für Kollektor- und Ladekreis weitgehend konstant
- Zeitfenster 10:10 bis 12:48 Uhr MEZ
- Entladestrom durch die Solarpuffer nicht mehr als $0,24 \text{ m}^3/\text{h}$

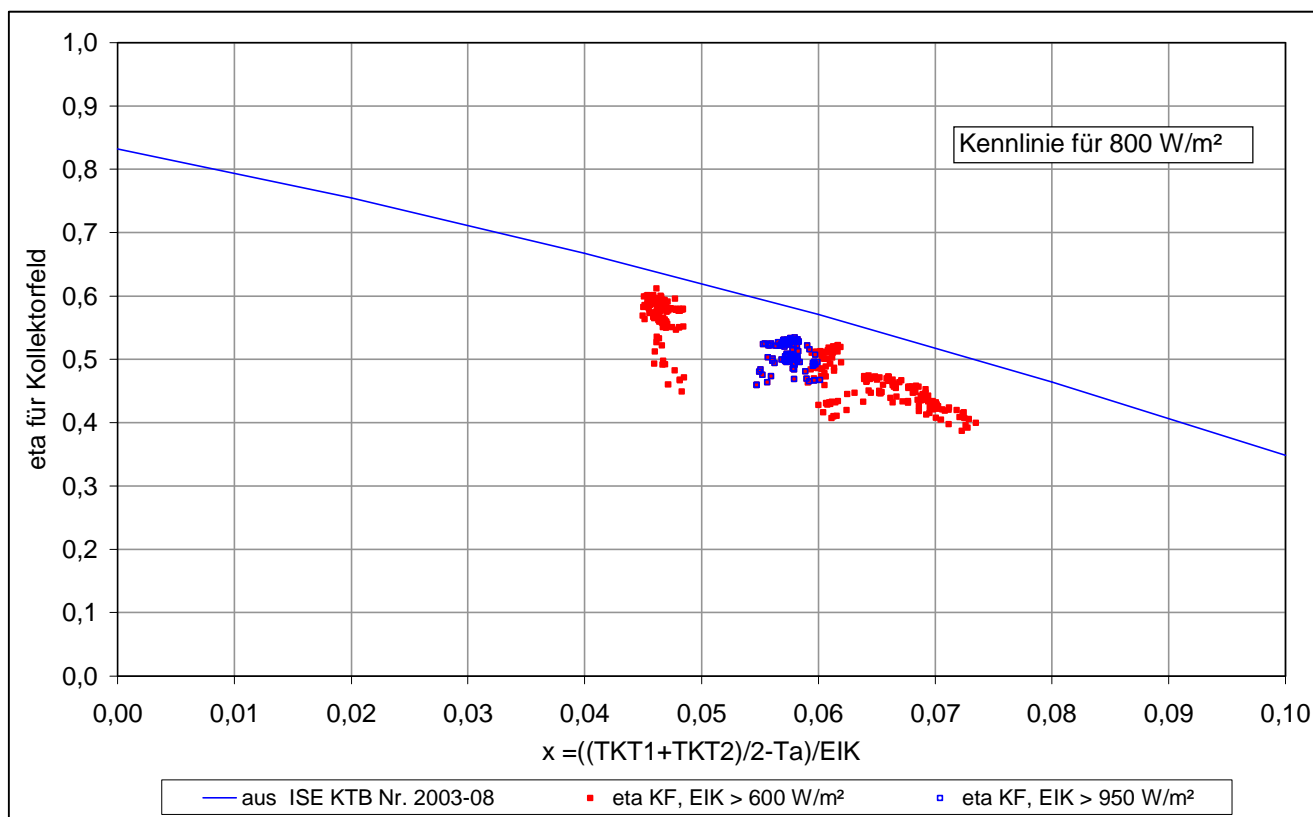


Abbildung 24: Kollektorkennlinie und Messwerte am 05.08.2007

In Abbildung 24 sind nun Wirkungsgrade für den Kollektorkreis über dem Kennwert $x = (T_m - T_A) / EIK$ aufgetragen. Zu erkennen sind zwei unterschiedlich gefärbte Punktegruppen, blau für Messwerte bei einer Einstrahlung von mehr als 950 W/m^2 , rot für Messwerte bei einer Einstrahlung von mehr als 600 W/m^2 . Die roten Punkte genügen **nicht** der scharfen Filterung bzgl. der maximal zulässigen Abweichung des Einstrahlungswinkels von der Flächennormalen zur Kollektorebene, d.h. das eingangs festgelegte Zeitfenster 10:10 Uhr bis 12:48 Uhr MEZ ist hierbei **nicht** berücksichtigt. Trotz der dadurch bedingten Qualitätseinschränkungen für Werte bei Einstrahlungen von $600 - 950 \text{ W/m}^2$ (im Vergleich zur strikten Filterung der Werte, die bei Einstrahlungen $> 950 \text{ W/m}^2$ ermittelt wurden) wur-

den diese hier trotzdem mit aufgenommen, um den Verlauf der Messwerte über einen größeren x-Bereich zu zeigen.

Betrachtet man die Messwerte bei $> 950 \text{ W/m}^2$ (blau), so ergibt sich zwischen dem Schwerpunkt der Messpunkte und der Kollektorkennlinie eine Abweichung von 7 %-Punkten (oder ca. 15 % bezogen auf den Wert des Kollektorwirkungsgrades). Dieser Wert liegt noch im Bereich des Zulässigen (s. o.) und zeigt, dass die Kollektoren die in den Prüfberichten ermittelten Werte erreichen. Dabei ist berücksichtigt, dass die Messwerte wie oben ausgeführt für den gesamten Kollektorkreis inkl. Verrohrung gelten und gegenüber einem Prüfstandsversuch folgende weitere leistungsmindernde Faktoren auftreten können:

- Einstrahlung trifft nicht immer senkrecht auf die Kollektorfläche (max. zulässige Abweichung von der Senkrechten: 20° , siehe oben)
- Leichte Verschmutzung der Kollektorfläche trotz Selbstreinigung durch Regen
- Reihenaufstellung der Kollektoren führt zu einer (geringen) Verschattung untereinander

Die Ergebnisse für Messwerte zwischen 600 und 950 W/m^2 Einstrahlung (rot) weichen nur unwesentlich vom Ergebnis für die Messwerte $> 950 \text{ W/m}^2$ Einstrahlung ab und zeigen, dass eine Abweichung zwischen Messwerten und theoretischer Kollektorkennlinie von etwa 15 % im Mittel auch über einen größeren x-Bereich eingehalten wird. Die Ergebnisse zeigen, dass trotz der exponierten Aufstellung des Kollektorfeldes mit einem daraus in dieser Höhe resultierenden höheren Windangriff als in Bodennähe dies sich in den Messwerten erfreulicherweise nicht negativ niederschlägt.

14.2 Leistungsfähigkeit des Wärmetauschers Kollektorkreis/ladekreis

Die Leistungsfähigkeit einer Solaranlage hängt nicht unerheblich von der richtigen Auslegung des Wärmetauschers zwischen Kollektorkreis und Ladekreis ab. Für die richtige Auslegung eines außen liegenden Plattenwärmetauschers können die folgenden Werte empfohlen werden:

- Wärmedurchgang im Wärmetauscher:
 $k^*A\text{-Wert} \approx 100 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}} \cdot \text{K})$, $\text{KF} = \text{Kollektorfläche}$
- Mittl. log. Temperaturdifferenz am Wärmetauscher:
 $(\Delta T_{\text{log}}) \approx 5 \text{ K}$ (bei einer spez. Wärmeleistung von 500 W pro m^2 Kollektorfläche)

Im Leistungsverzeichnis für die Anlage in Hannover wurde gefordert:

- Leistung Wärmetauscher:
 $\text{PSP} = 74,3 \text{ kW}$ bzw. $\text{PSP}_{\text{KF}} = 600 \text{ W}/\text{m}^2_{\text{KF}}$
- Mittl. log. Temperaturdifferenz am Wärmetauscher:
 $(\Delta T_{\text{log}}) = 4 \text{ K}$
- Wärmedurchgang im Wärmetauscher:
 $\text{PSP}_{\text{KF}}/(\Delta T_{\text{log}}) = k^*A\text{-Wert} = (600 \text{ W}/\text{m}^2_{\text{KF}})/4 \text{ K} = 150 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}} \cdot \text{K})$

Die im Leistungsverzeichnis geforderten Werte für den Wärmetauscher waren somit deutlich schärfer gefasst als die von der ZfS zur Auslegung empfohlenen Werte. Offensichtlich sollte auf diese Weise sichergestellt werden, im realen Betrieb mindestens die von der ZfS empfohlenen Werte zu erreichen – eine Konsequenz aus den Ergebnissen aus anderen Anlagen, wonach die mit Auslegungsprogrammen berechnete Leistung der Wärmetauscher später im realen Betrieb nicht immer erreicht werden konnte. Eine verminderte Leistungsfähigkeit war bei diesen Anlagen dann die Folge.

Durch eine Detailanalyse soll untersucht werden, ob die Strategie des Planers, den Wärmetauscher größer als nach den Empfehlungen der ZfS auszulegen, letztendlich in der Praxis zu dem Ergebnis führt, das die ZfS-Vorgaben bezüglich mittl. log Temperaturdifferenz und Wärmedurchgang mindestens erreicht.

Für die Überprüfung, ob die angestrebten Leistungsfähigkeit des Wärmetauschers auch mit Messwerten belegt werden kann, gilt wieder (wie bei der Analyse des Kollektorkreises), dass nur Messwerte

aus Zeiträumen ausgewertet werden dürfen, bei den sich die Anlage im stabilen Betriebszustand befand. Ausgewählt wurde der 26.04.2007, ein Tag mit idealer glockenförmiger Einstrahlung. Abbildung 25 zeigt die Verhältnisse am Wärmetauscher für diesen Tag. Aus dem Diagramm lässt sich erkennen, dass der WT den Planwert für den Wärmeübergang von $k^*A = 150 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}} \cdot \text{K})$ bei einer Leistung von $600 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}})$ und einer mittl. log Temperaturdifferenz von 4 K in etwa einhält. Der Wärmetauscher übertrifft damit (auch bei der realen Nachmessung) deutlich die Empfehlung der ZfS.

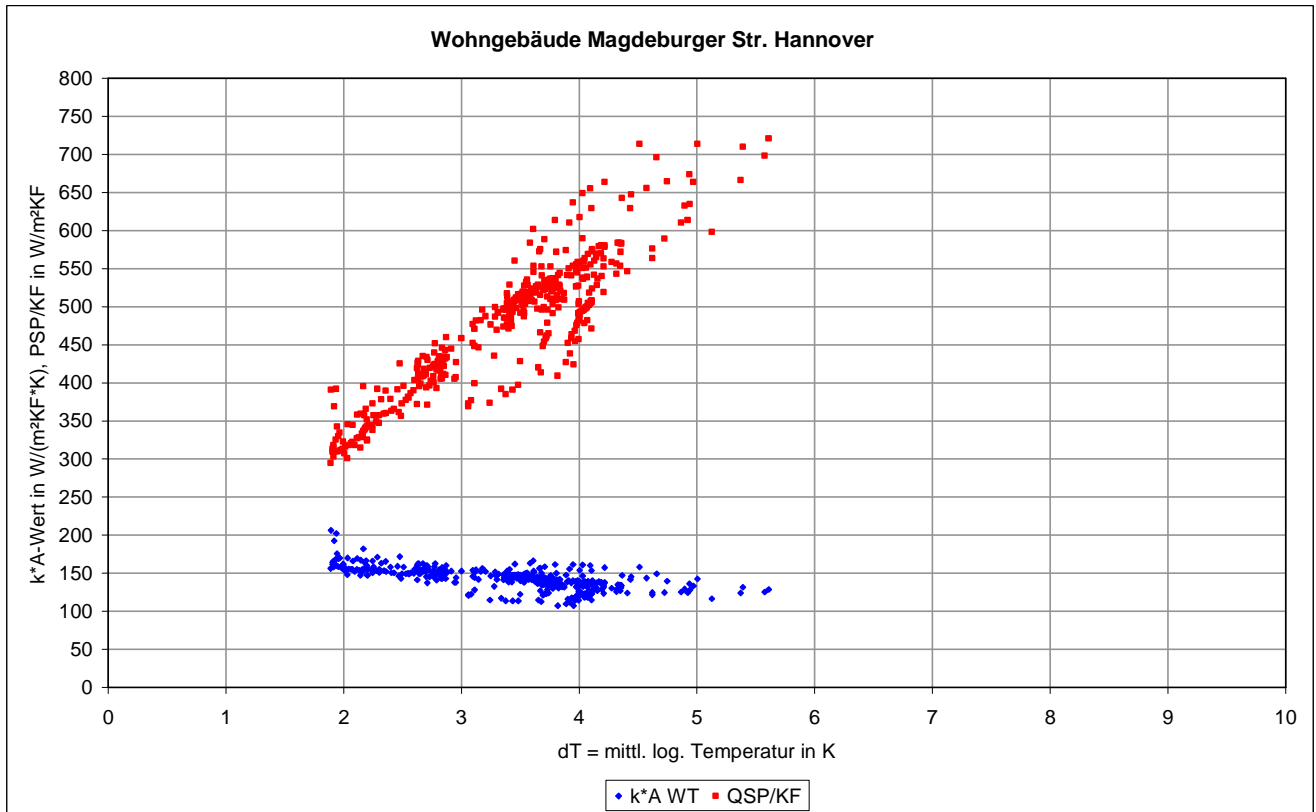


Abbildung 25: Leistung WT Kollektorkreis/Ladekreis am 26.04.2007 von 10.00 bis 14.00 h

15 Kosten Solarsystem

Nach der Ausschreibung der Solaranlage erhielten die Firma Corona (für das Kollektorfeld) und die Firma Altmärkische Haustechnik (Heizzentrale) den Zuschlag für die Errichtung der Solaranlage. Die Kosten für das Solarsystem (ohne Messtechnik) zur Ermittlung der solaren Nutzenergiekosten setzen sich wie in Tabelle 9 gezeigt zusammen. Die aufgeführten Kosten für Kollektorfeld und Pufferspeicher wurden aus der Ausschreibung übernommen, die Kosten für Arbeiten in der Heizzentrale, für die Stahlkonstruktion zur Aufständigung des Kollektorfelds und für die Planung stellen Kostenschätzungen dar, die im Rahmen der Planung aufgestellt wurden. In einem späteren Bericht werden an dieser Stelle die beim Projektträger letztendlich abgerechneten Kosten aufgeführt werden (zzt. noch nicht erfolgt).

Kollektorfeld	20.742,87 €
Pufferspeicher	31.811,33 €
Stahlkonstruktion*)	13.000,00 €
Heizzentrale*)	12.500,00 €
Planung*)	7.650 €
Summe ohne MWSt	85.704,20 €
19 % MWSt	13.712,67 €
Summe mit MWSt	99.416,87 €

*) Aus Kostenschätzung

Tabelle 9: Kosten für das Solarsystem nach Ausschreibung bei Vergabe

Bei einem garantierten Solarertrag von 43.870 kWh/a ergibt sich für das Solarsystem mit den oben angegebenen Kosten bei einer Verzinsung von 6 % und einer angenommenen Anlagenlebensdauer von 20 Jahren (daraus Annuität von 8,72 %) solare Nutzwärmekosten von 0,198 €/kWh. Die im Bewilligungsbescheid angegebene Grenze von max. 0,20 €/kWh wurde damit eingehalten.

Nach der endgültigen Abrechnung des Projektes stellen sich die Systemkosten wie folgt dar:

Planung Solarsystem:	8.613,59 €
Solarsystem Material und Montage:	65.033,03 €
Summe Kosten Solarsystem ohne MWSt.:	73.646,62 €
Summe Kosten Solarsystem inkl. 19 % MWSt.:	87.639,47 €

Daraus können dann die Nutzwärmekosten für die drei vorliegenden Messperioden berechnet werden:

1. Messperiode Solarertrag: 41,12 MWh/a,	Nutzwärmekosten: 0,186 €/kWh
2. Messperiode Solarertrag: 37,03 MWh/a,	Nutzwärmekosten: 0,206 €/kWh
3. Messperiode Solarertrag: 38,87 MWh/a,	Nutzwärmekosten: 0,197 €/kWh

Durch die geringeren abgerechneten Kosten im Vergleich zu den Kosten bei Vergabe (99.416,87 € zu 87.639,47 €) sowie den geringeren gemessenen Solarerträgen im Vergleich zum garantierten Solarertrag (43,87 MWh/a) ergeben sich schließlich **tatsächliche** Nutzwärmekosten von 0,186 bis 0,206 €/kWh, die etwa im Bereich der **geplanten** Nutzwärmekosten von 0,20 €/kWh liegen.

16 Zusammenfassung und Fazit

Die Kombination aus Solarsystem, Pelletkessel und Wärmenetz hat überwiegend problemlos funktioniert. Grundlegende Auslegungs- und Konzeptionsfehler konnten nicht festgestellt werden. Als Hauptproblem ist das Mischventil im Wärmenetz zu erwähnen, das die Vorlauftemperatur einregeln soll. Schon in 2007, dann immer weniger in 2008 und in 2009 überhaupt nicht mehr konnte die geplante Vorlauftemperatur von etwa 65 bis 70 °C eingehalten werden. In 2009 lagen die Temperaturen fast immer über 70 °C, bei starker Solareinstrahlung und aufgeladenen Solarpufferspeichern auch über 90 °C. Wir raten deshalb dringend, das Mischventil im Wärmenetz auszutauschen und ggf. gegen ein fremdenergiegesteuertes Ventil zu ersetzen. Desweiteren ist anzuführen, dass die Kesselpumpe zeitweise längere Zeit läuft, ohne dass die Kesselfeuerung in Betrieb ist und der Kesselpuffer dabei beladen wird.

Die Netzurücklauftemperaturen unterliegen besonders im Sommer heftigen Schwankungen (Temperaturabfall bis auf 20 °C), was sich aus der fehlenden dämpfenden Wirkung eines hier nicht vorhandenen großen Netzes erklären lässt. Die Anlage in Hannover stellt eher eine große Heizungsanlage als ein Wärmenetz dar. Mit anderen Nahwärmeanlagen, die die ZfS betreut, kann diese Anlage deshalb auch nur bedingt verglichen werden.

Im Bereich des Pelletkessels hat es während der Messperiode mehrfach Probleme gegeben, die zu Kesselausfällen führten. Genauere Angaben hierzu sind nicht möglich, da die ZfS im Bereich des Pelletkessels (wegen des begrenzten Etats der Messtechnik) keine Messsensoren installiert hat. Auch im Bereich der Trinkwasserbereitung sowie der angeschlossenen Heizungskreise sind keine Messsensoren installiert, sodass im Rahmen dieses Berichtes auch keine Aussagen zum Betriebsverhalten des Trinkwasserbereitungssystem und der Raumheizkreise (Vorlauf/Rücklauftemperatur Heizkreise) möglich sind.

Insgesamt kann diese Anlage als gutes - wenn auch nicht optimales - Beispiel für eine gelungene Integration von Solartechnik mit einem Pelletkessel in ein Wärmeversorgungssystem von großen Gebäuden im Mietwohnungsbau gelten.

17 Literaturhinweise

- /1/ Bundesministerium für Umweltschutz, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH
Förderkonzept „Solarthermie2000plus“
Auf Anfrage bei der ZfS zu beziehen oder
www.solarthermie2000plus
- /2/ Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH,
Solar- und Wärmetechnik Stuttgart SWT
ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH
Erläuterungen zum Förderkonzept „Solarthermie2000plus“ des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Auf Anfrage bei der ZfS zu beziehen oder
www.solarthermie2000plus
- /3/ Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH,
ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH
Fragebogen zur Vorauswahl von Objekten
Solaranlagen zur Unterstützung der Wärmeversorgung in 2-Leiter-Wärmenetzen (solare Nah-
wärme)
Auf Anfrage bei der ZfS zu beziehen oder
www.solarthermie2000plus
- /4/ VDI-Richtlinie 6002, Blatt 1
Solare Trinkwassererwärmung, Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im
Wohnungsbau
September 2004
- /5/ Peuser, F. A.; Croy, R., Mies, M., Rehrmann, U.:
Ursachen zu hoher Netzurücklauftemperaturen und deren Einflüsse auf das Betriebsverhalten von
Solaranlagen zur Nahwärmeunterstützung
Solarthermie-2000, Teilprogramm 2
Posterbeitrag zum 13. Symposium Thermische Solarenergie,
14. – 16. Mai 2003, Kloster Banz, Staffelstein
- /6/ Peuser, F. A.; Croy, R., Mies, M., Rehrmann, U., With, H. P.:
Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3)
Abschlussbericht zum Projekt 032 9601L, gefördert mit Mitteln des BMU
Teil I (veröffentlichter Teil): Wissenschaftlich-technische Ergebnisse
Auf Anfrage bei der ZfS zu beziehen oder
www.zfs-energietechnik

18 Adressen

Projektförderung

Projekträger Jülich
Geschäftsbereich Erneuerbare Energien
Forschungszentrum Jülich GmbH
Zimmerstraße 26 – 27
10969 Berlin
Ansprechpartner
Dr. Peter Donat
Tel: 030/20199-427/432
p.donat@fz-juelich.de

Betreiber

GBH Mieterservice Vahrenheide GmbH(MSV)
In den Sieben Stücken 7A
30655 Hannover
Ansprechpartner
Dierk Schneider
Tel: 0511/6467-3430
dierk.schneider@gbh-mieterservice.de

Planung (Ausführung)

EGS-plan Ingenieurgesellschaft für Energie-, Gebäude- und Solartechnik
Heißbrühlstr. 15
70565 Berlin
Ansprechpartner
Martin Guigas
Tel: 0711/99007-72
info@stz-egs.de

Planung (Konzept)

IGS Institut für Gebäude- und Solartechnik IGS
TU Braunschweig
Mühlpfortstr. 23
38106 Braunschweig
Ansprechpartner
Dr. Lars Kühl
Tel: 0531/391-3553
kuehl@igs.bau.tu-bs.de

Bieter Kollektorfeld

Corona-Solar
Gesellschaft für ökol. Anlagentechnik
30451 Hannover
Tel: 0511/924795-0
kuehl@igs.bau.tu-bs.de

Bieter Heizzentrale

Altmärkische Haustechnik GmbH
Düsedauer Str.
39606 Osterburg Braunschweig

Ansprechpartner

Frank Schwander

Tel: 03937/82077

altmaerkische-haustechnik@freenet.de

Durchführung des Messprogramms

ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH (ZfS)
Verbindungsstraße 19
40723 Hilden

Ansprechpartner

Michael Mies

Tel.: 02103/244416

mies@zfs-energietechnik.de

Ulrich Rehrmann

Tel.: 02103/244414

rehrmann@zfs-energietechnik.de

19 Anhang

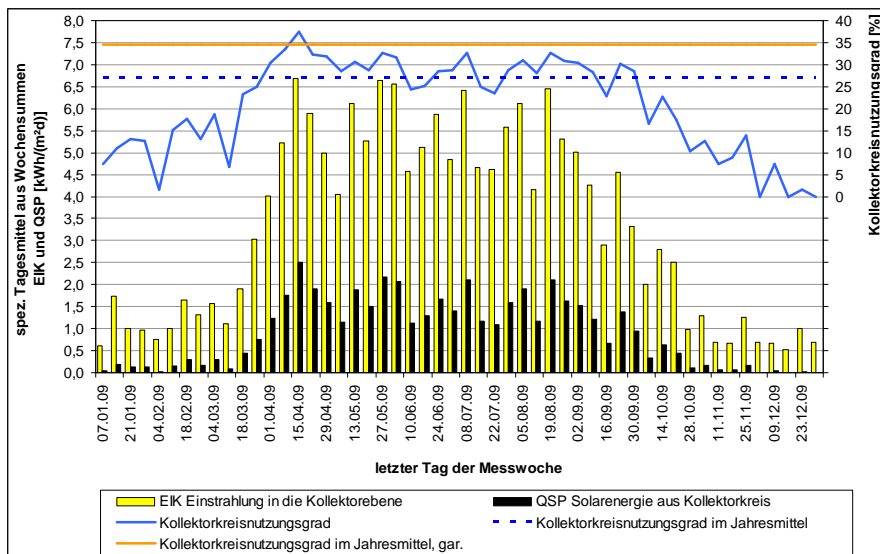
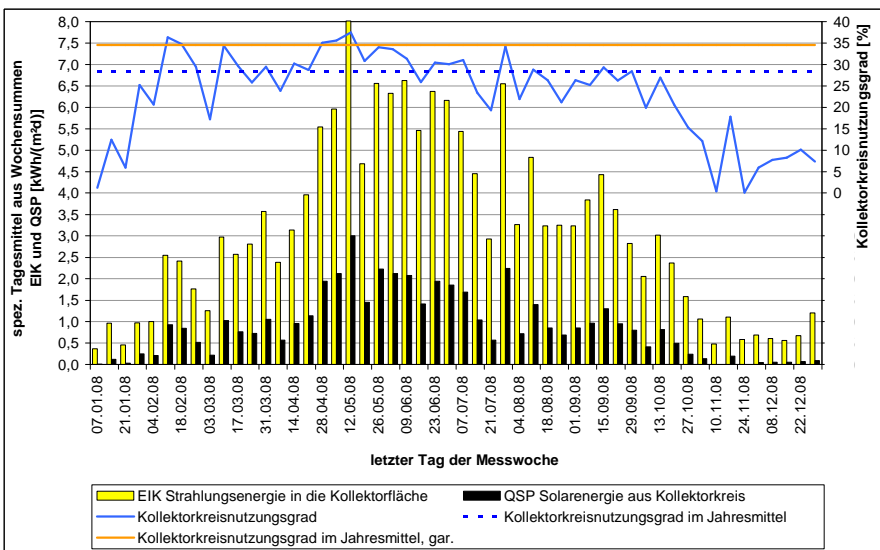
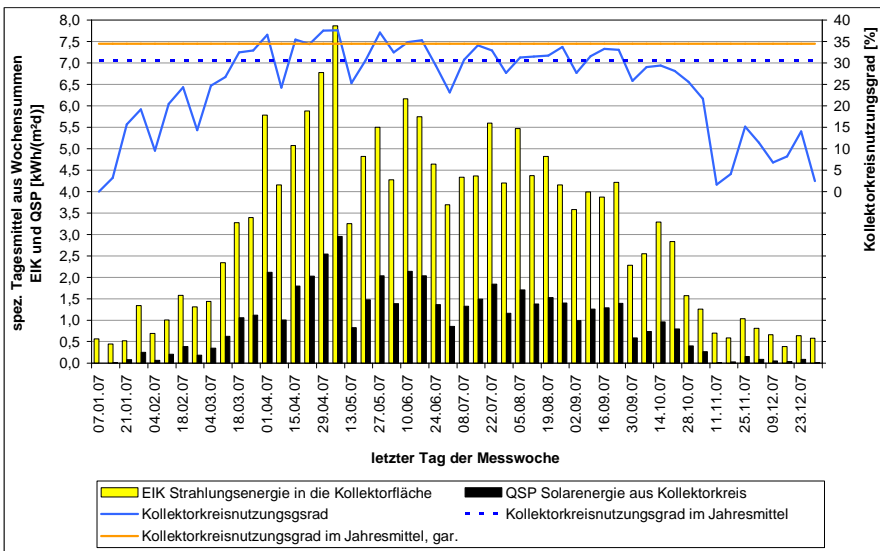
Zusammenstellung der Messperioden

Bezeichnung	Abkürzung		Messwerte 01.01.- 31.12. 2007	Messwerte 01.01. – 31.12. 2008	Messwerte 01.01. – 31.12. 2009
Strahlungsenergie in die horizontale Ebene	EIH	kWh/(m ² *a)	1.012	1.017	1.064
Strahlungsenergie in die Kollektorfläche	EIK	MWh/a kWh/(m ² *a)	142,0 1.147	141,4 1.142	148,7 1.201
Solarenergie aus Kollektorkreis (Primärseite WT)	QKT	MWh/a kWh/(m ² *a)	42,37 342,1	38,99 314,8	43,03 347,5
Solarenergie aus Kollektorkreis (Sekundärseite WT) bzw. Solarenergie zur Beladung Solarpuffer	QSP	MWh/a kWh/(m ² *a)	43,28 349,5	39,97 322,8	40,22 324,9
Solarenergie aus Entladung Solarpuffer (Puffer 2 + 3)	QSS	MWh/a kWh/(m ² *a)	40,71 328,8	36,30 293,1	38,11 307,8
Solarenergie aus Solarsystem, PS 1 bis 3, (berechnet)	QS_Sy	MWh/a kWh/(m ² *a)	41,12 332,1	37,03 299,0	38,87 313,9
Heizenergie aus Kesselkreis	QHT	MWh/a	199,8	221,7	234,3
Konv. Energieverluste Kesselpuffer (berechnet)	QVK	MWh/a	3,4	2,6	2,1
Heizenergie aus Kesselsystem (berechnet)	QH_Sy	MWh/a	196,4	219,1	232,2
Nutzenergie an das Wärmenetz	QNW	MWh/a	237,5	256,1	271,0
Betriebsstunden Kollektorkreispumpe P41	HP41	h/a h/d	1.054 2,89	979,7 2,66	932,6 2,56
Betriebsstunden Kollektorkreispumpe P42	HP42	h/a h/d	1.054 2,89	979,7 2,66	932,6 2,56
Betriebsstunden Umschaltventil V1	HV1	h/a h/d	343,0 0,94	442,3 1,17	499,6 1,37
Betriebsstunden Umschaltventil V2	HV2	h/a h/d	2.868 7,86	2.109 5,87	2.081 5,79
Elektrische Energie für das Solarsystem	NST	kWh/a kWh/(m ² *a)	621,2 5,0	571,8 4,31	525,6 4,25
Temperatur Wärmenetz Vorlauf im Jahresmittel	TNW1	°C	72,2	78,2	79,2
Temperatur Wärmenetz Rücklauf im Jahresmittel	TNW2	°C	47,0	51,8	57,0
Volumenstrom Wärmenetz n. Beimischung (Uml.Netz)	VNW	m ³ /a	10.146	10.375	12.226
Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g _{KB}	%	30,5	28,3	27,0
Solarer Systemnutzungsgrad brutto	g _{SB}	%	29,0	26,2	26,1
Solarer Deckungsanteil am Netzbedarf	D _{Netz}	%	17,3	14,5	14,3
Arbeitszahl Solarsystem	A		66,0	66,3	76,5
Solare Ertragsgarantie Ertrag/eta für Kollektorkreis		%/%	101,9/102,5	106,3/103,4	

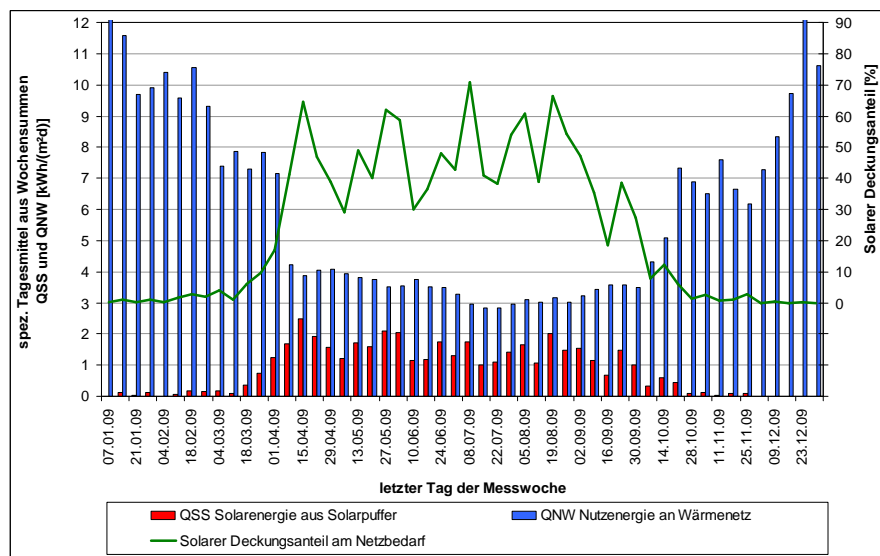
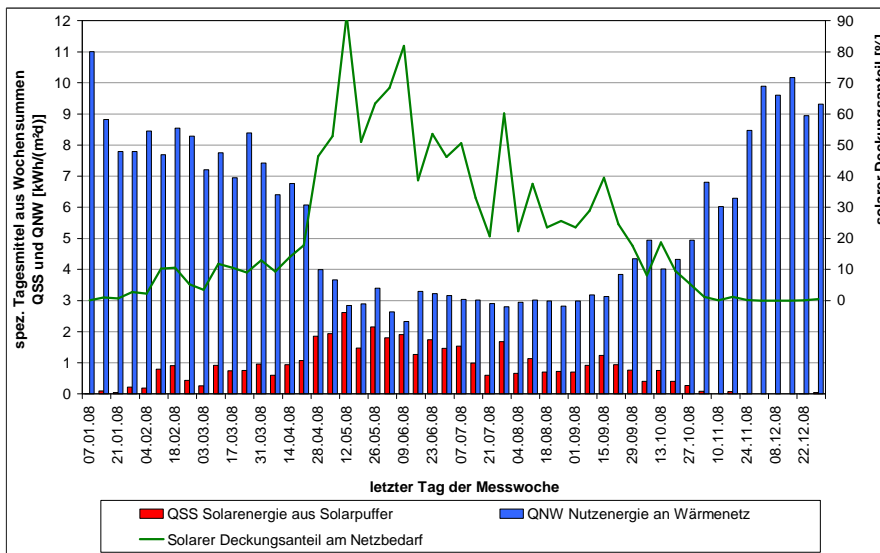
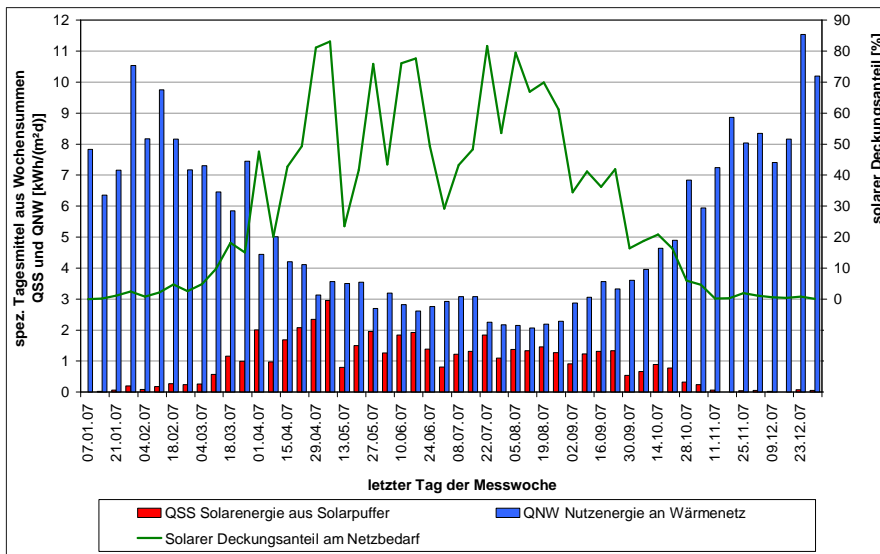
Zusammenstellung Garantienachrechnung

	Einheit	Garantie des Bieters	Nachrechnung mit Werten aus Randbedingung	Nachrechnung mit realen Betriebsbedingungen (Messwerte)	Beaufschlagung der Nachrechnung unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren	Messung Zfs
Messperiode 1 vom 01.01. bis 31.12.2007						
Globalstrahlung	kWh/(m ² *a)	928,9	928,9	1.012	./.	1.011,4
Einstrahlungsenergie in Koll.	MWh/a	130,0	130,0	142,8	./.	142,0
Solarertrag ab WT (QSP)	MWh/a	44,87	44,60	42,23	42,49	43,29
Kollektorkreisnutzungsgrad	%	34,52	34,31	29,58	29,76	30,49
Mittl. Netzurücklauftemperatur	°C	40,3	40,3	46,1	./.	47,0
Garantieerfüllung für Solarertrag aus Kollektorkreis in %						101,9
Garantieerfüllung für Kollektorkreisnutzungsgrad in %						102,5
Messperiode 2 vom 01.01 bis 31.12.2008						
Globalstrahlung	kWh/(m ² *a)	928,9	987,6	./.	./.	1.017
Einstrahlungsenergie in Koll.	MWh/a	130,0	130,0	137,7	./.	141,4
Solarertrag ab WT (QSP)	MWh/a	44,87	45,76	37,40	36,67	38,99
Kollektorkreisnutzungsgrad	%	34,52	35,19	27,17	26,65	27,56
Mittl. Netzurücklauftemperatur	°C	40,3	40,3	51,8	./.	51,8
Garantieerfüllung für Solarertrag aus Kollektorkreis in %						106,3
Garantieerfüllung für Kollektorkreisnutzungsgrad in %						103,4

Zusammenstellung Einstrahlung, Solarertrag und Kollektorkreisnutzungsgrad



Zusammenstellung Nutzenergie Wärmenetz, Solarenergie aus Pufferspeicher, Deckungsanteil



Zusammenstellung Volumenströme Entladung Pufferspeicher und Wärmenetz, Wärmenetztemperaturen,

